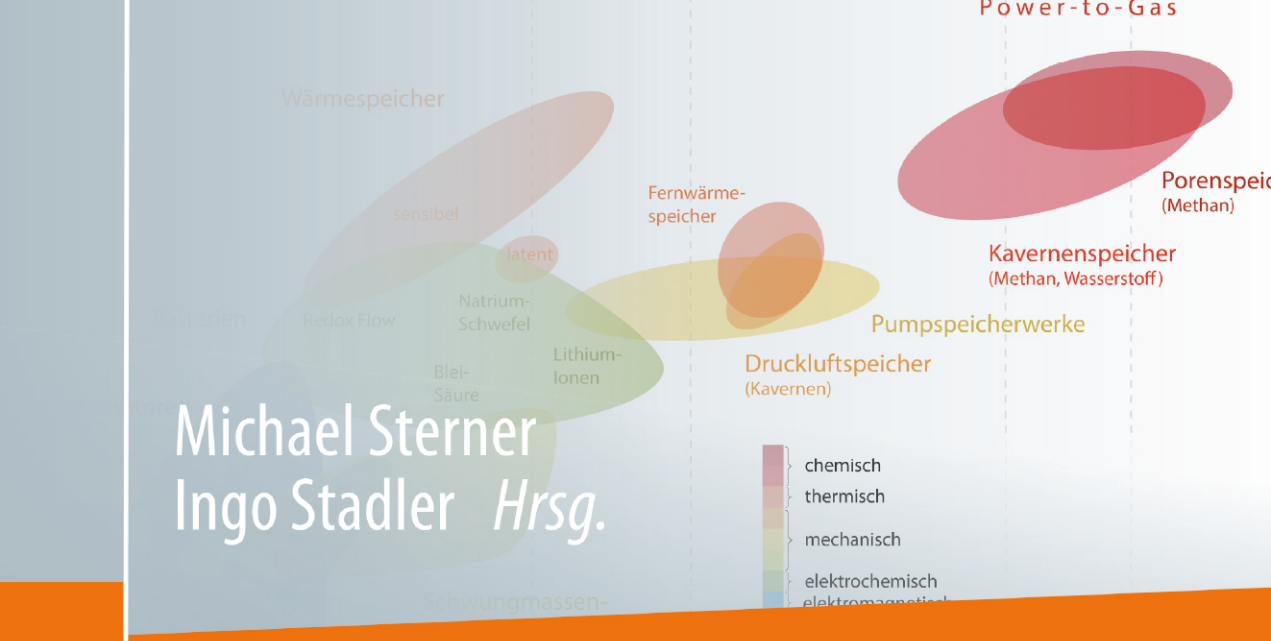


Michael Sterner
Ingo Stadler *Hrsg.*

Energiespeicher

Bedarf · Technologien · Integration

2. Auflage

Springer Vieweg

Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration

Michael Sterner
Ingo Stadler
(Hrsg.)

Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration

2. korrigierte und ergänzte Auflage

Springer Vieweg

Herausgeber
Michael Sterner
FENES OTH Regensburg
Regensburg
Deutschland

Ingo Stadler
CIRE TH Köln
Köln
Deutschland

Ergänzendes Material zu diesem Buch finden Sie auf http://www.springer.com/9783662488928.

ISBN 978-3-662-48892-8 ISBN 978-3-662-48893-5 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über ► http://dnb.d-nb.de abrufbar.

Springer Vieweg
© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.
Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.
Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen.

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

Springer Vieweg ist Teil von Springer Nature
Die eingetragene Gesellschaft ist Springer-Verlag GmbH Deutschland
Die Anschrift der Gesellschaft ist: Heidelberger Platz 3, 14197 Berlin, Germany

Widmung
Wir möchten dieses Buch zwei Personen widmen,
die sowohl die Energiewende als auch die beiden Autoren maßgeblich geprägt haben
und leider viel zu früh von uns gegangen sind:

Hermann Scheer und Jürgen Schmid

Beide haben leidenschaftlich für die Energiewende gelebt und gekämpft,
uns mit Ihren Arbeiten inspiriert und ermutigt.
Hermann Scheer erkannte sehr früh die signifikante Bedeutung der Energiespeicher
für die Zukunft unserer Energieversorgung. Seine Idee einer internationalen
Speicherkonferenz tragen wir im wissenschaftlichen Beirat
der International Renewable Energy Storage Conference (IRES) fort.
Jürgen Schmid war der technologische Visionär und skizzierte und gestaltete
die Energiezukunft durch seine Arbeiten auf inspirierende Weise.
Er begleitete unseren Weg als Doktorvater.

Wir tragen die Visionen von beiden weiter und formen sie in ein Stück Realität:
das Buch in Ihrer Hand.

Vorwort für 2. Auflage

Energiespeicher – ein ganz heißes Thema. Nicht eine Woche vergeht, ohne dass wir in den Nachrichten darüber hören und lesen. Den Energiespeichern gehört die Zukunft. Auch wenn die Energiepolitik es noch als Randthema behandelt: Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft sind so weit, Energiespeicher als ein Kernthema der Energiewende aufzugreifen, anzugehen und umzusetzen – und zwar jetzt und nicht erst in 20 Jahren, wie es mancher in Politik und in den Ministerien gerne hätte, nachdem der priorisierte Netzausbau abgeschlossen ist.

Der vielfache Widerstand gegen neue Stromtrassen machen deutlich, dass eine Energiewende nur mit einer breiten, transparenten und guten Kommunikation mit der Bevölkerung gelingen kann, und zwar vorrangig auf dezentraler und regionaler Ebene. Denn nur so kann die notwendige Beteiligung der Bürger erreicht werden und daraus Akzeptanz entstehen. Hier gibt es seitens des VDE vielversprechende technische und ökonomische Überlegungen wie den »zellularen Ansatz«, der zur Maxime hat, dass unsere günstigsten erneuerbaren Quellen Wind und Sonne möglichst lokal genutzt und ausgeglichen werden sollen. Aber auch das Pariser Klimaschutzabkommen von 2015 weißt uns eindeutig den Weg in eine post-fossile Energieversorgung auf, in der erneuerbarer Strom als Primärenergie zur Dekarbonisierung aller Sektoren genutzt wird. In diesem Zusammenhang werden Energiespeicher und Sektorenkopplung, die wir ausführlich und grundlegend bereits in der ersten Auflage beschrieben haben, notwendig.

Aber auch aus makroökonomischer Perspektive gilt: Netze übernehmen den räumlichen, Speicher den zeitlichen Ausgleich – wir brauchen Netze und Speicher für Strom, Gas, Wärme und Kraftstoffe. Vielfach sind die »Speicher« und »Entladegeräte« bereits verfügbar, wir müssen vielerorts nur noch die passenden »Ladegeräte« für die vorhandene fossile Infrastruktur bauen, um diese mit erneuerbarer Energie weiter zu nutzen. Die immer häufiger werdenden Netzengpässe samt Kosten für ungenutzten Wind- und Solarstrom und Ausgleichsmaßnahmen in Milliardenhöhe zeigen uns eindeutig: es ist falsch, nur auf eine Maßnahme - den Stromnetzausbau - zu setzen. Es ist viel sinnvoller, Redundanzen zu schaffen und neben dem Netzausbau auch das Thema Speicher voranzutreiben. Netze und Speicher ergänzen sich also – sie sind zwei Seiten derselben Medaille und sollten politisch die gleiche Priorität haben.

Auch die vielfach gescholtenen hohen Kosten für Speicher relativieren sich: Wenn regionale Energiemärkte den Euro im Land halten, statt ihn milliardenfach als Bezahlung für fossile gespeicherte Energie ins Ausland zu exportieren, ist dieses Geld, in erneuerbare Energien als heimische Primärenergiequellen, in Netze und in Speicher als Infrastruktur investiert, ein volkswirtschaftlich vollständig schlüssiges Geschäftsmodell: ein »Geschäftsmodell Energiewende« mit einer guten Rendite bis 2050. Alle technischen Lösungen sind vorhanden, eine ökologische Energiewende samt Speicher ist wirtschaftlich umsetzbar, die Gesellschaft ist so weit – es fehlt nur noch an den energiepolitischen Rahmenbedingungen.

Das zu begreifen und die Weichen mit entsprechendem Weitblick über Quartalsberichte und Legislaturperioden hinaus zu stellen, ist unser Wunsch an die Entscheider nicht nur in diesem Land. Das Buch soll den nötigen Diskurs dazu als sachliche Basis stärken.

Gerade in unseren post-faktischen Zeiten ist dies eine essentielle Basis für den gesellschaftlichen Diskurs, der von Offenheit und Transparenz geprägt sein sollte und erst dadurch in sachbasierten Entscheidungen münden kann. Es liegt glasklar auf der Hand: In Energiespeichern liegen große energie- und industriepolitische Chancen, da wir es perfekt beherrschen, komplexe Systeme zu errichten und gut zu vermarkten – mit dem Effekt, dass Wertschöpfung, Arbeit und Wohlstand im eigenen Land bleiben und letztlich zur besseren Integration erneuerbarer Energien global eingesetzt werden können. Wir haben keine Zweifel daran, dass wir dies schaffen. Auch wenn wir uns gerade in einer Phase des Übergangs befinden (was das Jahr 2016 deutlich gemacht hat), sind wir überzeugt, dass langfristig kein Weg an der Energiewende samt Energiespeichern vorbei führt. Egal, um wieviele Jahre wir unser fossiles Zeitalter politisch verlängern mögen: fossile Ressourcen sind endlich, ihre Nutzung klimaschädlich und zerstörerisch. Daher ist der zeitliche Umstieg auf erneuerbare Energien nur eine Frage von Generationen, nicht mehr von Jahrhunderten. Der entsprechende Bewusstseinswandel wird kommen - hoffentlich nicht leidvoll erzwungen, sondern in Frieden.

Wir haben uns sehr über die zahlreichen positiven Rückmeldungen aus Industrie und Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Politik gefreut, dass es für ein solches Buch höchste Zeit war und es nun endlich ein gut strukturiertes, tiefgründiges, vor allem aber dennoch übersichtliches und sprachlich leicht verständliches Werk gibt.

An dieser Stelle ein herzliches **Dankeschön** an alle für dieses sehr positive Feedback. Es gab uns neben zahlreichen Neuheiten den Schwung und Anlass, die zweite Auflage auf den Weg zu bringen. Nun ist es so weit, und wir sind stolz, dass wir nicht nur ein Update samt Fehlerkorrekturen vorlegen können, sondern folgende zahlreiche **Erweiterungen** und Ergänzungen:

- ► Kapitel 2 diente als Grundlage für **Speicherdefinitionen** bei Arbeitsgruppen von BDEW, VDI, dena und VDE; die Rückmeldungen daraus sind eingeflossen und wir haben das Kapitel um die Begriffe Power-to-X und **Sektorenkopplung** erweitert,
- ► Kapitel 3 wurde um die umfassendste Studie zum Speicherbedarf der letzten Jahre erweitert: die »**Roadmap Speicher**«. Darüber hinaus wurde die »**Agora Speicherstudie**« vervollständigt und die Betrachtungen eines **netzgetriebenen Speicherbedarfs** erweitert,
- in ► Kapitel 4 kam die »**Roadmap Wärme**« hinzu und aus neuen Studien eine konkrete Abschätzung des Wärmespeicherbedarfs bis 2050,
- ► Kapitel 5 umfasst nun auch den Speicherbedarf des **Chemiesektors**, der dort über **Power-to-X** den nicht-energetischen Verbrauch fossil gespeicherter Energie langfristig ersetzen soll,
- in ► Kapitel 8 kamen der **Wasserstoffspeicher LOHC** hinzu, neue Aspekte von Power-to-Liquid und Updates im Grundlagenteil,
- in ► Kapitel 9 haben wir die **Lageenergiespeicher** aktualisiert und ausgebaut,
- ► Kapitel 11 wurde um aktuelle Zahlen und Potenziale zum **Lastmanagement** erweitert,
- ► Kapitel 12 enthält neue Methoden zum immerwährend schwierigen **Vergleich** aller Speicher und Zahlen zur zukünftigen **Kostenentwicklung** von Batterien und Power-to-Gas,
- ► Kapitel 13 greift aktuelle Trends der **Batterieentwicklung** anhand vieler neuer Projektbeispiele auf,
- ► Kapitel 14 integriert ebenfalls zahlreiche **neue Anwendungen** von **Wärmespeichern** und **Power-to-Gas** Anlagen,

- ▶ Kapitel 15 ist vollständig neu und gibt einen guten, kompakten Überblick über den **rechtlichen Rahmen** für Energiespeicher in Deutschland.

Dieses Update wäre natürlich nicht ohne unsere **Koautoren** möglich gewesen, denen wir an dieser Stelle ganz besonders für die fachlichen Beiträge danken möchten. Wir konnten einige hinzugewinnen – daher erscheint dieses Werk nun auch als Herausgeberwerk. Diese Version wird ins Englische übersetzt, und eine portugiesische Auflage ist ebenfalls in Vorbereitung.

Herzlich danken möchten wir auch unseren Studierenden, welche v. a. die erste Auflage tatkräftig unterstützten: **Andreas Hofrichter, Andreas Lösing, Benjamin Lehmann, Bettina Vogl, Eric Dürselen, Florian Hüllen, Frank Strümpler, Henning Voss, Jens Fiedler, Leif Henning Möllmann, Lutz von Pidoll, Matthias Buchner, Moritz Falkenstein, Nicole Muggenthaler, Peter Gurka, Sebastian Zajac, Stefan Freundorfer, Thomas Estermann, Tristan Heiden** und unseren fachlichen Lektoren **Dr. Alexander Krajete, Bernd Stürmer, Prof. Dr. Robert Leinfelder, Wolfgang Köppel und Prof. Dr. Ralf Steudel**.

Für die großartige Unterstützung bei Springer und das Lektorat bedanken wir uns bei **Eva Hestermann-Beyerle, Birgit Kollmar-Thoni** und **Tatjana Strasser**. Ebenso danken wir allen Firmen und Partnern, die uns ihr Bildmaterial und Wissen zur Verfügung gestellt haben.

Das Wichtigste zum Schluss: Nicht nur das Buch, auch unsere Familien sind gewachsen.

Unser Dank gilt daher ganz besonders unseren lieben Frauen **Anne** und **Chrissi**, die uns abermals den Rücken freigehalten haben und uns in unserem Wirken und Schaffen bestärken, und unseren Kinder **Amalia**, **Elias**, **Enya** und **Kira**, die mittlerweile sehr genau wissen, was Biomasse ist.

Michael Sterner, Ingo Stadler
Regensburg, Köln
im Frühjahr 2017

Vorwort der 1. Auflage

Liebe Leserin, lieber Leser,

»Erneuerbare Energien – gut und schön – aber es fehlen die Speicher! Ohne Speicher machen erneuerbare Energien keinen Sinn!« So oder so ähnlich haben Sie sicherlich die Debatte um die Energiewende und erneuerbare Energien selbst erlebt. Wir können diesen Satz nicht mehr hören. Wir haben kein Energiespeicherproblem, wir haben eher die Qual der Wahl zwischen all den Flexibilitäts- und Speicheroptionen – wie man schon am Umfang dieses Buches erkennen kann.

Wir möchten Ihnen mit diesem Buch zeigen, dass die Speicher, die wir zur Energiewende brauchen, bereits vorhanden sind. Technologisch ist das Speicherproblem gelöst. Es gibt ausreichende Kapazitäten in Deutschland, in Europa und weltweit.

Auch ist es falsch, dass die Notwendigkeit Energie zu speichern eine Besonderheit von erneuerbaren Energien darstellt. Alle Energieversorgungssysteme in allen Zeiten haben immer auf Energiespeicherung beruht, lediglich die Perspektive und die verwendeten Technologien ändern sich. Bis heute baut unsere Energieversorgung fast vollständig auf gespeicherter Energie auf. Während wir in dem Energiesystem, welches wir gerade versuchen hinter uns zu lassen, vornehmlich Primärenergie speichern, speichern wir in einer erneuerbaren Energieversorgung eher Strom und Endenergie. Zeit, dies einmal in einem Buch darzustellen.

In einer Pause während der International Renewable Energy Storage Conference IRES im Jahr 2011 sprachen wir – **Michael Sterner** von der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg und **Ingo Stadler** von der Fachhochschule Köln – erstmalig über die Idee, ein Buch zur Energiespeicherung zu schreiben. Wir beide haben bereits zuvor unabhängig voneinander über ein solches Vorhaben nachgedacht, da es keine wirklich gute Literatur zu diesem Thema gibt, geschweige denn ein Buch, das alle Speicherthemen und Technologien vergleichend zusammenbringt. Aber die Zeit ist knapp und man hat ja immer etwas Wichtigeres zu tun. Aber zu zweit zieht man sich gegenseitig und der Weg durch die Kapitel geht sich leichter.

Die besten Lehrbücher wurden übrigens nie geschrieben. Und sollten sie geschrieben worden sein, wurden sie nicht veröffentlicht, da sie den Qualitäts-, Aktualitäts- und Vollständigkeitsansprüchen der verhinderten Autoren nicht gerecht wurden.

Noch am selben Abend beschlossen wir, DAS aktuelle, allumfassende und hochwertige Buch zum Thema Energiespeicher zu verfassen. Wir sind davon überzeugt, dass uns mit diesem vorliegenden ein sehr gutes Buch zum Thema gelungen ist. Mit vielleicht etwas fehlender Bescheidenheit möchten wir sogar sagen, dass uns derzeit kein besseres hierzu bekannt ist. Dennoch sind wir noch weit von unserem eigentlichen Anspruch entfernt. Sie mögen sagen, da fehlt aber noch dieses und jenes, und so manches hätte man noch ausführlicher, zumindest aber besser machen können und den einen oder anderen Fehler habe ich bereits entdeckt. Ja, das geht uns Autoren genauso. Aber damit dies nicht eines der nie veröffentlichten Bücher wird, haben wir an der Stelle erst mal einen vorläufigen Schlussstrich

gezogen. Manche Redundanz über die Kapitel hinweg ist so gewollt, da die Kapitel auch als elektronisches Buch einzeln erhältlich sind. Und während Sie dieses Buch gerade lesen, arbeiten wir bereits an der zweiten Auflage mit zusätzlichen Inhalten, sprachlichen Verbesserungen und neuen didaktischen Elementen und freuen uns auf Ihre Rückmeldungen und konstruktiven Verbesserungsvorschläge. Für jeden gefundenen Fehler gibt es einen süßen Finderlohn. Wenn Sie neue innovative Technologien haben, die in diesem Buch noch nicht aufgeführt sind, schreiben Sie uns ebenfalls. Wir hoffen, dass Sie nach der Lektüre in Speicherfragen »nicht mehr auf der Leitung stehen« wie manch andere Zeitgenossen, wie der Karikaturist Gerhard Mester liebevoll am Ende dieses Buches illustriert hat.

Trotz erheblichen zeitlichen Aufwands von uns beiden in den vergangenen zwei Jahren, wäre das Buch ohne die Mitarbeit zahlreicher Kompetenzträger und einer Vielzahl studentischer Mitarbeiter nicht zustande gekommen. Auf der folgenden Seite wollen wir all denjenigen danken, die wesentlichen Anteil am Gelingen dieses Buches haben. Besonders herausstellen möchten wir an dieser Stelle den Einsatz unserer unermüdlichen Studierenden **Franz Bauer**, **Fabian Eckert**, **Jens Fiedler**, **Tristan Heiden** und **Martin Thema**. Ohne sie wäre das Buch nicht oder doch wesentlich später zustande gekommen.

Ein herzliches Dankeschön auch an **Tatjana Strasser**, die das Buch in wohl klingendes Deutsch versetzt hat und **Eva Hestermann-Beyerle** und **Birgit Kollmar** für die hervorragende Betreuung seitens des Springer-Verlages. Unsere Frauen mussten in der letzten Zeit viel auf Ihre Männer verzichten, unsere Töchter auf Ihre Väter. Während **Amalia** noch zu jung ist, um Ihren Unmut verbal Ausdruck zu verleihen, handelt es sich zum Bedauern von **Enya** und **Kira** bei diesem Buch nicht um Pferdegeschichten. Wobei wir nicht unerwähnt lassen möchten, dass die in ► Kap. 8 erwähnten chemischen Energiespeicher durchaus aus den Hinterlassenschaften von Pferden gewonnen werden können.

Ingo Stadler, Michael Sterner
Köln, Regensburg
im Sommer 2014

Autorenverzeichnis

Franz Bauer (FENES OTH Regensburg)
- ▶ Kapitel 2.1, 2.2, 2.3, 2.4
- ▶ Kapitel 8.1
- ▶ Kapitel 9.3

Dr. Christopher Breuer (Westnetz GmbH)
- ▶ Kapitel 3.5

Dr. Marcus Budt (Fraunhofer UMSICHT)
- ▶ Kapitel 9.1

Dr. Eduardo Cattaneo (Hoppecke Batterien)
- ▶ Kapitel 7.6

Fritz Crotogino (KBB Underground Technology)
- ▶ Kapitel 8.4

Tim Drees (IAEW RWTH Aachen)
- ▶ Kapitel 3.5

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg)
- ▶ Kapitel 3.2, 3.3, 3.6, 3.7
- ▶ Kapitel 4.2, 4.3, 4.6, 4.7
- ▶ Kapitel 5.3, 5.5, 5.6
- ▶ Kapitel 8.1, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 4.7
- ▶ Kapitel 11.4, 11.5, 11.6
- ▶ Kapitel 13.1, 13.2, 13.3
- ▶ Kapitel 14.1, 14.2, 14.3

Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES)
- ▶ Kapitel 4.6, 4.7
- ▶ Kapitel 14.1

Dr. Andreas Hauer (ZAE Bayern)
- ▶ Kapitel 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7

Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE)
- ▶ Kapitel 4.5, 4.6, 4.7
- ▶ Kapitel 5.5

Dr. Matthias Herrmann (Hoppecke Batterien)
- ▶ Kapitel 7.4

Dr. Götz Langer (Hoppecke Batterien)
- ▶ Kapitel 7.2

Christian von Olshausen (sunfire GmbH)
- ▶ Kapitel 8.1, 8.6, 8.7
- ▶ Kapitel 14.2

Dr. Detlef Ohms (Hoppecke Batterien)
- ▶ Kapitel 7.1, 7.3

Andreas Palzer (Fraunhofer ISE)
- ▶ Kapitel 4.5

Dr. Bernhard Riegel (Hoppecke Batterien)
- ▶ Kapitel 7.6

Dr. Niklas Rotering (Rotering Energy)
- ▶ Kapitel 3.4

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
- ▶ Kapitel 6.1, 6.2, 6.3
- ▶ Kapitel 7.5, 7.6
- ▶ Kapitel 9.2, 9.3, 9.4
- ▶ Kapitel 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7
- ▶ Kapitel 11.1, 11.2, 11.3, 11.4
- ▶ Kapitel 13.1
- ▶ Kapitel 14.1

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
- ▶ Kapitel 1.1, 1.2, 1.3, 1.4
- ▶ Kapitel 2.1, 2.2, 2.3, 2.4
- ▶ Kapitel 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7
- ▶ Kapitel 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6
- ▶ Kapitel 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6
- ▶ Kapitel 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7, 8.8, 8.9, 8.10
- ▶ Kapitel 12.1, 12.2, 12.3, 12.4, 12.5, 12.6
- ▶ Kapitel 13.1, 13.2, 13.3, 13.4
- ▶ Kapitel 14.1, 14.2, 14.3

Dr. Daniel Teichmann (Hydrogenious Technologies GmbH)
- ▶ Kapitel 8.4

Martin Thema (FENES OTH Regensburg)
- Kapitel 3.6, 3.7
- Kapitel 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6
- Kapitel 12.1, 12.2, 12.3, 12.4
- Kapitel 13.1
- Kapitel 14.2, 14.3

Henning Thomas (Becker Büttner Held)
- Kapitel 15.1, 15.2, 15.3, 15.4, 15.5, 15.6, 15.7, 15.8

Tobias Trost (Fraunhofer IWES)
- Kapitel 5.2, 5.4
- Kapitel 14.2

Dr. Daniel Wolf (Home Power Solution GmbH)
- Kapitel 9.1

Abbildungen: Franz Bauer, Martin Thema

Inhaltsverzeichnis

Teil I Bedeutung und Einordnung von Speichern in der Energieversorgung

1 Energiespeicher im Wandel der Zeit ... 3
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
1.1 100 % erneuerbare Energie vor der industriellen Revolution ... 5
1.1.1 Photosynthese – Kernprozess der natürlichen Energiespeicherung ... 5
1.1.2 Holz, Torf, Energiepflanzen – Nutzung der gespeicherten Solarenergie ... 10
1.2 Fossile Energie im fossilen Zeitalter ... 15
1.2.1 Entstehung fossiler Energie ... 15
1.2.2 Nutzung und Emissionen fossiler Energie: Status quo ... 17
1.3 Übergang und Rückführung zum Zeitalter der erneuerbaren Energien ... 17
1.3.1 Klimawandel und Ressourcenknappheit – Treiber der globalen Energiewende ... 17
1.3.2 Das Zeitalter der erneuerbaren Energien als verbleibende Frage der Zeit – Szenarien zur Wende ... 20
1.4 Zusammenfassung ... 23
Literatur ... 23

2 Definition und Klassifizierung von Energiespeichern ... 25
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 2.1, 2.2, 2.3, 2.4
2.1 Definition und Anwendung ... 26
2.2 Nutzen von Speichern ... 31
2.3 Klassifizierung von Speichern ... 36
2.3.1 Physikalisch-energetische Klassifizierung ... 36
2.3.2 Definition und Berechnung der wichtigsten Größen ... 38
2.3.3 Zeitliche Klassifizierung ... 44
2.3.4 Räumliche Klassifizierung ... 45
2.3.5 Ökonomische Klassifizierung ... 46
2.4 Zusammenfassung ... 47
Literatur ... 49

Teil II Bedarf an Energiespeicherung

3 Speicherbedarf in der Stromversorgung ... 53
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Dr. Christopher Breuer (Westnetz GmbH): Abschnitt 3.6
Tim Drees (IAEW RWTH Aachen): Abschnitte 3.5, 3.6
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg), Abschnitte 3.2., 3.3, 3.6, 3.7
Andreas Maaz (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.5
Carsten Pape (Fraunhofer IWES): Abschnitt 3.5
Dr. Niklas Rotering (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 3.7, 3.8

3.1 Speicherbedarf und Überschüsse – Einflussfaktoren und Definitionen 56
3.1.1 Grundsätzliche Einflüsse auf den Speicherbedarf 56
3.1.2 Definition Speicherbedarf 57
3.1.3 Unterscheidung marktbasierter und netzbasierter Stromüberschuss 58
3.2 Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums 59
3.2.1 Entwicklung des Primär-, End- und Nutzenergiebedarfs 59
3.2.2 Entwicklung des Strommix 62
3.2.3 Auswirkung von Mindesterzeugung und Import/Export auf den Speicherbedarf 65
3.2.4 Auswirkung von Lastmanagement auf den Speicherbedarf 67
3.2.5 Speichereinsatz bei erneuerbaren Anteilen von 40 %, 63 % und 85 % 69
3.2.6 Zusammenfassung 71
3.3 »100 % Strom aus erneuerbaren Quellen« laut Umweltbundesamt 72
3.3.1 Annahmen zum Stromverbrauch in 2050 72
3.3.2 Technisch-ökologische Potenziale von erneuerbaren Energien, Speichern und Lastmanagement 74
3.3.3 Annahmen und Modellierung des Szenarios für 2050 78
3.3.4 Ergebnisse zu Speicherbedarf und Versorgungssicherheit 80
3.3.5 Zusammenfassung 88
3.4 VDE-ETG-Studie zum marktbasierten Speicherbedarf 89
3.4.1 Methodik 90
3.4.2 Annahmen der Modellbildung und Eingangsdaten 92
3.4.3 Szenarien-übergreifende Erkenntnisse 94
3.4.4 Erkenntnisse aus dem 40 %-Szenario 96
3.4.5 Erkenntnisse aus dem 80 %-Szenario 97
3.4.6 Erkenntnisse aus dem 100 %-Szenario 100
3.4.7 Zusammenfassung 100
3.5 Studie »Roadmap Speicher« zum Speicherbedarf Deutschlands im europäischen Kontext 101
3.5.1 Methodisches Vorgehen 102
3.5.2 Szenario 104
3.5.3 Mittelfristige Speichersimulation 108
3.5.4 Langfristige Speichersimulation 111
3.5.5 Wesentliche Erkenntnisse / Zusammenfassung 113
3.6 Untersuchungen zum netzbasierten Speicherbedarf 114
3.6.1 Methodisches Vorgehen zur Unterscheidung von markt- und netzbasiertem Speicherbedarf 114
3.6.2 Fallstudie Power-to-Gas in Deutschland im Jahr 2022 bei verzögertem Netzausbau 114
3.6.3 Minimaler Speicherbedarf im europäischen Netzverbund 117
3.6.4 Zusammenfassung 118
3.7 Gegenüberstellung und Einordnung der Ergebnisse 119
3.7.1 Gegenüberstellung der Ergebnisse der drei Studien 119
3.7.2 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu weiteren Studien 119
3.8 Zusammenfassung 135
Literatur 138

4 Speicherbedarf in der Wärmeversorgung 141
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 4.2, 4.4, 4.6, 4.7
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES): Abschnitte 4.4, 4.7, 4.8
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE): Abschnitte 4.6, 4.7, 4.8
Andreas Palzer (Fraunhofer ISE): Abschnitt 4.6
4.1 Grundlagen und Ziele 143
4.2 Entwicklung des Wärmebedarfs 143
4.3 Entwicklung des Wärmemix 144
4.3.1 Fossile Wärmebereitstellung 144
4.3.2 Erneuerbare Wärmebereitstellung 144
4.4 Transformation des Wärmesektors 145
4.4.1 Haushalte 146
4.4.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 147
4.4.3 Industrie 148
4.5 Paradigmenwechsel im Wärmesektor 149
4.5.1 Beispiel Wandel Erdöl – Erdgas – erneuerbare Energien 150
4.5.2 Strom als Primärenergie 150
4.6 Speicherbedarf in einem Klimazielszenario für das Energiesystem Deutschland im Jahr 2050 151
4.6.1 Szenariorahmen, Modell und Annahmen 151
4.6.2 Ergebnisse zum Speichereinsatz im Wärmebereich 152
4.7 Überschüsse, Speicherbedarf und Speicherpotenziale 155
4.7.1 Überschüsse im Wärmesektor 155
4.7.2 Entwicklung des Speicherbedarfs 157
4.7.3 Speicherpotenziale 159
4.8 Zusammenfassung 165
Literatur 167

5 Speicherbedarf im Verkehrs- und Chemiesektor 169
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 5.3, 5.5, 5.6
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE): Abschnitt 5.5
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitte 5.2, 5.4
5.1 Grundlagen und Ziele im Verkehrssektor 171
5.1.1 Ausgangslage und Entwicklung der letzten Jahrzehnte 171
5.1.2 Zielsetzungen im Verkehrssektor 171
5.2 Entwicklung des Mobilitätsbedarfs 172
5.2.1 Entwicklung der Bevölkerung 173
5.2.2 Entwicklung der Wirtschaftsleistung 173
5.2.3 Bandbreite der Entwicklung des Bedarfs in Personen- und Güterverkehr 173
5.3 Entwicklung der Energie- und Kraftstoffversorgung 173
5.3.1 Entwicklung im Personenverkehr 173
5.3.2 Entwicklung im Güterverkehr 175
5.3.3 Entwicklung des Energiemix im Verkehrssektor 176
5.4 Paradigmenwechsel im Verkehrssektor 178
5.4.1 Elektrifizierung der Mobilität über Batterien und Stromkraftstoffe 179
5.4.2 Integration erneuerbarer Energien als Grundpfeiler der Mobilität 182

5.5 Speicherbedarf im Verkehrssektor ... 182
5.5.1 Heutiger Speicherbedarf ... 182
5.5.2 Speicherbedarf in einem zu 50 % erneuerbar versorgten Mobilitätssektor ... 183
5.5.3 Speicherbedarf in der Studie des Fraunhofer ISE ... 184
5.5.4 Speicherstudie für die Agora Energiewende ... 185
5.6 Speicherbedarf in der chemischen Industrie ... 186
5.6.1 Rohstoffverbrauch heute und im Jahr 2050 ... 187
5.6.2 Benötigte Power-to-X-Leistung für die chemische Industrie ... 188
5.7 Zusammenfassung ... 188
Literatur ... 191

Teil III Technologien der Energiespeicherung

6 Elektrische Energiespeicher ... 195
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
6.1 Kondensatoren – Supercaps ... 197
6.1.1 Grundlagen eines Kondensators ... 197
6.1.2 Vom Kondensator zum Doppelschichtkondensator ... 200
6.1.3 Ladung und Entladung ... 203
6.1.4 Verluste, Wirkungsgrad und weitere Kennwerte ... 209
6.1.5 Lebensdauer ... 213
6.1.6 Anwendungsgebiete ... 216
6.2 Supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher ... 217
6.2.1 Grundlagen der Supraleitung ... 218
6.2.2 Supraleitfähiger elektromagnetischer Energiespeicher ... 219
6.3 Zusammenfassung ... 225
Literatur ... 227

7 Elektrochemische Energiespeicher ... 229
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Dr. Bernhard Riegel (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Detlef Ohms (Hoppecke Batterien): Abschnitte 7.1, 7.3
Dr. Eduardo Cattaneo (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Götz Langer (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.2
Dr. Matthias Herrmann (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.4
7.1 Grundlagen ... 232
7.1.1 Physikalische Grundzusammenhänge ... 232
7.1.2 Potenzialausbildung an Elektroden ... 233
7.1.3 Elektrodengleichgewicht ... 235
7.1.4 Nernst'sche Gleichung ... 235
7.1.5 Elektrochemische Umsätze an Elektroden ... 237
7.1.6 Elektrochemische Zellen und Zellreaktionen ... 237
7.1.7 Elektroden- und Zellpolarisation ... 239
7.1.8 Nebenreaktionen ... 241
7.1.9 Energie- und Wirkungsgradbetrachtungen ... 241
7.1.10 Typen elektrochemischer Energiespeicher und -wandler ... 242
7.1.11 Elektrolyte ... 243
7.1.12 Bauformen von Zellen ... 244
7.1.13 Kenngrößen von Energiespeichern ... 244

7.2 Blei-Säure-Batterien 247
7.2.1 Aufbau 247
7.2.2 Grundreaktionen, Gleichgewicht, Zellenspannung 249
7.2.3 Stoffmengenbilanz, Speicherfähigkeit 250
7.2.4 Entladecharakteristik 250
7.2.5 Die Nebenreaktionen 254
7.2.6 Laden von Bleibatterien 257
7.2.7 Die verschlossene Bleibatterie 259
7.2.8 Alterungsmechanismen 262
7.3 Nickel-Batterien 264
7.3.1 Nickel-Cadmium-Batterien 266
7.3.2 Nickel-Metall-Hydrid Batterien 278
7.4 Lithium-Batterien 281
7.4.1 Funktionsprinzip, chemische Reaktionen und Aktivmaterialien 283
7.4.2 Zellspannung 283
7.4.3 Elektrolyt und elektrochemisches Stabilitätsfenster 287
7.4.4 Weitere Zellkomponenten 290
7.4.5 Leitfähigkeit der Elektrodenmaterialien 292
7.4.6 Bauformen und Anwendungsgebiete 294
7.4.7 Betriebsweise und typische Leistungskenndaten 299
7.5 Natrium-Schwefel-Batterien 304
7.5.1 Die Elektroden 304
7.5.2 Der Elektrolyt/Separator 305
7.5.3 Das Heizsystem 306
7.5.4 Formen und Modulgrößen 307
7.5.5 Lade- und Entladevorgang 308
7.5.6 Zyklen, Kapazitäten und Lebensdauer 311
7.5.7 Wirkungsgrad, Leistung und Energien 312
7.5.8 Gefahren und Sicherheit 313
7.6 Redox-Flow-Batterien 315
7.6.1 Aufbau und Funktionsweise der Redox-Flow-Zelle 315
7.6.2 Mögliche Materialpaarungen 319
7.6.3 Lade- und Entladestrategien 320
7.6.4 Energie-, Leistungsdichte und Wirkungsgrad 322
7.6.5 Die Redox-Flow-Batterie im Vergleich 323
7.6.6 Lebensdauer und lebensdauerverkürzende Mechanismen 323
7.6.7 Anwendungsbereiche von Redox-Flow-Batterien 323
7.6.8 Recycling, Umwelt und Sicherheit 324
Literatur 325

8 Chemische Energiespeicher 327
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 8.1
Fritz Crotogino (KBB Underground Technology): Abschnitt 8.4
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.1, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitte 8.1, 8.2, 8.6, 8.7
Dr.-Ing. Daniel Teichmann (Hydrogenious Technologies GmbH): Abschnitt 8.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6

8.1 Grundlagen ... 330
8.1.1 Das C-H-O-System als Basis der chemischen Energiespeicherung ... 330
8.1.2 Wasserstoff als Energieträger ... 332
8.1.3 Wasserstoffherstellung ... 334
8.1.4 Thermodynamik der Wasserspaltung ... 342
8.1.5 Elektrolytische Leitfähigkeit ... 347
8.2 Einspeichertechnologie Wasserelektrolyse ... 354
8.2.1 Überblick ... 354
8.2.2 Elektrolysezelle – Elektrolysearten ... 356
8.2.3 Elektrolyseblock – Stackdesign ... 361
8.2.4 Elektrolyseur, Elektrolyse-Anlage und ihre Peripherie ... 361
8.2.5 Vergleich der einzelnen Elektrolysetechnologien ... 364
8.2.6 Wirkungsgradsteigerung durch Abwärmenutzung ... 364
8.3 Einspeichertechnologien Methanisierung und chemische Synthesen ... 370
8.3.1 Überblick und Methan als Energieträger ... 370
8.3.2 CO_2-Quellen für Power-to-X ... 372
8.3.3 Chemische Methanisierung ... 374
8.3.4 Biologische Methanisierung ... 382
8.3.5 Methanolsynthese ... 390
8.3.6 Fischer-Tropsch-Synthese ... 395
8.4 Speichermedien und Lagerung ... 402
8.4.1 Gasförmige Speichermedien ... 402
8.4.2 Flüssige Speichermedien ... 416
8.4.3 Feste Speichermedien ... 427
8.5 Ausspeichertechnologien ... 431
8.5.1 Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung ... 431
8.5.2 Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden ... 440
8.5.3 Mobilität und Verkehr ... 446
8.6 Das Speichersystem Power-to-Gas ... 449
8.6.1 Anfänge von Power-to-Gas ... 449
8.6.2 Power-to-Gas-Wasserstoff ... 452
8.6.3 Power-to-Gas-Methan ... 455
8.6.4 Wirkungsgrade, Potenziale, CO_2-Emissionen und Kosten ... 462
8.6.5 Vor- und Nachteile von Wasserstoff vs. Methan ... 468
8.7 Das Speichersystem Power-to-Liquid ... 470
8.7.1 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Fischer-Tropsch- Flüssigkraftstoffen ... 473
8.7.2 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Methanol ... 473
8.7.3 Wirkungsgrade, Kosten und erste Märkte ... 475
8.8 Ocean Fuels als Weiterentwicklung von Power-to-Gas und Power-to-Liquid ... 476
8.8.1 Rohstoffe und Kraftstoffe vom Meer – eine Frage des Potenzials und der Akzeptanz ... 476
8.8.2 Option schwimmende Windplattformen ... 480
8.8.3 Option Segelenergie ... 482
8.9 CO2-minderndes Energiesystem mit Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Ocean Fuels ... 485
8.10 Zusammenfassung ... 487
Literatur ... 489

9 Mechanische Energiespeicher 495
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 9.3
Marcus Budt (Fraunhofer UMSICHT): Abschnitt 9.1
Prof. Eduard Heindl (Heindl Energy): Abschnitt 9.3
Dr. Daniel Wolf (Home Power Solution GmbH): Abschnitt 9.1
9.1 Gasförmige Medien 497
9.1.1 Druckluftspeicherkraftwerke 497
9.1.2 Erneuerbare, emissionsfreie Druckluftspeicherprozesse 506
9.1.3 Druckluftspeichervolumen 515
9.2 Flüssige Medien 520
9.2.1 Pumpspeicherwerke 520
9.2.2 Innovative Konzepte zur Speicherung potenzieller Energie in flüssigen Medien 525
9.3 Feste Medien 548
9.3.1 Schwungradspeicher 548
9.3.2 Lageenergiespeicher 562
9.4 Zusammenfassung 573
Literatur 573

10 Thermische Energiespeicher 579
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Dr. Andreas Hauer (ZAE Bayern): Abschnitte 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7
10.1 Unterscheidungsmerkmale thermischer Speicher 581
10.2 Speichertechnologien 582
10.2.1 Sensible Wärmespeicherung 582
10.2.2 Latente Wärmespeicherung 582
10.2.3 Thermochemische Wärmespeicherung 583
10.3 Thermodynamische Grundlagen 583
10.3.1 Thermische Energie 583
10.3.2 Wärmeübertragung 584
10.3.3 Wärmedämmung 585
10.4 Sensible thermische Energiespeicher 586
10.4.1 Speichermaterialien 587
10.4.2 Speicher mit festem Speichermedium 589
10.4.3 Speicher mit flüssigem Speichermedium 592
10.4.4 Zusammenfassung 597
10.5 Latente thermische Energiespeicher 598
10.5.1 Charakterisierung von Materialien zur Latentwärmespeicherung 601
10.5.2 Materialien zur Latentwärmespeicherung 602
10.5.3 Wärmeübertragungskonzepte 607
10.5.4 Zusammenfassung 610
10.6 Thermochemische Energiespeicher 610
10.6.1 Speichermaterialien thermochemischer Prozesse 611
10.6.2 Bauformen 613
10.6.3 Zusammenfassung 615
10.7 Kosten 616
Literatur 617

11 Lastmanagement als Energiespeicher 619
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 11.4, 11.5, 11.6
11.1 Besonderheiten von Demand Response im Vergleich zu anderen Energiespeichern 623
11.2 Demand Response in Haushalten und Querschnitttechnologien 624
11.2.1 Speicherheizungen 624
11.2.2 Elektrische Warmwasserbereitung 626
11.2.3 Elektrische Kälteerzeugung 628
11.2.4 Heizungsumwälzpumpen 632
11.2.5 Lüftungsanlagen 633
11.2.6 Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen 634
11.3 Demand Response in der Industrie 635
11.4 Zusammenfassung deutscher und europäischer Demand Response-Potenziale 639
11.4.1 Demand Response-Potenziale in Deutschland 639
11.4.2 Demand Response-Potenziale in Europa 640
11.4.3 Vergleich einzelner DSM-Studien 640
11.5 Entwicklungen und Trends 640
11.5.1 Einsatz von Lastabwurf in der Industrie 640
11.5.2 Entwicklung des technisch-ökonomischen Potenzials 641
11.5.3 Gesicherte Leistung und Integration von erneuerbarer Energie 642
11.5.4 Potenzial zur Reduzierung von Netzausbau und Jahreshöchstlast 642
11.6 Zusammenfassung 643
Literatur 643

12 Vergleich der Speichersysteme 645
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 12.1, 12.2, 12.3, 12.4
12.1 Überblick über technische und ökonomische Parameter 648
12.2 Bestimmung der Anwendungsfelder durch Speicherkapazität und Auspeicherdauer 648
12.2.1 Elektrische Energiespeicher – Kondensatoren und Spulen 654
12.2.2 Elektrochemische Energiespeicher – Batterien 655
12.2.3 Mechanische Energiespeicher – Pumpspeicher, Druckluft und Schwungmassen 656
12.2.4 Thermische Energiespeicher – Wärmespeicher 656
12.2.5 Chemische Energiespeicher – Power-to-X 656
12.2.6 Lastmanagement 657
12.3 Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte im Vergleich 658
12.3.1 Vergleich aller Speicher nach Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte 658
12.3.2 Kostenvergleich von Stromspeichern nach Zyklendauer 661
12.4 Entwicklungsstand, Stärken und Schwächen 662
12.4.1 Technologischer Entwicklungsstand der Energiespeicher 662
12.4.2 Stärken und Schwächen verschiedener Technologien 663
12.5 Kostensenkungspotenziale für Batterien und Power-to-X 663
12.5.1 Kostentrends und Kostenpotenziale von Lithium-Batterien 664
12.5.2 Kostensenkungspotenziale von Power-to-Gas 673
12.6 Perspektiven für Energiespeicher und gesellschaftliche Akzeptanz 674
12.7 Zusammenfassung 678
Literatur 680

Teil IV Integration und Anwendung von Energiespeichern

13 Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren ... 685
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 13.1, 13.2, 13.3
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 13.1
13.1 Integration im Stromsektor ... 687
13.1.1 Funktion und Nutzen von Speichern im Stromsektor ... 687
13.1.2 Pumpspeicherwerke und Speicherkraftwerke ... 694
13.1.3 Schwungradspeicher ... 706
13.1.4 Batteriekraftwerke ... 707
13.1.5 Dezentrale Batteriespeicher in Häusern und Quartieren ... 710
13.1.6 Inselnetze mit erneuerbaren Energien und Speichern ... 718
13.1.7 Wärmespeicher in solarthermischen Kraftwerken ... 733
13.2 Integration im Wärmesektor ... 736
13.2.1 Wärmespeicher für Solarthermie ... 736
13.2.2 Latent- und Sorptionsspeicher in Gebäuden und Haushalt ... 744
13.2.3 Holz als chemischer Speicher in Forst und Wald für die Wärmeversorgung ... 747
13.3 Integration im Verkehrssektor ... 752
13.3.1 Beimischung von Biokraftstoffen und Nutzung von Pflanzenöl ... 752
13.3.2 Integration von Wasserstoff im Verkehr ... 756
13.3.3 Integration von Schwungradspeichern im öffentlichen Nahverkehr ... 759
13.4 Zusammenfassung ... 762
Literatur ... 764

14 Speicherintegration zur Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren ... 769
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.1, 14.2, 14.3
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.1
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitt 14.2
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.2, 14.3
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.2
14.1 Kopplung von Strom- und Wärmesektor ... 771
14.1.1 Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung über Wärmespeicher und Wärmenetze ... 771
14.1.2 Integration von Elektrowärmepumpen über Wärmespeicher und Wärmenetze ... 777
14.1.3 Integration von Power-to-Heat über Wärmespeicher und Wärmenetze ... 780
14.1.4 Batteriespeicher vs. Lastverschiebung vs. Wärmespeicher – ein Beispiel ... 786
14.2 Kopplung von Strom- und Verkehrssektor ... 788
14.2.1 Elektromobilität ... 788
14.2.2 Stromkraftstoffe ... 792
14.3 Kopplung von Strom- und Gassektor: Power-to-Gas ... 798
14.3.1 Power-to-Gas im Kontext der Energieversorgung ... 798
14.3.2 Entwicklung von Power-to-Gas in Deutschland und in den Nachbarländern ... 801
14.4 Zusammenfassung ... 814
Literatur ... 817

15 Rechtliche Rahmenbedingungen für Speicher in Deutschland 819
Dr. Henning Thomas, LL.M. (Dong Energy)
15.1 Rechtsvorschriften für die Energiespeicherung 821
15.1.1 Vorrang von EnWG, EEG und KWKG 821
15.2 Aktuelle Einordnung in das Energiewirtschaftsrecht 821
15.2.1 Speicher im EnWG 821
15.2.2 Speicher im EEG 822
15.2.3 Zuordnung des Speichers zu Erzeugung und Vertrieb oder zum Netz 823
15.3 Netzanschluss von Stromspeichern 824
15.3.1 Anschluss nach dem EnWG 824
15.3.2 Anschluss nach dem EEG 824
15.4 Stromkostenbelastungen bei der Einspeicherung 825
15.4.1 Speicherung als Letztverbrauch von Strom 825
15.4.2 Netznutzungsentgelte 826
15.4.3 EEG-Umlage 827
15.4.4 Stromsteuer 830
15.4.5 Übersicht für Pumpspeicher, Batterien und Power-to-Gas 831
15.5 Teilnahme von Energiespeichern an den Energiemärkten 831
15.5.1 Vermarktungsmöglichkeiten im Energiewirtschaftsrecht 833
15.5.2 Vermarktungsmöglichkeiten im EEG 836
15.5.3 Förderprogramme 839
15.6 Sonderfall Power-to-Gas 839
15.6.1 Privilegierte Einspeisung in das Erdgasnetz 840
15.6.2 Einsatz als Biokraftstoff 841
15.7 Genehmigung von Energiespeichern 841
15.7.1 Planerische Voraussetzungen 841
15.7.2 Genehmigungserfordernisse 841
15.8 Zusammenfassung 842
Literatur 844

Serviceteil

Epilog 846

Stichwortverzeichnis 847

Teil I Bedeutung und Einordnung von Speichern in der Energieversorgung

Kapitel 1 **Energiespeicher im Wandel der Zeit – 3**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Kapitel 2 **Definition und Klassifizierung von Energiespeichern – 25**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg):
Abschnitte 2.1, 2.2, 2.3, 2.4

Energiespeicher im Wandel der Zeit

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Übersicht

Seit Anbeginn der Zeit nutzt der Mensch **Energiespeicher**. Vor etwa 2 Mrd. Jahren setzte die **Photosynthese als erster Speicherprozess** ein. Sie speichert **Solarenergie** in Form organischer Verbindungen und speist damit **sämtliches Leben** auf der Erde. Im Zusammenhang mit der Entdeckung des **Feuers** vor ungefähr 1,5 Mio. Jahren wurde dieser »Energiespeicher« in Form von Feuerholz vom Menschen erschlossen und genutzt. Erst in jüngster Geschichte, seit der **industriellen Revolution,** greift der Mensch auf **fossile Energieträger** zurück, die eine ältere Form der Biomasse darstellen. Langfristig gilt es, den Speicherprozess der Biomasse nachhaltig zu nutzen, ihn technisch nachzubilden und weitere **Speichertechnologien** zu erschließen.

In diesem Kapitel wird die **Geschichte** der Energiespeicher mit Blick auf den **Kohlenstoffkreislauf** behandelt, angefangen bei dem natürlichen Speicherprozess der **Photosynthese**, über die Speicherprodukte **Biomasse**, Torf und **fossile Energieträger** bis hin zu den Speichertechnologien im **Zeitalter der erneuerbaren Energien**. Darüber hinaus wird auch die Bedeutung der Nutzung von Speichern herausgestellt. Der Fokus in diesem Kapitel liegt auf biogener und fossiler Energiespeicherung. Auf die Geschichte anderer Speichertechnologien wie Batterien, Pumpspeicher oder Power-to-Gas wird zu Beginn der jeweiligen Technologiekapitel eingegangen.

1.1 100 % erneuerbare Energie vor der industriellen Revolution – 5

1.1.1 Photosynthese – Kernprozess der natürlichen Energiespeicherung – 5

1.1.2 Holz, Torf, Energiepflanzen – Nutzung der gespeicherten Solarenergie – 10

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration,*
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_1

1.2 Fossile Energie im fossilen Zeitalter – 15
1.2.1 Entstehung fossiler Energie – 15
1.2.2 Nutzung und Emissionen fossiler Energie: Status quo – 17

1.3 Übergang und Rückführung zum Zeitalter der erneuerbaren Energien – 17
1.3.1 Klimawandel und Ressourcenknappheit – Treiber der globalen Energiewende – 17
1.3.2 Das Zeitalter der erneuerbaren Energien als verbleibende Frage der Zeit – Szenarien zur Wende – 20

1.4 Zusammenfassung – 23

Literatur – 23

1.1 100 % erneuerbare Energie vor der industriellen Revolution

▪ Die Sonne als Motor erneuerbarer Energie und Energiespeicherung

Alle natürliche Energie geht – mit Ausnahme von Tiefengeothermie, Kern- und Gezeitenkraft – von der Sonne aus. Vor der industriellen Revolution nutzte der Mensch Energie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen. Der wichtigste Energieträger war zu dieser Zeit die Biomasse, welche letztlich eine gespeicherte Form der Solarenergie ist. Einzelne Nutzungsformen von Holz als Biomasse gehen sogar bis in die Steinzeit zurück. Holz wurde vorwiegend für die Wärmeversorgung zum Kochen und Heizen, aber auch als Lichtquelle und für nicht technische Anwendungen als Schutz gegen wilde Tiere eingesetzt. Neben Holz wurde seit etwa 2000 Jahren auch Torf als Energieträger genutzt.

Die Solarenergie findet seit jeher auch Anwendung in Trocknungsprozessen. Darüber hinaus wurden andere erneuerbare Energiequellen erschlossen: die Nutzung der Windenergie und Wasserkraft für mechanische Arbeiten, z. B. zum Zerkleinern, Sieben und Pumpen, oder für den Transport über die Weltmeere (Segelschiffe). Auch diese Energieformen beruhen indirekt auf der Solarenergie: Sie ist es letztlich, die den Wasserkreislauf antreibt, unterschiedliche Hoch- und Tiefdruckgebiete in der Atmosphäre entstehen lässt und dadurch Windkraft erzeugt. Auch die oberflächennahe Geothermie ist im Grunde gespeicherte Solarenergie. Den größten Anteil der Energienutzung vor der industriellen Revolution hatte jedoch die Solarenergie in gespeicherter Form als Biomasse.

1.1.1 Photosynthese – Kernprozess der natürlichen Energiespeicherung

Alle organische Masse entsteht direkt oder indirekt durch Photosynthese und ist somit »gespeicherte Solarenergie«. Bei der oxygenen Photosynthese wird die elektromagnetische Strahlungsenergie der Sonne über Pflanzen und Nutzung von Wasser (H_2O) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) in chemische Bindungsenergie umgewandelt und gespeichert. Als Nebenprodukt entsteht Sauerstoff (O_2), welcher für die Atmung der Lebewesen und die Verbrennung der gespeicherten biogenen und fossilen Energie benötigt wird (s. ◘ Abb. 1.1).

Der Kernprozess der Photosynthese erfolgt in Chloroplasten und vollzieht sich im Wesentlichen in zwei Schritten (s. [5, 8, 21]):

1. Erzeugung eines Reduktionspotenzials durch die Spaltung von Wasser in Elektronen, Protonen und Sauerstoff mithilfe von Lichtreaktionen in Pigmentmolekülen und
2. Aufnahme, Reduktion und Synthese von CO_2 in Zucker und organische Kohlenstoffverbindungen in den Dunkelreaktionen (Calvin-Zyklus).

Die Photosynthese wird im Folgenden am Beispiel Glukose veranschaulicht.

▪ Spaltung von Wasser

Zunächst wird Wasser, das die Pflanze dem Boden und der Luft entnimmt, in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten (Gl. 1.1). Diese Lichtreaktionen zur Wasserspaltung laufen in zwei internen Photosystemen ab. Im ersten Photosystem wird Energie zur Spaltung von Wasser und für die CO_2- Verarbeitung gewonnen. Im zweiten Photosystem wird mit Lichtenergie Wasserstoff ionisiert. Es entstehen Wasserstoffionen (Protonen) und Elektronen. Das Nebenprodukt ist Sauerstoff, welcher an die Atmosphäre abgegeben wird. Dabei wird die Energie der Photonen durch Absorption – ähnlich der Photovoltaik – dazu verwendet, Elektronen bzw. Pigmentmoleküle (speziell Chromophoren) auf ein höheres Energieniveau anzuheben. Das von der Pflanze absorbierte Licht (elektromagnetische Strahlungsenergie E_{ph}) treibt im Wesentlichen drei Schritte an:

1. Übertragung der Elektronen und Protonen auf den Zwischenträger $NADP^+$,
2. dessen Reduktion zu NADPH (Elektronenträger) und

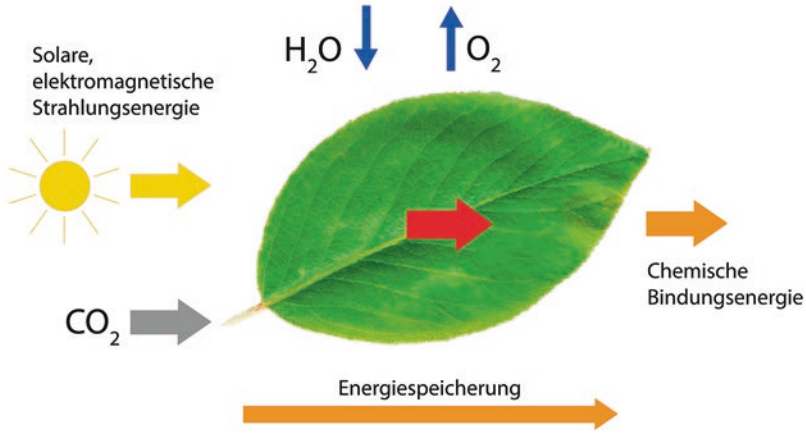


Abb. 1.1 Photosynthese: Der Speicherprozess der Natur für Solarenergie

3. Bereitstellung des für die Synthese von CO_2 notwendigen ATPs (Energieträger),

$$12H_2O + E_{ph} \rightarrow 24\,(H) + 6O_2. \tag{1.1}$$

Aufnahme, Reduktion und Synthese von CO_2

Die Natur hört in ihrem Speicherprozess nicht bei in Protonen und Elektronen zerlegtem Wasserstoff als chemischem Energieträger auf, sondern kombiniert diesen in einem zweiten Schritt (Dunkelreaktionen) mit Kohlendioxid aus der Atmosphäre, um die solare Energie in fester chemischer Form zu binden (Gl. 1.2). Im sogenannten Calvin-Zyklus wird zunächst CO_2 aus der Luft in organischen Molekülen (CO_2-Akzeptor RuBP) innerhalb der Chloroplasten fixiert. Das Additionsprodukt ist instabil und zerfällt in zwei Zwischenprodukte, welche mithilfe der Elektronen des NADPH zu C_3-Zucker reduziert werden. Der verbleibende umgebaute CO_2-Akzeptor wird in der abschließenden Phase des Calvin-Zyklus mithilfe des Energieträgers ATP regeneriert. Intern zirkulieren die Elektronen- und Energieträger NADPH und ATP zwischen Licht- und Dunkelreaktionen und halten dadurch den Zyklus aufrecht.

Die gespeicherte Bindungsenergie in Form von Kohlenstoffverbindungen bleibt von der so gewonnenen Biomasse bis hin zu Kraftstoffen und Heizöl über alle Wandlungsschritte erhalten, bis sie letztendlich in Verbrennungsprozessen in Lungen, Motoren oder Turbinen wieder freigesetzt wird. Dabei gelangt auch das CO_2 zurück in die Atmosphäre,

$$6CO_2 + 24(H) \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6H_2O. \tag{1.2}$$

Brutto- und Nettogleichung

Für die Gesamtreaktion ergibt sich somit:

$$\text{Bruttogleichung: } 6CO_2 + 12H_2O + E_{ph} \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2 + 6H_2O \tag{1.3}$$

$$\text{Nettogleichung: } 6CO_2 + 6H_2O + E_{ph} \rightarrow C_6H_{12}O_6 + 6O_2. \tag{1.4}$$

Je nach Pflanzenart entsteht ein Zucker mit drei oder vier Kohlenstoffatomen, welcher der Energielieferant für alle weiteren Prozesse und für die Weiterverarbeitung der Kohlenwasserstoffketten ist. So werden z. B. in der Glukose 2813 kJ/mol (0,78 kWh/mol) gespeichert.

Gleichung 1.4 kann weiter vereinfacht werden, indem durch den Faktor 6 geteilt wird. Daraus kris-

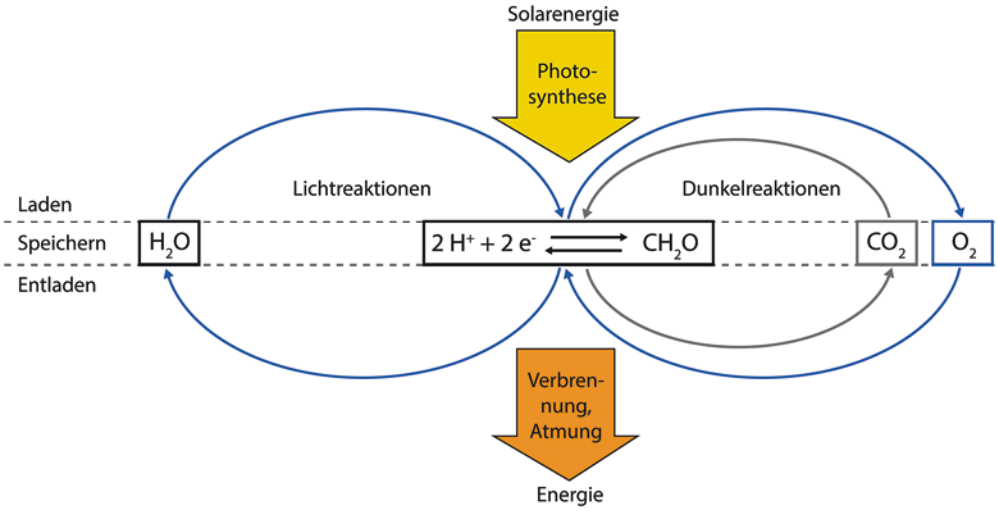


Abb. 1.2 Geschlossener Kreislauf von Photosynthese (Energiespeicherung) und Verbrennung (Energieverbrauch), nach [3]

tallisiert sich die Kernreaktion heraus, welche auch im C-H-O-Diagramm Anwendung findet und den Grundbaustein $[CH_2O]$ jeder biogenen und fossilen Energieform offenlegt (s. ▶ Abschn. 8.1.1),

$$\text{Kerngleichung: } CO_2 + H_2O + E_{\text{ph}} \rightarrow [CH_2O] + O_2. \quad (1.5)$$

Der Prozess der Photosynthese kehrt in der Natur genau die Prozesse der Zellatmung um, welche analog zur Energietechnik als Verbrennungsprozess gesehen werden können. In der Verbrennung wird der Sauerstoff benötigt, der zuvor in der Photosynthese als Nebenprodukt freigesetzt wurde; das CO_2 zykliert in ähnlicher Weise: Der Kreis schließt sich (s. Abb. 1.2).

In organischen Lebewesen wird jedoch nicht alle gespeicherte Energie auch wieder »veratmet« oder »verbrannt«, da sonst kein Wachstum stattfinden könnte. Beim Menschen ist z. B. ein durchschnittlicher Verbrauch von ca. 80 kcal/h zu messen, was etwa 100 W Dauerleistung entspricht. Beide Prozesse – Photosynthese und Atmung – sind Redoxprozesse und können mit den Grundlagen der Elektrochemie erklärt werden (s. ▶ Abschn. 7.1).

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad der Photosynthese berechnet sich aus dem Verhältnis von chemischer Bindungsenergie E_{chem} und der jährlichen Globalstrahlung H_G, welche sich aus direkter, diffuser und reflektierter Strahlung zusammensetzt und auf die Pflanzenoberfläche auftrifft (Gl. 1.3). Der Wirkungsgrad kann auch über die jeweiligen Leistungsgrößen P_{chem} und E_G ermittelt werden. Die Bilanzgrenzen ergeben sich entsprechend,

$$\eta = \frac{P_{chem}}{E_G} = \frac{E_{chem}}{H_G}. \quad (1.6)$$

Der photosynthetische Wirkungsgrad ist unter anderem abhängig davon, wie viel Strahlungsenergie von der Pflanze absorbiert werden kann und um welchen Pflanzentyp bzw. um welches Stoffwechselsystem es sich handelt.

Die solare Globalstrahlung kann absorbiert, reflektiert oder transmittiert werden. Die Absorp-

tion ergibt sich aus den physikalischen Fähigkeiten und Eigenschaften der Pflanze und erfolgt selektiv. Auch hier ergibt sich wieder eine Parallelität zur Nutzung von selektiven Absorbern in der Solarthermie oder der Photovoltaik.

Ein Großteil des solaren Spektrums wird im grünen Bereich reflektiert, was im menschlichen Auge zur Empfindung der Farbe Grün führt und uns die meisten Pflanzen als »grün« erscheinen lässt. Ein weiterer Teil wird transmittiert. Letztendlich kann bei idealer Ausrichtung der Pflanze zur Sonne nur ein Anteil von ca. 50 % der Pigmentmoleküle absorbiert werden. Diese selektiven Absorber werden bei Grünpflanzen als Chromophoren (Farbträger) bezeichnet. Dabei handelt es sich um lichtabsorbierende Farbstoffe wie Chlorophyll a/b, Carotinoide oder Xanthophylle. Sie sind in ihrer Funktion vergleichbar mit der dotierten Schicht einer Solarzelle und absorbieren rotes und blaues Licht. Ähnlich zum »Band Gap Engineering« der Halbleitertechnik werden kürzere, energieintensivere Wellenlängen auf rotes Licht »reduziert« ($E_{ph} \leq 1{,}94$ eV) und die überschüssige Energie entweicht als Abwärme.

Beispiel

Theoretischer Wirkungsgrad auf molekularer Ebene als Rechenbeispiel

Zur Fixierung und Umwandlung von CO_2 wird pro Molekül die Ionisierungsenergie von mindestens acht »roten« Photonen benötigt (s. [3, 11]). Bei einer angenommenen Wellenlänge im mittleren roten Spektrum von 680 nm hat ein Photon (Strahlungsquant) mit dem Planck'schen Wirkungsquantum h von $6{,}626 \cdot 10^{-34}$ Js und der Vakuum-Lichtgeschwindigkeit c_0 von $2{,}998 \cdot 10^8$ m/s eine Energie von

$$E_{ph} = h \cdot f = h \cdot \frac{c_0}{\lambda} = 2{,}92 \cdot 10^{-19} J = 1{,}82 eV. \quad (1.7)$$

Multipliziert mit der Avogadro-Konstante N_A von $6{,}022 \cdot 10^{23}$/mol ergibt sich eine molare Energiedichte von 176 kJ/mol (0,05 kWh/mol). Im Beispiel Glukose werden 6 Kohlenstoffe gebunden, also mindestens $6 \cdot 8 = 48$ Photonen benötigt und damit ein Minimum an Photonenenergie von 2,4 kWh/mol. Der volumenspezifische kalorische Wert von Glukose ist 0,78 kWh/mol. Aus dem Quotienten dieser Werte ergibt sich ein theoretischer Wirkungsgrad von maximal 33 %. In der Regel werden 10 statt 8 Photonen benötigt, was die theoretische Effizienz auf 26 % verringert. Wird angenommen, dass nur 50 % der Photonen aus dem Solarspektrum verarbeitet werden können, halbiert sich dieser Wert nochmals auf 13 %.

Ähnlich zu theoretischen Energiedichten bei elektrochemischen Energiespeichern fällt dieser Wert in der Praxis deutlich kleiner aus, weil eine Vielzahl von physikalischen und elektrochemischen Effekten zusätzlich zu berücksichtigen ist.

In der biologischen Umsetzung kann der theoretische Wirkungsgrad nicht erreicht werden: Prinzipiell addieren sich zu den optischen Verlusten noch interne Verluste. Durch die Degradierung energiereicher Photonen des blauen Spektrums auf das wandelbare Niveau im roten Spektrum entstehen große Abwärmeverluste. Zudem benötigt die Pflanze Energie für die Aufrechterhaltung des eigenen Lebens. Welche Energieverluste an welcher Stelle genau auftreten, ist in der Literatur nicht eindeutig beschrieben (s. [1, 3, 11, 17, 21]). Unterschiede zeigen sich vor allem bei den Annahmen zur Reflexion, Absorption und den Verlusten in photochemischen, biochemischen und physiologischen Prozessen. Fest steht allein der maximal erreichbare Wirkungsgrad von ca. 5 % Solarenergie, welche die Pflanze brutto in chemischer Form einspeichern kann (s. ◘ Abb. 1.3).

Der Wert dieser Bruttoprimärproduktion liegt je nach Pflanzenart bei 1–5 %. Davon abzuziehen ist der Eigenverbrauch der Pflanze in der Atmung von etwa 50 %, woraus sich die Nettoprimärproduktion ergibt. Das bedeutet, dass schlussendlich nur 0,5–2,5 % der eingestrahlten Energie in chemische Bindungsenergie umgesetzt werden kann. Im Meer wirkt der Mineralstoffgehalt begrenzend auf die Photosynthese: Bei Algen beträgt der Gesamtwirkungsgrad ohne technische Hilfsaggregate sogar nur 0,1 % (s. [24]).

Trotz der Optimierung dieses Speicherprozesses durch die Natur über Jahrmillionen ist dieser Wirkungsgrad sehr klein und dennoch ist seine technische Nachbildung (Photobiologie, Power-to-Gas, Power-to-Liquid) lohnenswert.

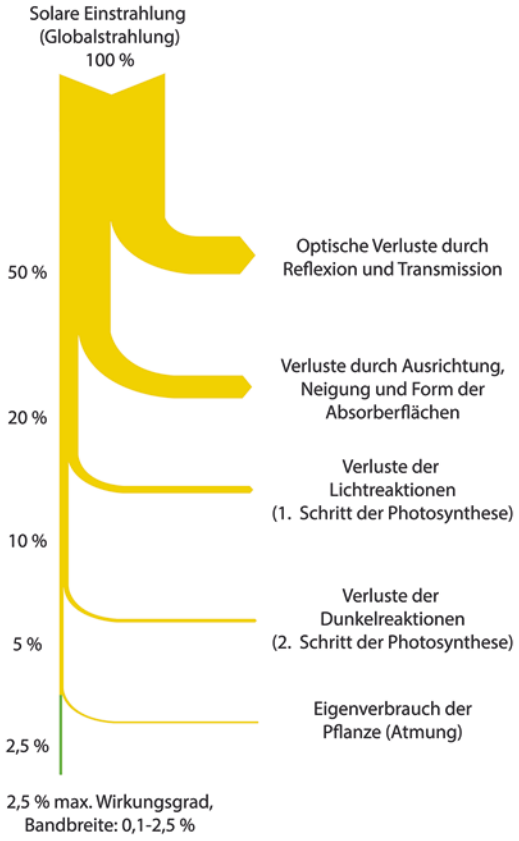


Abb. 1.3 Sankey-Diagramm des maximalen Wirkungsgrads der Photosynthese – ein Beispiel nach [21]

Beispiel

Realer Wirkungsgrad der Photosynthese auf globaler Ebene

Verglichen mit den realen Zahlen an globaler Einstrahlung mit einem spezifischen Mittelwert E_G = 167 W/m² auf der globalen terrestrischen Fläche A von $150 \cdot 10^{12}$ m², wovon $100 \cdot 10^{12}$ m² mit Vegetation bedeckt sind, und einer Nettoprimärproduktion *NPP* von 2200 EJ/a (s. [2]) ergibt sich ein Wirkungsgrad von

$$\eta = \frac{E_{chem}}{H_G} = \frac{\mathrm{NPP}}{E_G \cdot a \cdot t} = \frac{2200 \cdot 10^{18} Ws / a\,m^2}{167\mathrm{W} \cdot 100 \cdot 10^{12} m^2 \cdot 8760 \frac{h}{a} \cdot 3600 \frac{s}{h}} = 0{,}42\% \cdot \quad (1.8)$$

Dieser Wert liegt um den Faktor 6 unter dem idealen Wirkungsgrad von ca. 2,5 %.

CO_2 Fixierung abhängig von Pflanzentyp C_3 oder C_4

Durch Züchtung oder höhere Nährstoff- und CO_2-Zufuhr kann die Produktivität der Pflanze und damit der Wirkungsgrad der Energiespeicherung erhöht werden. In der CO_2-Fixierung wird anhand der Bindung von Kohlenstoffen im ersten Schritt des Calvin-Zyklus zwischen C_3- und C_4-Pflanzen unterschieden:

C_3-Pflanzen – Bindung von drei Kohlenstofatomen Beispiele: boreale Gräser, Reis, Weizen

C_4-Pflanzen – Bindung von vier Kohlenstofatomen Beispiele: tropische Gräser, Mais, Zuckerrohr

C_3-Pflanzen schließen an heißen Tagen ihre Rezeptoren, um einer Verdunstung vorzubeugen. Die Pflanze wird inaktiv in der Energiespeicherung. Als Nebeneffekt findet Atmung unter Energieverbrauch, die sogenannte Lichtatmung, statt. C_4-Pflanzen sind eine evolutionäre Weiterentwicklung der C_3-Pflanzen. Sie können durch ihren mikrobiologischen Aufbau mit einer minimalen Lichtatmung auskommen und bei höheren Temperaturen und geringeren CO_2-Konzentrationen arbeiten. Dabei binden sie in kürzerer Zeit mehr Biomasse als ihre Vorgänger; ihre Effizienz ist höher.

Der Anstieg der CO_2-Emissionen durch die Nutzung fossiler Energie begünstigt das Pflanzenwachstum bis zu einem gewissen Maß. Abbildung 1.4 verdeutlicht den Unterschied zwischen den beiden Pflanzenarten: Während sich das Wachstum von C_3-Pflanzen mit steigender CO_2-Konzentration bis zur Sättigung bei etwa 1000 ppm erhöht, ist der Einfluss auf C_4-Pflanzen kaum vorhanden. C_3-Pflanzen können bei höheren CO_2-Konzentrationen in trockenen Gebieten mehr Wasser aufnehmen und den Ertrag um etwa 10–20 % steigern. Ob sich die CO_2-Düngung der Atmosphäre durch fossile Energie dauerhaft in höheren Erträgen widerspiegelt, ist bislang noch ungeklärt, da weitere Effekte der Erderwärmung und Schadstoffemissionen auf

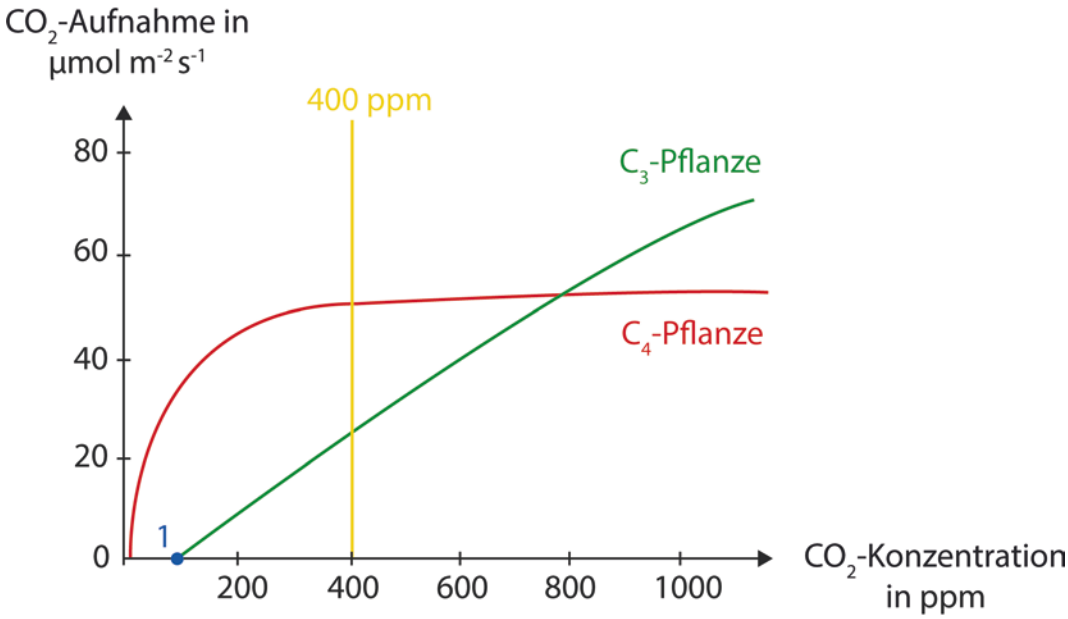


Abb. 1.4 Abhängigkeit der Photosynthese von der CO_2-Konzentration in der Umgebungsluft für die unterschiedlichen Pflanzentypen. In Punkt 1 nimmt die Pflanze bei der Energiespeicherung so viel CO_2 auf, wie sie bei der Energienutzung (Atmung) wieder verbraucht. CO_2-Konzentration heute (weltweiter monatlicher Mittelwert im Jahr 2015 erstmals über 400 ppm)

die komplexen Ökosysteme einwirken, die in den Betrachtungen bisher weitgehend unberücksichtigt bleiben oder nur schwer kalkulierbar sind.

Photosynthese als Energiespeicherung ist Grundlage allen Lebens

Die Photosynthese ist der größte in der Natur ablaufende Energiespeicherprozess, von dem direkt oder indirekt die Ernährung der gesamten belebten Welt abhängt. Die ersten Zelllebewesen auf unserem Planeten waren Organismen aus der Domäne Archaea, die in einer Atmosphäre ohne Sauerstoff lebten und vor etwa 3,5 Mrd. Jahren entstanden. Sie hatten noch nicht die Eigenschaften der Photosynthese, aber bereits die Komponenten für Elektronentransport und Zellatmung. Aus diesen Komponenten entwickelten sich etwas später die anoxygene Photosynthese und vor ungefähr 2 Mrd. Jahren mit der Bildung der Sauerstoffatmosphäre die oxygene Photosynthese. In der biologischen Evolution folgten 1,5 Mrd. Jahre danach die ersten makroskopischen Lebewesen bis hin zu Dinosauriern vor etwa 235 Mio. Jahren und Menschen vor etwa 200.000 Jahren (s. [5, 8]).

Ein Versagen der natürlichen Photosynthese führt zur Auslöschung des uns bekannten Lebens. Innerhalb von 25 Jahren nach Ende der Photosynthese würden alle Formen des höheren Lebens zugrunde gehen. Auf der Grundlage dieser Erkenntnis wird auch das Aussterben der Dinosaurier und das Ende der Kreidezeit vor 65 Mio. Jahre begründet. Damals schlug ein Asteroid in Mexiko ein, infolgedessen der aufgewirbelte Staub die Atmosphäre trübte und die Photosynthese stark hemmte (s. [5]).

Einige der ersten Lebewesen der Archaea-Stämme konnten aus CO_2 und H_2 Methangas herstellen, eine Eigenschaft, die auch in der Energiespeicherung von Wind- und Solarstrom über Power-to-Gas angewandt wird (s. ▶ Abschn. 8.3).

1.1.2 Holz, Torf, Energiepflanzen – Nutzung der gespeicherten Solarenergie

Der Eintrag von Solarenergie über Pflanzen ist immens. Abzüglich des Eigenverbrauchs der Pflanzen für ihre Atmung ergibt sich auf Land eine globale Nettoprimärproduktion von etwa 60 Gt Kohlenstoff pro Jahr ±10 %, wovon ca. 60 % oberirdisch und 40 % unterirdisch in den Boden in Form von z. B. Wurzeln eingetragen werden (s. Abb. 1.5).

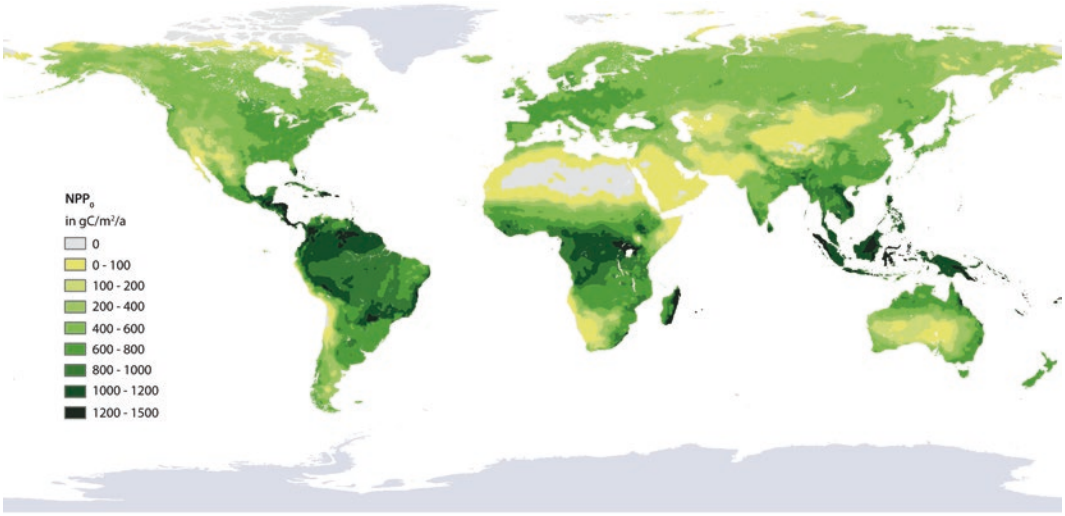


Abb. 1.5 Globale terrestrische Nettoprimärproduktion (NPP) im Jahr 2000 bezogen auf die Fläche. Weltweit werden ca. 70 % der verfügbaren Wiesen, 50 % der Savannen, 45 % der borealen Wälder und 27 % der tropischen Wälder vom Menschen genutzt bzw. wurden abgeholzt [2, 14]. 100 g C m^{-2} a^{-1} entspricht der Bindung von 1 t C ha^{-1} a^{-1} oder 3,7 t CO_2 ha^{-1} a^{-1} [14]

Tab. 1.1 Global gespeicherte und genutzte Solarenergie über Photosynthese in Form von Biomasse und fossiler Energie auf der globalen mit Vegetation bedeckten Fläche von $100 \cdot 10^{12}$ m^2. Die globale Nettoprimärproduktion (NPP in t C a^{-1}) ist über einen Bruttobrennwert von 37 GJ/t auf Energie umgerechnet und mit einer Unsicherheit von mindestens ± 10 % angegeben [2, 14]. Energie und Leistung der Solarstrahlung sind über die Solarkonstante $E_{SC} = 167$ Wm^2 und der Zeit t = 8760 h errechnet

	Solarenergie		Gespeicherte Biomasse, genutzt Energie		
Art	Energie in EJ	Leistung in TW	Energie in EJ	Leistung in TW[d]	Wirkungsgrad Solar zu Biomasse
Solarenergie/NPP gesamt[a]	526.651	16.700	2200	70	0,42 %
NPP oberirdisch[b]			1300	41	
NPP nutzbar			650	21	
2012 bereits genutzte Solarenergie bzw. NPP[c]	1,3	0,36	225	7	
Globaler Primärenergiebedarf			500	16	

[a] Die gesamte Erdoberfläche beträgt $510 \cdot 10^{12}$ m^2 (51 Mrd. ha), wovon 70,7 % Meeresoberfläche ist. Von der verbleibenden Landfläche von $150 \cdot 10^{12}$ m^2 sind ca. $100 \cdot 10^{12}$ m^2 mit Vegetation bedeckt. Die eingetragene Solarenergie wird auf dieser Fläche exemplarisch berechnet, die vollständige auf der Landfläche eingestrahlte Energie bzw. Leistung ergibt sich entsprechend über die Multiplikation mit dem Faktor 1,5.
[b] Oberirdischer Anteil der Pflanzen ohne Eintrag von Kohlenstoff in das Erdreich (z. B. Wurzelwerk)
[c] 2012 direkt genutzte Solarenergie in Form von Photovoltaik (100 GW installierte Leistung), solarthermische Kraftwerke (2,6 GW) und Solarthermie (255 GW) nach dem *Global Status Report 2013* des *Renewable Energy Policy Networks*; NPP als Biomasse, welche für Lebensmittel, Futtermittel, stoffliche Verwertung in der Industrie und als Energieträger genutzt wird.
[d] Umgerechnet über eine Grundlast von 8760 h

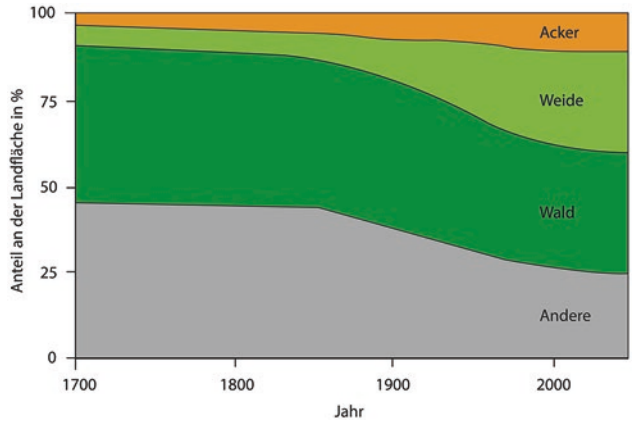


Abb. 1.6 Landnutzungsänderung in der Geschichte – Wald als Energiespeicher wurde zurückgedrängt, nach [23]

Damit stehen etwa 1300 EJ ±10 % gespeicherte Energie in Form von Biomasse (34 Gt C a^{-1} ±10 %) zur Verfügung, und zwar bei einer Annahme eines Bruttobrennwerts von 37 GJ/t (s. Tab. 1.1). Schätzungen gehen davon aus, dass maximal die Hälfte nachhaltig geerntet werden kann (s. [2]). Vor der Nutzung als Bioenergie ist der Bedarf für Nahrung, Futter und Rohstoffen wie Industrieholz abzuziehen. Laut [24] verbleibt ein nachhaltiges Bioenergiepotenzial von 80–170 EJ/a, was etwa einem Viertel des derzeitigen Weltprimärenergiebedarfs von 500 EJ/a entspricht.

Zur Speicherung an Land kommt die Speicherung der Solarenergie in Form von Plankton und anderen Pflanzenarten im Meer hinzu. Dort wird allerdings die meiste Biomasse direkt von Konsumenten weiterverarbeitet. Die absolute Menge fällt aufgrund der schlechteren Effizienz der Photosynthese geringer aus als an Land, obwohl über 70 % der Erdoberfläche aus Ozeanen und Meeren besteht.

Im Folgenden soll beispielhaft auf die Nutzung der gespeicherten Biomasse (»Entladevorgänge« des Speichers) eingegangen werden.

Holz – nachhaltige Nutzung

Biomasse in Form von Lignozellulose (Holz) war von der Steinzeit bis zum Beginn der industriellen Revolution im 18. Jahrhundert der am stärksten genutzte Primärenergieträger. Zwischen 1700 und 1850 wurden noch etwa 180 Mio. Hektar temperate Wälder in unseren Breitengraden für energetische Zwecke und zur Erschließung neuer Flächen gerodet. Diese Entwicklung ging mit der Entdeckung und Nutzung fossiler Energiequellen zurück.

Wälder sind die Hauptquellen für Holz und bedecken heute etwa ein Viertel der globalen Landfläche. Dieser Anteil betrug bis in das 19. Jahrhundert noch etwa das Doppelte von knapp 50 % und wurde vorwiegend durch die Technisierung in der Landwirtschaft und der dadurch zunehmenden Entwaldung zurückgedrängt (s. Abb. 1.6). Etwa ein Drittel der Waldfläche wird heute noch für die Herstellung von Brennholz oder Industrierundholz verwendet (s. [12]).

3,5 Mrd. Kubikmeter Rohholz werden jährlich im Wald eingeschlagen, wovon 50 % als Brennholz (Festholz und Holzkohle) und 50 % als Industrierundholz für Sekundärprodukte wie Zellstoff für Papier und Bücher (25 %) oder Bau- und Möbelholz (20 %) verwendet werden. Diese Nutzung variiert stark je nach Kontinent: Während in Nordamerika und Europa ca. 80 % als Industrierundholz genutzt werden, überwiegt in Afrika und Asien die Nutzung als Energiespeicher in Form von Brennholz (s. Abb. 1.7, [13]).

Obwohl die Zahlen sehr hoch erscheinen, übersteigt die jährlich nachwachsende Holzmasse die Entnahmemengen deutlich. Der 90 %ige Anteil von Brennholz in Afrika entspricht etwa 1 % des Aufwuchses (s. [13]). Durch steigende Energiepreise zeichnet sich eine verstärkte Nutzungskonkurrenz

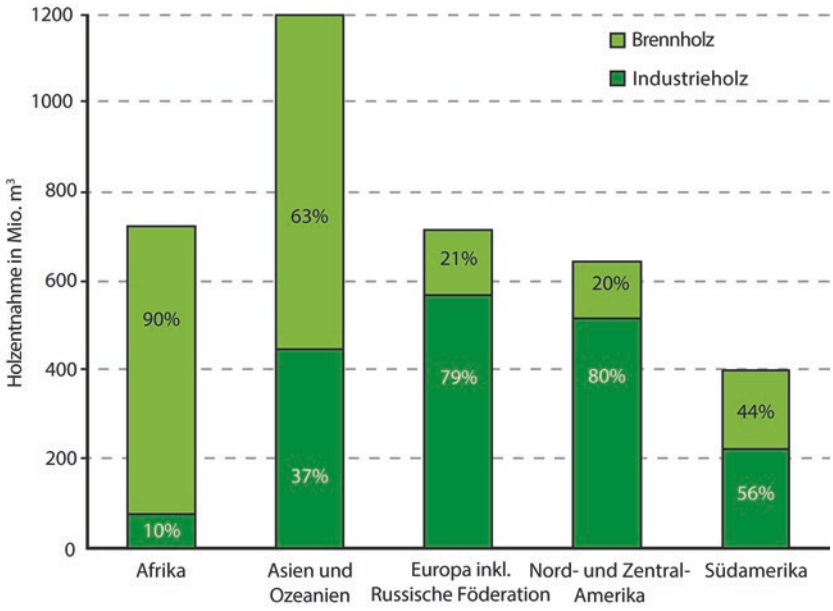


Abb. 1.7 Holzentnahme aus Wäldern für energetische und materielle Nutzung 2014, nach [13]

zwischen Brennholz und Industrierundholz ab, die sich negativ auf andere Funktionen des Waldes und den Waldbestand (Entwaldung) auswirken kann.

Energetisch speichern die Wälder der Erde bei der Annahme eines mittleren Heizwertes von 2250 kWh pro Festmeter Holz als gleichteilige Mischung aus Hart- und Weichholz jährlich etwa 8100 TWh chemische Energie, was einer umgesetzten Einspeicherleistung Solar-zu-Holz von 925 GW entspricht.

Neben der Funktion als Energiespeicher ist Holz auch ein langfristiger CO_2-Speicher: Über die stoffliche Nutzung von Holz in der Bauwirtschaft wird CO_2 dauerhaft der Atmosphäre entzogen.

Bevor Biomasse als größter Primärenergieträger im 19. Jahrhundert durch Kohle abgelöst wurde, griffen viele Industriebereiche wie Teile der Stahlindustrie zunächst vermehrt auf Holz als Brennstoff zurück. Ein Beispiel ist die Stadt Iserlohn (Iser = Eisen, Lohn = Wald), in der die Stahlindustrie durch die Nutzung von Holz aus dem Sauerland einen wirtschaftlichen Aufschwung erlebte.

Auch heute ist die traditionelle Nutzung von Biomasse noch für 2,6 Mrd. Menschen in über 60 Ländern die wichtigste Primärenergiequelle. Zwei Drittel der Menschheit nutzt entsprechend Feuerholz als Energiespeicher für Kochen und Heizen. Diese Nutzung ist zum einen sehr ineffizient (Wirkungsgrade ca. 5 %), zum anderen aber auch gesundheitsschädlich (Kohlenstoffmonoxid). Jährlich sterben etwa eine Million Menschen an den Folgen der Innenluftverschmutzung durch Feuerholz. Zum anderen geht die Nutzung von Feuerholz oder Holzkohle oft einher mit Abholzung und Entwaldung von Regionen, was negative Auswirkungen auf das Mikroklima, die Wasser- und Bodenqualität der jeweiligen Region hat und auch zum globalen Klimawandel beiträgt (s. [24]). Auswege können die Erschließung anderer erneuerbarer Energien und die nachhaltige Nutzung der Biomasse sein, z. B. durch verbesserte Holzöfen (*improved cooking stoves*), begleitet von Maßnahmen der Bewusstseinsbildung und der Wiederaufforstung.

Torf – altes Holz

Der Zerfall von Biomasse führt bei hohen Sauerstoffanteilen zur Bildung von Humus und letztlich von Erdboden. Torf dagegen ist abgestorbene organische Biomasse aus alten Pflanzenresten, welche in feuchter Umgebung, in Mooren, entsteht. Als eine Vorstufe von Braunkohle besitzt Torf einen ähnlichen Heizwert von 5,5–6 kWh/kg im trocke-



Abb. 1.8 Globale Nutzung von Biokraftstoffen im Verkehr, nach [22]

nen Zustand und zeigt eine sehr aschereiche Verbrennung. Im 18. und 19. Jahrhundert wurde Torf in Form von Torfkohle in großem Maßstab als Brennstoff in Torfkraftwerken zur Strom- und Wärmeversorgung verwendet. Heute werden in Deutschland Torfgebiete als Biotope geschützt und nur noch in wenigen Ländern als relevanter Energieträger genutzt, wie in Finnland, Irland und Estland (s. [19]).

Energiepflanzen für Transport und mechanische Arbeit von Tieren

Ohne Energiespeicherung wäre unser Leben nicht möglich. Sogar der Antrieb unseres eigenen Körpers basiert auf gespeicherter Solarenergie, die wir in Form von Essen täglich zu uns nehmen und über Verbrennungsprozesse im Körper durch Einatmung von O_2 und Ausstoß von CO_2 mit einer Leistung von etwa 100 W permanent verwerten.

Die gleichen Prozesse laufen bei den meisten Tieren ab. Seit der Mensch Tiere domestiziert hat, nutzt er sie für Energiedienstleistungen. Für einfache mechanische Arbeiten wie den Antrieb von Brunnenpumpen und Mühlen wurden Tiere genauso eingesetzt wie für den Transport von Lasten. In Indien wird noch heute *animal power* als eine Form erneuerbarer Energie bezeichnet. Pferde waren über Jahrhunderte das Haupttransportmittel der Menschheit. Für diese Energiedienstleistungen durch Tiere wurde damals etwa ein Drittel der landwirtschaftlichen Nutzfläche verwendet. Heute wäre es trotz Düngung und industrieller Agrarwirtschaft nicht möglich, den Kraftstoffbedarf im Verkehrssektor über Biomasse zu decken, da die Anzahl der Arbeits- und Transportmaschinen deutlich höher ist und deren Leistung nicht mehr nur ein bis zwei Pferdestärken beträgt, sondern ein Vielfaches davon. Einfache Abschätzungen zeigen, dass die Potenziale zur Deckung des Kraftstoffbedarfs in den Zug- und Arbeitsmaschinen der Land- und Forstwirtschaft ausreichen würden. Pflanzenöl als landwirtschaftlicher Kraftstoff hat in Deutschland derzeit jedoch nicht die Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Einsatz.

Energiepflanzen als Lieferanten für Biokraftstoffe können auch in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Heute werden sie fast ausschließlich zur Kraftstoffversorgung in Form von Bioethanol in Otto-Motoren und Biodiesel in Dieselmotoren verwendet, wie die Entwicklung in Abb. 1.8 aufzeigt. Der Anstieg der frühen 2000er-Jahre wurde durch starke Preiserhöhungen an den Rohstoffmärkten der Agrarindustrie und wechselnde politische Rahmenbedingungen gedämpft.

Beispiel

In Deutschland beträgt die mittlere solare Globalstrahlung etwa 115 W/m². 2011 wurden auf einer Fläche von 910.000 ha Rapspflanzen zur Herstellung von Biodiesel (Ertrag: 2,6 Mio. t) und Rapsöl (Ertrag: 0,025 Mio. t) verwendet. Welche Flächeneffizienz in W/m² erreicht die Ausbeute der Biokraftstoffe? Welcher Wirkungsgrad wird damit in der Speicherung und Wandlung von Solarenergie in Biokraftstoffe erzielt (s. [9])?

Lösung:

Heizwert Biodiesel – 37,1 MJ/kg = 10,3 kWh/kg

Heizwert Rapsöl – 37,6 MJ/kg = 10,4 kWh/kg

Fläche Rapsanbau – 910.000 ha = 9.100.000.000 m²

Stunden pro Jahr – 8760 h

Energie Biodiesel –

$$E_{Bio} = 2,6 \cdot 10^9\, kg \cdot 10,3 \frac{kWh}{kg} = 2,7 \cdot 10^{10}\, kWh$$

Energie Rapsöl –

$$E_{Raps} = 0,025 \cdot 10^9\, kg \cdot 10,4 \frac{kWh}{kg} = 2,6 \cdot 10^8\, kWh$$

Energie Summe –

$$E = 2,726 \cdot 10^{10}\, kWh = 2,726 \cdot 10^{13}\, Wh$$

Leistung –

$$P_{Bio} = \frac{E}{8760\, h} = 3,1 \cdot 10^9\, W$$

Flächeneffizienz –

$$\frac{P_{Bio}}{A} = 0,34 \frac{W}{m^2}$$

Wirkungsgrad –

$$\eta = \frac{P_{Bio}}{P_{Solar}} = \frac{0,34}{115} = 0,0030 = 0,30\%$$

1.2 Fossile Energie im fossilen Zeitalter

1.2.1 Entstehung fossiler Energie

Mit der Erfindung der Dampfmaschine im 18. Jahrhundert und der damit einhergehenden industriellen Revolution rückten fossile Energieträger wie Erdöl, Kohle und Erdgas immer mehr in den Vordergrund. Sie entstanden analog zu Carbonaten wie Kalk oder Dolomiten über Jahrmillionen durch biochemische und geochemische Prozesse (s. Abb. 1.9):

- Stein-/Braunkohle: Abgestorbene organische Biomasse sammelte sich in Torfmooren an und wurde über geologische Zeiträume hinweg unter Luftabschluss, Druck und Temperatur zu Braunkohle. Aus dieser wiederum entstand Steinkohle, die älter und härter ist sowie eine höhere Energiedichte als Braunkohle aufweist.
- Erdöl: Ähnlich wie die Kohle entstand Erdöl über geologische Zeiträume durch Ablagerungen von tierischer und pflanzlicher Biomasse (Plankton etc.) in den Urmeeren. Es bildeten sich Sedimentschichten am Erd- und Meeresboden, die unter Druck und Temperatureinwirkungen zu Erdöl und Erdgas gewandelt wurden. Diese sind oft im Sedimentgestein gebunden und können dort unter Einsatz von Chemikalien (Fracking) gelöst werden. Die daraus allerdings entstehenden Probleme der Grundwasserverunreinigung und Folgeschäden sind aus heutiger Sicht nicht absehbar.
- Erdgas: Erdgas entstand ähnlich wie Biogas über Fermentationsprozesse aus organischer Biomasse oder als ein Nebenprodukt von Erdöl.

Im Gegensatz zu ihrer Entstehung werden fossile Brennstoffe in kürzester Zeit verbraucht: Die Menge, die die Natur an fossiler Energie wie Erdöl in drei Millionen Jahren eingespeichert hat, wird heute innerhalb eines Jahres verbraucht. Entsprechend gehen die fossilen Ressourcen und Reserven zur Neige (Peak-Oil).

Der Kohlenstoffkreislauf

In einem intakten Ökosystem existiert ein geschlossener CO_2- und O_2-Kreislauf. Die Teilnehmer Produzenten 1), Konsumenten 2) und Destruenten 3) halten dabei ein Gleichgewicht der Stoffströme aufrecht (s. Abb. 1.10).

Die Produzenten (Pflanzen) wandeln mit Solarenergie Kohlendioxid und Wasser in Biomasse um (s. ▶ Abschn. 1.1.1). Die in der Biomasse gespeicherte Energie wird durch biologische Oxidation gewandelt und steht dann den Konsumenten (Menschen, Tieren oder Pflanzen) zur Verfügung. Die biologische Oxidation ist der inverse Vorgang zur Photo-

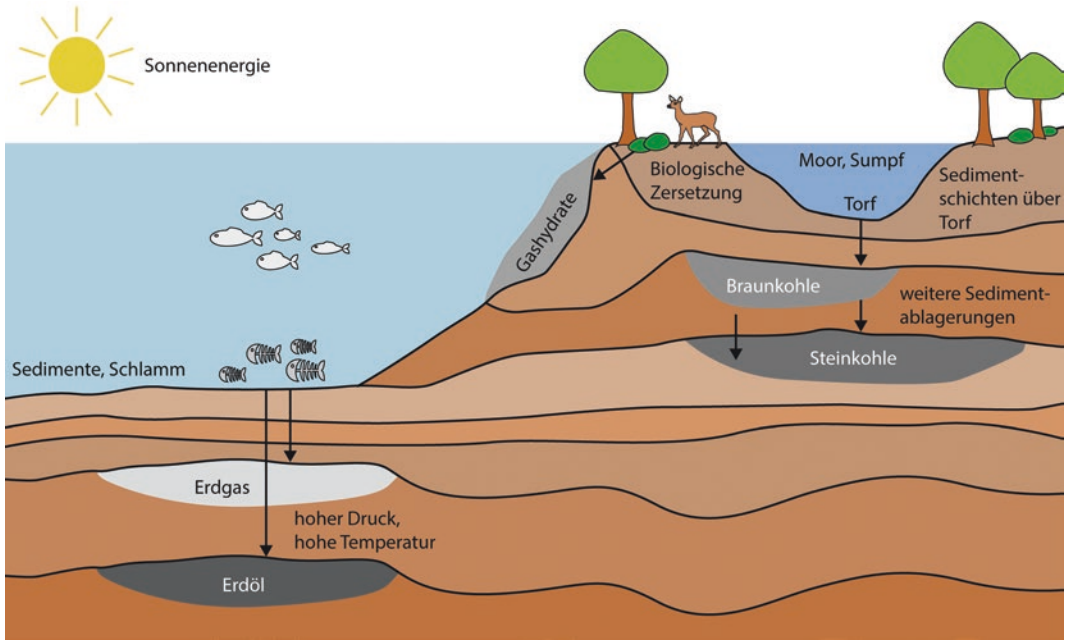


Abb. 1.9 Entstehung fossiler Energieträger: Fossile Energieträger entstehen durch die Ansammlung abgestorbener Biomasse in Torfmooren. Über geologische Zeiträume wird diese unter Luftabschluss, Druck und Temperatureinfluss zu Braun- und Steinkohle. Organische Ablagerungen aus den Urmeeren werden zu Erdöl und Erdgas

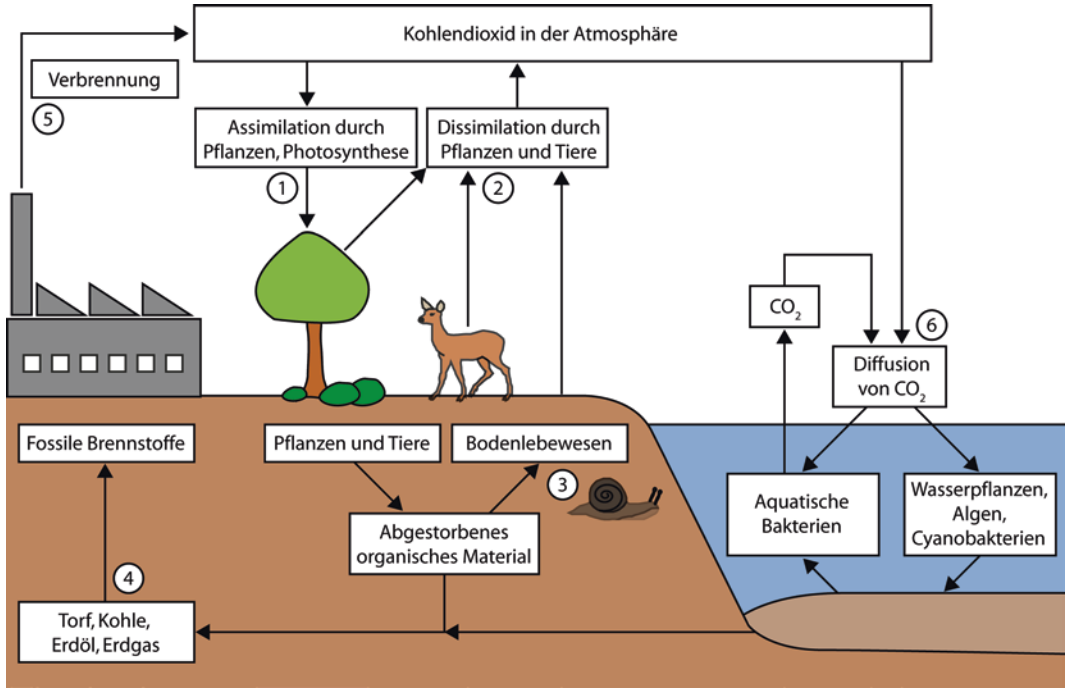


Abb. 1.10 Der Kohlenstoffkreislauf: Durch die Nutzung fossiler Energieträger wird in kürzester Zeit CO_2 freigesetzt, welches über Jahrmillionen von der Natur eingespeichert wurde

synthese, bei dem organische Masse durch die Konsumenten unter Sauerstoffverbrauch biologisch oxidiert (verbrannt) wird. Abgestorbene Biomasse wird von den Destruenten (Bodenlebewesen) aerob zersetzt. Dabei gelangt das CO_2 wieder zurück in die Atmosphäre.

Fossile Energie entstand unter Nutzung von atmosphärischem CO_2. Bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe (Kohlenwasserstoffe) gelangt dieses CO_2, das außerhalb des Kohlenstoffkreislaufes lagerte, nach Jahrmillionen wieder in die Atmosphäre. Letztendlich ist damit der Kohlenstoffkreislauf wieder geschlossen. Was dem Klima zu schaffen macht, ist die extrem hohe Dosis an CO_2, die in der sehr kurzen Zeit von wenigen Jahrhunderten von den Ökosystemen nicht vollständig aufgenommen werden kann. Die Folge ist ein anthropogener Klimawandel (s. ▶ Abschn. 1.3.1).

▪ CO_2-Speicherung im Meer

Ein Teil des sehr gut wasserlöslichen Kohlendioxids aus der Atmosphäre wird von den Ozeanen aufgenommen. In ihnen ist im Vergleich zur Atmosphäre 50-mal mehr Kohlendioxid gespeichert. Zwischen 1800 und 1995 wurden etwa 120 Gt Kohlenstoff von den Meeren absorbiert, was etwa der Hälfte aller fossilen CO_2-Emissionen entspricht (s. [16]). Mittels Photosynthese wird ein Teil des Kohlenstoffs von Algen, Phytoplankton, Korallen und anderen Karbonaten gebunden, die dann als Sedimente abgelagert werden und später Erdöl und Erdgaslagerstätten bilden. Der starke Anstieg der CO_2-Emissionen hat eine überhöhte Versauerung der Meere zufolge, die für diverse Meeresorganismen zunehmend zur Existenzbedrohung wird. Im Jahr 2011 enthielt Meerwasser CO_2 in Form von 1 % gelöstem CO_2, 8 % Karbonat (CO_3^{2-}) und 91 % Hydrogencarbonat (HCO_3^-).

1.2.2 Nutzung und Emissionen fossiler Energie: Status quo

▪ Drei Viertel der globalen Primärenergie ist gespeicherte Solarenergie

Wenn atomare Bindungsenergie unberücksichtigt und die Sonne als erneuerbare Energiequelle betrachtet wird, zeigt sich die Basis unserer heutigen Energieversorgung: 88 % des globalen Primärenergiebedarfs stammen aus fossiler (79 %) und biogener Energie (9 %) auf Basis der Photosynthese. Diese Anteile werden nach der Substitutionsmethode wiedergegeben, welche, anders als die gängige Wirkungsgradmethode, die Anteile erneuerbarer Energien aus Windkraft, Solarenergie und Wasserkraft nicht verkleinert darstellt. Entsprechend erscheinen in ◘ Abb. 1.11 die Wasserkraft (Stromproduktion 780 TWh) und die Atomenergie (2480 TWh) zu gleichen Teilen.

Nur ca. 8 % unseres Primärenergiebedarfs werden direkt aus der Umwelt in End- und Nutzenergie gewandelt. Dies verdeutlicht die elementare Rolle von Energiespeichern. Mit zunehmender Erschließung der erneuerbaren Energiequellen werden Energiespeicher diese wichtige Rolle beibehalten, die Art der Energiespeicherung wird sich jedoch ändern.

▪ CO_2-Emissionen des Energiesektors aus gespeicherter fossiler Energie

Die CO_2-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energie sind in den vergangenen Dekaden stark angestiegen (s. ◘ Abb. 1.12). Es handelt sich dabei letztendlich um CO_2, das bereits in der Atmosphäre war. Die Intensität der Dosis CO_2 ist jedoch extrem hoch: In kürzester Zeit wird über Jahrmillionen gesammeltes CO_2 freigesetzt, was den sich abzeichnenden extremen Klimawandel verursacht (s. ▶ Abschn. 1.3.1).

1.3 Übergang und Rückführung zum Zeitalter der erneuerbaren Energien

1.3.1 Klimawandel und Ressourcenknappheit – Treiber der globalen Energiewende

Klimawandel und Ressourcenknappheit drängen zur Energiewende – sie sind ihre eigentlichen Treiber. Katastrophen bei der Nutzung von Atomenergie können den Prozess in einigen Ländern beschleunigen. Unabhängig davon ist in allen Ländern die langfristige Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Energie eine große Herausforderung.

Die Energiewende besteht im Kern aus zwei Teilen:

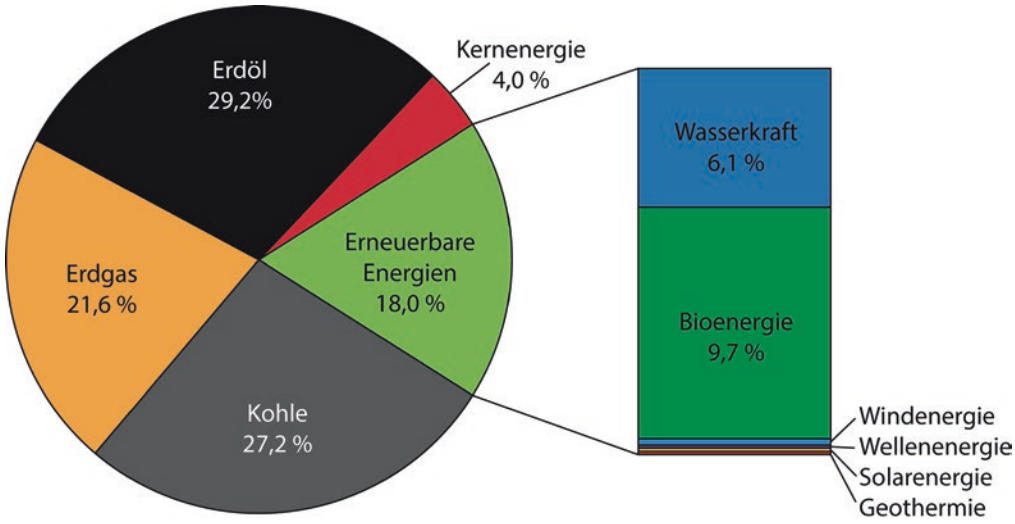


Abb. 1.11 Anteile globaler Primärenergie 2014 nach der Substitutionsmethode, nach [7, 22]

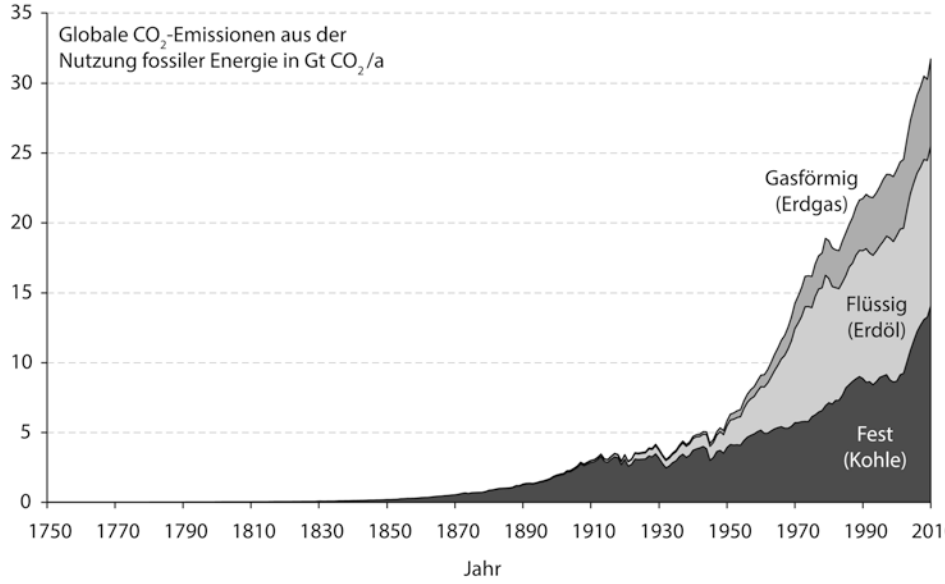


Abb. 1.12 CO_2-Emissionen aus fossiler Energienutzung in den Jahren 1750 bis 2014, nach [6]

1. Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien und
2. Umsetzung von Maßnahmen der Energieeffizienz.

Anthropogener Klimawandel als größte Herausforderung der Zukunft

Zwei Drittel aller Treibhausgasemissionen resultieren aus der Nutzung gespeicherter fossiler Energie. Diese durch erneuerbare, CO_2-freie Energietechnologien zu ersetzen, um die Treibhausgasemissionen

einzudämmen, ist das Ziel nachhaltiger Energie- und Klimapolitik. An Potenzialen erneuerbarer Energie mangelt es nicht; die Herausforderung liegt im Ausgleich der wetterabhängigen Energiequellen und die damit verbundene zeitliche und räumliche Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Mittel- bis langfristig sind dazu Energiespeicher eine unabdingbare Notwendigkeit.

Die Korrelation von CO_2 mit der Erderwärmung ist vor über 120 Jahren physikalisch bewiesen und seither häufig verifiziert worden. Über die Analyse von eingeschlossener Luft in Eisbohrkernen kann die CO_2-Konzentration zusammen mit den Temperaturen über mehrere Hundertausende von Jahren rückdatiert werden. Die Abweichungen betrugen zwar nur ± 200 ppm (0,02 % der Luft), was aber ausreichend war, um das Weltklima immer wieder zwischen Eis- und Warmzeit wechseln zu lassen.

Aus Abb. 1.13 wird offensichtlich, dass die heutige CO_2-Konzentration von fast 400 ppm deutlich über dem Mittelwert der letzten Jahrtausende liegt (s. [18]). Folglich ist mit einer Zunahme der mittleren Erdtemperatur und von Wetterextremen zu rechnen. Beides zeichnet sich weltweit zunehmend ab, nicht zuletzt auch in Deutschland mit der Zunahme von Flutkatastrophen und Dürreperioden. Europaweit lag die Jahresmitteltemperatur der Jahre 2002, 2003, 2006, 2007 und 2010 über dem 510-jährigen Mittelwert zwischen 1500 und 2010 (s. [4]).

Auch die weltweit aufkommenden Flüchtlingsströme haben unter anderem ihre Ursachen im Klimawandel. Durch den klimabedingten Rückgang von Süßwasserressourcen und Nahrungsmitteln und die klimabedingte Zunahme von Sturm- und Flutkatastrophen sind immer mehr Menschen zur Umsiedelung und zum Verlassen ihrer Lebensräume gezwungen. Der Krise in und um Syrien ging eine lange Dürreperiode voraus, welche die Bevölkerung vom Land in die Stadt trieb. Der Nahe Osten wurde mehrfach in der jüngsten Geschichte vom Westen militärisch destabilisiert, vorwiegend um

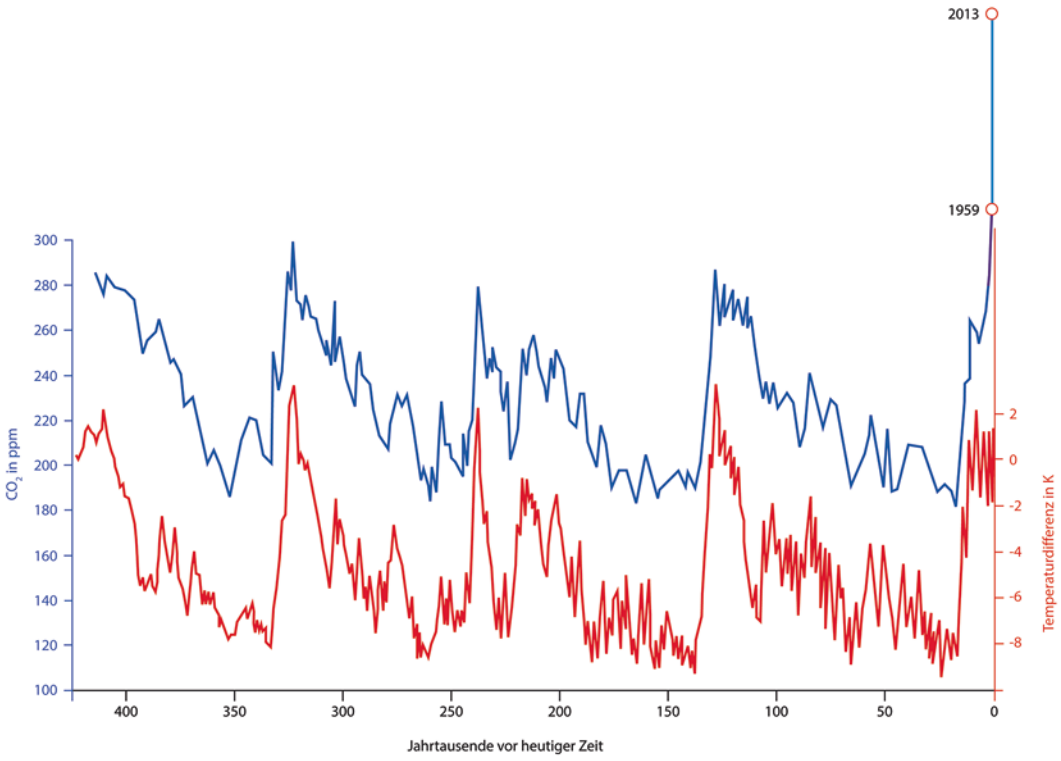


Abb. 1.13 Korrelation von Temperatur und CO_2-Konzentration in der Erdatmosphäre im Laufe der Jahrtausende, nach [20]

die Versorgungswege mit Öl und Gas – also fossiler gespeicherter Energie – zu erhalten. Es ist alarmierend zu sehen, dass Prognosen zur militärischen Sicherung von Grenzen gegen Flüchtlingsströme für 2050 bereits heute Realität werden (s. [23]).

Allen Lösungsansätzen ist gleich, dass neben einer Friedenspolitik der Entwaffnung vor allem die Lebensräume vor Ort erhalten werden müssen, was die Notwendigkeit einer globalen Energiewende samt der Abkehr von fossilen Rohstoffen unterstreicht. Das bedeutet im Grunde auch eine Speicherwende: weg von der Nutzung fossiler gespeicherter Brennstoffe hin zur Nutzung von Speichern für erneuerbare Energien und Reserven. Dadurch kann dem Klimawandel entgegengewirkt und gleichzeitig die Versorgungssicherheit und Importunabhängigkeit durch regionale Nutzung von erneuerbaren Energien erhöht werden.

- **Ressourcenknappheit – drängender Fakt unabhängig vom Klimawandel**

Zu diesen Fakten zum anthropogenen Klimawandel addieren sich die Effekte der knapper werdenden Ressourcen. Der fossile Energiespeicher wird in Relation zu seiner Beladungsdauer in kürzester Zeit extrem schnell entleert. Selbst neu gefundene fossile Energiespeicher wie Schiefergas (Shale Gas) oder Schieferöl, die mittlerweile über Einsatz entsprechender Chemikalien technisch erschlossen werden können, halten diesen Trend nicht auf, sondern verschieben ihn nur zeitlich in geringem Umfang. In [26] wird der Scheitelwert der globalen fossilen, nuklearen Energieversorgung auf das laufende Jahrzehnt datiert (s. Abb. 1.14).

In den Berichten der Internationalen Energieagentur (IEA) wird auf den Fakt »Peak Oil« dadurch hingewiesen, dass die Differenz zwischen Bedarf und Angebot fossiler gespeicherter Energie als beispielsweise »Fields, yet to be found«, also »Erdölfelder, die noch gefunden werden müssen« bezeichnet wird (s. [15]). Hier wird davon ausgegangen, dass immer wieder unvorhergesehene Funde gemacht werden.

Auch wenn in letzter Zeit gerade die unkonventionelle Förderung fossiler Energie wie z. B. Schiefergas, Schieferöl oder das sehr klimaschädliche Öl aus Teersanden stark vorangetrieben wird, liegt es nahe, sich mit dem Ende des fossilen Zeitalters auseinanderzusetzen und Konsequenzen daraus zu ziehen. Die Analysen zur Reichweite fossiler Energie variieren deutlich, aber über kurz oder lang ist das Ende der fossilen Energienutzung erreicht und der fossile Energiespeicher entleert.

Wird die Lösungssuche hinausgezögert, steigt das Risiko eines abrupten Versorgungsengpasses, einhergehend mit Preissteigerungen und politischer, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Instabilität.

1.3.2 Das Zeitalter der erneuerbaren Energien als verbleibende Frage der Zeit – Szenarien zur Wende

Die Versorgungssicherheit mit Energie ist bei zur Neige gehenden Ressourcen und Klimawandel ein globales Problem, weshalb sich die Energiewende nicht nur auf Deutschland beschränkt. Verschiedene Studien bilden daher Szenarien zur zukünftigen Energieversorgung ab. An dieser Stelle werden globale Szenarien aufgezeigt, Szenarien für Deutschland finden sich in Teil II »Speicherbedarf« (s. ► Kap. 3, 4, 5).

- **Globale Szenarien der Rückführung in das Zeitalter der erneuerbaren Energien**

Der Sonderbericht über erneuerbare Energien des Weltklimarats von 2010 verdeutlicht, dass die Potenziale für eine globale Energiewende vorhanden sind (s. [10]). Ein anderes Szenario der UNEP kommt ebenfalls zu diesem Schluss.

Abbildung 1.15 zeigt die Evolution der Primärenergieversorgungsstrukturen in den Jahren 1850–2000 und ein Szenario der UN von 2000–2100 in Abhängigkeit von den Energieträgern Kohle, Öl und Gas, Atomenergie und erneuerbare Energien. Zahlreiche andere Zukunftsszenarien sind ebenfalls möglich, wie in den laufend aktualisierten IPCC-Sachstandsberichten zum Klimawandel aufgezeigt wird.

Lange Zeit war Biomasse in Form von Feuerholz die fast ausschließliche Primärenergiequelle des Menschen. Erst mit zunehmendem technischem Fortschritt kam die Nutzung von Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft (mechanische

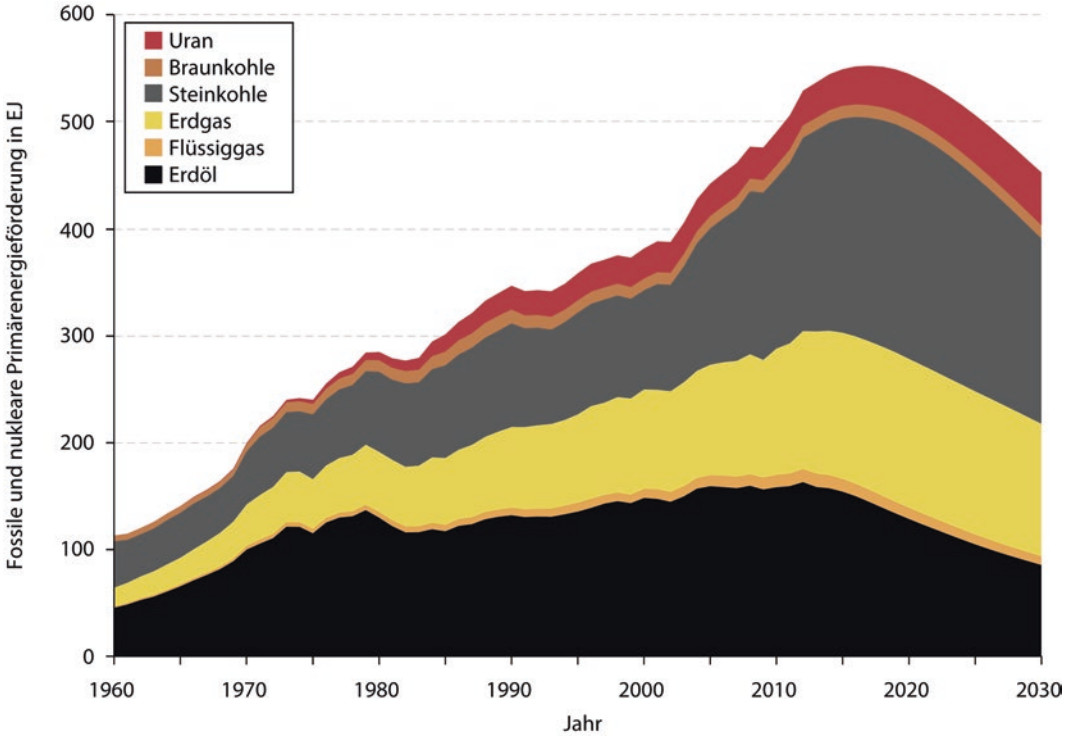


Abb. 1.14 Weltweite Förderung von Erdöl, Erdgas, Flüssiggas, Steinkohle, Braunkohle und Uran 1960–2030 (Quelle: EWG LBST, 2014)

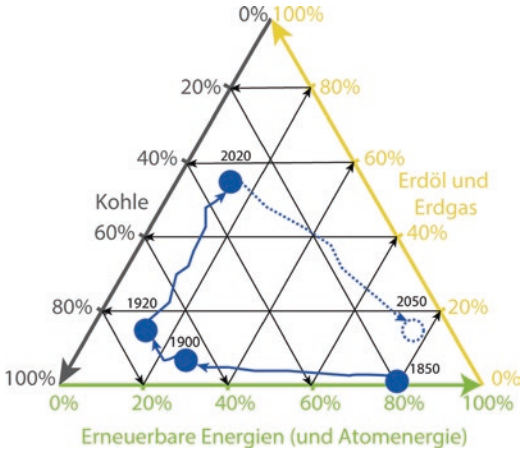


Abb. 1.15 Evolution der Primärenergieversorgungsstrukturen (Quelle: UNEP, 2000)

und elektrische Energie) ins Spiel. Mit Beginn der industriellen Revolution wurden die oberirdischen, erneuerbaren Energieträger in den Industrieländern von den fossilen Energieträgern verdrängt (s. Abb. 1.16).

Jedoch hat jede fossile Quelle ein Fördermaximum. Mit Erreichen der weltweiten Förderabnahme von Erdöl geht die Entwicklung wieder hin zur Nutzung oberirdisch auftretender Energieträger wie Wind, Solarenergie, Wasser und Biomasse, wie es vor dem fossilen Zeitalter schon einmal der Fall war. Diese Tatsache ist elementar in der Kommunikation der Energiewende. Da die Weltbevölkerung mittlerweile auf sieben Milliarden Menschen angewachsen ist, wird auch die Energieeffizienz zur grundlegenden Strategie jeder Energieversorgung.

Welche Energieressourcen vom Menschen genutzt werden, hängt von zahlreichen Einflussfaktoren ab. So führt beispielsweise ein zunehmendes Einkommen in Entwicklungsländern zu einer starken Zunahme des Verbrauchs flüssiger Brennstoffe und Elektrizität sowie zu einer Abnahme der Nutzung von Feuerholz als Brennstoff.

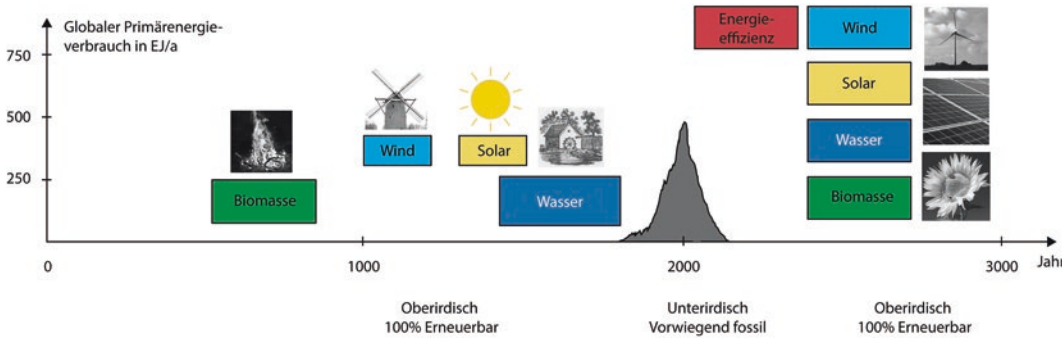


Abb. 1.16 Anfang und Ende des fossilen Zeitalters

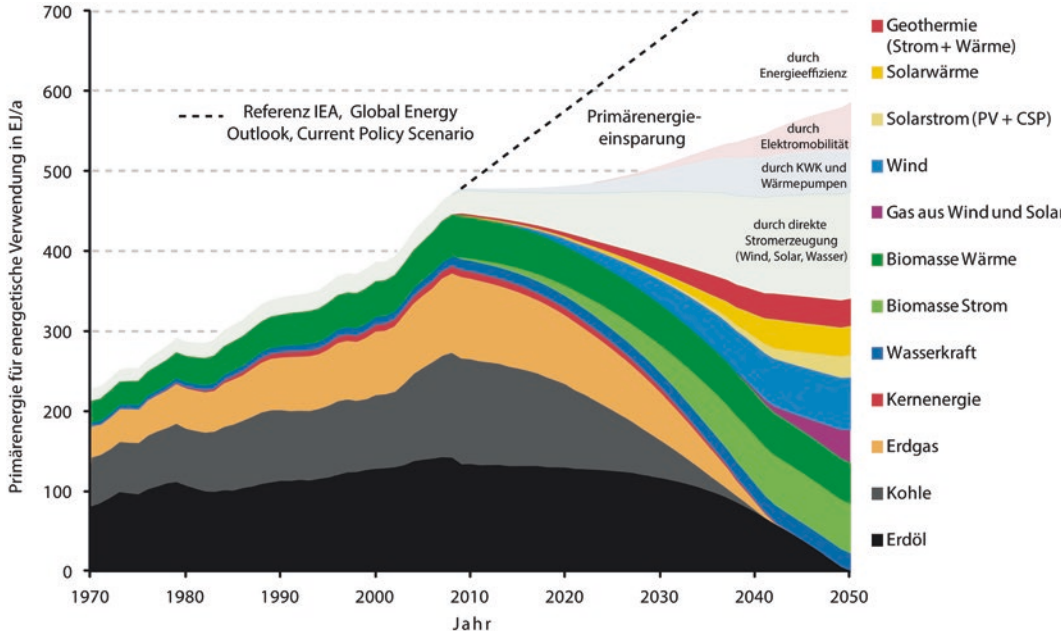


Abb. 1.17 Vision und Szenario zur globalen erneuerbaren Energieversorgung bis 2050, nach [25]

Bedeutung von Speichern trotz Rückgang fossiler Energiespeicher

Ein weiteres Szenario aus [25] arbeitet die Rolle von Energieeffizienz, Energieeinsparmaßnahmen und Energiespeichern heraus. Zu deutlichen Einsparungen führt die direkte Stromerzeugung aus Wind, Solarenergie und Wasserkraft, welche keine Abwärmeverluste hat und damit in der Darstellung nach der Wirkungsgradmethode (s. Abb. 1.17) zu einem Sinken des Primärenergiebedarfs führt. Ähnlich ist es mit der Verwendung der Elektromobilität und der Wärmepumpen.

Der Speicherbedarf der Transformationsphase bis 2050 offenbart sich in diesem Szenario durch die Verwertung von Stromüberschüssen über Power-to-Gas (»Gas aus Wind- und Solarenergie«), den Einsatz von Speichern in solarthermischen Kraftwerken und die Nutzung von Biomasse. Gerade der Ersatz fossiler Kraftstoffe in der Mobilität ist eine große Herausforderung, wie aus dem langen Verweilen von Erdöl im Szenario ersichtlich ist.

1.4 Zusammenfassung

- Der Mensch hat in seiner Evolution **immer Energiespeicher genutzt**. Die natürliche **Photosynthese** diente ihm dabei zur **Speicherung** von **Solarenergie**. Sie besteht aus der Wasserspaltung und der Reaktion von Wasserstoff und CO_2 zu Biomasse und in der Folge zu fossilen Brennstoffen. Ihr Wirkungsgrad ist mit 0,5–2,5 % sehr gering.
- Über **Jahrtausende** hinweg war die **Energieversorgung** zu **100 % erneuerbar**, vorwiegend basierend auf Holz als Energiespeicher und Energieträger, aber auch als Tierfutter für Transportaufgaben und mechanische Arbeiten.
- Seit der **industriellen Revolution** greift der Mensch auch auf sehr alte, über die Photosynthese »**gespeicherte Solarenergie**« in Form von fossilen Brennstoffen wie **Erdöl**, **Erdgas** und **Kohle** zurück. Ihre Nutzung stieg in den vergangenen Jahrzehnten exponentiell an, was zu einer schockartigen Freisetzung von fossilem CO_2 führte, der für den **anthropogenen Klimawandel** verantwortlich ist.
- Heute dominieren fossile Brenn- und Kraftstoffe die globale Primärenergieversorgung. Die **fossilen Speicherreserven** und -ressourcen neigen sich dem **Ende** zu, weshalb **andere Energiespeicher** und Energiequellen im Zuge der Energiewende zu **erschließen** sind.
- Die **Energiewende** besteht im Kern aus dem Ausbau der Nutzung **erneuerbarer Energien** und der Umsetzung von Maßnahmen der **Energieeffizienz**. Desto mehr Wasserkraft, Wind- und Solarenergie erschlossen wird, desto weniger »fossile Energiespeicher« werden benötigt.
- Eine **Umstellung** der Energieversorgung auf ihre ursprüngliche Basis der erneuerbaren Energien ist **technisch möglich**, **ökologisch notwendig** und **ökonomisch langfristig vorteilhaft**. Die tragenden Säulen sind **Wind**- und **Solarenergie**. Die dafür notwendigen Speichertechnologien und Integrationsmechanismen sind vorhanden und werden in den nachfolgenden Kapiteln ausführlich beschrieben.
- Neben den **klassischen Speichern** wie Pumpspeicher, Batterien oder Wärmespeicher spielt auch die **Nachahmung** der **Photosynthese** eine große Rolle in der Transformation der Energiesysteme, insbesondere bei der Gewinnung von Wind- und Solarkraftstoffen für die Mobilität.

Literatur

1. Adler S, Munk K (2000) Biochemie, Zellbiologie, Ökologie, Evolution. In: Spektrum Lehrbuch, Munk K (Hrsg) Sav Biologie. Spektrum Akademischer, Heidelberg
2. Anton C (Hrsg) (2013) Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen. Stellungnahme, Halle (Saale)
3. Barber J (2009) Photosynthetic energy conversion: natural and artificial. Chem Soc Rev 38(1):185–196. doi:10.1039/B802262N
4. Barriopedro D, Fischer EM, Luterbacher J et al (2011) The hot summer of 2010: redrawing the temperature record map of europe. Science 332(6026):220–224. doi:10.1126/science.1201224
5. Berg JM, Tymoczko JL, Stryer L et al (2013) Biochemie, 7. Aufl. Lehrbuch. Springer Spektrum, Berlin
6. Boden TA, Marland G, Andres RJ (2009) Global, regional, and national fossil-fuel CO_2 Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory U. S. Department of Energy, Oak Ridge
7. BP (2014) Statistical review of world energy. BP, London
8. Campbell NA, Kratochwil A, Lazar T et al (2009) Biologie, 8., aktualisierte Aufl. [der engl. Orig.-Ausg., 3. Aufl. der dt. Übers.]. Pearson Studium – Biologie. Pearson Studium, München
9. Deutschland; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2012) Basisdaten Bioenergie Deutschland, August 2012. nachwachsende-rohstoffe.de. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Gülzow-Prüzen
10. Edenhofer O, Pichs Madruga R, Sokona Y (2012) Renewable energy sources and climate change mitigation. Special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, New York
11. Edwards G, Walker D (1983) C3, C4. Mechanisms, and cellular and environmental regulation of photosynthesis. Blackwell Scientific Publ, Oxford
12. FAO (2014) State of the world's forests, 2014. Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome
13. FAOSTAT (2013) FAOSTAT forestry data. ▶ http://faostat.fao.org/site/630/default.aspx. Zugegriffen: 03. Sept. 13
14. Haberl H, Erb KH, Krausmann F et al. (2007) Quantifiying and mapping the human appropriation of net primary production in earth's terrestrial ecosystems. PNAS 104(31):12942–12947
15. IEA (2012) World energy outlook 2012. OECD Publishing, Paris
16. Mihajlovic-Wachter C (2008) Ökologie, Ethik. Zwei wichtige Aspekte im Unterricht, 2., erw. Aufl. Fuchs, Rothenburg

17. Munk K (2009) Botanik (fit für den Bachelor) Taschenlehrbuch Biologie. Thieme, Stuttgart
18. NOAA (2013) Trends in atmospheric carbon dioxide. Recent global CO_2. ► http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html. Zugegriffen: 20. Aug. 2013
19. Paappanen T, Leinonen A (2005) Fuel peat industry in EU. European Peat and Growing Media Association, Brussels
20. Petit JR, Jouze J, Raynaud D et al. (1999) Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica. Nature 1999(399):429–436
21. Purves WK, Sadava D, Held A et al (Hrsg) (2011) Purves biologie, 9. Aufl. Spektrum Akademischer, Heidelberg
22. REN21 (2015) Renewables 2015–global status report. REN21 Sekretariat, Paris
23. WBGU (2008) Climate change as a security risk. Springer, Berlin
24. WBGU (2009) Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2009. WBGU, Berlin
25. WBGU (2011) Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation. Zusammenfassung für Entscheidungsträger. WBGU, Berlin
26. Zittel W (2013) Fossile und Nukleare Brennstoffe – die künftige Versorgungssituation. Fossil and Nuclear Fuels – the Supply Outlook, Berlin

Definition und Klassifizierung von Energiespeichern

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 2.1, 2.2, 2.3, 2.4

Übersicht

Ohne Energiespeicher ist die **Energieversorgung** nahezu **unmöglich**. Sie sind **elementarer** Baustein unseres Energiesystems. Oft diskutiert wird die Rolle, die ein Speicher im Energiesystem spielt: Sind Energiespeicher Teil der Energienetze oder doch »Erzeuger« und »Verbraucher«? An welcher Stelle werden die Kosten der Speicher verortet? Zur energiewirtschaftlichen Einordnung von Speichern sind Definitionen hilfreich.

Wie Speicher und Energiespeicher **definiert**, ihr **Nutzen** erfasst und nach physikalischen, energetischen, zeitlichen, räumlichen und ökonomischen **Kriterien klassifiziert** werden kann, wird in diesem Kapitel behandelt.

2.1 Definition und Anwendung – 26

2.2 Nutzen von Speichern – 31

2.3 Klassifizierung von Speichern – 36

2.3.1 Physikalisch-energetische Klassifizierung – 36

2.3.2 Definition und Berechnung der wichtigsten Größen – 38

2.3.3 Zeitliche Klassifizierung – 44

2.3.4 Räumliche Klassifizierung – 45

2.3.5 Ökonomische Klassifizierung – 46

2.4 Zusammenfassung – 47

Literatur – 49

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_2

2.1 Definition und Anwendung

Definitionen

Zur Beschreibung und Einordnung verschiedener Energiespeicher ist eine klare Terminologie notwendig.

Definition

Eine **Speichereinheit** ist eine Einrichtung oder Behältnis zur Bevorratung, Lagerung und Aufbewahrung von Gütern oder Energieträgern.

Definition

Ein **Energiespeicher** ist eine energietechnische Anlage zur Speicherung von Energie in Form von innerer, potentieller oder kinetischer Energie. Ein Energiespeicher umfasst die drei Prozesse **Einspeichern** (Laden), **Speichern** (Halten) und **Ausspeichern** (Entladen) in einem Zyklus. Diese werden physikalisch in Form von Energiewandlern (Ein- und Ausspeichern), einer Speichereinheit (Halten) und Hilfsaggregaten realisiert, weshalb die gesamte Anlage auch als **Energiespeichersystem** bezeichnet wird.

Definition

Ein **Energieträger** ist ein Stoff, der Energie gespeichert hat. Er befindet sich in der Speichereinheit eines Energiespeichers.

Abbildung 2.1 illustriert die Definition von Energiespeichern, deren wichtigste Größen in s. ▶Abschnitt 2.3.2 beschrieben sind. Technisch betrachtet ist ein (Energie)Speicher die Speichereinheit oder das reine Behältnis selbst, in dem der Energieträger gespeichert ist. Zur Ein- und Ausspeicherung sind darüber hinaus Energiewandler und für den Betrieb erforderliche Hilfssysteme notwendig. Zusammen bilden diese Einheiten ein „Energiespeichersystem", welches vereinfacht als „Speicher" bezeichnet wird. In diesem Buch wird der Begriff „Energiespeicher" durchgängig für die anlagentechnische Einheit aller drei Prozesse verwendet und nicht das längere Synonym „Energiespeichersystem".

Begriffe »Ein- und Ausspeichern« vs. »Laden und Entladen«

Die drei Prozesse Einspeichern, Speichern, Ausspeichern werden bei elektrischen, elektrochemischen und einigen mechanischen bzw. chemisch-stofflichen Energiespeichern auch als »Laden«, »Speichern« und »Entladen« bezeichnet. Sie sind im Zusammenhang mit Begriffen wie Selbstentladung, Entladetiefe und Entladerate praktikabler und in der Umgangssprache gängiger, während sich in der Wissenschaft mehr die Begriffe Ein- und Ausspeichern etabliert haben.

Anwendung der Definition »Energiespeicher«

Die drei Prozesse können in einem Schritt integriert werden oder separat angelegt sein.

Bei Batterien und Kondensatoren erfolgen die drei Energiewandlungs- und -speicherprozesse in einem Bauteil: Die Elektroenergie wird elektrochemisch in der Elektrode bzw. Aktivmasse und Doppelschicht gewandelt und chemisch gespeichert. Zu einem Batteriespeicher gehört neben den Batteriezellen bzw. Batteriepacks („Speichereinheit") auch eine entsprechende Leistungselektronik („Energiewandler") zur Ein- und Ausspeicherung und ein Batteriemanagementsystem („Hilfsaggregate"). Zusammen bildet das System anlagentechnisch einen „Energiespeicher".

Bei einem Pumpspeicherwerk erfolgt die Einspeicherung von Elektroenergie durch eine elektromotorisch angetriebene Pumpe, die Wasser in das Oberbecken befördert. Das Oberbecken stellt mit dem Unterbecken oder Unterwasser die Speichereinheit dar. Die gespeicherte potenzielle Energie hängt von der Masse des Wassers und der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab. Bei der Ausspeicherung fließt das Wasser vom Oberbecken durch eine Turbine samt Generator, der Strom generiert, ins Unterwasser. Pumpen und Turbinen stellen also die „Energiewandler" dar, welche mit dem Ober- und Unterbecken und Hilfsaggregaten einen „Energiespeicher" bilden.

Die einzelnen Prozesse sind nicht zwingend an ein Medium, ein Bauteil oder einen Ort gebunden. Power-to-Gas Energiespeicher bestehen beispielsweise aus einem Gasspeicher („Speichereinheit"), der räumlich woanders sein kann als die Einspeichertechnologien Elektrolyse und Methanisierung oder die Gasturbine für das Ausspeichern (beides „Energiewandler").

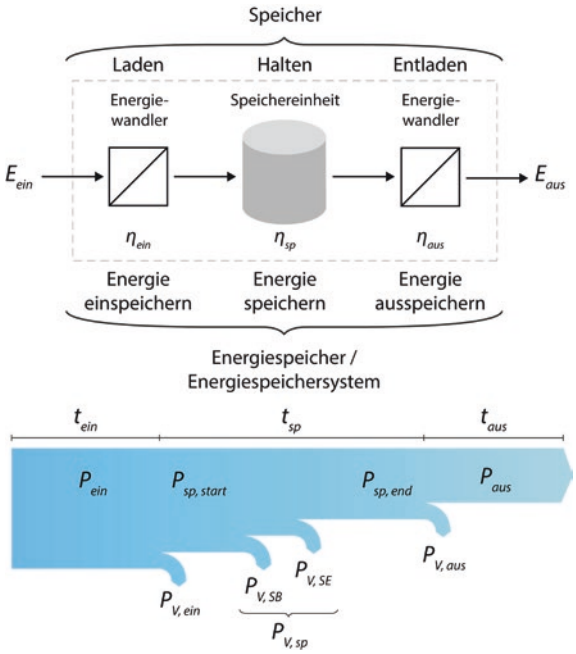


Abb. 2.1 Definition eines Energiespeichers als Dreiklang aus Einspeicherung (Laden), Speicherung und Ausspeicherung (Entladen) samt wichtigsten physikalischen Größen. Anlagentechnisch bilden diese drei Komponenten ein System, weshalb ein Energiespeicher auch als „Energiespeichersystem" bezeichnet wird. Umgangssprachlich werden Energiespeicher als „Speicher" bezeichnet.

Die Effizienz oder der Wirkungsgrad eines Energiespeichers hängt primär davon ab, wie viele physikalische Umwandlungsschritte zwischen den drei Prozessen stattfinden und wie lange die Speicherzeit ist (Verluste durch Wandlung, Selbstentladung und Stand-By).

Unterkategorien von Energiespeichern

Energiespeicher werden sowohl in primäre und sekundäre Energiespeicher als auch in sektorale und sektorenkoppelnde Energiespeicher unterschieden. In diesem Zusammenhang ist auch die im weiteren beschriebene Definition von Sektorkopplung oder auch Sektorenkopplung entscheidend.

Definition

Primäre Energiespeicher sind Energiespeicher, die nur einmal geladen und entladen werden.

Definition

Sekundäre Energiespeicher sind Energiespeicher, die mehrfach geladen und entladen werden können.

Zu den primären Energiespeichern zählen vor allem Energieträger wie fossile Brenn- und Kraftstoffe, die in entsprechenden Speichereinheiten wie Erdöllager, Kohlehalden oder Erdgasspeichern gelagert werden. Ihre Einspeicherung erfolgte einmalig über die Photosynthese zu Biomasse und die natürliche Umformung zu fossiler Primärenergie über sehr lange Zeiträume. Die Ausspeicherung erfolgt einmalig über das Verbrennen der fossilen Energieträger in Kraftwerken, Heizungen und Fahrzeugen. Auch Einwegbatterien zählen zu den primären Energiespeichern. Sie werden Primärbatterien genannt.

Zu den sekundären Energiespeichern zählen alle »wiederaufladbaren« Energiespeicher wie Akkumulatoren (Sekundärbatterien), Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Kondensatoren, Spulen, Schwungmassenspeicher oder Speichereinheiten für (Kohlen)wasserstoffe wie Gasspeicher und Kraftstofftanks, welche über die Einspeicherung von erneuerbarer Energie über Photosynthese (Biomasse), Power-to-Gas oder Power-to-Liquids (mehrfach) gefüllt und über entsprechende Ausspeichertechnologien (mehrfach) entladen werden.

Definition

Sektorale Energiespeicher sind Energiespeicher, die rein in einem Energiesektor eingesetzt werden. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt bidirektional im selben Sektor.

Definition

Sektorenkoppelnde Energiespeicher sind Energiespeicher, die in einem oder mehreren Energiesektoren eingesetzt werden und uni- und/oder bidirektional arbeiten und dabei zwei oder mehrere Sektoren miteinander koppeln. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt nicht zwangsläufig im selben Sektor.

Definition

Die **Sektorenkopplung** oder Sektorkopplung verbindet die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und den nicht-energetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe (v. a. Chemie) über Energiespeicher und Energiewandler. Damit wird vorwiegend erneuerbarer Strom als Primärenergie zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren genutzt.

Diese Unterteilung der Oberkategorie »Energiespeicher« in sektorale und sektorenkoppelnde Energiespeicher ist für die Speicherdiskussion wesentlich und wird im Folgenden entsprechend ausführlich erörtert. Energiespeicher sind für die Sektorenkopplung entscheidend, denn eine Sektoren kopplung ohne Energiespeicher ist nicht möglich.

Sektorale Energiespeicher: Stromspeicher, Wärmespeicher, Kraftstoffspeicher, Power-to-Chemicals, Power-to-X Gasspeicher

Klassische Beispiele für sektorale Energiespeicher sind Pumpspeicher (Stromsektor), Pufferspeicher (Wärmesektor) und Kraftstofftanks (Verkehrssektor). Die Energiespeicher sind systemintegriert und entsprechend keine Letztverbraucher im jeweiligen Energiesektor. Eine Ausnahme stellt ein **Gasspeicher** dar, der aus Sicht des Gassektors ein sektoraler Speicher ist, aber letztlich über die Sektorenkopplung für alle drei Energieanwendungssektoren Strom, Wärme und Verkehr plus industrielle Anwendungen zum Einsatz kommt.

Stromspeicher speichern direkt Elektroenergie elektrostatisch (Kondensatoren) oder elektromagnetisch (Spulen) (s. ▶ Kap. 6) oder wandeln Elektroenergie reversibel in eine beliebige andere physikalische Energieform um. Nach dem Entladen des Speichers steht wieder Elektroenergie mit einem gewissen Wirkungsgradverlust zur Verfügung (s. ◘ Abb. 2.2).

Beispiel Stromspeicher: Pumpspeicherwerk (PSW oder auch Pumpspeicher bzw. Pumpspeicherkraftwerk)

Einspeichern: Elektroenergie wird durch das Pumpen von Wasser in ein Oberbecken in mechanische Lageenergie (potenzielle Energie) gewandelt.

Speichern: Die Potenzialdifferenz des Wassers zwischen Ober- und Unterbecken stellt die gespeicherte Energie dar.

Ausspeichern: Die potenzielle Energie der Höhendifferenz von Wasser wird über eine Turbine in kinetische Rotationsenergie und über den angekoppelten Generator zurück in Elektroenergie gewandelt.

Wärmespeicher speichern Wärme über sensible, latente oder thermochemische Wärmespeicher (s. ▶ Kap. 10). Analog zu Stromspeichern liegt die gespeicherte Energie wieder als Wärme vor, abzüglich der Wirkungsgradverluste (s. ◘ Abb. 2.2).

Beispiel Wärmespeicher: Solarthermische Anlage

Einspeichern: In Solarkollektoren wird ein Wasser-Glykol-Gemisch durch Solarenergie erwärmt. Über einen Wärmetauscher wird die Wärme der Flüssigkeit an Wasser im Speichertank abgegeben.

Speichern: Die Wärme wird in der Temperaturdifferenz zwischen dem erwärmten Wasser und dem Kaltwasser als sensible Wärme in Pufferspeichern (Warmwassertanks) gespeichert.

Ausspeichern: Die thermische Energie des Warmwassers wird über einen Wärmetauscher geführt. Dabei wird Brauchwasser oder Heizwasser erwärmt und als Endenergie in Form von Raumwärme, Prozesswärme (z. B. Brauereien) oder schlicht als Warmwasser genutzt.

Brenn- und Kraftstoffspeicher speichern chemische Energie über die Lagerung von Kohlenwasserstoffen oder anderen Energieträgern (s. ▶ Kap. 8). Der Speicherprozess beschränkt sich auf ein Be- und Entladen von Speichereinheiten wie z. B. Tanks über geeignete Technologien wie z. B. Pumpen (s. ◘ Abb. 2.2). Der eigentliche Einspeichervorgang für konventionelle Brenn- und Kraftstoffe als Energieträger und pri-

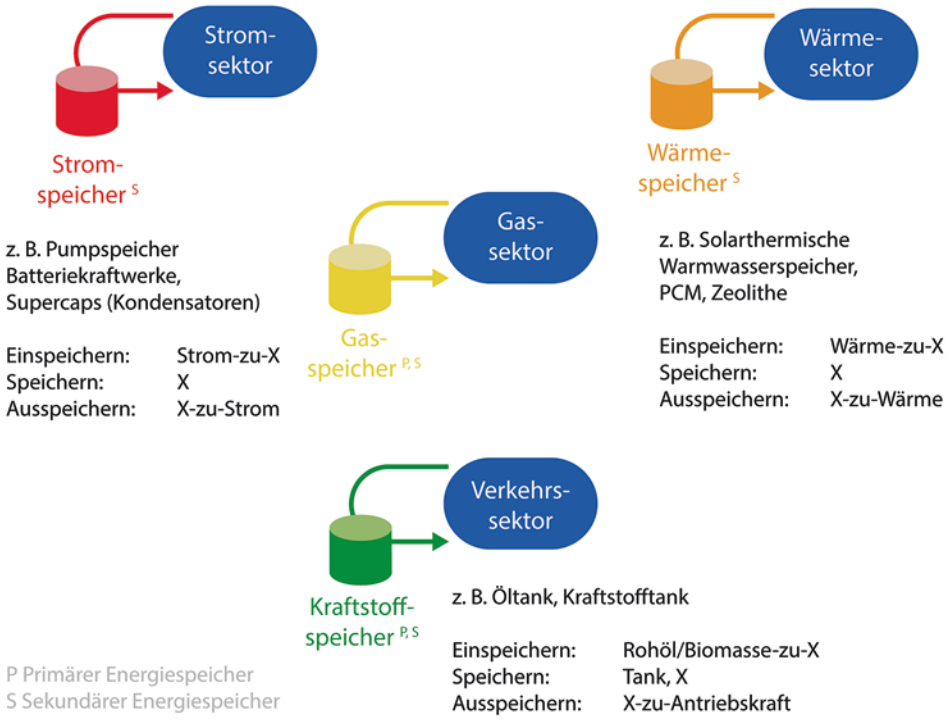


Abb. 2.2 Definition von sektoralen Energiespeichern am Beispiel von Stromspeichern, Wärmespeichern, Kraftstoffspeichern und Gasspeichern

märe Energiespeicher liegt in der Photosynthese (s. ▶ Abschn. 1.1.1), welche als sektorenübergreifender Speicher begriffen werden kann. Im gleichen Zug ist auch Power-to-Gas zu nennen als Nachbildung der Photosynthese und sekundärer Energiespeicher. Der Ausspeichervorgang findet meist in Verbrennungseinrichtungen unter Wandlung der chemischen Energie in thermische und mechanische Energie (Heiztherme, Verbrennungsmotor) statt.

Beispiel Kraftstoffspeicher: Kraftstofftank und Rohölnutzung im Verkehr

Einspeichern: Kraftstoff wird durch eine Pumpe in einen Kraftstofftank befördert. Zuvor wurde der Kraftstoff über die Photosynthese von Solarenergie gespeichert und als Biomasse oder Rohöl gefördert und zu Kraftstoff aufbereitet.

Speichern: Der Kraftstoff beinhaltet als Energieträger chemische Bindungsenergie und lagert im Tank.

Ausspeichern: Über eine Einspritzanlage wird Kraftstoff aus dem Tank in den Verbrennungsraum eines Motors gebracht und dort in thermische bzw. mechanische Energie gewandelt.

- **Sektorenkoppelnde Energiespeicher: Power-to-Gas, Power-to-Heat, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals, Power-to-X Elektromobilität**

Klassische Beispiele für sektorenkoppelnde Energiespeicher sind (Nacht-)Speicherheizungen, die im Lastmanagement Strom- und Wärmesektor unidirektional miteinander verknüpfen. Die moderne Variante davon wird »Power-to-Heat« genannt und nutzt Wärmepumpen und Heizstäbe, um vorwiegend Wind- und Solarstrom, aber auch Regelenergie (Graustrom) in Wärme zu wandeln. Aus Perspektive des Stromsektors handelt es sich bei Power-to-Heat in allen Fällen um Letztverbraucher, da die Rückverstromung aus niederkalorischer Wärme theoretisch über z. B. ORC-Anlagen (*Organic-Rankine-Cycle*) möglich ist, aber derzeit nicht wirtschaftlich umgesetzt werden kann (s. Abb. 2.3 und Abb. 2.4). Die Rückverstromung von Wärme aus Power-to-Heat wird auch als Power-to-Heat-to-Power (PtHtP) bezeichnet.

Ein Sonderfall ist auch die Technologie Power-to-Gas, bei der es sich im Wesentlichen um eine Einspeichertechnologie handelt, bestehend aus Wasserelektrolyse (s. ▶ Abschn. 8.2) und optionalen Synthe-

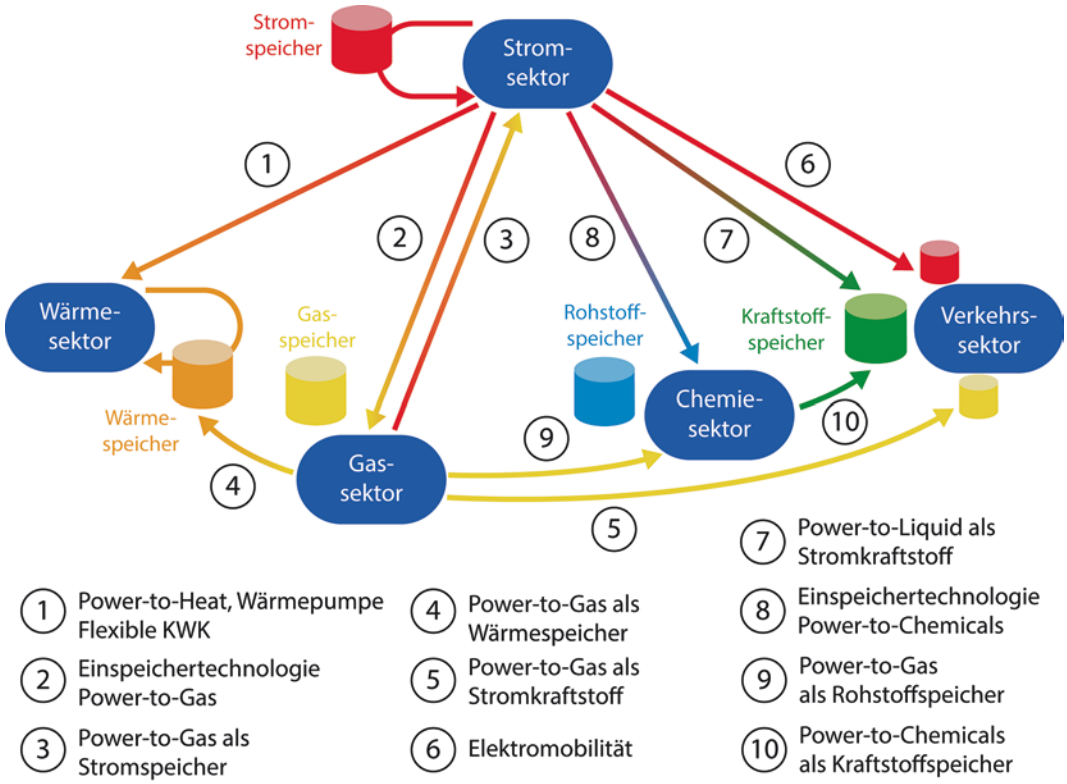


Abb. 2.3 Definition von sektorenkoppelnden Energiespeichern bzw. der Sektorenkopplung am Beispiel von Power-to-Heat, flexibler Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Wärmepumpen, Power-to-Gas, Elektromobilität, Power-to-Chemicals und Power-to-Liquid. Alle Prozesse, die Strom als Primärenergie verwenden können auch als Power-to-X bezeichnet werden (s. auch Kap. 5)

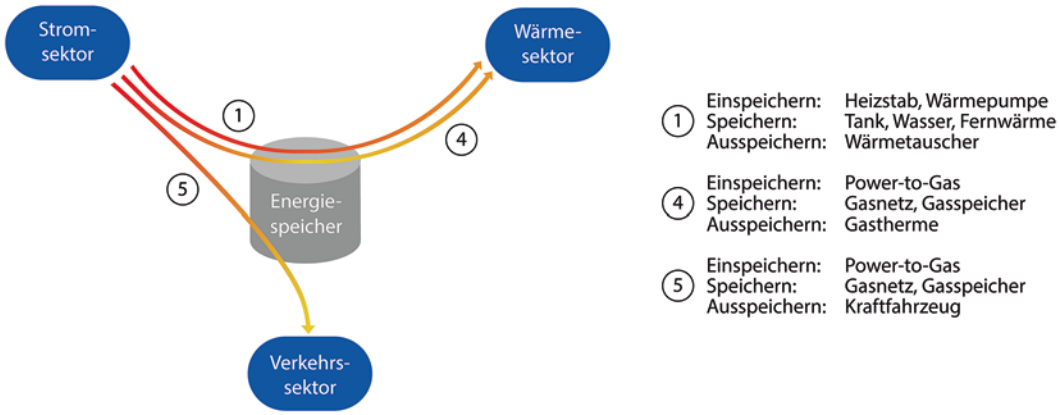


Abb. 2.4 Beispiele für sektorenkoppelnde Energiespeicherung – Power-to-Heat (1): Verbindung von Strom- und Wärmesektor über elektrisches Heizen mit Wärmepumpen, Heizstäben oder Speicheröfen; Power-to-Gas für Wärme (4): Nutzung vorhandener Gasspeicher und Gasthermen zur Speicherung und Nutzung von Strom; Power-to-Gas für Kraftstoffe (5), Power-to-Liquid, Power-to-Fuel: Speicherung und Nutzung von Strom im Verkehrssektor als Stromkraftstoff

sen (► Abschn. 8.3). Erst über die Verknüpfung mit der Gasinfrastruktur kann der Energieträger Gas transportiert und gespeichert werden. Die Nutzung ist für alle Energiesektoren offen (s. ◘ Abb. 2.3).

Analog zu Power-to-Heat kann Power-to-Gas durch die Verbrennung des Gases für Wärmezwecke (BHKW, Gastherme etc.) eine Brücke zwischen Strom- und Wärmesektor schlagen (s. ◘ Abb. 2.3 und ◘ Abb. 2.4).

Eine Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor erfolgt über Elektromobilität (derzeit unidirektional, prinzipiell auch uni- sowie bidirektional möglich) und **Power-to-Gas**, **Power-to-Liquid** oder »Power-to-Fuel« über die Nutzung von Stromkraftstoffen (unidirektional). Entsprechend agiert Power-to-Gas für den Verkehr als Letztverbraucher aus Sicht des Stromsektors, da es sich durch die fehlende Rückverstromung per Definition um kein vollständiges Stromspeichersystem (Einspeichern, Speichern, Ausspeichern) handelt (s. ◘ Abb. 2.3 und ◘ Abb. 2.4).

Power-to-Gas kann auch als Stromspeicher bidirektional für den Stromsektor eingesetzt werden, wenn an die Einspeichereinheit Strom-zu-Gas nach Speicherung und optionalem Transport des Gases eine Rückverstromung über Ausspeichertechnologien wie Gasturbinen oder BHKW erfolgt. In diesem Fall ist Power-to-Gas kein Letztverbraucher für den Stromsektor, da die gespeicherte Energie wieder dem Stromsektor zugeführt wird(s. ◘ Abb. 2.2).

▪ Sektorenkopplung, Power-to-X und Power-to-Chemicals

Die Verbindung aller Sektoren vom Stromsektor aus wird mittlerweile als Sektorkopplung bezeichnet. Da immer mehrere Sektoren miteinander gekoppelt werden, wird in diesem Werk der Begriff **Sektorenkopplung** verwendet. Dies ist eine Ableitung aus der Definition von sektorenkoppelnden Energiespeichern.

Power-to-X ist dafür ein Sammelbegriff, der Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals ineinander vereint (s. ► Kap. 5). Die vielfältigen Verbindungen sind in ◘ Abb. 2.3 dargestellt. Der Sektor des „nicht-energetischen Verbrauchs fossiler Rohstoffe“ (z. B. zur Gewinnung von Kunststoffen, Düngemittel etc.), welcher in Energiebilanzen separat bilanziert wird, wird in der Abbildung vereinfacht als „Chemiesektor“ dargestellt.

Prinzipiell kann auch die Herstellung von Grundstoffen für die chemische Industrie über **Power-to-Chemicals** als Speicherprozess betrachtet werden, wenn durch den Einsatz von erneuerbaren Energien für diese Zwecke gespeicherte fossile Energie in Form von Erdgas, Erdöl oder Kohle für andere energetische Anwendungen freigesetzt wird (s. ► Abschn. 8.6 und ► Abschn. 13.3). Auch diese Einheiten können für den Stromsektor positive und negative Regelleistung zur Verfügung stellen oder im Lastmanagement eingesetzt werden. Damit können alle diese Technologien dem Stromsystem zusätzliche Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch anbieten.

In der Diskussion zum Letztverbraucherstatus gibt es in Deutschland die neue Perspektive einer **„Endenergieabgabe“**, welche einheitlich über alle Sektoren erfasst werden soll. Damit kann der Wechsel der Energie von einem in den anderen Sektor finanziell erleichtert werden, ohne das Abgaben doppelt und dreifach anfallen. Gerade im Zuge von Netzengpässen, welche Kompensationszahlungen in Milliardenhöhe für ungenutzten erneuerbaren Strom (Einspeisemanagement) und dessen nachträglicher Ausgleich (Redispatch) zur Folge haben, bekommt diese Diskussion zunehmend an Fahrt. Ein paralleler Ausbau der Speicherinfrastruktur zur Stromnetzinfrastruktur erscheint daher als sinnvoll.

▪ Kombinationen von Einspeichern, Speichern und Ausspeichern

◘ Tabelle 2.1 konkretisiert die vielfältigen möglichen Kombinationen von Einspeicher-, Speicher- und Ausspeichereinheiten.

2.2 Nutzen von Speichern

Der physikalische Nutzen von Energiespeichern besteht in der Bevorratung, Aufbewahrung und Lagerung von Energie, um einen zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen.

Dabei stehen sie grundsätzlich hinsichtlich ihrer Funktion nicht in Konkurrenz zu Energienetzen, welche für den räumlichen Ausgleich zuständig sind.

Beispiel

Ein Beispiel aus dem **Stromsektor**: Der Einsatz von Stromspeichern wird oft argumentativ gegen den Ausbau von Stromnetzen verwendet. Dies ist nicht darstellbar, da sie grundlegend unterschiedliche Funktionen erfüllen:

Tab. 2.1 Beispiele verschiedener Energiespeichertechnologien und Kombinationen aus Speichereinheiten

Speicher-klasse	Speichertechno-logie	Einspeichern	Speichern	Ausspeichern	Funktion aus Sicht des Stromsektors	Funktion aus Sicht des Wär-mesektors	Funktion aus Sicht des Ver-kehrssektors
Sektoral, Sektorenintegriert							
elektrisch	Kondensatoren	direkt	Elektrisches Feld	direkt	Stromspeicher, Kurzzeit	–	Rekuperation, Kurzzeitstrom-speicher
	Spulen	direkt	Magnetfeld	direkt	Stromspeicher, Kurzzeit	–	–
elektroche-misch	Alle Batterien außer Redox Flow	integr. el.-chem. Wandlung	Elektrode und Aktivmasse	integr. el.-chem. Wandlung	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	–	–
	Redox-Flow-Bat-terie	Pumpe, Zelle	Tank, chem. Verbindungen	Pumpe, Zelle	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	–	–
chemisch	Kraftstoffspeicher	Pumpe, Photo-synthese	Tank, Kraftstoff, Kaverne	Pumpe, Brenner, Motor	–	Brennstoffspei-cher	Kraftstoffspeicher
mechanisch	Pumpspeicher	Pumpe, Motor	Oberbecken, Wasser	Turbine, Generator	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	–	–
	Druckluftspeicher	Kompressor, Motor	Kaverne, Rohr, Wärmespeicher	Turbine, Generator	Stromspeicher, Kurzzeit	–	–
	Lageenergiespei-cher	Pumpe, Motor	Bewegung von Granit, Gestein	Turbine, Generator	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	–	–
	Schwungmassen-speicher	Motor	Rotationsenergie	Generator	Stromspeicher, Kurzzeit	–	–
	Federenergie-speicher	mech. Arbeit	Lageenergie	Mech. Arbeit	Stromspeicher, Kurzzeit	–	Notbremse bei Energieausfall im Fahrzeug

Tab. 2.1 Fortsetzung

Speicher-klasse	Speichertechno-logie	Einspeichern	Speichern	Ausspeichern	Funktion aus Sicht des Stromsektors	Funktion aus Sicht des Wär-mesektors	Funktion aus Sicht des Ver-kehrssektors
Thermisch	Warmwasser-speicher	Wärmetauscher	Tank, Wasser	Wärmetauscher	–	Wärmespeicher	–
	Latentwärme-speicher	Wärmetauscher	Phasenwechsel-Materialien PCM)	Wärmetauscher	–	Wärmespeicher	–
	Thermochemi-sche Speicher	Chem. Energie-wandlung	Zeolithe, Tanks	Chem. Energie-wandlung	–	Wärmespeicher	–
Sektorenkoppelnd, Sektorenübergreifend, Intersektoral							
elektroche-misch	Batterien Elektro-mobilität	Leistungselek-tronik, integr. el.-chem.	Elektrode	Elektromobil, Hybrid	Lastmanagement	–	Energielieferant
Chemisch	Power-to-Gas Strom	Elektrolyse, Me-thanisierung	Gasnetz, Gas-speicher	GuD, Gasturbine	Stromspeicher, Langzeit	–	–
	Power-to-Gas Wärme	Elektrolyse, Me-thanisierung	Gasnetz, Gas-speicher	Gastherme	Lastmanagement, Letztverbraucher	Wärmelieferant	–
	Power-to-Gas Mobilität	Elektrolyse, Me-thanisierung	Gasnetz, Gas-speicher	Gasauto, KFZ	Lastmanagement	–	Kraftstofflieferant
	Kohlenwasser-stoffe	Photosynthese	Biomasse, fossile Energie, Gas-speicher	Verbrennungs-technik	Stromspeicher	Wärmelieferant	Kraftstofflieferant
thermisch	Power-to-Heat	Heizstab, Wär-mepumpe	Tank, Wasser, Wärmenetz	Wärmetauscher	Lastmanagement	Wärmelieferant	–
	Sorptionswärme-speicher	Heizstab, Wär-mepumpe	Zeolithe, etc., Tank	Wärmetauscher	Lastmanagement	Wärmelieferant	–
mechanisch	Zugantrieb	Motor	Schwungmasse (kin. Energie)		Lastmanagement	–	Antrieb
	Bremsenergie-rückgewinnung		Schwungmasse (kin. Energie)	Generator	Lastmanagement	–	Bremse

Stromnetz: räumlicher Ausgleich
Stromspeicher: zeitlicher Ausgleich

Zwar kann die lokale Zwischenspeicherung von Strom am Ort der Stromerzeugung oder Ort des Stromverbrauchs Netzengpässe vermeiden helfen, wenn ihr Einsatz netzdienlich erfolgt und nicht marktgetrieben. Stromspeicher ersetzen aber nicht den räumlichen Ausgleich.

Einzig Power-to-Gas spielt eine Sonderrolle: Durch die Speicherung von Strom in Form von Gas in der Gasinfrastruktur kann Strom nicht nur zeitlich verlagert, sondern auch über das Gasnetz transportiert und somit räumlich verlagert werden.

Speicher können als Flexibilitätsoption Schwankungen ausgleichen. Sie können Überschüsse aufnehmen und Defizite (auch Versorgungslücken, Unterschüsse) decken. Letzteres spielt vor allem in der Strom- und Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Solarthermische Anlagen erzeugen nur selten dann Wärme, wenn sie als Warmwasser oder Heizwärme auch gebraucht wird. Warmwasserspeicher nehmen die Überschüsse auf und gleichen die Defizite zu einem späteren Zeitpunkt (abends, in der Nacht) aus, soweit die Speichergröße reicht und die gespeicherte Energie bei gegebener Selbstentladung gehalten werden kann.

Durch Energiespeicher ist es möglich, dem elektrischen Netz positive sowie negative Regel- und Ausgleichsenergie (Reservemärkte und Erzeugungsausgleich) zur Verfügung zu stellen. Dies stellt den elektrischen Nutzen von Speichern dar. Das Abregeln von Wind- und Photovoltaikanlagen wird dadurch vermindert und die klimafreundliche Energie kann genutzt werden.

Speicher werden aber nicht nur für erneuerbare Energie, sondern auch für die konventionelle Stromerzeugung eingesetzt. Pumpspeicher, Druckluftkraftwerke und Speicheröfen dienten lange dazu, die »Stromüberschüsse« in der Nacht in die Lastspitzen des Tages zu verlagern. Dadurch können Grundlastkraftwerke wie Atom- und Braunkohlekraftwerke technisch einfacher und wirtschaftlicher im Optimum betrieben werden und entsprechend sogar geringere spezifische CO_2-Emissionen pro kWh Strom erzielen. Der Nachteil in der höheren Auslastung von Kraftwerken zur Grundlastdeckung durch Speicher liegt in den höheren Mengen an atomaren und klimaschädlichen Abfällen, die in die Umwelt gelangen. Auch wenn die Kraftwerke im Optimum weniger spezifische Emissionen aufweisen, verursacht ihre Mehreinspeisung doch wiederum unter dem Strich mehr Emissionen als ohne den Einsatz von Speichern oder anderen Flexibilitäten.

Der geopolitische Zweck eines Energiespeichers ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ganz grundlegend fußt die Energieversorgung weitgehend auf biogener und fossil gespeicherter Energie (s. ▶ Kap. 1), weshalb zur Lagerung von Erdöl und Erdgas auch strategische Reserven in großem Umfang in Deutschland angelegt wurden. Über eine strategische Energiereserve hinaus ermöglicht die Untergrundspeicherung von Erdgas eine Entkopplung von gleichmäßigen Lieferströmen vorwiegend russischer und norwegischer Gasimporte von saisonal bedingten Bedarfsschwankungen (Winter/Sommer) sowie die Abdeckung von kurzfristigen Verbrauchsspitzen z. B. für die Verstromung von Erdgas in Gaskraftwerken und BHKW.

Ein Beispiel ist der niedersächsische Speicherstandort Etzel südwestlich von Wilhelmshaven mit derzeit 62 unterirdischen Kavernen mit einem geometrischen Volumen von 38 Mio. m^3 für die Speicherung von Rohöl und Erdgas. Die Etzeler Kavernen haben eine Speicherkapazität von über 10 Mio. m^3 (10 Mrd. l oder 63 Mio. US-Barrel). Sie dienen der langfristigen Lagerung von Rohöl und sind Teil der strategischen Rohölreserve der Bundesrepublik sowie weiterer europäischer Staaten. Ferner dienen sie zur Deckung von Verbrauchsspitzen und Zwischenlagerung von Erdgasimporten. Derzeit können im Kavernenspeicher Etzel ca. 3,5 Mrd. Nm^3 Arbeitsgas in 39 Kavernen gespeichert werden, das entspricht rund 4 % des jährlichen deutschen Gasverbrauchs (s. ◘ Abb. 2.5).

Die in Deutschland für Kavernenspeicher verwendeten Salzstöcke sind über 250 Mio. Jahre alt und eignen sich für diese Speicheraufgaben sehr gut (s. ▶ Abschn. 8.4.1.3). Insgesamt könnten die deutschen Ölreserven als primäre Energiespeicher den nationalen Bedarf für 90 Tage überbrücken, ebenso kann 25 % des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs (217 von ca. 900 TWh/a) in unterirdischen Erdgasspeichern gelagert werden.

■ Einordnung von Speichern in die Energieversorgung

Energiespeicher lassen sich in der Energiewandlungskette, angefangen von der Urenergie Sonne



Abb. 2.5 Speicherstandort Etzel südwestlich von Wilhelmshaven mit 23 Rohölkavernen und 39 Gaskavernen als größter deutscher Speicherstandort für strategische Öl- und Gasreserven (Quelle: IVG Caverns GmbH)

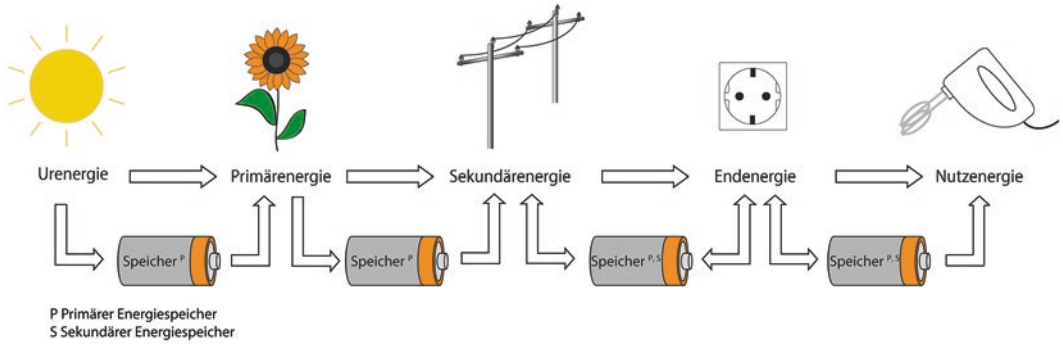


Abb. 2.6 Einordnung primärer und sekundärer Energiespeicher in die Energiewandlungskette

bis hin zur Nutzenergie, an jeder Schnittstelle der Kette als primäre und/oder sekundäre Energiespeicher einordnen (s. Abb. 2.6). Die Sonne ist letztlich ein funktionstüchtiger Fusionsreaktor in ausreichender Entfernung, der neben der solaren Einstrahlung auch Biomasseproduktion und Wind- und Wasserkreisläufe antreibt.

Es wird offensichtlich: Ohne Energiespeicher würde die Energieversorgung nicht funktionieren, Energiespeicher sind elementare Bestandteile unseres Energiesystems.

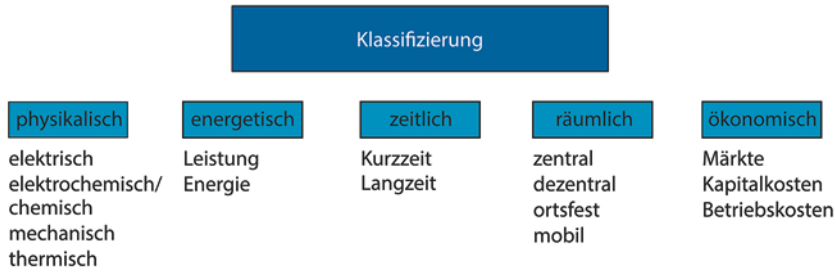


Abb. 2.7 Klassifizierung von Energiespeichern unter physikalischen, energetischen, zeitlichen, räumlichen und ökonomischen Gesichtspunkten

2.3 Klassifizierung von Speichern

Neben der Definition und Kategorisierung von Energiespeichern schafft deren Klassifizierung anhand verschiedener Eigenschaften einen guten Überblick. In diesem Abschnitt wird die Vielzahl existierender Energiespeicher anhand ihrer Eigenschaften und ihren Einsatzgebieten klassifiziert, um die Speicher untereinander vergleichbar zu machen (s. ▶ Kap. 12). Hierbei gibt es verschiedene Möglichkeiten der Einordnung (s. Abb. 2.7), von denen einige aufgegriffen und ausgeführt werden.

2.3.1 Physikalisch-energetische Klassifizierung

Eine weit verbreitete Einordnung von Energiespeichern ist die Differenzierung anhand der physikalischen Form der gespeicherten Energie. Grundsätzlich wird zwischen folgenden gespeicherten Energieformen unterschieden:

- elektrische Energie, auch Elektroenergie oder elektrostatische oder elektromagnetische Energie
- chemische Energie, auch Bindungsenergie
- mechanische Energie, auch kinetische und potenzielle Energie
- thermische Energie, auch kalorische Energie oder Wärme und Kälte.

Aus diesen vier Energieformen lassen sich wichtige Untergruppen herausbilden.

So können beispielsweise die mechanischen Energiespeicher in potenzielle Energiespeicher wie Pumpspeicher oder kinetische Energiespeicher wie Schwungräder unterteilt werden.

In elektrochemischen Energiespeichern wie Batterien oder Akkumulatoren wird die Energie in chemischer Form in den Elektrodenmaterialien oder Ladungsträgern einer Redox-Flow-Batterie gespeichert. Daher sind sie eine Untergruppe der chemischen Energiespeicherung. Diese Untergruppe ist jedoch so groß, dass sie in diesem Werk neben den vier Energieformen als separate Speicherklasse in einem eigenen Kapitel (s. ▶ Kap. 7) behandelt wird.

Eine weitere Untergruppe ist die elektromagnetische Energiespeicherung. Sie ist eine Form der elektrischen Energiespeicherung in alternierenden elektromagnetischen Feldern.

Rein magnetische Energiespeicher gibt es nicht, da es keine magnetischen Ladungen gibt. Der Magnetismus hat seine Ursache in bewegten elektrischen Ladungen und wirkt ebenso auf bewegte elektrische Ladungen. Er tritt also ähnlich zur Relativitätstheorie nur bei relativer Bewegung von Ladungsträgern zueinander auf. In Elektromagneten sind diese bewegten Ladungen die bewegten Elektronen in einem stromdurchflossenen Leiter (Spule); in Permanentmagneten die atomaren Ringströme, die in der Umkreisung der Elektronen des Atomkerns entstehen, zusätzlich zur Eigenrotation (Spin) der Elektronen (s. [4]). Umgangssprachlich wird dennoch von magnetischen Energiespeichern gesprochen, wobei immer elektromagnetische Energiespeicher gemeint sind, die aufgrund ihrer physikalischen Natur zur elektrischen Energiespeicherung gezählt werden (s. Tab. 2.1).

Da diese physikalische Form der Klassifizierung die häufigste ist und naheliegt, wird sie als

grundlegende Struktur für Teil III »Speichertechnologien« (s. ► Kap. 6–12) verwendet.

Elektrische Speicher (Elektromagnetische Speicher, Elektrostatische Speicher)

Elektromagnetische Energiespeicher wie Doppelschichtkondensatoren oder supraleitende Spulen nutzen elektrische und magnetische Felder, um Energie (kurzfristig) zu speichern. Sie sind rein sekundäre Energiespeicher.

Elektrische Energie kann in Reinform nur elektrostatisch über Kondensatoren gespeichert werden. Im Aufbau von Speicherkondensatoren werden oft zwei Schichten genutzt, weshalb von Doppelschichtkondensatoren (sogenannte *Supercaps*) gesprochen wird. Unter Nutzung von Wechselstrom kann elektrische Energie auch direkt in elektromagnetischen Feldern in Spulen bzw. Schwingkreisen gespeichert werden. Um diese Felder auch ohne externe Energiezufuhr aufrechtzuhalten, ist ein sehr geringer Innenwiderstand notwendig, ideal gegen null. Daher kommt bei elektromagnetischen Energiespeichern die Supraleitung zum Einsatz, was sich auch in der Namensgebung (Supraleitender elektromagnetischer Energiespeicher SMES) niederschlägt.

Der Speichertyp zur direkten Speicherung von Elektroenergie über elektrostatische und elektromagnetische Technologien wird in diesem Buch unter der Kategorie »Elektrische Speicher« geführt und in ► Kap. 6 behandelt.

Elektrochemische Speicher

Zu den elektrochemischen Speichern – einer Untergruppe der chemischen Speicher – zählen Batterien und Akkumulatoren. Die gespeicherte Energie befindet sich in chemischen Verbindungen der Elektroden, die gleichzeitig als Energiespeicher und Energiewandler fungieren. Zu unterscheiden sind Primärbatterien (nur einmal zu entladen) und Sekundärbatterien (Akkumulatoren, wiederholtes Laden und Entladen möglich), die sich wiederum in folgende Kategorien einteilen lassen:

- Niedertemperaturbatterien (z. B. Blei, Nickel, Lithium)
- Hochtemperaturbatterien (z. B. Schwefel-Natrium)
- Redox-Flow-Batterien (z. B. Vanadium)

Diese Speichertechnologien werden in ► Kap. 7 beschrieben.

Chemische Speicher

Chemische Speicher sind stoffliche Energieträger, in denen gewandelte, verdichtete Primär- oder Sekundärenergie vorhanden ist. Sie kommen als primäre und sekundäre Energiespeicher zur Anwendung. Die Energieträger können beispielsweise Kohlenwasserstoffe oder energietragende Stoffe sein. Die Energiespeicherung kann entweder in gasförmigen Medien (z. B. Wasserstoff, Erdgas, Windgas, Biogas), in flüssigen Medien wie Kraftstoffen (z. B. Ethylen, Propylen, Methanol/Ethanol, Diesel, Kerosin) oder in festen Medien in Form von Biomasse oder Kohle erfolgen.

Die Ladevorgänge erfolgen in der Natur (Photosynthese) oder werden technologisch umgesetzt (Power-to-Gas, Power-to-Liquid). Die Lagerung bzw. Speicherung wird durch Tanks oder Kavernen realisiert. Die Entladung erfolgt meist durch Verbrennungsprozesse und Wandlung der thermischen in mechanische und/oder elektrische Energie. Über eine Brennstoffzelle kann eine Wandlung auch direkt in elektrische Energie erfolgen (z. B. Wasserstoff). Die Einzel- und Gesamtsysteme sind in ► Kap. 8 dargestellt.

Mechanische Speicher

Mechanische Speicher nutzen aus, dass ein gasförmiges, flüssiges oder festes Medium aufgrund seiner Lage (Potenzial), Geschwindigkeit (Kinematik) oder seines thermodynamischen Zustands (Druck) eine gewisse Energie aufweist. Sie zählen überwiegend zu den sekundären Energiespeichern. Hierzu zählen Druckluftspeicher (CAES), Pumpspeicher, Schwungräder, Lageenergiespeicher und Federn, welche näher in ► Kap. 9 beschrieben werden.

Thermische Speicher

Thermische Energiespeicher speichern Wärme nach thermodynamischen Prinzipien und zählen zu den sekundären Energiespeichern (s. ► Kap. 10). Anhand deren können folgende Technologien unterschieden werden:

- In sensiblen Wärmespeichern wird Wärme durch die Temperaturdifferenz eines Speichermediums vor und nach dem Ladevorgang

»fühlbar« gespeichert. Entscheidend für die gespeicherte Energiemenge sind neben dem Temperaturunterschied die Wärmekapazität und die Masse des Speichermediums. Sensible Wärmespeicher befinden sich in nahezu jedem Haushalt und benötigen eine gute Wärmedämmung.

- In latenten Wärmespeichern oder Phasenwechselmaterialien (Phase Change Materials PCM) ist die Wärme im Gegensatz zu den sensiblen Wärmespeichern nicht »fühlbar« sondern »verborgen« gespeichert. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt durch eine Änderung des Aggregatszustands des Mediums unter Nutzung der jeweiligen Enthalpie. Latente Wärmespeicher werden z. B. in der Gebäudearchitektur eingesetzt und können Wärme über lange Zeit relativ verlustfrei speichern.
- Thermochemische Wärmespeicher nutzen den Wärmeumsatz umkehrbarer chemischer Reaktionen. Durch eine endotherme Reaktion wird der Speicher geladen und nimmt Enthalpie auf. Diese wird bei der exothermen Entladung wieder abgegeben.

2.3.2 Definition und Berechnung der wichtigsten Größen

Wichtigste physikalische und energetische Kenngrößen von Energiespeichern

Die Speicherformen können über physikalische Größen miteinander verglichen werden. Anhand dieser Größen wird für jeden individuellen Zweck der passende Speicher ausgewählt. ◘ Tabelle. 2.2 zeigt eine Auswahl der wichtigsten Kenngrößen. Weitere Größen sind Zyklenzahlen (Zyklenfestigkeiten) in Anzahl pro Tag, Woche oder Jahr, der Speicherfüllstand und Reaktionszeiten (Zugriffszeiten). Bei Batterien sind ferner die Entladetiefe (*Depth of Discharge*, DOD) und der Ladezustand (*State of Charge*, SOC) wichtige Größen.

Die Berechnung dieser Leistungs- und Energiegrößen bildet den technischen Vergleichsmaßstab für Energiespeicher (s. [2]). Sie gliedern sich entsprechend den drei Prozessen der Energiespeicherung: Einspeichern (Energie wandeln), Speichern (Energie halten) und Ausspeichern (Energie wandeln). Im Folgenden werden diese Größen nach Leistung, Energie und sonstige Größen gegliedert und definiert.

Leistungsgrößen

Die Einspeicherleistung P_{ein} (oder zugeführte Leistung P_{zu} bzw. Ladeleistung P_{Laden}) eines Speichersystems in Watt (W) ergibt sich aus der zugeführten bzw. einzuspeichernden Energie E_{ein} pro Einspeicherdauer t_{ein} (s. Gl. 2.1). Analog zur Einspeicherung wird für die Ausspeicherung die Ausspeicherleistung P_{aus} (oder abgeführte Leistung P_{ab} bzw. Entladeleistung $P_{Entladen}$) aus der entnommenen, ausgespeicherten Energie pro Ausspeicherzeit t_{aus} errechnet (s. Gl. 2.2). Ein- und Ausspeicherleistung können von unterschiedlicher Größe und Auslegung sein,

$$P_{Laden} = P_{ein} = \frac{dE_{ein}}{dt} = \left.\frac{E_{ein}}{t_{ein}}\right|_{E=const}, \qquad (2.1)$$

$$P_{Entladen} = P_{aus} = \frac{dE_{aus}}{dt} = \left.\frac{E_{aus}}{t_{aus}}\right|_{E=const}. \qquad (2.2)$$

Über den gesamten Speicherzyklus können mehrere Verlustleistungen auftreten (s. ◘ Abb. 2.1). In der Einspeicherung fällt über den Einspeicherwirkungsgrad des jeweiligen Energiespeichers η_{ein} die Einspeicherverlustleistung $P_{V,ein}$ an (s. Gl. 2.3); analog dazu in der Ausspeicherung über η_{aus} die Ausspeicherverlustleistung $P_{V,aus}$ (s. Gl. 2.7).

Ferner definiert der Speicherwirkungsgrad η_{sp} die Speicherverlustleistung $P_{V,sp}$ (s. Gl. 2.4), die sich wiederum aus der Selbstentladungs- und Standby-Verlustleistung zusammensetzt (s. Gl. 2.5 und Gl. 2.6). Beide sind von der Dauer der Energiespeicherung abhängig, welche als Speicherdauer t_{sp} bezeichnet wird und die Zeit des „Haltens" der gespeicherten Energie erfasst. Ohne dieses „Halten" würde ein Energiespeicher nur aus zwei Energiewandlern bestehen und damit nicht die Funktion eines Energiespeichers – die zeitliche Verschiebung von Energie – erfüllen. In aller Regel kann ein Energiespeicher die gespeicherte Energie nicht über die Speicherdauer t_{sp} konstant halten, da sich der Speicher durch interne Prozesse oder äußeren Einwirkungen selbst entlädt. Diese Verluste werden als Selbstentladungsverlustleistung $P_{V,SE}$ definiert. Sie sind vor allem bei Kurzzeitspeichern wie Batterien, Schwungrädern oder

Tab. 2.2 Zusammenstellung der wichtigsten physikalischen Speicherkenngrößen

Kenngröße	Einheit [1)]	Bedeutung
Leistungsgrößen		
Leistung P	W	Leistung als Energie pro Zeit
Einspeicherleistung P_{ein} (auch zugeführte Leistung P_{zu})	W	Einspeicherleistung (Ladeleistung) als Energie/Arbeit/Wärme pro Zeit
Ausspeicherleistung P_{aus} (auch abgeführte Leistung P_{ab})	W	Ausspeicherleistung (Entladeleistung) als Energie/Arbeit/Wärme pro Zeit
Einspeicherverlustleistung $P_{V,ein}$	W	Verlustleistung, die durch die Energiewandlung in der Einspeicherung entsteht
Speicherverlustleistung $P_{V,sp}$	W	Verlustleistung, die während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch die Selbstentladung und Stand-by entsteht
Stand-by-Verlustleistung $P_{V,SB}$	W	Verlustleistung, die während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch den Bereitschaftszustand (Stand-by) entsteht
Selbstentladungsverlustleistung $P_{V,SE}$	W	Verlustleistung, die während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch die Selbstentladung entsteht
Ausspeicherverlustleistung $P_{V,aus}$	W	Verlustleistung, die durch die Energiewandlung in der Ausspeicherung entsteht
Leistungsdichte p [2)]	W/kg, W/m^3	nutzbare Leistung pro Masse bzw. Volumen
Leistungsgradient LG	W/s	leistungsbezogene Ein-/Ausspeichergeschwindigkeit (Lade-/Entladegeschwindigkeit)
Energiegrößen		
Energie E, Arbeit W (Energiemenge, Speicherkapazität)	Wh	nutzbarer Energieinhalt des Speichers
Energiedichte e [2)]	Wh/kg, Wh/m^3	nutzbare Energiemenge pro Masse bzw. Volumen
Gespeicherte Energie $E_{sp,start}$ (Energieinhalt als Energie E, Arbeit W, Wärme Q, Maximalwert als „Speicherkapazität“)	Wh	Gespeicherte Energie im Energiespeicher (Energieinhalt), für Maximalwerte (Speicherkapazität) $E_{sp,max}$
Verbleibende Energie $E_{sp,end}$	Wh	Verbleibende Energie im Energiespeicher nach der Speicherdauer t_{sp} (gespeicherte Energie abzüglich Verluste durch Selbstentladung und Stand-by)
Einzuspeichernde oder zugeführte Energie E_{ein} (bzw. E_{zu})	Wh	Einzuspeichernde oder zugeführte Energie in einen Energiespeicher (Ladevorgang)
Speicherverlust $E_{V,sp}$	Wh	Verlust, der während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch die Selbstentladung und Stand-by entsteht
Selbstentladeverlust $E_{V,SE}$	Wh	Verlust, der während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch Selbstentladung entsteht
Stand-by-Verlust $E_{V,SB}$	Wh	Verlust, der während des Speicherns (Halten) über t_{sp} durch Stand-by entsteht
Ausgespeicherte oder ausspeicherbare Energie E_{aus} (E_{ab})	Wh	Ausgespeicherte oder ausspeicherbare Energie aus einen Energiespeicher (Entladevorgang)
Zeitgrößen und Wirkungsgrad		
Wirkungsgrad η	1 (%)	Effizienz eines Energiewandlungs- oder -speicherprozesses

Tab. 2.2 Fortsetzung

Kenngröße	Einheit [1]	Bedeutung
Einspeicherwirkungsgrad η_{ein}	1 (%)	Effizienz des Energiewandlungsprozesses der Einspeicherung
Speicherwirkungsgrad η_{sp}	1 (%)	Effizienz des Speicherprozesses (gespeicherte Energie halten)
Ausspeicherwirkungsgrad η_{aus}	1 (%)	Effizienz des Energiewandlungsprozesses der Ausspeicherung
Gesamtwirkungsgrad η_{ges} eines Speicherzyklus mit der Speicherdauer t_{sp}	1 (%)	Effizienz des gesamten Energiespeicherprozesses eines Zyklus mit der Speicherdauer t_{sp}
Selbstentladungsrate *SR*	1 (%) / Tag, 1 (%) / Woche, 1 (%) / Monat	Anteil der während einer Zeitspanne durch Selbstentladung verlorenen gespeicherten Energie
Einspeicherdauer t_{ein}	s	Dauer des Einspeichervorgangs (Ladevorgangs)
Speicherdauer t_{sp}	s	Dauer des eigentlichen Speicherns bzw. Haltens der Energie
Ausspeicherdauer t_{aus} (E/P-Verhältnis, E/P-Ratio)	s	Dauer des Ausspeichervorgangs (Entladevorgangs); auch E/P-Verhältnis (E/P-Ratio) genannt

[1] Exemplarisch werden hier die Einheiten Watt, Wattstunde, Sekunden, Kilogramm und Kubikmeter verwendet, es kann aber auch jede andere Energie-, Zeit-, Massen- und Volumeneinheit eingesetzt werden.
[2] Volumetrische Größen eignen sich für Gase, gravimetrische Größen für Flüssigkeiten und Feststoffe.

Warmwasserspeichern von hoher Relevanz. Bei Speicherdauern im Monats- bzw. Jahreszyklus können diese Verluste die Verluste der Ein- und Ausspeicherung deutlich übersteigen. Langzeitspeicher wie Gasspeicher haben tendenziell geringe Selbstentladungsverlustleistungen. Während der Speicherung der Energie tritt zudem die Stand-by-Verlustleistung $P_{V,SB}$ auf. Diese ergibt sich durch Hilfsaggregate (z. B. Batteriemanagementsystem), welche zur Bereitschaftshaltung eines Energiespeichers für die unmittelbare Be- und Entladung betrieben werden. Hierzu zählt auch die Energiebereitstellung der Anlagenperipherie, um die ständige Verfügbarkeit des Energiespeichers zu garantieren,

$$P_{V,ein} = P_{ein} - P_{sp,start}, \tag{2.3}$$

$$P_{V,sp} = P_{V,SE} + P_{V,SB} = \left.\frac{dE_{V,sp}}{dt_{sp}}\right|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.4}$$

$$P_{V,SE} = \left.\frac{dE_{V,SE}}{dt_{sp}}\right|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.5}$$

$$P_{V,SB} = \left.\frac{dE_{V,SB}}{dt_{sp}}\right|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.6}$$

$$P_{V,aus} = P_{sp,end} - P_{aus}. \tag{2.7}$$

Der Leistungsgradient *LG* in %/min der Maximalleistung ist ein Maß für die leistungsbezogene Ein- und Ausspeichergeschwindigkeit eines Speichers und wichtig für seinen dynamischen Einsatz zum Ausgleich von Schwankungen in Energieangebot und- nachfrage (s. Gl. 2.8),

$$LG = \frac{dP}{dt}; \text{mit } P = P_{ein} \text{ oder } P_{aus}. \tag{2.8}$$

Energiegrößen

Der Speicherinhalt oder umgangssprachlich die Speicherkapazität E_{sp} in Wattstunden (Wh) beschreibt die Energiemenge, die ein Speicher aufnehmen ($E_{sp,start}$), abgeben ($E_{sp,start}$) oder insgesamt fassen kann ($E_{sp,max}$).

Der Begriff „Kapazität“ ist mehrfach belegt in Physik, Ingenieur- und Wirtschaftswissenschaften:

1. für die Kapazität C eines Bauteils als Quotient aus Ladung Q und Spannung U („Kapazität eines Kondensators“).
2. für die Ladung Q einer Batteriezelle, eines Batteriepacks oder einer Batterie
3. für die Leistung P eines Kraftwerks („Kapazitätsmarkt“, eng. („capacity market“))
4. für die Energie E, die aus einem Speicher zu „gewinnen“ ist („Speicherkapazität“ eng. „storage capacity“)

Die erste Bezeichnung ist die physikalisch gültige. Da sich aber auch für Energiespeicher der Begriff „Speicherkapazität“ etabliert hat und international gängig ist, wird er in diesem Werk entsprechend verwendet.

Ebenso wie die Leistungsgrößen können Energiegrößen innerhalb eines Speicherzyklus definiert werden. Zu Beginn eines Speicherzyklus befindet sich die gespeicherte Energiemenge im Energiespeicher $E_{sp,start}$ (s. Gl. 2.9). Diese ist definiert über die zugeführte, einzuspeichernde Energie E_{ein} oder E_{zu} multipliziert mit dem Einspeicherwirkungsgrad η_{ein}. E_{ein} ist aufgrund der Verluste bei der Energiewandlung größer als $E_{sp,start}$ (s. Gl. 2.11). Am anderen Ende der Speicherprozesses vor der Ausspeicherung befindet sich die gespeicherte Energiemenge $E_{sp,end}$ noch im Energiespeicher (s Gl. 2.10). Die Differenz zur gespeicherten Energiemenge $E_{sp,start}$ resultiert zum einen aus den Verlusten der Selbstentladung ($E_{V,SE}$) sowie den Stand-by-Verlusten ($E_{V,SB}$) während des Speicherns (zeitliche Verschiebung der Energie, Energie „halten“). Diese Energieverluste während des Haltens werden zusammengefasst als Speicherverluste $E_{V,sp}$ (s. Gl. 2.12). Darin sind nicht die Verluste des Ein- und Ausspeicherns enthalten. Über die Speicherdauer Δt bzw. t_{sp} ergeben sich so die Verlustleistungen zu den Energieverlusten $E_{V,SE}$ (s. Gl. 2.13) und $E_{V,SB}$ (s. Gl. 2.14).

Am Ende eines Speicherzyklus treten bei der Ausspeicherung weitere Verluste auf, die sich aus dem Ausspeicherwirkungsgrad des jeweiligen Energiespeichers η_{aus} ergeben. Die ausspeicherbare oder ausgespeicherte E_{aus} ist demnach kleiner als $E_{sp,end}$ (s. Gl. 2.15),

$$E_{sp,start} = E_{ein} \cdot \eta_{ein}, \tag{2.9}$$

$$E_{sp,end} = E_{sp,start} - E_{V,sp} = E_{sp,start} - E_{V,SB} - E_{V,SE}, \tag{2.10}$$

$$E_{ein} = \int_{t=0}^{t_{ein}} P_{ein}(t) \cdot dt = P_{ein} \cdot t_{ein}\big|_{P=const} = \frac{E_{sp,start}}{\eta_{ein}}, \tag{2.11}$$

$$E_{V,sp} = E_{V,SE} + E_{V,SB} = E_{sp,start} - E_{sp,end} = P_{V,sp} \cdot t_{sp}\Big|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.12}$$

$$E_{V,SE} = E_{sp,start} - E_{V,SB} = P_{V,SE} \cdot t_{sp}\Big|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.13}$$

$$E_{V,SB} = E_{sp,start} - E_{V,SE} = P_{V,SB} \cdot t_{sp}\Big|_{P_{ein},P_{aus}=0}, \tag{2.14}$$

$$E_{aus} = \int_{t=0}^{t_{aus}} P_{aus}(t) \cdot dt = P_{aus} \cdot t_{aus}\big|_{P=const} = E_{sp,end} \cdot \eta_{aus}, \tag{2.15}$$

Die Energiedichte e ist eine relative Energiegröße, die die gespeicherte Energiemenge E_{sp} auf das Volumen oder die Masse des Energiespeichers bezieht. Sie wird als volumetrische Energiedichte e_V in Wh/m³ oder als gravimetrische Energiedichte e_m in Wh/ angegeben (s. Gl. 2.16),

$$e_m = \frac{E_{sp}}{m},\ e_V = \frac{E_{sp}}{V}. \tag{2.16}$$

Vergleich verschiedener Energiedichten

Beispielhaft werden die volumetrischen Energiedichten der im Buch verwendeten physikalischen Speicherarten verglichen, nach [3] und [5].

Elektrische Speicher (geringe Energiedichte)
- Doppelschichtkondensator: 10 kWh/m³
- Supraleitende magnetische Spule: 3 kWh/m³

Elektrochemische Speicher (mittlere Energiedichte)
- Lithium-Ionen-Batterie: 300 kWh/m³
- Bleibatterie: 70 kWh/m³

Chemische Speicher (hohe Energiedichte)
- Wasserstoff: 400 kWh/m³ (bei 300 K und 200 bar)
- Methan: 1200 kWh/m³ (bei 300 K und 200 bar)
- Benzin: 10.000 kWh/m³

Mechanische Speicher	(sehr geringe Energiedichte)
— Potenzielle Energie (z. B. Pumpspeichersee):	1,5 kWh/m³ (bei 540 m Höhe)
— Kinetische Energie (z. B. Schwungrad):	20 kWh/m³ (Stahlrad bei 5000 U/min)
— „Druckenergie“ (z. B. CAES-Kraftwerk Huntorf):	20 kWh/m³ (bei 70 bar)
Thermische Speicher	(mittlere Energiedichte)
— Sensible Wärmespeicher (z. B. Wasser):	93 kWh/m³ (bei ΔT = 80 K)
— Latente Wärmespeicher (z. B. Wasser – Dampf):	627 kWh/m³ (bei 1 bar und 273 K)
— Thermochemische Speicher:	200–500 kWh/m³

Wirkungsgrade und Zeitgrößen

Der Wirkungsgrad η eines Systems oder einer Technologie ist als Nutzen zu Aufwand definiert (s. [7]). Der Nutzen eines Energiespeichers ist die „Lagerung“ von Energie für den zeitlichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, also das „Halten“ bzw. zeitliche Verschieben von Energie, welche am Ende als ausgespeicherte Energie E_{aus} genutzt werden kann. Der Aufwand ist im Fall eines Energiespeichers die eingesetzte Energie E_{ein}. Aufgrund der Unterteilung des Speicherprozesses in Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen) des Energiespeichers werden die Wirkungsgrade von Energiespeicher unterschieden in

- Einspeicherwirkungsgrad (oder Ladewirkungsgrad) η_{ein},
- Speicherwirkungsgrad η_{Sp} und
- Ausspeicherwirkungsgrad (oder Entladewirkungsgrad) η_{aus},

welche miteinander multipliziert den Gesamtwirkungsgrad η_{ges} des Speichersystems ergeben (s. Gl. 2.17). Dieser ist definiert aus dem Verhältnis von ausgespeicherter Energie E_{aus} zu einzuspeichernder Energie E_{ein},

$$\eta_{ges} = \eta_{ein} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{aus} = \frac{E_{aus}}{E_{ein}}. \tag{2.17}$$

Der Einspeicherwirkungsgrad ist das Verhältnis aus gespeicherter Energie zu zugeführter Energie (s. Gl. 2.18). Der Einspeicherprozess kann aus mehreren Teilprozessen bestehen, deren einzelne Wirkungsgrade sich zu einem Einspeicherwirkungsgrad multiplizieren,

$$\eta_{ein} = \frac{E_{sp,start}}{E_{ein}}. \tag{2.18}$$

Der Speicherwirkungsgrad η_{Sp} ergibt sich aus dem Verhältnis der nach der Speicherdauer t_{sp} noch im Energiespeicher befindlichen Energie $E_{sp,end}$ und der anfänglich gespeicherten Energie $E_{sp,start}$ (s. Gl. 2.20). Er ist nicht mit dem Gesamtwirkungsgrad η_{ges} eines Speicherzyklus zu verwechseln. Zudem kann der Speicherwirkungsgrad η_{Sp} über die Selbstentladungsrate SR beschrieben werden, die das Verhältnis der Selbstentladeverluste $E_{V,SE}$ nach der Speicherdauer t_{sp} zur gespeicherten Energie $E_{sp,start}$ darstellt (s. Gl. 2.19). Bei sensiblen Wärmespeichern erfolgt die Selbstentladung über den thermischen Widerstand der Isolierung und den Temperaturgradienten zwischen Speichermedium und Umgebung, bei Pumpspeichern durch Verdunstung des Oberwassers, bei Batterien durch interne elektrochemische Vorgänge,

$$SR = \frac{E_{V,SE}}{E_{sp,start}} = \frac{\int_{t=0}^{t_{sp}} P_{V,SE} \cdot dt}{E_{sp,start}} = \frac{P_{V,SE} \cdot t_{sp}}{E_{sp,start}}\bigg|_{P=const}, \tag{2.19}$$

$$\eta_{sp} = \frac{E_{sp,end}}{E_{sp,start}} = 1 - \frac{E_{V,sp}}{E_{sp,start}} = 1 - SR - \frac{E_{V,SB}}{E_{sp,start}}. \tag{2.20}$$

Gl. 2.21 gibt den Ausspeicherwirkungsgrad η_{aus} wieder: das Verhältnis aus ausgepeicherter Energie E_{aus} zu der nach der Speicherdauer t_{sp} im Speicher verbleibenden gespeicherten Energie $E_{sp,end}$,

$$\eta_{aus} = \frac{E_{aus}}{E_{sp,end}} = \frac{E_{aus}}{\eta_{sp} \cdot E_{sp,start}}. \tag{2.21}$$

Die Einspeicherdauer t_{ein} (auch Ladedauer oder Aufladedauer) in s, min oder h gibt an, wie lange der Einspeichervorgang dauert. Sie ergibt sich aus dem Quotient von zugeführter, einzuspeichernder Energie E_{ein} und der Einspeicherleistung P_{ein} (s. Gl. 2.22),

$$t_{ein} = \frac{E_{ein}}{P_{ein}}. \tag{2.22}$$

Die Speicherdauer t_{sp} ist die Dauer des eigentlichen Speicherns bzw. Haltens der Energie im Energiespeicher. Sie wird in der Praxis gemessen und zur Bestimmung der Verlustgrößen der Speicherung verwendet (s. Gl. 2.23),

$$t_{sp} = \frac{E_{V,sp}}{P_{V,sp}}. \tag{2.23}$$

Die Entladedauer oder Ausspeicherdauer t_{aus} ist die Zeit der Entladung eines Speichers. Analog zur Einspeicherzeit beschreibt sie den Quotienten von abgeführter, ausspeicherbarer Energie E_{aus} und der Ausspeicherleistung P_{aus}. Sie wird auch als E/P-Verhältnis (E/P-Ratio, „Energie zu Leistung“) oder W/P-Verhältnis bezeichnet und fast ausschließlich auf die maximale Ausspeicherleistung (oder Entladeleistung) bezogen (s. Gl. 2.24),

$$t_{aus} = \frac{E_{aus}}{P_{aus}}. \tag{2.24}$$

Die Ausspeicherdauer (Entladedauer) ist das wichtigste Maß zur zeitlichen Klassifizierung von Energiespeichern, die sich an diesen Abschnitt anschließt.

Eine weitere wichtige Kenngröße ist die **Zyklenzahl** z (Einsatzhäufigkeit). Diese beschreibt, wie oft der Speicherinhalt E_{sp} eines Energiespeichers während eines Zeitintervalls (z. B. Tag, Jahr) abgerufen wird (s. Tab. 2.2). Häufig werden **Volllastzyklen für Speicher angegeben, welche die Anzahl der vollständigen Be- und Entladevorgänge eines Energiespeichers** ($E_{sp,max}$) über einen bestimmten Zeitraum widerspiegeln. Langzeitspeicher wie Gasspeicher haben teilweise nur einen Vollzyklus pro Jahr während Kurzzeitspeicher wie Kondensatoren im gleichen Zeitraum mehrere Tausend Vollzyklen genutzt werden. Im Bereich der Spannungsqualität werden sie mehrmals pro Sekunde zykliert. In der Regel werden Energiespeicher aber nicht immer vollständig ge- oder entladen in einem Zyklus, sondern nur teilzykliert. Diese Teilzyklen können kumuliert in entsprechende „äquivalente Volllastzyklen“ umgerechnet werden. Anhand dieser Zahl lassen sich Energiespeicher einerseits leichter untereinander vergleichen. Andererseits hat die Zyklenzahl direkten Einfluss auf die Lebensdauer eines Energiespeichers.

Die Lebensdauer wird wiederum in eine kalendarische und eine zyklische Lebensdauer unterteilt. Während die **kalendarische Lebensdauer** t_{kal} die technische Lebensdauer eines Energiespeichers samt Peripherie nach Jahren beschreibt, gibt die **zyklische Lebensdauer** z_{max} die maximale Anzahl von Zyklen eines Energiespeichers wieder. Bei Batteriespeichern wird das Lebensende anhand eines Prozentsatzes des maximalen Ladezustands bzw. Speicherinhalts $E_{sp,max}$ festgelegt. Für lange Lebensdauern werden Batterien nur in einem gewissen Ladebereich zykliert, da eine Vollzyklierung inklusive Tiefentladung die Lebensdauer reduziert.

Beispiel Pumpspeicherwerk Goldisthal

Der Pumpspeicher hat eine Speicherkapazität E_{Sp} von 9864 MWh aus der potenziellen Lageenergie des Speicherwassers zwischen Oberbecken und Unterbecken, die sich aus dem Nutzinhalt des Oberbeckens von 12 Mio. m³ und der mittleren statischen Fallhöhe von 301,65 m ergibt. Die Pumpleistung (Einspeicherleistung) beträgt P_{ein} = 4 · 257 MW = 1028 MW; die Leistung der vier Turbinensätze (Ausspeicherleistung) P_{aus} = 4 · 269 MW = 1076 MW. Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} wird mit 80 % angegeben (s. [1]).

Wird nun der Pumpspeicher über eine Stunde mit einer konstanten Leistung von P_{ein} = 100 MW bei einem angenommenen Einspeicherwirkungsgrad η_{ein} = 87 % geladen, wird eine Teilkapazität von 87 MWh benötigt und der energetische Speicherfüllstand entsprechend angehoben.

Wird die bei Pumpspeichern geringe Selbstentladung vernachlässigt, kann bei einem Ausspeicherwirkungsgrad η_{aus} = 92 % aus den gespeicherten 87 MWh potenzielle Energie 80 MWh elektrische Energie gewandelt werden.

Aus den technischen Daten ergeben sich folgende Ein- und Ausspeicherdauern für das

Pumpspeicherwerk, wobei die Selbstentladung durch Verdunstung vernachlässigt wird:

$$t_{ein} = \frac{E_{sp}}{P_{ein} \cdot \eta_{ein}} = \frac{9864\,MWh}{1028MW \cdot 0{,}87} = 11h,$$

$$t_{aus} = \frac{E_{sp} \cdot \eta_{sp} \cdot \eta_{aus}}{P_{aus}} = \frac{9864MWh \cdot 1 \cdot 0{,}92}{1076MW} = 8{,}4\,h.$$

2.3.3 Zeitliche Klassifizierung

Für die Betrachtung, wie lange ein Speicher Energie liefern kann, ist eine Unterteilung in Bezug auf die Ausspeicherdauer (Entladedauer) t_{aus} (E/P-Ratio) sinnvoll. Eine gängige Unterscheidung ist die Einteilung in Kurz- und Langzeitspeicher. Gelegentlich wird auch die Definition »Mittelzeitspeicher« verwendet, der aber nicht deutlich von Kurzzeitspeichern zu unterscheiden ist, weshalb dieser Begriff in diesem Buch nicht angewandt wird. Kurzzeit- und Langzeitspeicher werden in Abb. 2.8 in feinere Zeiteinheiten unterteilt und klassifiziert.

- **Kurzzeitspeicher (Sekunden, Minuten, Stunden, Tage)**

Kurzzeitspeicher speichern Energie von wenigen Nanosekunden bis hin zu einem ganzen Tag ($t_{aus} \leq 24$ h), wobei die meisten Kurzzeitspeicher als Stunden- und Tagesspeicher ausgelegt sind. Sie weisen im Stromsektor in der Regel ein Verhältnis zwischen Energie und Leistung (E/P-Ratio) von 1–10 h sowie hohe Zyklenzahlen und Zykluswirkungsgrade auf. Aufgrund dieser Eigenschaften werden sie vor allem zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen im Stromnetz eingesetzt.

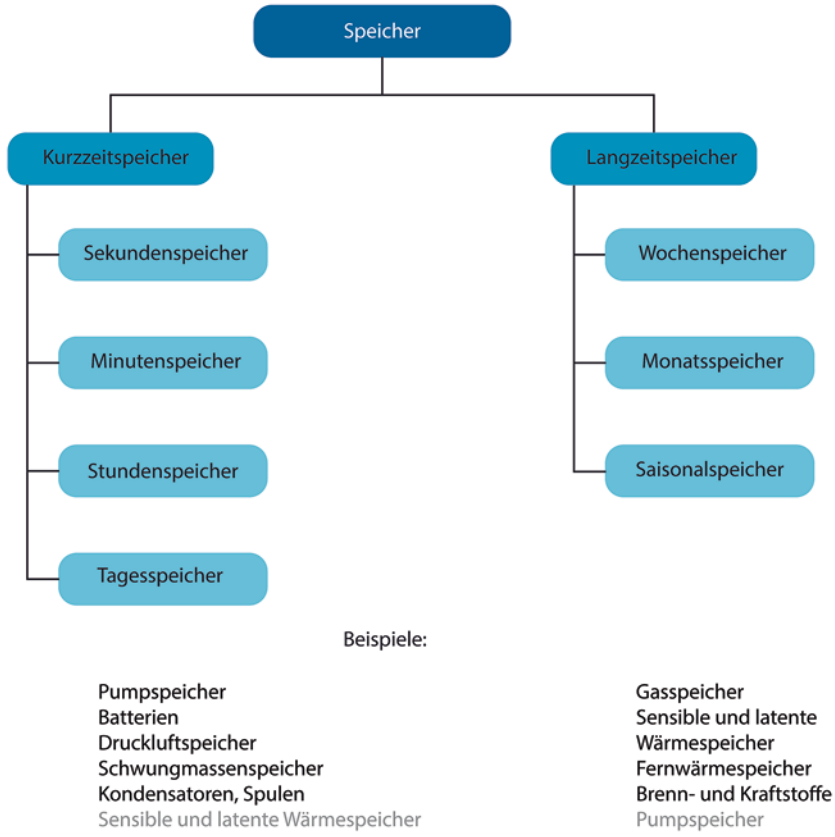


Abb. 2.8 Klassifizierung von Kurzzeitspeichern und Langzeitspeichern

Beispiel
Kurzzeitspeicher werden in folgende Speicher unterteilt:
- Sekundenspeicher: Schwungräder, supraleitende elektromagnetische Energiespeicher, Doppelschichtkondensatoren sowie Batterien
- Minutenspeicher: Batterien, sensible Wärmespeicher
- Stundenspeicher: Batterien, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, sensible Wärmespeicher
- Tagesspeicher: Batterien, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, sensible Wärmespeicher

▪ Langzeitspeicher (Wochen, Monate, Saison, Jahre)

Langzeitspeicher halten Energie über viele Tage und Wochen bis hin zu mehreren Monaten und Jahren vor ($t_{aus} \geq 24$ h). Dadurch können saisonale Schwankungen wie lang anhaltende Windflauten, geringe Wassermengen in der Wasserkraft oder längere dunkle Perioden in der Energieversorgung ausgeglichen werden. Sie weisen in der Regel ein großes Verhältnis zwischen Energie und Leistung auf, besitzen sehr hohe Speicherkapazitäten mit geringen Speicherverlusten und haben geringe Zyklenzahlen und Zykluswirkungsgrade.

Beispiel
Langzeitspeicher werden in folgende Speicher unterteilt:
- Wochenspeicher: Pumpspeicher, Kavernen- und Porenspeicher, sensible Wärmespeicher
- Monatsspeicher: Speicherwasser, Kavernen- und Porenspeicher, sensible Wärmespeicher
- Jahresspeicher: Speicherwasser, Kavernen- und Porenspeicher, sensible Wärmespeicher

Bis auf wenige Pumpspeicher und Speicherwasserkraftanlagen in Norwegen und den Alpen kommen ausschließlich Öl- und Gasspeicher in Form von Kavernen- und Porenspeicher als Langzeitspeicher zum Einsatz. Über ihren klassischen Nutzen als strategische Reserve können sie auch für erneuerbare Energien über Power-to-Gas und Power-to-Liquid verwendet werden.

Ähnlich wie die Speicherdauer spielen die Zyklenzahl sowie die Speicherdynamik und -stabilität bei der zeitlichen Klassifizierung eine wichtige Rolle. Hiermit lassen sich Aussagen darüber treffen, wie lange die kalendarische oder zyklische Lebensdauer oder der Leistungsgradient LG des Ein- oder Ausspeicherns ist.

2.3.4 Räumliche Klassifizierung

Eine weitere Möglichkeit der Klassifizierung ist die räumliche Klassifizierung, angelehnt an [6]. Unterschieden wird einerseits zwischen zentralen und dezentralen und andererseits zwischen ortsfesten und mobilen Speichersystemen.

▪ Zentrale Speicher

Zentrale Speicher sind große, meist ortsfeste Einheiten wie Pumpspeicher oder Erdöl- und Gaskavernen. Sie sind an geologische und topologische Voraussetzungen gebunden, was ein Nachteil sein kann.

▪ Dezentrale Speicher

Dezentrale Speichersysteme sind verteilte, kleine und modulare Speichereinheiten. Sie passen gut zum dezentralen Charakter der erneuerbaren Energien. Beispiele sind Hausbatteriespeicher an Photovoltaikanlagen oder Akkumulatoren an Funkstationen. Der Aufbau ist dabei nicht an bestimmte Umgebungsvoraussetzungen gebunden, jedoch bestehen bei wachsender Speichergröße kaum wirtschaftliche Skaleneffekte. Dezentrale Speicher können auch von einem Punkt aus gesteuert werden, z. B. in einem virtuellen Kraftwerk.

▪ Speicher mit Doppelnutzen

Einige Speicher können auch einen Doppelnutzen erfüllen:
- Batterien eines Elektroautos können zur Stromversorgung eines Hauses dienen oder nach ihrer Verwendung in der Mobilität im stationären Bereich eingesetzt werden (Second Life).
- Warmwasserspeicher oder Fernwärmenetze können mit einer elektrischen Heizung (Heizstab, Elektrowärmepumpe) nachgerüstet werden, über die überschüssiger Wind- oder Solarstrom gespeichert werden kann.

- Neben ihrer originären Aufgabe wie dem Erzeugungsausgleich im Stromsektor oder der Bereitstellung von Mobilität im Verkehrssektor können viele Energiespeicher am Stromnetz zusätzliche Funktionen wie Systemdienstleistungen zu marginalen Kosten anbieten und über diese Doppelnutzung ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.

Ortsfeste Speicher

Ortsfeste Speicher sind an einen bestimmten Ort gebunden. Dazu zählen vorwiegend zentrale Speicher wie Pumpspeicher, Kavernenspeicher, Aquifere oder Lageenergiespeicher, aber auch dezentrale Speicher wie kleine Druckluftspeicher. Zentrale, ortsfeste Speicher können oft nicht am Ort der Erzeugung aufgestellt werden. Durch den notwendigen Transport von Strom, Wärme oder Kraftstoffen entstehen Übertragungsverluste, die nachteilig sind.

Mobile Speicher

Mobile Speicher wie Batterien oder Kraftstofftanks können je nach Bedarf kurz- oder längerfristig an einem Ort positioniert werden.

2.3.5 Ökonomische Klassifizierung

Ein Vergleich hinsichtlich der Kosten eines Energiespeichers ist aufgrund der unterschiedlichen Einsatzgebiete, Einsatzschemas (Zyklenzahlen) und Entwicklungsstadien nur bedingt möglich.

Kapitalkosten

Zur ökonomischen Klassifizierung lassen sich mehrere Kenngrößen heranziehen. Eine wichtige Größe stellen die spezifischen Investitionskosten k_0 (auch I_0 bzw. CAPEX = Capital Expenditure) dar. Sie beschreiben die einmaligen Kosten, die für den Bau und Inbetriebnahme des Speichers notwendig sind und werden auf die installierte Leistung (€/kW) oder auf die installierte Speicherkapazität (€/kWh) bezogen (Gl. 2.25).

Auch eine Kombination aus beiden ist üblich, wenn die Ein- und Ausspeicherleistung P_{ein} und P_{aus} unabhängig von der Speicherkapazität E_{ges} ausgelegt wird. Die Gesamtinvestition k_{ges} zum Anfangszeitpunkt umfasst beides,

$$k_0 = \frac{k_{ges}}{P_{aus}}; \quad bzw \cdot k_0 = \frac{k_{ges}}{E_{sp}}. \tag{2.25}$$

Jede Speichertechnologie hat unterschiedliche Kostenschwerpunkte: Während sich die Kapitalkosten für Batteriekraftwerke hauptsächlich aus der Kapazität (€/kWh) ergeben, liegt der Kostentreiber bei Power-to-Gas in der Ein- und Ausspeichereinheit (€/kW) und die Speicherkapazität ist sehr günstig.

Betriebskosten

Als zweite wirtschaftliche Kennzahl sind die Betriebskosten (OPEX = *Operational Expenditure*) zu nennen, die zum Ausdruck bringen, welche Kosten beim Betrieb des Speichers (z. B. Stromeinkauf, Wartung, Versicherung) entstehen. Sie werden auf die umgesetzte Energie angegeben (€/kWh) und können nach fixen Betriebskosten (Personal, Wartung, Versicherung etc.) und variablen Betriebskosten (Einkauf von Strom oder Brennstoff, Verschleiß etc.) differenziert werden.

Die fixen Betriebskosten beziehen sich beispielsweise auf Personalkosten zum Betrieb der Anlage unabhängig davon, wie hoch ihre Auslastung ist. Sie werden für gewöhnlich mit 1–5 % (grob 2 %) der Investitionskosten angenommen. Die variablen Betriebskosten fallen nur für den Energieumsatz in einem Speicher an.

Annuitätische Investitionskosten

Die annuitätischen Investitionskosten sind ein gebräuchlicher Preisindikator für Energiespeicher. Sie können aus folgenden Parametern errechnet werden:

- Investitionskosten k_0 für Ein- und Ausspeicherleistung in €/kW und Speicherkapazität in €/kWh
- Nutzungsdauer t_{Nutz} in a
- Kapitalzinsen (kalkulatorische Zinsen) i in 1/a
- Jährliche fixe Betriebskosten k_{fix} in € kW^{-1} a^{-1} und € kWh^{-1} a^{-1}, errechnet aus 1–5 % der Investitionskosten.

Die Nutzungsdauern variieren sehr stark zwischen heute 3–10 Jahren bei Batteriesystemen und bis zu 80 Jahren und mehr bei Pumpspeichern. Für Batterien steht in Aussicht, dass sie mit entsprechender

Software in Batteriemanagementsystemen und genau definierten Anwendungen bis zu 20 Jahre Nutzungsdauern aufweisen können. Ein entsprechendes Projekt von Samsung und der Younicos AG ist in ▶ Abschn. 13.1 beschrieben.

Die Kapitalzinsen (auch kalkulatorische Zinsen) spiegeln den Stand der Konjunktur (Leitzins, Zinspolitik) und der Renditeerwartung der Investoren wider. Werte zwischen 5–15 % sind üblich, je nach Zinspolitik und Risikobewertung seitens der Investoren, Banken und Unternehmer. In der Energiewirtschaft sind 10 % ein gängiger Wert.

Aus den Kapitalzinsen und der Nutzungsdauer ergibt sich der Annuitätsfaktor a in 1/a (Gl. 2.26):

$$a = \frac{i \cdot (1+i)^{\left(\frac{t_{Nutz}}{a}\right)}}{(1+i)^{\left(\frac{t_{Nutz}}{a}\right)} - 1}. \tag{2.26}$$

Damit lassen sich sehr einfach die annuitätischen Investitionskosten k_a in € kW^{-1} a^{-1} berechnen (Gl. 2.27):

$$k_a = k_0 \cdot a + k_{fix}. \tag{2.27}$$

Übersteigen die jährlichen Einnahmen diese Annuität, lohnt sich in der Regel die Investition.

Beispiel Batteriekraftwerk

Ein großes Batteriekraftwerk soll zum Einsatz als Kurzzeitspeicher (t_{aus}<1 h) in Reservemärkten (Regelenergie) mit einer Speicherkapazität von E_{ges}=10 MWh und einer Ausspeicherleistung von P_{aus}=10 MW für einen 110 kV-Netzknoten ausgelegt werden.

Angenommen, die Lithiumionenzellen können für k_0= 600 €/kWh und die dazugehörige Leistungselektronik für k_0=180 €/kW eingekauft werden. Die Anlage soll auf 10 Jahre abgeschrieben werden, und es wird ein Kapitalzins von 10 % erwartet. Als fixe Betriebskosten werden 2 % der Investitionskosten angesetzt. Die Gesamtinvestition beträgt damit k_{ges}=(6+1,8) Mio. €=7,8 Mio. €, die fixen Betriebskosten k_{fix}=7,8 Mio. €· 0,02 / 10 MW=15,6 € kW^{-1} a^{-1} und die spezifische Investition k_0=7,8 Mio. €/10 MW=780 €/kW. Daraus ergeben sich annuitätische Investitionskosten nach (Gl. 2.27) zu

$$k_a = 780\frac{€}{kW} \cdot (0{,}16275 + 0{,}02)\frac{1}{a}$$
$$= 143\frac{€}{kW \cdot a} = 143\frac{T€}{MW \cdot a} = 143\frac{Mio\,€}{GW \cdot a}.$$

Übersteigen die jährlichen Erlöse an den Reservemärkten diese annuitätischen Investitionskosten zuzüglich der variablen Betriebskosten für z. B. den Stromeinkauf, ist die Investition in das Batteriekraftwerk rentabel und wirtschaftlich sinnvoll.

Weiterführende ökonomische Betrachtungen sind sehr individuell je nach Anwendungszweck und Markteinsatzgebiet der Energiespeicher. Daher werden sie an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt und dafür teilweise in den einzelnen Kapiteln näher betrachtet.

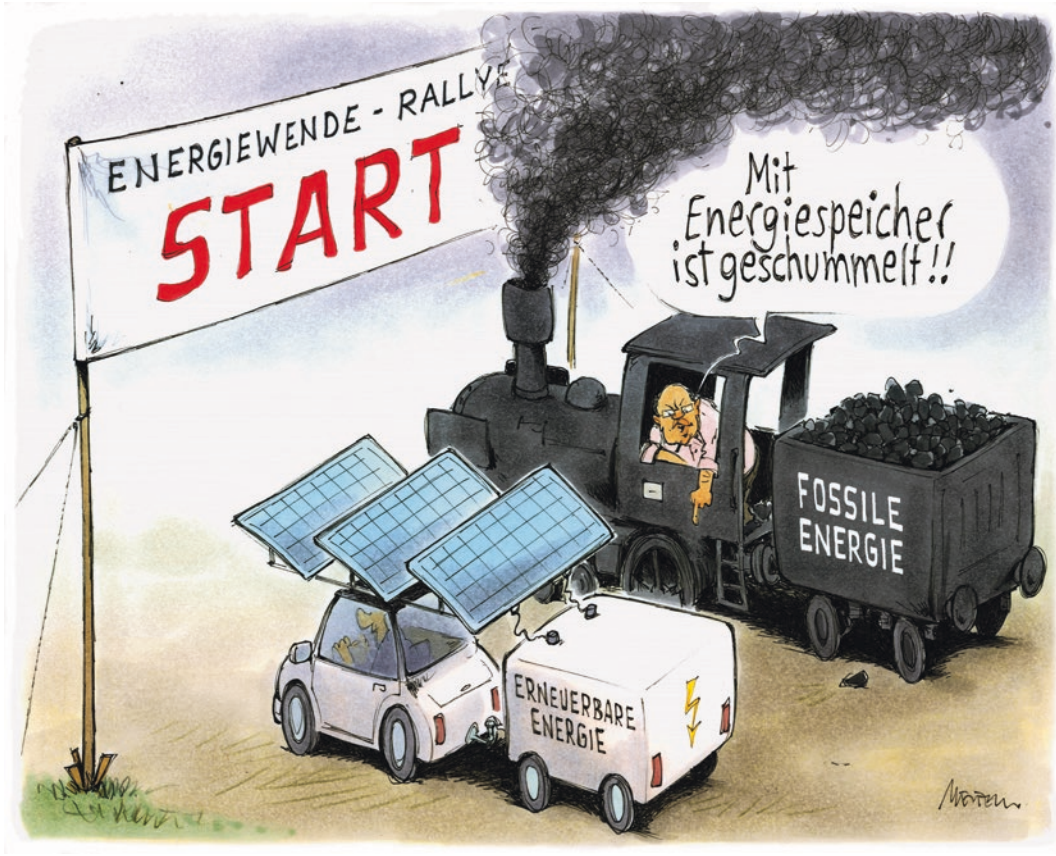
2.4 Zusammenfassung

- Ein **Speicher** ist eine Einrichtung zur Bevorratung, Lagerung und Aufbewahrung von Gütern.
- Ein **Energiespeicher** ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: **Einspeichern**, **Speichern** und **Ausspeichern** bzw. Laden, Speichern und Entladen.
- Ein **Energieträger** ist ein Stoff, der Energie gespeichert hat.
- Ein **primärer Energiespeicher** wird nur einmalig geladen und entladen, während ein **sekundärer Energiespeicher** mehrfach geladen und entladen werden kann.
- Es wird zwischen sektoralen und sektorenkoppelnden Energiespeichern unterschieden: Während **sektorale Energiespeicher** rein in einem der drei Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr eingesetzt werden und bidirektional arbeiten, werden **sektorenkoppelnde Energiespeicher** für die Kopplung der Energiesektoren verwendet und vorwiegend unidirektional aus dem Stromsektor in Wärme und Mobilität betrieben. Beispiele dazu sind Power-to-Gas, Power-to-Heat, Power-to-Liquid, Power-to-Chemicals, Wärmepumpen und die Elektromobilität.
- Die **Sektor(en)kopplung** ist die Verbindung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Che-

mie unter Nutzung von Strom als Primärenergie zur **Dekarbonisierung** der anderen Sektoren. Sie wird auch als **Power-to-X** bezeichnet und ist ohne Energiespeicher nicht möglich bzw. entspricht weitgehend der Definition von sektorenkoppelnden Energiespeichern.

- Energiespeicher sind vorrangig für einen **zeitlichen Ausgleich** zwischen Energieangebot und Energienachfrage vorgesehen und stehen prinzipiell nicht in Konkurrenz zu Energienetzen, welche für den **räumlichen Ausgleich** zuständig sind.
- Energiespeicher können unterschiedlich klassifiziert werden. Die gängigste Art und Weise ist die **physikalisch-energetische Einteilung** nach ihrem grundsätzlichen Funktionsprinzip: elektrisch (elektromagnetisch), elektrochemisch/chemisch, mechanisch, thermisch.
- Die Berechnung der physikalischen **Leistungs- und Energiegrößen** bildet den technischen Vergleichsmaßstab für Energiespeicher. Speicherkapazität, Energiedichte, Ein- und Ausspeicherleistung, Wirkungsgrade und Ausspeicherdauern sind die wichtigsten Größen.
- Energiespeicher können ferner nach ihrer Ausspeicherdauer in **Kurzzeitspeicher** (bis zu einem Tag) und **Langzeitspeicher** (bis zu mehreren Jahren) unterschieden werden.
- Die **Investitionskosten** der Speicher-, Ein- oder Ausspeichertechnologien werden entweder leistungsbezogen in €/kW oder kapazitätsbezogen in €/kWh angegeben. Als **fixe Betriebskosten** können **2 %** der Investitionskosten angenommen werden, um die annuitätischen Investitionskosten zu berechnen.

… und zum Abschluss des ersten Teils noch eine Karikatur von Gerhard Mester:



Literatur

1. Dünkel W (2006) Pumpspeicherwerk Goldisthal – 1.060 MW-Kavernenkraftwerk. Bericht – Exkursion in das Pumpspeicherwerk Goldisthal/Thüringer Wald, Kassel
2. Emele L (2011) Techno-Ökonomischer Vergleich von Erneuerbarem Methan mit anderen Stromspeichertechnologien. Master Thesis (Betreuer Sterner, M., Gerhardt, N.), Universität Kassel
3. Feddeck P (2001) Thermochemische Speicher. Hg. v. Fachinformationszentrum Karlsruhe. BINE. Eggenstein-Leopoldshafen. ► http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2001/Projekt-Info_02-2001/projekt_0201internetx.pdf
4. Neyer A (2013) Magnetismus. Grundlagen der Elektrotechnik. Fakultät Elektrotechnik, TU Dortmund
5. Ortloff F (2011) Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. gwf-Gas Erdgas 04:200–210. ► http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/speicherung.pdf. Zugegriffen 30. Sept. 2013
6. Sauer D (2011) Energiespeichersysteme. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen
7. VDI (2003) VDI Richtlinie 4661: Energiekerngrößen – Definitionen, Begriffe, Methodik. Beuth, Berlin

Teil II Bedarf an Energiespeicherung

Kapitel 3 **Speicherbedarf in der Stromversorgung – 53**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Dr. Christopher Breuer (Westnetz GmbH): Abschnitt 3.6
Tim Drees (IAEW RWTH Aachen): Abschnitte 3.5, 3.6
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg),
Abschnitte 3.2., 3.3, 3.6, 3.7
Andreas Maaz (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.5
Carsten Pape (Fraunhofer IWES): Abschnitt 3.5
Dr. Niklas Rotering (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 3.7, 3.8

Kapitel 4 **Speicherbedarf in der Wärmeversorgung – 141**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg):
Abschnitte 4.2, 4.4, 4.6, 4.7
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES):
Abschnitte 4.4, 4.7, 4.8
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE):
Abschnitte 4.6, 4.7, 4.8
Andreas Palzer (Fraunhofer ISE): Abschnitt 4.6

Kapitel 5 **Speicherbedarf im Verkehrs- und Chemiesektor – 169**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg):
Abschnitte 5.3, 5.5, 5.6
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE):
Abschnitt 5.5
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitte 5.2, 5.4

Speicherbedarf in der Stromversorgung

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Dr. Christopher Breuer (Westnetz GmbH): Abschnitt 3.6
Tim Drees (IAEW RWTH Aachen): Abschnitte 3.5, 3.6
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg), Abschnitte 3.2., 3.3, 3.6, 3.7
Andreas Maaz (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.5
Carsten Pape (Fraunhofer IWES): Abschnitt 3.5
Dr. Niklas Rotering (IAEW RWTH Aachen): Abschnitt 3.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 3.7, 3.8

Übersicht

Energiespeicher sind – gestern wie heute – ein entscheidender Faktor in der Energieversorgung. Wie sich der **Speicherbedarf** in der Zukunft in den Bereichen **Strom, Wärme** und **Mobilität** entwickeln wird, ist Gegenstand der folgenden drei Kapitel. Den Schwerpunkt bildet das vorliegende Kapitel, das den **Stromsektor** zum **Nukleus** der Energieversorgung herausbilden und wesentliche **Brücken** zu den beiden anderen Sektoren Wärme und Mobilität und darüber hinaus zur chemischen Industrie schlagen wird.

Nach heutigen Abschätzungen wird der Speicherbedarf beim Stromnetzausbau nach Plan und der Nutzung von Flexibilitäten in Erzeugung und Verbrauch erst ab einem **Anteil** von **60–80 %** erneuerbarer Energien an der Stromversorgung **relevante** Größenordnungen erreichen. Der **Netzausbau** hat großen Einfluss auf den Speicherbedarf, ebenso die **flexible Stromerzeugung** in Kraftwerken und bei der **Kraft-Wärme-Kopplung** sowie der flexible Verbrauch über das **Lastmanagement**. Exemplarisch werden vier **Studien** zum Speicherbedarf und zur Rolle von Energiespeichern im Kontext der Flexibilitäten ausführlich vorgestellt. An diesen Studien, die außerdem durch laufende Arbeiten ergänzt werden, waren die Autoren und Coautoren selbst beteiligt. In ► Abschn. 3.7 werden die Ergebnisse studienübergreifend zusammengefasst und mit sieben **weiteren Studien** verglichen.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_3

3.1 Speicherbedarf und Überschüsse – Einflussfaktoren und Definitionen – 56
3.1.1 Grundsätzliche Einflüsse auf den Speicherbedarf – 56
3.1.2 Definition Speicherbedarf – 57
3.1.3 Unterscheidung marktbasierter und netzbasierter Stromüberschuss – 58

3.2 Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums – 59
3.2.1 Entwicklung des Primär-, End- und Nutzenergiebedarfs – 59
3.2.2 Entwicklung des Strommix – 62
3.2.3 Auswirkung von Mindesterzeugung und Import/Export auf den Speicherbedarf – 65
3.2.4 Auswirkung von Lastmanagement auf den Speicherbedarf – 67
3.2.5 Speichereinsatz bei erneuerbaren Anteilen von 40 %, 63 % und 85 % – 69
3.2.6 Zusammenfassung – 71

3.3 »100 % Strom aus erneuerbaren Quellen« laut Umweltbundesamt – 72
3.3.1 Annahmen zum Stromverbrauch in 2050 – 72
3.3.2 Technisch-ökologische Potenziale von erneuerbaren Energien, Speichern und Lastmanagement – 74
3.3.3 Annahmen und Modellierung des Szenarios für 2050 – 78
3.3.4 Ergebnisse zu Speicherbedarf und Versorgungssicherheit – 80
3.3.5 Zusammenfassung – 88

3.4 VDE-ETG-Studie zum marktbasierten Speicherbedarf – 89
3.4.1 Methodik – 90
3.4.2 Annahmen der Modellbildung und Eingangsdaten – 92
3.4.3 Szenarien-übergreifende Erkenntnisse – 94
3.4.4 Erkenntnisse aus dem 40 %-Szenario – 96
3.4.5 Erkenntnisse aus dem 80 %-Szenario – 97
3.4.6 Erkenntnisse aus dem 100 %-Szenario – 100
3.4.7 Zusammenfassung – 100

3.5 Studie »Roadmap Speicher« zum Speicherbedarf Deutschlands im europäischen Kontext – 101
3.5.1 Methodisches Vorgehen – 102
3.5.2 Szenario – 104
3.5.3 Mittelfristige Speichersimulation – 108

3.5.4 Langfristige Speichersimulation – 111
3.5.5 Wesentliche Erkenntnisse / Zusammenfassung – 113

3.6 Untersuchungen zum netzbasierten Speicherbedarf – 114
3.6.1 Methodisches Vorgehen zur Unterscheidung von markt- und netzbasiertem Speicherbedarf – 114
3.6.2 Fallstudie Power-to-Gas in Deutschland im Jahr 2022 bei verzögertem Netzausbau – 114
3.6.3 Minimaler Speicherbedarf im europäischen Netzverbund – 117
3.6.4 Zusammenfassung – 118

3.7 Gegenüberstellung und Einordnung der Ergebnisse – 119
3.7.1 Gegenüberstellung der Ergebnisse der drei Studien – 119
3.7.2 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu weiteren Studien – 119

3.8 Zusammenfassung – 135

Literatur – 138

3.1 Speicherbedarf und Überschüsse – Einflussfaktoren und Definitionen

3.1.1 Grundsätzliche Einflüsse auf den Speicherbedarf

Überschüsse vs. Flexibilitätsbedarf vs. Speicherbedarf

Mit dem Begriff Speicherbedarf werden vorwiegend Stromüberschüsse in Verbindung gebracht, die aus erneuerbaren Energien stammen. »Erneuerbare Energien sind schön und gut, aber ohne Speicher funktionieren sie nicht«, ist ein weit verbreiteter Glaube. Dass erneuerbare Energien auch ohne einen Speicherausbau zu sehr hohen Anteilen in das Stromsystem integriert werden können, liegt an den zahlreichen Flexibilitätsoptionen, die – richtig eingesetzt – den Speicherbedarf stark reduzieren.

Da Energiespeicher zudem oft die teuerste Option zum Ausgleich von Schwankungen sind, kommen sie erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien im Strommarkt voll zum Tragen. Sie sorgen im Stromsystem durch Ein- und Ausspeichern (Laden und Entladen) für eine zeitliche Verschiebung der Stromerzeugung und damit für den zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Die Aufgabe der zeitlichen Verschiebung leisten die Speicher jedoch nicht exklusiv. Beispielsweise kann sie auch aus Kombinationen von Lastmanagement und Flexibilität der konventionellen Erzeugung erfüllt werden. Diese Flexibilitätsoptionen haben einen signifikanten Einfluss auf den erforderlichen Speicherbedarf. Neben der Struktur des konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsparks haben zudem Unsicherheiten bei deren Einspeisung einen Einfluss auf den Speicherbedarf, da z. B. die Einspeisung aus Wind und PV stark fluktuiert und durch die notwendigen Prognosen Unwägbarkeiten unterliegt. Energiespeicher können in diesem Zusammenhang den kurzfristigen Ausgleich von Prognosefehlern leisten, da sie zumeist sehr flexibel eingesetzt werden können.

Neben dem Erzeugungssystem hat auch das Stromnetz einen großen Einfluss auf die Höhe des Speicherbedarfs: Analog zum zeitlichen Ausgleich durch Speicher sorgt dieses für den räumlichen Ausgleich, weshalb beide Technologien grundsätzlich fast nicht gegeneinander ausgespielt werden können (s. ► Kap. 2). Das Transportnetz stellt den überregionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage innerhalb von Marktgebieten und übergreifend zwischen Marktgebieten zu jedem Zeitpunkt sicher. Der Ausgleich ergibt sich hierbei in Abhängigkeit vom Zuschnitt der Marktgebiete.

Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf

Folgende Faktoren erhöhen die Stromüberschüsse und steigern den Speicherbedarf

- Erzeugung
  - hohe Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien
  - hohe Anteile von fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und PV
  - hohe Prognosefehler bei erneuerbaren Energien und der Last
  - Verbleib oder Erhöhung der Mindeststromerzeugung »Must-run« (Kraftwerke für Systemdienstleistungen und an Wärmeabnehmer gebundene Kraft-Wärme-Kopplung)
  - unflexible thermische, konventionelle Kraftwerke
- Verteilung
  - Verzögerungen im Netzausbau und im Netzumbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene
  - keine Erweiterung der Kuppelstellen in das europäische Ausland
- Verbrauch
  - starre Stromnachfrage
  - kein Lastmanagement in Leistungsmärkten (vor allem Regelleistung)

Folgende Faktoren verringern die Stromüberschüsse und mindern den Speicherbedarf

- Erzeugung
  - Einsatz von flexiblen Kraftwerken und Erzeugungsanlagen (Retrofit bestehender konventioneller Kraftwerke, Einsatz flexibler KWK, Zubau flexibler thermischer Kraftwerke, flexible Biogasanlagen, flexible Steuerung von Wind- und PV-Anlagen)
  - Verbesserung der Prognosegenauigkeit für erneuerbare Energieanlagen und Last

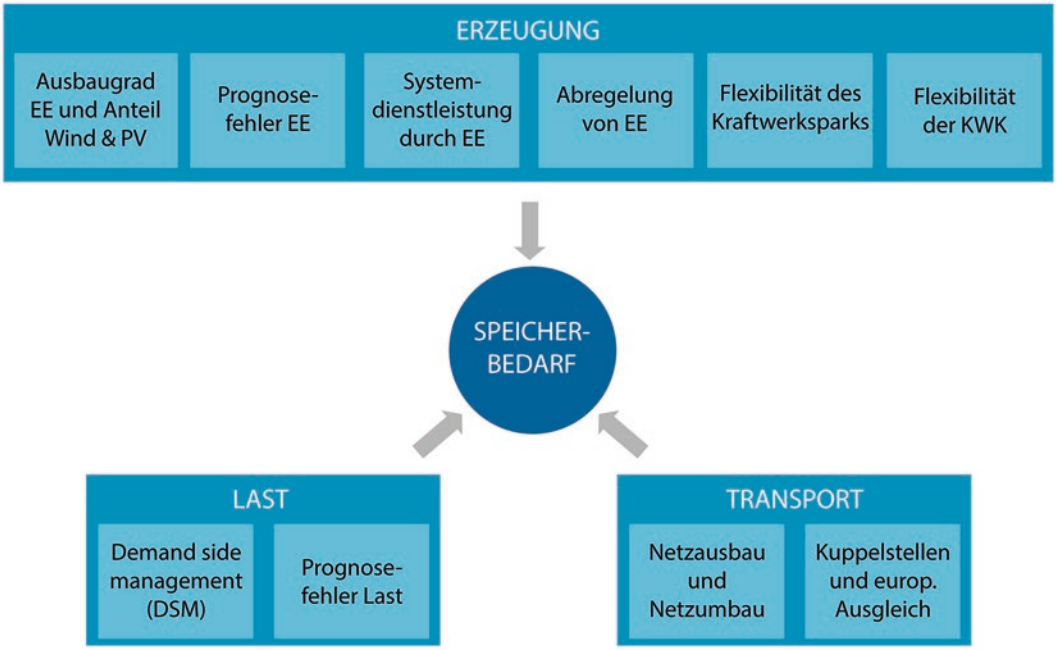


Abb. 3.1 Einflussfaktoren auf den Stromspeicherbedarf aus Stromerzeugung, Stromverbrauch und Stromtransport

- Verringerung der Mindeststromerzeugung »Must-run« (Übernahme der Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieanlagen und Flexibilisierung der bestehenden Kraft-Wärme-Kopplung an Wärmenetzen)
- Verteilung
  - Netzverstärkungen und Netzausbau auf allen Ebenen, auch regionen- und grenzüberschreitend
  - Erweiterung der Kuppelstellen in das europäische Ausland
- Verbrauch
  - Einsatz von flexiblen Verbrauchern (Lastmanagement)
  - Umsetzung von Lastmanagement in Leistungsmärkten (vor allem Regelleistung)

Diese wesentlichen Einflüsse sind in Abb. 3.1 grafisch aufbereitet.

3.1.2 Definition Speicherbedarf

Aus diesen Betrachtungen lässt sich eine Definition für den Stromspeicherbedarf ableiten:

Definition Speicherbedarf

Ein Stromspeicherbedarf im Erzeugungsausgleich ergibt sich in Form von Überschüssen bei Überdeckung und Defiziten bei Unterdeckung von Residuallast nach Abwägung aller vorrangigen Ausgleichsmaßnahmen und Flexibilitätsoptionen.

Erläuterungen zur Definition

Ein wichtiger Begriff dabei ist die sogenannte Residuallast oder Restlast.

Definition Residuallast

Die Residuallast ergibt sich aus dem Strombedarf abzüglich der Einspeisung erneuerbarer Energien oder allgemein als »Verbrauch minus der Einspeisung Erneuerbarer Energien«. Sie teilt sich bei einer rein erneuerbaren Stromerzeugung in Überschüsse und Defizite auf.

Zu den Ausgleichsmaßnahmen und Flexibilitätsoptionen zählen neben den Speichern insbesondere:

- Maßnahmen im Bereich Übertragung und Verteilung

- Netzausbau im Übertragungs- und Verteilnetz zur Beseitigung von Netzengpässen
- Netzumbau (z. B. Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators)
- Verbesserung der Spannungshaltung (z. B. Blindleistungsmanagement durch Wechselrichter)
- europäischer Ausgleich durch das Verbundnetz über Kuppelstellen

- Maßnahmen im Bereich Erzeugung
  - Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks
  - Flexibilisierung der erneuerbaren Energieanlagen
  - Flexibilisierung der KWK über Wärmespeicher
  - Verbesserung der Prognosegüte von Wind- und Photovoltaikanlagen
  - Nutzung von Flexibilitäten im europäischen Erzeugungs- und Kraftwerksverbund
  - Übernahme von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien zur Reduktion der Must-run-Kapazitäten
  - Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen und Ausgleich durch thermische Kraftwerke bzw. Gasturbinen
- Maßnahmen im Bereich Verbrauch
  - Flexibilisierung der Lasten durch Lastmanagement, insbesondere Industrie und neue Entwicklungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung etc.)
  - Verbesserung der Prognosegüte der Last

Diese Maßnahmen gelten als vorrangig, wenn sie wirtschaftlich günstiger und/oder gesellschaftlich vor Ort höhere Akzeptanz finden. In der Regel führen viele der genannten Flexibilitätsoptionen zu geringeren Gesamtkosten der Stromversorgung als der Einsatz von Energiespeichern; gleichwohl sind technisch-wirtschaftliche Aspekte nur zwei Dimensionen der Energiewende.

Vereinfacht lassen sich Überschüsse und Defizite, Flexibilitätsbedarf und Speicherbedarf in den beiden Gleichungen (Gl. 3.1 und 3.2) in Zusammenhang bringen.

$$\begin{aligned} &Residuallast(\ \ bersch\ \ sse\ und\ \ Defizite) \\ &= Verbrauch(Last) - erneuerbare\,Einspeisung \\ &= Flexibilit\ \ tsbedarf \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$\begin{aligned} &Speicherbedarf = Flexibilit\ \ tsbedarf \\ &-vorrangige\,Flexibilit\ \ tsoptionen \end{aligned} \tag{3.2}$$

3.1.3 Unterscheidung marktbasierter und netzbasierter Stromüberschuss

Energiemärkte vs. Leistungsmärkte

In der Stromversorgung wird grundsätzlich nach Erzeugungsausgleich (»Energiemärkte«) und Systemdienstleistungen (u. a. »Leistungsmärkte«) unterschieden (s. ▶ Abschn. 13.1).

Innerhalb von Marktgebieten können Überschüsse auftreten. Diese können sich zum einen marktbasiert ergeben, d. h., Energie kann bilanziell nicht mehr in den Markt integriert werden, oder zum anderen netzknotenscharf auftreten. Entsprechend ist auch die Unterscheidung der Stromüberschüsse durchzuführen:

- Marktbasierte Überschüsse treten immer dann auf, wenn die Erzeugung den Strombedarf übersteigt. Ihre Folge sind »negative Strompreise«,
  - falls die Residuallast kleiner null wird und das Angebot erneuerbarer Energien größer als die Last ist,
  - falls Kraftwerke zu falschen Zeitpunkten oder in ungeplanter Höhe einspeisen.
- Netzbasierte Überschüsse entstehen durch Überlastungen bzw. bei Engpässen im Transportnetz, sodass Einspeisungen an einzelnen Netzknoten nicht vom Transportnetz aufgenommen werden können. Dies ist der Fall, wenn auf dem Markt ökonomisch Verträge abgeschlossen wurden, die physikalisch zu dem Zeitpunkt aufgrund von Netzrestriktionen nicht umgesetzt werden können oder wenn durch Netzstörungen und Kraftwerksausfälle Engpässe entstehen. Die Folge ist das »Abregeln« – also

Abschalten von Wind- und PV-Anlagen oder das An- und Abfahren von Kraftwerken im Zuge des *Redispatch* (Netzengpassmanagement).

Speicher können in diesem Zusammenhang für einen bilanziellen Ausgleich sorgen, also Überschüsse aufnehmen, die sonst nicht in den Markt integriert werden können. Zudem können sie einer Integration von erneuerbarer Energie in das Transportnetz dienen, die aufgrund regionaler Engpässe im Transportnetz andernfalls abzuregeln wäre, d. h. einen netzbasierten Speicherbedarf darstellen.

Auch wenn häufig von negativen Strompreisen und einem Überangebot an erneuerbaren Energien die Rede ist, beläuft sich die abgeregelte Strommenge im Jahr 2011 auf ca. 0,4 TWh oder ca. 0,7 Promille des Bruttostromverbrauchs in Deutschland von ca. 600 TWh (s. [9]). Die Tendenz dieser zum Bedarf relativ kleinen Menge ist zwar von Jahr zu Jahr steigend und stark wetterabhängig, aber da es sich weitgehend um netzbasierte Überschüsse handelt, wird es nach einem Netzaus- und -umbau weniger Stromüberschüsse geben. Im Vergleich zu Speichern ist der Netzausbau die ökonomisch vorteilhaftere Variante. Gesellschaftliche Akzeptanz hingegen finden Speicher häufig vor dem Netzausbau.

▪ Speicherbedarf in Deutschland im Laufe der Energiewende

Um den zukünftigen Speicherbedarf in Deutschland ermitteln zu können, ist es notwendig zu wissen, wie sich einerseits der Stromverbrauch und andererseits die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien verhalten werden. Ferner ist der Einfluss der genannten Faktoren und Flexibilitätsoptionen entscheidend. Eine exakte Beantwortung der Frage des Speicherbedarfs im Laufe der Energiewende ist aufgrund der vielen Variablen und Unsicherheiten nicht möglich und extrem stark von den getroffenen Annahmen abhängig.

Daher soll versucht werden, über eine Analyse und Synthese verschiedener Studien zu diesem Thema eine Tendenz und Aussage abzuleiten. In den »Langfristszenarien des BMU«, der UBA-Studie und der VDE-ETG-Studie wurde allein der Erzeugungsausgleich abgebildet, wodurch lediglich Aussagen zu marktbasierten Überschüssen getroffen werden konnten. Abschätzungen zu netzbasierten Überschüssen sind dagegen deutlich schwieriger. Tendenzen werden in ▶ Abschn. 3.6 aufgegriffen, abschließend in ▶ Abschn. 3.7 gegenübergestellt und anhand von sechs weiteren Studien interpretiert.

3.2 Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums

Das Bundesumweltministerium lässt seit mehreren Jahren Langfristszenarien zum Ausbau erneuerbarer Energien anfertigen. Darin wird untersucht, wie die klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung umgesetzt werden können. Die letzten Langfristszenarien wurden von einem Konsortium aus dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Ingenieurbüro für Neue Energien (IfNE) angefertigt. Sie erschienen 2012 unter dem Titel »Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global« (s. [28]).

3.2.1 Entwicklung des Primär-, End- und Nutzenergiebedarfs

▪ Effizienzsprung durch direkte Stromerzeugung aus Wind, Solar und Wasserkraft

Durch den Einsatz von direkt erzeugtem Strom aus Wind, Solar und Wasserkraft werden die Abwärmeverluste der konventionellen, thermischen Kraftwerke vermieden, wodurch ein großer Effizienzgewinn erreicht wird. Proportional zum Einsatz dieser drei Energiequellen sinken durch den Ersatz fossiler Brennstoffe die Treibhausgasemissionen. ◘ Abbildung 3.2 illustriert diesen Zusammenhang nach der weit verbreiteten Wirkungsgradmethode zur Berechnung von Primärenergie (s. [22]).

▪ Primärenergie und Endenergie über alle Sektoren

Diese Einsparung von Primärenergie aufgrund der Substitution konventioneller Kraftwerke durch die direkte Stromerzeugung spiegelt sich auch in

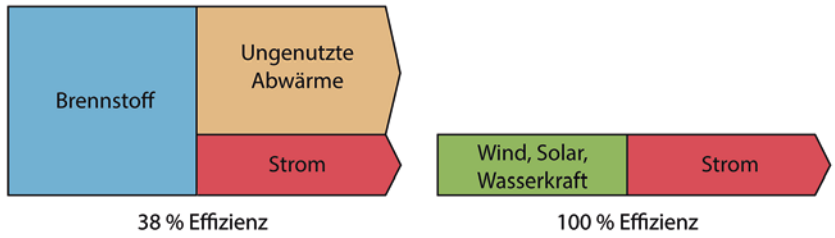


Abb. 3.2 Effizienzgewinn durch die direkte Stromerzeugung aus Wind, Photovoltaik und Wasserkraft, nach [40]

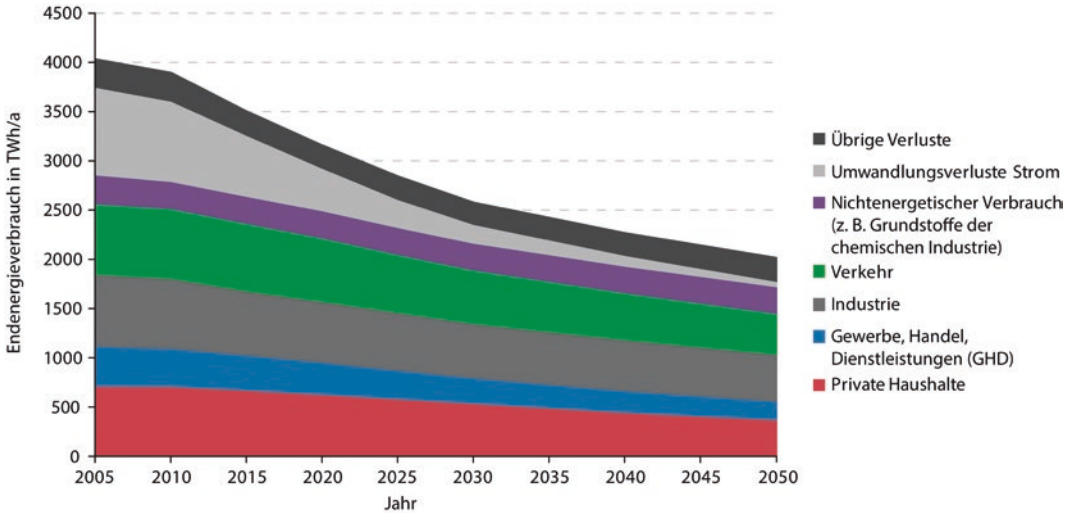


Abb. 3.3 Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren und des Verbrauchs im Umwandlungsbereich (Summe = Primärenergie), (NE: nicht energetischer Verbrauch, beispielsweise chemische Industrie – Kunststoff, Dünger etc.), nach [28]

den Bilanzen wider: Der gesamte Endenergieverbrauch der drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sinkt im Basisszenario bis 2050 gegenüber dem Vergleichsjahr von 2010 um nahezu die Hälfte von 14.044 PJ/a (3901 TWh/a) auf 7267 PJ/a (2019 TWh/a) (s. Abb. 3.3). Weitere tragende Effekte sind die Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor, auch in Verbindung mit dem Stromsektor:

- Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Ausbau von Wärmepumpen
- Maßnahmen in der Energieeffizienz im Wärmesektor (vor allem Sanierung und Gebäudestandards)
- Ausbau der Elektromobilität
- Maßnahmen in der Energieeffizienz im Verkehrssektor.

Der Stromsektor entwickelt sich damit zum Nukleus der Energieversorgung, wie Abb. 3.4 verdeutlicht:

1. Stromsektor
   - Die Effizienzsteigerungen durch Direkterzeugung und der Ausbau der KWK führen zur starken Reduktion der Abwärmeverluste und damit des Primärenergiebedarfs um mehr als 50 %.
   - Der Strombedarf (Endenergie = Nutzenergie, ca. 515 TWh) wird im Stromsektor reduziert (ca. 390 TWh), steigt aber ein-

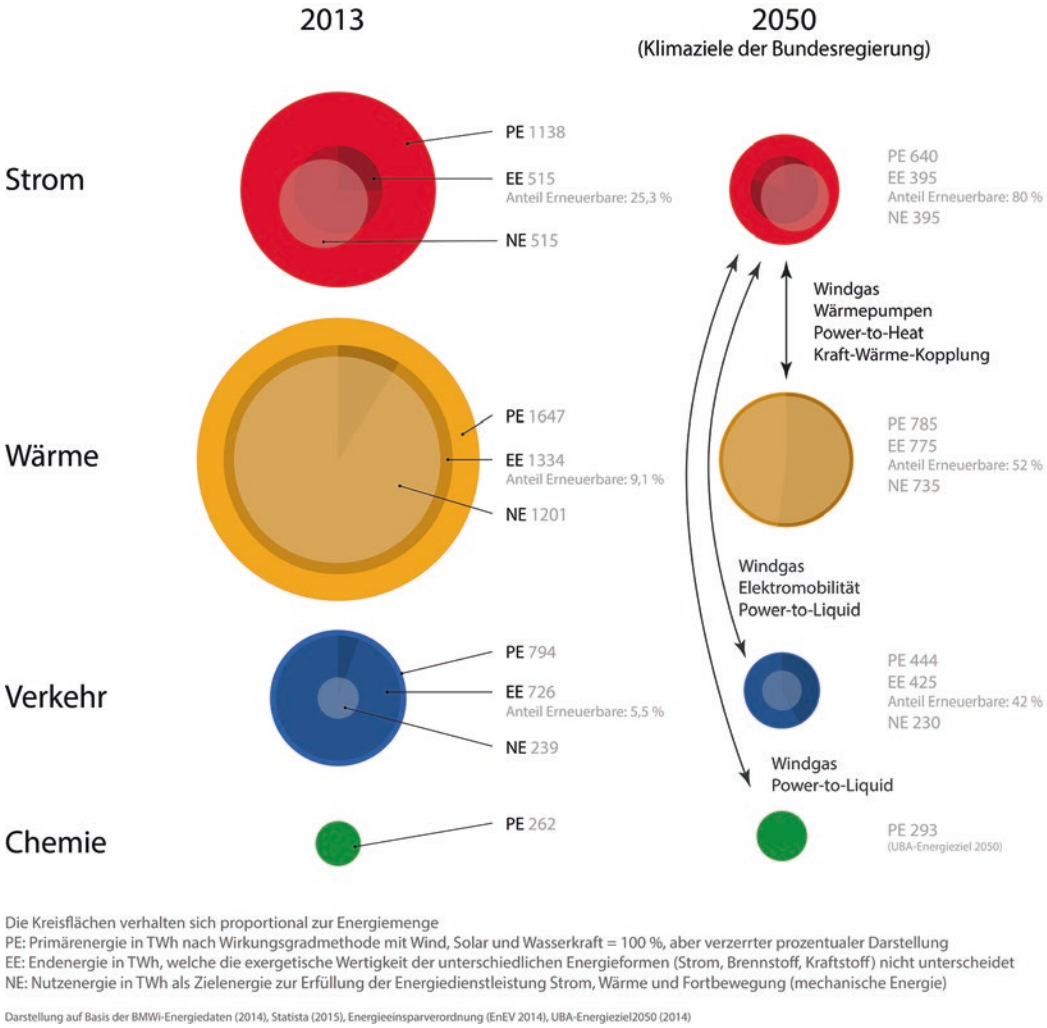


Abb. 3.4 Der Stromsektor wird mit zunehmend erneuerbarer Energieversorgung (intersektoral) zum »Nukleus der Energiewende«. Von hier aus wird erneuerbare Energie für alle Sektoren bereitgestellt. Ziele der Bundesregierung zu Effizienz und Anteilen erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 (*rechts*) im Vergleich zur Erzeugungssituation im Jahr 2013 (*links*). Die Kreisflächen verhalten sich proportional zur Energiemenge. Durch zunehmende Effizienz verkleinert sich das Verhältnis von Primärenergieeinsatz zu Endenergiebedarf in allen Sektoren. Dadurch sinkt der Primärenergiebedarf (bei steigenden erneuerbaren Anteilen) in allen Sektoren um knapp die Hälfte, obwohl der Endenergiebedarf nahezu konstant bleibt. Die Sektorenkopplung wird zum wesentlichen Element einer zukünftigen Energieversorgung

schließlich des Strombedarfs für Wärme (ca. 95 TWh) und Verkehr (ca. 150 TWh) auf 635 TWh an.

- Neue Brücken zum Wärmesektor (KWK, Wärmepumpen) und Verkehrssektor (Elektromobilität und Stromkraftstoffe) werden etabliert.

2. Wärmesektor
   - Die Effizienzsteigerungen durch Sanierung und effizientere Gebäudestandards halbieren den Primär-, End- und Nutzenergiebedarf.

- Die Verbindung zum Stromsektor über Wärmepumpen, Power-to-Heat und KWK werden essenziell.

3. Verkehrssektor
   - Das Transportaufkommen im Personenverkehr bleibt nahezu konstant, im Güterverkehr steigt es an. Gleichzeitig führt der Einsatz von Elektromobilität zu großen Effizienzsteigerungen, weshalb in Summe der Primärenergiebedarf analog zu Strom und Wärme halbiert werden kann, der Endenergiebedarf fällt und der Nutzenergiebedarf etwa gleich bleibt.
   - Die Verbindung zum Stromsektor über Elektromobilität und Stromkraftstoffe dominiert die zukünftige Mobilität.

Wichtige Erläuterungen zur Darstellung von Primär-, End- und Nutzenergie

Die Primärenergieberechnung (PE) erfolgt nach der Wirkungsgradmethode mit dem Vorteil, dass Strom aus Wind, Solar und Wasserkraft als 100 %ige Primärenergie ohne Verluste gewertet wird, aber eine prozentuale, vergleichende Darstellung unter den Energieformen verzerrt wiedergibt. Eine Abhilfe schafft die Substitutionsmethode, welche die durch Wind, Solar und Wasserkraft ersetzte fossile Primärenergie einrechnet und einen prozentualen Vergleich richtig darstellt.

Die Endenergie (EE) unterscheidet die exergetische Wertigkeit der unterschiedlichen Energieformen (Strom, Brennstoff, Kraftstoff) nicht. Da chemische und thermische Energie eine grundlegend andere Form als mechanische und elektrische Energie sind und methodenbasiert in der Endenergie 1:1 direkt miteinander verglichen werden, wird auch die neutralere Nutzenergie dargestellt. In der Nutzenergie sind zumindest Strom- und Verkehrssektor weitgehend direkt vergleichbar.

Die Nutzenergie (NE) dient als Zielenergie zur Erfüllung der Energiedienstleistung Strom, Wärme bzw. Kälte und Fortbewegung (mechanische Energie). Im Stromsektor entspricht die Endenergie der Nutzenergie. Im Wärmesektor treten thermische Verluste zwischen Endenergie und Nutzenergie auf (z. B. in der Verbrennung von Brennstoffen und bei der Übertragung von Wärme), weshalb für 2010 ein Nutzungsgrad von 90 % und für 2050 ein Nutzungsgrad von 95 % eingerechnet ist. Im Verkehrssektor ist die Nutzenergie die mechanische Energie an der Achse der Fahrzeuge. Durch die Verbrennungsmotoren treten hohe Wirkungsgradverluste auf. Fahrzeuge mit konventionellen Antrieben auf Basis von Verbrennungsmotoren für Diesel, Benzin, Erdgas und Biokraftstoffe werden für 2010 mit einem Nutzungsgrad von 20 % angesetzt und für 2050 mit 30 %. Der Nutzungsgrad von Brennstoffzellenfahrzeugen mit Wasserstoff als Kraftstoff in 2050 beträgt 60 %.

Die Entwicklungen des Wärmesektors in den BMU-Langfristszenarien werden in ▶ Kap. 4 näher betrachtet, die des Verkehrssektors in ▶ Kap. 5.

3.2.2 Entwicklung des Strommix

Strombedarf

Der Strombedarf bleibt trotz aller zukünftigen Effizienzsteigerung elektrischer Geräte nach leichtem Rückgang nahezu konstant (s. ◘ Abb. 3.5): Die Effizienzgewinne werden durch einen erhöhten Elektrifizierungsgrad aller Bereiche und die Kopplung von Strom- und Wärmesektor und Strom- und Verkehrssektor kompensiert.

Heutiger Strommix

Aus ◘ Abb. 3.5 lässt sich folgender Strommix in Deutschland für das Jahr 2010 ablesen:

- ca. 378 TWh (61 %) fossile, gespeicherte Energie,
- ca. 141 TWh (23 %) nukleare, gespeicherte Energie und
- ca. 105 TWh (17 %) erneuerbare Energien.

83 % der insgesamt 622 TWh Bruttostromerzeugung in Deutschland werden fossil und nuklear gedeckt. Der heutige Bruttowert umfasst neben der vertikalen Netzlast auch den Eigenverbrauch der Kraftwerke, jedoch nicht die Stromerzeugung der Bahn und die industrielle Eigenversorgung wie die KWK in der energieintensiven Industrie.

Im Jahr 2013 lag der Anteil erneuerbarer Energien bereits bei ca. 25 % und damit bei einem Viertel des deutschen Strombedarfs (s. [2]).

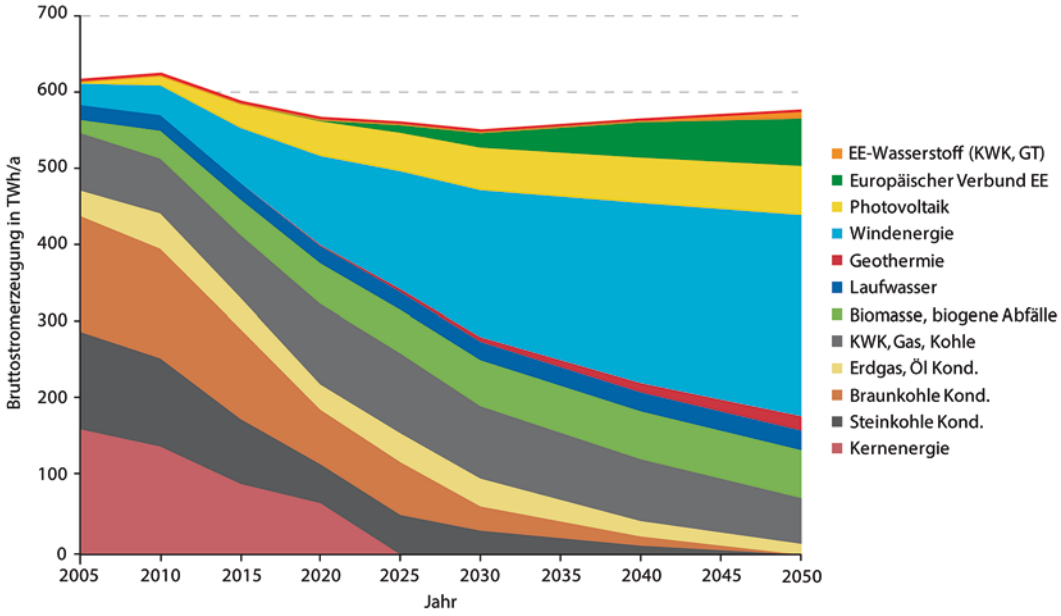


Abb. 3.5 Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung. Die *rote Linie* zeigt den Gesamtwert an. 2022 findet der finale Atomausstieg in Deutschland statt, weshalb die Mittelung zwischen 2020 und 2025 die Werte verzerrt darstellt (GT = Gasturbine, Kond. = Kondensationskraftwerke), nach [28]

Der Primärenergieverbrauch des Stromsektors beträgt rückgerechnet über die Wirkungsgradmethode der Strombereitstellung ca. 1430 TWh. In der Wirkungsgradmethode wird für fossile Kraftwerke mit dem jeweiligen Wirkungsgrad (im Mittel ca. 38 (2010) – 61 % (2050)) und für die Kernkraft mit einem fiktiven Wirkungsgrad von 33 % auf den Primärenergieverbrauch rückgerechnet. Bei direkt erzeugtem Strom aus Wind, Sonne und Wasserkraft, denen kein Heizwert zugrunde gelegt werden kann, wird von der Endenergie mit einem Wirkungsgrad von 100 % auf die Primärenergie geschlossen, d. h., 1 kWh Endenergie entspricht 1 kWh Primärenergie.

Strommix in der Zukunft

Zukünftig werden überwiegend Wind- und Solarenergie tragende Rollen in der Stromerzeugung übernehmen (Abb. 3.5). Bis 2020 ermöglicht der Zubau erneuerbarer Energien sowohl die Kompensation des Kernenergiestroms als auch den Rückgang der fossilen Stromerzeugung. Fossile Brennstoffe werden im Szenario deutlich stärker über die KWK zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, als das heute der Fall ist. Entsprechend sinken die CO_2-Emissionen des Stromsektors, bis er 2050 nahezu emissionsfrei ist. In dieser langfristigen Perspektive decken erneuerbare Energien 489 TWh der Bruttostromerzeugung von 574 TWh, also gut 85 % ab.

Installierte Leistung vs. Bruttostromanteile

Im Zuge des Ausbaus der direkten Stromerzeugung aus Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft werden immer weniger gespeicherte fossile Energieträger benötigt. Entsprechend rückgängig ist die Auslastung der fossilen Kraftwerke. Sie konnten als »Ausspeichertechnologie« wegen des Energiespeichers Kohle und Erdgas konstant und nach Bedarf betrieben werden. Daher war ihr energetischer Beitrag zum Bruttostrom in Relation zur installierten Leistung stets sehr hoch. Anders ist es bei Wind- und Solarenergie: Ihre mittleren Auslastungen liegen bei 1800–3000 Volllaststunden (h) für Wind an Land, bei etwa 3500–4000 h für Wind auf See und bei etwa 700–1100 h für Photovoltaik. Um die gleiche Energiemenge wie fossile Kraftwerke be-

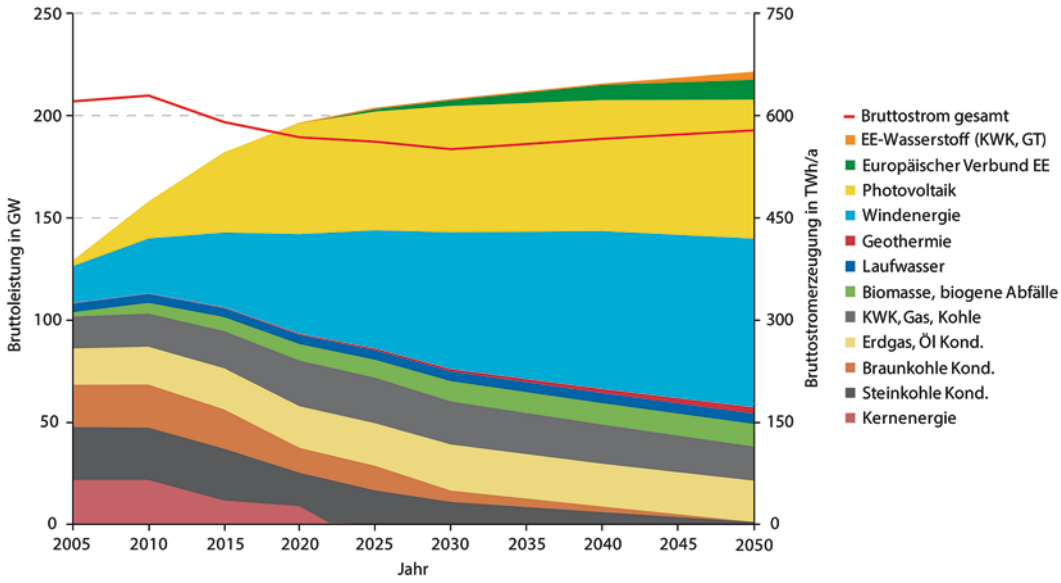


Abb. 3.6 Installierte Leistung im Kraftwerkspark vs. Energie als Bruttostromerzeugung (*rote Linie*); Wind wird energetisch zur tragenden Säule, die installierten Leistungen von Wind und Photovoltaik sind gegen Mitte des Jahrhunderts gleichauf. Die Kapazität des Kraftwerksparks in Deutschland (Flächen) wird von heute ca. 150 GW auf etwa 225 GW in 2050 ansteigen, bei annähernd gleichbleibendem Stromverbrauch von ca. 600 TWh/a (*rote Linie*), nach [28]

reitzustellen, wird eine entsprechende Mehr- oder Überinstallation an Leistungskapazität bei Wind und Solar notwendig.

Dies zeigt sich deutlich in Abb. 3.6: Durch den Rückgang der fossilen Kraftwerke auf Basis fossiler Energiespeicher und den Ausbau von Wind und Solar mit meteorologisch bedingten geringen Volllaststunden wird eine höhere installierte Leistung notwendig bei annähernd gleichem Strombedarf. Im Vergleich von Abb. 3.5 und 3.6 zeigt sich ebenfalls der deutliche Unterschied der Volllaststunden anhand der installierten Leistungen im Gegensatz zu den erzeugten Strommengen.

Dynamische Simulation zur Bestimmung der Stromüberschüsse und des Speicherbedarfs

Diese Jahreswerte für installierte Leistungen und Energiemengen geben noch keinen Aufschluss über die Situation im Stromnetz und Stromhandel, welche wesentlich für den Speicherbedarf ist. Dafür wurden in der Studie Modelle zur Simulation der Einspeisung erneuerbarer Energien und des Stromverbrauchs entwickelt, die eine zeitliche Auflösung von einer Stunde und eine räumliche Auflösung von bis zu 7·7 km besitzen. Dadurch können Aussagen zu Stromüberschüssen und zum Bedarf an Flexibilitätsoptionen wie Speicher abgeleitet werden.

Abbildung 3.7 zeigt die Momentaufnahme einer Simulation der Einspeisung aus schwankender Wind- und Solarenergie für einen Anteil erneuerbarer Energien von ca. 40 %, woraus sich eine Residuallast ergibt. Diese ist maßgeblich für den wirtschaftlichen und technischen Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher.

Die reine Betrachtung der Residuallast (Last minus Einspeisung) führt zu folgenden Aussagen:

1. Die rückläufige Auslastung stellt konventionelle Kraftwerke vor folgende Herausforderungen:
   - Die technischen Anforderungen an geringe Mindestbetriebszeiten und Wartungszeiten und hohe Leistungsgradienten für kurze An- und Abfahrzeiten steigen.
   - Gleichzeitig steigt der Druck auf die Betriebswirtschaft der Kraftwerke, da eingesetztes Kapital nicht in vollem Umfang

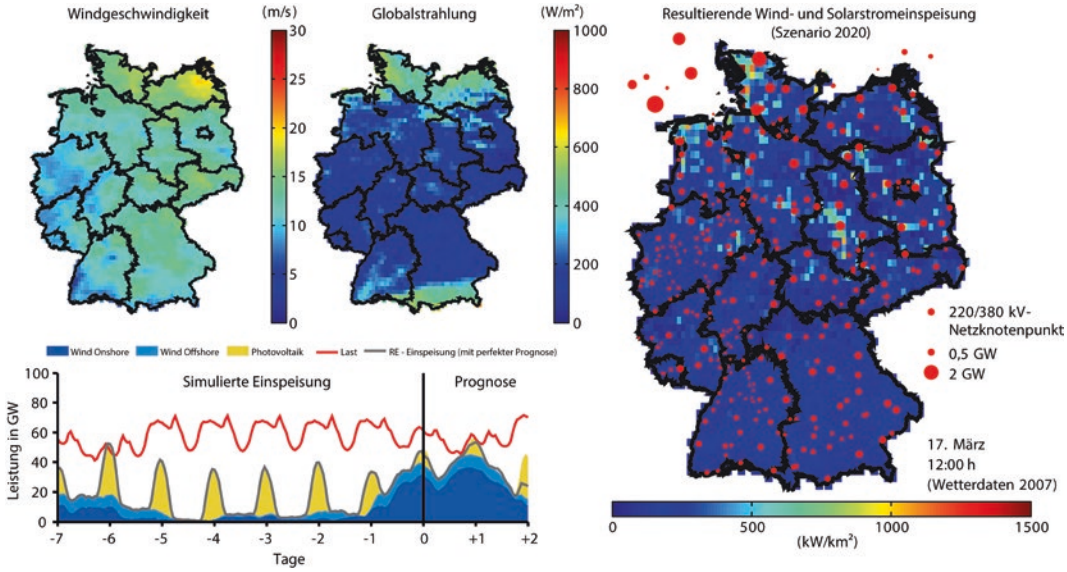


Abb. 3.7 Fluktuierende Einspeisung aus Wind und Photovoltaik für ein Szenario mit ca. 40 % erneuerbaren Energien (im Szenario 2011 A etwa für das Jahr 2020 prognostiziert). Oben links wird die Windgeschwindigkeit über Deutschland prognostiziert, rechts daneben die solare Globalstrahlung. Die Daten stammen vom deutschen Wetterdienst (DWD). Unten links werden der Strombedarf als Last und die aus den Wetterdaten resultierenden Einspeisungen aus Wind und PV simuliert, woraus sich die Residuallast ergibt. Rechts wird die aggregierte Einspeisung von Wind- und Solarstrom auf die jeweilig zugeordneten nächsten 110 kV-Netzknoten dargestellt, nach [28]

genutzt werden kann und dennoch Deckungsbeiträge zu erwirtschaften sind.

2. Die Fluktuationen im Stromnetz nehmen deutlich zu:
   - Lastschwankungen im GW-Bereich werden zur Normalität und erhöhen die Anforderungen an den Netzbetrieb.
   - Trotz starkem Ausbau erneuerbarer Energien sinkt die maximal benötigte Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast (technische Versorgungssicherheit) kaum.
   - Es entsteht ein Bedarf an Flexibilitäten wie Energiespeicher zum Ausgleich der erneuerbaren Einspeisung.

In die verwendete Kraftwerkseinsatzmodellierung fließen folgende Parameter ein:

- auf Regionen bezogene Einspeisung aus nicht regelbaren erneuerbaren Energien (z. B. Wind, PV) und entsprechende Prognosen
- auf Regionen bezogene nicht regelbare Last inklusive Prognose
- Möglichkeiten des Lastmanagements (Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung und Haushalte)
- Stromtransport im Netzregionenmodell – in der Studie noch nicht angewandt (daher fußen die Ergebnisse auf einem idealen Netzausbau)
- Einsatz von Kraftwerken (Kondensationskraftwerke, KWK, Biomasse, Speicherwasserkraft)
- Einsatz von Energiespeichern (Pumpspeicher, Power-to-Gas etc.)

Daraus werden die in ► Abschn. 3.2 und in ► Kap. 4 und 5 gewonnenen Erkenntnisse abgeleitet.

3.2.3 Auswirkung von Mindesterzeugung und Import/Export auf den Speicherbedarf

Auswirkung der Mindesterzeugung des Kraftwerksparks – Must-run

Bei idealem Netzausbau kann nach dem Szenario bereits 2020 an wenigen Tagen und Wochenenden

Tab. 3.1 Bedarf an technischer Mindesterzeugung im konventionellen Kraftwerkspark, nach [17]

Aspekt	Kriterium für Mindesterzeugung/ Funktion	Resultierende Mindestwirkleistungserzeugung in GW
(n–1)-Sicherheit (Ausfallabsicherung)	Sicherung von Flexibilitätspotenzial Erzeugungsverlagerung um bis zu 7 GW	3 GW aus marktbasiert stillstehenden Kraftwerken
Kurzschlussleistung	Ausreichende Kurzschlussleistungen an Netzknoten und -zweigen	(–) (bei Bezug aus dem europäischen Verbund)
Spannungshaltung	Blindleistungsbereitstellung bei Starkwind und Schwachlast	4–8 GW
	Blindleistungsbereitstellung bei Schwachwind und Starklast	16–20 GW
Regelung der Systembilanz	Sicherstellung der Systembilanz bei gefährdeten und gestörten Betriebszuständen	8–25 GW

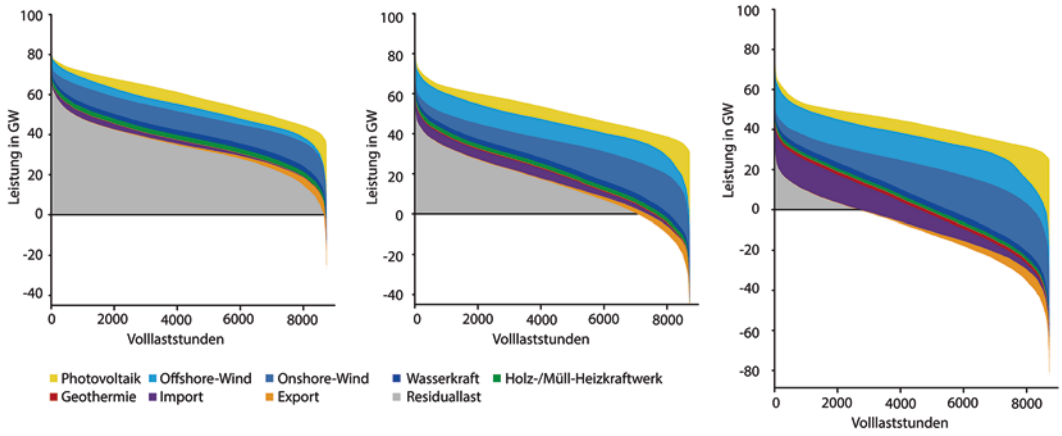


Abb. 3.8 Effekt von Must-run-Kapazitäten und Import/Export auf Stromüberschüsse bei idealem Netzausbau in Deutschland anhand einer Jahresdauerlinie für 2020 (40 % erneuerbarer Anteil), 2030 (63 % erneuerbarer Anteil) und 2050 (85 % erneuerbarer Anteil), nach [28]

im Frühling oder Sommer die Last in Deutschland durch erneuerbare Energien gedeckt bzw. überdeckt werden. Entscheidend für die Höhe der Stromüberschüsse ist die technische Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken zur Gewährleistung der Systemstabilität und zur Bereitstellung von Wärme über Wärmenetze (engl. »Must-run-Units«).

Der heutige Bedarf an technischer Mindesterzeugung im konventionellen Kraftwerkspark wird in einer Studie der FGH (s. [17]) in Tab. 3.1 quantifiziert.

Zu diesen Zahlenwerten, die nicht einfach addiert werden können, kommt noch die Mindesterzeugung in KWK-Anlagen hinzu. Der heutige resultierende Must-run-Bedarf ist in dieser Größenordnung für ein System mit stark schwankenden erneuerbaren Energien ein Hindernis. Bleibt der Bedarf in dieser Höhe und verzögert sich der Netzausbau, ist bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien auf 40 % bis 2020 mit erheblichen Stromüberschüssen zu rechnen, wie in Abb. 3.8 beim Durchziehen einer Linie bei 20 GW oder 30 GW klar wird.

Diese »grauen« Stromüberschüsse erfordern wiederum Ausgleichsmaßnahmen wie Energiespeicher. Sie werden als »grau« bezeichnet, da der erneuerbare Strom im Prinzip noch integriert werden könnte und die Stromquelle fossil dominiert ist. Der tatsächliche Bedarf an Mindesterzeugung wird jedoch voraussichtlich im Zuge der Flexibilisierung der KWK und der Übernahme von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieanlagen sinken.

Effekt von Import und Export

Ein Import oder Export von Strom über die internationalen AC- und DC-Kuppelstellen wirkt entlastend auf die Schwankungen der Einspeisung und damit reduzierend auf Stromüberschüsse und Speicherbedarf. Für das Jahr 2030 werden Transferkapazitäten in der Höhe von 11,7 GW AC-Leitungen und 13,8 GW HGÜ-Leitungen abgebildet, im Jahr 2050 kommen weitere 17,6 GW bipolare DC-Verbindungen hinzu.

Dennoch gleichen Importe und Exporte die starken Fluktuationen bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien nicht zur Gänze aus, wie im Abschnitt zu 2050 in ◘ Abb. 3.8 deutlich wird.

3.2.4 Auswirkung von Lastmanagement auf den Speicherbedarf

Technisches Lastmanagementpotenzial

Die heute starre Stromnachfrage der Verbraucher kann über ein Lastmanagement (engl. »Demand-Side-Management, DSM«) flexibilisiert werden. Jede Kilowattstunde, die zeitlich verschoben »verbraucht« wird, kann eine Teilfunktion eines Energiespeichers als Ausspeichereinheit erfüllen. Der Einsatz des Lastmanagements in der Funktion eines Energiespeichers ist in ► Kap. 11 ausführlich beschrieben.

Zur Umsetzung des Lastmanagements in Bilanzkreisen und Leistungs- und Energiemärkten ist eine intelligente Steuerung der Verbraucher samt Preissignalen und Prognosen notwendig. Die Steuerung wird über IT und Kommunikationstechnologien realisiert (engl. »Smart Grid« und »Smart Meter«). Ferner sind rechtliche Anpassungen zur Nutzung des Potenzials notwendig und auch der Datenschutz ist zu beachten. In Industrie oder Gewerbe sind die erforderlichen Leistungsmessungen und Spitzenlastbeschränkungen bereits heute gängig. In Haushalten finden Standardlastprofile Anwendung, die erst ab einer Anzahl von 100–150 Haushalten Geltung haben. Daher kann noch kein bedarfsgerechtes Lastmanagement bei einzelnen Haushalten durchgeführt werden.

Laut der Dena-Netzstudie II (s. [13]) können die Haushalte sowohl den höchsten negativen als auch den höchsten positiven Beitrag zum Lastausgleich leisten. Im Privathaushalt sind dies vor allem Speicheröfen, Elektrowärmepumpen, Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschinen und Trockner. Zusammen erreichen diese ein technisches Potenzial von über 30 GW, um kurzfristig überschüssige Energie aufzunehmen (negativer Beitrag), und ein Potenzial von über 10 GW »Bereitstellung« von Energie (positiver Beitrag). Der positive Beitrag wird über die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs auf lastärmere oder erzeugungsstärkere Stunden durch kurzfristiges Abschalten erreicht. ◘ Abbildung 3.9 stellt das technische Lastmanagementpotenzial für 2015 auf Basis der Dena-Netzstudie II ohne Beachtung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen dar.

Ökonomisches Lastmanagementpotenzial

Das wirtschaftliche Potenzial aller drei Sektoren ist weitaus niedriger, da in Industrie und Gewerbe teilweise hohe Investitionen nötig sind oder im Haushalt Komforteinbußen hinzunehmen wären.

Daher geht die Dena-Netzstudie II für das Jahr 2020 von einem wirtschaftlichen Potenzial von 3,3 GW in der Industrie und 0,8 GW im Gewerbe aus, vor allem zum Einsatz im Regelleistungsmarkt. Für Haushalte wird ein wirtschaftliches Potenzial von ca. 1,5 GW bis 2020 gesehen (s. [13]).

Alle Potenziale werden aufgrund der Effizienzsteigerung langfristig zurückgehen. Neue Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen oder Elektrolyseure für Stromkraftstoffe bergen jedoch weiteres Potenzial für das Lastmanagement. Ihre Einbindung erfordert ein obligatorisches Lastmanagement, da sie bei gleichzeitigem Bezug von Last

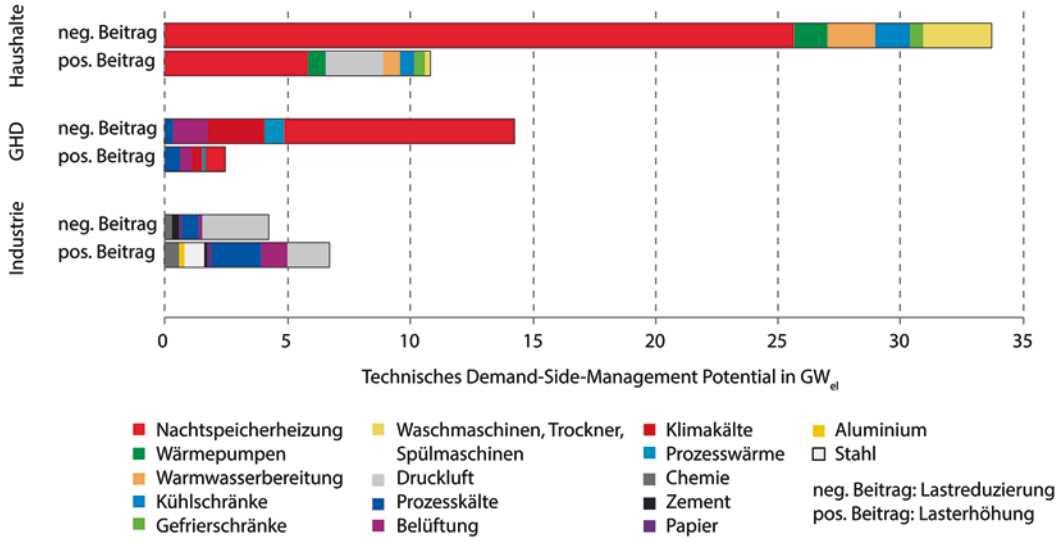


Abb. 3.9 Technisches Lastmanagementpotenzial im Jahr 2015 auf Basis der Dena-Netzstudie II, nach [13, 28]

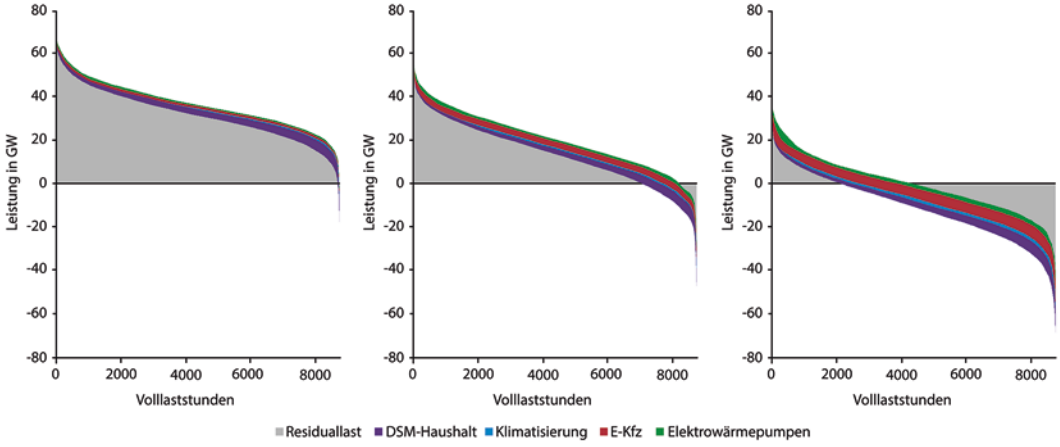


Abb. 3.10 Effekt des Lastmanagements auf Stromüberschüsse bei idealem Netzausbau in Deutschland anhand einer Jahresdauerlinie für 2020 (40 % erneuerbarer Anteil), 2030 (63 % erneuerbarer Anteil) und 2050 (85 % erneuerbarer Anteil), nach [28]

zu ungünstigen Zeiten zu einer Verschlechterung der Netzstabilität beitragen.

Zusammenhang von Lastmanagement und Speicherbedarf

In der Simulation der Energieversorgung erweist sich das Lastmanagement als Konkurrenz zu Speichern und wirkt sich mindernd auf den Speicherbedarf aus. Abbildung 3.10 zeigt vergleichend den Beitrag des Lastmanagements in den Jahren 2020, 2030 und 2050.

Im Jahr 2020 werden vor allem Speicheröfen oder Warmwasserbereiter in Haushalten (DSM-Haushalt) genutzt. Wird das beschriebene und

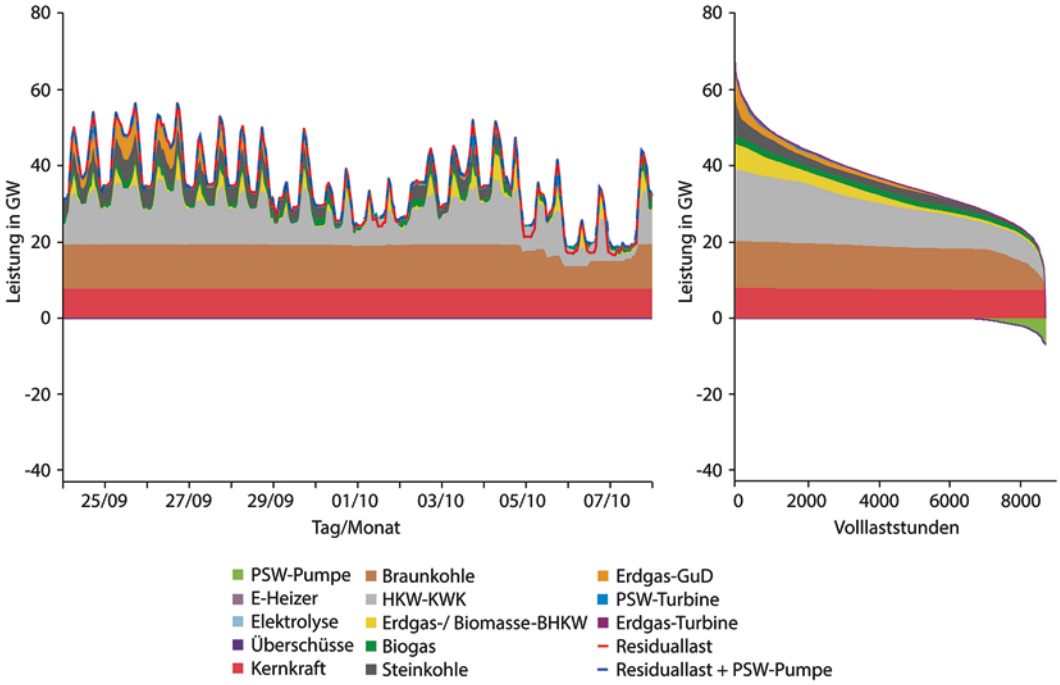


Abb. 3.11 Kraftwerks- und Speichereinsatz im Szenariojahr 2020 bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % [28]

modellierte Potenzial ausgeschöpft, werden die anfallenden Stromüberschüsse nach Import/Export und bei geringen Must-run-Kapazitäten fast vollständig vom Lastmanagement aufgenommen.

2030 und 2050 schließen Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und intelligente Verbraucher im Lastmanagement auf, und nicht alle Überschüsse können integriert werden.

3.2.5 Speichereinsatz bei erneuerbaren Anteilen von 40 %, 63 % und 85 %

- **Speichereinsatz 2020: 40 % erneuerbarer Anteil am Strommix**

Abbildung 3.11 zeigt den simulierten Einsatz des deutschen Kraftwerksparks im Jahre 2020 nach Einsatz der beschriebenen Maßnahmen des Imports/Exports, des Lastmanagements und zusätzlich der Speicher. Als Speicher werden die heute installierte Pumpspeicherleistung in der deutschen Regelzone (PSW Deutschland, PSW Vianden Luxemburg und PSW Illwerke Österreich) und der Druckluftspeicher Huntorf abgebildet. Für 2020 wird die konservative Annahme getroffen, dass keine neuen Pumpspeicherprojekte realisiert werden können. Die Stromversorgung kann auf Basis dieser Maßnahmen und des Netzausbaus den erneuerbaren Anteil von 40 % stabil integrieren.

Der Speichereinsatz beläuft sich vorwiegend auf Kurzzeitspeicher – konkret die existierenden Pumpspeicher, die neben dem Erzeugungsausgleich auch vorrangig in den Reservemärkten für Regelleistung eingesetzt werden. Der Pumpstrom beträgt 3,7 TWh/a und ist rein »grau«, d. h., der erneuerbare Anteil am Strommix des Speichers ist null. Ein Bedarf an Langzeitspeichern ist im Szenario unter den Modellannahmen nicht zu sehen. Bei idealem Netzausbau und voller Kraftwerksflexibilität besteht quasi kein Bedarf für zusätzliche Speicher.

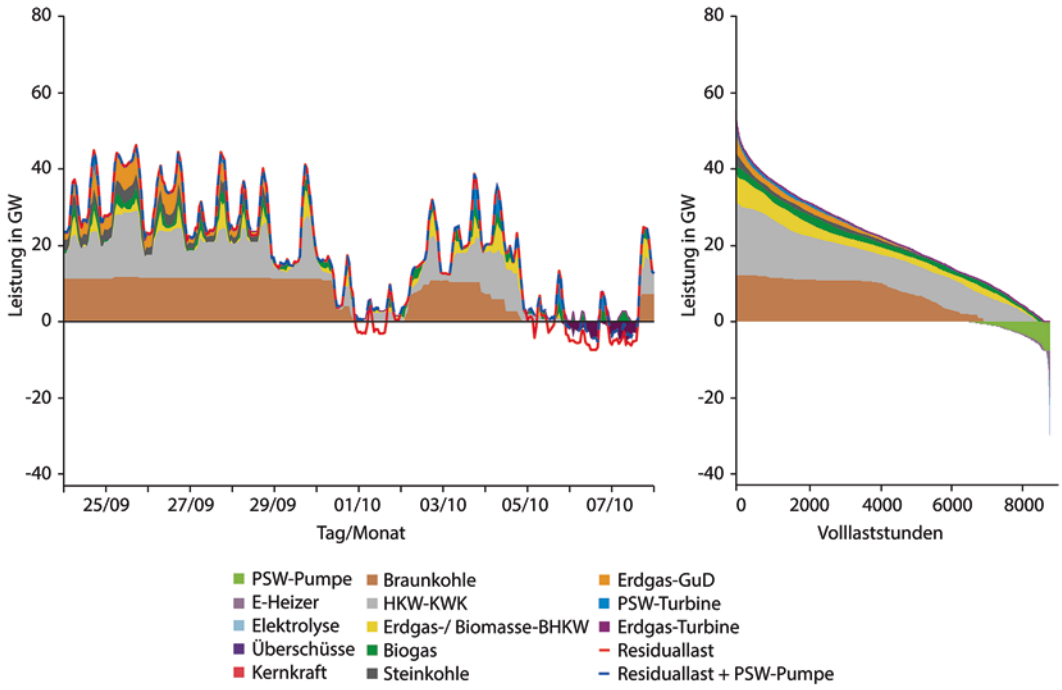


Abb. 3.12 Kraftwerks- und Speichereinsatz im Szenariojahr 2030 bei einem erneuerbaren Anteil von 63 %, nach [28]

Speichereinsatz 2030: 63 % erneuerbarer Anteil am Strommix

Mit einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nach 2020 und den damit verbundenen, deutlicheren Auswirkungen der Fluktuationen werden hohe Ansprüche an den konventionellen Kraftwerkspark und die Flexibilisierung der KWK gestellt. Entsprechend wichtig wird der Ausbau der Wärmespeicher für KWK-Anlagen. In Abb. 3.12 ist exemplarisch der Lastverlauf über zwei Wochen dargestellt.

Neben den Wärmespeichern kommen auch verstärkt Pumpspeicher mit einem Pumpstrom von 5,9 TWh/a zum Einsatz. Für 2030 wird angenommen, dass die heute bekannten geplanten Neubauprojekte von Pumpspeichern realisiert werden können. Der Pumpstrom ist zu 31 % erneuerbar und dient damit zu einem Drittel direkt der Integration erneuerbarer Energien. Indirekt unterstützt er diese durch die Reduktion der Must-run-Units bzw. die höhere Auslastung der KWK und damit die Schaffung von mehr Flexibilität im System.

Die Überschüsse können fast vollständig über Wärmespeicher und Kurzzeitspeicher integriert werden. Darüber hinaus fallen bei 63 % erneuerbaren Energien am Strommix nur sehr geringe Überschüsse für Power-to-Heat und Langzeitspeicher wie Power-to-Gas bei idealem Netzausbau und den anderen Rahmenbedingungen des Szenarios an.

Speichereinsatz 2050: 85 % erneuerbarer Anteil am Strommix

2050 kommen Langzeitspeicher wie Power-to-Gas mit vollem Umfang zum Einsatz und werden essenziell zur Erreichung der Klimaschutzziele und der Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien (s. Abb. 3.13). Bei einem erneuerbaren Anteil von 85 % und idealem Netzausbau erreichen Langzeitspeicher wirtschaftlich akzeptable Auslastungen. Auch Kurzzeitspeicher kommen auf hohe Auslastungen. Der Pumpstrom ist bei einem erneuerbaren Anteil von 85 % zu 87 % erneuerbar und liegt mit 8 TWh nochmals deutlich über den Werten von 2020 und 2030. Auch Power-to-Heat wird in diesem hochprozentigen Szenario im GW-Maßstab zur Deckung der Wärmenachfrage in Zeiten hoher wetterbedingter Stromüberschüsse eingesetzt.

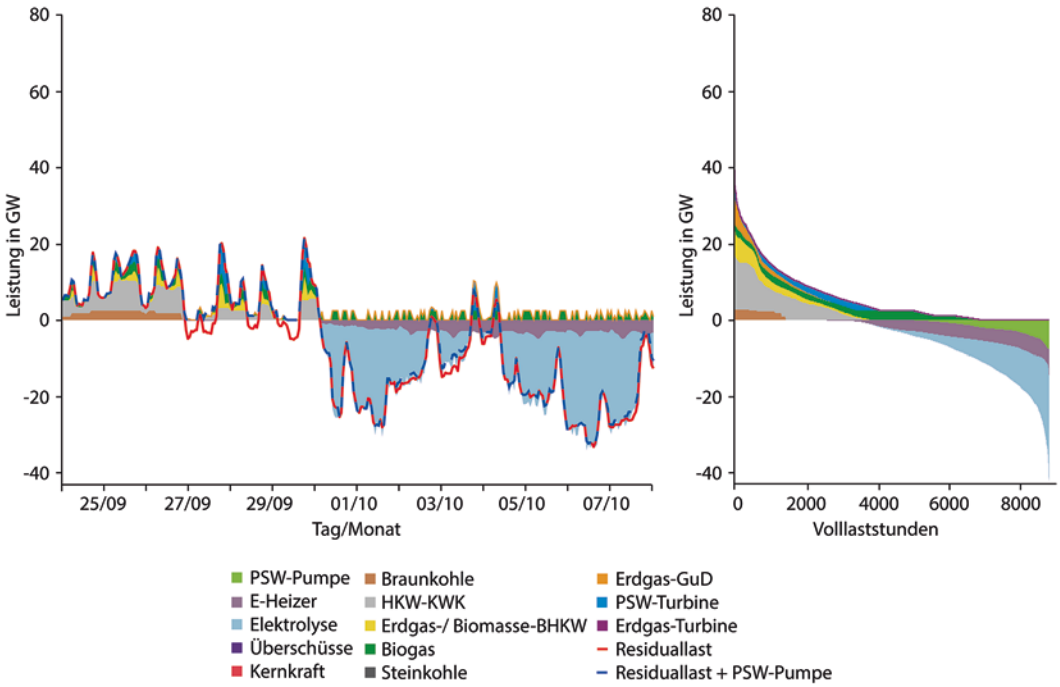


Abb. 3.13 Kraftwerks- und Speichereinsatz im Szenariojahr 2050 bei einem erneuerbaren Anteil von 85 %, nach [28]

Speicherbedarf durch Regelleistung

Ein weiterer Indikator für den Speicherbedarf ist der Bedarf an Regelleistung. Sie wird zur kurzfristigen Systemstabilisierung bei Kraftwerksausfällen und Prognoseabweichungen benötigt und ist ein Teil der Systemdienstleistungen. Die Simulationen kommen zum Schluss, dass der Bedarf bis 2020 und 2030 für die Sekundärleistung von heute ± 2 GW auf ± 2,2 GW nur leicht ansteigt. Ähnliches gilt für die Minutenreserve, die zwar vor allem im positiven Bereich von ca. 2 auf 4 GW bis 2020 zunimmt, im Anschluss aber auf gleichem Niveau bleibt. Der Primärregelleistungsmarkt ist mit ± 600 MW sehr überschaubar und wird kein Treiber für den Speicherbedarf sein.

Insgesamt ist der Regelleistungsbedarf eng verwoben mit der Prognosegüte für Wind, PV und Last, die in Zukunft immer weiter verbessert wird. Ein Speicherbedarf für erneuerbare Energiesysteme existiert demnach in der Höhe des Ersatzes konventioneller Kraftwerksleistung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung, aber nicht weitgehend darüber hinaus (s. [28]).

3.2.6 Zusammenfassung

Unter den wesentlichen Annahmen (idealer Netzausbau in Deutschland, Flexibilität der KWK, AC- und DC-Kuppelstellen in die benachbarten europäischen Regelzonen, nur Übertragungsnetzebene) können folgende Aussagen zu Überschüssen und Speicherbedarf aus den BMU-Langfristszenarien zusammengefasst werden:

Fazit

- Bereits **2020** kann an wenigen Tagen im Frühling und Sommer die **Last** in Deutschland **durch erneuerbare Energien gedeckt bzw. überdeckt** werden. Entscheidend für die Höhe der Stromüberschüsse sind die **Mindesterzeugungseinheiten für Systemdienstleistungen** und die **gekoppelte Wärmeversorgung** (Must-run-Einheiten).
- Bleibt es beim Must-run-Bedarf in der heutigen Höhe und verzögert sich der Netzausbau, ist bei einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien auf 40 % bis 2020 mit **erheblichen Stromüberschüssen** zu rechnen. Der tatsächliche Bedarf

an Mindesterzeugung wird jedoch voraussichtlich im Zuge der **Flexibilisierung** der KWK und der Übernahme von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieanlagen sinken.
- Aus der **Regelleistung** ergibt sich ein begrenzter Speicherbedarf in der Höhe des Ersatzes konventioneller Kraftwerksleistung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Der wesentlichste Einfluss liegt in der **Verbesserung der Prognosegüte für Wind, Photovoltaik und Last.**
- **Stromimport und -export** wirken **entlastend** auf die Schwankungen aus Wind und Solar und damit reduzierend auf Stromüberschüsse und Speicherbedarf.
- **Lastmanagement** wirkt sich **mindernd** auf den Speicherbedarf aus.
- Bei einem erneuerbaren Anteil von **40 %** (2020) kommen nur Kurzzeitspeicher in Form von **Pumpspeichern** zum Einsatz. Der Anteil erneuerbarer Energien am Pumpstrom ist null. Es besteht **kein Bedarf für zusätzliche Speicher**.
- Bei einem erneuerbaren Anteil von **63 %** (2030) werden **zusätzliche Kurzzeitspeicher** benötigt. Die geplanten Neubauprojekte von Pumpspeichern können den Bedarf decken. Ihr erneuerbarer Anteil am Pumpstrom beträgt 31 %. **Wärmespeicher** werden in zunehmendem Umfang zur **Flexibilisierung** der KWK gebraucht. Power-to-Heat und Power-to-Gas kommen nur in sehr geringem Umfang zum Einsatz.
- Zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Stromsektor durch einen Ausbau erneuerbarer Energien auf einen Anteil von **85 %** (2050) werden sowohl **Kurz- als auch Langzeitspeicher** benötigt. Langzeitspeicher wie Power-to-Gas kommen in vollem Umfang zum Einsatz. Der Strommix in Pumpspeichern ist zu 87 % erneuerbar. **Wärmespeicher** und **Power-to-Heat** sind elementar in der Wärmeversorgung und bieten eine Flexibilität für das Stromsystem, die stark genutzt wird.

3.3 »100 % Strom aus erneuerbaren Quellen« laut Umweltbundesamt

Um die Realisierbarkeit der Ziele der Bundesregierung in Energiewende und Klimaschutz durch erneuerbare Energien zu untersuchen, hat das Umweltbundesamt für Mensch und Natur (UBA) in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES Kassel in einer Studie untersucht, ob eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Jahr 2050 möglich ist (s. [43]). Diese Studie wird nachfolgend hinsichtlich Stromüberschüsse und Speicherbedarf beleuchtet.

3.3.1 Annahmen zum Stromverbrauch in 2050

3.3.1.1 Rahmenbedingungen und Übersicht

- **Demografische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Die Studie geht davon aus, dass sich die Lebensbedingungen in Deutschland 2050 im Vergleich zu heute nicht grundlegend ändern werden und dass die Bundesrepublik ein hochentwickeltes Industrieland mit entsprechender Wirtschaftsstruktur und Mobilitätsansprüchen bleibt. Im Nutzungsverhalten wird keine Änderung zu heute unterstellt.

Für die Bevölkerungsentwicklung wird eine Verringerung der Einwohnerzahl von heute ca. 82 Mio. auf rund 72 Mio. im Jahr 2050 vorausgesetzt. Dabei wird eine ähnliche Geburtenrate wie heute, ein leichter Anstieg der Lebenserwartung und eine ähnliche Zuwanderung wie gegenwärtig angenommen.

In der wirtschaftlichen Entwicklung wird bis 2050 von einem jährlichen BIP-Wachstum von 0,7 % im Schnitt ausgegangen. Diese Entwicklung beschreibt die Fortführung der bisherigen Trends, in denen der Anteil des Dienstleistungssektors weiter steigt.

Darüber hinaus wird von einem Einsatz der besten, heute am Markt verfügbaren Technologien und von keinen deutlichen Verbesserungen bis 2050 ausgegangen, was einer konservativen Annahme entspricht. Optimistisch hingegen wird vorausgesetzt, dass alle Effizienzpotenziale bis 2050 erschlossen sind.

Als Grundlage zur Analyse der Lastdeckung und des Speicherbedarfs wird der Energieverbrauch von Haushalten, Gewerbe, Handel und

Dienstleistungen (GHD), Industrie und Strom für den Verkehr in 2050 betrachtet. Als Referenzjahr für die Eingangsdaten dienen 2005 und 2008.

Angenommener Stromverbrauch in 2050

Tabelle 3.2 fasst die Annahmen zum Stromverbrauch in 2050 zusammen. Trotz Elektrifizierung von Wärme und Verkehr liegt der Gesamtstromverbrauch niedriger als der heutige Wert von etwa 600 TWh/a.

Die Gesamt-Endenergie für Strom, Wärme und Verkehr wird im Szenario von 2005 bis 2050 um über 50 % reduziert. Neben dieser deutlichen Abnahme des Endenergieverbrauchs in allen Sektoren ist zu sehen, dass eine Substitution fossiler Brennstoffe durch den Energieträger Strom in allen Sektoren erfolgt. Beträgt der Anteil des Stromes am Endenergiebedarf 2005 knapp 27 %, steigt der Anteil auf über 50 % im Jahr 2050. Strom wird damit auch in diesem Szenario analog zu ► Abschn. 3.2.1 zum Nukleus der Energieversorgung.

Tab. 3.2 Annahmen zum Stromverbrauch im Jahr 2050 inklusive der ohmschen Leitungsverluste und Verluste im Umwandlungsbereich, nach [43]

Endenergieverbrauch Strom	468 TWh
Haushalte	105 TWh
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	90 TWh
Industrie	201 TWh
Verkehr	72 TWh
Verbrauch im Umwandlungsbereich	8 TWh
Nettostromverbrauch	476 TWh
Leitungsverluste	30 TWh
Gesamtstromverbrauch	506 TWh

3.3.1.2 Herleitung der Einsparpotenziale und sektorielle Entwicklung

Stromverbrauch privater Haushalte

Beim Stromverbrauch der privaten Haushalte werden ambitionierte Effizienzziele angesetzt. So soll Strom den gesamten Bedarf an Brennstoffen ersetzen und dennoch der Endenergieverbrauch von 760 TWh in 2005 auf 105 TWh in 2050 sinken.

Haushalte benötigen Wärme (Raumwärme und Warmwasser) und Strom (Beleuchtung und elektrische Anwendungen).

Für die Raumwärme wird von einer deutlichen Reduzierung des durchschnittlichen spezifischen Nutzenergiebedarfs von rund 26 kWh $m^{-2}a^{-1}$ ausgegangen. Der heutige Wert liegt bei 144 kWh $m^{-2}a^{-1}$. Erreicht wird dieses Ziel durch eine vollständige Sanierung des Gebäudebestands durch eine Anhebung der jährlichen Sanierungsrate auf 3,3 % und die Fortschreibung der anspruchsvollen Neubaustandards. Der verbleibende Bedarf an Heizwärme von 101 TWh wird durch Solarwärme (5 %) und Elektrowärmepumpen (95 %, d. h. 31 TWh Strom plus 65 TWh Umweltwärme) mit einer Arbeitszahl von 3,1 größtenteils elektrisch gedeckt.

Der Warmwasserverbrauch bleibt auch 2050 auf dem heutigen Stand, da von keiner Änderung des Nutzungsverhaltens ausgegangen wird. Einsparungen werden nur in der Speicherung und in der Verteilung angesetzt. Ebenso wie bei der Raumwärme wird der Energiebedarf hauptsächlich über Elektrowärmepumpen und solarthermische Anlagen gedeckt. Es verbleibt ein geringer Strombedarf von 5,6 TWh für die Warmwasseraufbereitung.

In der Studie wird vorausgesetzt, dass alle peripheren Geräte für die Raumwärme- und Warmwassergewinnung und -verteilung auf dem Stand der Technik sind. Für ein angenehmes Raumklima sorgen Lüftungen mit Wärmerückgewinnung, die die hohen Energieverluste durch Fensterlüften vermeiden. Deren Strombedarf ist gegenüber der eingesparten Energie vernachlässigbar. Ein weiterer wichtiger Punkt sind Heizungsumwälzpumpen und Solarpumpen. Durch erhebliche Effizienzsteigerungen fällt ihr Verbrauch von 8,5 TWh/a auf 3,6 TWh/a.

Durch den Einsatz von Leuchtmitteln der höchsten Effizienzstufe lässt sich der Strombedarf für Beleuchtung von 12 TWh (2005) auf 2 TWh minimieren. Der Strombedarf von elektrischen Haushaltsgeräten und von Informations- und Kommunikationsgeräten lässt sich durch Effizienzsteigerung wie den Ersatz von

Gasherden durch Elektroherde und die Vermeidung von Stand-By-Verlusten ebenfalls verkleinern. Im Szenario werden Einsparungen von 25 % auf 63,5 TWh/a umgesetzt.

- **Stromverbrauch in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen**

In der Industrie kann zwischen dem Energiebedarf für Prozesswärme, mechanische Energie und Raumwärme unterschieden werden, wobei der Energiebedarf für Prozesswärme den größten Anteil ausmacht. Diese lässt sich in Zukunft durch Konzepte wie Wärmerückgewinnung um rund 42 % pro Jahr auf 50 TWh minimieren. Der verbleibende Energiebedarf für Prozesswärme wird durch Strom, KWK mit Biogas oder andere Energiequellen gedeckt. Sowohl der mechanische Energiebedarf als auch die Beleuchtung kann mithilfe von effizienteren, bedarfsorientierten Anlagen und Maschinen auf ein Drittel reduziert werden. Für die Raumwärme wird auch hier fast ausschließlich auf elektrische Wärmepumpen gesetzt.

Zusammengefasst ergibt sich trotz einer Produktionssteigerung um gut ein Drittel eine Reduzierung von 674 TWh/a (2005) auf 498 TWh/a (2050) für den gesamten Endenergieverbrauch. Erneuerbarer Strom kann dabei einen Anteil von 41 % decken.

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen kann von einer Einsparung im Endenergiebedarf von etwa 60 % ausgegangen werden. Trotz neuem Strombedarf für Kälte durch Lüftung und Klimatisierung fällt der Energiebedarf durch Effizienzsteigerungen in Beleuchtung, Raum- und Prozesswärme und mechanischer Energie von 406 TWh/a auf ca. 171 TWh/a, wobei über 60 % davon aus dem Stromsektor stammen.

- **Verkehr**

Heute werden ca. 22 TWh Strom im Verkehrssektor fast ausschließlich für den Schienenverkehr verwendet. Durch den Ausbau der Elektromobilität wird seine Bedeutung für den Straßenverkehr in Zukunft deutlich steigen. Das begründet die Annahme, dass die Hälfte aller Personenkilometer im Jahre 2050 elektrisch absolviert und dafür ein zusätzlicher Strombedarf von 50 TWh angesetzt wird.

3.3.2 Technisch-ökologische Potenziale von erneuerbaren Energien, Speichern und Lastmanagement

3.3.2.1 Potenziale erneuerbarer Energien

Die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien sind für den Speicherbedarf von entscheidender Bedeutung. An dieser Stelle werden die grundlegenden technisch-ökologischen Potenziale erneuerbaren Energien in Deutschland beleuchtet: Windenergie und Photovoltaik sind als tragende Säulen identifiziert.

- **Photovoltaik**

Die relevanten Faktoren für das PV-Potenzial sind Wirkungsgrad und verfügbare Fläche. In der Studie wird ein konservativer mittlerer Wirkungsgrad von 19 % angesetzt. Bei der Fläche werden als Potenzial alle Dachflächen, Fassadenflächen und Lärmschutzwände verwendet. Konversionsflächen bleiben unberücksichtigt. Daraus folgt eine nutzbare Fläche von 1620 km², auf der eine Leistung von 275 GW installiert werden kann, die bei 900 Volllaststunden einen Jahresertrag von 248 TWh erzielt.

- **Onshore Windenergie**

Wie für die Photovoltaik sind auch für die Windkraft die Anlagentechnik (vor allem Rotor-Generator-Verhältnis, Nabenhöhe) und die nutzbare Fläche richtungsweisend. In der Studie wird etwa 1 % der Gesamtfläche Deutschlands als technisch-ökologisches Potenzial ausgewiesen, da zu diesem Zeitpunkt keine anderen Untersuchungen vorlagen. In der UBA-Studie wurde eine Leistungsdichte von ca. 16,6 MW/km² angenommen, woraus sich ein konservatives Onshore-Windkraftpotenzial von 60 GW ergibt. Durch höhere und effektivere Anlagen sind bis 2050 Volllaststunden für Wind an Land im Schnitt von 3000 h/a realisierbar, was einem Energieertrag von 180 TWh/a entspricht.

Eine neuere Studie des Fraunhofer IWES für den Bundesverband Windenergie weist auf 2 % der Landesfläche ein technisch-nachhaltiges Potenzial für Wind an Land von 198 GW bei 2000 h/a mit einem Ertrag von 390 TWh/a aus (s. [8]).

Tab. 3.3 Technisch-ökologisches Potenzial der erneuerbaren Energien 2050 und Vergleich zu 2013 nach den konservativen Schätzungen des Umweltbundesamtes, nach [6, 43]

	Jahr 2013		Jahr 2050 (100 %-Szenario)	
	Installierte Leistung in GW	Energie in TWh	Technisch-ökologisches Leistungspotenzial in GW	Technisch-ökologisches Energiepotenzial in TWh
Photovoltaik	36	31	275	248
Wind an Land	34	51	60	180
Wind auf See	0,9	0,9	45	180
Wasserkraft	5,6	21	6	24
Tiefengeothermie	24	0,08	6,4	50
Biomasse aus Abfall	3,3	9,7	nach Bedarf über Gasverstromung	23
Summe	103,8	113,7	392	705

Offshore-Windenergie

Auf hoher See weht der Wind häufiger, stärker und konstanter. Das ist der entscheidende Vorteil der Offshore-Windenergie gegenüber der Onshore-Windenergie. Begrenzende Faktoren sind die Anbindung an Land und die Wartung auf dem Meer. Da auch hier belastbare Studien fehlten, wurde auf Basis der Langfristszenarien (s. ▶ Abschn. 3.2) eine Abschätzung zur installierbaren Leistung inklusive steigenden Wassertiefen von 45 GW getroffen, welche bei 4000 h/a auf ein Energiepotenzial von 180 TWh/a kommt. Damit liegt der angenommene Stromertrag auf See gleichauf wie an Land.

Eine aktuelle Studie des IWES für die Stiftung Offshore bestätigt ein Energiepotenzial von 258 TWh/a bei einer Auslastung von 4778 h/a und einer installierten Leistung von 54 GW auf allen aus heutiger Sicht nutzbaren Flächen in der Nord- und Ostsee (s. [33]).

Wasserkraft

Die Wasserkraft ist mit 5,6 GW und ca. 24 TWh/a in Deutschland bis auf die Kleinwasserkraft weitgehend erschlossen (Stand 2011) (s. [6]). Es wird nicht damit gerechnet, dass naturbelassene Flüsse für den Ausbau weiterer großer Wasserkraftwerke dienen werden. Das einzige Potenzial zur Erhöhung der Leistung und des Ertrages wird in der Modernisierung und Erweiterung bestehender Anlagen und im Neubau von Wasserkraftanlagen kleinerer Leistungen gesehen. Somit werden für 2050 eine installierte Leistung von 6 GW und ein Ertrag von 24 TWh als technisch-ökologisches Potenzial angesetzt.

Tiefengeothermie

Die tiefe Geothermie spielt aus heutiger Sicht nur eine marginale Rolle in der Stromversorgung Deutschlands (s. Tab. 3.3). Ihre gesamte Stromerzeugung lag 2013 bei 24 GWh, was einen Anteil von 0,007 % am Gesamtstromverbrauch darstellt (s. [43]). Die Vorteile solcher Anlagen liegen in der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung und ihrer Grundlastfähigkeit aufgrund der hohen Auslastung von mehr als 7500 Volllaststunden. Wird die Wärmenutzung unberücksichtigt gelassen, kann ein großes Potenzial von 312 TWh/a identifiziert werden. Zu den weiteren Restriktionen zählen die Flächenerschließung unter ökologischen Gesichtspunkten und Aspekten der Raumordnung, womit sich für 2050 ein technisch-ökologisches Potenzial von ca. 50 TWh/a bei einer installierten elektrischen Leistung von 6,4 GW ergibt. Darin ist der Eigenverbrauch der Kraftwerke von ca. 25 % berücksichtigt.

Biogene Rest- und Abfallstoffe

Die Analyse der Biomasse konzentriert sich ausschließlich auf Biomasse aus Abfällen, da die Stromgewinnung aus Energiepflanzen in Konkurrenz zur

Tab. 3.4 Kapazitäten aller Kavernen- und Porenspeicher in Deutschland 2050, nach [43]

Max. nutzbares Arbeitsgas	Kavernenspeicher V_n in Mio. m^3	Porenspeicher V_n in Mio. m^3	Summe V_n in Mio. m^3	Summe E_{th} in TWh
Wasserstoff	36.800	0	36.800	110,4
Methan	36.800	13.600	51.400	514,0

Nahrungsmittelproduktion steht, nicht zwangsläufig treibhausneutral ist und weitere negative Auswirkungen auf die Umwelt wie Monokulturen haben kann. Die Biomassepotenziale des Waldes durch Naturverjüngung und nachwachsendes Holz werden in der UBA-Studie zur Stromerzeugung nicht berücksichtigt und sind der stofflichen Nutzung vorbehalten. Bei der Verarbeitung von Lebens- und Futtermitteln sowie anderen industriellen Prozessen fallen Rest- und Abfallstoffe an. Diese können als Abfallbiomasse mit einem thermischen Potenzial von 202 TWh/a energetisch genutzt werden. Dazu trägt Biogas etwa 40 TWh/a bei, welches eingespeist und verteilt über die Gasinfrastruktur bei einem Gas-und-Dampf-Kraftwerkswirkungsgrad von 57 % ein Strompotenzial von 23 TWh/a hat.

Zusammenfassung

Tabelle 3.3 zeigt vergleichend die heute installierte Leistung und Energieerträge mit den ermittelten technisch-ökologischen Potenzialen der erneuerbaren Energien. Die erneuerbaren Energien haben das Potenzial, den Strombedarf in Deutschland sicher zu decken.

3.3.2.2 Potenziale der Speicher

Ähnlich zur VDE-ETG-Studie (s. ► Abschn. 3.4) werden in der UBA-Studie ausschließlich Pumpspeicherwerke (PSW) als Kurzzeitspeicher betrachtet, die die Schwankungen der Stromerzeugung im Tagesbereich abdecken. Als Langzeitspeicher werden chemische Speichersysteme mit über Power-to-Gas hergestelltem Wasserstoff oder Methan betrachtet.

Pumpspeicherwerke

Funktionsweise, Vor- und Nachteile und Anwendungen von Pumpspeicherwerken sind ausführlich in ► Kap. 9 und ► Abschn. 13.1 dargestellt. In Deutschland sind heute Pumpspeicher mit einer Ausspeicherleistung von 6,6 GW und einer Speicherkapazität von 40 GWh installiert. In der Studie wird eine Erhöhung der Kapazitäten um 0,33 GW durch *Repowering* (Modernisierung bestehender Anlagen) und um 1,645 GW durch den Neubau von PSW (Atdorf, Einöden und Blautal) ausgegangen. Das Potenzial weiterer Standorte oder neuer Konzepte wie die Umsetzung von Pumpspeichern in Bergwerken bleibt aufgrund der ungewissen Machbarkeit und ökologischen Folgen der Nutzung unberücksichtigt. Insgesamt erhöht sich damit die angenommene Turbinenleistung von heute 6,6 GW auf 8,6 GW und die Speicherkapazität um ca. 15 GWh auf ca. 55 GWh.

Kavernen- und Porenspeicher

Funktionsweise, Vor- und Nachteile sowie Anwendungen von Power-to-Gas und Gasspeichern sind ausführlich in ► Kap. 8 und ► Abschn. 14.3 dargestellt. Kavernenspeicher eignen sich für Wasserstoff und Methan, Porenspeicher hingegen nur für Methan.

Tabelle 3.4 zeigt die angenommenen Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan (Erdgas, Windgas). Die Potenziale der Porenspeicher entsprechen den heute vorhandenen Gasspeichern mit einer Speicherkapazität von 217 TWh. Mit weiteren Potenzialen wird nicht gerechnet.

Kavernenspeicher sind heute mit einem Arbeitsgasvolumen von $V_n = 7816$ Mio. m^3 in Betrieb, und weitere 7366 Mio. m^3 sind bereits heute in Bau und Planung. Werden technische und ökologische Restriktionen berücksichtigt, wird ein weiteres Potenzial für 400 weitere Kavernenspeicher bis 2050 gesehen, was einer Verdopplung des Arbeitsvolumens auf 36,8 Mrd. m^3 entspricht. Genaue Betrachtungen zu Gasspeichern und deren Potenziale und Funktionsweise sind in ► Abschn. 8.4 zu finden.

Damit stünden zur Energiespeicherung für Wasserstoff Speicherkapazitäten von 110 TWh als Wasserstoff genutzt und 514 TWh als Methan genutzt zur Verfügung. Diese Speicherkapazitäten übersteigen bei Weitem den zukünftigen Speicherbedarf. Das heutige und zukünftige Potential von Gasspeichern ist separat in ▶ Abschn. 8.4 hergeleitet.

3.3.2.3 Potenziale des Lastmanagements

Das Lastmanagement kann als virtueller Speicher angesehen werden, der die gleichen Aufgaben über eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage erfüllt und somit zur Dämpfung der Fluktuationen in erneuerbar-dominierten Energiesystemen beitragen kann (s. ▶ Kap. 11). Diese Dienstleistungen sind fast durchgängig kostengünstiger als »reine Energiespeicher« und daher im Sinne der Kostenminimierung des Gesamtsystems prioritär im Einsatz.

Es gibt dazu große Potenziale im Bereich Industrie, GHD und Haushalte (s. [23, 38, 46]:

- Industrie
  - Chlor-Alkali-Elektrolyse
  - Papierherstellung
  - Zementherstellung
  - Kälteversorgung
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
  - Kühlhäuser, Lebensmittelgeschäfte
  - Kälteversorgung und Klimatisierung
  - Warmwasserbereitstellung
  - Speicheröfen
- Haushalte
  - Waschen/Trocknen/Spülen
  - Kühlen und Gefrieren
  - Elektrowärmepumpen
  - Warmwasserbereitstellung
  - Speicheröfen
  - Klimatisierung

In der UBA-Studie werden die größten Potenziale in Zukunft bei den elektrischen Wärmepumpen, der Klimatisierung, den Elektrofahrzeugen und bei energieintensiven Verbrauchern in der Industrie gesehen.

Wärmepumpen

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf in Deutschland in allen Bereichen hauptsächlich durch Wärmepumpen mit Pufferspeichern gedeckt wird (s. ▶ Abschn. 3.3.1.2). Über diese Pufferspeicher ist eine sehr große »virtuelle« Speicherkapazität von 44 TWh/a in Form von Wärmespeichern verfügbar, die zu einem großen Teil für das Lastmanagement zwischen Strom- und Wärmesektor zur Verfügung stehen kann. Da die Wärmepumpen im Leistungsbereich von 2 bis 200 kW durch die solarthermischen Anlagen unterstützt werden, liegt deren Lastmanagementpotenzial vorwiegend in der Zeit zwischen November und Februar.

Klimatisierung

Da Klimatisierung nur erforderlich ist, wenn die Sonne am stärksten scheint, kann diese hervorragend in das Lastmanagement in Korrelation mit PV integriert werden. Dabei kommen thermische Speicher wie Latentwärmespeicher (PCM) oder Eisspeicher zum Einsatz (s. ▶ Kap. 10). Vom Energiebedarf (28 TWh/a) kann ein großer Anteil für den Ausgleich der Einspeiseschwankungen verwendet werden.

Elektromobilität

Fahrzeuge werden den Großteil eines Tages nicht gebraucht (»Stehzeug«). Plug-in-Hybride oder reine Elektrofahrzeuge sind zu einem gewissen Grad flexibel im Ladezeitpunkt, weshalb sie sich gut zur Aufnahme von Überschüssen eignen (»Grid-to-Vehicle«). Der entgegengesetzte Weg (»Vehicle-to-Grid« – das Elektromobil als vollwertiger Stromspeicher mit bidirektionalem Anschluss) wird nicht betrachtet, da bisher kein Fahrzeughersteller diesen Weg geht und die Akkumulatoren eine geringere Lebensdauer hätten. In der Studie wird davon ausgegangen, dass der komplette Strombedarf der Elektromobile (50 TWh/a) über das Lastmanagement eingebunden wird.

Industrie

Der Stromverbrauch der industriellen Prozesse in der chemischen Industrie (Chlor), der Steine-Erden-Industrie (Zement), der Stahlherstellung und für Prozesswärme oder Drucklufterzeugung wird mit rund 50 TWh/a angesetzt. Vom technischen Potenzial für die Bereitstellung von positiver Minutenreserve (3 GW) wird die Hälfte (1,5 GW) im Szenario ausgeschöpft. Weitere Potenziale werden nicht einbezogen, was einer konservativen Annahme entspricht.

- **Sonstige**

Ein weiterer Ansatz ist die Verwendung von Kühl- und Gefriergeräten im Handel oder von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Trocknern im Haushaltsbereich. In der UBA-Studie werden diese Potenziale nicht berücksichtigt.

3.3.3 Annahmen und Modellierung des Szenarios für 2050

3.3.3.1 Das Szenario »Regionenverbund«

In der Simulation zukünftiger Stromversorgung werden verschiedene Szenarien angedacht. Möglich wäre ein Zusammenschluss Europas zu einem einzigen großen Stromnetz, in dem alle erschließbaren Potenziale von erneuerbaren Energien und der Speicher als Verbund verwendet werden. Alternativ kann die deutsche Stromversorgung auf Basis dezentraler Inselnetze betrachtet werden, wobei der Ausgleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern so weit wie möglich lokal erfolgt.

Ein Mittelweg ist der sogenannte »Regionenverbund«, bei dem die Regionen in Deutschland möglichst gut vernetzt werden und die einzelnen Regionen ihre Stromnachfrage durch den gegenseitigen Austausch erneuerbarer Energien decken können. In diesem Szenario wird nur ein kleiner Stromanteil importiert. Die Versorgungssicherheit wird durch die Zusammenarbeit innerhalb der Regionen garantiert.

- **Stromerzeugung und Speicherung**

Im Szenario »Regionenverbund« wird der Großteil der in ► Abschn. 3.3.2 vorgestellten Potenziale erneuerbarer Energien genutzt und mit den Speicherpotenzialen zusammengeführt. In der Photovoltaik wird jedoch nur die Hälfte des Potenzials eingesetzt. Ferner wird Biogas aus Abfallbiomasse nur zur Spitzenlastdeckung und als Reserve verwendet. Dadurch wird das Biomassepotenzial nicht im Stromsektor ausgeschöpft, sondern dient in dem Szenario vorwiegend der Substitution von fossilen Energieträgern in Verkehr und Industrie. Das beschriebene Speicherpotenzial wird voll ausgeschöpft.

Die anfallenden Überschüsse werden zunächst durch den Stromtransport zwischen den Regionen ausgetauscht und im Anschluss nach Bedarf über das Lastmanagement aufgenommen. Erst danach kommen Speicher zum Einsatz: vorrangig Pumpspeicher aufgrund der höheren Effizienz und nach Ausschöpfung ihres Kurzzeitspeicherpotenzials die Langzeitspeicher Power-to-Gas samt Gasspeichern. Sowohl Kurzzeit- als auch Langzeitspeicher in Verbindung mit Gasturbinen oder GuD-Kraftwerken dienen als Spitzenlast- und Reservekraftwerke. Methan oder Wasserstoff können zudem noch als Stromkraftstoffe im Verkehr oder als Energieträger für die Industrie dienen. Dadurch bleibt nur ein sehr geringer Teil des Stromes unberücksichtigt.

Tabelle 3.5 zeigt den Grad des genutzten technisch-ökologischen Potenzials an erneuerbaren Energien und Energiespeichern im Szenario »Regionenverbund«.

- **Wärme- und Kälteerzeugung**

Da der Wärmebedarf aufgrund von Effizienzmaßnahmen stark gesunken ist, wird fast der gesamte Wärmebedarf über Wärmepumpen kombiniert mit solarthermischen Anlagen gedeckt. Regional verteilt gibt es noch Konzepte mit Abwärmenutzung aus KWK, Geothermiekraftwerken oder saisonalen solarthermischen Speichern. Prozesswärme wird über Gas aus Power-to-Gas oder Abwärme gedeckt.

Im Zuge des Klimawandels ist mit einem steigenden Bedarf an Klimatisierung zu rechnen. Durch geeignete Konzepte (Sonnenschutz, energiesparende Kühl- und Lüftungstechniken und Klimatisierung) als Lastmanagement kann dieser steigende Bedarf gedeckt werden.

- **Verkehr**

Im Szenario ist die Hälfte aller Pkw elektrisch betrieben. Dadurch steigt einerseits der Strombedarf; andererseits verringern sich gleichzeitig CO_2-Emmissionen und Kraftstoffbedarf. Der Strombedarf des Schienenverkehrs nimmt ebenfalls zu.

- **Energieverteilung**

Das deutsche Stromnetz ist in ein europaweites Übertragungsnetz eingebunden. In das vorhandene Erdgasnetz wird nur noch Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas oder Biogas aus Abfallbiomasse eingespeist, welche auch in Poren- oder Kavernenspeicher für den saisonalen Ausgleich zwischengespeichert werden können.

Tab. 3.5 Übersicht der Potenzialausschöpfung von erneuerbaren Energien und Energiespeichern im Szenario »Regionenverbund«, nach [43]

	Technisch-ökologisches Potenzial 2050		Szenario »Regionenverbund«	
	Leistung in GW	Energieertrag in TWh	Leistung in GW	Energieertrag in TWh
Photovoltaik	275	248	120	104
Wind an Land	60	180	60	170
Wind auf See	45	180	45	177
Wasserkraft	5,2	24	5,2	22
tiefe Geothermie	6,4	50	6,4	50
Biomasse aus Abfall	nach Bedarf	23	23,3	11
Kurzzeitspeicher	8,6	0,055 (Speicherkapazität)	8,6	0,055 (Speicherkapazität)
Langzeitspeicher	nach Bedarf	514 (Methan) 110,4 (H_2) (Speicherkapazität)	44	nach Bedarf

3.3.3.2 Modellbildung und Simulation des Szenarios

Ansatz des Modells

Energiebilanzen werden meist ausschließlich auf jährlicher Basis erstellt und diskutiert. Jährliche Werte geben jedoch keinen Aufschluss über die Dynamik und Stabilität eines Systems. Um eine Aussage dazu zu machen, ist eine zeitlich und räumlich hochauflösende Simulation erforderlich. Die Simulation erfolgt mit den Wetter- und Lastdaten der Jahre 2006–2009, um auch Wetterextreme zu untersuchen, die über die Jahre verteilt auftreten. Damit können allgemeingültigere Aussagen getroffen werden. Im Januar 2007 ereignete sich beispielsweise der Sturm Kyrill über Deutschland. Die zeitliche Auflösung erfolgt in stündlichen Werten, die räumliche Auflösung für Wind, PV und Wärmepumpen auf $14 \cdot 14$ km^2. In der Simulation können die erneuerbare Stromerzeugung, das Verhalten der Speicher und der Last sowie das Lastmanagementpotenzial der Verbraucher nachvollzogen werden.

Aufbau des Modells und Methodik

Abbildung 3.14 zeigt den Aufbau und die Funktionsweise des verwendeten SimEE-Modells, welches in MATLAB abgebildet ist.

Die Basislast entspricht dem Gesamtbedarf mit Verlusten abzüglich der Lasten von Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung, da diese im Lastmanagement eingesetzt werden. Sie wird demnach aus historischen Lastprofilen ermittelt. Ein Teil des Wärmebedarfs und der Ladung von Elektrofahrzeugen ist aber unabhängig von der gegenwärtigen Einspeisesituation im Stromnetz und zu jedem Zeitpunkt vorzuhalten. Diese Must-run-Anteile der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen sind in der Basislast berücksichtigt. Die Residuallast bildet sich aus der Basislast abzüglich der Einspeisung von Wind, PV, Wasserkraft und Geothermie. Diese kann je nach Situation größer null (Last > Einspeisung erneuerbarer Energien) oder kleiner null (Last < Einspeisung erneuerbarer Energien) sein.

Das Lastmanagement mit Elektromobilen, Elektrowärmepumpen und elektrischer Klimatisierung erfolgt vorwiegend in der Zeit, in der die residuale Last kleiner null ist. Die Anpassung der steuerbaren Verbraucher erfolgt so, dass die Gesamtlast bestmöglich der Stromerzeugung folgt. Im Anschluss kommen die Pumpspeicher als Kurzzeitspeicher und Power-to-Gas als Langzeitspeicher zum Einsatz. Gas aus biogenem Abfall

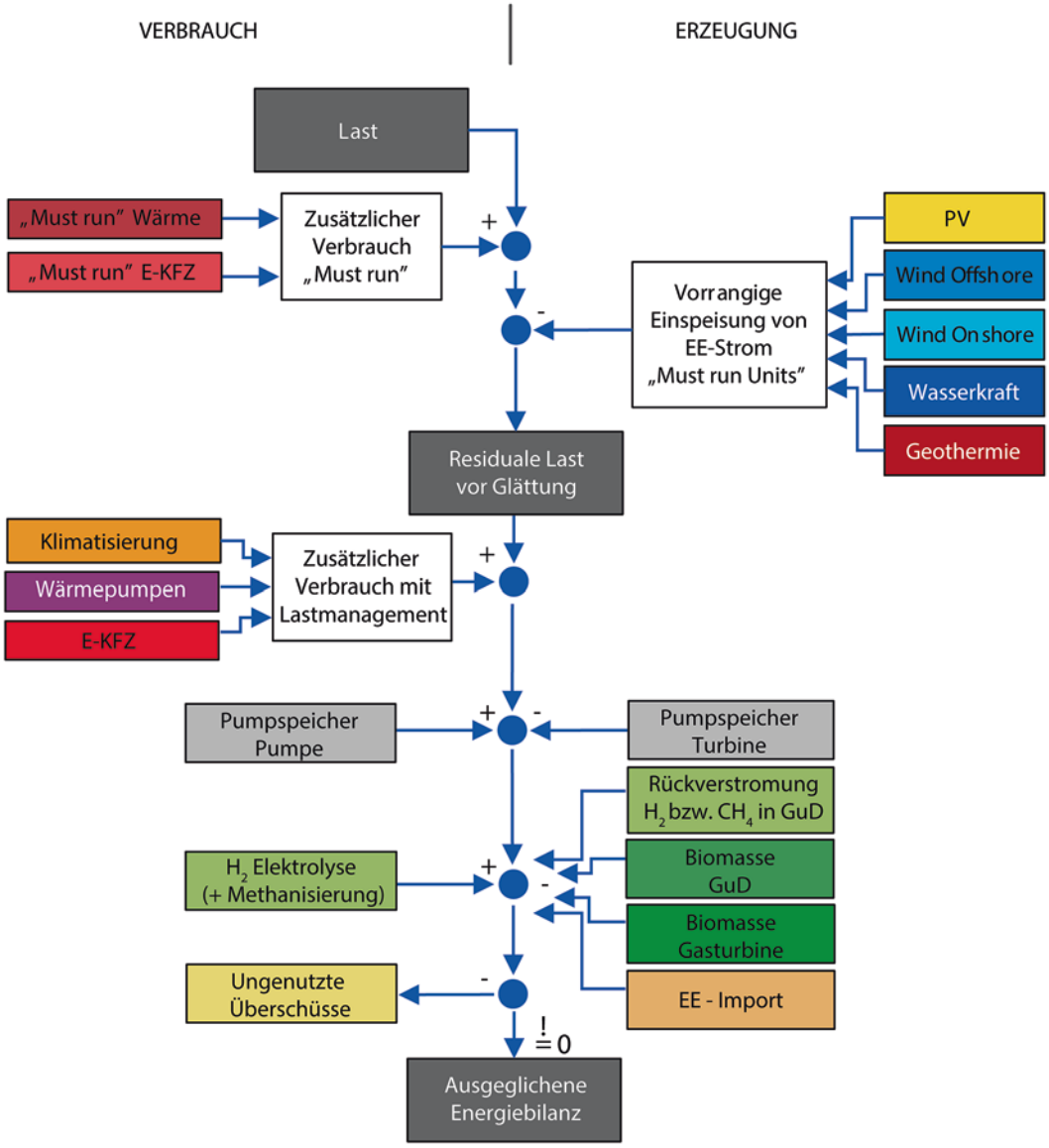


Abb. 3.14 Aufbau des SimEE-Modells des Fraunhofer IWES Kassel für die UBA-Studie, nach [43]

und Power-to-Gas wird über Gasturbinen und GuD-Kraftwerke zur Deckung der verbleibenden Defizite verwendet.

Ein geringer Teil an erneuerbaren Stromimporten aus dem europäischen Netzverbund bleibt. Ganz geringe Mengen an Überschussstrom werden abgeregelt, da sich die dafür zu installierende Kapazität an Power-to-Gas daraus weder energetisch noch wirtschaftlich rechnet.

3.3.4 Ergebnisse zu Speicherbedarf und Versorgungssicherheit

3.3.4.1 Einspeiseverhalten erneuerbarer Energien über verschiedene Jahre

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist wetterabhängig und schwankt daher auch saisonal und über mehrere Jahre. Abbildung 3.15 veran-

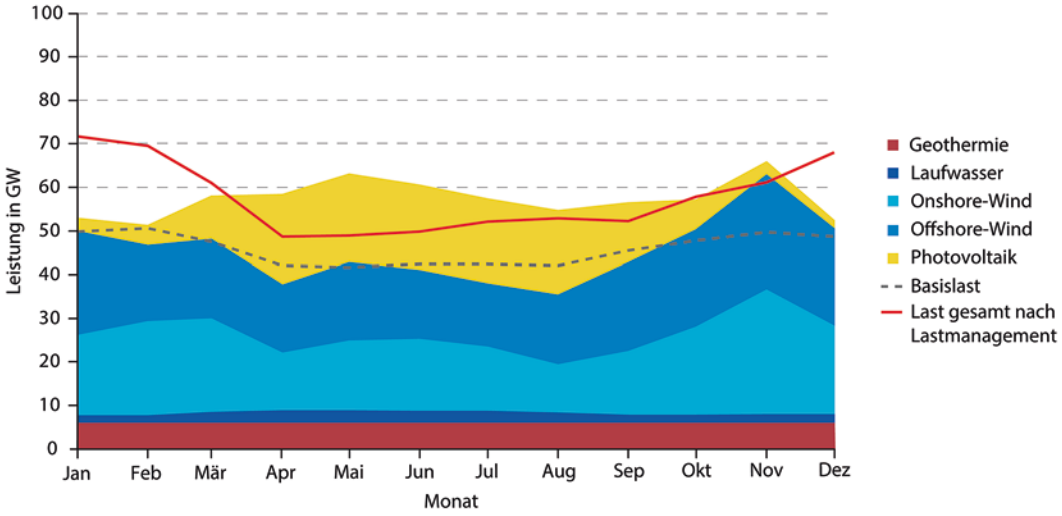


Abb. 3.15 Monatliche durchschnittliche Einspeisung erneuerbarer Energien auf Basis der Wetterjahre von 2006–2009, nach [43]

schaulicht diese Schwankungen anhand der durchschnittlichen monatlichen Einspeisung auf Basis der Wetterdaten der Jahre 2006–2009 für das Szenario. Trotz der teilweise erheblichen Schwankungen der einzelnen Quellen liegt die Gesamteinspeisung um ca. 50–60 GW im monatlichen Mittel. Wind-und Solarenergie ergänzen sich saisonal sehr gut: Witterungsbedingt speist im Sommer mehr Photovoltaik ein, im Winter hingegen mehr Windkraft. Letzteres passt gut mit dem erhöhten Stromverbrauch in dieser Jahreszeit zusammen.

Andere Studien zeigen ebenfalls diesen Effekt und identifizieren ein ideales »Mischungsverhältnis« der installierten Leistungen von Windkraft zu PV im Verhältnis von etwa 60:40. In dieser Kombination sind die Ausgleichseffekte am größten und bei idealem Netz die Schwankungen in Deutschland und Europa minimal (s. [19, 21, 31].

Die Ergebnisse im Einzelnen:

Photovoltaik

- Im stündlichen Mittel werden maximal ca. 80 GW von 120 GW installierter Leistung (67 %) erreicht, im Monatsmittel maximal ca. 25 GW, im Jahresdurchschnitt ca. 20 GW.
- Die jährliche Stromerzeugung ist trotz der starken monatlichen Schwankungen in etwa gleich groß.

Wind an Land

- Im stündlichen Mittel werden maximal ca. 52 GW von 60 GW installierter Leistung (87 %) erreicht, im Monatsmittel maximal ca. 40 GW, im Jahresdurchschnitt ca. 20 GW.
- Von Jahr zu Jahr schwanken die monatlichen Erträge stark.
- Die jährliche Stromerzeugung schwankt deutlich, zeigt aber tendenziell einen ähnlichen Jahresverlauf: Im Winter ist mehr Windkraft vorhanden als im Sommer.

Wind auf See

- Im stündlichen Mittel werden maximal ca. 42 GW von 45 GW installierter Leistung (93 %) erreicht, im Monatsmittel maximal ca. 35 GW, im Jahresdurchschnitt ca. 20 GW.
- Die Winter-Sommer-Tendenz von Wind an Land zeigt sich auch bei Wind auf See, hingegen ist der Energieertrag von Wind an Land ähnlich hoch, trotz 25 % kleinerer installierter Leistung.
- Die jährlichen Schwankungen sind nicht so sehr ausgeprägt wie bei Wind an Land und Photovoltaik: Wind auf See gilt als die »konstanteste« Quelle unter den drei Energiequellen.

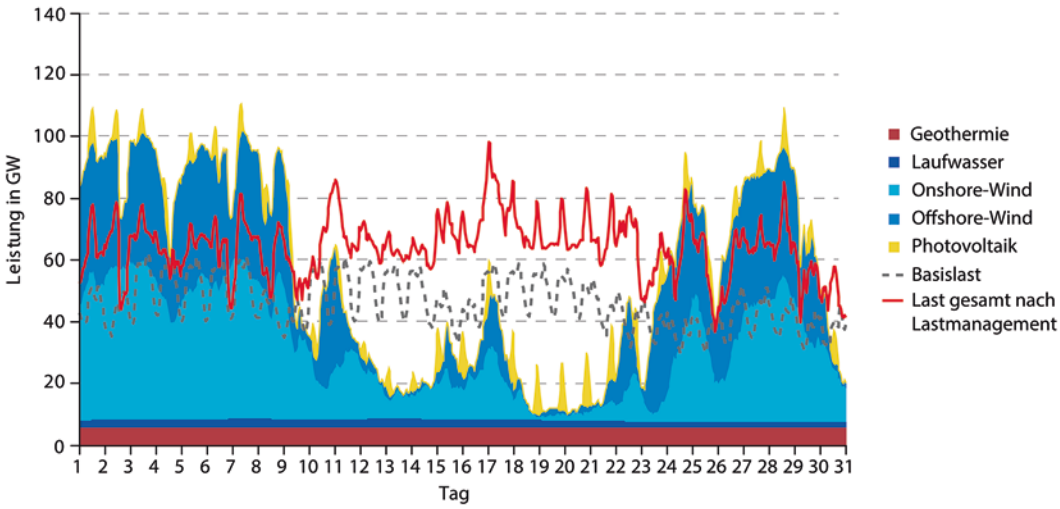


Abb. 3.16 Einspeisung erneuerbarer Energien und Stromnachfrage (*rote Linie*) mit Lastmanagement (gestrichelte *rote Linie*) für den Dezember 2050 mit Wetterdaten des Jahres 2007. Mehrwöchige Windflauten verdeutlichen den Bedarf an Langzeitspeichern und saisonalem Ausgleich, nach [43]

Wasserkraft

- Im täglichen Mittel werden maximal ca. 3,2 GW von 5,2 GW installierter Leistung (62 %) erreicht, im Jahresdurchschnitt ca. 2,2 GW und als durchgehende Leistung mit ca. 1,5 GW.
- Anders als oft erwartet speist die Wasserkraft nicht kontinuierlich über das Jahr ein, sondern schwankt von Tag zu Tag und Saison zu Saison aufgrund von beispielsweise Schneeschmelzen im Frühjahr und im Frühsommer.

Tiefengeothermie

- Für die geothermische Stromerzeugung wird eine konstante Stromerzeugung von 5,8 GW errechnet.
- Vorteilhaft ist die wetterunabhängig und planbare Stromlieferung, nachteilig sind die hohen Kosten, die jedoch in der Studie nicht betrachtet werden.

Neben dieser stochastischen Auswertung ist eine detailliertere Simulation mit Lastmanagement und Speichereinsatz in stündlicher Auflösung notwendig, da erst daraus ersichtlich wird, wie und in welchem Umfang Überschüsse und Defizite auszugleichen sind.

Beispielhaft wird in Abb. 3.16 ein Dezember mit zweiwöchiger Windflaute, also mit schwacher Einspeisung gezeigt und im Vergleich dazu ein sonnenreicher August in Abb. 3.17. Es wird deutlich, dass erneuerbare Energien in 2050 zwar einen Großteil der Zeit die Stromnachfrage mithilfe des Lastmanagements decken können, aber dass es auch Zeiten gibt, in denen ein Einsatz von Energiespeichern notwendig ist. Die Überschüsse der ersten Dezembertage werden über Langzeitspeicher für die 14-tägige Windflaute benötigt. Durch Lastmanagement kann im August der Strombedarf sehr gut an die Mittagsspitzen der Photovoltaik angepasst werden.

Deutlich werden dabei auch die extremen Einspeisespitzen aus Photovoltaik und die noch extremeren Gradienten beim Zusammentreffen von hoher Wind- und PV-Einspeisung, wie z. B. am 14. und 15. August des Beispieljahres.

3.3.4.2. Auswertung der Residuallast als Indikator für Überschüsse und Defizite

Die residuale Last ist die Differenz zwischen erneuerbarer Einspeisung und Last (s. Definition Speicherbedarf in ► Abschn. 3.2). In der UBA-Studie wird zwischen drei Residuallasten unterschieden:

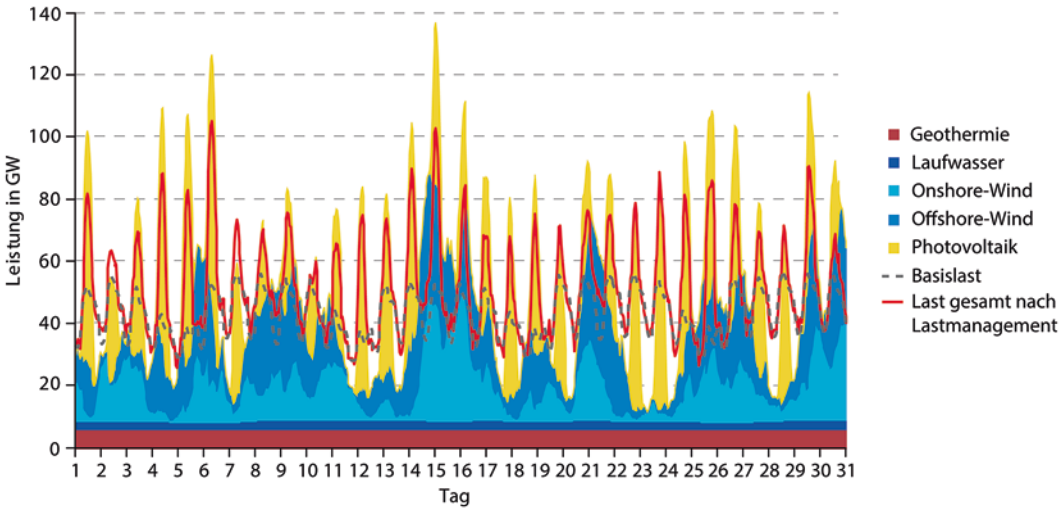


Abb. 3.17 Einspeisung erneuerbarer Energien und Stromnachfrage (*rote Linie*) mit Lastmanagement (gestrichelte *rote Linie*) für den August 2050 mit Wetterdaten des Jahres 2007. Tägliche Einspeisespitzen aus Photovoltaik unterstreichen den Bedarf an Kurzzeitspeichern und täglichem Ausgleich, nach [43]

1. Differenz aus Basislast und erneuerbarer Einspeisung ohne Flexibilitätsoptionen und Biomasseverstromung (residuale Basislast) in Abb. 3.18. Die Basislast umfasst die Gesamtlast abzüglich des flexiblen Einsatzes von Klimatisierung, Elektromobilität und Wärmepumpen im Lastmanagement.
2. Differenz der Gesamtlast und erneuerbarer Einspeisung mit den über das Lastmanagement eingebundenen Stromverbrauchern ohne Pumpspeicher (residuale Gesamtlast) in Abb. 3.19.
3. Residuale Gesamtlast mit Lastmanagement und Pumpspeicherwerken in Abb. 3.20.

Die Abbildungen zeigen diese unterschiedlichen Residuallasten am Beispiel des Wetterjahres 2009.

Abbildung 3.18 zeigt die extreme Auslenkung des Systems zwischen stündlichen Überschüssen (blau) bis zu 105 GW und Defiziten von bis zu 50 GW. Ohne Lastmanagement und den Einsatz von Speichern entstehen ca. 150 TWh Stromüberschüsse im 100 %-Szenario des Umweltbundesamts.

Kommen die neuen flexiblen Verbraucher (Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität) eingebunden über das Lastmanagement hinzu, kann fast die Hälfte der Überschüsse integriert (ca. 65 TWh von 150 TWh) und der Verlauf der Defizite (Unterschüsse) stark geglättet werden (s. Abb. 3.19). Dieses Ergebnis unterstreicht die Bedeutung des Lastmanagements (s. ▶ Kap. 11) in der Funktion als Energiespeicher.

3.3.4.3. Speichereinsatz in einer zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung

Im Lastmanagement werden große Kapazitäten an Wärmespeichern benötigt und eingesetzt. Daher wird im Folgenden auf die reine Stromspeicherung über Pumpspeicher als Kurzzeitspeicher und Power-to-Gas als Langzeitspeicher eingegangen.

▪ Einsatz von Pumpspeichern als Kurzzeitspeicher

Das in ▶ Abschn. 3.3.2.2 identifizierte Potenzial an Pumpspeichern in der deutschen Regelzone kommt in Abb. 3.20 vollständig zum Einsatz. Im Vergleich zu Abb. 3.19 wird die glättende Wirkung der Kurzzeitspeicher ersichtlich: Die maximalen Defizite werden um ca. 1 GW auf 57,3 GW gesenkt und die maximalen Überschüsse um ca. 3 GW auf 60,7 GW verringert. Gleichzeitig ist ihre ausgleichende Wirkung auf die residuale Gesamtlast aufgrund der geringen Speicherkapazitäten begrenzt.

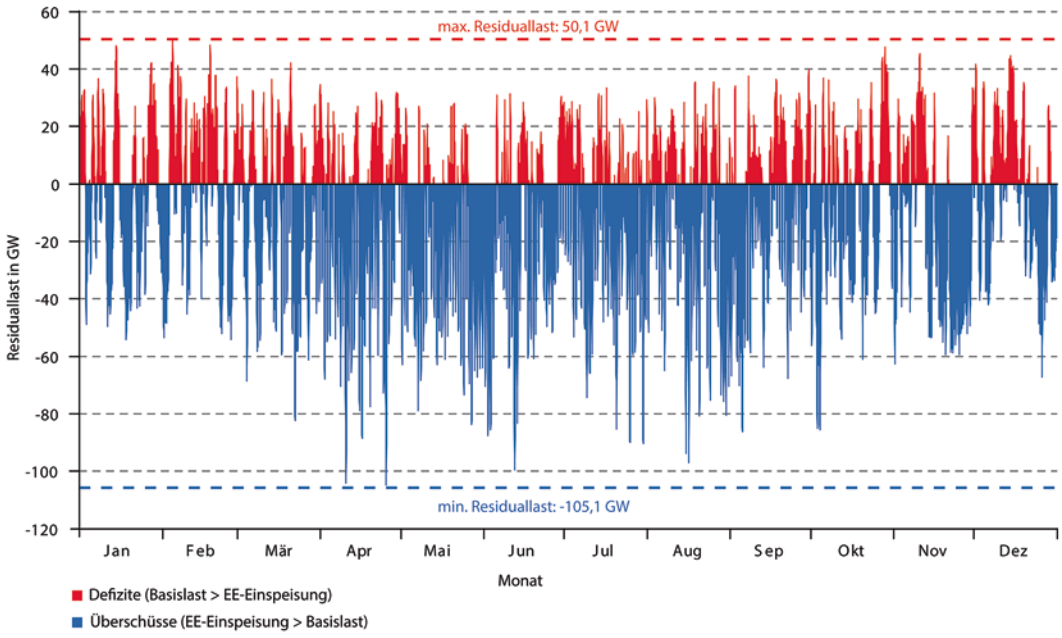


Abb. 3.18 Residuale Basislast – ohne den Einsatz von Lastmanagement (Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität) und Pumpspeichern, nach [43]

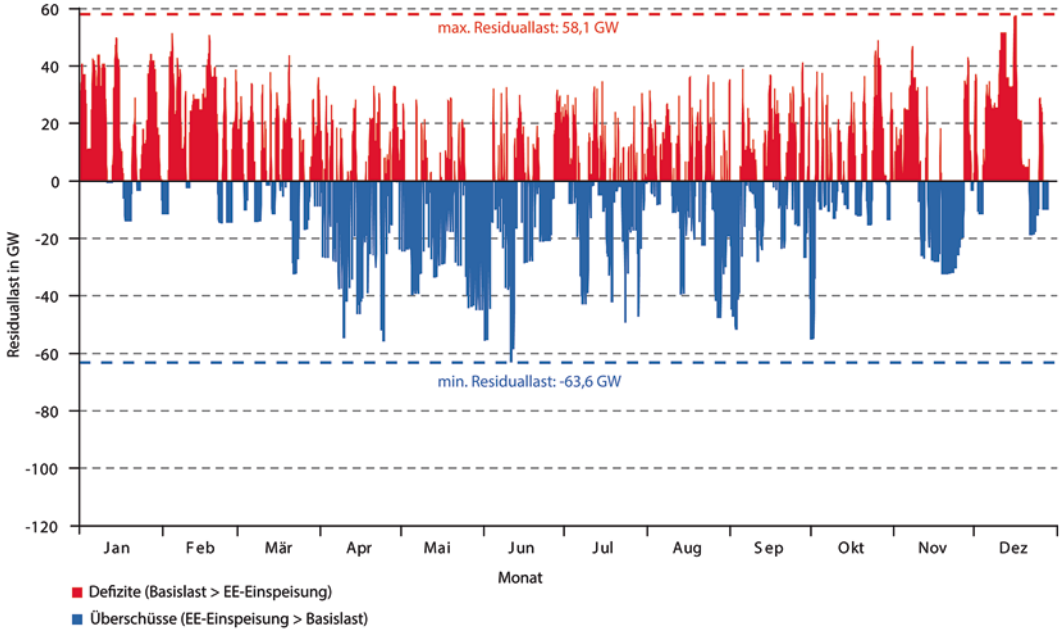


Abb. 3.19 Residuale Gesamtlast mit dem Einsatz von Lastmanagement (Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität) – ohne Pumpspeicher, nach [43]

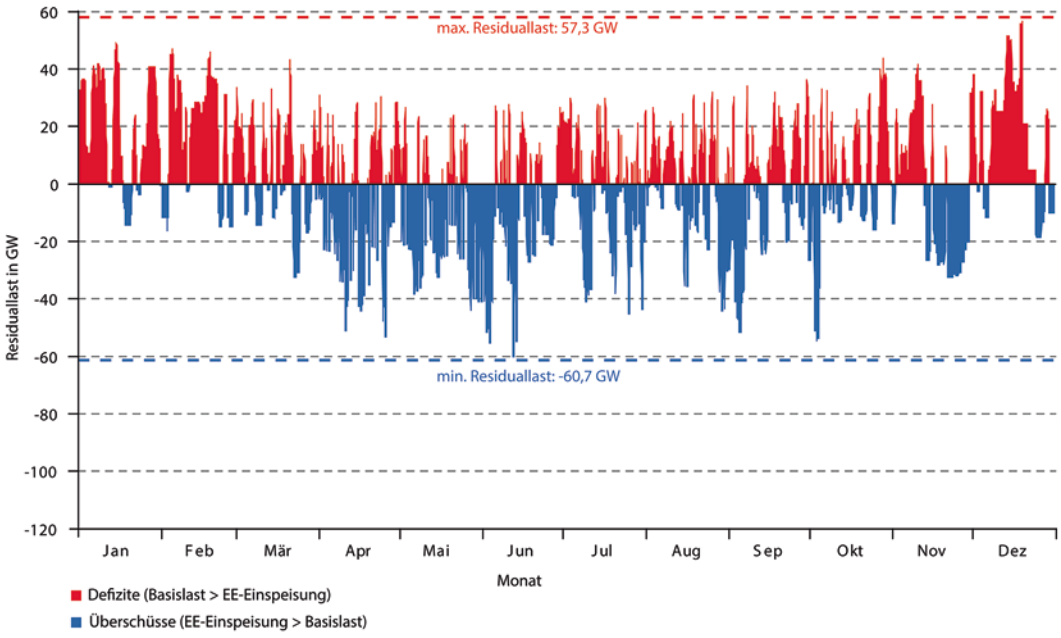


Abb. 3.20 Einsatz von Pumpspeichern anhand der residualen Gesamtlast inklusive Einsatz von Lastmanagement (Wärmepumpen, Klimatisierung, Elektromobilität), nach [43]

Die Pumpspeicher haben eine Ein- und Ausspeicherleistung von 8,6 GW und speichern im Mittel 8,0 TWh ein und 6,0 TWh aus, woraus sich jährliche Volllaststunden von ca. 910 h bzw. 700 h und Verluste von 2,0 TWh ergeben.

Einsatz von Power-to-Gas als Langzeitspeicher

Nur ein Bruchteil des Potenzials an Langzeitspeichern (Gasspeicher) aus ► Abschn. 3.3.2.2 wird in einem 100 %ig erneuerbaren Stromsystem benötigt. In der UBA-Studie wird bei Langzeitspeichern zwischen erneuerbarem Wasserstoff und erneuerbarem Methan unterschieden, wobei in beiden Varianten 99 % der Überschüsse gespeichert werden. Durch die Abregelung von 1 % der überschüssigen Energie kann die Elektrolyseleistung auf 64 % der maximalen Überschussleistung ausgelegt werden (44 GW). Das mögliche weitere Prozent der Energiespeicherung wäre mit einem unverhältnismäßig hohen technischen und finanziellen Speicheraufwand verbunden.

In der Variante Wasserstof liegt der Gesamtwirkungsgrad von Power-to-Gas (44 GW Elektrolyse und 30,4 GW Rückverstromung über GuD-Kraftwerke) im Bereich von 42 %. Die Last kann dadurch zu 100 % gedeckt werden, wobei Stromimporte (6,9 GW) von weniger als 5 % der Stromnachfrage 2050 berücksichtigt werden. Weiterhin wird zur Spitzenlastdeckung die flexible Biogasverstromung (17,5 GW Gasturbinen als Reserve und 2,5 GW flexible KWK) herangezogen.

In der Variante Methan (Power-to-Gas) liegt der Gesamtwirkungsgrad mit 35 % aufgrund der zusätzlichen Methanisierung unterhalb dem des reinen Wasserstoffsystems. Dem steht der deutlich geringere technische und finanzielle Aufwand für eine Wasserstoffinfrastruktur gegenüber, da keine Anpassung des heute bestehenden Erdgasnetzes und der Gaskraftwerke nötig ist. Die zusätzlichen Verluste werden durch Stromimporte (9,3 GW) in Höhe von 6 % des Stromverbrauches von 2050 ausgeglichen. Analog zur Variante Wasserstoff werden neben dem Ausspeichern von erneuerbarem Gas zum einen die Importe und zum anderen Biogas flexibel in der KWK und als Spitzenlastreserve zur Deckung der Defizite eingesetzt (s. Abb. 3.21).

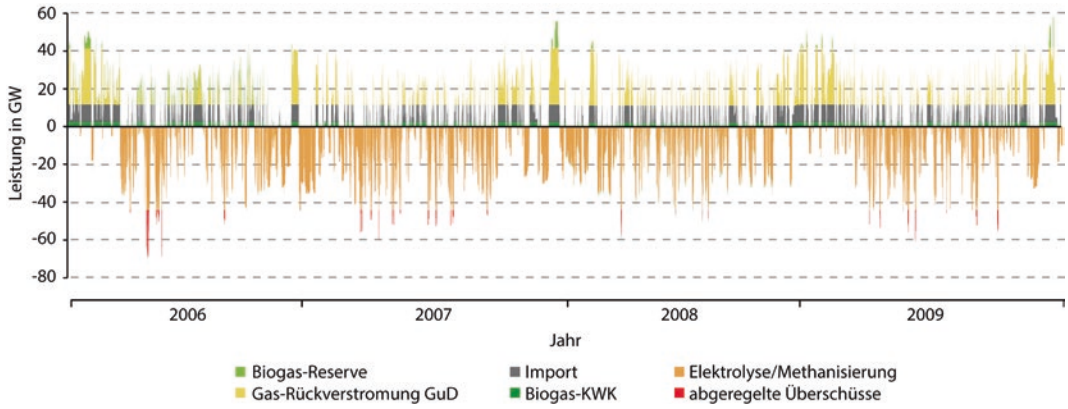


Abb. 3.21 Einsatz von Power-to-Gas als Langzeitspeicher und Deckung der verbleibenden Defizite über geringe erneuerbare Importe und flexible Biogasanlagen über die betrachteten Wetterjahre 2006–2009, nach [43]



Abb. 3.22 Füllstand des Gasspeichers über die betrachteten Wetterjahre 2006–2009, nach [43]

Abbildung 3.22 zeigt den Füllstandsverlauf des benötigten Gasspeichervolumens energetisch in TWh. Wird die Simulation mit einem zu 40 TWh gefüllten Speicher begonnen, wird der Speicher nicht komplett entleert. Die maximal nötige Speicherkapazität mit etwa 75 TWh liegt weit unter der heutigen Gasspeicherkapazität von 217 TWh (ca. 35 %) und dem technisch-ökologischen Potenzial von 514 TWh (ca. 15 %). Zudem werden in Zukunft durch den starken Rückgang des Wärmebedarfs und damit des Gasabsatzes in den Gasspeichern Kapazitäten frei. Das Speicherminimum beträgt

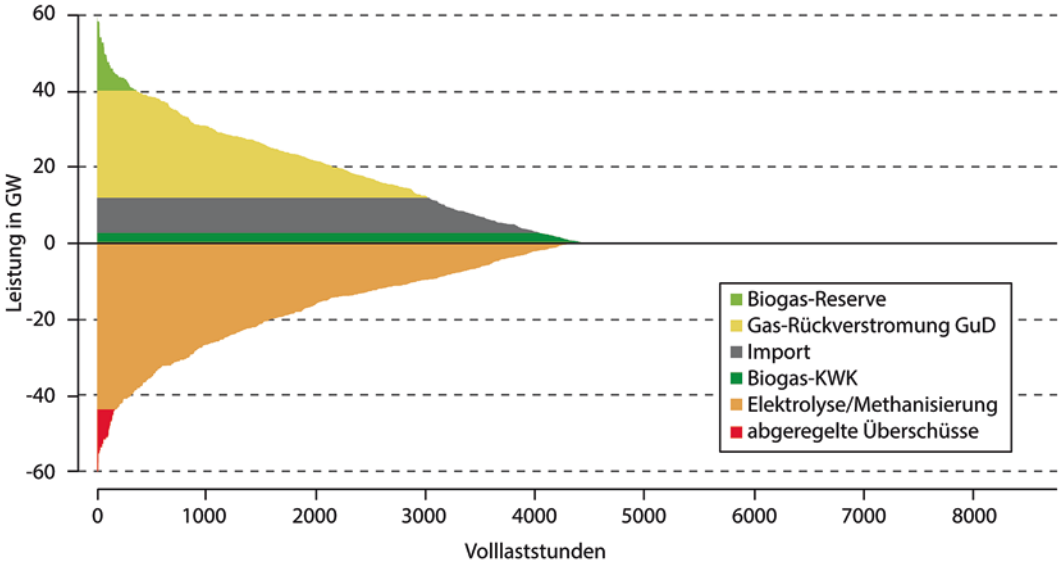


Abb. 3.23 Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast in der Variante Erneuerbares Methan von Power-to-Gas und GuD-Anlagen, Biogas und Stromimporten, nach [43]

10 TWh. Deutlich erkennbar ist der saisonale Charakter des Langzeitspeichers: Vor allem über die Sommermonate wird Energie für den Winter eingespeichert.

Im UBA-Szenario kommen Power-to-Gas-Anlagen mit einer Einspeicherleistung von $P_{ein} = 44$ GW und GuD-Kraftwerke mit einer Ausspeicherleistung von $P_{aus} = 28$ GW zum Einsatz. Die Auslastung der Power-to-Gas-Anlagen ausgedrückt als Einspeicherdauer beträgt ca. 2060 h (24 %) und die Ausspeicherdauer der GuD-Kraftwerke ca. 1230 h (13 %), wie aus der Jahresdauerlinie in Abb. 3.23 ersichtlich wird.

Auswertung der Energiebilanzen

Abbildung 3.24 zeigt die Stromerzeugung und den Stromverbrauch im Mittel für die zugrunde gelegten installierten Leistungen, ausgelastet über die vier Wetterjahre 2006–2009.

Den größten Anteil der Erzeugung übernimmt die Windenergie. Dabei spielt die Windkraft auf See aufgrund der höheren Volllaststunden (ca. 4000 h) trotz einer geringeren Leistung (45 GW) die gleiche Rolle wie die Windkraft an Land (60 GW). Photovoltaik gibt trotz einer installierten Leistung von 120 GW einen geringeren Beitrag, da sowohl Fassadenanlagen als auch Anlagen an schlechten Standorten den Schnitt der Volllaststunden auf nur ca. 870 h senken.

Geothermie (6,4 GW) und Laufwasserkraft (5,2 GW) haben zwar die geringste Leistung, aber aufgrund ihrer hohen Volllast von fast 8000 h bzw. 4300 h erreichen sie knapp die Hälfte bzw. ein Viertel des Ertrages der Photovoltaik. Biogas aus Abfallbiomasse ist für die Versorgungssicherheit von Bedeutung und wird neben der KWK zur Deckung von Spitzenlasten über Reservekraftwerke eingesetzt. Ihre Auslastung ist mit ca. 500 h entsprechend gering.

Insgesamt wird durch die erneuerbaren Energien mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 260 GW im Mittel ein jährlicher Ertrag von 534 TWh erzielt. Hinzu kommen das Entladen der Speicher (Pumpspeicher 6,0 TWh und GuD-Kraftwerke (Power-to-Gas) 38 TWh) und der Stromimport von 23 TWh.

Dem stehen sowohl der Stromverbrauch (557 TWh), die Verluste in den Speichern (Pumpspeicher 2 TWh und Power-to-Gas 59 TWh) als auch Netzverluste (30 TWh) und die geringen, nicht genutzten Überschüsse von 1 TWh gegenüber.

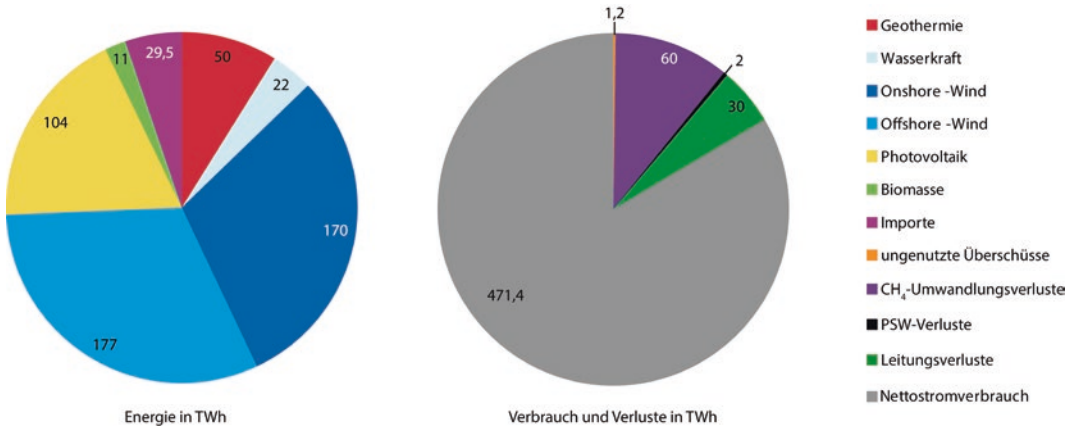


Abb. 3.24 Energiebilanzen für Erzeugung und Verbrauch im UBA-Szenario – Variante Erneuerbares Methan, nach [43]

Ergebnisse zur Versorgungssicherheit – gesicherte Leistung

In der UBA-Studie wird gezeigt, dass deutschlandweit stets ausreichend gesicherte Leistung bereitgestellt werden kann. Gerade die Speicher tragen hier dazu bei, in Zeiten lang anhaltender Windflauten mit geringer Solareinstrahlung die Stromversorgung zu sichern.

Ausgleich der Leistungsgradienten

Leistungsgradienten beschreiben die Zu- bzw. Abnahme der Einspeiseleistung pro Zeit. Da diese Leistungsgradienten mit der installierten Leistung von Windkraft und Photovoltaik stark zunehmen, wird die Bedeutung der Regelleistung und gesicherten Leistung von Speicher- und Reservekraftwerken immer wichtiger.

Die in der Simulation aufgetretenen höchsten positiven Gradienten der Residuallast (Zunahme der Residuallast aufgrund von Einspeiserückgang) lagen alle in der Zeit zwischen 15 und 17 Uhr im Bereich 17–24 GW pro Stunde. Diese sind auf die Photovoltaik und den Rückgang der Sonnenhöhe zurückzuführen und daher leicht in die Planung integrierbar. Ähnliches spielt sich auch in den Morgenstunden ab, in denen die höchsten negativen Gradienten der Residuallast auftreten, die ähnliche Dimensionen haben wie die positiven.

Die Höhe dieser Gradienten lässt sich leicht vorhersagen, da sie dem natürlichen Sonnengang nachempfunden werden können. Eine Abschwächung der Gradienten würde sich durch einen verstärkten Ausbau von PV-Anlagen mit Ost-/West-Ausrichtung einstellen. Für den Ausgleich sind flexible und schnell anfahrbare Anlagen notwendig: Dies sind für positive Gradienten der Residuallast Gasturbinenkraftwerke und für die negativen Gradienten Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure). Beide können innerhalb kürzester Zeit hoch- bzw. abgefahren werden und den notwendigen Ausgleich schaffen.

Regelleistungsbereitstellung

Nicht planbare Leistungsgradienten von Verbrauch und Erzeugung werden durch die Regelleistung abgefangen. Dafür kommen Pumpspeicher, GuD-Kraftwerke, Gasturbinen, Power-to-Gas-Anlagen und regelbare Lasten über das Lastmanagement samt Wärmespeichern infrage. Aus technischer Sicht kann durch diese Anlagen jederzeit genügend positive und negative Regelleistung bereitgestellt werden, da ausreichend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind. Damit ist die technische Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch in einem Szenario mit 100 % erneuerbaren Energien wie in dem Szenario »Regionenverbund« stets gewährleistet.

3.3.5 Zusammenfassung

Fazit

- Eine **Vollversorgung** mit erneuerbaren Energien in allen drei Energiesektoren **Strom, Wär-**

me und Verkehr ist 2050 sowohl **technisch als auch ökologisch umsetzbar**.

- Das **technische Potenzial** für Wind an Land (ca. 390 TWh), Wind auf See (ca. 260 TWh) und Photovoltaik (ca. 250 TWh) ergibt zusammen ein Potenzial von ca. 900 TWh und ist damit in der Lage, den Strombedarf und darüber hinaus auch den Energiebedarf an Wärme und Individualmobilität zu **decken**.
- Der **Wärmebedarf** kann durch verstärkte Maßnahmen in der **Energieeffizienz** und der **Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärmesektor** vollständig **elektrisch gedeckt** werden.
- Trotz massiver Überinstallation aus Wind und PV (zusammen 225 GW) wird ein verbleibender **thermischer Kraftwerkspark als Reserve** (*Backup*) in der Größenordnung von **zwei Dritteln** der Jahreshöchstlast (ca. 60 GW) benötigt.
- Die **Versorgungssicherheit**, die die deutsche Stromversorgung heute auszeichnet, kann auch bei einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung jederzeit gewährleistet werden. Durch Speicher- und Reservekraftwerke ist ausreichend gesicherte Leistung und Regel- und Reserveenergie vorhanden.
- **Wind- und Solarenergie** ergänzen sich in der Einspeisung **saisonal** sehr gut. Ihr **ideales Mischungsverhältnis** beträgt **60:40**. Dabei gleichen sich die Schwankungen gegenseitig am besten aus.
- Für ein funktionierendes System werden **Infrastrukturmaßnahmen für Lastmanagement** (»Smart-Meter« und »Smart-Grid«) sowie der **Ausbau der Stromnetze** vorausgesetzt.
- Die **weitreichendste und effektivste Maßnahme** ist die **Integration des Wärmesektors**: Große Potenziale des Lastmanagements werden über Wärmepumpen samt Wärmespeichern (44 TWh) und Klimatisierung (28 TWh) umgesetzt. Hinzu kommt das gesteuerte Laden der Elektromobile unter Nutzung von Batterien (50 TWh). Damit spielt bei einer Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien das Lastmanagement eine maßgebliche Rolle: Fast die Hälfte der Überschüsse können darüber integriert (ca. 65 TWh von 150 TWh) und der Verlauf der Defizite stark geglättet werden.
- Das technisch-ökologische Potenzial an **Pumpspeichern** (Kurzzeitspeichern) wird mit 0,055 TWh voll ausgeschöpft. Es ermöglicht eine **Lastglättung**, ist aber bei Weitem **nicht ausreichend**, um den Speicherbedarf in einer Stromversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien zu decken.
- Nur **15 %** des technisch-ökologischen Potenzials an Langzeitspeichern (Gasspeichern) wird in der **Variante Erneuerbares Methan** in einem Stromsystem aus 100 % erneuerbaren Energien benötigt: 75 von 514 TWh. Wird eine **reine Wasserstoffwirtschaft** betrachtet, ist ein Aufbau von 110 TWh **Kavernenspeichern** notwendig, die mit maximal 85 TWh auch zu ca. 80 % ausgelastet werden.
- Durch die **Abregelung** von **1 %** der überschüssigen Energie kann die Power-to-Gas-Leistung auf 64 % der maximalen Überschussleistung ausgelegt werden. Das mögliche weitere Prozent der Energiespeicherung wäre mit einem unverhältnismäßig hohen technischen und finanziellen Speicheraufwand verbunden.
- Ein **europaweiter Stromverbund** bietet ein weiteres **Kostenoptimierungspotenzial** und eine weitere Möglichkeit zur Flexibilisierung des Systems.

3.4 VDE-ETG-Studie zum marktbasierten Speicherbedarf

Bislang wurden in ► Abschn. 3.2 und 3.3 zwei Studien betrachtet, die entweder keine Speicherkosten berücksichtigen oder einen vollständigen Netzausbau innerhalb Deutschlands annehmen. Nun folgt die Analyse einer Studie, die sowohl Kosten als auch Netzrestriktionen abbildet.

Die Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE hat 2012 die interdisziplinär erarbeitete Studie »Energiespeicher für die Energiewende« veröffentlicht (s. [45]). Die Untersuchung analysiert in einem Referenzszenario und drei zukünftigen Szenarien, die jeweils unterschiedliche Durchdringungen des elektrischen Energiesystems mit erneuerbaren Energien repräsentieren, welche Auswirkungen Speicher auf das elektrische Energiesystem haben.

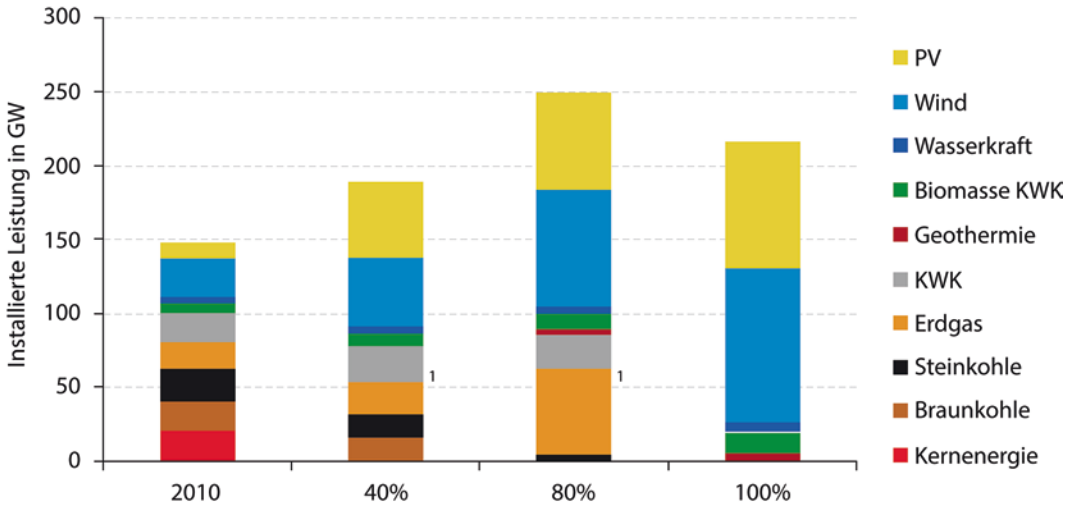


Abb. 3.25 Installierte Kraftwerkskapazitäten aus der VDE-ETG-Studie, Fußnote 1: gegebenenfalls weiterer Zubau von Erdgaskraftwerken zur Gewährleistung der gesicherten Leistung zugelassen, nach [45]

Als Referenz dient das Jahr 2010 (erneuerbarer Anteil 17 % mit erneuerbaren Kapazitäten von Anfang 2010); betrachtet wird das langfristige Ausbauziel erneuerbarer Energien von 80 % (80 %-Szenario, Jahr 2050), aber auch das kurzfristige Ausbauziel erneuerbarer Energien von 40 % (40 %-Szenario, Jahr 2020–2025) sowie ein über das »Energiekonzept 2050« hinausgehender Ausblick auf ein mögliches Ausbauziel erneuerbarer Energien von 100 % (100 %-Szenario). Einen Überblick über die installierten Erzeugungskapazitäten je Szenario liefert Abb. 3.25.

Derartig hohe Anteile volatiler Erzeugung stellen das deutsche Stromsystem vor große technische Herausforderungen, die von der Systemstabilität, der Versorgungssicherheit, dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze bis hin zum zentralen Punkt des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch, der sogenannten Bilanzierung, reichen. Eine derartige Bilanzierung erfordert Flexibilitäten im Stromversorgungssystem, die grundsätzlich von Energiespeichern, flexiblen thermischen Kraftwerken, flexiblen Verbrauchern (Lastmanagement oder *Demand Side Management*) und regelfähigen erneuerbaren Energieanlagen bereitgestellt werden können.

Die Studie widmet sich daher der Frage, welcher Speicherungsbedarf zur Bilanzierung zukünftiger, von erneuerbaren Energien dominierter Stromsysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des bleibenden thermischen Kraftwerksparks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien erforderlich ist.

3.4.1 Methodik

Abbildung 3.26 gibt einen Überblick über die Methodik der VDE-ETG-Studie. Ausgangsbasis ist jeweils ein Szenario, das die Kraftwerkskapazitäten und den Verbrauch definiert. Hieraus ergibt sich u. a. die Residuallast. Varianten, die jeweils unterschiedliche Pfade eines möglichen Speicherzubaus abbilden, lassen durch ihren Vergleich Erkenntnisse über Nutzen von Energiespeichern zu.

In einer vorgehenden VDE-ETG-Studie »Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger« (s. [44]) aus dem Jahr 2009, die die Basis für die hier beschriebene VDE-ETG-Studie darstellt, werden die Speichertechnologien nach demselben Prinzip wie in ▶ Kap. 2 in zwei Speicherklassen eingeteilt:

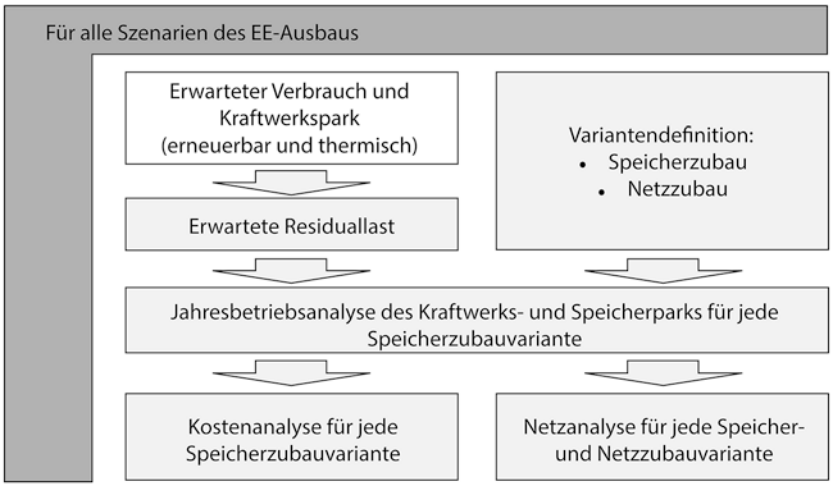


Abb. 3.26 Übersicht über die Methodik der VDE-ETG-Studie, nach [45]

- Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad (≥ 75 %), aber geringem Speichervolumen, wie z. B. Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Lastmanagement (Wärmespeicher)
- Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad (≤ 40 %), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas).

Aus diesem Grund abstrahiert die hier betrachtete VDE-ETG-Studie »Energiespeicher für die Energiewende« die Technologie der Speicher und untersucht den Speicherungsbedarf für das Stromsystem getrennt für die Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher, für die repräsentative Werte bei Zykluswirkungsgrad und Speichervolumen angesetzt werden. Im Rahmen der Studie wurden die folgenden Varianten untersucht:

- Variante A: Die Flexibilitäten zur Bilanzierung werden durch thermische Kraftwerke und eine Abregelung der erneuerbaren Erzeugung bereitgestellt. Es werden über die derzeit bestehenden Speicher keine weiteren Speicher zugebaut.
- Variante B: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Zubau von Kurzzeitspeichern bereitgestellt. Der Umfang dieses Zubaus orientiert sich an dem tatsächlich betrieblich nutzbaren Potenzial (Vollzubau).
- Variante C: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante D: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Kurz- und Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante E: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Speicherpark aus Kurz- und Langzeitspeichern mit gegenüber Variante D halbierter Einspeicherleistung bereitgestellt.

Der Speicherzubau erfolgt in den Varianten stets zusätzlich zum bereits bestehenden Pumpspeicherpark im Jahre 2010 in Deutschland, der eine gesamte Pumpleistung von 7,2 GW, eine gesamte Turbinenleistung von 8,2 GW und ein gesamtes Speichervolumen von 48 GWh besitzt.

Den zentralen Teil der Analyse stellt die Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks dar, welche auf ein etabliertes Verfahren der RWTH Aachen zurückgreift. Dieses liefert für eine

gegebene Ganglinie die Residuallast, den kostenminimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz für jede Stunde eines zugrunde gelegten Jahres. Wesentliche zusätzliche Ergebnisse dieses Analyseschrittes sind genutzte Speichervolumen, abgeregelte erneuerbare Erzeugung, Primärenergieverbräuche und CO_2-Emissionen.

Die Ganglinie der erneuerbaren Einspeisung wird anhand eines erprobten Modells des Fraunhofer IWES Kassel auf Basis der zukünftig erwarteten installierten erneuerbaren Energieanlagen nach dem in ► Abschn. 3.2 betrachteten Vorjahr der »BMU-Langfristszenarien 2010«, deren geografischer Verteilung und hochauflösender Wetterdaten aus dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes (DWD) abgeleitet.

Die Kostenanalyse wertet die Ergebnisse der Jahresbetriebssimulation aus und berechnet hieraus die Investitions- und Betriebskosten der Speicher und Kraftwerke sowie die gesamten Stromgestehungskosten. Der Kostenanalyse des Kurz- und Langzeitspeicherparks liegt ein detaillierteres Speichermodell der RWTH Aachen zugrunde, welches eine nutzungsabhängige Lebensdauer und bei der realen Dimensionierung zusätzlich die zulässigen Ausspeicherdauern berücksichtigt.

Analog zum Vorgehen zur Bestimmung des Speicherausbaubedarfs wurde für die Varianten A, D und E in allen Szenarien ein zunehmender Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes betrachtet. Der zunehmende Ausbau wurde durch fünf verschiedene Netzmodelle abgebildet. Da dieser Bereich gegenwärtig Untersuchungsgegenstand ist (s. ► Abschn. 3.6) und teilweise neue Erkenntnisse vorliegen, wird auf eine Darstellung der Ergebnisse dieses Teils der VDE-ETG-Studie im Folgenden verzichtet.

3.4.2 Annahmen der Modellbildung und Eingangsdaten

Jede Studie, so auch die VDE-ETG-Studie »Energiespeicher für die Energiewende«, trifft Annahmen und nutzt Eingangsdaten, deren Kenntnis für die Interpretation und Einordnung der Ergebnisse wichtig sind. Diese werden im Folgenden erläutert.

3.4.2.1 Allgemeine Annahmen

- Der zukünftige Speicherungsbedarf wird im Wesentlichen durch dessen Bilanzierungsfunktion bestimmt. Weitere Speicherfunktionen wie Regelleistung, Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb sind Zusatzfunktionen bzw. bezüglich des Bedarfs an Leistung und Energie von nachrangiger Bedeutung und bleiben daher an dieser Stelle unberücksichtigt. Sie werden in ► Abschn. 13.1 aufgegriffen.
- Für Kurzzeitspeicher ist ein Zykluswirkungsgrad von 80 % und eine E/P-Ratio von 5 Wh/W charakteristisch; Langzeitspeicher werden mit einem Zykluswirkungsgrad von 40 %, aber unbegrenztem Speichervolumen modelliert.
- Der zukünftige Speicher- und Kraftwerkseinsatz zum Zwecke der (energiewirtschaftlichen) Bilanzierung wird über das Prinzip der heute funktionierenden Strommärkte gesteuert, die zu kostenminimalen variablen Stromgestehungskosten führen.
- Die Studie betrachtet nur das Stromversorgungssystem. Kopplungen mit anderen Energiesystemen wie Mobilität, Wärme oder Erdgasversorgung werden über die Betrachtung der Kurz- und Langzeitspeicher, der KWK-Anlagen und des bedarfsabhängigen Verbrauchs von Elektrowärmepumpen, Elektromobile und Klimatisierung hinaus nicht berücksichtigt.

3.4.2.2 Annahmen zur Ermittlung der Residuallast

- Entsprechend der betrachteten Bilanzierungsfunktion werden für die Studie Ganglinien mit einer Auflösung von einer Stunde betrachtet.
- Die Jahresganglinien haben vollständig zu sein, um einerseits jährliche Zyklen der wetterabhängigen Energiequellen Wind- und Solarenergie zu erfassen und anderseits auslegungsrelevante Situationen wie z. B. länger andauernde Windflauten oder Extremwettersituationen wie Stürme einzuschließen. Der Studie liegt das Wetterjahr 2007 zugrunde, das beide Extreme beinhaltet. Die Berücksichtigung

anderer Wetterjahre kann unter Umständen zu etwas anderen Ergebnissen führen.

- Als Eingangsgrößen der zu erwartenden installierten Erzeugungsleistung und Last wird auf das Datengerüst der »Langfristszenarien 2010« zurückgegriffen, welches fast jährlich aktualisiert wird und als anerkannte Grundlage für die energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsektors dient.
- Erzeugung und Last wurden insoweit abweichend von den »Langfristszenarien 2010« modifiziert, als kein Import erneuerbarer Energien aus dem europäischen Stromverbund stattfindet und kein groß-technischer Einsatz von Elektrolyse für die Herstellung eines chemischen Kraftstoffes wie Wasserstoff oder Methan als Erdgas-Substitut aus Wind- bzw. Solarstrom erfolgt.
- Da der deutsche Speicherungsbedarf getrieben durch den deutschen Ausbau erneuerbarer Energien im Fokus dieser Studie steht, wird als System »nur Deutschland« betrachtet, d. h., es werden weder Importe noch Exporte von Strom zur Bilanzierung des deutschen Systems unterstellt.
- KWK-Anlagen (Biomasse und fossil) werden in der Jahresbetriebssimulation eingeschränkt flexibel eingesetzt. Sie werden als wärmegeführt modelliert, können jedoch – unter der Annahme bestehender Zusatzfeuerung – eine etwaige Stromproduktion herunterfahren. Eine Steigerung der Stromproduktion über den Wärmebedarf hinaus ist nicht möglich.
- Die Ganglinie der Last mit Ausnahme von Netzverlusten, Elektromobilen, Klimatisierung und Wärmepumpen orientiert sich an der von ENTSO-E veröffentlichten Lastganglinie des Jahres 2007. Die Ganglinie der Elektromobile, der Klimatisierung und der Elektrowärmepumpen wurde auf Basis von Wärmebedarfszeitreihen und Mobilitätsnutzung rein nutzerbasiert abgebildet.
- Das 100 %-Szenario wurde vereinfacht aus dem 80 %-Szenario abgeleitet, indem der Strombedarf konstant gehalten und die erneuerbare Erzeugung auf 100 % der Last hochskaliert wurde.

3.4.2.3 Annahmen der Jahresbetriebssimulation

- Das elektrische Netz wird bei der Ermittlung des Speicherungsbedarfs in der Jahresbetriebssimulation zunächst als »Kupferplatte« betrachtet (Punktmodell). Die Studie geht davon aus, dass die Erfordernisse des elektrischen Netzes weder zum Zwangseinsatz von Kraftwerken oder Speichern führen, noch den Kraftwerks- oder Speichereinsatz behindern. Folglich werden ein ausreichender Netzausbau, dessen Umfang für das Übertragungsnetz im Rahmen der Netzanalysen bestimmt wird, sowie technische Alternativen im Netz bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Reserveleistung unterstellt.
- Die Studie geht von einer national bestimmten Versorgungssicherheit aus. Dies bedeutet, dass immer hinreichend viele Kraftwerke zur Verfügung stehen, um jederzeit die Last der Verbraucher und die Reserveanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland decken zu können. Der Kraftwerkspark wird damit nur teilweise zum Eingangsparameter. Zum Teil ist er auch Ergebnis dieser Studie.
- Neben den Kraftwerken der »BMU-Langfristszenarien 2010« sind gegebenenfalls zusätzliche Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erforderlich. In dieser Studie wird unterstellt, dass die in den »BMU-Langfristszenarien 2010« erwarteten sowie die zur Ausspeicherung der Langzeitspeicher benötigten Gaskraftwerke als GuD-Anlagen realisiert sind und alle Gaskraftwerke, die darüber hinaus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind, als Gasturbinen ausgeführt werden.
- Die Höhe der von Kraftwerken und Speichern den Übertragungsnetzbetreibern bereitzustellenden Reserveleistung, die daher nicht für Bilanzierungsfunktionen zur Verfügung steht und entsprechend bei der Bestimmung des Speicherungsbedarfs berücksichtigt werden muss, wird mithilfe eines praxisüblichen probabilistischen Verfahrens ermittelt, welches Prognosefehler der erneuerbaren Einspeisung ebenso wie Kraftwerksausfälle einrechnet.

3.4.2.4 Annahmen der Kostenanalyse

- Die in der Jahresbetriebssimulation unterstellten Brennstoffpreise orientieren sich an den »BMU- Langfristszenarien 2010«.
- Die Ermittlung der Annuitäten von Investitionskosten basiert einheitlich auf einem Kalkulationszinssatz von 9 % und einer Abschreibung über die Nutzungsdauer des Kraftwerks, der erneuerbaren Energieanlage bzw. des Speichers.
- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitionskosten von Kraftwerken und erneuerbaren Energieanlagen orientieren sich an den »BMU-Langfristszenarien 2010«, gegebenenfalls ergänzt um Erfahrungswerte aus vergangenen Energiewirtschaftsstudien der RWTH Aachen.
- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitions- und Betriebskosten von Speichern orientieren sich an der VDE-ETG-Studie »Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger«, gegebenenfalls ergänzt um eigene Erfahrungswerte der RWTH Aachen und der OTH Regensburg.
- Die Kostenanalyse unterstellt einen Speichermix, dessen Gesamtwirkungsgrad in etwa den pauschal angenommenen Werten der Kurzzeit- und Langzeitspeicher entspricht. Als Kurzzeitspeicher wird ein Mix aus Lastmanagement, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und verschiedenen Batterietechnologien betrachtet. Als Kosten für Langzeitspeicher werden chemische Speicher auf Basis von Wasserstoff angesetzt, die aber ohne Kostenbetrachtung notwendiger Modifikationen an der Gasinfrastruktur grundsätzlich unwesentlich von denen auf Basis von Methan abweichen.

3.4.3 Szenarien-übergreifende Erkenntnisse

3.4.3.1 Anlagen im Stromversorgungssystem flexibilisieren

Der zukünftige Zubau an erneuerbaren Energieanlagen wird in steigendem Maße eine erhöhte Flexibilität im Stromversorgungssystem auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite erfordern. In allen untersuchten Varianten konnte dieser Flexibilitätsbedarf stets durch den verbleibenden Kraftwerkspark, durch Abregelung der erneuerbaren Einspeisung oder durch Kurz- und Langzeitspeicher befriedigt werden.

Bislang wurde die Stromversorgung weitgehend auf gespeicherter fossiler Energie aufgebaut. Schwankungen gab es vorwiegend auf der Nachfrageseite. Im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien wird auch die Angebotsseite Schwankungen aufzeigen. Entsprechend nimmt mit zunehmendem Ausbau von erneuerbaren Energien der Bedarf an Flexibilität im elektrischen Energiesystem zu. Dieser Bedarf kann durch eine statistische Auswertung der Residuallast ermittelt und durch verschiedene Optionen gedeckt werden.

Abbildung 3.27 zeigt die Entwicklung der Ganglinie für Last, die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Ausnahme der Biomasse) sowie als Saldo hiervon die Residuallast für das 100 %-Szenario. Drei grundlegende Tendenzen werden ersichtlich: Mit wachsendem erneuerbarem Anteil steigt die Volatilität, sinkt der Mittelwert und steigt die Anzahl der Stunden mit Erzeugungsüberschuss in der Residuallast.

Im 100 %-Szenario ruft die notwendige leistungsmäßige Überinstallation erneuerbarer Energien Erzeugungsüberschüsse von bis zu 80 GW hervor, während die maximale Residuallast gegenüber 2010 nur um bis zu ca. 10 GW oder 12,5 % reduziert wird. Die Leistungsbandbreite wächst deutlich.

Der Flexibilitätsbedarf liegt sowohl im Kurzzeitbereich (<1 Tag) als auch im Langzeitbereich (>1 Tag) vor. In allen untersuchten Varianten (A bis E) der Studie konnte dieser Flexibilitätsbedarf im Kurzzeit- und Langzeitbereich stets durch einen flexiblen Einsatz von fossilen Kraftwerken und KWK-Anlagen, durch Einsatz der Kurzzeit- und Langzeitspeicher oder durch Abregeln der erneuerbaren Energien befriedigt werden.

3.4.3.2 Auslegung der Speicher auf Leistungsspitzen vermeiden

Ein Abregeln der seltenen, aber großen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien ist grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der

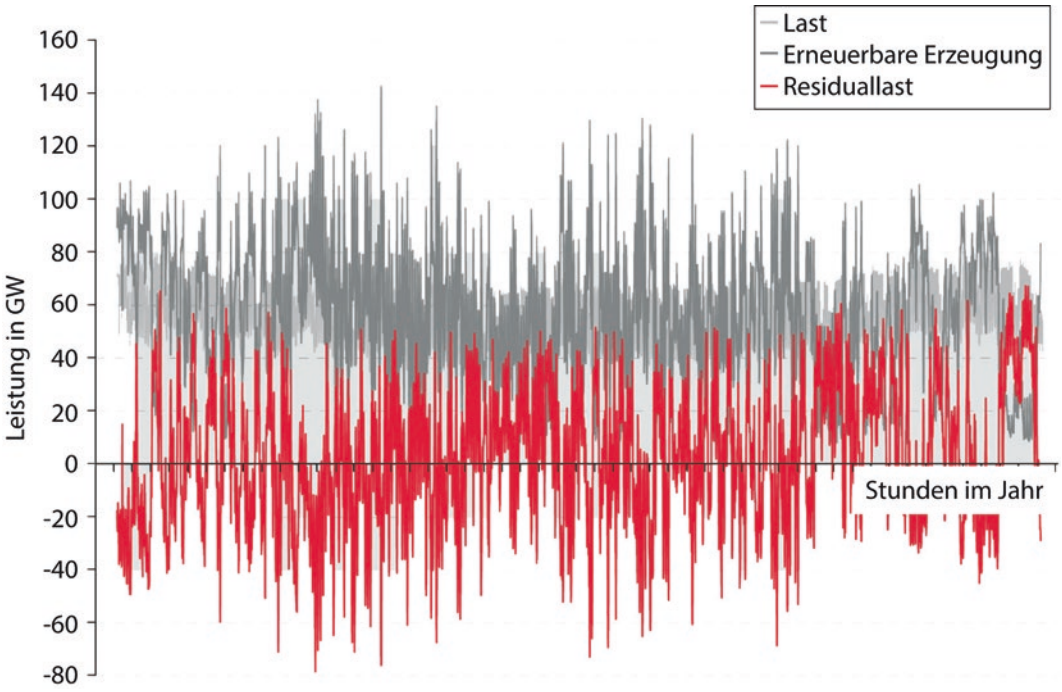


Abb. 3.27 Residuallast im 100 %-Szenario, nach [45]

Einspeicherleistungen der Speicher auf diese großen Leistungswerte. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung ist Gegenstand zukünftiger Forschung.

Aufgrund der begrenzten Volllaststundenzahlen der erneuerbaren Energien erfolgt in den »BMU-Langfristszenarien 2010« eine Installation von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, deren Leistung zusammengenommen bereits im 40 %-Szenario oberhalb der Höchstlast von ca. 80 GW liegt und 98 GW beträgt. Im 80 %-Szenario sind in Summe 144 GW und im 100 %-Szenario sogar 191 GW an Photovoltaik- und Windenergieanlagen installiert. Analysen der auftretenden Residuallast zeigen, dass große Leistungsspitzen aus erneuerbaren Energien aber relativ selten auftreten (s. Abb. 3.27). Im 80 %-Szenario ergeben sich maximale Überschüsse von ca. 50 GW und maximale Defizite von ca. 70 GW.

Erfolgt eine Dimensionierung des Speicherparks mit dem Ziel, keine Abregelung von erneuerbaren Energien vorzunehmen, sind dafür annuitätische Investitionskosten von ca. 5,1 Mrd. € nötig (s. Tab. 3.6). Reduziert man die Speicherleistungen beispielhaft auf je etwa die Hälfte der ursprünglichen Einspeicherleistung, müssen ca. 400 GWh (ca. 1 ‰ des Gesamtjahresstromverbrauchs) erneuerbare Energien aus Windenergie- und PV-Anlagen pro Jahr abgeregelt werden.

Dem stehen jedoch um 2,1 Mrd. €/a verminderte Investitionen in den Speicherpark gegenüber. Zudem ist der Energiedurchsatz in den Langzeitspeichern trotz verminderter Leistung nicht signifikant geringer. Dies führt zu erheblich geringeren Energiedurchsatzkosten und damit zu einer höheren Wirtschaftlichkeit.

Aus diesen Betrachtungen kann abgeleitet werden, dass eine Auslegung der Speicher auf Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien nicht sinnvoll ist. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung sowie zwischen Ein- und Ausspeicherungsleistung muss in weiteren Untersuchungen gefunden werden.

Tab. 3.6 Vergleich verschiedener Varianten für das 80 %-Szenario; Abregeln ohne Betrachtung von Netzengpässen und Netzbetrieb, nach [45]

	Reduzierter Speicherpark (Variante E)	Speicher für volle erneuerbare Energien- Nutzung (Variante D)
Kurzzeitspeicher (Ein-/Ausspeicherleistung/Speicherkapazität)	14 GW/14 GW/70 GWh	28 GW/26 GW/140 GWh
Langzeitspeicher (Ein-/Ausspeicherleistung/Speicherkapazität)	18 GW/18 GW/7 TWh	36 GW/29 GW/8 TWh
Abgeregelte erneuerbare Energiemenge aus Windenergie- und PV-Anlagen	0,4 TWh/a	0 TWh/a
Annuitätische Investitionskosten der Speicher	3 Mrd. €/a	5,1 Mrd. €/a

3.4.4 Erkenntnisse aus dem 40 %-Szenario

3.4.4.1 Thermische Kraftwerke und erneuerbares Einspeisemanagement sind kosteneffizient

Kurz- und Langzeitspeicher sind bei einem Anteil von 40 % erneuerbarer Energien noch nicht zwingend für eine stabile Stromversorgung erforderlich. Der Einsatz des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks sowie eine geringfügige Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien sind eine günstige Form zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität.

Bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % erhöhen Speicherzubauten die Stromgestehungskosten (s. Abb. 3.28). Darüber hinaus dienen Speicher unter den getroffenen Annahmen weniger der Integration der erneuerbaren Erzeugung, sondern vorwiegend der Kraftwerkseinsatzoptimierung der thermischen Kraftwerke und damit einer »Verstetigung« der Einspeisung aus fossilen Kraftwerken mit allen Konsequenzen (s. ▶ Abschn. 3.4.4.2). Die Investitionskosten der Speicherzubauten übersteigen dabei aber die Reduktion der variablen Stromgestehungskosten, welche im Wesentlichen Brennstoffkosten sind, unter den getroffenen Annahmen geringfügig.

Unter den untersuchten Varianten zeigen sich die geringsten Stromgestehungskosten bei Variante A, bei der dem Stromversorgungssystem die notwendige Flexibilität zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch durch eine geringfügige Abregelung der erneuerbaren Erzeugung aus Wind und PV um ca. 260 GWh/a (ca. 1 Promille der erneuerbaren Erzeugung) bzw. aus Biomasse um ca. 530 GWh/a, durch thermische Kraftwerke sowie durch Abregelung der wärmegeführten, fossil befeuerten KWK-Anlagen bereitgestellt wird.

Die hier aufgeführten Energiemengen der erneuerbaren Erzeugung aus Wind, PV und Biomasse beinhalten nur Abregelungen, die zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch erforderlich sind. Durch unzureichenden Übertragungs- oder Verteilnetzausbau bedingte Abregelungen sind in diesen Zahlen nicht erfasst.

3.4.4.2 Speicher nur in geringem Umfang für erneuerbaren Strom benötigt

Werden 40 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt, kommt es unter den getroffenen Annahmen nur in etwa 44 von 8760 Stunden eines Jahres zu negativen Residuallasten, d. h. zu einer Überschusssituation, in der die erneuerbare Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Aus diesem Grund dienen Speicher in näherer Zukunft vorwiegend der Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke und weniger der Speicherung von erneuerbarem Strom.

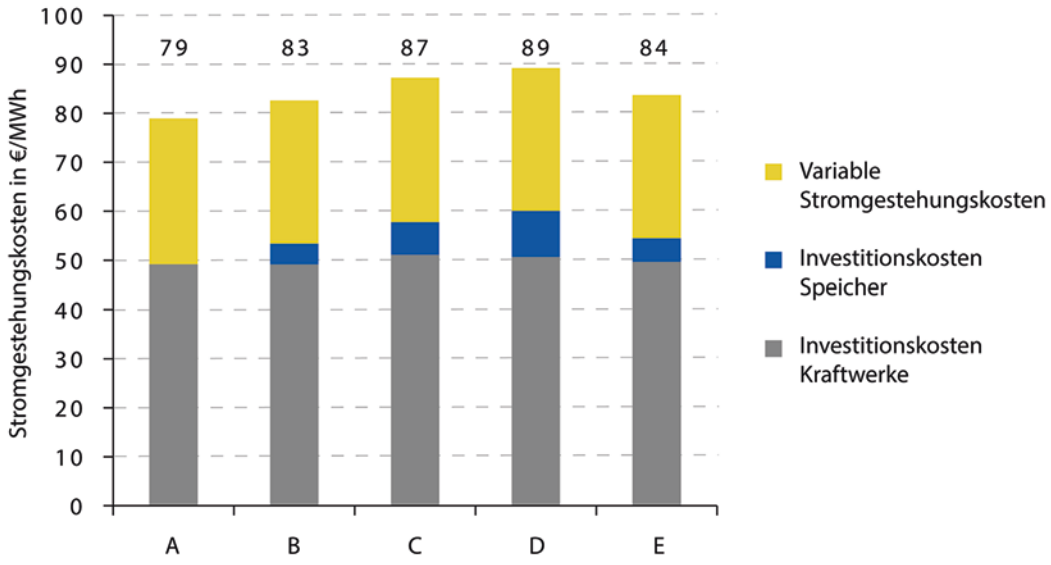


Abb. 3.28 40 %-Szenario: Stromgestehungskosten in verschiedenen Varianten, nach [45]

Im 40 %-Szenario beträgt die gesamte Erzeugungsüberschussenergie unter den getroffenen Annahmen in Summe lediglich 0,26 TWh/a. Dies entspricht etwa nur 1 Promille der gesamten erneuerbaren Erzeugung und verdeutlicht, dass der Speicherbedarf bei Umsetzung des geplanten Netzausbaus sehr klein ist. Die höchste negative Residuallast ist mit einem Betrag von 9,8 GW für eine Stunde aber vergleichsweise hoch. Bei diesen Analysen wurde unterstellt, dass KWK-Anlagen bei Erzeugungsüberschüssen abgeschaltet werden können.

Entsprechend den Annahmen besteht im 40 %-Szenario kaum Bedarf zur Speicherung von erneuerbarem Strom. Vielmehr werden – wie heute – Speicher bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % vorwiegend zur Einsatzoptimierung von thermischen Kraftwerken genutzt, indem sie die Residuallast glätten, um verstärkt in den Erzeugungskosten günstigere Kraftwerke, sogenannte Grundlastkraftwerke, einsetzen zu können. Die Ausspeicherleistung (Entladeleistung) der Speicher wird in dem Szenario nicht zwingend benötigt, weil die gesicherte Leistung durch den konventionellen Kraftwerkspark ausreichend hoch ist.

Abbildung 3.29 beschreibt die Veränderungen der erzeugten Energiemengen gemäß Jahresbetriebssimulation von Kraftwerks- und Speicherpark für die untersuchten Speicherzubauvarianten (Varianten B bis E). In dieser Abbildung können positive Werte als Mehrerzeugungen und Einspeicherung, negative Werte als Mindererzeugungen und Ausspeicherung interpretiert werden. Der Speichereinsatz bewirkt demnach im 40 %-Szenario vorwiegend eine Verdrängung von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken zugunsten einer Verstetigung der günstigeren Braunkohlekraftwerke.

3.4.5 Erkenntnisse aus dem 80 %-Szenario

3.4.5.1 Kurz- und Langzeitspeicher im Einsatz für den Klimaschutz

Aus Sicht des Klimaschutzes sind Kurz- und Langzeitspeicher bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % unter den getroffenen Annahmen nicht erforderlich. Der Einsatz von Speichern führt im regulären Strommarkt erst bei einem erneuerbaren Anteil von 80 % zu einer rund 10 %igen Reduzierung des CO_2-Ausstoßes zusätzlich zu einer bereits erfolgten Gesamtemissionsreduktion im Stromversorgungssystem von minus 85 % im Bezug zu 1990.

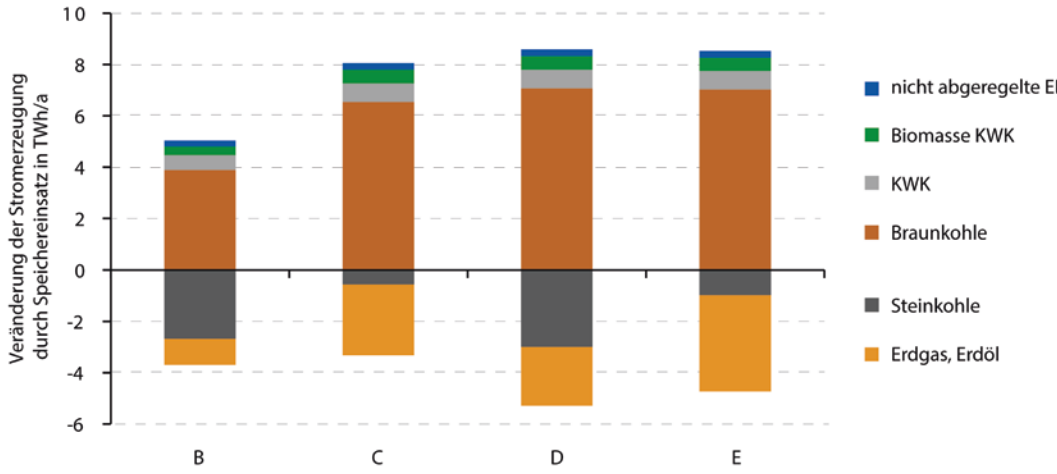


Abb. 3.29 40 %-Szenario: Verschiebung der Stromerzeugung infolge des Speicherzubaus, nach [45]

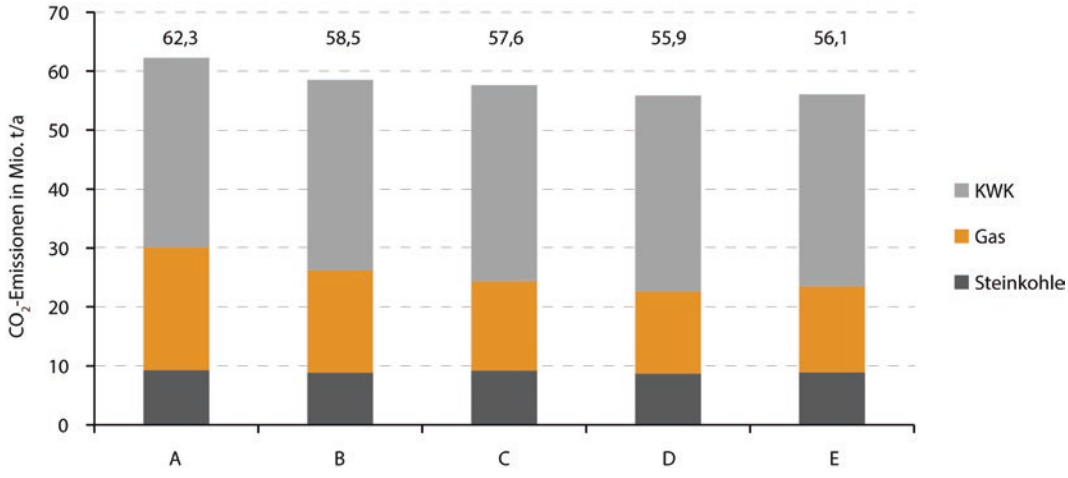


Abb. 3.30 80 %-Szenario: Emissionen, nach [45]

Bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % werden Kurz- und Langzeitspeicher nur selten zur Einspeicherung von erneuerbarem Strom, sondern vorwiegend zur Einsatzoptimierung der thermischen Kraftwerke genutzt. Die Folge sind einerseits eine erhöhte Stromproduktion aus fossilen, thermischen Kraftwerken zur Deckung der Speicherverluste (Zykluswirkungsgrad 40 % bei Langzeitspeichern und 80 % bei Kurzzeitspeichern) sowie eine Verdrängung von Erdgas- und Steinkohlestrom zugunsten von Braunkohlestrom.

Die energiewirtschaftliche Optimierung der thermischen Kraftwerke mit Speichern führt daher zu bis zu 1,8 % höheren CO_2-Emissionen als in der Variante A ohne Speicherzubau (s. Varianten B bis E in Abb. 3.30 bei einem erneuerbaren Anteil von 40 %). Bei einem erneuerbaren Anteil von 80 % (s. Abb. 3.30) reduzieren die Speicher den CO_2-Ausstoß um bis zu 10 % – und zwar zusätzlich zur erheblichen Reduktion, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien bedingt ist. Die Ursache ist darin begründet, dass bei einem erneuerbaren Anteil von

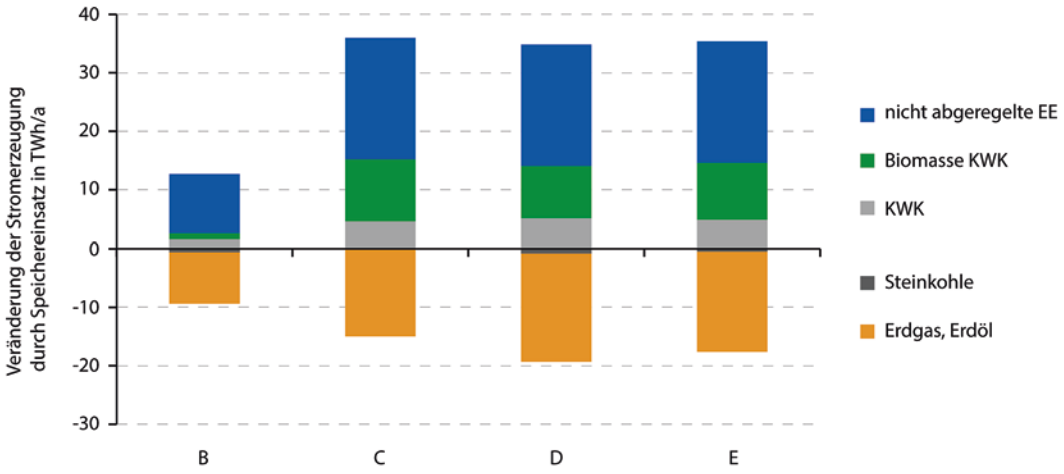


Abb. 3.31 80 %-Szenario: Verschiebung der Stromerzeugung infolge des Speicherzubaus, nach [45]

80 % die Speicher in erheblichem Maße erneuerbaren Strom einspeichern und bei der Ausspeicherung fossilen Erdgasstrom ersetzen (s. Abb. 3.31).

3.4.5.2 Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung sowie Abregelung empfehlenswert

Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % werden unter den getroffenen Annahmen zusätzlich zu den heute vorhandenen Speichern etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 h) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern benötigt. Dieser vergleichsweise hohe Zubaubedarf ergibt sich insbesondere aus der Betrachtung Deutschlands als Inselsystem ohne grenzüberschreitende Flüsse. Bei einer Betrachtung Deutschlands im europäischen Verbundsystem wären vermutlich deutlich geringe Kapazitäten ausreichend.

Die »BMU-Langfristszenarien 2010« gehen für das 80 %-Szenario von konkreten Ausbauzielen für erneuerbare Energien aus. Mithilfe dieses Erzeugungsparks würden aber ohne Speicherzubau (Variante A) ca. 30 TWh oder ca. 7 % der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt, sodass die Variante A das Ziel eines erneuerbaren Anteils von 80 % am Bruttostromverbrauch nicht erfüllt und nur ein erneuerbarer Anteil von 73 % erreicht wird.

Die Berechnungen zeigen, dass eine Dimensionierung der Speicherleistung zur vollen Ausnutzung der erneuerbaren Erzeugung unter Einspeicherung aller Leistungsspitzen (Variante D) als nicht sinnvoll erscheint. Es wird vielmehr empfohlen, eine Kombination aus Speicherung und Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen einzusetzen (Variante E). Bei der hier vorgenommenen Halbierung der theoretisch benötigten Speicherleistungen der Kurz- und Langzeitspeicher würden unter den getroffenen Annahmen weniger als 1 % der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt werden müssen.

Der Zubau an Kurzzeitspeichern in Variante E mit einer Leistung von 14 GW und einer Kapazität von 70 GWh entspricht etwa der doppelten heute vorhandenen Kapazität an Pumpspeicherwerken. Für die Kostenberechnung der Kurzzeitspeicherung wurde ein Speicherpark bestehend aus Batteriespeichern (hierbei insbesondere Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Natrium-Schwefel-Batterien), Druckluftspeichern, neuen Pumpspeicherwerken und Lastmanagement angenommen.

Die Langzeitspeicher mit einer Leistung von 18 GW haben eine Ausspeicherdauer von etwa 17 Tagen, wodurch nur sehr große Speicherkapazitäten infrage kommen und die energiebezogenen Speicherkosten für eine günstige Lösung gering sein müssen. Es kommen deswegen in Deutschland nur Speichersysteme auf Basis von Power-to-Gas in Betracht. Die beiden Energieträger Wasserstoff

Tab. 3.7 Vergleich zwischen 80 %- und 100 %-Szenario, nach [45]

	Szenario 80 % (Variante E)	Szenario 100 % (Variante D)
Kurzzeitspeicher (Ein-/Ausspeicherleistung/Speicherkapazität)	14 GW/14 GW/70 GWh	36 GW/35 GW/184 GWh
Langzeitspeicher (Ein-/Ausspeicherleistung/Speicherkapazität)	18 GW/18 GW/7 TWh	68 GW/42 GW/26 TWh
Annuitätische Investitionskosten der Speicher	3 Mrd. €/a	12 Mrd. €/a

und Methangas sind dafür geeignet und können in eigenen Kavernen (vorwiegend Wasserstoff) oder im bestehenden Gasnetz und in Gasspeichern (vorwiegend Methangas) gespeichert werden. Zur Rückverstromung des Wasserstoff- oder Methangases sind Gaskraftwerke, dezentrale KWK-Anlagen oder Brennstoffzellensysteme notwendig. Der Energieumsatz in den Langzeitspeichern (ca. 16 TWh/a) ist im Vergleich zum heutigen Gasverbrauch in Deutschland (ca. 850 TWh/a) sehr gering und bewegt sich in einem Bereich von unter 2 %. Für die Kostenberechnung werden Speicher auf Basis von Wasserstoff angesetzt, die aber ohne Kostenbetrachtung notwendiger Modifikationen an der Gasinfrastruktur grundsätzlich unwesentlich von denen auf Basis von Methangas abweichen.

Unter Berücksichtigung von Kostensenkungspotenzialen der Speichertechnologien können für den Speicherpark annuitätische Investitionskosten von ca. 3 Mrd. € abgeschätzt werden. Dabei entfallen ca. 75 % der Kosten auf die Langzeitspeicher. Die Kosten der Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher (z. B. Gaskraftwerke, Brennstoffzellen oder KWK) sind nicht in den Speicherkosten, sondern in den Kosten des Kraftwerksparks enthalten.

3.4.6 Erkenntnisse aus dem 100 %-Szenario

Wird der Anteil erneuerbarer Energien ausgehend von 80 % auf 100 % erhöht, ist eine Verdreifachung des Speicherparks an Kurz- und Langzeitspeichern notwendig. Die Stromgestehungskosten steigen dabei um ca. 19 %. Die letzte Steigerung des Anteils um 20 % ist teurer als die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien um 63 % von 17 % im Jahre 2010 auf 80 %.

Die installierten Speicherleistungen und -kapazitäten sind in Tab. 3.7 dargestellt.

Bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien um 20 % zu einer erneuerbaren Vollversorgung ist auch der Speicherpark entsprechend zu erweitern. Die Kurzzeitspeicherleistung und -kapazität ist dann 2,5-mal und die Langzeitspeicherleistung und -kapazität 3,5-mal höher als im 80 %-Szenario.

Die Kosten der Energiespeicherung spielen nun eine entscheidende Rolle, sie machen ca. 25 % der Stromgestehungskosten aus. Dabei sind die Kosten der Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher in den Kosten des Kraftwerksparks enthalten. Ausgenommen sind notwendige Modifikationen an der Gasinfrastruktur für die Langzeitspeicherung für den Fall einer Wasserstoffwirtschaft und die Kosten für die Methanisierung im Falle von Power-to-Gas.

3.4.7 Zusammenfassung

Fazit

- Die interdisziplinär erarbeitete VDE-ETG-Studie trifft einige Annahmen, die die Robustheit der Ergebnisse in einigen Punkten einschränken. Zu den **kritischen Annahmen** zählen insbesondere die Vernachlässigung der **europäischen Nachbarn** des deutschen Energiesystems, die Annahme einer **vollen Flexibilisierung der KWK** sowie die Vernachlässigung von **Netzrestriktionen**. Trotz dieser Vereinfachungen lassen sich einige relevante Folgerungen herleiten.

- Die **Flexibilisierung der erneuerbaren Energien** in zukünftigen Energiesystemen wird erforderlich werden. Die Möglichkeit, bei **Überschüssen**, die nur für extrem kurze Zeiträume auftreten, Anlagen **abregeln** zu können, ist für einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb von Erzeugungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien von wesentlicher Bedeutung. Die absolut abgeregelten Mengen betragen im 40 %-Szenario knapp **1 Promille** der erneuerbaren Stromproduktion. Eine **Auslegung** der **Speicher** auf **Erzeugungsspitzen** ist technisch und wirtschaftlich **nicht sinnvoll**.
- Kurzfristig (bis zu einem erneuerbaren Anteil von rund 40 %) scheint eine **Flexibilisierung** des **thermischen Kraftwerksparks** die **attraktivste Flexibilitätsoption** zu sein. Dieses Ergebnis ist belastbar, da bei einer Gesamtbetrachtung des europäischen Energiesystems durch Ausgleichseffekte mit einem geringeren Speicherungsbedarf zu rechnen ist. Schon die Ergebnisse für Deutschland als Inselsystem zeigen, dass zusätzliche Speicher ihre Kapitalkosten nicht decken können, wenn KWK-Anlagen flexibel eingesetzt werden. Die Kosten für die in der Studie beschriebene Flexibilisierung sind vernachlässigbar im Vergleich zu den Kosten für Speicher, da nur wenig zusätzliche Hardware erforderlich ist.
- **Zusätzliche Kurz- und Langzeitspeicher** sind bei einem erneuerbaren Anteil von **40 %** und einer den Annahmen entsprechenden Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks **noch nicht erforderlich**. Sie dienen weniger der Integration erneuerbarer Energien als der Kraftwerkseinsatzoptimierung: Die Stromerzeugung aus Gas- und Steinkohlekraftwerken wird zugunsten von kostengünstiger aber CO_2-intensiver **Braunkohleverstromung** verdrängt. Der Speichereinsatz führt daher zu einer Erhöhung der **CO_2-Emissionen** um 1,8 %.
- Das **80 %-Szenario** wird ohne zusätzliche Speicher zu einem 73 %-Szenario. Die CO_2-Emissionen des Stromsektors liegen ohne den Einsatz von Energiespeichern **10 %** über einem System mit Energiespeichern. Auf der einen Seite sind also **hohe erneuerbare Anteile auch ohne Speicher** möglich – vor allem unter Berücksichtigung eines weiträumigen Ausgleichs –, auf der anderen Seite sind sie ab einem gewissen Zeitpunkt **essenziell zum Erreichen der Ausbauziele** erneuerbarer Energien und den **Klimaschutz**.
- Es zeichnet sich ab, dass sich in Szenarien mit einem erneuerbaren Anteil in der Größenordnung von 80 % zusätzliche **Speicher rechnen werden**. Eine **Kombination aus Kurz- und Langzeitspeichern** erscheint grundsätzlich **sinnvoll**. Im 80 %-Szenario ergeben sich ein Bedarf von 14 GW bzw. 70 GWh (5 h) zusätzlicher Kurzzeitspeicher und ein neuer Bedarf von ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern. Dieses Ergebnis ist jedoch im Lichte der Annahmen zu betrachten: Der Speicherbedarf dürfte bei der Berücksichtigung des europäischen Verbundsystems deutlich geringer ausfallen.
- Eine **Steigerung** des erneuerbaren Anteils auf **100 %** ist **technisch möglich**, stellt aber eine Herausforderung dar. Das deutsche Erzeugungssystem wird sehr volatil: Es treten **Erzeugungsüberschüsse** im stündlichen Mittel von **bis zu 81 GW** auf, während die **maximale Residuallast nur geringfügig** auf etwa 67 GW **reduziert** wird.
- Durch die Erhöhung des erneuerbaren Anteils von **80 % auf 100 % verdreifacht** sich der **Speicherungsbedarf**. Die Stromgestehungskosten steigen um ca. 19 % im Vergleich zum 80 %-Szenario. Die Kosten der Energiespeicherung machen von den Stromgestehungskosten ca. 25 % aus. In Deutschland wäre eine **Langzeitspeicherung** von Energiemengen in der **Größenordnung von 30 TWh** erforderlich. Bei einer europäischen Betrachtung kann durch überregionale Ausgleichseffekte ein erneuerbarer Anteil von 100 % leichter erreicht werden.

3.5 Studie »Roadmap Speicher« zum Speicherbedarf Deutschlands im europäischen Kontext

In den zuvor vorgestellten Studien zum Speicherbedarf in den ► Abschn. 3.2 bis 3.4 liegt der Fokus auf Deutschland, weshalb Ausgleichseffekte im europäischen Stromerzeugungs- und Stromübertragungssystem als Flexibilität nicht berücksichtigt werden.

Ergänzend hierzu stellt das Projekt »Roadmap Speicher« eine Untersuchung des Speicherbedarfs dar, bei der dieser Aspekt zusätzlich zu weiteren Flexibilitätsoptionen berücksichtigt wird. Das Projekt wurde als BMWi-gefördertes Verbundvorhaben von einem Konsortium bestehend aus dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen und der Stiftung Umweltenergierecht im Zeitraum 2011 bis 2014 durchgeführt (s. [32]).

Durch eine umfassende Modellierung der Erzeugungs- und Nachfragesituation für die Mehrheit der Länder im Verbund der ENTSO-E wird der Stromaustausch zwischen den Marktgebieten mithilfe einer europaweiten Simulation der Einsätze von Erzeugungsanlagen, Speichern und Lastmanagement ermittelt. Netzrestriktionen werden für den mittelfristigen Zeithorizont detailliert anhand eines nachgeschalteten AC-Leistungsflusses abgebildet, während für die langfristige Betrachtung lediglich die begrenzten Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten in der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigt werden. Netzengpässe innerhalb der Marktgebiete werden bei der langfristigen Betrachtung jedoch nicht gezeigt, da ein ausreichender Netzausbau bis zu diesem Zeitpunkt innerhalb der Marktgebiete angenommen wird.

Die energiewirtschaftlichen Analysen für den mittelfristigen Zeithorizont mit erneuerbaren Anteilen von 26 und 37 % in Europa bzw. 45–50 % und 69 % in Deutschland werden überwiegend durch das IAEW durchgeführt, während die Analyse des langfristigen Speicherbedarfs mit erneuerbaren Anteilen von 82 % in Europa und 88 % in Deutschland durch das IWES erfolgt. Parallel zu den energiewirtschaftlichen Analysen erfolgt eine rechtswissenschaftliche Untersuchung und Bewertung des Speicherrechts durch die Stiftung Umweltenergierecht, für deren Ergebnisse auf [32] verwiesen wird.

Im Folgenden wird zunächst kurz das methodische Vorgehen im Rahmen der Studie vorgestellt. Danach werden die Szenarien und sich daraus ableitende Ergebnisse präsentiert. Abschließend werden die wesentlichen Erkenntnisse – auch im Kontext der bislang beschriebenen Studien – vorgestellt.

3.5.1 Methodisches Vorgehen

Die Modellierungsarbeiten im Rahmen des Projekts erfolgen durch sequenzielle Anwendung verschiedener Teilmodelle. Es wird eine energiewirtschaftliche Simulation des europäischen Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung der Schnittstellen zu den Sektoren Wärme und Verkehr durchgeführt. Zielfunktion der Optimierungen ist die Deckung der Stromnachfrage zu minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten unter Berücksichtigung von Randbedingungen, die das europäische Stromversorgungssystem abbilden.

Während die Modellierungen des Stromsystems für den mittelfristigen Zeithorizont szenarienbasiert erfolgen, besteht bei der Betrachtung für den langfristigen Zeithorizont die Möglichkeit, modellintern Kapazitäten von thermischen Kraftwerken, Kurz- und Langzeitspeichern sowie Übertragungskapazitäten auszubauen. Auch hierbei stellt die Deckung der Stromnachfrage zu minimalen gesamtwirtschaftlichen Kosten die Zielfunktion dar, wobei der Kapazitätsausbau anhand annuitätischer Investitionskosten bei den Lastdeckungskosten eingepreist wird. Nachfolgend wird die Abfolge der einzelnen Schritte kurz skizziert.

3.5.1.1 Zeitreihen erneuerbarer Energien

Durch die umfassende Modellierung auf Basis historischer Wetterdaten werden Fluktuationen, Gradienten und Glättungseffekte von Wind- und Solarenergie realitätsnah abgebildet. Die Modellierung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien erfolgt für das gesamte Betrachtungsgebiet zunächst für ein Raster mit 7 km Maschenweite. Auf Basis von Informationen über Bestandsanlagen, einer Zubaumodellierung unter Berücksichtigung der erneuerbaren Ressourcen sowie geeigneter Flächen erfolgt im Modell ein Ersatz alter bzw. Zubau zusätzlicher erneuerbarer Energieanlagen. Dabei werden detailliert technologische Entwicklungen wie die Erhöhung des Systemwirkungsgrads

(Photovoltaik) oder zunehmende Nabenhöhen bei einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung (Windenergie) berücksichtigt.

Historische Wetterdaten des Jahres 2011 aus dem COSMO-EU-Modell des Deutschen Wetterdienstes (s. [3]) sowie Strahlungsdaten des Meteosat-Satelliten (s. [5, 36]) dienen als Eingangsdaten für die physikalischen Modelle der erneuerbaren Energieanlagen. Hieraus werden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung der verschiedenen Technologien je Wettermodellfläche generiert. Anschließend werden diese unter Berücksichtigung der regionalisierten Stromnachfrage zu Residuallastzeitreihen je Höchstspannungsnetzknoten als Eingangsdaten für Lastflusssimulationen im Übertragungsnetz aggregiert. Eine weitere Aggregation aller innerhalb eines Marktgebiets liegender Zeitreihen liefert die für die vorgelagerte Kraftwerkseinsatz- bzw. Ausbauplanung erforderlichen Eingangsdaten.

Im realen Ablauf stehen für die Planung des Kraftwerkseinsatzes nur ungenaue, prognostizierte Daten der erneuerbaren Einspeisung und Stromnachfrage zur Verfügung. Dies hat einen suboptimalen Kraftwerkseinsatz zur Folge, und die Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher residualer Last ist über Intraday-Handel oder Regelleistung auszugleichen. Die Abbildung dieser Zusammenhänge im Modell erfolgte durch Berücksichtigung künstlicher Prognosezeitreihen der Einspeisung durch Windenergie und Photovoltaik sowie der Stromnachfrage für alle Szenariojahre.

Des Weiteren wird für die Bewirtschaftung der Langzeitspeicher eine Langfristprognose der Residuallast berücksichtigt. Hierfür wird eine Statistik auf Basis langjähriger Zeitreihen der erneuerbaren Einspeisung und der Last unter Berücksichtigung von Wochen- und Feiertagen im Falle der Last generiert.

3.5.1.2 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation im mittelfristigen Zeitbereich

Um im mittelfristigen Zeitbereich den Speicherbedarf in Deutschland zu ermitteln, wird zur Berücksichtigung der Einflüsse auf das Marktgeschehen und den Netzbetrieb eine mehrstufige Simulation des elektrischen Stromversorgungssystems in Europa durchgeführt. Im ersten Schritt dieser gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation (s. [14]) wird eine ganzheitliche Marktsimulation des europäischen Stromerzeugungssystems ausgeführt. Hierzu wird der kostenminimale, d. h. gesamtwirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung und Regelleistungsvorhaltung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Stromerzeugung und -übertragung ermittelt (s. [25]). Im Rahmen dieser Marktsimulationen werden die bestehenden Speicher und zusätzliche Speicherprojekte abgebildet. Aus den dabei ermittelten Kosteneinsparungen ergibt sich der Nutzen der untersuchten Speicherprojekte für den Strommarkt.

Da an den europäischen Strommärkten lediglich begrenzte Übertragungskapazitäten berücksichtigt werden und innerhalb von Marktgebieten eine Engpassfreiheit gilt, kann die resultierende Last-/Einspeisesituation zu Überlastungen im Übertragungsnetz führen. Diesen Leitungsüberlastungen wird anschließend im Netzbetrieb durch Anpassung von Kraftwerkseinsätzen im sogenannten *Redispatch* begegnet. Dieses Vorgehen wird in einer Netzbetriebssimulation nachgebildet, in der zunächst auf Basis der marktbasiert vorgegebenen Kraftwerkseinsätze stündliche Leistungsflüsse im Grundlastfall sowie in Ausfallsituationen bestimmt werden. Das dazu verwendete Netzmodell des europäischen Übertragungsnetzes basiert auf öffentlichen, frei zugänglichen Daten.

Anschließend wird das Vorgehen der Netzbetreiber im Netzbetrieb simuliert, um Leitungsüberlastungen zu beheben. Als Redispatch-Maßnahme stehen hierbei die Anpassung von Einsätzen der konventionellen, thermischen Kraftwerke und der Speicher zur Verfügung. Die Optimierung des Lastflusses erfolgt unter der Zielfunktion, Leitungsüberlastungen, die Anzahl der Eingriffe und die Redispatch-Kosten zu minimieren (s. [15]). Auf diese Weise ergibt sich eine zulässige Netznutzungssituation je betrachteter Stunde.

Durch die mehrstufige Simulation kann damit der Gesamtnutzen technologieabhängiger Stromspeicherprojekte aus Markt- und Netzsicht berechnet werden. Dieser ergibt sich aus der Reduktion der Stromerzeugungskosten und der notwendigen Redispatch-Kosten. Weiter ist eine Reduk-

tion der Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen möglich, was als Kostensenkung für das Stromversorgungssystem den Speichern zugerechnet wird. Diesem Gesamtnutzen der Speicher werden die notwendigen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt, sodass der gesamtwirtschaftlich sinnvolle Speicherausbau ermittelt werden kann.

3.5.1.3 Europäischer Kraftwerkseinsatz und optimierte europäische Ausbauplanung im langfristigen Zeitbereich

Bei der Analyse des langfristigen Speicherbedarfs wird im Vergleich zu den bisher betrachteten Studien im Rahmen einer fortlaufenden Optimierung von Kraftwerkseinsatz und Ausbau erneuerbarer Energien ermittelt, wie eine kostenminimale Deckung der stündlichen Stromnachfrage möglich ist. Dabei werden bestehende erneuerbare Energieanlagen einschließlich Speicherwasserkraft berücksichtigt. Die geschlossene Optimierung für ein ganzes Kalenderjahr ergibt die benötigten Kapazitäten an thermischen Kraftwerken, Speichern und Übertragungsleistung zwischen Marktgebieten.

3.5.1.4 Detailbetrachtung Deutschland

Das in der europäischen Ausbauplanung identifizierte, optimierte Stromerzeugungssystem wird anschließend einer Detailbetrachtung für Deutschland unterzogen, um zusätzliche Aspekte wie Regelleistungsbedarf, Prognosefehler und Flexibilität der Kraftwerke zu berücksichtigen. Hierfür werden die ermittelten Kapazitäten der Ausbauplanung inklusive zusätzlicher Speicher, Speicherfüllstände der saisonalen Speicher sowie die Import- und Exportzeitreihen aus der vorgelagerten europäischen Ausbauplanung übernommen. In dem Verfahren werden zusätzliche Stromspeicher schrittweise zugebaut mit dem Ziel, die Stromgestehungskosten zu senken. Der auf diese Weise ermittelte kostenoptimale Speicherausbau wird abschließend als »Speicherbedarf« einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems interpretiert.

3.5.2 Szenario

Für eine belastbare Abschätzung des Speicherbedarfs ist es erforderlich, Ausgleichseffekte zu berücksichtigen, die sich aus der europäischen Vernetzung des Stromversorgungssystems ergeben. Die Simulationen im Rahmen des Projekts »Roadmap Speicher« bilden den größten Teil des Verbundnetzes der ENTSO-E entsprechend ◘ Abb. 3.32 ab, wenngleich die Analyse des Speicherbedarfs in Deutschland im Mittelpunkt der Untersuchungen steht.

In Anlehnung an die Langfristszenarien 2010 und 2011 (s. ► Abschn. 3.2 und [26, 27]) wird die erneuerbare Erzeugung durch solarthermische Kraftwerke in Nordafrika im Modell berücksichtigt. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf dem Stromsektor, jedoch werden auch wie in ► Abschn. 3.3 die sektorenkoppelnden Stromanwendungen wie Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen bzw. Klimatisierung bei den Modellierungen abgebildet.

3.5.2.1 Annahmen

Das Erzeugungssystem basiert für Deutschland und Europa grundsätzlich auf den Langfristszenarien 2011 (s. [27]). Diese sind bestimmt durch eine Umstrukturierung der Erzeugungssysteme, dabei werden erneuerbare Energien und Erzeugung aus Erdgas zugebaut und Kohle abgebaut. Da sich in den letzten Jahren eine schnelle Entwicklung vor allem im Bereich erneuerbarer Energien gezeigt hat, werden einige Annahmen durch neue Informationen ergänzt bzw. ersetzt.

- **Stromnachfrage und Ausbau erneuerbarer Energien**

Die Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland basieren auf dem Energiekonzept der Bundesregierung (s. [12]), welches von einer Reduktion der Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 (10 % bis 2020, 15 % bis 2030) gegenüber 2008 ausgeht. Des Weiteren werden neue Verbraucher betrachtet, die eine effiziente Kopplung der Energiesektoren ermöglichen und einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können: elektrische Wärmepumpen, Klimatisierung und Elektromobilität. ◘ Abbildung 3.33 und ◘ Tab. 3.8 zeigen die Ent-



Abb. 3.32 Betrachtungsbereich mit Einbindung von Nordafrika, nach [32]

wicklung des Stromverbrauchs und den Bedarf der genannten Verbraucher.

Es werden speziell die Jahre mit verschiedenen Annahmen simuliert, in denen der erneuerbare Anteil am deutschen Stromverbrauch bei 45–50 %, 69 und 88 % liegt. Durch Neuerungen in den nationalen Aktionsplänen der EU und den teilweise unvorhergesehenen Zubau der erneuerbaren Energien werden die Langfristszenarien 2011 des BMU (s. ► Abschn. 3.2 und [27]) zum Teil an die neuen Gegebenheiten angepasst.

Kraftwerkspark

Ein wichtiger Baustein zum Gelingen der Energiewende ist eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks. Es werden für das Jahr mit einem europäischen Anteil erneuerbarer Energien von 37 % zwei verschiedene Sensitivitäten untersucht: einmal mit geringer Flexibilität im System ($Flex^-$) und einmal mit hoher Flexibilität ($Flex^+$).

Dabei werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Bei hoher Flexibilität werden die Mindestleistungen und -zeiten konventioneller Kraftwerke reduziert,
- Biogasanlagen werden zunehmend durch Gasspeicher sowie zusätzliche Leistung flexibel eingesetzt und
- KWK-Anlagen werden vermehrt mit Wärmespeichern ausgestattet, eine größere Power-to-Heat-Leistung wird unterstellt, und Szenarien

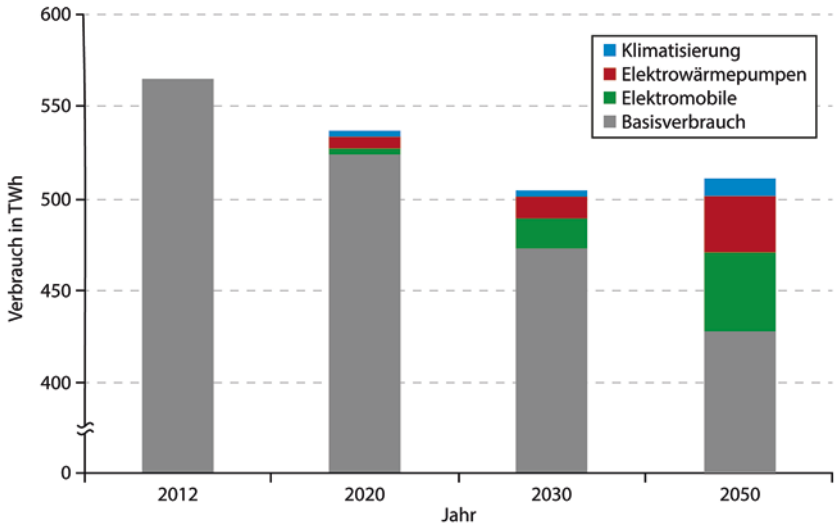


Abb. 3.33 Entwicklung des Stromverbrauchs (Flex⁺) inklusive neuer Verbraucher: Klimatisierung, elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität, nach [32]

Tab. 3.8 Entwicklung des Basisstromverbrauchs und des Bedarfs neuer Verbraucher zwischen 2020 und 2050

TWh/Jahr	2020	2030 Flex⁻	2030 Flex⁺	2050
Basisstromverbrauch	524	473	473	427
Elektromobile	1	0	10	26
Elektr. Wärmepumpen	7	11	11	30
Klimatisierung	2	4	4	10
∑ Neue Verbraucher	10	15	25	66

mit hoher und geringerer Flexibilität werden untersucht.

Speicherkosten

Die Wirtschaftlichkeit und damit der ökonomisch begründete Bedarf an Stromspeichern hängen stark von den Investitionskosten sowie den technischen Parametern wie Wirkungsgrad und Zyklenfestigkeit ab. Es wird zwischen Kosten für Speicherleistung und Speicherkapazität unterschieden. Für die Modellrechnungen werden Annahmen in Anlehnung an [18] getroffen.

Abbildung 3.34 zeigt exemplarisch die Kostenannahmen für 6 h- bzw. 200 h-Speicher der betrachteten Technologien.

Lastmanagement

Das Lastmanagement besitzt ein großes Potenzial zur Glättung der Residuallast, welches im Strommarkt gewinnbringend eingesetzt werden kann (s. ▶ Kap. 11). Zudem hat das Lastmanagement hohe Anschlussleistungen, die in Zukunft durch die Zunahme von Elektromobilität, elektrischen Wärmepumpen und Klimatisierung weiter steigen werden und somit den Kraftwerkseinsatz erleichtern. Ab dem mittelfristigen Szenario sind Nachtspeicherheizungen und elektrische Trinkwassererwärmung rückläufig. Für die Elektromobilität wird mittelfristig mit einer reduzierten Teilnahme von nur 20 % des Fahrzeugparks am Lastmanagement und erst langfristig mit hoher Flexibilität (60 %) gerechnet.

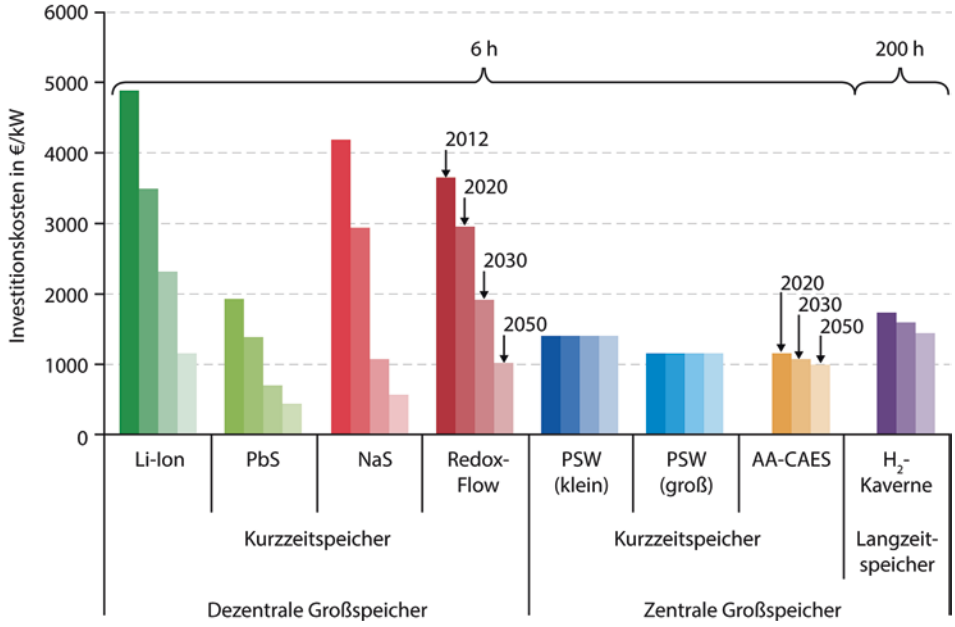


Abb. 3.34 Investitionskosten von Kurz- und Langzeitspeichern für die Jahre 2012, 2020, 2030 und 2050 im Vergleich, nach [32]

Die elektrischen Wärmepumpen können über die Einbindung von Wärmespeichern flexibel eingesetzt werden (s. ► Abschn. 14.1).

Trotz der hohen Anschlussleistung im 82 %-Szenario von 108 GW an Anwendungen zum Lastmanagement können aufgrund technischer sowie tageszeitlicher und saisonaler Restriktionen nur maximal 26,7 GW abgerufen werden. Das große vorhandene theoretische Potenzial ist also in der Realität nur bedingt technisch und wirtschaftlich zu jeder Zeit zuverlässig einsetzbar.

In Zukunft wird ebenso Power-to-Heat (PtH) einen erheblichen Einfluss auf den Speicherbedarf haben. Daher ist anzunehmen, dass KWK-Anlagen mit Wärmespeicher und zusätzlich einem Elektrodenkessel ausgestattet werden. Langfristig wird von einem zusätzlichen Potenzial der Flexibilisierung durch PtH von 14 GW ausgegangen.

Annahmen zum Netzausbau

Das Modell für das europäische Übertragungsnetz bildet alle bestehenden Leitungen für das Jahr 2010 ab und wird für die betrachteten Szenarien anhand der Netzentwicklungspläne ausgebaut.

Im Szenario mit einem Anteil von 26 % erneuerbaren Energien in Europa sind alle Maßnahmen des deutschen Netzentwicklungsplans 2013 (s. [1]) sowie des Zehnjahresplans (TYNDP) für Europa aus dem Jahr 2012 (s. [16]) umgesetzt. Für das mittelfristige Szenario (in etwa 2030) mit einem europäischen Anteil an erneuerbaren Energien von 37 % werden sowohl ein verzögerter (Variante Netz$^-$) als auch ein vollständiger Netzausbau (Variante Netz$^+$) mit allen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans und TYNDP untersucht. Der vollständige Netzausbau dient als Grundlage für das Langfristszenario und beinhaltet bei Bedarf zusätzlich eine Optimierung der Übertragungsleistungen. Wie auch in den vorhergehenden Studien ist diese Grundlage entscheidend für den Speicherbedarf.

Eine ausführlichere Beschreibung der Annahmen sind in ► Kap. 4.2 des Abschlussberichtes der Studie »Roadmap Speicher« zu finden (s. [32]).

3.5.2.2 Szenarienüberblick

Innerhalb der Studie »Roadmap Speicher« werden die Einflüsse verschiedener Maßnahmen auf den Speicherbedarf mittelfristig und langfristig

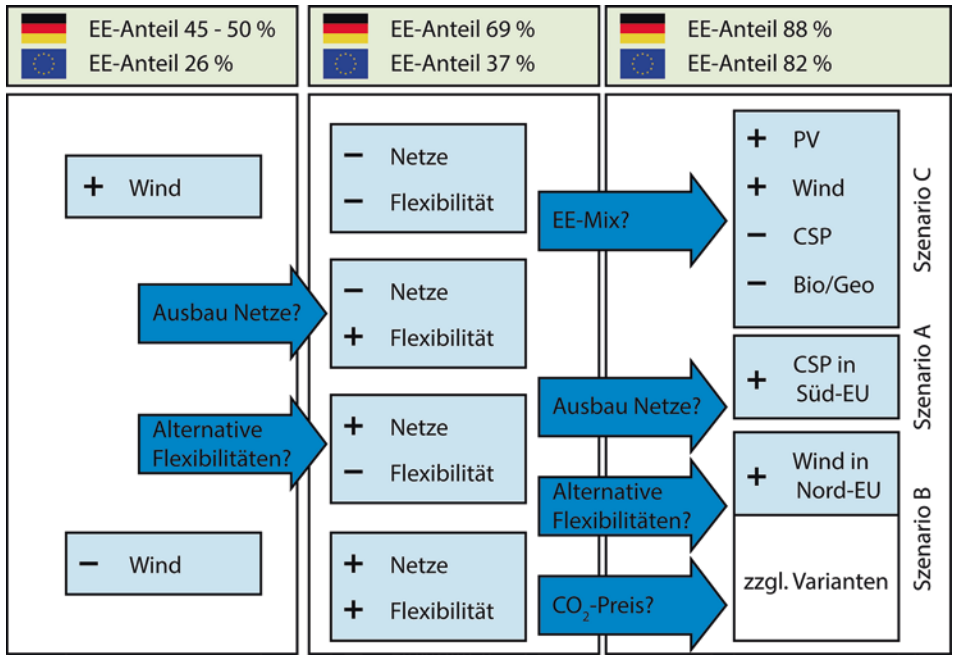


Abb. 3.35 Überblick über die verschiedenen Szenarien zu den jeweiligen betrachteten Zeiträumen und Sensitivitäten, nach [32]

untersucht. Dabei werden verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt, in denen Effekte wie ein verzögerter Ausbau von Windenergieanlagen bis 2020 und ein verzögerter Netzausbau bis 2030 eingehender dargestellt sind. Außerdem werden die Einflüsse von Lastmanagement, flexibler KWK und flexibler Kraftwerke in verschiedenen Konstellationen untersucht. Für den Bereich um 2020 wird mit einem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland von 45–50 % und der EU von 26 % sowie im Bereich um 2030 mit 69 % in Deutschland und 37 % in Europa gerechnet.

Für die langfristige Betrachtung werden drei unterschiedliche Szenarien A, B und C untersucht, wobei nach aktuellen Entwicklungen das Szenario C als am wahrscheinlichsten eingestuft wird, da vor allem die Entwicklung der solarthermischen Kraftwerke in Europa hinter den Erwartungen geblieben ist. Daher wird dieses Szenario genauer betrachtet, und aus Szenario A und B werden nur die wichtigsten Erkenntnisse dargestellt. Szenario A und B sind an die BMU-Langfristszenarien aus [27] angelehnt.

Aufgrund der stark fallenden Preise für Photovoltaik und Windkraft erscheint der Ausbau anderer Technologien wie solarthermischer Kraftwerke, Bioenergie und Geothermie aus wirtschaftlichen Gründen beschränkt. Abbildung 3.35 zeigt eine Übersicht der untersuchten Szenarien und den Einfluss verschiedener Maßnahmen. Weitere untersuchte Sensitivitäten sind ein unterschiedlicher Mix aus erneuerbaren Energien, CO_2-Zertifikatekosten, Netzausbau und alternative Flexibilitätsoptionen.

3.5.3 Mittelfristige Speichersimulation

Um den gesamtwirtschaftlichen Nutzen zusätzlicher Stromspeicher und den daraus abgeleiteten Speicherbedarf darzustellen, werden zunächst die Erzeugungssituation und die sich daraus ergebenden Auswirkungen auf das Übertragungsnetz analysiert.

3.5.3.1 Ergebnisse zur Erzeugungssituation

Zunächst wird für den mittelfristigen Zeitbereich das Szenario mit einem erneuerbaren Anteil von 45–50 % in Deutschland und 26 % in Europa betrachtet. Dabei zeigen sich in Deutschland leichte Unterschiede in der Stromerzeugung, die aus dem verstärkten Ausbau der Onshore- Windenergiekapazitäten und einer sinkenden Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle herrühren (Szenario Wind$^+$). Diese Mehrerzeugung wird vorrangig in das benachbarte Ausland exportiert.

Wird ein weitergehender Ausbau der erneuerbaren Energien bis zu einem erneuerbaren Anteil von 68–70 % in Deutschland und 37 % in Europa angenommen, ergeben sich größere Auswirkungen auf die Stromerzeugung. Den größten Anteil erneuerbarer Einspeisungen weisen On- und Offshore-Windenergieanlagen auf. Die verbleibende Nachfrage wird durch thermische Kraftwerke auf Basis von Braun- und Steinkohle sowie Erdgas gedeckt.

Bei einem beschleunigten Netzausbau in Form von höheren Übertragungskapazitäten zum Ausland (Szenario Netz$^+$) kommt es zu einer leichten Steigerung der Erzeugung in Deutschland. Zu größeren Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen vor allem die Szenarien mit erhöhter Flexibilität (Flex$^+$), da als Flexibilitätsoptionen sowohl die Nachfrageseite als auch die Erzeugungsseite flexibler eingesetzt werden. Dies wird jedoch flankiert von einem geringeren Einsatz bereits bewährter flexibler Kraftwerkstechnologien und Stromspeicher wie z. B. Pumpspeicher. Daher ist für diese Szenarien mit einer höheren Flexibilität ein geringerer Bedarf an neuen Stromspeichern im Strommarkt zu vermuten.

Da insbesondere bei einem erneuerbaren Anteil von 68–70 % in Deutschland die größten Anteile bei On- und Offshore-Windenergieanlagen liegen und diese vorwiegend im Norden Deutschlands konzentriert sind, ergibt sich in vielen Situationen eine stark Nord-Süd-gerichtete Transportaufgabe für das Übertragungsnetz bzw. entsprechende Netzengpässe (s. ► Abschn. 3.4).

3.5.3.2 Ergebnisse zur Engpasssituation im Übertragungsnetz

Um auch bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, wird die Netzsicherheit der Übertragungsaufgabe simulativ überprüft. Die Ergebnisse der Netzbetriebssimulationen zeigen, dass die angenommene Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der Netzausbauprojekte nach den Netzentwicklungsplänen grundsätzlich der geänderten Netznutzungssituation in zukünftigen Erzeugungsszenarien gewachsen ist.

Bei einem erneuerbaren Anteil von 45–50 % in Deutschland sind durch den Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen mittels drei HGÜ-Leitungen nur geringe Eingriffe in die am Strommarkt ermittelte Erzeugung notwendig. Daraus ergibt sich nur ein geringer Redispatch-Aufwand in Höhe von knapp 60 Mio. €/a. Grundsätzlich gilt es, in diesem Szenario keine systematischen, sondern zumeist lokale Engpässe im Übertragungsnetz zu beheben. Unter der Voraussetzung, dass die geplanten HGÜ-Leitungen umgesetzt werden, erscheint daher bei einem erneuerbaren Anteil von 45–50 % in Deutschland ein rein netzbedingter Ausbau von Stromspeichern nicht notwendig.

Im Szenario mit einem erneuerbaren Anteil von 69 % in Deutschland verändert sich die Netznutzungssituation zunehmend, da neben einem verstärkten Ausbau der Windenergieanlagen der thermische Kraftwerkspark zurückgebaut wird. Die Ergebnisse zeigen für diesen Zeitbereich, dass das grundsätzliche Niveau der notwendigen Maßnahmen und Kosten ansteigt. Bei verzögertem Netzausbau (*Netz*$^-$) treten vor allem an den Netzanschlusspunkten der Windenergieanlagen im deutschen Küstenbereich sowie entlang der Nord-Süd-Trassen Engpasssituationen auf.

Im Vergleich wird deutlich, dass der bis 2030 geplante Netzausbau sich positiv auf die Redispatch-Kosten und -Menge auswirkt und mit einer Kostenreduktion von 30 % im Szenario Flex$^+$ Netz$^+$ einhergeht.

3.5.3.3 Ergebnisse zum zusätzlichen Speicherbedarf

Um den Bedarf an Speichern im Energieversorgungssystem zu ermitteln, wird für typische Speicherprojekte der gesamtwirtschaftliche Nutzen berechnet. Hierzu wird ein Zubau von einem Pumpspeicher mit 300 MW und einer Power-to-Gas-Anlage mit 1,2 GW angenommen. Mithilfe

einer erneuten Marktsimulation werden die Einsätze des Stromerzeugungssystems für die Szenarien unter Berücksichtigung der zusätzlichen Speicherprojekte ermittelt. Es ergeben sich für die beiden kurzfristigeren Szenarien mit geringerem erneuerbarem Anteil geringe Einsparungen, die bei einem zusätzlichen Pumpspeicher in der Größenordnung von unter 1 Mio. €/(GW·a) liegen.

Für die Szenarien mit einem erneuerbaren Anteil von 37 % in Europa zeigen sich aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades sehr geringe Einsparungen durch die zusätzlichen Power-to-Gas-Anlagen. Im Vergleich hierzu können die Einsparungen durch Pumpspeicher bestenfalls bis zu 4 Mio. €/(GW·a) erreichen, die jedoch im Verhältnis zu den Systemgesamtkosten immer noch sehr gering sind. Wird das Szenario mit höherer Flexibilität (*Flex*$^+$) betrachtet, fallen die möglichen Einsparungen bei zusätzlichen Speicherkapazitäten noch geringer aus. Zusammenfassend deuten die Ergebnisse darauf hin, dass durch den Zubau von Stromspeichern im europäischen Stromerzeugungssystem nur geringe Einsparungen der Erzeugungskosten erreicht werden können.

Weitere Kosteneinsparungen und damit gesamtwirtschaftliche Potenziale können sich für Stromspeicher im Netzbetrieb einstellen, da ihre Integration in den Netzbetrieb durch eine der Übertragungsaufgabe entgegengerichtete Fahrweise netzentlastend wirken kann. Dabei ist bei Speichern zwischen einer zeitlichen und räumlichen Entkopplung der Einspeisung zu unterscheiden. Pumpspeicher können hierbei lediglich eine zeitliche Entkopplung im Bereich weniger Stunden erreichen und sind zudem meist im Süden hinter den vorliegenden Engpässen gelegen. Weiterhin zeigt sich im Netzbetrieb, dass die größten Potenziale für Speicher an Standorten gegeben sind, an denen in relativ vielen Stunden die erneuerbare Einspeisung abgeregelt wird. Daher erscheint ein Zubau von Power-to-Gas-Anlagen grundsätzlich sinnvoll, da über die vorhandene Gasinfrastruktur sowohl eine zeitliche als auch eine räumliche Entkopplung durch eine Einbeziehung des Gasnetzes möglich ist (s. [14]).

Bei einer Berücksichtigung von Power-to-Gas-Anlagen im Netzbetrieb zeigen sich eine netzentlastende Wirkung und daraus resultierende Kosteneinsparungen. Das Potenzial zusätzlicher Speicher wird jedoch auch im Netzbetrieb durch die Umsetzung alternativer Flexibilitätsoptionen beeinflusst. So können geringere Einsparungen durch zusätzliche Power-to-Gas-Anlagen im Szenario mit beschleunigtem Netzausbau und viel Flexibilität (Flex$^+$ Netz$^+$) erreicht werden. Weiterhin wird durch die Power-to-Gas-Anlagen eine bessere Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem erreicht, sodass die erforderliche Abregelung von erneuerbaren Energien reduziert werden kann.

3.5.3.4 Kosten-/Nutzen-Bilanzierung

Zur Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Potenziale dieser zusätzlichen Speicherkapazitäten werden die erreichten Einsparungen den notwendigen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt (s. ◘ Abb. 3.36). Hierbei wird zusätzlich berücksichtigt, dass mehr erneuerbare Energien integriert werden konnten.

Der Vergleich zeigt, dass keine der untersuchten Speichervarianten unter den getroffenen Annahmen gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist. Dies ist auf der einen Seite durch geringe Einsparungen am Strommarkt zu begründen, da ein geringer Bedarf an weiterer Flexibilität aus Speichern besteht. Als Flexibilitätsoptionen werden bereits der Ausgleich im europäischen Erzeugungssystem, der vorrangige Einsatz von Lastmanagement sowie flexible KWK-Anlagen genutzt.

Auf der anderen Seite ist die Netzinfrastruktur bei den unterstellten Ausbauprojekten den Anforderungen bei den betrachteten erneuerbaren Stromanteilen in großen Teilen gewachsen, sodass Stromspeicher wie Power-to-Gas lediglich im Bereich der räumlichen Entkopplung Vorteile bringen können. Insgesamt kann selbst bei höheren erneuerbaren Anteilen von 37 % in Europa hierdurch für die Stromspeicher kein gesamtwirtschaftlicher Nutzen erreicht werden, der die Kosten überwiegt.

Weiterhin ist zu beachten, dass es sich bei den Restriktionen im Übertragungsnetz lediglich um temporäre Engpässe handelt. In der Folge können zusätzliche Stromspeicher nach der Inbetriebnahme weiterer Verstärkungsmaßnahmen im Stromnetz nicht mehr wirtschaftlich sein.

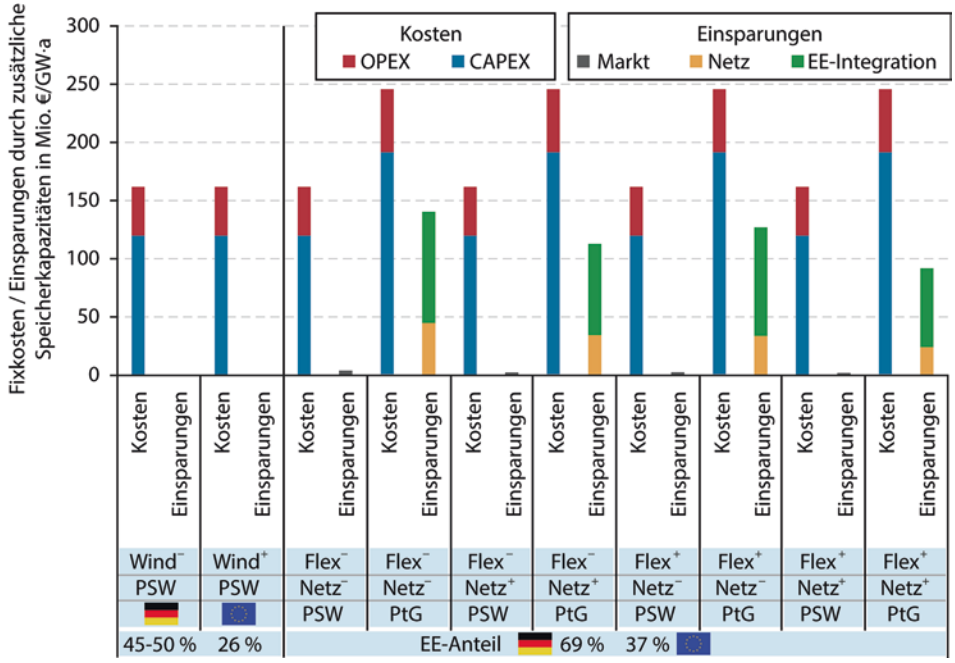


Abb. 3.36 Wirtschaftlichkeit verschiedener Varianten des Speicherzubaus, nach [32]

3.5.4 Langfristige Speichersimulation

Für die langfristige Speichersimulation wird ein erneuerbarer Anteil von 88 % in Deutschland und 82 % in Europa angesetzt.

3.5.4.1 Ergebnisse der europaweiten Ausbauoptimierung

Im langfristigen Szenario werden folgende Sensitivitäten eingesetzt: Lastmanagement, Netzausbau, Gasturbinen und GuD-Kraftwerke, Batterien mit unterschiedlichen Kapazitäten und Power-to-Gas.

Es zeigt sich, dass ein Netzausbau und grenzüberschreitende Kuppelstellen über den europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP hinaus keinen signifikanten Einfluss mehr auf den Speicherbedarf hat. Dies belegen auch die Ergebnisse in ▶ Abschn. 3.8 und Abb. 3.37.

Eine weitere wichtige Erkenntnis ist, dass durch eine umfassende Erschließung der Potenziale im Lastmanagement ausreichend Flexibilität im Netz vorhanden ist, dass kein (Szenario B) bzw. geringerer (Szenario C; 5,5 GW) Zubau von flexiblen Kurzzeitspeichern, vor allem Batterien, notwendig ist.

Erst wenn nur 50 % des angenommenen Lastmanagement-Potenzials neuer Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimatisierung flexibel eingesetzt werden, steigt der Bedarf an Kurzzeitspeichern an. Bei einer starren Einbindung dieser Verbraucher steigt dieser sogar signifikant.

In Szenario C mit hohem PV-Zubau ergibt sich in Deutschland ein Stromspeicherbedarf von minimal 5,5 GW und maximal 19,2 GW bei unflexiblem Stromverbrauch. Europaweit ergeben sich trotz Ausnutzung der Potenziale im Lastmanagement notwendige Speicherleistungen von 66 GW und im unflexiblen Szenario von 130 GW. Diese große Bandbreite zeigt eindrucksvoll, was auch aus dem Vergleich der verschiedenen Studien in ▶ Abschn. 3.7 hervorgeht: Der Speicherbedarf ist stark abhängig von den umgesetzten Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems. Vor allem das Lastmanagement spielt hier eine bedeutende Rolle.

Abbildung 3.37 zeigt die installierte Speicherleistung aller betrachteten Länder mit umfassenden und ohne den Einsatz der Potenziale des Lastmanagements.

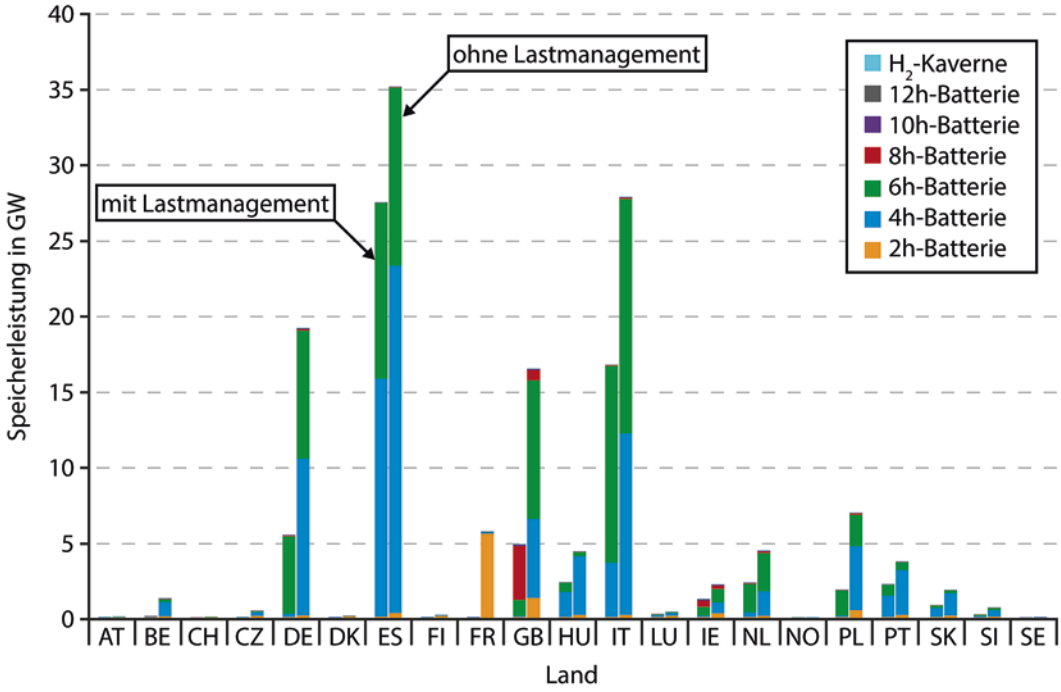


Abb. 3.37 Zubau von Stromspeichern des Szenarios C in Europa als installierte Leistung in GW mit und ohne Lastmanagement nach Ausspeicherdauern der exemplarischen Kurzzeitspeicher, nach [32]

Aber auch der Mix der erneuerbaren Energien nimmt Einfluss auf den Bedarf. Grundlastfähige erneuerbare Energien wie geothermische oder solarthermische Kraftwerke mit Speicher oder Biogasanlagen senken den Bedarf an Stromspeichern deutlich. Da aber Strom aus Photovoltaik und Windkraftanlagen heute und in Zukunft deutlich geringere Stromgestehungskosten aufweisen als die grundlastfähigen erneuerbaren Energien (mit Ausnahme der potenzialseitig begrenzten Wasserkraft), sind die dadurch erzielbaren Kosteneinsparungen höher als die zusätzlichen Speicherkosten.

Die ungenutzten Überschüsse aus erneuerbaren Energien sind in allen betrachteten Szenarien kleiner als 1,3 % der deutschen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, d. h. kleiner als 6,1 TWh von ca. 456 TWh. In Europa sind ungenutzte Stromüberschüsse vor allem in Ländern zu finden, die am Rand des Verbundnetzes liegen, z. B. Italien, Spanien und Großbritannien.

3.5.4.2 Ergebnisse der Detailbetrachtung Deutschland

Für Deutschland wird im Detail untersucht, wie sich als Sensitivität Prognosefehler, Regelleistungsbedarf und Restriktionen im Kraftwerkspark auf den wirtschaftlich getriebenen Speicherbedarf auswirken.

Dazu werden zusätzlich zum ermittelten Speicherbedarf im europäischen Kontext noch schrittweise unter den geänderten Bedingungen Stromspeicher zugebaut und die Kosten des Gesamtsystems verglichen. Hierzu werden die Kosteneinsparungen durch vermiedenen Zubau von Gasturbinen und eingesparte Brennstoffe den Kosten des Speicherzubaus gegenübergestellt.

Bisher ist im Szenario B unter anderem aufgrund des umfassenden Lastmanagements in der europäischen Betrachtung kein zusätzlicher Bedarf an Stromspeichern notwendig. Unter den geänderten Sensitivitäten erreicht bereits ein Zubau

von 0,5 GW Batteriespeichern starke Kostenabnahmen durch vermiedene Brennstoffkosten aufgrund günstigerer Primärregelleistungsvorhaltung. Der Zubau dieser Kurzzeitspeicher erreicht bei 2 GW sein Kostenoptimum mit Einsparungen von rund 700 Mio. €/a, welche 6,5 % der Gesamtsystemkosten darstellen.

Im Szenario C, in dem bereits aus der Simulation im europäischen Kontext ein Speicherbedarf unter der Annahme eines voll flexiblen Stromsystems von 5,5 GW identifiziert wird, sind die Kosteneinsparungen durch den Einsatz von Speichern für Regelleistung gering. Dennoch ergibt sich, dass ein weiterer Zubau von 3 GW Speicherleistung etwas kostensenkend wirkt. Daraus resultiert ein wirtschaftliches Optimum der Speicherleistung von 8,5 GW.

3.5.5 Wesentliche Erkenntnisse / Zusammenfassung

Fazit

- Ein zentrales Ergebnis der Studie »Roadmap Speicher« ist, dass in einem zukünftigen Stromsystem **Flexibilitätsoptionen** eine **entscheidende Rolle** spielen werden. Sie haben **direkten Einfluss auf die Integration erneuerbarer Energien** und **reduzieren den Bedarf an Stromspeichern**. Daher ist der **Ausbau der erneuerbaren Energien** zum Erreichen der mittelfristigen Ziele bei entsprechender **Umsetzung des Stromnetzausbaus nicht auf** den Einsatz von **zusätzlichen Stromspeichern angewiesen**.
- Der **Zeitpunkt** und der **Umfang** des **Bedarfs** zusätzlicher **Stromspeicher** sind **stark** von folgenden **Faktoren geprägt**: Ausbau erneuerbarer Energien, Flexibilisierung der KWK, Netzaus- und -umbau sowie Einbindung von Lastmanagementmaßnahmen.
- Werden **neue Verbraucher** wie Wärmepumpen, Elektromobilität oder Klimatisierung **nicht zum Lastmanagement eingesetzt**, werden **mehr Kurzzeitspeicher** mit Speicherdauern von 2–4 h benötigt. Wird gänzlich auf ein **Lastmanagement verzichtet**, sind **Kurzzeitspeicher** mit **Speicherdauern von 4–6 h erforderlich**.
- Wird die **Photovoltaik** progressiv **ausgebaut**, ergibt sich in einem Szenario ein **Stromspeicherbedarf** von minimal **5,5 GW** und maximal **19,2 GW** bei **unflexiblem Stromverbrauch. Europaweit** zeigen sich trotz Ausnutzung der Potenziale im Lastmanagement notwendige **Speicherleistungen von 66 GW** und im **unflexiblen Szenario** von **130 GW.** Diese große Bandbreite belegt, dass der Speicherbedarf stark abhängig von den umgesetzten Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems ist, vor allem dem Lastmanagement.
- **Je früher alternative Flexibilitätsoptionen** voll einsetzbar sind, **desto später** entsteht ein zusätzlicher **Bedarf** an **Stromspeichern**. Dagegen führt eine **unzureichende Umsetzung** der Maßnahmen zu einem **erhöhten Bedarf an Speichern** für den **Stromhandel**, für die Auflösung von **Netzengpässen** und für die **Integration erneuerbarer Energien**.
- Durch den **langfristig sehr hohen Anteil aus Windkraft und Photovoltaik erhöht** sich der **Speicherbedarf**. Aufgrund der Einbindung des europäischen Stromsystems sowie der hohen Flexibilität im System sind die Überschüsse aus erneuerbaren Energien in allen betrachteten Szenarien und Sensitivitäten mit 0,2 – 1,3 % sehr gering.
- Durch den **Zubau von Stromspeichern** im **europäischen Stromerzeugungssystem** können unter den **getroffenen Annahmen zu** den alternativen **Flexibilitätsoptionen** nur **geringe Einsparungen** der Erzeugungskosten erreicht werden.
- Wird der **Ausbau** des **Übertragungsnetzes verzögert**, können die **Ziele der Energiewende nur mit erhöhten gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht** werden. Der **europäische Stromnetzausbau**, der mittelfristig angenommen wird, erweist sich auch bei **höheren erneuerbaren Anteilen** als **weitestgehend ausreichend**. Langfristig wird in der optimierten Ausbauplanung nur noch ein geringer Zubau des europäischen Übertragungsnetzes gesehen.
- **Power-to-Gas** kann unter den getroffenen Annahmen **bis zu sehr hohen erneuerbaren Anteilen nicht wirtschaftlich** eingesetzt werden. **Dennoch** ist der **Zubau** von Power-to-Gas

grundsätzlich sinnvoll, da über die **vorhandene Gasinfrastruktur** sowohl ein **zeitlicher** als auch ein **räumlicher Ausgleich erneuerbarer Einspeisung möglich** ist. Bei einer **Berücksichtigung** von Power-to-Gas-Anlagen **im Netzbetrieb** ergeben sich eine **netzentlastende Wirkung** samt **vermiedener Abregelung erneuerbarer Energien** und daraus resultierende **Kosteneinsparungen**.

- Bei einem Szenario von **über 90 % erneuerbaren Energien sind Langzeitspeicher notwendig**. Hier stellt **Power-to-Gas** die **derzeit einzige Alternative** zum Ausgleich **saisonaler Schwankungen** dar. Außerdem können durch die **Nutzung des Gasnetzes fossile Energieträger** in den Sektoren **chemische Industrie, Verkehr und Wärme substituiert** werden.
- Neben dem **Erzeugungsausgleich** resultiert aus den **erhöhten Anforderungen** im **Stromsystem** ein **zusätzlicher Speicherbedarf**. Dessen Ursache sind ein **Regelleistungsbedarf aufgrund** von **Prognosefehlern** der erneuerbaren Einspeisung sowie der **Wegfall** von **thermischen Kraftwerken** zur **Bereitstellung von Systemdienstleistungen**. Vor allem **Kurzzeitspeicher eignen sich** hier **als wirtschaftliche Alternative**.
- Eine **Kostendegression** von **Stromspeichern** ist eine **wichtige Voraussetzung** für deren zukünftige Wirtschaftlichkeit. Zudem sind **politische Maßnahmen** zur **Integration** der **Speichertechnologien notwendig**. Ein künftiger **Rechtsrahmen** sollte **technologieneutral** und **flexibel** gestaltet werden, um **Planungssicherheit** für **Energiespeicher** ausreichend zu **gewährleisten**.

3.6 Untersuchungen zum netzbasierten Speicherbedarf

Die vier vorgestellten Studien in ▶ Abschn. 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 konnten wesentliche Schritte zur Ermittlung des Speicherbedarfs und somit die zentralen Wirkungszusammenhänge aufzeigen. Nachdem darin im Wesentlichen die markt- und netzbasierten Potenziale für Energiespeicher dargestellt wurden, wird im Folgenden der netz- und systemseitige Speicherbedarf bei einem deutlich verzögerten Netzausbau exemplarisch anhand einer Fallstudie untersucht.

Überschüsse können marktbasiert entstehen, wenn vorhandene Energie bilanziell nicht mehr im Markt integriert werden kann. Sie können aber auch an Netzknoten durch Engpässe im Übertragungsnetz auftreten. Für beide Fälle können Speicher eingesetzt werden, um überschüssige Energie am Markt einzuspeichern oder Engpässe im Stromnetz zu lösen. Letzteres stellt einen netzbasierten Speicherbedarf dar, woraus sich ergänzend zu ▶ Abschn. 3.5 die Fragestellung ergibt, wie hoch der zukünftige, netzseitige Bedarf für Power-to-Gas-Anlagen unter Beachtung von regionalen Engpässen sein wird.

3.6.1 Methodisches Vorgehen zur Unterscheidung von markt- und netzbasiertem Speicherbedarf

Das methodische Vorgehen entspricht dem Vorgehen in der Roadmap-Speicher-Studie (s. ▶ Abschn. 3.5). Zur Abschätzung des netzbasierten Speicherbedarfs, beispielsweise durch einen stark verzögerten Netzausbau, wird durch ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes, basierend auf den vorab ermittelten Einsätzen der Erzeugungsanlagen und Speicher, der sich ergebende Lastfluss im normalen und im gestörten Betrieb simuliert und Verletzungen der Netzsicherheit identifiziert.

Anschließend wird der erforderliche *Redispatch* (s. [24]) simuliert, wobei Speicher neben thermischen Kraftwerken und EE-Anlagen ebenfalls flexibel berücksichtigt werden. Auf diese Weise können sie beispielsweise die erforderliche Abregelung von erneuerbaren Einspeisungen reduzieren.

3.6.2 Fallstudie Power-to-Gas in Deutschland im Jahr 2022 bei verzögertem Netzausbau

Im Folgenden wird das in ▶ Abschn. 3.6.1 dargestellte methodische Vorgehen in einer exemplarischen Fallstudie angewendet. Hierzu wird das Potenzial für Anlagen basierend auf der Power-to-Gas (PtG)-Technologie im Stromerzeugungs- und Stromübertragungssystem untersucht sowie insbesondere geeignete Standorte für Power-to-Gas-Anlagen ermittelt (s. [10]).

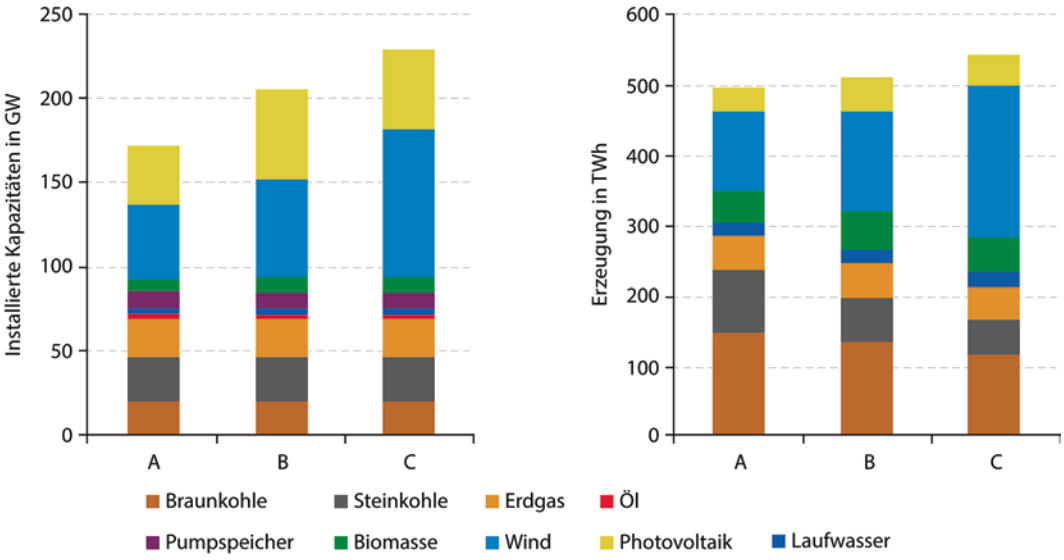


Abb. 3.38 Installierte Leistungen und resultierende Stromerzeugung in Deutschland in den drei untersuchten Szenarien, nach [11]

Untersuchte zukünftige Szenarien

In der Fallstudie wurden insgesamt drei verschiedene Entwicklungen des zukünftigen Erzeugungssystems für das Jahr 2022 herangezogen, um den Einfluss von Power-to-Gas-Anlagen auf das Stromerzeugungssystem zu untersuchen. Alle Szenarien der erneuerbaren Energien basieren auf den National Renewable Action Plans (NREAP) der Europäischen Union (EU), wobei die installierten Leistungen in Deutschland gemäß des Szenariorahmens der Übertragungsnetzbetreiber dem Netzentwicklungsplan NEP 2011 angepasst wurden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromerzeugung variiert hierbei zwischen 44 % in Szenario »44 % EE«, 52 % in Szenario »52 % EE« und 61 % in Szenario »61 % EE«. Abbildung 3.38 zeigt die installierten Leistungen sowie die resultierende Stromerzeugung. Im Rahmen der Untersuchungen wurde eine installierte Gesamtleistung der Power-to-Gas-Anlagen von 4 GW angenommen.

Obgleich die erneuerbaren Energien vor allem in Szenario »61 % EE« eine sehr hohe Durchdringung erreichen, lässt sich nur eine geringfügige marktseitige Abschaltung von erneuerbaren Energieanlagen wie Windkraftanlagen beobachten. Diese Abschaltungen können in Situationen notwendig sein, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Last deutlich übersteigt und kein weiterer Export der Energie in das Ausland möglich ist und die Energie somit nicht in den Markt integriert werden kann. Wie Abb. 3.39 zeigt, werden im Szenario »61 % EE« marktseitig lediglich 2,9 TWh/a Erzeugung aus erneuerbaren Energieanlagen abgeschaltet.

Marktbasierte Potenziale der Power-to-Gas-Anlagen

Aufgrund eines angenommenen Wirkungsgrades von 60 % und einem dem Szenario zugrunde liegenden zukünftigen Gaspreises von 31,6 €/MWh (3,2 ct/kWh) können Power-to-Gas-Anlagen Wasserstoff wirtschaftlich bei einem Strompreis am Spotmarkt unter 19 €/MWh (1,9 ct/kWh) produzieren. Während die Anlagen in Szenario »44 % EE« lediglich in 55 h/a aufgrund niedriger Spotmarktpreise eingesetzt werden, steigt der Einsatz in Szenario »52 % EE« auf 363 h/a und in Szenario »61 % EE« aufgrund der teilweise sehr niedrigen Marktpreise sogar auf 1016 h/a (s. Abb. 3.40). Allgemein werden die Anlagen zu

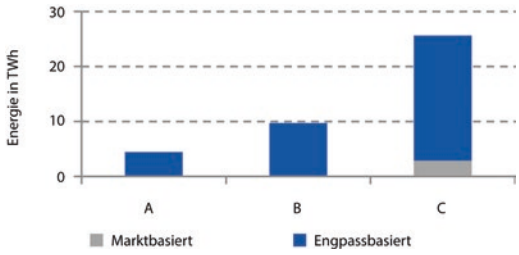


Abb. 3.39 Abschaltung von Windenergie aufgrund von Marktpreisen und Netzengpässen, nach [11]

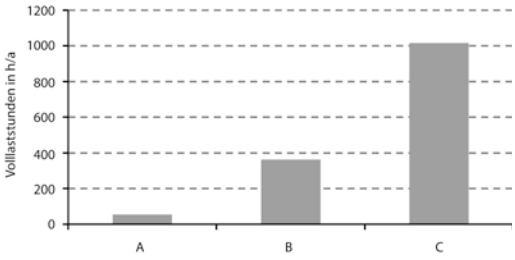


Abb. 3.40 Marktseitige Volllaststunden der Power-to-Gas-Anlagen, nach [11]

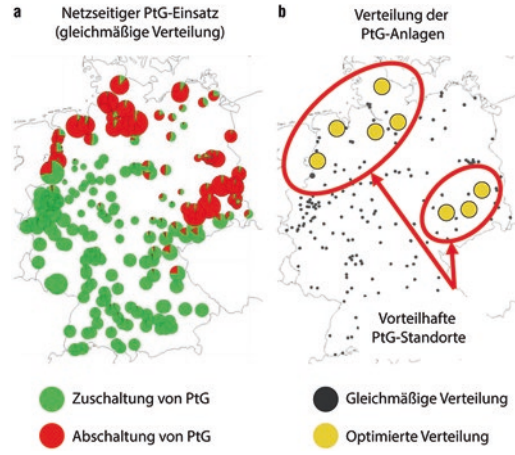


Abb. 3.41 Netzseitiger Einsatz (a) und Verteilung (b) der Power-to-Gas (PtG)-Anlagen. Auf der linken Seite ist der resultierende *Redispatch* der Power-to-Gas-Anlagen aufgrund von Netzengpässen für Szenario» 61 % EE« dargestellt. Grüne Kreise stehen hierbei für eine Abschaltung (Reduktion der Nachfrage von Power-to-Gas-Anlagen am Standort) und rote Kreise für eine Zuschaltung von Power-to-Gas-Anlagen (Zunahme der Nachfrage), nach [11]

Zeiten geringer Spotmarktpreise eingesetzt, d. h. zumeist in Zeiten niedriger oder sogar negativer Residuallasten.

Deutliche Netzengpässe durch langsamen Ausbau

Basierend auf den marktseitig ermittelten Kraftwerkseinsätzen wurden für alle drei Szenarien stündliche Netzbetriebssimulationen durchgeführt, wobei ein entsprechend der Szenarioannahmen verzögerter Netzausbau unterstellt wurde. Die Ergebnisse zeigen zum Teil deutliche Engpässe im Übertragungsnetz (z. B. Nord-Süd- und Ost-Süd-Leitungen).

Zur Identifikation vorteilhafter Positionen wurden die Power-to-Gas-Anlagen entsprechend der angenommenen installierten Leistung von 4 GW zunächst gleichförmig im deutschen Übertragungsnetz auf alle Standorte verteilt und der in der Methodik beschriebene engpassbasierte Einsatz der Anlagen bestimmt. Solch eine Verteilung könnte sich auch in Realität einstellen, falls lediglich standortunabhängige Anreizinstrumente zur Förderung von Power-to-Gas-Anlagen entwickelt würden.

Abschaltungen von Power-to-Gas-Anlagen, d. h. preisbasierte Einsatzzeiten, werden aufgrund von Netzengpässen reduziert, finden hierbei im Süden, in der Mitte und im Westen von Deutschland statt.

Power-to-Gas-Anlagen im Norden und Osten von Deutschland werden hingegen oftmals zugeschaltet, um Engpässe im Übertragungsnetz und teilweise Abschaltungen von Windkraftanlagen zu vermeiden (s. Abb. 3.41).

Bedeutung des Standorts für Anlagenbewertung

Basierend auf der gleichmäßigen Anlagenverteilung und der ermittelten standortspezifischen Anlagenauslastung wurden im nächsten Schritt Standorte ermittelt, an denen eine besonders häufige netzseitige Zuschaltung erfolgt. Im Rahmen der Untersuchungen wurden acht besonders vorteilhafte Positionen ermittelt, von denen drei im südlichen Ostdeutschland und fünf in Nord-

deutschland liegen (s. Abb. 3.35). An jedem dieser Standorte wurden nun konzentriert Anlagen mit einer Leistung von jeweils 500 MW positioniert. Die Bewertung der Power-to-Gas-Anlagen an diesen vorteilhaften Standorten durch eine erneute Netzbetriebssimulation zeigt, dass durch eine optimale Positionierung von Power-to-Gas-Anlagen Engpässe im Übertragungsnetz effizient behoben und in großem Umfang Abschaltungen von Einspeisungen erneuerbarer Anlagen vermieden werden können. Im Norden Deutschlands resultieren die Stromüberschüsse eindeutig aus Windenergie, im südlichen Ostdeutschland aus den gleichzeitig hohen Einspeisungen aus Windenergieanlagen und Braunkohlekraftwerken, die aufgrund der niedrigen, aber immer noch kostendeckenden Großhandelspreise am Netz sind.

Hohe Auslastung im Norden, niedrige im Süden

Um den Einfluss der Positionierung zu bewerten, wurde die mittlere Volllaststundenzahl der Power-to-Gas-Anlagen für unterschiedliche deutsche Bundesländer in Szenario »61% EE« ermittelt (s. Abb. 3.42). Der marktbasierte Einsatz ist für alle Anlagen identisch und unabhängig vom gewählten Standort, da alle Anlagen beim gleichen Spotmarktpreis zugeschaltet werden.

Im Fall einer gleichverteilten Positionierung wird der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen durch vorhandene Netzengpässe reduziert. Diese Power-to-Gas-Anlagen werden hierbei zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen abgeschaltet. Dies führt zu einer mittleren Auslastung der Anlagen von unter 300 h/a in Bayern, was ein sehr geringer Wert ist.

Während Anlagen im Süden aufgrund ihres Standortes niedrigere Einsatzzeiten erreichen, werden Power-to-Gas-Anlagen im Norden und Osten von Deutschland aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz viele Stunden des Jahres zusätzlich zugeschaltet, was zu einem höheren mittleren Anlageneinsatz führt. Dieser Effekt wird durch eine gezielte Positionierung an vorteilhaften Standorten verstärkt. Bei einer optimalen Verteilung erreichen Anlagen in Sachsen-Anhalt, Sachsen und

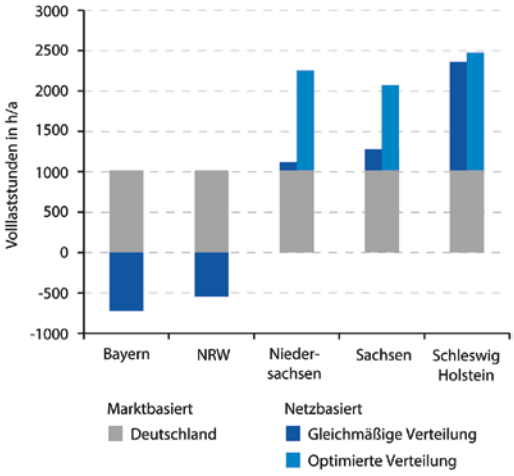


Abb. 3.42 Potenzielle Volllaststunden der Anlagen in verschiedenen Regionen für verschiedene Verteilungen der Anlagen; der marktbasierte Einsatz ist deutschlandweit aufgrund desselben Strompreises am Spotmarkt gleich, während Power-to-Gas-Anlagen in Bayern und Nordrhein-Westfalen im Betrieb zusätzliche Netzengpässe verursachen und daher netzbasiert abgeschaltet werden. Im Norden und Osten Deutschlands hingegen werden Power-to-Gas-Anlagen zur Behebung von Netzengpässen zugeschaltet, nach [11]

Schleswig-Holstein Volllaststunden von 2000 bis 2500 h/a. Damit können die Power-to-Gas-Anlagen an diesen vorteilhaften Standorten optimal im Netzbetrieb eingesetzt werden und somit Engpässe reduzieren.

Es ist jedoch zu betonen, dass der sich ergebende Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen aufgrund von Netzengpässen stark vom erwarteten Netzausbau abhängt, da dieser lokale Netzengpässe beheben und die engpassbasierten Potenziale für Power-to-Gas-Anlagen somit regional stark reduzieren könnte.

3.6.3 Minimaler Speicherbedarf im europäischen Netzverbund

Das dargestellte Fallbeispiel zeigt, dass es verschiedene Gründe für einen Bedarf an Kurz- und Langzeitspeichern geben kann. Dabei ist in allen Fällen jedoch eine europäische, systemische Sichtweise auf die Speicher und einen möglichen zukünftigen

Bedarf anzustreben, d. h., es sind sowohl die Einflüsse durch die Strommärkte als auch das Übertragungsnetz zu berücksichtigen.

Eine zusätzliche Integration des europäischen Binnenmarktes und ein Ausbau von sowohl regionalen als auch europaweiten Übertragungskapazitäten weisen dabei zumeist deutliche gesamtwirtschaftliche Vorteile gegenüber dem kostenintensiveren Aufbau von überdimensionierten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten auf. Obgleich ein gewisser nationaler Selbstversorgungsgrad bzw. ein teilweiser regionaler Ausgleich von Last und Erzeugung dabei aus geopolitischen Gründen gewünscht sein könnte, stellen auf Grundlage der bisherigen Studien und Untersuchungen der Netzausbau und der überregionale Ausgleich aktuell die ökonomischste Alternative dar.

3.6.4 Zusammenfassung

Fazit

- Der Einfluss der Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen auf den Speicherbedarf hängt signifikant mit ihrer Prognosegüte zusammen. Darüber hinaus ist ein wesentlicher Faktor der **Ausbau des Transportnetzes** zur Lösung von Engpässen, weshalb in **marktbasierten** und **engpassbasierten Speicherbedarf** zu unterscheiden ist.
- Im Rahmen einer Fallstudie werden das **Potenzial** von **Power-to-Gas-Anlagen** für ein Szenario im Jahr 2022 bei deutlich verzögertem Netzausbau untersucht und **vorteilhafte Anlagenstandorte** identifiziert.
- Die Potenziale von Power-to-Gas sind stark **abhängig vom Anteil der erneuerbaren Energien** im Stromerzeugungssystem. Während sich kurz- bis mittelfristig kaum signifikante marktbasierte Potenziale für die Technologie ergeben, steigen die erforderlichen Stromüberschüsse ab einem Anteil von ca. **60 %** der erneuerbaren Energien an der deutschen Stromerzeugung deutlich an.
- Power-to-Gas-Anlagen können mit **überschüssigem Strom betrieben** werden (z. B. aus Windkraftanlagen), welcher ohne die Power-to-Gas-Anlagen nicht genutzt werden könnte. Es können jedoch nicht alle Stromüberschüsse wirtschaftlich aufgenommen werden, weshalb kurzzeitige Abschaltungen von Windenergieanlagen erforderlich werden können.
- Der **Standort** von Power-to-Gas-Anlagen hat einen **hohen Einfluss** auf die gesamtwirtschaftlichen Vorzüge der Technologie. Während Anlagen an **vorteilhaften Standorten Überlastungen** im Übertragungsnetz sowie Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz (*Redispatch*) **reduzieren** können, **erhöhen** sich die **Kosten für den stabilen Betrieb** des Übertragungsnetzes durch **Anlagen an schlecht geeigneten Standorten** (z. B. in Bayern oder Nordrhein-Westfalen) deutlich. Als Folge wird der Einsatz letzterer Anlagen im Netzbetrieb reduziert und somit die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigt.
- Die **Volllaststunden** von Power-to-Gas-Anlagen zur Produktion von erneuerbarem Gas variieren stark für die untersuchten Szenarien und die unterschiedlichen Standorte. Während an schlecht geeigneten Standorten und in Szenarien mit einem geringen Anteil von erneuerbaren Energien keine hohen Volllaststunden erreicht werden, werden in den untersuchten Szenarien mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien an **sehr gut geeigneten Standorten** bis zu **2500 h/a** erzielt.
- Die meisten **Stromüberschüsse** sind heute **netzbasiert**. Nach dem **Ausbau der Stromnetze** und der **Beseitigung der Engpässe** ist bis zu einem erneuerbaren Anteil von 50 % nur noch ein **geringer marktbasierter Speicherbedarf** vorhanden.
- Erst ab einem erneuerbaren Anteil von ca. **60–80 %** sind **nennenswerte Potenziale** für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen zu erwarten.
- Die Speicherung von erneuerbaren Energien über Power-to-Gas hat den **Vorteil**, dass die Energie nicht nur gespeichert, sondern **über das Gasnetz auch transportiert** werden kann. Power-to-Gas-Anlagen können jedoch mittelfristig aufgrund des Wirkungsgrades und der Wirtschaftlichkeit einen breiten **Stromnetzausbau** aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht vermeiden oder ersetzen, sondern **lediglich ergänzen**.

- Dem Aufbau einer **nationalen Versorgungssicherheit** über Erzeugungs- und Speichereinheiten stehen der kostengünstigere Ausbau von **europaweiten Übertragungskapazitäten** und die Nutzung von Synergien im **europäischen Binnenmarkt** gegenüber.

3.7 Gegenüberstellung und Einordnung der Ergebnisse

3.7.1 Gegenüberstellung der Ergebnisse der drei Studien

Die ersten drei ausführlich untersuchten Studien weichen in ihrer Fragestellung und hinsichtlich der Modellierungsannahmen voneinander ab. Daher können sie nur in eingeschränktem Maße vergleichend gegenübergestellt werden. ◘ Tabelle 3.9 stellt Kernfragen, Annahmen und Ergebnisse der drei Studien in übersichtlicher Form dar.

3.7.2 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zu weiteren Studien

Neben den bereits dargestellten Untersuchungen (BMU-Langfristszenarien, UBA-100 %-Studie und VDE-ETG-Studie) gibt es weiterführende Arbeiten, die teilweise auf diesen Studien aufbauen und mit ähnlichen Methoden zu ähnlichen Ergebnissen kommen.

3.7.2.1 DIW-Studie »Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Die Studie »Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien (StoRES – Storage for Renewable Energy Sources)« wird vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung DIW Berlin im Auftrag des BMU für die Jahre 2022, 2023 und 2050 durchgeführt (s. [34]). Sie baut methodisch und hinsichtlich der Annahmen weitgehend auf der VDE-ETG-Studie (s. ► Abschn. 3.4) und der UBA-Studie (s. ► Abschn. 3.3) auf und zieht zur Szenariobildung neben dem Netzentwicklungsplan (NEP) (Basis für 2022 und 2023) und anderen Quellen die BMU-Langfristszenarien (2050) (s. ► Abschn. 3.2) als Grundlage heran. Es werden drei Szenariovarianten betrachtet:

4. Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung (nur 2022 A)
5. Höherer Zubau erneuerbarer Energien und Gaskraftwerke – Leitszenario im NEP (2022 B und 2023 B)
6. Noch höherer Ausbau erneuerbarer Energien und Gaskraftwerke

Die Methodik wird erweitert durch eine detailliertere Auswertung der Residuallast, durch die getrennte Betrachtung von Kurzzeitspeichern in Batterien (2 h) und Pumpspeichern (8 h) und die Unterscheidung in flexible und unflexible Biomasse- und Mindesterzeugungskraftwerke.

Ergebnisse

Entsprechend der Methodik und den Annahmen sind die wesentlichen Ergebnisse der VDE-ETG-Studie und der UBA-Studie weitgehend deckungsgleich:

- Die Stromüberschüsse sind gering bei Annahme von flexibler Biomasseverstromung und keiner Mindeststromerzeugung (Must-run), weitgehender Kraftwerksflexibilität und einer Übernahme der Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energieanlagen (gleiche Annahmen und Ergebnisse in der VDE-ETG-Studie). Im Szenariojahr 2032 ergeben sich nur in 471 h Überschüsse.
- Ein unflexibles System (starre Biomasseverstromung und 20 GW Must-run-Leistung) führt zu deutlich mehr Überschüssen als ein flexibles. Im Szenario B 2032 ergeben sich für ein flexibles System 4,4 TWh Überschüsse, was 2 % der maximalen Stromerzeugung aus Wind und PV entspricht; für ein unflexibles System gelten 18 % dieser Bezugsgröße.
- In der Berechnung der Überschüsse werden der Einfluss von unflexiblen Kraftwerken und Netzrestriktionen und die einfache Hochskalierung von einzelnen Wind- und PV-Zeitreihen sowie ihre räumlichen Verteilung, Im-

Tab. 3.9 Gegenüberstellung der betrachteten Studien

	BMU- Langfristszenarien	*UBA-100 %-Studie*	*VDE-ETG-Studie*
Kernfrage	Klimaschutz durch erneuerbare Energien	Technische Umsetzung der Energiewende	Speicherbedarf bei hohen erneuerbaren Anteilen
Ausführende Institute	DLR, Fraunhofer IWES, IfNE	UBA, Fraunhofer IWES	IAEW (RWTH Aachen), ISEA (RWTH Aachen), Fraunhofer IWES, ESEM (TU Karlsruhe), FENES (OTH Regensburg) und andere
Annahmen			
Netzausbau in Deutschland	Vollständig (Kupferplatte)	Vollständig (Kupferplatte)	
Import/Export	(40 %) Net Transfer Capacities von 2011, (63 %) 11,7 GW AC, 13,8 GW DC (85 %) 11,7 GW AC, 31,4 GW DC	H_2-Szenario: 5 % des Strombedarf CH_4-Szenario: 6 % des Strombedarf	Fokus auf deutschen Speicherbedarf, d. h., es werden weder Importe noch Exporte von Strom zur Bilanzierung des deutschen Systems unterstellt
Flexibilität Kraftwerke und KWK	Standard	Flexible Biogasanlagen: Gasturbinen-KWK 2,5 GW und Biogas-Reservekraftwerke GuD 17,5 GW	KWK wärmegeführt, über Zusatzfeuerung Stromreduzierung möglich
Must-run (Mindesterzeugung)	keine	keine	keine
Lastmanagement	(40 %): HH 1,1 GW, WP 2,7 GW, KL 2,5 TWh/a, EM 20 % aller Fahrzeuge (63 %): HH 1,25 GW, WP 4,7 GW, KL 5 TWh/a, EM 40 % aller Fahrzeuge (85 %): HH 1,3 GW, WP 7,3 GW, KL 10 TWh/a, EM 60 % aller Fahrzeuge	(100 %): Industrie 1,5 GW; vollständig flexibel: WP 44 TWh/a, KL 28 TWh/a, EM 50 TWh/a	Nicht berücksichtigt
Überschüsse und Speicherbedarf			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	3,7 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 0,26 TWh
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	5,9 TWh (Pumpstrom)	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	8,0 TWh (Pumpstrom)	–	Überschüsse 30 TWh
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	8,0 TWh (Pumpstrom) 90,5 TWh (Power-to-Gas) 1,2 TWh (ungenutzte Überschüsse)	–
Einsatz Kurzzeitspeicher			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	PSW ca. 8,7 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	7,2 GW @ 48 GWh (Variante A)

Tab. 3.9 Fortsetzung

	BMU- Langfristszenarien	*UBA-100 %-Studie*	*VDE-ETG-Studie*
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	PSW ca. 12,2 GW Druckluft 0,32 GW Wärmespeicher	–	14 +7,2 GW @ 70 + 48 GWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	–	PSW 8,6 GW @ 55 GWh Kapazität, Einspeicherstrom: 8,0 TWh, Ausspeicherstrom: 6,0 TWh Wärmespeicher	36 GW @ 184 GWh Kapazität (Variante D)
Einsatz Langzeitspeicher			
Erneuerbarer Anteil 40 % (ca. 2020)	keine	–	keine
Erneuerbarer Anteil 63 % (ca. 2030)	keine Angabe	–	–
Erneuerbarer Anteil 80–85 % (ca. 2050)	keine Angabe	–	18 GW @ 7 TWh Kapazität (Variante E)
Erneuerbarer Anteil 100 % (ca. 2050)	keine Angabe	Power-to-Gas Variante H_2: 44 GW @ 85 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 38,1 TWh Variante CH_4: 44 GW @ 75 TWh, Einspeicherstrom: 90,5 TWh, Ausspeicherstrom: 31,6 TWh Wärmespeicher	68 GW @ 26 TWh Kapazität (Variante D)

Legende: *HH* = Haushalte, *WP* = Wärmepumpe, *KL* = Klimatisierung, *EM* = Elektromobilität

und Export und weitere Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat überschätzt.

- Die Gradienten nehmen mit zunehmender erneuerbarer Einspeisung zu (analog UBA-Studie).
- Bei uneingeschränkter Abregelung wird praktisch kein Speicherzubau notwendig. Stattdessen werden aber erhebliche Mengen an erneuerbaren Energien nicht genutzt: im Szenario 2032 B allein 15 % der jährlichen Stromerzeugung aus Wind und PV.
- Die Auslegung des Systems auf die vollständige Integration aller Überschüsse ist technisch und wirtschaftlich ineffizient: Die Auslastung ist zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Bei einer Abregelung von 1 % der Überschüsse im Szenariojahr 2032 kann die notwendige Einspeicherleistung von 74 auf 38 GW (unflexibles System) und von 41 GW auf null im flexiblen System reduziert werden (analog VDE-ETG- und UBA-Studie).
- Bei einer realistischen zugelassenen Abregelung von 1 % erneuerbarer Erzeugung ergibt sich erst im Jahr 2050 ein Zubau an Tages- und Saisonspeicher, im unflexiblen System bereits ab dem Jahr 2022 (s. Tab. 3.10).
- Stundenspeicher (Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit einer Ausspeicherdauer von 2 h) können sich im System nicht behaupten, da viele Überschüsse länger als 2 h dauern und etwas

Tab. 3.10 Zubau von Stromspeichern in GW (Mittelwerte für alle Simulationen) für verschiedene Szenarien bei Annahme einer realistisch zugelassenen Abregelung von 1% der Überschüsse für Batteriespeicher, Pumpspeicher und Power-to-Gas. In den dargestellten Zahlen der DIW Untersuchungen wurde der Speicherbedarf für Systemdienstleistungen oder für Wärmespeicher zur Flexibilisierung von KWK und thermischer Stromerzeugung nicht berücksichtigt, nach [34])

Szenariojahr	2022 A (Ziele Bundesregierung)	2022 B (NEP Leitszenario)	2022 C (Progressiver EE-Ausbau)	2032 B (NEP Leitszenario)	2050 (BMU Langfristszenarien)
Flexibles System (Keine Mindeststromerzeugung (Must-run), flexible Biomasseverstromung über u. a. Wärmespeicher und Biogasspeicher)					
Batteriespeicher als 2 h Stundenspeicher	0	0	0	0	0
Pumpspeicher als 8 h Tagesspeicher	0	0	0	1	9
Power-to-Gas als 500 h Monatsspeicher	0	0	0	0	7
Unflexibles System (Keine Mindeststromerzeugung (Must-run), flexible Biomasseverstromung über u. a. Wärmespeicher und Biogasspeicher)					
Batteriespeicher als 2 h Stundenspeicher	0	0	0	0	0
Pumpspeicher als 8 h Tagesspeicher	4	12	19	24	21
Power-to-Gas als 500 h Monatsspeicher	0	0	7	14	40

Pumpspeichern (8 h) angenommen wurden.

- Langzeitspeicher in Form von Monatsspeichern (500 h) wie Power-to-Gas werden im flexiblen System erst im Jahr 2050 benötigt, im unflexiblen System bei hohen erneuerbaren Zubauraten bereits ab 2020.
- Import und Export sowie die Reduktion der Mindeststromerzeugung und Flexibilisierung von konventionellen und biomassebasierten Kraftwerken (z. B. Biogasspeicher) sowie der KWK über Wärmespeicher reduzieren den Speicherbedarf im Stromsektor enorm (deckungsgleich mit BMU- Langfristszenarien und VDE-ETG-Studie).
- Auswertungen und Aussagen zum zukünftigen Speicherbedarf können nicht anhand einzelner Wetterjahre abgeleitet werden, sondern brauchen für eine gewisse Robustheit die Berücksichtigung mehrerer Jahre (analog zur UBA-Studie).

3.7.2.2 NOW-Studie »Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW) erstellte ein Konsortium aus PLANET GbR, FH Lübeck, Fraunhofer ISI, IEU der FH Stralsund und KBB Underground Technologies GmbH eine umfassende Studie zur Integration von Power-to-Gas in das Energiesystem [42].

Die Studie konzentriert sich auf Wasserstoff als Teil von Power-to-Gas (s. ► Kap. 8) und auf die Frage der technischen und wirtschaftlichen Umsetzung von Power-to-Gas-Wasserstoffsystemen im Jahr 2030. Darin kommt der Frage nach dem Speicherbedarf eine zentrale Bedeutung zu.

Als Überschüsse werden in der Modellierung vereinfachend nur Windüberschüsse in zwei Zonen innerhalb Deutschlands mit beschränktem

Tab. 3.11 Windüberschüsse in TWh/a der NOW-Studie zu zwei Zonen in Norddeutschland in den Szenariojahren 2020 und 2030, nach [42]

		Nordwest-Zone		Nordost-Zone	
Szenario	Netzausbau	Moderat	Ambitioniert	Moderat	Ambitioniert
2020	25 % Dena II	0	0	0	0
	12,5 % Dena II	0,5	0,9	0	0
2030	50 % Dena II	0,002	3,8	0	0
	25 % Dena II	8,1	26,5	0	0

Netzausbau (Nordost-Zone, Nordwest-Zone) betrachtet. Die Verwertung des Wasserstoffs wird als Kraftstoff in der Mobilität und als Brennstoff für die Rückverstromung definiert über den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur. Dazu werden in der Studie alle notwendigen Technologien wie die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen (► Abschn. 8.4) beleuchtet und eine Systemanalyse samt Schlussfolgerungen vollzogen. Das moderate Szenario basiert dabei hinsichtlich der Strommengen und installierten Leistung für 2030 auf den Energieszenarien 2011 des BMWi (s. [35]) und das ambitionierte Szenario auf den BMU- Langfristszenarien 2012 aus ► Abschn. 3.2. Nahezu 50 % der installierten Windleistung wird in den zwei Zonen erbracht.

Der Strommarkt wird mit dem Fraunhofer ISI-Modell PowerACE, das Stromnetz stark vereinfacht als Kupferplatte in zwei Zonen in Anlehnung an die Regionen der Dena-Netzstudie II (s. [13]) abgebildet:

- Nordwest-Zone: Nordsee, Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und im nordwestlichen Teil von Niedersachsen
- Nordost-Zone: Ostsee, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin

Die wichtigsten und für die Ergebnisse maßgeblichen Annahmen zum Netzausbau lauten:

- Innerhalb der Zonen gibt es keine Restriktionen (»Kupferplatte«), zwischen den beiden Zonen besteht eine Übertragungskapazität von 3 GW.
- Die Übertragungsleistungen in die benachbarten Zonen ist beschränkt: Bis 2020 wird nur ein Viertel und bis 2030 nur die Hälfte des in der Dena-Netzstudie II ausgewiesenen Netzausbaus umgesetzt. Als Begründung für diese Annahme werden die bisher aufgetretenen Verzögerungen im Netzausbau angegeben.
- Bei den Net Transfer Capacities (NTC) – also dem Im- und Export in die Nachbarländer Deutschlands – findet kein Zubau gegenüber 2011 statt.

Ergebnisse

Entsprechend diesen Annahmen stellen sich folgende Ergebnisse für das moderate und für das ambitionierte Szenario ein:

- Für 2020 ergibt sich in keiner Zone ein Überschuss an Windenergie bei angenommenem Netzausbau (25 % des in der Dena Netzstudie II prognostizierten Netzausbaus). Erst wenn diese 25 % des Netzausbaus nochmals auf 12,5 % halbiert werden, zeigen sich Windüberschüsse zwischen 0,5 TWh/a (moderat) und 0,9 TWh/a (ambitioniert).
- Für 2030 ergeben sich aus der höheren erneuerbaren Einspeisung und der geringeren Last 0,002 TWh/a Windüberschüsse in der Nord-West-Zone im moderaten Szenario und 3,8 TWh/a im ambitionierten Szenario für einen 50 %igen Netzausbau in Deutschland nach Dena II und 8,1 TWh/a (moderat) und 26,5 TWh/a (ambitioniert) für den Fall der Umsetzung eines Viertels des Netzausbaus. In der Nord-Ost-Zone ergeben sich keine nennenswerten Windüberschüsse, da 90 % der installierten Offshore-Windleistung in der Nordsee angesetzt ist.

Tabelle 3.11 fasst diese Ergebnisse zusammen.

Der wesentliche Unterschied zu den in den ► Abschn. 3.2 bis ► Abschn. 3.4 betrachteten Studien sind die fundamental anderen Annahmen zum

Netzausbau in Deutschland. Wird dieser im Zuge der Energiewende – wie in der NOW-Studie unterstellt – massiv verzögert oder nicht realisiert, ergeben sich deutliche Überschüsse im Stromsystem bereits in der 2020er Dekade.

Einschränkend ist in der Interpretation dieser Ergebnisse zu betrachten, dass neben dem Netzausbau keine weitere Flexibilität in der NOW-Studie abgebildet wurde. Unter realistischen Annahmen zu den Flexibilitätsoptionen der thermischen Kraftwerke, der KWK, des Lastmanagements, des Im- und Exports an europäische Nachbarn und des Einsatzes von Kurzzeitspeichern fallen die Überschussmengen entsprechend geringer aus.

Die Frage der Energiequelle für die Herstellung von Wasserstoff wird damit nicht abschließend geklärt. Mögliche Optionen zur Lösung dieser Herausforderung sind in ► Kap. 8 bzw. ► Abschn. 8.8 aufgezeigt.

3.7.2.3 SRU-Sondergutachten »Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat 2011 eine Studie zur Stromwende veröffentlicht, in der die technische Machbarkeit und die Kosten einer rein erneuerbaren Stromversorgung dargestellt wurden (s. [37]). Ferner wurde die Frage beantwortet, ob Brückentechnologien erforderlich sind und welche Maßnahmen zur Gestaltung einer klimafreundlichen Stromversorgung zu treffen sind.

Dabei wurden vier Szenarien mit jeweils einem Stromverbrauch von 500 TWh und 700 TWh entwickelt:

7. Selbstversorgung – nationale Autarkie
8. Netto-Selbstversorgung mit einem Austausch nach Dänemark und Norwegen
9. Maximal 15 % Nettoimport aus Dänemark und Norwegen
10. Maximal 15 % Nettoimport aus Europa und Nordafrika (in Anlehnung an *Desertec*)

Diese Zielszenarien wurden vom DLR in stündlicher Auflösung berechnet, die auch die BMU-Langfristszenarien federführend simuliert haben, weshalb einige Ergebnisse der beiden Studien deckungsgleich sind.

Eine wesentliche Annahme für das Ergebnis zum Speicherbedarf ist der Netzausbau innerhalb der Regionen und über die Länder hinweg. Das DLR-Modell REMix erfasst in der Studie die erneuerbare Einspeisung in jedem Land gebündelt in einem Punkt (Punktmodell – nationale »Kupferplatte«) und variiert lediglich die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, dafür unter Einbeziehung der Leitungsverluste. Die Szenarien sind geprägt von einer sehr hohen installierten Wind-Offshore-Leistung und sehr hohen Übertragungskapazitäten nach Dänemark und Norwegen.

Es werden drei Speichertechnologien im Jahr 2050 betrachtet:

- Pumpspeicher (Wirkungsgrad 80 %, Investitionskosten 1600 €/kW, Speicherkapazität 0,05 TWh, kein Zubau in Deutschland, dafür Umrüstung der Speicherwasserkraft in Norwegen zu Pumpspeichern),
- Druckluftspeicher (Wirkungsgrad 80 %, Investitionskosten 280 €/kW, technisches Potenzial der Speicherkapazität 3,5 TWh, davon 1,5 TWh genutzt)
- Power-to-Gas (Wasserstoff) (Wirkungsgrad 49 %, Investitionskosten 1500 €/kW).

Andere Flexibilitätsoptionen wie die Integration des Wärmesektors über Power-to-Heat oder Wärmepumpen werden nicht betrachtet.

Ergebnisse zum Speicherbedarf

Grundsätzlich konnte gezeigt werden, dass in Deutschland und Europa das Potenzial erneuerbarer Energien für eine Vollversorgung ausreicht, zu jeder Stunde über die Einbindung entsprechender Transport- und Speicherkapazitäten technisch versorgungssicher und der Verbund mit Skandinavien und Europa kostengünstiger ist als eine nationalautarke Stromversorgung. Weitere Kostensenkungspotenziale liegen in der Reduktion des Stromverbrauchs, also der Energieeffizienz (s. Tab. 3.12).

Der Einsatz von Pumpspeichern ist durch die Vorhaltung von 6 von 7 GW angenommener Pumpspeicherleistung für Systemdienstleistungen stark begrenzt, weshalb der Einsatz von Druckluftspeichern sehr stark ausgebaut wird, was an den

Tab. 3.12 Die Ergebnisse zum Speicherbedarf (Überschüsse, Speichereinsatz) der vier SRU-Szenarien zur rein erneuerbaren Stromversorgung in Deutschland für einen Stromverbrauch von 500 TWh (Varianten A) (DK = Dänemark, NO = Norwegen, VLh = Volllaststunden), auf 2 bis 3 Stellen gerundete Werte, nach [37]

	Nationale Autarkie	Selbstversorgung mit 15 % Austausch nach DK und NO	Max. 15 % Nettoimport aus DK und NO	Max. 15 % Nettoimport aus Europa und Nordafrika [a]
Installierte fluktuierende Leistungen in GW				
PV	86	41	–	–
Wind an Land	33	40	25	28
Wind auf See	73	73	73	73
Übertragungsleistung *P* in andere Länder in GW bzw. »Netzlänge« *l* in GW km				
Dänemark *P*	0	42	47	53
Norwegen *P*	0	46	50	116
»Netzlänge« *l* im Verbund Deutschland – Dänemark – Norwegen	0	53.195	58.701	103.745
»Netzlänge« *l* in andere Länder (Europa und Nordafrika)	0	0	0	848.247
Überschüsse in Deutschland und Speicherverluste				
Abgeregelte Überschüsse nach Im- und Export und Speichereinsatz [b] in TWh	53	0,2	0,5	0,1
Max. Leistung der Überschüsse in GW	181	101	45	71
Speicherverluste in TWh	17	1,6	2,0	4,7
Speichereinsatz – Pumpspeicher in Deutschland				
Einspeicherleistung in GW	0,5	1,2	0,5	0,8
Eingespeicherte Energie in TWh	1,2	1,0	1,1	1,5
Auslastung (Einspeichern) in VLh	2400	830	2200	1880
Ausspeicherleistung in GW	0,5	1,2	0,5	0,8
Ausgespeicherte Energie in TWh	1,0	0,8	0,9	1,2
Auslastung (Ausspeichern) in VLh	2000	670	1800	1500
Speichereinsatz – Druckluftspeicher in Deutschland				
Einspeicherleistung in GW	32	18	19	21
Eingespeicherte Energie in TWh	51	5,7	7,0	16
Auslastung (Einspeichern) in VLh	1600	320	370	760
Ausspeicherleistung in GW	32	18	19	21
Ausgespeicherte Energie in TWh	34	4,3	5,2	12
Auslastung (Ausspeichern) in VLh	1060	240	275	570

Tab. 3.12 Fortsetzung

	Nationale Autarkie	Selbstversorgung mit 15 % Austausch nach DK und NO	Max. 15 % Nettoimport aus DK und NO	Max. 15 % Nettoimport aus Europa und Nordafrika [a]
Speichereinsatz – Power-to-Gas (Wasserstoff) in Deutschland				
Einspeicherleistung in GW	0	0	0	0
Ausspeicherleistung in GW	0	0	0	0

[a]Die Simulation erfolgte nur auf Basis jeder zweiten Stunde, weshalb die Ergebnisse zu den anderen einstündlichen Werten abweichen können, ferner sind in der Studie in Tabellen und Text unterschiedliche Werte angegeben.
[b]Überschüsse in Deutschland (»Kupferplatte«) mit Anbindung an das Ausland nach dem Einsatz von Speichern, die abgeregelt werden.

günstigen Annahmen des DLR zu Kosten und Wirkungsgraden für Druckluftspeicher liegt. Im Vergleich zu den anderen Studien spielen die Druckluftspeicher nur in der SRU-Studie eine Rolle und übernehmen die Funktion der Kurzzeitspeicherung, die in den anderen Studien vorwiegend durch Batteriespeicher erfüllt wird.

Batteriespeicher wurden in der SRU-Studie nicht berücksichtigt, da ihr »Gesamtpotenzial zur langfristigen Energiespeicherung mit den benötigten großen Speicherkapazitäten« gegenüber den anderen Speichern als »eher gering eingeschätzt« wurde.

Analog dazu übernimmt die Rolle der Langzeitspeicherung im SRU-Szenario die skandinavische Wasserkraft und das europäisch-nordafrikanische Verbundnetz, was in anderen Studien durch Power-to-Gas geleistet wird. Begünstigt wird dieser Einsatz durch die fast doppelte installierte Offshore-Windleistung im Vergleich zur Onshore-Windleistung, was sich von den anderen Studien ebenfalls unterscheidet, da dort eher die kostengünstigere Onshore-Windkraft zum Einsatz kommt. So wurde die in der Studie von 2011 angenommene Onshore-Windkraftleistung in Szenario 1.a von 33 GW für das Jahr 2050 bereits im Jahr 2013 überschritten bzw. in Szenario 1.b mit 25 GW auf dem Stand von 2010 eingefroren.

Die wesentliche Erkenntnis aus der SRU-Studie bezüglich des Speicherbedarfs ist, dass es bei Einbindung der skandinavischen Lauf- und Speicherwasserkraft über extrem hohe Übertragungsleistungen im zweistelligen Gigawattbereich bis auf geringe Mengen quasi »keinen Speicherbedarf« in Deutschland gibt und die Anbindung an das Ausland unter den vom SRU getroffenen Annahmen kosteneffizienter ist.

Der Preis dafür ist der Umbau und die Ausweitung der Speicherwasserkraft in Norwegen (84 TWh Speicherkapazität mit einem maximalen Füllstand von 80 TWh und einem minimalen Füllstand von 14 TWh) und Schweden (34 TWh Speicherkapazität) im zweistelligen Gigawattbereich zu Pumpspeichern und der Ausbau der Stromnetze in diesen Ländern.

3.7.2.4 Fraunhofer IWES-Studie »Geschäftsmodell Energiewende«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Aufbauend auf den BMU-Langfristszenarien, der UBA-Studie, der BMU-Roadmap Speicher und anderen Arbeiten entwickelte das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik in Kassel die Studie » Geschäftsmodell Energiewende – Eine Antwort auf das ‚Die-Kosten-der-Energiewende'-Argument« (s. [19]). Darin wird die Energiewende bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben und auf die Bereiche Wärme und Verkehr ausgedehnt. Die Investitionen für Technologien wie Wind und PV werden mit den eingesparten Brennstoffkosten für fossile und nukleare Energieanlagen gegengerechnet. Dadurch kann gezeigt werden, dass selbst unter konservativen Annahmen (keine steigenden Brennstoffkosten und CO_2-Schadenskosten) durch die Investition in die Energiewende eine inflations-

Tab. 3.13 Bedarf an Energiespeichern, Auslastung und Investitionskosten im Jahr 2050 in der Fraunhofer IWES-Studie »Geschäftsmodell Energiewende«; Pumpspeicher sind nicht aufgeführt, nach [19]

Technologie	Installierte Leistung 2050 in GW	Speicher-kapazität 2050 in GWh	Auslastung in Volllaststunden	Investitions-kosten 2011 in €/kW	Investitionskos-ten 2050 in €/kW
Batterieparks (8 h)	10	80	ca. 1000	1934	435
Power-to-Gas	78	Keine Angabe	ca. 3000	2000	750
Power-to-Heat	23	Keine Angabe	ca. 5000	100	100

bereinigte Rendite von 2,3 % erzielt werden kann, die sich unter der Annahme der realen Preissteigerungen nach NEP 2014 (s. [7]) oder dem BMU-Klimaschutzszenario 2050 (s. [29]) auf 4,0 bis 6,7 % erhöht.

Neben der sachlichen Widerlegung des vorherrschenden Arguments »Die Energiewende ist teuer« wird auch der sektorenübergreifende Speicherbedarf im Transformationsszenario errechnet: Ausgehend von einer erneuerbaren Vollversorgung über 915 TWh Wind- und PV-Strom und 85 TWh anderen erneuerbaren Energien (s. ► Abschn. 3.3.2.1, UBA-Studie zu Potenzialen erneuerbarer Energien in Deutschland) werden 315 TWh im klassischen Stromsektor, 330 TWh im Wärmesektor (75 % des Wärmebedarfs durch Wärmepumpen gedeckt, zusätzlich Power-to-Heat) und 120 TWh im Verkehrssektor für elektrische Antriebe (Elektromobile und Oberleitungs-Lkw) eingesetzt.

Ein Speicherbedarf von 235 TWh Strom ergibt sich für die sektorenkoppelnde Technologie Power-to-Gas, um den Bedarf für Stromkraftstoffe, Gaswärme und Sicherung der Stromversorgung über Gaskraftwerke zu decken.

▪ Ergebnisse zum Speicherbedarf

Neben den klassischen Pumpspeichern mit einer Auslastung von ca. 1000 Volllaststunden, die in dieser Studien nicht über die bestehenden hinaus erweitert wurden, ergibt sich folgender Bedarf an Energiespeichern (s. Tab. 3.13):

Es ergibt sich eine sehr hohe Power-to-Gas-Einspeicherleistung von 78 GW, die sich einerseits über den zusätzlichen Strombedarf aus dem Wärme- und Verkehrssektor und andererseits aus der dafür notwendigen hohen Gesamtleistung von 430 GW fluktuierender erneuerbarer Leistung (180 GW Onshore-Wind, 50 GW Offshore-Wind und 200 GW PV im kostenoptimalen Mix) ergibt. Die Leistung der benötigten Kurzzeitspeicher wird in dieser Studie über Batterieparks abgebildet, die in der Größenordnung der zusätzlichen Leistung in anderen Studien entspricht. Ähnliches gilt für Power-to-Heat.

Diese Ergebnisse decken sich weitgehend mit der UBA-Studie, in der der Speicherbedarf und die installierten Speicherleistungen wegen der noch deutlich ambitionierteren Energieeffizienzziele kleiner ausfallen.

3.7.2.5 Fraunhofer ISE-Studie »Energiesystem Deutschland 2050«

▪ Hintergrund, Methodik und Annahmen

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg hat ein ähnliches Modell zum Fraunhofer IWES zur Simulation und Nachbildung des Gesamtsystems entwickelt. In der Studie »Energiesystem Deutschland 2050« wird neben dem Bedarf an Stromspeichern ebenfalls der Speicherbedarf im Wärmesektor analysiert. Darüber hinausgehend wir der Verkehrssektor über fest definierte Anteile verschiedener Energieträger (Strom, Stromkraftstoffe, fossile Energie) und der Industriesektor mit der notwendigen Energie zur Bereitstellung von Prozesswärme im Modell berücksichtigt (s. [21, 30, 31]).

Zielgröße ist stets die Minimierung der Gesamtkosten bei gleichzeitiger Erreichung der Klimaschutzziele. Strom- und Wärmesektor werden sehr detailliert abgebildet. Diese Arbeiten sind eingehend in ► Kap. 4 und 5 hinsichtlich der Modell-

Tab. 3.14 Drei Variationen in den 100 %-Szenarien für die Sektoren Strom und Wärme. Die installierte Wasserkraftleistung ist mit 5 GW in allen Variationen gleich, ebenfalls die verfügbare Bioenergie mit 50 TWh. Import und fossiler Anteil sind auf null gesetzt. Der Strombedarf liegt in allen Varianten konstant bei 500 TWh, nach [21, 30, 31]

	RetrofitMax	Medium	REMax
PV-Leistung in GW	182	205	262
Wind an Land in GW	170	170	200
Wind auf See in GW	75	85	85
Gebäudesanierungsgrad als Reduktion des Wärmebedarfs vs. 2010	minus 40 %	minus 50 %	minus 68,2 %

annahmen und der Ergebnisse zum Speicherbedarf im Wärmesektor beschrieben.

Ein Betrachtungspunkt ist ein Klimaschutzszenario mit dem Ziel der CO_2-Reduktion um 80 - 85 % im Vergleich zu 1990 im Modell REMod-D mit einer installierten erneuerbaren Gesamtleistung von 452 GW, bestehend aus 150 Onshore-Wind, 38 GW Offshore-Wind, 259 GW PV, 5 GW Wasserkraft und einer flexiblen Leistung von Biomasse mit einem Energiepotenzial von 335 TWh. Im fossilen Mix bleiben 7 GW Steinkohle- und 3 GW Braunkohlekraftwerke und 215 TWh Erdgas erhalten.

Drei weitere Betrachtungspunkte ergeben sich aus vorgegangenen Untersuchungen des Modells REMod-D, in dem zu diesem Zeitpunkt lediglich die Sektoren Strom und Wärme betrachtet wurden. Aus Rechnungen dieser vorherigen Modellvariante ergeben sich drei unterschiedlichen 100 %-Szenarien ohne Import mit Variationen im Gebäudesanierungsgrad und in den installierten erneuerbaren Leistungen, in denen die CO_2-Emissionen im Vergleich zu 1990 vollständig reduziert werden (s. Tab. 3.14).

Ergebnisse zum Speicherbedarf im Stromsektor

Als Energiespeicher kommen Batterieparks, Pumpspeicher (konstant, kein Zubau), Power-to-Gas (Elektrolyse und Methanisierung zur Methanherstellung, kein Wasserstoff) und zentrale und dezentrale Wärmespeicher – teilweise in Wärmenetzen – zum Einsatz. Die Ergebnisse für Speicher mit einer Verbindung zum Stromsektor sind in Tab. 3.15 und ▶ Abb. 4.8 zusammengefasst.

Bei den Ergebnissen zu Batterien und Power-to-Gas kommt die Studie zu ähnlichen Schlüssen wie die Fraunhofer IWES-Studie »Geschäftsmodell Energiewende« mit dem Unterschied, dass die Rückverstromung von erneuerbarem Gas vorwiegend über dezentrale KWK erfolgt und als Ausspeichertechnologie auch Gaswärmepumpen bzw. Gasbrennwertkessel eingesetzt und 416 TWh für Brennstoff-basierte Prozesse in Industrie und Gewerbe vorgehalten werden. Die Mehrkosten der Gaswärmepumpen gegenüber den Gasbrennwertkesseln sind bei Gebäuden mit hohen Vorlauftemperaturen und geringem Wärmebedarf nicht immer tragbar. Daher werden im Klimaschutzszenario anstatt Gaswärmepumpen Gasbrennwertkessel eingesetzt, da alle für Wärmepumpen geeigneten Gebäude bereits mit elektrischen Wärmepumpen versorgt werden.

Auffallend ist, dass die Gasspeicherkapazitäten und Ausspeicherleistungen für Power-to-Gas vom Klimaschutzszenario für alle Energiesektoren auf das 100 %-Szenario für Strom und Wärme nochmals deutlich ansteigen. Je nach Sanierungstiefe und Nutzung von Gaswärmepumpen variiert auch der Bedarf an zentralen Wärmespeichern. Da der Wärmebedarf jedoch weitgehend konstant ist, entscheidet sich der Wärmespeicherbedarf an der Gebäudesanierungsrate.

3.7.2.6 BMU-Studie »Flexibilitäts- und Speicheroptionen«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Die Auswirkungen verschiedener Flexibilitätsoptionen auf den Speicherbedarf werden in einer weiteren

Tab. 3.15 Speicherbedarf im Klimaschutzszenario für alle Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr und Industrie) und drei Szenarien zur 100 %igen Reduktion der CO_2-Emissionen im Strom- und Wärmesektor des Fraunhofer ISE Freiburg. An Mikro-KWK, Elektro- und Gaswärmepumpen sind kleine Pufferspeicher (Wärmespeicher) angeschlossen, nach [21, 30,31]

Szenario	Klimaschutzszenario (85 % CO_2-Reduktion)	Szenarien zur 100 %igen Reduktion der CO_2-Emissionen im Strom- und Wärmesektor		
		RetrofitMax	Medium	REMax
Kurzzeitspeicher				
Batteriespeicher in TWh	0,078	0,068	0,055	0,052
Pumpspeicher in TWh	0,060	0,060	0,060	0,060
Langzeitspeicher				
Einspeichereinheit Power-to-Gas (Elektrolyseleistung und Methanisierung) in GW	61	48	64	87
Gasspeicherkapazität in TWh	12	66	62	78
Ausspeichereinheit GuD-Kraftwerke und Gasturbinen in GW	39	68	71	74
Ausspeichereinheit zentrale KWK in GW	25	17	13	13
Ausspeichereinheit Mikro-KWK in GW	0	0,03	0,04	0,05
Ausspeichereinheit Gaswärmepumpe (100 %-Szenarien) bzw. Gasbrennwertkessel (Klimaschutzszenario) in GW (thermische Leistung)	29	0	48	103
Zentraler Wärmespeicher in Mio. m^3	25	91	68	49

Studie des BMU »Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen (Flexibilitätsoptionen)« und vom Öko-Institut und der Firma energynautics untersucht (s. [4]).

Darin wird ein steigender erneuerbarer Anteil von 40–100 % in den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050 über ein Strommarktmodell (PowerFlex) und ein europäisches Netzmodell abgebildet. Als Ergebnis sollen Flexibilitäts- und Speicheroptionen hinsichtlich ihrer Kosten und Potenziale zur Treibhausgassenkung und zur Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien bewertet werden.

Ergebnisse zum Flexibilitätsbedarf und zu Stromüberschüssen

Erste Ergebnisse der Studie über eine Auswertung der Residuallasten sind zum Flexibilitäts- und Speicherbedarf vorhanden:

- Der Bedarf an Backup-Kraftwerken sinkt selbst in einem 100 %-Szenario nur auf 65 GW ab (analog zur VDE-ETG-Studie).
- Die echten Überschüsse aus erneuerbaren Energien (keine systembedingten Überschüsse durch Must-run o. Ä.) sind im 40 %-Szenario verschwindend gering und erst ab einem erneuerbaren Anteil von 60 % relevant und exponentiell steigend (analog zu den BMU-Langfristszenarien).
- Beim erneuerbaren Anteil von 60 % treten Stromüberschüsse (ohne Einsatz von Flexibilitäten) von ca. 6 TWh und Defizite von ca. 5 TWh auf.
- Im 100 %-Szenario entstehen Stromüberschüsse (ohne Einsatz von Flexibilitäten) in der Größenordnung von 80 TWh und Defizite von ca. 75 TWh.

3.7.2.7 Agora-Studie »Stromspeicher in der Energiewende«

Hintergrund, Methodik und Annahmen

Die Agora-Studie »Stromspeicher für die Energiewende« [41] untersucht für die Jahre 2023, 2033 und für einen Zeitpunkt mit einem erneuerbaren Stromanteil von 90 % (ca. das Jahr 2050), wie viele zusätzliche Stromspeicher bei einem bestehenden funktionierenden Stromsystem die Systemgesamtkosten senken können.

Sie wurde federführend durch FENES OTH Regensburg zusammen mit IAEW und ISEA RWTH Aachen und ef.Ruhr (TU Dortmund) für den Think Tank Agora Energiewende erstellt. Darin werden die verbleibenden Schwachstellen anderer Studien zum Speicherbedarf wie zum Speicherbedarf durch Systemdienstleistungen, zum Speicherbedarf im Verteilernetz und zum Speicherbedarf im Kontext aller Energiesektoren und Flexibilitätsoptionen aufgegriffen.

Hierfür werden folgende Annahmen getroffen:

- Anteil erneuerbarer Energien:
  - 2023: 43 % in Deutschland, 23 % in Europa,
  - 2033: 60 % in Deutschland, 40 % in Europa,
  - langfristig: 90 % in Deutschland, 60 % in Europa,
- Netzausbau und Marktgebiete:
  - gleichbleibende Marktgebiete,
  - vollständiger Netzausbau innerhalb der Marktgebiete,
  - Variation der Kuppelstellen zwischen den Marktgebieten für 2023/2033,
- Alternative Flexibilitätsoptionen:
  - Variation von Lastmanagement und flexible Kraftwerke für 2023/2033,
  - keine gesonderte Betrachtung von vielen neuen Stromverbrauchern wie Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung oder Power-to-X für Verkehr und Chemie,
- Kraftwerkspark, Strombedarf und bestehende Pumpspeicher:
  - Basis Netzentwicklungsplan 2012 und Zehnjahresplan (TYNDP) für Europa,
  - vorhandene Pumpspeicher bleiben erhalten,
  - gesetzte und abbezahlte Gaskraftwerke, welche die Jahreshöchstlast sichern.

Die Stromspeicher werden in zwei Klassen als Kurzzeit- und Langzeitspeicher technologieneutral nach den Definitionen aus ▶ Kap. 2 abgebildet. Für die Klasse der Kurzzeitspeicher werden Batteriekraftwerke auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie verwendet und für die Langzeitspeicher Power-to-Gas in der Kombination aus Wasserstoff und Methan. Die angenommenen technischen und wirtschaftlichen Parameter decken sich mit ▶ Kap. 12 und sind in der Studie hinterlegt.

Die installierte Leistung neuer Stromspeicher wird für beide Klassen für die jeweiligen Zeitpunkte variiert: Kurzzeitspeicher in einer Bandbreite von 0–36 GW, Langzeitspeicher von 0–16 GW.

Die verwendeten Modelle sind weitgehend identisch mit den Modellen der VDE-ETG-Studie (s. ▶ Abschn. 3.4) und der Roadmap-Speicher (s. ▶ Abschn. 3.5). Details zu Investitions- und Brennstoffkosten, den installierten Leistungen erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Europa sowie weitere Annahmen können [41] entnommen werden.

Die wesentlichen Erkenntnisse aus der Studie werden im Folgenden dargestellt und illustriert:

Generelle Prämisse

Zunächst ist festzuhalten, dass durch die gesetzten Gaskraftwerke und vorgegebenen alternativen Flexibilitätsoptionen keine Optimierung des Zubaus von Flexibilitätsoptionen inklusive Stromspeicher stattfindet. Diese Einschränkung in der Methodik mindert den ökonomisch getriebenen Bedarf an neuen Stromspeichern in allen Szenarien deutlich.

Erkenntnisse zum mittelfristigen Stromspeicherbedarf auf Übertragungsnetzebene für den Zeitbereich 2023 bis 2033

- Aus Sicht des Strommarktes zeigt sich mittelfristig kein zwingender Bedarf für zusätzliche Speicher, solange das europäische Übertragungsnetz nur stockend ausgebaut und andere Flexibilitätsoptionen innerhalb der europäischen Marktgebiete nur verzögert aktiviert werden.
- In den 2030er-Jahren kann ein geringer Ausbau an Langzeitspeichern (ca. 3 GW) gesamtwirtschaftlich sinnvoll werden, wenn das europäische Übertragungsnetz nur zögerlich

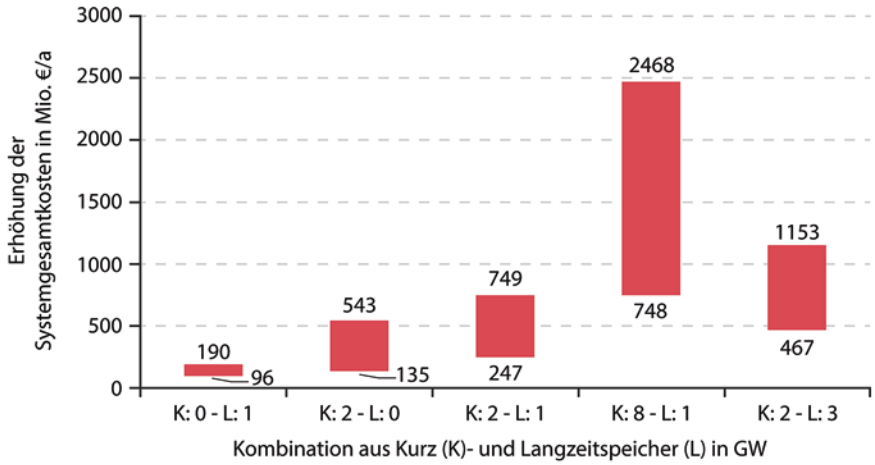


Abb. 3.43 Mehrkosten und Einsparungen des Zubaus neuer Stromspeicher in verschiedenen Varianten von Kurz- und Langzeitspeichern (K und L) des Szenarios 43 %/22 % unflexibel für das Jahr 2023 in Mio. €/a, nach [41]

ausgebaut, andere Flexibilitätsoptionen verzögert aktiviert und Speicherkosten sich günstig entwickeln werden.

- Zusätzliche Stromspeicher verstetigen den Grundlastanteil in der Residuallast, welcher bei den unterstellten Emissionszertifikatspreisen (27–45 €/t CO_2) die Stromerzeugung aus (Braun-)Kohlekraftwerken zu entsprechenden Lasten der Erzeugung aus Gaskraftwerken leicht erhöhen kann. In den betrachteten Szenarien integrieren Stromspeicher, die am Strommarkt agieren, mittelfristig nur sehr geringe zusätzliche Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung.

Grundlage dieser Erkenntnisse sind die Simulationen der mittelfristigen Szenarien von 2023 und 2033 in zwei Varianten: einmal in der vollen Erschließung weiterer grenzüberschreitender Kuppelstellen und neuer Lastmanagementpotenziale, wie sie in ▶ Abschn. 3.5 ausgewiesen sind (Szenario flexibel). Im Szenario unflexibel wird von einer 10-jährigen Verzögerung der Erschließung dieser Flexibilitätsoptionen ausgegangen, z. B. aus realen Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz.

Abbildung 3.43 zeigt, dass in keinem der Szenariovarianten der Einsatz von neuen Stromspeichern zu einer Reduktion der Systemgesamtkosten in Deutschland führt.

Erst im unflexiblen Szenario für das Jahr 2033 führt ein Einsatz von Langzeitspeichern wie Power-to-Gas mit bis zu 3 GW unter den getroffenen Prämissen zur Kostenreduktion. Andere Speicherkombinationen stehen ebenfalls an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit (s. Abb. 3.44).

In den anderen Fällen prägen die Investitionskosten der Stromspeicher die Kosten so stark, dass sie für den reinen Erzeugungsausgleich Mehrkosten für das Stromsystem verursachen.

Aus heutiger Sicht reichen die vorhandenen Flexibilitätsoptionen im Stromsystem bis Anfang der 2020er-Jahre aus, um die Integration erneuerbarer Energien effizient zu vollziehen. Auch für das Jahr 2033 sind die erneuerbaren Überschüsse bei vollständigem Netzausbau in den Marktgebieten noch relativ gering: 1,6 % des erneuerbaren Stroms im unflexiblen Szenario und 0,3 % im flexiblen Szenario.

Mehr vorhandene Flexibilitäten glätten die Residuallast und führen zu einer besseren Auslastung der Grundlastkraftwerke und zu einem sinkenden Bedarf an Spitzenlastkraftwerken. Durch den Kostenvorteil von Kohlekraftwerken, die trotz des Anstiegs des Preises für CO_2-Emissionszertifikate (2023 27 €/t und 2033 45 €/t) in der Merit Order weiterhin vor den CO_2-ärmeren Gaskraftwerken stehen, verdrängen Flexibilitätsoptionen allein zum Erzeugungsausgleich keinen CO_2-intensiven Strom aus dem deutschen Strommix.

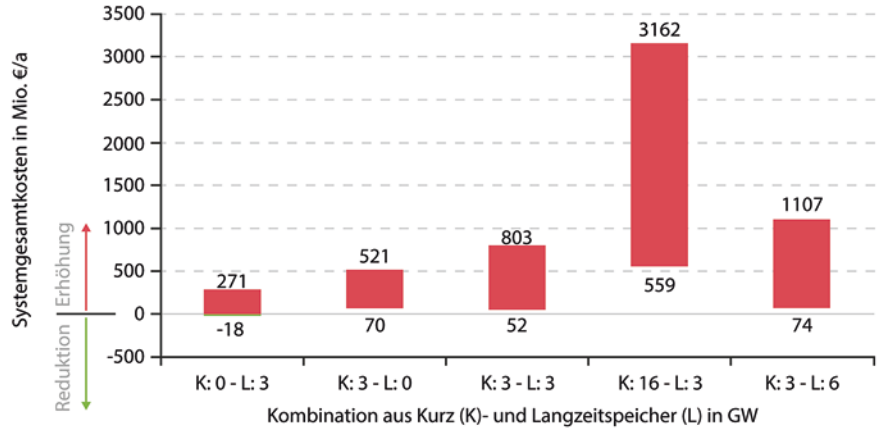


Abb. 3.44 Mehrkosten und Einsparungen des Zubaus neuer Stromspeicher in verschiedenen Varianten von Kurz- und Langzeitspeichern (K und L) des Szenarios 60 %/40 % unflexibel für das Jahr 2033 in Mio. €/a, nach [41]

- **Erkenntnisse zum langfristigen Stromspeicherbedarf auf Übertragungsnetzebene (90 %/60 %)**
- Stromspeicher senken langfristig die Systemgesamtkosten immer dann, wenn sich die Speicherkosten günstig entwickeln, selbst in dem unterstellten System mit vielen anderen Flexibilitäten und den entsprechenden erneuerbaren Anteilen.
- Kurzzeitspeicher sind der Konkurrenz anderer Flexibilitätsoptionen stärker ausgesetzt als Langzeitspeicher. Diese können langfristig die Systemkosten reduzieren, selbst bei ungünstiger Entwicklung der Speicherkosten.

Für die langfristige Betrachtung mit sehr hohen erneuerbaren Stromanteilen in Deutschland und Europa wirkt sich jede der betrachteten Speichervarianten systemkostensenkend aus (s. Abb. 3.45).

Die höchsten Einsparungen werden bei einer installierten Leistung von 16 GW bei Langzeitspeichern und von 7 GW bei Kurzzeitspeichern erzielt. Außerdem können die in diesen Szenarien sehr großen erneuerbaren Überschüsse fast vollständig integriert werden: Es verbleiben lediglich 3 % ungenützt. Das Auffangen dieser Überschüsse mit zusätzlichen Stromspeichern wäre sehr teuer, da hinter diesen geringen Energiemengen sehr hohe Leistungen stecken und die dafür notwendigen Speicherinstallationen durch die geringen Betriebszeiten nicht wirtschaftlich wären.

Neue Stromspeicher wirken sich zudem vorteilhaft auf die gesicherte Leistung aus: Sie ersetzen die gesicherte Leistung des konventionellen Kraftwerkparks und damit in Kombination mit erneuerbarer Erzeugung die Kraftwerke selbst. Durch die größere Integration erneuerbarer Energien und den damit verbundenen geringeren Brennstoffeinsatz sind hohe Kosteneinsparungen durch neue Stromspeicher möglich.

Vor allem der Einsatz von Langzeitspeichern wie Power-to-Gas stellt eine »No-Regret«-Option dar: Selbst unter den konservativen Annahmen wirken sich die angesetzten 8 GW kostensenkend aus. Zudem können sie die Abregelung von erneuerbaren Energien von 7,2 auf 5 % reduzieren und 11,5 TWh erneuerbaren Strom zusätzlich integrieren.

Bei einem reinen Einsatz von Kurzzeitspeichern mit 7 GW kann hingegen die Abregelung erneuerbarer Überschüsse nur auf 6,2 % begrenzt werden. Die Kurzzeitspeicher stehen mit den alternativen Flexibilitätsoptionen im starken Wettbewerb um kurzzeitige Überschüsse, da diese tendenziell geringere Investitionskosten aufweisen. Aus diesem Grund sind vor allem die Varianten mit einem höheren Anteil an Langzeitspeichern auf-

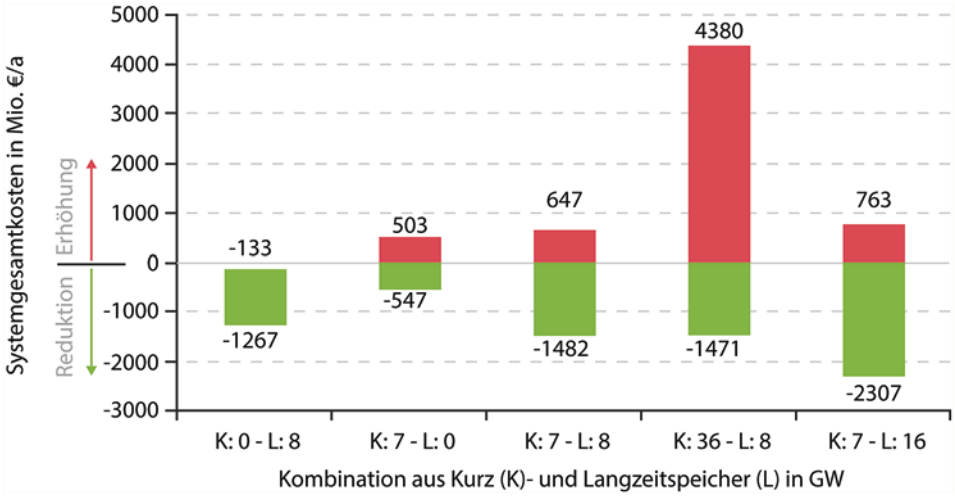


Abb. 3.45 Mehrkosten und Einsparungen des Zubaus neuer Stromspeicher in verschiedenen Varianten von Kurz- und Langzeitspeichern (K und L) des Szenarios 90 %/60 % unflexibel für einen langfristigen Betrachtungshorizont (z. B. für das Jahr 2050) in Mio. €/a, nach [41]

grund des saisonalen Verlagerungspotenzials und der Möglichkeit der Aufnahme großer Überschussmengen kostengünstiger.

Erkenntnisse zum Stromspeicherbedarf auf Verteilnetzebene

- Auf der Niederspannungsebene des Verteilnetzes kann ein Speichereinsatz in einzelnen Fällen Netzausbau vermeiden bzw. verzögern und damit Kosten einsparen.
- Nur bei netzdienlichem Einsatz können Speicher Netzausbau vermeiden. Bei einem durch die Strommärkte bestimmten Einsatz können sie in speziellen Situationen sogar Netzausbau im Verteilnetz verursachen.

In der Verteilnetzebene werden ausschließlich Batteriespeicher mit einer netzdienlichen Fahrweise betrachtet, und es wird der Frage nachgegangen, welche Speicherkapazität zur Minimierung der Netzausbau- und Netzumbaukosten erforderlich ist. Der Fokus liegt auf dem Nieder- und Mittelspannungsnetz, da in höheren Spannungsebenen die Speicherkapazität der Batteriespeicher sehr groß sein müsste und damit gegenüber Netzaus- und -umbau kaum wettbewerbsfähig wäre.

Anhand eines exemplarischen Netzes werden die Kosteneffekte eines netzdienlichen Einsatzes von Batteriespeichern mit folgenden Flexibilitätsoptionen verglichen:

- konventioneller Netzausbau,
- Anpassung der technischen Anschlussrichtlinien (Verzicht auf das 2 %- und 3 %-Spannungskriterium) und
- Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT).

Der Verzicht auf den konventionellen Netzausbau und reinen Einsatz von Batteriespeichern ist in keinem der betrachteten Szenarien wirtschaftlich. Einerseits sind die vorhandenen Netzkapazitäten meist noch für einige Jahre ausreichend, um die erneuerbaren Überschüsse zu integrieren. Andererseits werden durch den Netzausbau zusätzliche Betriebsreserven geschaffen, die für einen weiteren erneuerbaren Ausbau genutzt werden können.

Durch den Zubau von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) können vor allem in Regionen mit einer hohen erneuerbaren Zubauleistung die Betriebsreserven der bestehenden Netze voll aus-

geschöpft werden. Die Anpassung der technischen Anschlussrichtlinien hätte einen ähnlichen Effekt.

Daher ist der Bedarf an Batteriespeichern im Niederspannungsnetz eher als gering einzuschätzen. In der Substitution des Netzausbaus durch Batteriespeicher ergibt sich ein Richtwert für den Speicherbedarf von 700 MW bei einer benötigten Speicherkapazität von 2100 MWh.

Im Einzelfall ist ein gezielter Einsatz von Batteriespeichern auf der Niederspannungsebene eine kosteneffiziente Option im Maßnahmenkatalog einer Netzverstärkung. Das gilt vor allem beim gleichzeitigen Auftreten von Spannungsproblemen und Überlastungen der Betriebsmittel.

Wichtig ist dabei, Speicher netzdienlich einzusetzen. »Netzdienlich« bedeutet eine Verstetigung der Netzbelastung durch den Einsatz von Energiespeichern. Werden Batteriespeicher marktorientiert eingesetzt, z. B. als Hausbatteriespeicher zur Eigenverbrauchsmaximierung oder am Strommarkt, können sie sogar einen höheren Netzausbaubedarf im Verteilnetz verursachen: wenn sie zu Zeiten von Strommangel einspeichern oder zu Zeiten von Stromüberschüssen ausspeichern.

Zur Vermeidung dieser kritischen Netzsituationen und eines zusätzlichen Netzausbaus ist ein dynamischer Betrieb zwischen netz- und marktdienlichem Modus empfehlenswert (s. ► Abschn. 13.1).

Erkenntnisse zum Stromspeicherbedarf für Systemdienstleistungen

- Batteriespeicher sind technisch besonders gut zur Bereitstellung von Primärregelleistung geeignet. Bei zukünftig sinkenden Batteriepreisen kann eine Primärregelleistungserbringung durch Batteriespeicher gesamtwirtschaftlich sinnvoll sein.
- Energiespeicher können zusätzlich Systemdienstleistungen anbieten und damit ihre Wirtschaftlichkeit verbessern.
- Stromspeicher können konventionelle Kraftwerke ersetzen und zur gesicherten Leistung beitragen.

Erkenntnisse zu Märkten für Batteriespeicher und Power-to-Gas außerhalb des Strommarkts

- Batteriespeicher in dezentralen Anwendungen werden sich unabhängig vom Strommarkt entwickeln und langfristig in Deutschland sowie international etablieren. Neu errichtete und in der Förderung auslaufende bestehende Photovoltaikanlagen sowie Elektromobilität sind hierbei die entscheidenden Märkte.
- Der nicht zu elektrifizierende Teil der Mobilität und der chemischen Industrie ist der Leitmarkt für Power-to-X in Form von Stromkraftstoffen und stromgenerierten Grundstoffen, da dort wenige Alternativen auf Basis erneuerbarer Energien vorhanden sind und die Erlöse für die gespeicherte Energie in diesen Märkten höher sind als im Strommarkt.
- Die Märkte für Energiespeicher außerhalb des Stromsektors führen zu einem Anstieg des Strombedarfs und zu einer höheren verfügbaren Flexibilität im Stromerzeugungssystem. Diese Speichersysteme können über ihren eigentlichen Nutzen hinaus zusätzlich Dienstleistungen am Strommarkt zu geringen marginalen Kosten anbieten.

Ausgewählte Handlungsempfehlungen und Ausblick

- Mit erneuerbaren Anteilen an der Stromerzeugung über 90 % in Deutschland und über 60 % in Europa werden mehr Energiespeicher zur Dekarbonisierung in allen Märkten und Sektoren erforderlich. Um zu diesem Zeitpunkt Speicher am Markt zur Verfügung zu haben, sind in den Jahren zuvor eine Technologie- und Marktentwicklung sowie eine Kommerzialisierung zur Kostendegression notwendig. Für die Finanzierung von entsprechenden Programmen können auch weiterhin Einnahmen aus einem Handel mit CO_2-Zertifikaten verwendet werden. Um den Nutzen der Energiespeicher vollständig realisieren zu können, ist eine begleitende Forschung und Entwicklung zu ihrer Integration sowie ihre Normung und Standardisierung notwendig.
- Wie bei allen Flexibilitätsoptionen ist es auch bei Energiespeichern sinnvoll, dass es durch diese Anwendungen nicht zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen durch verstärkte Nutzung von Strom aus fossilen Kraftwerken kommt. Dies ist besonders für Elektromobilität und Stromkraftstoffe elementar, die zur CO_2-Minderung im Verkehrssektor beitragen können.

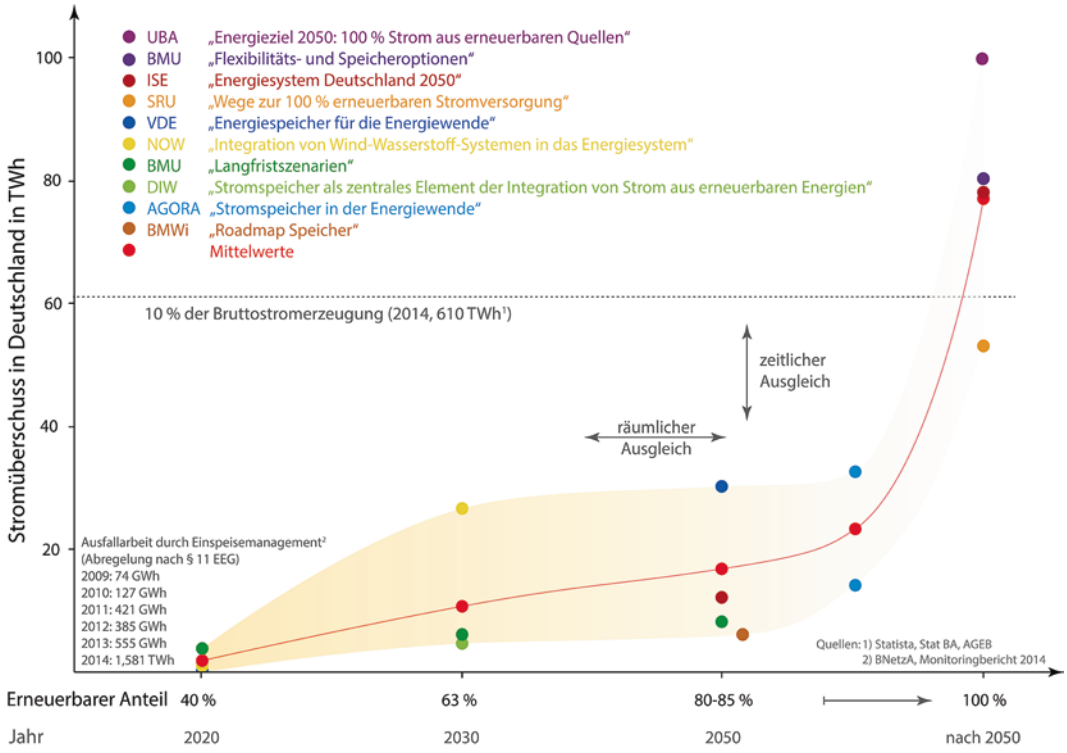


Abb. 3.46 Abschätzung der Stromüberschüsse (Flexibilitäts- und Speicherbedarf) bis 2050, Quelle: nach [39], Datenbasis aus [4, 10, 11, 19, 20, 26, 30–32, 34, 37, 41–43, 45]

- Die Entwicklung und Umsetzung von Flexibilitätsoptionen wird nicht rein nach wirtschaftlichen Kriterien erfolgen. Ein breites Spektrum an Flexibilitätsoptionen kann den Ausfall von kostengünstigen Optionen aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz kompensieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Paradigmenwechsel hin zu einer erneuerbaren Energieversorgung möglich ist und von Energiespeichern unterstützt werden kann. Für eine Vollendung der Energiewende sind Energiespeicher unabdingbar, um fossile Kraftwerke zu ersetzen und die Versorgungssicherheit weiterhin zu garantieren. Ausgehend von hohen erneuerbaren Stromanteilen reduziert der Einsatz neuer Stromspeicher die Systemgesamtkosten, indem fossile Rohstoffe eingespart und erneuerbare Überschüsse integriert werden.

3.8 Zusammenfassung

Zum Abschluss dieses Kapitels werden die Ergebnisse der betrachteten Studien zu den Stromüberschüssen zusammengeführt und die Erkenntnisse als Fazit verdichtet. Abbildung 3.46 fasst die Ergebnisse anschaulich zusammen.

Speicherbedarf – allgemein

- Der **Speicherbedarf** ergibt sich aus den **Überschüssen** bei Überdeckung und aus den **Defiziten** bei Unterdeckung von **Residuallast** (Verbrauch minus erneuerbare Einspeisung) nach Abwägung aller vorrangigen **Flexibilitätsoptionen**. Der Flexibilitätsbedarf ist damit größer als der Speicherbedarf.
- Die Flexibilitäten **Netzausbau** in Deutschland, **Im- und Export**, **flexible Kraftwerke, KWK** und **Lastmanagement** haben den **größten Einfluss** auf den Speicherbedarf.

- Die Aufgabe des **Stromnetzes** ist der **räumliche Ausgleich** von Überschüssen und Defiziten. Für einen **zeitlichen Ausgleich** sorgen **Speicher**. Daher ist eine **Konkurrenz** von Speichern und Stromnetz weitgehend **ausgeschlossen**.
- Die meisten **Überschüsse** sind heute **netzbasiert**. Nach dem Ausbau der Stromnetze und der Beseitigung der Übertragungsengpässe sind sie kaum noch vorhanden. Ein neuer, **marktbasierter Speicherbedarf** ergibt sich bei Netzausbau und Flexibilisierung von Kraftwerken und KWK erst ab einem erneuerbaren Anteil von **60–80 %**, bei weitreichendem Ausbau der Kuppelstellen für den Im- und Export in Europa erst ab **80–95 % erneuerbarer Energien** am Stromverbrauch.
- Um zu diesem Zeitpunkt Speicher am Markt zur Verfügung zu haben, sind in den Jahren zuvor eine **Technologie**- und **Marktentwicklung** sowie eine **Kommerzialisierung** der Speicher **notwendig**.
- Werden die **skandinavischen Wasserkraftkapazitäten** für Deutschland erschlossen, **verringert** sich der **Speicherbedarf** in Deutschland drastisch. Dafür sind jedoch der **Umbau** der **Speicherwasserkraft** zu Pumpspeichern, der **Ausbau** der **Übertragungskapazitäten** und ein **Netzausbau innerhalb** von **Skandinavien** notwendig.
- Speicher können unabhängig vom Strommarkt **Systemdienstleistungen** anbieten und an den **Regelleistungsmärkten** teilnehmen, um sich dort zu **refinanzieren**.
- Der Speicherbedarf für **Systemdienstleistungen** ist dabei durch die Marktgröße sehr beschränkt und wird durch die Verbesserung der **Prognose** von Wind, Solarstrahlung und Last sowie durch die Teilnahme erneuerbarer Energien an **Regelleistungs- und Reservemärkten** weiter reduziert.
- **Wärmespeicher** werden in zunehmendem Umfang für die Flexibilisierung der KWK und der Speicherung von Strom im Wärmesektor über Power-to-Heat und Elektrowärmepumpen benötigt.
- Für Speicher von **netzbasierten Überschüssen** ist der **Standort entscheidend**: Vorteilhafte Standorte sind Regionen mit hoher Windeinspeisung wie **Nord**- und **Ostdeutschland**, an denen auch hohe Volllaststunden erzielt werden können. In anderen Regionen kann ein marktbasierter Speichereinsatz sogar zusätzliche Netzengpässe verursachen. Die Folge sind netzbedingte Abschaltungen der Energiespeicher mit negativen Konsequenzen für ihre Wirtschaftlichkeit.
- Zusätzlich handelt es sich bei **Restriktionen** im **Übertragungsnetz** um **temporäre Engpässe**, die durch Verstärkungsmaßnahmen im Stromnetz aufgelöst werden können. Dies geht ebenfalls **zulasten** der **Wirtschaftlichkeit** von **Stromspeichern**.
- Im **Verteilnetz** kann ein Speichereinsatz in einzelnen Fällen **Netzausbau vermeiden** bzw. verzögern und damit **Kosten einsparen**. **Voraussetzung** ist ein **netzdienlicher Speichereinsatz**.
- Aussagen zum zukünftigen Speicherbedarf können nicht anhand einzelner **Wetterjahre** abgeleitet werden, sondern benötigen für eine gewisse Robustheit die **Berücksichtigung mehrerer Jahre.**

Speicherbedarf – ca. 40 % erneuerbarer Anteil

- Bereits ab einem Anteil von 40 % können erneuerbare Energien bei voller Kraftwerksflexibilität und Netzausbau zeitweise den **Strombedarf** in Deutschland zu **100 % decken**. Bleibt ein größerer Sockel an **Mindesterzeugung** und wärmegeführter, **starrer** fossiler und biogener **KWK** (*Must-run*) in einem **unflexiblen System** erhalten, ergeben sich **erhebliche Überschüsse**. Wird Deutschland im europäischen Kontext betrachtet, fallen die Überschüsse geringer aus.
- Kurzfristig sind die Flexibilisierung des thermischen Kraftwerksparks samt KWK, der europaweite Netzausbau und das Lastmanagement ökonomisch die **attraktivsten Flexibilitätsoptionen**. Werden sie umgesetzt, ist **kein zusätzlicher Speicherbedarf** bei einem erneuerbaren Anteil von 40 % zu erwarten.
- **Zusätzliche Speicher** dienen zu diesem Zeitpunkt weniger der Integration erneuerbarer Energien als vielmehr der **Einsatzoptimierung fossiler Kraftwerke** mit der Konsequenz **steigender CO_2-Emissionen**.

- Im **Verteilnetz** kann ein Speichereinsatz in speziellen Fällen **Netzausbau vermeiden** und damit **Kosten einsparen**.

Speicherbedarf – ca. 60 % erneuerbarer Anteil

- Erste signifikante marktbasierte Stromüberschüsse, welche durch **Kurzzeitspeicher** integriert werden können, treten bei einem geplanten Netzausbau zwischen **40 und 60 %**, für **Langzeitspeicher** zwischen **60 und 80 %** erneuerbarer Energien auf. In **inflexiblen Systemen** mit starren Kraftwerken und KWK ohne Netzausbau treten die Überschüsse bereits ab **30–40 %** auf.
- Speicher **integrieren** ab diesen Anteilen auch **signifikante Mengen** an erneuerbaren Energien und führen zur Verstetigung von Graustrom und damit zu höheren CO_2-Emissionen des Gesamtsystems.

Speicherbedarf – ca. 80 % erneuerbarer Anteil

- Ab einem erneuerbaren Anteil von 80 % werden sowohl **Kurz-** als auch **Langzeitspeicher** zum **Vermeiden** von massiver erneuerbarer **Abregelung** und damit zum **Erreichen** der **Klimaschutzziele** notwendig. Ihr **Einsatz** ist im einstelligen GW-Bereich **wirtschaftlich**.
- Kurz- und Langzeitspeicher **mindern** durch Aufnahme erneuerbarer Energien und die Reduktion des Einsatzes fossiler Brennstoffe die **CO_2-Emissionen** im Stromsektor.

Speicherbedarf – 100 % erneuerbarer Anteil

- **Energiespeicher** sind in einer Vollversorgung von **elementarer Bedeutung** für die Versorgungssicherheit.
- Zwischen **80 und 100 % erhöht** sich der **Speicherbedarf** um den **Faktor 2–4**. Vor allem Langzeitspeicher werden verstärkt ausgebaut. Die Energiespeicherung hat einen Anteil an den **Stromgestehungskosten** von ca. **20–30 %**.
- Trotz massiver Überinstallationen von Wind und PV **verringert** sich der **Bedarf** an **Backup-Leistung** (Ausspeicherleistung der Langzeitspeicher: Gaskraftwerke) im Vergleich zu heute **kaum** (60–70 GW oder ca. 80 % der Jahreshöchstlast). Dieser Wert ist unter Berücksichtigung der Nicht-Verfügbarkeiten von Kraftwerken und Anlagen noch etwas höher.
- Die heute vorhandene **Gasspeicherkapazität reicht** in allen Studien für den Langzeitspeicherbedarf über **Power-to-Gas** bei Weitem **aus** und wird maximal zu 30–40 % genutzt.

Speichereinsatz in der Transformation der Energiesysteme

- **Strom** wird zur **Primärenergie** und für die Sektoren Wärme und Verkehr verstärkt eine Rolle als Energiequelle spielen.
- Eine **Flexibilisierung** des Stromsystems ist zur **Integration** erneuerbarer Energien **notwendig**.
- Der **Strommix** entscheidet über den **ökologischen Nutzen** eines **Speichers**, die **Rahmenbedingungen** und der **Einsatzbereich** über seinen **ökonomischen**.
- Solange die **CO_2-intensive Braunkohleverstromung** mit geringen Kosten im Stromsystem erhalten bleibt und geringe Anteile erneuerbarer Einspeisungen vorliegen, verstetigen **zusätzliche Flexibilitätsoptionen** wie Netzausbau, Lastmanagement und Speicher ihren Einsatz, was zu **höheren CO_2-Emissionen** führt.
- Die **Residuallast** (Verbrauch – erneuerbare Erzeugung) wird mit zunehmenden erneuerbaren Anteilen immer **volatiler**, die **Gradienten steiler** und die **Überschüsse größer**.
- Die erste, **kostengünstigste** und **effizienteste Maßnahme** zur **Integration** von **Speichern** ist die Integration des **Wärmesektors** in den Stromsektor über Lastmanagement, Power-to-Heat, Wärmepumpen, Wärmenetze und Wärmespeicher.
- **Kurzzeitspeicher** werden aufgrund **höherer Effizienz** und **geringerer Kosten** vor Langzeitspeichern eingesetzt, sind aber anders als **Langzeitspeicher** in ihrer **Kapazität** meist stark begrenzt. Unter den Kurzzeitspeichern setzen sich bei weiterer Kostendegression **Batterieparks** mit einer Ausspeicherdauer von **1–4 h** in Abgrenzung zu **Pumpspeichern** mit **Ausspeicherdauern** von **6–8 h** durch.
- Eine geringfügige **Abregelung** erneuerbarer Energien (z. B. **1 %**) ist **technisch-ökonomisch sinnvoll**, da die auszulegende **Speicherleistung** um **30–40 % reduziert** werden kann und damit große **Kosten einspart**. Bei uneingeschränkter Abregelung entsteht zwar kein Speicherbedarf,

gleichzeitig können die angestrebten erneuerbaren Anteile und damit gesetzte Klimaschutzziele nicht eingehalten werden. Daher ist eine **Kombination** von geringfügiger **Abregelung** und **Energiespeicherung** empfehlenswert.

- Die Energiespeicherung über **Power-to-Gas** hat den Vorteil, dass die **Energie** nicht nur **gespeichert**, sondern über das **Gasnetz** auch **transportiert** werden kann. Damit **ergänzen** sie den Ausbau des **Stromnetzes**.
- Der Aufrechterhaltung einer **nationalen Versorgungssicherheit** über Erzeugungs- und Speichereinheiten stehen der **kostengünstigere** Ausbau von **europaweiten Übertragungskapazitäten** und die Nutzung von **Synergien** im **europäischen Binnenmarkt** gegenüber.
- Eine **Vollversorgung** mit erneuerbaren Energien ist **technisch**, **ökologisch** und **ökonomisch möglich** und **sinnvoll**. Die nachhaltigen erneuerbaren Potenziale reichen dafür aus. **Wind** und **PV** werden zu den **tragenden Säulen** und gleichen sich im Leistungsverhältnis von 60:40 in ihren Schwankungen am besten aus.
- Durch die **Kopplung** des **Stromsektors** mit **Wärme**, **Kälte**, **Verkehr** und **chemischer Industrie** kann sektorenübergreifend die Primärenergie Wind und PV in allen physikalischen Formen **gespeichert** werden. In diesem Fall ergeben sich höhere installierte Leistungen für Wind, PV und Power-to-Gas. Der **Wärmespeicherbedarf** aus dem **Stromsektor** heraus entscheidet sich an der **Gebäudesanierungsrate** und dem Einsatz von anderen **Wärmeoptionen** wie Wärmepumpen.

Literatur

1. 50 Hz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze GmbH, TenneT TSO GmbH 2012 Netzentwicklungsplan Strom 2012. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
2. Agora Energiewende (2013) Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO_2-Emissionen, Agora Energiewende, Berlin
3. Baldauf M, Seifert A, Förstner J, Majewski D, Raschendorfer M, Reinhardt T (2011) Operational convective-scale numerical weather prediction with the COSMO model: description and sensitivities. Mon Weather Rev
4. Bauknecht D, Koch M, Tröster E et al (2013) Systemischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Energiesystem zur Integration der erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Vortrag zur Fachtagung »Aktuelle Vorhaben zum Klimaschutz und zur Umsetzung der Energiewende« am 13. und 14. Juni 2013 in Berlin, Öko-Institut e. V., energynautics, Berlin
5. Blanc P, Gschwind B, Lefèvre M, Wald L (2011) The HelioClim project: Surface solar irradiance data for climate applications. Remote Sens
6. BMU (2014) Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, [Stand: Oktober 2014]. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
7. BNetzA (2013) Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP/O-NEP 2014, Bundesnetzagentur, Bonn
8. Bofinger S, Callies D, Scheibe M et al (2011) Potenziale der Windenergienutzung an Land, Fraunhofer IWES, Kassel
9. Bömer J, Döring M, Beestermöller C (2013) Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs.2 EnWG Download Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG § 13 Abs.2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011, Berlin
10. Breuer C, Drees T, Echternacht D et al (2011) Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany. 6th International Renewable Energy Storage Conference Eurosolar, IAEW RWTH Aachen, Berlin
11. Breuer C, Drees T, Echternacht D et al (2012) Standorte und Potenziale für Power-to-Gas. e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 2012(4)
12. Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011
13. DENA (2011) dena-Netzstudie II, Berlin
14. Drees T, Pape C, Breuer C, Gerhardt N, Sterner M, Moser A (2012) Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz. VDE-Kongress 2012, Stuttgart
15. Eickmann J, Drees T, Sprey J, Moser A (2013) Optimizing storages for transmission system operation. 8th international renewable energy storage conference and exhibition, Berlin
16. ENTSO-E (31. Juni 2012) Ten-year network developement plan 2012
17. FGH (2012) Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Abschlussbericht, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Consentec GmbH, IAEW RWTH Aachen, Mannheim
18. Fuchs G, Lunz B, Leuthold M, Sauer D (2012) Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektri-

zität. Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smar Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen. ► http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf

19. Gerhardt N, Sandau F, Zimmermann B et al (2014) Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das »Die-Kosten-der-Energiewende«-Argument. »Herkulesprojekt Energiewende«, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel, Kassel
20 Henning H, Palzer A (2012) 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland
21. Henning H, Palzer A (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I Methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews 30:1003–1018. doi:10.1016/j.rser.2013.09.012
22. IEA (2012) World Energy Outlook 2012. OECD Publishing
23. Klobasa M (2007) Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Diss. Nr. 17324 Wiss. ETH Zürich, ETH Zürich, Zürich
24. Linnemann C, Echternacht D, Breuer C et al (2011) Modeling Optimal Redispatch for the European Transmission Grid. Proceedings of the IEEE Powertech, Trondheim
25. Mirbach T (2009) Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Dissertation
26. Nitsch J, Pregger T, Scholz Y, Naegler T, Sterner M, Gerhardt N, Papa C, Wenzel B (2010) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010
27. Nitsch J et al (2012) Leitstudie 2011. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Berlin
28. Nitsch J, Pregger T, Sterner M et al (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
29. Öko-Institut e. V. (2013) BMU Klimaschutzszenario 2050, Rahmendaten. – unveröffentlicht -, Öko-Institut e. V., Fraunhofer ISI, Berlin
30. Palzer A, Henning H (2013) A Future German Energy System with a Dominating Contribution from Renewable Energies: A Holistic Model Based on Hourly Simulation. Energy Technol. doi:10.1002/ente.201300083
31. Palzer A, Henning H (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results. Renew Sustain Energy Rev 30(0):1019–1034. doi:10.1016/j.rser.2013.11.032
32. Pape C, Gerhardt N, Härtel P, Scholz A, Schwinn R, Drees T, Maaz A, Sprey J, Breuer C, Moser A, Sailer F, Reuter S, Müller T (2014) Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Kurzzusammenfassung, Kassel
33. Rohrig K, Richts C, Bofinger S et al (2013) Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Kurzfassung, Fraunhofer IWES, Kassel
34. Schill W (2013) Stromspeicher als zentrales Element der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien (StoRES – Storage for Renewable Energy Sources) Erste Ergebnisse im DIW Wochenbericht 34–2013, DIW – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin
35. Schlesinger M, Lindenberger D, Lutz C (2010) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung Projekt Nr. 12/10, Prognos AG, EWI, GWS, Basel, Köln, Osnabrück, Berlin
36. Solar Radiation Data (2013) Einstrahlungsdaten, Paris
37. SRU (2011) Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, SRU – Rat von Sachverständigen für Umweltfragen. Erich Schmidt, Berlin
38. Stadler I (2006) Demand Response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Zugl.: Kassel, Univ., Habil.-Schr., 2006, Als Ms. gedr. Habilitation, Universität Kassel. dissertation.de, Berlin
39. Sterner M, Jentsch M (2011) Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy, Fraunhofer IWES, Kassel
40. Sterner M, Schmid J, Wickert M (2008) Effizienzgewinn durch erneuerbare Energien – der Primärenergiebeitrag von erneuerbaren Energien. Brennstoff Wärme Kraft – Springer VDI Verlag 06/2008 (60)
41 Sterner M, Thema M, Eckert F, Moser A, Schäfer A, Drees T, Rehtanz C, Häger U, Kays J, Seack A, Sauer DU, Leuthold M, Stöcker P (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
42. Stolzenburg K (2013) Large Wind-Hydrogen Plants in Germany: The Potential for Success. Results from the study »Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem« – presented at IRES2013, Planet GbR, Berlin
43. UBA (2010) 2050: 100 % erneuerbarer Strom. Energieziel 2050, UBA. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
44. VDE ETG (2009) Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Energietechnische Gesellschaft im VDE. VDE-ETG, Frankfurt am Main

45. VDE ETG (2012) Energiespeicher für die Energiewende; Gesamttext. Energietechnische Gesellschaft im VDE. VDE-ETG, Frankfurt am Main
46. VDE ETG (2012) Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, ein notwendiger Baustein der Energiewende; Gesamttext. Energietechnische Gesellschaft im VDE. VDE-ETG, Frankfurt am Main

Speicherbedarf in der Wärmeversorgung

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 4.2, 4.4, 4.6, 4.7
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES): Abschnitte 4.4, 4.7, 4.8
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE): Abschnitte 4.6, 4.7, 4.8
Andreas Palzer (Fraunhofer ISE): Abschnitt 4.6

Übersicht

Im Gegensatz zum Stromsektor steht der Speicherbedarf in der Wärme- und Kälteversorgung deutlich weniger im Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit. Das liegt daran, dass dieser **Speicherbedarf** meist bereits **gedeckt** ist und sich in Zukunft nicht in dem Maße verändern wird wie im Stromsektor, wo eine deutliche Verschiebung von der Primärenergiespeicherung hin zu Strom- und Endenergiespeichern abzusehen ist.

Beiden Sektoren gemeinsam ist ein **ausgeprägter Speicherbedarf**. Fast jeder Haushalt hat einen Wärmepuffer, so auch erneuerbare Heizsysteme wie Pelletheizungen, Erdwärme- oder Solarwärmeanlagen. Einige **Haushalte** mit Flüssiggas- oder Ölheizungen verfügen sogar über zwei Speicher: einen **Kraftstoffspeicher** und ein **Wärmepuffer**. Ausnahmen sind die Heizsysteme mit vorgelagertem Speicher wie ein **Fernwärmenetz** oder ein **Gasspeicher**. In Zukunft wird die gegenseitige **Integration** von **Strom- und Wärmesektor** über die **Kraft-Wärme-Kopplung**, **Wärmepumpen**, **Power-to-Heat** und **Power-to-Gas** eine große Rolle bei der Nutzung erneuerbarer Energien spielen und einen **Paradigmenwechsel** anstoßen.

Die Entwicklung der Wärmeversorgung in Deutschland und der damit verbundene Bedarf an Wärmespeichern werden exemplarisch anhand verschiedener Studien dargestellt. Eine Abschätzung zu Überschüssen und **Speicherpotenzialen** runden das Kapitel ab. Der **Kältebedarf** wird an dieser Stelle als »Prozesskälte« unter »Prozesswärme« und »Raumkälte« über »Raumwärme« mitgeführt und ist vorwiegend im Strombedarf integriert.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_4

4.1 Grundlagen und Ziele – 143

4.2 Entwicklung des Wärmebedarfs – 143

4.3 Entwicklung des Wärmemix – 144
4.3.1 Fossile Wärmebereitstellung – 144
4.3.2 Erneuerbare Wärmebereitstellung – 144

4.4 Transformation des Wärmesektors – 145
4.4.1 Haushalte – 146
4.4.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen – 147
4.4.3 Industrie – 148

4.5 Paradigmenwechsel im Wärmesektor – 149
4.5.1 Beispiel Wandel Erdöl – Erdgas – erneuerbare Energien – 150
4.5.2 Strom als Primärenergie – 150

4.6 Speicherbedarf in einem Klimazielszenario für das Energiesystem Deutschland im Jahr 2050 – 151
4.6.1 Szenariorahmen, Modell und Annahmen – 151
4.6.2 Ergebnisse zum Speichereinsatz im Wärmebereich – 152

4.7 Überschüsse, Speicherbedarf und Speicherpotenziale – 155
4.7.1 Überschüsse im Wärmesektor – 155
4.7.2 Entwicklung des Speicherbedarfs – 157
4.7.3 Speicherpotenziale – 159

4.8 Zusammenfassung – 165

Literatur – 167

4.1 Grundlagen und Ziele

Grundlagen der Betrachtungen

Zur Betrachtung des Beitrags, den erneuerbare Energien in der Wärmeversorgung und beim Speicherbedarf leisten, wird analog zu ▶ Kap. 3 auf die Langfristszenarien des Bundesumweltministeriums (s. [7]) und auf ein Energieszenario für alle Sektoren des Fraunhofer ISE zurückgegriffen. Letzteres stellt in stündlicher Auflösung und unter Berücksichtigung der Klimaschutzvorgaben ein mögliches Zielsystem dar (s. [5, 8, 9]. Darüber hinaus werden weitere Studien zur Analyse hinzugezogen, u. a. des Fraunhofer IWES.

Zunächst werden die Langfristszenarien in den ▶ Abschn. 4.1 bis ▶ Abschn. 4.3 behandelt. In der Studie werden unterschiedliche Szenarien im Hinblick auf die Ziele der Bundesregierung untersucht. Die vorgestellten Ergebnisse stammen aus dem Szenario 2011 A. Hierin spiegelt sich der Transformationsprozess der Energieversorgung in Deutschland mit einer Reduktion der Treibhausgasemission gegenüber 1990 um 80 % bis 2050.

Ziele im Wärmesektor

Für den Wärmesektor hat die Bundesregierung folgende wesentliche und prägende Ziele beschlossen:

- Reduktion des Wärmebedarfs bis 2020 um 20 % gegenüber 2008
- Reduktion des Primärenergiebedarfs von Gebäuden bis 2050 um 80 % gegenüber 2008
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Wärmesektors auf 14 % bis 2020
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 18 % bis 2020, 30 % bis 2030, 45 % bis 2040 und 60 % bis 2050.

Zusätzlich soll

- die Kraft-Wärme-Kopplung verstärkt gefördert werden,
- der Wärmebedarf in Neubauten durch die schrittweise Umsetzung eines Niedrigstenergiegebäudestandards reduziert werden,
- in Altbauten durch die Umsetzung eines Sanierungsfahrplans die Sanierungsrate von 1 % auf 2 % pro Jahr gesteigert werden und
- bis zum Jahr 2050 der Gebäudebestand klimaneutral sein.

4.2 Entwicklung des Wärmebedarfs

In Deutschland betrug der Wärme- und Kältebedarf im Jahr 2010 etwa 1430 TWh, was im Vergleich zum Strom- und Verkehrssektor den größten sektoralen Bedarf darstellt (s. ▶ Abschn. 3.2).

Die Wärmenachfrage lässt sich grundsätzlich in drei verschiedene Anwendungsgebiete unterteilen:

- Raumwärme
- Warmwasser
- Prozesswärme.

Im Bereich der Raumwärme ist durch Effizienzmaßnahmen mit dem stärksten Rückgang des Wärmebedarfs zu rechnen: Zum einen wird der mittlere Energiebedarf in Neubauten unter 40 kWh m^{-2} a^{-1} und damit deutlich unter dem heutigen Durchschnitt von etwa 150 kWh m^{-2} a^{-1} liegen. Zum anderen führt eine bessere Dämmung zur konsequenten weiteren Senkung des Wärmebedarfs im Gebäudebestand.

Der Warmwasserbedarf kann hingegen nur zu etwa 25 % gesenkt werden, da sich die Nutzenergie für die Warmwassernutzung auch in Zukunft nicht ändern wird. Die Effizienzgewinne kommen hier aus einer effizienteren Erzeugung und Verteilung. In der Prozesswärme verhält es sich ähnlich: Die Nutzenergie bleibt auf ähnlichem Niveau wie heute, weshalb die Reduktion des Endenergiebedarfs auf 30 % beschränkt bleibt. In diesem Bereich sind bereits viele Effizienzmaßnahmen ausgeschöpft, weshalb dort kein Rückgang wie bei der Raumwärme zu erwarten ist (s. ◘ Abb. 4.1).

Sektoral ist damit bis 2050 das größte Einsparpotenzial an Wärme in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zu erwarten:

- Gewerbe/ Handel/ Dienstleistung: minus 67 %
- Haushalte: minus 47 %
- Industrie: minus 27 %

Insgesamt kann damit der Wärmebedarf in Deutschland um 45 % auf rund 780 TWh in 2050 gesenkt werden.

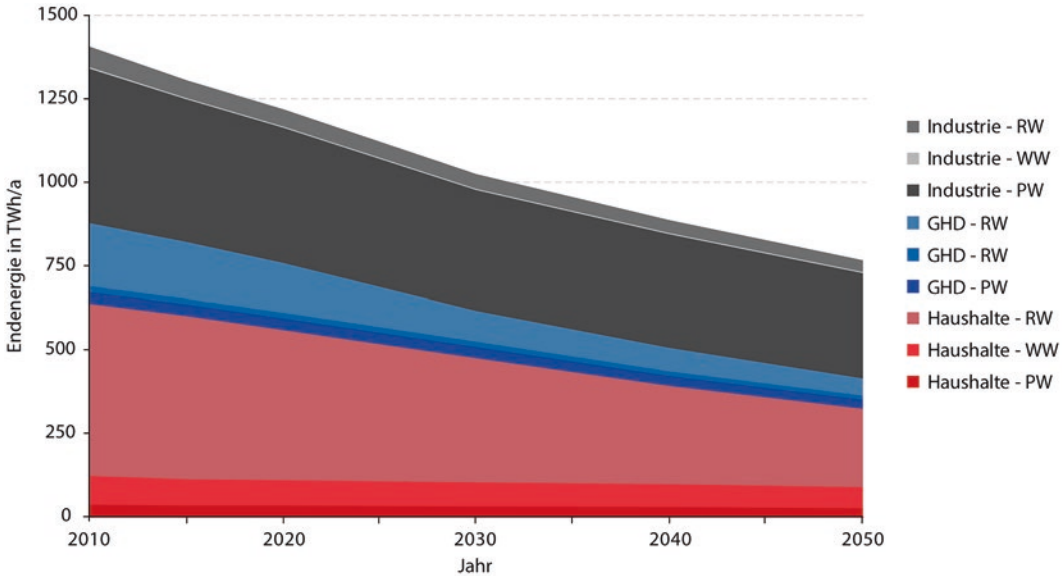


Abb. 4.1 Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergie) von 2005 bis 2050 in den Sektoren Haushalte, Industrie und GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistung), nach [7]

4.3 Entwicklung des Wärmemix

4.3.1 Fossile Wärmebereitstellung

Basiert die Wärmeversorgung heute fast ausschließlich auf fossilen Energieträgern, ändert sich dies im Szenario hin zu einem Mix aus fossilen und erneuerbaren Energien (s. Abb. 4.2).

Der fossile Anteil im Wärmemix bleibt auch zukünftig hoch, da die Nah- und Fernwärmeversorgung durch die Kraft-Wärme-Kopplung weiterhin vorwiegend auf fossilen Energieträgern beruht und die Prozesswärme nicht gänzlich durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Die technisch möglichen Temperaturniveaus von Solarthermie, Erdwärme und KWK-Abwärme reichen dafür oft nicht aus, in einigen Fällen ist die direkte Wärmebereitstellung über erneuerbaren Strom möglich, mit dem auch höchste Temperaturniveaus abgedeckt werden können. Da aber die Industrie weiterhin auf hohe Temperaturen angewiesen ist, bleibt der Verbrauch von Erdgas für die Prozesswärmebereitstellung bis 2050 in einer ähnlichen Größenordnung wie heute. Langfristig kann dafür erneuerbares Methan als Erdgas-Substitut aus Power-to-Gas-Anlagen zum Einsatz kommen.

Der Anteil von direkten Erdöl- und Kohleheizungen verschwindet nahezu, wobei der relativ CO_2-arme fossile Energieträger Erdgas auch in Zukunft verwendet wird. Die Gasinfrastruktur ist mit erneuerbaren Energien kompatibel und damit zukunftsfähig: Kurzfristig kann Biogas über die gleichen Wege und Technologien genutzt und langfristig fossiles Gas auch über Power-to-Gas erneuerbar erzeugt werden.

4.3.2 Erneuerbare Wärmebereitstellung

Der absolute Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung verdreifacht sich von heute mit 136 TWh/a auf 366 TWh/a im Jahre 2050. Der relative Anteil steigt aufgrund des geringeren gesamten Endenergiebedarfs von rund 780 TWh um das Fünffache von heute ca. 11 % auf ca. 50 % an.

Die Biomasse ist analog zu vielen anderen Ländern nach wie vor die größte genutzte erneuerbare Energiequelle. Die nachwachsenden Rohstoffe spielen vor allem in der individuellen Heizung und in Energiekommunen eine große Rolle. Vorwiegend Holzheizungen (Pellet, Hackschnitzel, Stückholz) sind tragend in der erneuerbaren

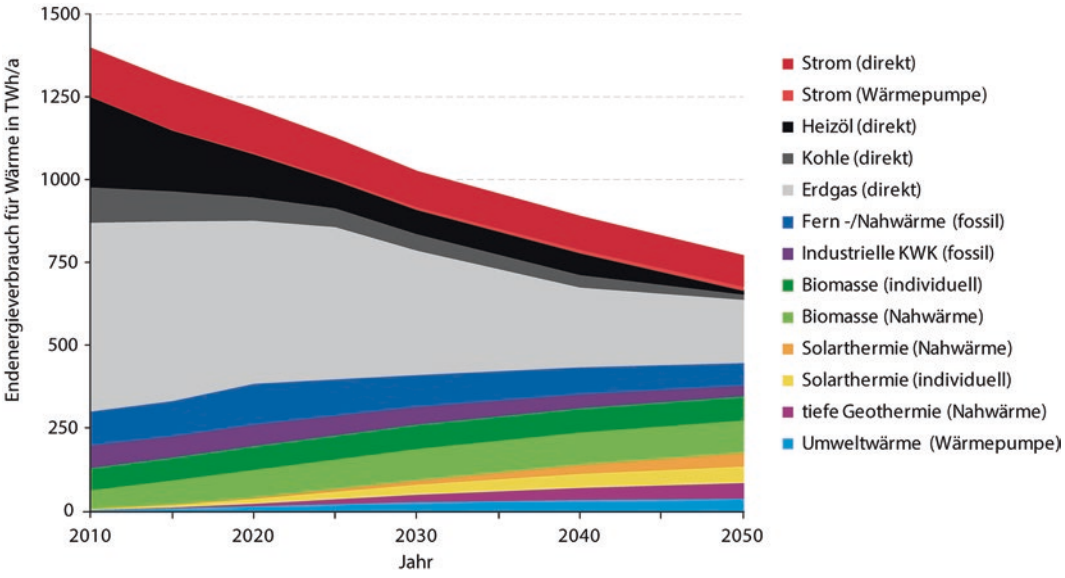


Abb. 4.2 Endenergie für Wärme inklusive strombasierter Wärmebereitstellung (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen), nach [7]

Wärmeversorgung und haben durch eine verbessere Waldnutzung und Waldpflege vor allem durch Naturverjüngung noch ein deutliches Steigerungspotenzial (s. ► Abschn. 13.2). Daneben soll zukünftig der Beitrag von Biogas und biogenen Abfällen in der KWK erhöht werden. Im Szenario wurde ein starker Ausbau an Solarkollektoren unterstellt, welcher mittlerweile von der Photovoltaik überholt wird. Solarthermie und Photovoltaik ergänzen sich prinzipiell in der Wärmeversorgung. Während für die primäre Wärmebereitstellung solarthermische Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern das Gros des Wärmebedarfs decken können, können als Ergänzung Stromüberschüsse aus Photovoltaikanlagen über Heizstäbe und Elektrowärmepumpen auch Wärme in die vorhandenen Wärmespeicher eintragen. Eine Brücke vom Strom- in den Wärmesektor zeichnet sich also vielfach ab, vor allem beim Einsatz von KWK und Wärmepumpen, die an Bedeutung gewinnen werden.

Bis 2030 dominieren in der Wärmeversorgung noch Einzelanlagen bis ein ausreichender Ausbau an Nah- oder Fernwärmenetzen zur Nutzung aller Formen erneuerbarer Wärmebereitstellung erfolgt ist. Diese netzgebundenen Anlagen sollten langfristig die Anzahl der Einzelanlagen überholen, wie es auch in der Stromversorgung üblich ist. Da aber technische oder preisliche Entwicklungen schwer vorherzusagen sind, kann sich der Anteil von Solarkollektoren, Wärmepumpen und biomassebasierten KWK-Anlagen anders ausbilden als prognostiziert.

Ein weiterer Faktor, der ab 2020 berücksichtigt werden muss, ist der Ersatz von ineffizienten Altanlagen, was vor allem kleine Biomasseheizungen betrifft. Bis dahin spielen primär der Einbau von neuen Anlagen bei Neubauten auf Basis erneuerbarer Energien und der Ersatz von fossilen Brennstoffen die tragende Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors.

4.4 Transformation des Wärmesektors

Das Zusammenspiel von Bedarfsreduktion (s. ► Abschn. 4.2) und zunehmendem erneuerbarem Anteil im Wärmemix (s. ► Abschn. 4.3) ermöglicht die vollständige Transformation des Wärmesektors in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie in der Industrie.

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors wird bis 2050 ausführlich in der Studie »Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr« [13] als Roadmap für

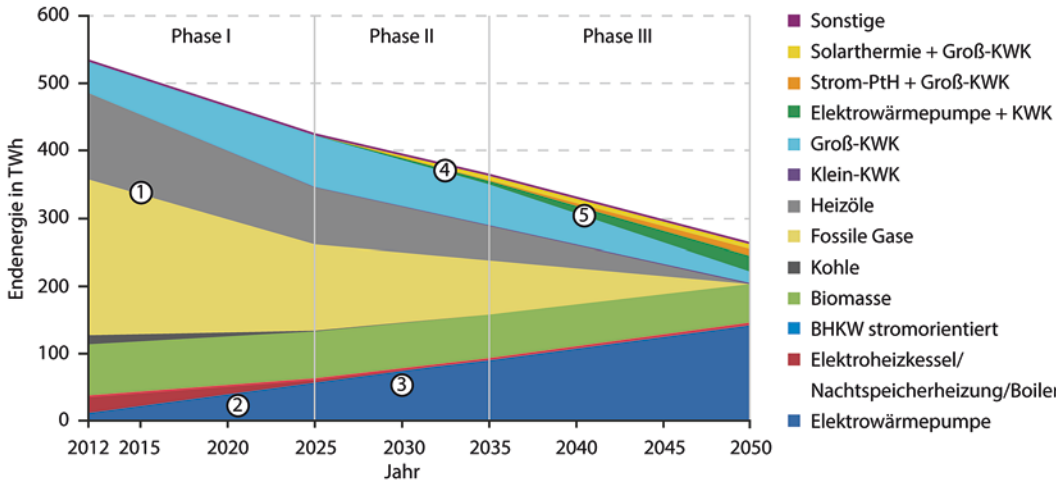


Abb. 4.3 Transformation des Wärmebedarfs des Haushaltssektors bis 2050, Phasen und Meilensteine, nach [13]

jeden Sektor skizziert und jeweils in drei Phasen unterteilt:

- Phase I: Reduktion der Systemtemperaturen (2012–2025),
- Phase II: Flexibilisierung und Wärmepumpenausbau (2025–2035),
- Phase III: Nutzung von Power-to-Heat und Sektorenkopplung (2035–2050).

Für jede dieser Phasen werden aus Simulationsergebnissen sektorenweise die für die Klimaschutz- und Energieziele zu erreichenden Maßnahmen und Meilensteine identifiziert und für die jeweiligen Sektoren kurz skizziert.

Die Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfs und des Wärmemix sind sehr ähnlich zu ► Abschn. 4.2 und ► Abschn 4.3. Details zur Simulationsmethodik sind [13] zu entnehmen. Das Novum dieser Studie, die unter der Federführung des Fraunhofer IWES Kassel entstand, ist der kostenoptimierte Zubau an erneuerbaren Energien und Wärmetechnologien. Dieser ist auf das Jahr genau beschrieben.

4.4.1 Haushalte

2012 lag der Primärenergiebedarf für Wärme in deutschen Haushalten bei 553 TWh. Die Einsparpotenziale sind in diesem Bereich sehr hoch (s. ► Abschn. 4.2). Durch eine großflächige Sanierung des Gebäudebestandes, hohe Anforderungen an Neubauten und die vermehrte Nutzung von Umweltwärme über Wärmepumpen kann der Primärenergiebedarf bis 2050 um ca. 70 % reduziert werden.

Die Wärmetransformation bietet große Speicherpotenziale für fluktuierende Strommengen. Für die Haushalte kann sie in fünf Meilensteinen erfolgen (s. ◘ Abb. 4.3).

▪ Reduktion der Systemtemperaturen (2012–2025)

Die erste Phase »Reduktion der Systemtemperaturen« beinhaltet zwei Meilensteine:

1. In Fernwärmenetzen und Gebäuden erfolgt eine Reduktion der Systemtemperaturen. Neben der energetischen Sanierung beflügelt die Verbreitung von Niedertemperaturheizsystemen wie z. B. Fußboden- und Wandheizungen den Einsatz von dezentralen Elektrowärmepumpen, die durch eine niedrige Systemtemperatur gekennzeichnet sind. Direkte Elektroheizungen wie Nachtspeicheröfen sind eher ungeeignet und entsprechend rückzubauen.
2. Eine Reduktion der Systemtemperaturen impliziert die Verbreitung und Steigerung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpen. Im Neubau ist ein reiner Einsatz von Elektrowärmepumpen empfehlenswert, da Strom zur

Primärenergie wird (s. ► Abschn. 4.5.2). Für Bestandsgebäude wird ein Wechsel zunächst von Ölkesseln und später auch von Gasthermen zu Wärmepumpen gesehen. In ländlich geprägten Häusern oder bei Altbauten wird die holzartige Biomasse zum Energieträger erster Wahl.

- **Flexibilisierung und Wärmepumpen-Ausbau (2025–2035)**

Die zweite Phase »Flexibilisierung und Wärmepumpen-Ausbau« steht im Zeichen der Flexibilisierung des Stromsystems, indem Wärmespeicher eine günstige Flexibilitätsoption darstellen. In dieser Phase werden folgende Meilensteine bestimmt:

3. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien sind 2025–2035 zunehmend Flexibilitätsoptionen zu erschließen. Darunter fallen auch Wärmespeicher wie beispielsweise Warmwasserspeicher. Aber auch der Einsatz der Gebäudehülle als Wärmespeicher spielt eine wichtige Rolle. Effiziente Gebäude bieten so ein Speichervermögen im Bereich von einem Tag bis hin zu einer Woche.
4. Als vierter Meilenstein steht die Reduzierung der Systemtemperatur in den Fernwärmenetzen auf unter 80 °C im Fokus. Dadurch können die derzeit dominanten fossilen Energieträger Erdgas und Steinkohle durch zentrale große Elektrowärmepumpen, Solarthermie-Anlagen sowie Groß-KWK jeweils primär auf Basis erneuerbarer Energien ersetzt werden. Für die Wärmepumpen sind neue Wärmequellen wie Abwasser, Sole, Abwärme aus Rechenzentren oder Gewerbegebieten etc. zu erschließen.

- **Nutzung von Power-to-Heat und Sektorenkopplung (2035–2050)**

Die eingeläutete Kopplung der Energiesektoren (s. ► Kap. 14) dominiert die dritte und letzte Phase der Wärmetransformation im Haushaltssektor.

5. Vor allem im Bereich ab 2035 bis 2050 nehmen die Stromüberschüsse durch Wind- und Solarstrom stark zu. Durch die günstige Möglichkeit der Speicherung im Wärmesektor wird vermehrt Power-to-Heat sowohl mit Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl größer 2,5 als auch mit Heizstäben in der Fernwärme eingesetzt. Damit geht anteilig die Auslastung von KWK-Anlagen zurück.

- **Gesamtbilanz**

Nach der Transformation erfolgt 2050 in diesem Szenario die Versorgung mit Raumwärme in Haushalten zu drei Vierteln objektgebunden und zu einem Viertel netzgebunden (s. ◘ Abb. 4.3). Als Hauptenergieerzeuger dienen dezentrale Elektrowärmepumpen, welche 53 % des Wärmebedarfs decken. Biomasse in Form von fester Biomasse (Holz) und gasförmiger Biomasse (Biogas) dient in ländlichen Regionen sowie im Altbau als Hauptenergieträger im Wärmebereich (22 %). Weitere 24 % der Wärme werden netzgebunden durch Fernwärme mit KWK, Elektrowärmepumpen, Solarthermie sowie durch eine Kombination von KWK und Elektroboilern bereitgestellt.

In der Energiebilanz resultiert der in ► Abschn. 4.5.2 skizzierte Paradigmenwechsel in folgender Kuriosität: Der Primärenergiebedarf liegt unter dem Endenergiebedarf für Raumwärme. Das ergibt sich aus der Betrachtung von Wind-, Solar- und Wasserkraftstrom als 100 % Primärenergie in der Wirkungsgradmethode (s. ► Abschn. 1.2.2) und der Nutzung der Umweltwärme aus Geothermie, Wasser, Eisspeicher sowie Luft, die nicht als Primärenergie gewertet wird. Der Strombedarf der dezentralen Elektrowärmepumpen hat einen Anteil von 26 % des Primärenergiebedarfs der Haushalte, obwohl er über 50 % des gesamten Wärmebedarfs deckt.

4.4.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die drei Transformationsphasen der Haushalte lassen sich auch auf die Nichtwohngebäude des GHD-Sektors übertragen. Darin werden ebenfalls fünf Meilensteine identifiziert, die eine Reduktion des Primärenergiebedarfs von 236 TWh um 74 % auf ca. 60 TWh bis 2050 ermöglichen (s. ◘ Abb. 4.4):

1. Niedertemperaturheizsysteme und damit Wärmepumpen stehen vor allem im Gebäudebestand im Fokus und verdrängen vermehrt Öl- und Gaskessel in Bürogebäuden und Gebäuden des Einzelhandels.

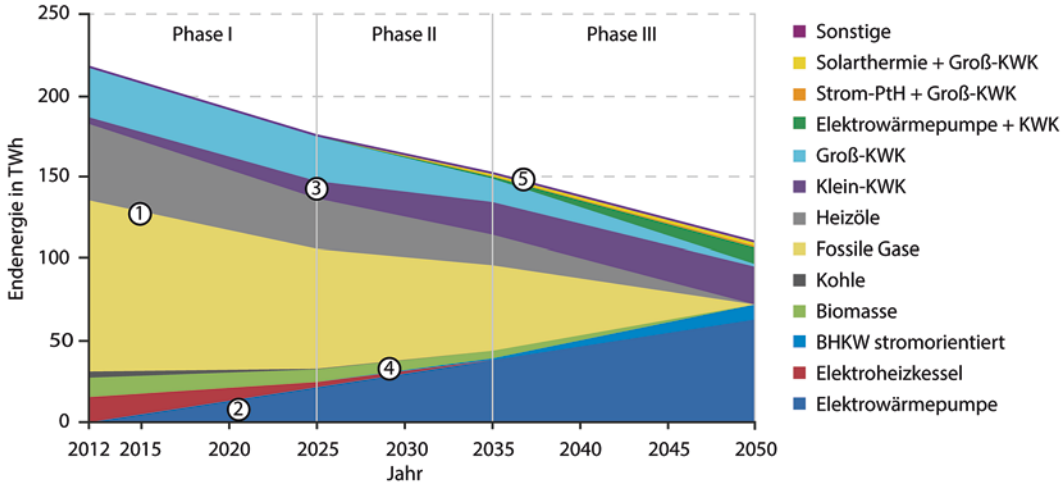


Abb. 4.4 Transformation des Wärmebedarfs im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor bis 2050, Phasen und Meilensteine, nach [13]

2. Durch die Senkung der Vorlauftemperatur auf unter 60 °C steigt die Effizienz der Wärmepumpen. Es sollen vorwiegend Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Jahresarbeitszahlen > 4 eingesetzt werden.
3. Eine weitere wichtige Rolle übernimmt die KWK, die in dezentraler Form als Mini-BHKW sehr flexibel verschiedenste Wärmeprofile in diesem Sektor abdecken kann.
4. Diese BHKW werden stromorientiert gefahren (s. ► Abschn. 14.1) und mit einem ausreichend großen Wärmespeicher ausgestattet, um wärmeentkoppelt betrieben zu werden. Des Weiteren werden Überschüsse aus Windstrom in der Heizperiode über flexible Wärmepumpen mit Wärmespeicher sowie BHKW mit Heizstäben integriert. Die Nutzung holzartiger Biomasse verschiebt sich dagegen in den Haushaltssektor zur Versorgung älterer Gebäude und in den Bereich der Industrie für Prozesswärme.
5. Analog zu den Haushalten nimmt auch im GHD-Sektor in der letzten Phase die Bedeutung von Power-to-Heat in Form von Heizstäben gegenüber Wärmepumpen zu. In der Fernwärmeversorgung setzen sich Kombinationen aus KWK und Wärmepumpen durch.

Im Jahr 2050 werden 57 % des Endenergiebedarfs über dezentrale Wärmepumpen, 21 % über KWK und 9 % über Fernwärme bereitgestellt. Die Wärmeversorgung erfolgt zu 86 % objektgebunden und zu 14 % netzgebunden über Insel- und Wärmenetze.

4.4.3 Industrie

Der Industriesektor unterscheidet sich stark von den anderen beiden Sektoren, da dort Raumwärme eine untergeordnete Rolle spielt und vor allem höhere Temperaturen für die Prozesswärme benötigt werden. Dennoch hat dieser Sektor mit ca. 530 TWh/a Primärenergiebedarf erheblichen Einfluss auf das Erreichen der Klimaschutzziele. Der Primärenergiebedarf kann über die folgenden Maßnahmen in drei Phasen um 34 % auf ca. 350 TWh gesenkt werden (s. Abb. 4.5).

Effizienzsteigerung

In der ersten Phase spielt die Effizienzsteigerung durch einen Technologiewechsel die wichtigste Rolle.

1. Wärmepumpen werden für Prozesswärme im niedrigen Temperaturbereich sowie für Raumwärme eingesetzt. Des Weiteren wird die direkte Verbrennung fossiler Brennstoffe durch eine gekoppelte Nutzung von KWK ersetzt. Dadurch sinkt der Bedarf an Kohle und Erdöl.

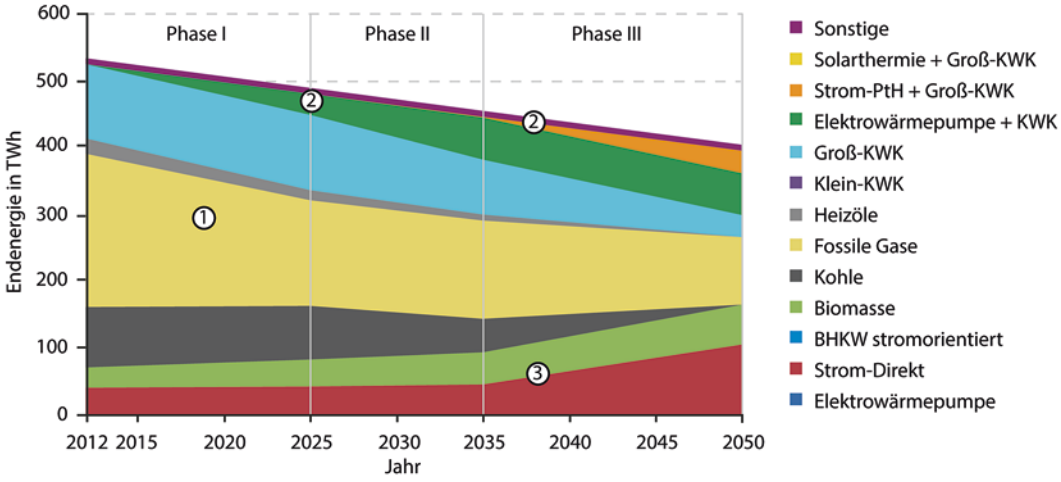


Abb. 4.5 Transformation des Wärmebedarfs im Industriesektor bis 2050, Phasen und Meilensteine, nach [13]

Rückgang gespeicherter fossiler Energieträger

Der zweite Meilenstein wird in zwei Schritten in Phase zwei und drei umgesetzt.

2. Zunächst wird rein aus wirtschaftlichen Überlegungen die direkte Nutzung von Strom in Elektrodenkesseln in Temperaturbereichen bis 500 °C forciert. Ab 2035 werden vermehrt Überschüsse aus erneuerbarem Strom integriert, was mit PtH-Anlagen realisiert wird. Dadurch können auch im oberen Temperaturbereich der Prozesswärme gespeicherte fossile Energieträger, allen voran Erdgas, ersetzt werden.

Starke Nutzung von Power-to-Heat

Die dritte Phase ist analog den beiden anderen Sektoren stark durch die Fluktuationen der erneuerbaren Energien und durch die Sektorenkopplung geprägt.

3. Die direkte Stromnutzung für Prozesswärme über Power-to-Heat wird im hohen Temperaturbereich ausgebaut. Warmwasser wird durch Wärmepumpen erzeugt, Dampf über große KWK-Kraftwerke. Die direkte Nutzung von Strom in gekoppelten PtH-KWK bzw. Wärmepumpen-KWK geht mit dem Rückgang von Groß-KWK einher.

Ab 2025 kann auf die Nutzung von Kohle für Industriewärme verzichtet werden. Auch Erdgas kann zum Teil substituiert werden, verliert aber bis 2050 dennoch nicht an Bedeutung und deckt ein Viertel des Endenergiebedarfs. Holzartige Biomasse wird auf einen Anteil von 15 % verdoppelt. Hauptenergieträger in der Industrie wird erneuerbarer Strom.

4.5 Paradigmenwechsel im Wärmesektor

Im Wärmesektor kommt es wie auch im Stromsektor zu einem Paradigmenwechsel. Der Verbrauch von fossilen Wärmeträgern wird bis 2050 stark abnehmen und im Gegenzug wird der Anteil an erneuerbaren Energien stark zunehmen. Dies beruht zum einen darauf, dass die Effizienz sowohl in privaten Haushalten durch Maßnahmen der energetischen Gebäudesanierung als auch in der Industrie durch einen effizienteren Einsatz für Prozesse steigen wird. Zum anderen wird ein großer Teil der fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Energien ersetzt, seien es dezentrale Anlagen wie Solaranlagen, Biomasseheizungen und Wärmepumpen oder netzgebundene Anlagen, insbesondere Biomasse-, Geothermie- oder Solarthermieanlagen.

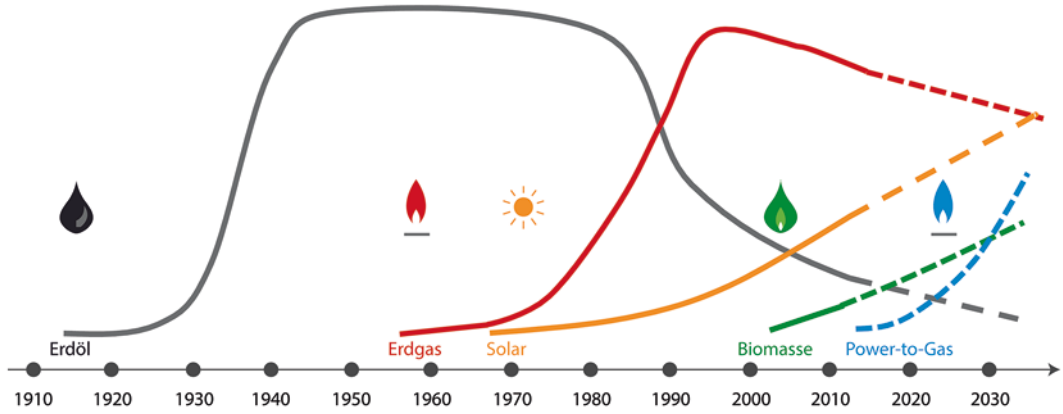


Abb. 4.6 Strukturwandel in der Wärmeversorgung am Beispiel der Viessmann-Gruppe, nach [10]

4.5.1 Beispiel Wandel Erdöl – Erdgas – erneuerbare Energien

Beispielhaft für den Wechsel der Wärmeenergieträger ist die Entwicklung von Kohle, Erdöl und Erdgas im letzten Jahrhundert. Wurde Anfang des 20. Jahrhunderts vor allem im urbanen Bereich zunächst die Biomasse durch Kohle ersetzt, folgte später aufgrund der günstigen Verfügbarkeit Erdöl, welches dann in den 1960er- und 1970er-Jahren wiederum von Erdgas verdrängt wurde. Unternehmen der Heizungsbranche sind diesen Veränderungen gefolgt und stellen sich auch auf einen zukünftigen Strukturwandel ein (s. Abb. 4.6).

In der Vergangenheit wurden immer nur einzelne Energieträger zur Wärmeversorgung verwendet: zunächst Holz, dann Kohle, gefolgt von Öl und Gas. Heute und in Zukunft zeigt sich ein viel breiteres Spektrum an Energieträgern: neben den genannten noch Solarthermie, Geothermie, Biogas, Windgas, Solargas und alle Möglichkeiten der direkten und indirekten Nutzung von erneuerbarem Strom über Power-to-Heat.

4.5.2 Strom als Primärenergie

Weiter wird sich der Paradigmenwechsel des Stromsystems »Erneuerbarer Strom wird zur Primärenergie« auch in Form der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor und auf die Nutzung entsprechender Speicher auswirken. Neben den bereits etablierten Kopplungen

- Elektroheizung: Strom wird für Prozesswärme genutzt
- Speicheröfen: Strom wird für Raumwärme genutzt
- Kraft-Wärme-Kopplung: Fossile Brennstoffe werden effizienter in der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung genutzt,

kommen weitere neue Kopplungen hinzu:

- Elektrowärmepumpen**:** Strom wird zur effizienten Bereitstellung von Umweltwärme aus der Luft, dem Erdboden oder aus Flüssigkeiten wie Wasser in Kombination mit Wärme- und Kältespeichern genutzt
- Power-to-Heat**:** Über elektrische Widerstandsheizungen oder Elektrowärmepumpen wird überschüssiger Strom in Wärmenetzen und Wärmespeichern genutzt
- Power-to-Gas: Strom wird in Form von Gas im Wärmesektor (vorwiegend Prozesswärme), in Gaswärmepumpen und in der KWK eingesetzt.

Diese umfangreiche Verschmelzung der Sektoren Strom und Wärme hat deutliche Auswirkungen auf den Speicherbedarf im Stromsektor (s. ▶ Kap. 3), birgt enorme Potenziale zur Integration erneuerbarer Energien (s. ▶ Abschn. 14.1) und ist eine volkswirtschaftlich sehr nahe liegende Option zur Gestaltung der Energieversorgung (s. ▶ Kap. 10 und ▶ Kap. 11). In den weiteren Abschnitten dieses Kapitels wird auf diese Paradigmenwechsel näher

eingegangen. Zudem werden eine »Roadmap Wärmewende« für alle Wärmesektoren und der entstehende Speicherbedarf ausgewiesen.

Definition

Power-to-Heat: Als Power-to-Heat (PtH) wird ein Energiewandler bezeichnet, der Strom direkt oder indirekt in Wärme wandelt. Dieser Energiewandler kann mit einem anderen Wärmeerzeuger auf Basis eines chemischen Energieträgers (Gas, Holz etc.) zu einem Hybridsystem kombiniert werden.
Dabei kann grundsätzlich zwischen der direkten Nutzung über elektrische Widerstandsheizungen (Heizstäbe, Boiler, Elektroheizkessel) und der indirekten Nutzung durch Elektrowärmepumpen (Warmwasser-Wärmepumpen, Heizungs-/Kälte-Wärmepumpen, Großwärmepumpen) unterschieden werden.
Beide Nutzungsarten eröffnen in Kombination mit einem Wärmespeicher Potenziale, überschüssigen erneuerbaren Strom zu speichern und über die Sektorenkopplung aus dem Wärmesektor heraus eine kostengünstige Flexibilität für den Stromsektor anzubieten.

4.6 Speicherbedarf in einem Klimazielszenario für das Energiesystem Deutschland im Jahr 2050

Neben den Studien zum Speicherbedarf in einem rein erneuerbaren Stromsektor (s. ▶ Kap. 3) gibt es die Studie »Energiesystem Deutschland 2050« des Fraunhofer ISE, in der neben dem Speicherbedarf im Stromsektor auch der Speicherbedarf im Wärmesektor quantifiziert wird und in der sich der Paradigmenwechsel »Sektorenkopplung Strom-Wärme« vollumfänglich umsetzt (s. [16]).

In den fortlaufend weiterentwickelten Untersuchungen werden Kosten und Größenordnung der installierten erneuerbaren Energietechnologien ähnlich der UBA-Studie und der VDE-Speicherstudie aus ▶ Kap. 3 für ein deutsches Energiesystem mit einem dominierenden Anteil erneuerbarer Energien im stündlichen Zeitraster anhand realer Wetterdaten untersucht und daraus der Speicherbedarf für Strom und Wärme abgeleitet (s. [15–18]).

4.6.1 Szenariorahmen, Modell und Annahmen

Das Modell REMod-D nimmt eine auf Kosten basierende Systemoptimierung des gesamten deutschen Energiesystems mit besonderer Betrachtung des Strom- und Wärmesystems für das Jahr 2050 vor, in dem als Ziel einerseits die Absenkung der gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen um 85 % bezogen auf 1990 erfolgt und andererseits die Gesamtkosten für alle Komponenten minimiert werden. Das Modell umfasst folgende Komponenten, deren Größe innerhalb der Optimierung ermittelt wird.

- **Erzeugung**
  - Erneuerbare Quellen
    - Photovoltaik
    - Wind an Land
    - Wind auf See
    - Wasserkraft (nicht Gegenstand der Optimierung, da Potenzial sehr begrenzt)
    - Biogas
    - Solarthermie
    - Restbestand konventioneller Dampfkraftwerke (Braun- und Steinkohle) (nicht Gegenstand der Optimierung, sondern Restbestand fix vorgegeben auf Basis der »Sterbelinie« der Kraftwerke)
  - Ausspeicherung aus Gasspeichern
    - Gas- und Dampfkraftwerke
    - zentrale Heizkraftwerke
    - dezentrale Blockheizkraftwerke (BHWK)
    - Gas-Wärmepumpen
    - Gas-Brennwertkessel
- **Speicher**
  - Batteriespeicher
  - Gasspeicher (Wasserstoff, natürliches und synthetisches Methan)
  - Pumpspeicher (nicht Gegenstand der Optimierung, sondern fix vorgegeben, da Potenzial in Deutschland begrenzt)
  - zentrale Wärmespeicher
  - dezentrale Wärmespeicher

- **Verbrauch**
  - Strom
  - Niedertemperaturwärme (Raumwärme, Warmwasser)
  - Brennstoffe für Prozesse in Gewerbe und Industrie
  - Verkehr

Anders als bei den Studien zum Stromsektor fließen in die ISE-Studie auch alle relevanten Parameter zum Wärmesektor ein wie der Umfang der energetischen Sanierung des Gebäudebestands oder Kapazitäten von Wärmespeichern. In der Studie wurden verschiedene Varianten gerechnet, wovon hier ein System dargestellt wird, mit dem die deutschen Klimaschutzziele erreicht werden, jedoch immer noch fossile Energieträger in kleinem Umfang Verwendung finden. Der Heizwärmeverbrauch des Gebäudebestands wird dabei durch Maßnahmen der energetischen Gebäudesanierung auf ca. 50 % des heutigen Wertes gesenkt.

Die installierte Leistung erneuerbarer Energieanlagen erreicht bei Windenergieanlagen ca. 168 GW an Land und 33 GW auf See und erfordert eine installierte Leistung von PV-Anlagen von 166 GW.

Als weiteres Ergebnis dominieren elektrische Wärmepumpen als Versorgungstechnik zur Bereitstellung von Niedertemperaturwärme. Dieses Ergebnis erklärt sich daraus, dass Wärmepumpen einerseits eines der effizientesten Systeme zur Wärmebereitstellung sind und dass sie zudem negative Regelleistung vorhalten, d. h. Stromüberschüsse zeitlich flexibel aufnehmen können und sich daher sehr gut zur Verknüpfung der beiden Sektoren Strom und Wärme eignen. Dies gilt umso mehr, wenn Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern gefahren werden und dadurch ein stromorientierter Betrieb ermöglicht wird (s. ► Abschn. 14.1).

4.6.2 Ergebnisse zum Speichereinsatz im Wärmebereich

In dem ausgewählten Klimazielszenario mit einer Gesamtreduktion energiebedingter CO_2-Emissionen um 85 % bezogen auf den Referenzwert im Jahr 1990 sind die installierten Leistungen aus Wind und Photovoltaik so hoch, dass die Überschüsse für einen Betrieb von Power-to-Gas zur Gewinnung von erneuerbarem Gas ausreichen (s. ► Kap. 8). Ferner werden Stromüberschüsse mithilfe von Lastmanagement über Power-to-Heat in den Wärmespeichern gespeichert.

Die ermittelten jährlichen Gesamtkosten für dieses Energiesystem liegen im Bereich von 200 Mrd. € und liegen damit auf dem gleichen Niveau wie die Kosten des heutigen, auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystems mit ca. 220 Mrd. €. ◘ Abb. 4.7 zeigt die Ergebnisse der Simulation des Klimazielszenarios für Erzeugung, Speichereinsatz und Verbrauch.

Für den Speicherbedarf im Wärmesektor kann demnach zwischen großen zentralen Wärmespeichern, kleineren dezentralen Wärmespeichern und Gasspeichern für Methan unterschieden werden.

- **Zentrale Wärmespeicher**

Für zentrale Wärmespeicher wird eine Speicherkapazität von 641 GWh benötigt. Das Laden der zentralen Wärmespeicher erfolgt mit 15 TWh/a aus Stromüberschüssen über Power-to-Heat und mit 43 TWh/a aus zentralen KWK, Groß-Wärmepumpen an Wärmenetzen oder zentralen Solarthermieanlagen. 45 TWh/a dienen über das Entladen der Speicher der Deckung der Wärmelast, der Rest sind Speicher- und Netzverluste.

- **Dezentrale Wärmespeicher**

Elektrowärmepumpen und gasbefeuerte Anlagen plus kleinere Solarthermieanlagen in Verbindung mit dezentralen Speichern dienen bei Gebäuden, die nicht über Wärmenetze versorgt werden, der Deckung der Wärmelast. Die Speicherung der Wärme ist hier essenziell, da die Elektrowärmepumpe erneuerbare Stromüberschüsse ausgleicht und deshalb nicht bedarfsorientiert gefahren wird, sondern soweit möglich angebotsorientiert – also stromorientiert.

Solarthermische Anlagen benötigen von Grund auf einen Wärmespeicher. Gaswärmepumpen oder Gasbrennwertkessel dagegen, die entweder mit Biogas, Windgas oder Solargas gespeist werden, können bedarfsgerecht eingesetzt werden und speisen deshalb nicht in dezentrale Wärmespeicher ein.

Analog zu zentralen Wärmespeichern nehmen auch dezentrale Wärmespeicher über Power-to-

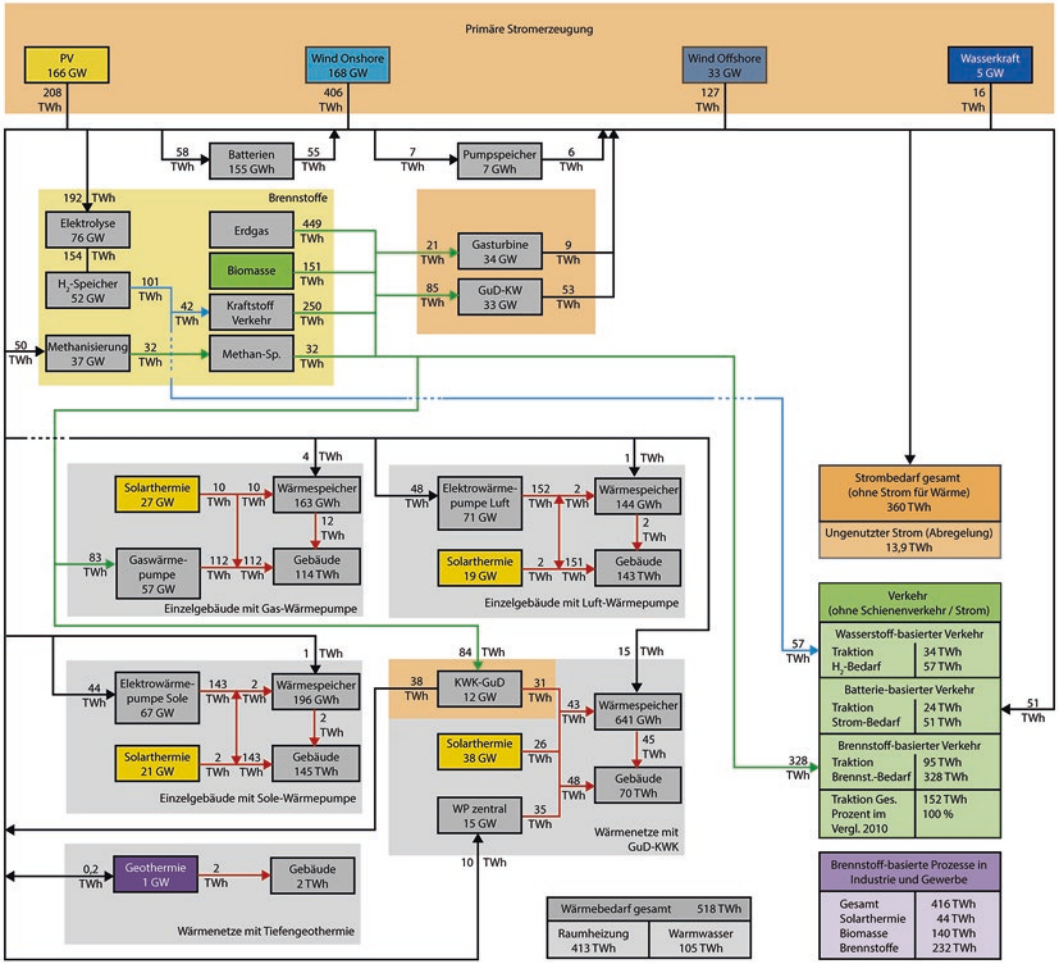


Abb. 4.7 Ergebnisse aus dem Klimazielszenario für das Energiesystem Deutschland in 2050. Neben Batterie- und Pumpspeichern werden Gasspeicher für erneuerbares Methan benötigt. Wärmespeicher sind essenziell zur Erreichung der Klimaschutzziele. Sie werden über flexible KWK, Wärmepumpen, Solarthermie und Power-to-Heat (Elektroheizer) geladen, nach [16]

Heat Stromüberschüsse auf. Insgesamt ergibt sich so eine Einspeicherung in dezentrale Wärmespeicher von 20 TWh/a, welche in der Ausspeicherung 16 TWh/a der Wärmelast decken. Die restliche Energie wird von den jeweiligen Heizungstechnologien und anteilig von Solarenergie direkt bereitgestellt.

Gasspeicher – Methanspeicher

Die dritte Speicherart, die in der Studie im Wärmesektor Anwendung findet, sind Methanspeicher. Neben der bereits heute schon existierenden Gasinfrastruktur wird im Modell eine Speichergröße für Methan aus Power-to-Gas-Anlagen berechnet. Diese Gasspeicher werden sowohl für den Strom- als auch für den Wärmesektor benötigt und mit Windgas und Solargas gefüllt.

In Summe werden pro Jahr 32 TWh aus Power-to-Gas-Anlagen eingespeist, und hierfür wird eine Speicherkapazität von 12 TWh benötigt, was 4,2 % der heute verfügbaren Gasspeicherkapazität von 280 TWh darstellt. Die Entladung dieser Speicher erfolgt über die bereits existierende Gasinfrastruktur, sodass das Gas sowohl im Stromsektor als auch im Wärmesektor Verwendung findet.

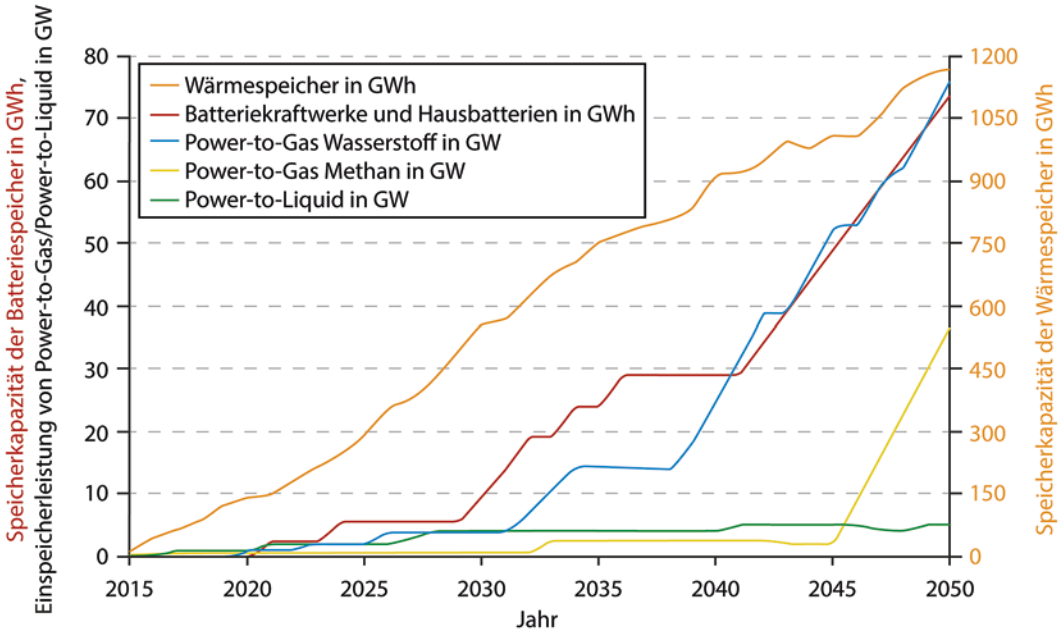


Abb. 4.8 Entwicklung verschiedener Speichertechnologien bis zum Jahr 2050 nach einem Klimazielszenario. Der größte Speicherbedarf entsteht bei Wärmespeichern für die Kurzzeitspeicherung, gefolgt von stationären Batteriespeichern, Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan) und Power-to-Liquid. Dies zeigt die bedeutende Rolle, die Wärmespeicher in der Energiewende spielen, nach [14]

Abhängigkeit des Bedarfs an Power-to-Gas und Gasspeichern von CO_2-Zielen

Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass der Bedarf an Windgas und Solargas, die im System die Funktion eines Langzeitspeichers übernehmen, stark vom Zielwert der energiebedingten CO_2-Emissionen abhängt.

Bei einer Reduktion der CO_2-Emissionen auf 80 % des Referenzwertes (1990) sind nur in geringem Umfang synthetischen Brennstoffe für den Strom- und Wärmesektor notwendig, allerdings werden synthetische Brennstoffe für den motorisierten Individualverkehr benötigt.

Zusammen mit Biomasse und noch vorhandenen fossilen Energieträgern stehen dem Energiesystem jedoch noch ausreichend Brennstoffe zur Verfügung, um Strom und Wärme komplementär zu fluktuierenden erneuerbaren Energien bereitzustellen. Dies ändert sich bei höheren Zielwerten der Absenkung energiebedingter CO_2-Emissionen.

Notwendigkeit von Power-to-Gas bei nationaler Betrachtung ab 85 % CO_2-Emissionsreduktionszielen

Bei Reduktionswerten von 85 % und darüber ist – zumindest bei einer rein nationalen Betrachtung – die Wandlung von Wind- und Solarstrom in synthetische Energieträger über Power-to-Gas unabdingbar, um zu jedem Zeitpunkt den Bedarf in allen Verbrauchssektoren zu decken.

Entsprechend steigt die notwendige installierte Einspeicherleistung für Power-to-Gas mit zunehmendem Bedarf an synthetischen Brennstoffen überproportional an, da diese Wandlungsketten mit vergleichsweise niedrigen Wirkungsgraden gekoppelt sind (s. Abb. 4.8).

Tabellarischer Überblick zum Speicherbedarf im Wärmesektor

Tab. 4.1 zeigt eine Übersicht zu den Ergebnissen des 85 %-Szenarios im Hinblick auf den Speicherbedarf und Speichereinsatz. Darin sind die Speicherkapazitäten enthalten, welche bei einem System, das hauptsächlich auf erneuerbaren Energien

Tab. 4.1 Übersicht über Speicherbedarf und Speichereinsatz im Wärmesektor bei einem Energiesystem basierend auf einer 85 %igen Reduktion der CO_2-Emissionen in Deutschland (PtH: Power-to-Heat; PtG: Power-to-Gas), nach [15–18]

	Zentrale Wärmespeicher	Dezentrale Wärmespeicher	Gasspeicher (H_2 und CH_4)
Speicherkapazität	25 Mio. m^3 Wasser	Ca. 8 Mio. 800 l-Einheiten	12 TWh
Einspeicherung Gesamt	58 TWh/a	20 TWh/a	154 (H_2) und 32 (CH_4) TWh/a
Stromüberschüsse	15 TWh/a (PtH)	6 TWh/a (PtH)	186 TWh/a (PtG)
Zentrale KWK + Wärmepumpen und zentrale Solarthermie	43 TWh/a	-	-
Dezentrale Elektrowärmepumpen mit Solarthermie	-	4 TWh/a	-
Dezentrale Solarthermie bei Gas-Wärmepumpenanlagen	-	10 TWh/a	-
Biomasse	-	-	335 TWh/a
Ausspeicherung (nur Wärmesektor)	45 TWh/a	16 TWh/a	167 TWh/a (inkl. fossiles Gas)
Gaswärmepumpen	-	-	83 TWh/a
KWK	-	-	84 TWh/a

basiert, benötigt werden sowie die ein- und ausgespeicherten Energiemengen pro Jahr.

Entwicklung des Bedarfs an Wärmespeichern

Abb. 4.8 zeigt die Entwicklung von Wärmespeichern im Vergleich zu anderen Energiespeichern wie Batteriespeicher, Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan) und Power-to-Liquid.

Die Entwicklung zeigt, dass vor allem Wärmespeicher im Einsatz als Kurzzeitspeicher einen signifikanten Beitrag zu einer erfolgreichen, kostengünstigen Energiewende leisten. Kurzfristig sind diese ebenso wie stationäre Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher gefragt. Erst mittelfristig wird Power-to-Gas Wasserstoff wichtig. In der letzten Phase der Transformation ab 2040 wird zusätzlich Power-to-Gas Methan in großem Stil benötigt. Power-to-Liquid hat einen wachsenden, aber relativ konstanten Bedarf im Bereich der Langstreckenmobilität (Flugverkehr, Schifffahrt etc.) (s. ▶ Kap. 5).

Insgesamt spielen aber die Wärmespeicher mit die wichtigste Rolle unter den Energiespeichern: Ihre Speicherkapazität ist im Szenariojahr 2050 um den Faktor 15 höher als die von Batteriespeichern oder Power-to-Gas.

4.7 Überschüsse, Speicherbedarf und Speicherpotenziale

4.7.1 Überschüsse im Wärmesektor

Die Frage der Überschüsse stellt sich im Stromsektor anders als im Wärmesektor. Während Stromüberschüsse aus Photovoltaik und Wind offensichtlich anfallen und als Herausforderung erkannt werden, wird im Wärmesektor anders damit umgegangen. Der Energieträger für Wärme ist meist bereits gespeicherte Solarenergie in Form von Öl, Kohle, Gas oder Biomasse.

Überschüsse aus Solarenergie

Erneuerbare Überschüsse entstehen derzeit fast nur in der Solarthermie, und zwar zu Zeiten, in denen der Wärmespeicher bereits voll ist. An diesen Tagen mit hoher Solareinstrahlung und wenig

Wärmebedarf – also vorwiegend im Sommer – kommt der Solarkreislauf in der Solaranlage nach Füllen des Speichers zum Erliegen. In der Folge erhöht sich die Temperatur der wärmetragenden Flüssigkeit im Kollektor stark auf etwa 200 °C, sodass diese verdampft. Die damit einhergehende Volumenausdehnung des Mediums führt zu einer Druckerhöhung, die durch ein Membran-Druckausdehnungsgefäß (MAG) aufgefangen wird, was die Solaranlage vor Schäden bewahrt. Nachdem die Solareinstrahlung zurückgegangen ist, sinken die Temperaturen im Kollektor, das Gas kondensiert und Druck und Temperatur in der Anlage sinken. Auf diese Art und Weise werden Schäden zwar vermieden, aber die Überschüsse nicht gespeichert oder genutzt. Abhilfe würde der Einsatz eines größeren Wärmespeichers, eines Eisspeichers, der die Wärme über die Erstarrungs- und Schmelzwärme im Phasenübergang von Wasser speichert, oder die Einspeisung der Wärme in ein Wärmenetz schaffen, welches auch die Funktion eines Puffers übernehmen kann (s. ▶ Kap. 10).

Überschüsse aus stromgeführter KWK und Biogasaufbereitung

Die Mehrzahl der Biogasanlagen wandelt das erzeugte Gas vor Ort in Strom um. Dabei fällt Abwärme an, die oft nicht genutzt, sondern an die Umwelt abgegeben wird. Der Hauptgrund ist der fehlende Wärmebedarf vor Ort, d. h. eine fehlende Wärmesenke. Wenngleich im Winter der Bedarf gegeben ist, fehlt im Sommer die Verwendung für die Wärme. Saisonale Wärmespeicher können im Prinzip diese zeitliche Bedarfslücke schließen (s. ▶ Kap. 10). Alternativ dazu kann die Energie über Energienetze verteilt werden: entweder über die Einspeisung und Verteilung der Wärme in Wärmenetze oder über die Aufbereitung von Biogas und seine Einspeisung und Verteilung über das Gasnetz, das die zusätzliche Option der Gasspeicherung bietet. Die Rückverstromung erfolgt im letzteren Fall idealerweise in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW) unter Nutzung der Wärme.

Ein weiterer Weg zur Lösung des Problems einer fehlenden Wärmesenke vor Ort ist die Umsetzung von Mikrogasleitungen für Rohbiogas mit Satelliten-BHKW, die dann in mehreren Kilometern Entfernung der Biogasanlagen Wärme in eine größere Wärmesenke oder ein Wärmenetz einspeisen. Pilotprojekte werden derzeit mit mobilen Latentwärmespeichern umgesetzt, welche die Biogaswärme mit Lkw zu Wärmesenken transportieren (s. [2]).

Analog zu Biogasanlagen können sich Anlagen verhalten, die konventionelles Gas verstromen oder Festbrennstoffe wie Holz oder Kohle nutzen. Im Bereich der industriellen KWK gibt es teilweise aufgrund des Anreizes zur Stromeigenerzeugung reine »stromgeführte« KWK, welche Wärme entweder zeitweise wegkühlen oder in ein Wärmenetz einspeisen. Als Maßnahme der Energieeffizienz, die bereits etabliert ist, wird teilweise diese KWK-Abwärme oder generell industrielle Prozessabwärme bei geeignetem Temperaturniveau wieder zur Stromerzeugung eingesetzt.

Verwertung von Überschüssen aus Kern- und Kohlekraftwerken

Die Kraft-Wärme-Kopplung zur Nutzung der verfügbaren Abwärme aus Kernkraftwerken wurde nie realisiert, da einerseits die anfallenden Wärmemengen sehr groß sind und andererseits örtlich dort anfallen, wo kein entsprechender Wärmebedarf vorhanden ist. Fernwärmenetze an Kernkraftwerken wurden ebenfalls aus verschiedenen Gründen wie mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz nicht umgesetzt.

Stattdessen wurde zur besseren Auslastung der Kernkraftwerke eine frühe Form der Kopplung von Strom- und Wärmesektor bereits umfangreich in den 1960er- – 1980er-Jahren in Form von Nachtspeicherheizungen praktiziert. Die Auslastung der Kraftwerke und Netze in der Nacht konnte dadurch deutlich gesteigert werden. ◘ Abb. 4.9 zeigt die Entwicklung des normierten Stromverbrauchs über einen Tag. In Frankreich wurde sehr ähnlich verfahren mit dem Ergebnis einer sehr stark strombasierten Wärmeversorgung; in Belgien wurden zu diesem Zweck die Autobahnen nachts beleuchtet.

Ziel war in allen Fällen die Integration der »Stromüberschüsse« aus der fossilen und nuklearen Stromwirtschaft. Aus diesem Grund haftet Nachtspeicherheizungen noch eine negative Konnotation an. Technisch gesehen bieten vorhandene Nachtspeicheröfen mit einer installierten Leistung von etwa 35 GW in Haushalten und GHD das größte Potenzial für Lastmanagement in Deutschland (s. ▶ Abschn. 3.1 und ▶ Kap. 11).

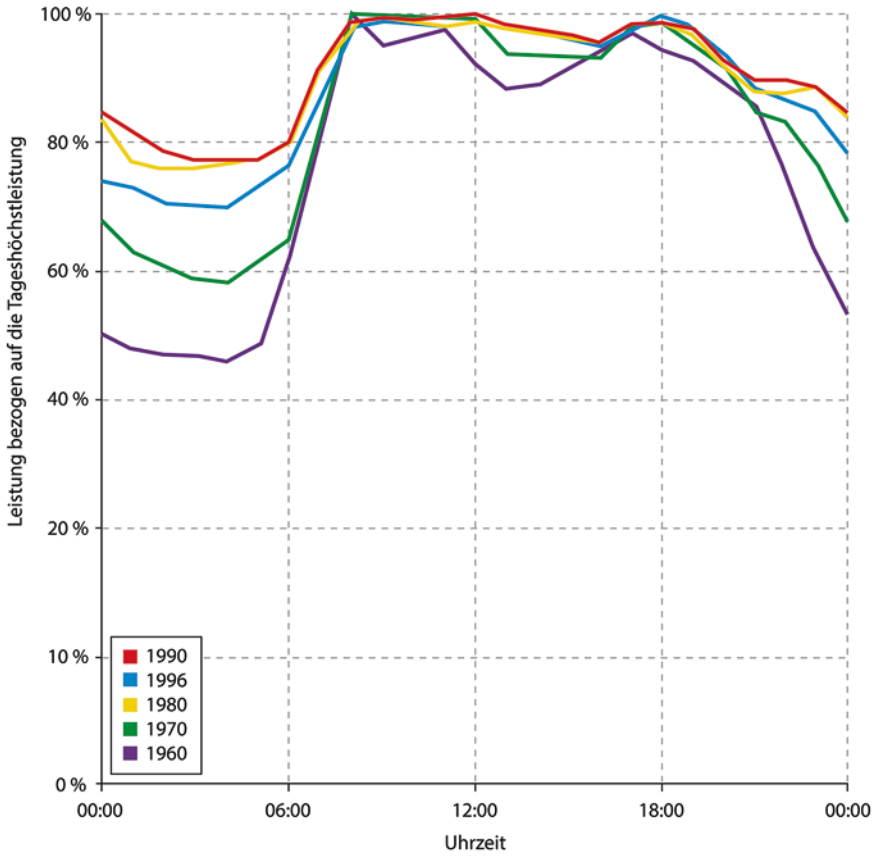


Abb. 4.9 Entwicklung des normierten Tageslastprofils in Deutschland von 1960–1996

4.7.2 Entwicklung des Speicherbedarfs

Speicherbedarf für Erdöl, Kohle und Gas

Mit dem Rückgang von Erdöl- und Kohleheizungen sinkt auch der Bedarf an Brennstoffspeichern in der Wärmeversorgung. Tab. 4.2 zeigt die voraussichtliche Entwicklung der jeweiligen Wärmeträger von 2010 bis zum Jahre 2050 (nach [7]). Den größten Rückgang verzeichnen Erdöl und Kohle, aber auch bei Erdgas findet eine klare Reduzierung statt. Entsprechend wird der Markt für Ölspeicher und Kohlelager kleiner. Die Gasspeicher behalten eine wichtige Rolle, da sie von Bedeutung für die KWK und kompatibel mit erneuerbarem Gas (Biogas, Windgas, Solargas) sind.

Speicherbedarf für die Strom-Wärme-Kopplung: KWK

Wenn die KWK-Wärme räumlich nicht mit dem Wärmebedarf zusammenfällt, werden Wärmenetze benötigt; wenn sie nicht gleichzeitig auftritt, sind Wärmespeicher erforderlich.

Die Wärmenetze an sich stellen bereits einen gewissen Puffer dar, welcher aber auch aufgrund der Temperaturwechsel mit erhöhten Kosten für den Erhalt der Wärmenetze verbunden ist. Deswegen wird diese Pufferkapazität von 1–2 h nur teilweise und sehr individuell von Stadtwerken genutzt.

Wärmespeicher für KWK werden besonders im Zuge der Flexibilisierung der KWK mehr denn je benötigt, da sich dadurch der bisher übliche wärmegeführte Betrieb weitgehend auf

Tab. 4.2 Entwicklung des Bedarfs an fossiler Energie und KWK im Wärmesektor, nach [7]

TWh	2010	2020	2030	2050
Gase (Industrie-/Prozessgas)	583	504	385	81
Erdöl	277	132	74	13
Kohle	107	69	49	14
KWK	106	127	99	70
Industrielle KWK	68	64	52	30

einen stromgeführt-wärmeentkoppelten umstellen lässt. Für den Einsatz kommen sensible und latente Wärmespeicher infrage. Limitiert wird die Speicherkapazität oft vom verfügbaren Standort und von der Wirtschaftlichkeit. Die Auslegung des Speichers ist ebenso standortabhängig und individuell (s. [4, 11]). Besonders zum Tragen kommt ein Wärmespeicher erst bei einer sehr hohen Auslegung der KWK-Wärmeleistung bezogen auf die Jahreshöchstlast im Wärmenetz. In diesem Fall ist eine größere Flexibilität vorhanden, auch große Speicherpotenziale auszuschöpfen. Aufgrund dieser Unsicherheiten in technischer Auslegung und individueller Wirtschaftlichkeit ist es abseits der generellen Entwicklung der KWK schwer, einen speziellen KWK-Speicherbedarf zu prognostizieren (s. Tab. 4.2).

Speicherbedarf für die Strom-Wärme-Kopplung: Power-to-Heat und Elektrowärmepumpen

Für den Einsatz von Strom ist entsprechend seinen Anwendungen zu differenzieren.

Power-to-Heat (z. B. Heizstab, Elektroheizkessel, Widerstandsheizungen, große Wärmepumpen) ist als ein elektrischer Wärmeerzeuger in einem bivalenten oder hybriden System zu definieren.

Damit ist Power-to-Heat von monovalenten elektrischen Wärmeerzeugern wie Nachtspeicherheizungen oder dezentrale elektrische Wärmepumpen zu trennen. Power-to-Heat stellt zwar eine wichtige Flexibilitätsmaßnahme für KWK dar. Eine Kombination mit einem Speicher kann aber auch zu einer zusätzlichen Verringerung der KWK-Auslastung führen und damit in Konkurrenz zu KWK stehen. Je nach Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems kann hier die Auslegung eines Wärmespeichers entweder für Power-to-Heat oder als KWK-Anlage sinnvoll sein. Für Prozesswärme im Hochtemperaturbereich werden derzeit keine Speicher für KWK oder Power-to-Heat eingesetzt. Sie sind heute zusätzlich zur bestehen thermischen Trägheit der Heizsysteme technisch nicht notwendig, können aber zukünftig eine wichtige Rolle spielen (s. ► Kap. 11 und ► Abschn. 14.1).

Für den Einsatz von Power-to-Heat im Haushaltsbereich ist in den bestehenden Pufferspeichern bereits eine meist ausreichende Speicherkapazität vorhanden. Auch wenn Power-to-Heat an dieser Stelle keinen zusätzlichen Speicherbedarf verursacht, können Wärmespeicher dennoch in Kombination mit einer relativ kostengünstigen Überdimensionierung der Power-to-Heat-Leistung langfristig zur Integration von Einspeisespitzen von Wind und PV und zur Verbesserung des Zusammenspiels zwischen Power-to-Heat und Power-to-Gas genutzt werden. Konkrete Zahlen für Einspeicherleistungen im GW-Bereich und Einspeicherdauern (ca. 1–6 h) von Wärmespeichern für Power-to-Heat sind in Abb. 4.14 und Abb. 4.15 dargestellt.

Für monovalente elektrische Wärmepumpen führt ein Wärmespeicher aufgrund des notwendigen Wärmetauschers zu Effizienzeinbußen im Gegensatz zur ausschließlichen Nutzung der Fußbodenheizung oder der Gebäudemasse. Um diese Flexibilitätsoption dennoch zu nutzen, wäre aufgrund der Leistungszahl (*Coefficient of performance* COP, s. ► Abschn. 8.5) ein sehr großer Speicher im Verhältnis zur verschiebbaren Strommenge notwendig. Eine konkrete Dimensionierung ist individuell wirtschaftlich zu prüfen. Im Bereich der Eigenstromerzeugung mit Photovoltaik besteht

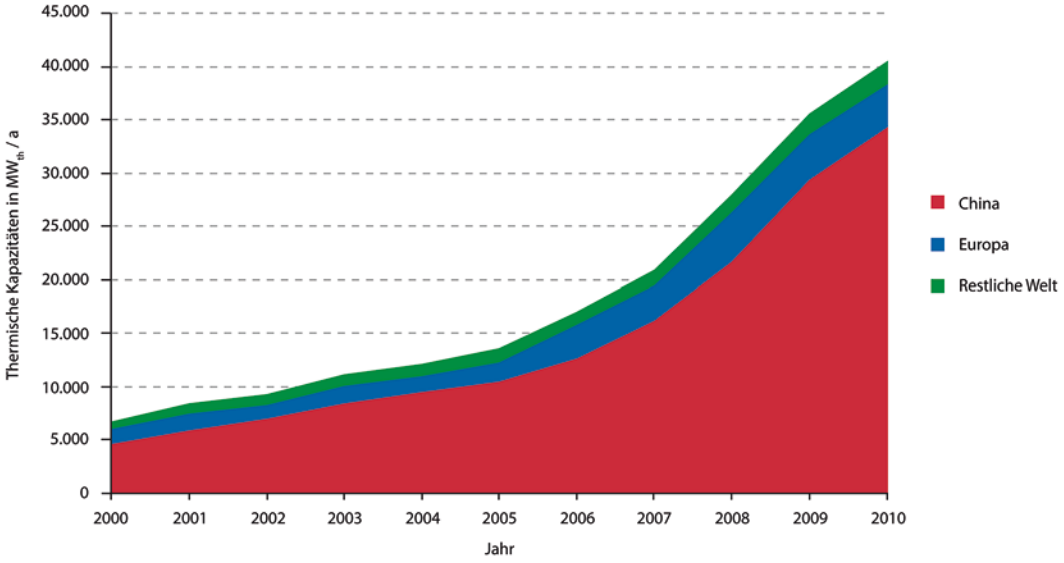


Abb. 4.10 Globaler jährlicher Zubau an Solarkollektoren von 2000–2010, nach [11]

anderseits ein Anreiz, die Temperatur des Wärmespeichers deutlich zu erhöhen, wodurch der Speicherwirkungsgrad wegen des höheren Temperaturgefälles sinkt, der Eigenstromanteil aber erhöht werden kann. Die Anpassung des rechtlichen Rahmens zum Eigenstromverbrauch kann hier Änderungen herbeiführen. Im Bereich der Nachtspeicherheizungen ist die thermische Speicherkapazität in den Anlagen vorhanden und im Vergleich zur Wärmepumpe aufgrund des Wirkungsgrades von 100 % auch in der entsprechenden Größe für die elektrische Last wirksam.

Speicherbedarf für Solaranlagen

Der Bedarf an Wärmespeichern für Solaranlagen ist nur schwer zu quantifizieren. Ein Anhaltspunkt ist der Ausbau der Solarthermie: Während in Deutschland die jährlichen Zubauraten in den letzten Jahren rückläufig waren, liegt vor allem in Asien ein großer Wachstumsmarkt (s. Abb. 4.10). Der solarthermische Zubau in Deutschland wird im Bereich der Warmwassererzeugung zu einem geringen und im Bereich der Heizungsunterstützung zu einem größeren Mehrbedarf an Wärmespeichern führen. Hohe Erwartungen liegen zukünftig in den netzgekoppelten Systemen, die sich stark an den dänischen Wärmenetzen orientieren. Hier ist gerade für die Solarthermie ein großer saisonaler Speicher essenziell (s. ▶ Kap. 10). Anders als in Asien, wo viele neue Systeme installiert werden, bestehen in Deutschland aber hohe Unsicherheiten zur zukünftigen Marktentwicklung.

Bis 2050 könnte der Markt für Solaranlagen nach einem Szenario der IEA um den Faktor 10 wachsen (s. Abb. 4.11). Neben Solarenergie für Raumwärme und Warmwasser kämen Anwendungen für niederkalorische Prozesswärme und Kälte (Solar Cooling, z. B. über Eisspeicher) immer mehr zum Tragen (s. [6]). Der Speicherbedarf würde für alle Segmente bis auf die Prozesswärme ähnlich zum Ausbau der Solaranlagen anwachsen.

4.7.3 Speicherpotenziale

Anders als bei Strom, der leicht transportiert und verteilt werden kann, ist im Wärmesektor die Bereitstellung der Wärme bereits heute meist mit einem Speicher oder zumindest mit der thermischen Masse des Heizsystems und der Wärmeverteilung gekoppelt und lokal begrenzt, da die Erzeugung und der Verbrauch viel träger sind als bei Strom und Transport und Verteilung von Wärme

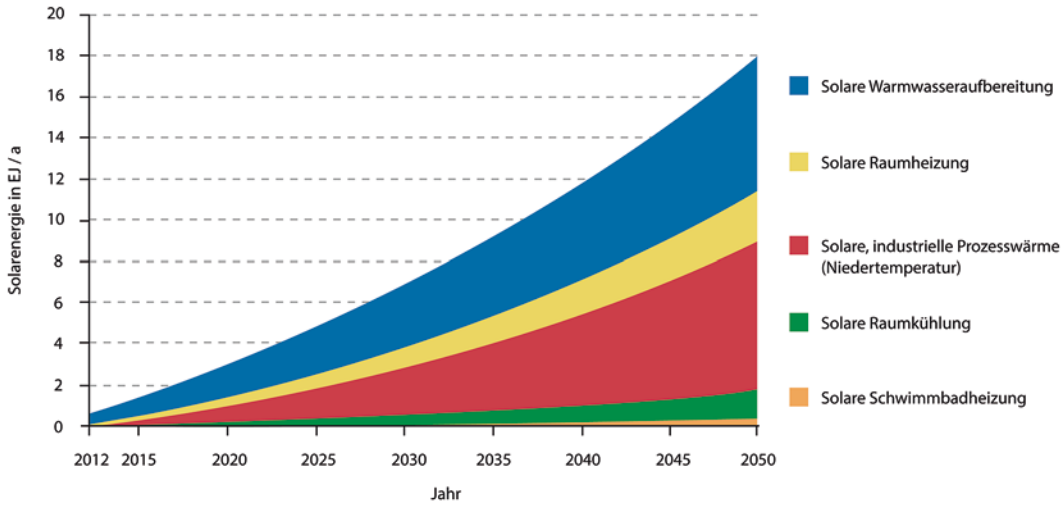


Abb. 4.11 Roadmap-Vision der IEA zum Ausbau von Solaranlagen bzw. Wärmespeichern, nach [6]

aufgrund der Wärmeverluste eingeschränkt wird. Im Folgenden werden Speicherpotenziale für die Versorgung des Wärmesektors mit erneuerbarer Energie betrachtet.

Potenziale sensibler Wärmespeicher

Sensible Wärmespeicher in Einzelgebäuden werden heute überwiegend in Verbindung mit Heizkesseln verwendet. Hier haben sie in erster Linie die Funktion, ein zu häufiges Takten des Brenners zu unterbinden. Dieses Speichervolumen spielt allerdings als Zwischenspeicher für erneuerbare Energien bis auf Power-to-Heat mit PV praktisch keine Rolle. Ansonsten werden sensible Wärmespeicher vor allem in Verbindung mit thermischen Solaranlagen verwendet. Typische Speicher für Einfamilienhäuser reichen von rund 200 l für reine Warmwasseranlagen bis zu Speichern mit 1–2 m^3 Wasservolumen für solarthermische Anlagen für Warmwasser und Heizungsunterstützung. Derartige Speicher könnten zukünftig eine wachsende Rolle insbesondere in Kombination mit Wärmepumpen spielen, da dadurch ein stromgeführter Betrieb von Wärmepumpen möglich wäre.

Große Wärmespeicher in Wärmenetzen sind in Deutschland noch nicht die Regel; allerdings gibt es im Zuge der Förderung des KWK-Gesetzes von 2012 einen starken Anreiz in Deutschland, Fernwärmenetze mit Speichern zu erweitern.

Beispiel

Ein Beispiel ist der Fernwärmespeicher des Großkraftwerks Mannheim. Hierbei handelt es sich um einen Wassertank aus Stahl mit folgenden Parametern:

- Höhe 36 m,
- Durchmesser 40 m,
- Speichervolumen 43.000 m^3, aufheizbar bis 98 °C,
- Speicherkapazität 1500 MWh,
- Ein- und Ausspeicherleistung 250 MW.

Dieser Speicher dient der Flexibilisierung der Stromerzeugung bei gleichzeitiger Wärmenutzung in Verbindung mit dem Fernwärmenetz im Rhein-Neckar-Raum.

Bei sehr großen Speichervolumen sind drucklose Wärmespeicher (<100 °C) wirtschaftlich im Vorteil. Dem steht ein höherer Aufwand für die hydraulische Einbindung in die deutschen Wärmenetze mit Temperaturen von bis zu 130 °C gegenüber. Druckbehaftete Speicher (>100 °C, kaskadenartige Kopplung von Metallzylindern) ermöglichen mehr technische Freiheitsgrade, sind aber wesentlich teurer und dadurch im Gesamtvolumen begrenzt.

Beispiel
In Dänemark – mit Temperaturen der Wärmenetze deutlich unter 100 °C – findet derzeit ein starker Zubau von großen Wärmespeichern mit Wassermengen von einigen Tausend m³ bis über 100.000 m³ Speichervolumen statt. Teilweise werden diese auch als tiefe Teiche ausgelegt. Diese Speicher sind an Wärmenetze gekoppelt und ermöglichen die flexible Einspeicherung – je nach Stromtarif – von Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme von elektrischen Groß-Wärmepumpen, die mit kostengünstigen Stromüberschüssen aus Windenergie betrieben werden, oder Wärme aus solarthermischen Großanlagen.

Im weiter gefassten Sinne, stellt auch die Gebäudemasse einen sensiblen Wärmespeicher dar (s. ► Kap. 11). Durch die Erhöhung der Temperatur um 1–2 °C kann dieses Potenzial unter vertretbaren Verlusten und Komfortansprüchen genutzt werden. Gerade für dezentrale Anwendungen wie elektrische Wärmepumpen oder Mini- und Mikro-BHKW stellt dies ein interessantes wirtschaftliches Potenzial dar.

▪ Potenziale latenter und thermochemischer Wärmespeicher

Latentwärmespeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass Wärme bei konstanter Temperatur ein- und ausgespeichert werden kann. Bei thermochemischen Wärmespeichern kann Wärme weitgehend verlustfrei auch über lange Zeiträume gespeichert werden. Beide Speichertechnologien kommen bislang jedoch im Wesentlichen in Spezialanwendungen zum Einsatz und spielen keine wesentliche Rolle für die Speicherung großer Energiemengen im Energiesystem (s. ► Kap. 10).

Latentwärmespeicher in Form von in der Gebäudemasse integrierten Phasenwechselmaterialien (*phase change materials* PCM) haben ein zukünftiges Potenzial in der Klimatisierung von Räumen. In Verbindung mit Klimaanlagen können sie über das Lastmanagement eine Speicherfunktion für schwankende Strommengen darstellen, ohne Einschränkungen im Nutzungskomfort zu verursachen. Eine andere Ausführung von Latentwärmespeichern sind Eisspeicher, in denen die Schmelzkälte für das thermische Laden des Speichers und die Erstarrungswärme für das Entladen genutzt werden. Als Ein- und Ausspeichertechnologie werden Wärmetauscher in Kombination mit Wärmepumpen und Solarkollektoren genutzt.

Thermochemische Speicher könnten ebenfalls eine Rolle für die Langzeitwärmespeicherung in Gebäuden – z. B. in Verbindung mit solarthermischen Anlagen – spielen, wenn es gelingt, kostengünstige Systeme zu entwickeln. Um eine Wirtschaftlichkeit bei großen Investitionskosten und geringen Zyklenzahlen zu gewährleisten, ist noch weitere Forschungs- und Entwicklungstätigkeit erforderlich.

▪ Potenziale über Power-to-Gas, Gasspeicher und KWK oder Gaswärmepumpen

Die heute größte genutzte Speicherkapazität für Wärme hängt mit dem Hauptenergieträger für Wärme zusammen: die Erdgasspeicher. Sowohl Kavernen- als auch Porenspeicher können Biogas, Windgas oder Solargas aufnehmen und haben das Vermögen, etwa ein Sechstel des jährlichen Wärmebedarfs in Deutschland zu speichern: 217 TWh chemisch gespeicherte Energie vs. 1430 TWh thermischer Wärmebedarf (s. ► Abschn. 3.3 und ► Abschn. 8.4). Die Entladung der Gasspeicher erfolgt über KWK oder Gaswärmepumpen.

▪ Potenziale über Power-to-Heat in Abhängigkeit von der Durchdringung mit Elektrowärmepumpen

In der Verbindung von Strom- und Wärmesektor kann Power-to-Heat eine große Rolle spielen, weshalb zeitlich hochaufgelöste Wärmelastgänge für die quantitative Abschätzung der Speicherpotenziale wichtig sind. In ◘ Abb. 4.12 sind prognostizierte Wärmelastgänge für das Jahr 2050 aus Untersuchungen des Fraunhofer IWES in Kassel dargestellt. Dabei wird auf die BMU- Langfristszenarien 2012 (s. [7]) in Hinblick auf die Entwicklung des Wärmebedarfs zurückgegriffen (s. ► Abschn. 3.2).

Die Nutzung von Power-to-Heat als bivalentes Element eines Hybrid-Systems erschließt für Wärmespeicher die Möglichkeit der Integration erneuerbarer Stromüberschüsse. Diese durch die Speicherung von Strom und Wärme bivalente Art der Energiespeicherung hat Vorteile, da diese Anlagen

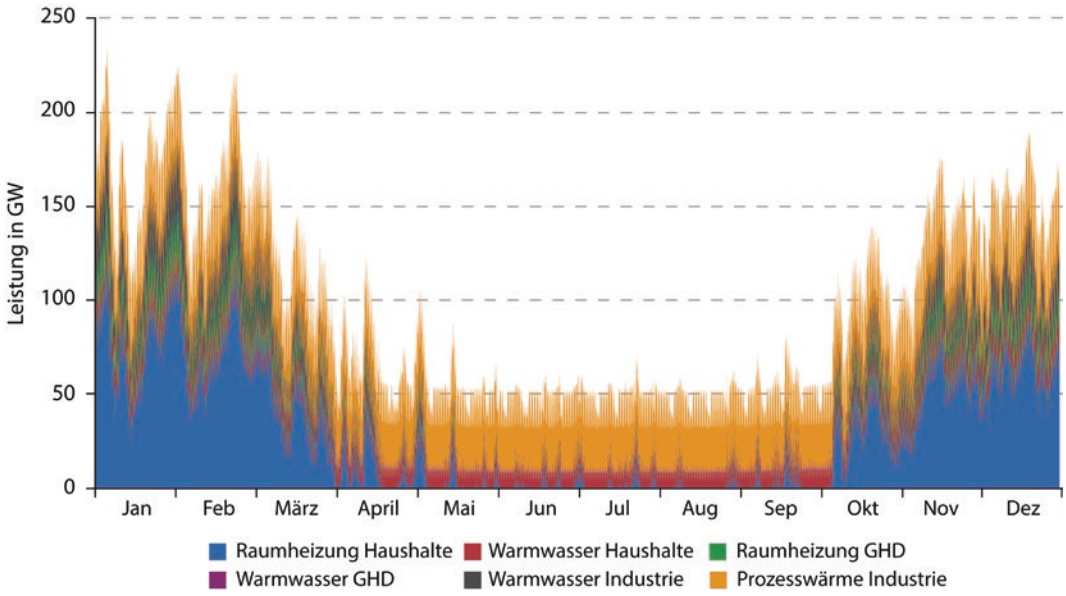


Abb. 4.12 Wärmelastgänge über alle Sektoren im Jahr 2050 nach den BMU-Langfristszenarien 2012, nach [3]

kurzfristig sowohl negative als auch positive Ausgleichsleistung liefern können. Power-to-Heat-Anlagen tragen zur positiven Regelleistung bei, indem sie bei geringer erneuerbarer Stromeinspeisung vom Netz gehen und den Strom bei Strommangel zur Verfügung stellen. Alternativ fahren KWK-Anlagen hoch, stellen über die Stromeinspeisung die Regelleistung bereit und speichern die Wärme im bivalent genutzten Wärmespeicher.

Theoretisch ergibt sich aus den betrachteten Wärmelastgängen in Abb. 4.12 ein sehr großes Leistungspotenzial für Power-to-Heat von ca. 200 GW im Winter bis ca. 50 GW im Sommer. Aufgrund der geringen Investitionskosten von ca. 100 €/kW ist Power-to-Heat besonders gut für den Einsatz hoher Leistungsspitzen von relativ wenigen Stunden im Jahr geeignet. Allerdings ist Power-to-Heat nur in bivalenten Heizsystemen sinnvoll, da im Niedertemperaturbereich deutlich effizientere Alternativen wie Elektrowärmepumpen zur Verfügung stehen, die mit zunehmenden erneuerbaren Anteilen am Strommix eine größere Rolle spielen werden.

In der Branchenprognose für 2011 des Bundesverbands für Wärmepumpen wurde die Entwicklung des Wärmepumpenmarktes bis 2030 in einem konservativen und einem optimistischen Szenario prognostiziert (s. [1]). Das konservative Szenario geht von einem Modernisierungsstau im Bereich der Gebäudesanierung und Heizungserneuerung mit entsprechend hohen Wärmelasten aus. Das optimistische Szenario sieht hingegen eine Beschleunigung der Heizungsmodernisierung und eine Steigerung der Sanierungsraten vor. Beide Entwicklungen wurden durch das Fraunhofer IWES bis 2050 fortgeschrieben, sodass im optimistischen Szenario ca. 50 % des Wärmebedarfs im Bereich Warmwasser und Heizung für Haushalte und Gewerbe durch dezentrale elektrische Wärmepumpen gedeckt werden. Im Vergleich dazu sind es im konservativen Szenario nur ca. 12 %. Zuzüglich werden im optimistischen Szenario große Wärmepumpen in Fernwärmenetzen statt Elektroheizkessel eingesetzt. Im Sommer stellt die Solarthermie eine Sensitivität für Prozesswärme < 100 °C, Raumwärme und Trinkwarmwasser dar, die das Potenzial für Power-to-Heat weiter reduzieren könnte. Die weiteren Betrachtungen beziehen sich auf das optimistische Szenario.

Abbildung. 4.13 zeigt die erneuerbaren Stromüberschüsse aus den in ▶ Kap. 3 vorgestellten Studien (BMU-Langfristszenarien 2010, Szenario erneuerbare Vollversorgung Strom, Wärme und Verkehr und UBA-Studie mit 100 % Wärmepumpen

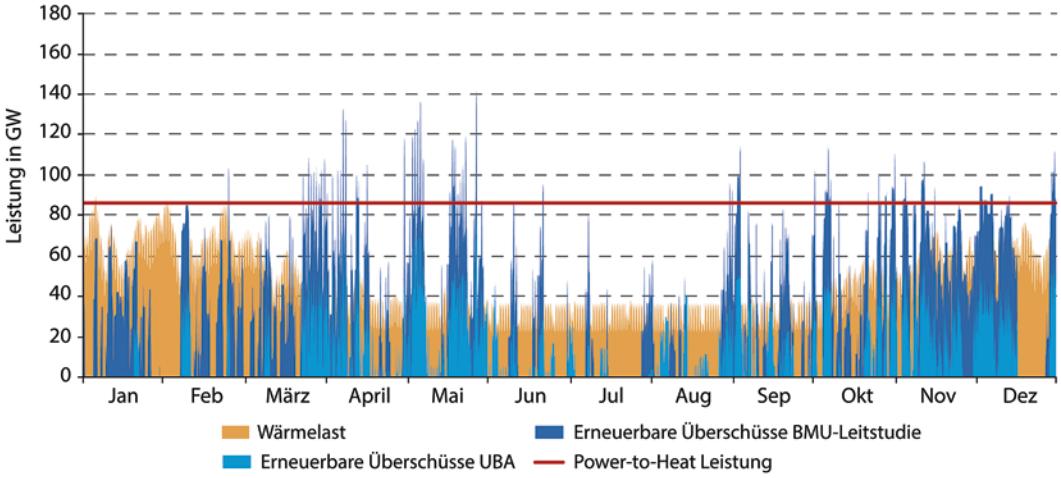


Abb. 4.13 Wärmelast und Power-to-Heat-Leistung im optimistischen Szenario für 2050 im Vergleich mit den Stromüberschüssen aus den BMU-Langfristszenarien 2010 und der UBA-Studie, nach [3]

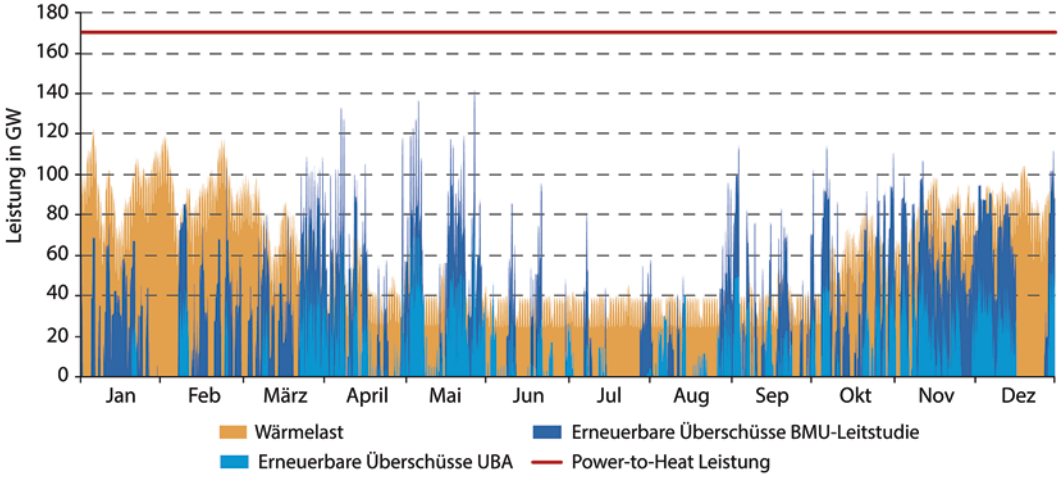


Abb. 4.14 Wärmelast und Power-to-Heat-Leistung im konservativen Szenario für 2050 im Vergleich mit den Stromüberschüssen aus den BMU-Langfristszenarien 2010 und der UBA-Studie, nach [3]

und annähernd Passivhausstandard) und die Wärmelast des optimistischen Szenarios für 2050. In diesen Untersuchungen des Fraunhofer IWES steht bei einem relativ geringen Anteil von Wärmepumpen im Jahre 2050 im Wärmesektor ein Leistungspotenzial für Power-to-Heat von 169 GW im Winter zur Verfügung (inkl. Wärmepumpen), die mit der Auslegung der dezentralen Heizstäbe in Pufferspeichern auf die Wärmehöchstlast zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit begründet ist und daher die stündlichen Wärmelastgänge deutlich überschreitet. Zum einen wird die Wärmehöchstlast nicht gleichzeitig an allen Orten in Deutschland abgerufen und zum anderen sind im konservativen Szenario noch viele Heizungssysteme enthalten, die die Möglichkeit zur Integration großer Power-to-Heat-Leistungen haben(Abb. 4.13).

Die gleiche Darstellung von Stromüberschüssen, Wärmelast und Power-to-Heat-Leistung ist für das konservative Szenario in Abb. 4.14 zu sehen.

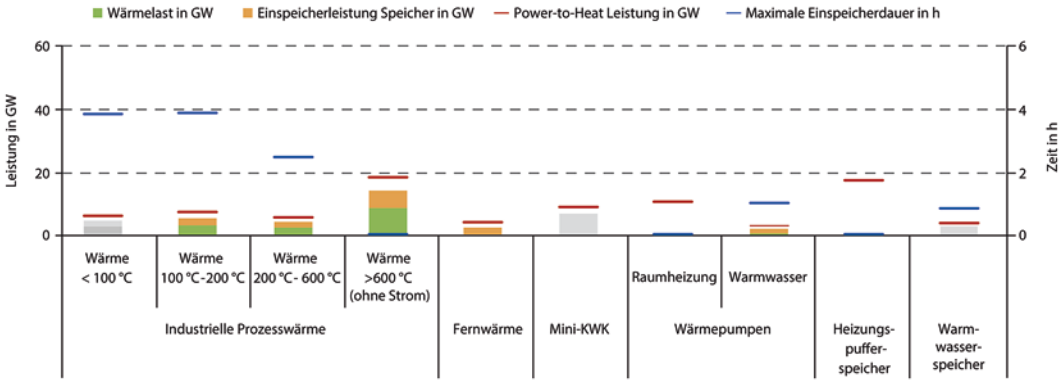


Abb. 4.15 Wärmelast, Einspeicherleistung für Wärmespeicher, Power-to-Heat-Leistung und maximale Einspeicherdauer im optimistischen Szenario für den typischen Wärmeschwachlastfall (Sommernacht) in 2050. Darin sind folgende Parameter enthalten: die direkte potenzielle Wärmelastdeckung durch Power-to-Heat ohne Speicherung (blaue Balken, 12 h Mittelwert), die notwendige Einspeicherleistung des Wärmespeichers für Power-to-Heat (rote Balken, 12 h Mittelwert), die installierte Einspeicherleistung von Power-to-Heat (grüne Punkte) und die maximale Einspeicherdauer des Wärmespeichers durch Power-to-Heat bezogen auf die roten Balken (orange Punkte). Wird die Wärmelast durch Solarthermie gedeckt, erscheinen die Balken in grau, nach [3]

Bei einem hohen Anteil von Wärmepumpen (auch in der Fernwärme) und einer entsprechend hohen Auslastung der Pufferspeicher beträgt das Leistungspotenzial von Power-to-Heat dagegen 86 GW (inkl. Wärmepumpen)(s. [3]).

Power-to-Heat hat das Potenzial, bis auf wenige Ausnahmen alle Stromüberschüsse zu integrieren. Die Schöpfung dieses Potenzials ist von den Randbedingungen Strommarktdesign, alternative erneuerbare Wärmequellen wie elektrische Wärmepumpen und Solarthermie und von der Entwicklung der Gebäudesanierung abhängig. Wärmespeicher werden hierbei sehr wichtig für die Aufnahme von Stromüberschüssen über die Kombination von Power-to-Heat als Element einer bivalenten Heizung.

Abbildung 4.15 und Abb. 4.16 zeigen den Beitrag von Power-to-Heat als bivalentes Heizelement in Kombination mit verschiedenen Wärmetechnologien und dezentralen Wärmepumpen in den unterschiedlichen Wärmesektoren im optimistischen Szenario für den typischen Wärmeschwachlastfall (Sommernacht) und Wärmestarklastfall (Wintertag).

Wird ein hoher Grad an solarthermischen Anlagen in Deutschland berücksichtigt, liegt das Power-to-Heat-Potenzial bei 38 GW im Sommer als bivalentes Heizelement, unabhängig von der installierten Heizungsleistung. Unter der Annahme repräsentativer Speichergrößen für die einzelnen Anwendungsbereiche im Jahr 2050 könnten mit dieser Leistung 184 GWh oder 0,18 TWh Strom bzw. nach Abzug der solarthermischen Einspeicherung immerhin noch 69 GWh oder 0,07 TWh gespeichert werden. Bei dieser Auslegung von Power-to-Heat wird bereits ein großer Teil der Energie ohne einen Bedarf zur Speicherung direkt in Wärme umgesetzt und über das Lastmanagement systemdienlich eingesetzt.

Im Sommer ist die größte Last bei der Prozesswärme und dem Warmwasser anzusetzen, wohingegen im Winter zusätzlich Niedertemperaturwärme für Raumwärme hinzukommt. Als Minimum ergibt sich im Sommer für den Schwachlastfall in der Nacht (Mittelwert über 12 h) eine Einspeicherleistung von 25 GW bzw. 20 GW unter Abzug der Solarthermie, bei dem direkt Stromüberschüsse im Wärmesektor integriert und genutzt werden. Für den Starklastfall am Tag ergibt sich als Maximum im Winter ein Einspeicherpotenzial von 82 GW. Die möglichen verschiedenen Einspeicherdauern sind sehr anwendungs- und lastfallspezifisch (s. [3]).

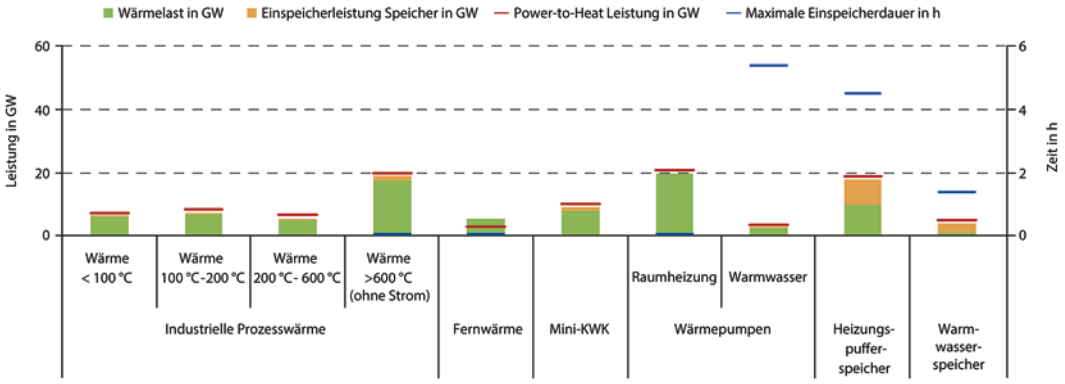


Abb. 4.16 Wärmelast, Einspeicherleistung für Wärmespeicher, Power-to-Heat-Leistung und maximale Einspeicherdauer im optimistischen Szenario für den typischen Wärmestarklastfall (Wintertag) in 2050. Darin sind folgende Parameter enthalten: die direkte potenzielle Wärmelastdeckung durch Power-to-Heat ohne Speicherung (blaue Balken, 12 h Mittelwert), die notwendige Einspeicherleistung des Wärmespeichers für Power-to-Heat (rote Balken, 12 h Mittelwert), die installierte Einspeicherleistung von Power-to-Heat (grüne Punkte) und die maximale Einspeicherdauer des Wärmespeichers durch Power-to-Heat bezogen auf die roten Balken (orange Punkte). Wird die Wärmelast durch Solarthermie gedeckt, erscheinen die Balken in grau, nach [3]

4.8 Zusammenfassung

- Der **Bedarf** an **Niedertemperaturwärme** (Raumwärme, Warmwasser) wird zukünftig deutlich **abnehmen**. Hier spielt die energetische **Sanierung** des Gebäudebestands die wichtigste Rolle, aber auch die Umsetzung von **Energieeffizienzmaßnahmen** in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen weist erhebliche Potenziale auf.
- Der verbleibende Wärmebedarf wird zunehmend **erneuerbar** gedeckt werden, wobei elektrische **Wärmepumpen** (Umweltwärme) deutlich an Bedeutung gewinnen werden und zusammen mit Solarthermie, Geothermie und Biomasse sowie Power-to-Gas in Kopplung von Strom-, Gas- und Wärmesektor über KWK und Gaswärmepumpen die Hauptsäulen bilden. Es ist zu erwarten, dass trotz starker Reduktion des Wärmebedarfs der **Speicherbedarf** im Wärmesektor **insgesamt zunimmt**, da der steigende Anteil erneuerbarer Energien einen wachsenden zeitlichen Ausgleich erfordert.
- In allen drei Sektoren Haushalte, GHD und Industrie wird **Strom** im Laufe der Transformation **zum Hauptenergieträger** der **Wärmebereitstellung**.
- Den **sektorenkoppelnden Energiespeichern** wie Power-to-Heat und Elektrowärmepumpen **samt Wärmespeichern** kommt daher zukünftig eine **tragende Rolle** zu.
- Über **Wärmespeicher** federt der Wärmesektor **kostengünstig große Schwankungen** des **erneuerbar geprägten Stromsektors** ab.
- Wegbereitend dafür ist die **Reduktion der Systemtemperaturen** über anspruchsvolle **Effizienzstandards** und **Technologiewechsel**, die eine **strombasierte Wärmeversorgung ermöglichen**.
- Die **Kraft-Wärme-Kopplung** bleibt in allen Sektoren eine wichtige Technologie, welche im **stromorientierten Betrieb** über Wärmenetze und Wärmespeicher **wärmeentkoppelt in hybrider Kombination** mit Spitzenlastkesseln und Elektroheizungen eine **hohe Flexibilität** erreicht.
- **Warmwasser** wird in allen Sektoren zunehmend über **Elektrowärmepumpen** bereitgestellt, idealerweise über eine Kombination mit PV-Anlagen.
- Der **Primärenergiebedarf** des **Haushaltssektors liegt unter dem Endenergiebedarf** für **Raumwärme**, da **vermehrt Wärmepumpen** zum Einsatz kommen und die dadurch gewon-

nene Umweltwärme nicht als Primärenergie gerechnet wird.
- Die **Nutzung holzartiger Biomasse** verschiebt sich **aus dem GHD-Sektor in den Haushaltssektor** zur Versorgung **älterer Gebäude** und in den Industriebereich für **Prozesswärme**.
- Durch die **direkte Stromnutzung** werden auch im **oberen Temperaturbereich der Prozesswärme gespeicherte fossile Energieträger durch erneuerbare Energien ersetzt**.
- Ab 2025 ist ein **Ausstieg aus der Kohlenutzung** für Industriewärme möglich, **fossiles und erneuerbares Gas** behalten dennoch langfristig auch eine **tragende Bedeutung**.
- Der **Paradigmenwechsel** im Wärmesektor vollzieht sich vor allem in den vielfältigen Möglichkeiten der Wärmebereitstellung, die nicht mehr nur auf Öl oder Gas beschränkt ist. Prägend werden sich die **Kopplung** und **Konvergenz** von **Strom**- und **Wärmesektor** auswirken, die mit folgenden Veränderungen einhergehen:
  - Flexibilisierung der KWK, darin
    - Umstellung des wärmegeführten Betriebs auf einen stromgeführten-wärmeentkoppelten Betrieb
    - Ausbau und Nutzung von zentralen und dezentralen **Wärmespeichern** für diesen Zweck
  - Aktivierung der Potenziale von **Power-to-Heat** und **Elektrowärmepumpen** als Flexibilitätsoption über
    - dezentrale **Elektrowärmepumpen** in Wärmepuffern von Haushalten
    - zentrale **Elektrowärmepumpen** für **Wärmenetze** und **Wärmespeicher**
    - kurzfristig: zentrale **Elektroheizer** (elektrische Widerstandsheizungen) in Wärmenetzen
    - dauerhaft: zentrale **Elektroheizer** in der **Industrie** für Hochtemperatur-**Prozesswärme**
    - dezentrale **Elektroheizer** in Wärmespeichern von Haushalten in Verbindung mit Photovoltaik
- Ausbau der **Wärmenetze** zur Nutzung von zentraler **KWK** und **großen Wärmepumpen**
- Erneuerbare Strompotenziale für **Prozesswärme**
  - Strombasierte Hochtemperatur-Prozesswärme wird zunehmend durch erneuerbaren Strom gedeckt.
  - Für flexible Prozesswärmeanwendungen ergeben sich Chancen in der Bereitstellung von **Regelleistung**.
  - **Power-to-Gas** erschließt für Prozesswärme den Zugang zu erneuerbaren Energien in Kombination mit **Power-to-Heat**.
- Nutzung der Potenziale von **Power-to-Gas**
  - Mehr als die **Hälfte** der deutschen **Haushalte** verfügen über einen **Gasanschluss**, worüber eine erneuerbare Wärmeversorgung ohne große Umbaumaßnahmen vor Ort und auch in Mietswohnungen möglich wird.
  - Erneuerbares Gas kann in **Gaswärmepumpen**, **KWK** und **Gaskesseln** für Hochtemperatur-Prozesswärme eingesetzt werden.
  - Erneuerbares Gas kann effizient in **bivalenten** und **hybriden Anwendungen** genutzt werden, wie z. B. Gaswärmepumpe, KWK oder Gaskessel in Kombination mit einem einfachen Heizstab, einer großen Elektrowärmepumpe oder einem Elektroheizkessel.
- Hinsichtlich des **Speicherbedarfs** können verschiedene Trends abgeleitet werden:
  - Trotz abnehmenden Wärmebedarfs wird der **Bedarf** an **Wärmespeichern** aufgrund der Nutzung erneuerbarer Energien und stromgeführter-wärmeentkoppelter KWK **zunehmen**.
  - Gleichzeitig **gewinnt** die **Integration** des **Wärmesektors** über seine Kopplung und Konvergenz mit dem Stromsektor **an Bedeutung**.
  - Im gleichen Zug werden **Wärmespeicher** aus Sicht des **Stromsektors sehr wichtig,** da sie der thermischen Erzeugung im **Stromsektor mehr Flexibilität** verleihen können**.**
  - Der zusätzliche Energiebedarf im Sommer für **Kühlung** und **Klimati-**

sierung kann einen neuen Bedarf an **Kältespeichern** schaffen, die idealerweise als Kombination von Wärme- und Kältespeicher ausgeführt werden wie z. B. in Form von Eisspeichern.
- **Überschüsse** aus Solarthermie und KWK können über **Wärmenetze** und **Wärmespeicher** genutzt werden.
- Die **Speicherpotenziale** für den Wärmesektor in Form von Wärme- und Gasspeichern sind **sehr groß** und können über die verschiedenen Einspeichertechnologien wie KWK, Power-to-Heat und Power-to-Gas erschlossen werden.
- **Wärmespeicher besitzen** in der Energiewende mit die **wichtigste Funktion unter den Energiespeichern**. Ihre **benötigte Speicherkapazität übersteigt den Speicherbedarf an Strom- und Kraftstoffspeichern** in den anderen Energiesektoren **bei Weitem**.

Literatur

1. BWP (2013) BWP-Branchenstudie 2013. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Daten zum Wärmepumpenmarkt bis 2012 und Prognosen bis 2030. Bundesverband Wärmepumpe e. V., Berlin
2. Deckert M, Binder S, Hornung A (2013) Mobiler Latentwärmespeicher auf dem Prüfstand – Wärme nimmt Fahrt auf. BWK VDI-Springer-Verlag 65(9):34–37
3. Gerhardt N (2013) Potentialanalyse für Power-to-Heat. 3. VDI-Fachkonferenz Energiespeicher für die Energiewende 2013, Mainz
4. Gores S, Harthan R, Hermann H et al (2013) Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der Energiewende. BMU Studie, Öko-Institut e. V., Berlin
5. Henning H, Palzer A (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I methodology. Renew Sustain Energy Rev 30:1003–1018. doi:10.1016/j.rser.2013.09.012
6. IEA (2013) Technology roadmap: solar heating and cooling 2050. IEA – International Energy Agency, Paris
7. Nitsch J, Pregger T, Sterner M et al (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien. Bundesmin. für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
8. Palzer A, Henning H (2013) A future German energy system with a dominating contribution from renewable energies: a holistic model based on hourly simulation. Energy Technol. doi:10.1002/ente.201300083
9. Palzer A, Henning H (2014) A comprehensive model |for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: results. Renew Sustain Energy Rev 30(0):1019–1034. doi:10.1016/j.rser.2013.11.032
10. Reuter M (2013) Power-to-Gas: Biological methanization; first at a municipal sewage plant. 8. International Renewable Energy Storage Conference – Session Power-to-Gas, Berlin
11. Schulz W, Brandstätt C (2013) Flexibilitätsreserven auf dem Wärmemarkt. Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) und dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW), Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung IFAM, Bochum
12. Weiss W, Mauthner F (2012) Solar Heat Worldwide – Markets and Contributions to the Energy Supply 2010. Solar Heating and Cooling Programme, AEE INTEC, Gleisdorf, Österreich
13. Gerhardt N, Sandau F, Scholz A, Hahn H, Schumacher P, S Christina, Bergk F, Kämper C, Knörr W, Kräck J, Lambrecht U (2015) Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interak+6tion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor, Kassel
14. Hans-Martin Henning AP (2015) System- und Kostenentwicklung einer Klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte Untersuchung zur schrittweisen Reduktion energiebedingter CO2- Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien von heute bis zum Jahr 2050, Freiburg
15. Henning H, Palzer A (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part I Methodology. Renewable Sustainable Energy Rev 30:1003–1018. doi:10.1016/j.rser.2013.09.012

16. Henning H, Palzer A (2015) Was kostet die Energiewende? Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte Untersuchung zur System- und Kostenentwicklung einer klimaschutzkompatiblen Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050
17. Palzer A, Henning H (2013) A Future German Energy System with a Dominating Contribution from Renewable Energies: A Holistic Model Based on Hourly Simulation. Energy Technology. doi:10.1002/ente.201300083
18. Palzer A, Henning H (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a uture energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: results. Renewable Sustainable Energy Rev 30(0):1019–1034. doi:10.1016/j.rser.2013.11.032

Speicherbedarf im Verkehrs- und Chemiesektor

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 5.3, 5.5, 5.6
Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer ISE): Abschnitt 5.5
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitte 5.2, 5.4

Übersicht

Im **Verkehrssektor** steht die Energiewende noch **am Anfang**: Der erneuerbare Anteil an Kraftstoffen beträgt **5 %** und beschränkt sich neben geringen Anteilen am elektrischen Schienenverkehr fast ausschließlich auf **Biokraftstoffe**. Dabei verbraucht der Verkehrssektor, also der Straßen-, Luft-, Schiffs- und Schienenverkehr, etwa 30 % der Endenergie Deutschlands, und die **Abhängigkeit** vom Energieträger **Erdöl** ist mit über 90 % noch **sehr hoch**. Damit verbunden liegt der Anteil der Klimagas-Emissionen dieses Sektors bei 20 %.

Der dadurch **notwendige Strukturwandel** in der Mobilität ist eng verknüpft mit der Frage der **Antriebsenergie** und damit der **Energiespeicherung**. Mit Ausnahme von Fahrzeugen, die direkt wind- und solarbetrieben sind, ist Mobilität ohne Speicherung nicht möglich: Kraftstofftanks in Automobilen, Tankstellen und Flugzeugen sind allgegenwärtig.

Im Mittelpunkt der Betrachtungen zum Speicherbedarf im Verkehrssektor steht die Frage, wie diese **Speicher** mit erneuerbaren Energien über **Bio**- und **Stromkraftstoffe** genutzt werden können bzw. welchen Speicherumfang neue Antriebstechnologien wie die **Elektromobilität** benötigen. Zuvor wird ein Blick auf den Bedarf an Mobilität heute und in Zukunft geworfen.

Im **Chemiesektor** ist die Situation dem Verkehrssektor sehr ähnlich: Es herrscht eine massive Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen, und die Dekarbonisierung ist zum Erreichen ambitionierter Klimaziele unausweichlich. Der dadurch bedingte Strukturwandel zur Wandlung und Einspeicherung erneuerbaren Stroms als Primärenergie über **Power-to-X** führt zu einem Bedarf an Speicherkapazitäten. Erste Abschätzungen dazu runden dieses Kapitel ab.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_5

5.1 Grundlagen und Ziele im Verkehrssektor – 171
5.1.1 Ausgangslage und Entwicklung der letzten Jahrzehnte – 171
5.1.2 Zielsetzungen im Verkehrssektor – 171

5.2 Entwicklung des Mobilitätsbedarfs – 172
5.2.1 Entwicklung der Bevölkerung – 173
5.2.2 Entwicklung der Wirtschaftsleistung – 173
5.2.3 Bandbreite der Entwicklung des Bedarfs in Personen- und Güterverkehr – 173

5.3 Entwicklung der Energie- und Kraftstoffversorgung – 173
5.3.1 Entwicklung im Personenverkehr – 173
5.3.2 Entwicklung im Güterverkehr – 175
5.3.3 Entwicklung des Energiemix im Verkehrssektor – 176

5.4 Paradigmenwechsel im Verkehrssektor – 178
5.4.1 Elektrifizierung der Mobilität über Batterien und Stromkraftstoffe – 179
5.4.2 Integration erneuerbarer Energien als Grundpfeiler der Mobilität – 182

5.5 Speicherbedarf im Verkehrssektor – 182
5.5.1 Heutiger Speicherbedarf – 182
5.5.2 Speicherbedarf in einem zu 50 % erneuerbar versorgten Mobilitätssektor – 183
5.5.3 Speicherbedarf in der Studie des Fraunhofer ISE – 184
5.5.4 Speicherstudie für die Agora Energiewende – 185

5.6 Speicherbedarf in der chemischen Industrie – 186
5.6.1 Rohstoffverbrauch heute und im Jahr 2050 – 187
5.6.2 Benötigte Power-to-X-Leistung für die chemische Industrie – 188

5.7 Zusammenfassung – 188

Literatur – 191

5.1 Grundlagen und Ziele im Verkehrssektor

5.1.1 Ausgangslage und Entwicklung der letzten Jahrzehnte

Der Verkehrssektor wird durch die Energiewende ebenso vom Strukturwandel erfasst wie die beiden anderen Sektoren Strom und Wärme. Die Abhängigkeit vom Energieträger Erdöl ist im Verkehrssektor am stärksten ausgeprägt. Die Mobilität ist in ihrem Wesen – bis auf die geringen Leistungen des Verkehrs über elektrische Oberleitungen – nicht ohne mobile und stationäre Energiespeicher denkbar.

Mineralölbasierte Kraftstoffe sind seit Jahrzehnten die Energiebasis des Verkehrssektors und hatten 2013 einen Anteil von über 90 % an dessen Endenergieverbrauch (s. Abb. 5.1). Das stetige Wachstum des Verkehrssektors wird durch Effizienzsteigerungen in den Antriebstechnologien kompensiert, sodass der Endenergieverbrauch weitgehend konstant blieb (Suffizienz). Während es in den letzten Dekaden einen deutlichen Wechsel von Benzin zu Diesel gab, kamen ab den 2000er-Jahren Biokraftstoffe und Erdgas in geringen Mengen hinzu. Neben Benzin- und Dieselkraftstoffen haben insbesondere Kraftstoffe für den Luftverkehr einen signifikanten Anteil. Biokraftstoffe deckten 2013 etwa 4 % (30,5 TWh) des Endenergieverbrauchs. Der ausgewiesene Stromanteil von 2 % (12 TWh) wird heute vorrangig im Bereich des Schienenverkehrs eingesetzt.

Diese Zahlen verdeutlichen die großen Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung und -nutzung, vor denen der Verkehrssektor steht. Insbesondere der motorisierte Individualverkehr, auf den 2010 etwa 56 % des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors entfielen, steht vor einem strukturellen Wandel (s. [8]). Vor diesem Hintergrund werden der Einsatz von alternativen Kraftstoffen und Antriebskonzepten zur CO_2-Reduktion und Maßnahmen hierzu national und international diskutiert und beschlossen.

5.1.2 Zielsetzungen im Verkehrssektor

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Energiekonzept entsprechend ehrgeizige Energie- und Klimaschutzziele für den Verkehrssektor gesetzt wie z. B. die Reduktion des Endenergieverbrauchs um 10 % bis 2020 und um 40 % bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 2005. Darüber hinaus soll der »Nationale Entwicklungsplan Elektromobilität« umgesetzt werden und die Anzahl der Elektromobile in Deutschland auf 1 Mio. in 2020 und 6 Mio. in 2030 anwachsen (s. [3]).

Flankiert werden diese Pläne durch Ziele der Europäischen Kommission, die eine Senkung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor gegenüber 1990 um 60 % bis 2050 vorsehen (s. [4]), sowie durch freiwillige Selbstverpflichtungen einzelner Branchenverbände. Die internationale Luftfahrtindustrie IATA strebt beispielsweise ein CO_2-neutrales Wachstum ab dem Jahr 2020 an (s. [6]). Die freiwilligen Selbstverpflichtungen sind allerdings umstritten und haben sich in der Vergangenheit – vor allem in der Automobilindustrie – als nicht immer wirksam erwiesen.

Daher wurden auf EU-Ebene Ziele gesetzt, die ab 2021 den durchschnittlichen CO_2-Ausstoß der Fahrzeugmodelle der Automobilhersteller auf 95 g CO_2-Äquivalent pro km limitieren. Darüber hinaus sind in der EU-Kommission Quotenziele für Biokraftstoffe von ca. 5 % und für Stromkraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) von 2,5 % vorgesehen (s. [5]).

Definition

Stromkraftstoffe sind chemische Energieträger auf der Basis von elektrischer Energie, die über die Elektrolyse von Wasser und einer optionalen Synthese (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) hergestellt werden und in der Mobilität eingesetzt werden. Beispiele sind Wasserstoff, Methan (Windgas), Methanol und Fischer-Tropsch-Kraftstoffe (Winddiesel, Windkerosin).

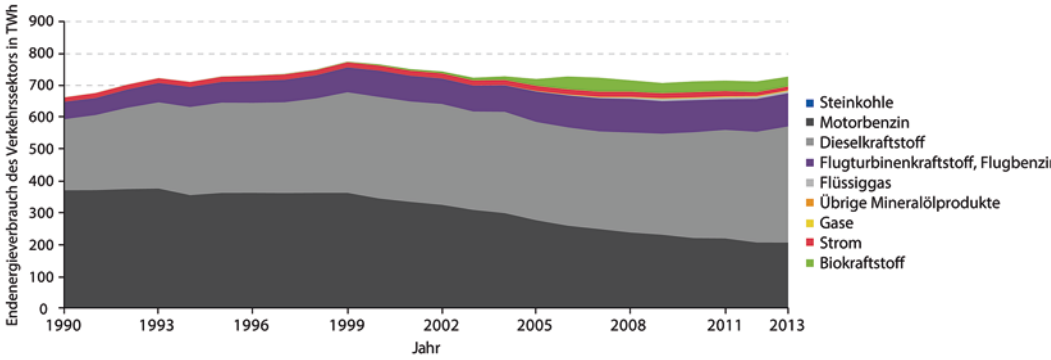


Abb. 5.1 Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in Deutschland nach Energieträgern zwischen 1990 und 2013 in TWh, nach [1]

Neben diesen übergeordneten Zielen hinsichtlich Flottenverbrauch, Kraftstoffmix und Antriebstechnologien plant die Bundesregierung ferner die Umsetzung einer nachhaltigen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie auf Basis des etablierten Leitmotivs »weg vom Öl«, die folgende wesentliche Punkte zu Energieträgern (Energieversorgung), Infrastruktur (Transport und Speicherung) und Antriebskonzepten (Energieeffizienz) umfasst (s. [2]):

- Klimaziele und Energieträger
  - Straßenpersonenverkehr und Schienenverkehr werden eng mit den Klimazielen und erneuerbaren Energien verbunden.
  - Für Verkehrsträger mit hoher Erdölabhängigkeit und dem Bedarf an Energieträgern mit hoher Energiedichte (Flug, Schifffahrt, Gütertransport, Arbeitsmaschinen) sollen tragfähige Zukunftskonzepte erarbeitet werden, die vor allem auf Biokraftstoffe und Stromkraftstoffe zurückgreifen (Biokerosin, Power-to-Liquid, erneuerbares LNG).
  - Die Energiebasis des Verkehrs soll mit alternativen Kraftstoffen diversifiziert und verbreitert werden, um die Abhängigkeit von wenigen fossilen Energieträgern zu reduzieren.
- Antriebskonzepte
  - Innovative Antriebstechnologien sollen etabliert werden.
  - Die Effizienz von Verbrennungsmotoren soll gesteigert werden.
- Infrastruktur
  - Die Verkehrsabläufe sollen optimiert werden.
  - Die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff soll initiiert werden.

Zur Umsetzung der Ziele werden Maßnahmen in allen Mobilitätsbereichen erforderlich sein, die sich in folgende Kategorien einteilen lassen:

- Personenverkehr
- Güterverkehr

und

- Straßenverkehr
- Schienenverkehr
- Schiffsverkehr
- Luftverkehr

Jeder Bereich und die Kombination der Bereiche stellen individuelle Anforderungen an Energieträger, Infrastruktur, Antriebstechnologien und damit an Energiespeicher.

5.2 Entwicklung des Mobilitätsbedarfs

Die Frage des Speicherbedarfs ist eng verknüpft mit dem Mobilitätsbedarf. Laut der Studie »Zukunft der Mobilität« des Instituts für Mobilitätsforschung (ifmo) hängt dieser von zwei wesentlichen Faktoren ab, nämlich von der demografischen

Entwicklung und von der Entwicklung der Wirtschaftsleistung (s. [7]).

5.2.1 Entwicklung der Bevölkerung

Der demografische Wandel zeigt sich in allen Lebensbereichen und wirkt sich damit auch auf die Mobilität aus. Eine zunehmende Urbanisierung führt zu einem geringeren Mobilitätsbedarf der Bevölkerung auf dem Land und stellt höhere Anforderungen an die urbane Logistik und Infrastruktur. Die Intermodalität, also das Wechseln verschiedener Verkehrsträger, wird immer häufiger genutzt werden (s. [11]). Neben der Konzentration der Bevölkerung in Ballungsräumen steigt der Anteil an Älteren, die andere Mobilitätsbedürfnisse haben als junge Menschen. Unter jungen Leuten ist ein gewisser Mentalitätswechsel zu beobachten: Das Auto als Statussymbol verliert zunehmend an Stellenwert gegenüber anderen Lifestyle-Attributen wie Mobiltelefonen. Damit einhergehend sinkt auch der Bedarf an individuellen Fahrzeugen, und andere Konzepte wie Carsharing gewinnen an Popularität. Auch das Umweltbewusstsein und die ihm zugrunde liegenden Ansprüche an die Mobilität sind in den letzten Jahren gestiegen. Insgesamt gehen die meisten Betrachtungen von einem weitgehend konstanten Mobilitätsbedarf im Personenverkehr aus.

5.2.2 Entwicklung der Wirtschaftsleistung

Die Wirtschaftsleistung als indirektes Maß für die erzeugten und verbrauchten Güter in der nationalen und globalen Volkswirtschaft ist eng verknüpft mit dem Gütertransport. Daneben wirkt sie sich auch direkt auf die Einkommensentwicklung und damit auf den Personenverkehr aus. Der Zusammenhang zwischen Wirtschafts- und Verkehrsleistung zeigt sich jedoch im Güterverkehr am stärksten, weshalb sich ein starkes Wirtschaftswachstum sehr deutlich in einem erhöhten Gütertransportaufkommen widerspiegelt. Von diesem Trend wird in den meisten Szenarien und Untersuchungen ausgegangen.

5.2.3 Bandbreite der Entwicklung des Bedarfs in Personen- und Güterverkehr

Neben der IFMO-Studie gibt es eine Vielzahl weiterer Forschungsergebnisse, in denen die Entwicklung von Personen- und Güterverkehr prognostiziert wurde (s. ◘ Tab. 5.1). Bei einem direkten Vergleich der einzelnen Studienergebnisse zeigt sich eine ganz ähnliche Tendenz in der Abschätzung der zukünftigen Verkehrsleistung. Insgesamt ist ein signifikanter Anstieg der Güterverkehrsleistung in den kommenden Jahrzehnten zu erwarten, wohingegen die Personenverkehrsleistung weitestgehend konstant bleibt.

5.3 Entwicklung der Energie- und Kraftstoffversorgung

Analog zu den vorhergehenden Kapiteln zum Speicherbedarf im Strom- und Wärmesektor werden die Betrachtungen zum Personen- und Güterverkehr aus den BMU-Langfristszenarien verwendet.

Neben diesen DLR-, IWES- und IfnE-Studien gibt es weitere wesentliche Studien zur Mobilität, die in ◘ Tab. 5.1 aufgeführt sind: Einige Studien gehen seitens der Energieversorgung eher konservativ von einer weiterhin starken Dominanz konventioneller Energieträger aus; andere Studien sehen wiederum einen progressiven Wandel des Verkehrssektors vor allem auf Basis der Elektromobilität. Die hier gewählten BMU-Langfristszenarien stellen einen Mittelweg dar (s. [10]).

5.3.1 Entwicklung im Personenverkehr

◘ Abbildung 5.2 zeigt die Entwicklungen der Fahrleistung im Personenverkehr und den Energiemix in Deutschland von 2005 bis 2050. Die Fahrleistung im Personenverkehr steigt tendenziell an, bleibt aber durch den demografischen Wandel über den betrachteten Zeitraum nahezu konstant.

Beim Energiemix ist ein deutlicher Rückgang der fossilen Kraftstoffe zu sehen. Erneuerbarer Strom und erneuerbare Kraftstoffe ersetzen sie

Tab. 5.1 Prognosen der zukünftigen Personen- und Güterverkehrsleistungsentwicklung, nach [7, 9, 10, 12, 17]

Studie	2010	2020	2030	2050
Personenverkehrsleistung in Mrd. Personenkilometern				
DLR, IWES, IFNE (2012): BMU- Langfristszenarien 2011	1129	1153	1147	1053
WWF Deutschland (2009): Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 – Referenzszenario	1093[a]	1111	1104	1023
WWF Deutschland (2009): Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 – Innovationsszenario	1090[a]	1101	1087	998
Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Referenzszenario	1106[a]	1123	1115	1046
Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Zielszenarien	1104[a]	1112	1098	1019
Öko-Institut, DLR, ISI (2012): Renewbility II – Basisszenario	1178[a]	1281[a]	1385	–
Öko-Institut, DLR, ISI (2012): Renewbility II – Klimaschutzszenario	1137[a]	1160[a]	1183	–
IFMO (2010): Zukunft der Mobilität. Szenarien für das Jahr 2030 – Globale Dynamik	1120[a]	1143[a]	1166[a]	–
IFMO (2010): Zukunft der Mobilität. Szenarien für das Jahr 2030 – Gereifter Fortschritt	1115[a]	1082[a]	1050[a]	–
Güterverkehrsleistung in Mrd. Tonnenkilometern				
DLR, IWES, IFNE (2012): BMU- Langfristszenarien 2011	624	798	888	912
WWF Deutschland (2009): Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 – Referenzszenario	634a	775	869	1033
WWF Deutschland (2009): Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 – Innovationsszenario	635[a]	779	876	1047
Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Referenzszenario	675[a]	777	876	1053
Prognos AG, EWI, GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung – Zielszenarien	675[a]	781	882	1067
Öko-Institut, DLR, ISI (2012): Renewbility II – Basisszenario	648[a]	819[a]	990	–
Öko-Institut, DLR, ISI (2012): Renewbility II – Klimaschutzszenario	654[a]	837[a]	1021	–
IFMO (2010): Zukunft der Mobilität. Szenarien für das Jahr 2030 – Globale Dynamik	595[a]	725[a]	884[a]	–
IFMO (2010): Zukunft der Mobilität. Szenarien für das Jahr 2030 – Gereifter Fortschritt	588[a]	643[a]	704[a]	–

[a]Aus Studie errechnete Werte

zunehmend. Der Paradigmenwechsel »Strom wird zur Primärenergie« vollzieht sich auch im Personenverkehr: Während heute nur der Schienenverkehr elektrisch betrieben wird, wird in Zukunft über die Hybridisierung eine Elektrifizierung des Verkehrs erwartet, der sich schlussendlich über Stromkraftstoffe auch in den Langstreckensegmenten wie dem Flugverkehr oder in der Nutzung in Arbeitsmaschinen durchsetzen wird.

Die Anzahl der elektrisch angetriebenen Fahrzeuge steigt ausgehend von den Zielen für 2020 (1 Mio.) und 2030 (6 Mio.) im Szenario auf etwa

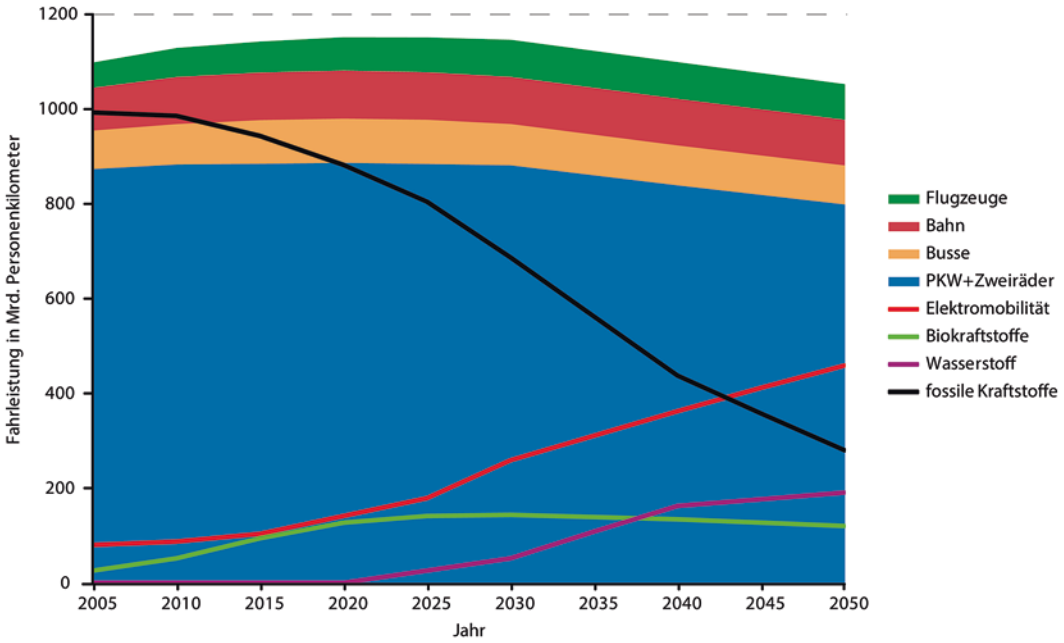


Abb. 5.2 Entwicklung der Fahrleistung im Personenverkehr nach Sparten und Energiequellen

16 Mio. im Jahr 2040 und etwa 22 Mio. im Jahr 2050. Für den letzteren Zeitpunkt wurde die Fahrleistung der Pkw-Hybride zu 80 % und der der Bus-Hybride zu 60 % erneuerbar elektrisch angenommen.

Stromkraftstoffe wie Wasserstoff, Power-to-Gas oder Power-to-Liquid gewinnen ab 2030 an Bedeutung und übersteigen langfristig den Beitrag von Biokraftstoffen, da sie über ein größeres Potenzial verfügen und weniger in Konkurrenz zu anderen Landnutzungsformen stehen. Biokraftstoffe sind dennoch ein wichtiges Bindeglied, da sie bis 2030 die einzige erneuerbare Kraftstoffoption mit einer hohen Energiedichte und einem relevanten Potenzial bei ausreichender technischen Reife darstellen und vor allem für den Luftverkehr, den nicht-elektrifizierten Schienenverkehr und für Busse und Arbeitsmaschinen genutzt werden können. Eine Umstellung des Flugkraftstoffs erfordert jedoch eine globale Anpassung der Infrastruktur und Kraftstoffversorgung, da Flugzeuge nur begrenzt national eingesetzt werden.

5.3.2 Entwicklung im Güterverkehr

Die Verkehrsleistung im Güterverkehr wird weiterhin stark steigen, wie die zahlreichen Szenarien in Tab. 5.1 belegen. In den BMU-Langfristszenarien wird zudem vom Suffizienz-Effekt ausgegangen: das starke Wachstum im Bedarf wird mittelfristig durch Effizienzsteigerungen beschränkt, sodass bis 2030 eine Steigerung um 58 % und bis 2050 um 62 % prognostiziert wird (s. [10]).

Abbildung 5.3 illustriert diese Entwicklungsprognose der Fahrleistung im Güterverkehr in Deutschland von 2005 bis 2050. Die größten Zuwächse werden im Lkw-Verkehr deutlich. Diese können zwischen 2040 und 2050 nur durch die Hybridisierung und Nutzung effizienterer Fahrzeuge reduziert werden bzw. durch die Verlagerung des Gütertransports von der Straße auf die Schiene. Dies führt zu einer größeren Bedeutung des Schienenverkehrs, der 2010 zu 90 % elektrisch war und nach dem Szenario in 2050 zu 96 % elektrisch sein wird. Die Hybridisierung der Lkw wurde für 2050 mit 30 % und der Leichtnutzfahrzeuge mit 50 % unterstellt.

Anders als beim Personenverkehr ist der Güterverkehr über Jahrzehnte auf fossile Kraftstoffe als Hauptenergieträger angewiesen. Im Schiffsverkehr kann zwar von einem Schwenk von Marinedieselöl zu LNG ausgegangen werden, aber auch dort bleibt die Abhängigkeit bestehen. Einzig dem Schienenverkehr steht über die weitgehende

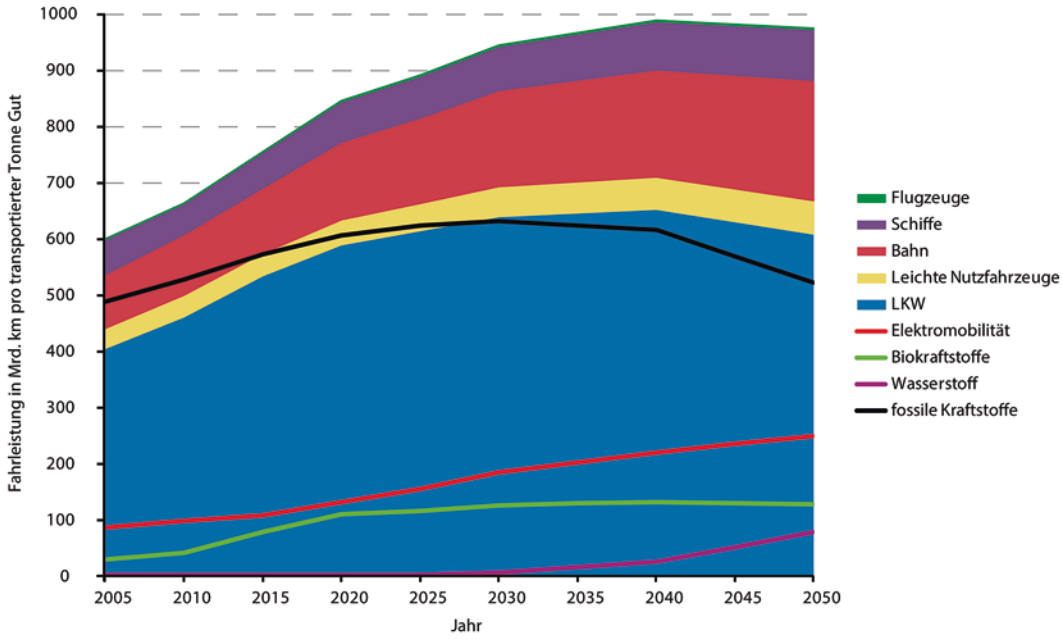


Abb. 5.3 Entwicklung der Fahrleistung im Güterverkehr nach Sparten und Energiequellen

Elektrifizierung der Weg offen, auf einfache Weise erneuerbare Energien über den »Kraftstoff« Strom zu integrieren. Ähnliche Ansätze gibt es im Lkw-Verkehr über Oberleitungen, wozu wiederum die Starkstromelektrifizierung der Straßeninfrastruktur notwendig wäre. Für den Großteil des Gütertransports bleibt schließlich der Weg zur Klimaneutralität nur über Biokraftstoffe und Stromkraftstoffe offen.

5.3.3 Entwicklung des Energiemix im Verkehrssektor

Fossile Energieträger

Die Einführung von erneuerbaren Energien im Kraftstoffbereich wird im Vergleich aller drei Energiesektoren am schwierigsten sein, da dieser Sektor stark durch Brennstoffe mit hoher Energiedichte geprägt ist. Die Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen bleibt demnach für lange Zeit bestehen und kann lediglich über Anstrengungen in der Energieeffizienz auf Antriebs- und Verbrauchseite, Intermodalität und Verkehrsoptimierung verringert werden. In Abb. 5.5 ist zu erkennen, dass Benzin langfristig an Bedeutung verliert und auch die anderen fossilen Kraftstoffe aufgrund von Effizienzsteigerungen oder Substitution stark rückläufig sind.

Elektromobilität

Für die Substitution von fossilen Kraftstoffen kommen verschiedene Möglichkeiten infrage. Die größten Effizienzgewinne werden zweifelsohne aus der Elektromobilität stammen, da ein Elektroantrieb mit einer Effizienz von 70–80 % einem konventionellen Verbrennungsantrieb mit 20–30 % Wirkungsgrad um den Faktor 3–4 überlegen ist und entsprechend weniger Endenergie benötigt (s. Abb. 5.4). Dieser Effizienzsprung ist aber möglich, wenn direkt erzeugter erneuerbarer Strom aus Wind-, Solar- oder Wasserkraftanlagen verwendet wird. Der Einsatz von fossilem Strom ist nicht zielführend, da der geringe Wirkungsgrad der konventionellen Stromerzeugung den Effizienzsprung der Elektromobilität annulliert.

Der starke Rückgang des Endenergieverbrauchs in Abb. 5.5 von 40 % in 2050 gegenüber 2010 ist vorwiegend mit der erneuerbaren Elektromobilität zu begründen. Der heute schon relevante Anteil an Strom in der Mobilität liegt im Schienenverkehr begründet.

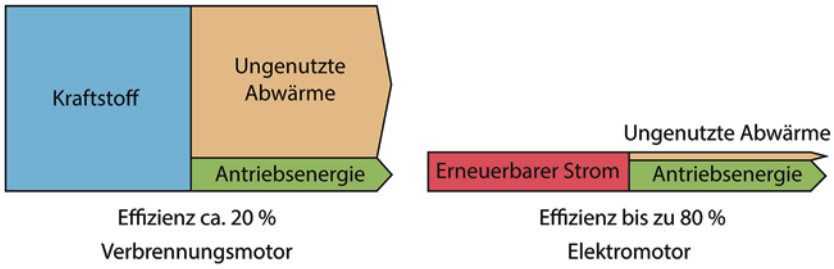


Abb. 5.4 Effizienzgewinn durch Elektromobilität, nach [14]

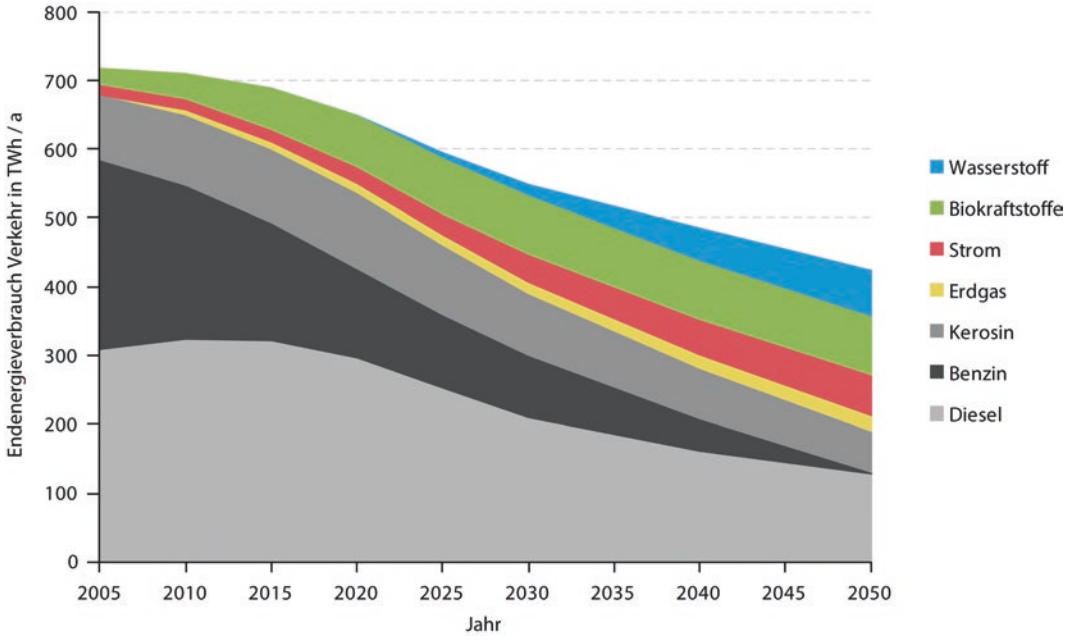


Abb. 5.5 Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verkehr in den BMU-Leitszenarien, nach [10]

Biokraftstoffe und Stromkraftstoffe

Im Langstreckenbereich des Individualverkehrs und für Arbeitsmaschinen sowie für den Flug-, Schiffs- und Güterverkehr werden als Ergänzung zur Elektromobilität Kraftstoffe mit hoher Energiedichte benötigt. Biokraftstoffe können über konventionelle Motoren genutzt werden und sind damit leicht zu integrieren. Sie leisten einen wichtigen Beitrag, sind aber in ihrem nachhaltigen Potenzial begrenzt. Während ihr Potenzial für den Ersatz fossiler Kraftstoffe in der Landwirtschaft ausreichend wäre, ist es hingegen nicht groß genug, um beträchtliche Teile des deutschen bzw. globalen Kraftstoffbedarfs zu decken (s. [16]).

Die Einführung von E10 in der individuellen Mobilität scheiterte vorwiegend an mangelnder Akzeptanz (Tank – Teller-Diskussion). Neben dem Aspekt der Flächenverfügbarkeit ist die Frage der Klimawirkung von Biokraftstoffen wissenschaftlich noch nicht vollständig geklärt. Vor allem die direkten und indirekten Landnutzungsänderungen durch den Anbau von Energiepflanzen beeinflussen die Klimawirksamkeit von Biokraftstoffen massiv.

Da das Potenzial an Biokraftstoffen begrenzt ist und Elektromobile aufgrund ihrer bedingt niedrigen Reichweite und der geringen Energiedichte von Batterien nicht für alle Zwecke eingesetzt werden können, werden Stromkraftstoffe für den Verkehr

in Zukunft sehr wichtig werden. Die Technologien zur Herstellung dieser Stromkraftstoffe wie Power-to-Gas und Power-to-Liquid werden damit essenziell, um die Ziele der CO_2-Reduzierung zu erreichen.

Im betrachteten Szenario wird Wasserstoff als Stromkraftstoff abgebildet. Um Wasserstoff zu nutzen, sind neue Infrastrukturen und entsprechende Antriebstechnologien sowie Elektrolyseure notwendig, die heute noch nicht vorhanden sind. Daher ist erst ab 2030 von einem flächendeckenden Einsatz auszugehen. Alternativ kann Wasserstoff zu einem Gassubstitut oder zu flüssigen Kraftstoffen weiterverarbeitet und in der bestehenden Infrastruktur und Antriebstechnologie genutzt werden (s. ▶ Abschn. 8.3).

Gesamtanteil erneuerbarer Energien

Der Anteil an erneuerbaren Energien im Verkehr steigt von heute 5,4 % bis 2020 auf 14 % (90 TWh/a). Ab 2030 ist ein Viertel des Energiemix erneuerbar, und ab 2050 wird knapp die Hälfte des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor mit erneuerbaren Energien gedeckt (210 TWh/a).

Im Jahr 2050 können 70 % des Individualverkehrs auf Basis erneuerbarer Energien abgewickelt werden: Elektromobile sind mit 50 % die tragende Säule. Bio- und Stromkraftstoffe entlasten den Bedarf an fossilen Kraftstoffen für die Langstreckenmobilität. Um diesen Klimaschutz und Systemwandel zu bewerkstelligen, werden aus dem Stromsektor jährlich etwa 44 TWh für Elektromobile und 87 TWh für Stromkraftstoffe benötigt, was zu einem Mehrbedarf an installierter erneuerbarer Leistung von 50 GW führt, der vorwiegend über Windenergie gedeckt wird. Dieser zusätzliche Bedarf ist aus dem Stromsektor bereitzustellen und als Speicherbedarf des Verkehrssektors zu deklarieren.

Diese Zahlen erscheinen sehr groß, werden aber bei Betrachtung des heutigen Kraftstoffverbrauchs relativiert: Wie groß der permanente Kraftstoffverbrauch an Deutschlands Tankstellen heute im Vergleich zum Brennstoffverbrauch im Strom- und Wärmesektor ist, offenbart folgendes Rechenbeispiel.

Beispiel

Welche Leistung liegt permanent an deutschen Tankstellen an?

Im deutschen Stromsystem wird jährlich eine Strommenge von etwa 600 TWh mit einer schwankenden Leistung zwischen ca. 40 und 80 GW verbraucht. Im Verkehr sind die Größenordnungen ähnlich: Wird der jährliche Kraftstoffverbrauch von etwa 700 TWh über einen angenommenen Grundlastbedarf von 8760 h über das ganze Jahr verteilt umgerechnet, ergibt sich eine permanente Leistung von ca. 80 GW.

Welche Leistung kontrolliert ein Autofahrer beim Tanken?

Ein einfacher Vergleich zwischen einer Zapfsäule und einem Dieselgenerator verdeutlicht die hohe Energiedichte der kompakten fossilen Kraftstoffe im täglichen Gebrauch:

An einer herkömmlichen Tankstelle fördert eine Zapfsäule etwa 0,5 l Kraftstoff pro Sekunde. Benzin hat einen Heizwert von etwa 9 kWh/l, Diesel etwa 10 kWh/l. Folgende Rechnung liefert die Antwort:

Benzin:

$$P_{Benzin} = 0{,}5\frac{l}{s} \cdot 9\frac{kWh}{l}\frac{3600s}{h} = 16{,}2\ MW,$$

Diesel:

$$P_{Diesel} = 0{,}5\frac{l}{s} \cdot 10\frac{kWh}{l}\frac{3600s}{h} = 18\ MW.$$

Damit kontrolliert der tankende Autofahrer einen Leistungsfluss von 16–18 MW (s. ◘ Abb. 5.6).

Mit diesem Energiefluss könnte ein Diesel-BHWK mit einer elektrischen Leistung von 6–7 MW und einer thermischen Leistung von 8–9 MW arbeiten und damit 12.000–14.000 Haushalte bei einem Leistungsmittelwert von 0,5 kW mit Strom und 1600–1800 Haushalte bei einem mittleren Bedarf von 5 kW mit Wärme versorgen.

5.4 Paradigmenwechsel im Verkehrssektor

Analog zum Wärmesektor vollzieht sich derzeit ein wesentlicher Paradigmenwechsel in der Mobilität: die Verknüpfung von Strom- und Verkehrssektor, ausgedrückt als »Hybridisierung« und »Elektrifizierung« der Mobilität über neue Antriebskonzepte, Energiespeicher und Stromkraftstoffe. Darüber hinaus wird die Integration erneuerbarer Energien ein wesentlicher Bestandteil der Mobilität.

Als eines der wichtigsten Segmente im Verkehrssektor hat zukünftig insbesondere der moto-



Abb. 5.6 Betankung eines Pkw vs. Strom- und Wärmeerzeugung mit der gleichen Energiemenge. Der Leistungsfluss einer Zapfsäule beträgt energetisch zwischen 16 und 18 MW und entspricht damit einem BHKW der 6–7 MW-Klasse (Quelle: © Kzenon, fotolia und © Petair, fotolia).

risierte Individualverkehr einen signifikanten Beitrag für eine nachhaltige Mobilitätsentwicklung zu leisten. Der deutsche Fahrzeugmarkt ist heute fast ausschließlich durch konventionelle Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren geprägt. Neben dem primären Einsatz von Otto- und Dieselkraftstoffen kommen ebenfalls Bio- und Stromkraftstoffe vor allem durch Beimischung, Autogas (LPG – Liquified Petroleum Gas) sowie Erdgas (CNG – Compressed Natural Gas) zum Einsatz. Die entscheidende Rolle in punkto Klimaschutz und Energieeffizienz spielt jedoch die Elektromobilität.

5.4.1 Elektrifizierung der Mobilität über Batterien und Stromkraftstoffe

Die Verknüpfung von Strom- und Verkehrssektor wird in ► Abschn. 14.2 anhand von Beispielen beschrieben und umfasst folgende Punkte.

- **Strom als Primärenergie – Elektrifizierung von Antrieben und Infrastruktur**

Bisher ist nur der Schienenverkehr weitgehend elektrifiziert, er besitzt jedoch noch weiteres Potenzial hierzu. Durch eine fast vollständige Elektrifizierung der Bahn mit erneuerbarem Strom wird der Schienenverkehr als größter Stromverbraucher Deutschlands zu einer wichtigen Säule in der Integration erneuerbarer Energien. Über eine intelligente Kopplung mit dem regionalen Nahverkehr und Carsharing-Angeboten ist eine nachhaltige Langstreckenmobilität im Personenverkehr auf Basis erneuerbarer Energien möglich. Der Gütertransport über die Schiene ist sehr effizient und sollte daher ausgebaut werden. Wie in ► Abschn. 5.3.2 aufgezeigt, nimmt der Güterverkehr stetig zu. Daher ist die Verzahnung mit dem Lkw- und Schiffsverkehr enorm wichtig in der Energiewende. Der Güterverkehr auf den Straßen kann so effektiv entlastet, die Gesamteffizienz gesteigert und die fossile Abhängigkeit gelöst werden. Voraussetzung ist der Ausbau und nicht der Rückbau der bestehenden Schienenkapazitäten und ihre hohe Auslastung über intelligente Logistikkonzepte (s. [11]).

Der Lkw-Verkehr ist fast ausschließlich auf fossile und biogene Kraftstoffe angewiesen. Neue Studien zeigen das Potenzial der Elektrifizierung des Lkw-Güterverkehrs über Oberleitungs-Lkw. Im Zuge der Energiewende werden weitläufige Stromtrassen notwendig, die in die Autobahninfrastruktur integriert werden können. Dabei schlägt der VDE vor, einen Kanal neben der Autobahn zu führen, in dem Stromleitungen eingebracht werden können. So kann ein Teil der Autobahn über Oberleitungen oder induktive Ladeeinheiten elektrifiziert werden (s. [15]).

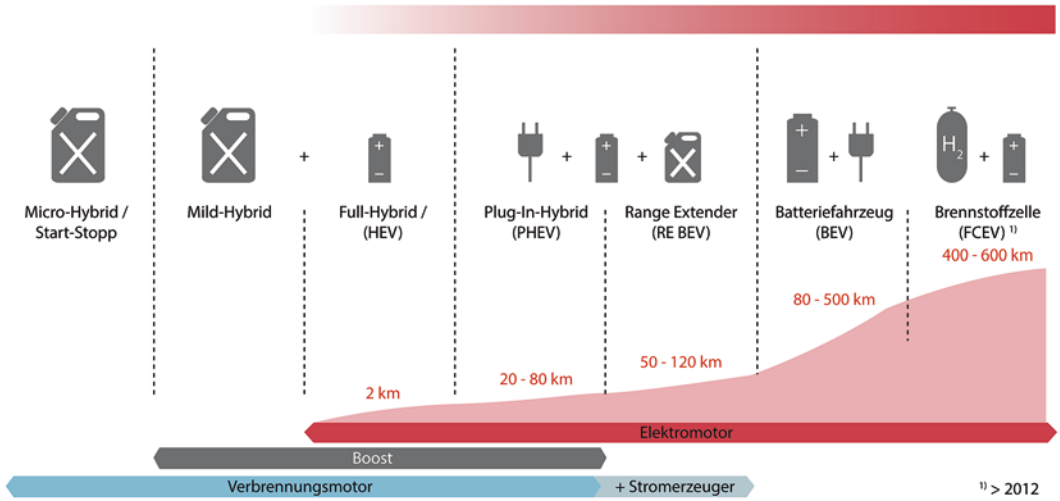


Abb. 5.7 Elektrifizierung des Antriebsstrangs im Übergang von Verbrennungsmotor und Elektromotor am Beispiel des Pkw, nach [13]

Dieser Ansatz stellt auch eine Lösung für das Reichweitenproblem der Elektromobilität von Pkw dar. Reine Elektrofahrzeuge haben nach dem heutigen Stand der Technik nur eine Reichweite von 80–500 km, die in der begrenzten Batteriekapazität begründet ist. Zudem verursachen die Batterien den größten Kostenblock in Batteriefahrzeugen (Battery Electric Vehicle BEV). Allerdings besitzen sie auch große Vorteile gegenüber konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren:

- Die Effizienz ist mit erneuerbarem Strom um Faktor 3–4 größer.
- Das Batteriefahrzeug verursacht weniger Feinstaub und Lärm.
- Im Gegensatz zur mobilen Nutzung von Kraftstoff sind über eine Verstromung für das Batteriefahrzeug die Abwärmenutzung und CO_2-Abtrennung im stationären Fall prinzipiell möglich.
- Ein Batteriefahrzeug eröffnet die Option zur Stromspeicherung über das uni- und bidirektionale Laden und Entladen.

Zukünftig ist eine stärkere Diversifizierung der Antriebskonzepte im Straßenverkehr zu erwarten, wobei sich die Elektrifizierung und Hybridisierung des Antriebsstrangs schrittweise vollziehen wird, wie Abb. 5.7 verdeutlicht:

- **Micro-Hybrid**: Bereits heute ist die Start-Stopp-Automatik in vielen Modellen integriert. Bei Standzeiten schaltet sich der Verbrennungsmotor ab und das Fahrzeug wird rein elektrisch aus der Batterie betrieben. Eine optionale Bremsenergierückgewinnung kann die Batterie beim Bremsen laden.
- **Mild-Hybrid**: Das Fahrzeug verfügt über einen Elektroantrieb zur Beschleunigung, der den Verbrennungsantrieb ergänzt. Meist werden beide Antriebsstränge parallel ausgelegt.
- **Full-Hybrid**: Der Vollhybrid kann sowohl rein elektrisch als auch rein verbrennungstechnisch angetrieben werden, weshalb er auch als paralleler Hybrid bezeichnet wird. Vorrangig kommt jedoch der Verbrennungsmotor zum Einsatz. Bremsenergie und Verbrennungsmotor speisen dabei die Batterie, sodass das Fahrzeug energetisch zwar effizienter als ein konventionelles Fahrzeug ist, jedoch seine Energie nach wie vor fast vollständig aus dem getankten Kraftstoff und damit meist aus fossiler Energie bezieht.
- **Plug-in-Hybrid**: Erst ab dem Plug-in-Hybrid ergibt sich eine Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor, indem die Batterie des Automobils auch von extern über einen Stecker geladen werden kann. Die meisten Fahrstrecken sind Kurzstecken, die mit dem Plug-in-Hybrid rein elektrisch gefahren werden können. Die Flexibilität für lange Strecken bleibt durch ein Nachladen der Batterie mittels

Verbrennungsmotor erhalten, weshalb dieser Fahrzeugtyp beide Bedürfnisse vereint: emissionsfreie Kurzstrecken bei nicht eingeschränkter Langstreckenmobilität. Der Hybrid kann als paralleler oder serieller Hybrid ausgeführt werden und ist dem Vollhybrid sehr ähnlich.

- **Elektrofahrzeug mit *Range Extender***: Der Übergang zwischen Plug-in-Hybrid und Elektrofahrzeug mit *Range Extender* ist fließend. Das Elektrofahrzeug mit *Range Extender* wird meist als serieller Hybrid ausgeführt. Dabei handelt es sich um ein Batteriefahrzeug, das rein elektrisch fährt und bei Bedarf über einen kleinen Verbrennungsmotor samt Generator die Batterie nachlädt.
- **Batteriefahrzeug**: Das »reine Elektromobil« verfügt über keinen Verbrennungsmotor und ist ausschließlich elektrisch angetrieben. Die Reichweite des Fahrzeugs ist durch die Batteriekapazität begrenzt. Das Betanken des Fahrzeugs erfolgt rein elektrisch über eine Ladeeinheit oder über den Austausch der Batterien.
- **Brennstoffzellenfahrzeug und Stromkraftstoffe**: Das Fahrzeug wird durch die kalte Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser und elektrischer Energie ebenfalls nur elektrisch angetrieben. Der Wasserstoff wird zuvor aus Strom über die Wasserelektrolyse erzeugt, verteilt und in Wasserstofftanks in gasförmiger oder flüssiger Form gespeichert.

Für Plug-in-Hybride, Elektrofahrzeuge mit *Range Extender* und Batteriefahrzeuge wird eine Ladeinfrastruktur benötigt, welche in ► Abschn. 14.2 erläutert ist. Eine große Herausforderung sind in diesem Zusammenhang die hohen Investitionskosten für den Aufbau, aber auch die Kosten während des Betriebs der Ladeinfrastruktur.

Für die Verteilung von Wasserstoff und den Einsatz in Brennstoffzellenfahrzeugen steht analog zur Elektromobilität derzeit ebenfalls keine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur zur Verfügung. Eine Wasserstoffinfrastruktur kann entweder zentral oder dezentral ausgeführt werden. Im zentralen Fall wird Strom zentral in Wasserstoff gewandelt, gespeichert und anschließend mittels Pipeline oder Lkw zu den Tankstellen transportiert. Im dezentralen Fall wird Strom statt Wasserstoff transportiert und direkt vor Ort an den Tankstellen über dezentrale Elektrolyseure in Wasserstoff gewandelt, gespeichert und getankt. Neben dem technischen Aufwand der Wasserstoffmobilität ist der finanzielle Aufwand immens, weshalb sie bisher nicht zum Durchbruch gekommen ist und andere Stromkraftstoffe wie Windgas und Power-to-Liquid eine reelle Option sind.

▪ Stromkraftstoffe

Neben Wasserstoff als effizientestem Stromkraftstoff für die Mobilität werden auch andere gasförmige und flüssige Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom entscheidend werden. Den Nachteil einer fehlenden Wasserstoffinfrastruktur und nicht verfügbaren Brennstoffzellenfahrzeugen kann eine Gasmobilität auf Basis von erneuerbarem Gas ausgleichen. Bei der Herstellung von erneuerbarem Methan mittels Power-to-Gas und anschließender Verteilung kann auf die bestehenden Transport- und Speicherkapazitäten des Erdgasnetzes zurückgegriffen werden. Zudem existieren heute bereits über 900 Erdgastankstellen in Deutschland. Der Stromkraftstoff Windgas in Form von Methan hat die gleichen Eigenschaften wie Erdgas und ist daher vollständig kompatibel mit der Erdgasinfrastruktur inklusive Tankstellen und ausgereifter, kostengünstiger Fahrzeugtechnologie (s. ► Abschn. 8.3). Zudem ist die volumetrische Energiedichte von Methan um den Faktor 3 größer als von Wasserstoff, was den Platzbedarf der Speicher reduziert. Neben der Gasmobilität im Straßenverkehr für Pkw und Lkw wird Gas als CO_2-armer Energieträger mit hoher Energiedichte in Form von LNG attraktiv für den Schiffsverkehr, um Emissionsgrenzen in Häfen einzuhalten. Die notwendigen LNG-Terminals sind ebenfalls Stand der Technik.

Auch flüssige Stromkraftstoffe aus Wind- und Solarenergie tragen zukünftig wesentlich zur Kopplung von Strom- und Verkehrssektor bei. Strom als Primärenergie für Diesel und Kerosin wird den Weg für erneuerbaren Strom im Luftverkehr ebnen und Arbeitsmaschinen wie Baufahrzeugen und land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen dienen. Beim Einsatz von Power-to-Liquid im Verkehrssektor kann vollumfänglich auf das bestehende Tankstellennetz und die Distributionswege zurückgegriffen werden, sodass nur geringe Anpassungen notwendig sind.

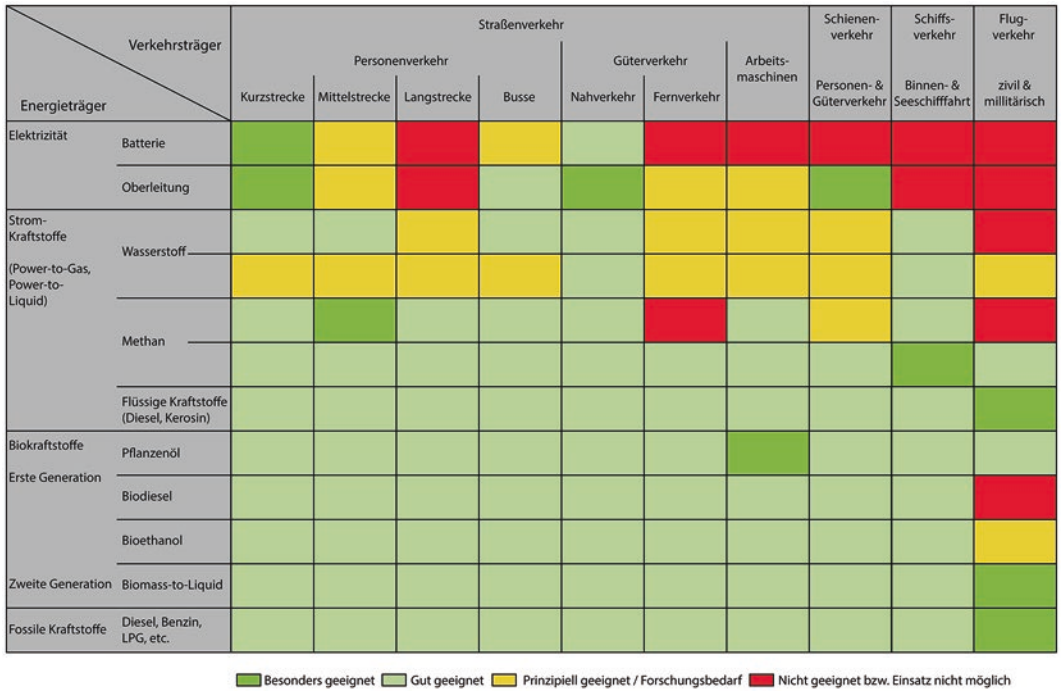


Abb. 5.8 Matrix Fahrzeug – alternative Energie

5.4.2 Integration erneuerbarer Energien als Grundpfeiler der Mobilität

Neben dem wesentlichen Baustein »Elektrifizierung der Mobilität« zeichnet sich auch die zukünftig wichtiger werdende Rolle von Biokraftstoffen ab, die Elektromobilität und Stromkraftstoffe ergänzen.

Grundsätzlich eignen sich verschiedene erneuerbare Optionen für die unterschiedlichen Fahrzeugkonzepte, welche in der Matrix Abb. 5.8 offengelegt sind und Tendenzen abbilden, die sich in Zukunft je nach Entwicklung von Technologie und Markt ändern können.

5.5 Speicherbedarf im Verkehrssektor

Der zukünftige Speicherbedarf im Verkehrssektor ist ähnlich wie der Wärmesektor schwierig zu erfassen. Es gibt dazu nur wenige Studien, und das Thema ist noch weitgehend eine Forschungsfrage. Gleichwohl kann eine gewisse Entwicklung des Speicherbedarfs im Verkehrssektor im Folgenden aufgezeigt und für ein rein erneuerbares Energiesystem berechnet werden.

5.5.1 Heutiger Speicherbedarf

Seit geraumer Zeit besteht ein enormer Speicherbedarf in der Mobilität in Form fossiler Kraftstoffe, wozu auch die Beimischung von Biokraftstoffen zählt. Während Bio- und Stromkraftstoffe ähnliche Speicher nutzen, entsteht ein neuer Speicherbedarf in der Elektromobilität.

Fossile Kraftstoffe

Die monatliche Nachfrage nach Otto- oder Dieselkraftstoffen ist über das Jahr gesehen nahezu konstant. Ein saisonaler Ausgleich wie im Wärme- oder Stromsektor ist im Verkehrssektor bisher nicht notwendig. Der Verbrauch wird dadurch gut planbar, was die Auslegung der Bevorratungskapazitäten

einfach macht und die Produktion der Kraftstoffe konstant dem Verbrauch folgen lässt. Kraftstoffe in Raffinerien und Pipelineterminals werden vor dem Verbrauch meist nur kurz in konventionellen Lagern zwischengespeichert. Sie bestehen aus oberirdischen Speichern wie Tanklager aus Stahl oder aus unterirdischen Kavernen und Aquiferen, wie sie in ▶ Abschn. 8.4.2 ausführlich beschrieben werden.

Nach der Raffinerie werden weitere Energiespeicher zur Nutzung der Kraftstoffe benötigt:

- in Tanklastern und Tankzügen zur Verteilung an die Tankstellen für den Straßen-, Schienen-, Schiffs- und Luftverkehr,
- in den mobilen Tanks der Straßen- und Schienenfahrzeuge, Arbeitsmaschinen, Schiffe und Flugzeuge.

Biokraftstoffe

Raps wird in Deutschland meist ab Juli geerntet und kann entweder als Ölsaat, als Öl oder nach der Umesterung als Biodiesel gelagert werden (s. ▶ Abschn. 4.3.2.3). 2010 lag die Produktion von Biodiesel bei etwa 26,4 TWh. Bei einem Heizwert von 10,3 kWh/m^3, einer Dichte von 880 kg/m^3 und der Lagerung als Biodiesel wird ein Speichervolumen von etwa 2,91 Mio. m^3 benötigt, um die Jahresproduktion zu bevorraten. Für Rapsöl gelten ähnliche Volumen. Zur Lagerung der reinen Ölsaat sind bei einem guten Flächenertrag von 2,8 t pro Hektar und Jahr Speicherkapazitäten für 6,51 Mio. t Ölsaat notwendig.

Für Bioethanol lässt sich eine solche Berechnung für Deutschland nur schwer durchführen, da hierfür mehrere Pflanzen mit unterschiedlichen Erntezeitpunkten und Hektarerträgen eingesetzt werden und ein Großteil an Bioethanol importiert wird.

5.5.2 Speicherbedarf in einem zu 50 % erneuerbar versorgten Mobilitätssektor

Nach dem Basisszenario in [10] kann 2050 etwa die Hälfte der Verkehrsleistung erneuerbar bereitgestellt werden. ◘ Tab. 5.2 schlüsselt die Entwicklung der vier Energieträger auf. Diese sind fossile Kraftstoffe, Biokraftstoffe, Stromkraftstoffe aus Stromüberschüssen oder eigenen Stromkraftstoffanlagen und Strom für die direkte Elektrotraktion.

Speicherbedarf für konventionelle Kraftstoffe

Die fossilen Kraftstoffe werden auch in Zukunft in der gleichen Form wie heute gespeichert. Die benötigte Lagerkapazität geht jedoch mit der Bedeutung fossiler Kraftstoffe anteilig zurück.

Speicherbedarf für Biokraftstoffe

Die Produktion von Biokraftstoffen ist stark von der Erntezeit der verwendeten Biomasse abhängig und erfordert je nach Verarbeitungsschritt unterschiedliche Lagerkapazitäten und Lagertechnologien. Bei zuckerhaltigen Energiepflanzen zur Ethanolherstellung kann zudem die Lagerung schnell zu Substanzverlust führten, da biologische Vorgänge, wie z. B. Respiration, einen Trockenmasseverlust fördern. Für Biogas als Kraftstoff können vorhandene Gasspeicher genutzt werden. Werden Biokraftstoffe wie Biomass-to-Liquid (BTL) in Raffinerieprozesse integriert, kann die bestehende Mineralölinfrastruktur für die Speicherung verwendet werden.

Speicherbedarf für Stromkraftstoffe

Der Bedarf an Gasspeichern für Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas ergibt sich aus Überschüssen im Stromnetz und resultiert in einem Bedarf an Langzeitspeichern wie Kavernen- oder Porenspeicher (s. ▶ Kap. 3). Darüber hinaus wird die Erdgasinfrastruktur auch für Kraftstoffe aus reinen Stromkraftstoffanlagen für Windkraftstoffe oder Solarkraftstoffe benötigt. Wird Wasserstoff direkt in Raffinerieprozesse eingebunden (z. B. durch Hydrocracken), entsteht kein zusätzlicher Speicherbedarf über die vorhandene Infrastruktur hinaus, da der fossile Pfad zur Integration genutzt wird.

Speicherbedarf für Stromantriebe

Ähnlich dem Speicherbedarf für Stromkraftstoffe ist der Speicherbedarf für Elektromobilität eng mit dem Stromsektor verbunden. Kurzfristig können die Batterien der Elektromobile dem Lastmanagement dienen, langfristig auch als Speicher mit geringer Kapazität für das Stromnetz. Die Elektromobilität ist in den Betrachtungen bis 2050 im Stromsektor integriert und dort im Speicherbedarf

Tab. 5.2 Entwicklung des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors in Deutschland von 2010 bis 2050, nach [10]

	2010		2050	
	Endenergie in TWh/a	Anteil	Endenergie in TWh/a	Anteil
Fossile Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Gase)	685	93 %	212	50 %
Biokraftstoffe (Bioethanol, Biodiesel und BTL)	36	4,9 %	83	20 %
Stromkraftstoffe (Wasserstoff, Windgas, Winddiesel)	0	0 %	67	16 %
Strom (Elektromobilität)	16	1,6 % konventionell, 0,5 % erneuerbar	60	14 % (rein erneuerbar)

verankert. Die absoluten Mengen sind jedoch gering, wie das folgende Rechenbeispiel verdeutlicht.

Beispiel
Speicherkapazität einer vollständigen Elektrifizierung aller Kraftfahrzeuge in Deutschland
In Deutschland gibt es derzeit ca. 42 Mio. Fahrzeuge. Würden alle Fahrzeuge durch Batteriefahrzeuge mit einer Speicherkapazität von 20 kWh, wovon für die reine Stromspeicherung 50 % zugelassen werden, ausgestattet, entstünde daraus nur etwa die 10-fache Speicherkapazität der heute existierenden Pumpspeicher in Deutschland:

$$W_{42\ Mio.E\text{-}mobile} = 42{\cdot}10^6\ Fahrzeuge \cdot 10\frac{kWh}{Fahrzeug} = 420\ GWh.$$

5.5.3 Speicherbedarf in der Studie des Fraunhofer ISE

In ▶ Abschn. 4.6 sind Ergebnisse einer Studie des Fraunhofer ISE dargestellt, in der ein zukünftiges, überwiegend erneuerbares Energiesystem betrachtet wird. Darin wird auch der Verkehrssektor in sehr vereinfachter Form modelliert. Die Kilometerleistung aller Kraftfahrzeuge sowie im Luftverkehr wird gegenüber heute nicht verändert. Diese Traktionsenergie, die rein exergetisch für die Bewegung der Fahrzeuge benötigt wird, beträgt heute und damit im Modell in etwa 152 TWh. Sie wird auf die verwendeten Antriebstechnologien über folgende Annahmen verteilt:

- **Fossile Kraftstoffe**: 62,5 % der Kilometerleistung wird nach wie vor durch konventionelle Verbrennungsmotoren über fossile Kraftstoffe gedeckt, was im Wesentlichen dem Schwerlast- und dem Luftverkehr entspricht.
- **Batteriefahrzeuge**: 15 % wird durch Fahrzeuge mit Batterie und Elektromotor gedeckt, was im Wesentlichen dem urbanen Kurzstreckenverkehr entspricht.
- **Stromkraftstoffe**: 22,5 % werden durch Fahrzeuge gedeckt, die Brennstoffzellen und Elektromotoren auf Basis von Wasserstoff verwenden.

Es resultieren die in ▶ Abb. 4.7 gezeigten Energiemengen:

Die Batteriefahrzeuge decken 15 % der Traktionsenergie, also 24 von 152 TWh. Mit einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 75 % für Laden, Entladen und Elektroantrieb ergeben sich 51 TWh als notwendige Strommenge zur Ladung dieser Fahrzeuge. Bei einem Ladezyklus pro Tag im Mittel korrespondiert dies mit einer Speicherkapazität von rund 140 GWh. Wird der heutige Fahrzeugbestand von 42 Mio. Kraftfahrzeugen zugrunde gelegt, ergibt sich für die 12,6 Mio. Batteriefahrzeuge eine mittlere Speicherkapazität von 11 kWh pro Fahrzeug.

Die 22,5 % Traktionsenergie von ca. 34 TWh, welche über Stromkraftstoffe erbracht werden, greifen auf 157 TWh Wasserstoff aus Wind- und Solarenergie in Stromkraftstoffanlagen zurück, wovon

- 34 TWh/a für den Antrieb von Brennstoffzellenfahrzeugen verwendet,
- 66 TWh/a in flüssige Kraftstoffe gewandelt werden,
- 8 TWh/a dem Erdgasnetz beigemischt werden und
- der Rest Speicherverluste sind.

Die Größe des notwendigen Wasserstoffspeichers zum Ausgleich des Bedarfs an Wasserstoff für Fahrzeuge und das Angebot an Strom aus erneuerbaren Energien beträgt rund 20 TWh.

5.5.4 Speicherstudie für die Agora Energiewende

► Abschnitt 3.7.2.7 enthält die Ergebnisse der Speicherstudie für »Agora Energiewende« von FENES, IAEW, ISEA und ef. Ruhr zum Stromspeicherbedarf. In derselben Studie wird auch der Speicherbedarf für den Verkehrssektor und die chemische Industrie auf Basis einer klimabedingten vollständigen Dekarbonisierung dieser Sektoren abgeschätzt.

5.5.4.1 Annahmen zur Entwicklung von Power-to-X

Die Zahlenbasis der Abschätzung ist eine Studie des deutschen Umweltbundesamtes zur Dekarbonisierung Deutschlands, in der die Ziele der Bundesregierung bis 2050 auf 90–95 % Treibhausgasminderung erhöht werden (s. [20]). Darauf aufbauend werden in [19] zwei Szenarien dargestellt:

1. Progressiv: Als obere Bandbreite wird von einer progressiven Entwicklung und starken Marktdurchdringung der Technologie Power-to-X aufgrund ihrer Notwendigkeit zur Erreichung der Klimaschutzziele ausgegangen.
2. Konservativ: Für die untere Bandbreite der Entwicklungstendenz wird ein Beibehalten der Ziele der Bundesregierung angesetzt, in der Power-to-X eine Option neben anderen Flexibilitätsoptionen ist.

Tab. 5.3 Annahmen zu Power-to-X (repräsentativ für Power-to-Gas) der untersuchten Referenzjahre 2023, 2033 und für das Jahr mit 90 %igem EE-Anteil (2050)

		2023	2033	90 % EE
Wirkungsgrad in %	Wasserstoff	65–70	70–75	78–84
	Methan	58–60	68–70	77–79
Volllaststunden *VLS* in h		4000	5000	6000

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs in Deutschland sind neben der Kenntnis der Verbräuche der einzelnen Energiesektoren auch die technischen Parameter von Power-to-X und die dazugehörige zeitliche Entwicklung von Interesse. Des Weiteren spielt ebenfalls das Potenzial erneuerbarer Energien eine tragende Rolle, welches in ► Kap. 3 näher betrachtet wird.

Definition

Power-to-X beschreibt die Wandlung von Strom als Primärenergie und Rohstoff in einen Energieträger, also in Wärme, Kälte, Produkt, Kraft- oder Rohstoff. Es ist ein Sammelbegriff für Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Fuel, Power-to-Chemicals, Power-to-Product und auch Power-to-Heat.

Die Wirkungsgradbandbreiten in Tab. 5.3 folgen den unterschiedlichen Drücken der Speicherung von Wasserstoff und Methan je nach Energiedienstleistungen (s. ► Abschn. 8.6.4.2). Die Wirkungsgradverbesserungen ergeben sich vor allem durch die Verwendung der Hochtemperaturelektrolyse (s. ► Abschn. 8.2.2.3), die derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium ist. Außerdem werden viele Verbesserungen durch neue Materialien und durch eine bessere Kenntnis der ablaufenden Reaktionen und Prozesse erwartet.

Die Annahmen zur Anlagenauslastung ergeben sich aus der Nutzung von erneuerbarem Strom, der immer höhere Anteile der Stromversorgung decken wird (s. ► Kap. 3). Zudem werden heute noch nicht erschlossene erneuerbare Energiequellen miteinbezogen (s. ► Abschn. 8.8).

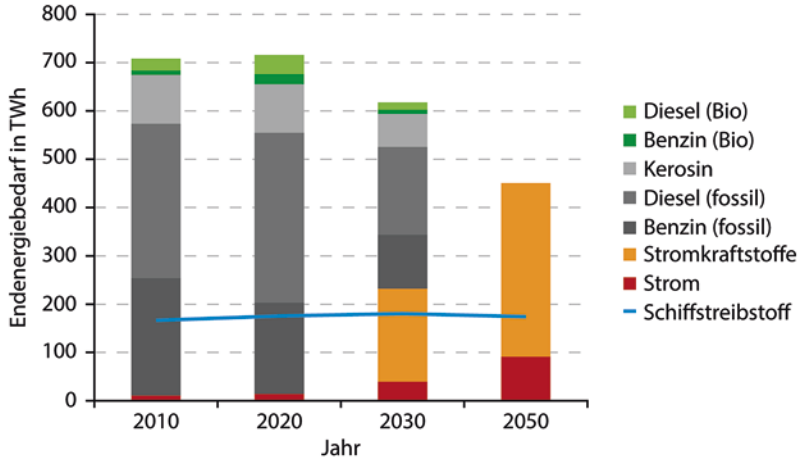


Abb. 5.9 Endenergiebedarf des Verkehrssektors von 2010 bis 2050 in TWh/a; Biokraftstoffe und fossile Kraftstoffe werden bei einer Dekarbonisierung des Sektors durch Stromkraftstoffe ersetzt, nach [20]

5.5.4.2 Energiebedarf eines dekarbonisierten Verkehrssektors

Auch in der Speicherstudie für Agora Energiewende wird von einem Paradigmenwechsel im Verkehrssektor hin zu Elektromobilität und Stromkraftstoffen ausgegangen (s. ▶ Abschn. 5.4). Während in den Szenarien der BMU-Leitstudie 2011 in ▶ Abschn. 5.5.2 der Energiebedarf des Verkehrssektors nur zu 50 % erneuerbar gedeckt ist, wird in dieser Studie und [20] eine 100 %ige Deckung durch erneuerbare Energien angenommen.

Dafür werden fossile Kraftstoffe und Biokraftstoffe bis 2050 durch Stromkraftstoffe aus Power-to-X substituiert (s. Abb. 5.9). Aufgrund des hohen Nutzungsgrades erneuerbarer Energien in der Elektromobilität fällt der Endenergiebedarf im Jahr 2050 gegenüber den vorangegangenen Jahren erheblich geringer aus. Separat davon wird der Endenergiebedarf für Schiffe einbezogen, der in der Agora-Speicherstudie allerdings unberücksichtigt ist und den Speicher- bzw. Energiebedarf weiter erhöhen würde.

5.5.4.3 Notwendige Power-to-X-Leistung für den Verkehrssektor

Aus den Annahmen zu den technischen Parametern von Power-to-X (s. ▶ Abschn. 5.5.4.1) und dem Endenergiebedarf im Verkehrssektor (s. ▶ Abschn. 5.5.4.2) lässt sich der Speicherbedarf und somit die benötigte Power-to-X-Leistung für den Verkehrssektor in einer Bandbreite ermitteln.

Für die Obergrenze der Bandbreite werden die maximalen Werte aus Abb. 5.9 verwendet. Zudem wird von einer frühzeitigen Technologieentwicklung von Power-to-X ausgegangen, damit der enorme Bedarf bis 2033 durch einen entsprechenden Einsatz auch gedeckt werden kann. Ebenso wird zusätzlich zu den Annahmen in [20] die Hälfte der Biokraftstoffe durch Stromkraftstoffe substituiert, da die expansive Nutzung von Biokraftstoffen an die Grenzen des nachhaltigen Biomassepotenzials stößt (s. ▶ Kap. 3).

Als Untergrenze der Bandbreite wird für die Referenzjahre ein konservativer Wert bestimmt, der sich aus einer prozentualen Abstufung der Obergrenze zu 3 % (2023), 15 % (2033) und 30 % (2050) ergibt. Abb. 5.10 zeigt die mögliche Entwicklung der PtX-Leistung bis 2050 mit linearer Interpolation der Zwischenjahre.

5.6 Speicherbedarf in der chemischen Industrie

Neben der notwendigen Dekarbonisierung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor gilt es auch, den nichtenergetischen Verbrauch von fossilen Rohstoffen in der chemischen Industrie durch erneuerbare Grundstoffe zu ersetzen. Da erneuerbare

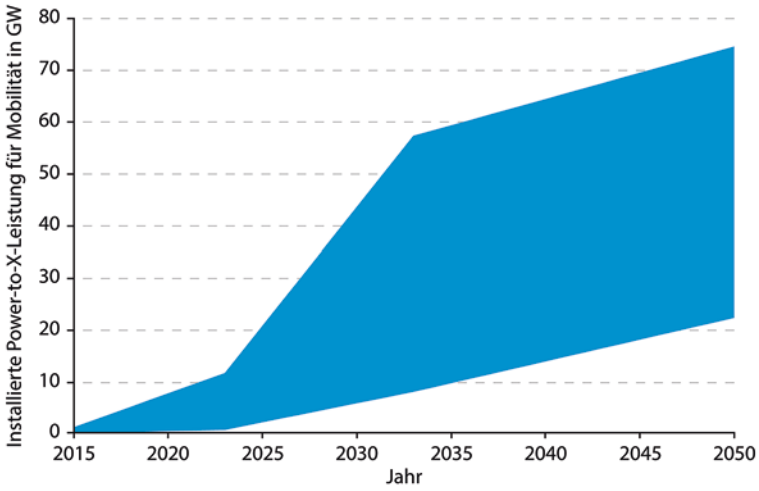


Abb. 5.10 Bandbreite einer möglichen Entwicklung der Power-to-X-Leistung für den Verkehrssektor von 2015 bis 2050, nach [19]

Energien aus Wind- und Solaranlagen in Form von Strom am günstigsten bereitgestellt werden können, stellt die Wandlung von Strom zu chemischen Grundstoffen mittels Power-to-X eine wirkungsvolle Möglichkeit dar. Verbunden damit ergibt sich ein zusätzlicher Speicherbedarf.

Aktuell ist der Bedarf an fossilen Rohstoffen im Chemiesektor gegenüber den Energiesektoren relativ gering. In den Energiesektoren sind aber im Vergleich zum Chemiesektor deutlich größere Effizienzpotenziale vorhanden. Zudem können einzelne Energiedienstleistungen über erneuerbaren Strom gedeckt werden, wie z. B. Elektromobilität oder elektrische Wärmepumpen, weshalb es dort zu einer starken Abnahme des Primärenergiebedarfs kommt (s. ▶ Abschn. 3.2.1).

Für den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Rohstoffe wird bis 2050 ein Wachstum von 30 % (0,7 %/a) angesetzt, da zwar einerseits die Produktion ressourceneffizienter, andererseits aber die steigende Wirtschaftsleistung in Deutschland auch zu diesem Wachstum führen wird (s. [20]).

5.6.1 Rohstoffverbrauch heute und im Jahr 2050

2009 lag der Verbrauch von Erdgas, Erdöl und Kohle für stoffliche Zwecke bei 18,4 Mio. t, was 4 % des gesamten Bedarfs an fossilen Rohstoffen entspricht (s. [20]). Zusätzlich wurden nachwachsende Rohstoffe in Höhe von 2,7 Mio. t verbraucht. Der Energiegehalt aller stofflich genutzten Rohstoffe betrug daraus abgeleitet 237 TWh.

Von den genannten fossilen Rohstoffen können Erdölderivate und Erdgas durch erneuerbares Methan, Wasserstoff oder Methanol über Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid unter Nutzung und Erzeugung von Synthesegas aus H_2 und CO_2 ersetzt werden. Durch ein Syntheseverfahren wird dieses zu höheren Kohlewasserstoffen umgewandelt (Alkene, Paraffine, Polymere), welche wiederum als Basis für verschiedenste chemische Grundstoffe eingesetzt werden. Der Wind- und Solarenergie werden so die vielfältigsten Einsatzgebiete wie z. B. bei der Herstellung von Alkoholen, Kunststoffen, Schmierstoffen sowie in der Kosmetik und Medizin erschlossen. Eine weitere Möglichkeit der Synthese aus Wasserstoff und Stickstoff besteht in der Herstellung von Düngemitteln, die vor dem Haber-Bosch-Verfahren unter anderem auch über strombasierte Lichtbogenprozesse gewonnen wurden (s. ▶ Abschn. 8.1).

Ein Teil der eingesetzten Kohle kann durch nachwachsende Rohstoffe ersetzt werden, vorwiegend holzartige Biomasse. Tab. 5.4 zeigt den nichtenergetischen Verbrauch der chemischen Industrie in einem treibhausgasneutralen Deutschland nach [20].

Tab. 5.4 Nichtenergetischer Verbrauch von erneuerbaren Rohstoffen in einem treibhausgasneutralen Deutschland durch die chemische Industrie im Jahr 2050, nach [20]

Energieträger		Menge in Mio. t
Nachwachsende Rohstoffe		3,6
Erneuerbare Rohstoffe	Methan	18,3
	Holzkohle	0,1
Gesamt		**22**

5.6.2 Benötigte Power-to-X-Leistung für die chemische Industrie

Aus den Stoffmengen in Tab. 5.4 wird der Bedarf an erneuerbaren Rohstoffen im Chemiesektor und somit die benötigte Speicherleistung für Power-to-X abgeleitet. Der Energiebedarf beträgt 282 TWh bzw. 96 % des Gesamtbedarfs, der über erneuerbares Methan (Power-to-Gas) gedeckt wird. Die restlichen 4 % sind nachwachsende Rohstoffe und damit weitgehend klimaneutral.

Für die Zwischenjahre 2023 und 2033 wird in [19] ein lineares Wachstum von 2009 (237 TWh) bis 2050 (282 TWh) angenommen. Analog zum Speicherbedarf im Verkehrssektor (s. ▶ Abschn. 5.5.4) wird die Bandbreite des Speicherbedarfs über eine progressive und konservative Entwicklung aufgespannt: Für 2023 werden 0,5–5 % aller chemischen Rohstoffe erneuerbar erzeugt, für 2033 5–30 % und für 2050 30–96 %.

Der elektrische Energiebedarf für die Erzeugung der genannten Anteile erneuerbarer Rohstoffe ergibt sich aus den Wirkungsgraden von Power-to-X für die einzelnen Referenzjahre (s. ▶ Abschn. 5.5.4.1).

Der Bedarf an erneuerbarem Strom zur Dekarbonisierung lässt sich für das Jahr 2050 auf etwa 350 TWh/a beziffern, wenn ein durchschnittlicher PtX-Wirkungsgrad von 80 % angesetzt und die Verwertung von Wasserstoff als Ausgangsstoff vieler chemischer Produkte zugrunde gelegt wird.

Mit den Volllaststunden kann die entsprechende Leistung bestimmt werden. Daraus kann auf das Entwicklungspotenzial von Power-to-X in der chemischen Industrie geschlossen werden (s. Abb. 5.11).

350 TWh Strom entspricht etwa der Hälfte des deutschen Bruttostromverbrauchs. Die Art der Bereitstellung dieser enormen Energiemengen ist noch eine weitgehend offene Frage. Angesichts des fortschreitenden Klimawandels ist die Notwendigkeit der Dekarbonisierung allerdings eindeutig (s. ▶ Kap. 1). Hier sind neue Ansätze zu schaffen, wie sie beispielsweise in ▶ Abschn. 8.8 beschrieben sind: Nutzung von abgelegener Wasserkraft und Geothermie bzw. Nutzung der Windenergie auf dem Meer.

Zusammen mit den Ergebnissen zum Speicherbedarf im Strom- und Verkehrssektor (s. ▶ Abschn. 3.7.2.7 und ▶ Abschn. 5.5.4.3) ergibt sich für die Referenzjahre ein Bedarf an Power-to-X in Deutschland wie in Tab. 5.5 dargestellt. Notwendige Maßnahmen zur Entwicklung dieser Technologie sind in ▶ Kap. 8, 12, 13 und 14 skizziert.

5.7 Zusammenfassung

Für die Umsetzung der ehrgeizigen Bestrebungen im Verkehrssektor sowie der sektorenübergreifenden klima- und energiepolitischen Ziele steht eine **Vielzahl von Technologien und Energieträgern** zur Auswahl. Verkehrsträgerübergreifend ist die **Effizienzsteigerung der Antriebstechnologien** sehr wichtig, um bis 2050 40 % weniger Endenergie als 2005 zu benötigen. Der durchschnittliche CO_2-Ausstoß der Pkw-Neuzulassungen kann bis 2021 nur dann auf **95 g** reduziert werden, wenn eine **zunehmende Elektrifizierung des Antriebsstrangs** erfolgt. Im **Luft- und Schiffsverkehr** sind **nationale Alleingänge** aufgrund der langlebigen internationalen Kraftstoffinfrastruktur und technischen Anforderungen **nicht möglich**. Im Einzelnen sind folgende Entwicklungen zu erwarten:

Mobilitätsbedarf

- Die **Personenverkehrsleistung** bleibt annähernd **konstant** und ist vorwiegend im demografischen Wandel begründet.
- Die **Güterverkehrsleistung steigt deutlich an** und ist stark **an die Wirtschaftsentwicklung gekoppelt**; Effizienzsteigerungen werden durch den Mehrbedarf überdeckt.

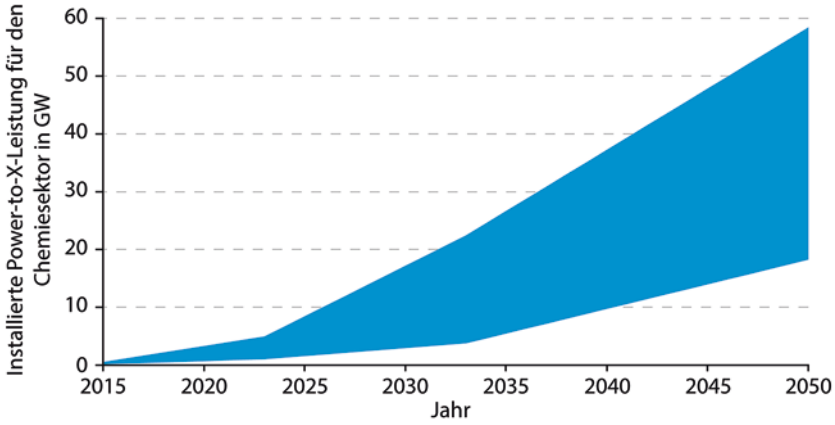


Abb. 5.11 Bandbreite der Entwicklung von Power-to-X in der chemischen Industrie, nach [19, 20]

Tab. 5.5 Bandbreite der notwendigen installierten Leistung von Power-to-X in den Sektoren Strom, Verkehr und Chemie für die Referenzjahre 2023, 2033 und 2050, nach [19]

	Installierte Leistung von Power-to-X in GW					
	2023		2033		2050	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Stromsektor	0	0	0	0	0	8
Verkehrssektor	0,8	12	8	57	22	75
Chemiesektor	1	5	4	22	18	58
Summe	**1,8**	**17**	**12**	**79**	**40**	**141**

Energiemix

- Zukünftig ist eine stärkere **Diversifizierung der Antriebskonzepte** im Straßenverkehr zu erwarten, wobei sich die **Elektrifizierung des Antriebsstrangs** schrittweise vollziehen wird.
- Die **Energieträgerbasis**, die heute zu überwiegenden Teilen auf fossilen Kraftstoffen beruht, wird **sukzessive erweitert**, was zu einer verstärkten **Integration und Verzahnung zwischen Strom- und Verkehrssektor** führen wird.
- Der **fossile Energieverbrauch** geht deutlich zurück, vor allem von **Benzin**; **Kerosin** für Luftfahrt und **Diesel** für den Güterverkehr und Arbeitsmaschinen **bleibt weitgehend erhalten**.
- Die **Elektromobilität auf Basis erneuerbarer Energien** bringt die deutlichsten **Effizienzgewinne**.
- **Biokraftstoffe** sind wichtig im Bereich der **Arbeitsmaschinen**, der **Langstreckenmobilität** und der **Luftfahrt**; aber ihr **Potenzial ist zu gering**, um den gesamten Kraftstoffbedarf zu decken.
- **Stromkraftstoffe** werden zur Erreichung der Klimaziele **elementar** und sind vor allem für den **Güterverkehr, Arbeitsmaschinen, Schiffs- und Luftverkehr** von zentraler Bedeutung.
- Die **Einführung von erneuerbaren Energien im Kraftstoffbereich** ist im Vergleich mit den beiden anderen Energiesektoren die **größte Herausforderung**.

Paradigmenwechsel

- **Strom** wird zur **Primärenergie**, auch im Verkehrssektor.
- Die Elektrifizierung der Mobilität erfolgt über die **Hybridisierung** und über **Stromkraftstoffe**.

- Die **Hybridisierung des Antriebsstrangs** zeichnet den Weg vom Micro-Hybriden bis zum vollelektrischen Automobil vor und beschränkt sich nicht nur auf **Pkw**, sondern auch auf **Lkw** und **Busse über Oberleitungen** sowie den **Ausbau des elektrischen Schienenverkehrs**.
- **Biokraftstoffe reichen** trotz der zweiten und dritten Generation **nicht aus**, um den Kraftstoffbedarf vollständig zu decken, und sind daher **gezielt einzusetzen.**
- **Stromkraftstoffe** überwinden die Potenzialgrenzen von Biokraftstoffen und stellen eine **weitere Form der Elektrifizierung** des Verkehrssektors dar.
- Für Elektromobilität und **Wasserstoff** werden **neue Infrastrukturen** für Transport und Verteilung benötigt.
- Für **jede Art des Antriebes** gibt es **erneuerbare Alternativen und Konzepte**.

Speicherbedarf im Verkehrssektor

- Der **konventionelle Speicherbedarf** sinkt mit dem Rückgang der fossilen Energieträger, indem **immer mehr Energie direkt aus der Umgebung** über die »solare«, **erneuerbare Mobilität** in den Verkehr gebracht wird und die **Antriebsstränge elektrifiziert** werden.
- Für **Biokraftstoffe** werden Lagerkapazitäten notwendig, sofern der Kraftstoff nicht direkt in die Mineralölinfrastruktur integriert wird.
- **Elektromobile** können einen Großteil der Traktionsenergie **effizient über erneuerbaren Strom** leisten. Werden **30 % der Verkehrsleistung** über Batteriefahrzeuge erbracht, beträgt die benötigte **Strommenge** je nach Auslegung ca. 60 TWh und damit etwa 10 % des heutigen **Bruttostromverbrauchs**. Der Stromverbrauch **steigt** also durch die Einführung der Elektromobilität **nicht massiv** an. Bei einem täglichen Ladezyklus entsteht ein neuer Speicherbedarf von ca. **150 GWh Batteriespeicherkapazität** für Elektrofahrzeuge.
- Die **Ladung** der **Elektromobile** ist quasi **zwingend auf** die **erneuerbare Energieversorgung abzustimmen**, um zusätzliche **Netzbelastungen** und Netzausbau zu **vermeiden**. Falls Elektromobile im **Lastmanagement** eingebunden sind, bieten sie mittel- bis langfristig in der Summe eine **brauchbare Systemflexibilität** für den **Stromsektor**. Diese Flexibilität kann dort den zusätzlichen **Kurzzeitspeicherbedarf senken**.
- Zum **Ersatz von fossilen Kraftstoffen** in Segmenten mit hohen Anforderungen an die **Energiedichte werden Stromkraftstoffe benötigt**. Eine **40 %ige Deckung der Verkehrsleistung** resultiert in einem **sehr großen zusätzlichen Strombedarf** von ca. **150 TWh**.
- Der **Beitrag** der direkten und indirekten Nutzung von **elektrischer Energie** als **Kraftstoff** zum **Klimaschutz** wird maßgeblich durch die zunehmende Stromerzeugung aus **erneuerbaren Energien im Stromsektor** beeinflusst.
- Bei einer **vollständigen Dekarbonisierung** des Verkehrssektors bis 2050 entsteht ein **zusätzlicher erneuerbarer Strombedarf** für Stromkraftstoffe, der je nach Stromquelle in einer **zusätzlichen Power-to-X-Leistung von 22-75 GW** resultiert

Speicherbedarf im Chemiesektor

- Die **Dekarbonisierung der chemischen Industrie** wird eine **Umstellung** von fossilen **auf erneuerbare Rohstoffe** erfordern.
- **Derzeit** liegt der **nichtenergetische Verbrauch fossiler Rohstoffe für stoffliche Zwecke bei etwa 4 %** des gesamten Aufkommens fossiler Brenn- und Rohstoffe.
- Das **nachhaltige Potenzial an Biomasse** ist als Rohstoffbasis für die chemische Industrie **nicht ausreichend**.
- Die **Wandlung von günstiger und flächeneffizienter Wind- und Solarenergie** in chemische Grundstoffe **über Power-to-X** wird im Zuge der Dekarbonisierung **notwendig**.
- Bei **weiterem Wachstum** der chemischen Industrie **von 0,7 %/a** kann der **Strombedarf für Power-to-X auf bis zu 350 TWh bei einer installierten Leistung von ca. 60 GW** steigen. Das entspricht etwa der **Hälfte des deutschen Stromverbrauchs**.
- Die **Bereitstellung der zusätzlichen Strommengen** für Power-to-X **ist eine Herausforderung, für die es erste Lösungsansätze gibt.**
- **Power-to-X bzw. Power-to-Gas ist nicht** nur eine **reine Stromspeichertechnologie, auch in** den Bereichen **Verkehr und Chemie wird sie benötigt**. Aus diesen Gründen erscheint eine Einführung der Technologie mehr als geboten.

… und zum Abschluss dieses Teils noch eine Karikatur von Gerhard Mester:



Literatur

1. AGEB (2014) Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2014. Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes, A, Berlin
2. BMVBS (2013) Die Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS). Energie auf neuen Wegen, Berlin
3. BMWi, BMU (2010) Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin
4. EU (2011) Weißbuch. Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum – Hin zu einem wettbewerbsorientierten und ressourcenschonenden Verkehrssystem, Europäische Kommission, Brüssel
5. EU (2014) A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. European Commission, Brussels
6. IATA (2009) Carbon-neutral growth by 2020. bold industry commitment on environment. International Air Transport Association, Kuala Lumpur
7. ifmo (2010) Zukunft der Mobilität. Szenarien für das Jahr 2030; zweite Fortschreibung, 1. Aufl. ifmo-Studien. BMW, München
8. Kalinowska D, Krähe M, Rumpke C (Hrsg) (2012) Verkehr. Energie. Klima. Alles Wichtige auf einen Blick, 1. Aufl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin
9. Kirchner A, Matthes FC (2009) Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht der WWF Deutschland Studie, Prognos, Öko-Institut e. V., Berlin, Basel
10. Nitsch J, Pregger T, Sterner M et al (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien. Bundesmin. für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
11. Pehnt M, Sterner M, Gerhardt N et al (2012) Fahrplan Energiewende, IFEU, Fraunhofer IBP, OTH Regensburg

12. Schlesinger M, Lindenberger D, Lutz C (2010) Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung Projekt Nr. 12/10, Prognos AG, EWI, GWS, Basel, Köln, Osnabrück, Berlin
13. Steiger W (2012) Rahmenbedingungen zukünftiger Mobilität - Strategie des Volkswagenkonzerns. Seminarreihe VDI Bezirksgruppe Ingolstadt 2012/13 in Kooperation mit der Hochschule Ingolstadt AutoUni/VDI Braunschweiger Bezirksverein e. V., Volkswagen, Ingolstadt
14. Sterner M, Schmid J, Wickert M (2008) Effizienzgewinn durch erneuerbare Energien – der Primärenergiebeitrag von erneuerbaren Energien. Brennstoff Wärme Kraft – Springer VDI Verlag 06/2008 (60)
15. VDE ETG (2011) Stromübertragung für den Klimaschutz. Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen. Gesamttext. VDE-Studie, VDE – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Frankfurt a. M.
16. WBGU (2009) Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2009, Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU). WBGU, Berlin
17. Zimmer W (2013) RENEWBILITY II Szenario für einen anspruchsvollen Klimaschutzbeitrag des Verkehrs. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Nachhaltige Mobilität und Immissionsschutz. Öko-Institut e. V., Freiburg
18. Agora Energiewende (2013) Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO2-Emissionen, Berlin
19. Sterner M, Thema M, Eckert F, Moser A, Schäfer A, Drees T, Rehtanz C, Häger U, Kays J, Seack A, Sauer DU, Leuthold M, Stöcker P (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
20. UBA (2014) Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050, Dessau-Roßlau. ► http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-0

Teil III Technologien der Energiespeicherung

Kapitel 6 **Elektrische Energiespeicher – 195**
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Kapitel 7 **Elektrochemische Energiespeicher – 229**
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Dr. Bernhard Riegel (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Detlef Ohms (Hoppecke Batterien): Abschnitte 7.1, 7.3
Dr. Eduardo Cattaneo (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Götz Langer (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.2
Dr. Matthias Herrmann (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.4

Kapitel 8 **Chemische Energiespeicher – 327**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 8.1
Fritz Crotogino (KBB Underground Technology): Abschnitt 8.4
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.1, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitte 8.1, 8.2, 8.6, 8.7
Dr.-Ing. Daniel Teichmann (Hydrogenious Technologies GmbH): Abschnitt 8.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6

Kapitel 9 **Mechanische Energiespeicher – 495**
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Franz Bauer (FENES OTH Regensburg) Abschnitt 9.3
Marcus Budt (Fraunhofer UMSICHT): Abschnitt 9.1
Prof. Eduard Heindl (Heindl Energy): Abschnitt 8.3
Dr. Daniel Wolf (Heliocentris): Abschnitt 9.1

Kapitel 10 **Thermische Energiespeicher – 579**
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Dr. Andreas Hauer (ZAE Bayern):
Abschnitte 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7

Kapitel 11 **Lastmanagement als Energiespeicher – 619**
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg):
Abschnitte 11.4, 11.5, 11.6

Kapitel 12 **Vergleich der Speichersysteme – 645**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Martin Thema (FENES OTH Regensburg):
Abschnitte 12.1, 12.2, 12.3, 12.4

Elektrische Energiespeicher

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Übersicht

Die **Technologien** der Energiespeicherung zeichnen sich durch eine **sehr große Vielfalt** aus. Sie bilden den dritten Teil dieses Buches und betreffen die **Grundlagen** der **Physik**, der **Chemie**, des **Maschinenbaus** und der **Elektrotechnik**. Die **Anfänge** der Energiespeicherung liegen eher in der **Biologie**, heute als »chemische Energiespeicherung« bezeichnet. **Solarenergie** war in Form von chemischen Bindungen in **Kohlenwasserstoffen** gespeichert, die bei ihrer **Verbrennung Energie freigeben**. Das **fossile Potenzial** chemischer Energiespeicher geht jedoch **zur Neige** und das nachhaltige Potenzial an **Biomasse** ist **begrenzt** (s. ► Kap. 1 und 2).

Für die Vollendung der Energiewende wird **Strom** ein bedeutender **Primärenergieträger** werden. Die tragenden Säulen werden **Wind- und Solarenergie** sein. Dies geht deutlich aus den Szenarien zur Ermittlung des Speicherbedarfs hervor (► Kap. 3–5). Da diese Quellen am ökonomischsten über die Stromerzeugung zu nutzen sind, ist ihre **direkte Speicherung** in Form von **elektrischer Energie** naheliegend.

Im vorliegenden Kapitel wird auf die direkte elektrische Energiespeicherung in **Kondensatoren** und in **Spulen** eingegangen. Für beide Fälle werden die physikalischen und elektrotechnischen Grundlagen erörtert, Kennwerte abgeleitet und ihre Funktionsweisen und Einsatzgebiete beschrieben.

6.1 Kondensatoren – Supercaps – 197
6.1.1 Grundlagen eines Kondensators – 197
6.1.2 Vom Kondensator zum Doppelschichtkondensator – 200
6.1.3 Ladung und Entladung – 203
6.1.4 Verluste, Wirkungsgrad und weitere Kennwerte – 209
6.1.5 Lebensdauer – 213
6.1.6 Anwendungsgebiete – 216

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_6

6.2 Supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher – 217
6.2.1 Grundlagen der Supraleitung – 218
6.2.2 Supraleitfähiger elektromagnetischer Energiespeicher – 219

6.3 Zusammenfassung – 225

Literatur – 227

6.1 Kondensatoren – Supercaps

Die Energiespeicherung in einem Kondensator beruht auf der Aufrechterhaltung eines elektrischen Feldes, in dem Energie gespeichert wird. In diesem Abschnitt werden die Grundlagen des elektrischen Feldes einschließlich der feldbeschreibenden Grundgrößen behandelt. Hierauf folgt eine Beschreibung des Kondensators im Allgemeinen, im Anschluss werden die Besonderheiten des Doppelschichtkondensators betrachtet.

6.1.1 Grundlagen eines Kondensators

Das elektrische Feld

Der französische Physiker Charles Augustin de Coulomb (1736–1806) beschäftigte sich mit der Kraftwirkung von Ladungen. Er stellte fest, dass sich elektrische Ladungen gleichen Vorzeichens abstoßen und ungleiche Ladungen anziehen. Ladungen üben somit eine Kraftwirkung aufeinander aus. Um diese Kraftwirkung zu veranschaulichen, wurden Kraftlinien eingeführt. Diese geben den Betrag und die Richtung der Kraft im Raum an. Zusammengefasst ergeben sie das elektrische Feld E (s. Abb. 6.1).

Hierbei ist zu beachten, dass die Feldlinien auf positiven Ladungen beginnen und auf negativen Ladungen enden. Das e kennzeichnet hierbei die Elementarladung

$$e = 1{,}602 \cdot 10^{-19}\, C, \tag{6.1}$$

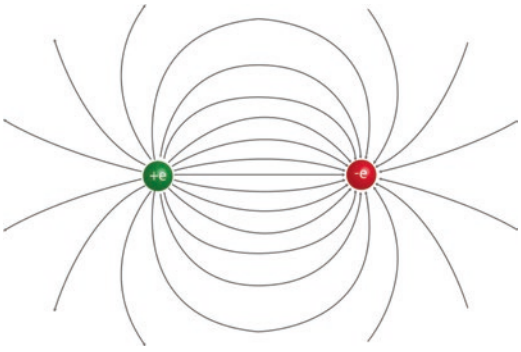


Abb. 6.1 Das elektrische Feld E zwischen zwei Ladungen

welche als kleinste mögliche Ladungsmenge bezeichnet wird. Ein + oder – gibt hierbei die Polarität bzw. das Vorzeichen an. Das C in Gl. 6.1 ist die Einheit der Ladung, benannt nach dem Physiker Coulomb:

$$1\,C = [As] = 1\,\text{Coulomb}. \tag{6.2}$$

Die Kraftwirkung der Ladungen steigt mit zunehmender Anzahl der Ladungen, ist also proportional zur Ladungsmenge. Die Kraftwirkung verringert sich jedoch mit größer werdendem Abstand der Ladungen. Das elektrische Feld wird dementsprechend wie folgt definiert:

$$\vec{E} = \frac{\vec{F}}{Q} = \left[\frac{VAs}{m \cdot C}\right] = \left[\frac{V}{m}\right]. \tag{6.3}$$

Die in Gl. 6.3 enthaltene Einheit Volt $[V]$ ist die elektrische Spannung U:

$$U = \left[\frac{J}{C}\right]. \tag{6.4}$$

Sie gibt die Energie pro Ladung an und kennzeichnet somit die mögliche Verschiebearbeit pro Ladung. Dementsprechend kann sie als Ursachenwirkung des Stromes angesehen werden.

Materialabhängigkeit – das Dielektrikum

Die Ausbreitung elektrischer Felder und die mit ihnen verbundene Kraftwirkung pro Ladung sind materialabhängig. Eine besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang die »Nichtleiter«, also Materialien mit einem sehr hohen Widerstand, auch Dielektrika genannt. Sie haben die Eigenschaft, elektrische Felder zu schwächen. Dies geschieht durch die Bildung von Dipolen. Ein Dipol bezeichnet zwei Ladungen, die sich zwar verschieben bzw. ausrichten lassen, ansonsten aber ortsfest sind. Das heißt, sie sind nicht frei beweglich und es kommt kein Stromfluss zustande. Wirkt ein äußeres elektrisches Feld auf die Dipole ein, so richten diese sich aus und erzeugen dadurch ein »Gegenfeld«, welches dem ursprünglichen äußeren Feld entgegenwirkt (s. Abb. 6.2).

Diese Feldbeeinflussung durch die Dielektrika wird in einer Größe berücksichtigt, die als Permittivität ε (lat. permittere – erlauben, durchlassen) be-

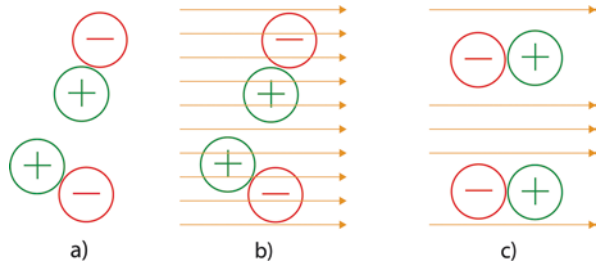


Abb. 6.2 **a** Dipole im Raum, **b** Einwirkung eines äußeren E-Feldes, **c** ausgerichtete Dipole, welche das äußere elektrische Feld schwächen

zeichnet wird. Die Permittivität setzt sich aus zwei Faktoren zusammen:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r = 8{,}854 \cdot 10^{-12} \frac{As}{Vm} \cdot \varepsilon_r . \tag{6.5}$$

Hierbei ist ε_0 die absolute Permittivität, bezogen auf das Vakuum. Sie gibt gewissermaßen die Durchlässigkeit des Vakuums für elektrische Felder an. Der Faktor ε_r ist eine dimensionslose Größe. Das bedeutet, die Durchlässigkeit von Materialien für elektrische Felder ist stets ein Vielfaches derjenigen des Vakuums. ε_r ist die relative Permittivität und nimmt Werte größer oder gleich 1 an. Einige Werte für ε_r sind in Abb. 6.3 dargestellt.

Die Permittivität ist mit dem elektrischen Feld über die elektrische Flussdichte

$$D = \frac{Q}{A} = \left[\frac{As}{m^2}\right] \tag{6.6}$$

verknüpft. Die Flussdichte D gibt die Ladungsverschiebung auf einer bestimmten Fläche im Raum an, welche von den Ladungen des »Ursprungsfeldes« verursacht wurde. Den gesamten Zusammenhang gibt Gl. 6.7 wieder:

$$D = \varepsilon_0 \varepsilon_r E = \varepsilon E. \tag{6.7}$$

Die Kapazität C

Die Ladungsspeicherung wird durch die Kapazität (engl. capacity – das Fassungsvermögen) ausgedrückt:

$$C = \frac{Q}{U} = \left[\frac{As}{V}\right] = 1\,Farad. \tag{6.8}$$

Diese gibt das Verhältnis zwischen der Ladung Q und der Spannung U an. Die Kapazität dient unter anderem der Charakterisierung von Kondensatoren, den Bauteilen zur Speicherung elektrischer Ladungen. Hierbei sei angemerkt, dass die Kapazität nicht an Kondensatoren gebunden ist, sie tritt z. B. auch bei Freileitungen und Kabeln auf, überall wo unterschiedliche Potenziale durch ein Dielektrikum getrennt sind.

Der Kondensator

Der Kondensator lässt sich als eine Anordnung aus zwei gegenüberliegenden Elektroden beschreiben, welche durch ein Dielektrikum getrennt sind. Die Erklärung der physikalischen Zusammenhänge erfolgen hier am Beispiel des Plattenkondensators (s. Abb. 6.4).

Zunächst wird die Ladung Q über die elektrische Flussdichte D bestimmt:

$$Q = \int_A D da = D \cdot A. \tag{6.9}$$

Dann wird die Spannung U über das elektrische Feld E bestimmt:

$$U = \int_0^d E dx = E \cdot d. \tag{6.10}$$

Wenn die Randeinflüsse vernachlässigt werden können ($A >> d$), handelt es sich beim Plattenkondensator um eine homogene Anordnung. Somit ergeben sich für Gl. 6.9 und 6.10 lineare Zusammenhänge. Beide Gleichungen in Gl. 6.8 eingesetzt ergibt

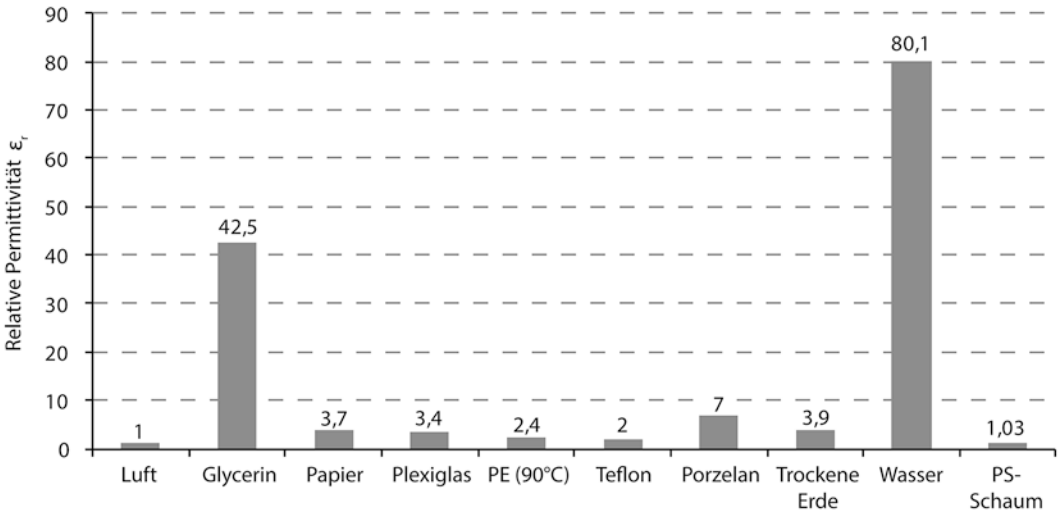


Abb. 6.3 Werte der relativen Permittivität ausgewählter Materialien

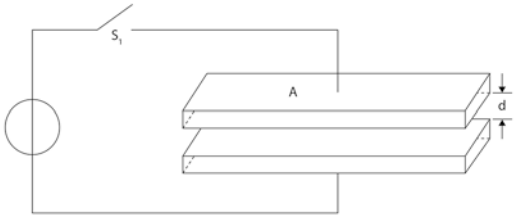


Abb. 6.4 Der Plattenkondensator aus zwei Platten der Fläche *A*, im Abstand *d*, angeschlossen an eine Spannungsquelle über einen Schalter S_1

$$C = \frac{DA}{Ed}. \tag{6.11}$$

Hierbei kann die elektrische Flussdichte gemäß Gl. 6.7 ersetzt werden. Daraus folgt für die Kapazität des Plattenkondensators

$$C = \frac{E\varepsilon A}{Ed} = \varepsilon \frac{A}{d}. \tag{6.12}$$

Die Kapazität des Plattenkondensators vergrößert sich nach Gl. 6.12 mit zunehmender Elektrodenoberfläche und kleinerem Elektrodenabstand. Hierbei sei angemerkt, dass es sich zunächst um einen idealen Kondensator handelt und ohmsche sowie induktive Eigenschaften der Platten, der Zuleitungen und des Dielektrikums noch nicht berücksichtigt wurden.

Im Kondensator gespeicherte Energie

Die im Kondensator gespeicherte Energie erhält dieser von einer Spannungsquelle. Während des Ladens erfolgt ein Stromfluss auf den Kondensator. Hierzu wird der Schalter S_1 in Abb. 6.4 geschlossen. Der Kondensator wird aufgeladen, Strom *i* und Spannung *u* sind zeitabhängige Größen. Die Änderung des Energieinhalts *dW* während eines kleinen Zeitintervalls *dt* ergibt sich zu

$$dW = u \cdot i\, dt. \tag{6.13}$$

Hierbei entspricht *i*·*dt* der Ladungsänderung, die zu einer Spannungsänderung *du* führt:

$$i \cdot dt = C \cdot du. \tag{6.14}$$

Somit ergibt sich für Gl. 6.13

$$dW = C \cdot u \cdot du. \tag{6.15}$$

Hieraus folgt für den Energieinhalt des Kondensators

$$W = \int_0^U C \cdot u \cdot du = C\left[\frac{1}{2}u^2\right]_0^U = \frac{1}{2}CU^2. \tag{6.16}$$

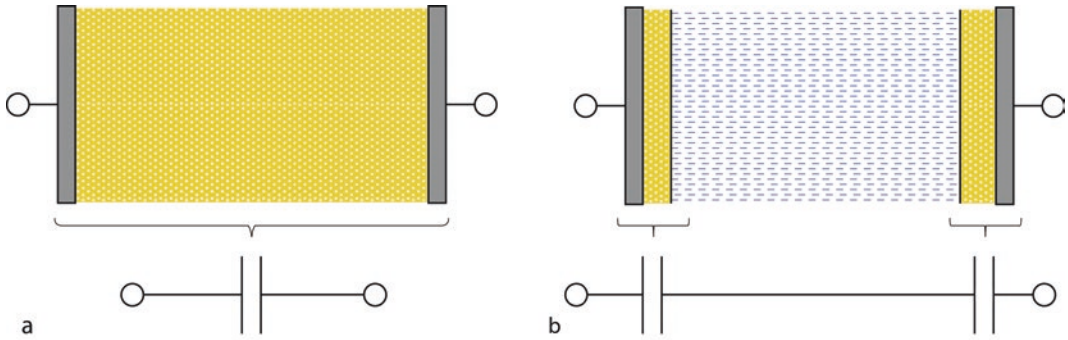


Abb. 6.5 **a** Der »klassische« Kondensator, Elektrode – Dielektrikum – Elektrode; **b** der Superkondensator, Elektrode – dielektrische Schicht – Elektrolyt – dielektrische Schicht – Elektrode

6

Die hierin enthaltene Spannung U ist die Quellspannung, also die Spannung, auf welche der Kondensator aufgeladen wird.

6.1.2 Vom Kondensator zum Doppelschichtkondensator

Auch bei einem Doppelschichtkondensator wird elektrische Energie durch Ladungstrennung auf zwei Elektroden im elektrischen Feld gespeichert. Der wesentliche Unterschied liegt hierbei in der Art des Dielektrikums und in der Anordnung der einzelnen Kapazitäten. Des Weiteren setzt sich die Kapazität des Doppelschichtkondensators aus zwei Kapazitäten zusammen:

$$\begin{bmatrix} Kapazität\ des \\ Superkondensator \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Doppelschicht- \\ Kapazität \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Pseudo- \\ Kapazität \end{bmatrix}$$

Hierbei liegt der Anteil der Doppelschichtkapazität etwa bei 90 % und der der Pseudokapazität bei etwa 10 % (s. [21]). Die Kapazität kommt also nicht ausschließlich durch die Doppelschicht zustande. Daher ist der Begriff des Superkondensators (oder *Supercap*) von Vorteil. Der Unterschied zwischen dem klassischen Kondensator, auch elektrostatischer Kondensator genannt, und dem Superkondensator wird in Abb. 6.5 deutlich.

6.1.2.1 Die Doppelschichtkapazität

Wird eine Elektrode in einen Elektrolyten (ein Elektrolyt ist ein Stoff, dessen wässrige Lösung den Strom besser leitet als reines Wasser [17]) getaucht, kommt eine chemische Reaktion zustande, welche entweder zu einer Abgabe von Elektronen aus der Elektrode in die Lösung oder zu einer Aufnahme von Elektronen aus der Lösung in die Elektrode führt. Beide Fälle führen zu einer Potenzialdifferenz (Potenzial ist das Vermögen, etwas gegenüber einem Bezugswert zu besitzen, in diesem Fall ein Spannungspotenzial ϕ in V. Im ersten Fall (der Abgabe von Elektronen) lädt sich die Elektrode gegenüber der Lösung (dem Elektrolyten) positiv auf. Die von der Elektrode abgegebenen Elektronen erfahren im Elektrolyten eine sogenannte Hydration. Dies ist das Umhüllen von in Wasser gelösten Teilchen (hier die Elektronen) durch Wassermoleküle aufgrund anziehender Kräfte [17]. Die eingehüllten Elektronen versuchen nun, so nah wie möglich an ihre entgegengesetzten Ladungen (die positive Elektrode) heranzukommen. Sie werden jedoch durch ihre Hydrathülle auf einen gewissen Abstand gehalten. Dies ist die elektrochemische- bzw. Helmholtz-Doppelschicht, benannt nach ihrem Entdecker Hermann von Helmholtz (1821–1894) (Abb. 6.6).

Die Anordnung der solvatisierten Elektronen, im weiteren Verlauf als Anionen bezeichnet, hängt von der thermischen Bewegung der Moleküle ab. Somit wurde zunächst die starre Doppelschicht durch die diffuse Doppelschicht ersetzt. Die tat-

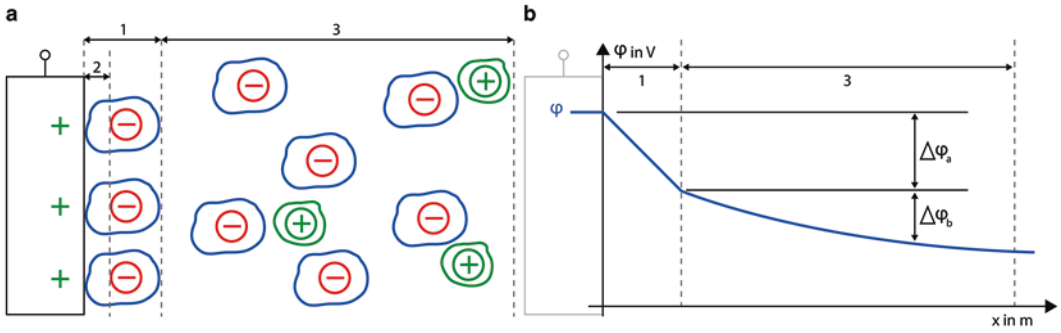


Abb. 6.6 **a** Solvatisierte Elektronen in der starren (1) und diffusen (3) Doppelschicht. (2) gibt die innere Helmholtzschicht an; **b** der Verlauf des elektrischen Potenzials in der starren und diffusen Doppelschicht. ϕ_a ist der lineare Potenzialabfall in der starren und ϕ_b ist der exponentielle Potenzialabfall der diffusen Doppelschicht

sächliche Anordnung der elektrochemischen Doppelschicht besteht nach dem Modell von Otto Stern (1888–1969) sowohl aus der starren als auch aus der diffusen Schicht. Die Doppelschichtkapazität besteht dementsprechend aus der Elektrode (positive Ladung), dem Dielektrikum mit dem Radius der Solvathülle sowie den Elektronen (negative Ladungsträger) in der Solvathülle.

6.1.2.2 Die Pseudokapazität

Die zweite Kapazität, welche zur Gesamtkapazität des Superkondensators beiträgt, ist die Pseudokapazität (s. Abb. 6.7). Hierbei werden neutrale Moleküle des Elektrolyten, Wasserdipole oder entsprechende Ionen durch Van der Waals-Kräfte (Kräfte zwischen Molekülen, die diese in Feststoffen und Flüssigkeiten aneinander halten [1]) von der Elektrode adsorbiert. Hierbei kann es anschließend zu einer Redoxreaktion (der Übergang eines Elektrons von einem Material bzw. einer Spezies auf ein anderes Material [1]) kommen. Diese trägt ebenfalls zur Kapazität bei. Da es sich jedoch um eine chemische Reaktion handelt, bezeichnet man diesen Beitrag zur Gesamtkapazität als Pseudokapazität.

6.1.2.3 Bestimmung der Kapazität

Die Kapazität einer Doppelschicht ergibt sich im Fall einer konzentrierten Elektrolytlösung (hohe Anzahl an gelösten Elektronen im Elektrolyten) fast ausschließlich aus der starren Helmholtzschicht. Mit einem Solvathüllenradius von etwa 0,2 nm sowie einem ε_r von 80,1 für die zum Großteil aus Wasser bestehende Solvathülle ergibt sich nach [8] für

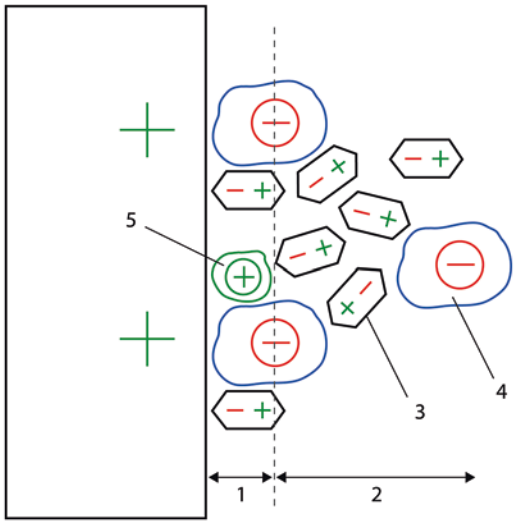


Abb. 6.7 Die elektrochemische Doppelschicht, unterteilt in die (1) innere und (2) äußere Helmholtzschicht, (3) Wasserdipole, (4) solvatisierte Ionen(Elektronen), (5) adsorbiertes Ion

jede Einzelkapazität in Abb. 6.5b) eine spezifische Kapazität von etwa 355 µF/cm^2. Die tatsächlichen Kapazitätswerte liegen jedoch in einem Bereich von 5–50 µF/cm^2 (s. [8]). Dies hat zwei hauptsächliche Ursachen:

Die Ausrichtung der Dipole wird von den solvatisierten Ionen beeinflusst. Dies führt zu einem ε_r, welches lediglich zwischen 6–30 liegt (s. [8]).

Die Gesamtkapazität der starren Helmholtzschicht setzt sich aus der Kapazität der inneren und äußeren Helmholtzschicht zusammen. Sie

bilden somit eine Reihenschaltung, bestehend aus zwei Kapazitäten. Die Gesamtkapazität wird durch Gl. 6.17 beschrieben

$$\frac{1}{C_{ges}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \ldots + \frac{1}{C_n}. \tag{6.17}$$

Diese Gesamtkapazität C_{ges} ist kleiner als die kleinste Einzelkapazität. Da es sich bei der Doppelschicht um zwei Kapazitäten in Reihenschaltung handelt, lässt sich Gl. 6.17 auch in folgender Form darstellen:

$$C_{ges} = \frac{C_{innen} \cdot C_{au\beta en}}{C_{innen} + C_{au\beta en}}. \tag{6.18}$$

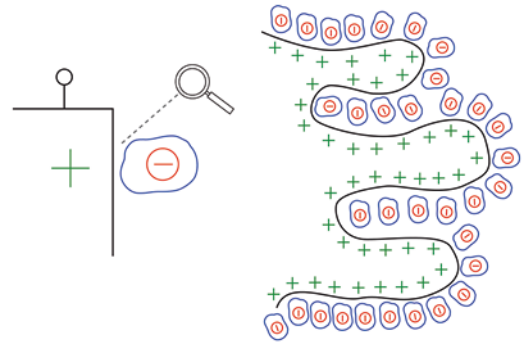


Abb. 6.8 Oberflächenstruktur der Aktivkohle-Elektrode

Dennoch ergeben sich für Superkondensatoren hohe Kapazitätswerte. Dies liegt unter anderem am verwendeten Elektrodenmaterial. Hier wird sehr poröse Aktivkohle verwendet. Sie hat die Eigenschaft, keine glatte, sondern eine Art »hügelige« Oberflächenstruktur zu bilden, was zu einer sehr großen Oberfläche führt. Hieraus ergibt sich für den einfachsten Fall eine Reihenschaltung aus vier Kapazitäten, wovon zwei Kapazitäten die Doppelschicht und beide Doppelschichten zusammen wiederum den Kondensator bilden.

Eine größere Oberfläche wirkt sich günstig auf die Kapazität nach Gl. 6.12 aus. Für die Kapazität *C*, welche von der Oberfläche *A* und dem Abstand *d* zweier Oberflächen abhängt, ergibt sich für eine Zunahme der Oberfläche eine Zunahme der Kapazität. Aktivkohle hat ebenfalls sehr gute Adsorptionseigenschaften, was zu einer hohen Pseudokapazität führt (s. Abb. 6.8). Ein Gramm Aktivkohle hat eine Oberfläche von 300–2000 m^2 (s. [10]).

Abbildung 6.9 zeigt das Ersatzschaltbild des Superkondensators mit seinen ohmschen Verlusten in den Zuleitungen, den Elektroden und dem Elektrolyten. Der Widerstand R_{SELBST} gibt den Übergangswiderstand an, welcher für die Selbstentladung verantwortlich ist (s. ▶ Abschn. 6.1.4, Verluste und Wirkungsgrad).

6.1.2.4 Aufbau

Supercaps werden wie andere Kondensatoren in mehrlagigen Schichten oder in aufgewickelter Form ausgeführt. Durch das Aufrollen mehrerer Schichten zu einem Zylinder erreicht man eine wesentlich größere Oberfläche, was sich für die Kapazität begünstigt auswirkt (Gl. 6.12). Kondensatoren können gepolt sein. In diesem Fall ist an einer Seite der Minuspol durch das Minuszeichen markiert. In Abb. 6.10 sind drei Kondensatoren für Elektronikanwendungen dargestellt. Jeder der dort gezeigten Kondensatoren ist kleiner als 5 cm. Zu beachten ist, dass der mittlere Kondensator in Abb. 6.10, ein *Supercap*, eine Kapazität von 10 F besitzt. Dieser verfügt bei annähernd gleicher Baugröße über eine um den Faktor $4{,}5 \cdot 10^6$ größere Kapazität als die des Impulskondensators links in der Abbildung.

Familienbildung

Die Familie der Superkondensatoren lässt sich entsprechend dem zugrunde liegenden Speicherprinzip unterteilen. Es existieren drei Gruppen: die reinen Pseudokondensatoren, die reinen Doppelschichtkondensatoren sowie die Hybridkondensatoren, welche beide Speicherprinzipien kombinieren (s. Abb. 6.11).

Die Einteilung eines Kondensators kann nach Abb. 6.11 erfolgen. Ein Kondensator mit einer reinen Doppelschichtkapazität würde sich ganz links in Abb. 6.11 unter a) wiederfinden. Ein Kondensator, welcher beide Speichertechnologien (Doppelschicht, Pseudokapazität) nutzt, liegt genau in der Mitte bei b). Beide gehören jedoch zur Familie der Superkondensatoren. Es gibt demzufolge eine große Anzahl an Kombinationsmöglichkeiten – beispielsweise könnten auch Hybridkondensatoren aus einem 70 %igen Anteil der Doppelschicht sowie

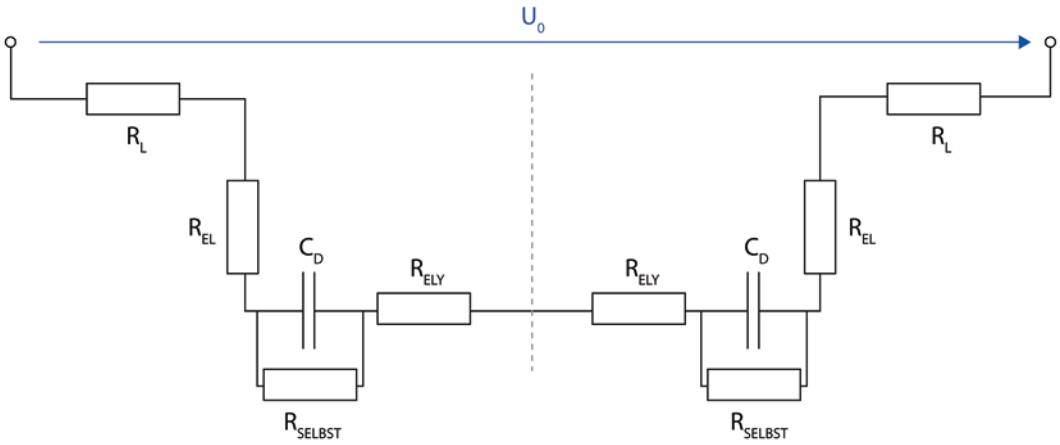


Abb. 6.9 Ersatzschaltbild des Superkondensators. R_L – Leitungswiderstand, R_{EL} – Elektrodenwiderstand, C_D – Doppelschichtkapazität, R_{ELY} – Elektrolytwiderstand, R_{SELBST} – Phasenübergangswiderstand (Selbstentladung), gestrichelte Linie – Separator

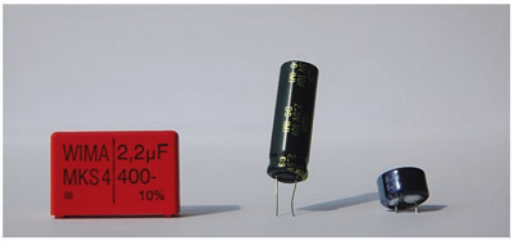


Abb. 6.10 Verschiedene Kondensatoren, von links nach rechts, Impulskondensator 2,2 µF, *Supercap* 10 F, *Supercap* 0,1 F

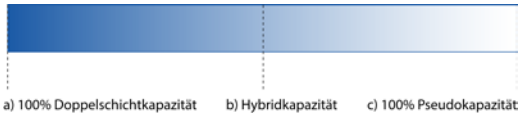


Abb. 6.11 Schema zur Familieneinteilung, **a** reine Doppelschichtkapazität, **b** Hybridkapazität, **c** reine Pseudokapazität

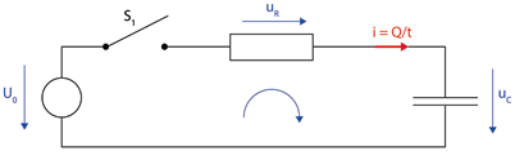


Abb. 6.12 Vereinfachte Ersatzschaltung zur Ladung des Kondensators. Der gebogene Pfeil kennzeichnet den Maschenumlauf

einem 30 %igen Anteil der Pseudokapazität bestehen (s. [1, 6, 7, 10–12, 17, 21]).

6.1.3 Ladung und Entladung

Das Zuführen von Energie in den Kondensator wird durch das Laden und die Entnahme von Energie aus dem Kondensator durch das Entladen beschrieben. Im nachfolgenden Abschnitt wird auf die mathematische Beschreibung sowie das Lade- und Entladeverhalten des Kondensators bzw. des Superkondensators eingegangen.

6.1.3.1 Aufladung des Kondensators

Der Kondensator besteht nach Abb. 6.12 aus dem ohmschen Widerstand *R* und der Kapazität *C*. Im Widerstand *R* sind sämtliche Leitungswiderstände sowie die ohmschen Anteile des Kondensators enthalten.

Zum Laden des Kondensators wird der Schalter S_1 in Abb. 6.12 zu einem beliebigen Zeitpunkt *t* geschlossen. Die Spannungsquelle bewirkt nun eine Ladungstrennung im Kondensator. Hierbei bewegen sich Elektronen von der oberen Platte zur unteren, es fließt ein Strom *i(t)*. Der Strom ist mit der Zeit veränderlich. Die Elektronen bewegen sich jedoch nicht von der oberen Platte durch

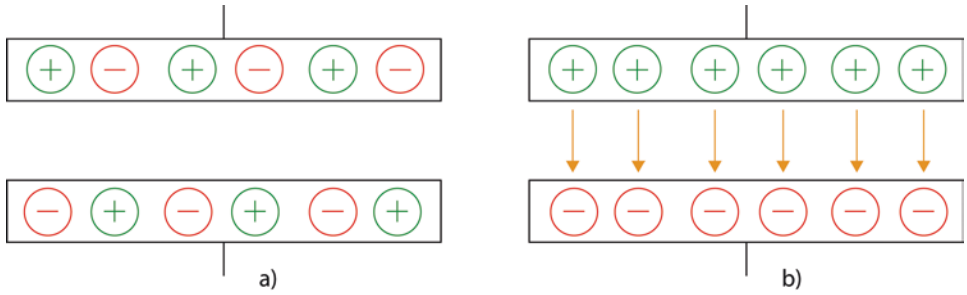


Abb. 6.13 **a** Der ungeladene Kondensator, die Ladungen sind beliebig verteilt, **b** der geladene Kondensator, die Pfeile kennzeichnen das E-Feld

das Dielektrikum zur unteren Platte. Stattdessen fließen sie über den äußeren Kreislauf, über die Spannungsquelle. Mit jeder getrennten Ladung entsteht ein Ladungspaar, welches wiederum nach ▶ Abschn. 6.1.2.1 ein elektrisches Feld bildet. Ist der Kondensator vollständig geladen, sind alle Ladungen getrennt. Es finden keine weiteren Ladungsverschiebungen bzw. Ladungsbewegungen mehr statt, der Strom $i(t)$ ist entsprechend 0. Dies gilt jedoch nur näherungsweise. Tatsächlich kann der Kondensator nie vollständig geladen werden, es findet immer eine Ladungsverschiebung statt, auch wenn diese sehr gering ausfällt.

Der Verlauf der Ladespannung

Der Verlauf der Kondensatorspannung $u_c(t)$ lässt sich über die Maschengleichung bestimmen. Ist der Schalter S_1 in Abb. 6.12 geschlossen, so gilt für den gewählten Maschenumlauf

$$u_R + u_c(t) = U_0. \tag{6.19}$$

Die zeitabhängige Spannung u_R über dem Widerstand R lässt sich durch den Strom $i(t)$ beschreiben, den Ladestrom, welcher an jeder Stelle des geschlossenen Kreislaufs gleich groß ist. Der Strom ergibt sich zu

$$i_c = C\frac{du_c}{dt}. \tag{6.20}$$

Hieraus ergibt sich nun für Gl. 6.19 folgender Zusammenhang

$$RC\frac{du_c}{dt} + u_c(t) = U_0. \tag{6.21}$$

Gleichung 6.21 ist eine inhomogene lineare Differentialgleichung 1. Ordnung. Die Lösung dieser Differentialgleichung lautet

$$u_c(t) = U_0\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right). \tag{6.22}$$

Gleichung 6.22 wird entnommen, dass die Spannung am Kondensator höchstens den Wert der Quellspannung U_0 annehmen kann, diesen jedoch nie ganz erreicht. Der Verlauf der Spannung ergibt sich aus dem Verlauf der Exponentialfunktion, welche von der Zeit t und von einem Parameter τ abhängt, der sogenannten Zeitkonstante:

$$\tau = RC = \left[\frac{V}{A}\cdot\frac{As}{V}\right] = [s]. \tag{6.23}$$

Die Zeitkonstante τ bestimmt die Ladezeit des Kondensators. Der Verlauf, die Kurvenform und die Anstiegszeit der Ladespannung ergeben sich aus dem Term innerhalb des Klammerausdrucks in Gl. 6.22

$$1 - e^{-\frac{t}{\tau}}. \tag{6.24}$$

Für t gleich τ ergibt sich ein Wert von 0,63. Die Kondensatorspannung hat demzufolge nach der Zeit τ 63,2 % der Quellenspannung U_0 erreicht. Gleichung 6.24 ist für verschiedene τ in Abb. 6.14 dargestellt. Die jeweiligen Spannungswerte ergeben

sich durch Multiplikation mit der jeweiligen maximal möglichen Spannung.

Im Fall von Abb. 6.14a ist der Kondensator nach 0,1 s fast vollständig geladen, während er im Fall b) bis zu einer Sekunde benötigt. Im Fall c) hat der Kondensator nach 1 s erst 63,2 % seines Höchstwerts erreicht. In allen drei Fällen wurde die Kapazität konstant gehalten und der Widerstand variiert, im Fall a) hat R den kleinsten Wert und im Fall c) den höchsten. Demzufolge erscheint ein kleiner Widerstand günstig, da hierbei eine schnelle Aufladung möglich ist. Ein kleiner Widerstand führt jedoch zu einem großen Strom $i(t)$, was unter Umständen zu einer hohen Erwärmung bis hin zu einer Zerstörung des Leiters oder des Kondensators führen kann.

Der Verlauf des Ladestromes

Der Ladestrom des Kondensators ergibt sich aus Gl. 6.20 und 6.22 zu

$$i_c(t) = \frac{U_0}{R} e^{-\frac{t}{\tau}}. \tag{6.25}$$

Der Ladestrom verhält sich ebenfalls exponentiell, jedoch mit der folgenden Besonderheit: Wird der Schalter in Abb. 6.12 geschlossen, wird der Strom $i_c(t)$ für $lim\ t \to 0$

$$\lim_{t\to 0} i_c(t) = \lim_{t\to 0} \frac{U}{R} e^{-\frac{t}{\tau}} = \frac{U}{R}. \tag{6.26}$$

Der Ladestrom wird kurz nach dem Schaltvorgang nur durch den Widerstand R begrenzt. Der Strom kann im Gegensatz zur Spannung $u_c(t)$ springen. Befindet sich im Ladekreislauf kein weiterer Widerstand zur Strombegrenzung, so entspricht R in Gl. 6.25 lediglich dem geringen ohmschen Widerstand des Kondensators. Hieraus können sich große Ladestromspitzen ergeben (s. Abb. 6.15).

Erst mit zunehmendem elektrischem Feld bzw. zunehmender Kondensatorspannung wird der Strom geringer, er konvergiert gegen null. Somit ergibt sich für den Kondensator im geladenen Zustand ein sehr großer Widerstand.

6.1.3.2 Entladung des Kondensators

Zur Entladung wird der Kondensator von der Quelle getrennt und über den Schalter S_2 an einen Widerstand angeschlossen (s. Abb. 6.16). Der Widerstand kann als Verbraucher bzw. Last angesehen werden. Streng genommen müsste dieser als Impedanz Z bezeichnet werden, einer Kombination aus den Elementen R, L und C. Zur vereinfachten Betrachtung des Entladeverhaltens wird jedoch angenommen, dass es sich um einen rein ohmschen Widerstand handelt.

Wird der Schalter S_2 in Abb. 6.16 geschlossen, kehren die getrennten Ladungen über den Widerstand zu ihren entsprechenden Gegenladungen zurück. Die Folge ist ein Stromfluss durch den Ver-

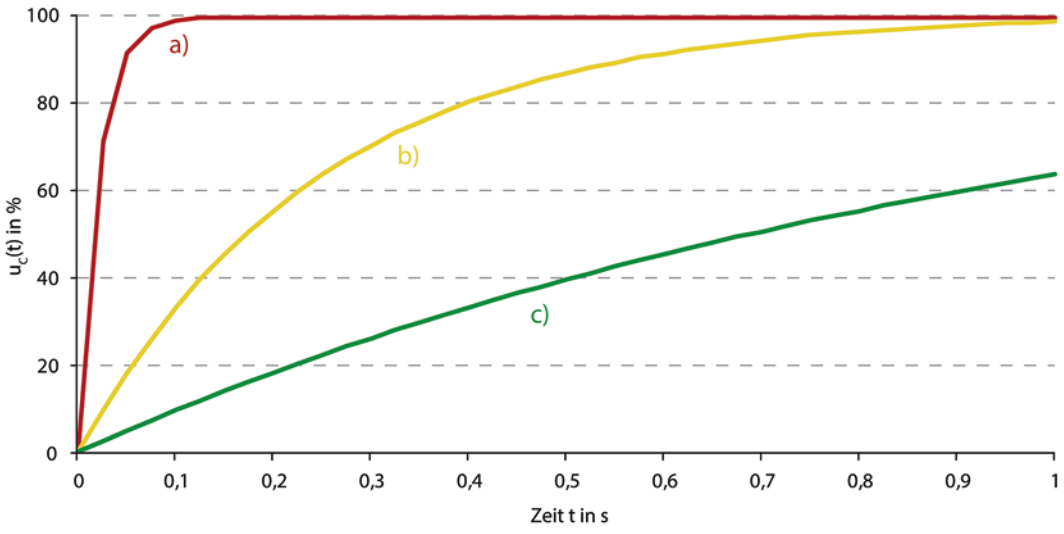


Abb. 6.14 Kondensatorspannung während des Aufladens, **a** $\tau = 0{,}02$ s, **b** $\tau = 0{,}25$ s, (**c**) $\tau = 1$ s

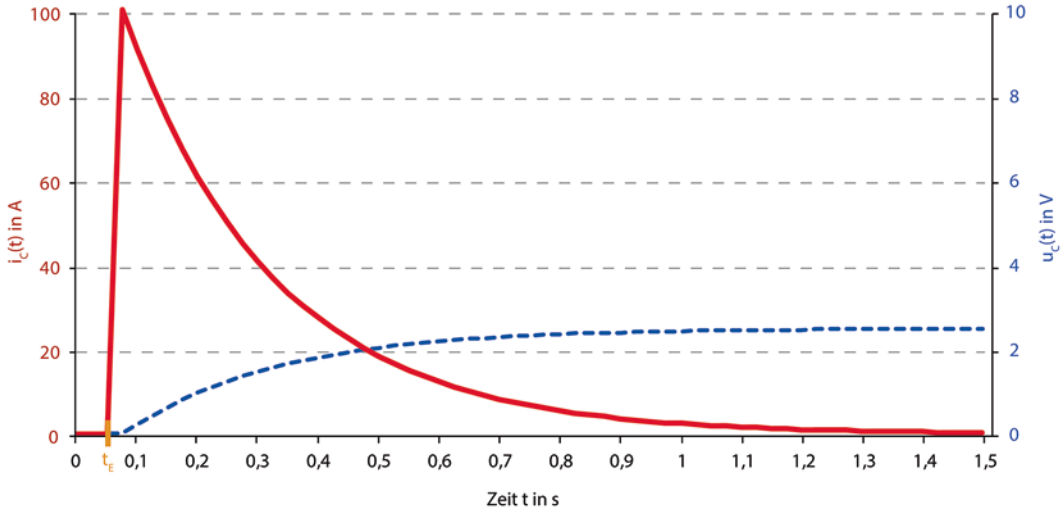


Abb. 6.15 Ladestrom des Kondensators nach Einschalten zum Zeitpunkt t_E. Die gestrichelte Linie stellt die Spannung uc(t) dar

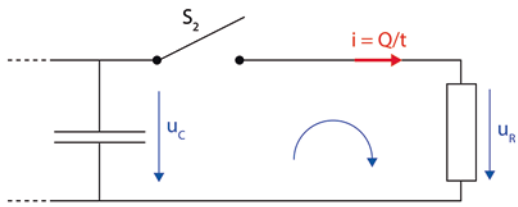


Abb. 6.16 Ersatzschaltung zur Entladung des Kondensators. Der gebogene Pfeil kennzeichnet den Maschenumlauf

braucher, in diesem Fall *R*. Die Spannung, welche den Strom antreibt, stammt aus dem elektrischen Feld des Kondensators. Mit jeder zurückgeführten Ladung wird das elektrische Feld im Kondensator abgebaut. Entsprechend sinkt die Kondensatorspannung. Sind alle Ladungen zurückgeführt, ist der Kondensator von seinem geladenen Zustand Abb. 6.13b in seinen ursprünglichen Zustand Abb. 6.13a zurückversetzt. Auch hier wird ein minimales Restfeld bzw. eine Restspannung zurückbleiben.

Verlauf der Entladespannung

Zur Beschreibung der Entladespannung wird die Maschengleichung (2. Kirchhoff'sches Gesetz) aus der Schaltung in Abb. 6.16 aufgestellt,

$$u_c = u_r \leftrightarrow u_c - u_r = 0. \tag{6.27}$$

Die Spannung u_r über dem Verbraucherwiderstand wird durch den Strom gemäß Gl. 6.20 ausgedrückt. Hieraus ergibt sich unter Berücksichtigung von Gl. 6.27 folgende homogene lineare Differentialgleichung 1. Ordnung

$$u_c - RC\frac{du_c}{dt} = 0. \tag{6.28}$$

Die Lösung der Differentialgleichung wird nach Trennung der Variablen zu

$$u_c(t) = U_A e^{-\frac{t}{\tau}}. \tag{6.29}$$

Die Spannung U_A entspricht der Kondensatorspannung zum Zeitpunkt $t = 0$, zu dem der Schalter S_2 geschlossen wird. Das ist die Spannung, auf die der Kondensator vor dem Entladen aufgeladen war. Gleichung 6.29 entspricht einer abklingenden Exponentialfunktion, welche den Anfangswert U_A besitzt. Auch hier liefert eine Grenzwertbetrachtung für $t \to \infty$ ein Ergebnis, dass die Kondensatorspannung zwar gegen null strebt, diesen Wert jedoch nie erreichen wird. Es bleibt immer eine kleine Restspannung erhalten,

$$\lim_{t\to\infty} u_c(t) = \lim_{t\to\infty} U_A e^{-\frac{t}{\tau}} = u_c(t) \to 0. \tag{6.30}$$

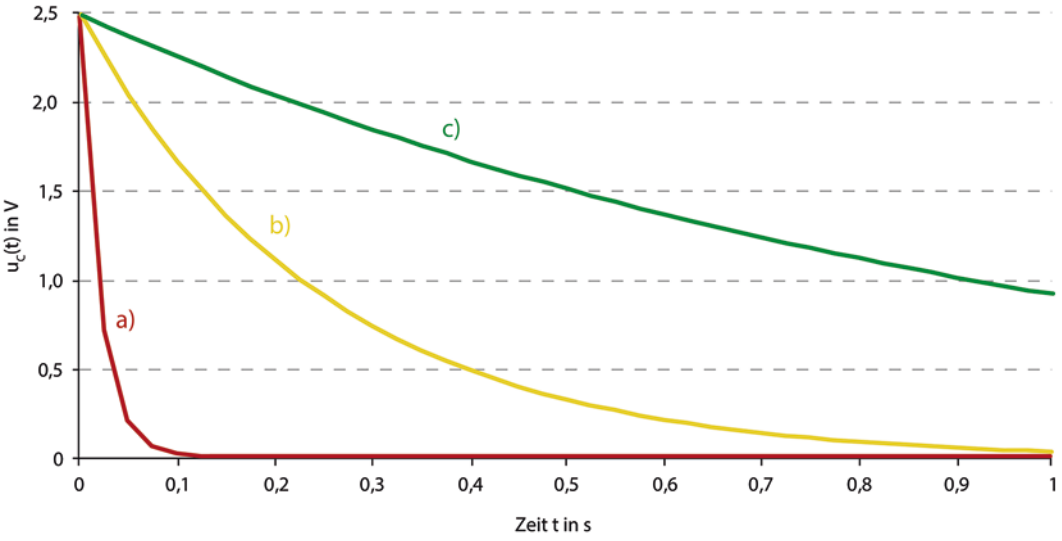


Abb. 6.17 Kondensatorspannung während des Entladens, **a** $\tau = 0{,}02$, **b** $\tau = 0{,}25$, **c** $\tau = 1$

Die Zeitkonstante τ entspricht derjenigen aus Gl. 6.23. Auch hier übt der Verbraucherwiderstand R bei gegebener Kapazität C einen entscheidenden Einfluss auf den Entladeverlauf aus, wie in Abb. 6.17 ersichtlich wird.

Entladestrom

Der Entladestrom ergibt sich durch Anwendung von Gl. 6.20 auf die Entladespannung, Gl. 6.29:

$$i_c(t) = -\frac{U_A}{R} e^{-\frac{t}{\tau}}. \tag{6.31}$$

Der Entladestrom unterscheidet sich vom Ladestrom in Gl. 6.25 lediglich durch das negative Vorzeichen. Auch hier ergibt sich ein Sprung des Stromes. Der Strom lässt sich durch eine Vergrößerung des Widerstandes begrenzen, was aufgrund einer größeren Zeitkonstante τ jedoch zu einer längeren Entladezeit führt (s. Abb. 6.18).

6.1.3.3 Lade- und Entladeverhalten von Superkondensatoren

Ladeverhalten des Superkondensators

Nach Anlegen einer Spannung an die Anschlüsse des Kondensators wirkt die Spannung auf die Ladungen im Metall und auf die Ionen im Elektrolyten. Diese bewirkt eine Ladungsverschiebung, die eine Elektrode lädt sich negativ und die andere Elektrode positiv auf. Beide Elektroden ziehen ihre entsprechenden Gegenladungen im Elektrolyten an. Die negative Elektrode (Kathode) zieht die Kationen an, die positive Elektrode (Anode) die Anionen. Die jeweils entgegengesetzten Ladungen sammeln sich durch die Solvathülle bedingt in der inneren und äußeren Helmholtzschicht vor den Elektroden an. Dies hat die Ausbildung eines elektrischen Feldes zur Folge, in dem die elektrische Energie gespeichert wird (s. Abb. 6.19).

Das Ladeverhalten des Superkondensators unterscheidet sich in zwei Punkten von dem eines klassischen Kondensators. Hierzu ist eine nähere Betrachtung des Ersatzschaltbildes (ESB) notwendig (s. Abb. 6.20).

Die Kapazität des Superkondensators wird aus einer Vielzahl von Einzelkapazitäten gebildet, die sich hinter den jeweiligen Zuleitungswiderständen der Elektrode befinden. Des Weiteren beinhaltet das Netzwerk viele kleine Übergangswiderstände der Helmholtzschicht und des Elektrolyten. Je weiter die Kapazität von den Anschlussklemmen entfernt ist, desto größer wird die Zeitkonstante τ. Dies hat zur Folge, dass sich die nachgeschalteten immer langsamer aufladen als die vorangestellten Kapazitäten. Daraus ergibt sich eine geringfügige

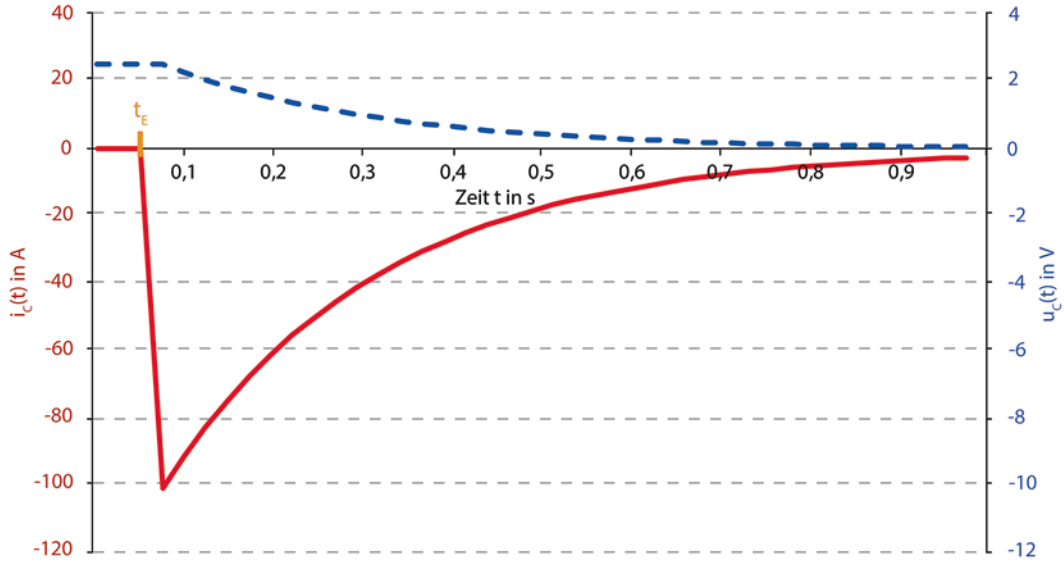


Abb. 6.18 Verlauf des Entladestroms: Die gestrichelte Linie entspricht der Entladespannung, t_E dem Schaltaugenblick

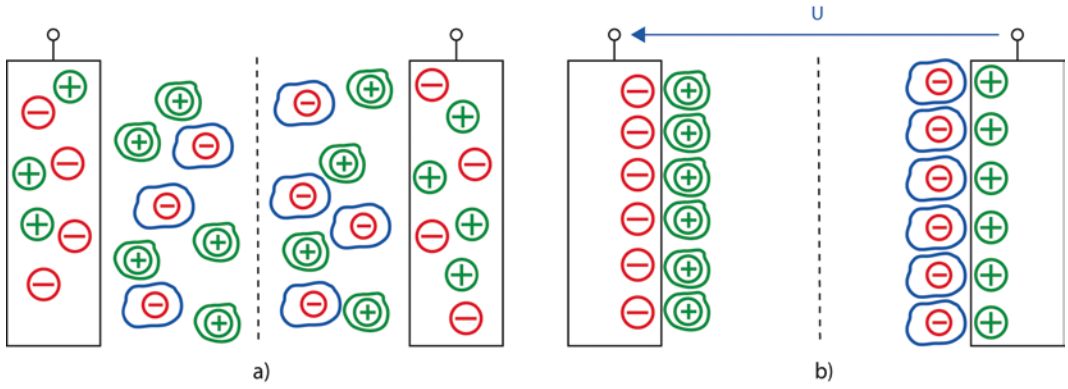


Abb. 6.19 **a** Der ungeladene Superkondensator, **b** der geladene Superkondensator nach Anlegen einer Spannung

Abweichung der Ladekurve von einer idealen Kapazität und eine Verlängerung der Ladezeit.

Schnelle Ladevorgänge

Wird ein Superkondensator schnell ge- bzw. entladen, kann eine merkliche Spannungsänderung nach Abschluss des Lade- oder Entladevorgangs auftreten. Zur Erläuterung wird das erweiterte Ersatzschaltbild aus Abb. 6.20 bzw. das vereinfachte ESB gemäß Abb. 6.21 hinzugezogen (für den Superkondensator existieren mehrere Ersatzschaltbildvarianten, entsprechend den Zielen einer Modellbildung).

Der simulierte Ablauf ist in Abb. 6.22 zu sehen. Der Superkondensator wird zum Zeitpunkt 0 an die Spannungsquelle angeschlossen und geladen. Zum Zeitpunkt t_1 wird die Spannungsquelle entfernt und die Anschlüsse des Kondensators bleiben offen. Die reale Spannungskurve fällt durch das Umladen ab. Zum Zeitpunkt t_2 wird der Kondensator bis zum Zeitpunkt t_3 entladen. Ab hier müsste die Spannung auf ihrem Entladewert bleiben, be-

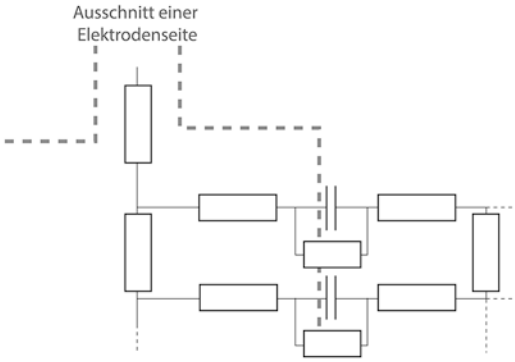


Abb. 6.20 Erweitertes Ersatzschaltbild des Superkondensators, einzelne Elektrode

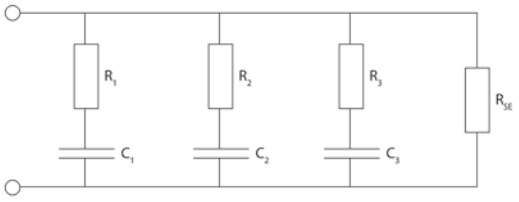


Abb. 6.21 Vereinfachtes Ersatzschaltbild nach dem «three-branch-model« (s. [5]). Jede Kapazität *C* hat eine größere Zeitkonstante τ als die vorherige, *τ1 < τ2 < τ3*. Der Widerstand RSE beschreibt die Selbstentladung

dingt durch die Umladung steigt die Spannung jedoch erneut an.

Eine schnelle Entladung durch Anschließen eines Verbrauchswiderstands hat zur Folge, dass sich die Kapazität C_1 als erste vollständig entlädt. Die an den Anschlüssen messbare Spannung beträgt vorerst 0, da eine Masche aus Verbraucherwiderstand R_V, R_1 und C_1 »entladen« keine Spannung liefert. C_1 stellt die einzige »Spannungsquelle« dar. Nach Entfernung des Verbrauchers könnte erneut eine Spannung gemessen werden. Dies kommt durch eine Umladung der Kapazitäten untereinander zustande. Da die hinteren Kapazitäten nur langsam und unvollständig entladen werden, werden die Ladungen umverteilt. Somit wird C_1 durch C_2 und C_3 teilweise wieder aufgeladen. Dieser Prozess kann auch beim Laden auftreten. Ein schnelles Aufladen hätte zur Folge, dass lediglich C_1 vollständig geladen wird. Nach Entfernung der Ladespannung würde C_1 die Ladung zum Teil an C_2 und C_3 abgeben. Als Folge entsteht ein Spannungsabfall an den Anschlussklemmen.

Reale Lade-/Entladekurve

In Abb. 6.23 ist eine vollständige Auf- und Entladung eines Superkondensators der Baugröße 10 F auf eine Spannung von 2,5 V dargestellt. Der Kondensator wird über einen Widerstand von einer Spannungsquelle geladen und anschließend über den gleichen Widerstand wieder entladen. Die Spannungsspitzen zu den jeweiligen Schaltzeitpunkten entstehen durch das sogenannte »Schalterprellen«. Hierbei schließen die Kontakte eines mechanischen Schalters nicht punktgenau, sondern öffnen minimal und schließen anschließend wieder, bis ein leitfähiger Kontaktübergang hergestellt ist. Hierbei kann es zu hohen Spannungssprüngen kommen. Der Ladestrom ist wegen der Sprungeigenschaft auf 2,5 A begrenzt.

6.1.4 Verluste, Wirkungsgrad und weitere Kennwerte

In einem realen Kondensator kann Energie nicht über unbegrenzte Zeit gespeichert werden. Die zur Entladung bereitstehende Energie ist geringer als die dem Kondensator zugeführte Energie. Im folgenden Abschnitt werden die Entstehung von Verlusten sowie der hieraus resultierende Wirkungsgrad diskutiert.

Ursache der Energieverluste im realen Kondensator

Bei der Betrachtung des Kondensators als reales Bauelement müssen die Widerstände der Anschlüsse, der Elektroden sowie die des Elektrolyten berücksichtigt werden. Auch die Induktivität der Anschlussleitungen und die Leitfähigkeit des Dielektrikums können bei einer realen Betrachtung nicht vernachlässigt werden.

In all diesen Bereichen treten während des Ladens, Entladens und während der Speicherung Energieverluste auf. In den Widerständen der Zuleitung und der Elektroden wird durch den Strom Wärme freigesetzt. Gleichfalls wird im Elektrolyten durch die Ionenbewegung und die chemischen Reaktionen Wärme freigesetzt. Die Leitfähigkeit des

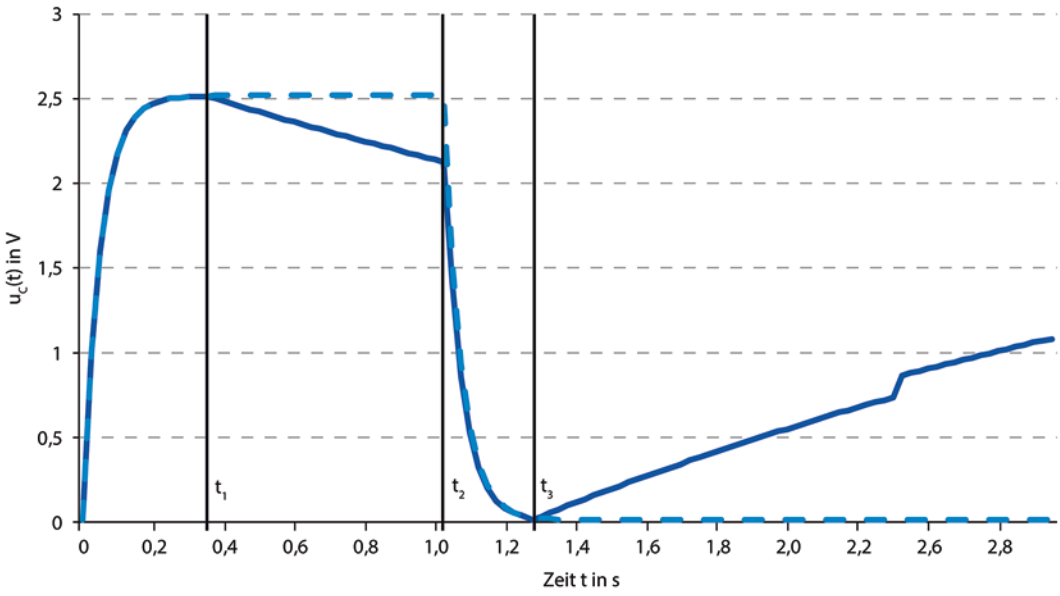


Abb. 6.22 Simulierte Lade- und Entladekurve: die gestrichelte Linie stellt ideales Verhalten dar, t_1 das Ende des Ladens, t_2 den Beginn der Entladung, t_3 das Ende des Entladens

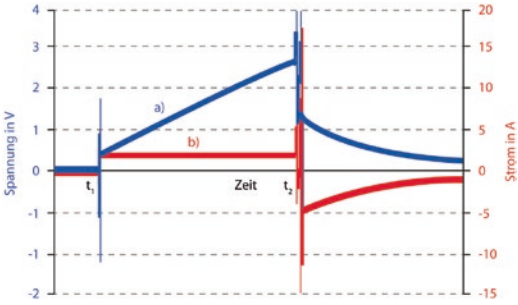


Abb. 6.23 Lade-/Entladekurve eines Superkondensators 10 F, 2,5 V, **a** Spannung, **b** Strom, Achseneinteilung 1 V/div, 5 A/div. t_1 kennzeichnet den Beginn des Ladens und t_2 den Beginn des Entladens. Bei den jeweiligen Schaltmomenten ist der Prell-Effekt zu sehen

Dielektrikums bewirkt eine Entladung des Kondensators, die sogenannte Selbstentladung. Der Stromfluss erzeugt im Dielektrikum Wärmeverluste. Zur Darstellung des Sachverhaltes wird das nach DIN 60384-1 genormte Ersatzschaltbild verwendet (s. Abb. 6.24).

Die durch induktive Eigenschaften verursachten Verluste werden durch L_{ESL} dargestellt. Die ohmschen Widerstände der Zuleitung, Elektrode, Elektrolyte und des Dielektrikums werden in R_{ESR} zusammengefasst. Der Widerstand R_{EPR} stellt den Entladewiderstand des Dielektrikums dar, mit dessen Hilfe die Selbstentladung veranschaulicht wird. Die eigentliche Kapazität des Kondensators wird als ideale Kapazität C_{IDEAL} angegeben.

Selbstentladung

Die Selbstentladung beschreibt den Verlust der gespeicherten Energie in einem Kondensator ohne Fremdeinwirkung und ohne den Anschluss eines externen Verbrauchers. Wird die Klemm- bzw. Leerlaufspannung eines geladenen Kondensators zu einem Zeitpunkt t_1 gemessen und diese Messung zu einem späteren Zeitpunkt t_2 wiederholt, wird die Spannung zum Zeitpunkt t_2 geringer sein als zum Zeitpunkt t_1, obwohl kein Verbraucher angeschlossen ist.

Die Ursache ist der endliche Widerstand des Dielektrikums, dargestellt durch den Widerstand R_{EPR} in Abb. 6.24. Nur das Dielektrikum bzw. die dielektrische Schicht verhindert den Austausch der getrennten Ladungen, welche das elektrische Feld aufrechterhalten. Da dieser jedoch nicht unendlich groß ist, kann ein Strom durch das Dielektrikum

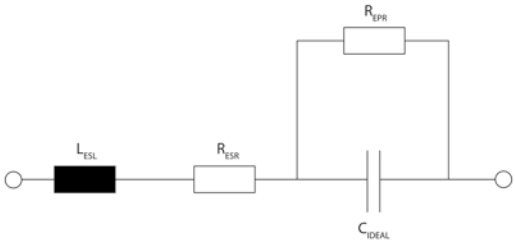


Abb. 6.24 Ersatzschaltbild des Kondensators nach DIN EN 60384-1 (s. [11]), L_{ESL}: *Equivalent Series Inductivity*, R_{ESR} *Equivalent Series Resistance*, R_{EPR} *Equivalent Parallel Resistance*

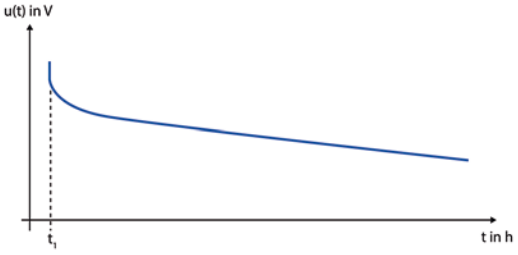


Abb. 6.25 Beispielhafter Verlauf einer Kondensatorspannung während der Selbstentladung. Der Kondensator befindet sich ab dem Zeitpunkt t_1 im Leerlauf

fließen, was einen Ladungsaustausch zur Folge hat. Somit wird das elektrische Feld abgebaut und die in ihm gespeicherte Energie in Wärme gewandelt.

Zur Aufrechterhaltung der Ladung des Kondensators ist ein Strom erforderlich, um die ansonsten abfallende Spannung des Kondensators auf einem konstanten Wert zu halten. Dieser Wert kann Datenblättern entnommen werden. So ist beispielsweise für einen Superkondensator der Größe 10 F nach einem Zeitraum von 72 h bei 25 °C ein Strom von 0,03 mA erforderlich, um die Zellspannung von 2,7 V aufrechtzuerhalten (s. [15]).

Eine allgemeingültige Aussage über die hierbei entstandene Verlustenergie ist nicht möglich, da der Selbstentladestrom nicht konstant ist und von Faktoren wie Zelltemperatur, Zellspannung, vorherige Lade-/Entladezyklen und dem vorangehenden Lade-/Entladeverhalten abhängt. Ein klassischer Verlauf der Spannung während einer Selbstentladung ist in Abb. 6.25 dargestellt.

Bestimmung der Verlustenergie

Eine allgemeingültige Bestimmung der Verluste erweist sich als schwierig, da nicht lineare Verhältnisse vorliegen. Auch der Innenwiderstand des Kondensators zur Bestimmung der Verluste über die Verlustleistung variiert je nach Beanspruchung und äußeren Einflüssen. Eine Möglichkeit zur Bestimmung des Innenwiderstandes (Zusammenfassung der Widerstände R_{ESR} und R_{EPR}) bietet DIN 62391-1 4.5.5 »Berechnungsverfahren für den Innenwiderstand«.

Eine andere Möglichkeit zur Verlustbestimmung stellt die Energiebilanz dar. Nach dem Energieerhaltungssatz entspricht die dem Kondensator zugeführte Energie der Summe der gespeicherten bzw. der nach der Speicherung wieder entnehmbaren Energie und der Verlustenergie. Somit lässt sich über eine Differenzbildung zwischen der zugeführten Energie E_{zu} und der abgeführten Energie E_{ab} die Verlustenergie E_v ermitteln, (Gl. 6.32),

$$E_v = E_{zu} - E_{ab}. \tag{6.32}$$

Auch hierdurch lässt sich kein allgemeingültiges Ergebnis ableiten, da die Verlustenergie stark von äußeren Einflüssen sowie der Beanspruchung abhängt. Die Ergebnisse sind etwa nach einer kurzen schnellen Aufladung, einer kurzen Speicherzeit und einer schnelle Entladung anders als wenn der Kondensator langsam geladen und die Energie über einen langen Zeitraum gespeichert werden würde.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad η wird aus dem Verhältnis der abgegebenen Energie und der zugeführten Energie bestimmt. Die Bestimmung nach Gl. 6.33 erfolgt durch Integralbildung zwischen der halben und der gesamten Nennspannung des Kondensators, dem Bereich der häufigsten Nutzung (s. [24]),

$$\eta = \frac{E_{ab}}{E_{zu}} = \frac{\int_{U_N}^{0{,}5\ U_N} U \cdot I dt}{\int_{0{,}5\ U_N}^{U_N} U \cdot I dt}. \tag{6.33}$$

In den Spezifikationen der Hersteller finden sich kaum Angaben zum Wirkungsgrad. Er wird meist mit einem Wert mit >90 % angegeben (s. [25]).

Experimentelle Ergebnisse zur Wirkungsgradbestimmung

In einem Versuch zur Bestimmung des Wirkungsgrads von Doppelschichtkondensatoren wurden die Energieverluste von 40 Kondensatoren der Größe 1500 F bei 2,7 V mit unterschiedlichen konstanten Lade-/Entladeströmen untersucht. Die Spannung wurde hierbei zwischen 1,7 V und 105 V variiert. Es wurde ein mittlerer Wirkungsgrad von 95,8 % ermittelt (s. [26] und Abb. 6.26).

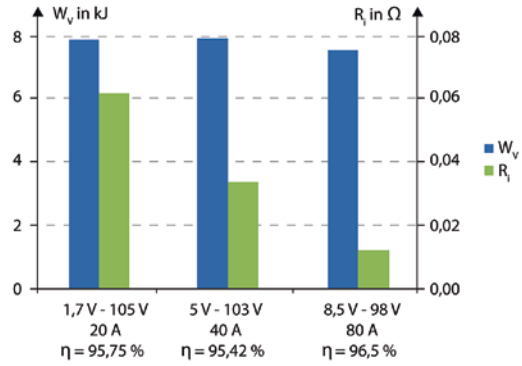


Abb. 6.26 Wirkungsgrade, Energieverluste und Innenwiderstände von Superkondensatoren (experimentelles Ergebnis). Eigene Darstellung nach Werten aus [26]. Im Fall 20 A: η = 95,7 %, W_v = 7908 J, R_i = 61,6 mΩ; Fall 40 A: η = 95,42 %, W_v = 7985 J, R_i = 33 mΩ; Fall 80 A; η = 96,5 %, W_v = 5376 J, R_i = 12,3 mΩ

Energiedichte

Die Energiedichte beschreibt die pro Maßeinheit gespeicherte Energiemenge. Es wird zwischen der volumetrischen Energiedichte

$$\frac{Energie}{Volumen} = \left[\frac{W}{m^3}\right] \tag{6.34}$$

und der gravimetrischen, auf die Masse bezogene Energiedichte

$$\frac{Energie}{Masse} = \left[\frac{W}{kg}\right] \tag{6.35}$$

unterschieden. Die Bestimmung der Energiedichte für einen Kondensator kann über die Energie des elektrischen Feldes hergeleitet werden. Hierzu wird in. Gl. 6.13 der Strom i durch

$$i = \frac{dQ}{dt} \tag{6.36}$$

ausgedrückt. Somit ergibt sich unter Berücksichtigung von Gl. 6.36 folgender Ausdruck:

$$dW = \frac{dQ}{dt} u\, dt = u\, dQ. \tag{6.37}$$

Die Spannung in Gl. 6.37 lässt sich für den Fall des Plattenkondensators entsprechend Gl. 6.3 durch die elektrische Feldstärke ersetzen. Hieraus ergibt sich

$$dW = E \cdot d\, dQ. \tag{6.38}$$

In Gl. 6.38 entspricht d dem Abstand der Elektroden. Die Änderung der Ladung dQ bewirkt gleichzeitig eine Änderung der elektrischen Verschiebungsflussdichte D. Somit kann sie auch in folgender Form dargestellt werden:

$$dQ = A\, dD. \tag{6.39}$$

In Gl. 6.39 steht A für die Plattenfläche. Einsetzen von Gl. 6.39 in Gl. 6.38 ergibt

$$dW = E\, A \cdot d\ dD. \tag{6.40}$$

$A{\cdot}d$ entspricht dem Volumen (V). Somit ergibt sich für die Energiedichte folgender Ausdruck:

$$\frac{dW}{V} = \int E\, dD. \tag{6.41}$$

Entsprechend Gl. 6.41 ergibt sich für den Plattenkondensator mit der Fläche A und dem Plattenabstand d für die Integrationsgrenzen von 0 bis D

$$\frac{W}{V_{ol}} = \varepsilon_0 \varepsilon_r\ E^2. \tag{6.42}$$

Die Energiedichte wird in Datenblättern häufig in Wh/kg angegeben. Sie wird über die kapazitive Energie nach Gl. 6.43 bestimmt:

$$\frac{W}{V} = \frac{1}{2} \frac{C \cdot U^2}{3600 s \cdot m}. \tag{6.43}$$

Hierbei entspricht m der Masse der Kapazität in kg.

Leistungsdichte

Die Leistungsdichte ist die nach der Zeit abgeleitete Energiedichte. Sie wird für Superkondensatoren nach DIN EN 62391-2 wie folgt definiert: Die Leistungsdichte gibt die elektrische Leistung an, die je Masse (oder Volumen) einem Kondensator entnommen werden kann. Je höher die Leistungsdichte, desto höher ist der effektiv zu entnehmende Strom (s. [4]).

Die Leistungsdichte kann über die folgende, in der DIN-Norm angegebene Gleichung bestimmt werden:

$$P_d = \frac{1}{2}\frac{(U - U_6 + U_e)\cdot I}{m}. \tag{6.44}$$

Dabei bedeuten die hierin enthaltenen Größen:

P_d	die spezifische Leistung je Masse in W/kg
U	die Ladespannung in V
U_6	der Spannungsabfall in V bei 20 % (0,2 U) der Ladespannung
U_e	40 % (0,4 U) der Ladespannung in V
I	der Entladestrom
R_d	der Innenwiderstand in Ω
m	die Masse des Kondensators in kg (s. [4])

Der Entladestrom wird über U_6 mithilfe des Innenwiderstandes R_d angegeben:

$$I = \frac{U_6}{R_d}. \tag{6.45}$$

Der Innenwiderstand wird nach dem Gleichstrommessverfahren gemäß IEC 62391-1-1, 4.6.2 bestimmt. Die Leistungsdichte lässt sich in gleicher Weise wie die Energiedichte als volumenbezogene bzw. als massenbezogene Leistungsdichte angeben. Typische Kennwerte der Leistungsdichte sowie der Energiedichte sind für drei verschiedene Superkondensatoren in Abb. 6.27 genannt.

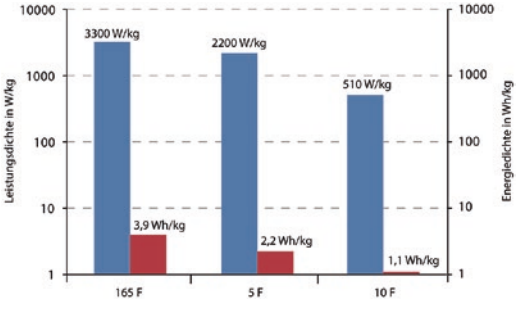


Abb. 6.27 Leistungs-/Energiedichte von *Supercaps*, 65 F (Industrie , Schienenfahrzeuge, Pkw), 5 F (elektronische Geräte), 10 F (intelligente Stromzähler, Back-up für PC). Achseinteilung logarithmisch

Häufige Kennwerte

Weitere typische Kennwerte, welche in Datenblättern der Hersteller üblicherweise angegeben werden, enthält Tab. 6.1.

6.1.5 Lebensdauer

Die Lebensdauer eines Kondensators beschreibt die zeitliche Veränderung von bestimmten Kennwerten in Bezug auf ihren jeweiligen Nennwert bzw. Anfangswert zu Beginn der Nutzung. Im Fall eines Kondensators betrifft dies insbesondere die Abnahme der Kapazität C und die Zunahme des inneren Widerstandes R_{ESR} (s. Abb. 6.24). Ist ein gewisser Wert nach einem bestimmten Zeitraum erreicht, wird dies als das Ende der Lebensdauer bezeichnet. Da die Alterung besonders stark von der Betriebstemperatur abhängt, geben Hersteller die Lebensdauer in Bezug auf eine maximale Temperatur an. Für die Kapazität C wird häufig eine Abnahme der Kapazität um 20 % angenommen, um das Ende der Lebensdauer zu definieren. Die hierzu erforderliche Bemessungskapazität C_L ergibt sich entsprechend Gl. 6.20:

$$C_L = k_L \cdot C_{Nenn}. \tag{6.46}$$

Der Faktor k_L ist dimensionslos. Im Fall der erwähnten Abnahme um 20 % wird k_L zu 0,8. Für die Zunahme des Innenwiderstands wird meist eine Zunahme um 100 % angegeben:

$$R_L = R_{ESR} + R_{ESR} \cdot k_L. \tag{6.47}$$

Eine Abnahme dieser charakteristischen Werte bringt eine Verringerung der Speicherfähigkeit mit sich. Dies bedeutet jedoch nicht, dass der Kondensator nach Erreichen dieser Werte nicht mehr funktionsfähig ist.

Tab. 6.1 Typische Kennwerte der Superkondensatoren

Häufig vorkommende Spezifikationsangaben	Erläuterung	Typische Werte
Betriebstemperatur (Umgebungstemperatur)	Optimale Temperatur, Arbeitstemperatur	–40–70 °C
Kapazitätstoleranz	Prozentuale Abweichung von der Nennkapazität	±20–70 %
Kapazitätsreduktion	Kapazitätsabnahme gegenüber dem Anfangswert	ca. 20 %
Masse	Gewicht des Kondensators	wenige g bis mehrere kg
Zellspannung (Nennwert)	Spannung am Kondensator	2,5–160 V

Ursachen der Alterung

Die Alterung wird durch chemische Veränderungen der Kondensatormaterialien (Leiter, Elektrolyte, Dielektrika, Separatoren, Gehäuse, Isolierfolien) hervorgerufen. Folgende Gründe führen zu einer Abnahme der Kapazität:

- Zunahme des inneren Widerstandes R_{ESR}
- Zunahme des Elektrodenwiderstandes
- Verdunstung der elektrolytischen Flüssigkeit
- Zersetzung des Kontaktmaterials (z. B. Aktivkohle), Veränderung des Elektrolyten durch chemische Reaktionen
- Verringerung der Isolationswirkung des Dielektrikums, was einer Abnahme des Parallelwiderstandes R_{EPR} entspricht (s. Abb. 6.24).

Insbesondere die Widerstandszunahmen wirken sich ungünstig aus, da sich hierdurch erhöhte Temperaturen während des Betriebes ergeben. Dies führt zum einen zu erhöhten Verlusten und zum anderen zu einer weiteren Schädigung des Kondensators. Durch die Abnahme des Parallelwiderstandes erhöht sich die Selbstentladung.

Lebensdauer verkürzende Mechanismen

Eine Alterung des Kondensators ist hauptsächlich in der Temperatur, der Spannung, den elektrischen Belastungszuständen sowie den mechanischen Belastungen begründet. Ein Überschreiten der zulässigen Zellspannung kann insbesondere bei Doppelschichtkondensatoren zu einer Schädigung des Elektrolyten führen. Den größten Einfluss hat jedoch die Temperatur des Kondensators. Diese ergibt sich zum einen aus der Umgebungstemperatur und zum anderen aus der Eigentemperatur des Kondensators. Somit stellt sich die Frage, welche Prozesse zu einer Temperaturerhöhung führen können.

Temperatureinflüsse

Der Kondensator wird von außen durch die Umgebungstemperatur beeinflusst. Diese ist in der Regel nicht frei wählbar, weshalb auf eine geeignete Kühlung zu achten ist.

Des Weiteren erwärmt sich der Kondensator aufgrund von Verlustenergien in den jeweiligen Widerständen. Im Dielektrikum entsteht durch verzögerte Polarisation Wärme, da die Ausrichtung der Dipole nur mit einer endlichen Geschwindigkeit erfolgt und sich nicht beliebig schnell dem neuen Feldzustand (Änderung durch Laden bzw. Entladen) anpassen kann. Für den Kapazitätswert gilt bei den meisten Dielektrika Gl. 6.48 (s. [6]):

$$C(t_x) \approx C_{20} \cdot (1 + \alpha_{20} \cdot [t_x - 20^{\circ} C]). \qquad (6.48)$$

C_{20} entspricht der Kapazität bei einer Temperatur von 20 °C. Der Temperakturkoeffizient α_{20} mit der Einheit 1/K beschreibt die Veränderung der Kapazität mit der Temperatur. Hohe Belastungszustände und eine häufige und schnelle Ladung bzw. Entladung führen zu einer erhöhten Erwärmung des Kondensators. Die Erwärmung hängt besonders von der Anzahl und den Abständen der Lade- und Entladezyklen ab.

Durchschlag

Eine Erhöhung der Kondensatorspannung ist gleichzeitig mit einer Erhöhung der Feldstärke im Kondensator verbunden. Wird die für das Dielektrikum zulässige maximale Feldstärke überschritten, kann es zum Durchschlag kommen. Dies bedeutet, dass durch die überhöhte Feldstärke eine Elektronenlawine durch das Dielektrikum getrieben wird,

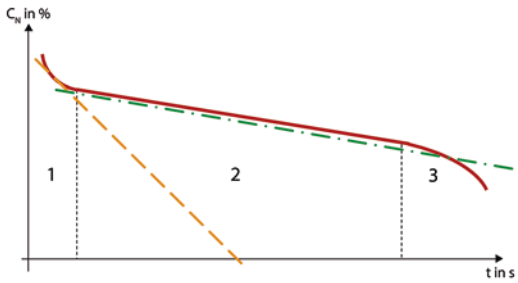


Abb. 6.28 Kapazitätsänderung (durchgezogene Linie) durch Alterung, Bereich 1: exponentielle Abnahme, Bereich 2: lineare Abnahme, Bereich 3: natürliche exponentielle Abnahme, gestrichelte Line: fehlerhafte Näherung, Punkt-Strichlinie: korrekte Näherung

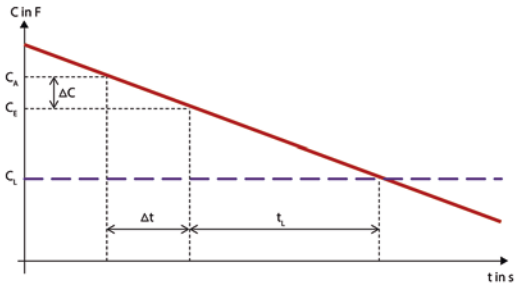


Abb. 6.29 Gerade zur Ermittlung der Lebensdauer des Superkondensators, C_A: Anfangskapazität, C_E: Endkapazität, C_L: Lebensdauergrenze, ΔC: Kapazitätsänderung, Δt: Wartezeit zwischen den Messungen, t_L: Lebensdauer

eine Art Kurzschluss. Der hierbei fließende Strom führt zu einer hohen Erwärmung bis hin zur Zerstörung des Dielektrikums an der jeweiligen Stelle, an der der Durchschlag aufgetreten ist.

Bestimmung der Lebensdauer

Die Lebensdauer eines Kondensators ist von vielen Faktoren abhängig. Um einen genauen Zeitrahmen für den Alterungsprozess festlegen zu können, müssten sämtliche Einflussgrößen bekannt sein. Da dies sehr unwahrscheinlich ist, handelt es sich bei den Verfahren zur Abschätzung der Lebensdauer um standardisierte Verfahren zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit.

Die Lebensdauer eines Superkondensators kann durch Annäherung einer Geraden an die Lebensdauerkurve ermittelt werden. Die hierbei vom Hersteller angegebenen Bemessungswerte zum Erreichen der Lebensdauer nach Gl. 6.46 und 6.47 fallen unterschiedlich aus. Auf der Grundlage von Erfahrungswerten wird davon ausgegangen, dass die Kapazität ihren Grenzwert eher erreicht als der Innenwiderstand (s. [13]). Der typische Verlauf der Kapazitätsabnahme ist in Abb. 6.28 dargestellt.

Die Abnahme der Kapazität kann in drei Bereiche aufgeteilt werden. Im ersten Bereich ergibt sich kurz nach der Inbetriebnahme ein exponentieller Abfall der Kapazität. Dieser Bereich ist zur Berechnung ungeeignet, im Vergleich zur Nutzungsdauer eher kurz und kann vernachlässigt werden (s. Abb. 6.28, ▶ Abschn. 1). Der zweite Bereich kennzeichnet eine lineare Abnahme der Kapazität. Dieses Intervall wird verwendet, um eine Abschätzung der zu erwartenden Lebensdauer zu bestimmen (s. Abb. 6.28). Im dritten Bereich beginnt wieder eine exponentielle Abnahme, weshalb auch dieser Bereich zur Lebensdauerberechnung ungeeignet ist.

Annäherungsverfahren zur Lebensdauerabschätzung

Zuerst wird die Kapazität zu Beginn der Nutzung C_A gemessen. Diese kann auch aus dem vom Hersteller gelieferten Datenblatt bestimmt werden. Es wird jedoch empfohlen, sie aufgrund von Toleranzen messtechnisch festzulegen (s. [14]),

$$C_A = i\frac{dt}{du}. \tag{6.49}$$

Bei der Messung während des Ladens entspricht i dem Ladestrom, dt der Ladezeit und du der Änderung der Spannung am Kondensator. Nach einer Zeitspanne Δt wird die Kapazität erneut gemessen (C_E). Diese Zeitspanne sollte ausreichend groß gewählt werden, da sich sonst eine fehlerhafte Näherung ergibt (s. [14]). Die Linie entspricht einer Geradenannäherung des exponentiellen Abfalls der Kapazität. Wird der Messzeitraum groß genug gewählt, ergibt sich eine dem Langzeitverlauf entsprechende Näherung (s. Strich-Punktlinie in Abb. 6.28).

Der Kapazitätswert für die Grenze der Lebensdauer C_L nach Gl. 6.46 wird mit den Kapazitätswerten C_A und C_E bestimmt (s. Abb. 6.29). Die Lebendauer t_L ergibt sich aus

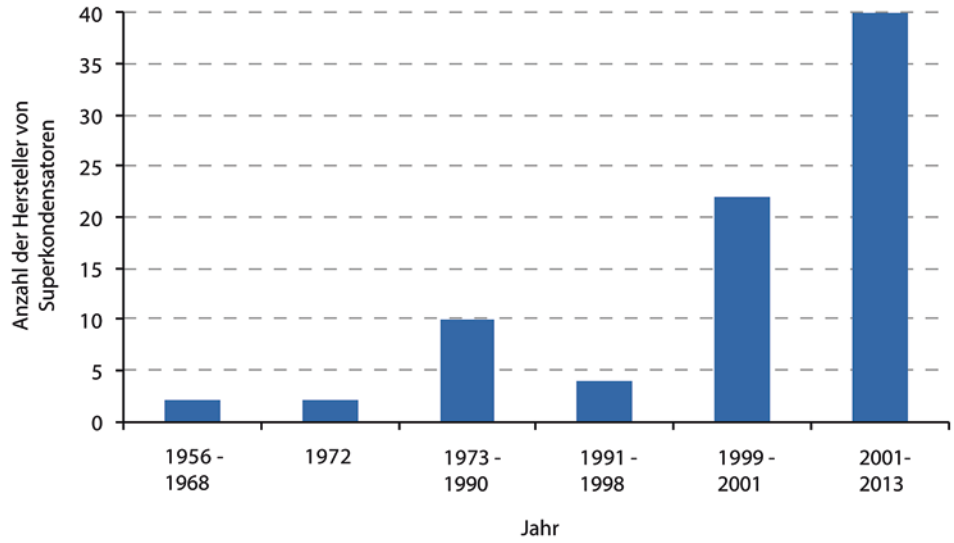


Abb. 6.30 Anzahl der größten Hersteller von Superkondensatoren von 1956 bis 2013

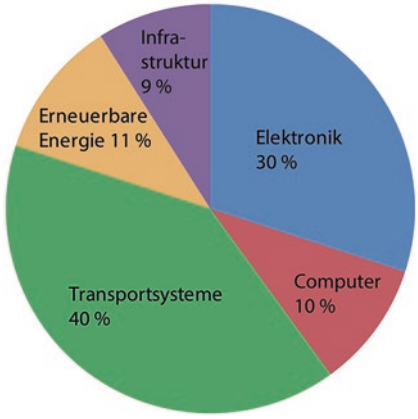


Abb. 6.31 Marktanteile des Superkondensators nach Einsatzgebiet für das Jahr 2012, eigene Darstellung nach den Werten aus [27]

$$t_L = \Delta t \frac{(C_E - C_L)}{C_A - C_E}. \tag{6.50}$$

Dieses Verfahren gilt nur unter Einhaltung der jeweiligen Rahmenbedingungen, insbesondere der Temperatur. Je mehr das zukünftige Verhalten des Kondensators hiervon abweicht, desto ungenauer werden die Lebensdauerprognosen (s. [14]). Die Lebensdauer eines Superkondensators im hohen Leistungsbereich (mehrere 100 F) für Industrieanwendungen liegt im Bereich von zehn Jahren.

6.1.6 Anwendungsgebiete

Die ersten Entwicklungen von Superkondensatoren begannen in den 60er-Jahren des 20. Jahrhunderts, vorangetrieben durch die beiden Hersteller General Electric und Sohio. Größere Stückzahlen ergaben sich 1978, als Panasonic den sogenannten *Goldcap* auf dem Markt einführte. Die Kapazitätswerte lagen zu dieser Zeit noch im Farad-Bereich. Der Markt ist bis heute stetig gewachsen und wird von ca. 40 größeren Herstellern bedient (s. Abb. 6.30 und [27]).

Superkondensatoren haben eine hohe Leistungsdichte und sind daher eher als Leistungsspeicher denn als Energiespeicher zu bezeichnen. Sie sind in der Lage, große Leistungen in einem limitierten Zeitbereich zur Verfügung zu stellen. Somit eignen sich Kondensatoren zur Bereitstellung von Startenergie im Transportbereich (Schienenverkehr und Automobile), zur Stützung von Versorgungssystemen im Zusammenhang mit Ausfallsicherheit und zur Überbrückung bzw. zum Ausgleich kurzzeitiger Lastschwankungen. Abb. 6.31 zeigt die Einsatzgebiete von Superkondensatoren.

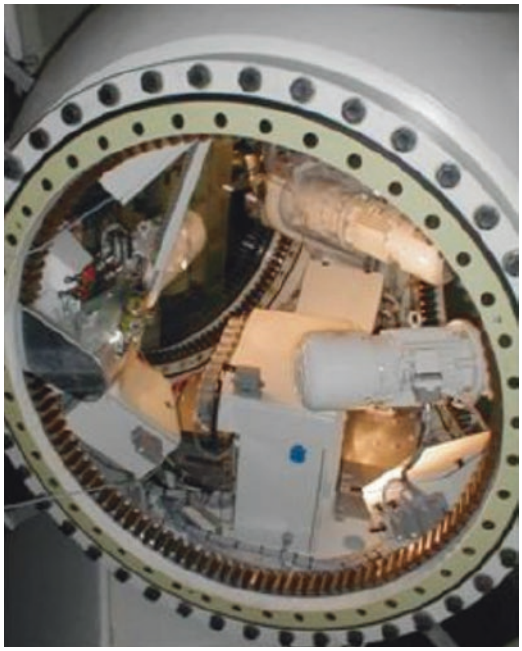


Abb. 6.32 Superkondensator zur Versorgung der Rotorblattverstellung in der Nabenmitte einer Windkraftanlage [16]

Einsatz in Windkraftanlagen

In manchen Betriebssituationen müssen die Rotorblätter von Windkraftanlagen aus dem Wind herausgedreht bzw. der Anstellwinkel des Rotors bei hohen Windgeschwindigkeiten derart verändert werden, dass die Windkraftanlagen keinen Schaden nehmen. Dies geschieht mithilfe elektrischer Motoren. Für einen kurzen Zeitraum ist hier eine sehr hohe Leistung erforderlich, die durch einen Superkondensator bereitgestellt werden kann (s. Abb. 6.32). Da Kondensatoren im Vergleich zu Batterien einen geringen Wartungsaufwand haben, sind sie für diese Aufgabe insbesondere an schwer zugänglichen Windkraftanlagen wie z. B. bei Offshore-Anlagen gut geeignet. Superkondensatoren werden bereits in mehr als 20.000 Windkraftanlagen eingesetzt. Die Dimensionierung erfolgt hierbei auf eine Lebensdauer von etwa 15 Jahren bzw. 500.000–1.000.000 Lade-/Entladezyklen (s. [16]).

Einsatz im Transportbereich

In Schienenfahrzeugen können Superkondensatoren zur Nutzung der Bremsenergie, der sogenannten Rekuperation, eingesetzt werden (s. Abb. 6.33). Beim Abbremsen von Schienenfahrzeugen wird bisher die kinetische Energie

$$E_{kin} = \frac{1}{2} m v^2 \tag{6.51}$$

irreversibel in Wärme gewandelt und ist somit zur weiteren Nutzung verloren. Wird beispielsweise ein Schienenfahrzeug der Masse von 100 t und einer Geschwindigkeit von 100 km/h betrachtet, wird bei einem Abbremsvorgang auf 0 km/h 38,58 MJ an Wärmeenergie freigesetzt.

Anstatt diese Energie in Wärme zu wandeln, wird sie im Fall der Rekuperation einem Speicher zugeführt und bei einem späteren Beschleunigungsvorgang dem Fahrzeug wieder zur Verfügung gestellt. Hierbei sind die Eigenschaften des Doppelschichtkondensators von großem Vorteil: hohe Leistungsdichte bei einer vergleichsweise geringen Größe für die Möglichkeit des schnellen Auf- bzw. Entladens durch die große Strombelastbarkeit. Mithilfe der Rekuperation sind Energieeinsparungen von bis zu 30 % möglich (s. [2]). Dieses System zur Nutzung der Bremsenergie lässt sich auch im Straßenverkehr in Brennstoffzellenbussen oder in Elektro- und Hybridfahrzeugen einsetzen.

6.2 Supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher

Die Supraleitfähigkeit, bei der der ohmsche Widerstand eines Materials gegen null strebt und somit fast vollständig verschwindet, wurde erstmals 1911 entdeckt. Der niederländische Physiker Heike Kamerlingh Onnes, der sich hauptsächlich mit der Verflüssigung von Gasen beschäftigte, stellte dieses Phänomen bei Quecksilber fest. Die Entwicklung der vergangenen Jahre richtete sich hauptsächlich auf das Ziel, Supraleiter mit einer höheren Sprungtemperatur zu finden. Einige bedeutende Entdeckungen in der Geschichte der Supraleiter sind in Abb. 6.34 dargestellt (s. [22]).

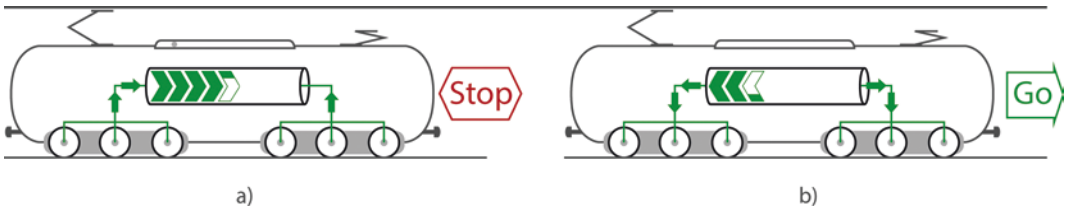


Abb. 6.33 Rekuperation, **a** kinetische Energie wird dem Superkondensator beim Abbremsvorgang zugeführt, **b** gespeicherte Energie wird zum Beschleunigen bereitgestellt

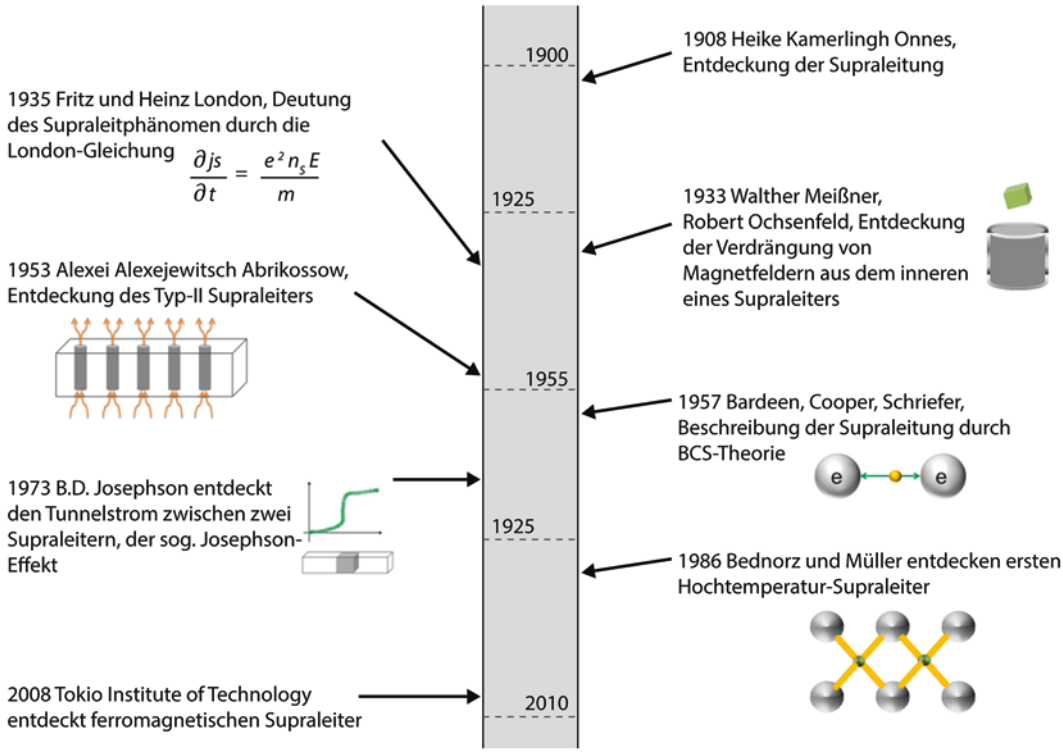


Abb. 6.34 Zeitliche Entwicklung der Supraleitung (eigene Darstellung in Anlehnung an [22])

6.2.1 Grundlagen der Supraleitung

In diesem Abschnitt wird die Funktionsweise eines **s**upraleitfähigen **m**agnetischen **E**nergie**s**peichers (**SMES**) erläutert. Dabei wird zuerst auf die Supraleitfähigkeit selbst und anschließend auf den SMES eingegangen.

Supraleiter werden in zwei Klassen unterteilt, in die Supraleiter der 1. und in die Supraleiter der 2. Art. Sie unterscheiden sich besonders durch ihr Verhalten in Magnetfeldern. Während Supraleiter der 1. Art das Magnetfeld fast vollständig bis auf eine dünne Oberflächenschicht aus ihrem Inneren verdrängen (Meißner-Ochsenfeld-Effekt), durchdringt das Magnetfeld bei Supraleitern der 2. Art ab einer bestimmten kritischen magnetischen Flussdichte B_c (B-Critical) den Supraleiter in Flussschläuchen (s. Abb. 6.35).

Das Verhalten von Supraleitern der 1. Art wird mit der BCS-Theorie (Bildung von Cooper-Paaren) beschrieben, das von Supraleitern der 2. Art ist noch nicht vollständig verstanden, doch wird

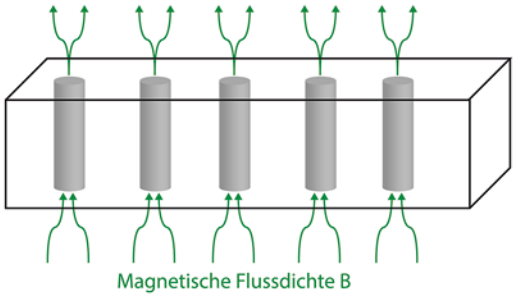


Abb. 6.35 Magnetische Flussschläuche in Supraleitern der 2. Art

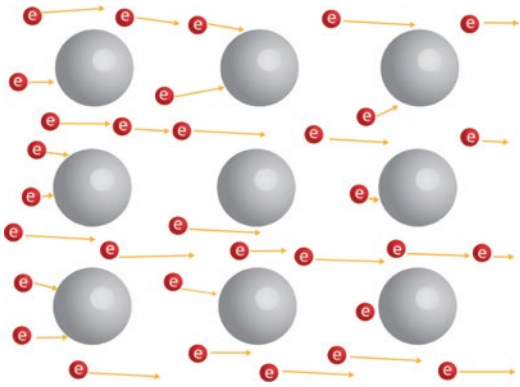


Abb. 6.36 Der ohmsch leitende Prozess

auch hier von der Bildung von Cooper-Paaren ausgegangen (s. [3]).

Vom normalleitenden zum supraleitenden Zustand

Befindet sich ein Metall im normalleitenden Zustand, üben im elektrischen Feld beschleunigte, negativ geladene Elektronen Wechselwirkungen mit den Hüllen der Atomkerne aus, während sie sich durch das Raumgitter des Metalls bewegen. Dies sind Zusammenstöße mit den Atomkernhüllen, welche einerseits zu einer Erwärmung des metallischen Leiters und andererseits zu einer Abnahme der Anzahl der freien beweglichen Elektronen, also zu einer Verringerung des Stromes führen. Dieser Vorgang wird als ohmscher Widerstand des Leiters bezeichnet. Im normalleitenden Zustand wird also ein Teil der elektrischen Energie in Wärme gewandelt, welche als ohmsche Verluste bezeichnet werden (s. Abb. 6.36).

Im supraleitenden Zustand bilden Elektronenpaare, die sogenannten Cooper-Paare. Diese Cooper-Paare haben einen Gesamtimpuls von 0. Aufgrund experimenteller Erkenntnisse wird davon ausgegangen, dass alle Cooper-Paare einen einzigen Quantenzustand besetzen. Die Elektronen bilden also in Paaren eine Gesamtheit, die in all ihren physikalischen Eigenschaften übereinstimmt.

Da der Impuls eines Cooper-Paares 0 ist, muss dies nun auch für die gesamte Cooper-Paar-Masse gelten. Dies schließt eine Wechselwirkung mit dem Raumgitter, also mit den Atomkernen aus, denn eine solche Wechselwirkung wie z. B. ein Zusammenstoß würde den Impuls ändern. Dieser Impuls wäre dann ungleich null, was zu einem Zerfall des Cooper-Paares und somit auch zu einem nicht supraleitenden Zustand führen würde. Somit gibt es im supraleitenden Zustand keine Wechselwirkung mit dem Raumgitter und daher auch keine ohmschen Verluste. Die Elektronen bewegen sich als Cooper-Paare berührungslos durch das Raumgitter des Leitermaterials. Es handelt sich um einen verlustlosen Ladungstransport (s. Abb. 6.37).

Die Supraleitung hängt vom Energiezustand der Cooper-Paare ab. Eine Zuführung zu hoher Energie führt über eine Impulsänderung zum Zusammenbruch der Supraleitung. Hierbei spielen drei Größen eine besondere Rolle:

- Strom
- magnetische Flussdichte
- Temperatur.

Sie stellen die Grenzbedingungen dar, deren Maximalwert nicht überschritten werden darf. Somit ergibt sich für die Supraleitung eine Funktion, welche von drei Parametern abhängt (s. Abb. 6.38 und [3]).

6.2.2 Supraleitfähiger elektromagnetischer Energiespeicher

Der supraleitfähige elektromagnetische Energiespeicher (SMES) besteht im Wesentlichen aus einer supraleitenden Spule, einem kryogenen Kühlsystem und ggf. einem Wechselrichter, da ein SMES nur mit Gleichstrom betrieben werden kann. Der Spulenschutz spielt hierbei eine wichtige Rolle.

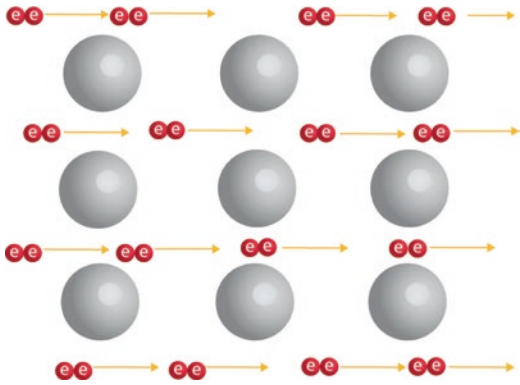


Abb. 6.37 Cooper-Paare im supraleitenden Zustand

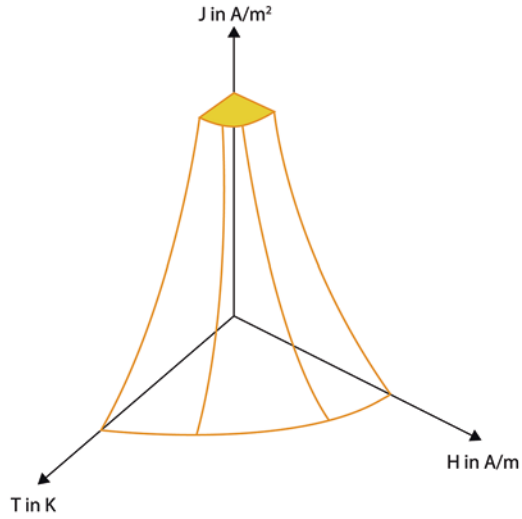


Abb. 6.38 Grenzbedingungen des supraleitenden Zustands

Eine Überschreitung der oben genannten Grenzwerte würde zum sofortigen Zerfall der Supraleitung und einem Übergang in den ohmsch-leitenden Bereich führen. Dieser Vorgang wird als *Quench* (engl. to quench – löschen, dämpfen) bezeichnet. Ein Strom, der im supraleitenden Zustand problemlos beherrschbar ist, würde durch das sofortige Auftreten des ohmschen Widerstandes gemäß

$$P_v = I^2 \cdot R \tag{6.52}$$

zu einer sofortigen Erwärmung des Leiters führen. Dies kann zu Energieverlusten, Beschädigungen und sogar zu einer Zerstörung des Leiters bzw. der Spule führen. Infolgedessen ist ein Spulenschutz notwendig, der sogenannte Quenchdetektor. Dieser muss den *Quench* frühzeitig erkennen und den Leiter bzw. die Spule rechtzeitig vor einer zu großen Erwärmung schützen.

Die erste Schutzmaßnahme ist die Ausführung des Supraleiters als Kompositleiter. Hierbei wird der Supraleiter selbst noch von einer zusätzlich gut leitenden Metallschicht umgeben. Im Fehlerfall, also nach Auftreten eines *Quench*, wird der Stromtransport von dem parallelen Metallleiter übernommen und die unzulässige Erwärmung reduziert. Grundsätzlich ist es möglich, den Kompositleiter so zu dimensionieren, dass er sich im Fall eines *Quench* nicht übermäßig erwärmt und eine externe Schutzbeschaltung nicht erforderlich ist.

Die Folgen wären jedoch eine Zunahme des Leitervolumens und eine Abnahme der effektiven Stromdichte im Leiter. Dies würde zu höheren Kosten, einem größeren Volumen und somit auch zu einem schlechteren Wirkungsgrad führen. Daher erweist sich diese Methode als eher ungünstig.

Eine vorteilhaftere Variante ist das Zuschalten eines externen Widerstandes. Hierbei wird der Großteil der magnetischen Energie nicht im Supraleiter, sondern außerhalb in Wärmeenergie umgewandelt. Der Kompositleiter muss lediglich während der Umschaltphase den erhöhten Strom transportieren. Den Gesamtaufbau eines SMES zeigt Abb. 6.39.

Das Kernelement der Energiespeicherung im Magnetfeld ist die Spule, die Induktivität (s. Abb. 6.40). Ihre Eigenschaft und Größe lassen sich mithilfe des Induktionsgesetzes bestimmen.

Tritt in einer Leiterschleife eine Stromänderung auf, bewirkt diese eine Änderung des magnetischen Flusses Φ. Dies erzeugt eine Spannung, die der Flussänderung und somit auch ihrer proportionalen Stromänderung entgegenwirkt. Dieser Vorgang wird als Induktion bezeichnet bzw. als Induktionsspannung. Da der Strom die ihm entgegen gerichtete Spannung selbst verursacht, wird sie auch als Selbstinduktion bezeichnet. Die Verknüpfung zwischen magnetischer Flussänderung und induktiver Spannung beschreibt das Induktionsgesetz:

$$u_l = \frac{d\phi}{dt}. \tag{6.53}$$

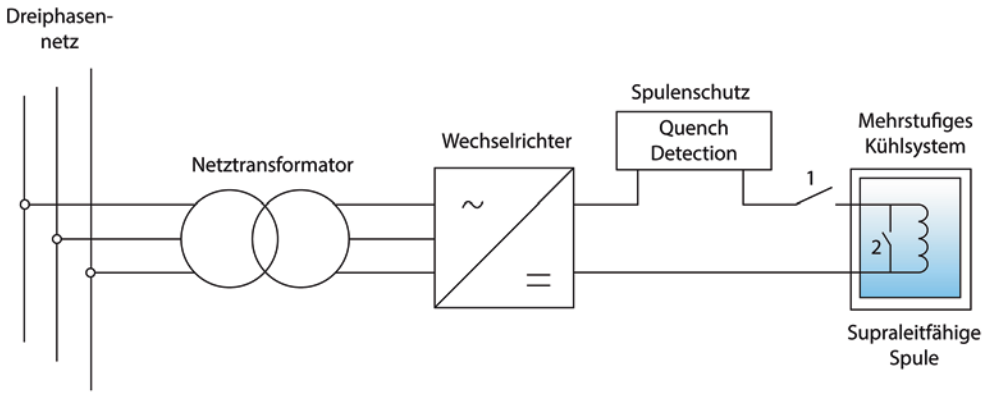


Abb. 6.39 Systemaufbau eines SMES

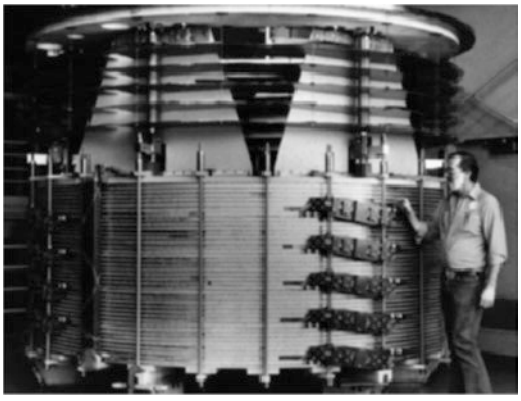


Abb. 6.40 Supraleitende 30 MJ Spule des Los National Laboratory (s. [20])

Da der magnetische Fluss Φ vom Strom erzeugt wird, hängt die Induktionsspannung letztlich von der Stromänderung und von der geometrischen Anordnung sowie dem Material der Spule bzw. der Leiteranordnung ab. Somit gilt für die Induktionsspannung

$$u_l = L\frac{di}{dt}. \tag{6.54}$$

Die hierin enthaltene Größe L wird als Induktivität bezeichnet,

$$[L] = \frac{Vs}{A} = 1\,H = 1\,Henry. \tag{6.55}$$

Durch Gleichsetzen von Gl. 6.53 und 6.54 erhält man für L

$$L = \frac{d\Phi}{di}. \tag{6.56}$$

Die Induktivität ist jedoch nicht nur zur Flussänderung proportional, sondern auch zur Windungszahl N der Spule, also der Anzahl der gewickelten Leiterschleifen, die von demselben magnetischen Fluss durchsetzt werden. Wird kein ferromagnetisches Material verwendet, lässt sich Gl. 6.56 auch in der Form

$$L = N\frac{\Phi}{i} \tag{6.57}$$

schreiben. Der magnetische Fluss ergibt sich aus der Flussdichte und der vom magnetischen Fluss durchsetzten Fläche A,

$$\Phi = B \cdot A. \tag{6.58}$$

Somit gilt für Gl. 6.57

$$L = N\frac{B \cdot A}{i}. \tag{6.59}$$

Die Flussdichte selbst ergibt sich wiederum aus der magnetischen Feldstärke und der Permeabilität $\mu_0\mu_r$,

$$B = \mu_0\mu_r H. \tag{6.60}$$

H ist die magnetische Feldstärke, auch magnetische Erregung genannt. Schließlich ist in dieser Größe der Strom enthalten, welcher das Magnetfeld hervorruft. $\mu_0\mu_r$ berücksichtigt die magnetischen Materialeigenschaften. Hierbei ist μ_0 die magnetische Feldkonstante, welche die magnetische Leitfähig-

keit des Vakuums angibt. Die magnetischen Leitfähigkeitseigenschaften aller anderen Materialien betragen ein Vielfaches von μ_0, und somit kommt der einheitenlose Faktor μ_r hinzu. Zur vereinfachten Berechnung werden beide in einem gemeinsamen Faktor zusammengefasst:

$$\mu = \mu_0 \mu_r \tag{6.61}$$

Die magnetische Feldstärke H wird mittels des Durchflutungsgesetzes bestimmt:

$$\oint \vec{H}\, d\vec{s} = \Theta. \tag{6.62}$$

Das Durchflutungsgesetz sagt aus, dass die Aufsummierung aller magnetischen Feldstärken entlang einer geschlossenen Hüllfläche die elektrische Durchflutung Θ ergibt. Θ ist die Summe aller Ströme, die durch diese geschlossene Fläche hindurchtreten. Unter der Annahme, dass die Wegelemente $d\vec{s}$ und $\vec{H}$ dieselbe Richtung haben und $\Theta = N \cdot i$, lässt sich Gl. 6.62 folgendermaßen schreiben:

$$\oint \vec{H}\, d\vec{s} = \oint H\, ds = Hl = Ni. \tag{6.63}$$

Durch Einsetzen von Gl. 6.60 in Gl. 6.59 unter Berücksichtigung von Gl. und 6.61 erhält man

$$L = N \frac{\mu \cdot H \cdot A}{i}. \tag{6.64}$$

Nach Auflösen des vereinfachten Durchflutungsgesetzes Gl. 6.63 nach H und Einsetzen in Gl. 6.64 wird die Induktivität L zu

$$L = N^2 \frac{\mu A}{l}. \tag{6.65}$$

Der hierin enthaltene Ausdruck

$$\Lambda = \frac{\mu A}{l} \equiv Materialgröße \cdot \frac{Fläche}{Länge}$$

ähnelt dem Leitwert S. Daher wird dieser Ausdruck auch als magnetischer Leitwert Λ bezeichnet. Die Induktivität bestimmt sich also aus dem magnetischen Leitwert und der Windungszahl im Quadrat

$$L = N^2 \cdot \Lambda. \tag{6.66}$$

Die Energiespeicherung

Die Energie wird im Magnetfeld der Spule gespeichert und ihre Bestimmung erfolgt nach dem vereinfachten Ersatzschaltbild der Spule.

Der ohmsche Widerstand R in Abb. 6.41 steht für den Leitungswiderstand der Spule. Nach Schließen des Schalters S_1 zum Zeitpunkt t_1 wird dem RL-Netzwerk bis zum Zeitpunkt t_2 elektrische Energie W_{el} durch die Spannungsquelle zugeführt. Diese kann durch Integration der Leistung bestimmt werden:

$$W_{el} = \int_{t0}^{t1} iu\, dt = \int_{t0}^{t1} iu_r\, dt + \int_{t0}^{t1} iu_l\, dt. \tag{6.67}$$

Das erste Integral entspricht der von der Spannungsquelle zugeführten Energie. Das zweite Integral bestimmt die elektrische Energie, die im ohmschen Widerstand irreversibel in Wärme umgesetzt wird. Im dritten Integral wird die im Magnetfeld der Spule gespeicherte Energie bestimmt. Unter Berücksichtigung von Gl. 6.54 wird

$$W_{spule} = \int_{t0}^{t1} i\; L\frac{di}{dt} dt = L\int_{t0}^{t1} i\, di \frac{1}{2} L\left[i^2\right]_{i_0}^{i_1}. \tag{6.68}$$

Nach Zuführung der Energie durch die Spannungsquelle wird Schalter S_1 geöffnet und Schalter S_2 geschlossen. Die im Magnetfeld gespeicherte Energie wird durch den mit ihr verknüpften Strom über den Widerstand R in Wärme gewandelt. Die Energiespeicherung ist somit von sehr kurzer Dauer.

Der Großteil der gespeicherten Energie kann aufgrund dieser Verluste nicht mehr dem einspeisenden Verbrauchernetz zur Verfügung gestellt werden. Handelt es sich hierbei jedoch um eine supraleitende Spule, so ist der Widerstand R unterhalb der Sprungtemperatur nicht mehr vorhanden. Ein eingespeister Strom könnte bis zu seiner Entnahme quasi unbegrenzt existieren. Es wird dann von sogenannten Dauerströmen gesprochen. Dieser Strom würde in der Spule um sich herum ein Magnetfeld erzeugen, welches je nach Supraleittyp aus dem Supraleiter verdrängt wird oder ihn in Flussschläuchen durchdringt (s. [3, 9]).

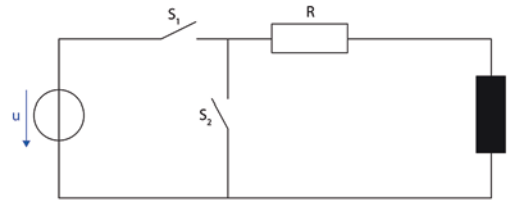


Abb. 6.41 RL-Netzwerk als vereinfachtes Ersatzschaltbild der Spule mit zwei Schaltern

Der Ladevorgang

Während des Ladevorgangs ist der Schalter S_1 in Abb. 6.41 geschlossen und der Schalter S_2 geöffnet. Es fließt ein Strom vom Netz kommend durch den Wechselrichter und durch die Spule. Die Spule selbst hat zwar im supraleitenden Zustand keinen ohmschen Widerstand mehr, die Zuleitungen, der Wechselrichter und das gesamte Versorgungsnetz, aus dem die Spule gespeist wird, haben jedoch noch einen Widerstand. Zur Betrachtung des Verlaufes werden alle ohmschen Widerstände in Abb. 6.41 in R zusammengefasst. Nach Aufstellen der Maschengleichung gilt für das RL-Netzwerk

$$u(t) = u_r + u_L. \tag{6.69}$$

Hieraus lässt sich mithilfe des Stromes folgende inhomogene Differentialgleichung 1. Ordnung angeben:

$$u(t) = i(t)R + L\frac{di}{dt}. \tag{6.70}$$

Mithilfe dieser Differentialgleichung ergibt sich eine Funktion für den Verlauf des Stromes bzw. der Spannung während des Ladevorgangs. Die Lösung der Differentialgleichung für den Strom $i(t)$ ergibt sich zu

$$i(t) = i_0\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right). \tag{6.71}$$

Hierbei ist τ die Zeitkonstante, die vom Widerstand und der Induktivität der Spule abhängt,

$$\tau = \frac{L}{R}; \quad [\tau] = s.$$

Daraus ergibt sich ein exponentiell ansteigender Strom, dessen Verlauf von der geometrischen und materiellen Beschaffenheit der Spule abhängt. Der Verlauf ist in Abb. 6.42 dargestellt.

In der Spule wird ein Magnetfeld aufgebaut. Anschließend wird Schalter S_2 geschlossen, die Spule wird kurzgeschlossen und Schalter S_1 geöffnet. Somit ist die Spule vom Netz getrennt. Der Zuleitungswiderstand ist nun nicht mehr relevant, es bleibt allein die Induktivität L der Spule. Das heißt, der Widerstand in Gl. 6.71 strebt gegen null. Somit ergibt sich für die Stromänderung

$$i(t) = \lim_{R\to 0} i_0\left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) = \lim_{R\to 0} i_0\left(1 - e^{-\frac{Rt}{L}}\right) = 0. \tag{6.72}$$

Die Änderung des Stromes über der Zeit ist also 0. Der das Magnetfeld aufrechterhaltende Strom kann dementsprechend theoretisch unbegrenzt lange fließen. Die elektrische Energie bleibt im Magnetfeld gespeichert (s. [6, 7]).

Entladevorgang

Zum Entladen wird zu einem Zeitpunkt t_x, zu dem die gespeicherte Energie wieder dem Netz bzw.

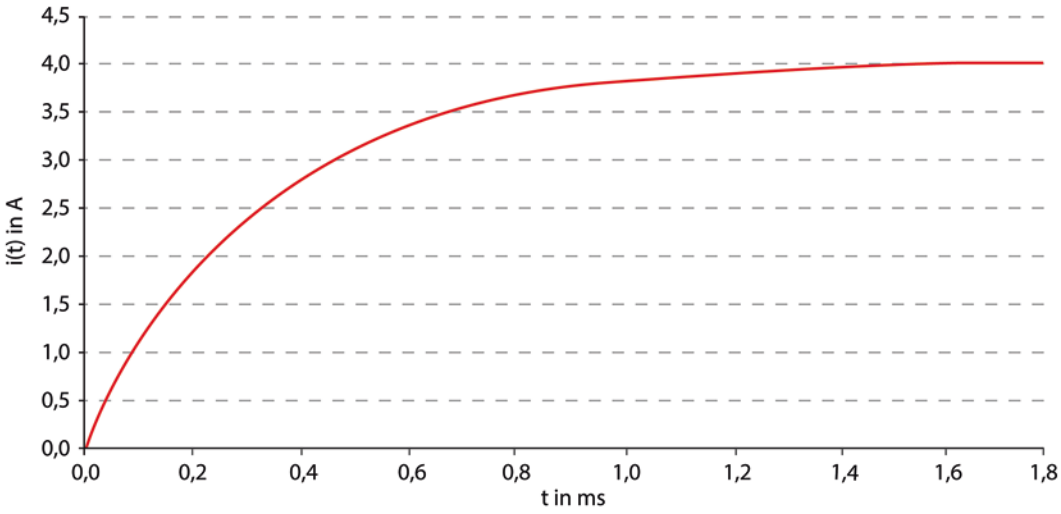


Abb. 6.42 Ladestrom einer Spule

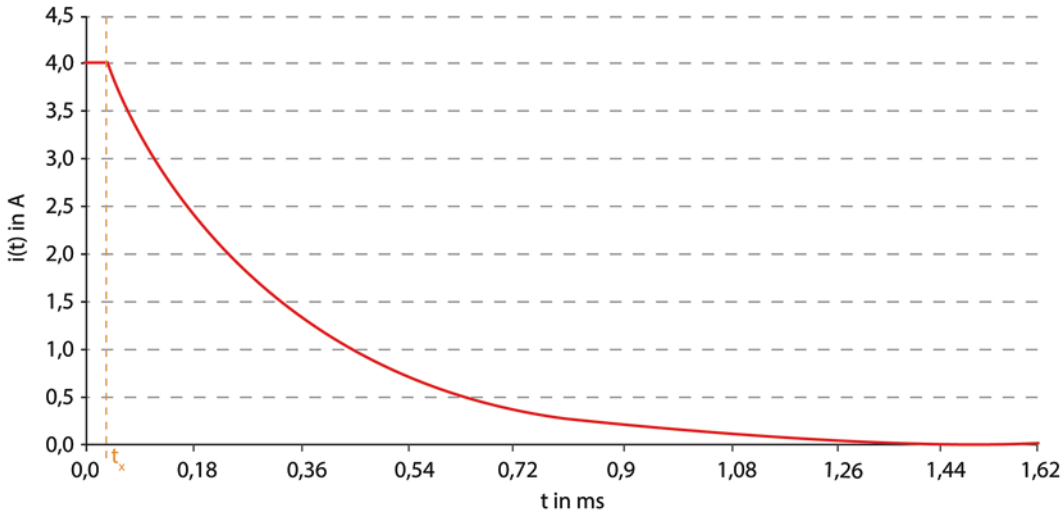


Abb. 6.43 Stromverlauf während der Entladung einer Spule

dem Verbraucher zugeführt werden soll, der Schalter S_2 in Abb. 6.41 geöffnet und der Schalter S_1 geschlossen.

Die Induktivität ist nun nicht mehr kurzgeschlossen, sondern über den Wechselrichter mit dem Netz verbunden. Somit ist auch der Leitungs- und Netzwiderstand vorhanden, der Strom fließt über den Wechselrichter wieder in das Netz zurück. Der Verlauf des Entladeprozesses ergibt sich aus Gl. 6.71. Der Strom in Gl. 6.71 nimmt aufgrund der negativen Spannung einen negativen Wert an. Der Strom fällt also von einem vorher erreichten Anfangswert exponentiell ab (s. Abb. 6.43).

Dabei wird das Magnetfeld der Induktivität abgebaut. Die Spule wirkt bei ausreichender Größe wie eine Gleichspannungsquelle (s. [18]).

SMES können wie Kondensatoren elektrische Energie direkt speichern. Es ist keine weitere Umwandlung notwendig. In einem SMES selbst finden zur Energiespeicherung keine chemischen Umwandlungsvorgänge statt und es gibt keinen mechanischen Verschleiß durch bewegliche Bauteile.

Daher sind die Lebensdauer und die Anzahl der Lade-/Entladezyklen sehr hoch. Die Lebensdauer von SMES wird mit etwa 30 Jahren und einer Zyklenzahl von mehr als 1 Mio. angegeben. Auch Teilentladungen sind problemlos möglich (s. [18]).

6.2.2.1 Wirkungsgrad und Verluste von SMES

Auch wenn der ohmsche Widerstand verschwindet, so ist das Energiespeichersystem SMES trotzdem nicht verlustlos.

Jeder SMES benötigt eine Regelung, die das Laden und Entladen steuert. Auch ein stabiler Temperaturhaushalt ist für einen SMES wichtig, damit er im Betriebsfall unterhalb der Sprungtemperatur bleibt. Die für diese Regelung erforderliche Energie verursacht Verluste. Außerdem benötigt die für den Betrieb des SMES notwendige Gleichspannung einen Wechselrichter, sodass auch hier Verluste die Folge sind. Da nicht alle Leitungen im SMES-System supraleitend sind, entstehen in sämtlichen Zu- und Ableitungen ohmsche Verluste.

Des Weiteren haben Supraleiter Wechselfeldverluste, die aufgrund des magnetischen Feldverlaufs als Hystereseverluste bezeichnet werden (s. [23]).

Am bedeutendsten von allen sind jedoch die thermischen Verluste. Da der Supraleiter im Betrieb selbst unterhalb seiner Sprungtemperatur gehalten werden muss, ist eine ständige Kühlung notwendig, um den durch das Temperaturgefälle zwischen Umgebungs- und Spulentemperatur verursachten Wärmestrom zu kompensieren. Darüber hinaus muss das Kühlsystem der Erwärmung durch

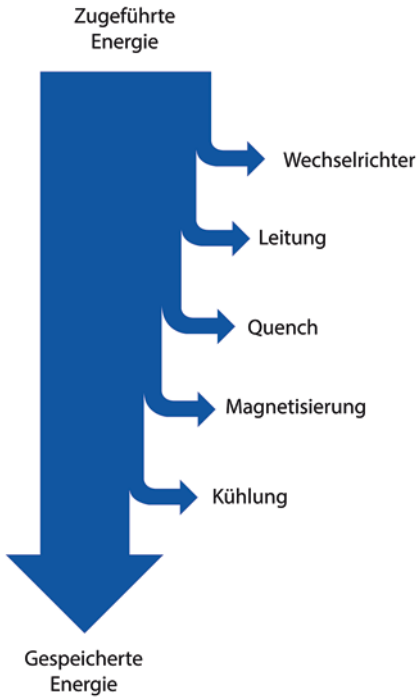


Abb. 6.44 Energieverluste im SMES

Änderung des Magnetfeldes beim Laden und Entladen entgegenwirken.

In Abb. 6.44 sind die Verluste dargestellt, die beim Laden und Entladen entstehen.

Da sich die thermischen Verluste proportional zur Temperaturdifferenz verhalten, konzentriert sich die derzeitige Forschung an Supraleitern darauf, Leiter mit möglichst hohen Sprungtemperaturen zu finden. Das Temperaturniveau einiger Supraleiter ist in Abb. 6.45 dargestellt.

Ein wesentlicher Fortschritt ist das Überschreiten der Sprungtemperatur von −196 °C. Damit kann zur Kühlung statt des teureren flüssigen Heliums der günstigere flüssige Stickstoff verwendet werden. Abbildung 6.46 zeigt die Preisdifferenz zwischen den beiden flüssigen Kühlmitteln Stickstoff (Siedetemperatur −196 °C) und Helium (−269 °C) für eine Menge von 300 l (s. [23]).

6.2.2.2 Einsatzgebiete von SMES

SMES spielen heute in der Energiespeicherung keine Rolle. Wegen ihrer hohen Leistungsdichte bei sehr niedriger Energiedichte können SMES eher als Leistungsspeicher denn als Energiespeicher bezeichnet werden.

SMES haben den Vorteil der direkten Energiespeicherung. Es gibt keine drehenden Teile, und chemische Prozesse zur Energieumwandlung werden nicht benötigt. Demgegenüber stehen aber noch sehr hohe Kosten und die großen thermischen Verluste. Tabelle 6.2 zeigt das Ergebnis einer japanischen Kostenanalyse aus dem Jahr 2009.

Mögliche Anwendungen wären daher der Einsatz zur:

- Kurzzeitspeicherung
- Netzstabilisierung bzw. Gewährleistung der Spannungsqualität
- Sicherung der Stromversorgung in Inselanlagen
- USV (unterbrechungsfreie Stromversorgung).

Großspeicher für Netzanwendungen befinden sich aktuell noch in der Entwicklungsphase. Im Gegensatz dazu werden Klein-SMES zur Spannungsstabilisierung bereits öfter eingesetzt. Eine Übersicht hierüber gibt Tab. 6.3.

6.3 Zusammenfassung

- Die große Bedeutung von **Elektrizität** im zukünftigen Energieversorgungssystem ist an mehreren Stellen in diesem Buch herausgestellt worden. Daher ist es naheliegend, das Thema der Energiespeicherung auch rein hinsichtlich der **Elektrik** anzugehen.
- Es gibt zwei Bauelemente in der Elektrotechnik, die Energie speichern können: **Kondensatoren** und **Spulen**. Beide wurden in diesem Kapitel vorgestellt, insbesondere diejenigen Merkmale dieser Bauelemente, die auch zum Zweck der Energiespeicherung von Bedeutung sind, also die Besonderheiten von **Superkondensatoren** und **supraleitenden Spulen**.
- Dem Vorteil, elektrische Energie nicht in andere Energieformen wandeln zu müssen und auf diesem Wege **teils hohe Wandlungsverluste vermeiden** zu können, steht der Nachteil von **extrem geringen Energiedichten** – so-

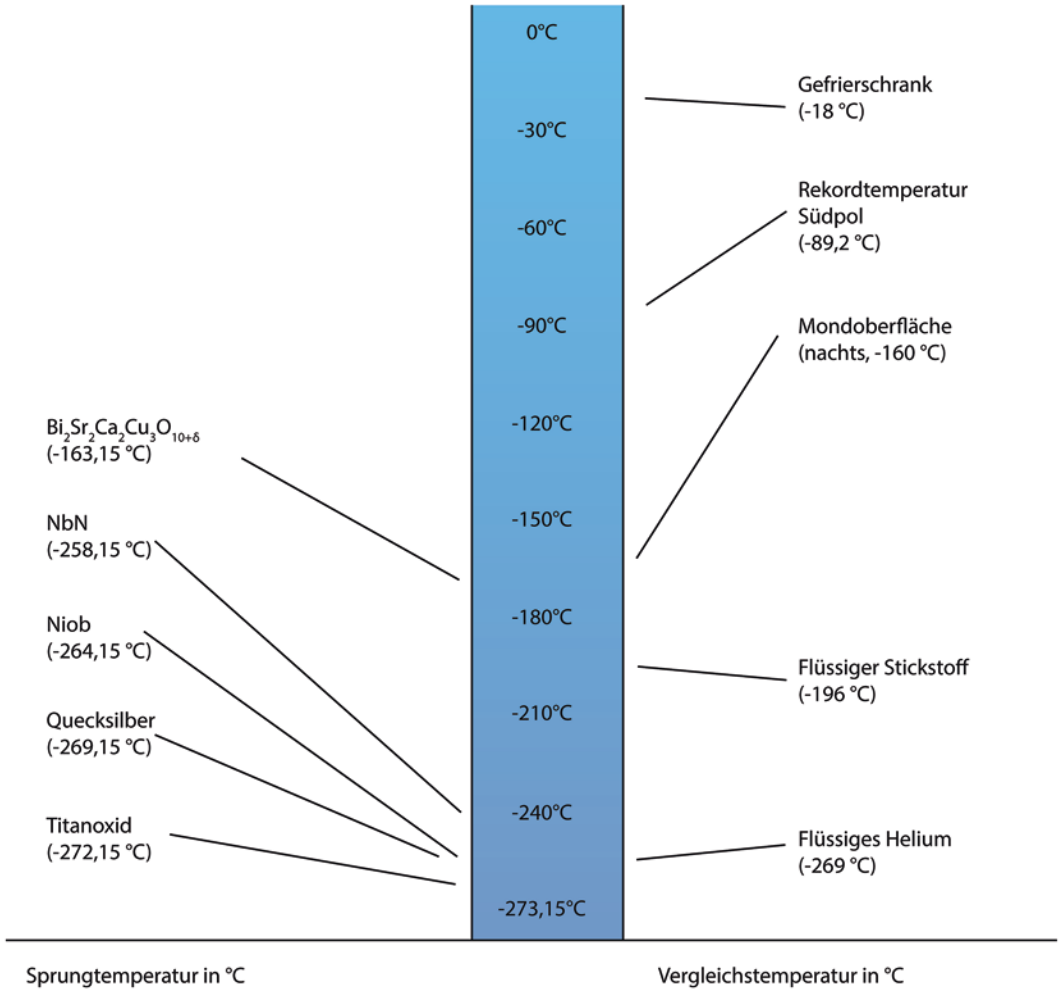


Abb. 6.45 Sprungtemperaturniveau verschiedener Supraleiter im Vergleich zu anderen charakteristischen Temperaturen

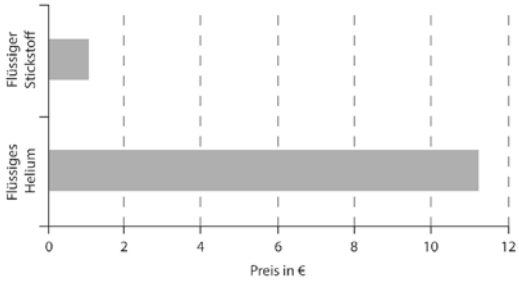


Abb. 6.46 Preisunterschied zwischen flüssigem Helium und flüssigem Stickstoff

Tab. 6.2 Kostenanalyse zu elektromagnetischen Speichern der NEDO-Organisation (s. [19])

Anlage 110 MW/15 kWh	690 USD/kW
Anlage 100 MW/500 kWh	1970 USD/kW

wohl auf das Volumen als auch auf das Gewicht bezogen – und **exorbitant hohen Kosten** gegenüber. Aus diesem Grund findet sich ihre Anwendung derzeit eher in **Nischenbereichen** wieder.

Tab. 6.3 Stand der SMES-Technik 2002. (s.[20])

Speichereinsatz	Spannungsqualität	Systemstabilität	Spitzenlastausgleich
Status	Unterschiedliche Speicher im Betrieb	Demonstrationsmodelle	Theoretische Ansätze
Erfahrungswerte	Probleme bei der Leistungsabgabe	Noch keine ausreichenden Erfahrungswerte	Langzeitstudie erforderlich
Entwicklungstrend	In der Herstellung	Produktion und Suche nach Abnehmern	Keine
Problemstellung	SMES-Kosten	Kostenoptimierung erforderlich	Zu hohe Kosten

Literatur

1. Atkins PW (2007) Physikalische Chemie, 4., vollst. überarb. Aufl. VCH, Weinheim
2. Bombardier Transportation (2009) EcoActive Technologies. MITRAC Energy Saver, Bombardier Transportation, Zürich
3. Buckel W (1994) Supraleitung. Grundlagen und Anwendungen, 5. überarb. und erg. Aufl. VCH, Weinheim
4. Deutsches Institut für Normung e.V. (2007) Elektrische Doppelschichtfestkondensatoren zur Verwendung in Geräten der Elektronik – Teil 2(DIN EN 62391-2)
5. Faranda R (2010) A new parameters identification procedure for simpified double layer capacitor two-branch model; Elsevier, Science direct. ► http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960900265X. Zugegriffen: Juli 2013
6. Führer A, Heidemann K, Nerreter W (2011) Grundgebiete der Elektrotechnik 2. Zeitabhängige Vorgänge, 9., aktualisierte Aufl. Grundgebiete der Elektrotechnik,/Arnold Führer; Klaus Heidemann; Wolfgang Nerreter ; Bd. 2. Hanser, München
7. Hagmann G (2006) Grundlagen der Elektrotechnik. Das bewährte Lehrbuch für Studierende der Elektrotechnik und anderer technischer Studiengänge ab 1. Semester; mit 4 Tabellen, Aufgaben und Lösungen, 12., korr. Aufl. AULA, Wiebelsheim
8. Hamann CH, Vielstich W (2005) Elektrochemie, 4., vollst. überarb. und aktualisierte Aufl. Wiley-VCH, Weinheim
9. Kathke M (1999) Supraleitung. Eine Einführung. GSI Helmholtzzentrum für Schwerionenforschung GmbH, Aachen
10. Lippold B (2013a) Aktivkohle, Chemie.de Informationsservice GmbH. ► http://www.chemie.de/lexikon/Aktivkohle.html. Zugegriffen: 24. Okt. 2013
11. Lippold B (2013b) Permittivität, Chemie.de Informationsservice GmbH. ► http://www.chemie.de/lexikon/Permittivit%C3%A4t.html. Zugegriffen: 24. Okt. 2013
12. Lott J (2001) Einsatz des Doppelschichtkondensators als Zusatzspeicher im Elektrofahrzeug, Als Ms. gedr. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 21, Elektrotechnik, Bd . 307. VDI, Düsseldorf
13. Maxwell Technolgies (2009) PRODUCT GUIDE Maxwell Technologies BOOSTCAP Ultracapacitors; Maxwell technologies. ► http://www.maxwell.com/products/ultracapacitors/docs/1014627_boostcap_product_guide.pdf. Zugegriffen: Juli 2013
14. Maxwell Technologies (2013a) Application Note. Life Duration Estimation, Maxwell Technologies, San Diego CA
15. Maxwell Technologies (2013b) Datasheet HC Series Ultracapacitors, Maxwell Technologies, San Diego CA
16. Maxwell Technologies (2013c) Ultracapacitor usage in pitch control system, Maxwell Technologies, San Diego CA
17. Mortimer CE, Müller U (2010) Chemie. Das Basiswissen der Chemie; … 128 Tabellen. Chemie
18. Neupert U (2009) Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Fraunhofer-IRB, Stuttgart
19. Nomura S, Shintomi T, Akita S et al (2010) Technical and cost evaluation on SMES for Electric Power Compensation. IEEE Trans Appl Supercond 20(3):1373–1378. doi:10.1109/TASC.2009.2039745
20. Norris B, Symons P, Schoenung S et al (2002) Handbook of energy stoage for transmission or Distribution Applications. EPRI, California
21. Schmidt VM (2003) Elektrochemische Verfahrenstechnik. Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozessoptimierung. Wiley-VCH, Weinheim
22. Schwaiger F, Sailer B, Glaser J et al (2002) Supraleitfähigkeit. Strom eiskalt serviert. Chemie unserer Zeit, Universität Mainz, Mainz
23. Simon O (1999) Einsatz eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers zur Kompensation von Netzrückwirkungen, Als Ms. gedr. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 21 Elektrotechnik, Bd . 268. VDI, Düsseldorf
24. van de Bossche P, van Mulders F, Verbruggel B et al (2013) The cell versus the system. Standardization challenges for electricity storage devices, EVS24 International Batterie, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Stavanger
25. WIMA (2013) Anwendung von WIMA Doppelschicht-Kondensatoren, WIMA Spezialvertrieb elektronischer

Bauelemente GmbH & CO.KG. ► http://www.wima.de/DE/supercap_applic.htm. Zugegriffen: 24. Okt. 2013
26. Yonghua C (2010) Assessments of energy capacity and energy losses of supercapacitors in fast charging–discharging cycles. IEEE Trans Energy Convers 25(1):253–261. doi:10.1109/TEC.2009.2032619
27. Zogbi D (2013) Supercapacitors the Myth, the Potential and the Reality, tti Inc. ► http://www.ttiinc.com/object/me-zogbi-20130403.html. Zugegriffen: 24. Okt. 2013

Elektrochemische Energiespeicher

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Dr. Bernhard Riegel (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Detlef Ohms (Hoppecke Batterien): Abschnitte 7.1, 7.3
Dr. Eduardo Cattaneo (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.6
Dr. Götz Langer (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.2
Dr. Matthias Herrmann (Hoppecke Batterien): Abschnitt 7.4

Übersicht

Die direkte Speicherung elektrischer Energie über Kondensatoren und Spulen ist einerseits höchst effizient, aber andererseits in punkto Speicherkapazitäten sehr begrenzt und mit hohen Kosten verbunden. Diese Nachteile werden durch die elektrochemische Energiespeicherung überwunden, allerdings auf Kosten des Wirkungsgrades der rein elektrischen Energiespeicherung, die die effizienteste Art und Weise der Stromspeicherung ist.

Elektrochemische Energiespeicher werden durch die Begriffe Batterien und Akkumulatoren beschrieben. Elektrochemische Systeme bestehen aus Elektroden, die über einen Elektrolyten als ionenleitende Phase miteinander verbunden sind. Generell kann elektrochemischen Systemen elektrische Energie entnommen werden oder, im Fall von Akkumulatoren, sowohl entnommen als auch eingespeichert werden. Dabei laufen chemische Reaktionen ab, bei denen elektrische Ladungen übertragen werden.

Elektrochemische Energiespeicher werden in Niedertemperatur-Batterien wie z. B. Blei-, Nickel- und Lithium-Batterien und Hochtemperatur-Batterien wie Natrium-Schwefel-Batterien eingeteilt. Ferner wird zwischen Batterien mit externem Speicher wie Redox-Flow-Batterien und internem Speicher – was für die meisten Batterien zutrifft – unterschieden.

7.1 Grundlagen – 232
7.1.1 Physikalische Grundzusammenhänge – 232
7.1.2 Potenzialausbildung an Elektroden – 233
7.1.3 Elektrodengleichgewicht – 235

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_7

7.1.4 Nernst'sche Gleichung – 235
7.1.5 Elektrochemische Umsätze an Elektroden – 237
7.1.6 Elektrochemische Zellen und Zellreaktionen – 237
7.1.7 Elektroden- und Zellpolarisation – 239
7.1.8 Nebenreaktionen – 241
7.1.9 Energie- und Wirkungsgradbetrachtungen – 241
7.1.10 Typen elektrochemischer Energiespeicher und -wandler – 242
7.1.11 Elektrolyte – 243
7.1.12 Bauformen von Zellen – 244
7.1.13 Kenngrößen von Energiespeichern – 244

7.2 Blei-Säure-Batterien – 247
7.2.1 Aufbau – 247
7.2.2 Grundreaktionen, Gleichgewicht, Zellenspannung – 249
7.2.3 Stoffmengenbilanz, Speicherfähigkeit – 250
7.2.4 Entladecharakteristik – 250
7.2.5 Die Nebenreaktionen – 254
7.2.6 Laden von Bleibatterien – 257
7.2.7 Die verschlossene Bleibatterie – 259
7.2.8 Alterungsmechanismen – 262

7.3 Nickel-Batterien – 264
7.3.1 Nickel-Cadmium-Batterien – 266
7.3.2 Nickel-Metall-Hydrid Batterien – 278

7.4 Lithium-Batterien – 281
7.4.1 Funktionsprinzip, chemische Reaktionen und Aktivmaterialien – 283
7.4.2 Zellspannung – 283
7.4.3 Elektrolyt und elektrochemisches Stabilitätsfenster – 287
7.4.4 Weitere Zellkomponenten – 290
7.4.5 Leitfähigkeit der Elektrodenmaterialien – 292
7.4.6 Bauformen und Anwendungsgebiete – 294
7.4.7 Betriebsweise und typische Leistungskenndaten – 299

7.5 Natrium-Schwefel-Batterien – 304
7.5.1 Die Elektroden – 304
7.5.2 Der Elektrolyt/Separator – 305
7.5.3 Das Heizsystem – 306
7.5.4 Formen und Modulgrößen – 307
7.5.5 Lade- und Entladevorgang – 308

7.5.6 Zyklen, Kapazitäten und Lebensdauer – 311
7.5.7 Wirkungsgrad, Leistung und Energien – 312
7.5.8 Gefahren und Sicherheit – 313

7.6 Redox-Flow-Batterien – 315
7.6.1 Aufbau und Funktionsweise der Redox-Flow-Zelle – 315
7.6.2 Mögliche Materialpaarungen – 319
7.6.3 Lade- und Entladestrategien – 320
7.6.4 Energie-, Leistungsdichte und Wirkungsgrad – 322
7.6.5 Die Redox-Flow-Batterie im Vergleich – 323
7.6.6 Lebensdauer und lebensdauerverkürzende Mechanismen – 323
7.6.7 Anwendungsbereiche von Redox-Flow-Batterien – 323
7.6.8 Recycling, Umwelt und Sicherheit – 324

Literatur – 325

7.1 Grundlagen

Vor der Beschreibung der gängigsten Batterietechnologien werden grundlegende Zusammenhänge zu den thermodynamischen und chemischen Hintergründen behandelt, die allen Technologien gemein sind. Die Komplexität der elektrochemischen Vorgänge kann hier nur teilweise wiedergegeben werden und wird zum Teil vereinfacht dargestellt.

7.1.1 Physikalische Grundzusammenhänge

Die Energiespeicherung in Batterien erfolgt in Form von Ladungsträgern, die durch Reduktions- und Oxidationsvorgänge aufgenommen bzw. abgegeben werden. Dabei erzeugt deren Fluss einen elektrischen Strom $i(t)$:

$$i(t) = \frac{dQ}{dt}. \tag{7.1}$$

Ein Elektron (bzw. Proton mit der Ladung Q [As = Coulomb = C]) besitzt die Elementarladung

$$e = 1,602177 \cdot 10^{-19}\,\mathrm{C}.$$

Aus der Elementarladung e und der Avogadro-Konstante $N_A = 6,0221415 \cdot 10^{23}\ \mathrm{mol}^{-1}$ ergibt sich die Faraday-Konstante:

$$F = e \cdot N_A = 9,648534 \cdot 10^4 \cdot \mathrm{C} \cdot \mathrm{mol}^{-1}. \tag{7.2}$$

Bei n_{e^-} freigesetzten Elektronen wird eine Ladungsmenge von

$$Q = n_{e^-} \cdot F = \int i(t)\,dt \tag{7.3}$$

transportiert.

Die Menge n_e^- der freigesetzten Elektronen resultiert aus der Stöchiometrie der Reaktionsgleichungen. Die anoden- und kathodenseitigen Reaktionen machen deutlich, dass bei jedem Reaktionsvorgang Ionen umgewandelt und dabei Elektronen aufgenommen oder abgegeben werden. Zum Ausgleich des Ladungsgleichgewichts werden ebenfalls einige Protonen aufgenommen oder abgegeben. Der Zusammenhang zwischen der an einer Elektrode eingesetzten Masse eines Stoffes und der Anzahl der übertragenen Elektronen ist dabei proportional. Das 1. Faraday'sche Gesetz der Elektrolyse beschreibt die Äquivalenz zwischen abgeschiedener Stoffmenge und elektrischer Ladungsmenge.

Bei der Reduktionsreaktion:

$$\vartheta_E + ze^- \rightarrow \vartheta_p \tag{7.4}$$

stehen die stöchiometrischen Faktoren ϑ_E und ϑ_P für das Edukt bzw. Produkt der Reaktion.

Durch die Multiplikation mit der Ladungszahl z wird die Ladungsmenge bestimmt:

$$Q = n_E \cdot z \cdot F = n_{e^-} \cdot F = \int i^i(t)dt. \tag{7.5}$$

Aus der Potenzialdifferenz $U = \Delta\varphi = \varphi_{\mathrm{Kathode}} - \varphi_{\mathrm{Anode}}$ geht die verrichtete Arbeit für den Transport der Ladungsmenge zwischen Kathode und Anode pro mol Reaktionsumsatz hervor:

$$w_{el} = -z \cdot F \cdot U\left[\mathrm{J} \cdot \mathrm{mol}^{-1}\right]. \tag{7.6}$$

Zur weiteren Erläuterung s. ▶ Abschn. 7.1.2.

Wird die Arbeit reversibel bei konstanter Temperatur und konstantem Druck verrichtet, ist diese gleich der umsetzbaren chemischen Reaktion und somit der freien Reaktionsenthalpie ΔG_R:

$$w_{el} = \Delta G_R\left[\mathrm{J} \cdot \mathrm{mol}^{-1}\right]. \tag{7.7}$$

Durch eine Änderung z. B. des Temperaturniveaus treten unerwünschte irreversible Prozesse innerhalb der chemischen Reaktionen auf. Aufgrund des Wärmeeffekts wird die nutzbare Reaktionsenthalpie ΔH_R um die Reaktionsentropie ΔS_R geringer ausfallen als die freie Reaktionsenthalpie ΔG_R. Folglich ist dann:

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T \cdot \Delta S_R. \tag{7.8}$$

Ist $\Delta G_R < 0$, ist auch $w_{el} < 0$, und man spricht vom Entladungsprozess der galvanischen Zelle. Es wird Leistung abgegeben. Ist jedoch $\Delta G_R > 0$ und folglich $w_{el} > 0$, wird vom Ladeprozess der Elektrolysezelle gesprochen und Leistung aufgenommen. Der Ladeprozess kann nur erzwungen werden, indem eine äußere Spannung angelegt wird, s. ▶ Abschn. 7.1.6. Weiter steht ΔG_R in Abhängigkeit der Reaktanten und ist somit variabel:

$$\Delta G_R = \Delta G^0 + R \cdot T \cdot ln\left(\prod_{i=1}^{n} a_i^{\vartheta_i}\right). \tag{7.9}$$

Hierin ist ΔG^0 die Reaktionsenthalpie in Bezug auf die Standardbedingungen ($p = 1$ bar; $T = 298{,}15$ K; $c_i = 1\ \text{mol/l}$; $a_i = 1$), also die freie Standardreaktionsenthalpie. Dabei steht R für die Gaskonstante mit $R = 8{,}3145$ J/(mol·K), T für die Temperatur in Kelvin, a_i für die Aktivität des Reaktanten i in mol/l und ϑ_i als stöchiometrischer Koeffizient für die Edukte <0 und die Produkte >0.

Die Aktivität gilt dabei als thermodynamisches Maß für die Effektivität bzw. die Wirksamkeit einer Substanz *i*,

$$\alpha_i = \gamma_i \cdot c_i. \tag{7.10}$$

Somit ist der Aktivitätskoeffizient γ ein dimensionsloser Korrekturkoeffizient und hängt von der Substanz *i* ab. Unter einer »ideal« verdünnten Lösung versteht man, dass die Abstände der Ionen sehr groß und dadurch ihre Wechselwirkung vernachlässigbar gering ist. Daraus folgt ein Aktivitätskoeffizient $\gamma = 1$, und die Aktivitäten der Stoffmengenkonzentrationen c_i sind somit durch

$$c_i = \frac{n_i}{V}\left[\text{dm}^3 \cdot \text{mol}^{-1} = \text{M}\right] \tag{7.11}$$

gegeben. Dabei steht n_i für die Stoffmenge des gelösten Stoffes und V für das Volumen der Lösung. Befindet sich das Reaktionssystem in einem chemischen Gleichgewicht, wird in Gl. 7.12 die sogenannte Massenwirkungs- oder Gleichgewichtskonstante K_c erreicht. Wie der Name schon sagt, bleiben in diesem Zustand die Konzentrationen aller Reaktanten konstant, da die durch die chemischen Reaktionen auftretenden Bildungen und Zersetzungen von Verbindungen mit gleicher Geschwindigkeit auftreten. Dieser Prozess beschreibt ein dynamisches Gleichgewicht, wobei die Gesamtreaktion nach außen hin zum Stillstand gekommen ist. Es gilt:

$$\Delta G^0 = -R \cdot T \cdot ln(K_c). \tag{7.12}$$

Die Gleichgewichtsspannung U^0 ergibt sich durch Gleichsetzen mit Gl. 7.6 in Bezug auf die Standardbedingungen:

$$\frac{\Delta G^0}{z \cdot F} = -U^0 \tag{7.13}$$

Es wird Gl. 7.6 in Gl. 7.7 eingesetzt, und mit Gl. 7.13 in Gl. 7.9 entsteht die allgemeine Nernst'sche Gleichung, in der *U* das Nernstpotenzial darstellt:

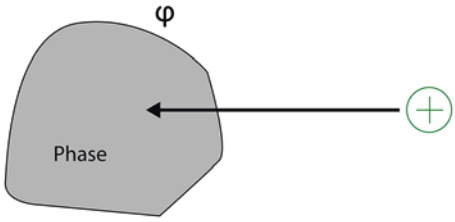


Abb. 7.1 Darstellung des inneren elektrischen Potenzials

$$U = U^0 + \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln\left(\prod_{i=1}^{n} a_i^{\vartheta_i}\right). \tag{7.14}$$

Siehe hierzu auch ▶ Abschn. 7.1.4.

Aus der Differenz der Standardeinzelpotenziale ϕ^0 der beiden Elektroden ergibt sich die Standardgleichgewichtsspannung U^0:

$$\phi^0_{Kathode} - \phi^0_{Anode} = U^0. \tag{7.15}$$

Die Elektrodenpotenziale können in Tabellenwerken nachgeschlagen werden und beziehen sich auf den Reduktionsprozess an einer Elektrode. Als Referenzelektrode ist das Potenzial der Normalwasserstoffelektrode (RHE = *reference hydrogen electrode*) dienlich, welches unter Standardbedingungen den Wert null annimmt.

7.1.2 Potenzialausbildung an Elektroden

Alle Prozesse der Elektrochemie sind mit einem Ladungstransport zwischen Gebieten gleicher physikalischer und chemischer Eigenschaften (Phasen) verbunden. Eine Größe, die die energetischen Veränderungen bei Änderung der elektrischen Aufladung einer Phase beschreibt, ist das innere elektrische Potenzial.

Das innere elektrische Potenzial ϕ wird über die elektrische Arbeit W_{el} definiert, die erforderlich ist, eine positive Ladung aus unendlicher Entfernung in eine Phase zu transportieren (s. Abb. 7.1),

$$W_{el} = z \cdot F \cdot \phi. \tag{7.16}$$

Hierbei stellt *z* die Ladungszahl dar, *F* die Faraday-Konstante.

Die Differenz der inneren elektrischen Potenziale zweier sich berührender Phasen (Phasengrenze)

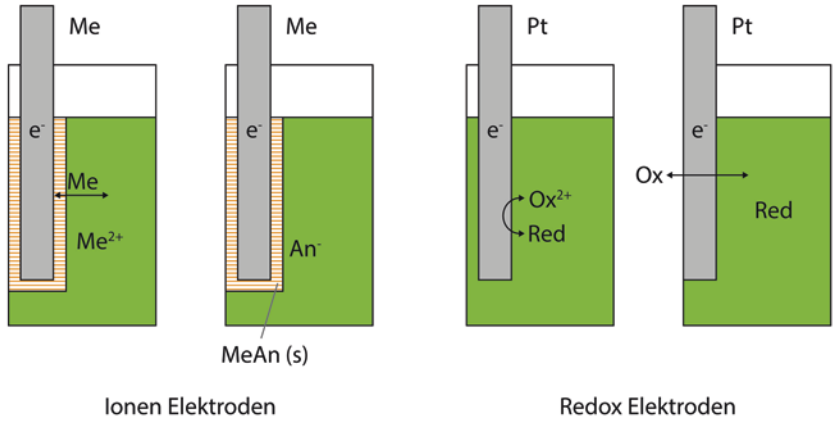


Abb. 7.2 Ionen- und Redoxelektroden

wird als »Galvanipotenzial« bezeichnet. Berühren sich zwei metallische Phasen, wird diese Differenz auch »Voltapotenzial« genannt. Auf den unterschiedlichen Temperaturabhängigkeiten der Potenziale bei verschiedenen Metallen beruht auch die Benutzung von Thermoelementen zur Temperaturmessung.

Wird ein elektrischer Leiter in eine Elektrolytlösung getaucht, bildet sich an der Phasengrenze ebenfalls eine Potenzialdifferenz aus. Ein solches, aus mehreren Phasen (Metall und Elektrolyt) bestehendes System, über dessen Phasengrenze Ladungen ausgetauscht werden können, bezeichnet man als »Elektrode«. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird fälschlicherweise mitunter nur das eintauchende Metall als Elektrode bezeichnet. Die Definition der Elektroden beinhaltet daher das gesamte Mehrphasensystem, das durch den Kontakt eines elektronischen Leiters (z. B. Metall) mit dem ionischen Leiter in Elektrolytlösungen entsteht.

Nach der Art der durch die Grenzfläche hindurchtretenden Ladungsträger (Ionen bzw. Elektronen) wird zwischen »Ionenelektroden« und »Redoxelektroden« unterschieden.

Bei Ionenelektroden wird zwischen Ionenelektroden der 1. bzw. 2. Art unterschieden. Eine Ionenelektrode der 2. Art ist eine Elektrode, bei der der Ladungstransfer durch mehr als eine Grenzfläche erfolgt. Das ist z. B. dann der Fall, wenn sich ein schwerlösliches Salz auf der Metalloberfläche ablagert. Gelegentlich werden diese Elektroden auch als mehrfache Elektroden bezeichnet (im Gegensatz zum Begriff »einfache« Elektroden mit nur einer Grenzfläche). Häufig werden solche Elektroden in den Akkumulatoren eingesetzt, da die elektrochemisch wirksamen Stoffe ortsfest verbleiben.

Je nachdem, ob sich Reaktanten und Produkte in der gleichen Phase befinden, wird zwischen homogenen oder heterogenen Elektroden unterschieden (s. Abb. 7.2).

Eine Besonderheit stellen Insertationselektroden (z. B. in Lithium-Ionenzellen) dar, bei denen in ein Kristallgitter Fremdionen eingelagert werden. In diesen Fällen entstehen Phasenbereiche, die durch einen Gradienten der eingelagerten Fremdionen gekennzeichnet sind und in denen sich das Potenzial innerhalb der Phase unterscheiden kann.

Werden zwei Elektroden kombiniert, die in Kontakt zum gleichen Elektrolyten stehen, so ergibt sich eine messbare Potenzialdifferenz zwischen diesen Elektroden. Ein Beispiel einer einfachen Ionenelektrode ist dabei das System, welches aus einem beliebigen Metall beim Eintauchen in eine wässrige Lösung entsteht, die die gleichen Metallionen enthält. Für die Ionen im Metallgitter besteht dabei die Möglichkeit, über die Phasengrenze in die Elektrolytphase zu wechseln (Oxidation des Metalls). Dabei bleibt eine negative Ladung im Metallgitter zurück. Andererseits können Ionen aus der Elektrolytphase in das Metallgitter wandern (Reduktion) und die Metallphase positiv aufladen.

Durch die chemischen Eigenschaften des Metalls und der mit ihm wechselwirkenden gleichartigen Ionen in der Elektrolytlösung stellt sich eine bestimmte Potenzialdifferenz über der Phasengrenze ein, die sich bei verschiedenen Metallen unterscheidet. Ein unedleres Metall zeigt dabei eine stärkere Tendenz der Auflösung, sodass es eine negativere Aufladung der Metallphase ausbildet, die diesem Prozess entgegenwirkt. In der Anfangsphase der Elektrochemie wurde dafür der Begriff »Lösungsdruck« eingeführt. Dieses Verhalten führte zum Aufstellen einer Spannungsreihe für die verschiedenen Metalle.

Für die Betrachtung der Elektroden in Akkumulatoren muss der Potenzialbegriff auf beliebige Elektroden ausgedehnt werden. Bei den sich daraus ergebenen Potenzialreihen für Elektroden muss die Konzentration der elektrochemischen Komponenten berücksichtigt werden.

Zur Beschreibung der unterschiedlichen Reaktivität der an der Ausbildung der Potenzialdifferenz beteiligten Stoffe wird auf Formulierungen der chemischen Thermodynamik zurückgegriffen.

Die Tendenz dazu wird durch die sogenannten »chemischen Potenziale μ« der beteiligten Ionen nach Gl. 7.17 beschrieben. Thermodynamisch wird darunter der Differentialquotient der freien Enthalpie G nach der Stoffmenge der Komponenten bei konstanter Temperatur T und Druck p verstanden:

$$\mu_i = \left(\frac{\partial G}{\partial n_i} \right)_{T,p} . \tag{7.17}$$

7.1.3 Elektrodengleichgewicht

Wenn durch eine Elektrode kein elektrischer Strom fließt, stellt sich zwischen den elektrochemischen Reaktionspartnern ein Gleichgewicht ein. Durch die unterschiedlichen Potenziale der einzelnen Phasen entsteht über der Phasengrenze eine Potenzialdifferenz.

Aus der chemischen Thermodynamik ist bekannt, dass ein Gleichgewichtszustand dann erreicht ist, wenn die freie Reaktionsenthalpie unter der Annahme konstanten Drucks und konstanter Temperatur dem Wert null entspricht. Für elektrochemische Reaktionen muss dieses Kriterium erweitert werden. An der Elektrode liegt dann ein elektrochemisches Gleichgewicht vor, wenn die chemische Triebkraft genau durch die Potenzialausbildung an der Phasengrenze kompensiert wird. Von außen betrachtet läuft dann scheinbar keine Reaktion mehr ab und der Stromfluss ist null. Intern können jedoch Teilreaktionen (Hin- und Rückreaktionen, dynamisches Gleichgewicht) mit einer gewissen Geschwindigkeit ablaufen, jedoch müssen sich die Umsätze kompensieren und die Teilströme sich aufheben.

Die im Zustand des elektrochemischen Gleichgewichts vorliegenden Konzentrationen der beteiligten Stoffe werden als Gleichgewichtskonzentrationen und das Potenzial als Gleichgewichts-Elektrodenpotenzial bezeichnet. Wird ein Stromfluss erzwungen bzw. durch das Schließen eines Stromkreises ermöglicht, befindet sich die Elektrode nicht mehr im elektrochemischen Gleichgewicht, sondern sie ist polarisiert. Ihr Potenzial weicht vom Gleichgewichtswert ab und die Konzentrationen verändern sich.

7.1.4 Nernst'sche Gleichung

Das Potenzial einer Elektrode im Zustand des elektrochemischen Gleichgewichts wird von der Konzentration der Elektrodenbestandteile beeinflusst und durch die Nernst'sche Gleichung beschrieben. Zur Formulierung der Nernst'schen Gleichung, d. h. der Abhängigkeit des Elektrodenpotenzials von den Konzentrationen, geht man von der Elektrodenreaktion aus. Als Beispiel soll hier eine Elektrode betrachtet werden, bei der ein Stoff in der reduzierten Form (Red) in eine oxidierte Form (Ox) übergehen kann. Man formuliert die Reaktionsgleichung derart, dass sich auf der rechten Seite die oxidierte Form des Redox-Paares befindet,

$$Red \underset{\text{Reduktion}}{\overset{\text{Oxidation}}{\rightleftarrows}} Ox^{z+} + ze^{-} . \tag{7.18}$$

Das Elektrodenpotenzial ergibt sich dann in folgender Weise:

$$U = U^0 + \frac{RT}{zF} ln \frac{c_{Ox}}{c_{Red}}, \tag{7.19}$$

mit der allgemeinen Gaskonstante R (ca. 8,314 J/(K mol)), der Faraday-Konstante F (ca. 96.500 As/mol), der entsprechend der zugrunde gelegten Reaktionsgleichung pro Formelumsatz ausgetauschten Ladungen z, dem Standard-Elektrodenpotenzial U^0 und der Gleichgewichtskonzentrationen c der beteiligten Reaktanten.

Formuliert man die Nernst'sche Gleichung allgemein, so enthält der logarithmische Term die Konzentrationen a der Komponenten. Das Produkt der Gleichgewichtskonzentrationen von der Seite der oxidierten Form des Redox-Paares befindet sich im Zähler, das Produkt der Gleichgewichtskonzentrationen von der Seite der reduzierten Form des Redox-Paares im Nenner. Als Exponenten der Konzentrationen treten die stöchiometrischen Koeffizienten der Elektrodenreaktion auf,

$$U = U^0 + \frac{RT}{zF} \cdot \ln \frac{\prod_i a_{ox,i}^{n_i}}{\prod_i a_{red,i}^{n_i}}. \tag{7.20}$$

Streng genommen ist zu beachten, dass anstelle der Konzentrationen sogenannte Aktivitäten (Wirkkonzentrationen) und Fugazitäten eingesetzt werden müssen, die jeweils auf einen Standardzustand bezogen werden. Dadurch wird der Quotient im logarithmischen Term dimensionslos. In der Praxis werden Aktivitäten und Fugazitäten durch Konzentrationsmaße (Molenbruch bzw. mol/ltr) und Druckwerte angenähert.

Der logarithmische Term stellt daher einen Wert dar, der die Abweichung des Elektrodenpotenzials von dem sogenannten Standardzustand beschreibt. Beim thermodynamisch definierten Standardzustand nehmen die Aktivitäten der Komponenten den Wert 1 an. Der Begriff des Standardzustandes ist nicht an eine bestimmte Temperatur gebunden.

In der Praxis ist es schwierig, Bedingungen zu wählen, bei denen sich alle Komponenten im Standardzustand befinden. Trotzdem sind diese Werte der Standardelektrodenpotenziale für Vergleiche von Interesse. Häufig werden diese Werte bei einer Temperatur von 25 °C angegeben.

Bei gasförmigen Reaktanten wird der Standardzustand angenähert, wenn sich das Gas thermodynamisch ideal verhält. Das heißt, es verhält sich entsprechend der idealen Gasgleichung, und die Wechselwirkung zwischen den Teilchen kann vernachlässigt werden. Es wird von einem Druck von 1 atm = 1,01325 bar ausgegangen. Bei kondensierten (festen, flüssigen) Stoffen ist der Standardzustand der des reinen Stoffes.

Potenziale von Einzelelektroden lassen sich nur im Vergleich zu anderen Elektroden messen. Als Bezugselektrode wird dafür häufig die sogenannte Wasserstoffelektrode herangezogen. Die Wasserstoffelektrode (RHE – engl.: *reference hydrogen electrode*) beruht auf dem heterogenen elektrochemischen Gleichgewicht, das sich zwischen der Wasserstoffionenkonzentration in einer Elektrolytlösung und gasförmigem Wasserstoff über dieser Lösung an einem inerten Metall einstellt,

$$H_2 \underset{\text{Reduktion}}{\overset{\text{Oxydation}}{\rightleftharpoons}} 2H^+ + 2e^-. \tag{7.21}$$

Das Elektrodengleichgewicht wird dabei durch die Oxidation des Wasserstoffs bzw. die reduktive Wasserstoffabscheidung gebildet. Als inertes Metall wird messtechnisch Platinblech verwendet, dessen Oberfläche durch Modifizierung vergrößert wurde,

$$U_H = U_H^0 + \frac{RT}{2F} \ln \frac{a_{H^+}^2}{a_{H_2}} = U_H^0 + \frac{RT}{F} \ln \frac{a_{H^+}}{\sqrt{a_{ph_2}}} \tag{7.22}$$

Das Standard-Elektrodenpotenzial der Wasserstoffelektrode U_H^o erhält per Definition den Wert 0. Die Definition der Standardbedingungen setzt einen Zustand voraus, bei dem alle beteiligten Reaktanten eine Aktivität (wirksame Konzentration a bzw. Fugazität a_p) von 1 aufweisen. Das bedeutet für die Wasserstoffelektrode, dass der gasförmige Wasserstoff dem Verhalten eines idealen Gases entspricht und einen Druck von 1 atm = 101.325 Pa aufweist, die Lösung 1 mol/ltr an Wasserstoffionen ist und deren Aktivitätskoeffizient eins beträgt. Dieser Zustand ist nicht exakt zu realisieren, trotzdem stellt die Standardwasserstoffelektrode einen gut definierten Bezugswert dar.

In der Praxis werden besser handhabbare Bezugselektroden für die Potenzialmessung herangezogen, wie z. B. $Hg/HgO/OH^-$ im alkalischen

Tab. 7.1 Charakteristische Materialeigenschaften

Material	Atom- bzw. Mol gewicht	Standard- Elektrodenpotenzial bei 25 °C	Wertigkeitsänderung	Schmelzpunkt	Dichte	Elektrochemische Äquivalente		
–	g	V	–	°C	g/cm³	Ah/g	g/Ah	Ah/cm³
H_2	2,01	0	2	–	–	26,59	0,037	–
Li	6,94	–3,01	1	180	0,54	3,86	0,259	2,06
Na	23,0	–2,71	1	98	0,97	1,16	0,858	1,14
Mg	24,3	–2,38 –2,69, alk	2	650	1,74	2,20	0,454	3,8
Al	26,9	–1,66	3	659	2,69	2,98	0,335	8,1
Ca	40,1	–2,84 –2,35, alk	2	851	1,54	1,34	0,748	2,06
Fe	55,8	–0,44	2	1528	7,85	0,96	1,04	7,5
Zn	65,4	–0,76 –1,25, alk	2	419	7,14	0,82	1,22	5,8
Cd	112,4	–0,40	2	321	8,65	0,48	2,10	4,1
Pb	207,2	–0,13	2	327	11,34	0,26	3,87	2,9

Elektrolyten und $Hg/Hg_2SO_4/SO_4^{2-}$ im acid-wässrigen Elektrolyten. Das Potenzial der RHE hängt entsprechend der Gl. 7.22 direkt vom pH-Wert der Lösung ab. Bei Insertations-Elektroden (z. B. Metalloxid-Elektroden von Lithiumzellen) ändern sich die Konzentrationen der eingelagerten Spezies beim Laden bzw. Entladen kontinuierlich. Anhand des Potenzials kann direkt der Ladezustand dieser Elektroden bestimmt werden.

7.1.5 Elektrochemische Umsätze an Elektroden

Elektrochemische Reaktionen laufen unter Ladungsaustausch (Redoxreaktion) ab. Die stoffliche Menge und die umgesetzte Ladungsmenge sind einander proportional.

Als stoffliche Bezugsgröße wird das Mol verwendet. Ein Mol eines Stoffes enthält eine Anzahl von $6{,}022 \cdot 10^{23}$ Teilchen (Avogadro-Konstante). Wird der Begriff des Mols auf die elektrische Ladung angewendet, entspricht dies einer Ladungsmenge von 96.485 As. Diese Ladungsmenge wird als Faraday-Konstante F bezeichnet. Oxydationsprozesse werden als anodische, Reduktionsprozesse als kathodische Reaktionen bezeichnet.

Für jeden Elektrodenprozess kann eine chemische Redoxreaktion formuliert werden. Die bei einem elektrochemischen Prozess umgesetzte Ladung ergibt sich aus der Stoffmenge n (Anzahl der Mole) und der Ladungszahl z der pro Mol ausgetauschten Ladungen,

$$q = z \cdot F \cdot n. \tag{7.23}$$

Für mehrwertige Ionen muss ein entsprechend Vielfaches an Ladungsmenge berücksichtigt werden. Häufig wird anstelle der Molmasse die sogenannte Äquivalentmasse eines Stoffes angegeben, die sich aus der Molmasse dividiert durch die Wertigkeitsänderung des Stoffes ergibt (s. Tab. 7.1).

7.1.6 Elektrochemische Zellen und Zellreaktionen

Werden mehrere Elektroden kombiniert, so entsteht eine elektrochemische Kette oder Zelle, deren Zellspannung messbar ist. Die Potenziale der einzelnen Elektroden lassen sich durch Messung

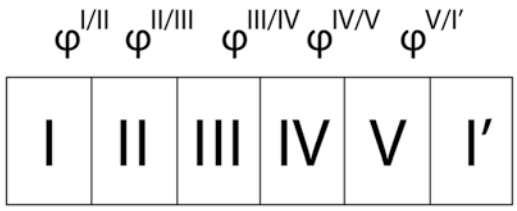


Abb. 7.3 Phasenschema einer elektrochemischen Zelle

mit einer zusätzlichen Bezugselektrode bestimmen, die dabei selbst mit Strom belastet werden darf und unveränderlich sein soll. Formal betrachtet ist eine Spannungsmessung nur zwischen identischen stofflichen Phasen möglich. Letztendlich müssen auch Metall/Metall-Übergänge bis in das Messinstrument hinein betrachtet werden (s. Abb. 7.3).

Die Ketten- bzw. Zellspannung wird als Summe der Potenzialdifferenzen ermittelt und als Differenz der Anschlussphasen gemessen,

$$U = \phi^{\mathrm{I}} - \phi^{\mathrm{I}'}. \tag{7.24}$$

Im Jahr 1780 beobachtete Galvani erstmals das Auftreten von Spannungsdifferenzen zwischen unterschiedlichen Metallen, die über einen Elektrolyten miteinander verbunden wurden. Ausgangspunkt waren Versuche, bei denen der Einfluss der Reibungselektrizität auf biologische Materialien untersucht werden sollten. Er beobachtete die elektrische Wirkung, die verschiedene Metalle bei Berührung mit einem Froschschenkel hervorriefen. Die Spannungen führten zu Muskelkontraktionen und wurden zunächst fälschlicher Weise als »animalische Elektrizität« gedeutet. Diese Beobachtungen bildeten somit den Ausgangspunkt für die späteren Formulierungen der elektrochemischen Spannungsreihe der Metalle entsprechend ihrer Charakterisierung als »edel« bzw. »unedel« durch Volta und Ritter. Letztendlich war mit dieser Entdeckung der Weg zu den galvanischen Stromquellen und elektrochemischen Energiespeichern geebnet.

Potenzialdifferenzen, d. h. messbare Spannungen, können auch zwischen chemisch gleichen Elektroden entstehen, wenn sich die Konzentrationen der beteiligten Stoffe unterscheiden. Diese werden unter dem Begriff der Konzentrationszellen geführt.

Die Elektroden einer Zelle werden je nach ablaufender Reaktion als Anode (Oxidation) oder Kathode (Reduktion) bezeichnet. Die positive Elektrode eines Akkumulators ist daher beim Laden die Anode, beim Entladen die Kathode. Die Begriffe Anode und Kathode sind an die ablaufenden Reaktionen gekoppelt, werden jedoch gelegentlich fälschlicherweise als Synonym für die Elektrodenpolarität verwendet.

Ähnlich wie bei den Elektroden werden bei kompletten Zellen die Spannungen in stromlosen und stromdurchflossenen Zustand unterschieden. Im stromlosen Zustand spricht man von Ruhespannung (OCV; engl.: *open circuit voltage*). Bei Stromfluss weicht die Klemmspannung der Batterie von der Ruhespannung der Batterie ab (Zellpolarisation).

Zur Formulierung der Zellreaktion bei Stromfluss wird davon ausgegangen, dass durch beide Elektroden die gleiche Ladungsmenge fließt. Die chemische Gleichung für die Summenreaktion wird so formuliert, dass sich die entstehenden und verbrauchten Ladungen an den Elektroden aufheben (Elektroneutralitätsprinzip).

Die Zellreaktion wird häufig so formuliert, dass sie einer Entladung der Kette beim Verbinden der Pole entspricht. Die sich aus der chemischen Formulierung der Reaktionen ergebende freie Reaktionsenthalpie (Gibbs Free Energy, ΔG_R) für die Entladung ist normalerweise negativ. In der chemischen Thermodynamik werden im Unterschied zu anderen Konventionen in der Technik alle Änderungen von Zustandsgrößen so formuliert, dass man sich auf den Standpunkt des betrachteten Systems stellt. Damit bedeutet ein negativer Wert der Energie bzw. der freien Enthalpie, dass diese dem System entzogen wird.

Zwischen der freien Reaktionsenthalpie und der Zellspannung (U) besteht der Zusammenhang

$$\Delta G_R = -z \cdot F \cdot U. \tag{7.25}$$

In dieser Gleichung sind F die Faraday-Konstante und z die in der Reaktion umgesetzten Ladungen. Die Ladungszahl z und die Änderung der molaren Gibbs'schen Energie (freie Reaktionsenthalpie) ΔG_R beziehen sich immer auf die Stoffmenge des Formelumsatzes entsprechend der formulierten

Reaktionsgleichung (s. Hess'schen Satz der chemischen Thermodynamik).

Werden die Pole einer Zelle verbunden, d. h., die Zelle wird entladen, so laufen die Elektrodenreaktionen und in deren Addition die Zellreaktionen ab, bis das chemische Gleichgewicht erreicht ist ($\Delta G_R = 0,\ U = 0$). Dabei ändern sich die Konzentrationen der beteiligten Stoffe, sodass sich die Potenziale der Elektroden angleichen. Dieser Zustand würde auch bei einem rein chemischen Prozess mit den Komponenten der Zelle am Ende der Reaktion erreicht werden.

Zur Vereinfachung wird der Verlauf der Reaktionen bei konstanten äußeren Bedingungen betrachtet, z. B. isotherm und isobar. Aus den Stoffkonstanten lassen sich die energetischen Veränderungen bei der Reaktion errechnen. Man unterscheidet exotherme (wärmefreisetzende) und endotherme (wärmeaufnehmende) Reaktionen.

Die Pole einer elektrochemischen Zelle werden mitunter als Kathode und Anode bezeichnet. Diese Begriffe sind jedoch irreführend, da sie sich auf die Teilreaktion (kathodische Reaktion ist eine Reduktion, anodische Reaktion die Oxydation) beziehen. Bei einem Akkumulator wechselt aber die Richtung der Reaktionen, je nachdem, ob man das Laden oder Entladen betrachtet. Es ist daher zweckmäßiger, von einem positiven und einem negativen Pol zu sprechen.

7.1.7 Elektroden- und Zellpolarisation

Elektrochemische Reaktionen verlaufen über eine Vielzahl von Teilprozessen. Hierzu zählen z. B. Transportprozesse wie Diffusion oder Migration, Adsorption, Kristallisation und Umlagerungsprozesse. Diese Prozesse erfordern die Überwindung von Energieschwellen, die ähnlich wie die Reibung bei mechanischen Prozessen eine Hemmung der Reaktion darstellen. Bei Stromfluss wirken sich diese Hemmungen ähnlich denen von Widerständen aus und verändern die Potenziale der Elektroden bzw. die Spannung der elektrochemischen Zelle. Diese Abweichungen vom Gleichgewichtspotenzial bzw. der Gleichgewichtszellspannung wird als Elektroden- bzw. Zellpolarisation bezeichnet.

In vereinfachter Form können diese Veränderungen auch als elektrische Widerstände aufgefasst werden, die dem elektrischen Stromfluss entgegenstehen. Die der Polarisation zugrunde liegenden physikalischen Erscheinungen weisen aufgrund ihrer Natur eine unterschiedliche Zeitabhängigkeit auf. Daher sind die Polarisationswiderstände als komplexe Widerstände aufzufassen, für die es zum Teil keine Analogien aus der Elektrotechnik gibt. Ersatzschaltbilder sind daher nur von begrenzter Aussagekraft. Diese Abhängigkeiten sind u. a. die Basis für die elektrochemische Impedanzanalyse (EIS), die der Untersuchung elektrochemischer Phänomene in Batterien dient und sich auf einen großen Frequenzbereich von wenigen µHz bis ca. 100 kHz erstreckt.

Die wichtigsten Polarisationserscheinungen an Elektroden von Batterien sind:

- Durchtrittspolarisation
- Diffusionspolarisation
- Kristallisationspolarisation
- Adsorptionspolarisation.

Daneben spielt auch die rein ohmsche Polarisation eine Rolle, deren Ursache in der begrenzten elektrischen Leitfähigkeit der Zellkomponenten bzw. des Elektrolyten besteht. Im Laufe der Zellreaktion können auch örtliche Unterschiede der Konzentration der Reaktionspartner entstehen, die zu einer zusätzlichen Polarisation (Konzentrationspolarisation) führen.

Mathematisch lassen sich diese Vorgänge unter Verwendung unterschiedlicher Modelle beschreiben. Von großer Bedeutung ist dabei die Durchtrittspolarisation, die praktisch die Hemmnisse beim Durchtritt der Ladungsträger durch die Phasengrenze der Elektrode beschreibt. Die energetische Betrachtung der Teilreaktionen (Hin- und Rückreaktion der Gleichgewichtseinstellung) führt zur Butler-Volmer-Gleichung und ermöglicht eine Beschreibung der anodischen und kathodischen Teilreaktionen. Darin wird ein Zusammenhang zwischen der Polarisation η und der kathodischen bzw. anodischen Stromdichte hergestellt:

$$i = i_0 \cdot \left\{ \begin{array}{l} \exp\left[\dfrac{\alpha \cdot z \cdot F}{RT} \cdot \left(U - U_0\right) \right] \\ -\exp\left[-\dfrac{\left(1-\alpha\right) \cdot z \cdot F}{RT} \cdot \left(U - U_0\right) \right] \end{array} \right\}. \quad (7.26)$$

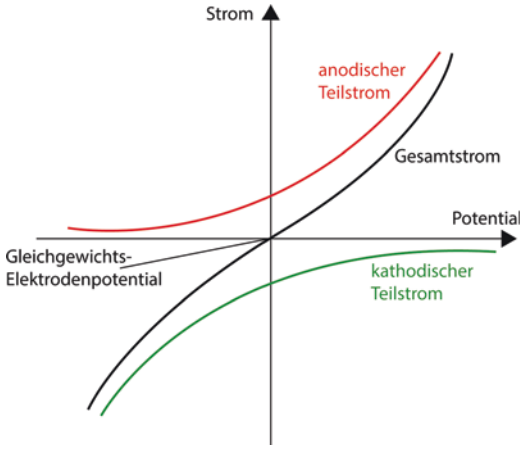


Abb. 7.4 Strom-Spannungskurve

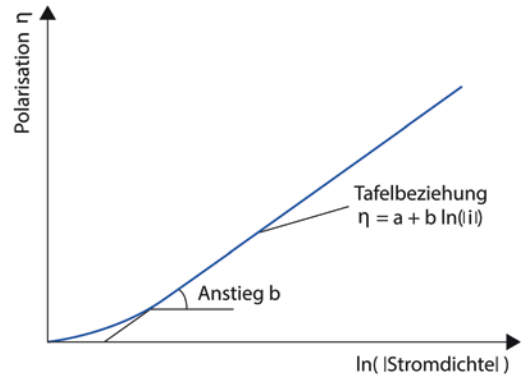


Abb. 7.5 Tafel-Gerade

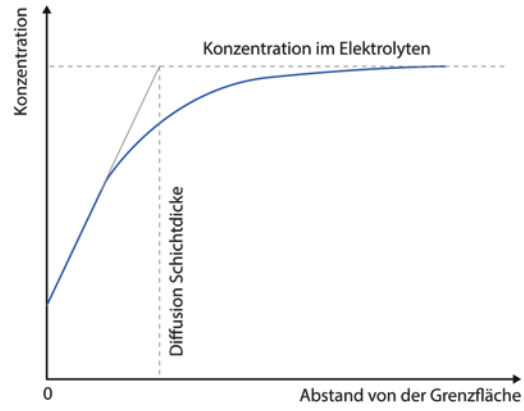


Abb. 7.6 Konzentrationsverlauf an einer stromdurchflossenen Elektrode

Hierin sind J und J_0 die Stromdichte bzw. die auf die Elektrodenoberfläche A bezogene Austauschstromdichte, α der Symmetriefaktor (der angibt, inwiefern Hin- und Rückreaktion gleich schnell ablaufen), z die Anzahl der Elektronen, F die Faraday-Konstante, U und U_0 das Elektroden- bzw. das Gleichgewichtspotenzial, R die allgemeine Gaskonstante und T die absolute Temperatur.

Die Hin- und Rückreaktion, die das dynamische elektrochemische Gleichgewicht an der Elektrode bewirken, können auch als anodischer bzw. kathodischer Teilstrom beschrieben werden. Im elektrochemischen Gleichgewicht (nach außen hin stromlos) sind die Beträge beider Teilströme gleich groß. Der Betrag der Teilströme wird dann als Austauschstromdichte bezeichnet. Wenn deren Wert sehr hoch ist, kann sich eine Elektrode auch im nach außen hin stromlosen Zustand stark verändern (Passivierung, *shape-change*, Dendritenbildung etc.).

Die Größe der Teilströme hängt nach der Butler-Volmer-Gleichung von der Lage des Elektrodenpotenzials zum Gleichgewichtspotenzial ab (s. Abb. 7.4).

Bei höherer Polarisation nimmt die Strom-Spannungskurve für die Teilreaktionen in einem weiten Bereich eine logarithmische Form an, die bei der mathematischen Beschreibung der Batterievorgänge herangezogen wird. Die Gerade, die sich in der halblogarithmischen Darstellung ergibt, nennt man Tafel-Gerade (s. Abb. 7.5).

Sinkt die Konzentration der reagierenden Stoffe bei Stromfluss stark ab, hängt die Reaktionsgeschwindigkeit an der Elektrodenoberfläche von der Geschwindigkeit der Diffusion der Reaktanten aus der umgebenden Lösung zu der Reaktionszone ab. In diesem Fall gilt die Reaktion als diffusionskontrolliert. In ähnlicher Weise kann auch der Abtransport gebildeter Produkte die Reaktionsgeschwindigkeit begrenzen (s. Abb. 7.6).

Die Reaktionszone der Elektroden ist in der Regel als dreidimensionale Struktur aufzufassen, bei der die Reaktion an einer Grenzfläche abläuft, die die geometrische Querschnittsfläche der Elektrode in ihrer Größe weit übertrifft. Dabei vergrößert das Vorhandensein von Poren und die Mikrostruktur diese elektrochemische Reaktionsfläche.

7.1.8 Nebenreaktionen

Bei einem bestimmten Elektrodenpotenzial können auch andere Prozesse als die eigentliche Elektrodenreaktion mit den Zellkomponenten ablaufen. Zum Beispiel kann im wässrigen Elektrolyten noch vor Beendigung des Ladeprozesses eine Wasserstoff- bzw. Sauerstoffentwicklung an den Elektroden einsetzen. Eine Ursache besteht in der Verarmung von Reaktionskomponenten bei nahezu vollgeladenem Akkumulator. Diese Reaktionen verringern den Wirkungsgrad der Energiespeicherung.

Weitere Nebenprozesse in den Zellen führen zu chemischen Veränderungen der Reaktanten, die die Reaktivität der Komponenten beeinflussen können. So sind zum Teil Alterungsprozesse der Elektroden auf solche chemischen Veränderungen zurückzuführen. Dazu zählen auch chemische Veränderungen, die sich aus der begrenzten Stabilität der Komponenten (z. B. Elektrolytzersetzung, Reaktionen mit Nebenbestandteilen, Korrosion etc.) ergeben.

7.1.9 Energie- und Wirkungsgradbetrachtungen

Bei der Entladung elektrochemischer Zellen wird chemisch gespeicherte Energie in elektrische Energie überführt. Die elektrisch nutzbare Energie ergibt sich aus der freien Enthalpie (Gibbs'sche Energie) der Zellreaktion.

Mit der Beziehung der Zellspannung zur freien Reaktionsenthalpie erhält man die Anbindung der elektrischen Größen an die Beziehungen der chemischen Thermodynamik:

$$G = G(T, p) \tag{7.27}$$

$$dG = \left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_{p=const} dT + \left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_{T=const} dp \tag{7.28}$$

$$dG = -SdT + Vdp. \tag{7.29}$$

Für isobare und isotherme Verhältnisse gilt:

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T\Delta S_R \tag{7.30}$$

$$\Delta G_R = -zFU_0. \tag{7.31}$$

Ein Vorteil der elektrochemischen Energiespeicherung gegenüber thermischen Prozessen ist die isotherme Prozessführung und damit die Nicht-Abhängigkeit des Umwandlungswirkungsgrads von der Carnot'schen Begrenzung (z. B. Wärmekraftmaschine).

Für die Energiespeicherung in Batterien lassen sich verschiedene Kriterien für den Wirkungsgrad angeben.

Der Amperestunden-Wirkungsgrad (Ah-Wirkungsgrad) ergibt sich aus der entnehmbaren Strommenge im Vergleich zu der zuvor beim Aufladen der Batterie zugeführten Strommenge. Da ein Teil des Stromes typischerweise in Nebenreaktionen fließt, ist dieser Wirkungsgrad immer kleiner eins. Der reziproke Wert wird oft auch als Ladefaktor bezeichnet (Amperestunden, die zuvor geladen werden müssen, um eine bestimmte Ladungsmenge aus der Batterie entnehmen zu können). Bei Zellen, in denen keine Nebenreaktionen auftreten (z. B. Lithiumzellen) sollte der Ah-Wirkungsgrad theoretisch den Wert eins erreichen können.

Der Ah-Wirkungsgrad hängt von den gewählten Stromstärken beim Laden und Entladen, dem Spannungsfenster (Abschaltspannung) und dem Ladeverfahren (mit konstantem Strom *I*, *UI*-Kennlinie etc.) ab. Die gleichen Betrachtungen können auch auf der Basis der Energie vorgenommen werden.

Die Wirkungsgradangaben sind stark an die Betriebsweise der Akkumulatoren gebunden und lassen Vergleiche nur unter definierten Rahmenbedingungen zu.

Eine weitere Kenngröße, die vor allem in Brennstoffzellen (elektrochemischer Konverter) betrachtet wird, ist der thermodynamische Wirkungsgrad der elektrochemischen Reaktion. Er lässt sich aus dem Verhältnis der freien Reaktionsenthalpie zur Reaktionsenthalpie berechnen (Betrachtung bei isothermer Prozessführung und konstantem Druck; analog lässt sich eine Betrachtung mit der freien Energie und der Änderung der inneren Energie bei isothermer Prozessführung und konstantem Volumen formulieren).

7.1.10 Typen elektrochemischer Energiespeicher und -wandler

Elektrochemische Speicher und Energiewandler lassen sich nach verschiedenen Kriterien unterteilen. Entsprechend der Betriebstemperatur unterscheidet man zwischen Niedertemperatur- und Hochtemperatursystemen. Bei letzteren sind die Elektrodenkomponenten oder der Elektrolyt erst oberhalb einer bestimmten Temperatur einsatzfähig. Zu diesen Systemen gehören die SOFC-Brennstoffzelle und die Natrium-Batterien (Natrium-Nickelchlorid und Natrium-Schwefel).

Hinsichtlich ihrer Funktionsweise werden Primärbatterien (einmalige Entladung der chemischen Energie) und Sekundärbatterien bzw. Akkumulatoren (wiederholte vollständige oder wenigstens nahezu vollständige elektrische Aufladbarkeit) unterschieden. Bei beiden bestimmt die Menge der in den Zellen enthaltenen Komponenten die Größe der gespeicherten Energie (Faraday-Gesetz). Sie sind Speicher und Energiewandler. Das führt in der Praxis zu Kompromissen hinsichtlich dieser beiden Funktionen.

Brennstoffzellen sind keine elektrochemischen Speicher, sondern lediglich Wandler von chemischer zu elektrischer Energie und werden hier nicht näher betrachtet. Neben dem eigentlichen Brennstoffzellenstack werden externe Speicher für die Reaktanten benötigt. Typischerweise kann auf die Oxidationskomponente verzichtet werden, wenn dafür auf die Umgebungsluft zurückgegriffen werden kann.

In Verbindung mit Wasserelektrolyseuren bilden Wasserstoff-Brennstoffzellen komplexe Speichersysteme. In den letzten Jahren wurde insbesondere die Entwicklung von PEM- (engl.: Proton Exchange Membrane) und SOFC-Brennstoffzellen (engl.: Solid Oxide Fuel Cell) vorangetrieben. Daneben wurden weitere Typen, wie die alkalische Brennstoffzelle (z. B. im Apollo-Programm), die Phosphorsäureelektrolyt-Brennstoffzelle (PAFC) und die Schmelzelektrolyt-Brennstoffzelle (MCFC, engl.: Molten Carbonate Fuel Cell) entwickelt. Der direkte Einsatz anderer Brennstoffe als Wasserstoff (z. B. Hydrazin, Ameisensäure und Methanol) konnte sich noch nicht durchsetzen. Dagegen ist der Einsatz von Reformern denkbar, die den Wasserstoff aus anderen Reaktanten gewinnen.

Den Brennstoffzellen in ihrer Funktionsweise ähnlich sind sogenannte Flow-Zellen, die verstärkt für den stationären Einsatz entwickelt wurden. Die Umwandlung der Reaktionskomponenten erfolgt dabei ebenfalls in einem Zellstack, der aus den Elektroden besteht und bei getrennten Elektrolyträumen eine Membran besitzen kann. Diese wird von den Elektrolytlösungen durchströmt, die die Reaktanten in gelöster Form enthalten. Anders als bei Brennstoffzellen ist die Wandlung der Reaktanten in beiden Richtungen möglich, d. h., es kann sowohl Energie in chemische Veränderungen (Konzentrationsveränderungen der Elektrolyte) als auch chemische in elektrische Energie überführt werden. Die Energiemenge wird von der Größe der externen Speicher bestimmt.

Neben diesen grundlegenden Energiesystemen gibt es Sondertypen, bei denen die Elektrodenformen kombiniert sind. Dazu gehören Metall-Luft-Zellen (z. B. Zink-Luft), bei denen die Reaktion an der Sauerstoffelektrode (bzw. Luftelektrode) derjenigen in einer Brennstoffzelle entspricht. Ein solches System wird daher gelegentlich als *Semi-Fuel-Cell* betrachtet, da die eine Komponente (Sauerstoff) nicht gespeichert werden muss. Die elektrochemische Aufladung der Zelle im Sinne eines Akkumulators gestaltet sich jedoch als technisch kompliziert, da die Sauerstoffabscheidung durch die hohe Potenziallage zu einer Korrosion des Elektrodenmaterials führen kann und die Zinkelektrode zu geometrischen Veränderungen (*shape-change*) und Passivierung neigt. Es gibt daher auch Vorschläge, die Zelle mechanisch zu regenerieren (externe Aufladung bzw. Neupastierung der Zink-Elektrode).

Ein weiterer Sonderfall sind die Doppelschicht- oder Superkondensatoren. Hierbei liegt der Energiespeicherung kein chemischer Prozess in den Elektroden zugrunde. Ähnlich den Kondensatoren erfolgt vielmehr nur eine Umladung der Doppelschicht. Im Unterschied zu klassischen Kondensatoren aus der Elektrotechnik ist jedoch die Elektrodenoberfläche durch Materialauswahl und deren Gestaltung vergrößert. Der Ladungsprozess beinhaltet neben der rein elektrostatischen Wirkung

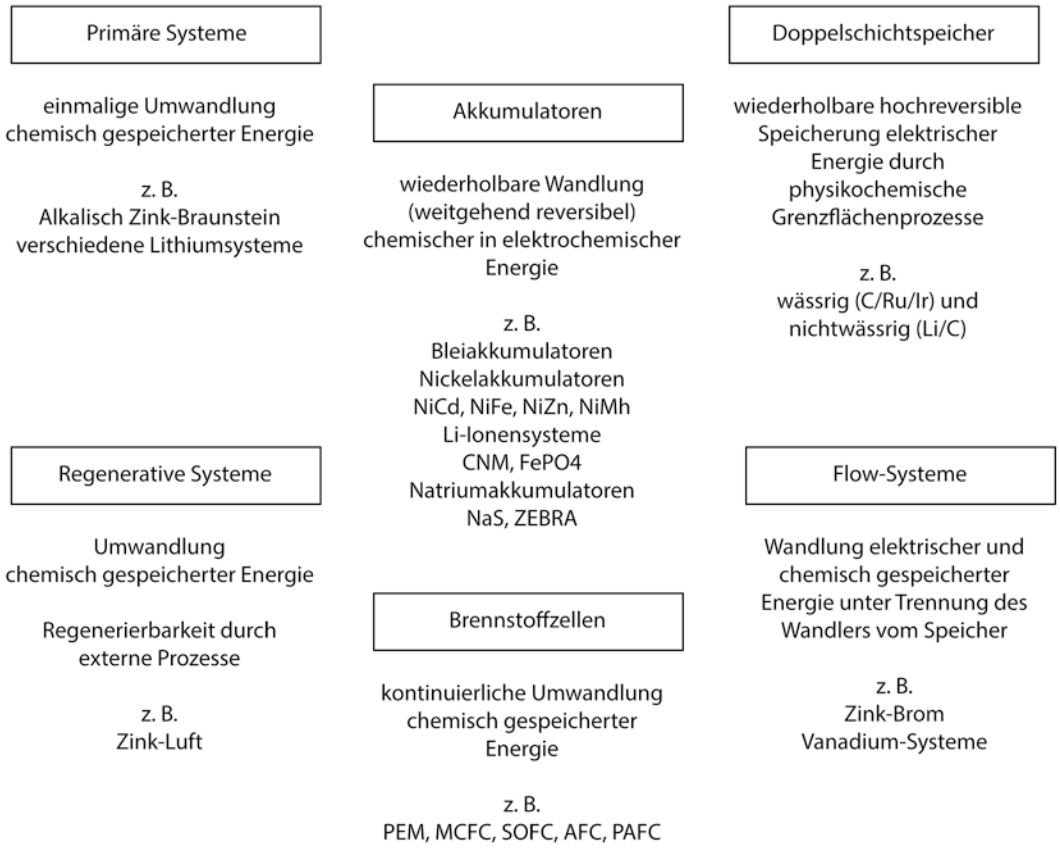


Abb. 7.7 Typen elektrochemischer Energiespeicher

auch Sorptionsprozesse an den Elektrodenmaterialien. Dadurch lassen sich vergleichsweise hohe elektrische Kapazitäten darstellen. Superkondensatoren werden im Zusammenhang mit den rein elektrischen Speichern in ▶ Kap. 6 behandelt. Der Vorteil dieser Superkondensatoren liegt in den hohen erreichbaren spezifischen Leistungen und der guten Reversibilität. Nachteilig sind die geringen Energiedichten, die deutlich hinter denen klassischer elektrochemischer Speicher zurückbleiben (Abb. 7.7).

7.1.11 Elektrolyte

Ein wesentlicher Bestandteil galvanischer Zellen sind die Elektrolytlösungen, in die die Elektroden eintauchen bzw. an die sie angrenzen. Im Unterschied zu elektronischen Leitern bestehen sie aus einer Elektrolytmatrix (meist ein Lösungsmittel mit einer ausreichend hohen Dielektrizitätskonstante) und den Elektrolytsalzen, geladene Ionen, die im Lösungsmittel dissoziiert sind. Dadurch erreichen die Ladungsträger eine gute Beweglichkeit, die sich in einer hohen Leitfähigkeit niederschlägt. Elektrolytlösungen sind elektrisch immer neutral, d. h., sie müssen eine gleiche Anzahl von positiven (Kationen) und negativen (Anionen) Ionen enthalten. Es gibt auch Elektrolyte in Form von Polymeren oder Gelen, die dieselbe Funktionalität aufweisen.

Die elektrische Leitfähigkeit von Elektrolyten ist deutlich niedriger als die von Metallen. Darüber hinaus ist sie stark temperatur- und konzentrationsabhängig. Eine Besonderheit bilden wässrige Elektrolyte, bei denen die hohe elektrische Leitung durch einen Ladungsübertragungsmechanismus

Tab. 7.2 Übersicht über gängige Elektrolyte

Elektrolyt	Temperaturbereich in °C	Beispiel	Bereich der spez. Leitfähigkeit in Ω^{-1} cm^{-1}
Wässriger Elektrolyt	– 40–80	Ni/Cd, Ni/MH	1–5·10^{-1}
Nichtwässriger anorganischer Elektrolyt	– 40–150	Li-Systeme	2·10^{-2}–10^{-1}
Salzschmelzen		BZ	~10^{-1}
Polymer-Elektrolyte	0–150	Lithium-Zellen	10^{-7}–10^{-4}
Organische Elektrolyte	– 20–150	Lithium-Zellen	2·10^{-2}–10^{-1}
Anorganische Festelektrolyte	>300	Na/S, Na/$NiCl_2$	10^{-8}–10^{-5}

7

über Wasserstoffbrückenbindungen bewirkt wird, ohne dass die Ionen einen Ortswechsel erfahren. Dadurch ist die Leitfähigkeit etwa um einen Faktor drei höher als bei anderen Ionen. Organische Elektrolyte und Festelektrolyte verfügen über eine weitaus niedrigere Leitfähigkeit als wässrige Systeme und besitzen eine starke Temperaturabhängigkeit. Sie machen zum Teil den Betrieb bei erhöhten Temperaturen erforderlich (Hochtemperaturbatterien, SOFC) (s. Tab. 7.2).

7.1.12 Bauformen von Zellen

Batterien und Zellen unterscheiden sich in der Art ihres Aufbaus. Ein Kriterium ist die Art der Abgrenzung des Energiespeichers zur Umgebung, sie können als geschlossene oder verschlossene Batterien aufgebaut werden. Diese Bauformen werden bei den verschiedenen Batterietypen unterschiedlich bezeichnet. Erstere haben die Möglichkeit zum Druckausgleich über die Gasphase mit der Umgebung.

Von entscheidender Bedeutung ist dabei die Betriebsweise von Akkumulatoren. Beim Laden wässriger Akkumulatoren kann eine gewisse Überladung erwünscht sein. Diese führt zu einem Verbrauch an elektrolytischem Wasser, sodass dieses in Zeitintervallen ergänzt werden muss. In solchen Fällen werden Zellen in offener oder geschlossener Weise eingesetzt. Durch Zusatzeinrichtungen (z. B. Stopfen zur Gasrekombination, Zentralentgasung, Wassernachfüllsysteme etc.) können diese Batteriesysteme ähnlich verschlossenen Systemen betrieben werden.

Entsprechend ihrer Bauform unterscheidet man zwischen prismatischen Zellen (besser als quaderförmig zu bezeichnen), Rundzellen (zylindrisch) und Pouch-Zellen (folienumhüllte Zelleinheiten). Die Bauformen beeinflussen die Möglichkeit des Wärmeaustausches.

Zellen können in Modulen und Batterien kombiniert oder als Einzelzellen verwendet werden (z. B. auf Gestellen, in Trögen etc.). In den letzten Jahren gibt es eine Reihe von Anforderungen (z. B. im Kfz-Bereich), die nur durch sehr kompakte Batterien mit hoher Energiedichte zu erfüllen sind.

7.1.13 Kenngrößen von Energiespeichern

Die wesentlichen Kenngrößen der Energiespeicher sind ihre Spannungslage und der Energieinhalt. Die Spannungslage ergibt sich aus der Differenz der Elektrodenpotenziale und somit aus der Art der eingesetzten Elektroden. Je nach betrachtetem System werden Spannungsgrenzen für den Lade- und Entladeprozess vorgegeben.

Der Energieinhalt eines Energiespeichers ergibt sich aus den verwendeten Stoffmengen (Faraday-Gesetz) und der beim Entladen auftretenden Spannungslage. Als Messgröße wird bei Batterien der Begriff der Ah-Kapazität verwendet. Darunter ist abweichend zum Kapazitätsbegriff in der Elektrotechnik die Ladungsmenge zu verstehen, die in

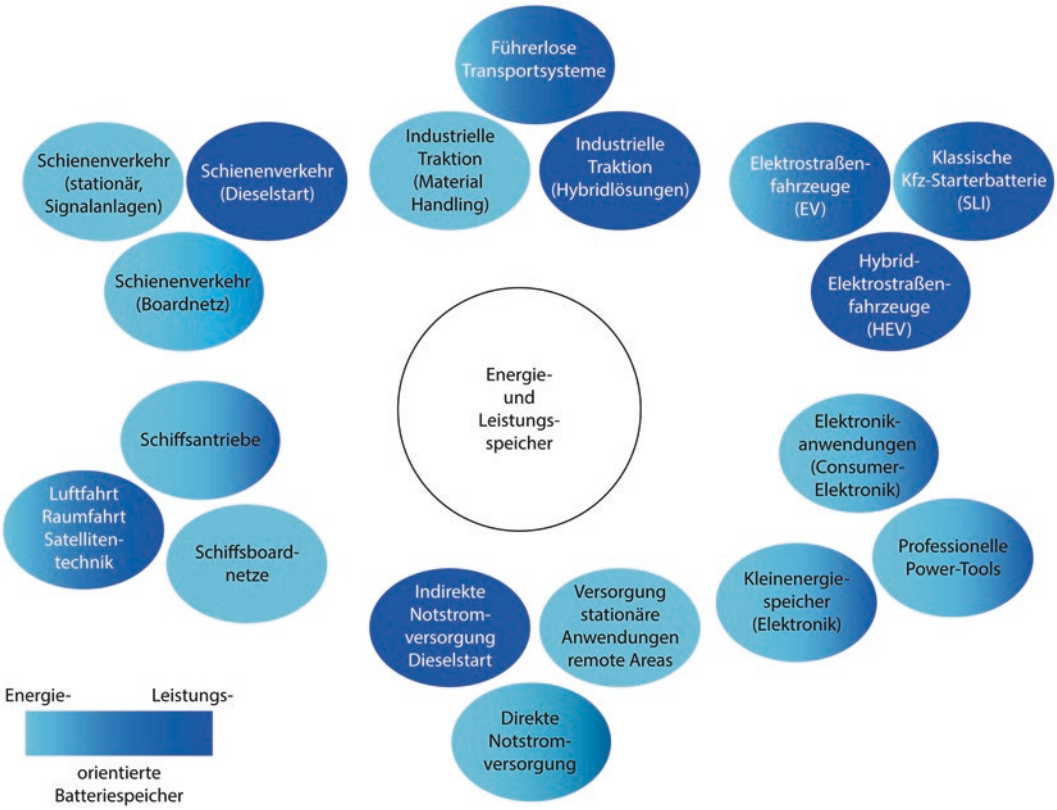


Abb. 7.8 Batteriesysteme und deren Anwendungsbereiche

einer Batterie gespeichert werden kann. Es ist zu berücksichtigen, dass die entnehmbare Kapazität vom Laststrom, dem Entladeendkriterium (z. B. der Abschaltspannung, engl.: *cut-off-voltage*) und den Entladebedingungen (z. B. der Temperatur) abhängig ist.

Ein wichtiges Kriterium für praktische Anwendungen ist die Leistung, die aus einer Batterie entnommen werden kann (s. Abb. 7.8). Diese hängt vom Aufbau der Zellen ab und wird in der Regel vom Hersteller in geeigneter Weise begrenzt. Aufgrund der elektrochemischen Prozesse hängt diese Größe dynamisch vom Batteriezustand (z. B. Ladezustand) ab.

Eine Zelle besitzt einen Innenwiderstand, der vom Zustand der Batterie und den äußeren Bedingungen abhängig ist. Dieser wird durch Pulsmessungen (Spannungsänderung beim Entladen bzw. Laden bei ausreichender Pulshöhe) oder Impedanzmessungen (überlagerte Kleinsignale von Wechselstrom oder -spannung, frequenzabhängig oder bei festen Messfrequenzen) erfasst.

Für den Vergleich von Batterien werden die Kenngrößen auf das Gewicht (spezifische Energie, spezifische Leistung) oder das Volumen (Energie- bzw. Leistungsdichte) bezogen. Diese Vergleiche gestalten sich oft als schwierig, da genau betrachtet werden muss, ob der Vergleich auf Zell-, Batterie- oder Systemebene geführt wird und welche Komponenten einbezogen werden. Insbesondere beim Vergleich von Leistungsdaten sind die experimentellen Bedingungen für eine vergleichende Betrachtung detailliert anzugeben (s. Tab. 7.3).

Die Zusammenhänge zwischen den Leistungs- und Energiekenndaten werden oft in sogenannten Ragone-Diagrammen wiedergegeben. Dabei werden spezifische Leistung und spezifische Energie (jeweils bezogen auf das Gewicht) verschiedener

Tab. 7.3 Überblick über gängige Batteriesysteme

Sekundärbatterien (Akkumulatoren)	Negativ	Positiv	Zellreaktion	Temp.[a]/ Elektrolyt	E in V	g/Ah	Ah/kg
Blei-Säure	Pb	$Pb0_2$	$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \rightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O$	RT, sauer	2,1	8,32	120
Edison (Nickel-Eisen)	Fe	NiOOH	$Fe + 2NiOOH + 2H_2O \rightarrow 2Ni(OH)_2 + Fe(OH)_2$	RT, alkal.	1,4	4,46	224
Nickel-Cadmium	Cd	NiOOH	$Cd + 2NiOOH + 2H_2O \rightarrow 2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2$	RT, alkal.	1,35	5,52	181
Silber-Zink	Zn	AgO	$Zn + AgO + H_2O \rightarrow Zn(OH)_2 + Ag$	RT, alkal.	1,85	3,53	283
Nickel-Zink	Zn	NiOOH	$Zn + 2NiOOH + 2H_2O \rightarrow 2Ni(OH)_2 + Zn(OH)_2$	RT, alkal.	1,73	4,64	215
Nickel-Wasserstoff	H_2	NiOOH	$H_2 + 2NiOOH \rightarrow 2Ni(OH)_2$	RT, alkal.	1,5	3,46	289
Nickel-Metall-Hydrid	MH	NiOOH	$MH + NiOOH \rightarrow M + Ni(OH)_2$	RT, alkal.	1,35	6,50	206
Silber-Cadmium	Cd	AgO	$Cd + AgO + H_2O \rightarrow Cd(OH)_2 + Ag$	RT, alkal.	1,4	4,41	227
Zink/ Chlor	Zn	Cl_2	$Zn + Cl_2 \rightarrow ZnCl_2$	RT, sauer	2,12	2,54	394
Zink/ Brom	Zn	Br_2	$Zn + Br_2 \rightarrow ZnBr_2$	RT, sauer	1,85	4,17	239
Li/ Mangandioxid	Li	MnO_2	$Li + MnIVO_2 \rightarrow MnI-VO_2\ (Li+)$	RT, org.	3,5	3,50	286
Li/ Eisendisulfide	Li(Al)	FeS_2	$2\ Li\ (Al) + FeS_2 \rightarrow Li_2FeS_2 + 2\ Al$	HT, anorg.	1,73	3,50	285
Li/ Eisenmonosulfid	Li(Al)	FeS	$2\ Li\ (Al) + FeS \rightarrow Li_2S + Fe + 2\ Al$	HT, anorg.	1,33	2,99	345
Natrium Schwefel	Na	S	$2\ Na + 3\ S \rightarrow Na_2S_3$	HT, ß-$Al^{2-}O^3$	2,1	2,65	377
Natrium/ Nickel-chlorid	Na	$NiCl_2$	$2\ Na + NiCl_2 \rightarrow 2\ NaCl + Ni$	HT, ß-$Al^{2-}O^3$	2,58	3,28	305

[a] *RT* Raumtemperatur, *HT* Hochtemperatur

Batterien in einem logarithmischen Maßstab aufgetragen. Die Aussagefähigkeit dieser Diagramme hängt davon ab, wie signifikant die für die Diagramme zugrunde gelegten Messungen die Eigenschaften der Batterien widerspiegeln (gewichtsmäßige Einbeziehung aller Komponenten einer Batterie, z. B. Batterietröge, Steuerung etc.). Den Darstellungen müssten eigentlich Entladedaten zugrunde gelegt werden, die mit konstanter Leistung ermittelt wurden. Häufig werden die Entladedaten durch Konstantstromentladungen ermittelt und müssen umgerechnet werden. Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich, wenn teilgeladene Batterien betrachtet werden. Bei Anwendung der Ragone-Darstellung auf Systeme wie Brennstoffzellen, Flow-Batterien oder auch Metall-Luft-Zellen müssen die externen Speicher der Reaktanten bei Vergleichen berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen ist der systemübergreifende Vergleich mit Rago-

Tab. 7.4 Eigenschaften der Aktivmasse

		Positive Aktivmasse	Negative Aktivmasse
Oberfläche (BET[a])	m^2/g	3 – 5	0,5 – 0,7
Porengrößenverteilung (maximal)	µm	0,3 – 1	1 – 4
Porosität	%	50 – 55	55 – 60
Spezifischer Widerstand	10^{-6} Ωm	200	2

[a] BET: Das **B**runauer-**E**mmett-**T**eller-Analyseverfahren ermöglicht die Bestimmung der massebezogenen spezifischen Oberfläche aus experimentellen Daten

ne-Diagrammen in seiner Aussagefähigkeit eingeschränkt und wird häufig überinterpretiert.

7.2 Blei-Säure-Batterien

Das Blei-Schwefelsäure-System als eines der bekanntesten elektrochemischen Systeme hat eine inzwischen 150 Jahre alte Entwicklungsgeschichte. Diese begann mit dem Gegenüberschalten von Bleiblechen, die durch Laden mit wiederholtem Umpolen eine oberflächliche Aktivmasseschicht erhielten (Gaston Planté 1859). Es folgten erste Elektroden mit einem Elektrodengitter und pastöser Aktivmasse (Camille Faure 1881). Die industrielle Produktion begann Ende des 19. Jahrhunderts (Henri Tudor 1887). Die weiteren Neuerungen in der Bleibatterie stehen im engen Verhältnis zu den Entwicklungen auf dem Gebiet der Kunststoffe. Separatormaterialien und Elektrodenhüllen sowie Batteriecontainer werden mit neuen weiterentwickelten Kunststoffen hergestellt. Bleibatterien mit geringerem Wasserverbauch (wartungsarme Batterien) werden in Amerika seit 1935 mit Elektrodengittern nicht mehr aus Blei-Antimon-Legierungen, sondern aus Blei-Calcium-Legierungen produziert. Ende der 1950er-Jahre wurden »Trockenbatterien« mit geliertem Elektrolyt von der Firma Sonnenschein zur kommerziellen Reife entwickelt. Zu diesen ersten sogenannten verschlossenen Batterien gesellten sich 1972 solche mit Glasfasermatten, in denen der Elektrolyt aufgesogen wird (Gates Rubber Corporation, Cyclon-Wickelzelle).

Die Bleibatterie ist zu Beginn des 21. Jahrhunderts der am häufigsten eingesetzte Speicher für Anwendungen außerhalb des sogenannten Consumerbereichs. Die Hauptanwendungen, für die die Bleibatterie im Laufe der 150-jährigen Entwicklungsgeschichte hin optimiert wurde, sind die Starterbatterie, die Elektroantriebsbatterie und die ortsfeste Batterie für Notstromversorgungen.

Mit dem beginnenden 21. Jahrhundert wächst die Bedeutung des Blei-Säure-Batteriespeichers für den netzgekoppelten Einsatz im lokalen (≈ 10 kWh) und im dezentralen (≈ 1 MWh) Bereich. Im lokalen Einsatz können die Anlagen im Inselbetrieb oder netzgekoppelt betrieben sein und stehen häufig im Zusammenhang mit erneuerbarer Energieerzeugung. Für diese Anwendungen werden speziell weiterentwickelte ortsfeste Bleibatterien verwendet.

7.2.1 Aufbau

Die Zelle einer Bleibatterie setzt sich aus folgenden, in Serie geschalteten elektrochemischen Ketten zusammen: $Pb/PbSO_4/H_2SO_4(aq)$, $H_2SO_4(aq)/PbSO_4/PbO_2/Pb$. Jede dieser elektrochemischen Ketten besteht aus einer Elektrode zweiter Art und bildet eine Halbzelle. Die Elektroden setzen sich wiederum aus dem Ableiter (z. B. Gitter) und der aktiven Masse zusammen. Die Ableiter der Elektroden bestehen aus einer Bleilegierung. Die aktive Masse der positiven Elektrode besteht aus Bleidioxid, die der negativen Elektrode aus porösem »Schwammblei« (s. Tab. 7.4). Beide Elektroden sind vollständig im Elektrolyten (verdünnte Schwefelsäure) eingetaucht. Zur Erhöhung der mechanischen Stabilität und zur Vermeidung von Kurzschlüssen ist zwischen den Elektroden ein

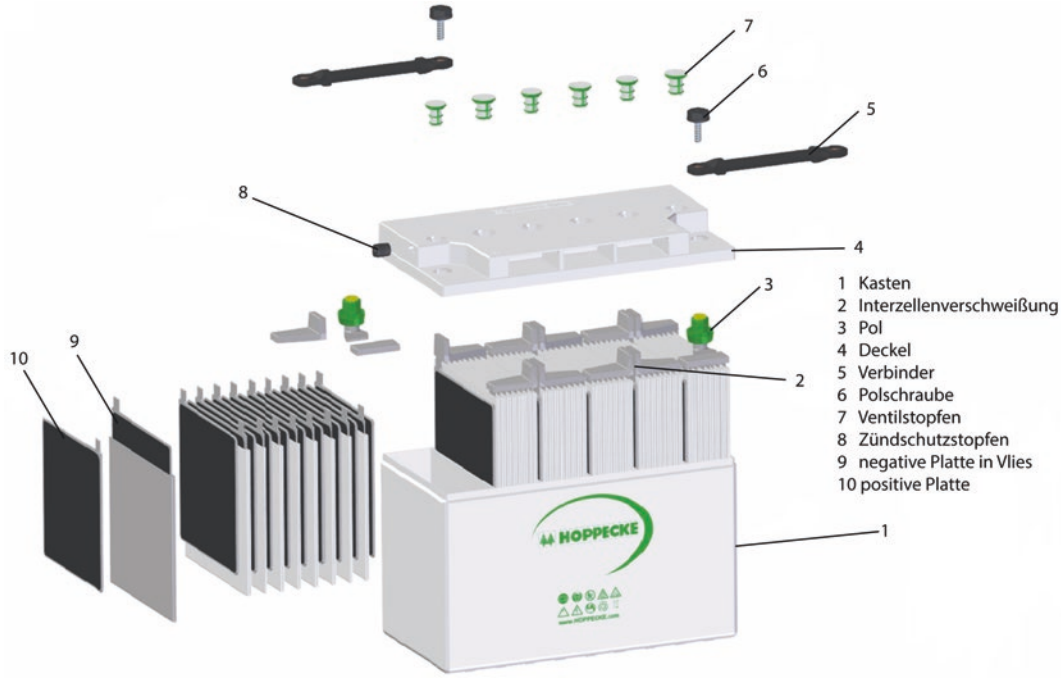


Abb. 7.9 Batterieaufbau, Explosionszeichnung

Separator angebracht. Höhere Kapazitäten werden durch paralleles Verschalten und durch Verlängern der Elektroden erreicht.

Das Zellgefäß wird fast ausschließlich aus Kunststoffen wie z. B. Polypropylen, Styrol-Acrylnitril, Acrylnitril-Butadien-Styrol gefertigt. Gerade für ortsfeste Anwendungen haben sich transparente Materialien durchgesetzt. Diese ermöglichen einen Einblick in die Zelle. So können Kontrollen bezüglich des Säurestands, der Gasung, des beginnenden Dendritenwachstums oder der Menge des aktiven Materials im Schlammraum vorgenommen werden.

Für abfallendes Material wie abschlammende Aktivmasse wird häufig zwischen Gefäßboden und der Unterkante des Plattensatzes ein Schlammraum vorgesehen. Der Bereich oberhalb des Plattensatzes ist ausgefüllt mit dem sogenannten Kopfblei, d. h. der jeweiligen Brücke zwischen den parallel geschalteten Elektroden und dem damit fest verbundenen Pol bzw. Flansch (s. Abb. 7.9).

Die Zellen werden neben den Anwendungsgebieten auch nach der Art der positiven Elektrode charakterisiert. Hier haben sich Großoberflächen-, Gitter- und Röhrchenelektroden durchgesetzt. Somit werden die Batterien auch häufig mit Abkürzungen bezeichnet, die die Buchstabenkombinationen »GroE« (Großoberflächenplatte/*planté plate*), »Gi« (Gitterplatte/*flat plate*) oder »Pz« (Panzerplatte/*tubular plate*) enthalten.

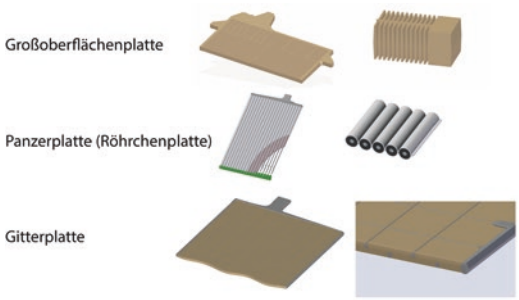
Bei der Großoberflächenelektrode wird ein bis zu 10 mm dicker Feinbleiableiter in Form eines Kühlergrills mit feinen engmaschigen Lamellen gegossen. Auf der stark vergrößerten Ableiteroberfläche wird durch einen speziellen Formationsprozess eine ca. 200 µm dicke PbO_2 Schicht gebildet.

Am weitesten verbreitet sind Gitterelektroden. In das gitterförmige Bleinetz des Ableiters wird über einen Pastierprozess die zunächst inaktive Masse eingebracht und über verschiedene Produktionsschritte in Aktivmasse umgewandelt.

Die Röhrchenelektrode besteht heutzutage aus einer Röhrchentasche aus schwefelsäurestabilem Polyester mit einer Polyacrylharzbeschichtung, die zu nebeneinanderliegenden Röhrchen mit einem Außendurchmesser von bis zu 10 mm geformt ist.

Diese Tasche wird auf die Wulst am Kopfblei eines Seelengitters gezogen. Von dieser Wulst gehen sich auf ca. 3 mm Durchmesser verjüngende Bleiseelen aus, die in jedes der Röhrchen führen. Die Seele befindet sich im Mittelpunkt eines jeden Röhrchens und zieht sich durch deren gesamte Länge. Sie ist komplett mit der Aktivmasse umschlossen, die wiederum durch die Röhrchentasche fixiert wird.

Die ersten beiden Elektrodenarten werden vor allem in leistungsbezogenen Anwendungen eingesetzt. Die Konstruktion mit der Röhrchentasche ist aber für eine zyklenstabile Bleizelle optimal, weil durch das feste Umschließen das Abschlammen von positiver Aktivmasse entscheidend reduziert werden kann. In ◘ Abb. 7.10 sind die verschiedenen Formen der positiven Elektrode dargestellt.



◘ **Abb. 7.10** Elektrodenformen: GroE, Röhrchenelektrode, Gitterelektroden

7.2.2 Grundreaktionen, Gleichgewicht, Zellenspannung

Durch die Separation in zwei Halbzellen können die zentralen chemischen Reaktionen jeweils getrennt voneinander ablaufen:

$$PbO_2 + 3H^+ + HSO_4^- + 2e^- \leftrightarrow PbSO_4 + 2H_2O \quad (7.32)$$

$$Pb + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H^+ + 2e^-. \quad (7.33)$$

Die Zellreaktion der Gesamtzelle ist eine Synproportionierung aus elementarem nullwertigem Blei und vierwertigem Blei zur Stufe des zweiwertigen Bleis. Sie ergibt sich durch Addition der Einzelreaktionen in den Halbzellen. Unterhalb der Gesamtreaktion ist die molare Stoffmengenbilanz aufgeführt,

$$Pb + PbO_2 + 2H^+ + 2HSO_4^- \leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O \quad (7.34)$$

$$207\,g + 239\,g + 2 \cdot 98\,g \leftrightarrow 2 \cdot 303\,g + 2 \cdot 18\,g.$$

Dabei entspricht die Hinreaktion der Entladung und die Rückreaktion der Ladung. Aus den Gleichungen geht auch hervor, dass der Elektrolyt nicht nur als Ionenleiter dient, sondern auch selbst an der Reaktion teilnimmt (s. ◘ Abb. 7.11). Diese Doppelfunktion des Elektrolyten verknüpft dessen Konzentration bzw. Säuredichte mit dem Umwandlungsgrad der Elektroden bzw. dem Ladezustand der Batterie. Weil die Dichteänderung auch einen Einfluss auf die Spannungslage der Batterie hat, ergibt sich eine zusätzliche Stromabhängigkeit der entladbaren Ladungsmenge, die sogenannte Peukert-Charakteristik (s. ► Abschn. 7.2.4).

Ein Stromfluss ist nur möglich, weil die Elektronenleitung in den Elektroden und durch den äußeren Verbraucher durch Ionenleitung im Elektrolyten zu einem Kreislauf vervollständigt wird. Die Übergänge an den Grenzflächen der Elektroden zum Elektrolyten entsprechen den oben angegebenen chemischen Reaktionen.

Der Ablauf der chemischen Reaktionen erfolgt an beiden Elektroden über die Lösungsphase. Einzelne Schritte der Reaktion sind die Durchtrittsreaktion selbst, aber auch der Transport der ionischen Spezies Pb^{2+} und HSO_4^- sowie die Auflösung und Abscheidung. In ► Abschn. 7.2.3 werden jedem einzelnen Teilschritt der Gesamtreaktion Überspannungen zugeordnet (s. ◘ Abb. 7.12).

Die Spannung des Systems im unbelasteten Zustand kann mithilfe der freien Reaktionsenthalpie der Reaktionspartner und der Nernst'schen Gleichung berechnet werden. Sie kann für Säuredichten zwischen 1,20 g/cm³ und 1,30 g/cm³ sehr genau mit einer Faustformel (s. [1]) angenähert werden (gültig für Säuredichten bei 25 °C):

$$U_0\,[\mathrm{V}] = \text{Säuredichte}\left[\mathrm{g/cm^3}\right] + 0{,}84. \quad (7.35)$$

Die Zusammenhänge zwischen Schwefelsäuredichte bei 25 °C, deren Molalität (temperaturunabhängig) und Ruhespannung U_0 (Temperaturkoeffizient von +0,20 mV/K (s. [3]), d. h. nahezu temperaturunabhängig) können ◘ Abb. 7.13 entnommen werden.

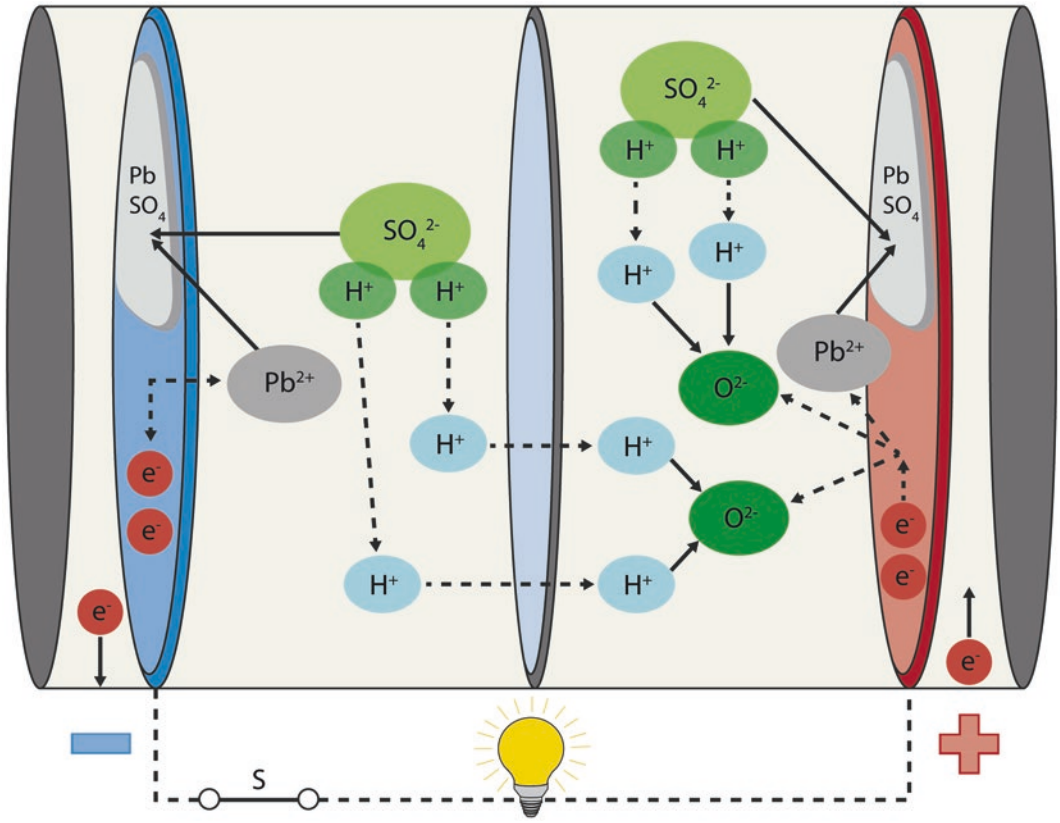


Abb. 7.11 Zellreaktionen Entladung

7.2.3 Stoffmengenbilanz, Speicherfähigkeit

Die Gesamtreaktion Gl. 7.34 läuft bei molarem Stoffumsatz mit 642 g Edukten unter Umsetzung von 2 mol Elektronen ab. Das entspricht einer Ladungsmenge von 2·96500 As = 53,6 Ah. Bei einer mittleren Entladespannung von 1,92 V ist der ideale Energieinhalt:

$$53{,}6\ \text{Ah} \cdot 1{,}92\ \text{V} / 0{,}642\ \text{kg} = 160\ \text{Wh/kg}.$$

Den idealen Energieinhalt kann man allerdings nie erreichen,

- weil das reale System auch nicht aktive Komponenten enthalten muss (Gitter, Kopfblei, Pole, Batteriegehäuse, Separatoren, Wasser zur Verdünnung der Schwefelsäure) und
- weil im realen System die aktiven Komponenten nicht vollständig entladen werden können (Massewirkungsgrad, Säurenutzung).

Der reale Energieinhalt der Bleibatterie wird also zwischen 25 Wh/kg und 40 Wh/kg liegen. Die unter realen Bedingungen der Bleibatterie entnehmbare Ladungsmenge wird Kapazität genannt. Entlädt man eine Batterie unter in Normen festgelegten Standardbedingungen (z. B. 20 °C, zwanzigstündige Entladung, 1,8 V/Zelle Entladeschlussspannung bei Starterbatterien), so erhält man auf diese Weise einen Messwert für die Nennkapazität (s. Tab. 7.5).

7.2.4 Entladecharakteristik

Unter Stromfluss erhält man einen Spannungsabfall über den Widerständen aller Zellkomponenten. Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass auch der chemischen Reaktion die Reaktionsgeschwindigkeit aufgezwungen wird. Diesem Zwang kann nur Folge geleistet werden, wenn eine zusätzliche

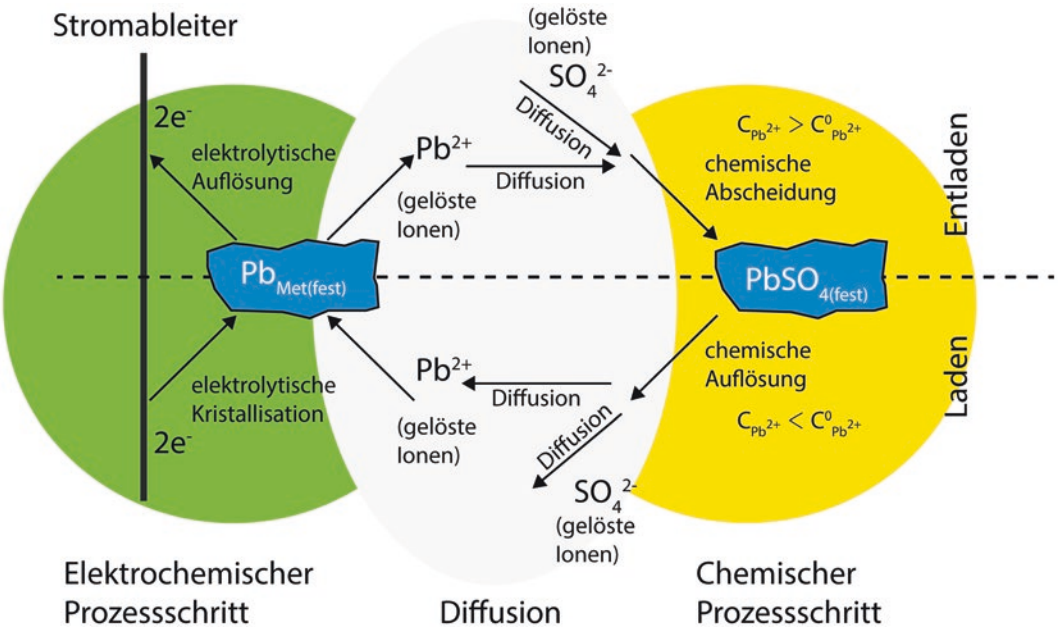


Abb. 7.12 Teilschritte der chemischen Reaktion (hier negative Elektrode)

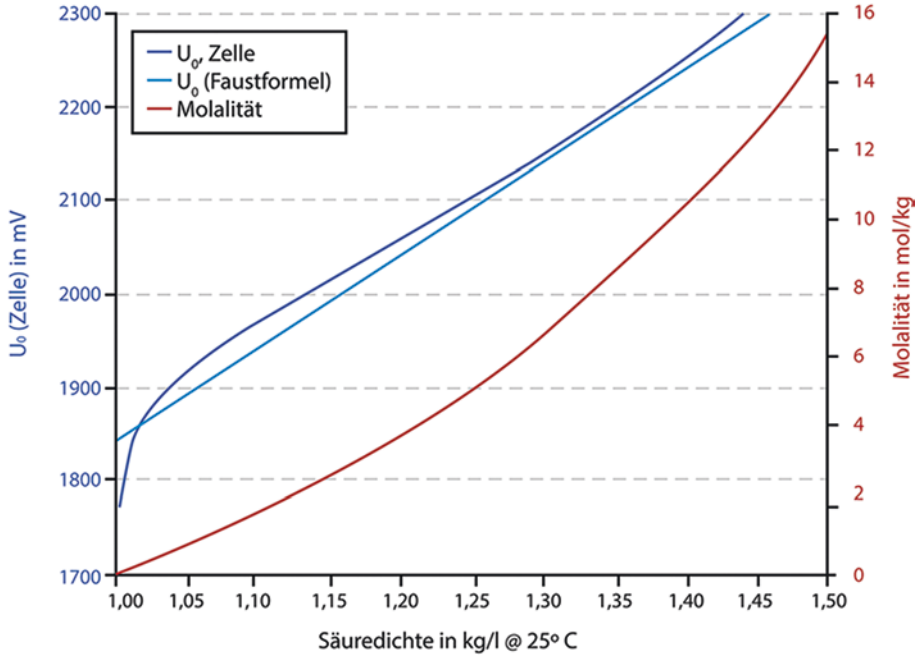


Abb. 7.13 Säuredichte, Säurekonzentration, Ruhespannung

Tab. 7.5 Ladungsinhalt

Eine Amperestunde verbraucht bei Entladung und bildet bei Ladung		
Pb	PbO_2	2 H_2SO_4
3,86 g	4,46 g	3,66 g
… bildet bei Entladung und verbraucht bei Ladung		
2 $PbSO_4$	2 H_2O	
11,315 g	0,672 g	
… zersetzt bei Überladung	und bildet Elektrolysegase	
H_2O	H_2	O_2
0,336 g	0,037 g = 0,418 l[a]	0,299 g = 0,209 l[a]

[a] bei 0 °C, 1 bar

7

Aktivierungsenergie ($Q{\cdot}\Delta U$) für die Ladungsträgerbewegung (Ladung Q) zur Verfügung steht. Die zusätzliche Spannung ΔU wird Überspannung genannt. Sie ist nicht wie die Spannungsabfälle an den ohmschen Widerständen linear zum Strom. Alle Spannungsabfälle und Überspannungen hängen im Wesentlichen von der Stromstärke, der Temperatur und der Säuredichte ab. Die Durchtrittsreaktion wird durch die Butler-Volmer-Gleichung (7.26) beschrieben. Für große Überspannungen kann der zweite Term der Butler-Volmer-Gleichung (die Rückreaktion) vernachlässigt und die Gleichung kann analytisch nach der Überspannung aufgelöst werden. In halblogarithmischer Darstellung erhält man dann eine Gerade, die sogenannte Tafel'sche Gerade.

Die Überspannung ist zunächst eine empirisch messbare Größe, die z. B. in Impedanzmessungen von dem rein ohmschen Spannungsabfall getrennt werden kann. Die Ursache für die Überspannung liegt aber in den verschiedenen physikalischen und chemischen Phänomenen der Teilschritte der Gesamtreaktion verborgen (s. Abb. 7.12). Überspannungen und ohmsche Spannungsabfälle bilden zusammen die Abweichung der unter Stromfluss gemessenen Spannung zur Ruhespannung, die auch Polarisation genannt wird. Die wichtigsten Beiträge zur Polarisation einer Zelle sind in Tab. 7.6 zusammengestellt.

Bei einer Entladung mit konstantem Strom lässt sich der Einfluss der unterschiedlichen Spannungsabfälle schematisch in einer einfachen Grafik darstellen (s. Abb. 7.14). Der Spanungsrückgang der Ruhespannung mit der Entladetiefe ist ein Resultat der Teilnahme des Elektrolyten an der chemischen Reaktion. Darin zeigt sich ein entscheidender Unterschied des Blei-Schwefelsäure-Systems zu den Systemen NiCd-, (NiMH-), Na-NiCl- und Lithium-Ionen.

Die Konzentrationsänderung des Elektrolyten, aber auch die Diffusion der aktiven Sulfatanionen begrenzt die Hochleistungsfähigkeit von Bleizellen zusätzlich zu der Spannungsabsenkung durch den Innenwiderstand der Zelle. Die resultierende Stromabhängigkeit der Kapazität wird nach Peukert wie folgt beschrieben:

$$I \cdot pc\, t = konst. \tag{7.36}$$

Der Peukert-Koeffizient »*pc*« nimmt Werte zwischen 1 und 2 an. Besitzt der Koeffizient den Wert 1, entspricht das der Unabhängigkeit der Entladezeit (Kapazität) vom Strom. Für Bleibatterien liegt der Koeffizient bei ca. 1,3. Je kleiner dieser Koeffizient ist, desto günstiger verhält sich die Batterie im Hochleistungseinsatz. Weil der Koeffizient aber nicht allgemeingültig ist, muss der Batteriehersteller für unterschiedliche Zellenauslegungen auch die Stromabhängigkeit der Kapazität mitliefern. Ein Beispiel für die Stromabhängigkeit der Kapazität ist in der folgenden Abb. 7.15 gezeigt.

Aus dieser Darstellung wird auch die für Bleibatterien typische Nomenklatur der Kapazitäten deutlich. Und zwar wird in den Index die projektierte Entladezeit geschrieben. Somit bezeichnet die zehnstündige Kapazität C_{10} diejenige Kapazität, die durch Entladung mit dem Strom I_{10} entnommen werden kann. Die dreistündige Kapazität bis zu einer Entladeschlussspannung von 1,8 V/Zelle ist gemäß der in Abb. 7.15 dargestellten Projektierungsdaten $C_3 = 140$ Ah. Dazu gehört der Strom $I_3 = 46{,}7$ A.

Die Abhängigkeit von der Entladeschlussspannung ist ebenfalls in Abb. 7.15 integriert. Die Temperaturabhängigkeit der Kapazität ist jedoch ausgespart. Dabei nimmt die Kapazität der Bleizellen um etwa 0,6 % je Grad Temperaturerhöhung zu.

Tab. 7.6 Überspannungen im Bleiakkumulator

Bezeichnung	Ursache	Zeitkonstante
Ohmscher Spannungsabfall	Ohmscher Widerstand, Ableiter + Elektrolyt + Aktivmasse	–
Induktiver Spannungsabfall	Induktivität der Batteriekonstruktion	–
Durchtrittsüberspannung	Ladungsträger benötigen zum Durchtritt durch die Elektrode/Elektrolyt-Grenzfläche Aktivierungsenergie	ms bis s, bedingt durch die Doppelschicht-kapazität
Diffusionsüberspannung	Inhomogene Verteilung für die an der Reaktion beteiligten Ionen	15–60 min bis zu einigen Tagen bei verschlossenen Zellen
Reaktionsüberspannung	Gehemmter Ablauf vor- oder nachgelagerter Reaktionen	–
Konzentrationsüberspannung	Diffusions- und Reaktionsüberspannung zusammengefasst	15–30 min
Kristallisationsüberspannung	Verzögerung der Kristallisationsbildung, z. B. Spannungssack beim Entladen	s bis min

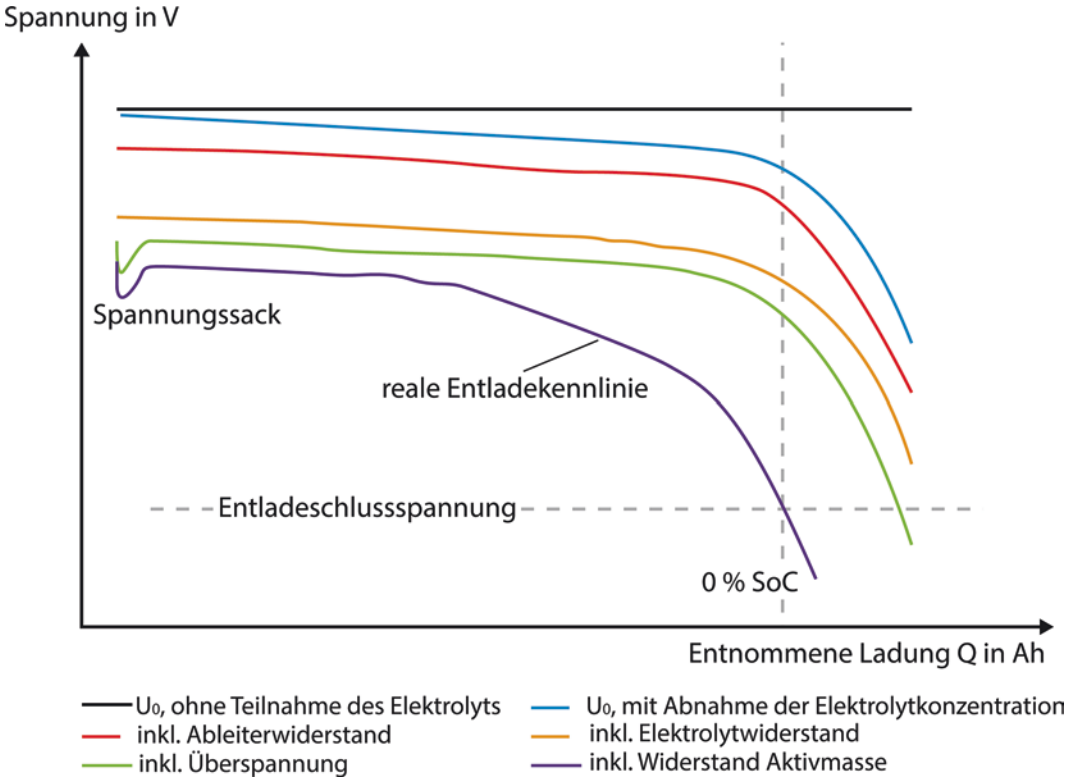


Abb. 7.14 Schematische Entladecharakteristik, bei Entladung mit konstantem Strom

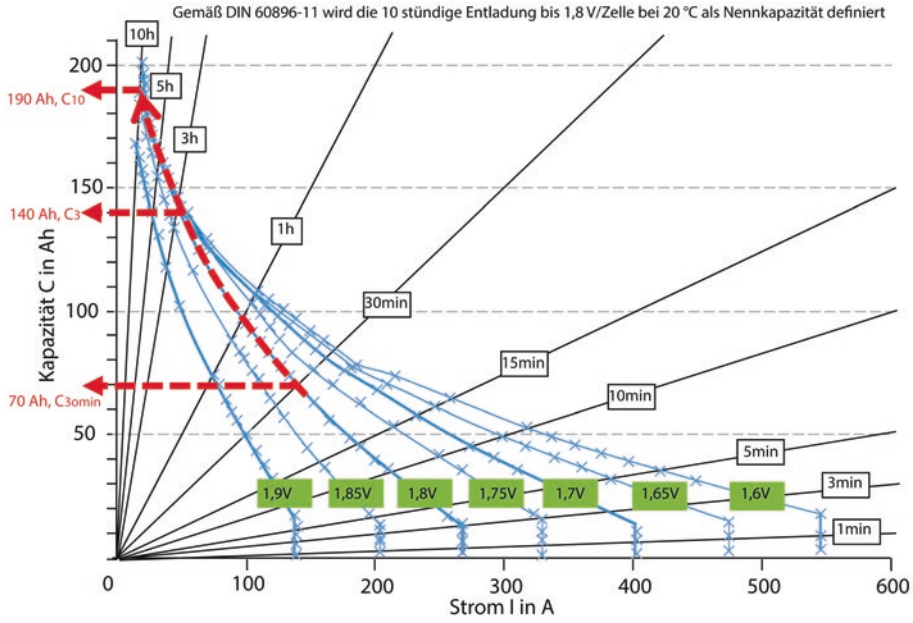


Abb. 7.15 Projektierungsdaten von Bleisäurezellen

7.2.5 Die Nebenreaktionen

Die Halbzellenreaktionen Gl. 7.32 und 7.33 sind leider nicht die einzigen, die im Blei-Schwefelsäure-System ablaufen. Es gibt an beiden Elektroden Nebenreaktionen. Diese sind quasi zur Hauptreaktion parallel geschaltet und zweigen während der Ladeprozedur einen Teil des Stromes ab oder entladen die Elektroden im Fall des offenen äußeren Stromkreises (Selbstentladung). Das folgende Ersatzschaltbild Abb. 7.16 zeigt alle im letzten Abschnitt erwähnten, zum Spannungsabfall beitragenden »Widerstände« und die zur Hauptreaktion parallel geschalteten Nebenreaktionen. Die vor die Nebenreaktionen geschaltete Diode lässt jeweils nur den Stromfluss in einer Richtung zu. Nebenreaktionen sind nicht unbedingt direkt miteinander gekoppelt, sodass sie für die positive und negative Halbzelle getrennt betrachtet werden. Sie führen tatsächlich auch zu unterschiedlichen Selbstentladeraten an positiver und negativer Elektrode. Einen guten Überblick liefern die Artikel [33] und [4].

Negative Elektrode

Die größte Bedeutung der Nebenreaktionen hat die Wasserstoffentwicklung,

$$Pb + H^+ + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H_2, \qquad (7.37)$$

die abhängig von Spannung, Säuredichte, Temperatur und Druck ist. Sie wird durch Fremdstoffe im System katalysiert, wobei Antimon hier eine besondere Bedeutung trägt, weil es in geschlossenen Batterien üblicherweise als Legierungsbestandteil in den Ableitern enthalten ist. Die Geschwindigkeit der Wasserstoffbildung kann mit dem korrosiven Freisetzen des Antimons während der Batterielebensdauer so stark ansteigen, dass die negative Elektrode nicht mehr vollgeladen werden kann (s. Antimonvergiftung im Kapitel Alterungserscheinungen). Die Wasserstoffbildung führt schon bei Wasserstoffgehalten größer 4 % zu einer Explosionsgefährdung und ist somit auch eine Ursache für die notwendigen Lüftungsanforderungen an Batterieanlagen (s. [6]).

Die zweite wichtige Nebenreaktion an der negativen Elektrode ist die Sauerstoffreduktion:

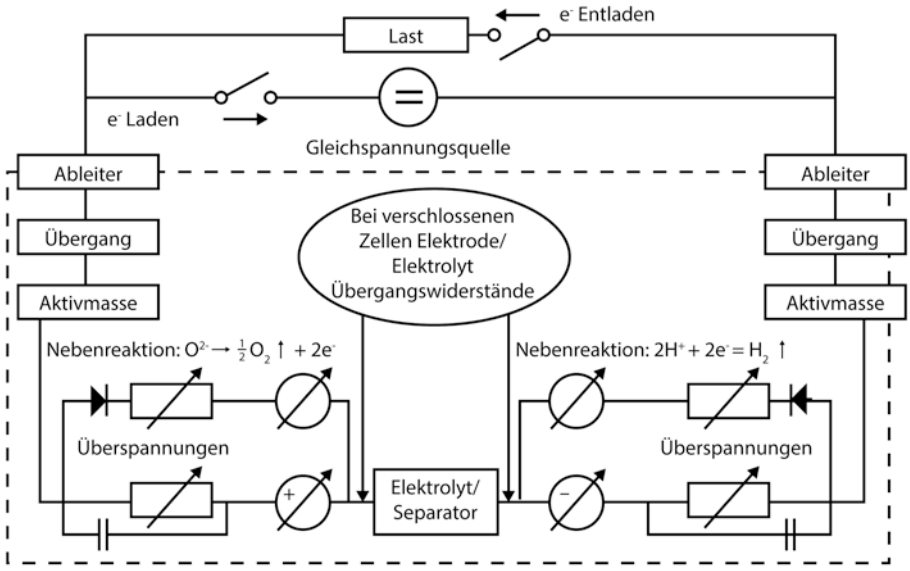


Abb. 7.16 Ersatzschaltbild

$$Pb + ½O_2 + H^+ + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H_2O. \quad (7.38)$$

Sie wird durch den Antransport von Sauerstoff begrenzt. Die Diffusionsgeschwindigkeit von Sauerstoff in verdünnter Schwefelsäure ist sehr klein, daher spielt die Sauerstoffreduktion in geschlossenen Bleibatterien nur eine untergeordnete Rolle. In verschlossenen Batterien gibt es dagegen innerhalb der festgelegten Schwefelsäure Gaskanäle zwischen den Elektroden. Hier ist die Diffusionsgeschwindigkeit des Sauerstoffs hoch. Deshalb ist die Sauerstoffreduktion in verschlossenen Batterien die wichtigste Nebenreaktion an der negativen Elektrode. Darauf wird näher im Abschnitt über verschlossene Bleibatterien eingegangen.

Positive Elektrode

Die Sauerstoffentwicklung

$$PbO_2 + H^+ + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H_2O + ½O_2 \quad (7.39)$$

ist sowohl in geschlossenen als auch in verschlossenen Bleibatterien die wichtigste Nebenreaktion an der positiven Elektrode. Auch diese Reaktion wird durch Verunreinigungen katalysiert (z. B. Co). In verschlossenen Batterien diffundiert der Sauerstoff zur negativen Elektrode und wird dort reduziert (s. Sauerstoff-Rekombinationszyklus in ▶ Abschn. 7.2.7. Zusammen mit dem entstandenen Wasserstoff bildet der Sauerstoff Knallgas (Sicherheitsvorkehrungen, Belüftungsanforderungen).

Gitterkorrosion

Im Unterschied zur Gesamtreaktion zwischen den zwei Halbzellen (Gl. 7.34) findet diese Korrosionsreaktion im Ruhezustand an der positiven Elektrode statt,

$$PbO_2 + Pb + 2H^+ + 2HSO_4^- \leftrightarrow 2PbSO_4 + 2H_2O. \quad (7.40)$$

Das Blei entstammt dem Ableiter und die Elektronen werden von der hochoxidierten Form des vierwertigen Bleis, d. h. im Bleidioxid der Aktivmasse, aufgenommen. Die Reaktion kann nur ablaufen, wenn verdünnte Schwefelsäure durch die Poren der Aktivmasse bis an den Ort der Korrosionsreaktion vordringen kann. Wird aber während Überladung oder Erhaltungsladung eine dichte PbO_2-Korrosionsschicht gebildet, kann nur eine Reaktion mit Transport durch den Festkörper ablaufen. H_2O wird durch die PbO_2-Schicht transportiert, und PbO_2 entsteht an der Pb-/PbO_2-Grenzfläche. Die Schichtbildung wird gefördert durch die Ähnlichkeit der Struktur bestimmter Modifikationen von

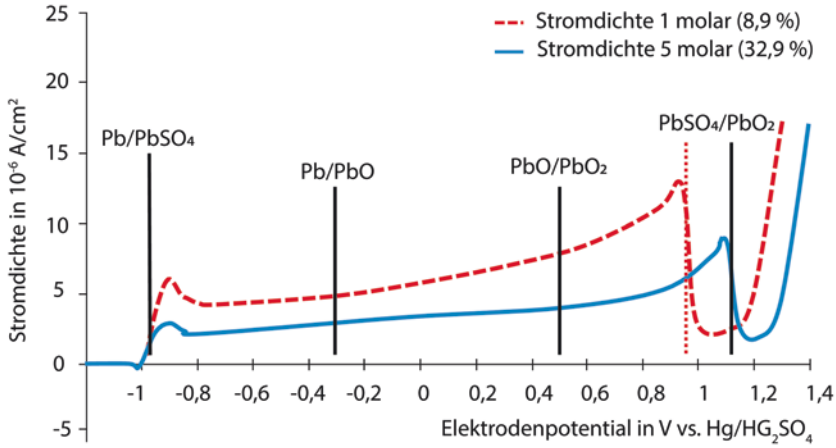


Abb. 7.17 Spannungsabhängigkeit der Korrosion gemäß [9, 17, 32]

7

Pb, PbO und PbO_2. Die Gesamtreaktion dafür wird wie folgt formuliert:

$$Pb + 2H_2O \leftrightarrow PbO_2 + 4H^+ + 4e^-. \quad (7.41)$$

Aber auch die Legierungsbestandteile des Ableiters (z. B. Antimon) werden oxidiert:

$$5PbO_2 + 2Sb + 6H^+ + 6HSO_4^- \leftrightarrow (SbO_2)_2SO_4 + 5PbSO_4 + 6H_2O. \quad (7.42)$$

Das antimonhaltige Sulfat ist im Gegensatz zum Bleisulfat auch bei hohen Säuredichten gut löslich, sodass ein Teil davon in Lösung geht und an der negativen Elektrode wieder zu metallischem Antimon reduziert werden kann. Dies führt dann zu der katalytischen Beschleunigung der Wasserstoffbildung an der negativen Elektrode (Antimonvergiftung).

Die Korrosionsgeschwindigkeit hängt stark von der Spannung, von der Säuredichte (s. [17, 32]), von der Art der Gitterlegierung, von Fremdstoffen (z. B. Chlorid-Ionen) und von der Temperatur ab. Für die Temperaturabhängigkeit der Gitterkorrosion wird ein Arrhenius-Zusammenhang angenommen. Der Ansatz ist derart, dass man bei 10 °C höherer Temperatur auch eine doppelte Korrosionsgeschwindigkeit erhält (Faustformel). Bei kleinen Säuredichten ist die Korrosionsgeschwindigkeit höher als bei großen Säuredichten. Antimon als Legierungsbestandteil hemmt bei kleinen Säuredichten die Korrosion. Abbildung 7.17 zeigt vor allem die Spannungsabhängigkeit der Korrosionsgeschwindigkeit. Ein Minimum ist bei geringfügiger Ladepolarisation erkennbar und ein Maximum bei geringfügiger Entladepolarisation (z. B. aufgrund von Verunreinigungen). Daher soll man lange Standzeiten von Batterien vermeiden und sie regelmäßig nachladen oder unter Ladeerhaltung bei geringen Polarisationsspannungen aufstellen.

Eine weitere Folge der Gitterkorrosion ist eine Volumenvergrößerung des positiven Gitters, da die Korrosionsprodukte ein größeres Volumen als die Ausgangsprodukte einnehmen. Diese Tatsache ist der Verwendung von Gleitringdichtungen um den Batteriepol herum bei Industriebatterien geschuldet. Somit kann der positive Ableiter wachsen, ohne das Batteriegefäß zu zerstören. Der Kurzschluss aufgrund gewachsener positiver Ableiter ist ein klassisches Fehlerbild, das auch immer wieder in Starterbatterien beobachtet wird.

Oxidation von organischen Substanzen

Organische Substanzen, die mit der positiven Aktivmasse in Kontakt kommen, werden oxidiert,

$$PbO_2 + \text{organische Substanz} + H^+ + HSO_4^- \leftrightarrow PbSO_4 + H_2O + CO_2. \quad (7.43)$$

Zu diesen Substanzen gehören organische Verunreinigungen, aber auch extra zugesetzte organische Verbindungen und vor allem die Separatoren. Daher wird versucht, durch Rippen auf den Separa-

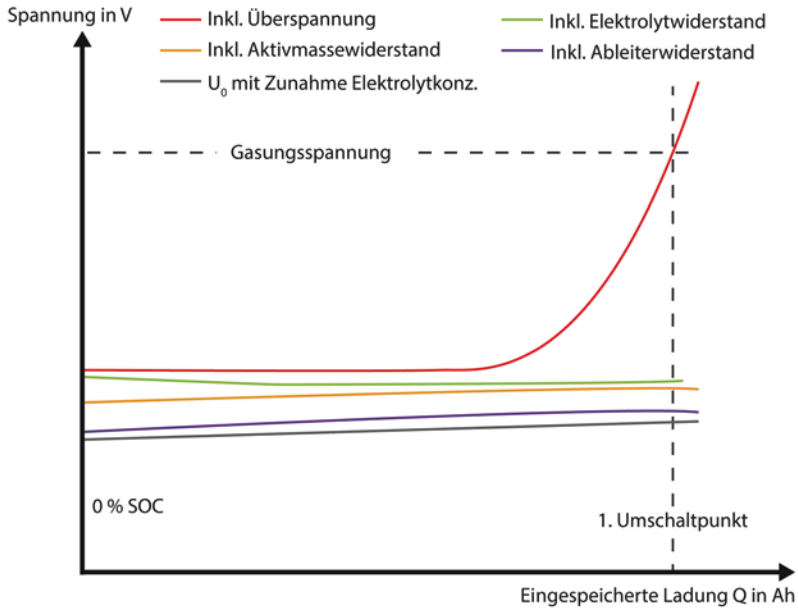


Abb. 7.18 Schematische Ladecharakteristik, bei Ladung mit konstantem Strom

toren deren Abstand zur positiven Aktivmasse zu vergrößern.

Bestehen die Separatoren aus PVC, entsteht bei deren Zersetzung Chlor. Der Oxidation von Chlorid-Ionen und Chlor bis hin zur Perchlorsäure ($HClO_4$) kommt dabei eine besondere Bedeutung zu, da Perchlorsäure ab ca. 200 mg/l den Korrosionsvorgang der positiven Ableiterteile erheblich verstärkt. Auch Chlorid-Ionen, die in nicht entsalztem Wasser enthalten sind, können bis zur Perchlorsäure oxidiert werden. Das ist einer der Gründe, warum Bleiakkumulatoren nur mit vollentsalztem Wasser aufgefüllt werden dürfen (s. [45]).

Weitere Nebenreaktionen

Weniger bedeutsame Nebenreaktionen an der positiven Elektrode sind die Oxidation von Wasserstoff oder die Bildung von Peroxoschwefelsäure ($H_2S_2O_8$). Hier nicht näher behandelt sind die Wandermetalle wie Eisen, welche an der positiven Elektrode oxidiert ($Fe^{2+} \rightarrow Fe^{3+} + e^-$) und an der negativen Elektrode reduziert werden ($Fe^{3+} + e^- \rightarrow Fe^{2+}$) und dadurch die Selbstentladung einer Batterie erhöhen können.

7.2.6 Laden von Bleibatterien

Das Laden ist essenziell für eine Sekundärzelle und stellt chemisch gesehen die Umkehrung der Entladereaktion von Blei-Säure-Batterien in Gl. 7.34 dar. Das Laden wird mit unterschiedlichen Laderegimen durchgeführt, bei denen entweder der Strom, die Spannung oder die Leistung des Ladegerätes konstant gehalten wird. Nach DIN 41772 (s. [5]) heißen die Phasen *I*, *U* und *W*. Ein komplettes Regime ist z. B. eine IoUoIa-Ladung, wobei die Indizes »o« für »umschalten« und »a« für »abschalten« stehen. Die Dauer der Ladung ist wichtig, denn das mit der Batterie betriebene Gerät ist während der Ladezeit nicht einsetzbar, es sei denn, es ist eine zweite Batterie vorhanden.

Der Wirkungsgrad der Ladung wird durch die in ▶ Abschn. 7.2.4 beschriebenen Spannungsabfälle bestimmt. Diese führen dazu, dass mit höherer Spannung geladen werden muss, als entladen werden kann. Während der Ladereaktion sind die Auflösung der Bleisulfat-Kristalle und der Transport von Pb^{2+} geschwindigkeitsbestimmend. Das macht sich im Anstieg der Überspannung in Abb. 7.18 bemerkbar. Zusätzlich zum Spannungswirkungsgrad müssen Blei-Säure-Batterien auch noch mit einer

größeren Ladungsmenge geladen werden, als man ihnen entnommen hat, man spricht von dem Ladefaktor. Beides reduziert den Energiewirkungsgrad. Die zusätzlich geladene Strommenge fließt in die Nebenreaktionen. Der größte Teil fließt in die Elektrolysereaktion (Zersetzung zu H_2 und O_2), die bei geschlossenen Batterien als positiven Effekt ein Durchmischen des Elektrolyten bewirkt. Diese Durchmischung ist bei hohen Zellen unentbehrlich. Denn während der Entladung reagiert die Schwefelsäure der variablen Aktivmassenutzung in unterschiedlichen Bereichen des Ableiters entsprechend unterschiedlich stark ab. Im oberen Zellenbereich wird mehr Schwefelsäure verbraucht, und es entsteht während der Entladung eine niedrigere Dichte. Für den unteren Zellenbereich gilt jedoch genau das Gegenteil. Während der Ladung tritt dann hochkonzentrierte Schwefelsäure aus den Poren der Aktivmasse aus und »fällt« an der Elektrodenoberfläche nach unten. Somit entsteht im unteren Zellenbereich mitunter eine sehr hohe Schwefelsäuredichte, die sich dagegen im oberen Elektrodenbereich (und über den Elektroden) erst dann signifikant ändert, wenn die sogenannte Gasungsspannung von 2,4 V/Zelle überschritten wird. Wird eine nicht ausreichend geladene und dementsprechend geschichtete Zelle stehen gelassen, gleicht sich die Schwefelsäuredichte in den unterschiedlichen Höhen einander an. Verantwortlich dafür ist nicht nur die Diffusion, sondern vor allem das zur Schwefelsäuredichte korrelierende unterschiedliche Potenzial (Nernst'sche Gleichung) in unterschiedlichen Zellhöhen. Dieser Potenzialunterschied ist durch die Elektrode kurzgeschlossen und sorgt für eine stärkere Sulfatbildung im unteren Elektrodenbereich als im oberen. Also spiegelt sich die Dichteverteilung nach Lagerzeit in der entsprechenden Verteilung des Sulfatgehalts der Elektroden wider.

Will man den Säuredichteausgleich mittels Überladung erreichen, führt das zu einem geringeren Ladewirkungsgrad. Es wird die hochwertigste Energieform (elektrische Energie) genutzt, um den einfachen Vorgang der Durchmischung zu forcieren und dabei wird auch noch eine gezielte Überladung mit den Nachteilen für die Lebensdauer, eines erhöhten Wasserverbrauchs und einer erhöhten Temperaturentwicklung in Kauf genommen. Die auf dem Markt erhältlichen Lösungen für Zyklenbatterien gehen dahin, mittels Pulsladung oder Einblasen von Luft unterhalb der Elektroden die Durchmischung vorzunehmen. Dies führt dann zu einem höheren Ladewirkungsgrad und kürzerer Ladedauer.

Der Ladewirkungsgrad wird auch sehr stark durch die Temperatur beeinflusst. Bei höherer Temperatur laufen die geschwindigkeitsbestimmenden Reaktionsschritte der Bleisulfatauflösung und der Pb^{2+}-Diffusion schneller ab und die Ladung kann entsprechend bei geringeren Spannungen durchgeführt werden. Man nimmt regulär eine Spannungskorrektur von −4 mV/°C an. Der temperaturabhängige Ladewirkungsgrad muss durch niedrigere Ladespannungsvorgaben bei höherer Temperatur berücksichtigt werden, um die Überladung der Batterie zu vermeiden. Umgekehrt muss diese Temperaturabhängigkeit auch bei niedriger Temperatur durch Erhöhen der Vorgaben für die Ladespannung ausgeglichen werden. Bei hohen Temperaturinhomogenitäten über die Batterie hinweg kommt es vor, dass Zellen in niedrigeren Temperaturbereichen sich noch im Teilladezustand befinden, während solche in hohen Temperaturbereichen bereits überladen werden. Daher ist eine homogene Temperaturverteilung auch eine Voraussetzung für den langfristig ungestörten Betrieb einer Batterie.

Der geschwindigkeitsbestimmende Schritt der Bleisulfatauflösung spielt die Hauptrolle, wenn man von einer sulfatierten Batterie spricht. In dieser sind nämlich die Bleisulfatkristalle so groß geworden, dass deren Auflösung nur mit entsprechend hoher Überspannung einhergeht. Es muss dann ein kleiner Strom gewählt werden, um die irreversible Sulfatierung aufheben zu können. Eine andere Möglichkeit stellt eine Tiefentladung, gefolgt von der Wiederaufladung dar. Dabei werden während des Tiefentladezustands und der korrespondierenden niedrigen Säuredichte die Sulfatkristalle aufgelöst, weil deren Löslichkeit mit Abnahme der Säuredichte zunimmt.

Der Temperaturaspekt der Ladung muss noch einmal aufgenommen werden, weil während der Ladung ein Teil der verlorenen Energie in Wärmeenergie überführt wird. Dies führt zur Erwärmung der Batterie. Damit bedingt sich die

Temperaturentwicklung direkt aus dem Laderegime. Zur Berechnung der in Wärme umgewandelten Energiemenge kann vereinfacht die aktuelle Spannungsdifferenz zur Ruhespannung der ablaufenden Reaktion genutzt werden. Multipliziert mit dem Strom, der in die betrachtete Reaktion fließt, erhält man die aktuelle Wärmeleistung. Zu Beginn der Ladung läuft die Ladereaktion (Gl. 7.34) mit einer Ruhespannung von beispielsweise 2,04 V ab (gemäß Gl. 7.35 zu 1,20 g/cm³ Säuredichte korrespondierend). Die Ladung findet mit 50 A bei 2,2 V statt. Die aktuelle Wärmeleistung für eine Zelle ist also $(2{,}2 - 2{,}04\ \text{V}) \cdot 50\ \text{A} = 8\ \text{W}$. Tatsächlich ist die Wärmeleistung noch um den Teil der reversiblen Wärme größer. Dabei handelt es sich um die Entropie der Reaktion, die bei der Ladereaktion der Bleizelle (Gl. 7.34) abnimmt und somit die reversible Wärme zusätzlich freisetzt. Das kann durch Einführen der kalorischen Ruhespannung, die immer um 68 mV unterhalb der realen Ruhespannung liegt, berücksichtigt werden. Gegen Ende der Ladung fließt der Strom nahezu ausschließlich in die Elektrolysereaktionen (Gl. 7.37 und 7.39) mit der Ruhespannung der Elektrolysereaktion von 1,23 V. Der Ladestrom sei 10 A und die Spannung soll bei 2,5 V liegen. Dann ist die aktuelle Wärmeleistung $(2{,}5\ \text{V} - 1{,}23\ \text{V}) \cdot 10\ \text{A} = 12{,}7\ \text{W}$. Die Wärmeenergie ergibt sich durch Integrieren der Wärmeleistungen. Die Wärmeleistung ist zu Beginn der Ladung hoch, weil die Ladeströme hoch sind. Die Wärmeleistung steigt aufgrund der höheren Spannungsdifferenz wieder an, wenn der Strom vor allem in die Elektrolysereaktion fließt. Daher muss der Ladestrom abgesenkt werden, wenn ein Großteil des Stroms in die Gasbildungsreaktion fließt, was mit dem Erreichen von ca. 2,4 V/Zelle der Fall ist.

7.2.7 Die verschlossene Bleibatterie

Die Nebenreaktionen der Wasserstoff- und Sauerstoffgasung führen zum Wasserverlust aus dem Elektrolyten der Bleibatterie. Ein regelmäßiges Nachfüllen der einzelnen Zellen der Bleibatterie bedeutet aber einen Wartungsaufwand, der gerade für weit im Raum verteilte und nicht immer einfach zugängliche Batterieanlagen sehr kostspielig werden kann. Wenn dieser Wartungsaufwand entfällt, muss nur noch in längeren Abständen gewartet werden (s. Tab. 7.7).

Tab. 7.7 Verschlossene Batterie im Vergleich zur geschlossenen Batterie

Vorteile	Nachteile
Geringerer Wasserverlust	Höhere Investitionskosten
Kein Wassernachfüllen	Wasserverlust führt zu Kapazitätsverlust
Keine Auslaufen der Säure möglich	Höhere Spannungsstreuung
Lageunabhängiges Aufstellen	
Säureschichtung kann vermieden werden	
Höhere Zyklenlebensdauer	

Die katalysierte Rekombination von entstandenem Wasserstoff und Sauerstoff zu Wasser, welches zurück in das Batteriegefäß fließt, kann über einen externen Rekombinator ermöglicht werden (s. [14]).

Ein interner Rekombinationszyklus kann forciert werden, indem Diffusionspfade durch den Elektrolyten angeboten werden und indem durch Verschließen der Zelle mit einem Überdruckventil Gas zurückgehalten wird. Dann kann der an der positiven Elektrode während der Ladereaktion entstehende Sauerstoff die Diffusionspfade nutzen und an der negativen Elektrode gemäß der exothermen Reaktion (Gl. 7.38) abreagieren. Das Potenzial der negativen Elektrode wird während der Ladereaktion aufgrund der dauerhaften Oxidation nicht stark in die negative Richtung verschoben. Bei moderatem Potenzial der negativen Elektrode fließt nur ein sehr geringer Strom in die Nebenreaktion der Wasserstoffbildung. Damit ist der sogenannte Sauerstoff-Rekombinationszyklus aus Abb. 7.19 umschrieben.

Damit sich die Wasserstoffbildung an der negativen Elektrode nicht durch eine Antimonvergiftung vervielfachen kann, werden die Ableiter mit einer Blei-Calcium-Zinn-Legierung hergestellt. Die Diffusionspfade werden offen gehalten, wenn der Elektrolyt in einem Gel oder in einer AGM-

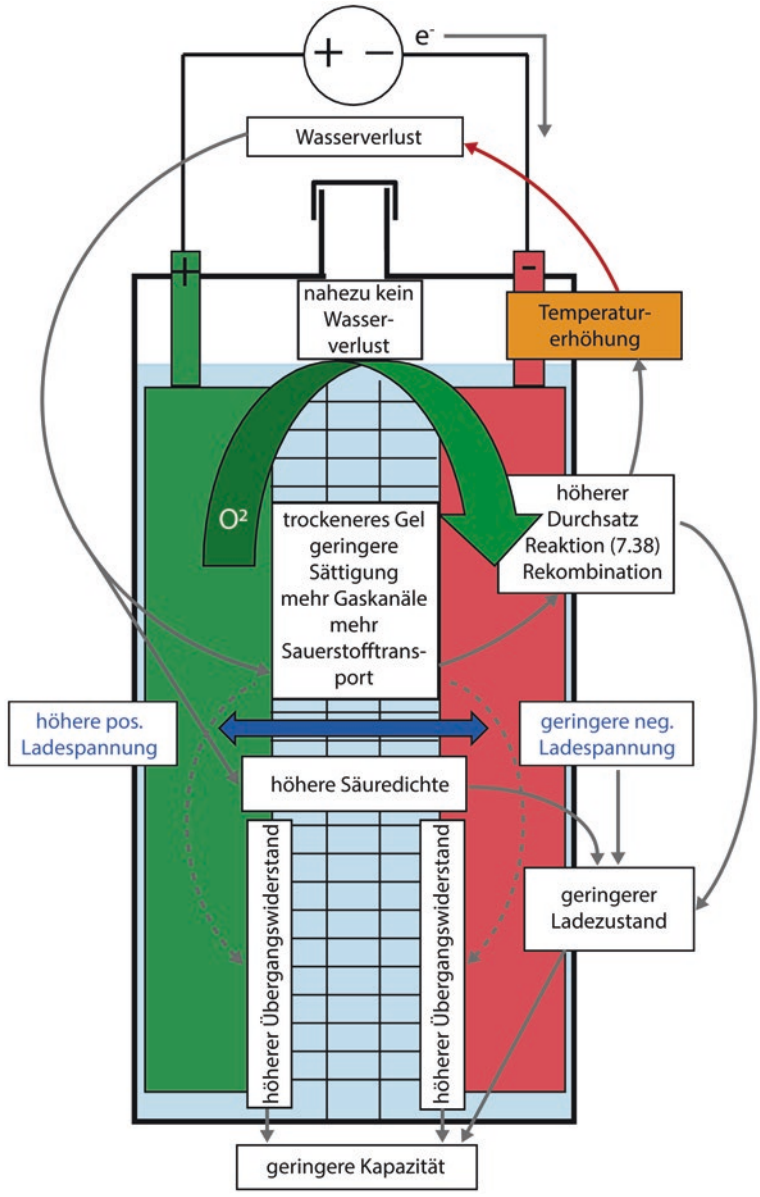


Abb. 7.19 O_2-Rekombinationszyklus und Wirkungsmechanismen in einer verschlossenen Blei-Säure-Zelle

Glasfasermatte (Adsorptive Glass Mat) fixiert wird. Diffusionspfade entstehen, wenn das Gel Risse ausbildet bzw. wenn die Glasfasermatte nicht vollständig mit Elektrolyt gesättigt ist. Durch Fixieren des Elektrolyten ergibt sich auch die Möglichkeit, Bleizellen lageunabhängig einzusetzen. Außerdem ist das Gefahrenpotenzial beim Transport, bei der Montage und während des Betriebs erheblich geringer als bei geschlossenen Batterien.

Das Überdruckventil zum Verschließen der Bleizelle hält Elektrolysegase in der Zelle, verhindert den Zutritt von Luftsauerstoff ins Zelleninnere und dient im Falle eines internen Überdrucks zur Entlastung.

Die Entlastung geht mit dem Verlust von Wasserstoff und Sauerstoff (= Wasser) einher. Auch die Korrosion des positiven Ableiterbleis gemäß Reaktion Gl. 7.41 verbraucht Wasser. Der Wasserverlust ist also nicht zu vermeiden und kann nicht durch Auffüllen der Zellen ausgeglichen werden. Er führt dementsprechend zu höherer Säuredichte. Der Wasserverlust wird mit ansteigender Ladespannung und ansteigender Temperatur größer. Mit abnehmendem Wassergehalt werden immer mehr Gaskanäle gebildet und es wird dementsprechend immer mehr Sauerstoff transportiert. Die Ladespannung der negativen Elektrode reduziert sich. Ein effektiverer Rekombinationszyklus und geringere Ladespannung der negativen Elektrode resultieren in einem geringeren Wasserverbrauch, aber auch in einem niedrigeren Ladezustand der negativen Elektrode. Mit dem Wasserverlust erhöht sich der Übergangswiderstand zwischen Elektrode und Elektrolyt. Die Erhöhung des Übergangswiderstands und die Abnahme des Ladezustands der negativen Elektrode ergibt eine verringerte Kapazität der Zelle.

Die exotherme Rekombinationsreaktion Gl. 7.38 führt zur Erwärmung der Zelle. Im Extremfall kann es durch übermäßige Erwärmung der Zelle zu übermäßigem Wasserverlust kommen. Der Wasserverlust verstärkt wiederum die Erwärmung und sorgt somit für einen Rückkopplungseffekt (s. Abb. 7.19), der »*thermal runaway*« genannt wird. Dieser Teufelskreis tritt eher bei gealterten Zellen auf, in denen sich ohnehin schon ein Wasserdefizit ausgebildet hat. Andere Randbedingungen, die zum *thermal runaway* beitragen, sind eine hohe Ladespannung, schlechte Wämeabfuhr und eine hohe Umgebungstemperatur. Die Erwärmung der Zelle kann bis zum Erweichen des Zellgehäuses führen. Da bei AGM-Batterien das Zellgehäuse dann dem Plattensatzpressdruck nachgibt, werden sich die Seitenwände im Falle des *thermal runaways* stark ausbauchen.

Da neue verschlossene Zellen unterschiedliche Sättigungsgrade aufweisen, unterliegen deren Zellspannungen bei Ladung mit konstanter Batteriespannung (z. B. zur Erhaltungsladung) einer größeren Streuung als geschlossene Zellen. Wie aus Abb. 7.19 ersichtlich, haben Zellen mit höherem Sättigungsgrad des Elektrolyten höhere negative Spannungen und einen geringeren Rekombinationswirkungsgrad. Diese Zellen verlieren mehr Wasser und gleichen sich auf diese Weise innerhalb einiger Monate den Zellen geringerer Sättigung an.

Bei der Entladung der negativen Elektrode über den Sauerstoffkreislauf sind die Nebenreaktionen der negativen Elektrode an die der positiven Elektrode gekoppelt:

$$i_{O_2} + i_{korr} = i_{rekom} + i_{H_2}, \tag{7.44}$$

gemäß der Reaktionen Gl. 7.38, 7.37, 7.39 und 7.41.

Damit überträgt sich eine Veränderung der Situation an der positiven (verstärkte Korrosion) auf die negative Elektrode (erhöhte Wasserstoffentwicklung). Das gilt nicht umgekehrt, sodass ein zusätzlicher Stromfluss in eine Nebenreaktion an der negativen keinen Einfluss auf die positive Elektrode hat. Dieser zusätzliche Stromfluss kann nur durch eine »Selbstentladung« der negativen Elektrode aufrechterhalten werden. So kann der Ladezustand der negativen Elektrode sogar während einer Ladung abfallen. Zusätzliche Nebenreaktionen an der negativen Elektrode sind z. B.:

- erhöhte Wasserstoffentwicklung durch Verunreinigungen
- Eindringen von Luftsauerstoff durch Undichtigkeiten oder von Sauerstoff aus einer Nachbarzelle.

Der Einfluss der Säureschichtung auf das Betriebsverhalten kann bei Gelzellen weitgehend vermieden werden. AGM-Zellen können jedoch eine Schichtung aufweisen. Diese ist nicht direkt messbar, kann aber anhand der Verteilung des Sulfatgehalts in den Elektroden nachgewiesen werden. Da eine Schichtung verschlossener Zellen nicht einfach durch Elektrolytumwälzung aufgehoben werden kann, muss diese durch adäquate Konstruktion und Materialwahl vermieden werden.

Insbesondere können ein geeigneter AGM-Separator mit hohem Feinfaseranteil und ein hoher Satzpressdruck vorteilhaft für die Vermeidung einer Schichtung eingesetzt werden. Der Vorteil einer AGM-Batterie mit hohem Satzpressdruck zeigt sich auch in einem geringeren Übergangswiderstand zwischen Elektrode und Elektrolyt sowie in einer höheren Zyklenlebensdauer. De facto wirkt ein eng an eine flache positive Elektrode angepresster Stoff

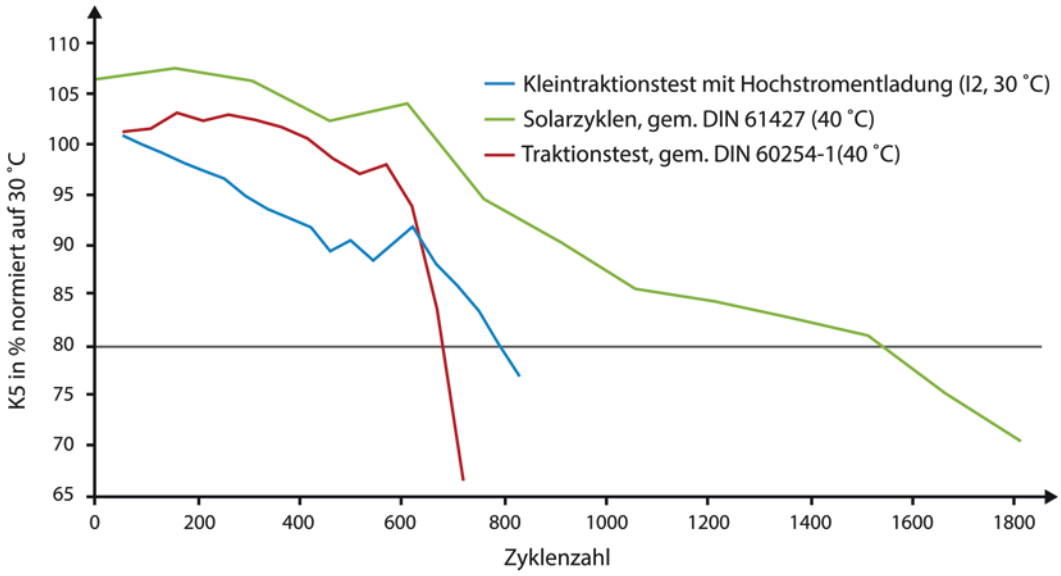


Abb. 7.20 Verlauf der Kontrollkapazitäten bei drei unterschiedlichen Zyklenregimen am Beispiel einer verschlossenen 50 Ah-Blockbatterie

ähnlich vorteilhaft auf das Abschlammen positiver Aktivmasse wie eine Röhrchentasche.

Die oben beschriebene schleichende Entladung der negativen Elektrode würde durch eine Antimonvergiftung stark beschleunigt. Deshalb werden für die Ableiter verschlossener Batterien keine Blei-Antimon-Legierungen eingesetzt. Vielmehr werden Blei-Calcium-Zinn-Legierungen verwendet oder bei entsprechenden Produktionsverfahren nur Blei-Zinn-Legierungen bzw. reines Feinblei. Diese Ableitermaterialien unterscheiden sich u. a. durch Korrosionseigenschaften und Ausprägung des Gitterwachstums von Blei-Antimon-Legierungen (stärkeres Wachstum von Blei-Calcium-Legierungen). Von Bedeutung ist jedoch, Passivierungsschichten zwischen Gitter und Aktivmasse (den sogenannten Antimonfrei-Effekt) z. B. durch Zinnzugabe zu vermeiden.

7.2.8 Alterungsmechanismen

Eine zentrale Eigenschaft von Sekundärbatterien ist deren Lebensdauer. Die Lebensdauer einer Batterie ist aber nicht allein zeitabhängig, vielmehr spielen auch Belastung und Betriebsführung eine wichtige Rolle. Dabei werden neben dem zeitlichen Aspekt vor allem die Entladetiefe, die Temperatur, die Ladeprozedur, der mittlere Ladezustand, die Leistungsanforderung (Stromhöhe) an die Batterie und Rahmenbedingungen wie Elektrolytfüllstand, Temperaturverteilung oder Isolationswiderstände zwischen den Zellen abgefragt. Die wichtigste Kenngröße für den Grad der Alterung ist die entnehmbare Ladung. Deshalb werden in jedem Lebensdauertest Kontrollkapazitätstests durchgeführt. Solche Kapazitätsverläufe sind für unterschiedliche Lebensdauertests in Abb. 7.20 dargestellt. Die Lebensdauer gibt die Zeit an, die von der Inbetriebnahme bis zum Ausfall des Speichers erreicht wird. Nach DIN 43539/Teil 4 ist das Ende der Lebensdauer erreicht, wenn die Speicherfähigkeit auf weniger als 80 % der Nennkapazität abgesunken ist.

Die Alterungsmechanismen, die zum Kapazitätsverlust führen, sind abhängig von der Betriebsführung. In Abb. 7.20 unterliegen Batterien mit identischem Aufbau unterschiedlichen Lebensdauertests. Zum einen sind dies Traktionszyklen mit hohem Strom bei Raumtemperatur und moderatem Strom bei erhöhter Temperatur. Zum anderen sind dies Zyklen mit geringerer Entladetiefe, die in

Tab. 7.8 Alterungsmechanismen in Bleibatterien. Eine ausführliche Zusammenstellung für die auftretenden Mechanismen findet sich in [32]

Mechanismus	Beschreibung	Folge	Ursachen
Korrosion des positiven Ableiters	Korrosion des positiven Gitters. Das Kopfblei korrodiert ebenfalls, sodass die Korrosionsprodukte zwischen die Elektroden fallen können	Ohmscher Widerstand des Ableiters steigt, Ableiter bricht, schlechter Kontakt Ableiter/ Aktivmasse, bei Panzerplatten Aufbrechen der Röhrchen möglich	Hohe Ladespannung, hohe Temperaturen, hoher Perchlorsäuregehalt, kleine Säuredichten, ungünstige Legierungen für die Ableiter
Gitterwachstum	Die Korrosionsprodukte nehmen ein größeres Volumen als die Ausgangsprodukte ein	Kurzschluss zwischen den Elektroden	Alle Ursachen der Korrosion, ungünstige Gitterlegierungen
Ausfall aktiver Masse	Ein Teil vor allem der positiven Aktivmasse löst sich ab und fällt in den Schlammraum. Es wird auch beobachtet, dass das aktive Material auf den negativen Elektroden oder zwischen den Elektroden und dem Separator hängen bleibt (Ladekämme)	Kapazitätsverlust, Kurzschluss	Mechanischer Stress beim Zyklieren, hohe Stromdichten beim Entladen, hohe Ladespannungen, d. h. starke Gasung, Tiefentladungen und Umpolung
Dendritenwachstum	Wachstum kleiner »Bleifinger« da, wo nicht genug Kristallisationskeime zur Verfügung stehen; führt bis hin zum Durchwachsen des Separators	Kurzschluss zwischen den Elektroden	Hohe Stromdichten beim Entladen, geringe Säuredichten, Tiefentladungen
Sulfatation der positiven und negativen Elektrode	Es bilden sich große Bleisulfatkristalle (hartes Bleisulfat), die sich auch durch längeres Laden nicht mehr umwandeln lassen	Verringerung der Kapazität, Verringerung der Säuredichte	Lange Standzeiten, unzureichendes Laden, Teilladezustände, hohe Säuredichte, Säureschichtung
Wasserverlust	Insbesondere bei verschlossenen Batterien führt Wasserverlust zu irreversiblem Kapazitätsverlust	Negative Sulfatation wegen erhöhtem Rekombinationsstrom, Säuredichteerhöhung, Schichtung, *thermal runaway*	Hohe Ladespannung, hohe Temperaturen, Verunreinigungen

der Ladung aber teilweise nur den Teilladezustand erreichen, also Zyklen entsprechend dem Einsatz als »Solarbatterie«. Offensichtlich wirkt in diesem Fall die höhere Entladetiefe der Traktionszyklen stärker degradierend. Bei den Traktionszyklen wirkt sich die höhere Temperatur stärker als die hohe Entladestromdichte auf die Alterung aus.

Dabei bedingen sich die Alterungsmechanismen auch untereinander (s. Tab. 7.8). So führt z. B. Gitterkorrosion zu einem erhöhten Widerstand innerhalb des Gitters und somit zu einer noch stärkeren Ungleichverteilung des Stroms. Sie beeinflusst dadurch die Ladung vor allem solcher Elektrodenteile, die weiter vom Stromableiter entfernt sind. Als Resultat ungenügender Aufladung findet man schließlich bei der Öffnungsanalyse erhebliche Sulfatanteile auf der Elektrode (Sulfatation).

Die Hauptausfallursachen unterscheiden sich entsprechend dem Einsatzgebiet. Starterbatterien und stationäre Batterien altern hauptsächlich aufgrund von Korrosion. Dabei führen die stetig wachsenden Anforderungen an das Fahrzeug-Bordnetz zu immer intensiverer Nutzung der Starterbatterie. Das hat zur Folge, dass sich Starterbatterien auch immer mehr im zyklischen Einsatz befinden. Dabei durchlaufen sie auch häufig Teilladezustände. Besonders ausgeprägt ist dieser Einsatz in Fahrzeugen mit Start-Stop-Funktion. Die typische Alterung

solcher Batterien ist die Massedegradation bzw. die Sulfatation. Eine ähnliche Tendenz ist bei stationären Batterien zu beobachten, da diese immer häufiger als aktive Energiespeicher in lokalen Netzen eingesetzt werden (in Verbindung mit z. B. einer Photovoltaikanlage). Batterien im Zykleneinsatz in Elektrofahrzeugen leiden hauptsächlich unter Massedegradation. Soll die Lebensdauer von Bleibatterien erhöht werden, so müssen die Ursachen dieser Alterungsmechanismen möglichst vermieden werden.

Fazit

- Die **Blei-Schwefelsäure-Batterie** ist vielleicht das bekannteste **System zur elektrochemischen Energiespeicherung** und hat eine inzwischen 150 Jahre alte Entwicklungsgeschichte erfahren.
- Die Hauptanwendungen sind die Starterbatterie, die Elektroantriebsbatterie und die ortsfeste Batterie für Notstromversorgungen.
- Im stationären Einsatz können Bleibatterien im Inselbetrieb oder netzgekoppelt betrieben werden und stehen häufig im Zusammenhang mit **erneuerbarer Energieerzeugung**. Für diese Anwendungen werden speziell weiterentwickelte ortsfeste Bleibatterien verwendet.
- Bleibatterien können eine **lange Lebensdauer** erreichen. Alterungsfördernde Betriebszustände müssen möglichst vermieden werden. Hierzu zählen:
  - richtige Dimensionierung der Batterie für die Anwendung
  - keine Tiefentladung
  - Vermeidung von längeren Standzeiten in tiefen Ladezuständen
  - Aufheben der Elektrolytschichtung möglichst bald nach der Entstehung
  - Verwendung eines Ladeverfahrens mit nicht zu hoher Überladung (Wasserverlust).
  - Anpassen der Ladespannung an die Temperatur
  - Halten der Zelltemperatur zwischen 20 und 45 °C

7.3 Nickel-Batterien

Bereits Ende des 19. Jahrhunderts bemühte man sich, neue elektrochemische Speicher zu entwickeln, die eine höhere Energiedichte und Robustheit gegenüber den bekannten Bleibatterien aufweisen sollten. Nahezu zeitgleich wurden von Jungner und Edison alkalische Batterien vorgestellt, die auf der Verwendung einer Nickeloxyhydroxid/ Nickelhydroxid-Elektrode beruhten. Praktisch realisiert wurden Nickel/Cadmium- und Nickel/Eisen-Batterien. Im Unterschied zu den Bleiakkumulatoren weisen solche Batterien eine geringere Nennspannung von nur 1,3 V auf. Der Nachteil der geringeren Zellspannung erwies sich jedoch als vorteilhaft, da im alkalischen Elektrolyten kaum Alterungs- und Korrosionsvorgänge auftreten und die Zellen somit eine sehr lange kalendarische und Zyklenlebensdauer aufweisen. Daneben erwiesen sich diese Zellen als überaus robust in Hinblick auf Fehlbedienung (»Abuse«-Verhalten). Dazu trug auch die Fertigung in einem Stahlgehäuse bei. Wegen der nahezu konstant hohen Elektrolytkonzentration erwiesen sich die Zellen als geeignet, auch bei sehr tiefen Temperaturen eingesetzt zu werden.

Als positive Elektroden alkalischer Batterien haben sich neben der Nickeloxyhydroxid/Nickelhydroxid- Elektrode nur wenige Alternativen entwickelt. Dazu gehören die Silber/Silberoxid-Elektrode und die Mangandioxid-Elektrode. Diese werden vorwiegend in Primärzellen eingesetzt und häufig mit einer Zinkelektrode kombiniert. Ursache für die Begrenzung auf Primärzellen sind die hohe Oxidationskraft der Silberelektrode, die eine Degradation des Separators bewirkt, und die Komplexität des Mechanismus der MnO_2-Elektrode. Daneben sind Zink-Elektroden problematisch, da aufgrund der hohen Löslichkeit des Zinkhydroxids die Ausbildung von Dendriten begünstigt wird und die Zink-Elektrode zu einer Passivierung und Deformation neigt. Trotzdem haben diese Elektroden eine Verbreitung für Spezialbatterien gefunden, so z. B. in Knopfzellen und in Hochleistungs- und militärischen Anwendungen.

Eine Sonderposition nimmt die Luftelektrode ein. Diese wird in Verbindung mit der Zinkelektrode als leichte Primärbatterie eingesetzt. Das begründet ihre Anwendung in Hörgerätebatterien, aber auch bei der Stromversorgung von Kameras (Polaroid-System). In den vergangenen Jahrzehnten gab es wiederholt Versuche, dieses System aufladbar zu gestalten. Der Anreiz dahinter ist die enorme Energiedichte, die das System aufgrund

Tab. 7.9 Übersicht über Nickel-Batterien

System	$U_G = -zF\Delta G_{298}$	$U_H = -zF\Delta H_A$	ΔH/ΔG in %	theor. spez. Energie Wh/kg	prakt. spez. Energie Wh/kg	prakt. Energie Dichte Wh/l
Ni/H_2	1,31	1,51	115,3	379	50	60
Ni/MeH	1,31	1,35	103,0	213	60	150
Ni/Cd	1,29	1,44	111,6	209	50	100
Ni/Zn	1,72	1,88	109,0	324	70	130

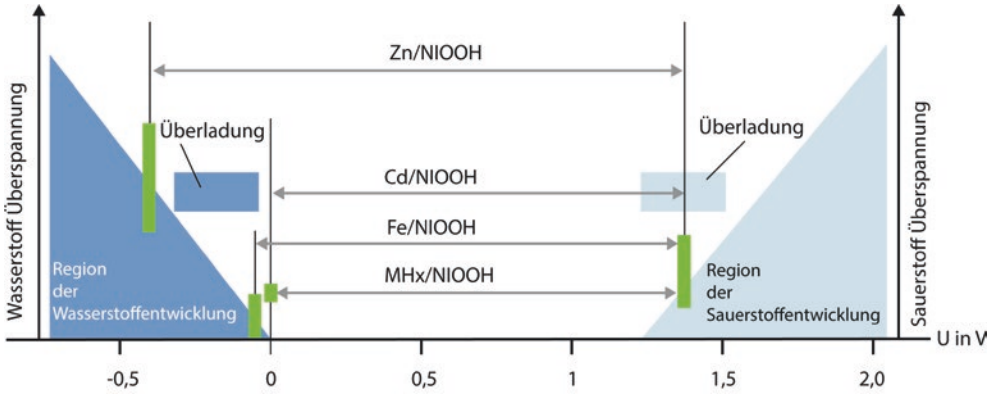


Abb. 7.21 Die Lage der Potenziale im Vergleich zu den jeweiligen Überladereaktionen

der Spannungslage und des Wegfalls des Speichers für die Luftseite erreichen kann. Daneben ist Zink weitgehend unproblematisch in Hinblick auf seine Verfügbarkeit und Umweltverträglichkeit. Es wurde wiederholt versucht, das Zink-Luft-System für die Belange des Fahrzeugantriebs, aber auch als Stand-by-Batterie zu nutzen. Dem steht jedoch die Komplexität der Probleme entgegen (Luftelektrode, Dendritengefahr, *Shapechange*, Passivierung und schlechte Zyklenstabilität der Zinkelektrode, die Unverschließbarkeit des Systems gegenüber der Umgebung etc.)

Als negative Elektroden finden deshalb in alkalischen Elektrolyten bisher vor allem Cadmium- und Zinkelektroden und Elektroden auf der Basis von Wasserstoffspeicherlegierungen Verwendung. Eine gewisse Bedeutung hat auch die Druckwasserstoffelektrode für Hightech-Anwendungen (Raumfahrt, Luftfahrt, Militär) erlangt. In der Vergangenheit wurden Nickeloxyhydroxid/ Nickelhydroxid-Elektroden auch mit Eisenelektroden kombiniert. Die daraus resultierenden Nickel/Eisen-Zellen wiesen jedoch sehr viele Nachteile hinsichtlich Zyklenfestigkeit, Gasungsverhalten, Energiewirkungsgrad und Selbstentladung auf, sodass sie heute kaum noch eingesetzt werden. Auch der Einsatz von Aluminiumelektroden (primär bzw. mechanisch regenerativ) fand keine technische Verbreitung.

Eine grobe Übersicht über die wichtigsten Daten der verschiedenen Batteriesysteme gibt Tab. 7.9.

Die Lage der Potenziale im Vergleich zur jeweiligen Überladereaktion (Wasserstoff- bzw. Sauerstoffentwicklung) ist in Abb. 7.21 zu erkennen.

Das Potenzial der positiven Elektrode liegt im Bereich der Sauerstoffabscheidung, sodass diese als Nebenreaktion mit der Ladung konkurriert bzw. eine Sauerstoffabgabe aus dem Nickeloxyhydroxid thermodynamisch möglich ist. Durch Zusätze in der Paste kann dieser Effekt verringert werden.

Die höhere Spannung einer Nickel-Zink-Zelle gegenüber den anderen Systemen beruht im Wesentlichen auf der Lage des Potenzials der

negativen Elektrode. Dieses befindet sich jedoch bereits im Bereich der Wasserstoffabscheidung, sodass die Zinkelektrode zu einer starken Selbstentladung neigt, die kinetisch unterbunden werden muss. Das wurde bereits bei Primärzellen (alkalisches Zink-Braunstein-System) erkannt. Die dafür lange Zeit verwendeten Zusätze (z. B. Quecksilber) sind heute aus Gründen der Umweltschädlichkeit ersetzt worden.

Fazit

- Ziel der Entwicklung von **Nickelbatterien** war der Wunsch nach einem elektrochemischen Speicher mit einer **höheren Energiedichte und Robustheit** im Vergleich zur bekannten Bleibatterie.
- Nickelbatterien weisen eine **geringere Nennspannung** von lediglich etwa 1,3 V auf.
- Im alkalischen Elektrolyten treten kaum Alterungs- und Korrosionsvorgänge auf. Dadurch erreichen die Zellen eine **lange Lebensdauer.**
- Nickelbatterien sind zum **Betrieb bei tiefen Temperaturen** geeignet.
- Nickelbatterien stellen eine ganze Familie von Batterien dar. In der praktischen Anwendung dominieren **Nickel-Cadmium-** und **Nickel-Metall-Hydrid-Batterien**, die im Folgenden besprochen werden.

7.3.1 Nickel-Cadmium-Batterien

Nickel-Cadmium-Akkumulatoren gehören zu den alkalischen Batterien. Die Energiespeicherung beruht auf der Umwandlung von Nickelhydroxid zum Nickeloxyhydroxid an der positiven Elektrode, bei der ein formaler Wertigkeitswechsel des Nickels von +2 zu +3 eintritt. An der negativen Elektrode wird beim Laden Cadmiumhydroxid (Cadmium mit der Wertigkeit +2) zu metallischem Cadmium (Wertigkeit 0) umgewandelt. Die Reaktanten und Reaktionsprodukte liegen im festen Aggregatzustand vor und sind weitgehend im alkalischen Elektrolyten, einer Lösung von Kaliumhydroxid, unlöslich. Die Nennzellspannung beträgt ca. 1,3 V.

Die Zusammensetzung der Elektroden, des Elektrolyten und der Aufbau der Elektroden und Zellen variieren entsprechend dem Anwendungszweck. Der theoretische Energieinhalt des NiCd-Systems beträgt ca. 210 Wh/kg.

7.3.1.1 Zellen

Die passiven Bestandteile der Zelle (metallische Ableitungen etc.) bestehen in der Regel aus Nickel oder vernickeltem Stahl. Als Zellgehäuse kommen neben Kunststoffen (z. B. Polyolefine (PP, PE), Polyamide, Polyethersulfon) auch Stahlgehäuse zum Einsatz.

Die Zellen können in offener (Entgasungsöffnung) oder verschlossener Bauweise (Überdruckventil/ Sicherheitsventil/ Berstscheibe, zum Teil hermetisierte Zellen) aufgebaut werden.

Als Beispiel einer alkalischen Zelle ist der Aufbau einer FNC-Zelle in Abb. 7.22 dargestellt.

Chemische Reaktionen

$$\text{Negative Elektrode:}\quad Cd + 2OH^- \underset{\text{Laden}}{\overset{\text{Entladen}}{\rightleftharpoons}} Cd(OH)_2 + 2e^- \tag{7.45}$$

$$\text{Positive Elektrode:}\quad 2NiOOH + 2H_2O + 2e^- \underset{\text{Laden}}{\overset{\text{Entladen}}{\rightleftharpoons}} 2Ni(OH)_2 + 2OH^- \tag{7.46}$$

$$\text{Zelle:}\quad Cd + 2NiOOH + 2H_2O \underset{\text{Laden}}{\overset{\text{Entladen}}{\rightleftharpoons}} Cd(OH)_2 + 2Ni(OH)_2 \tag{7.47}$$

Die resultierende Gleichgewichtszellspannung bei Raumtemperatur beträgt 1,30 V. Aus dem Faraday'schen Gesetz ergeben sich die folgenden spezifischen Ladungen für die Reaktanten:

$Ni(OH)_2$: 0,289 Ah/g,
$Cd(OH)_2$: 0,366 Ah/g

7.3.1.2 Positive Elektrode

Die hier angeführten Reaktionen stellen eine Vereinfachung der tatsächlich ablaufenden Prozesse dar. Auch wenn diese Zellen schon seit weit über hundert Jahren eingesetzt werden, sind noch nicht alle Details der beinhaltenden Reaktionen völlig verstanden. Daher kann nur auf einige Aspekte eingegangen werden.

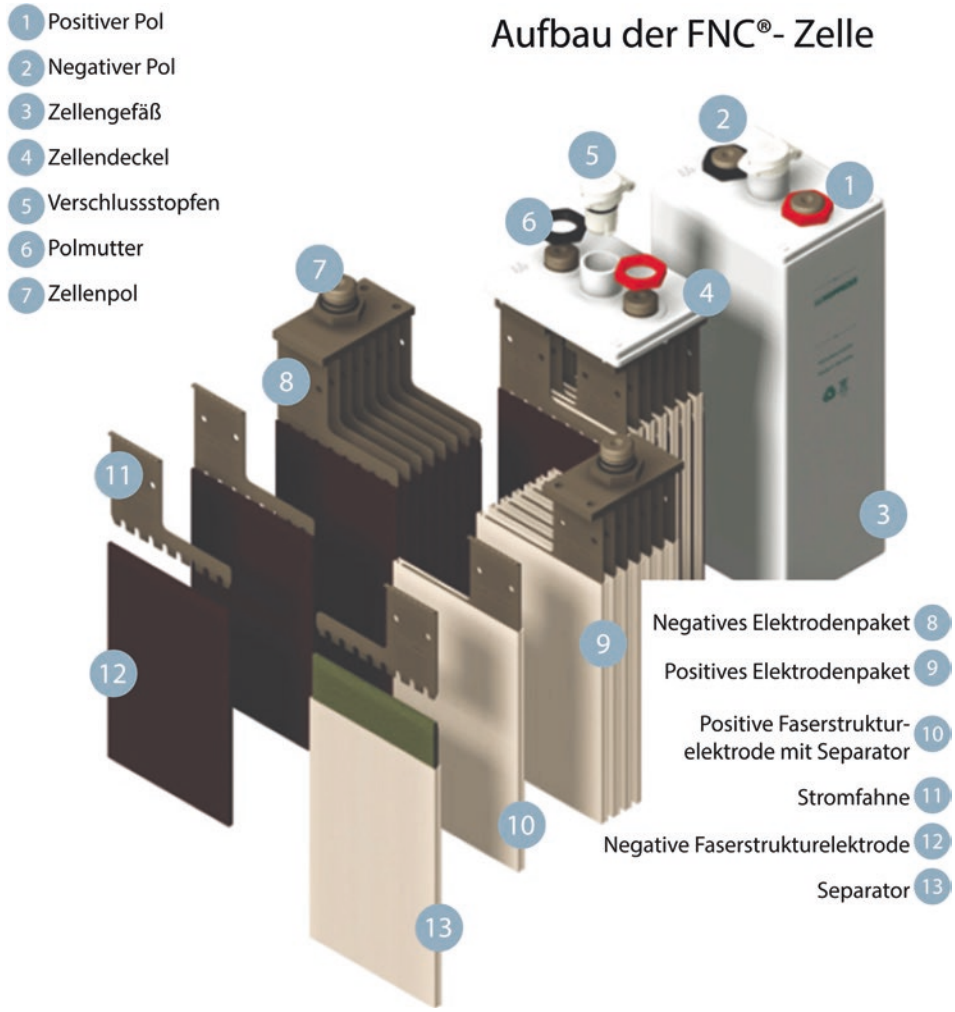


Abb. 7.22 Aufbau der Faserstruktur-Nickel-Cadmium (FNC)-Zelle

Das Nickeloxyhydroxid weist im Unterschied zum reinen Nickelhydroxid eine elektrische Leitfähigkeit auf. Diese reicht jedoch nicht aus, einen niedrigen Innenwiderstand zu gewährleisten. Daher sind Leitzusätze zur Elektrodenmasse oder eine Einbettung der aktiven Materialien in eine elektrisch leitfähige Elektrodenmatrix erforderlich. Andernfalls wird die elektrochemische Zyklierung auf dünne Schichten beschränkt.

Für die Elektrodenreaktion ist die Einlagerung von Wasserstoffionen in die Gitterstruktur des Nickelhydroxids erforderlich. Das aktive Nickelhydroxid liegt in der sogenannten β-Modifikation vor. Im eigentlichen Sinne ist die reversible Reaktion mit der Einlagerung von Wasserstoffionen verbunden,

$$\beta - \mathrm{NiOOH} + \mathrm{H^+} + \mathrm{e^-} \underset{\text{Laden}}{\overset{\text{Entladen}}{\rightleftharpoons}} \beta - \mathrm{Ni(OH)_2}. \tag{7.48}$$

Das Nickelhydroxid bildet eine Schichtstruktur aus, die die Einlagerung anderer Ionen ermöglicht (s. Abb. 7.23).

Das Potenzial der positiven Elektrode ergibt sich damit formal aus der folgenden Nernst-Gleichung:

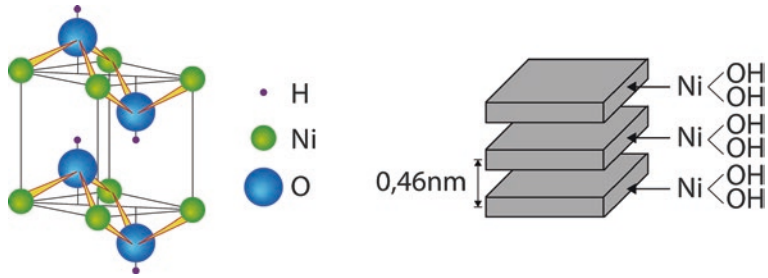


Abb. 7.23 Nickelhydroxid-Schichtstruktur

$$E = E^{o} + \frac{RT}{F} \ln \left(\frac{a_{NiOOH} \cdot a_{OH^-}}{a_{Ni(OH)_2} \cdot a_{H_2O}} \right) \quad (7.49)$$

mit E^0=0,49 V.

Durch Alterung und Überlagerung kann das *ß*-Ni-$(OH)_2$ in weniger aktive Modifikationen übergehen. Diese Zusammenhänge werden in dem sogenannten Bode-Diagramm dargestellt.

Da die Reaktanten Feststoffe sind, die separat kristallisieren, hängt das Potenzial im Wesentlichen nur vom pH-Wert an der Elektrode ab. Da die negativen Elektroden eine ähnliche Abhängigkeit vom pH-Wert aufweisen, kompensiert sich der pH-Einfluss auf die Zellspannung weitgehend, solange sich die Elektrodenmechanismen nicht verändern. Die Zellspannung und auch der Innenwiderstand bei Nickel-Cadmiumzellen sind damit aber auch weitgehend unabhängig vom Ladezustand der Zelle. Das erweist sich als Vorteil, da damit die Zelle über den gesamten Bereich des Ladezustands gut ent- bzw. ladbar ist. Nachteilig wirkt sich aus, dass aus Spannungsmessungen keine Aussage über den Ladezustand (SOC, engl.: *state of charge*) der Zelle gewonnen werden kann.

Die meisten alkalischen Zellen sind so ausgelegt, dass die Kapazität der positiven Elektrode die Entladung der gesamten Zelle begrenzt. Die positive Begrenzung der Zellen wird bewusst gewählt, da die Entladbarkeit (entnehmbare Kapazität) der negativen Elektrode stärker als die der positiven Elektrode von der Größe des Entladestroms bestimmt wird. Damit entspricht der Ladezustand der Zelle etwa dem Ladezustand der positiven Elektrode. Bei genaueren Betrachtungen (insbesondere bei verschlossenen Zellen oder besonderen Betriebsmodi) gilt diese Vereinfachung nicht.

Beim Zyklieren der Nickelhydroxid/Nickeloxyhydroxidelektrode werden auch Bestandteile des Elektrolyten (Li^+-, K^+-Ionen) eingelagert. Diese Veränderungen erfolgen zum Teil irreversibel und führen durch Quellen zu einer Volumenveränderung der Elektrode.

Aufgrund des geringen Abstandes des Elektrodenpotenzials der Nickelhydroxidumwandlung zum Potenzial der Sauerstoffentwicklung kommt es bereits vor Erreichen der kompletten Umwandlung zu einer Sauerstoffbedeckung der Oberfläche und zur Sauerstoffabscheidung. Diese Prozesse führen dazu, dass nicht die gesamte zugeführte Strommenge in die Umwandlung des Nickelhydroxids fließt. Zur Erreichung des Volladezustandes ist daher ein Ladungsüberschuss von bis zu 20 %, je nach Batterietyp und Anwendung, erforderlich (s. Abb. 7.24). Der Abstand zwischen dem Potenzial der Nickelhydroxidumwandlung zur Sauerstoffabscheidung verringert sich mit steigender Temperatur, sodass bei Temperaturen oberhalb von 50 °C die Sauerstoffabscheidung überwiegt.

Gleichzeitig nimmt die chemische Stabilität des Nickeloxyhydroxids ab. Das hat zur Folge, dass auch die Selbstentladung der Zelle stark zunimmt. Durch verschiedene Zusätze zur positiven Elektrode und dem Elektrolyten können sowohl Ladbarkeit als auch eine bessere Ladungserhaltung erreicht werden. Ziel ist es, die praktisch erreichbare spezifische Ladung (in mAh/g) im Betrieb zu erhöhen. Das wird durch solche Zusätze ermöglicht, die die elektrische Leitfähigkeit des Elektrodenmaterials anheben (z. B. Nickelpulver, Cobalt). Durch Verbesserung der chemischen Stabilität des

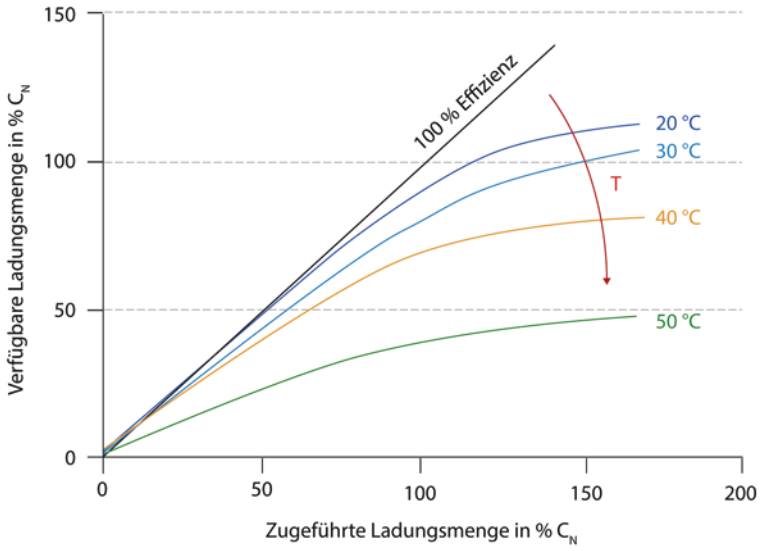


Abb. 7.24 Schematischer Kurvenverlauf des Wirkungsgrades beim Laden.

geladenen Nickeloxyhydroxids wird eine Sauerstoffabspaltung verhindert. Eine vorzeitige Sauerstofffreisetzung beim Laden kann durch Vergrößern der Sauerstoffüberspannung zurückgedrängt werden. Außerdem wird versucht, das Quellen (Volumenänderung) der Elektrodenmaterialien durch geeignete Zusätze zu begrenzen.

Eine Besonderheit der positiven Elektrode ist darin zu sehen, dass das Nickelhydroxid in mehreren Kristallmodifikationen vorliegen kann, deren Ladbarkeit unterschiedlich ist. Darauf beruhen auch die Mechanismen der Alterung (Bode-Diagramm).

Bei langer kontinuierlicher Überladung wird bei den darauffolgenden Entladungen eine zeitweilige stärkere Polarisation beobachtet, die ebenfalls auf chemische Veränderungen der positiven Elektrode zurückgeführt wird (*voltage depression*, *lazy battery effect*).

In diesem Zusammenhang steht auch der, insbesondere bei verschlossenen Nickel-Cadmium Zellen, beobachtete »Memory«-Effekt, bei dem nach Teilentladungen die folgende Entladung einen Spannungseinbruch an der gleichen Stelle der Entladekurve aufweist. Nach einer oder mehreren vollständigen Entladungen ist diese Hemmung wieder beseitigt (s. Abb. 7.25). Die Ursachen dieses Effekts wurden zunächst in der negativen Elektrode bzw. in der Elektrolytbegrenzung an den Elektroden vermutet. Trotz intensiver Untersuchungen sind noch nicht alle Details des zugrunde liegenden Mechanismus verstanden.

Beim Zyklieren werden zunächst die oberflächennahen Schichten (Elektrolytinterface) der Körner des Elektrodenmaterials bei Stromfluss chemisch verändert. Das bedingt eine unterschiedliche Phasenzusammensetzung zwischen Oberflächen und innerem Volumen der Partikel. Die Potenzialbildung der Elektrode folgt dem Zustand der Phasengrenze, sodass sich eine Potenzialhysterese beim Zyklieren ergibt. Dieser Zustand bleibt auch nach Abschalten des Stromes längere Zeit erhalten. Wird beim Laden bzw. Entladen der Stromfluss unterbrochen, so wird sich das Potenzial an der Elektrode je nach Richtung des zuvor geflossenen Stromes unterscheiden. Dieser Umstand erschwert zusätzlich die Erkennung des Ladezustands aus Potenzialmessungen im zyklischen Betrieb.

7.3.1.3 Negative Elektrode

Die negative Elektrode wird vom Cadmium/Cadmiumhydroxid-Gleichgewicht gebildet. Das Potenzial gegen die SHE beträgt – 0,81 V. Als Ableitmaterial wird hier ebenfalls vernickelter Stahl eingesetzt.

Nach dem vollständigen Aufladen der Elektrode wird beim Überladen Wasserstoff gebildet. Die Wasserstoffabscheidung ist an der Cadmiumoberfläche sehr deutlich gehemmt, sodass das Potenzial dabei sehr stark negativ wird. Dadurch erhöht sich

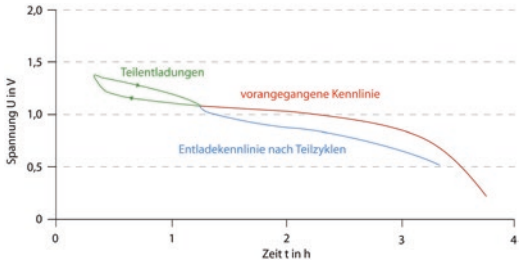


Abb. 7.25 Veränderung der Entladekennlinie nach vorangegangenen Teilzyklen

die Zellspannung am Ende des Ladens intensiv, sodass bei offenen Industriezellen eine Ladung mit konstanter Spannung ohne weitere elektronische Begrenzung (*IU*-Ladung) möglich ist. Bei Erreichen der vorgegebenen Spannung sinkt der Strom ab. Die bei Überladung entstehenden Gase werden bei offenen, ventilierten Zellen über eine Öffnung (gasdurchlässiger Zellstopfen, z. B. poröse Scheibe als Rückzündungsschutz, Zentralentgasungssysteme) abgeführt. Die überschüssige Energie, die beim Überladen nicht mehr von der Zelle aufgenommen werden kann, wird somit durch die Freisetzung von Wasserstoff und Sauerstoff abgeleitet. Da das entstehende Gasgemisch entzündlich ist, werden vom Betreiber Maßnahmen zur Abführung der freigesetzten Gase (Durchlüftung) aus der Batterie bzw. dem Batterieraum gefordert. In der Regel wird die Gasmenge durch die Wahl eines geeigneten Ladeverfahrens mit einer geringen Ladespannung minimiert. Die Zersetzung des Elektrolyten erfordert es, den bei der Gasbildung eintretenden Wasserverlust periodisch zu korrigieren. Dies kann durch einen Wartungsplan oder ein automatisches bzw. halbautomatisches Wassernachfüllsystem geschehen. Ähnlich wie bei Bleiakkumulatoren besteht die Möglichkeit der Rekombination der Gase durch geeignetes Zellzubehör. Bei der Abschätzung der freigesetzten Gasmengen ist zu berücksichtigen, dass ein Teil des gebildeten Sauerstoffs an der negativen Elektrode reduziert werden kann.

Bei gasdichten Zellen (Rundzellen oder prismatische Zellen, z. B. für Elektronikanwendungen oder Fahrzeuganwendungen) wird beim Überladen ein interner Sauerstoffkreislauf wirksam. Dabei wird der an den positiven Elektroden gebildete Sauerstoff an die negativen Elektroden geleitet. Dafür sorgt ein spezielles Design, oder die Leitung erfolgt über den Elektrolyten. Dort wird der Sauerstoff reduziert, sodass praktisch keine Wasserstofffreisetzung erfolgt und der Druck in der Zelle begrenzt wird. Da die überschüssige Energie beim Überladen in der Zelle verbleibt, steigt die Temperatur bei Erreichen des Ladeendes an. Diese Temperaturerhöhung kann bei gasdichten Zellen zur Erkennung des Ladeendes genutzt werden. Durch eine entsprechende Gestaltung der Elektroden wird erreicht, dass die Zellen dauerhaft völlig verschlossen betrieben werden. Die Kennlinie beim Laden unterscheidet sich von der einer offenen Zelle. Bei der verschlossenen Zelle wird wegen der Sauerstoffrekombination das Elektrodenpotenzial am Ladeende nicht negativ. Die Zellspannung steigt am Ladeende zunächst nur gering an. Da die Zellspannung des Nickel-Cadmium-Systems einen negativen Temperaturgradienten aufweist (Reaktionsentropie), führt der Temperaturanstieg in der Zelle sogar zu einer Abnahme der Zellspannung. In einer Reihe von Ladegeräten wird der Wendepunkt des Spannungsverlaufs oder auch des Widerstandes zur Erkennung des Ladeendes eingesetzt.

Wie bei allen Metallelektroden verläuft der Mechanismus der Umwandlung über eine Lösungsphase. Das führt dazu, dass die Abscheidung des Metalls tendenziell an den thermodynamisch begünstigten Positionen des Kristallgitters erfolgt. Dieser Prozess führt zur Vergröberung der Kristallstruktur und damit zur Abnahme der spezifischen Oberflächengröße. Durch den Zusatz von Spreizmitteln wird versucht, diesen Prozess zu verlangsamen bzw. zu unterbinden. Bei der Verwendung nickelhaltiger Träger (oder Nickelzusätze) wird auch eine Bildung intermetallischer Phasen zwischen Cadmium und Nickel beobachtet, die die Zyklierbarkeit vermindern.

7.3.1.4 Elektrolyte

Die Zellen arbeiten mit einem alkalischen Elektrolyten. Dieser besteht aus einer Kaliumhydroxidlösung (KOH). Üblich sind Konzentrationen um 20 %, die Laugedichte beträgt ca. 1,19 g/cm^3. Kalilauge ist eine stark ätzende Flüssigkeit. Kontakt mit der Haut führt zu starken Verätzungen und muss unbedingt vermieden werden. Bei Arbeiten an offe-

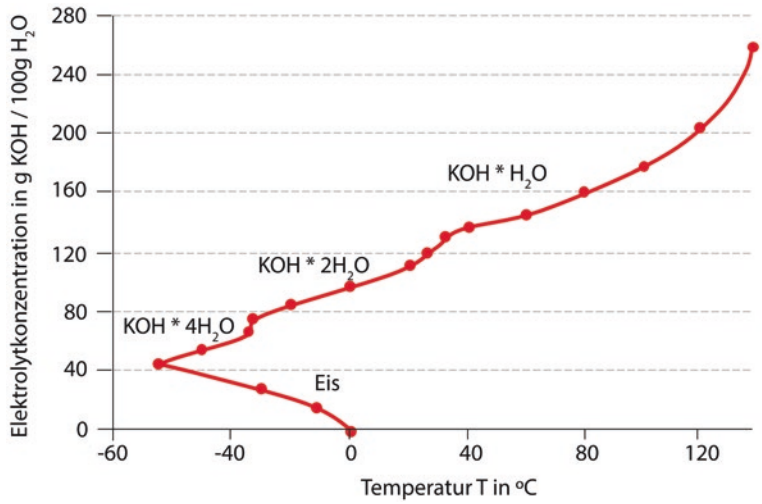


Abb. 7.26 Einsatz von Elektrolytlösungen für den Tieftemperatureinsatz, nach [12]

nen Zellen sind entsprechende Schutzmaßnahmen (Schutzbrille, Handschuhe) vorzusehen.

Bei Kontakt mit der Luft kann der Elektrolyt Kohlendioxid absorbieren. Dabei erhöht sich sein Carbonatanteil, der die Leitfähigkeit verringert und den Widerstand der Zellen erhöht. Deshalb sind »offene« Zellen durch einen Stopfen weitgehend verschlossen. Dieser Stopfen ist so gestaltet, dass die beim Laden freigesetzten Gase entweichen können.

Da während des Betriebs offener Zellen Wasser zersetzt werden kann, verändert sich die Konzentration des Elektrolyten (die Elektrolytkonzentration kann durch Dichtemessung abgeschätzt werden). Das Wasser muss bei Wartungsarbeiten durch entionisiertes Wasser ergänzt werden. Bei diesen Zellen sind abnehmbare Stopfen oder Klappstopfen vorhanden.

Der Elektrolyt wird bei der Zellreaktion praktisch nicht verbraucht. Somit können Zellen auch mit sehr begrenzter Elektrolytmenge (»festgelegter« Elektrolyt) betrieben werden. Dies wird bei Kompaktzellen und gasdicht aufgebauten Zellen genutzt. Im Allgemeinen hängt die Stromfähigkeit der Zellen nur geringfügig vom Ladezustand ab. Die bereits angesprochene Sauerstoffentwicklung als Nebenreaktion des Ladevorgangs wird stark von der Temperatur und vom Elektrolyten beeinflusst. Die Verwendung von Lithiumhydroxid- bzw. Natriumhydroxidzusätzen (ternärer Elektrolyt) kann die Ladbarkeit der positiven Elektrode bei erhöhten Temperaturen begünstigen.

Für spezielle Tieftemperaturanwendungen kommen konzentriertere Elektrolytlösungen zum Einsatz. Praktisch kann der Betrieb der Zellen bis zum Tripelpunkt des KOH/H_2O-Phasendiagrams (ca. −50 °C) ausgedehnt werden, allerdings unter Einschränkung der Kapazitäts- und Leistungsanforderungen (s. Abb. 7.26). Die Verwendung höherer Elektrolytkonzentrationen führt zwar zur Erhöhung der nutzbaren Kapazität, verringert aber die Zyklenlebensdauer.

7.3.1.5 Technologien für alkalische Zellen

Nickel-Cadmium-Batterien werden in unterschiedlichen Bauformen gefertigt. Als Technologien haben sich insbesondere die sogenannten Taschenplattenelektroden, Sinterelektroden, Faserstrukturelektroden und Schaumelektroden herausgebildet, die sich in ihrer Zusammensetzung und ihren Eigenschaften teils stark unterscheiden. Die auf Edison zurückgehende Röhrchentaschentechnologie wird heute wegen des hohen Aufwandes nicht mehr gefertigt.

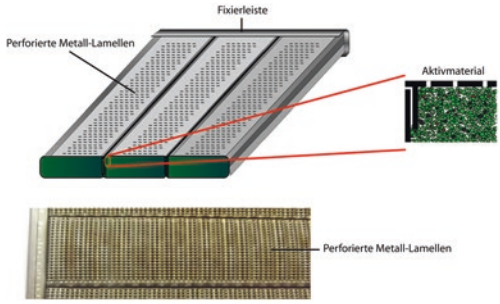


Abb. 7.27 Aufbau einer Taschenplattenzelle

Taschenplattenzellen

Bei der Taschenplattentechnologie werden die elektrochemisch aktiven Materialien in perforierte »Metall-Lamellen« eingebracht. Diese Lamellen werden durch Fixierleisten kontaktiert und bilden die Elektroden. Der Vorteil besteht in dem mechanisch robusten Aufbau. Die Fertigung der Elektroden ist stark automatisiert und in der Regel werden beide Elektroden in dieser Technologie hergestellt. Die Elektroden werden durch Separatoren, mitunter auch nur durch Abstandshalter voneinander getrennt. Durch die Formgebung der Lamellen können Elektroden unterschiedlicher Flächenkapazität erzeugt werden. Zur Gewährleistung einer ausreichenden Kontaktierung der aktiven Komponenten ist der Zusatz von elektrisch leitenden Materialien erforderlich. Dazu werden Kohlenstoff (Ruße, Graphit) und Nickelpulver verwendet. Bei der negativen Elektrode werden ebenfalls Kohlenstoff, aber auch Nickel, Eisen bzw. Eisenoxide zugesetzt (s. Abb. 7.27).

Nachteilig ist die Verwendung von Kohlenstoffen dadurch, dass im Laufe der Zeit eine Umwandlung zu Carbonaten erfolgt, die die Leitfähigkeit des Elektrolyten herabsetzt und einen Laugenwechsel erfordern kann. Aufgrund der großen Elektrodendicken werden diese Zellen häufig für geringe und mittlere Belastungen eingesetzt. Lange Zeit dominierten diese Zellen im stationären Bereich (Notstromversorgungen) und bei Eisenbahnen (Bordnetz, Notstromversorgung) und erwiesen sich als sehr zuverlässig in einem weiten Temperaturbereich.

Sinterzellen

Die Anforderungen an eine spezifisch hohe Belastbarkeit der Zellen erfordert eine sehr gute Kontaktierung der aktiven Komponenten. Bei Sinterelektroden wird das dadurch erreicht, dass auf ein Trägerblech (meist Lochblech) beidseitig Nickelpulver aufgesintert wird. Diese metallische Sinterschicht wird durch chemische und elektrochemische Prozesse mit den aktiven Komponenten gefüllt (z. B. Ausfällen des Nickelhydroxids aus Nickelnitratlösungen). Durch diesen aufwendigen Prozess werden belastbare Elektroden erzielt, die den Aufbau von Hochleistungszellen für verschiedene Anwendungen erlauben. Nachteilig wirken sich neben den hohen Kosten die mechanische Beanspruchung der Sinterstruktur bei der Volumenänderung im Verlauf des Zyklierens aus. Weiterhin können Reste der Nitratlösungen zu einer erhöhten Selbstentladung führen (s. Abb. 7.28).

Zur Kostenbegrenzung werden heute in vielen Zellen die Sinterelektroden ausschließlich als positive Elektroden eingesetzt. Die Cadmiumelektroden werden als kunststoffgebundene (extrudierte) Elektroden gefertigt. Bei diesen Elektroden wird das Elektrodenmaterial zusammen mit einem polymeren, organischen Binder auf einen Träger (Lochblech, Metallgewebe etc.) aufgebracht. Die Elektrodendicke ist hier meist begrenzt.

Sinter-Sinterzellen werden häufig im Flugzeugbau und militärischen Anwendungen eingesetzt. Die Kombination Sinter-kunststoffgebundene Elektrode findet sich auch in anspruchsvollen Anwendungen (Eisenbahnen, Fahrzeugen, stationären Anwendungen) wieder (s. Abb. 7.29).

Faserstrukturelektroden

Als Alternative zu den bestehenden Strukturen wurden in den 1980er-Jahren die Faserstrukturelektroden eingeführt. Hierbei bringt man das aktive Material in ein leitfähiges Substrat ein, das aus vernickelten Kunststofffasern besteht. Dieses Substrat wird durch eine filzähnliche Struktur hoher Faserdichte gebildet. Dadurch lässt sich sowohl eine sehr gute Kontaktierung und Fixierung der elektrochemisch aktiven Komponenten als auch eine Kompensation der Volumenänderung beim Zyklieren erreichen. Damit werden extrem langlebige Zellen möglich, die ein sehr weit gefächertes

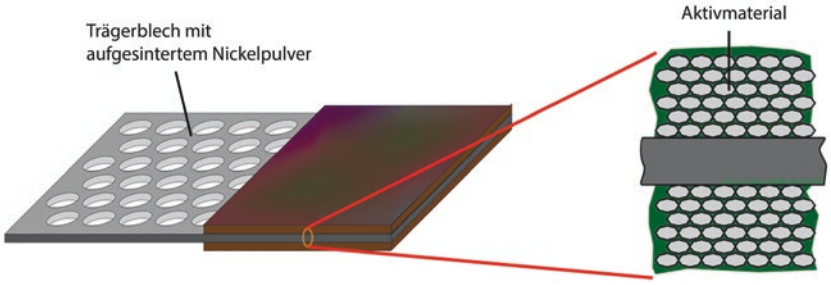


Abb. 7.28 Beispiel für eine Sinterzelle

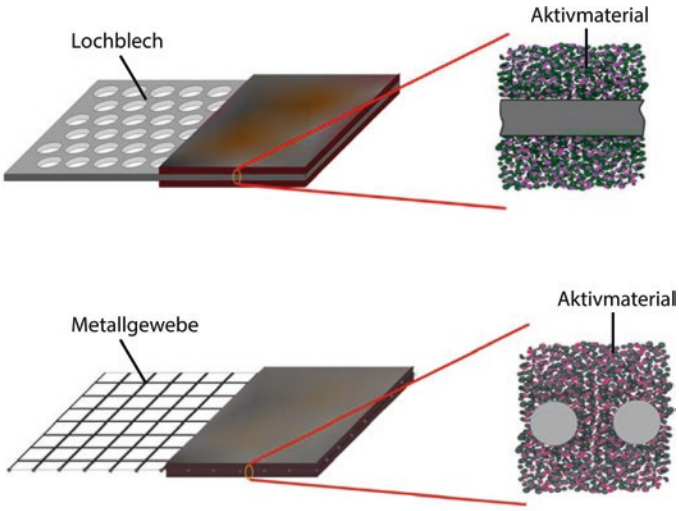


Abb. 7.29 Sinter-Sinterzelle

Anwendungsspektrum haben. Da die Trägerstruktur in Formgebung und Dicke sehr variabel ist, ist es möglich, sowohl leistungsorientierte als auch energieorientierte Zellen zu konzipieren. Damit gelingt es, kundenspezifische Lösungen für vielfältige Anwendungen zu gestalten. Ein besonderer Vorteil ist die Schnellladefähigkeit und der Betrieb bei hohen bzw. tiefen Temperaturen. Diese Zellen werden sowohl für stationäre und mobile Anwendungen (Eisenbahn, führerlose Transportsysteme) als auch in Luft- und Raumfahrt eingesetzt (s. Abb. 7.30).

Technologien für verschlossene Zellen

Aufgrund der Entwicklung mobiler elektrischer und elektronischer Geräte sowie der Konzipierung von Elektroantrieben entstand der Wunsch nach Batterien, die verschlossen sind und lageunabhängig betrieben werden können. Wegen der guten Eigenschaften der alkalischen Zellen wurde versucht, diese Systeme in gasdichten Zellen zu verwirklichen. Diesen Zellen ist ein sehr kompakter Aufbau eigen, der der anwendungsseitigen Volumenbegrenzung geschuldet ist.

Als Elektroden können sowohl kunststoffgebundene Elektroden als auch Sinterstrukturen verwendet werden. Auch die Faserstrukturtechnologie hat sich in gasdichten Zellen (Fahrzeugantriebe, Luft- und Raumfahrt) bewährt. Eine weitere Variante stellen Elektroden auf der Basis von Nickelschaum dar. Offene Nickelschäume entstehen durch Vernickelung aus einem geschäumten Polymer (z. B. Polyurethan). Der organische Kern des

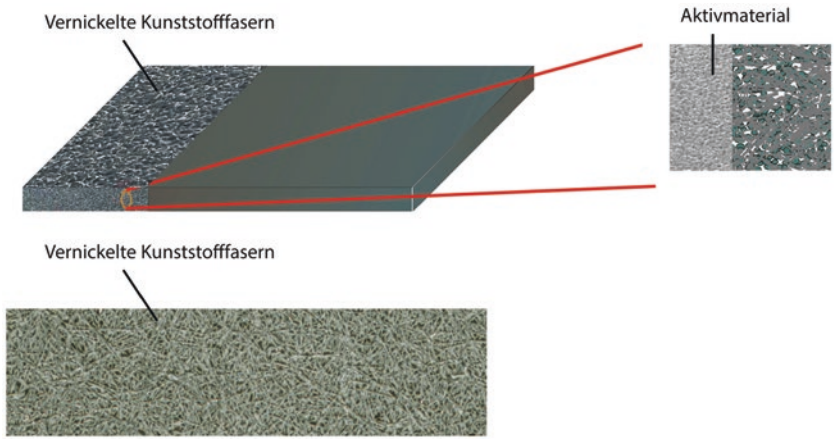


Abb. 7.30 Faserstrukturelektroden

Schaums wird thermisch entfernt und hinterlässt eine sehr gut leitende Nickelstruktur.

Gasdichte, verschlossene Zellen werden sowohl zylindrisch als auch quaderförmig (mitunter als »prismatisch« bezeichnet) aufgebaut. Daneben werden kleine Zellen als Knopfzellen gestaltet. Zylindrische Zellen stellen eine sehr kostengünstige Variante dar und werden in großen Stückzahlen ähnlich den Primärzellen produziert. Günstig ist auch die mechanische Stabilität der Zylindergeometrie bei Druckveränderungen in den Zellen. Diese Zellen weisen jedoch bei Hochstrombelastung den Nachteil auf, dass die Wärmeabfuhr durch die Mantelfläche des Zylinders begrenzt ist. Das Oberflächen-Volumen-Verhältnis ist hier ungünstiger als bei quaderförmigen Zellen.

Das Verhältnis der beiden Elektrodenkapazitäten muss bei gasdichten Nickel-Cadmium-Zellen bzw. Nickel-Metallhydridzellen in besonderer Weise dimensioniert werden, um sowohl Lade- als auch Entladereserven einzuplanen. Bei den Zellen für Elektronikanwendungen wurde in den letzten Jahren das Nickel-Cadmium-System aus Umweltgründen (Recylingerfassung) weitgehend durch das System Nickel-Metallhydrid- oder Lithiumzellen abgelöst.

7.3.1.6 Eigenschaften von Nickel-Cadmium-Zellen

Die Zyklenlebensdauer der Batterien hängt vom Lastprofil (Zyklentiefe, Stromstärke) ab. Die über die Lebenszeit der Batterie durchgesetzte Strommenge (bei FNC ca. das 3000-Fache der Nennkapazität) nimmt mit Erweiterung des Zyklenkapazitätsfensters ab. Einen noch stärkeren Einfluss hat die Umgebungstemperatur. Die Alterungsmechanismen der die Kapazität begrenzenden positiven Elektrode sind temperaturabhängig (Arrhenius-Gleichung: ca. 8–12 K Temperaturerhöhung beschleunigt die Alterung um den Faktor zwei). Daher können Maßnahmen zur Thermostatierung die Lebensdauer erhöhen. Dies gilt insbesondere, wenn die Batterien hochstrombelastet werden. Bei einer Reihe anderer Batterien trifft das ebenfalls zu.

Die Auswahl einer bestimmten Zelltechnologie wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Ein Beispiel ist, die erforderliche Batteriegröße (Kapazität) um ein vorgegebenes Profil (Stromanforderung) nach definierter Ladezeit zu erreichen. Da die Batteriegröße in die Investitionskosten einer solchen Anlage einfließt, sind die Entscheidungen für das richtige System schwierig und müssen die Laufzeitkosten (Peripherie, Service, Lebensdauer) einschließen (s. Abb. 7.31 und 7.32).

7.3.1.7 Aufbauformen und Anwendungsgebiete

Der größte Teil der heute industriell eingesetzten Nickel-Cadmium-Zellen ist in offener Bauweise realisiert. Bei gasdichtem Aufbau, z. B. RECOM-Design, erfolgt eine vollständige Rekombination des

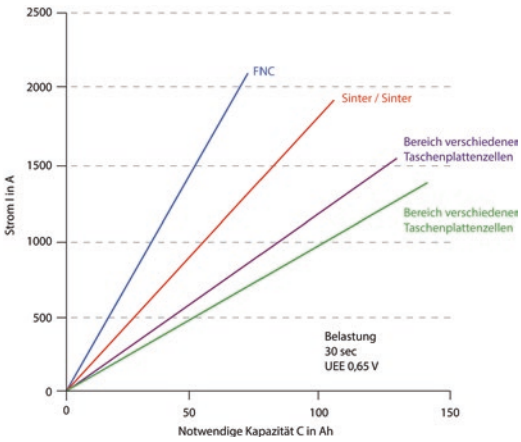


Abb. 7.31 Abhängigkeit der notwendigen Kapazität von der Strombelastbarkeit und der verwendeten Technologie

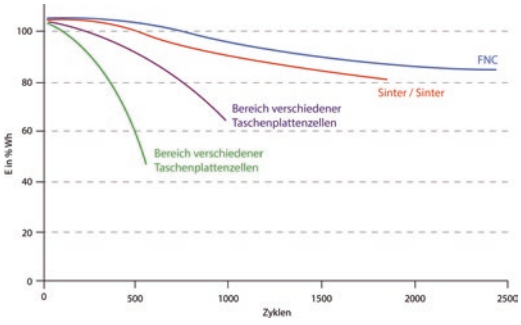


Abb. 7.32 Zyklenlebensdauer verschiedener Technologien

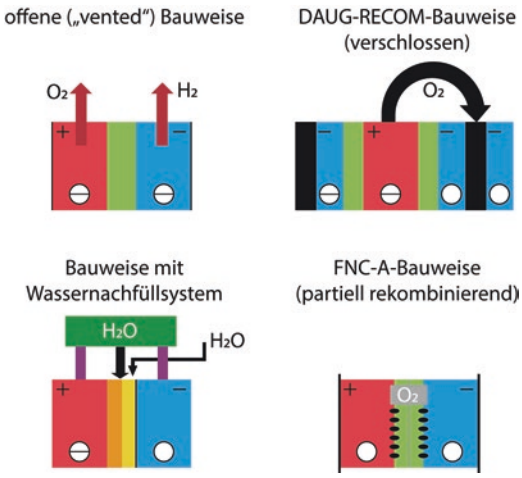


Abb. 7.33 Verschiedene Aufbauformen von Nickel-Cadmium-Zellen

bei der Ladung gebildeten Sauerstoffs an den negativen Elektroden. Daneben gibt es Zwischenlösungen (z. B. Hoppecke FNC-A-Design), bei denen eine partielle Sauerstoffrekombination realisiert wird (s. Abb. 7.33).

Für einen wartungsfreien Betrieb werden externe Rekombinationseinrichtungen und halb- bzw. vollautomatische Wassernachfüllsysteme eingesetzt.

Der Verlauf der Ladekennlinie dieser Zellen unterscheidet sich wie zuvor beschrieben und ist in Abb. 7.34 (Konstant-Strom-Ladung) dargestellt.

Industrielle Zellen werden typischerweise in Größen von wenigen Ah aufwärts bis ca. 2000 Ah in verschiedenen Belastungsklassen gefertigt: *L* (niedrig, Entladung über mehrere Stunden), *M* (mittel, Entladezeiten im Stundenbereich), *H* (hoch, Entladezeiten unterhalb einer Stunde), *X* (extrem, Kurzzeitbelastungen mit sehr hohen Strömen, z. B. Dieselstart). Die möglichen Ladeströme folgen ebenfalls diesem Schema, werden aber anwendungsabhängig gestaltet. Der Innenwiderstand (Pulswiderstand) der Zellen liegt je nach Belastungstyp bei Werten von 20–100 mΩ·Ah (d. h., eine 200 Ah-Zelle besitzt typischerweise einen Innenwiderstand von weniger als 1 mΩ). In der Praxis gibt es sowohl Reihen- als auch Parallelverschaltung von Zellen zu Batterien (s. Abb. 7.35 und 7.36).

Die Zellen einer Batterie werden je nach Anwendungsfeld in Trögen oder Träger bzw. auf speziellen Gestellen eingebaut. In den letzten Jahren hat sich der Trend verstärkt, Batteriekomplettlösungen (incl. Lade- und Steuerungstechnik) zu entwickeln und bereitzustellen.

Nickel-Cadmium-Batterien weisen eine sehr hohe Zyklen- und kalendarische Lebensdauer auf, sind hochstromfähig und arbeiten über einen weiten Temperaturbereich. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass diese Zellen relativ tolerant gegen Betriebsstörungen wie Tiefentladung und Überladung sind (»Abuse«-Verhalten). Im Unterschied zu anderen Batteriechemien können Nickel-Cadmium-Batterien praktisch in jedem Ladezustand gela-

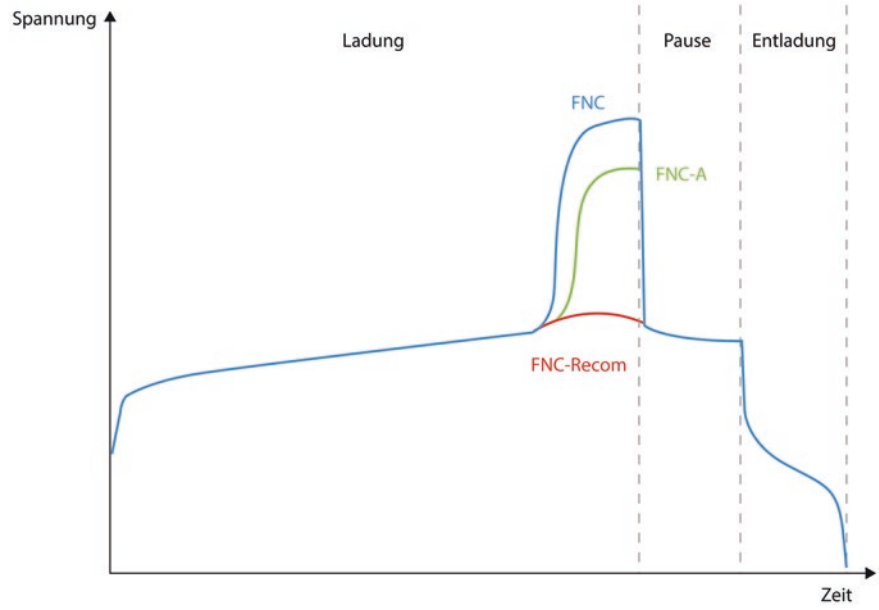


Abb. 7.34 Ladekennlinien von Nickel-Cadmium-Zellen

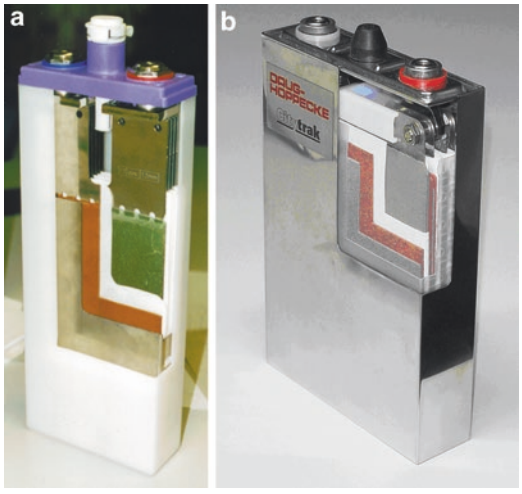


Abb. 7.35 **a** FNC-A Industriezelle **b** Gasdichte FNC-Recom-Zelle



Abb. 7.36 FNC-Zellen für verschiedene Anwendungen

gert werden, ohne dass irreversible Veränderungen bzw. Schädigungen eintreten.

Die Batterien werden in vielen Anwendungen im sogenannten Bereitschafts-Parallelbetrieb (stationärer Einsatz, Eisenbahn etc.) eingesetzt. Dabei werden sie mit konstanter Ladespannung (*float charge*) betrieben. Um eine Überladung und die Gefahr einer thermischen Überhitzung zu vermeiden, wird die Ladespannung in der Regel an die Umgebungstemperatur angepasst. Die konkrete Anpassungsfunktion hängt vom Typ und der Betriebsweise der Zellen (Überspannung der Gasentwicklung) ab. Aus thermodynamischen Gründen besitzt die Gleichgewichtszellspannung der Nickel-Cadmium-Batterie einen negativen Temperaturkoeffizienten. Steigt aufgrund des Stromflusses die Temperatur, so kann beim Laden an unkompensierter konstanter Spannung eine weitere Erhöhung des Ladestromes eintreten (s. Abb. 7.37).

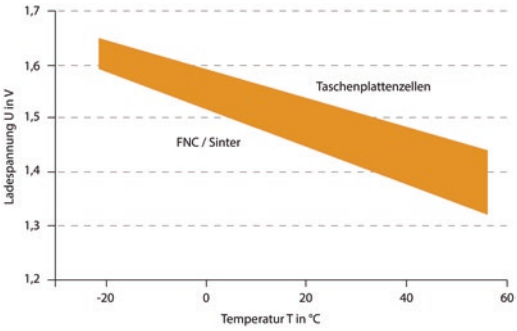


Abb. 7.37 Temperaturkompensierte Ladespannung bei *float-charge*

Beim Bereitschaftsparallelbetrieb (USV-Anwendung) wird die Float-Charge-Ladespannung so eingestellt, dass über den gesamten Temperaturbereich nur ein minimaler Wasserverbrauch stattfindet. Sollte die Ladespannung absinken oder die primäre Stromversorgung ausfallen, würde dann die Batterie sofort die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher übernehmen.

In einigen Fällen wird auch ein Boost-Charge-Verfahren gewählt, bei dem die Batterie nach einem Lastfall zunächst mit erhöhter Ladespannung beaufschlagt wird, um danach mit einer niedrigeren Erhaltungsladespannung weiter geladen zu werden.

Bei führerlosen Transportfahrzeugen besteht die Forderung, die Batterie nach einer definierten Entnahme von Ladung (z. B. 30 % der Nennkapazität) in sehr kurzer Zeit automatisch aufzuladen. Dazu werden sehr hohe Ladeströme (Ströme bis zum 2,5-Fachen des Zahlenwertes der Nennkapazität in Ah) angewendet. Die Ladung wird als beendet betrachtet, wenn der Ladestrom bei der konstant angelegten Spannung unter einen Schwellwert gefallen ist. Alkalische Batterien können mit einem solchen Verfahren den kontinuierlichen Betrieb automatischer Fahrzeuge über Monate gewährleisten (s. Abb. 7.38).

7.3.1.8 Wasserzersetzung beim Laden

Insbesondere bei stationären Anlagen tritt eine gewisse Überladung der Zellen auf. Dabei laufen folgende Überladereaktionen ab:

$$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^- \qquad (7.50)$$



Abb. 7.38 Batterie für führerlose Transportsysteme

$$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-. \qquad (7.51)$$

Diese Reaktion verbraucht Elektrolytwasser:

$$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2. \qquad (7.52)$$

Nach dem Faraday'schen Gesetz zersetzt 1 Ah 0,335 ml Wasser. Daraus scheiden sich bei 298 K und einem Druck von 0,101 MPa an der negativen Elektrode ca. 0,448 l Wasserstoff und an der positiven Elektrode 0,224 l Sauerstoff ab.

Der Wasserverlust kann hiervon abweichen, je nachdem, ob Wasser als Dampf mit den Gasen die Zelle verlässt oder ob dies durch geeignete Maßnahmen wie partielle interne oder externe Rekombination, Zusätze oder Zellverschlussmechanismen eingeschränkt wird.

Fazit

- Zur Energiespeicherung wird an der positiven Elektrode **Nickelhydroxid zu Nickeloxyhydroxid** umgewandelt, wobei ein Wertigkeitswechsel des Nickels von +2 zu +3 stattfindet. An der negativen Elektrode wird beim Laden **Cadmiumhydroxid** (Cadmium mit der Wertigkeit +2) **zu metallischem Cadmium** (Wertigkeit 0) umgewandelt.
- Nickel-Cadmium-Batterien weisen eine **sehr hohe zyklische und kalendarische Lebensdauer** auf, sie sind **hochstromfähig** und können über einen **weiten Temperaturbereich** eingesetzt werden.

- Nickel-Cadmium-Batterien sind relativ tolerant gegenüber Betriebszuständen wie Tiefentladung und Überladung.
- Im Unterschied zu anderen Batterietechnologien können Nickel-Cadmium-Batterien praktisch **in jedem Ladezustand gelagert** werden, ohne dass irreversible Veränderungen bzw. Schädigungen eintreten.

7.3.2 Nickel-Metall-Hydrid Batterien

Der anhaltende Wunsch nach Erhöhung der Leistungs- und Energiedichte führte immer wieder zur Suche nach alternativen Elektrodenkombinationen. Die Verwendung von Druckwasserstoff als Reaktant an der negativen Elektrode hatte zur Entwicklung sehr leistungsfähiger Spezialbatterien geführt, deren Aufwand jedoch für allgemeine Anwendungen zu hoch ist. Bereits in den 1960er-Jahren war von Phillips die reversible Speicherung von Wasserstoff in speziellen Metalllegierungen untersucht worden. Die Weiterführung dieser Entwicklung führte zum Nickel-Metallhydrid-Batteriesystem, welches für Anwendungen im Hochleistungsbereich eingesetzt werden kann. Dieses System erlangte weite Verbreitung in der sogenannten Consumerelektronik und wurde erfolgreich als Energiespeicher in Hybridfahrzeugen des Toyota Prius eingesetzt.

Nickel-Metallhydrid-Batterien weisen viele Gemeinsamkeiten mit dem gasdichten Nickel-Cadmium-System auf. Dazu zählen Spannungslage, Langlebigkeit und Zuverlässigkeit im Betrieb. Die positive Elektrode, die Separation und der Elektrolyt sind weitgehend ähnlich aufgebaut. Der wesentliche Unterschied besteht in der negativen Elektrode. An ihr erfolgt die Umsetzung von Wasserstoff, der in der Legierung gespeichert werden kann. Die Zellreaktion vereinfacht sich zu einem Wasserstoff-Shuttle-Mechanismus und erleichtert den Aufbau sehr kompakter Zellen.

7.3.2.1 Chemische Reaktionen

Negative Elektrode:

$$\mathrm{M(H) + OH^- \underset{Laden}{\overset{Entladen}{\rightleftharpoons}} M + H_2O + e^-} \quad (7.53)$$

Positive Elektrode:

$$\mathrm{NiOOH + H_2O + e^- \underset{Laden}{\overset{Entladen}{\rightleftharpoons}} Ni(OH)_2 + OH^-} \quad (7.54)$$

Zelle:

$$\mathrm{M(H) + NiOOH \underset{Laden}{\overset{Entladen}{\rightleftharpoons}} M + Ni(OH)_2} \quad (7.55)$$

Die resultierende Gleichgewichtszellspannung bei Raumtemperatur beträgt 1,30 V.

7.3.2.2 Negative Speicherelektrode

Nicht ausschließlich für Batterien wurden verschiedene Speicherlegierungen für Wasserstoff entwickelt. Die Aufnahme (Absorption) des Wasserstoffs in den verwendeten Legierungen ist als physikochemischer Prozess anzusehen (das gilt für weitere aus der Chemie bekannte Hydride nicht, sie werden hier jedoch nicht betrachtet). Es stellt sich ein thermodynamisches Gleichgewicht zwischen der Aktivität (Konzentration) des Wasserstoffs im Metallgitter und dem Druck des Wasserstoffs in der Umgebung der Speicherlegierung ein. Eine Reihe von Metallen und Legierungen besitzen die Fähigkeit, als Speicherlegierungen zu dienen. Sie unterscheiden sich in der Speicherkapazität (Wasserstoff pro Gewichtseinheit der Legierung) und dem erforderlichen Druckbereich bzw. Temperaturbereich, bei dem der Wasserstoff gespeichert bzw. abgegeben werden kann. Der Gleichgewichtsdruck des Wasserstoffs über einer speziellen Legierung nimmt mit der Temperatur und der Konzentration an gelöstem Wasserstoff zu. Damit ändert sich der Druck in den NiMH-Zellen beim Zyklieren (s. Abb. 7.39).

In Batterien können nur solche Speicherlegierungen verwendet werden, bei denen der Austausch des Wasserstoffs bei Arbeitstemperatur im Umgebungsdruckbereich möglich ist und der Austausch weitgehend reversibel erfolgen kann. Dazu zählen insbesondere Laves-Phasen vom AB2-Typ und Nickel-Lanthanlegierungen vom Typ AB5 ($LaNi_5$). Anstelle reinen Lanthans wird ein sogenanntes Mischmetall eingesetzt, welches leichter aus den Seltenen Erden (Elemente der Lanthangruppe) gewonnen werden kann (s. Abb. 7.40).

Die Legierungszusammensetzung wird derart variiert, um Speicherfähigkeit, Leistungsfähigkeit,

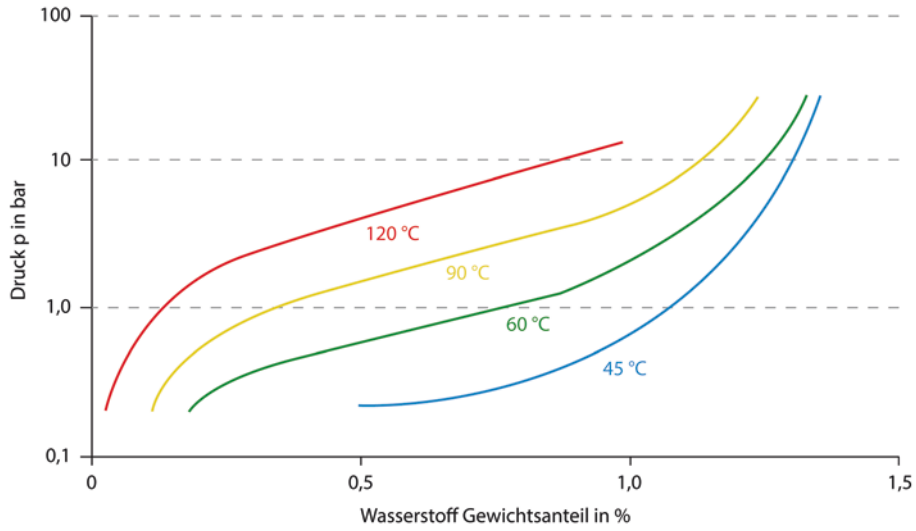


Abb. 7.39 Typischer Isothermenverlauf von AB_5-Speicherlegierungen

Arbeitstemperaturbereich, Langlebigkeit und Kosten zu optimieren. Es werden Speicherfähigkeiten von 300–350 mAh/g bei den bisher bevorzugten AB5-Legierungen angegeben (das entspricht einer Speicherfähigkeit von ca. einem Wasserstoffatom pro Metallatom der Legierungen). In Gegenwart von Sauerstoff oder bei hohen Elektrodenpotenzialen kann die Legierung zerstört werden. Sie bildet dann Grenzschichten aus, die zu einer erhöhten Polarisation führen. Legierungszusätze wie Cobalt, Aluminium, Mangan etc. sollen die Eigenschaften verbessern. Durch Weiterentwicklungen von z. B. kristallinen Überstrukturen und der Verwendung von anderen Legierungselementen werden weitere Steigerungen der Energiedichte erwartet.

Die elektrochemische Reaktion erfolgt an der Grenzfläche der Speicherlegierung zum Elektrolyten. Beim Laden bzw. Entladen muss daher ein Transport des Wasserstoffs aus der Volumenphase der Legierung an die Oberfläche erfolgen. Bei tiefen Temperaturen (insbesondere unterhalb von −10 °C) verringert sich jedoch die Beweglichkeit des Wasserstoffs in der Legierung merklich, sodass auch die elektrochemische Belastbarkeit der Elektroden zurückgeht. Die Elektroden werden gegenüber der positiven Elektrode überdimensioniert.

Die Elektroden werden als kunststoffgebundene Elektroden realisiert. Als Träger dienen Lochbleche, Nickelschäume oder -gewebe. Die Zellen werden prismatisch quaderförmig bzw. als Rundzellen ausgeführt und in verschlossenem Zustand betrieben.

7.3.2.3 Anwendungen

Die ersten Nickel-Metallhydrid-Zellen zeigten noch eine Neigung zu erhöhter Selbstentladung. Durch die Wahl spezieller Separatoren und Elektrodenkomponenten konnte die Selbstentladung so weit zurückgedrängt werden, dass die Zellen jetzt eine sehr gute Ladungsretention zeigen und auch bei längeren Lagerzeiten im geladenen Zustand verbleiben.

Im Unterschied zu Nickel-Cadmium-Zellen ist nach Erreichen des Voll-Ladezustands kein deutlicher Spannungsanstieg zu beobachten, da sich der Prozess der Ladung und Überladung an der negativen Elektrode nicht ändert. Da an der Oberfläche der negativen Elektrode die Sauerstoffreaktion weitgehend ungehemmt ablaufen kann, ähneln die Verhältnisse denen verschlossener Nickel-Cadmium-Zellen mit vollständiger Sauerstoff-Rekombination.

Der Temperaturanstieg bzw. das Erreichen eines Spannungswendepunktes bei Ladung mit begrenztem Strom kann zur Identifizierung des Volladezustandes genutzt werden. In der Regel werden große Batterien thermisch überwacht bzw. im Ladezustand elektronisch begrenzt betrieben.

Die Vorteile bestehen in der deutlich höheren Energie- und Leistungsdichte, dem Vermeiden

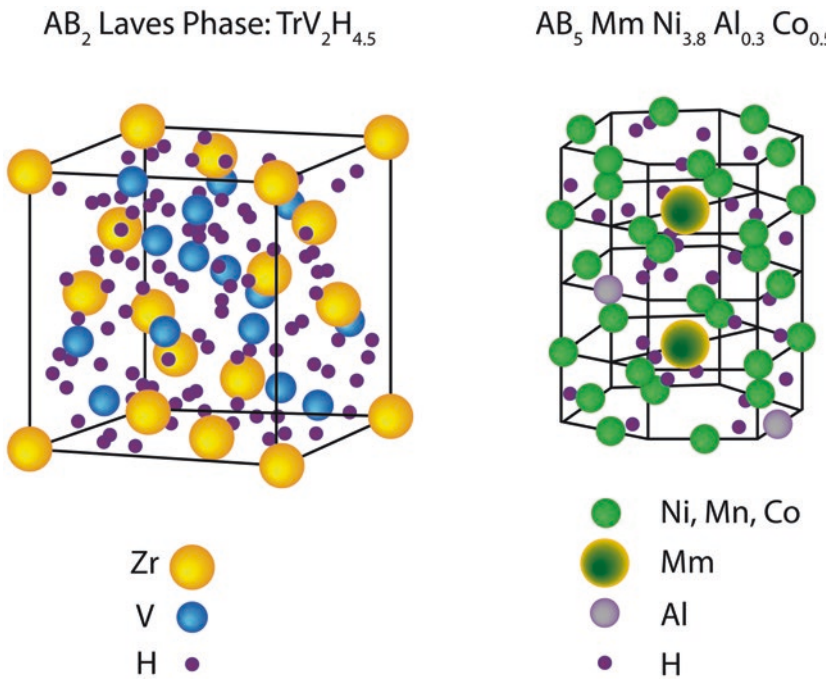


Abb. 7.40 Laves-Phasen des AB_2- und AB_5-Typs



Abb. 7.41 Nickel-Metall-Hydrid-Modul Hoppecke 75 Ah/ 10 Zellen

des unerwünschten Cadmiums und der für eine vollständige Aufladung niedrigeren Ladeendspannung. Der Ausgleich des Ladezustands von Zellen in einer größeren Batterie ist durch kontrollierte Ladung im Batterieverband möglich. Bei geeigneter interner Konstruktion zeigen die Zellen auch eine beschränkte Toleranz gegenüber Tiefentladung (und sogar Umpolung). Da die Zellen praktisch keine löslichen Elektrodenkomponenten aufweisen, ist die Gefahr der Ausbildung von dendritischen Kurzschlüssen minimal. Die Zellen erreichen daher eine sehr hohe Zyklenlebensdauer. Diese Eigenschaften begünstigen den Einsatz dieser Zellen in hybridisch betriebenen Systemen (s. Abb. 7.41, 7.42 und 7.43).

Ähnlich den Nickel-Cadmium-Zellen geht auch hier die verfügbare Kapazität durch Abbau der Zyklierfähigkeit der positiven Elektrode zurück. Daneben wirken Korrosionsprozesse an der Speicherlegierung. Bei gasdichten Zellen kann eine Elektrolytverarmung im Separator eintreten (erhöhte Porosität der Elektroden, Wasserzersetzung bei Überladung).

Fazit

- Nickel-Metall-Hydrid-Batterien wurden im Hinblick auf **Anwendungen im Hochleistungsbereich** entwickelt.
- Sie sind in der sogenannten **Consumerelektronik** weit verbreitet und als **Energiespeicher in Hybridfahrzeugen** erfolgreich zum Einsatz gekommen.
- Der wesentliche Unterschied zur Nickel-Cadmium-Batterie besteht in der **negativen Elektrode**. An ihr erfolgt die Umsetzung von Wasserstoff, der in der Legierung gespeichert werden kann. Die Zellreaktion vereinfacht sich zu einem

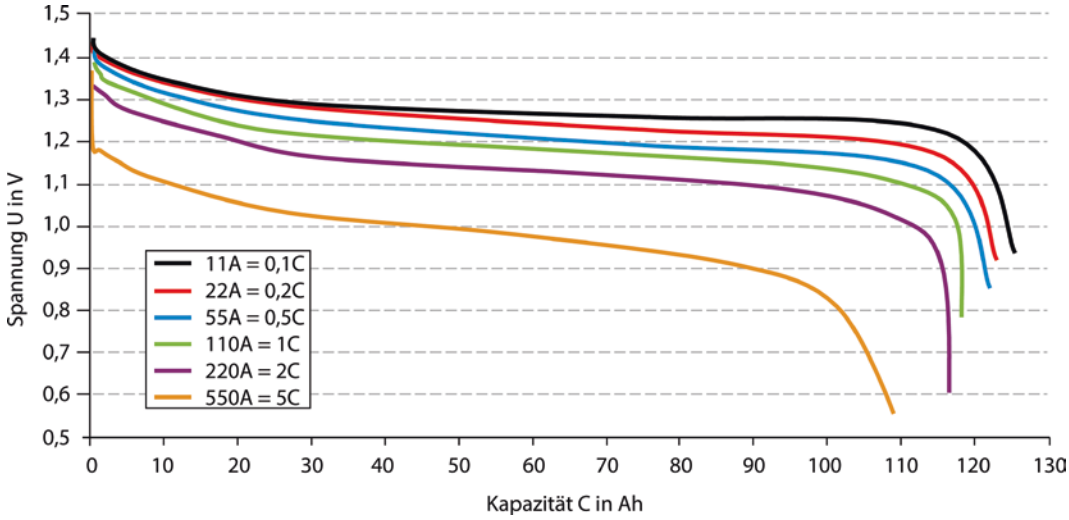


Abb. 7.42 Zellcharakteristik NiMH-Industriezellen



Abb. 7.43 25 kWh NiMH-Hybrid-Antriebsbatteriesystem für Busse

Wasserstoff-Shuttle-Mechanismus. Das erleichtert den **Aufbau sehr kompakter Zellen**.

- Die Vorteile der Nickel-Metall-Hydrid-Batterie bestehen in der **deutlich höheren Energie- und Leistungsdichte**, dem **Vermeiden des unerwünschten Cadmiums** und der für eine vollständige Aufladung **niedrigeren Ladeendspannung**.
- Die Zellen der Nickel-Metall-Hydrid-Batterie besitzen praktisch keine **löslichen Elektrodenkomponenten**. Daher ist die Gefahr der Ausbildung von dendritischen Kurzschlüssen minimal. Die Zellen erreichen daher eine **sehr hohe Zyklenlebensdauer**.

7.4 Lithium-Batterien

Unter dem Begriff Lithium-Batterien wird eine Reihe von verschiedenen Zellchemien zusammengefasst. In Lithium-Batterien dient die negative Elektrode bei einer Entladung als Quelle für Lithiumionen (Li-Ionen), die positive Elektrode als Senke. Der Elektrolyt trennt den Transport der Li-Ionen vom Transport der Elektronen. Wird metallisches Lithium als negative Elektrode eingesetzt, ergibt sich die Spannung der Zelle durch die Differenz des elektrochemischen Potenzials des Materials der positiven Elektrode und des Lithiums (negative Elektrode). Die durch die Reaktion von $Li \rightarrow Li^+ + e^-$ entstandenen Li-Ionen wandern durch den Elektrolyten zur positiven Elektrode, während die entstandenen Elektronen durch den äußeren Stromkreis fließen und elektrische Arbeit verrichten können.

Lithium-Batterien können daher in Systeme mit metallischem Lithium und in Systeme ohne metallisches Lithium eingeteilt werden. Mit dem Begriff Lithiumionen-Zellen werden Systeme bezeichnet, bei denen Li-Ionen in die positiven und negativen Elektrodenmaterialien (in Festkörper) eingelagert werden können. In Lithiumionen-Zellen wird damit kein metallisches Lithium als negative Elektrode verwendet.

Erste Arbeiten zu Lithium-Batterien datieren aus den frühen 1970er-Jahren. In der Zwischenzeit sind eine Reihe von verschiedenen Elektrodenmaterialien entwickelt und untersucht worden. Diese Materialvielfalt für Elektroden und Elektrolyte ist im Vergleich z. B. zum Blei-Säure-System eine Besonderheit des Lithium-Systems.

Im Folgenden werden einige Entwicklungsschritte erläutert. Die frühen Arbeiten befassten sich im Wesentlichen mit Li-Metallsystemen (s. [41]). Es wurde an Systemen wie Li/$(CF)_n$, später dann Li/I_2 oder dem in Konsumanwendungen weit verbreiteten Li/MnO_2 gearbeitet. Das Li/$Ag_2V_4O_{11}$-System hat beispielsweise Einzug in medizinische Anwendungen wie implantierte Defibrillatoren gehalten.

7

Für wiederaufladbare Lithium-Batterien müssen die bei der Entladung eines geeigneten Materialsystems stattfindenden Prozesse auch in umgekehrter Richtung reversibel ablaufen können. Erste Arbeiten dazu begannen ebenso in den 1970er-Jahren (s. [41]). Beispielsweise seien hier Systeme mit einer Lithium-Aluminium-Verbindung (LiAl) als Material für die negative Elektrode und Eisensulfide oder Vanadiumoxide ($Li_xV_2O_5$) als Material für die positive Elektrode genannt.

Nahezu parallel dazu wurde begonnen, die Einlagerung von elektrochemisch aktiven Materialien in elektrisch leitfähige Wirtsstrukturen – wie Tantaldisulfid (TaS_2) – zu untersuchen (s. [41]). Für die Verwendung in Energiespeicheranwendungen zeigte sich Titandisulfid (TiS_2) als aussichtsreichstes Material. Die Kristallstruktur dieser Materialien ist schichtartig aufgebaut, sodass Li-Ionen leicht in die freien Räume zwischen den Ebenen eingelagert werden können. Neben TiS_2 wurde an ähnlichen Verbindungen wie z. B. MoS_2, $LiVS_2$ und $LiCrS_2$ gearbeitet. Erste größere Prototypen und kommerzielle Produkte von wiederaufladbaren Lithium-Zellen wurden mit metallischem Lithium oder LiAl-Verbindungen als negativer Elektrode und Materialien wie TiS_2 oder MoS_2 realisiert.

Nachdem John B. Goodenough mit seiner Arbeit zu Lithiumcobaltat ($LiCoO_2$) zeigte, dass sich diese Verbindung als elektrochemisch aktives Material für die positive Elektrode eignet, gelang SONY mit diesem System Anfang der 1990er-Jahre der Durchbruch. Durch Kombination einer $LiCoO_2$-Elektrode mit einer kohlenstoffhaltigen negativen Elektrode wurde es möglich, die erste wiederaufladbare Lithiumionen-Zelle in großem Maßstab erfolgreich auf den Markt zu bringen. In der Zwischenzeit werden diese millionenfach in transportablen elektronischen Anwendungen des Konsumbereichs (z. B. Computer, Mobiltelefone und Kameras) eingesetzt (s. [9, 41]). Mit der Verwendung des $LiCoO_2$ anstelle von TiS_2 konnte eine deutlich höhere Zellspannung erreicht werden. Zudem haben kohlenstoffhaltige negative Elektroden gegenüber metallischem Lithium den wesentlichen Vorteil, dass die Bildung von sogenannten Dendriten bei der Metallabscheidung umgangen wird.

Die in den Konsumanwendungen eingesetzten Speicher verfügen über Nennkapazitäten typischerweise im Bereich bis zu einigen Hundert Milliamperestunden. Sollen wiederaufladbare, sekundäre Lithiumionen-Batterien für industrielle Anwendungen eingesetzt werden, handelt es sich um großformatige Lithiumionen-Zellen mit einer Nennkapazität typischerweise im Bereich von zehn bis hundert Amperestunden. In diesen großformatigen Lithiumionen-Zellen haben für die positive Elektrode neuere Materialentwicklungen Einzug erhalten. Als ein Vertreter seien beispielsweise Übergangsmetalloxide wie $LiNi_aMn_bCo_{1-a-b}O_2$ in verschiedener Stöchiometrie genannt. Für eine detailliierte Darstellung zu den Anfängen und weiteren Entwicklungen auf dem Gebiet der Zellchemie für Lithium-Batterien sei auf den Überblicksartikel von Whittingham [41] oder andere Stellen verwiesen (s. [2, 9]).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Untersuchungen zur Zellchemie für Lithiumionen-Zellen bei Weitem nicht abgeschlossen sind und auch weiterhin Gegenstand aktueller Forschung und Entwicklung sein werden. Es ist damit zu rechnen, dass neue Materialien insbesondere für Elektroden und Elektrolyte hinzukommen werden.

Daher wird in den folgenden Abschnitten eine Einführung zu wiederaufladbaren Lithiumionen-Zellen gegeben. Der Schwerpunkt liegt dabei auf großformatigen Zellen. Die in den ► Abschn. 7.4.6 und ► Abschn. 7.4.7 gezeigten Messdaten und Angaben zu Zellen und deren Leistungs-

eigenschaften beziehen sich zwar auf kommerziell erhältliche, großformatige Zellen, sollen aber lediglich der Illustration von typischem Verhalten von Lithiumionen-Zellen dienen. Da Bauformen und Zelleigenschaften ebenso einer ständigen Weiterentwicklung unterliegen, sei für aktuelle und detaillierte Angaben auf die jeweilig von den Herstellern herausgegebenen Datenblätter verwiesen.

7.4.1 Funktionsprinzip, chemische Reaktionen und Aktivmaterialien

Die Energiespeicherung in wiederaufladbaren Lithiumionen-Zellen beruht auf der reversiblen Ein- und Auslagerung von Li-Ionen in sogenannte Aktivmaterialien durch elektrochemische Redoxreaktionen. Die Einlagerung der Li-Ionen in das Wirtsgitter wird als Interkalation bezeichnet. Die Aktivmaterialien werden daher auch Interkalationsverbindungen und die Elekroden Interkalationselektroden genannt. Es wird mitunter auch der Begriff Insertation verwendet. Die Einlagerung kann sowohl an der positiven als auch der negativen Elektrode stattfinden. Aufgrund des kleinen Li^+-Ionenradius von ca. 0,068 nm kann Li^+ problemlos in bestimmte Strukturen eingelagert werden. Das ist z. B. zwischen den Ebenen des Graphits mit einem Abstand von ~3,35 nm der Fall. Das Aktivmaterial wird bei Einlagerung bzw. Auslagerung der Li-Ionen entsprechend reduziert bzw. oxidiert. Wird an der negativen Elektrode metallisches Lithium verwendet, so handelt es sich um eine Abscheidung und Auflösung von Li-Ionen an einer metallischen Elektrode.

Schematisch ist der Aufbau einer Lithium-Zelle in Abb. 7.44 dargestellt. Die positive und negative Elektrode sind über den ionenleitenden Elektrolyten miteinander verbunden. Der Separator dient als elektrischer Isolator und verhindert den direkten Kontakt zwischen beiden Elektroden (elektrischer Kurzschluss). Die beiden Elektroden werden über den äußeren Stromkreis mit dem Verbraucher elektrisch verbunden.

Die elektrochemischen Reaktionen während des Ladens und Entladens finden an den Aktivmaterialien der Elektroden statt. Dies wird am Beispiel des folgenden Systems erläutert: Übergangsmetalloxid (Li_x MeO_2, Me z. B. Co, Mn, Ni)/ Elektrolyt/ Graphit (C_6):

Beim Laden wird das Aktivmaterial der positiven Elektrode oxidiert, womit sich die Oxidationszahl des Übergangsmetallatoms um eins (im Beispiel von Me^{III} auf Me^{IV}) erhöht und ein Elektron an den äußeren Stromkreis abgegeben wird. Li-Ionen werden dabei aus dem Wirtsgitter ausgelagert und gehen in den Elektrolyten über, in dem sie bis zur negativen Elektrode wandern (s. Abb. 7.44). An der negativen Elektrode findet eine Reduktion statt. Dabei gehen Li-Ionen aus dem Elektrolyten in das Aktivmaterial (Graphit) über und werden dort eingelagert. Zur Erhaltung der Ladungsneutralität werden der negativen Elektrode Elektronen über den äußeren Stromkreis zugeführt (s. Abb. 7.44). Damit wird dem Graphit pro eingelagertem Li-Ion ein Elektron zugeordnet.

In vereinfachter Form können die stattfindenden chemischen Reaktionen mit folgenden Gleichungen beschrieben werden:

Positive Elektrode:

$$Li_x^{I} Me^{III} O_2 \leftrightarrow x Li^+ + x e^- + Me^{IV} O_2 \quad (7.56)$$

Negative Elektrode:

$$x Li^+ + x\, e^- + C_6 \leftrightarrow Li_x^{I} C_6^{-I}, \quad (7.57)$$

wobei x zwischen null und eins liegt. Bei Verwendung von metallischem Lithium würde dann an der Anode eine Abscheidung der Li-Ionen erfolgen.

Die an den Elektroden beschriebenen Prozesse laufen bei Entladung dann in umgekehrter Richtung ab, wobei im äußeren Stromkreis elektrische Arbeit verrichtet werden kann. Die Li-Ionen werden an der negativen Elektrode ausgelagert und nach Wanderung zur positiven Elektrode in das dortige Aktivmaterial eingelagert. Dabei werden Elektronen von der negativen Elektrode an den äußeren Stromkreis abgegeben. Das Aktivmaterial der positiven Elektrode wird reduziert, das Aktivmaterial der negativen Elektrode oxidiert.

7.4.2 Zellspannung

Damit die resultierende Zellspannung möglichst groß ist, muss das Redox-Paar des Aktivmaterials

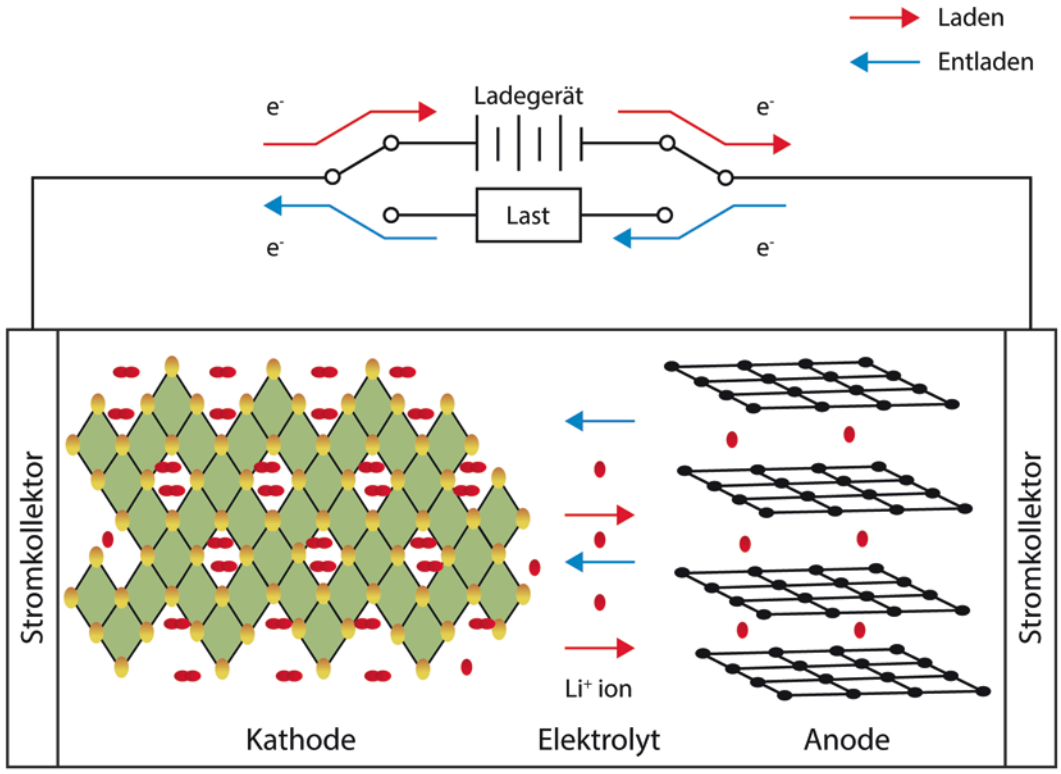


Abb. 7.44 Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Lithiumionen-Zelle. Lithium-Ionen können in das Aktivmaterial der positiven und negativen Elektrode reversibel eingelagert (interkaliert) werden. Der äußere Stromkreis gewährleistet den Elektronenfluss, wohingegen positive und negative Elektrode durch den Elektrolyten (Ionenleiter) getrennt sind

der positiven Elektrode ein möglichst hohes Standardpotenzial gegenüber der negativen Elektrode aufweisen. Für eine hohe Kapazität muss die Anzahl der Li-Ionen maximiert werden, die in das Material eingelagert werden können. Die Eignung eines Aktivmaterials für den Einsatz in einer Lithiumionen-Zelle ist an folgende Anforderungen gebunden:

- hohe spezifische Energiedichte (in Wh/kg)
- reversible und schnell ablaufende Interkalationsreaktion
- gute elektrische und ionische Leitfähigkeit
- thermische Stabilität
- Strukturstabilität bei Interkalation der Li-Ionen
- elektrochemische Stabilität.

Ein weiterer Aspekt ist die bei der Ein- und Auslagerung von Li-Ionen auftretende mechanische Dehnung durch Volumenänderung des Aktivmaterials. Ist diese zu groß, kann es zum Herauslösen und Abplatzen einzelner Bruchstücke des Elektrodenmaterials kommen, das dann zu einer irreparablen Schädigung der Zelle führt. Ebenso kann es bei der Ein- und Auslagerung von Li-Ionen zu einer Phasenumwandlung des Aktivmaterials kommen (s. z. B. [2, 9]). Die Auswahl geeigneter Aktivmaterialien für Lithiumionen-Zellen ist außerdem mit der Betrachtung von Rohstoff- und Herstellungskosten, natürlichen Vorkommen sowie der Umweltverträglichkeit und der Toxizität verbunden. So ist z. B. das chemische Element Cobalt im Vergleich zu Mangan oder Eisen wesentlich seltener und teurer und soll idealerweise durch letztere ersetzt werden.

Tab. 7.10 Redoxpotenzial und maximal nutzbare spezifische Kapazität für einige mögliche Aktivmaterialien

Aktivmaterial	Potenzial vs. Li/Li^+ [V]	Maximal nutzbare spezifische Kapazität [Ah/kg]	Bemerkungen
Li_xCoO_2	3,9	130–150	*x*: 0,5–1
$LiNi_{1-a-b}Mn_aCo_bO_2$	~3,8	150–190	z. B. $a = 0{,}33$, $b = 0{,}33$
$LiNi_{0,8}Co_{0,15}Al_{0,05}O_2$	3,8	~190	
$LiFePO_4$	3,4	150–160	
$Li_xMn_2O_4$	4,1	100–120	*x*: 0–1
Graphit	0,05–0,3	theor. 372	neg. Elektrode
$Li_4Ti_5O_{12}$	1,55	~150	neg. Elektrode

Lithium zeigt mit einem Wert für das Redoxpotenzial von −3,05 V (gegen SHE) das negativste Standardpotenzial der möglichen Materialien für die negative Elektrode. Auch aufgrund seiner hohen spezifischen Kapazität von ca. 3800 Ah/kg wäre Lithium damit ein ideales Material für den Einsatz als negative Elektrode. Die Neigung zu Dendritenwachstum auf der metallischen Li-Elektrode verbietet aber deren Einsatz als negative Elektrode in wiederaufladbaren Batterien. Unter Dendritenwachstum wird die Bildung von baumartigen oder auch nadelförmigen Li-Strukturen auf der Elektrodenoberfläche bei Abscheidung der Li-Ionen aus dem Elektrolyten verstanden. Die Li-Ionen-Abscheidung führt zum Verlust von Kapazität und damit zu einer geringeren Lebensdauer und Zyklierbarkeit der Zelle. Wenn Dendriten den Separator durchdringen und die positive und negative Elektrode verbindet, ist die Zelle kurzgeschlossen. Gegen elementares Lithium spricht aber auch dessen hohe Reaktivität mit Wasser bzw. Restfeuchtigkeit der Zellkomponenten.

Für den Einsatz als negative Elektrode eignen sich anstelle metallischen Lithiums aufgrund ihres niedrigen Redoxpotenzials pulverförmige Kohlenstoffe wie Graphit. Auch amorphe Kohlenstoffe oder andere Modifikationen sind interessant. Kohlenstoffe können sich hinsichtlich Grad der Kristallinität, Partikelgröße, Morphologie, Porosität, Reinheit, Grad der Verdichtung, Ursprung des Graphits (natürlich, synthetisch) etc. unterscheiden. Das Redoxpotenzial für Graphit liegt bei ca. 50–300 mV (vs. Li^+/Li), die hohe theoretische Kapazität mit 372 Ah/kg ist bei Interkalation bis zur Zusammensetzung von LiC_6 gegeben. Im Vergleich zu metallischem Lithium sind Graphite deutlich sicherer und weisen eine höhere Reversibilität der elektrochemischen Reaktion auf. Die auftretende mechanische Dehnung bei einer Volumenänderung von ~12 % (s. [43]) kann durch die günstige Schichtstruktur aufgenommen werden, ohne dass es dabei zu einer Zellschädigung kommt.

In Tab. 7.10 sind für einige mögliche Aktivmaterialien die Redoxpotenziale gegenüber Li^+/Li und typische Werte für die maximal nutzbare spezifische Kapazität der Elektrode zusammengefasst (s. [9, 41]). Neben dem bereits erwähnten $LiCoO_2$ gehören zu den Materialien für die positive Elektrode auch andere Schichtoxide wie z. B. $LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O_2$ und $LiNi_{0,8}Co_{0,15}Al_{0,05}O_2$, Verbindungen mit einer Spinellstruktur wie $LiMn_2O_4$ oder auch Verbindungen mit einer Olivinstruktur (z. B. $LiFePO_4$). Die Titanatverbindung $Li_4Ti_5O_{12}$ (Spinellstruktur) ist als Material für die negative Elektrode geeignet.

Wie aus Tab. 7.10 ersichtlich, liegen die Werte für die maximal nutzbare spezifische Kapazität in einem Bereich von 110–190 Ah/kg. Der maximal nutzbare Spannungsbereich ist auf Werte von <4,5 V (vs. Li^+/Li) beschränkt. Wie bereits erwähnt, werden in den meisten kommerziell erhältlichen Zellen Graphite oder andere Kohlenstoffverbindungen als negative Elektrode eingesetzt. Die resultierenden mittleren Zellspannungen für die in Tab. 7.10 aufgeführten Systeme ergeben sich damit aus dem Redoxpotenzial der positiven

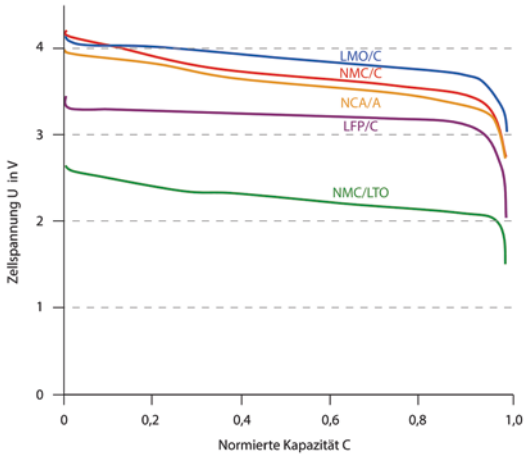


Abb. 7.45 Lade-Entlade-Kurven für verschiedene Systeme von Aktivmaterialien mit $LiMn_2O_4$ (LMO), $LiFePO_4$ (LFP), $Li(Ni, Co,Al)O_2$ (NCA), $Li(Ni, Mn,Co)O_2$ (NMC), Kohlenstoff (C) und $Li_4Ti_5O_{12}$ (LTO).

Elektrode abzüglich des Potenzials von im Mittel ~200 mV (Graphitelektrode). Beispielsweise ergibt sich für das $LiFePO_4$/Graphit-System eine mittlere Zellspannung von 3,2 V. Kennzeichnend für die Funktionsweise von Lithiumionen-Zellen bei Ladung und Entladung ist, dass Lithium bei den Prozessen an den Interkalationselektroden weder oxidiert noch reduziert wird. Die Li-Ionen werden reversibel ein- bzw. ausgelagert. Aufgrund dessen geht in die Berechnung der Zellspannung das Redoxpotenzial des Lithiums (Li^+/Li) nicht ein.

Die während der Entladung herrschenden Potenzialverläufe an beiden Elektroden sind schematisch in Abb. 7.46 dargestellt. Die Elektrodenpotenziale sind gegenüber dem Redoxpotenzial von Li^+/Li (mit 0 V) aufgetragen. Als Beispielsystem dient $LiFePO_4$/Graphit. Die entladene Kapazität wird hochgezählt (in willkürlichen Einheiten angegeben). Bei Entladung (Einlagerung der Li-Ionen in $LiFePO_4$) sinkt das Potenzial an der positiven Elektrode ab. Das mittlere Potenzial für $LiFePO_4$ liegt bei ~3,4 V (*vs.* Li^+/Li), wie in Abb. 7.46 zu sehen ist. Bei Auslagerung der Li-Ionen aus dem Graphit (LiC_6 als interkalierte Form) steigt das Potenzial an der negativen Elektrode allmählich an. Die Differenz beider Verläufe an den Elektroden (gestrichelte Linie in Abb. 7.46) bestimmt dann den Verlauf der Entladungskurve. Für das hier diskutierte Beispielsystem $LiFePO_4$/Graphit resultiert dies in einer mittleren Zellspannung von 3,2 V (s. Tab. 7.10). Eine analoge Betrachtung der Elektrodenpotenziale kann für die Ladephase angestellt werden. Das außerdem in Abb. 7.46 eingetragene Stabilitätsfenster kennzeichnet den Potenzialbereich für typisch verwendete flüssige Elektrolyte. Für nähere Erläuterungen sei auf den Bereich Elektrolyte (► Abschn. 7.4.3) verwiesen.

In Abb. 7.45 sind Entladekurven für verschiedene Systeme von Aktivmaterialien dargestellt. Die Lage der zu den Aktivmaterialien gehörenden Redoxpotenziale bestimmt die resultierende Zellspannung: Die höchste Zellspannung wird für $LiMn_2O_4$ (~3,9 V), die niedrigste für das System $Li(Ni, Mn,Co)O_2/Li_4Ti_5O_{12}$ mit 2,3 V erreicht. Ein weiteres Kennzeichen für Lithiumionen-Zellen ist der unterschiedliche Verlauf der Zellspannung in Abhängigkeit vom Ladezustand der Zelle (s. Abb. 7.45). Das System $Li(Ni, Mn,Co)O_2$/C zeigt eine kontinuierlich abnehmende Zellspannung. Dagegen wird für das $LiFePO_4$/C-System eine plateauähnliche Abhängigkeit mit ausgeprägtem konstantem Bereich für die Zellspannung beobachtet. Thermodynamische Überlegungen können herangezogen werden, um dieses Verhalten zu erklären (s. ► Abschn. 7.1).

Da auch die Aktivmaterialien für die positive Elektrode pulverförmig sind, können die resultierenden Eigenschaften Partikelgröße, -morphologie, Porosität, Reinheit, Grad der Verdichtung, Zusammensetzung etc. variieren, worauf in Abschnitt zum Elektrodenaufbau eingegangen wird.

Für eine detailliertere Behandlung zu einzelnen Aktivmaterialien, den an den Elektroden ablaufenden elektrochemischen Vorgängen sowie zu strukturellen Besonderheiten sei auf entsprechende weiterführende Literatur verwiesen (z. B. [41, 43]).

Fazit

- Die Energiespeicherung in wiederaufladbaren Lithiumionen-Batterien beruht auf der **reversiblen Ein- und Auslagerung von Li-Ionen in sogenannte Aktivmaterialien** durch elektrochemische Redoxreaktionen. Dies wird als **Interkalation** bezeichnet.
- Als Aktivmaterialien für die positive und negative Elektrode sind **verschiedene Verbindungen**

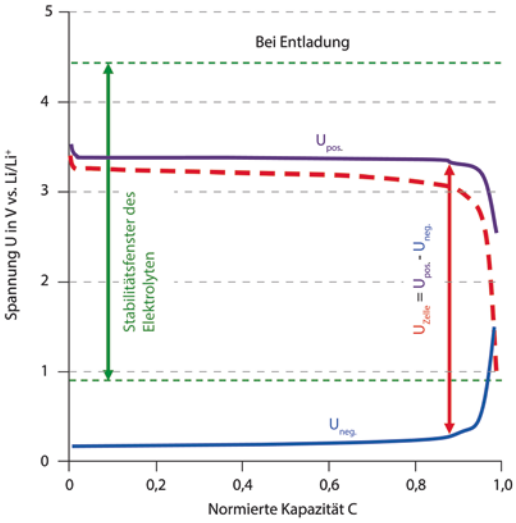


Abb. 7.46 Schematische Darstellung der Elektrodenpotenziale an positiver (Vpos.) und negativer (Vneg.) Elektrode während der Entladung am Beispielsystem $LiFePO_4$/Graphit. Die Differenz (gestrichelte Linie) ergibt die Entladekurve der Zellspannung. Ergänzend ist der Potenzialbereich angegeben, innerhalb dessen in Lithiumionen-Zellen eingesetzte Elektrolyte elektrochemisch stabil sind.

möglich. Lithiumionen-Zellen **variieren** daher in der **Zellspannung und spezifischen Kapazität**.

- Heutzutage werden in großformatigen Zellen üblicherweise in der positiven Elektrode **Schichtoxide** (wie Li(Ni, Mn,Co)O_2), Spinelle (wie $LiMn_2O_4$) oder **Übergangsmetallphosphate/Olivine** (wie $LiFePO_4$) eingesetzt. Für die negative Elektrode werden häufig **Graphite** und auch **amorphe Kohlenstoffe** verwendet.
- **Typische Werte** für die praktisch nutzbare spezifische Kapazität der (positiven) Aktivmaterialien liegen **zwischen 110 Ah/kg und 190 Ah/kg**; **typische Zellspannungen** liegen im Bereich von **2,3–3,9 V.**

7.4.3 Elektrolyt und elektrochemisches Stabilitätsfenster

In Lithium-Batterien können prinzipiell Flüssig-, Feststoff- oder auch Polymerelektrolyte zum Einsatz kommen. Li-Systeme können daher auch hinsichtlich des verwendeten Elektrolyten unterschieden werden. Es wird dann beispielsweise von Lithiumionen-Polymerzellen oder von Lithiumionen-Zellen mit flüssigem Elektrolyt gesprochen.

Bei flüssigen Elektrolyten handelt es sich in der Regel um organische Lösungsmittel, in denen ein Leitsalz gelöst ist. Wässrige Elektrolytlösungen kommen aufgrund der Wirkung des Lithiums als Reduktionsmittel und der dann stattfindenden Reduktion der Wasserstoffionen zu Wasserstoff nicht zum Einsatz. Vielmehr müssen die Elektrolytlösungen aprotisch sein, das heißt, dass von den Elektrolyten keine Protonen (= Wasserstoffionen) abgespalten werden können. Anstelle der organischen Lösungsmittel können auch ionische Flüssigkeiten verwendet werden. Bei diesen handelt es sich um Salze, die sogar bei Raumtemperatur flüssig sein können. Bei Polymerelektrolyten ist das Leitsalz in Makromolekülen eingebunden oder in einer Polymermatrix eingebettet, ebenso können flüssige Elektrolyte eingebettet sein. (Da Polymere elektrisch isolierend und zugleich formstabile, mechanisch feste Verbindungen sind, kann auf den Einsatz eines Separators verzichtet werden. Aufgrund des höheren Innenwiderstands (schlechtere Ionenleitfähigkeit) sind im Vergleich zu flüssigen Elektrolyten nur geringere Entladeströme erreichbar. Gel-Elektrolyte arbeiten bei Raumtemperatur, feste Elektrolyte erst bei Temperaturen von ca. > 60 °C.)

Als Beispiele seien hier einige Polymere wie Polyvinylidenfluorid, Polyacrylnitril oder Polyethylenglykol angeführt (s. [13, 21]). Oftmals ist die Ionenleitfähigkeit von Polymerelektrolyten bei Raumtemperatur nicht ausreichend. Andere Feststoffelektrolyte sind z. B. ionenleitende Gläser. Generell sind auch Kombinationen der verschiedenen Elektrolyte möglich, da so Vorteile einzelner Materialien kombiniert werden können (s. [13, 42]). Darüber hinaus werden Polymer- und andere Feststoffelektrolyte sowie ionische Flüssigkeiten intensiv erforscht (s. [13] oder [42]).

Im Weiteren wird aufgrund der praktischen Relevanz nur auf die flüssigen Elektrolyte eingegangen. Der Elektrolyt dient dem Transport der Li-Ionen. Die Leitsalze lassen sich genau dann leicht lösen, wenn das Lösungsmittel eine hohe Di-

Tab. 7.11 Zusammenstellung physikalischer Eigenschaften für einige häufig eingesetzte nicht wässrige Lösungsmittel (EC – Ethylencarbonat, PC – Propylencarbonat, DMC – Dimethylcarbonat, DEC – Diethylcarbonat, EMC – Ethylmethylcarbonat); Angaben s. [20, 42]

Lösungsmittel	Viskosität (cP)	Dielektrizitätskonstante	Schmelztemperatur (°C)	Siedetemperatur (°C)	Flammpunkt (°C)
EC	1,9 (40 °C)	89,8	36,4	248	160
PC	2,5	64,9	– 48,8	242	132
DMC	0,59	3,1	4,6	91	18
DEC	0,75	2,8	– 74,3	126	31
EMC	0,65	3,0	– 53	110	0…23

7

elektrizitätszahl ε aufweist und die Lösungsmittel Dipolcharakter haben. Zudem erleichtert eine geringe Gitterenergie zwischen Kation und Anion des Leitsalzes dessen Dissoziation. In Tab. 7.11 sind einige gebräuchliche Lösungsmittel und zugehörige physikalische Eigenschaften aufgeführt. Ethylencarbonat (EC) mit einer hohen Dielektrizitätszahl von ~ 89,7 ist beispielsweise ein geeignetes Lösungsmittel hinsichtlich einer guten Löslichkeit für Leitsalze.

Eine hohe Ionenbeweglichkeit wird dann erreicht, wenn die Li-Ionen sich leicht im Lösungsmittel verschieben lassen und die elektrostatische Wechselwirkung mit dem dazugehörigen Anion gering ist. Ein einfaches Bild wird vermittelt, wenn die Verschiebung der Li-Ionen in der Elektrolytlösung im angelegten äußeren elektrischen Feld E betrachtet wird. Auf die Ionen wirkt eine elektrische Kraft sowie in dazu entgegengesetzter Richtung eine Reibungskraft, die zur Geschwindigkeit v proportional ist (s. Stokes'sche Reibung). Im stationären Zustand herrscht dann ein Kräftegleichgewicht, es gilt:

$$q \cdot E = 6 \cdot \pi \cdot r \cdot v \cdot \eta \tag{7.58}$$

mit der elektrische Ladung q des Ions, der dynamischen Viskosität der Elektrolytlösung η und dem Radius des Teilchens r. Es lässt sich weiter eine Beweglichkeit u für die Ionen angeben mit:

$$u = \frac{|v|}{|E|} = \frac{\mathrm{q}}{6\pi\eta r}. \tag{7.59}$$

Die Ionenbeweglichkeit der Li-Ionen ist damit genau dann hoch, wenn die dynamische Viskosität der Elektrolytlösung gering ist. Näherungsweise kann die Temperaturabhängigkeit der Viskosität für Flüssigkeiten durch folgenden einfachen Zusammenhang mit den Konstanten a und b ($a, b > 0$) beschrieben werden:

$$\eta(T) = a\,exp\left(\frac{b}{T}\right). \tag{7.60}$$

Mit steigender Temperatur T nimmt die Viskosität ab, die Verschiebung der Ionen wird erleichtert.

Das oben eingeführte Ethylencarbonat zeigt gegenüber den anderen Lösungsmitteln wie Dimethylcarbonat (DMC), Diethylcarbonat (DEC) und Ethylmethylcarbonat (EMC) eine vergleichsweise hohe Viskosität (s. Tab. 7.11) mit entsprechend geringer Ionenbeweglichkeit. Um nun gleichzeitig eine hohe Dielektrizitätszahl mit einer geringen Viskosität kombinieren zu können, werden Gemische von organischen Lösungsmitteln eingesetzt. Die Mischungsverhältnisse werden entsprechend auf den Anwendungsbereich abgestimmt.

Der Einsatzbereich der organischen Elektrolyte wird prinzipiell durch eine untere Temperaturgrenze (Erstarrung) und eine obere Temperaturgrenze (Verdampfung oder Zersetzung) bestimmt. Die zugehörigen Schmelz- und Siedetemperaturen der bereits besprochenen Lösungsmittel sind ebenso in Tab. 7.11 angegeben. Da Schmelz- und Erstar-

rungstemperatur der Elektrolytlösung vom jeweiligen Mischungsverhältnis abhängen, sind diese gesondert zu bestimmen oder entsprechenden Phasendiagrammen zu entnehmen.

Beispielsweise kann ein auf EC-basierter Elektrolyt (Schmelztemperatur von EC ca. 36,4 °C, d. h. bei Raumtemperatur fest) nur in Verbindung mit einem niedriger schmelzenden Lösungsmittel wie DEC oder auch EMC bis zu einer unteren Einsatztemperatur von ca. – 20 °C verwendet werden. Dagegen ist die obere Einsatzgrenze von Lithiumionen-Zellen praktisch nicht durch die Lösungsmittelgemische und deren Verdampfung, sondern im Wesentlichen durch das Leitsalz bzw. andere Komponenten und Nebenreaktionen bestimmt (s. ► Abschn. 7.4.7.5).

Einige mögliche Leitsalze mit einer guten Löslichkeit und elektrochemischer Stabilität sind z. B. Lithiumperchlorat ($LiClO_4$), Lithiumhexafluorarsenat ($LiAsF_6$) und Lithiumhexafluorphosphat ($LiPF_6$). Die erzielten ionischen Leitfähigkeiten liegen im Bereich von einigen mS/cm und sind für ein Leitsalz abhängig vom jeweilig verwendeten Lösungsmittel. Erhöht man allmählich die Konzentration des Leitsalzes – beginnend mit einer sehr geringen Konzentration –, so wird ein Anstieg in der Leitfähigkeit gemessen. Dies lässt sich über die Zunahme der Anzahl der dissoziierten Ionen in der Elektrolytlösung und der damit verbundenen höheren Ladungsträgeranzahl erklären. Bei weiterer Konzentrationserhöhung würde eine Abnahme der Leitfähigkeit beobachtet werden. Höhere Konzentrationen führen zu einer verstärkten Wechselwirkung der Ionen untereinander und resultieren in einer schlechteren Ionenleitfähigkeit des Elektrolyten. Eine gebräuchliche Konzentration der Leitsalze ist daher ~1 mol/l. $LiPF_6$ wird heutzutage aufgrund seiner günstigen Eigenschaften und trotz seiner Wasserempfindlichkeit weit verbreitet als Leitsalz eingesetzt.

Um die elektrochemische Stabilität der Elektrolyte zu bestimmen, werden üblicherweise Messungen gegenüber einer inerten Referenzelektrode durchgeführt. Für eine genauere und hinsichtlich der Anwendung relevantere Beurteilung der elektrochemischen Stabilität von Elektrolyten sind diese gegenüber den Oberflächen der Aktivmaterialien zu bestimmen, mit denen sie zusammen in der Lithium-Zelle eingesetzt werden. Die Auswertung von Messungen gegenüber Elektroden aus Aktivmaterialien ist hingegen deutlich komplizierter, da dann zusätzliche Einflüsse und Prozesse wie die eigentlichen reversiblen Redoxreaktionen, Passivierungseffekte etc. hinzukommen würden. Ein idealer Elektrolyt wäre in einem Bereich von ca. 0–5 V (vs. Li^+/Li), d. h. für den Bereich aller auftretenden Elektrodenpotenziale (s. ► Abschn. 7.4.1), elektrochemisch stabil. Die organischen Lösungsmittel (mit obigen Leitsalzen) sind innerhalb eines Bereichs von ~1 – ~4,5 V stabil (s. [13, 42]). Neuere Elektrolyte werden dahingehend entwickelt, neben einer hohen Leitfähigkeit vor allem bei höheren Spannungen elektrochemisch stabil zu sein.

Das sogenannte elektrochemische Spannungsfenster wird demzufolge durch das Oxidationspotenzial E_{Ox} und das Reduktionspotenzial E_{Red} des Elektrolyten begrenzt. Beide Potenziale sind schematisch in ◘ Abb. 7.46 eingezeichnet und engen den Einsatzbereich hinsichtlich der nutzbaren Zellspannung ein. (Das Oxidationspotenzial von ca. 4,5 V ist an das energetisch höchstgelegene besetzte Energieniveau (*highest occupied molecular orbital*), das Reduktionspotenzial von ca. 1,0 V an das niedriggelegenste unbesetzte Energieniveau (*lowest unoccupied molecular orbital*) gebunden.)

Liegen die Redoxpotenziale der Aktivmaterialien (z. B. $LiFePO_4$, $Li(Ni, Mn,Co)O_2$) innerhalb des elektrochemischen Spannungsfensters und wird die Zelle innerhalb dieses Fensters betrieben, wird eine irreversible Zersetzung des Elektrolyten durch Reduktion oder Oxidation weitestgehend vermieden.

Tatsächlich ist aufgrund der starken reduktiven bzw. oxidativen Wirkung der eingesetzten Aktivmaterialien eine Stabilität des Elektrolyten in Kontakt mit den Elektroden eher durch eine chemische Passivierung der Oberflächen des Aktivmaterials gegeben, als dass beide Phasen thermodynamisch nebeneinander stabil sind.

Werden nun Kohlenstoffelektroden als negative Elektrode verwendet, liegt das zugehörige Redoxpotenzial sogar außerhalb des elektrochemischen Stabilitätsfensters der o. g. organischen Lösungsmittel (ca. 1–4,5 V). Der Elektrolyt wird demzufolge bei dem auftretenden niedrigen Potenzial an der negativen Elektrode reduziert. Für das Lösungsmittel

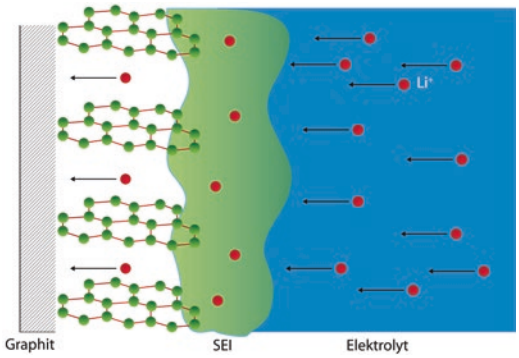


Abb. 7.47 Schematische Darstellung der Bildung der SEI (solid electrolyte interface) -Zwischenschicht durch Zersetzung von EC-basierten Elektrolyten

EC findet dies bei einem Potenzial von ca. 0,9 V (vs. Li^+/Li) statt. Bei jedem Laden kommt es zur Elektrolytzersetzung und zwar immer genau dann, wenn das Elektrodenpotenzial nicht mehr innerhalb des Stabilitätsfensters liegt. Dies führt langfristig zu einem starken Kapazitätsverlust. Hinzu kommt, dass beim Laden neben Li-Ionen auch solvatisierte Li-Ionen eingelagert werden, was zu einer Aufweitung der Schichten des Aktivmaterials führt. Das dabei auftretende Abtrennen einzelner Lagen des Aktivmaterials wird als Exfoliation bezeichnet. Demzufolge wäre die Reversibilität beim Betrieb der Zelle nur für wenige Zyklen gegeben und Kohlenstoffelektroden wären nicht geeignet. Die Tatsache, dass die Zersetzungsprodukte einiger Lösungsmittel (z. B. EC) an der Anodenoberfläche eine stabile Lithiumionen leitende Passivierungsschicht bilden, ermöglicht erst den reversiblen Betrieb der Lithiumionen-Zelle. Die sich dabei ausbildende Schicht wird als *solid electrolyte interface* (kurz: SEI) bezeichnet. In Abb. 7.47 wird dies in einer schematischen Darstellung wiedergegeben. Die SEI-Schicht ist nur für Li-Ionen durchlässig. Diese Zwischenschicht schützt die negative Elektrode vor der Einlagerung weiterer solvatisierter Li-Ionen und verhindert die weitere Zersetzung des Elektrolyten. Sie entsteht während des ersten Ladens.

Demgegenüber zersetzt sich das Lösungsmittel Propylencarbonat bei einem geringeren Elektrodenpotenzial (ca. 0,5 V vs. Li^+/Li) und hat dementsprechend ein schlechteres Schichtbildungsverhalten. Neben dieser Schutzwirkung stellt die Zwischenschicht einen zusätzlichen Widerstand für die Ionenleitung dar. Für die Diffusion der Li-Ionen durch die SEI-Schicht ist Festkörperdiffusion maßgeblich. Diese kann deutlich von der Diffusion in Flüssigkeiten abweichen. Der mit der SEI-Schicht verbundene Widerstand für die Ionenleitung geht als ein Einfluss in den Innenwiderstand der Zelle ein. Zudem ist diese hinsichtlich thermischer und chemischer Stabilität zu betrachten. Beobachtet wurde, dass die Dicke der Zwischenschicht allmählich mit der Lebensdauer zunimmt und damit einen Beitrag zur Erhöhung des Innenwiderstands der Zelle liefert (s. [42]).

Werden Aktivmaterialien für die negative Elektrode eingesetzt, deren Redoxpotenzial innerhalb des elektrochemischen Stabilitätsfensters liegt, kommt es zu keiner SEI-Schichtbildung (z. B. $Li_4Ti_5O_{12}$ mit 1,55 V (vs. Li^+/Li)). (Bei Verwendung von $Li_4Ti_5O_{12}$ als negativer Elektrode resultiert das höhere Redoxpotenzial mit 1,55 V (vs. Li^+/Li) in einer kleineren Zellspannung. Damit ist auch eine Reduzierung der Energiedichte verbunden. Insofern ist eine Abwägung zwischen höherer Energiedichte oder Stabilität (höherer Lebensdauer) und geringerer Innenwiderstand der negativen Elektrode zu treffen. Diese Materialien sind damit zwar hinsichtlich der Langlebigkeit einer Zelle vorteilhaft, reduzieren aber gleichzeitig die nutzbare spezifische Energiedichte.

Zwischenschichten im Sinne von Passivierungsschichten auf Aktivmaterialien der positiven Elektrode und deren Bildung und Einflüsse auf Leitfähigkeitsmechanismen sind im Vergleich zur SEI-Bildung auf kohlenstoffhaltigen negativen Elektroden weniger erforscht, werden aber dennoch diskutiert.

7.4.4 Weitere Zellkomponenten

Beide Elektroden werden durch den Separator elektrisch voneinander getrennt, wobei zugleich der Ionenfluss gewährleistet sein muss. Mikroporöse Kunststofffolien aus Polyolefinen wie Polyethylen (PE) und Polypropylen (PP) oder auch in Form eines mehrlagigen Aufbaus eignen sich dabei als Materialien. Bei Verwendung von Polymerelek-

trolyt kann das Polymer zugleich den Separator darstellen.

Die Dicke der Kunststofffolien liegt typischerweise im Bereich von 20–30 µm und die Porosität bei ca. 40 %. Werden in der Zelle Temperaturen von ca. 130–150 °C erreicht, tritt eine Erweichung der o. g. Kunststoffe (PE und PP) ein, die mit einem Verschließen der Poren des Separators einhergeht. In der Folge wird dadurch der Ionenfluss unterbrochen. Dieser Mechanismus wird als *shutdown* bezeichnet. Tritt in einer Zelle ein lokaler kleinerer Kurzschluss auf (z. B. an einem Fremdpartikel) oder erhöht sich die Zelltemperatur auf Werte von ~130 °C kann durch die Shutdown-Funktion eine weitere Ladung oder Entladung der Zelle unterbunden werden. Erhöht sich die Temperatur allerdings auf Werte von mehr als 150 °C, kommt es zum vollständigen Schmelzen des Separators und einer Schrumpfung, sodass die elektrische Isolierung zwischen positiver und negativer Elektrode nicht weiter aufrechterhalten wird.

Die Dicke des Separators, dessen Porosität, Formstabilität und Festigkeit werden an die gewünschten Zelleigenschaften angepasst. Beispielsweise ist zur Erhöhung der Energiedichte der Zelle eine möglichst geringe Dicke des Separators vorteilhaft, zugleich ist allerdings eine gewisse Mindestdicke gefordert, sodass im Falle der metallischen Abscheidung von Lithium an der negativen Elektrode (z. B. beim Überladen) ein Dendritenwachstum zur positiven Elektrode unterbunden werden kann. Weitere Anforderungen wie chemische Beständigkeit und moderate Herstellungskosten sind auch zu betrachten. Neuere Separatoren bestehen häufig aus Gewebe und Membranen oder sind mit einer keramischen Beschichtung versehen. Diese Materialien sind daher über einen breiteren Temperaturbereich formstabil, ein Shutdown-Mechanismus tritt dann nicht mehr auf.

Als Anforderungen an die eingesetzten Stromableiter sind neben einer ausreichenden mechanischen Festigkeit eine gute Benetzbarkeit und Haftung für die Elektrodenmaterialien, eine ausreichende chemische und elektrochemische Stabilität (idealerweise von 0–5 V vs. Li^+/Li), eine gute elektrische Leitfähigkeit sowie moderate Material- und Herstellungskosten zu nennen. Zudem darf keine Legierungsbildung zwischen den Elektroden- und Ableitermaterialien auftreten. Auf der Seite der positiven Elektrode kommt Aluminium und auf der Seite der negativen Elektrode Kupfer zum Einsatz. Die Ableiter sind als Folien mit einer Dicke von ca. 10–30 µm ausgeführt. Oftmals werden die Oberflächen nasschemisch vorbehandelt oder sogar beschichtet, um die Oberflächenbeschaffenheit gezielt zu beeinflussen und eine bessere Adhäsion sowie elektrische Kontaktierung zu erreichen. Für die elektrochemische Stabilität der Ableitermaterialien im Kontakt mit dem Elektrolyten sind die auftretenden Elektrodenpotenziale und eventuell eine einsetzende Korrosion zu betrachten. Korrosive Leitsalze können Aluminium auflösen, bei höheren Potenzialen kann es auch zur lokalen Lochfraß-Korrosion kommen, die letztlich in einer Schädigung der Zelle resultiert (s. [21, 42]). Aluminium ist thermodynamisch instabil und das Oxidationspotenzial liegt bei 1,39 V vs. Li^+/Li. Die Stabilität des Aluminiums kommt allein dadurch zustande, dass sich beim Betrieb der Zelle eine natürliche Passivierungsschicht ausbildet. Je nach verwendetem Leitsalz und anliegendem Elektrodenpotenzial kann während der ersten Lade-Entlade-Zyklen, wenn der Elektrolyt mit dem Aluminiumableiter in Kontakt kommt, eine Zersetzung des Elektrolyten beobachtet werden. Da sich bei der Zersetzung auf der Aluminiumoberfläche wieder eine Passivierungsschicht ausbildet, die die Oberfläche vollständig bedeckt, wird ein stabiler Betrieb der Zelle ermöglicht. Tiefenkorrosion wird dadurch vermieden. Das gilt für alle in Abschn. Elektrolyte aufgeführten Salze (s. [21]). Ob sich solch eine stabile Schicht innerhalb der ersten Zyklen ausbildet, hängt vom verwendeten Elektrolyten (insbesondere Leitsalz) ab und muss separat untersucht werden.

Bei Verwendung von Kupfer als Stromableiter für die negative Elektrode ist die einsetzende Oxidation und Auflösung des Kupfers bei sehr geringen Zellspannungen (ca. <1 V) zu betrachten. Die bei solch einer Tiefenentladung einer Zelle an der negativen Elektrode auftretenden Potenziale können über dem Redoxpotenzial für Kupfer liegen, sodass Kupferionen in Lösung gehen. Bei einer anschließenden Ladung scheidet sich Kupfer auf der negativen Elektrode ab und verringert die Durchlässigkeit der Elektrode für Li-Ionen, sodass

ein Teil des ursprünglichen Elektrodenmaterials nicht mehr elektrochemisch aktiv ist. In der Folge führt dies bei weiterem Betrieb der Zelle zu einer verstärkten Li-Metallabscheidung mit Dendritenbildung (Kurzschlussgefahr) und einem Verlust an Kapazität.

Fazit

- In Lithium-Batterien können prinzipiell **Flüssig-, Feststoff- oder auch Polymerelektrolyte** bzw. deren Kombination zum Einsatz kommen.
- Häufig werden flüssige Elektrolyte bestehend aus einem Leitsalz und organischen, aprotischen Lösungsmitteln eingesetzt.
- **$LiPF_6$** wird aufgrund seiner günstigen Eigenschaften weit verbreitet **als Leitsalz** verwendet. Bei der Auswahl der organischen Lösungsmittel ist ein **Optimum** zwischen einer **hohen Dielektrizitätszahl** für eine gute Löslichkeit des Leitsalzes und einer **geringen Viskosität** für einen guten Ionenleiter zu finden.
- Oft werden **EC/DEC/EMC-Gemische** verwendet. Die Ionenleitfähigkeit von Polymerelektrolyten oder anderen Feststoffelektrolyten bei Raumtemperatur ist oftmals nicht ausreichend.
- Als **Separatormaterial** kommen **Kunststoffe** (oftmals PE und PP) oder auch **andere Gewebe** zum Einsatz. Ein einlagiger oder auch mehrlagiger Aufbau, z. T. mit Beschichtungen, ist möglich.
- Auf Seite der positiven Elektroden werden **Stromableiter aus Aluminium**, für die negative Elektrode **Kupferableiter** eingesetzt. Diese sind als dünne Folien ausgeführt.

7.4.5 Leitfähigkeit der Elektrodenmaterialien

Bei den in den Lithiumionen-Zellen eingesetzten Interkalationselektroden (z. B. $LiCoO_2$, $LiFePO_4$ und Graphit) handelt es sich gegenüber den Elektroden in Blei-Säure-Batterien und alkalischen Systemen um sogenannte Kontinuumselektroden. Die Redoxreaktion findet im Volumen des Aktivmaterials statt. Nach dem Übergang der Li-Ionen aus dem Elektrolyten in das Aktivmaterial müssen diese zu ihrem Gitterplatz wandern. Damit sind zum einen die ionische Leitfähigkeit (Li-Ionen) des Elektrolyten und der Elektroden und zum anderen die elektrische Leitfähigkeit der Elektroden und Stromableiter zu betrachten. Hinzu kommt die Ionenleitfähigkeit des gebildeten SEI-Festkörpers (s. ► Abschn. 7.4.3). Es ist damit nicht nur die Beweglichkeit und Diffusion von Li-Ionen in Flüssigkeiten, sondern auch in Festkörpern maßgeblich.

Die dabei eingesetzten elektrochemisch aktiven Materialien bestehen aus einzelnen Partikeln. Um den elektrischen Kontakt zwischen den einzelnen aktiven Partikeln herzustellen, werden diese mit einem leitfähigen Material (guter elektrischer Leiter) wie z. B. Kohlenstoff vermischt. Zugleich wird dadurch eine bessere elektrische Anbindung an den Stromableiter ermöglicht. Um das Elektrodenmaterial zusammenzuhalten, werden sogenannte Binder eingesetzt. Die meisten in Lithiumionen-Zellen verwendeten Elektroden sind daher als komplexe poröse Verbundwerkstoffe aufzufassen.

Die Diffusion in kondensierter Materie (Festkörper und Flüssigkeiten) beruht im Allgemeinen auf der thermischen Zufallsbewegung von Atomen bzw. Ionen und stattfindenden Platzwechseln. Die Kinetik der Platzwechselvorgänge ist temperaturabhängig und kann mithilfe einer Arrhenius-Beziehung beschrieben werden. In Flüssigkeiten werden einfache Modellvorstellungen wie das bereits unter ► Abschn. 7.4.1 erwähnte Stokes'sche Reibungsgesetz für die laminare Umströmung einer Kugel verwendet. Festkörperdiffusion lässt sich in verschiedene Mechanismen unterteilen. Li-Ionen können aufgrund ihres kleinen Radius leicht über Zwischengitterplätze diffundieren. Für die Bewegung der Li-Ionen sind damit die Struktur des Festkörpers und dessen Bindungsverhältnisse sowie mögliche Defekte maßgeblich. Je nach resultierendem Diffusionspfad im Kristall können Strukturen mit in einer Richtung ausgerichteten Tunneln (1D), Schichten bzw. Lagen (2D) und mit in drei Richtungen ausgerichteten Tunneln (3D, mit Knotenpunkten) voneinander unterschieden werden. $LiFePO_4$ zeigt eine typische 1D-Struktur, $Li(Ni, Mn,Co)O_2$ und $LiCoO_2$ dagegen eine Schichtstruktur (2D) sowie $LiMn_2O_4$ eine typische 3D-Struktur. Damit lassen sich die in ◘ Tab. 7.12 angegebenen Diffusionskoeffizienten leicht verstehen: Können Li-Ionen zwischen den Schichtlagen (2D) leicht diffundieren

Tab. 7.12 Zusammenstellung der Diffusionskoeffizienten und elektrischer Eigenschaften für einige in Lithium-ionen-Zellen eingesetzte Materialien, nach [29, 40]

Komponente	Diffusionskoeffizient D in cm^2/s^{-1}	Elektrische Leitfähigkeit in $S\ cm^{-1}$	Bandlücke in eV
$LiCoO_2$	$10^{-10} \cdot 10^{-8}$	$\sim 10^{-4}$	0,5–2,7
$LiFePO_4$	$10^{-15} \cdot 10^{-10}$	$\sim 10^{-9}$	0,3–1
$LiMn_2O_4$	$10^{-11} \cdot 10^{-9}$	$\sim 10^{-6}$	0,28–2,2
Kohlenstoff (Graphit, MCMB, Faser)	$10^{-12} \cdot 10^{-7}$	Graphit: $\sim 10^3$	–
Elektrolyt (Leitsalz $LiPF_6$)	$\sim 10^{-6}$	–	–
Aluminium	–	$\sim 3 \times 10^5$	0
Kupfer	–	$\sim 6 \times 10^5$	0

(wie bei $LiCoO_2$), spiegelt sich dies in den größten Diffusionskoeffizienten mit 10^{-10}–10^{-8} cm^2/s wider. Damit ist es auch nachzuvollziehen, dass Li-Ionen leicht parallel zu den Graphenebenen diffundieren können. Aufgrund der angeführten Strukturen wird deutlich, dass für eine realistische Beschreibung der Diffusion eine kristallografische Richtungsabhängigkeit der Diffusionskonstante für Li-Ionen (z. B. Tunnel für $LiFePO_4$) ebenso wie Einflüsse durch Korngrenzen und Mikrostrukturen zu berücksichtigen sind.

Vergleicht man nun die Diffusionskoeffizienten mit denen der Elektrolyte, ist ersichtlich, dass die Diffusion der Li-Ionen in den Aktivmaterialien deutlich geringer ist und damit geschwindigkeitsbestimmend sein kann. Um die Diffusion zu beeinflussen, sind nun verschiedene Ansätze denkbar. Zum einen können Aktivmaterialien dotiert werden. Hierbei wird versucht, die (elektronische) Bandstruktur derart zu ändern, dass die Diffusion der Li-Ionen erleichtert wird. Ein weiterer Ansatz ist eine Verkürzung der Diffusionspfade durch eine Reduzierung der Partikelgröße und eine Beeinflussung der Partikelmorphologie und -gestalt (z. B. abgeflachte Gestalt). Zur Veranschaulichung dient eine vereinfachte Modellvorstellung. Betrachtet wird zunächst ein Würfel mit einer Kantenlänge von einer Längeneinheit (LE). Die Oberfläche des Würfels entspricht 6 LE^2. Wird dieser Würfel in zwei Hälften zerlegt, folgt eine Oberfläche mit einem Wert von 8 LE^2. Wird der ursprüngliche Würfel (Kantenlänge 1 LE) in 8 gleiche Teile zerlegt (8 Würfel), folgt für die gesamte Oberfläche ein Wert von 12 LE^2. Ebenso können Betrachtungen anhand des Oberfläche-Volumen-Verhältnisses einer Kugel im Vergleich zu dem eines Oktaeders angestellt werden und darüber der Einfluss der Partikelform untersucht werden. Diese beiden einfachen Modelle zeigen, dass durch eine Beeinflussung der Partikelgröße sowie der Partikelform das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen beeinflusst werden kann. Steht eine größere Oberfläche zur Verfügung und sind die Diffusionswege kürzer (mehrere kleinere Partikel anstatt eines größeren Partikels), werden Ladungsaustausch und Diffusion erleichtert.

Nachteilig kann sich die größere Oberfläche allerdings auswirken, wenn vermehrt Passivschichten gebildet werden, die dann als Diffusionsbarriere (ionischer Widerstand) wirken können. Zu diesen Ansätzen sind bisher viele Punkte noch unzureichend verstanden.

Auf Seite der negativen Elektrode ist bei Verwendung von kohlenstoffhaltigen Aktivmaterialien die SEI-Bildung zu berücksichtigen. Im Vergleich zum Aktivmaterial ist diese durch einen schlechteren Diffusionskoeffizienten gekennzeichnet und stellt damit einen weiteren (ionischen) Widerstand dar. Im Graphit zeigt sich bei Interkalation von Li-Ionen zudem eine Besonderheit. Es kommt zu mehreren Einlagerungsstufen (*intercalation stages*), die sich in der Ruhespannungskennlinie in kleinen Plateaus zeigen (s. Verhalten bei $LiFePO_4$, ▶ Abschn. 7.4.1 und ◘ Abb. 7.45). Bei nicht graphitischen (amorphen) Kohlenstoffen werden dagegen

keine Einlagerungsstufen beobachtet. Interessanterweise zeigen amorphe Phasen im Vergleich zur graphitischen Phase eine schlechtere elektrische Leitfähigkeit, aber gleichzeitig eine begünstigte Diffusion. Damit kann durch eine gezielte Variation der Anteile von graphitischer und amorpher Phase (Ruß) die Diffusion beeinflusst werden. Ebenso kann dieser Ansatz bei Aktivmaterialien für die positive Elektrode eingesetzt werden, indem durch Einbringen von Korngrenzen nahezu amorphe Phasen entstehen.

Die auf der positiven Elektrodenseite verwendeten Materialien (Oxide, Spinelle, Phosphate) zeigen im Vergleich zum Graphit der negativen Elektrode oder den metallischen Stromableitern (Al, Cu) eine um mehrere Größenordnungen niedrigere elektrische Leitfähigkeit. Einige Werte dazu sind in Tab. 7.12 angegeben. Zudem sind diese Materialien Halbleiter, womit deren Leitfähigkeit ein thermisch aktivierter Prozess ist. Auch hier gibt es verschiedene Ansätze, die elektrische Leitfähigkeit der Aktivmaterialpartikel durch Dotierung oder die Leitfähigkeit der Elektrode durch Beschichtung der einzelnen Partikel bzw. auch einer Reduzierung der Partikelgröße (analog Diffusion) zu beeinflussen. Der erfolgreichste Ansatz ist dabei die Beschichtung von Aktivmaterialpartikeln im Submikrometer- bis Nanometerbereich (z. B. mit Kohlenstoff). Hierbei wird eine Reduzierung der Partikelgröße in Verbindung mit einer leitfähigen Beschichtung eingesetzt. Damit kann eine verbesserte elektrische Kontaktierung der einzelnen Partikel gewährleistet und elektrisch isoliertes inaktives Material weitestgehend vermieden werden.

Da aufgrund der Herstellung der Materialien die Einflüsse infolge einer Veränderung der Partikelgröße bzw. -morphologie und der Beschichtung in Untersuchungen kaum unabhängig voneinander variiert werden können, ist eine Zuordnung der einzelnen Mechanismen zu elektrischer und ionischer Leitfähigkeit bisher unvollständig. Generell sind auch bei der Betrachtung der elektrischen Leitfähigkeit u. a. Einflüsse durch Korngrenzen und strukturelle Änderungen der Aktivmaterialien wie reversible Phasentransformationen zu berücksichtigen. Die Lösungsansätze sind dahingehend zu trennen, ob die elektrischen Eigenschaften des Aktivmaterials an sich beeinflusst werden (z. B. Dotierung) oder ob durch eine Variation der Partikelgröße und -morphologie die Leitfähigkeit der Elektrode (aus Aktivmaterial, Leitfähigkeitszusatz, Binder, Beschichtung) im Gesamten verändert wird.

Fazit

- Die in Lithiumionen-Zellen eingesetzten Elektroden bestehen typischerweise aus den **Aktivmaterialien**, leitfähigkeitsverbessernden Materialien wie Kohlenstoff und Bindern. Die am häufigsten eingesetzten Elektroden sind daher als **komplexe poröse Verbundwerkstoffe** aufzufassen. Weiter ist festzuhalten, dass zwischen den einzelnen Zellkomponenten deutliche Unterschiede in der elektrischen Leitfähigkeit und der Diffusion (für Li-Ionen) bestehen. Durch eine **Variation der Partikelgröße** in Verbindung mit einer leitfähigen Beschichtung kann beispielsweise die Leitfähigkeit der Elektroden und damit die **Hochleistungsbereitschaft der Zelle** beeinflusst werden. Für das Verhalten einer Lithiumionen-Zelle und deren Innenwiderstand sind damit folgende Beiträge zu betrachten (s. [29]):
  - Ladungsdurchtritt
  - Flüssigkeitsdiffusion im Elektrolyten (ionisch)
  - Festkörperdiffusion in Aktivmaterial und SEI (ionisch)
  - Elektrische Leitfähigkeit (Aktivmaterial, Leitfähigkeitszusätze, Stromableiter, Binderzusätze)
  - Grenzflächeneinflüsse (Elektrolyt/Elektrode, Aktivmaterial/Leitfähigkeitszusätze, Aktivmaterial/Stromableiter, Leitfähigkeitszusätze/Stromableiter)

7.4.6 Bauformen und Anwendungsgebiete

Großformatige Lithiumionen-Zellen sind prinzipiell in den drei verschiedenen Bauformen Rund-, Prisma- und Coffee-Bag-Zelle erhältlich. Zellen mit Kapazitäten von mehr als 40 Ah werden nur in prismatischer Form oder als Pouch-Form angeboten. Neben diesen Bauformen gibt es noch die sogenannten Knopfzellen, die bei kleinen Kapazitäten wie z. B. in Uhren oder als Stützakkumulatoren in elektronischen Schaltkreisen Anwendung finden.

Lithiumionen-Zellen sind luftdicht verschlossen, sodass kein unmittelbarer Kontakt zwischen dem Zellinneren und der äußeren Umgebung (z. B. Luftfeuchtigkeit) besteht. Je nach Nennkapazität sind mehrere Elektrodenpaare gestapelt angeordnet oder ein Elektrodenpaar durch Wicklung aufgerollt (s. [4] und Abb. 7.48). Generell werden positive und negative Elektroden so dimensioniert, dass die Kapazität der positiven Elektrode kleiner als die Kapazität der negativen Elektrode ist. Somit kann beim Laden ein Überladen der negativen Elektrode vermieden werden.

In Rundzellen befindet sich der Elektrodenstapel (Wicklung) in einem metallischen Gehäuse. Die Pole sind entweder auf einer Seite oder an gegenüberliegenden Seiten nach außen geführt. Der Elektrodenstapel und die zugehörigen Pole sind gegenüber dem Gehäuse durch eine Separatorlage elektrisch isoliert. Zur Veranschaulichung zeigt Abb. 7.49 eine Prinzipskizze.

Kleinformatige Lithiumionen-Rundzellen mit typischen Kapazitäten werden in den üblichen Gerätebatterie-Abmessungen gebaut. Großformatige Rundzellen haben Sondermaße. Zwei Beispiele für jede Sorte sind Tab. 7.13 zu entnehmen.

Ein Vorteil dieser Bauform ist die relativ einfache Integration eines Überdruckventils (*safety vent*) in das Gehäuse sowie einer Sicherheitseinrichtung zur Abschaltung des Stromes bei Kurzschluss (sogenanntes Current Interrupt Device). Ebenso sind zylindrische Zellen aufgrund ihres Metallgehäuses relativ robust. Als Kühlfläche steht die Mantelfläche der Zelle zur Verfügung. Das wirkt sich besonders bei hohen Strömen oder niedrigen Außentemperaturen nachteilig auf die Temperaturverteilung aus. Bedingt durch die konstruktive Anordnung der Elektroden (Wicklung) bildet sich ein axialsymmetrisches Temperaturprofil mit starkem Temperaturgradienten in der Zelle aus. Daraus folgen ein räumlich variierender Innenwiderstand sowie eine stärkere Alterung der Zelle im Zellinneren. Aufgrund der Zylinderform ist zudem bei Stapelung mehrerer Zellen der Bauraum nicht voll ausnutzbar.

Bei prismatischen Zellen kommen entweder Wicklungen von Elektroden zum Einsatz oder es werden mehrere Elektrodenpaare übereinandergelegt, die durch Separatorlagen voneinander getrennt sind. Die Separatorlagen sind dann als einzelne Lagen zwischen den Elektroden angeordnet oder eine Lage wird in einer sogenannten z-Faltung verwendet. Elektrisch sind die einzelnen Elektrodenpaare parallel zueinander angeordnet, sodass eine große Kapazität erreicht werden kann. Die einzelnen Elektrodenpaare werden über sogenannte Ableiterfahnen innerhalb des Zellgehäuses zusammengeführt. Dafür können verschiedene Schweiß-, Füge- oder andere Verbindungsverfahren genutzt werden. Die Pole werden elektrisch isoliert voneinander nach außen geführt. Als Material des Gehäuses kommen Stahl oder Aluminiumlegierungen zum Einsatz, aber auch Kunststoffe finden Verwendung. Abbildung 7.50 zeigt eine prismatische Zelle. Die nach außen geführten Pole befinden sich in der Regel immer auf einer Seite. Typische Kapazitäten liegen im Bereich von ~ 10 Ah bis zu wenigen hundert Ah. Die Abmessungen beispielsweise für eine Zelle mit einer Nennkapazität von 20 Ah (Masse 0,68 kg) liegen im Bereich von $90 \cdot 148 \cdot 27$ mm (H · L · B). Eine typische Dicke des Metallgehäuses liegt beispielsweise je nach Ausführung bei ca. 0,7 mm.

Als Vorteile dieser Bauform sind die Robustheit durch die Verwendung metallischer Gehäuse und die im Vergleich zu den zylindrischen Zellen größere Kühlfläche anzuführen. Da die Dicke des Elektrodenstapels deutlich kleiner als seine Breite ist, stellen sich im Zellvolumen ein geringerer Temperaturgradient und damit eine gleichmäßigere Temperaturverteilung ein. Aufgrund der geometrischen Form der Zelle ist bei Auslegung von Batteriesystemen eine größere Ausnutzung des Bauraumes möglich. Nachteilig ist gegenüber der noch zu behandelnden Pouch-Bauform die geringere Energiedichte auf Zellebene zu nennen. Bei Verwendung eines Metallgehäuses reduziert dessen Masse die nutzbare Energiedichte. Werden Kunststoffgehäuse eingesetzt, ist das Eindringen von Feuchtigkeit in das Zellinnere bzw. die abnehmende Barrierewirkung des Kunststoffes insbesondere bei einer Standzeit von mehreren Jahren problematisch, allerdings auch noch wenig untersucht (Alterung von Kunststoffen bzw. deren Schweißverbindungen). Ein Eindringen von Feuchtigkeit kann zu einer irreparablen Schädigung bzw. einer beschleunigten Alterung der Eigenschaften führen.

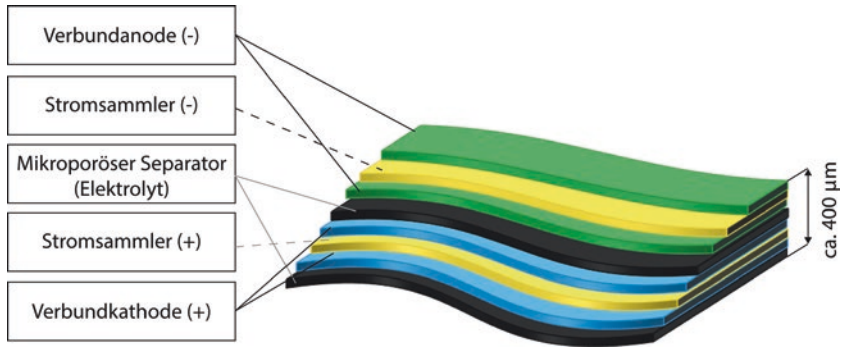


Abb. 7.48 Aufbau des Elektrodenstapels einer Lithiumionen-Zelle

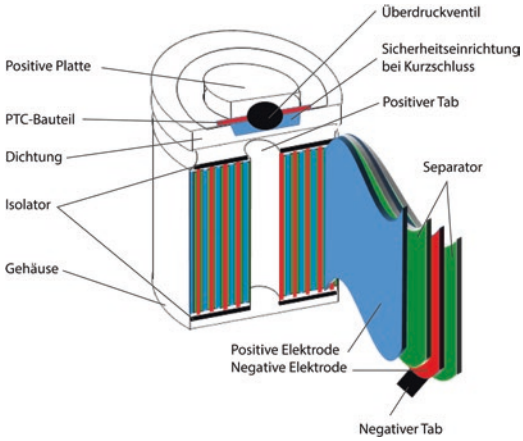


Abb. 7.49 Schematische Darstellung einer Rundzelle: Wesentliche Bestandteile sind gekennzeichnet

Tab. 7.13 Übersicht zu typischen Abmessungen von Lithium-Zellen

Bezeichnung	Durchmesser in mm	Höhe in mm	Nennkapazität in Ah
AAA	10,3	45	<1
18650	18	65	ca. 2
Großformatig	55	220	ca. 40
Großformatig	40	145	ca. 7

Die Pouch-Form wird mitunter auch als Coffee-bag-Bauform bezeichnet. Bei dieser Bauform wird ein Elektrodenstapel ähnlich dem der prismatischen Zelle eingesetzt. Ein wesentlicher Unterschied besteht in der Hülle. Die hier verwendete Hülle ist eine mit Kunststoff laminierte Aluminiumfolientasche (typische Foliendicke ca. 150 µm). Die Pole sind entweder an einer Seite oder an den gegenüberliegenden Seiten nach außen geführt. Abbildung 7.51 zeigt eine Coffee-Bag-Zelle. Typische Nennkapazitäten liegen im Bereich von 10 Ah bis zu ca. 100 Ah. Abmessungen liegen für eine Zelle mit einer Nennkapazität von ~40 Ah beispielsweise bei 220·210·11 mm (Länge, Breite, Dicke, Gewicht ~1,1 kg).

Der Vorteil dieser Bauform ist die gegenüber der prismatischen Bauform weiter reduzierte Masse des Gehäuses, da auf ein festes Metallgehäuse verzichtet wird. Bezogen auf eine bestimmte Zellchemie kann mit dieser Bauform eine nochmals höhere spezifische Energiedichte erreicht werden. Ebenso ist die Raumausnutzung bei Stapelung ähnlich hoch wie bei prismatischen Zellen. Aufgrund der geringeren Gehäusemasse ist zudem die Wärmekapazität des Gehäuses geringer, womit sich die Zelle leichter kühlen lässt. Als Nachteil dieser Bauform ist die geringere mechanische Robustheit (Aluminiumfolientasche) zu nennen. Weiter ist die Hülle durch sogenannte Heißsiegelnähte verschlossen, die eine geringe Barrierewirkung für den Austausch von Feuchtigkeit mit der Umgebung darstellen. Im Bereich der Siegelnähte besteht sogar die Möglichkeit, dass bei einer Beschädigung der Laminierung oder der Siegelnaht Elektrolyt in Kontakt mit Luftfeuchtigkeit kommen kann (irre-



Abb. 7.50 Prismatische Zelle



Abb. 7.51 Coffee-Bag-Zelle

versible Zersetzung des Elektrolyten, Bildung von Flusssäure).

Elektrodenaufbau und Dimensionierung

Die in den verschiedenen Lithiumionen-Zellen verwendeten Elektroden sind im Wesentlichen gleich aufgebaut. Aufgrund ihrer partikulären Struktur sind sie porös. Zwei Arten der Porosität sind voneinander zu unterscheiden: die dem Elektrolyten zugängliche offene Porosität und die geschlossene Porosität. Wie schon eingeführt, stellt das Elektrodenmaterial ein Verbundmaterial (Komposit) dar, das aus Aktivmaterial (positiv oder negativ), Leitfähigkeitszusätzen und dem Bindermaterial aufgebaut ist. Das Bindermaterial hält die Aktivmaterialpartikel zusammen; die Leitfähigkeitsphase stellt die elektrische Anbindung zwischen den einzelnen Aktivmaterialpartikeln her und erhöht damit die elektrische Leitfähigkeit der Elektrode (s. ► Abschn. 7.4.5). Als Bindermaterial kommen oftmals die chemisch beständigen Fluorpolymere wie Polyvinylidenfluorid (PVdF) zum Einsatz.

Das Elektrodenmaterial wird mittels eines geeigneten Beschichtungsverfahrens auf den entsprechenden Stromableiter aufgetragen. Die eingesetzten pulverförmigen Ausgangsmaterialien (Aktivmaterial, Binder, Zusätze) werden zunächst in einem Lösungsmittel verteilt, sodass eine homogene Dispersion entsteht. Diese wird dann mittels Sprühverfahren oder anderen geeigneten Verfahren aufgetragen. Typische Elektrodenschichtdicken liegen im Bereich von einigen zehn µm bis zu ca. 100 µm. Für Aktivmaterialien, die PVdF-Binder enthalten, kommt als Lösungsmittel oftmals *N*-methyl-2-pyrrolidone (NMP) zum Einsatz. Intensiv wird auch an anderen geeigneten Bindersystemen auf Wasserbasis gearbeitet. Nach der Beschichtung schließt sich ein Trocknungsschritt zur Entfernung des Lösungsmittels an. Bei Verwendung von Wasser kommt dem Trocknungsschritt eine besondere Bedeutung zu, da häufig eingesetzte Elektrolyte wasserempfindlich sind. Zudem neigen einige Aktivmaterialien zur Alterung unter dem Einfluss von Feuchtigkeit. Daher finden besonders kritische Prozessschritte innerhalb der Zellfertigung in sogenannten Trockenräumen bzw. unter Inertgasatmosphäre statt. Für Ausführungen zur Materialsynthese und Herstellung der Aktivmate-

Tab. 7.14 Vergleich von typischen Leistungskenndaten einer Hochleistungs- und einer Hochenergie-Zelle am Beispiel des Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems (Pouch-Bauform, Nennkapazität der Zellen ~50 Ah, Angaben lt. Hersteller; Vergleich dient zur Illustration einer Zellauslegung mit typischen Parametern)

Merkmal	Hochleistungs-Zelle	Hochenergie-Zelle
Max. Ladestrom (kontinuierlich)	3C	2C
Max. Ladestrom (Puls <10 s)	5C	3C
Max. Entladestrom (kontinuierlich)	12C	5C
Max. Entladestrom (Puls <10 s)	15C	8C
Spezif. Energiedichte in Wh/kg	150	180
Zellmasse in g/Ah	~25,7	~21,3
Typische Anwendungen	z. B. HEV	z. B. EV

7

rialien sei auf entsprechende weiterführende Literatur verwiesen (s. [18, 36]).

Über die Partikelform, die Größenverhältnisse und die eingestellte Porosität beim Verdichten des Elektrodenmaterials (Kalandrieren während der Herstellung) kann Einfluss auf die Leistungseigenschaften der Zelle genommen werden. Ausgenutzt wird dies, indem Elektroden für hochstromfähige Zellen bzw. Hochleistungszellen mit einer höheren Porosität und geringeren Elektrodenschichtdicke sowie eventuell kleineren Partikelgrößen (vgl. ▶ Abschn. 7.4.5) aufgebaut werden. Damit kann durch eine größere Kontaktfläche zwischen Elektrolyt und Aktivmaterial der Ladungstransfer von Li-Ionen in bzw. aus dem Aktivmaterial erleichtert werden. Außerdem können Diffusionswege sowie Leitfähigkeitspfade im Aktivmaterial verkürzt werden. Diese Optimierung führt aber auch zu einer Reduzierung der Energiedichte der Zelle, da die spezifische Massenbelegung (Elektrodenmasse pro Ableiterfläche) reduziert wird. Sollen dagegen auf Energiedichte optimierte Zellen entwickelt werden, wird mit einer geringeren Porosität und größeren Elektrodenschichtdicken gearbeitet. Damit ist die spezifische Massenbelegung größer als im Vergleich zu hochstromoptimierten Elektroden. Eine auf Energiedichte optimierte Zelle kommt daher mit weniger Elektroden- und Ableiterfläche aus als eine Hochstromzelle mit nominell gleicher Nennkapazität. Typische Leistungskenndaten für eine Hochenergie- und eine Hochstrom-Zelle am Beispiel eines Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems sind in Tab. 7.14 zusammengestellt (Nennkapazität der Zellen: ~50 Ah). Wesentlich höhere Lade- und Entladeströme sind für die Hochleistungs-Zelle zulässig. Kurzzeitig, d. h. für Pulsbelastungen, können sogar noch höhere Lade- und Entladeströme erreicht werden.

Im Beispiel kann dieser kurzzeitige Entladestrom (Ladestrom) sogar 15C (5C) (xC entspricht der x-fachen Kapazität des Moduls (z. B. Ladung: C = 50 Ah → 5C = 250 A) betragen. Ob es sich nun um eine Hochleistungs- oder Hochenergiezelle handelt, wird üblicherweise an einem zulässigen kontinuierlichen Entladestrom von >5C entschieden. Die Hochleistungszelle benötigt dafür eine höhere Zellmasse pro Ah. Werden beispielsweise schnellladefähige Lithiumionen-Batterien in Hybridfahrzeugen für die Speicherung der Bremsenergie bei Rekuperation gefordert, würden Hochleistungs-Zellen eingesetzt werden. Hochenergie-Zellen würden dagegen beispielsweise in (rein) batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen (EV) eingesetzt werden.

Mit den Werten aus ▶ Abschn. 7.4.1. folgt ein maximaler Wert von ~650 Wh/kg für die Energiedichte von Li(Ni, Mn,Co)O_2 (3,8 V; ~170 Ah/kg). Die dagegengehaltenen praktischen Werte der spezifischen Energiedichte einer Li(Ni, Mn,Co)O_2/C Zelle liegen laut Tab. 7.14 bei 150 Wh/kg bzw. bei 180 Wh/kg. Die Differenz erklärt sich daraus, dass neben den aktiven auch alle notwendigen passiven Komponenten zum Gewicht der Zelle beitragen. Diese Diskrepanz zwischen theoretischer

Energiedichte und praktisch erzielter Energiedichte findet sich dementsprechend bei allen Batteriesystemen wieder.

7.4.7 Betriebsweise und typische Leistungskenndaten

7.4.7.1 Laden- und Entladen von Lithium-Zellen

Für jede Lithiumionen-Zelle gibt es in Abhängigkeit der verwendeten Zellchemie Spannungsgrenzen, innerhalb der die Zelle sicher betrieben werden kann. Die obere Spannungsgrenze entspricht der Spannung bei Ladezustand 100 % und die untere derjenigen bei Ladezustand 0 %. Je nach Zellchemie sind diese Spannungsgrenzen unbedingt den Herstellerangaben zu entnehmen. Wird eine Zelle tiefentladen, führt dies zu einer Schädigung der Elektroden (z. B. Kupferauflösung) und einer Elektrolytzersetzung bis hin zu einem »thermischen Durchgehen« der Zelle (bei erneuter Ladung). Die Überladung einer Zelle führt ebenso zu einer irreparablen Schädigung. Dabei kann es zu einer stark exothermen Zersetzung der Elektrodenmaterialien und einer Zersetzung des Elektrolyten sowie weiteren Reaktionen auch verschiedener Zellkomponenten untereinander kommen.

Zur Bestimmung der Zellkapazität oder zum Test des Zellverhaltens wird häufig eine sogenannte CCCV-Ladung in Kombination mit einer CC-Entladung verwendet. Die Ladung setzt sich dabei aus zwei Ladephasen zusammen: der Konstantstromladung (*constant current*) und der Konstantspannungsladung (*constant voltage*). In Abb. 7.52 ist diese exemplarisch für das Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-System (Nennkapazität 53 Ah) gezeigt. Die Ladung beginnt mit konstantem Strom (im Beispiel einstündiger Strom, 53 A). Je nach verwendeter Zellchemie und weiteren Bedingungen wie Temperatur und Innenwiderstand stellt sich die Zellspannung ein, die kontinuierlich mit zunehmendem Ladezustand der Zelle ansteigt. Die Ladung mit konstantem Strom wird im Beispiel fortgeführt, bis eine vorzugebende, für das System typische Spannung – hier 4,2 V – erreicht ist, die sogenannte Ladeschlussspannung. Diese Spannung ist in Abhängigkeit des verwendeten Systems zu wählen.

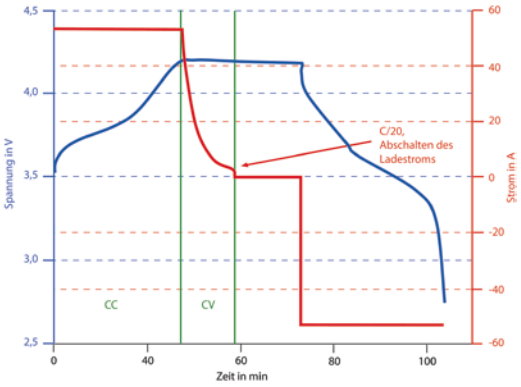


Abb. 7.52 Typischer Ladungs- und Entladungszyklus für eine Lithium-Batterie. Man unterscheidet die Konstantstrom- (CC) und Konstantspannungsphase (CV) beim Laden sowie die Entladung bei konstantem Strom. Die konstant zu haltende Zellspannung (CV) entspricht dem Wert der vorzugebenden Ladeschlussspannung. Der minimale Ladestrom für die Beendigung der Konstantspannungsphase ist ebenso wie die Entladeschlussspannung vorzugeben. Am Beispiel eines Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems: Nennkapazität 53 Ah, Lade- und Entladestrom 53 A (bzw. einstündiger Strom), Ladeschlussspannung von 4,2 V, Abschaltstrom CV-Phase C/20.

Dann wird die Zellspannung konstant auf dem Wert der Ladeschlussspannung gehalten. Während dieser Konstantspannungsphase sinkt der Ladestrom allmählich ab (s. Abb. 7.52). Die Ladung ist beendet, wenn ein vorzugebender Wert z. B. ein Stromwert von $I = C/20$ erreicht ist. In der Abbildung folgt auf die Ladephase eine Ruhephase. Bei der sich anschließenden Konstantstromentladung (z. B. zur Bestimmung der Kapazität) wird mit einem konstanten Strom entladen, bis eine für das System vorzugebende typische Zellspannung – die sogenannte Entladeschlussspannung – erreicht ist. In Abb. 7.52 ist die Entladung bei einem Strom von 53 A und für eine Entladeschlussspannung von 2,75 V dargestellt.

Zusammenfassend ist für den Betrieb einer Lithiumionen-Zelle zu beachten, dass dieser auf einen von der Zellchemie abhängigen zulässigen Spannungsbereich beschränkt wird. Für den sicheren Betrieb von Lithiumionen-Zellen sind damit eine Überwachung der Einzelzellspannung und eine Begrenzung der Zellspannung auf einen vorgegebenen Bereich unerlässlich.

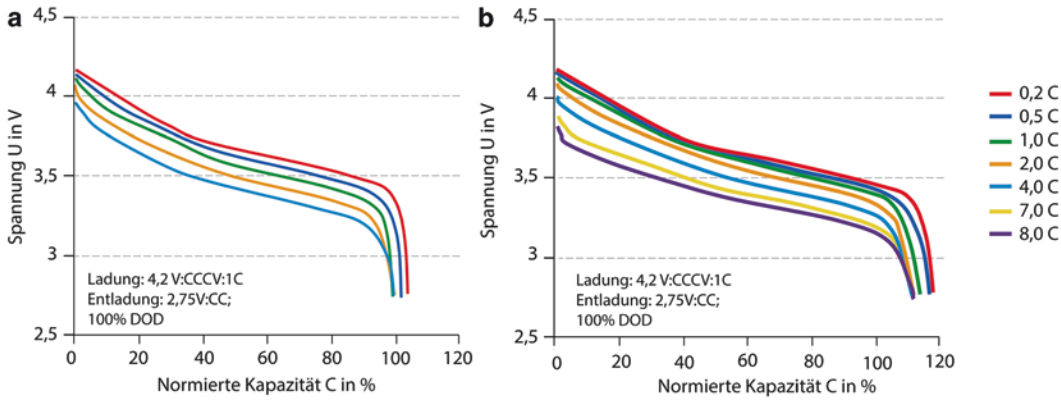


Abb. 7.53 **a** Entladecharakteristik einer Lithiumionen-Zelle (Hochenergie-Zelle), **b** Entladecharakteristik einer Hochleistungszelle (CCCV-Ladung: Stromrate 1C, bis 4,2 V; CC-Entladung: 2,75 V, Entladetiefe 100 %)

7

7.4.7.2 Entladecharakteristik

In Abb. 7.53a ist eine typische Entladecharakteristik einer Lithiumionen-Zelle des Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems gezeigt. Einige charakteristische Merkmale sollen daran erläutert werden. Der Verlauf der Zellspannung ist in Abhängigkeit der entnommenen Kapazität dargestellt. Dabei wurde die Entladerate (C-Rate) bzw. der Entladestrom variiert. Es sind die Entladekurven für C-Raten von C/5 bis zu 3C wiedergegeben. Die Zelle wurde jeweils mit einem konstanten Strom entladen. Die Kapazität ist auf die Nennkapazität der Zelle bei einer C-Rate von eins (einstündige Entladung) normiert. Typisch für das vorliegende Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-System ist die kontinuierlich abnehmende Zellspannung bei Entladung der Zelle (s. ► Abschn. 7.4.1). Da es bei diesem System einen eindeutig zuzuordnenden Zusammenhang zwischen Zellspannung und Ladezustand gibt, kann hierfür leicht der Ladezustand der Zelle messtechnisch über die Zellspannung bestimmt werden. (Im Vergleich dazu ist dieses bei dem $LiFePO_4$/C-System nicht ohne Weiteres möglich.)

Der Zusammenhang zwischen Zellspannung und entnommener Kapazität gilt fast genauso auch für höhere Entladeraten mit verschobenem Spannungslevel. Lediglich zu Beginn der Entladung nimmt die Zellspannung aufgrund der auftretenden Überspannung stärker ab. Würde die Zelle im nicht mehr zugelassenen Bereich betrieben, d. h. im Beispiel mit >3C entladen, bräche die Zellspannung ein. Die mittlere Zellspannung nimmt mit steigender Entladerate ab. Die geladene und entnommene Ladungsmenge hängt von der C-Rate ab. Diese Abhängigkeit ist für Zellchemie und -aufbau gesondert zu untersuchen.

Bei diesem Beispiel handelt es sich um eine typische Hochenergie-Zelle. Demgegenüber ist in Abb. 7.53b die Entladecharakteristik einer Hochleistungszelle gezeigt. Die Entladekurven zeigen die kontinuierliche Abhängigkeit der Zellspannung vom Entladezustand bis zu Entladeströmen von 8 C. Selbst bei diesen hohen Stromraten ist kein Einbrechen der Zellspannung zu verzeichnen. Diese Zelle ist damit hochstromfähig. Wiederum hängt die auf der Abszisse aufgetragene nutzbare Kapazität von der verwendeten Stromrate (C-Raten) ab.

Aus den Erläuterungen zu Abb. 7.53 wird deutlich, dass je nach Auslegung einer Zelle diese nur bestimmten maximal zulässigen Lade- und Entladeströmen standhalten kann. Werden diese maximal zulässigen Ströme überschritten, kann es zum Einbruch der Zellspannung kommen. Die Potenzialverhältnisse können sich so einstellen, dass die Elektrodenpotenziale außerhalb des zulässigen Spannungsfensters (Stabilitätsfensters) liegen. Dies kann in der Folge zu einer irreparablen Schädigung der Zelle führen. Also muss als zusätzliche Anforderung die Überwachung der Lade- und Entladeströme jeweils auf maximal zulässige Ströme im kontinuierlichen Betrieb als auch bei Pulsbelastungen vorgenommen werden, um die Sicherheit zu garantieren.

7.4.7.3 Temperaturverhalten

Die Entladecharakteristik besitzt auch eine Temperaturabhängigkeit. Je nach verwendetem System und Elektrolyten muss die Temperaturabhängigkeit gesondert untersucht werden. Exemplarisch ist dies in Abb. 7.54 für eine Zelle des Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems gezeigt. Dabei wurde die Zelle mit einem konstanten Strom (1C-Rate) jeweils bei Temperaturen von −20, −10, 0, 20 und 45 °C entladen. Bezogen auf eine Temperatur von 20 °C wird deutlich, dass bei höheren Temperaturen die entnommene Kapazität ansteigt, bei Temperaturen unter 20 °C dagegen deutlich abnimmt. Die mittlere Zellspannung sinkt mit abnehmender Temperatur. Bei Temperaturen unter −10 °C ändert sich sogar der Verlauf der Entladekurve und zeigt einen deutlichen Einbruch in der Spannung.

Zum Verständnis dieses Verhaltens kann zunächst die Viskosität des Elektrolyten betrachtet werden. Mit der geringeren Temperatur der Zelle sinkt seine Viskosität, sodass die Ionenbeweglichkeit abnimmt und daraus ein höherer Innenwiderstand der Zelle resultiert. Dies führt bei einem konstanten Entladestrom dann zu einem stärkeren Spannungsabfall, und die Entladeschlussspannung ist eher erreicht. In der Folge kann nicht die gesamte Kapazität der Zelle genutzt werden. Außerdem wirken die abnehmende Leitfähigkeit der Elektrodenmaterialien, die kinetische Hemmung und die Effekte durch die Orientierungspolarisation. Deutlich wird, dass die Leistungseigenschaften stark von der Temperatur abhängen. Eine Überwachung der Zelltemperatur auf den zulässigen Temperaturbereich ist unerlässlich.

7.4.7.4 Lebensdauer und Selbstentladung

Für Aussagen in Bezug auf Lebensdauer und Alterung von Lithiumionen-Zellen wird die übliche Unterscheidung in kalendarische Lebensdauer und Zyklenfestigkeit vorgenommen. Beide Größen beschreiben damit die Veränderung des Zellzustands mit der Zeit bzw. der Zyklenzahl. Die Änderung des Zellzustands wird üblicherweise anhand des Verlusts an Kapazität der Zelle gemessen. Qualitativ können folgende äußere Einflussfaktoren angegeben werden:

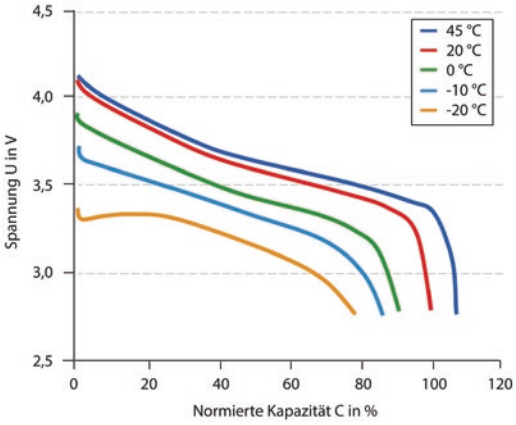


Abb. 7.54 Entladecharakteristik einer Lithiumionen-Zelle (Hochenergietyp) in Abhängigkeit der Temperatur (CCCV-Ladung: Stromrate 1C, bis 4,2 V; CC-Entladung: 2,75 V, 100 % DOD)

- Kalendarische Alterung: Temperatur, Ladezustand
- Zyklenfestigkeit: Lade- und Entladerate, Temperatur, Ladezustand, Entladetiefe.

Diese Einflussfaktoren werden auch als Stressfaktoren bezeichnet. Schließlich kann der Verlust der nutzbaren Kapazität in Abhängigkeit der Zeit, der Zyklenzahl (bzw. durchgesetzten Ladungsmenge) sowie der o. g. Stressfaktoren untersucht werden. Exemplarisch ist in Abb. 7.55 für das System Li(Ni, Mn,Co)O_2/C die Abhängigkeit der Kapazität der Zelle von der Zyklenzahl für verschiedene Entladetiefen dargestellt (einstündiger Lade- und Entladestrom). Erreicht die nutzbare Kapazität der Zelle 80 % der Anfangskapazität, wird dies üblicherweise als Lebensende für eine Zelle definiert (*end of life*). Ein deutlicher Einfluss infolge der Entladetiefe ist erkennbar. Werden andere Aktivmaterialsysteme untersucht, so erhält man andere Abhängigkeiten und Lebensdauern.

Lithiumionen-Zellen zeigen üblicherweise eine sehr geringe Selbstentladungsrate. Werte für den Kapazitätsverlust pro Jahr bei Raumtemperatur liegen durchaus bei <3 % (für einen mittleren Ladezustand), können allerdings bei höheren Temperaturen auch auf Werte von bis zu 15 % ansteigen. Die Lagertemperatur und der Ladezustand

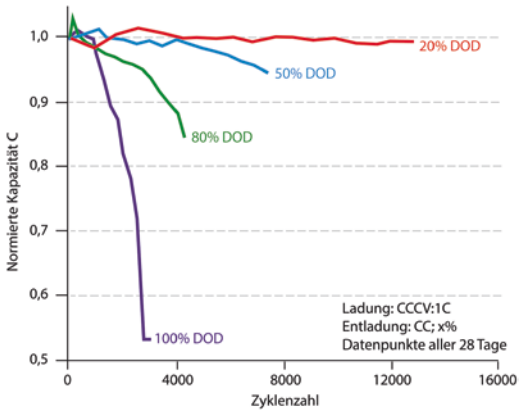


Abb. 7.55 Kapazität in Abhängigkeit der Zyklenzahl für verschiedene Entladetiefen (DOD) am Beispiel einer Lithium-Zelle des Li(Ni, Mn,Co)O_2/C-Systems (Raumtemperatur, einstündiger Lade- und Entladestrom, variierte Entladetiefe)

der Zelle nehmen einen deutlichen Einfluss, derart, dass die Selbstentladung mit steigender Lagerungstemperatur und steigendem Ladezustand der Zelle typischerweise zunimmt. Unterliegen Lithiumionen-Zellen längeren Ruhezeiten und werden dabei mit einer aus den Zellen gespeisten Elektronik überwacht, muss zusätzlich zur eigentlichen Selbstentladung auch der Eigenstromverbrauch der Elektronik berücksichtigt werden.

Zu den Alterungseinflüssen auf Elektrodenebene gehört der Kontaktverlust zwischen den Aktivmaterialpartikeln. Die mechanische Beanspruchung infolge der Volumenänderung bei Ein- und Auslagerung der Li-Ionen ist die Ursache für das Aufbrechen der Kontakte. Dies führt dann zum Verlust von elektrochemisch aktivem Material und kann auch zum Anstieg des Innenwiderstands führen. Ein weiterer Einfluss ist das kontinuierliche Wachsen der SEI-Schicht und damit des Innenwiderstands der Zelle. Entstehen innerhalb dieser SEI-Zwischenschicht Risse, kommt es bei der Neubildung der SEI-Schicht zu einem allmählichen Verbrauch des Lithiums und damit zu einer verringerten Ladungsträgerkonzentration. Ein anderer Einfluss ist das sukzessive Herauslösen von Übergangsmetallionen (Schichtoxide) durch den Elektrolyten. Für weiterführende Studien zur Alterung sei auf die zahlreiche wissenschaftliche Literatur verwiesen (s. [18]).

7.4.7.5 Sicherheit von Lithiumionen-Zellen

Untersuchungen hinsichtlich der Sicherheit von Lithiumionen-Zellen sind Gegenstand aktueller Forschung, wobei ein abschließender Kenntnisstand bei Weitem noch nicht erreicht ist. Einige wenige Aspekte seien im Folgenden aufgeführt.

Für Aussagen hinsichtlich der Sicherheit von Lithiumionen-Zellen wird häufig die thermische Zersetzung von Materialien der positiven Elektrode herangezogen. Zugehörige Untersuchungen zeigen, dass in Abhängigkeit des Materials eine Zersetzung im Bereich von 150–250 °C einsetzt. Bei dieser thermisch initiierten Zersetzung wird Wärme freigesetzt, die das Fortschreiten der Zersetzung des Aktivmaterials zusätzlich beschleunigt. Dies wird als *thermal runaway* oder thermisches Durchgehen bezeichnet. Wird bei dieser Zersetzung Sauerstoff freigesetzt – wie bei den diskutierten Übergangsmetalloxiden – kann extrem viel Wärme erzeugt werden ($LiFePO_4$ dagegen setzt beispielsweise keinen Sauerstoff frei).

Diese Betrachtung ist allerdings einseitig, werden nicht andere Faktoren wie die thermische Stabilität der negativen Elektrode, des Elektrolyten oder anderer Zellkomponenten berücksichtigt. Außerdem spielen Randbedingungen durch den Zellaufbau bzw. mögliche Fertigungs- und Herstellungsfehler eine Rolle.

Den Ausführungen zu den Separatoren folgend sind diese bis zu ca. 130–150 °C stabil. Die obere Temperaturgrenze für den Einsatzbereich der Elektrolyte wird eher durch die thermische Stabilität der sich in Lösung befindenden Leitsalze und das Einsetzen möglicher Nebenreaktionen bestimmt. Die häufig verwendeten Leitsalze beginnen bei Temperaturen von ca. 100 °C und mehr sich zu zersetzen. Da der Ablauf von chemischen Reaktionen bei höheren Temperaturen erleichtert wird (Arrhenius-Verhalten), geht der Anstieg der Zelltemperatur mit einer verstärkten Reaktion zwischen dem Elektrolyten und z. B. LiC_6 und einem verstärkten Wachstum der SEI-Schicht (Erhöhung Innenwiderstand) einher. Dieses kann auch mit einer Gasbildung und einem Anschwellen der Zelle

verbunden sein. Hinzu kommt, dass es bei Temperaturen von >70 °C zu einer verstärkten Zersetzung der SEI-Passivierungsschicht kommt. Diese Reaktionen verlaufen in der Regel exotherm, sodass damit eine Wärmefreisetzung und Erwärmung der Zelle verbunden ist. Ist eine Lithiumionen-Zelle thermisch gut isoliert, kann die freiwerdende Wärme für die Initiierung des *thermal runaway* ausreichen.

Ist das Ausfrieren der Lösungsmittelkomponenten bei tieferen Temperaturen (ca. −30–20 °C) in der Regel noch reversibel, handelt es sich bei den Zersetzungsreaktionen des SEI oder anderen Nebenreaktionen bei höheren Temperaturen um einen irreversiblen Vorgang. Folglich wird für EC-basierte Elektrolyte in der Regel ein Einsatztemperaturbereich mit −20 °C bis zu ca. 50/60 °C angegeben. Kommt es unter anormalen Betriebsbedingungen zu einem Öffnen der Zelle, sind die leicht entflammbaren Komponenten wie DMC, DEC und EMC als eine Gefahrenquelle zu betrachten (s. ◘ Tab. 7.11). In neueren Elektrolyten werden verstärkt Additive eingesetzt, die Einfluss auf die Zersetzungsreaktionen und die Entflammbarkeit nehmen.

Fazit

- Die **Leistungseigenschaften** von Lithiumionen-Zellen hängen stark von der **eingesetzten Zellchemie** und dem verwendeten **Aufbau der Elektroden und der Zelle** ab. Sie lassen sich in **Hochleistungs- und Hochenergie-Zellen** unterteilen. Für den sicheren Betrieb von Lithium-Zellen ist eine **Überwachung und Steuerung** (z. B. in Form eines Batteriemanagementsystems) erforderlich. Überwacht werden müssen:
  - Einzelzellspannung,
  - maximal zulässige Lade- und Entladeströme,
  - Zelltemperatur.
- Wird eine Lithiumionen-Zelle **außerhalb des zulässigen Bereichs** betrieben, ist dies mit einem **hohen Gefahrenpotenzial** verbunden.
- Eine Lithiuminonen-Zelle hat für eine **lange Lebensdauer** idealerweise einen **Ladezustand zwischen 30–70 %**. Bei hohen Temperaturen können hohe Ladezustände sich schädlich auf die Lebensdauer auswirken und sollten daher vermieden werden.

Fazit

Ausblick

Die Entwicklung auf dem Gebiet der Lithiumionen-Zellen ist bei Weitem nicht abgeschlossen. Reicht beispielsweise eine Lebensdauer der Lithium-Zellen mit einigen hundert Zyklen und mit einer Haltbarkeit von wenigen Jahren (z. B. <5 Jahre) für den Konsumgüterbereich aus, sind diese Werte für viele Anwendungen im Industriebereich nicht zu akzeptieren. Als verstärkte Anforderungen an die Speicher seien hier Hochstromfähigkeit und Schnellladefähigkeit, Energiedichte sowie Lebensdauer und Sicherheit angeführt. Beispielsweise sind schnellladefähige Batterien in Hybridfahrzeugen für die Speicherung der Bremsenergie bei Rekuperation gefordert. Für den Einsatz als Speicher in elektrischen Netzen werden Lebensdauern von >10 Jahren benötigt.

Der Aufbau hierfür geeigneter Lithiumtechnologien erfordert noch die Lösung zahlreicher wissenschaftlicher Fragestellungen und weitere technische Entwicklungen. Für eine Verbesserung der Hochstromfähigkeit von großformatigen Lithium-Zellen ist ein vertieftes Verständnis der Beziehungen zwischen Materialsynthese, Elektrodenaufbau (Partikelgröße, -morphologie, -verteilung, Porosität, Zusammensetzung) und den resultierenden Leistungseigenschaften (Stromraten, Innenwiderstand) Voraussetzung.

Zur Erhöhung der Energiedichte (spezifische Kapazität, Redoxpotenziale) wird an neuartigen Aktivmaterialien für die positive und negative Elektrode gearbeitet. Beispielsweise seien hier Übergangsmetallphosphate (Hochvoltolivine, ca. 5°V vs. Li^+/Li) wie $LiMnPO_4$, $LiCoPO_4$ oder $LiNiPO_4$, überstöchiometrische Schichtoxide $Li_{1+\delta}(Ni, Mn,Co)O_2$ und neuartige Manganspinelle bzw. auch Mischungen verschiedener Aktivmaterialien genannt. Ein Einsatz dieser neuartigen Verbindungen ist allerdings an neue Elektrolyte geknüpft, die hinsichtlich des elektrochemischen Spannungsfensters den Bereich der dann auftretenden Redoxpotenziale einschließen.

Silizium- und Zinnlegierungen, ebenso wie Silizium-Kohlenstoff-Verbundwerkstoffe, sind aufgrund ihrer hohen spezifischen Kapazität als Material für die negative Elektrode interessant. Weil bei der Ein- und Auslagerung der Li-Ionen eine enorme Vo-

lumenausdehnung auftritt, ist ihr Einsatz an geeignete Ansätze zur Kompensation der mechanischen Dehnungen geknüpft.
Intensiv wird an Additiven für Elektrolyte gearbeitet. Sogenannte Shuttle-Mechanismen könnten für eine höhere Sicherheit eingesetzt werden: Bei Erreichen einer gewissen Zellspannung wird das weitere Ansteigen der Spannung vermieden, da eine reversible Reaktion des Additivs beginnt. Ebenso kann bei Erreichen einer bestimmten Zellspannung eine Polymerisation von Additiven einsetzen, die zu einer Erhöhung des Innenwiderstands und damit zu einer Abschaltung der Zelle führt. Zudem können Additive für eine stabilere SEI-Bildung verwendet werden. Polymer- oder andere Feststoffelektrolyte sind als Ersatz flüssiger Elektrolyte deshalb interessant, weil die Gefahr des Elektrolytaustritts gebannt wird und weil man gegebenenfalls auf den klassischen Separator verzichten kann. Bisher ist deren Einsatz aufgrund ihres höheren Innenwiderstands beschränkt. An alternativen Ansätzen wird gearbeitet.

7.5 Natrium-Schwefel-Batterien

Der Natrium-Schwefel-Akkumulator ist eine Hochtemperaturbatterie. Sie zeichnet sich durch eine Betriebstemperatur von über 300 °C aus (s. [35]).

Abbildung 7.56 zeigt einen Natrium-Schwefel-Akkumulator mit zylindrischem Aufbau. Im Inneren der Zelle befindet sich die negative Elektrode, die bei Betriebstemperatur von flüssigem Natrium umgeben ist. Innerhalb des zylinderförmigen, keramischen und Na^+-Ionen leitenden Festelektrolyten aus dotiertem Natrium-Aluminiumoxid (auch als β-Alumina (β-$NaAl_{12}O_{17}$) bezeichnet), befindet sich ein eprouvettenförmiger Metallzylinder mit einer Bohrung an der Unterseite. Somit trennt der Metallzylinder den Festelektrolyten von der Natriumelektrode. Der Metallzylinder wird auch als Sicherheitseinsatz bezeichnet und ist derart dimensioniert, dass das flüssige Natrium geregelt aus dem Inneren ausfließen kann. Nach Abgabe seines Valenzelektrons kann das Natrium als Kation durch die Kristallgitterfehlstellen des Festelektrolyten

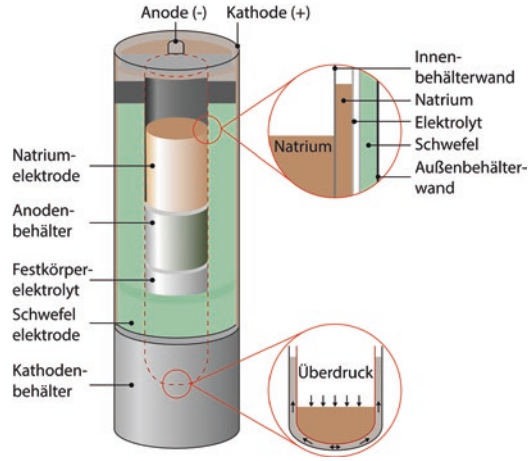


Abb. 7.56 Aufbau eines Natrium-Schwefel-Akkumulators

diffundieren, denn beim Entladevorgang wird das metallische Natrium zu Na^+ oxidiert.

Im Falle eines Bruchs des Keramik-Separators würde ein interner Kurzschluss entstehen. Mit dem Sicherheitseinsatz kann der Austritt von Natrium so begrenzt werden, dass die entstehende Wärme ohne sogenanntes »thermisches Durchgehen« abgeführt werden kann (s. [15, 34]).

Im Kathodenbehälter im äußeren Bereich der Zelle liegt der in flüssigem Schwefel getränkte Graphitfilz, welcher die positive Elektrode bildet.

Alle Zellen befinden sich in einem wärmeisolierten Behälter, in dem auch Kühlung und Heizung integriert sind. Zur Temperaturregelung wird ein außerhalb des Systems platziertes Batteriemanagementsystem benötigt.

7.5.1 Die Elektroden

Bei NaS-Akkumulatoren ist eine hohe Temperatur erforderlich, damit Natrium, Schwefel und die entstehenden Natriumpolysulfide immer in flüssiger Form vorliegen. Die Erstarrungstemperaturen all dieser Stoffe müssen überschritten sein, damit ein ausreichender Energiefluss zwischen den Elektroden zustande kommen kann. Den von diesen Stoffen höchsten Schmelzpunkt haben diejenigen Natriumpolysulfide, und zwar die mit bis

zu drei S-Atomen im Anion, für die eine Betriebstemperatur von 320 °C optimal ist. Na_2S_2 allerdings hat wegen seiner hohen Gitterenergie einen noch wesentlich höheren Schmelzpunkt und darf sich daher nicht bilden, d. h. die Entladung muss vorher gestoppt werden (s. [37]).

Im Vergleich zu anderen Batterien kann aufgrund des flüssigen Zustands der Elektrodenmaterialien eine höhere Zyklenzahl erreicht werden (s. [10, 11]).

Da Natrium ein reaktionsfreudiges und mit Wasser heftig reagierendes Alkalimetall ist, muss es durch den Metallbehälter gut vor Umwelteinflüssen geschützt werden. Im äußeren Bereich der Zelle befindet sich der flüssige Schwefel als zweite aktive Komponente. Schwefel ist im festen wie im flüssigen Zustand ein elektrischer Nichtleiter. Zur Erreichung einer guten elektrischen Leitfähigkeit wird er in einen Graphitfilz eingebracht. Neben dem Elektronentransport hat die Filzstruktur auch die Funktion, die sich bei der Entladung entwickelnden Natriumpolysulfide von der äußeren Festelektrolytoberfläche fernzuhalten. So soll der Graphitfilz in Verbindung mit dem Sicherheitseinsatz eine spontane chemische Reaktion bei einem Bruch des keramischen Festelektrolyten verhindern (s. [34]).

7.5.2 Der Elektrolyt/Separator

Der Separator trennt in elektrochemischen Elementen Anode und Kathode sowohl elektrisch als auch räumlich (s. Abb. 7.57). Hinsichtlich des NaS-Systems trennt der Separator das Natrium auf der negativen Elektrode vom Schwefel auf der positiven Elektrode. Zur Umwandlung von chemischer in elektrische Energie (und umgekehrt) darf der Separator im vorliegenden Falle nur für die Kationen durchlässig sein. Der Separator besteht im NaS-System aus einer Keramik. Hauptbestandteil des keramischen Festkörperelektrolyten ist das Na-Ionen gut leitende β-Alumina ($NaAl_{12}O_{17}$). Es erinnert hinsichtlich seines Erscheinungsbildes an eine unglasierte Keramik und wird ab einer Temperatur von ca. 300 °C kationenleitfähig.

Dieser Elektrolyt ermöglicht eine Leitfähigkeit von Natriumionen von 0,2 – ~ 0,4 S/cm. Gleichzeitig wirkt er für Elektronen als Isolator. So ist eine elektrische Isolation von $1 \cdot 10^{14} - 1 \cdot 10^{15}$ Ωcm möglich (s. [16, 35, 44]).



Abb. 7.57 Darstellung von Bauformen des keramischen Festkörperelektrolyten des Unternehmens Ionotec

Die Zusammensetzung der Beta-Alumina-Gruppe von Oxiden ist durch ein Zusammenspiel aus abwechselnd dicht und locker gepackten Schichten charakterisiert. Die lockeren Schichten werden als Leitflächen bezeichnet. In diesen können sich die Natrium-Kationen frei in einem elektrischen Feld bewegen. Der Anteil an Oxidionen ist in dieser Schicht gering. Die festen Schichten, die auch als Spinellblöcke bezeichnet werden, bestehen aus Schichten von mit Aluminiumionen gepaarten Sauerstoffionen. Beide befinden sich auf oktaedrisch bzw. tetraedrisch koordinierten Gitterplätzen. In der β-Alumina-Gruppe gibt es zwei sich voneinander klar abgrenzende Kristallstrukturen in einer hexagonalen Anordnung. Die beiden Kristallstrukturen unterscheiden sich in ihrer chemischen Stöchiometrie und ihrer Anordnungssequenz von Sauerstoffionen entlang der Leitflächen (s. [19, 31]).

Abbildung 7.58 gibt eine ungefähre Vorstellung davon, wie die Verhältnisse der Moleküle und deren Anordnung zueinander sind.

Die Spinellblöcke sind durch die Leitflächen miteinander verbunden. Wie in Abb. 7.58 dargestellt, diffundieren die beweglichen Natriumionen innerhalb der Leitschichten senkrecht zur dargestellten C-Achse (s. [19]).

Der Separator wird aufgrund seiner Natrium-Ionen leitenden Eigenschaft in NaS-Batterien als Membran eingesetzt. Dort ist er als zylinderförmiger Kelch vorhanden, dessen Innenraum mit flüs-

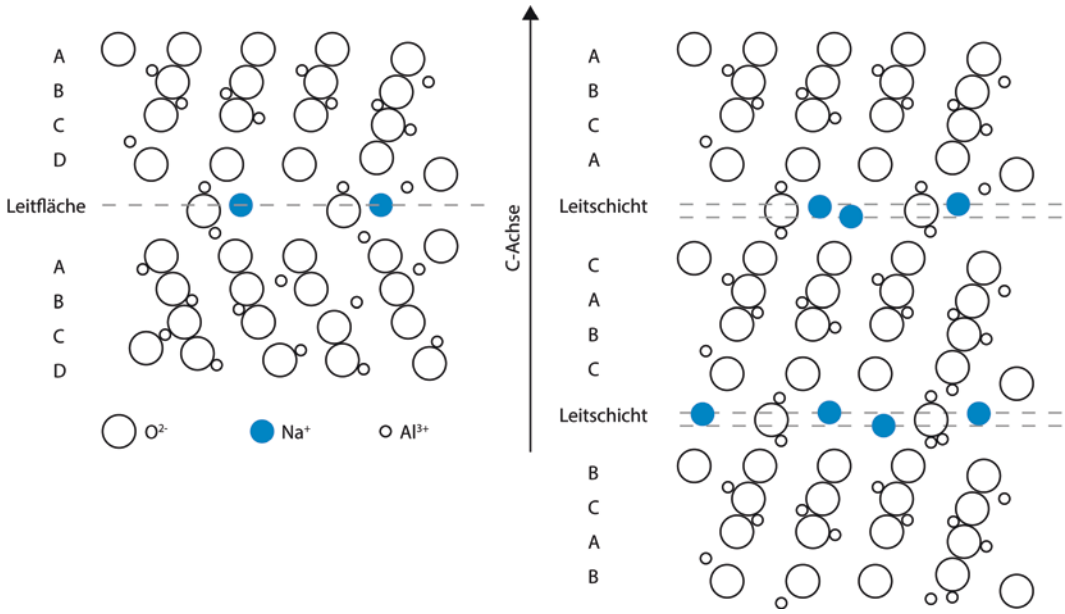


Abb. 7.58 Darstellung der Atomlagen von β-Alumina $NaAl_{12}O_{17}$

sigem Natrium gefüllt ist. Beim Entladen wird Natrium zu Na^+ oxidiert, und dieses kann durch die Keramik zum Kathodenbehälter mit dem Schwefel diffundieren (s. [16, 35]).

Aufgrund der hohen Druckfestigkeit der Keramik von 2000–4000 MPa sowie ihrer hohen Korrosions- und Verschleißbeständigkeit eignet sie sich für die innerhalb einer NaS-Batterie auftretenden Belastungen sehr gut (s. [44]).

7.5.3 Das Heizsystem

Zur Aufrechterhaltung der notwendigen Betriebstemperatur von 320-350 °C ist das Heizsystem eine wichtige Komponente des Akkumulators (s. Abb. 7.59 und 7.60). Im genannten Temperaturbereich ist der Innenwiderstand der Batterie am geringsten. Ein Temperaturabfall würde zu einer starken Verminderung der Leistung bzw. des Wirkungsgrades und zur Kristallisation von Polysulfidsalzen führen (s. [37]). Während der aktiven Nutzung der Hochtemperaturbatterie reicht die Reaktionswärme zur Aufrechterhaltung der optimalen Betriebstemperatur aus. Eine Regelung des Heizsystems in Ruhephasen ist jedoch unentbehrlich. Aus diesem Grunde verfügen Hochtemperaturbatterien immer über Batteriemanagementsysteme. Diese Regelung befindet sich außerhalb der Batterie und kann durch Ansteuern einer internen oder externen Heizung einen Ausgleich für die Wärmeverluste bei Standzeiten schaffen. Beim Batteriebetrieb kann die Temperatur aber derart hohe Werte erreichen, dass eine aktive Kühlung erforderlich werden kann. In Abhängigkeit von der Temperatur kann mithilfe von Thermosensoren die Zufuhr bzw. Abfuhr von Wärme gesteuert werden (s. [35]).

Bei der Positionierung der Thermosensoren sind einige Modalitäten zu beachten. So muss ein Kurzschluss zwischen den Zellen und Zellengruppen und eine Verschiebung der Position des Messortes während des Betriebs vermieden werden.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Platzierung der Sensoren, die nach Fertigstellung der Batterie und der Wärmeisolierung nicht mehr zugänglich sind. Die Batterie müsste im Falle eines defekten Sensors abgekühlt und geöffnet werden. Dieser Vorgang ist zeitaufwendig und kostspielig (s. [8, 13, 33, 35]).

Ein weiterer Aspekt des Heizsystems ist die Wärmeisolierung. Die einzelnen zylindrischen Zellen sind in der Regel in einem evakuierten Modul

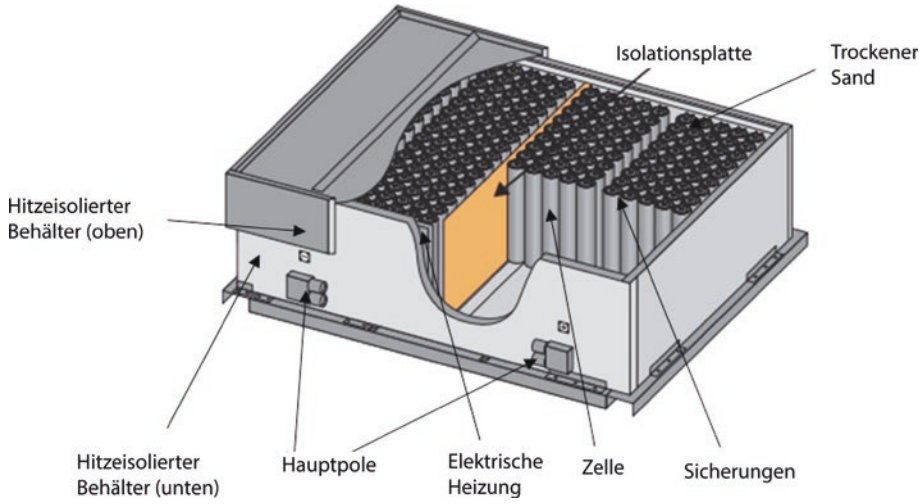


Abb. 7.59 Schematischer Aufbau eines Batteriemoduls

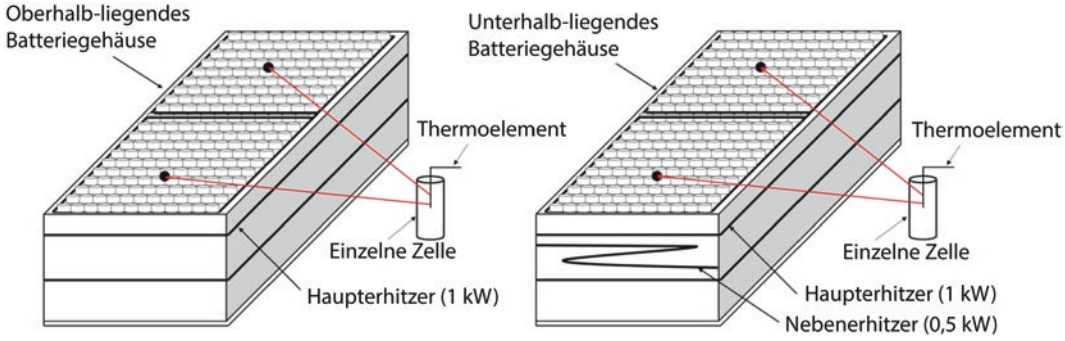


Abb. 7.60 Schematische Darstellung des Heizsystems

zusammengefasst. Die thermische Isolierung hat die Funktion, den Wärmeverlust gering zu halten und die Betriebstemperatur bei Ruhephasen weitestgehend beizubehalten, damit bei Strombedarf unmittelbar auf das Speichersystem zugegriffen werden kann.

Wegen des hohen Energiebedarfs zur Beibehaltung der Betriebstemperatur während der Ruhephasen eignen sich Natrium-Schwefel-Akkumulatoren am besten zum kurzzeitigen Speichern von Energie (s. [15, 33]).

7.5.4 Formen und Modulgrößen

Batteriemodule setzen sich aus einzelnen, in Parallel- und Reihenschaltung miteinander verbundenen Zellen zusammen. Diese Module sind dann wiederum in Serien- und/oder Parallelschaltung zusammengefasst, um die gewünschten elektrischen Eigenschaften zu erhalten. Das Unternehmen NGK bietet hier zum einen das »Load Leveling Module« und zum anderen das »Power Quality Module« an. Der Hauptunterschied liegt in der Anordnung der Zellen innerhalb der Module und im Schutzsystem (s. [26, 36]).

Die Zellen im Inneren eines NaS-Moduls sind zylinderförmig aufgebaut. Mit einem durchschnitt-

lichen Durchmesser von 90,5 mm und einer Höhe von 542 mm beläuft sich das Gewicht jeder einzelnen Zelle auf ca. 5,3 kg. Die durchschnittliche Entladespannung jeder Zelle liegt bei ca. 1,93 V bei einer Entladedauer von ca. 6 h (s. [26]).

Die Module werden in einem Blocksystem untereinander verschaltet aufbewahrt. Abbildung 7.61 stellt ein solches Blocksystem dar. Hier sind 20-mal 50 kW-Module miteinander verbunden, die somit eine Leistung von 1 MW erreichen.

Es werden unterschiedliche Größenordnungen dieser Speicherblöcke eingesetzt. Durch zusätzliches Verschalten der Speicherblöcke untereinander kann die Leistung erhöht werden (s. [21]).

In den Abbildung 7.62 und 7.63 werden unterschiedliche Größenordnungen von NaS-Systemen dargestellt.

Der in Abb. 7.62 gezeigte 2 MW-Block hat eine Höhe von ca. 5,1 m und eine Länge von ca. 10,3 m. Der Block besteht aus 2-mal 1000 kW, die je ein Gewicht von 86 t haben. Speicherblöcke mit einer Kapazität von 12.000 kWh gehören jedoch nicht zu den größten NaS-Systemen (s. [21]).

Mit einer parallelen Verschaltung von 17-mal 2 MW NaS-Blöcken wird eine Nennleistung von 34 MW und eine Gesamtenergie von 204 MWh erreicht.

Das System in Abb. 7.63 speist die Energie in das 154 kV-Hochspannungsnetz ein. Dies ist die bisher größte Installation von NaS-Systemen. In Verbindung mit einem aus 34 Windturbinen bestehenden 54 MW-Windpark dient sie zum Ausgleich von Leistungsfluktuationen (s. [21]).



Abb. 7.61 Ein 1 MW NaS-Speicherblock der Younicos AG in Berlin

7.5.5 Lade- und Entladevorgang

Die NaS-Zelle zeichnet sich unter anderem durch eine geringe elektrochemische Selbstentladung aus. Nur im Fall eines längeren Speicherzeitraums, in dem keine Lade- und Entladevorgänge stattfinden, entlädt sich die Batterie, da zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur für z. B. eine Batterie mit einer Kapazität von 20 kWh eine Heizleistung von ca. 100 W benötigt wird. Es wird dann von einer thermischen Selbstentladung gesprochen. Wird diese der elektrochemischen Selbstentladung zugerechnet, liegt eine sehr hohe Selbstentladung vor (s. [26]).

Beim Entladevorgang wird das metallische Natrium zu Na^+ oxidiert. Das Natrium-Ion kann nun durch den keramischen Elektrolyten zur positiven Elektrode diffundieren und dort die Ladung der aus dem Schwefel entstehenden Polysulfidanionen kompensieren.

An der Schwefelelektrode führen die über dem Stromkreislauf von der Natriumelektrode kommenden Elektronen zur Reduktion des elementaren Schwefels. Dabei bildet sich z. B. Natriumpentasulfid Na_2S_5 (s. [15, 34]).

Somit lautet die (sehr vereinfachte) Reaktionsgleichung für den ersten Schritt der Entladung (s. Abb. 7.64):

$$2Na + 5S \xrightarrow{\text{Entladen}} Na_2S_5 \tag{7.61}$$

Das flüssige Pentasulfid ist in der Schmelze in Ionen dissoziiert; der detaillierte Reaktionsmechanismus wird in [37] beschrieben.

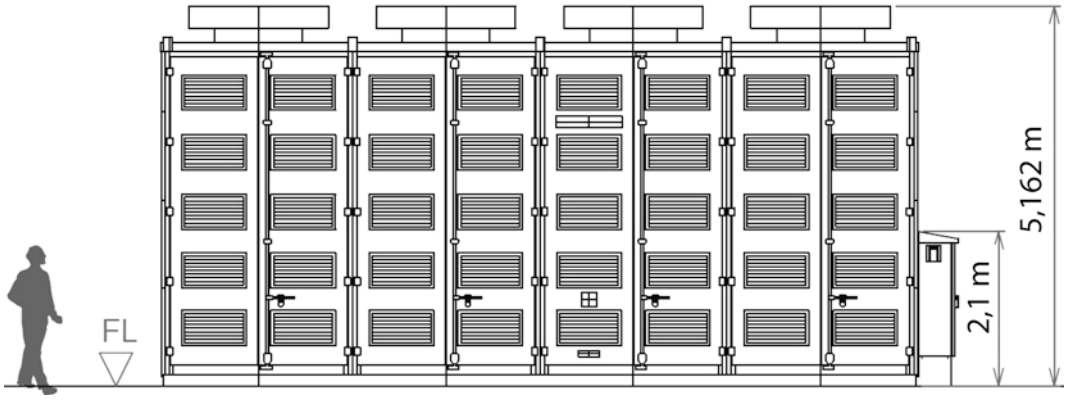


Abb. 7.62 Schematische Darstellung eines 2 MW-Blocks



Abb. 7.63 34 MW NaS-Speicherblocksystem

Im geladenen Zustand der Zelle beträgt die Leerlaufspannung ca. 2,08 V. Solange noch genügend elementarer Schwefel vorhanden ist, bleibt die Spannung von 2,08 V bestehen.

Aufgrund der hohen Betriebstemperaturen kann die Leerlaufspannung der NaS-Zelle nicht über die festgelegten Maßstäbe der elektrochemischen Spannungsreihen bestimmt werden. Sie muss an dieser Stelle über die Nernst-Gleichung hergeleitet werden (s. [15]):

$$E = E^0 + \frac{RT}{z_e F} \cdot \ln\left(\frac{a_{Ox}}{a_{Red}}\right) \qquad (7.62)$$

E = Elektrodenpotenzial

E^0 = Standardelektrodenpotenzial

R = universelle oder molare Gaskonstante $R = 8{,}31447\ J \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1} = 8{,}31447\ C \cdot V \cdot mol^{-1} \cdot K^{-1}$

T = absolute Temperatur [K]

z_e = Anzahl der übertragenen Elektronen

F = Faraday-Konstante $F = 96485{,}34\ C \cdot mol^{-1} = 96485{,}34\ J \cdot V^{-1} \cdot mol^{-1}$

a = Aktivität des Redoxpaares (Red→Reduzierer, Ox→Oxidierer)

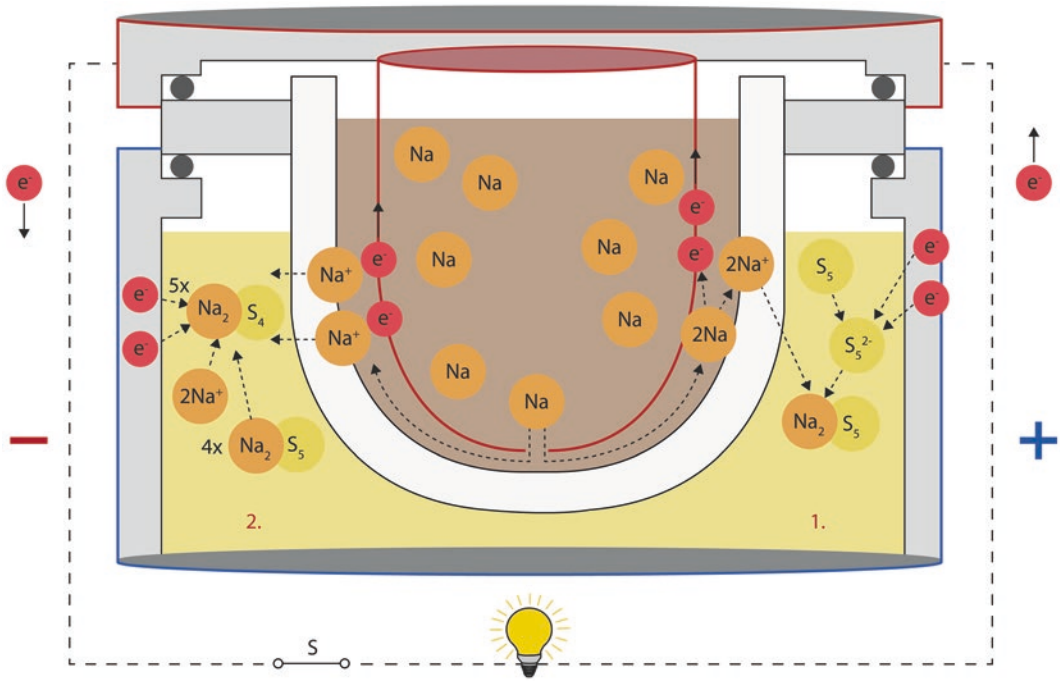


Abb. 7.64 Reaktionen in der NaS-Zelle

Die Nernst-Gleichung beschreibt die Konzentrationsabhängigkeit des Elektrodenpotenzials des Redox-Paares.

Erst nach ca. 65 %iger Entladung ändert sich der Zustand und die Spannung fällt ab. Dies geschieht aufgrund des sich mit fortschreitender Entladung verringernden Natrium- und Schwefelgehalts. Dementsprechend wird zunächst Natriumtetrasulfid Na_2S_4 gebildet (s. [11, 15, 34]). Die Reaktionsgleichung lautet somit:

$$4Na_2S_5 + 2Na \xrightarrow{\text{Entladen}} 5Na_2S_4 \qquad (7.63)$$

In diesem Stadium des Entladevorgangs fällt die Zellspannung auf ca. 1,9 V.

Die weitere Reduktion von Schwefel durch Natrium hat ein weiteres Absinken der Zellspannung zur Folge. Durch die geringen Schwefelanteile im System kann nur noch Natriumtrisulfid Na_2S_3 gebildet werden, wodurch die Zellspannung auf ca. 1,78 V sinkt.

Setzt sich der Entladevorgang weiter fort, kommt es zu einer für den Akkumulator schädlichen Tiefenentladung. Die Bildung von festem Natriumdisulfid Na_2S_2 hat verheerende Auswirkungen für die NaS-Zelle. Aufgrund der Tatsache, dass der Innenwiderstand in diesem Stadium sehr stark ansteigt, kann es zu erheblichen thermischen Verlusten und Belastungen der Zelle kommen. Um die Lebensdauer des Akkumulators zu maximieren, vermeiden Entwickler bereits die Bildung von Natriumtrisulfid. Dies kann durch einen Abbruch des Entladevorgangs bei einer Entladetiefe von 70 % erreicht werden (s. [15, 34]).

Elektrische Betriebsgrenzen und Probleme bei Lade- und Entladevorgängen

Abbildung 7.65 veranschaulicht die Kennlinien der Lade-, Leerlauf- und Entladespannung. Die blau gekennzeichnete Linie gibt den Verlauf des Innenwiderstands an.

Unter Stromfluss lässt sich ein Absinken der Zellspannung erkennen, welches vom Ohm'schen Spannungsabfall in den elektronen- und ionenleitenden Bestandteilen herrührt. Der Innenwiderstand ist vom Ladezustand nahezu unabhängig. Er steigt bei voller Ladung des Akkumulators deutlich

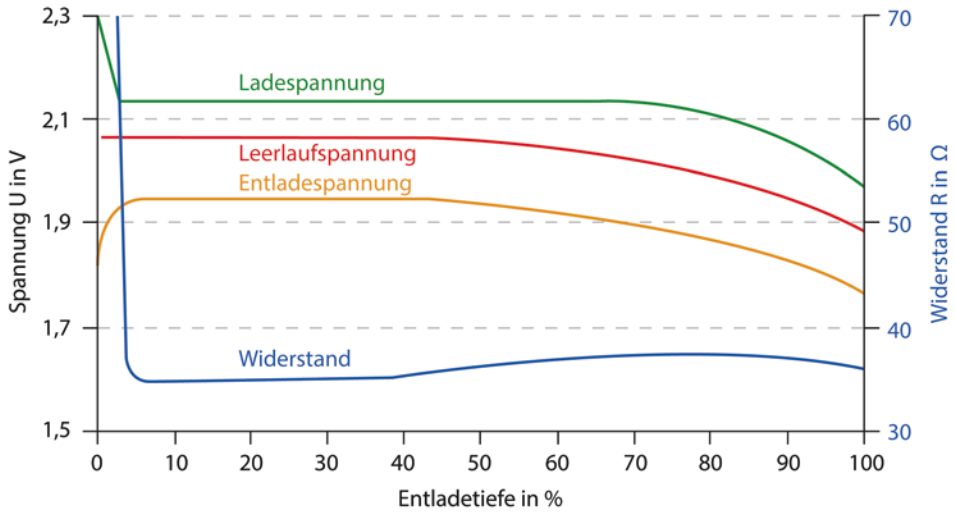


Abb. 7.65 Ruhe- und Zellspannung beim Laden und Entladen einer A08-Zelle

an, da der an der positiven Elektrode befindliche Schwefel die Leitfähigkeit begrenzt.

Angesichts des hochohmigen Zustands der NaS-Zelle bei Ladeschluss, kann sie nach Belieben in Reihe oder parallel geschaltet werden. Durch den aktiven Zellspannungsausgleich stabilisiert sich die Zellspannung, auch wenn diese aufgrund von Fertigungstoleranzen unterschiedliche Innenwiderstände besitzt.

Der Volllladezustand wird am steilen Anstieg des Widerstandes erkannt. Im Hinblick darauf kann der Akkumulator bis zum steilen Anstieg des Innenwiderstandes mit einem konstanten Strom bis zur Ladeschlussspannung von 2,12 V geladen werden. Werden NaS-Systeme parallel geschaltet, fließt der Strom gegen Ladeende nur noch durch die nicht vollständig geladenen Stränge. Ein Problem stellt die serielle Verschaltung mehrerer Zellen dar. Hat eine Zelle bereits einen Ladezustand von 100 % erreicht, die Gesamtspannung des Strangs jedoch noch nicht den Abbruchwert von 2,12 V, kann es in der bereits vollgeladenen Zelle zu einem dielektrischen Überschlag aufgrund der drastischen Reduzierung der Natrium-Ionenkonzentration kommen.

Ein dielektrischer Überschlag kann zu einer Zerstörung des keramischen Festelektrolyten führen. Durch eine integrierte Modulspannungsmessung und eine Bypass-Vorrichtung, die den Strom an den bereits aufgeladenen Modulen vorbeiführt, wird dies verhindert.

Des Weiteren geben die Entwickler für Lade- und Entladeströme Obergrenzen an, um einer Überhitzung des Separators entgegenzuwirken. Der größte Ohm'sche Anteil in einem NaS-System ist der Elektrolytwiderstand, durch den es bei zu hohen Ladeströmen zur Bildung von Natriumdendriten kommen kann (s. [7, 34).

7.5.6 Zyklen, Kapazitäten und Lebensdauer

In den Datenblättern des Herstellers NGK Insulator ist von einer Lebenserwartung von bis zu 15 Jahren die Rede. Im diesem Zeitraum können bis zu 2500 Entladungen bei einer Entladetiefe von 100 % durchgeführt werden. Bei einer kontinuierlich 90 %igen Entladung steigt die Anzahl der Ladezyklen auf 4500 an. Wird das NaS-System mit 65 % der möglichen Entladetiefe entladen, sind bis zu 6500 Zyklen möglich. Einige Quellen geben Werte von über 10.000 Ladezyklen an. Diese sind jedoch nur bei Minimalentladungen von <20 % zu erreichen. Natrium-Schwefel-Akkumulatoren reagieren sehr empfindlich auf Tiefenentladungen, sodass Entladetiefen von 100 % so gut wie nie vorgenommen werden. Aufgrund der drastischen

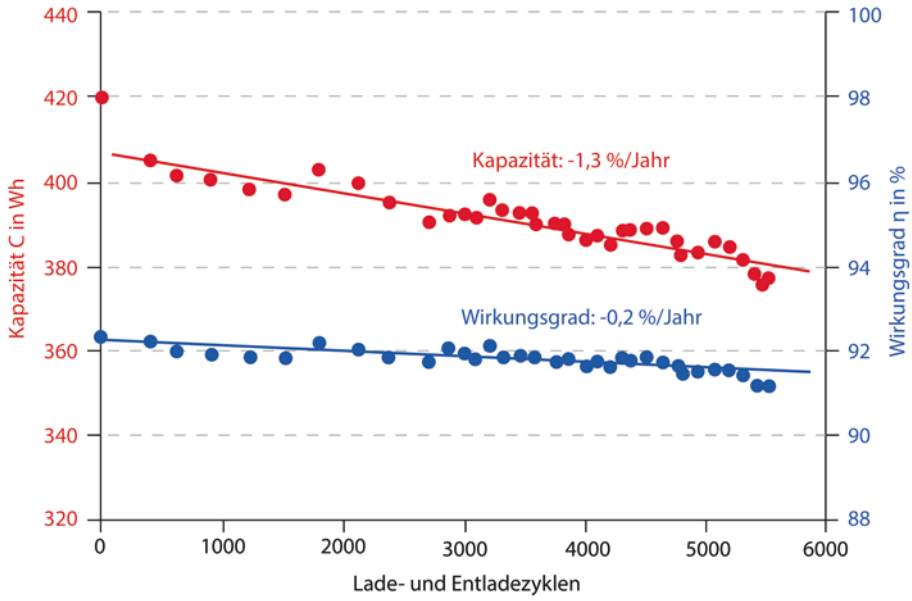


Abb. 7.66 Kapazität und Wirkungsgrad von NaS-Batterien

Reduzierung von Natrium und Schwefel kommt es zur Bildung von Natriumdisulfid, die wegen dessen hohen Schmelzpunktes vermieden werden muss (s. [21, 29]).

Abbildung 7.66 veranschaulicht die Anzahl der Lade- und Entladezyklen in einem Lebensdauertest. Der Abfall der Kapazität beträgt 1,3 % pro Jahr, die Reduktion des Wirkungsgrades liegt bei ca. 0,2 % pro Jahr.

7.5.7 Wirkungsgrad, Leistung und Energien

Der Wirkungsgrad einer NaS-Batterie hängt von mehreren Faktoren ab. In jeder Batterie erzeugen die inneren Widerstände Verluste. Bei Natrium-Schwefel-Akkumulatoren kommen zu den Ohm'schen Verlusten aufgrund des Innenwiderstands die thermischen Verluste zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur hinzu. Der Wirkungsgrad eines Akkumulators hängt vom Betriebsstrom ab (s. [7, 29]):

$$\eta = \frac{U_0 - I_E \cdot R_i}{U_0 - I_L \cdot R_i} \tag{7.64}$$

U_0: Leerlaufspannung
I_E: Entladestrom
I_L: Ladestrom
R_i: Innenwiderstand

Bei einer Betriebstemperatur von ca. 300 °C liegt der Wirkungsgrad einer NaS-Anlage bei ca. 85 %. Nach dem Wechselrichten und nach Abzug der thermischen Heizung in Ruhephasen ergeben sich realistische Wirkungsgrade von etwa 75 % (s. [29]).

Die Energiedichte von NaS-Akkumulatoren liegt bei ca. 218 Wh/kg. Die Leistungsdichte von NaS-Akkumulatoren beträgt ca. 200 W/kg.

In Abb. 7.67 wird der Wirkungsgrad eines 100 kW-Moduls diskutiert.

Der Wirkungsgrad ist in Abhängigkeit von der Temperatur aufgetragen. Der oben stehende Graph η_1 zeigt den rein elektrochemischen Wirkungsgrad der Batterie. Der darunter liegende Graph η_2 gibt den energetischen Wirkungsgrad unter Berücksichtigung von Wärmeleitungsverlusten an. Die beiden Graphen η_1 und η_2 betrachten ausschließlich die Gleichstromseite.

Die Funktion η_3 gibt den täglichen Gesamtwirkungsgrad des Akkumulators unter Berücksichtigung von Wärmeleitungsverlusten und Wechsel-

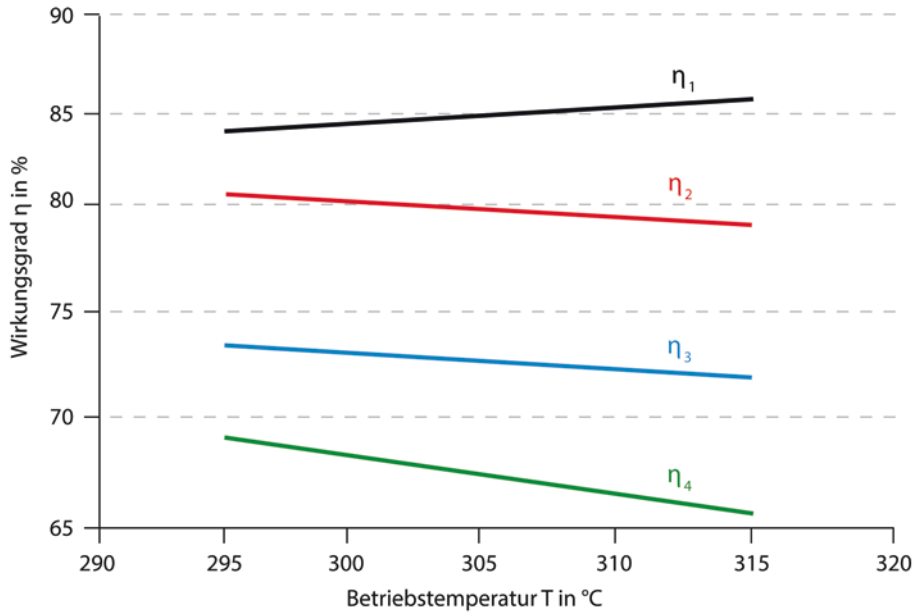


Abb. 7.67 Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Betriebstemperatur

richterverlusten an. Für den Wechselrichter wird ein Wirkungsgrad von 95 % angenommen. Die letzte Funktion η_4 stellt den wöchentlichen Gesamtwirkungsgrad dar. Es werden hier die Wärmeleitungsverluste einbezogen, unter der Annahme, dass an zwei Tagen der Woche keine Zyklen gefahren werden. Die Graphen η_3 und η_4 werden wechselspannungsseitig betrachtet.

Aus der Abbildung wird deutlich, dass ein Anstieg der Betriebstemperatur nur zu einer Erhöhung des rein elektrochemischen Wirkungsgrades führt. Die Graphen η_2, η_3 und η_4 fallen bei steigender Temperatur ab. Die Grafik verdeutlicht, dass η_1 zum größten Teil vom Innenwiderstand des Moduls beeinflusst wird, der bei steigender Temperatur abnimmt. Das elektrische Heizsystem hat dagegen einen starken Einfluss auf die Wirkungsgrade η_{2-4}.

Um den Gesamtwirkungsgrad zu steigern, sind das Design bzw. die Beschaffenheit des wärmeisolierten Behälters und die festgelegte Betriebstemperatur von größter Bedeutung.

7.5.8 Gefahren und Sicherheit

Eine der größten Herausforderungen von Natrium-Schwefel-Akkumulatoren ist die Betriebssicherheit, da bei einem Unfall unmittelbare Reaktionen der flüssigen Komponenten ablaufen können, die zu Temperaturen von weit über 1000 °C führen können.

Der bekannteste Unfall mit einem NaS-Akkumulator ereignete sich im September 2011, als ein großer 2000 kW-Speicherblock Feuer fing. Die Ursache dieses Brandes war eine fehlerhafte NaS-Zelle. Durch einen Bruch innerhalb der Zelle konnten die flüssigen Elektrodenmaterialien auslaufen und lösten einen Kurzschluss der Zellen im angrenzenden Block aus (s. Abb. 7.68). Da keine begrenzende Sicherung zwischen den Zellen installiert worden war, floss der Kurzschlussstrom kontinuierlich weiter und erhitzte das System in zunehmendem Maße. Die Folge war, dass eine große Anzahl von Zellen zerstört wurde und diese in Brand gerieten, worauf sich das Feuer im ganzen Modul ausbreitete. Die Flammen und die heißen geschmolzenen Elektrodenmaterialien zersetzten die Hülle der darüber und darunter liegenden Mo-

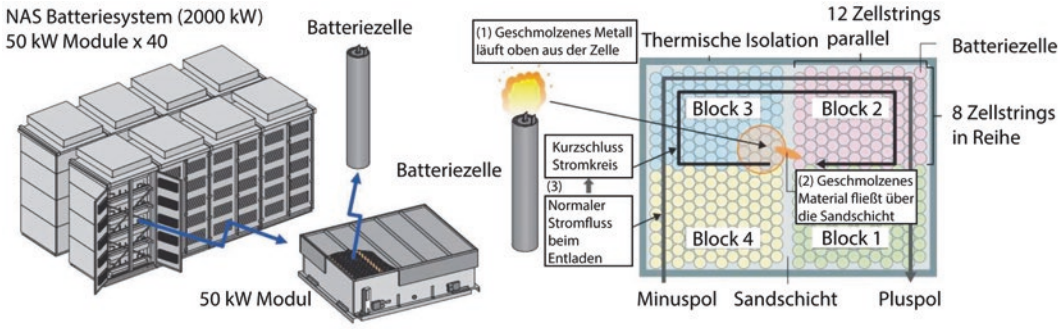


Abb. 7.68 Schematische Darstellung eines NaS-Batterie-Systems und Anordnung der Zellen

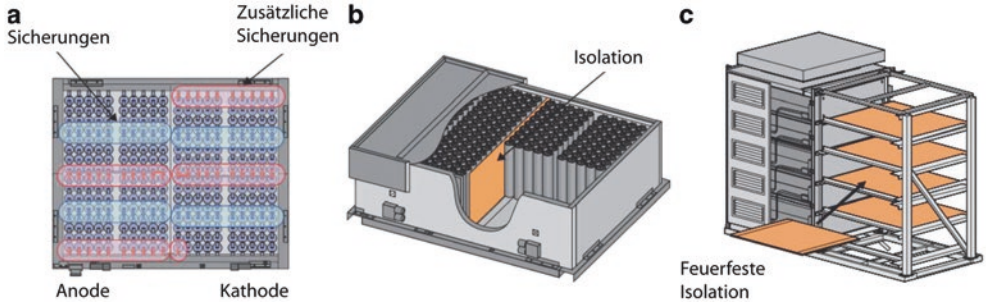


Abb. 7.69 **a–c** Maßnahmen zum Schutz des NaS-Systems

dule und verbreiteten sich somit im ganzen Speicherblock (s. [22, 23]).

Nachdem die Brandursache bestimmt worden war, wurden zahlreiche Schutzmaßnahmen vorgenommen, die einer erneuten Kettenreaktion vorbeugen sollten (s. [22, 23]). So wurden Sicherungen zwischen den Zellen installiert, um einen Kurzschlussstrom zu verhindern (s. Abb. 7.69a). Des Weiteren wurden Isoliermaterialien zwischen die Zellblöcke gesteckt, um einen Kurzschluss, der durch das flüssige Natrium verursacht werden kann, zu unterbinden (s. Abb. 7.69b). Bei der letzten Sicherheitsmaßnahme handelt es sich um Feuerschutzplatten, die oberhalb und unterhalb der Module angebracht wurden und somit das Ausbreiten der Flammen verhindern sollten (s. Abb. 7.69c).

Fazit

- Natrium-Schwefel-Akkumulatoren sind **Hochtemperaturbatterien** und haben eine Betriebstemperatur von etwa 320 °C. Diese Eigenschaft bestimmt auch die Besonderheiten dieses Batterietyps:
  - Die Zellen werden in einem **wärmeisolierten Behälter mit Heizung und Kühlung** platziert.
  - Die Elektrodenmaterialien **Natrium, Schwefel und Natriumpolysulfide** liegen in **flüssiger Form** vor, der **Separator** besteht aus einer **Keramik**.
  - Das mit Wasser reaktionsfreudige **Natrium** wird durch einen **Metallbehälter** vor Umwelteinflüssen geschützt.
  - Während des Betriebs reicht die **Stromwärme** zur Aufrechterhaltung der optimalen Temperatur aus. Für die Ruhephase ist jedoch ein **Heizsystem** erforderlich.
  - Dies bestimmt auch den **Wirkungsgrad**: Eigentlich hat die Batterie eine **geringe Selbstentladung**. Im Falle längerer **Stillstandzeiten** entlädt sich die Batterie durch die elektrische Heizung **überdurchschnittlich schnell**.

7.6 Redox-Flow-Batterien

Die bisher betrachteten Batterietypen sind zugleich Lade-, Speicher- und Entladeeinheit. Nun wird ein Batterietyp mit einem externen Speicher betrachtet, bei dem die Dimensionierung von Leistung und Energie unabhängig voneinander möglich ist: die Redox-Flow-Batterie.

▪ Geschichte

In der Mitte des 20. Jahrhunderts wurde erstmals die Möglichkeit zur Energiespeicherung in Redox-Paaren erkannt und damit begonnen, die Grundlagen der Redox-Flow-Batterie zu erforschen. 1970 beschäftigte sich die amerikanische Raumfahrtbehörde NASA mit dieser Technologie und entwickelte am Lewis (heute Glenn) Research Center eine Zelle, in der das Elektrolytpaar Eisen-Titan zum Einsatz kam. Eisen(III)-chlorid ($FeCl_3$) wurde als Oxidationsmittel und Titanchlorid ($TiCl_2$) als Reduktionsmittel in alkalischen Elektrolyten eingesetzt. Nach weiteren Forschungsarbeiten wurde zur Erzielung besserer Wirkungsgrade von L. Thaller Titan durch Chrom ersetzt (s. [39]). Dabei traten jedoch zwei Probleme auf. Zum einen wurde aufgrund der hier benötigten ionenselektiven Membran die Zelle deutlich teurer, und zum anderen durfte diese nicht verkleben, um den reibungslosen Ablauf der Reaktionen zu gewährleisten. Das US-Patent 3996064 »Electrical Rechargeable Redox Flow Cell« von 1976 beschreibt den noch bis heute verwendeten Aufbau und das Funktionsprinzip. Die Zelle mit einer reinen Vanadium-Lösung wurde 1978 erstmals vorgeschlagen, in den 1980er-Jahren dann an der Universität von New South Wales durch Maria Skyllas-Kazakos entwickelt und schließlich 1986 zum australischen Patent angemeldet. International bekannt wurde die Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) durch das US-Patent 4786567 von 1988 und zahlreiche wissenschaftliche Publikationen. Die reine VRF-Zelle ist bis heute die am weitesten verbreitete Zellart, obwohl sie auch noch eine Weiterentwicklung zur Vanadium-Bromid-Zelle erfuhr. Letztere weist eine doppelt so hohe Energiedichte wie ihr Vorgänger auf. Die Bezeichnung »elektrisch« wiederaufladbar wurde gewählt, um das neue Konzept von der seit der Mitte der 1950er-Jahre bekannten »wiederaufladbaren Redox-Zelle« zu unterscheiden, in der die aktiven Massen »chemisch« wieder geladen werden. Das Verwendungspotenzial des Systems als Energiespeicher für Strom aus Photovoltaik und Windkraftanlagen (*load shifting*) sowie als Spitzenlastausgleichsanlage (*peak-shaving/ load levelling*) oder unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlage (USV) wurde schon im Frühstadium von den Entwicklern des Systems erkannt.

7.6.1 Aufbau und Funktionsweise der Redox-Flow-Zelle

Die galvanische Zelle einer Redox-Flow-Batterie ist durch die Membran in zwei Halbzellen unterteilt. Die energiespeichernden Elektrolyte werden in zwei voneinander getrennten Kreisläufen, welche über eine Membran miteinander verbunden sind, durch die Zelle gepumpt. Über die Membran findet ein Ionenaustausch statt. Die Ionen-Austausch-Membran ist abhängig vom RFB-Typ und besteht entweder aus einem mikroporösen Separator, der alle Ionen passieren lässt, oder aus einer selektiven Anionen- oder Kationenaustauschmembran, die die Vermischung der Elektrolyte verhindert. Verwendet wurden perfluorierte, sulfonierte, ionenselektive Nafion-Membranen vom Typ 115 und 117. In den letzten Jahren wurden auch modifizierte Nafion-Varianten wie Nafion/SiO_2 oder die sandwichartige »SPEEK« Membran (Sulfonated Poly(tetramethyldiphenyl) Ether Ether Ketone) in VRF-Batterien eingesetzt. Die eigentlichen Reaktionen, Reduktion und Oxidation (d. h. Elektronenabgabe und Elektronenaufnahme), laufen aus elektrotechnischer Sicht an den Elektroden ab (s. [34]).

Die Elektroden bestehen aufgrund des elektrochemischen Spannungsfensters meist aus Graphit und befinden sich in der wässrigen Elektrolytflüssigkeit. Für eine möglichst hohe spezifische Leistung werden Graphitfilze mit großer spezifischer Oberfläche als Elektroden eingesetzt. Die großflächigen Elektroden aus Kohle- oder Graphit-Filz nehmen an der elektrochemischen Reaktion nicht aktiv teil, sie dienen nur als Stromableiter der Elektronenübergänge zwischen den oxidierten bzw. reduzierten Ionen der jeweiligen Redox-Paare (Elektrolyte). Der Graphit-Filz ist thermisch gebunden

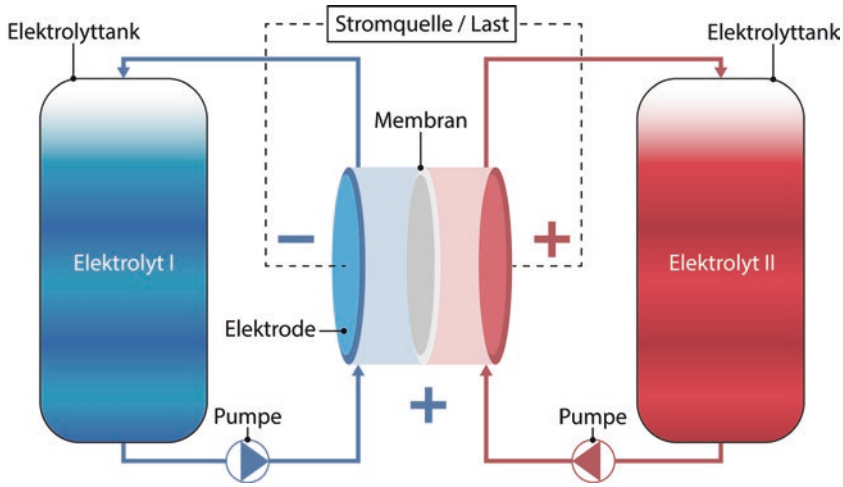


Abb. 7.70 Technischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie

7

und befindet sich auf einem bipolaren leitfähigen, mit Kohlenstoff gefüllten Polyethylen-Substrat. Die Elektrolyte sind flüssig, bestehen aus in einem Lösungsmittel gelösten Salzen und stellen die eigentlichen Reaktionspartner dar (die aktiven Massen oder Spezies). Als Lösungsmittel kommen anorganische oder organische Säuren infrage. Die Dichte des Elektrolyten und die Zellspannung bestimmen maßgeblich die Energiedichte der Batterie. Die Elektrolyte werden außerhalb der Zelle in zwei getrennten Tanks gelagert. Somit ist die Redox-Flow-Zelle der einzige Typ elektrochemischer Energiespeicher, in dem sich Energiemenge und Leistung unabhängig voneinander skalieren lassen. Zu der Peripherie einer RFB zählen die Pumpen, Leitungen, Ventile, Wärmetauscher und Elektrolyttanks. Alle mit dem Elektrolyten in Kontakt stehenden Teile müssen schwefelsäurebeständig sein oder eine säurebeständige Beschichtung besitzen. In den meisten RFB-Anlagen bestehen die peripheren Komponenten aus Standardteilen, die auch für andere Anwendungen eingesetzt werden. Die Elektrolytleitungen sollten Temperaturzyklen ohne Leckagebildung aushalten. Elektrolytverluste durch Leckagen gehören zu den häufigen Betriebsstörungen von RFB. Eine besonders wichtige Komponente der Steuerelektronik ist das Batteriemanagementsystem. Das Laden der Zelle erfolgt durch ein manuelles Befüllen der Tanks oder das Anlegen einer äußeren Spannung. Die Zellspannung ist durch die Nernst-Gleichung gegeben und liegt bei 1,0–2,2 V. Die einzelnen Zellen können wie bei der Brennstoffzelle in Reihe zu einem Stack verschaltet werden, wobei die Elektroden als Bipolarelektroden wirken (s. Abb. 7.72). Die Zufuhr des flüssigen Elektrolyten erfolgt dann parallel, und die einzelnen Stacks können wie andere Batterien elektrisch parallel oder seriell verschaltet werden, um die gewünschte Kombination aus Kapazität und Spannung zu erreichen. Somit ist die Redox-Flow-Zelle hinsichtlich ihres Aufbaus mit der Brennstoffzelle als auch durch die elektrochemische Reversibilität mit den Akkumulatoren verwandt. Die wichtigste Eigenschaft dieser Technologie besteht jedoch, wie bereits erwähnt, darin, dass sich durch die Trennung von Energiewandler und Speichermedium Energie und Leistung unabhängig voneinander skalieren lassen (s. [26]). Die Elektrolytmenge bestimmt die zu speichernde Energie und die Größe der aktiven Elektrodenflächen die Leistung. In Abb. 7.70 ist der technische Aufbau von Redox-Flow-Batterien dargestellt.

Die Redox-Flow-Zelle ist im Wesentlichen ein Akkumulator, in dem zwischen den Elektroden und über die Membran in einer Halbzelle eine Reduktion (Elektronenaufnahme) und in der anderen Halbzelle eine Oxidation (Elektronenabgabe) stattfindet. Sie speichert elektrische Energie in Form

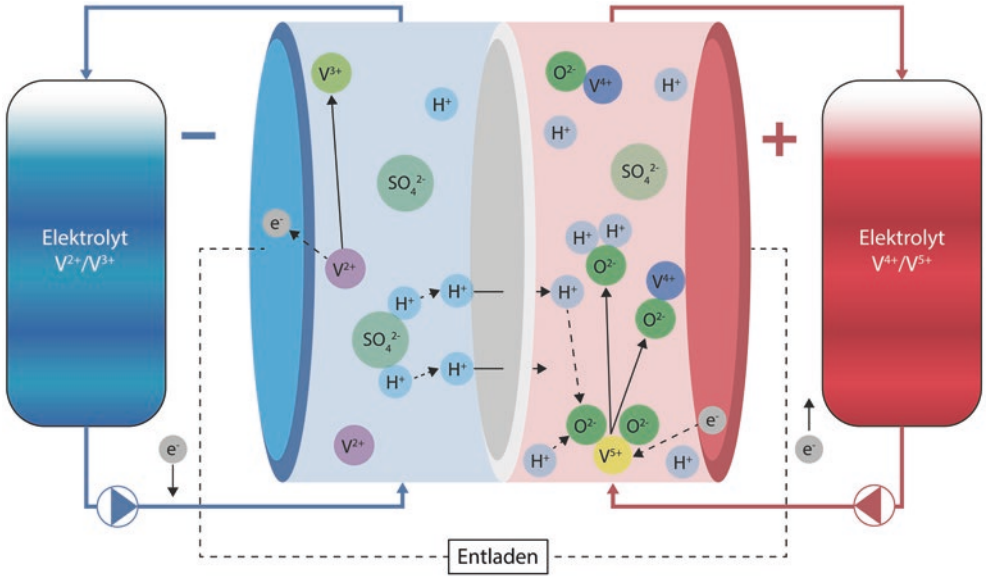


Abb. 7.71 Reaktionen innerhalb der Halbzellen einer Redox-Flow-Batterie

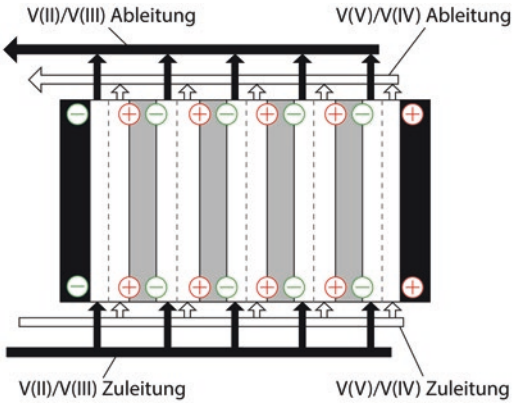


Abb. 7.72 Redox-Flow-Zelle in Reihe, gestrichelte Linie ist die Membran, die dunklen Elektroden sind die Monopolarelektroden und die helleren die Bipolarelektroden. Der dunkle Zu- bzw. Ablauf symbolisiert den Kreislauf des zwei- bzw. dreiwertigen und der helle den Kreislauf des vier- bzw. fünfwertigen Vanadiums

chemischer Verbindungen. In Abb. 7.71 werden die Reaktionen schematisch dargestellt und am Beispiel der reinen Vanadium-Redox-Flow-Zelle erklärt.

Die Reaktionen innerhalb der Halbzellen sind:

$$\text{Katholyt}: VO_2^+ + 2H^+ + e^- \rightarrow VO^{2+} + H_2O \quad (7.65)$$
$$(V^{5+} + e^- \rightarrow V^{4+})$$

$$\text{Anolyt}: V^{2+} \rightarrow V^{3+} + e^- \quad (7.66)$$

$$\text{Gesamtreaktion}: V^{2+} + VO_2^+ + 2H^+ \leftrightarrow V^{3+} + VO^{2+} + H_2O. \quad (7.67)$$

$$\text{Das Potenzial}: U = U^0 \cdot \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln\left\{\left(\frac{c_{VO_2^+} \cdot \gamma_{VO_2^+} \cdot c_{2H^+} \cdot \gamma_{2H^+}}{c_{VO^{2+}} \cdot \gamma_{VO^{2+}}}\right)\left(\frac{c_{V^{2+}} \cdot \gamma_{V^{2+}}}{c_{V^{3+}} \cdot \gamma_{V^{3+}}}\right)\right\}. \quad (7.68)$$

Elektrolyt: 1,5 M VSO_4 in 2M H_2SO_4

Membran: Nafion (*perfluorosulfonic acid membrane*) oder modifiziertes Nafion

Elektroden: Kohlenstoff-Filzelektrode

Beim Entladeprozess einer Vanadium-Zelle dissoziiert zunächst die schweflige Säure anodenseitig in der wässrigen Elektrolytlösung. Das heißt, das Schwefelsäuremolekül zerfällt in seine Ionen und gibt Protonen frei, die über die Membran in die

kathodenseitige Halbzelle abgegeben werden und sich dann an einem Sauerstoff-Ion anlagern. Somit bildet sich Wasser (H_2O). Dabei gibt das zweiwertige Vanadium (V^{2+}) ein Elektron über die Elektroden ab und wird zu einem dreiwertigen Vanadium-Ion (V^{3+}). Kathodenseitig gehen die Vanadium-Ionen mit dem Sauerstoff eine Verbindung zu Molekülen ein (VO_2^+). Von den Vanadium-Ionen, die in fünfwertiger Form vorliegen (V^{5+}), wird zunächst ein Elektron aufgenommen. Neben Wasser entsteht aus dem Vanadium-Ion (V^{4+}) eine Sauerstoffverbindung (VO^{2+}). Im Falle des Ladungsprozesses laufen die Reaktionen analog in entgegengesetzter Richtung ab.

Die elektrochemischen Grundlagen und Indizes sind in ▸ Abschn. 4.4.1 näher erläutert. Man kann nun die Gleichgewichtsbedingung bzw. die theoretische Leerlaufspannung V_{oc} (engl.: *open circuit voltage*) einer einzelnen Zelle bestimmen, indem die chemischen Gleichungen der Reaktionen in die Nernst-Gleichung überführt werden.

Die allgemeine Form der Nernst-Gleichung lautet:

$$U = U^0 + \frac{RT}{zF} ln \frac{c_{ox}}{c_{red}}, \tag{7.69}$$

wobei U für das Nernst-Potenzial, U^0 für die Gleichgewichtsspannung, R für die Gaskonstante mit $R = 8{,}3145$ J/(mol·K), T für die Temperatur, z für die Ladungszahl und F für die Faraday-Konstante steht. Hinzu kommt der Quotient der Konzentrationen des Oxidations- bzw. Reduktionsmittels.

Allgemein gilt:

$$\begin{aligned} &\text{Katholyt}: \quad K^n \rightarrow K^{n+1} + e^- \\ &(\text{Ladung})\ K^{n+1} + e^- \rightarrow K^n\ (\text{Entladung}), \end{aligned} \tag{7.70}$$

$$\begin{aligned} &\text{Anolyt}: A^n + e^- \rightarrow A^{n-1}\ (\text{Ladung}) \\ &A^{n-1} \rightarrow A^n + e^-\ (\text{Entladung}). \end{aligned} \tag{7.71}$$

Abbildung 7.72 zeigt eine schematische Darstellung eines Redox-Flow-Zellstacks aus fünf in Reihe geschalteten Zellen.

Mit der Möglichkeit, nur ein Element in beiden Elektrolyten als Redox-Paar mit den Oxidationsstufen +2, +3, +4, und +5 zu verwenden, wurden die größten Probleme früherer Zellen in der reinen Vanadium-Zelle beseitigt. Damit konnte das Problem unerwünschter Ablagerungen und Dendritenbildungen beseitigt werden. Diese können die Membran zerstören bzw. zu einem internen Kurzschluss führen, der wiederum eine Zerstörung der gesamten Zelle zur Folge hätte. Die Überführung der Vanadium-Ionen bewirkt nun nur noch die gewünschte Entladung der Batterie. Somit stellt die Batterie in einem erneuten Ladezyklus wieder ihre gesamte Kapazität zur Verfügung. Es laufen auch keine Prozesse mehr ab, die zu einer Verunreinigung der Elektrolyte führen, was die Redox-Flow-Zelle zu einer sehr robusten und langlebigen Zelle macht. Nachteilig ist, dass die Energiedichte durch die begrenzte Löslichkeit von Vanadiumpentoxid in Schwefelsäure eingeschränkt wird. Im Katholyten entsteht beim Entladen aus fünfwertigem Vanadium vierwertiges, welches mit Sauerstoff zu Dyvanadylkationen (VO^{2+}) reagiert. Die Betriebstemperatur wird zwischen 20 und 30 °C gewählt, um zu verhindern, dass die Dyvanadylkationen weiter zu festem Vanadiumpentoxid reagieren. Diese Reaktion läuft in Abhängigkeit von der Konzentration und der Standby-Zeit ab, wenn die Temperatur 40 °C überschreitet. Die Konzentration der Vanadium-Ionen im Elektrolyten liegt im Bereich von 0,1–10 mol/l. Idealerweise liegt die Konzentration bei 2–3 mol/l. Ab einer Temperatur von 40 °C und einer Konzentration ab 1,6 mol/l in Wasser bzw. in Wasser gelösten Säuren entsteht Vanadiumpentoxid. Die Entstehung von Vanadiumpentoxid ist irreversibel und unerwünscht, weil hierdurch die Zelle verstopft und beschädigt würde. Dieser Prozess kann durch das Einsetzen ionischer Flüssigkeiten anstelle von wässrigen Lösungen vermieden werden. Durch die höhere Konzentration an Vanadium im Elektrolyten wird eine höhere Energiedichte erreicht. Auch kann die Betriebstemperatur dann über 40 °C liegen, woraus eine höhere Leistungsdichte resultiert, da die ionischen Flüssigkeiten höhere Schmelz- und Siedepunkte als Wasser und wässrige Lösungen aufweisen. Weitere Vorteile, wie die hohe chemische Stabilität, eine hohe chemische Leitfähigkeit, ein geringer Dampfdruck oder die hohe thermische Stabilität, ergeben sich aus den chemischen Eigenschaften der ionischen Flüssigkeiten. Folgende Auswahlkriterien gelten für die elektrochemisch aktive Redox-Spezies:

- Löslichkeit der oxidierten und reduzierten Spezies im Elektrolyten
- hohe Reversibilität und schnelle Reaktionskinetik der Redox-Paare in Lade- und Entlade- Richtung, wenn möglich Vermeidung von mehrstufigen Vorgängen
- Stabilität des Elektrolyten bei der Oxidation oder Reduktion der aktiven Redox-Stoffe, z. B. zur Vermeidung von Wasserzersetzungspotenzialen
- Verzicht auf den Einsatz komplexer, schwerer Ionen.

Anforderungen an die ionenselektive Membran:

- hohe Ionenleitfähigkeit für ausgewählte Anionen oder Kationen je nach System
- Minimierung der Kreuzdiffusion von Ionen aus dem Katholyt- und Anolyt-Raum
- chemische und mechanische Stabilität im Betriebstemperaturbereich
- geringe Abnahme der Leitfähigkeit und der Ionenselektivität aufgrund im Zyklenbetrieb bedingter Alterungsvorgänge.

7.6.2 Mögliche Materialpaarungen

Neben der bereits im vorangegangenen ▸ Abschn. 7.6.1 beschriebenen reinen Vanadium-Redox-Flow-Zelle gibt es weitere Typen mit unterschiedlichen Materialpaarungen, die im Folgenden erläutert werden.

▪ Eisen Chrom Redox-Flow-Zelle

$$\text{Katholyt}: \quad Fe^{3+} + e^- \rightarrow Fe^{2+}$$
$$U^0 = 0,77\ \text{V vs. NHE} \qquad (7.72)$$

$$\text{Anolyt}: \quad Cr^{2+} \rightarrow Cr^{3+} + e^-$$
$$U^0 = -0,41\ \text{V vs. NHE} \qquad (7.73)$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \quad Cr^{2+} + Fe^{3+} \longleftrightarrow Cr^{3+} + Fe^{2+} \qquad (7.74)$$

$$\text{Standardgleichgewichtsspannung}: U^0 = 1,18\ \text{V}$$

Elektrolyt: 1M $CrCl_3$ auf der negativen und $FeCl_2$ in 2M HCl auf der positiven Seite

Elektroden: 3,15 mm Kohlenstoff-Filz (mit Spuren von Pb- und Au-Abscheidungen als Katalysator auf der Cr-Seite, um die Chrom-Reaktion reversibel zu gestalten)

Membran: Ionen Austauschmembran Series CD1 L von Ionics Inc. aus Watertown Ma.

Nebenreaktion auf der Cr (negativen)-Seite:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2 \text{ Nebenreaktion auf der Cr (negativen)-Seite}: \quad 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2;$$
$$U^0 = 0\ \text{V vs. NHE} \qquad (7.75)$$

▪ Polysulfid-Bromid-Redox-Flow-Zelle

$$\text{Katholyt}: \quad Br_2 + 2e^- \rightarrow 2Br^- \qquad (7.76)$$

$$\text{Anolyt}: \quad S_4^{2-} \rightarrow 2S_2^{2-} + 2e^- \qquad (7.77)$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \quad S_4^{2-} + Br_2 \leftrightarrow 2S_2^{2-} + 2Br^- \qquad (7.78)$$

Standardgleichgewichtsspannung: $U^0 = 1,5$ V

Elektrolyt: NaS_2/NaBr

▪ Vanadium-Brom-Redox-Flow-Zelle

$$\text{Katholyt}: \quad Br_3^- + 2e^- \rightarrow 3Br^- \qquad (7.79)$$

$$\text{Anolyt}: \quad V^{2+} \rightarrow V^{3+} + e^- \qquad (7.80)$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \quad 2V^{2+} + Br_3^- \leftrightarrow 2V^{3+} + 3Br^- \qquad (7.81)$$

Standardgleichgewichtsspannung: $U^0 = 1,3$ V

Elektrolyt: VCl_3-HCl/ NaBr-HCl

Hybrid-Flow-Systeme funktionieren nach demselben Prinzip wie die Redox-Flow-Batterie, mit dem Unterschied, dass sich während des Ladevorgangs eine ihrer elektroaktiven Komponenten (Zn) in fester Form an der Anode absetzt.

▪ Zink-Brom-Zelle

$$\text{Katholyt}: \quad Br_3^- + 2e^- \rightarrow 3Br^- \qquad (7.82)$$

$$\text{Anolyt}: \quad Zn \rightarrow Zn^{2+} + 2e^- \qquad (7.83)$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \quad Zn + Br_3^- \leftrightarrow Zn^{2+} + 3Br^- \qquad (7.84)$$

Standardgleichgewichtsspannung: $U^0 = 1,8$ V

Elektrolyt: $ZnBr_2$/ $ZnBr_2$

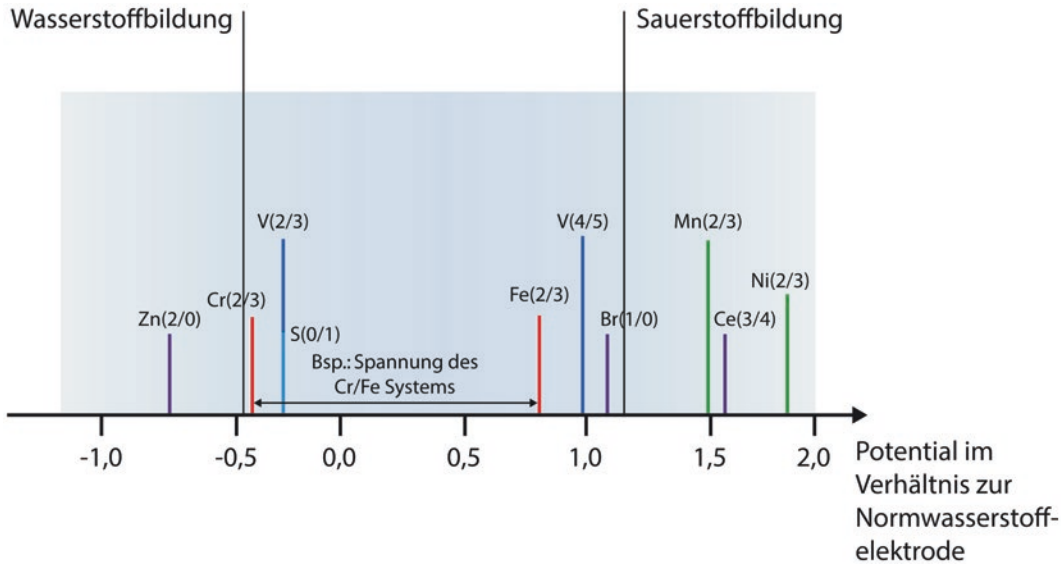


Abb. 7.73 Mögliche Materialpaarungen, nach [15]

Zink-Cerium-Zelle

$$\text{Katholyt}: \quad 2Ce^{4+} + 2e^{-} \rightarrow 2Ce^{3+} \tag{7.85}$$

$$\text{Anolyt}: \quad Zn \rightarrow Zn^{2+} + 2e^{-} \tag{7.86}$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \quad Zn + 2Ce^{4+} \leftrightarrow Zn^{2+} + 2Ce^{3+} \tag{7.87}$$

Standardgleichgewichtsspannung: $U^0 = 2{,}4$ V

Elektrolyt: CH_3SO_3H/ CH_3SO_3H

Folgendes Schema in Abb. 7.73 zeigt die in Frage kommenden Redox-Paarungen:

7.6.3 Lade- und Entladestrategien

Die Lade- und Entladestrategien sind für Redox-Flow-Zellen aufgrund ihrer technischen Eigenschaften (Tiefenentladefähigkeit, sehr hohe Zyklenzahl) von eher geringer Bedeutung. Das hebt diesen Energiespeicher im Vergleich zu anderen elektrochemischen Speichern besonders hervor. Bei Blei-Akkumulatoren und auch Lithium-Ionen-Akkumulatoren ist die Strategie zur Be- und Entladung dagegen von elementarer Bedeutung, weil hier die Lebensdauer und die Zyklenzahlen stark von der gewählten Strategie abhängen.

Ein einfaches Monitoring des Ladezustands der Anlage ist durch die Messung der Leerlaufspannung möglich. Abbildung 7.74 zeigt die Ruhespannung der Zelle als Funktion des Ladezustands des Moduls. Der Betrieb einer Redox-Flow-Anlage setzt die Verwendung eines Batteriemanagementsystems voraus. Dieses System misst das Temperaturniveau, die Spannung und den Strom und hält die Zelle möglichst in einem optimalen Betriebspunkt.

Strom-Spannungscharakteristik

Bei niedrigen Strömen ist die Durchtrittsüberspannung am größten. Bei hohen Strömen, wenn die elektrochemischen Reaktionen schneller ablaufen, als Edukte nachgeführt werden, tritt die Diffusionsüberspannung U_χ auf. In dem Bereich der ohmschen Verluste ist der Verlauf näherungsweise linear. Der Zellwiderstand sowie die Überspannung U_η können experimentell von Strom-Spannungswerten im linearen Bereich bei einem bestimmten Ladezustand der Zelle ermittelt werden.

Die Strom-Spannungscharakteristik wird in Abb. 7.75 dargestellt.

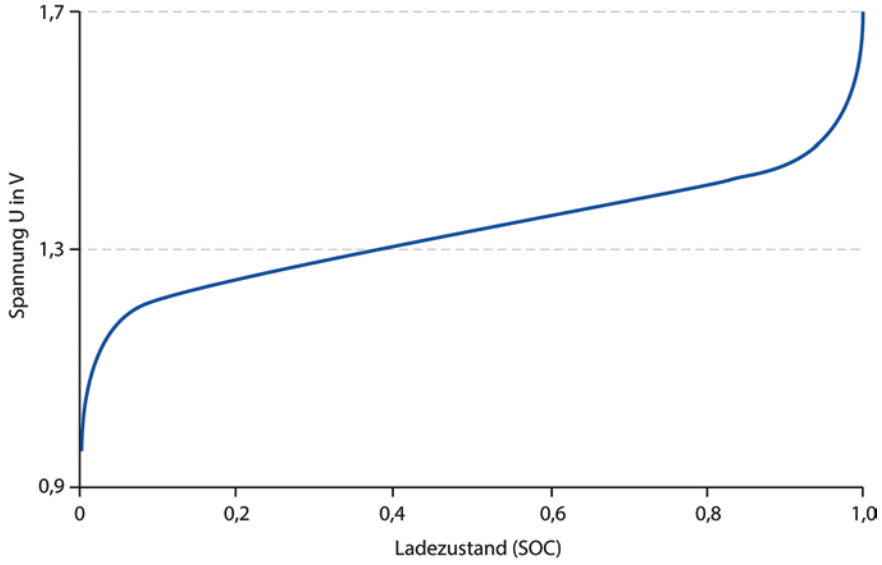


Abb. 7.74 Ruhepotenzial einer VRF-Zelle vs. Ladezustand

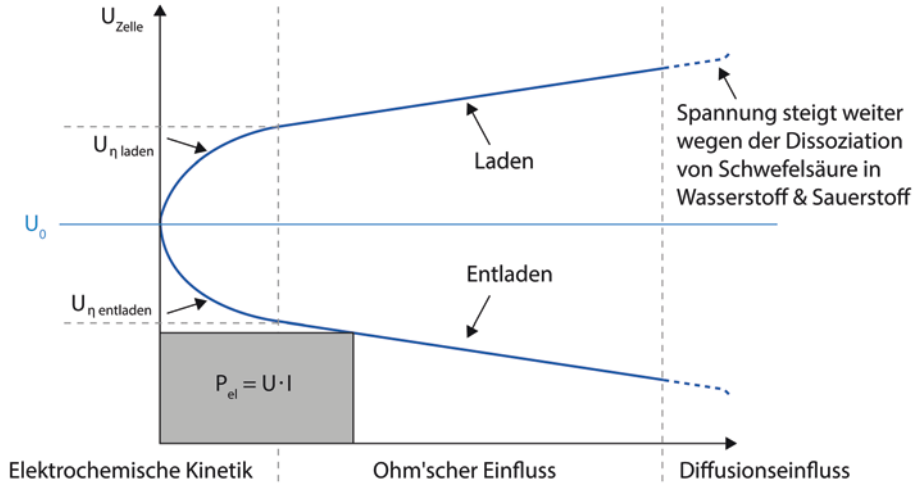


Abb. 7.75 Strom- Spannungscharakteristik

Ersatzschaltbild

Das stark vereinfachte Ersatzschaltbild der Redox-Flow-Zelle in Abb. 7.76 besteht aus einem ersten RC-Glied und einem ohmschen Widerstand. Weiterhin muss das RC-Glied zu den Diffusions- und Ausgleichsprozessen berücksichtigt werden. Auch wenn dies z. B. in einem Betrieb mit einem optimalen Temperaturniveau fast zu vernachlässigen ist, erhöht sich der Widerstand bei sinkender Temperatur deutlich.

R_D steht für den Durchtrittswiderstand des Ladungstransfers der Elektrodenreaktion und C_D für die Aufladung der Doppelschicht. Mit R_Ω werden die ohmschen Widerstände beschrieben. Im RC-Glied der Diffusions- und Ausgleichsprozesse beeinflusst das Temperaturniveau den Widerstand und die Diffusionsprozesse die Kapazität.

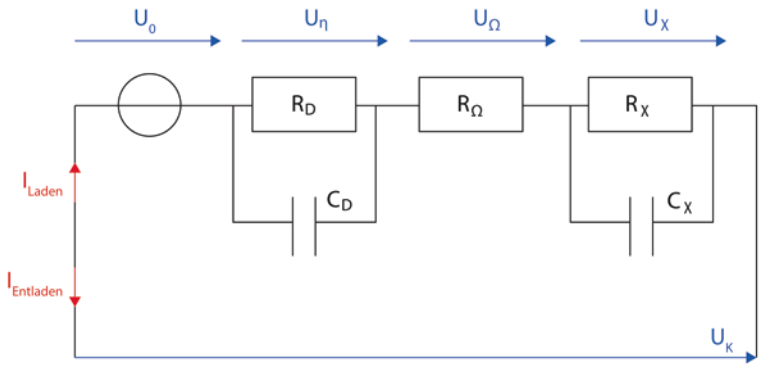


Abb. 7.76 Das Ersatzschaltbild der Redox-Flow-Zelle

7

Tab. 7.15 Kennwerte von RFB-Systemen im Vergleich (s. [15])

System	Zellspannung in V	Stromdichte in mA/cm²	Ah-Wirkungsgrad in %	Energie-Wirkungsgrad in %
Fe/Cr	1,03	6,5	81	66
Bromine/ Polysulfide	1,53	60	90	67
Vanadium/ Vanadium	1,70	80	90	72–81
Vanadium/ Brom	1,70	–	–	80

7.6.4 Energie-, Leistungsdichte und Wirkungsgrad

Der elektrische Wirkungsgrad der Redox-Flow-Zelle ist relativ hoch und liegt bei ca. 90 %. Betrachtet man jedoch den Wirkungsgrad unter Berücksichtigung der Verluste durch sogenannte Peripheriegeräte wie Pumpen, so wird ein Wirkungsgrad von 70–80 % erzielt (s. Tab. 7.15). Wie bereits erwähnt, lassen sich Energiedichte und Leistung unabhängig voneinander skalieren. Die Energiedichte hängt somit lediglich von der Löslichkeit der Elektrolyte in den Flüssigkeiten ab und die Leistung von der Art der Verschaltung einzelner Stacks. Die Kapazität wiederum ist von der Größe der Tanks abhängig.

Es gibt zwei wichtige Faktoren, die zu einer Minderung der Energieeffizienz von RFB führen:

1. Parasitäre Ströme entlang der parallel geschalteten Elektrolytleitungen

Dabei handelt es sich um einen Ionenstromfluss, der als Nebenschluss zu den Stromleitungen der Bipolarelektroden fließt. Diese Shunt-Ströme verursachen Energieverluste zwischen 3 und 5 %. Es besteht dabei die Gefahr der Bildung von metallischen Dendriten entlang der Elektrolytleitungen, die zu Verstopfungen führen können. Die resultierende Entstehung von Konzentrationsgradienten der elektroaktiven Spezies kann zu Korrosionserscheinungen der Zellkomponenten führen. Als Gegenmaßnahme werden dünnere Elektrolytleitungen verwendet, die eine Erhöhung des Widerstands bewirken. Dies erfordert einen schnelleren Ionenfluss mit entsprechend höheren Druckdifferenzen. Andererseits steigert dies den Energiebedarf der Peripherieeinrichtungen.

2. Pumpleistung

Sie wird benötigt, um den Elektrolyten zirkulieren zu lassen. Die Gegenmaßnahme, größere Leitungsquerschnitte zu verwenden, würde jedoch die Shunt-Ströme steigern.

Jede Optimierung bezüglich der oben genannten Effizienzminderungsfaktoren kann nur als Kompromiss zwischen den beiden Punkten gestaltet werden.

7.6.5 Die Redox-Flow-Batterie im Vergleich

Im Vergleich zu anderen elektrochemischen Batterietechnologien lassen sich folgende Vorteile benennen:

- einfacher und modularer Zellenaufbau
- für große Speicherkapazitäten geeignet
- sehr hohe Lebensdauer, da Elektroden nicht reagieren und somit nicht degenerieren
- flexible Dimensionierung von Energie und Leistung durch Trennung von Energiewandler und Speicher
- gute Vermeidbarkeit von Selbstentladung, da die Elektrolytflüssigkeiten getrennt voneinander gelagert werden (Anolyt und Katholyt). Das heißt, die Selbstentladung beschränkt sich auf die in der Zelle selbst befindlichen Reaktanten
- kurze Reaktionszeit von unter 100 ms
- geringer Wartungsaufwand
- gute Umweltverträglichkeit
- schnelle Ladbarkeit durch Austausch der Elektrolyten (was jedoch im Akkumulatorbetrieb keine Rolle spielt).

Dahingegen können die folgenden Nachteile angeführt werden:

- relativ geringe Energie und Leistungsdichte
- Erforderlichkeit von Hilfsaggregaten und der damit zusammenhängende Energieverbrauch, der den Systemwirkungsgrad mindert
- Nebenströme (Bypass-Ströme) führen zur Verringerung des Wirkungsgrades
- gleichmäßige Strömungsverhältnisse in der Zelle nötig; besonders bei großen Zellen können ungleichmäßige Strömungsverhältnisse Nebenprodukte erzeugen, beispielsweise Gase, die den Zellstapel zerstören
- Schwierigkeiten beim Abdichten der Zellen und Zellstapel
- verringerte Zellspannung aufgrund der Vermischung der Reaktanten während der Entladung
- schwieriges Beibehalten der Konzentration und Reinheit der Redox-Paare

7.6.6 Lebensdauer und lebensdauerverkürzende Mechanismen

Zurzeit gibt es noch relativ wenig Erfahrung zur Lebensdauer der zentralen Reaktionseinheit bzw. der Elektrolyte der Redox-Flow-Zelle. Prinzipiell finden bei den aktuellen Zelltypen (Vanadium) keine strukturellen Änderungen der einzelnen Komponenten statt und es wird von einer sehr hohen Lebensdauer ausgegangen. Für die reine Vanadium-Zelle werden von den Herstellern Zyklenzahlen oberhalb 13.000 angegeben. Auch für die anderen Elektrolyt- und Zelltypen werden bereits 10.000 Zyklen veranschlagt, wenn diese in einem Bereich des Ladezustands von 20–80 % betrieben werden. Damit stellt die Redox-Flow-Zelle eine der langlebigsten Akkumulatoren-Typen dar. Lebensdauerverkürzende Mechanismen wie z. B. eine Zerstörung der Zelle durch Dendritenbildung können durch die richtige Handhabung und Anwendung quasi ausgeschlossen werden. Die Langlebigkeit der Redox-Flow-Zelle mit wässrigen Lösungen wird jedoch stark beeinträchtigt, sobald sie z. B. bei einem zu niedrigen oder zu hohen Arbeitstemperaturniveau betrieben wird. Die Lebensdauer kann auch verkürzt werden, wenn die Konzentration des Elektrolyten in der Flüssigkeit falsch gewählt wird und sich dadurch Ablagerungen bilden, die wiederum die Membran zusetzen, »verkleben« oder gar zerstören.

7.6.7 Anwendungsbereiche von Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Systeme werden derzeit für vier Anwendungsgebiete vorgesehen:

1. Zum Lastspitzenausgleich und zur Spannungsstützung

Die reine Vanadium-Redox-Flow-Zelle und die Zink/Brom-Zelle werden in diesem Bereich bereits heute eingesetzt, vor allem in den USA und in Japan.

- Der japanische Energieversorger Kansai Electric Power Corporation setzt zum Lastspitzenausgleich seit ca. zwei Jahrzehnten auf Redox-Flow-Batterien.
- Seit 2004 setzt die Pacific Corporation in Utah, USA, die Vanadiumtechnologie ein, um durch Lastspitzenausgleich das eigene Versorgungsnetz zu stabilisieren. Die hier verwendete Vanadium-Redox-Flow-Batterie weist eine Leistung von 250 kW und eine Energiemenge von 2 MWh auf.
- Die ZBB Energy Corporation und die California Energy Comission betreiben je einen Energiespeicher mit einer Kapazität von 2 MWh, um Lastspitzen von bis zu 1,5 MW zu kompensieren.
- In der irischen Grafschaft Donegal wird die erzeugte Elektrizität eines Windparks teilweise in einer 2 MW/12MWh Vanadium-Redox-Flow-Zelle zwischengespeichert und zeitversetzt ins Netz eingespeist (s. [28]).

2. Zur Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie

Aufgrund der zukünftigen Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen und der damit verbundene größer werdende Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie kann die Technologie der Redox-Flow-Zelle eine Möglichkeit sein, einen Teil dieser benötigten Energie auch lokal bereitzustellen bzw. zu kompensieren.

3. Als Backup-/ UPS-Systeme zur Notstromversorgung und zum Betrieb von Inselnetzen

Überschüssige Windenergie wird auf King Island (Australien) durch eine Redox-Flow-Zelle (200/800 kWh) zwischengespeichert und bei Bedarf ins Netz gespeist. Dabei wird das Inselnetz durch eine Vanadium-Redox-Flow-Zelle betrieben, die 1800 Personen mit Strom versorgt (s. [28]).

4. Als Speicher in der Elektromobilität

In der Elektromobilität könnte der Einsatz von Redox-Flow-Batterien einen entscheidenden Vorteil gegenüber den Lithium-Ionen-Akkus dadurch erlangen, dass die Ladezeiten deutlich gesenkt werden könnten. Ist der Elektrolyt der Zelle verbraucht bzw. entladen, könnte die Elektrolytflüssigkeit an der Tankstelle abgelassen und geladene Flüssigkeit nachgetankt werden, ähnlich dem Tankvorgang mit Benzin oder Diesel. Die abgelassene Elektrolytflüssigkeit würde dann an der Tankstelle elektrisch wieder aufgeladen werden und dem nächsten Verbraucher zur Verfügung stehen. Dieser Prozess wäre reversibel und regenerativ. Der große Nachteil im Vergleich zur Lithium-Ionen-Technologie besteht in der noch geringeren Energiedichte, die sich auf die Reichweite auswirkt. Zurzeit betrüge die Reichweite eines mit einer Redox-Flow-Zelle betriebenen Fahrzeugs in etwa nur ein Viertel der Reichweite eines Fahrzeugs, in dem Lithium-Akkus eingesetzt werden (s. [25]).

7.6.8 Recycling, Umwelt und Sicherheit

Der Elektrolyt kann sowohl intern (durch den Ladevorgang) als auch extern (durch einen Recyclingprozess) vollständig regeneriert werden, ohne Vanadium-Verluste in Kauf nehmen zu müssen. Bei unsachgemäßer Handhabung oder bei Unfällen wäre Vanadium zwar unkritisch, aber Schwefelsäure (Lösungsmittel) und sich durch Austrocknen oder Brände entwickelnde Vanadium-Stäube wären gegebenenfalls problematisch.

Fazit

- Die Besonderheit der Redox-Batterien besteht in der **räumlichen Trennung der Speicherbehälter und der Reaktionszelle**. Damit kann bei diesem Batterietyp Energie und Leistung nahezu beliebig kombiniert werden.
- Die Technologie ist **weit fortgeschritten**, dennoch sind noch **viele Fragen unbeantwortet**, die in aktuellen Forschungsprojekten untersucht werden:
  - Durch **Materialverbesserungen** könnten Wirkungsgrade von bis zu 90 % erreicht werden.
  - **Elektroden aus Karbonfasern** mit deutlich geringerem Widerstand könnten ihren Einsatz finden.

– Weitere Themen sind die **Kostenreduktion** der Anlagen durch Verwendung **preisgünstigerer Materialen.**

Literatur

1. Berndt D (1986) Bleiakkumulatoren, 11., neubearb. u. erw. Aufl. VDI-Verlag, Düsseldorf
2. Besenhard JO (1999) Handbook of battery materials. Wiley-VCH, Weinheim
3. Bode H (1977) Lead-acid batteries. A Wiley-interscience series. Wiley, New York
4. Bullock KR (1982) Self-discharge in acid-starved lead-acid batteries. J Electrochem Soc 129(7):1393. doi:10.1149/1.2124172
5. DIN (1979) DIN 41 772: Halbleiter-Gleichrichtergeräte, DIN – Deutsche Industrie Norm. Beuth Verlag, Berlin
6. DIN (2011) DIN EN 50272–2– Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 2: Stationäre Batterien; Deutsche Fassung EN 50272–2:2001, DIN – Deutsche Industrie Norm. Beuth Verlag, Berlin
7. Dustmann C (1991) Zukunftschancen für Hochenergiebatterien. Batter Akkumulatoren 112(21):1154–1158
8. Eck G (1990) High temperature storage battery. (European Patent 19880117185). Anmeldenr.: EP19880117185, Publikationsdatum: 29.08.1990
9. Ellis BL, Lee KT, Nazar LF (2010) Positive electrode materials for Li-ion and Li-batteries. Chem Mater 22(3):691–714. doi: 10.1021/cm902696j
10. Engel KM (2005) Natrium-Batterien, Teil des Skriptums Automobiltechnik. Berner Fachhochschule, Bern
11. Eulitz C, Scheuermann S, Thier H (1965) Brockhaus ABC Chemie. F.A. Brockhaus, Leipzig
12. Falk Salkind (1969) Alkaline storage batteries. Wiley, New York
13. Goodenough JB, Kim Y (2010) Challenges for rechargeable Li batteries. Chem Mater 22(3):587–603. doi: 10.1021/cm901452z
14. Hoppecke (2013) Rekombinationssystem für stationäre Batterien, Hoppecke. ► http://www.hoppecke.de/produkte/zubehoer/aquagen_r_premium_top. Zugegriffen: 4. Sept. 2013
15. Jossen A (2007) Elektrische Energiespeicher – Redox-Flow Batterien ein System zur Langzeitspeicherung, ZSW Ulm. Http://bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/690a7c5e-c0ef-3e32–606c-6b892e8e551.pdf/09_jossen.pdf. Zugegriffen: 18. Juni 2012
16. Kiehne H (2003) Batterien. Grundlagen und Theorie, aktueller technischer Stand und Entwicklungstendenzen; mit 51 Tabellen, 5 Aufl. (Kontakt & Studium), Bd 57. Expert-Verlag, Renningen
17. Lander JJ (1956) Further studies on the anodic corrosion of lead in H[sub 2]SO[sub 4] solutions. J Electrochem Soc 103(1):1–8. doi: 10.1149/1.2430227
18. Linden D (1995) Handbook of batteries, 2 Aufl. McGraw-Hill, New York
19. Lu X, Lemmon JP, Sprenkle V et al (2010) Sodium-beta alumina batteries: status and challenges. JOM 62(9):31–36. doi:10.1007/s11837–010-0132–5
20. Merck (2009) Produktinformationsbroschüre: Materials for Li-ion batteries and double-layer capacitors. Merck KGaA, Darmstadt
21. Moosbauer DJ (2010) Elektrochemische Charakterisierung von Elektrolyten und Elektroden für Lithium-Ionen-Batterien – Entwicklung einer neuen Messmethode für elektrochemische Untersuchungen an Elektroden mit der EQCM. Dissertation. ► http://epub.uni-regensburg.de/18757/. Zugegriffen: 4. Sept 2013
22. NGK (2009) Energy storage system for reducing CO_2 emissions, Hannover
23. NGK (2012a) Cause of NAS battery fire incident, safety enhancement measures and resumption of operations, NGK. ► http://www.ngk.co.jp/english/news/2012/0607.html. Zugegriffen: 3. Okt 2013
24. NGK (2012b) NGK will implement NAS→ battery safety enhancement measures and meticulous quality assurance in an effort to restore confidence and expand business. Tokyo
25. Noak J (2009) Verbesserte Redox-Flow-Batterien für Elektroautos. PI 16.09.2009, Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT. ► http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2009/09/redox-flow-batterie-fuer-elektroautos.html. Zugegriffen: 3. Okt 2013
26. Noak J, Berthold S, Tübke J (2009) Lastausgleich durch Redox-Flow-Batterien, Energy20.net. ► http://www.energy20.net\PI\Index.php?StoryID=317&articleID=152659. Zugegriffen: 18. Juni 2012
27. Novacheck F, Himelic J (2011) Sodium sulfur battery energy storage and its potential to enable further integration of wind (Wind-to-Battery Project). Xcel energy renewable development fund, Denver CO
28. Oertel D (2008) Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring Nachhaltige Energieversorgung. TAB-Arbeitsbericht. Buero fuer Technikfolgen-Abschaetzung beim Dt. Bundestag, Berlin
29. Park M, Zhang X, Chung M et al (2011) A review of conduction phenomena in Li-ion batteries. J Power Sources 196(1):13–24
30. Pohl C, Kriebs K (2006) Prüfung von wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten einer NaS-Batterie, TSB
31. Röhr C (2013) Chemie der Metalle. Oxide und Hydroxide. Institut für Anorganische und Analytische Chemie, Universität Freiburg
32. Ruetschi P (2004) Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries. J Power Sources 127(1–2):33–44. doi: 10.1016/j.jpowsour.2003.09.052
33. Rüetschi P, Angstadt RT (1958) Self-discharge reactions in lead-acid batteries. J Electrochem Soc 105(10):555. doi: 10.1149/1.2428662
34. Rummich E (2009) Energiespeicher. Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen; mit 22 Tabellen. Expert-Verlag, Renningen

35. Schöpe F, Karden E, Küssel R (1997) Batteriemanagementsysteme für Elektrostraßenfahrzeuge. FAT-Schriftenreihe, Nr. 132. FAT, Frankfurt a. M.
36. Sopicka-Lizer M (2010) High-energy ball milling. Mechanochemical processing of nanopowders. Woodhead Publishing in materials. Woodhead Publishing, CRC Press, Oxford
37 Steudel R, Steudel Y (2013) Polysulfide chemistry in sodium-sulfur batteries and related systems–a computational study by G3X(MP2) and PCM calculations. Chem Eur J 19:3162–3176. doi:10.1002/chem.201203397
38. Tanka K (2013) Recent sodium sulfur battery applications in Japan. TEPCO, Nagoya
39. Thaller L (1976) Electrically rechargeable redox flow cell (US Patent 3996064)
40. Valoen L, Reimers JN (2005) Transport properties of LiPF6-based Li-ion battery electrolytes. J Electrochem Soc Interface 152:A882–A891
41. Whittingham S (2004) Lithium batteries and cathode materials. (Department of Chemistry and Materials Science, New York). Chem Rev 104(10):4271–4302
42. Xu K (2004) Nonaqueous liquid electrolytes for lithium-based rechargeable batteries. Chem Rev 104(10):4243–4886
43. Zhang W (2011) A review of the electrochemical performance of alloy anodes for lithium-ion batteries. J Power Sources 196(1):13–24. doi: 10.1016/j.jpowsour.2010.07.020
44. Zimmermann UD (2013) Oxidkeramik – Aluminiumoxid (Al2O3). Der bekannteste oxidkeramische Werkstoff, CeramTec GmbH. ► http://www.ceramtec.de/werkstoffe/aluminiumoxid/. Zugegriffen: 2. Okt 2013
45. ZVEI (2011) Merkblatt des ZVEI Nr. 3. Anforderungen an Elektrolyt und Nachfüllwasser für Bleibatterien, ZVEI

Chemische Energiespeicher

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 8.1
Fritz Crotogino (KBB Underground Technology): Abschnitt 8.4
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.1, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, 8.7
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitte 8.1, 8.2, 8.6, 8.7
Dr.-Ing. Daniel Teichmann (Hydrogenious Technologies GmbH): Abschnitt 8.4
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6

Übersicht

Die rein **elektrische** Energiespeicherung ist die Stromspeichertechnologie mit der **höchsten Effizienz**, aber mitunter auch mit den höchsten Kosten und kleinsten **Kapazitäten**. Die **elektrochemische** Energiespeicherung erreicht höhere Kapazitäten bei geringeren Kosten – zulasten des Wirkungsgrades. Ähnlich setzt sich das Ganze mit **chemischen Energiespeichern** fort: Batterien (Akkumulatoren) kommen kapazitätsmäßig an ihre Grenzen, wenn es um eine verlustarme Langzeitspeicherung geht. Die chemische Energiespeicherung und -lagerung erfüllt diese Ansprüche vollends. Zwar ist das Einspeichern mit deutlichen Wirkungsgradverlusten verbunden, aber aus heutiger Sicht in Verbindung mit der vorhandenen Gas- und Kraftstoffinfrastruktur die **einzige** nationale **Option** zur **Langzeitspeicherung erneuerbarer Energien**.
Chemische Energiespeicher sind heute das **Rückgrat** der **konventionellen Energieversorgung**. Feste (Holz, Kohle), flüssige (Erdöl) und gasförmige (Erdgas) **Energieträger** stellen selbst »Energiespeicher« dar und werden über unterschiedliche Technologien gespeichert. Auch in der Energiewende kommt chemischen Energiespeichern eine **tragende Rolle** zu, vor allem in der Funktion als Langzeitspeicherung für den Stromsektor, aber auch als **Brenn- und Kraftstofflieferant** für Mobilität und Wärme. Neben den konventionellen Speichertechnologien wird daher in diesem Kapitel ausführlich auf die Speicherung von erneuerbaren Energien in Form von gasförmigen (**Power-to-Gas**) und flüssigen (**Power-to-Liquid**) Energieträgern für Strom, Wärme, Chemie und als **Stromkraftstoffe** eingegangen.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_8

8.1 Grundlagen – 330
8.1.1 Das C-H-O-System als Basis der chemischen Energiespeicherung – 330
8.1.2 Wasserstoff als Energieträger – 332
8.1.3 Wasserstoffherstellung – 334
8.1.4 Thermodynamik der Wasserspaltung – 342
8.1.5 Elektrolytische Leitfähigkeit – 347

8.2 Einspeichertechnologie Wasserelektrolyse – 354
8.2.1 Überblick – 354
8.2.2 Elektrolysezelle – Elektrolysearten – 356
8.2.3 Elektrolyseblock – Stackdesign – 361
8.2.4 Elektrolyseur, Elektrolyse-Anlage und ihre Peripherie – 361
8.2.5 Vergleich der einzelnen Elektrolysetechnologien – 364
8.2.6 Wirkungsgradsteigerung durch Abwärmenutzung – 364

8.3 Einspeichertechnologien Methanisierung und chemische Synthesen – 370
8.3.1 Überblick und Methan als Energieträger – 370
8.3.2 CO_2-Quellen für Power-to-X – 372
8.3.3 Chemische Methanisierung – 374
8.3.4 Biologische Methanisierung – 382
8.3.5 Methanolsynthese – 390
8.3.6 Fischer-Tropsch-Synthese – 395

8.4 Speichermedien und Lagerung – 402
8.4.1 Gasförmige Speichermedien – 402
8.4.2 Flüssige Speichermedien – 416
8.4.3 Feste Speichermedien – 427

8.5 Ausspeichertechnologien – 431
8.5.1 Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung – 431
8.5.2 Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden – 440
8.5.3 Mobilität und Verkehr – 446

8.6 Das Speichersystem Power-to-Gas – 449
8.6.1 Anfänge von Power-to-Gas – 449
8.6.2 Power-to-Gas-Wasserstoff – 452
8.6.3 Power-to-Gas-Methan – 455
8.6.4 Wirkungsgrade, Potenziale, CO_2-Emissionen und Kosten – 462
8.6.5 Vor- und Nachteile von Wasserstoff vs. Methan – 468

8.7 Das Speichersystem Power-to-Liquid – 470
8.7.1 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Fischer-Tropsch- Flüssigkraftstoffen – 473
8.7.2 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Methanol – 473
8.7.3 Wirkungsgrade, Kosten und erste Märkte – 475

8.8 Ocean Fuels als Weiterentwicklung von Power-to-Gas und Power-to-Liquid – 476
8.8.1 Rohstoffe und Kraftstoffe vom Meer – eine Frage des Potenzials und der Akzeptanz – 476
8.8.2 Option schwimmende Windplattformen – 480
8.8.3 Option Segelenergie – 482

8.9 CO_2-minderndes Energiesystem mit Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Ocean Fuels – 485

8.10 Zusammenfassung – 487

Literatur – 489

8.1 Grundlagen

8.1.1 Das C-H-O-System als Basis der chemischen Energiespeicherung

Die drei entscheidenden Elemente der chemischen Energiewirtschaft – und damit auch der chemischen Speicherung – sind Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O).

Aus ◘ Abb. 8.1 können die chemische Zusammensetzung von organischen Verbindungen sowie ihre Verbrennungsprodukte abgelesen werden. Die Verbindungslinien zwischen Sauerstoff, Wasserstoff und Kohlenstoff werden dafür im Verhältnis der Stoffzusammensetzung geteilt. Die Abbildung zeigt die drei Elemente und ihre für die Energiewirtschaft wichtigsten Verbindungen:

- H_2O und CO_2 als Verbrennungsprodukte sowie alle Mischungen daraus, die auf der Verbrennungsproduktlinie zwischen diesen beiden Verbindungen liegen
- CH_2O als Stellvertreter für Biomasse (Zucker: $C_6H_{12}O_6$) sowie deren Dehydratisierungsprodukte Torf, Braunkohle, Steinkohle und Anthrazit auf der Karbonisierungslinie zwischen CH_2O und C
- gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe, also Methan, Flüssiggase, Benzin, Diesel, Kerosin und Wachse, die zwischen CH_4 mit aufsteigender Kettenlänge bis zum CH_2 (stellvertretend für eine unendlich lange Kohlenwasserstoffkette) aufgereiht liegen
- alle Alkohole, die durch ihre OH-Gruppe analog rechts der Kohlenwasserstoffe liegen (nicht dargestellt)
- Der Energiegehalt und damit das Speicherpotenzial eines Stoffes steigen, je näher er sich an der HC-Achse der Kohlenwasserstoffe befindet, und fallen mit zunehmender Oxidation und Nähe zum Sauerstoff.

Fossile Energiewirtschaft und Biomassenutzung als Einbahnstraße

Die größte Bewegung in diesem System erfolgt heute von links nach rechts durch die Verbrennung gespeicherter chemischer Verbindungen. ◘ Abbildung 8.2 zeigt die wichtigsten chemisch-energiewirtschaftlichen Zusammenhänge: Die Prozesse der fossilen Energiewirtschaft sind durch Verbrennung von Kohlenwasserstoffen und Kohle gegeben, d. h. deren Oxidation und damit Überführung auf die Verbrennungsproduktlinie. Es wird ersichtlich, dass sich die fossile Energiewirtschaft lediglich von links nach rechts bewegt. Die Reduktion des globalen Biomassebestands vor allem durch die nicht nachhaltige Abholzung der Regenwälder sowie der Abbau von Torf folgen dem gleichen Prinzip und erhöhen folglich den CO_2-Anteil der Atmosphäre.

Natürliche und künstliche Photosynthese schließt den Kohlenstoffkreis

Die einzige natürliche »Gegenbewegung« bzw. Alternative zur fossilen Energiewirtschaft stellt die Photosynthese dar, indem sie unter Einbeziehung von Solarenergie Verbrennungsprodukte zu Biomasse und damit einen energiehaltigen Ausgangspunkt der fossilen Energieträger aufarbeitet. Ihr Umsatz ist jedoch viel zu gering, um den menschlichen Bedarf an Energieträgern zu decken. Dieser Engpass begründet, warum biogene Kohlenwasserstoffe und biogene Kohle aus hydrothermaler Karbonisierung (dunkelgrauer Pfeil, auch Pflanzenkohle, Biokohle oder engl. »biochar«) keine Lösung zur Deckung des Bedarfs an chemischen Energieträgern darstellen können.

Zur Überwindung dieses Engpasses kam das Konzept der Wasserstoffwirtschaft (hellgrauer Pfeil) auf, deren wichtigste Fähigkeit in der Photosynthese-unabhängigen Herstellung eines chemischen Energieträgers durch Elektrolyse liegt. Damit wurde es möglich, die Einbahnstraße der Verbrennung in eine geschlossene Kreislaufwirtschaft ohne biologische Prozesse zu überführen.

Da Wasserstoff hinsichtlich Lager- und Transportierbarkeit jedoch nicht von allen Anwendungen, die bisher mit Kohlenwasserstoffen arbeiten, adaptiert werden kann, folgten in jüngerer Zeit die Konzepte der synthetischen Kohlenwasserstoffe (gelber Pfeil: Wind-/Solarmethan, Windgas, Power-to-Gas; blauer Pfeil: Power-to-Liquid).

Über Power-to-Gas können vorhandene Gasspeicherkapazitäten und Gaskraftwerke genutzt werden. Damit wird der Bedarf an Langzeitspeichern befriedigt und das Problem der Langzeitspeicherung im Stromnetz gelöst (s. ► Kap. 3). Ebenso wird dafür eine Option geschaffen, im Wärmebe-

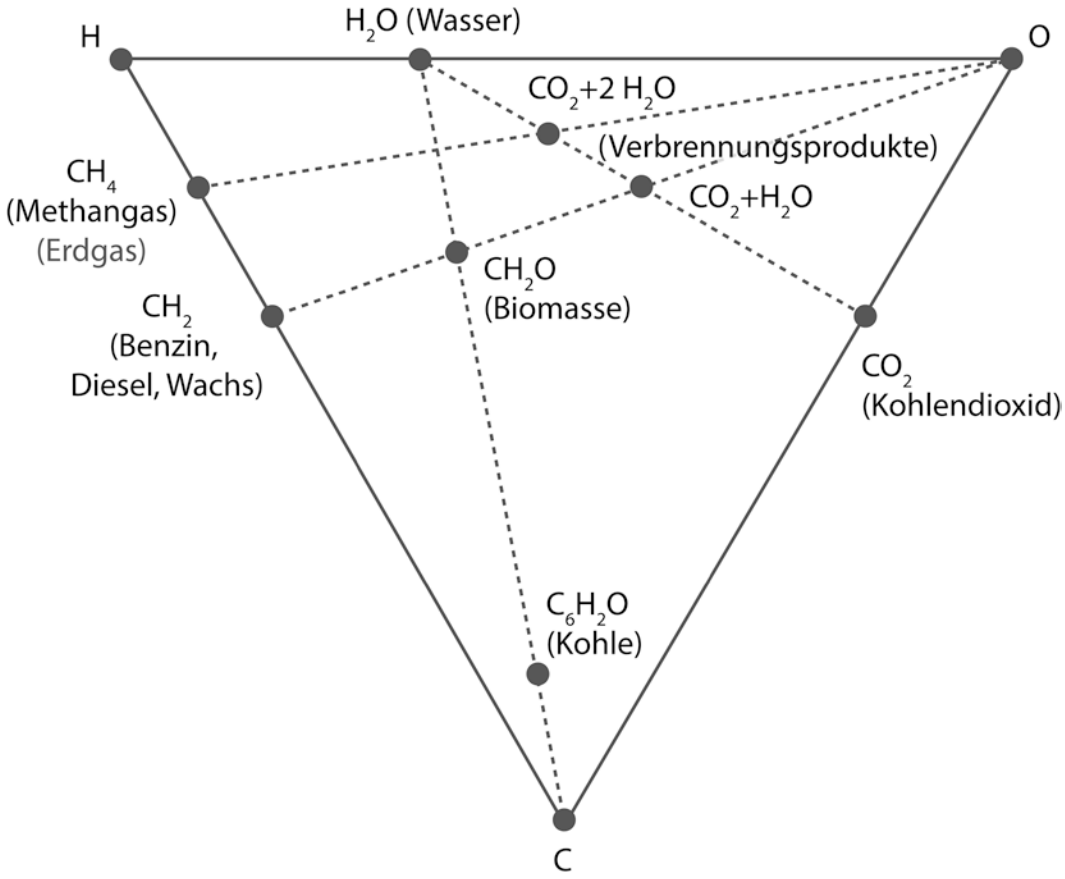


Abb. 8.1 Aufbau des fossilen Systems zwischen den Elementen Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff, nach [130]

reich den zukünftigen Speicherbedarf zu decken (s. ▶ Kap. 4). Insbesondere aber der Luft- sowie der terrestrische Langstreckenverkehr sind auf die höhere Energiedichte der flüssigen Kohlenwasserstoffe angewiesen (s. ▶ Kap. 5). Diese hohe Energiedichte liegt zum einen im molekülspezifisch größeren Heizwert (Methan, Flüssiggase), zum anderen im flüssigen oder festen Aggregatzustand (Benzin, Diesel, Kerosin, Wachs) begründet.

Wind- und Wasserkraft, Solarenergie und Geothermie als einzige Energieoptionen

Damit der Kohlenstoffkreislauf tatsächlich geschlossen wird, ist es notwendig, dass die Energie für die technisch nachgebildete Photosynthese aus kohlenstofffreien Energieträgern wie Windkraft, Solarenergie, Wasserkraft oder Geothermie stammt. Alle anderen Wege der Nutzung kohlenstoffhaltiger Energieträger wie fossile Energie oder Biomasse führen aufgrund der Verluste im Prozess zu einem höheren CO_2-Ausstoß und können den Kreis nicht schließen. Die CO_2-arme Kernkraft ist ebenso auszuschließen, da zwar CO_2 weitgehend vermieden wird, dafür aber ein bisher ungelöstes Entsorgungs- und Sicherheitsproblem mit nicht abschätzbaren Folgekosten geschaffen wird. Die verbleibenden erneuerbaren kohlenstofffreien Energiequellen werden für das Schließen des Kohlenstoffkreislaufs aus heutiger Sicht am kostengünstigsten über ihre Wandlung in Strom bereitgestellt, weshalb die Wasserelektrolyse die zentrale technische Komponente für diesen Weg darstellt.

Die Volumenangaben für Gase sind stets in Normkubikmeter (V_n) angegeben.

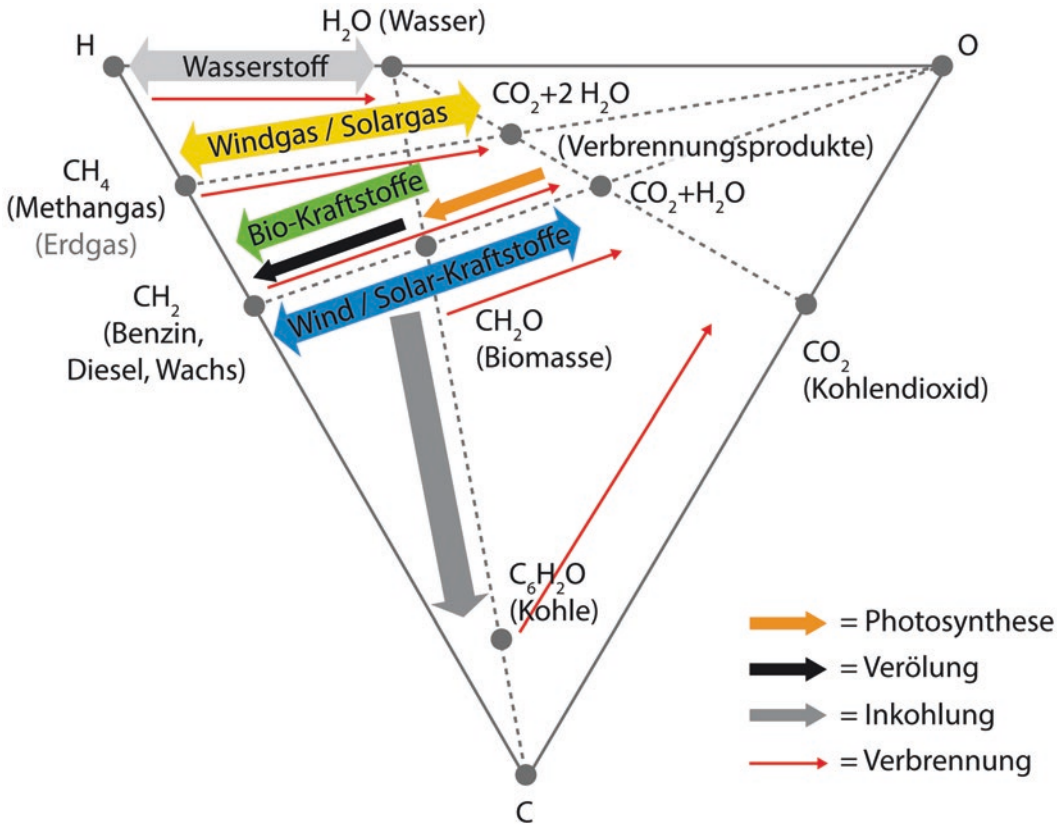


Abb. 8.2 Natürliche Photosynthese und ihre Nachbildung über Wasserelektrolyse und Synthesen als chemische Energiespeicherung zur Schließung des Kohlenstoffkreislaufs, aufbauend auf [130]

Definition

Ein **Normkubikmeter** ist eine Volumenmaßeinheit für Gase. Sie wird zum Vergleich von Gasmengen bei unterschiedlichen Temperaturen und Drücken verwendet.
Die Gase werden im physikalischen Normzustand bei einer Standardtemperatur von $T_n = 273{,}15\ \text{K} = 0\ °\text{C}$ und einem Standarddruck von $p_n = 1{,}01325$ bar verglichen.

8.1.2 Wasserstoff als Energieträger

Entdeckung und Vorkommen

Wasserstoff wurde im Jahre 1766 von dem englischen Physiker und Chemiker Henry Cavendish bei Forschungsarbeiten zu Metallen und Säuren entdeckt und erstmals beschrieben. Parallel dazu wies der französische Chemiker Antoine Laurent de Lavoisier 1787 in einem Experiment nach, dass bei chemischen Reaktionen die Masse der Reaktanden erhalten bleibt. Dabei entdeckte er Knallgas, was er in einer entsprechenden Probe nachwies. In weiteren Experimenten wandelte er Knallgas in Wasser um, was für ihn ausschlaggebend für die Namensgebung von »Wasserstoff« war. Der Name »Wasserstoff« oder engl. »hydrogen« bzw. das Symbol H leiten sich aus der lateinischen Bezeichnung »hydrogenium« (»Wassererzeuger«) bzw. aus dem Altgriechischen »hydor gignomai« (»Wasser werden/entstehen«) her (s. [87]).

Wasserstoff ist das leichteste Gas und steht im Periodensystem der Elemente an erster Stelle. Das häufigste Isotop hat ein Proton und ein Elektron. Wasserstoff ist farb- und geruchlos und kommt in der Natur nur selten in Reinform vor. Da er sehr reaktiv ist, geht er zahlreiche chemische Bindungen ein. In

der Natur kommt er in fast allen organischen Verbindungen, in vielen chemischen Verbindungen wie Kohlenwasserstoffen und natürlich in Wasser vor. Die Erdkruste besteht zu ca. 50 % aus Wasserstoff, womit dieser das häufigste Element auf der Erde ist (s. [129]).

Eigenschaften

Wasserstoff ist sehr gut brennbar und viel leichter als Luft. Er hat einen sehr weiten Zündbereich von 4,0–77 % bei einer Zündtemperatur von 560 °C und ist damit hochreaktiv und sicherheitstechnisch nicht ungefährlich. Wasserstoffflaschen werden mit roten Schultern gekennzeichnet. Das brennbare Gas kann sich bei hohen Ausströmgeschwindigkeiten selbst entzünden.

Wasserstoff hat mit 33,3 kWh/kg die höchste gravimetrische Energiedichte von Gasen, aber unter Normalbedingungen im Vergleich zu Erdgas nur ein Drittel der volumetrischen Energiedichte von 3 kWh/m^3 und ist damit unter den chemischen Energieträgern Schlusslicht in dieser Kategorie (s. [36]). Wichtige Parameter von Wasserstoff finden sich in Tab. 8.1.

Vor- und Nachteile als Energieträger

Vergleichend lassen sich für Wasserstoff als Energieträger folgende Vor- und Nachteile festhalten:

Vorteile:

- keine Knappheit, da häufigstes Element der Erde
- nachhaltige Gewinnung aus erneuerbarem Strom, aus Solarthermie und Biomasse möglich
- saubere Verbrennung, da ausschließlich Wasser entsteht
- höchste gravimetrische Energiedichte von Gasen
- in Wasser kaum löslich
- hohe Wirkungsgrade über die »kalte« Verbrennung in Brennstoffzellen möglich, die nicht dem Carnot-Wirkungsgrad unterworfen ist
- flexibel in allen Bereichen Strom, Wärme, Verkehr einsetzbar
- technisch-ökonomische Einschränkungen können überwunden werden, da Wasserstoff flexibel in andere Energieträger wandelbar ist.

Nachteile:

- Wasserstoff besitzt als kleinstes Atom ein großes Diffusionsvermögen und kann zur Versprödung von Metallen und Dichtungen in Leitungen und Tanks führen
- hohe Explosivität aufgrund des sehr weiten Zündbereichs
- in konventionellen Gaskraftwerken wegen der hohen Flammgeschwindigkeit schwierig zu verbrennen
- Energiedichte von Wasserstoff ist höher als bei Batterien oder Pumpspeicherwerken, jedoch geringer als bei Kohlenwasserstoffen.
- da Wasserstoff praktisch nur in gebundener Form vorkommt und nicht wie andere Roh-

Tab. 8.1 Wichtige Kenngrößen von Wasserstoff, nach [36]

Gasdichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,0899 kg/m^3
Molare Masse	2,0158 kg/kmol oder 2,0158 g/mol
Kritischer Punkt	T = 33,19 K, p = 13,15 bar, ρ = 0,03012 kg/l
Tripelpunkt	T = 13,957 K, p = 0,072 bar
Siedepunkt bei 1,013 bar	T = 20,39 K, ρ = 0,07079 kg/l
Spez. Wärmekapazität c_p bei 25 °C und 1 bar	14,3 kJ kg^{-1} K^{-1}
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	0,1861 W m^{-1} K^{-1}
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	3,0 kWh/m^3 bzw. 33,3 kWh/kg
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	3,55 kWh/m^3 bzw. 39,5 kWh/kg
Gestehungskosten fossiler Wasserstoff	ca. 4 €-ct/kWh bzw. 1,34 €/kg (2014)
Gestehungskosten erneuerbarer Wasserstoff	ca. 25–30 €-ct/kWh bzw. 8–10 €/kg (2014)

stoffe einfach »abgebaut« werden kann, ist seine Herstellung energieintensiv – z. B. in der Wasserelektrolyse mit Wirkungsgraden im Bereich von ca. 54–84 %.

Wasserstoff wird heute überwiegend stofflich in der chemischen Industrie und energetisch nur in sehr geringem Umfang als Treibstoff in der Raumfahrt eingesetzt (s. [42]). Ihm wird ein hohes Potenzial zum Ersatz fossiler Kraftstoffe beigemessen. Da er aber heute fast ausschließlich aus fossilen Kohlenwasserstoffen gewonnen wird, ist eine Substitution konventioneller Treibstoffe nur sinnvoll, wenn der Wasserstoff erneuerbar ist. Verschiedene erneuerbare Wasserstoff-Speichersysteme werden in ▶ Abschn. 8.6.1 näher dargestellt.

»Henne-Ei-Problematik«

Die Herausforderung für Wasserstoff als Energieträger besteht heute in der sogenannten »Henne-Ei-Problematik«: Ohne Infrastruktur gibt es nur wenige Abnehmer und umgekehrt. Wenn es keine Wasserstofftankstellen gibt, werden vom Kunden keine Wasserstofffahrzeuge angeschafft. Die Kosten für reine Wasserstofffahrzeuge sind aber mit über mindestens 100.000 € pro Fahrzeug noch außerhalb der Reichweite von durchschnittlichen Kunden. Die Kosten würden – technische Probleme unberücksichtigt – nur in einer Serienproduktion deutlich fallen. Sind aber keine Abnehmer vorhanden, ist auch eine Implementierung einer Wasserstoffinfrastruktur unwirtschaftlich. Eine Abhilfe kann die angeschlossene Methanisierung von Wasserstoff sein, die zwar zusätzliche Kosten und Wirkungsgradverluste verursacht, aber den Wasserstoff der vorhandenen Erdgasinfrastruktur samt Gasanwendungen allen Energiemärkten zugänglich macht.

8.1.3 Wasserstoffherstellung

Die hohe Energiedichte von Wasserstoff ist der größte Vorteil gegenüber anderen Speichertechnologien. Dieser hohe Gehalt an chemischer Energie ist bei der Herstellung von Wasserstoff aus Wasser oder anderen Stoffen entsprechend aufzubringen und an die Gesetze der Thermodynamik gebunden. Die Energiequelle und Effizienz seiner Herstellung ist also entscheidend im technischen und energetischen Vergleich mit anderen Technologien.

Übersicht zur Wasserstoffherstellung

Wasserstoff kann auf vielfältige Art und Weise gewonnen werden (s. ◘ Abb. 8.3). Neben der Wasserelektrolyse, die für die Energiespeicherung sehr relevant ist, gehören thermische Verfahren zu den gängigen Standardprozessen. Die photolytischen Verfahren befinden sich noch weitgehend in der Grundlagenforschung. Als Energiequellen können elektrische, thermische und chemische Energie sowie elektromagnetische Strahlungsenergie (Lichtenergie aus Photonen) dienen.

Auch wenn fossile Energieträger die Wasserstoffherstellung dominieren, ermöglicht lediglich die Nutzung erneuerbarer Energien eine klimaneutrale Herstellung von Wasserstoff. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels steht daher die Wasser Elektrolyse im Vordergrund, und die prinzipiellen Pfade der Wasserstoffherstellung werden kurz im folgenden Abschnitt erklärt.

Globale Wasserstoffherstellung und -nutzung

Im industriellen Maßstab wird Wasserstoff heute hauptsächlich in Dampfreformern gewonnen, in denen Kohlenwasserstoffe mit hohem Wasserstoffanteil wie Methan oder Methanol reformiert werden. Auch andere Umsetzungsverfahren, wie Chlor-Alkali-Elektrolyse oder Kohlevergasung, beruhen auf fossilen Ausgangsstoffen (s. [9, 114]).

Jährlich werden heute in Deutschland ca. 20 Mrd. m^3 Wasserstoff hergestellt; weltweit sind es ca. 500 Mrd. m^3 oder ca. 50 Mio. t, was etwa 2 % des Weltprimärenergiebedarfs entspricht (s. [9, 38, 110]). Wasserstoff wird global fast ausschließlich über fossile Kohlenwasserstoffe gewonnen:

- Erdgas (48 %)
- flüssige Kohlenwasserstoffe (30 %)
- Kohle (18 %)
- Wasserelektrolyse (4 %).

Die globale Wasserstoffnutzung ist nur schwer zu quantifizieren, da große Mengen in Chemieparks vor Ort erzeugt und verbraucht und dadurch statistisch nicht erfasst werden (s. [110]). Oft wird Wasser-

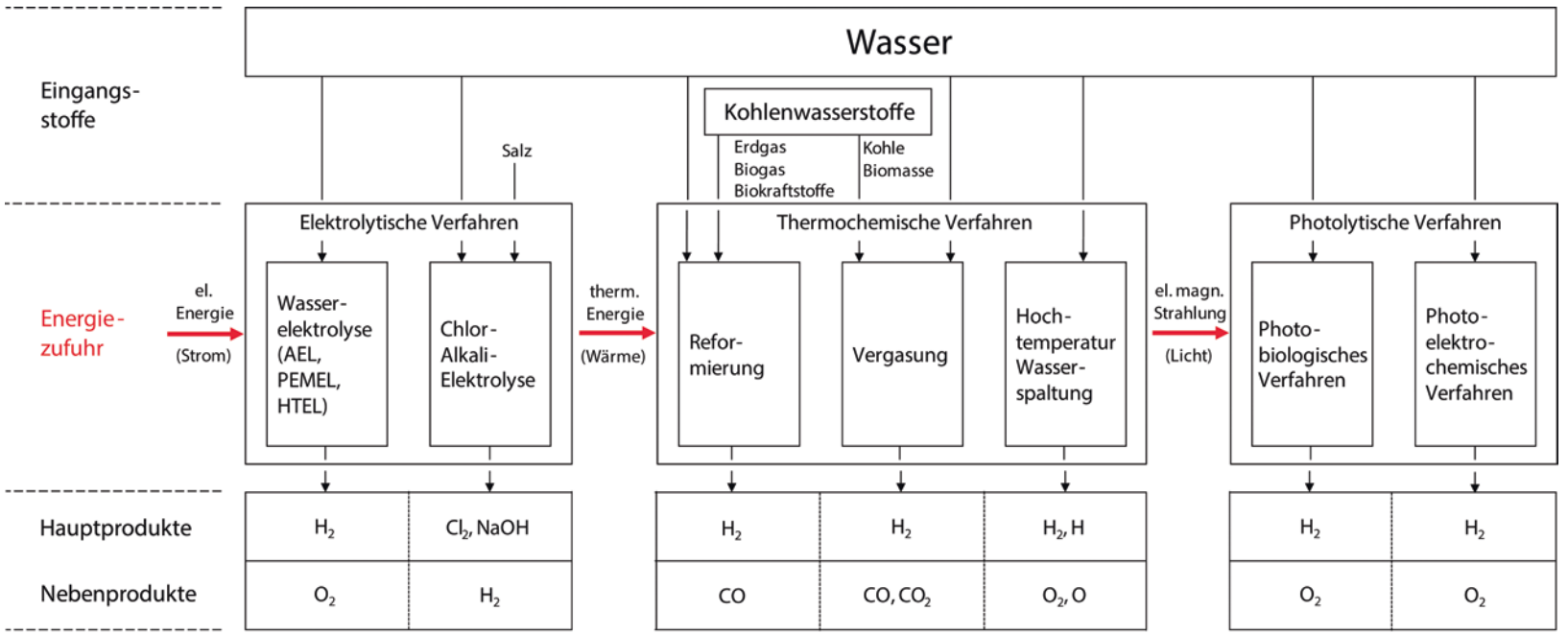


Abb. 8.3 Verschiedene Wege zur Gewinnung von Wasserstoff

stoff als Teil von Synthesegas direkt weiterverwendet. Synthesegas wird global wie folgt verwendet (s. [9]):

- ~51 % für die Ammoniakherstellung
- ~35 % in Erdölraffinerien für Hydrierprozesse
- ~8 % für Methanolherstellung.

Wasserstoff selbst wird analog zu Synthesegas ebenfalls hauptsächlich in diesen drei Anwendungen verwertet. Nach [38] wurde 2010 Wasserstoff in folgenden Anwendungen eingesetzt:

- ~45 % für die Herstellung von Ammoniak (Düngemittel)
- ~46 % in Erdölraffinerien zur Zerkleinerung und Hydrierung langkettiger fossiler Kohlenwasserstoffe zur Gewinnung von Benzin, Diesel oder Kerosin (z. B. Hydrocracking, Hydrodesulfurierung)
- ~4 % zur Methanolherstellung (z. B. als chemischer Grundstoff)
- ~2 % in der Metallherstellung und -verarbeitung (z. B. in der Metallurgie als Schutzgas für Schweißen und Schneiden)
- ~1 % in der Elektronikindustrie (z. B. Halbleiterherstellung)
- ~1 % in der Lebensmittelindustrie (z. B. Hydrierung von flüssigen Ölen zu gehärteten Fetten wie z. B. Pflanzenöl zu Margarine)
- ~1 % in weiteren Prozessen (z. B. Hydroformylierung (Oxo-Synthese) oder als Kühlmittel für große Synchrongeneratoren in konventionellen Kraftwerken).

Die konventionelle Herstellung erfolgt überwiegend aus der Reformierung von Erdgas, da sie mit Herstellungskosten von 1 €/kg konkurrenzlos günstig ist. Wasserstoff aus erneuerbaren Energien hat derzeit eine Preisspanne von 6–10 €/kg. Damit ist ein entscheidender Wert für die Wirtschaftlichkeit von erneuerbarem Wasserstoff die Einpreisung externer Kosten, die durch fossiles CO_2 entstehen.

8.1.3.1 Elektrolytische Verfahren

Wasserelektrolyse

Die elektrolytische Wasserspaltung ist seit über 200 Jahren bekannt und damit keine grundlegend neue Technologie. Dennoch erfährt sie im Kontext der Energiespeicherung über Power-to-Gas und Power-to-Liquid eine neue Bedeutung und wird zur Kernkomponente der chemischen Energiespeicherung.

Mit der Erfindung der Volta'schen Säule (1799), welche als erste anhaltend nutzbare Stromquelle gesehen werden kann, wurden auch erste Untersuchungen zur Elektrolyse gemacht. Die Elektrolyse ist ein Prozess, bei dem durch elektrischen Strom eine Redoxreaktion erzeugt wird. Dieses Prinzip haben als Erste um 1800 der Deutsche Johann Wilhelm Ritter (1776–1810) und zeitgleich parallel die Engländer William Nicholson, Anthony Carlisle und William Cruickshank entdeckt.

Ritter wies das Entstehen von geruchlosem galvanischem Wasserstoff und Sauerstoff in der Zersetzung von Wasser nach. Im Nachwort beschrieb sein früherer Professor und der Herausgeber des Magazins Johann Heinrich Voigt das bei der Elektrolyse entstehende Gasgemisch als »Lebensluft« oder entzündbare Luft, die bei ihrer Verpuffung Wärme, Licht und Wasser freigibt. Er vermutete in den Gasen bzw. den dabei freigesetzten Kräften (»Thätigkeiten«) den »wärmenden und leuchtenden Theil im Sonnenstrale« (J. W. Ritter in [123]). Tatsächlich liegt diese Vermutung bei der Betrachtung der Knallgasreaktion nahe, in der Wärme- und Strahlungsenergie freigesetzt werden. Voigt erkannte bereits damals, dass dieser Prozess auch in der Photosynthese eine Rolle spielen musste:

> » Wenn man die Bläschensäulen (der Elektrolyse) in fig. 3 (s. Abb. 8.4 links) betrachtet, so kann man sich des Gedankens kaum erwehren, daß auch beym Wachsthum der Pflanzen ein ganz ähnlicher Proceß statt finde. In der Erde ist vielleicht der wärmende, und in der Luft der leuchtende Theil des zur Vegetation so unentbehrlichen Sonnenscheins ebendasselbe, was in der Voltaischen Batterie die Kraft am Silber und am Zink ist –; und daß die aufsteigenden Bläschen des entzündbaren Gas aus der Erde und dem Wasser womit sie begossen wird, eine Menge zur Nahrung und Wachsthum dienender Stoffe mit sich fortführend und an schicklichen Orten wieder absetzen, kann durch den Apparat fig. 3 (s. Abb. 8.4) ganz augenscheinlich dargethan werden, …

Entsprechend dieser Analogie zur Natur kann die Umkehrung der Knallgasreaktion über die Elek-

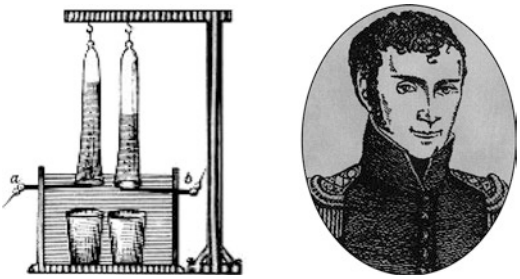


Abb. 8.4 Erster alkalischer Elektrolyseur (Versuchsaufbau von Johann Wilhelm Ritter um 1800), durch den die Entstehung von Wasserstoff und Sauerstoff im Verhältnis von 2:1 nachgewiesen wurde

trolyse von Wasser mithilfe von Solarenergie vollzogen werden.

Aus diesen ersten Versuchen von 1800 haben sich bis heute prinzipiell drei Verfahren zur Wasserelektrolyse entwickelt, die in ► Abschn. 8.2 eingehender beschrieben werden:

1. Alkalische Elektrolyse (AEL)
2. Membran-Elektrolyse oder auch Saure Elektrolyse (*Proton Exchange Membrane*) PEMEL
3. Hochtemperatur-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolysis) HTES oder SOEL.

▪ Herstellung als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse

Chlor ist eine der häufigsten Grundchemikalien und wird über die Chlor-Alkali-Elektrolyse aus Strom und Sole (salzhaltiges Wasser) gewonnen. Wird im Wasser einer Elektrolyse Kochsalz (Natriumchlorid) aufgelöst, ergibt sich als Produkt neben Wasserstoff auch Chlor. In der Elektrolyse von wässrigem Natriumchlorid bildet sich ein explosionsgefährliches Chlor-Knallgas. Daher sind – wie auch bei der Wasserelektrolyse – die Produkte im Moment der Entstehung voneinander zu trennen. In einer Zelle der Chlor-Alkali-Elektrolyse wird entsprechend der Anodenraum vom Kathodenraum getrennt. Die einzelnen Zellen sind in einem Zellensaal in Reihe geschaltet und werden parallel mit Salzlösung versorgt. Der Stromverbrauch ist immens, weshalb die Stromversorgung oft mit eigenen Höchstspannungsleitungen (z. B. 220 kV) erfolgt.

Es wurden drei Verfahren zur Chlor-Alkali-Elektrolyse entwickelt: Das Diaphragma-Verfahren war das erste und wurde wegen des hohen Reinigungsaufwandes vom Amalgam-Verfahren abgelöst, welches wiederum mit Quecksilber arbeitet und einen giftigen Quecksilbereintrag in Luft und Abwasser verursacht. Daher hat sich dank fortgeschrittener Materialentwicklungen seit den 1970er-Jahren das Membranverfahren durchgesetzt. ◘ Abbildung 8.5 zeigt eine solche Anlage der Thyssen-Krupp Electrolysis GmbH in Marl, Deutschland.

Im Membranverfahren wird die 31 %ige Kochsalzsole durch eine Kationenaustauscher-Membran vom Wasser getrennt. Die Membran ist durchlässig für Natrium-Ionen, aber nicht für Chlorid-Ionen und Hydroxid-Ionen. Unter Spannung entsteht an der Anode Chlorgas und an der Kathode Wasserstoffgas, welche getrennt voneinander aufgefangen werden. Die verbleibenden Hydroxid-Ionen bilden zusammen mit den Natrium-Ionen eine 33 %ige Natronlauge, welche ebenfalls als Nebenprodukt genutzt wird (Gl. 8.1):

$$2\,H_2O(l) + 2\,NaCl(aq) \rightarrow 2\,NaOH(l) + H_2(g) + Cl_2(g)\quad E^0 = -2{,}19V. \tag{8.1}$$

Die Weltjahresproduktion von Chlor beträgt etwa 45 Mio. t. Dabei fällt eine sehr große Menge Wasserstoff – etwa 14 Mrd. m^3 oder 3 % der globalen Wasserstoffproduktion – als Nebenprodukt an, welcher im Chemiepark integriert wird oder ungenutzt bleibt (s. [36, 110]).

8.1.3.2 Thermochemische Verfahren

▪ Herstellung aus Erdgas oder Biomethan über Dampfreformierung (*Steam Reforming*)

Global ist das gängigste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff die Dampfreformierung (*Steam Reforming*) mithilfe von fossilem Erdgas oder niedrig siedenden Erdölfraktionen (Naphtha). Dieses Verfahren kann prinzipiell auch für Biomasse eingesetzt werden. In der Fermentation von Biomasse wie Mais, Gras oder Gülle entsteht Biogas als Mischung aus Methangas und CO_2. Aus dem Methangas kann über die Dampfreformierung wiederum Wasserstoff gewonnen werden.

Aus Erdgas und Wasserdampf werden in einem gasbeheizten Röhrenofen Kohlenmonoxid und Wasserstoff gebildet (Gl. 8.2). Der Reaktor enthält



Abb. 8.5 Anlage zur Chlor-Alkali-Elektrolyse der Vestolit GmbH in Marl, Deutschland mit einer jährlichen Produktionskapazität von 237.000 t Natriumhydroxid und 210.000 t Chlor, welche von der ThyssenKrupp Electrolysis GmbH (früher Electrolysis Divison der ThyssenKrupp Uhde GmbH), Dortmund projektiert wurde (Quelle: ThyssenKrupp Electrolysis GmbH)

einen Nickelkatalysator. Das Erdgas wird vorher entschwefelt, um eine Deaktivierung des Katalysators zu vermeiden. Die katalytische Reaktion ist stark endotherm und findet bei 800–900 °C und 20–40 bar statt. Der gesamte Prozess ist allotherm (s. [36]),

$$CH_4(g) + H_2O(g) \rightarrow CO(g) + 3H_2(g) \quad (8.2)$$
$$\Delta H_R^0 = +206kJ\,/\,mol.$$

Das Kohlenmonoxid kann in einem weiteren Schritt mit Wasserdampf und einem Kobaltoxid- oder Eisen(II)-oxid-Katalysator bei 250–450 °C zu Kohlendioxid und weiterem Wasserstoff konvertiert werden. Diese homogene Wassergas-Shift-Reaktion ist exotherm (Gl. 8.3). Die Reaktorauslegung wird so konstruiert und konzipiert, dass Kinetik und Gleichgewichtslage der Reaktion optimal aufeinander abgestimmt sind. Aus dem so entstehenden Gasgemisch wird das Kohlendioxid unter Druck mit kaltem Wasser oder einer schwachen Base ausgewaschen, der reine, wasserunlösliche Wasserstoff bleibt zurück und steht zur Verfügung,

$$CO(g) + H_2O(g) \rightarrow CO_2(g) + H_2(g) \quad (8.3)$$
$$\Delta H_R^0 = -41,2kJ\,/\,mol.$$

Abbildung 8.6 zeigt einen befeuerten Dampfreformierer der ThyssenKrupp Industrial Solutions AG (früher Uhde GmbH).

Herstellung aus Kohle oder fester Biomasse über Vergasung und Pyrolyse

Über die Pyrolyse (Verschwelung, Entgasung) können Kohlenwasserstoffe unter Luftabschluss rein durch Wärme in Koks (fast reiner Kohlenstoff), Pyrolyseöl und wasserstoffreiches Pyrolysegas zersetzt werden. Die Pyrolyse ist auch Teil des Vergasungsprozesses. Dieser findet allerdings unter teilweiser Zuführung von Sauerstoff bzw. Luft (partielle Oxidation) statt. So wird die Wärme zur Zersetzung der



Abb. 8.6 Anlage zur Dampfreformierung der Neste Oil Oyj in Porvoo, Finnland mit einer jährlichen Produktionskapazität von 153.000 Nm^3/h Wasserstoff, welche von der ThyssenKrupp Industrial Solutions AG (früher Uhde GmbH), Dortmund projektiert wurde (Quelle: ThyssenKrupp Industrial Solutions AG)

Kohlenwasserstoffe aus ihrer eigenen Verbrennung gewonnen. Die Vergasung läuft in vier Schritten ab:

1. Trocknung der Kohlenwasserstoffe bei ca. 200 °C
2. Pyrolyse bei 200–500 °C
3. Oxidation: Während der partiellen Verbrennung steigen die Temperaturen bis zu 2000 °C an und Teile der Kohlenwasserstoffe werden in leichte Gaskomponenten zerlegt (CO, H_2, H_2O, CO_2 und CH_4)
4. Reduktion: Über die Reduktion von CO und H_2O werden die meisten Komponenten des Synthesegases gebildet (Boudouard-Reaktion (Gl. 8.4) und homogene Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gl. 8.3):

$$C(s) + CO_2(g) \rightarrow 2\,CO(g) \qquad (8.4)$$
$$\Delta H_R^0 = 159,9 kJ / mol,$$

$$C(s) + H_2O(g) \rightarrow CO(g) + H_2(g) \qquad (8.5)$$
$$\Delta H_R^0 = 118,5 kJ / mol.$$

Daneben finden in der Vergasung noch die heterogene Wasser-Gas-Shift-Reaktion (Gl. 8.3) und die Methanreaktion (Gl. 8.6) statt, in der Kohlenstoff und Wasserstoff zu Methan umgesetzt werden. Ein höherer Methangehalt kann durch höhere Drücke erreicht werden,

$$C(s) + 2H_2(g) \rightarrow CH_4(g) \qquad (8.6)$$
$$\Delta H_R^0 = -87,5 kJ / mol.$$

Die Vergasung läuft je nach Reaktortyp (Festbettreaktor, Wirbelschichtreaktor oder Flugstromvergaser) in Temperaturbereichen zwischen 800 und 1500 °C bei Drücken von 1 bis 80 bar ab. Es können Kaltgaskonversionsraten von 75–80 % erreicht werden.

Das entstandene Rohgas wird durch Gasreinigung zu Synthesegas, welches über die Gasaufbereitung (Wasser-Gas-Shift-Reaktion zur Erhöhung des Wasserstoffanteils und CO_2-Abtrennung durch Absorption oder Auswaschung) zu Wasserstoff prozessiert wird (s. [104]).

Auf diese Weise kann Stein- oder Braunkohle in fossilen Wasserstoff gewandelt werden. Das in Deutschland bekannteste Beispiel ist »Stadtgas«, welches über die Vergasungsmittel Wasserdampf und Luft erzeugt wird. Stadtgas ist eine giftige Mischung aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Es diente lange Zeit als Brennstoff zur Straßenbeleuchtung und Heizung von Gebäuden und Herden.

Wasserstoff kann nach dem gleichen Prinzip auch über die Biomassevergasung gewonnen werden: Biomasse wird mechanisch zerkleinert (z. B. in Holzhackschnitzel), bei 200 °C getrocknet und anschließend in einem Reaktor vergast, gereinigt und zu Wasserstoff aufbereitet.

Ebenso ist eine Gewinnung von Wasserstoff über die Pyrolyse von Biomasse möglich: Holzartige Biomasse wird nach dem Trocknen und Zerkleinern bei 400–450 °C und etwa 35 bar unter Luftabschluss in Koks und Pyrolysegas zersetzt. Der Koks wird anschließend fein gemahlen und wiederum in CO und Wasserstoff vergast. Das Synthesegas kann anschließend zu Wasserstoff aufbereitet werden (s. [122]).

Die Verfahren zur Biomassenutzung weisen neben technischen und ökonomischen Einschränkungen im Gegensatz zur Wasserelektrolyse das Problem der Verfügbarkeit und des nachhaltigen Potenzials von Biomasse auf.

Herstellung aus thermochemischer Wasserspaltung mit konzentrierter Solarenergie

Konzentrierte Solarthermie kann durch die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme über verschiedene Wege zur Wasserstoffherstellung verwendet werden: Zunächst liegt es nahe, den Strom im Fall eines fehlenden oder unrentablen Stromnetzanschlusses aus entlegenen solarthermischen Kraftwerken für die Wasserelektrolyse einzusetzen. Des Weiteren kann die Hochtemperaturwärme unterstützend in der Wasserdampfelektrolyse eingesetzt werden (s. ▶ Abschn. 8.2.2.2).

Die hochkalorische Wärme kann aber auch zur thermochemischen Wasserspaltung verwendet werden, indem sie thermochemische Kreisprozesse antreibt. Bei sehr hohen Temperaturen von 3300 K treten Wasserdampf und Wasserstoff in gleichen Konzentrationen im Gleichgewicht auf, womit bei diesen Temperaturen Wasser rein durch Wärme in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegbar wäre. Allerdings scheitert die technische Umsetzung daran, dass Wasserstoff über die Knallgasreaktion wieder mit Sauerstoff zu Wasserdampf rekombiniert und es keine Materialien in diesem Temperaturbereich gibt, die eine selektive Wasserstoffabscheidung möglich machen (s. [129]).

Ähnlich wie die Photosynthese nur schwer in einem Schritt abzubilden ist (s. ▶ Abschn. 1.1 und

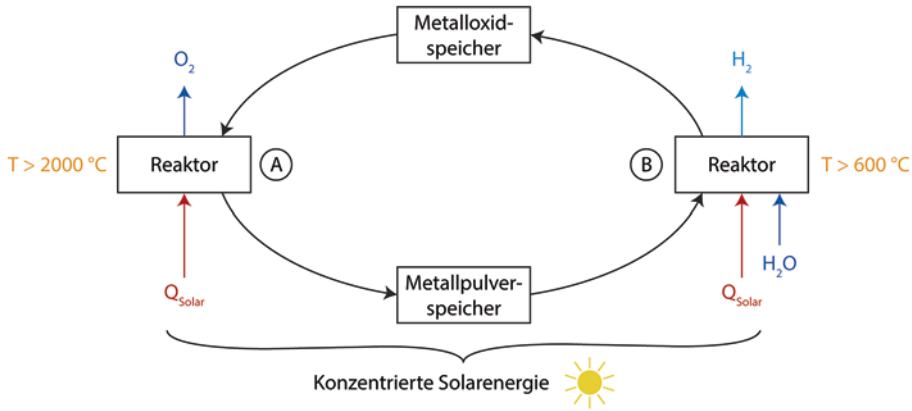


Abb. 8.7 Funktionsprinzip der thermochemischen Wasserspaltung in einem zweistufigen thermischen Kreisprozess

8.1.3.3), lohnt es sich auch bei der Wasserspaltung mit Hochtemperaturwärme, den Prozess in zwei Schritte zu unterteilen und dadurch die Temperaturniveaus deutlich zu senken. In einem zweistufigen thermischen Kreisprozess mit Arbeitstemperaturen von 600–1200 °C werden Metalloxide selektiv reduziert und oxidiert. Die Metalle wirken dabei wie ein Katalysator, bleiben im Idealfall unverändert und können recycelt werden. Die Hochtemperaturwärme Q für den Prozess stammt von solarthermischen Kollektoren. ◘ Abbildung 8.7 veranschaulicht den Prozess:

- Im ersten Schritt werden Metalloxide wie Zinkoxid oder Eisenoxid mithilfe von konzentrierter Solarwärme Q zu Metallpulver reduziert. Die Metalloxide werden dabei in reines Metall und Sauerstoff dissoziiert. Das Metall kühlt ab, wird getrennt und dem zweiten Schritt zugeführt.
- Im zweiten Schritt reagiert das Metall mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Metalloxid. Das Metallpulver oxidiert. Dabei wird dem Wasserdampf der Sauerstoff entzogen, übrig bleibt reiner Wasserstoff. Die Solarwärme Q wird hier zur Aufrechterhaltung der Reaktion benötigt.

Die entsprechenden Reaktionen lauten für Zinkoxid (Gl. 8.7 und 8.8)

$$2\,ZnO(s) \xrightarrow{Wärme\ Q} 2\,\mathrm{Zn}(s) + O_2(g), \quad (8.7)$$

$$2Zn(s) + 2H_2O(g) \rightarrow 2\mathrm{ZnO}(s) + 2H_2(g) \quad (8.8)$$

und für Eisenoxid (Gl. 8.9 und 8.10):

$$Fe_3O_4(s) \xrightarrow{Wärme\ Q} 3\mathrm{Fe}(s) + 2O_2(g), \quad (8.9)$$

$$3Fe(s) + 4H_2O(g) \rightarrow Fe_3O_4(s) + 4H_2(g). \quad (8.10)$$

Neben Zink und Eisen kommen auch noch andere Stoffe wie H_2SO_4 zum Einsatz.

Die Verfahren zur thermochemischen Wasserspaltung befinden sich noch weitgehend im Labormaßstab in der Entwicklung.

8.1.3.3 Photolytische Verfahren

In der Grundlagenforschung der Biologie wird seit Langem versucht, die Photosynthese in einem Schritt nachzubilden. Ebenso verhält es sich mit der Gewinnung von Wasserstoff über photolytische Verfahren, welche die chemisch-katalytische Herstellung und weitere Synthese von Wasserstoff deutlich effizienter biologisch und bioelektrochemisch nachbilden können. Auch wenn die Ansätze vielversprechend sind, steckt diese Einspeichertechnologie noch in den Anfängen und bedarf ausführlicher Grundlagenforschung, um langfristig daraus preisgünstige und langzeitstabile Verfahren zu entwickeln.

▪ Herstellung aus Wasser über photobiologische Verfahren mit Mikroorganismen und Lichtenergie

Photosynthetische Mikroorganismen wie Grünalgen oder Cyanobakterien können in den Lichtreaktionen Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff spalten. Über das spezielle Enzym Hydrogenase können die entstehenden Protonen H^+ und Elektronen e^- in reinen Wasserstoff gewandelt werden. Hydrogenasen sind mikrobielle Metallproteine, die die Funktion der Katalyse übernehmen. Sie haben in ihrem katalytischen Zentrum Mono-Eisen, Di-Eisen oder Nickel-Eisen und sind empfindlich gegenüber Sauerstoff. Je nach verwendetem Bakterienstamm unterscheiden sich die Zusammensetzung mit Hydrogenasen und die internen Prozesse im Photosystem I und II bzw. in der Wasserstoffkatalyse (s. [2]).

Mikroorganismen können letztlich analog zu Pflanzen gesehen werden: Auch Pflanzen nutzen die Photosynthese, bei der sie mit Lichtenergie Wasser spalten, Kohlenwasserstoffe speichern und Sauerstoff freigeben. Der Unterschied zu ihnen liegt lediglich in der Freigabe von Wasserstoff statt Sauerstoff. Im Vergleich zu anderen Verfahren ist der Prozess noch sehr langsam, aber die Perspektiven sind vielversprechend.

▪ Herstellung aus Wasser über photoelektrochemische Verfahren mit speziellen Halbleitern

Neben Forschungen zu bio-inspirierten Katalysatormaterialien gibt es auch die Entwicklung spezieller Halbleiter, die aus Sonnenlicht eine für die

Wasserspaltung ausreichende Spannung generieren. Eine Analogie zu bestehenden Technologien wäre eine »Photovoltaik- und Elektrolysezelle in einem«. Das photoelektrochemische System dissoziiert mithilfe von elektromagnetischer Strahlungsenergie Wasser direkt in Wasserstoff und Sauerstoff. Ähnlich zur Photovoltaik arbeiten die verschiedenen Halbleitermaterialien mit unterschiedlichen Bandbreiten und spektralen Empfindlichkeiten.

Der Vorteil dieser Wasserstofferzeugung ist der sehr kompakte Prozess und ein weiter Bereich der Betriebstemperatur von 0 °C bis zu hohen Temperaturen. Die Herausforderungen liegen in der prozessoptimierten Materialentwicklung, der Minimierung der internen Verluste an Innenwiderständen, der Steigerung der Langzeitstabilität im Hinblick auf Korrosion, der Steigerung der Energieausbeute und der Reduktion der Systemkosten durch fortgeschrittene Fertigungstechnologien (s. [55]).

8.1.4 Thermodynamik der Wasserspaltung

Kohlenstoffneutrale Wege zur Gewinnung von Wasserstoff basieren überwiegend auf der Wasserelektrolyse, weshalb die Wasserelektrolyse im Fokus dieses Kapitels steht. Die elektrochemischen Grundlagen sind in ▶ Abschn. 7.1 ausführlich erläutert und werden daher an dieser Stelle nur kompakt im Bezug auf die Wasserelektrolyse behandelt.

8.1.4.1 Gesamtreaktion und maximale Wirkungsgrade

Gesamtreaktion

Die Gesamtgleichung der Wasserelektrolyse lässt sich wie folgt darstellen:

$$2H_2O \xrightarrow{el.Energie} 2H_2 + O_2. \tag{8.11}$$

Die Energie, die zur Wasserspaltung benötigt wird, ergibt sich aus der Gibbs-Helmholtz-Gleichung:

$$\Delta H_{„} = \Delta G_{„} + T \cdot \Delta S_{„}, \tag{8.12}$$

wobei hier ΔH_R die nutzbare Reaktionsenthalpie, ΔG_R die freie Reaktionsenthalpie oder Gibbs'sches Potenzial, T die Temperatur in Kelvin und ΔS_R die Entropieänderung ist. ΔH_R entspricht dem Brennwert (oberer Heizwert) von Wasserstoff, ΔG_R dem unteren Heizwert. Bezogen auf ein Mol Wasserstoff ergibt sich bei Standardbedingungen:

$$\Delta H_R^0 = 285{,}83 \frac{kJ}{mol}, \tag{8.13}$$

$$\Delta G_R^0 = 237{,}13 \frac{kJ}{mol}. \tag{8.14}$$

Die Null im Index der physikalischen Größe bedeutet, dass die Werte für Normalbedingungen gelten: bei einer Temperatur von $T = 298{,}15$ K (25 °C) und einem Druck von $p = 1013$ hPa (1 bar).

Zersetzungsspannung und theoretische Wirkungsgrade

Elektrolyte sind im Wesentlichen wässrige Lösungen von Salzen, Säuren und Laugen. Mithilfe der beiden Faraday'schen Gesetze lässt sich die für ihre Elektrolyse benötigte Spannung errechnen:

1. Faraday'sches Gesetz: Die aus dem Elektrolyten abgeschiedene Stoffmenge n ist proportional der Ladung $Q = I \cdot t$, die durch den Leiter fließt,

$$n = k \cdot I \cdot t. \tag{8.15}$$

2. Faraday'sches Gesetz: Durch die gleiche Ladung Q wird immer eine äquivalente Stoffmenge aus verschiedenen Elektrolyten abgeschieden,

$$k = \frac{1}{z \cdot F}. \tag{8.16}$$

Zusammengefasst ergeben sie für die Stoffmenge n

$$n = \frac{I \cdot t}{z \cdot F} \tag{8.17}$$

und die Ladung Q

$$Q = n \cdot z \cdot F \tag{8.18}$$

in As oder Coulomb (C)

Tab. 8.2 Werte der Wasserspaltung in Anlehnung an [80]

	Zweiphasensystem: Wasser liegt flüssig vor (25 °C, 1 bar)	Gasphasenreaktion: Wasser liegt gasförmig vor (100 °C, 1 bar)
Gibbs'sches Potenzial ΔG	237,13 kJ/mol	228,57 kJ/mol
Bindungsenthalpie ΔH	285,83 kJ/mol	241,82 kJ/mol
Reversible Zellspannung	1,23 V	1,18 V
Thermoneutrale Zersetzungsspannung	1,48 V	1,25 V
Temperaturabhängigkeit der reversiblen Spannung	– 0,85 mV/K	– 0,23 mV/K
Temperaturabhängigkeit der thermoneutralen Spannung	0	0,046 mV/K

mit

- k – elektrochemisches Äquivalent des Elektrolyten
- z – Anzahl der Elektronen, die ausgetauscht werden (bei der Wasserspaltung $z=2$),
- F – Faraday-Konstante aus Elementarladung und Avogadro-Konstante: $F = 96485\ A\ s\ mol^{-1} = 26{,}8\ Ah$
- I – Stromstärke im Elektrolyten
- t – Dauer des Stromflusses

Die für die Zersetzung benötigte elektrische Energie W_{el} ist wie folgt definiert:

$$W_{el} = U \cdot Q = U \cdot I \cdot t. \tag{8.19}$$

Wird die elektrische Energie W_{el} mit der freien molaren Reaktionsenthalpie ΔG_R aus Gl. 8.14 gleichgesetzt und die resultierende Gleichung nach der Spannung umgestellt, ergibt sich aus der Zusammenführung der Faraday'schen Gesetze für $n=1$ mol die theoretische Mindestzersetzungsspannung oder auch reversible Zellspannung:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G_R^0}{n \cdot z \cdot F} = \frac{237{,}2\ kJ}{1\ mol \cdot 2 \cdot 96486\ A \cdot s\ /\ mol} = 1{,}23\,\text{V}. \tag{8.20}$$

Da aber die tatsächlich aufzuwendende Energie wegen der Entropie ΔS_R höher liegt, ergibt sich für die thermoneutrale Zersetzungsspannung:

$$U_{th} = \frac{\Delta H_R^0}{z \cdot F} = \frac{285{,}9\ kJ}{1\ mol \cdot 2 \cdot 96486\ A \cdot s\ /\ mol} = 1{,}48\,\text{V}. \tag{8.21}$$

Dies zeigt, dass die Zellspannung theoretisch kleiner sein kann als 1,48 V. Eine Zellspannung unterhalb von 1,48 V bedeutet aber eine Zufuhr von externer thermischer Energie. Elektrolyseure werden in der Realität aber mit höheren Zellspannungen gefahren.

Tabelle 8.2 können alle Werte der Wasserspaltung für ein Zweiphasensystem als auch für eine Gasphasenreaktion entnommen werden.

Abbildung 8.8 zeigt die Temperaturabhängigkeit der einzelnen Parameter. Es ist zu erkennen, dass die Entropie mit der Temperatur ansteigt, womit auch der Wirkungsgrad mit der Temperatur fällt. Der ideale Punkt für die Wasser(dampf)elektrolyse befindet sich somit bei einer Temperatur von etwa 373–400 K. In der Praxis ist es natürlich schwierig, diese idealen Bedingungen technisch umzusetzen, was an den im Folgenden beschriebenen Effekten liegt.

8.1.4.2 Nernst'sche Gleichung und zusätzliche Verluste

Mithilfe der Nernst'schen Gleichung, die die Abhängigkeit des Elektrodenpotenzials von den vorliegenden Konzentrationen der beteiligten Stoffe beschreibt, lässt sich die Änderung der freien Enthalpie ΔG_R und der Leerlaufspannung U_0 (auch in der alten Schreibweise als ΔE für elektromotorische Kraft) für jede Redoxreaktion berechnen.

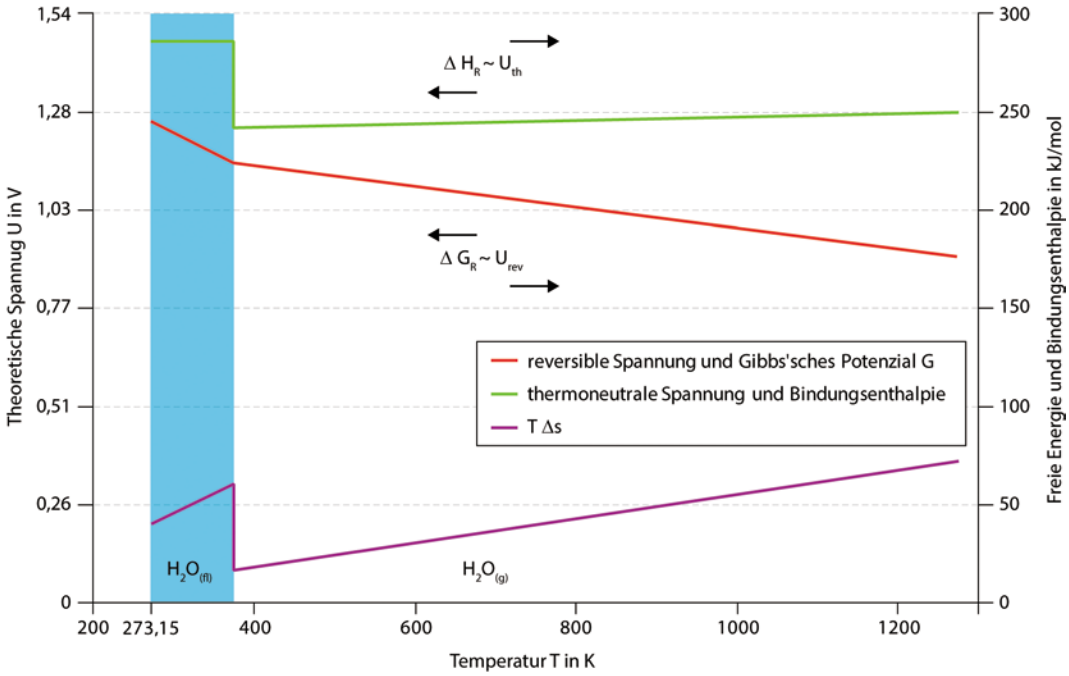


Abb. 8.8 Temperaturabhängigkeit der Standardwerte

Die Nernst'sche Gleichung ist ausführlich in ▶ Kap. 7 hergeleitet und wird an dieser Stelle für die Wasserelektrolyse betrachtet:

$$\Delta G_R = \Delta G_R^0 + R \cdot T \cdot \ln\left(\prod_{k=1}^{k} \{a_i\}^{\nu_i}\right), \quad (8.22)$$

$$\Delta U = \Delta U^0 + \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot \ln\left(\prod_{k=1}^{k} \{a_i\}^{\nu_i}\right) \quad (8.23)$$

mit

- R – molare Gaskonstante $R = 8{,}31451\ J\ mol^{-1}\ K^{-1}$
- $\{a_i\}$ – Aktivität eines Stoffes i, bezogen auf die Standardaktivität
- ν_i – stöchiometrischer Koeffizient des Stoffes i (Produkte +, Edukte –)

Im Jahr 1889 erkannte Walther Hermann Nernst, dass sich zwischen zwei Halbzellen aus gleichem Element und einfacher Ladung, aber unterschiedlicher Stoffkonzentration eine Zellspannung von $U = 0{,}059\ V$ pro Zehnerpotenz Konzentrationsunterschied einstellt. Bei zweifach geladenen Halbzellen halbierte sich diese Zellspannung. Diese Spannungen gelten für die Standardtemperatur von $T = 298{,}15\ K$.

Für die Elektrolyse geht Gl. 8.23 unter Umwandlung des natürlichen Logarithmus in den Zehnerlogarithmus ($\ln(x) = \ln(10) \cdot \log_{10}(x)$) über:

$$U = U^0 + \frac{0{,}059\ V}{z} \cdot \log_{10}\left(\frac{c_{Ox}}{c_{Red}}\right) = U^0 + \frac{0{,}059\ V}{z} \cdot \left[\log_{10} c_{Ox} - \log_{10} c_{Red}\right]. \quad (8.24)$$

Reaktion an der Kathode

Für jeden Elektrodenprozess kann eine chemische Redoxreaktion formuliert werden. An der Kathode entsteht der Wasserstoff unter Aufnahme eines Elektrons ($z = 1$):

$$\underbrace{H^+ + e^-}_{oxid.Komponenten} \rightarrow \underbrace{\frac{1}{2} H_2}_{red.Kompenente}. \quad (8.25)$$

Da der Wasserstoff unmittelbar entweicht, findet nur eine minimale Konzentrationsänderung statt.

Ferner ist das Standard-Elektrodenpotenzial U_H^0 zur Wasserstoffbildung bei 25 °C definitionsgemäß gleich null (RHE – engl.: *reference hydrogen electrode* oder auch SHE – *standard hydrogen electrode)* und dient als Bezugspunkt für alle anderen Elektrodenpotenziale.

Die Konzentrationsänderung der oxidierten Komponente entspricht der Protonen- bzw. Wasserstoffionenänderung. Durch die Definition des pH-Wertes (lat. potentia Hydrogenium – das »Potenzial von Wasserstoff«) $pH = -log_{10}([H^+])$, gilt für das Potenzial an der Kathode:

$$U = 0 + 0,059V \cdot (\log_{10}([H^+]) - 0) = -0,059V \cdot pH. \quad (8.26)$$

Reaktion an der Anode

An der Anode entsteht unter Abgabe eines Elektrons Sauerstoff unter folgender Beziehung:

$$\underbrace{\frac{1}{2}H_2O}_{\text{oxid.Komponente}} \rightarrow \underbrace{\frac{1}{4}O_2 + H^+ + e^-}_{\text{red.Komponenten}}. \quad (8.27)$$

Das Standardnormalpotenzial der Sauerstoffbildung lautet

$$U^0 = +1,23V. \quad (8.28)$$

Die Wasserkonzentration bleibt annähernd konstant und ist bereits in das Standardnormalpotenzial eingerechnet. Die Konzentration des entstehenden Gases kann wie bei der Kathode unberücksichtigt bleiben.

Damit gilt:

$$U = 1,23V - 0,059V \cdot pH. \quad (8.29)$$

Aus der Summe der Elektrodenpotenziale aus den Gl. 8.26 und 8.28 ergibt sich die theoretische Mindestzersetzungsspannung, welche identisch mit Gl. 8.20 ist.

Aus der Nernst'schen Gl. 8.23 lässt sich der Einfluss des Druckes auf die Zellspannung bei konstanter Temperatur herleiten:

$$U_{rev,p} = U_{rev} + \frac{3 \cdot R \cdot T}{4 \cdot F} \cdot \ln\left(\frac{p}{p_0}\right). \quad (8.30)$$

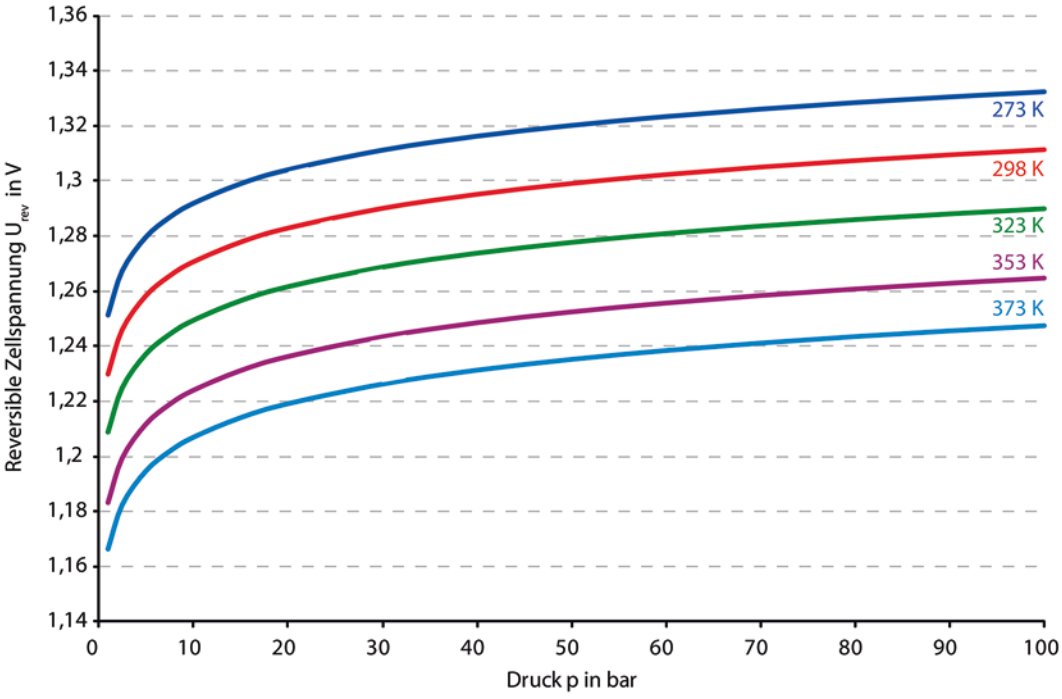


Abb. 8.9 Einfluss des Betriebsdruckes auf die reversible Zellspannung (Mindestzersetzungsspannung) der Wasserspaltung bei unterschiedlichen Temperaturen

Diese Gleichung ist in Abb. 8.9 für verschiedene Temperaturen dargestellt: Je höher die Betriebstemperatur, desto geringer ist die aufzuwendende Zellspannung. Im Gegensatz dazu steigt die Zellspannung bei Druckerhöhung logarithmisch.

Kinetische Effekte und Spannungsabfälle in Elektrolysezellen

Analog zur Batterie treten auch bei der Elektrolyse kinetische Effekte auf, die einen Spannungsabfall in der Zelle bewirken. Ähnlich zur Reibung in der technischen Mechanik verursachen Teilprozesse wie Diffusion, Migration oder Adsorption der Ladungsträger »Reibungsverluste«, die sich in Spannungsabfällen bemerkbar machen. Diese »Überspannungen« an Kathode, Anode und gegebenenfalls am Diaphragma oder der Membran sind zusätzlich zur Mindestzersetzungsspannung U_{rev} aufzubringen, damit die Wasserelektrolyse in Gang kommt. Sie treten als Polarisationsverluste beim Durchtritt der Ladungsträger an der Grenze von Elektroden und Elektrolyten auf und sind abhängig von Elektrodenmaterial und entstehenden Gasen (s. Abb. 8.10).

Darüber hinaus gibt es irreversible Verluste in Abhängigkeit von der Stromdichte und wie bei allen elektrischen Systemen einen Ohm'schen Verlust durch den Innenwiderstand der Schaltung.

In der Realität liegt damit die tatsächliche Zellspannung U_{cell} im Bereich zwischen 1,5 und 2,0 V und ergibt sich zu [6]:

$$U_{cell} = U_{rev} + I\bullet(R_A + R_K) + U_{El,A} + U_{El,K} + U_{G,A} + U_{G,K} + U_D + |\eta_A| + |\eta_K| \quad (8.31)$$

mit

$I\cdot(R_A+R_K)$ – Ohm'scher Spannungsabfall an den Elektroden – linear abhängig von der Stromstärke,

$U_{El,A}/U_{El,K}$ – Ohm'scher Spannungsabfall im Elektrolyten – linear abhängig von der Stromstärke,

η_A – Überspannung an der Anode – logarithmisch abhängig von der Stromstärke,

η_K – Überspannung an der Kathode – logarithmisch abhängig von der Stromstärke,

$U_{G,A}/U_{G,K}$ – Spannungsabfall aufgrund Gasblasenbildung zwischen den Elektroden und dem Diaphragma – linear abhängig von der Stromstärke,

U_D – Ohm'scher Spannungsabfall im Diaphragma – linear abhängig von der Stromstärke.

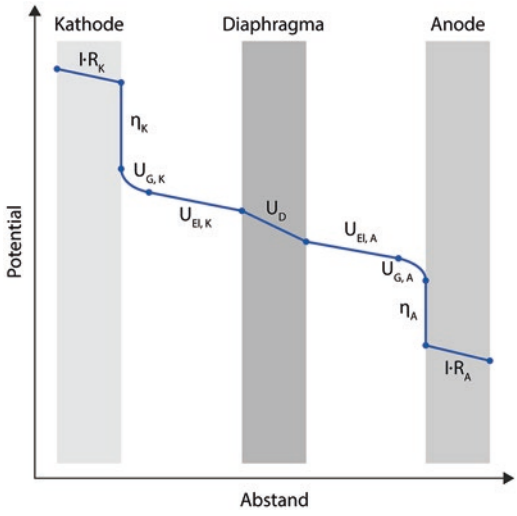


Abb. 8.10 Spannungsabfälle in einer Elektrolysezelle Quelle: [6] .

Die Ohm'schen Verluste an den Elektroden können durch ihre optimale Kontaktierung und die Reduzierung von sich bildenden Oxidschichten minimiert werden.

Der Spannungsabfall im Elektrolyten wird durch einen möglichst geringen Abstand der Elektroden zueinander und durch eine hohe elektrolytische Leitfähigkeit reduziert. Die Überspannungen an der Anode bzw. Kathode können durch thermische Aktivierung, d. h. eine Erhöhung der Elektrolyttemperatur, oder durch katalytische Aktivierung der Elektroden herabgesetzt werden.

Die Gasblasenbildung zwischen den Elektroden und dem Diaphragma führt zu einem Elektrolyt-Gas-Gemisch, dessen Leitfähigkeit deutlich geringer als die des reinen Elektrolyten ist. Des Weiteren führen die Gasblasen an den Elektroden zu einer Verkleinerung der aktiven Oberfläche. Um diese Gasblasenverluste zu minimieren, werden bevorzugt gasdurchlässige Elektroden eingesetzt.

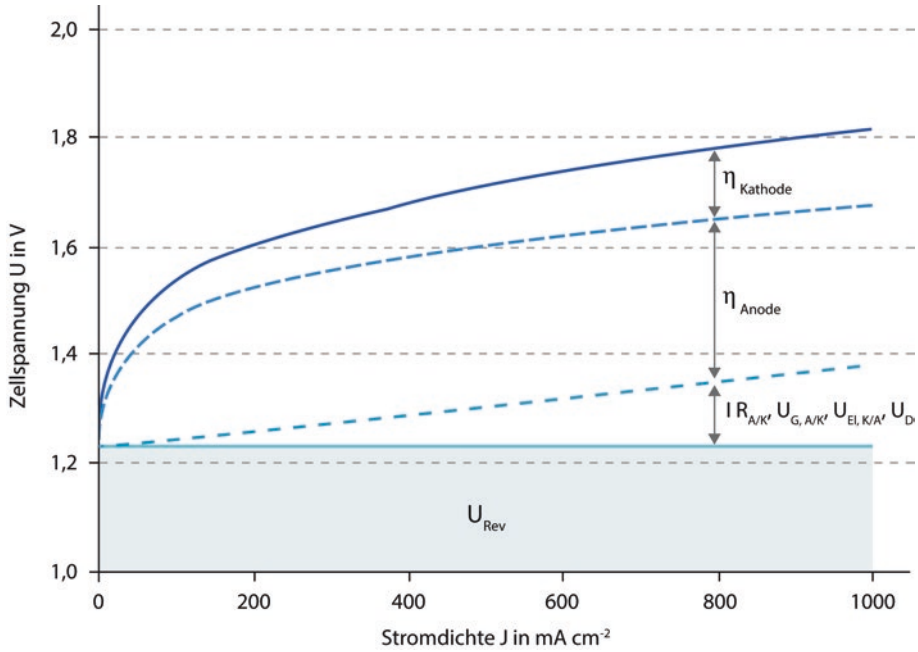


Abb. 8.11 Abhängigkeit der Zellspannung von der Stromdichte, nach [93]

Dadurch kann ein schneller Abtransport der Produktgase auf der Elektrodenrückseite gewährleistet werden.

Die Ohm'schen Verluste U_D fallen nur bei Zellen mit Diaphragma oder Membran an. Sie werden entscheidend, wenn die Elektroden direkt auf dem Diaphragma (Membran) angebracht sind (s. [6]).

Vereinfacht kann ein Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung aller Verluste für spezifische Punkte betrachtet werden:

$$\eta_{ges} = \frac{U_{rev}}{U_{cell}}. \tag{8.32}$$

Abbildung 8.11 zeigt die Abhängigkeit der Zellspannung von der Stromdichte aufgeteilt nach Mindestzersetzungsspannung U_{rev} und den Anteilen der Spannungsverluste. Durch die Wärmeverluste wird bei hohen Stromdichten eine Kühlung der Zellen notwendig.

8.1.5 Elektrolytische Leitfähigkeit

Bei der Elektrolyse sorgen unterschiedliche Ladungsträger für den Stromfluss, wobei zwischen elektrischer und elektrolytischer Leitfähigkeit unterschieden wird. In Metallen sorgen die Elektronen für den Stromtransport. Bei der elektrolytischen Leitfähigkeit sind es Ionen, die sich in Schmelzen oder Lösungen von Salzen, Säuren oder Laugen bewegen. Ein Elektrolyt geht in einem geeigneten Lösungsmittel unter Bildung solvatisierter, für Wasser auch hydratisierter Ionen in Lösung.

Die treibende Kraft für diesen Vorgang ist die Energie, die durch die Bildung von Lösungsmittelmolekülhüllen um die Ionen herum frei wird. Ist diese Energie nicht mindestens genauso groß wie die den Elektrolyten zusammenhaltende Kraft (bei Salzen entspricht dies der Gitterenergie) oder größer, würde keine »Auflösung« stattfinden. Alle Vorgänge in der Elektrochemie sind an bestimmte Gesetzmäßigkeiten und Formeln gebunden. Im Folgenden wird dazu eine Auswahl wichtigster Zusammenhänge nach [71] erklärt.

8.1.5.1 Von der Ionenwanderung zum elektrischen Stromfluss

Herleitung von Kräften an Ionen

Jede Elektronenaufnahme ist mit einer entsprechenden Abgabe von Elektronen gekoppelt. Bei

elektrochemischen Reaktionen sind zwar beide Vorgänge räumlich durch Kathode und Anode voneinander getrennt, trotzdem ist es nicht möglich, dass eine der beiden Reaktionen alleine abläuft.

Die Bildung von elektrisch geladenen Teilchen in Wasser beweist die elektrische Leitfähigkeit von Elektrolytlösungen. Würden neutrale Moleküle entstehen, könnte kein Stromfluss festgestellt werden.

Daraus ist ersichtlich, dass die Fähigkeit einer Elektrolytlösung zum Stromtransport auf der Wanderung solvatisierter Ionen beruht. Getrieben durch das elektrische Feld werden die Ionen auf eine bestimmte Geschwindigkeit beschleunigt. Diese konstante Transportgeschwindigkeit $\vec{v}$ stellt sich nach kurzem Anlaufvorgang ein und hängt im Wesentlichen von der Stokes'schen Reibungskraft $\vec{F}_R$ ab (s. [45]):

$$\vec{F}_R = 6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot r_I \cdot \vec{v} \tag{8.33}$$

mit

η – Zähigkeit des umgebenden Mediums
r_I – Radius des solvatisierten Ions

Die auf das Ion wirkende elektrische Kraft $\vec{F}_{el}$ berechnet sich zu:

$$\vec{F}_{el} = n_e \cdot e_0 \cdot \vec{E} \tag{8.34}$$

mit

n_e – Äquivalentzahl (auch z): Anzahl der Ionen (oder Elektroden), die ausgetauscht werden,
e_0 – elektrische Elementarladung $1{,}602 \cdot 10^{-23}$ As
$\vec{E}$ – elektrische Feldstärke

Die maximale Transportgeschwindigkeit $\vec{v}$ der solvatisierten Ionen wird erreicht, wenn elektrische Kraft und Reibungskraft im Gleichgewicht stehen:

$$\vec{v} = \frac{z \cdot e_0 \cdot \vec{E}}{6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot r_I}. \tag{8.35}$$

Aus Gl. 8.35 wird ersichtlich, dass für vorgegebene η- und E-Werte jede Ionensorte eine von der Ionenladung und dem Radius der solvatisierten Ionen abhängige charakteristische Transportgeschwindigkeit hat. Später wird dafür die sogenannte Ionenbeweglichkeit eingeführt.

Herleitung der Ladungen in Elektrolyten

Zum besseren Verständnis wird im Folgenden eine binäre Elektrolytlösung ($A^+ + B^-$) betrachtet, d. h., sie enthält jeweils nur eine Sorte Anionen und Kationen:

$$AB \rightarrow A^+ + B^-. \tag{8.36}$$

Der Strom I, der in einer bestimmten Zeit Δt durch eine senkrecht zur Bewegungsrichtung gedachten Kontrollfläche A hindurchtreten kann, setzt sich aus der Summe der negativen und positiven Ladungen zusammen. Die Menge N der Kationen (hochgestelltes »+«- Zeichen) bzw. Anionen (hochgestelltes»–«- Zeichen), die in der Zeit Δt durch den Querschnitt A wandern können, errechnet sich nach Gl. 8.37 und 8.38:

$$N^+ = \gamma^+ \cdot c \cdot N_A \cdot A \cdot v^+ \Delta t, \tag{8.37}$$

$$N^- = \gamma^- \cdot c \cdot N_A \cdot A \cdot v^- \Delta t \tag{8.38}$$

mit

y^+, y^+ – stöchiometrischer Koeffizient der Anionen und Kationen
c – Konzentration
N_A – Avogadro-Konstante $6{,}022 \cdot 10^{23}$ 1/mol

Die Teilladungen ΔQ^+ bzw. ΔQ^- lassen sich aus der Ionenladung $z^{\pm} \cdot e_0$ und der Anzahl n der Ionen, die durch die Fläche A hindurchtreten, berechnen:

$$\begin{aligned} \Delta Q^+ &= z^+ \cdot e_0 \cdot N^+ \\ &= z^+ \cdot e_0 \cdot (\gamma^+ \cdot c \cdot N_A \cdot A \cdot v^+ \Delta t), \end{aligned} \tag{8.39}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q^- &= z^- \cdot e_0 \cdot N^- \\ &= z^- \cdot e_0 \cdot (\gamma^- \cdot c \cdot N_A \cdot A \cdot v^- \Delta t). \end{aligned} \tag{8.40}$$

Somit ergibt sich für die Ladung ΔQ mit Einführung der Faraday-Konstante $F = e_0 \cdot N_A$:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \Delta Q^+ + \Delta Q^- \\ &= F \cdot A \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot c \cdot v^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot c \cdot v^-) \cdot \Delta t. \end{aligned} \tag{8.41}$$

Herleitung der Ionenbewegung, der Stromstärke und des Ohm'schen Widerstands in Elektrolytlösungen

Über das Gesetz der elektrischen Ladung $\Delta Q = I \cdot \Delta t$ ergibt sich Gl. 8.42. für die elektrische Stromstärke:

$$I = F \cdot A \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot c \cdot v^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot c \cdot v^-). \quad (8.42)$$

Um eine Aussage über den Ohm'schen Widerstand einer Elektrolytlösung machen zu können, wird die elektrische Beweglichkeit u^+ für Kationen und u^- für Anionen eingeführt. In der physikalischen Chemie ist die Ionenbeweglichkeit als die Wandergeschwindigkeit von Ionen einer bestimmten Art in Wasser bei einem elektrischen Feld von 1 V/m definiert. Die Beweglichkeit hängt, wie zuvor beschrieben, von Größe, Ladung, Hydrathülle und anderen Wechselwirkungen mit dem Lösungsmittel ab. Sie liegt meist in einer Größenordnung von rund $5 \cdot 10^{-8}$ m²/(V s). Ausnahmen bilden nur OH^- und H_3O^+ mit einer vier- bzw. siebenmal höheren Beweglichkeit (s. [117]).

Wird die Geschwindigkeit in Gl. 8.42 durch $v = E \cdot u$ ersetzt, ergibt sich:

$$I = F \cdot A \cdot E \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot c \cdot u^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot c \cdot u^-). \quad (8.43)$$

Nun wird noch die elektrische Feldstärke $E = U/l$ durch die Spannung U und die Länge des Leiters l ersetzt:

$$I = F \cdot \frac{A}{l} \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot c \cdot u^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot c \cdot u^-) \cdot U. \quad (8.44)$$

Durch Auflösen ergibt sich Gl. 8.45 zur Bestimmung des elektrischen Widerstandes R:

$$R = \frac{1}{F \cdot \frac{A}{l} \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot c \cdot u^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot c \cdot u^-)}. \quad (8.45)$$

Zusammenfassung

Die elektrolytische Leitfähigkeit ist abhängig von

- der Zahl der Ladungsträger (Konzentration)
- der Ladung pro Ion (Ladungszahl)
- der Wanderungsgeschwindigkeit der Ionen in der Flüssigkeit (je schneller, umso größer die Leitfähigkeit).

Der elektrische Widerstand wird durch Faktoren, die die Beweglichkeit behindern, erhöht. Dazu zählen interionische Anziehungskräfte, Viskosität der Elektrolytlösung und Solvation von Ionen. Eine Temperaturerhöhung wirkt diesen Einflüssen entgegen und bewirkt daher eine Abnahme des elektrischen Widerstandes (s. [71]). Bei Anwendung der hergeleiteten Formeln sind alle Werte exakt und richtig zu bestimmen, um sinnvolle Ergebnisse zu erhalten.

Die Leitfähigkeit ist für die Wasserelektrolyse von entscheidender Bedeutung und wird beispielsweise in der alkalischen Elektrolyse durch die Zugabe von Kaliumhydroxid (KOH) erhöht (s. ► Abschn. 8.2.2.1).

8.1.5.2 Spezifische und molare Leitfähigkeit

Meist ist es sinnvoller mit dem spezifischen Widerstand ρ bzw. der spezifischen Leitfähigkeit κ zu rechnen, weil diese Werte unabhängig von der Querschnittsfläche und der Länge bestimmt werden können.

Zudem gilt die elektrische Leitfähigkeit als charakteristischer Wert für das Verhalten von Elektrolytlösungen. Sie wird in Analogie zum spezifischen Widerstand als der Leitwert eines Würfels mit einer Kantenlänge von 1 cm nach Gl. 8.46 definiert (s. [45]):

$$\frac{1}{\rho} = \kappa = F \cdot c \cdot (z^+ \cdot \gamma^+ \cdot u^+ + z^- \cdot \gamma^- \cdot u^-) \quad (8.46)$$

$$mit\ R = \rho \cdot \frac{l}{A}$$

$$mit\ \rho = \frac{1}{\kappa}.$$

Laut Gl. 8.46 ist die Leitfähigkeit also proportional zur Konzentration des gelösten Salzes. Dies gilt jedoch nur für Elektrolytlösungen mit unendlicher Verdünnung, da bisher vorausgesetzt wurde, dass die Bewegungen der Ionen in der Lösung völlig unabhängig voneinander sind. Um diesen Effekt zu berücksichtigen, wird zunächst die molare Leitfähigkeit Λ_m eingeführt:

$$\Lambda_m = \frac{\kappa}{c}. \tag{8.47}$$

Die Division von Λ_m durch die Äquivalentzahl n_e (oder auch z) ergibt die sogenannte Äquivalentleitfähigkeit Λ_{eq}. Dabei beschreibt die Äquivalentzahl die bei der elektrochemischen Reaktion ausgetauschten Ladungsträger. Sie wird auch als elektromagnetische Wertigkeit bezeichnet und ergibt sich aus folgender Gleichung:

$$n_e = z^+ \cdot \gamma^+ = z^- \cdot \gamma^-. \tag{8.48}$$

Daraus folgt die Äquivalentleitfähigkeit Λ_{eq}:

$$\Lambda_{eq} = \frac{\Lambda_m}{n_e}. \tag{8.49}$$

8

Nach Gl. 8.47 sollte die molare Leitfähigkeit konzentrationsunabhängig sein. Die Theorie von Debey-Hückel-Onsager besagt jedoch, dass sich in der Nähe eines positiven Ions mehr negative Ionen als anderswo befinden und umgekehrt. Somit ist jedes Ion von einer Gegenionenwolke umgeben, die ein bewegungshemmendes Feld erzeugt, das umso stärker ist, je höher die Konzentration ist. Damit steigt also mit zunehmender Konzentration die Wahrscheinlichkeit, dass es zu interionischen Wechselwirkungen kommt, da die Menge der gelösten geladenen Teilchen zunimmt. Diese Effekte sind vereinfacht in Abb. 8.12 dargestellt.

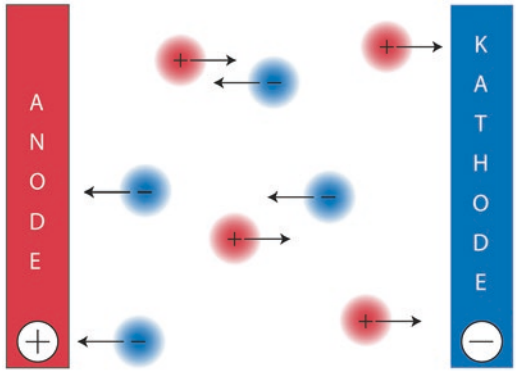


Abb. 8.12 Ionenwanderung in Lösungen von starken Elektrolyten mit ihren Solvathüllen, nach [45]

Bei realen Lösungen bewirken die elektrostatischen Anziehungskräfte und die Reibung der solvatisierten Teilchen zu- und aneinander mit steigender Konzentration einen Abfall der molaren Leitfähigkeit bzw. der Äquivalentleitfähigkeit. Damit wird die Beweglichkeit der Ionen mit steigender Konzentration herabgesetzt und die elektrische Leitfähigkeit nimmt nach Überschreiten eines Maximums wieder ab. Es besteht also nur für kleine Konzentrationen ein etwa linearer Zusammenhang zwischen spezifischer Leitfähigkeit und Konzentration. Die nichtlinearen Einflüsse nach Debey-Hückel-Onsager sind mit steigender Konzentration zunehmend relevant.

Als konzentrationsunabhängig können die molare Leitfähigkeit und auch die Äquivalentleitfähigkeit nur bei unendlicher Verdünnung betrachtet werden. Dies trifft nur bei idealen Lösungen zu, in denen die Konzentration c gegen null geht. Friedrich Kohlrausch fand als Erster Ende des 19. Jahrhunderts ein empirisches Gesetz, das die Konzentrationsabhängigkeit der molaren Leitfähigkeit starker Elektrolyte beschreibt (Kohlrausch'sches Quadratwurzelgesetz, s. [43]):

$$\Lambda_m = \Lambda_m^0 - k_c \cdot \sqrt{c} \tag{8.50}$$

mit

Λ_m^0 – molare Grenzleitfähigkeit
k_c – empirische Konstante

Kohlrausch zeigte zudem, dass die molare Grenzleitfähigkeit Λ_m^0 als Summe von Beiträgen der einzelnen Ionen beschrieben werden kann:

$$\Lambda_m^0 = F \cdot (\gamma^+ \cdot u^+ + \cdot \gamma^- \cdot u^-). \tag{8.51}$$

Die empirische Konstante k_c kann nach der Theorie von Debey-Hückel-Onsager für einen starken Elektrolyten mit der Wertigkeit 1,1 bei $T = 298$ K (z. B.: NaCl, HCl, KOH) nach Gl. 8.52 beschrieben werden (s. [70]):

$$k_c = 0,229 \cdot \Lambda_m^0 + 60,20. \tag{8.52}$$

Dabei ist die Konstante von der Temperatur, der molaren Grenzleitfähigkeit des Elektrolyten, der Dielektrizitätskonstanten und der Viskosität des

Lösungsmittels abhängig. Diese Gleichung ist nur für verdünnte Lösungen bis zu einer Konzentration von *0,01 mol/l* gültig.

Für konzentriertere Lösungen gibt es auch heute noch keine geschlossene Theorie. Es gilt der Grundsatz, dass mit steigender Konzentration Theorie und Realität immer weiter auseinanderdriften. Um relativ genaue Aussagen über Elektrolytlösungen mit höherer Konzentration machen zu können, sind experimentelle Messverfahren anzuwenden (s. ▶ Abschn. 8.1.5.3).

Im Gegensatz zu starken Elektrolyten kennzeichnen sich schwache Elektrolyte durch die unvollständige Dissoziation im Lösungsmittel aus. Zu schwachen Elektrolyten gehören u. a. Brönstedsäuren und -basen (z. B. CH_3COOH oder NH_3). Die Leitfähigkeit hängt vom Dissoziationsgrad (Deprotonierungsgrad) α ab, welcher das Verhältnis von der Anzahl der in Lösung gegangenen Teilchen zur Gesamtzahl der Teilchen beschreibt. Es läuft Reaktion 8.55 ab:

$$KA + H_2O \rightleftharpoons K^+ + A^- \tag{8.53}$$

mit

KA – nicht protolysierter Elektrolyt
K^+ – Kationen
A^- – Anionen

Dabei kann die Konzentration von Wasser als konstant angenommen werden, da dieses im Überschuss vorliegt. Für die Säurestärke bzw. Gleichgewichtskonstante K_S gilt damit:

$$K_s = \frac{c(K^+) \cdot c\,(A^-)}{c(KA)}. \tag{8.54}$$

Der Dissoziationsgrad wird so definiert, dass im Gleichgewichtszustand für eine Säure der Konzentration c gilt:

$$[K^+] = \alpha c, [A^-] = \alpha c \text{ und } [KA] = (1-\alpha)c. \tag{8.55}$$

Bei Vernachlässigung der Abweichungen der Aktivitätskoeffizienten von eins gilt für die Säurekonstante K_s näherungsweise:

$$K_s = \frac{\alpha^2 c^2}{(1-\alpha)c} = \frac{\alpha^2 c}{1-\alpha}. \tag{8.56}$$

Ist eine Säure unendlich verdünnt, wird von vollständiger Deprotonierung gesprochen. Das bedeutet, dass auch schwache Elektrolyte bei hinreichender Verdünnung praktisch vollständig dissoziiert sind. Die molare Leitfähigkeit entspricht in diesem Fall der Grenzleitfähigkeit Λ_m^0. Für die Berechnung der tatsächlichen molaren Leitfähigkeit Λ_m bei nicht unendlicher Verdünnung ist der Dissoziationsgrad zu berücksichtigen, da nur ein Bruchteil der Moleküle in Ionen dissoziiert vorliegt:

$$\Lambda_m = \alpha \cdot \Lambda_m^0. \tag{8.57}$$

Gleichung 8.57 nach dem Dissoziationsgrad aufgelöst und in Gl. 8.56 eingesetzt, ergibt das sogenannte Ostwald'sche Verdünnungsgesetz:

$$K_s = \frac{(\Lambda_m)^2}{(\Lambda_m^0 - \Lambda_m) \cdot \Lambda_m^0} \cdot c. \tag{8.58}$$

Dieses Gesetz ist ein Spezialfall des Massenwirkungsgesetzes, welches das Verhältnis der Aktivitäten der Produkte und Edukte einer chemischen Reaktion im chemischen Gleichgewicht beschreibt. Korrekterweise ist anstelle der Konzentrationen mit den Aktivitäten zu rechnen, was aber nur zu sehr geringen Wertänderungen führt.

Auch diese Formeln ergeben mit zunehmender Konzentration zunehmend ungenauere Ergebnisse mit größeren Fehlerbalken. Für eine konzentriertere Lösung ist eine Widerstandsmessung von Vorteil, welche im folgenden Abschnitt beschrieben wird (s. [3]).

8.1.5.3 Messung der elektrolytischen Leitfähigkeit

Meist wird die elektrolytische Leitfähigkeit über eine experimentelle Widerstandsmessung bestimmt, da die Größen, die in ▶ Abschn. 8.1.5.2 eingeführt wurden, oft schwer zugänglich bzw. schwer zu bestimmen sind. Bei der experimentellen Ermittlung können die Messungen für Elektrolytlösungen aller Art mit relativ geringem Messfehler durchgeführt werden.

Dabei werden zwei elektrisch gut leitende Elektroden wie Platin, Kohle, Graphit oder nichtrostender Stahl in die Elektrolytlösung getaucht. Die

anliegende Spannung und der resultierende Strom durch die Zelle werden messtechnisch erfasst. Gemäß dem Ohm'schen Gesetz gilt für den Widerstand R (s. [21]):

$$R = \frac{U}{I}. \tag{8.59}$$

Der Kehrwert des Widerstandes R ist der Leitwert G bzw. der Wert der Leitfähigkeit:

$$G = \frac{1}{R} = \frac{I}{U}. \tag{8.60}$$

Den spezifischen Widerstand ρ bzw. die spezifische Leitfähigkeit κ ergibt sich wie beim Kondensator (s. ► Kap. 6) unter Berücksichtigung der Zellkonstante $C = l/A$. Diese wird für gewöhnlich über eine Kalibrierungsmessung mit einer Lösung, bei der die Leitfähigkeit bekannt ist, bestimmt:

$$\rho = \frac{1}{\kappa} = \frac{R}{C} = \frac{R \cdot A}{l} \tag{8.61}$$

mit

l – Plattenabstand
A – Plattenoberfläche

Bei Anlegen einer Gleichspannung ist entgegen der Erwartung kein linearer Zusammenhang nach der Ohm'schen Regel erkennbar (s. Abb. 8.13).

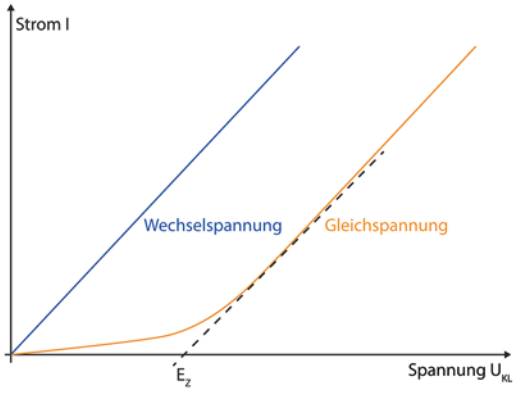


Abb. 8.13 Strom-Spannung-Kennlinie einer Elektrolysezelle bei Wechsel- und Gleichspannung. Nur bei Wechselspannung wird die Messung nicht verfälscht

Die Verwendung von Gleichstrom führt zu einem Aufbau von Ladungen an den Elektroden (Polarisation) und zudem zu einer Stoffumsetzung durch Elektrolyse, wodurch die Leitfähigkeitsmessung verfälscht wird.

Die Elektroden können im elektrischen Ersatzschaltbild einer Elektrolysezelle durch eine Parallelschaltung von einem nichtlinearen Widerstand (R^+ *und* R^-) und einer Doppelschichtkapazität (C^+ *und* C^-) an der Phasengrenze zwischen Elektrolytlösung und Elektrode beschrieben werden. Dazu liegt der Ohm'sche Widerstand der Elektrolytlösung R_E in Reihe (s. Abb. 8.14).

Diese Elektrodenwiderstände sind für die Messung zu eliminieren. Daher wird zur Vermeidung von Elektrodenreaktionen eine stationäre Wechselspannung (1000–4000 Hz) angelegt (s. [70]). Diese bewirkt eine Umladung der Doppelschicht im Rhythmus der Wechselspannung wie beim Kondensator. Mit wachsender Frequenz wirkt die Kapazität als Kurzschluss und der Strom wird allein durch den Ohm'schen Widerstand der Elektrolytlösung bestimmt. Nun fließt ein Strom, ohne dass ein Ladungsdurchtritt an der Phasengrenze erforderlich ist.

Bei der Wechselspannungsmessung ergibt sich wie nach Abb. 8.9 der erwartete lineare Kurvenverlauf. Dabei stellt E_z die notwendige Zersetzungsspannung bei Gleichspannung dar. BeimÜberschreiten dieser Spannung werden die Elektrodenpotenziale überwunden und ein merklicher Strom fließt. Mit steigender Messfrequenz und Elektrodenoberfläche werden die oben beschriebenen Polarisationswiderstände verringert. Die geringsten Effekte weisen Elektroden aus platiniertem Platin auf (s. [52]).

In der Praxis werden zur Bestimmung der Leitfähigkeit häufig sogenannte Konduktometer eingesetzt. Diese Leitfähigkeitsmessgeräte ermitteln Stromstärke I und Spannung U, woraus der Leitwert bzw. die Leitfähigkeit automatisch errechnet und angezeigt wird. Dabei ist der Messbereich entscheidend. Ein weiter Messbereich erfordert Messgeräte mit sehr hohen Anschaffungskosten. Diesem Problem kann Abhilfe geleistet werden, indem eine Messapparatur mit einer Wheatsto-

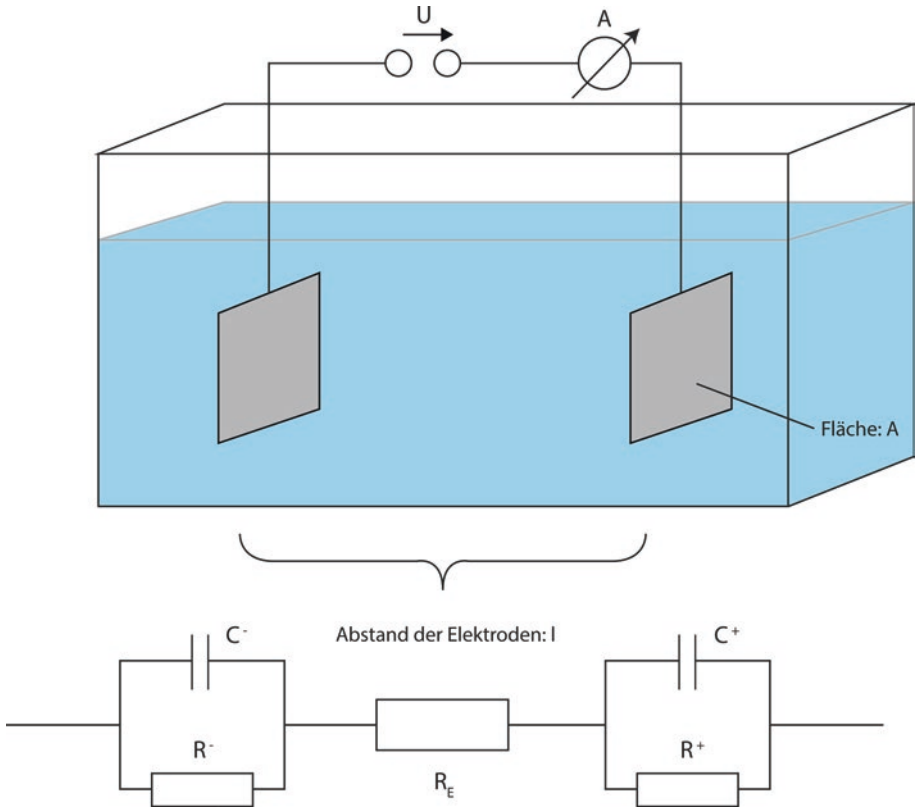


Abb. 8.14 Ersatzschaltbild einer Leitfähigkeitsmesszelle

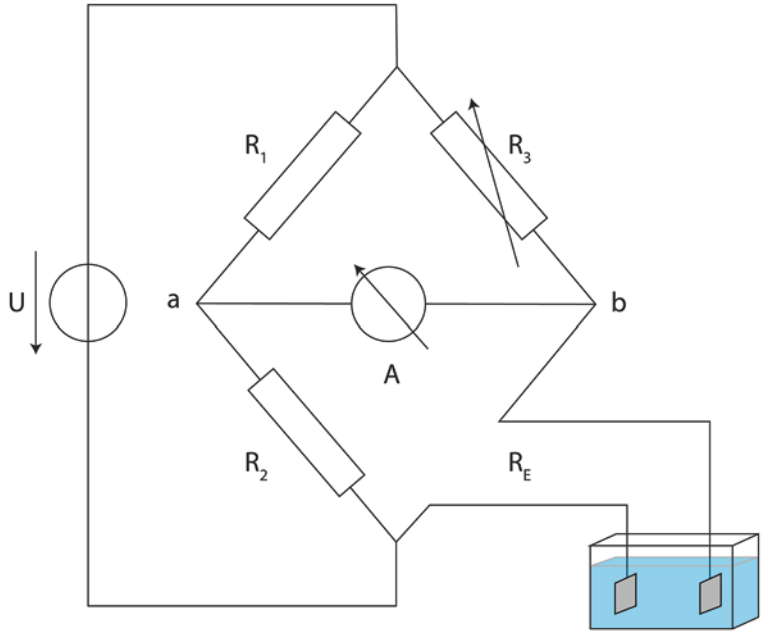


Abb. 8.15 Wheatstone'sche Brückenschaltung zur Leitfähigkeitsbestimmung

ne'schen Brückenschaltung verwendet wird. Diese Brückenschaltung besteht aus vier Widerständen, wobei jeweils zwei in Reihe geschaltet und diese dann wiederum parallel zueinander sind (s. Abb. 8.15).

Dabei sind zwei Widerstände bekannt, ein dritter ist variierbar und der vierte Widerstand ergibt sich aus der Leitfähigkeit der zu untersuchenden Elektrolytlösung. Diese wird in ein Gefäß – die Leitfähigkeitszelle – mit zwei Elektroden aus Platin, Silber, Graphit oder Werkstoffe mit ähnlichen Eigenschaften gegeben. Daraufhin wird die Zelle in die Brücke geschaltet und der Widerstand bzw. Leitwert der Lösung durch Abgleich bestimmt. Die Brücke gilt genau dann als abgeglichen, wenn das Amperemeter bzw. Oszilloskop den Wert null anzeigt. Das bedeutet für die vorliegende Schaltung, dass zwischen den Knoten *a* und *b* Stromlosigkeit herrscht:

$$R_E = \frac{R_2}{R_1} \cdot R_3 \tag{8.62}$$

mit

R_1, R_2 – feste Widerstände
R_3 – variabler, *einstellbarer* Widerstand

Abschließend kann laut Gl. 8.61 aus dieser Messung der Leitwert bzw. die spezifische Leitfähigkeit bestimmt werden.

8.2 Einspeichertechnologie Wasserelektrolyse

8.2.1 Überblick

Drei Verfahren der Wasserelektrolyse

Für die Wasserelektrolyse stehen heute drei Verfahren zur Verfügung, die technisch von Bedeutung sind und sich in Funktion, Betriebsbedingungen und Entwicklungsstand stark unterscheiden:

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Membran-Elektrolyse oder auch Saure Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) PEMEL
- Hochtemperatur-Elektrolyse (High Temperature Electrolysis of Steam oder Solid Oxide Electrolysis) HTES oder SOEL.

Grundsätzlich kann dabei zwischen druckloser, atmosphärischer Elektrolyse und Druckelektrolyse unterschieden werden.

Atmosphärische Elektrolyse

Die atmosphärische Elektrolyse (s. Abb. 8.16) bietet die Vorteile eines einfachen und robusten Anlagendesigns, vergleichsweise einfacher Steuerung und eines großen Lastbereiches von unter 20 % Auslastung bis Volllast. Außerdem gibt es langjährige Betriebserfahrungen, und die Investitionskosten liegen deutlich unter denen der Druckelektrolyse. Da die maximal sinnvolle Stromdichte im atmosphärischen Betrieb (0,02–0,05 bar Überdruck) die Stack-Kapazität begrenzt, ist hier der Raumbedarf jedoch hoch. Zusätzlich wirken sich eine aufwändige Gastrocknung und eine erste Kompressionsstufe nachteilig aus. Um ein ständiges Anlaufen und Abschalten des Kompressors zu verhindern, wird ein vorgeschalteter Gasbehälter auf Atmosphärendruck notwendig.

Druckelektrolyse

Die Druckelektrolyse (s. Abb. 8.17) arbeitet meist bei Systemdrücken um 30 bar, Testanlagen erreichen 120 bar. Dadurch wird eine direkte Ankopplung an viele industrielle Anwendungen möglich, die oftmals bei niedrigen Drücken arbeiten. Durch den erhöhten Druck reduziert sich die Baugröße merklich, etwaige Vorkompressionsstufen fallen weg, wodurch die Investitionskosten sinken. Dem stehen höhere Investitionskosten des Druckelektrolyseurs sowie ein größerer Wartungsaufwand und umfangreichere Sicherheitstechnik gegenüber. Nicht zuletzt verringert sich bei Drücken über 10 bar der nutzbare Lastbereich auf 30–100 %, was vor allem im Betrieb mit fluktuierenden erneuerbaren Energien von Nachteil sein kann (s. [127]).

Um durch Elektrolyse verwertbare Produktgase erzeugen zu können, wird eine Vielzahl von Elektrolysezellen (s. ► Abschn. 8.2.2) in Reihe zu Elektrolyseblöcken, den sogenannten Stacks, zusammengeschaltet (s. ► Abschn. 8.2.3). Diese wiederum stehen in einer Elektrolyseanlage (s. ► Abschn. 8.2.4), eingebettet in verschiedene periphere Systeme, die einen sicheren und effizienten Betrieb gewährleisten. In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Teilsysteme eingehender beschrieben.

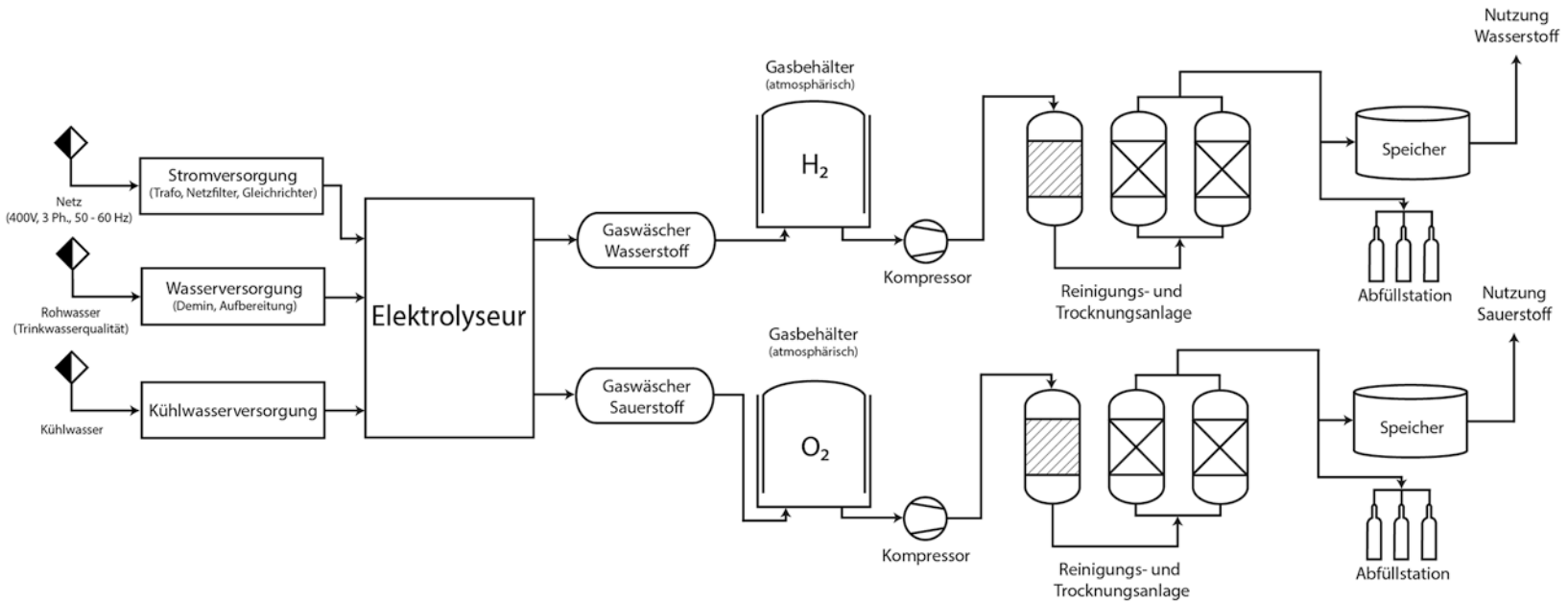


Abb. 8.16 Anlagenschema der atmosphärischen Elektrolyse, nach [127]

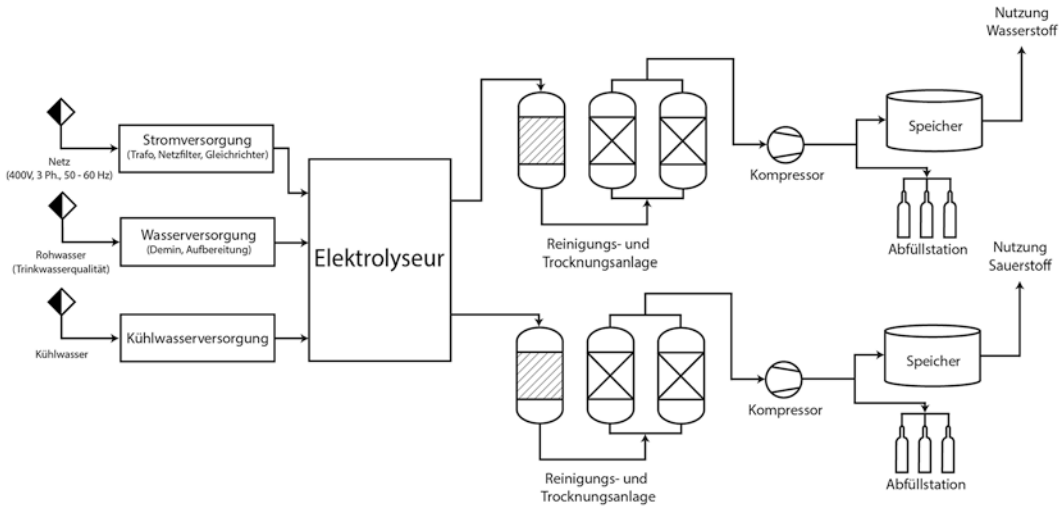


Abb. 8.17 Anlagenschema der Druckelektrolyse, nach [127]

8

8.2.2 Elektrolysezelle – Elektrolysearten

8.2.2.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die alkalische Elektrolyse ist ein seit vielen Jahren großtechnisch erprobtes Verfahren. Bisher realisierte Anlagen entstanden aufgrund der kontinuierlich benötigten Leistung meist in der Nähe zu Großkraftwerken, so z. B. das größte drucklose Elektrolysekraftwerk der Welt am Assuan-Staudamm in Ägypten mit 156 MW Nennleistung und einer Wasserstoffproduktionsrate von 33.000 m^3/h. Die Technologie ist seit vielen Jahren erprobt und kommerziell verfügbar, für die Anwendung in Kombination mit fluktuierenden erneuerbaren Energien besteht aber noch Optimierungsbedarf im dynamischen Betrieb, beim Betrieb unter Druck sowie bei der Effizienz.

Funktionsweise

Abbildung 8.18 zeigt den schematischen Aufbau und die Funktion der Zelle eines alkalischen Elektrolyseurs. In den beiden Halbzellen, die durch eine ionenleitende Membran getrennt sind, zirkuliert Wasser, dessen Leitfähigkeit durch Zugabe von 20–40 Gew.-% Kaliumhydroxid (KOH) erhöht wird. Dadurch sinken die inneren Widerstände der Zelle und der Wirkungsgrad wird gesteigert. Nahe der Membran liegen auf beiden Seiten poröse Elektroden mit einer großen Oberfläche. Wird nun an den Elektroden eine Spannung angelegt, die unter idealen Bedingungen gleich oder größer der Zersetzungsspannung von Wasser mit 1,23 V ist, wird das kathodenseitige Wasser in der Kathodenreaktion (Gl. 8.63) in atomaren Wasserstoff und Hydroxid-Ionen (OH^-) aufgespalten:

$$2H_2O(l) + 2e^- \rightarrow H_2(g) + 2OH^-. \quad (8.63)$$

Während die entstehenden Protonen zu H_2-Molekülen reagieren, aufsteigen und vom Elektrolyten abgeschieden werden, diffundieren die Hydroxid-Ionen durch die Membran und reagieren in der Anodenreaktion (Gl. 8.64) unter Abgabe von Elektronen zu Wasser und atomarem Sauerstoff:

$$2\,OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2(g) + H_2O(l) + 2\,e^-. \quad (8.64)$$

Auch die entstandenen Sauerstoffmoleküle werden vom Elektrolyten abgeschieden und abgeführt, das verbrauchte Wasser wird über die Stutzen nachgefüllt. Für die Gesamtreaktion (Gl. 8.65) werden in beiden Halbzellen jeweils zwei Elektronen benötigt, die über den geschlossenen Stromkreis samt Stromquelle transportiert werden:

$$H_2O(l) \rightarrow H_2(g) + \frac{1}{2}O_2(g). \quad (8.65)$$

Der Zellrahmen dichtet die Zelle nach außen hin ab, isoliert die Elektroden voneinander und dient

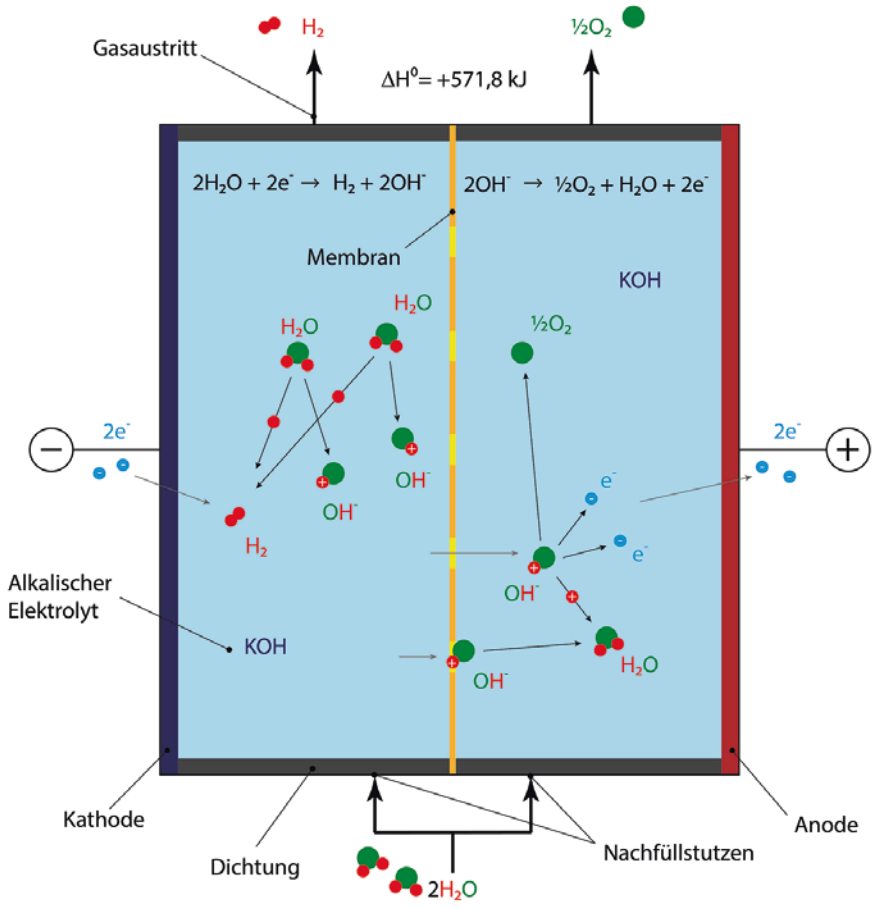


Abb. 8.18 Funktionsschema der alkalischen Elektrolyse

als Träger für die Membran. Die Zirkulation des Elektrolyten und damit die homogene Ladungsträgerverteilung können bei niedriger Last größtenteils durch die von den aufsteigenden Gasblasen erzeugte Strömung gewährleistet werden. Bei höherer Last ist eine aktive Umwälzung des Elektrolyten mit entsprechendem Energieaufwand erforderlich.

8.2.2.2 Membran-Elektrolyse (PEM, PEMEL)

Die Membran-Elektrolyse, auch PEM-Elektrolyse (PEM von Proton Exchange Membrane), hat ihren Ursprung in der Brennstoffzellentechnik und basiert auf den inversen Vorgängen in einer Brennstoffzelle. Sie eignet sich besser als die alkalische Elektrolyse für den dynamischen Betrieb, auch unter Druck, wurde aber bisher nur in kleineren Anlagen erprobt.

Funktionsweise

Eine PEM-Elektrolysezelle (s. Abb. 8.19) besteht aus einer protonenleitenden Membran (Proton Exchange Membrane, PEM), die beidseitig meist fest mit den Elektroden zum sogenannten Membrane Electrode Assembly (MEA) verbunden ist. Auf den Elektroden liegt ein fester Polymerelektrolyt (Solid Polymer Electrolyte, SPE) wie beispielsweise Nafion auf. Er ist hochporös und bewerkstelligt einerseits den Stromfluss von den bipolaren Platten zur Elektrode und andererseits den Transport von

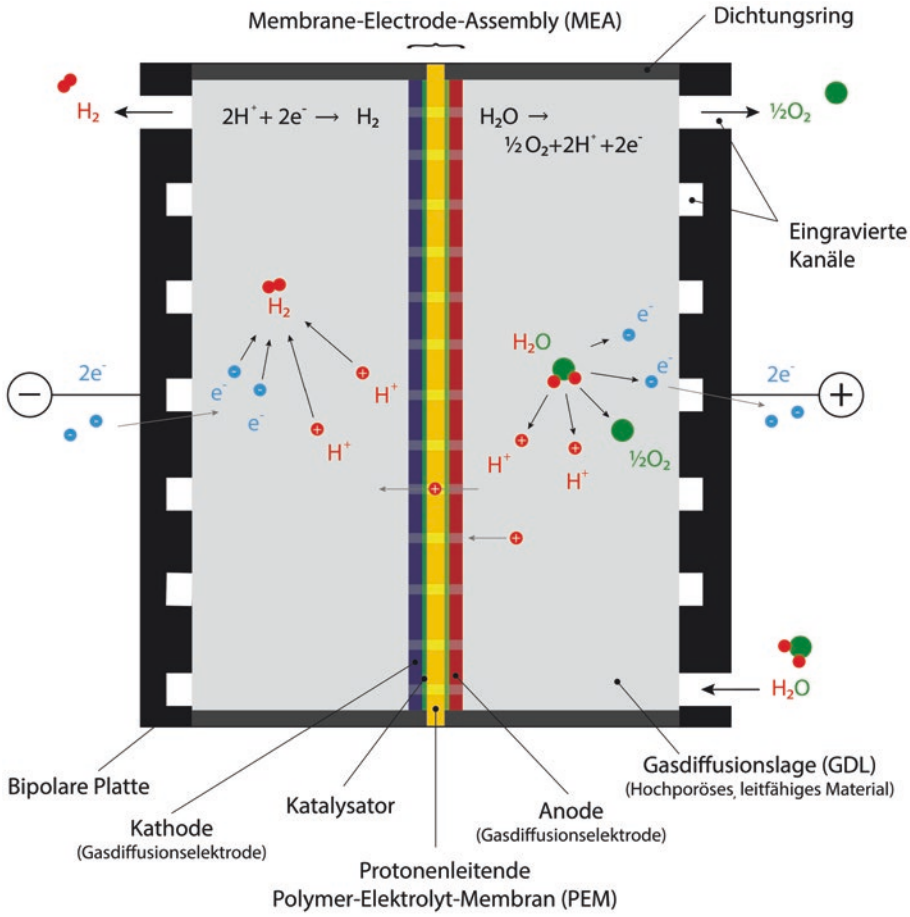


Abb. 8.19 Funktionsschema der Membran-Elektrolyse

Wasser hin zur Elektrode sowie der Produktgase von der Elektrode weg.

Die je nach Stackdesign bipolaren Platten leiten über die auf ihnen eingravierten Kanäle das Wasser zur Anode und erlauben den Abtransport der Produktgase. Zusätzlich dienen sie der gleichmäßigen Verteilung der Stromdichte auf den Elektolyten.

In ihrer Funktion unterscheidet sich die PEM-Elektrolyse also grundsätzlich von der alkalischen Elektrolyse. Wasser wird an der Anode zugeführt und dort in der Anodenreaktion (Gl. 8.66) unter Zersetzungsspannung des Wassers in atomaren Sauerstoff und zwei Protonen aufgespalten:

$$H_2O(l) \rightarrow \frac{1}{2} O_2(g) + 2H^+ + 2e^-. \quad (8.66)$$

Der Sauerstoff verbindet sich zu O_2-Molkülen und wird abgeführt, während die Protonen durch die Membran zur Kathode diffundieren und dort in der Kathodenreaktion (Gl. 8.67) mit zwei Elektronen zu Wasserstoff reagieren:

$$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2(g). \quad (8.67)$$

Somit ist nur die anodenseitige Halbzelle von Wasser umspült, in der kathodenseitigen Halbzelle bildet sich in der Theorie ausschließlich reiner Wasserstoff. In der Praxis ist diese aber noch mit hoher Feuchtigkeit beladen. Verglichen mit der alkalischen Elektrolyse sind jedoch weitaus weniger unerwünschte Stoffe im erzeugten Wasserstoff

enthalten. Hier sind teilweise noch Rückstände aus dem alkalischen Elektrolyten auszuwaschen.

8.2.2.3 Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES)

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse (High Temperature Electrolysis of Steam, HTES) oder auch Dampf-Elektrolyse wird Wasserdampf statt flüssiges Wasser gespalten. Daher ist die Energie für den Phasenübergang von flüssig zu gasförmig nicht innerhalb der Elektrolyse durch Elektrizität aufzubringen, sondern durch externe Wasserverdampfung z. B. mit Abwärme aus Industrieprozessen bereitzustellen. Dadurch sinkt der Elektroenergiebedarf um ca. 16 %. Weiterhin wird ein Teil der Spaltungsenergie, die zur Trennung von Sauerstoff und Wasserstoff nötig ist, durch Hochtemperaturwärme bei etwa 850–1000 °C bereitgestellt. So kann die Zellspannung im Vergleich zur PEM- und alkalischen Elektrolyse um mehr als 0,5 V auf unter 1 V gesenkt und hohe strombezogene Wirkungsgrade erreicht werden.

Darüber hinaus verfügt die HTES über zwei weitere wichtige Eigenschaften:

1. Neben Wasserdampf kann auch CO_2 zu CO reduziert werden. Damit kann Synthesegas für Power-to-Gas und Power-to-Liquid direkt aus H_2O und CO_2 innerhalb der Elektrolyse generiert werden.
2. Die Komponenten sind in der Praxis reversibel, d. h. dass eine HTES mit dem selben Gerät sowohl als Brennstoffzelle als auch als Elektrolyseur dienen kann. An Standorten

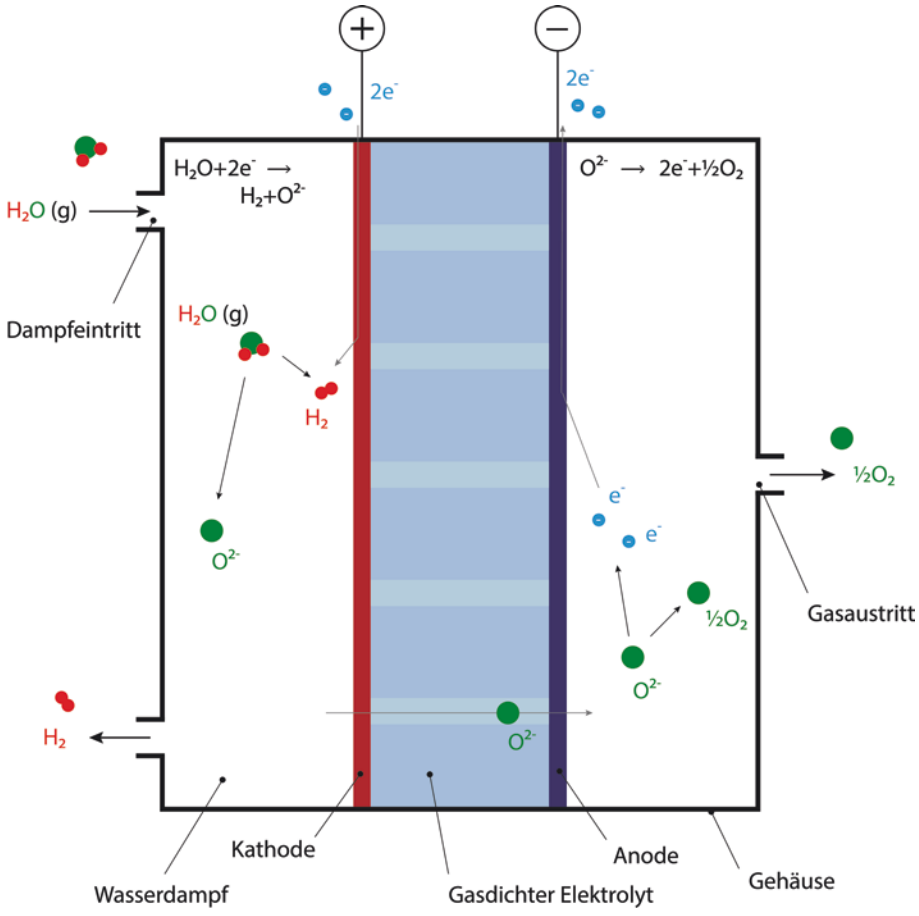


Abb. 8.20 Funktionsschema der Hochtemperatur-Elektrolyse

mit schwankendem Energieangebot erhöhen sich dadurch Auslastung und Wirkungsgrad (s. ► Abschn. 8.2.5 und 8.5.1.1).

Die beiden o. g. Funktionen sind nachgewiesen und werden derzeit für den Industrieeinsatz entwickelt (s. ► Abschn. 14.2.2.4). Für die folgenden Erklärungen wird jedoch von einer normalen Wasserdampfelektrolyse ausgegangen. Die Prinzipien gelten unter Anpassung der Stoffwerte analog für die CO_2-Elektrolyse.

■ Funktionsweise

Die Funktion der Hochtemperatur-Elektrolyse basiert auf den Umkehrreaktionen der Festoxidbrennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC). Beide Halbzellen sind von einem O_2-Ionen leitenden Festelektrolyten getrennt, an dem beidseitig die Elektroden aufgebracht sind (s. ◘ Abb. 8.20).

Kathodenseitig wird überhitzter Wasserdampf zugeführt, der mit zwei Elektronen zu Wasserstoff und O_2-Ionen reagiert (Gl. 8.68 Kathodenreaktion). Der Wasserstoff kann entnommen werden, die O_2-Ionen diffundieren durch den Elektrolyten zur Anode, wo sie unter Elektronenabgabe in der Anodenreaktion (Gl. 8.69) zu Sauerstoff reagieren:

$$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}, \tag{8.68}$$

$$O^{2-} \rightarrow 2e^- + \frac{1}{2}O^{2-}, \tag{8.69}$$

Gesamtreaktionsgleichung:

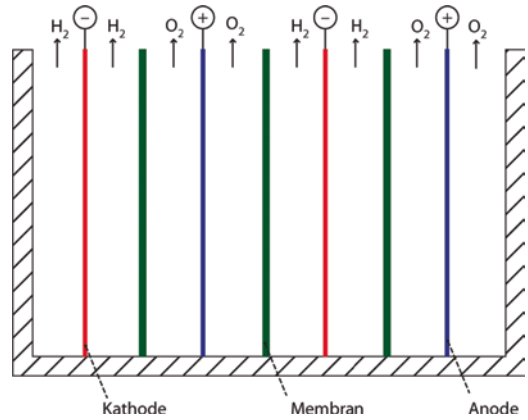
$$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2. \tag{8.70}$$

■ Reversible Festoxid-Elektrolyse/ Brennstoffzelle (rSOC)

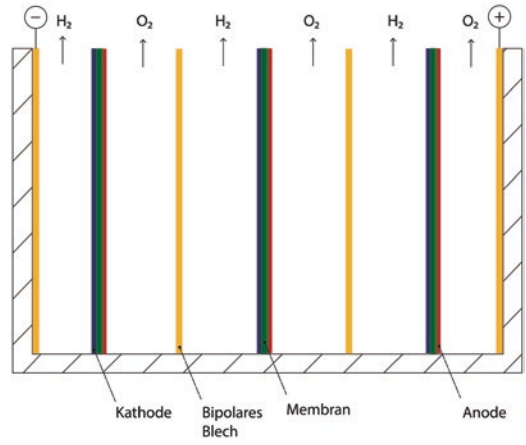
Anfang 2014 erwiesen sich im Rahmen des Projektes Fuel1 (s. ► Abschn. 14.2.2.4) die Hochtemperatur-Elektrolyse und die Hochtemperatur-Brennstoffzelle (s. ► Abschn. 8.5.1.1) nicht nur theoretisch, sondern auch praktisch innerhalb derselben Komponente als machbar. Seither wird diese reversible Festbrennstoffzelle (*Reversible Solid Oxide Cell* (rSOC)) weiterentwickelt. Die thermodynamischen Grundlagen der einzelnen Betriebsweisen sind in ► Abschn. 8.1.4 und ► Abschn. 8.5.1 beschrieben.

Diese Technologiekombination bietet den Vorteil, dass sie eine höhere Auslastung aufweisen kann als die einzeln stehenden Ein- und Ausspeicheranlagen. Ferner lassen sich zur Ausspeicherung auch minderwertige Energieträger wie Erdgas einsetzen, während durch die Einspeicherung hochwertige chemische Moleküle wie Wasserstoff entstehen.

Die Herausforderungen liegen einerseits in der Langzeitstabilität dieser jungen Technologie und ihrem technologischen Reifegrad. Andererseits liegt



◘ **Abb. 8.21** Schematische Darstellung des monopolaren Stackdesigns



◘ **Abb. 8.22** Schematische Darstellung des bipolaren Stackdesigns

in dem Upscale und der Kommerzialisierung von rSOC noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

8.2.3 Elektrolyseblock – Stackdesign

Da die Gasproduktionsraten einzelner Elektrolysezellen begrenzt sind, wird für größere Leistungen und Gasmengen die Anzahl der Zellen nach oben skaliert und mehrere Zellen werden im Filterpressenaufbau zu einem »Stack« zusammengeschaltet. Der Aufbau ist bipolar oder monopolar realisierbar.

Monopolares Stackdesign

Beim monopolaren Filterpressenaufbau werden einzelne Zellen parallel geschaltet, wodurch die Systemspannung bei hohen Strömen gering ist. Dieser Aufbau bietet den Vorteil, dass defekte Zellen stillgelegt werden können, ohne die Funktion der übrigen Zellen wesentlich zu beeinflussen (s. Abb. 8.21).

Bipolares Stackdesign

Um die Systemspannung, also die Klemmenspannung des Stacks, zu erhöhen und damit den Eingangsstrom zu verringern, wird das bipolare Stackdesign (s. Abb. 8.22) angewendet.

Dafür werden zwischen den Halbzellen Bleche angeordnet, die auf einer Seite einer Anode, auf der anderen einer Kathode zugewandt sind. Sie heißen bipolare Bleche. Mit dieser Methode sind einzelne Zellen direkt in Reihe zu einem Stack schaltbar, der dann allerdings vom Verhalten jeder einzelnen enthaltenen Zelle abhängt. Tritt in einer davon ein Fehler auf, ist der ganze Stack stillzulegen, was einen höheren Wartungsaufwand bedeutet.

8.2.4 Elektrolyseur, Elektrolyse-Anlage und ihre Peripherie

Die vorhergehend beschriebenen Stacks bilden das Kernsystem jeder Elektrolyse-Anlage. Dabei bezeichnet der Begriff »(…) ‚Elektrolyseur' (…) prinzipiell nur den Apparat, der aus elektrischer Energie und Wasser durch ‚elektrochemische Wasserzersetzung' die Produktgase Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt« [15].

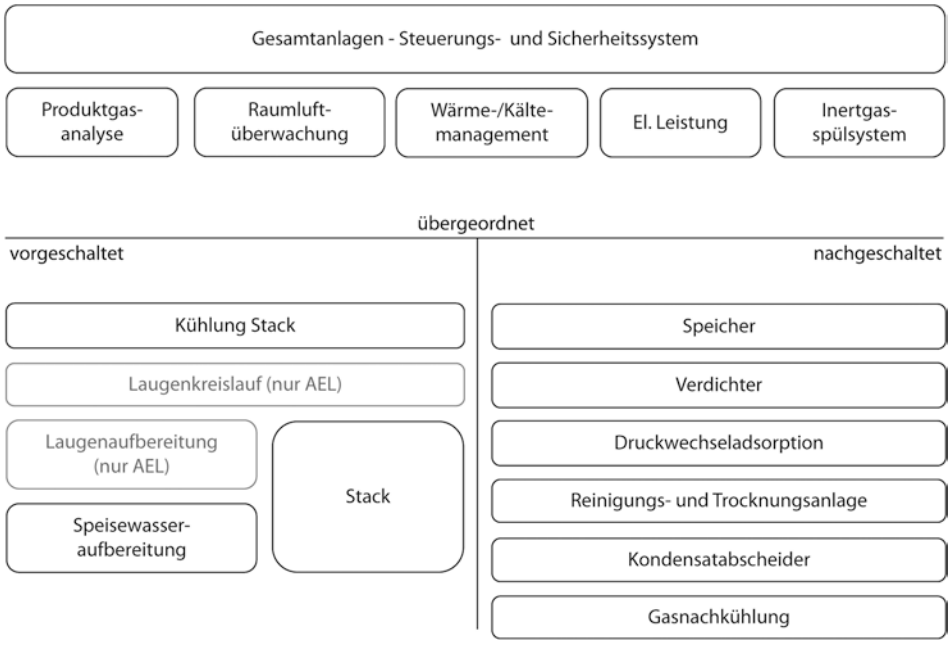


Abb. 8.23 Komponenten einer Elektrolyse-Anlage: Die Übersicht gliedert sich in dem Stack vor- und nachgeschaltete sowie übergeordnete Teilsysteme

Wie in ► Abschn. 8.2.1 beschrieben, wird für den Betrieb einer ganzen Anlage jedoch noch eine Reihe weiterer, den Stacks vor- und nachgeschalteter sowie dem Gesamtsystem übergeordneter peripherer Systeme benötigt (s. [15]). Grundsätzlich sind viele Teilsysteme für die alkalische und die PEM-Elektrolyse identisch. Sie unterscheiden sich baulich primär im Aufbau der Zellen sowie anhand der Tatsache, dass bei der PEM-Elektrolyse der Elektrolytkreislauf mit Laugenaufbereitung wegfällt. ◘ Abbildung 8.23 gibt eine Übersicht über die anschließend eingehender erläuterten Komponenten einer Elektrolyse-Anlage.

8.2.4.1 Vorgeschaltete Anlagenkomponenten – Wasser und Laugen

Im dem Stack vorgeschalteten Anlagenteil wird Speisewasser beispielsweise mittels Umkehrosmose aufbereitet. Pro produziertem Normkubikmeter Wasserstoff werden ca. 0,8 l Wasser benötigt. Schädliche Ionen und Schwebstoffe gelangen so nicht in die Laugenaufbereitung, die der nächste Schritt ist. Hier wird der durch die Elektrolyse gesunkene Wassergehalt im Laugenkreislauf wieder hergestellt. Der Laugenkreislauf zirkuliert durch den Stack und die Gasabscheider für die Produktgase Wasserstoff und/oder Sauerstoff. Gleichzeitig dient der Kreislauf der Kühlung der Zellen. Die aus ihm entnommene thermische Nutzleistung kann in anderen Prozessschritten wiederverwertet werden (s. ► Abschn. 8.2.6).

8.2.4.2 Nachgeschaltete Anlagenkomponenten – Gasaufbereitung

In den Gasabscheidern des Elektrolytkreislaufs wird das Produktgas abgetrennt oder bei der PEM-Elektrolyse direkt dem Stack entnommen. Das Produktgas wird in Gasnachkühlung und Kondensatabscheidern soweit abgekühlt, dass übrige, im Gas enthaltene Elektrolyte auskondensiert und zum Elektrolytkreislauf rückgeführt werden können. Hierdurch werden die nachfolgenden Bauteile vor aggressivem Kondensat geschützt, und der Betrieb kann optimiert werden.

Um Produktgase hoher Reinheit zu erhalten, wird im Anschluss in einer Reinigungs- und Trocknungsanlage (RTA) in einer Katalysatorpatrone zunächst übriger Sauerstoff mit Wasserstoff zu Wasser und Wasserdampf rekombiniert. Das enthaltene Wasser wird durch Kühlung auskondensiert und abgeschieden, womit eine Wasserstoffreinheit von 99,9 Vol.-% erreicht wird. Diese Reinheit wird auch mit Wasserstoff 3.0 bezeichnet, wobei die Zahl vor dem Punkt für die Anzahl der 9er in der Prozentangabe steht und die Zahl nach dem Punkt für die letzte Zahl nach den 9ern.

Um die Reinheit weiter auf 99,999 Vol.-% (Wasserstoff 5.0) zu steigern, kann der Restwassergehalt mittels Druckwechseladsorption weiter gesenkt werden.

Über Gasverdichter und Zwischenspeicherung können, beispielsweise auch für den Transport, das Volumen des Produktgases minimiert und definierte Druckniveaus eingestellt werden.

8.2.4.3 Übergeordnete Anlagenkomponenten – Energie, Stoffe, Steuer- und Regelsysteme

Aus Sicherheitsgründen und zum Betrieb ist die Anlage mit Inertgas wie Stickstoff zu versorgen. Über ein Spülsystem können im Bedarfsfall so alle gasführenden Teile der Anlage mit Inertgas gespült werden, was die Explosionsgefahr minimiert.

Die elektrische Eingangsleistung P_{ein} wird zum größten Teil über Leistungselektronik für den Betrieb der Elektrolyseure benötigt. Ein geringer Anteil unter 10 % dient im Jahresmittel dem Eigenverbrauch zur Versorgung der Hilfssysteme der Anlage. Eine Druckluftversorgung wird nur dann nötig, wenn Anlagenteile wie Ventile druckluftbetrieben ausgelegt sind. Elektrische Systeme bieten hier eine energieeffiziente Alternative.

Ein Wärmemanagementsystem regelt den Wärme- und Kältebedarf zwischen Elektrolytkreislauf, Gaskühlung, Wasserkondensation, Gasreinigung und Verdichtung.

Das Produktgasanalysesystem und die Raumluftüberwachung stellen einen essenziellen und sicherheitskritischen Bestandteil einer Elektrolyse-

Tab. 8.3 Elektrolyseure im technischen Vergleich

	AEL – Alkalische Elektrolyse		PEMEL – Membran-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane Electrolysis)		HTES – Hochtemperatur-elektrolyse (High Temperature Electrolysis of Steam)	
Elektrolyt	Flüssig	KOH	Fest	Membran	Fest	Keramik
Betriebstemperatur in °C	40–90		20–100		700–1000	
Druck in bar	1–30		30–50		ca. 30	
Reaktionen						
Kathodenreaktion	$2\ H_2O + 2\ e^- \rightarrow H_2 + 2\ OH^-$		$2\ H^+ + 2\ e^- \rightarrow H_2$		$H_2O + 2\ e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$	
Ladungsträger	OH^-		H^+		O^{2-}	
Anodenreaktion	$2\ OH^- \rightarrow ½\ O_2 + H_2O + 2\ e^-$		$O^{2-} \rightarrow ½\ O_2 + 2\ e^-$		$O^{2-} \rightarrow ½\ O_2 + 2\ e^-$	
Wirkungsgrad in %	62–82		67–82		65–82	
Stackdesign						
Aufbau	Bipolar, Filterpresse		Filterpresse		Kommerzielle Produkte noch nicht vorhanden	
Aktive Zellfläche	0,1–4 m^2		10–750 cm^2		bis 100 cm^2	
Stromdichte in A/cm^2	0,2–0,45		bis zu 2,5		0,3–3,0	
Zellspannung in V	2,4		2,2			
Zellen pro Stack	bis zu 700		120			
Systemdesign	Laugenkreislauf (KOH) Leistungselektronik Gasseparatoren, -wäsche, Kompression, Feinreinigung		Ähnlich AEL, einfacheres Systemdesign, druckfeste Auslegung		Bisher nur als Konzept, Kopplung mit HT-Quelle	
Wasserstoffproduktionsrate in m^3/h	1–760		0,01–30		bisher größte Anlage: 5,7 m^3/h bei 18 kW	
Elektrische Leistung	5 kW–3,4 MW		0,5–160 kW			
Standzeiten inkl. Überholung in h/a	20–30		10–20		k. A.	
Energie in $kWh_{el}/m^3\ H_2$	4,5–7,0		4,5–7,5		3,2 0,6 $kWh_{th}/m^3\ H_2$	
Teillastbereich in %	20–100		0–100		k. A.	
Leistungsdichte in W/cm^2	bis 1,0		bis 4,4			
Investitionskosten I_0 in €/kW, Stand 2014	800–1500		2000–6000			
Aufbau, Anlieferung	10 % I_0		10 % I_0			
Wartung, Betrieb, Versicherung	4 % I_0 pro Jahr		4 % I_0 pro Jahr			

Tab. 8.3 Fortsetzung

	AEL – Alkalische Elektrolyse	PEMEL – Membran-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane Electrolysis)	HTES – Hochtemperatur-elektrolyse (High Temperature Electrolysis of Steam)
Vorteile	Günstig in Herstellung und Anschaffung, größter Erfahrungsumfang, erprobte Technologie	Einfacher Aufbau und Verfahrenstechnik, da kein Elektrolytkreislauf nötig, kleinere Überspannungen durch Edelmetallkatalysatoren	Zellspannung bei Wasserdampf geringer als bei flüssigem Wasser, bei hohen Temperaturen kann Wärme als Energieeintrag zugeführt werden, z. B. aus chemischen Synthesen
Nachteile	Aufwändige Laugenreinigung nötig, nicht für dynamischen Betrieb ausgelegt	Materialanforderungen hoch, teure Werkstoffe	Separation von Wasserstoff und Wasserdampf bei hohen Temperaturen mögliches Problem

Elektrolyseure im Vergleich



Abb. 8.24 Abwärme als zusätzliches Produkt der Elektrolyseanlage

Anlage dar. Ausgereifte und standardisierte Technik überwacht die Produktgaseigenschaften und die Raumluft, um eventuelle Gefährdungen frühzeitig erkennen zu können.

Im Normalbetrieb und zur Fehlerüberwachung steht dem Anlagenbetreiber als Prozessleitsystem ein Gesamtanlagen-Steuerungs- und Sicherheitssystem zur Verfügung. Hier können Betriebszustände der einzelnen Komponenten abgefragt werden, der Betrieb wird überwacht und es kann auf Fehler reagiert werden.

8.2.5 Vergleich der einzelnen Elektrolysetechnologien

In diesem Abschnitt werden die vorgestellten Elektrolysetechnologien verglichen. In Tab. 8.3 sind die Technologien und deren Eigenschaften anschaulich gegenübergestellt.

8.2.6 Wirkungsgradsteigerung durch Abwärmenutzung

Zu den wichtigsten Kriterien von energietechnischen Prozessen zählt der Wirkungsgrad. Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien ist der Wirkungsgrad der Wasserelektrolyse und die anschließende Nutzung nicht sehr hoch (s. ► Kap. 12). Er lässt sich jedoch durch den Einsatz von Abwärme steigern, was auch die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes verbessern kann. Im Folgenden werden dazu die Auslegung der benötigten Baugruppen, die Integrationsmöglichkeiten und die Auswirkungen auf die Gesamtanlage betrachtet.

8.2.6.1 Grundlagen

Bei der Wasserelektrolyse entsteht Prozessabwärme, welche das Potenzial besitzt, in Wärmekreisläufe integriert zu werden. Abwärme fällt auch bei unterschiedlichen Prozessen im Industriesektor an. Ihre Nutzung ist häufig kostengünstig und technisch einfach realisierbar. Dennoch wird der Großteil der Abwärme durch Kühlsysteme lediglich an die Umgebung abgegeben.

Durch die Nutzung des Abwärmepotenzials einer Elektrolyseanlage kann nicht nur der

Gesamtwirkungsgrad gesteigert, sondern auch Wirtschaftlichkeit und CO_2-Bilanz können verbessert werden (s. ▶ Abschn. 8.2.6.4).

Die Voraussetzung für die Integration der Abwärme in einen Wärmekreislauf ist ihre zuverlässige Abnahme, da sie stets aus der Elektrolyseanlage abzuführen ist. Der im Takt von Wind- und Solarenergie wechselnde Betrieb ist daher eine Herausforderung für die Identifikation einer optimalen Wärmesenke. Optional wird ein zusätzliches Kühlsystem installiert, welches bei Bedarf die überschüssige Abwärme abführt.

Nutzbar gemachte Abwärme ist ein zusätzliches Produkt der Elektrolyse, neben Wasserstoff und Sauerstoff (s. ◘ Abb. 8.24). Ein Teil der Abwärme bleibt jedoch aufgrund des zu niedrigen Temperaturniveaus – wie beim Anfahren der Anlage – nicht genutzt.

8.2.6.2 Auslegungs- und Berechnungsgrundlagen

Zur Nutzung der Elektrolyseabwärme werden im Wesentlichen drei Hauptbaugruppen benötigt:

- wärmeisoliertes Rohrsystem zum Transport der Wärme
- Kühlmittelpumpe zur Zirkulation des Wärmefluids
- Wärmetauscher zur Übergabe der Wärme.

Die bestmögliche Auslegung dieser Komponenten gleicht einer Optimierungsaufgabe, da die gegenseitige Einflussnahme der Baugruppen sehr stark ist. Die einzelnen Bauteile sind Stand der Technik und lange erprobt.

▪ Rohrsystem

Das Rohrsystem transportiert das Fluid, in welchem die Energie in Form von (Ab-)Wärme gespeichert ist. Dabei ist eine gute Isolierung entscheidend, um die Wärmeverluste gering zu halten. Die vielfältigen Rohrsysteme variieren im Aufbau sowie bei den verwendeten Materialien. Es gibt Systeme mit einem Rohr mit einfacher Isolierung und Systeme mit zwei Rohren für die Hin- und Rückleitung, welche von einer Mantelisolierung umschlossen sind. Letzteres spart Isolierungsmaterial und Platzbedarf. Durch die nah beieinander liegenden Rohre ergeben sich zudem Vorteile im Bereich des Wärmeverlustes während des Transportes. Der Nachteil liegt in den höheren Investitionskosten.

Die Dimensionierung des Rohrsystems hat Auswirkungen auf den Volumenstrom und somit auf die resultierende Strömungsgeschwindigkeit.

Der Massenstrom des Fluides $\dot{m}_{Fl}$ hängt von der nutzbaren Abwärme der Elektrolyse Q_{El} und der Temperaturspreizung der Vor- und Rücklaufleitung ΔT_{Fl} ab (Gl. 8.71),

$$\dot{m}_{Fl} = \frac{\dot{Q}_{El}}{c_{pFl} \cdot \Delta T_{Fl}} \tag{8.71}$$

mit

$c_{p,\,Fl}$ – spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck (meist Wasser mit 4,182 kJ kg^{-1} K^{-1})

Die Wahl der Rohrnennweite (Diameter Nominal DN) bzw. der resultierenden Fläche A_{Ri} hat direkten Einfluss auf den Volumenstrom $\dot{V}_{Fl}$ und die daaus resultierende Fluidgeschwindigkeit c_{Fl},

$$\dot{m}_{Fl} = \dot{V}_{Fl} \cdot \rho_{Fl} = A_{Ri} \cdot c_{Fl} \cdot \rho_{Fl} \tag{8.72}$$

mit

ρ_{Fl} – Dichte des Fluids (meist Wasser mit 1 kg/l)

Eine Verringerung der Rohrnennweite wirkt sich positiv auf den Material- sowie Platzbedarf des Rohrsystems aus, steigert jedoch auch die Strömungsgeschwindigkeit. Als Richtwert kann eine Strömungsgeschwindigkeit von ca. 0,8–2,0 m/s angenommen werden.

Für die Effizienz des verwendeten Rohrsystems sind die Wärmeverluste entscheidend, die sich aus Temperaturdifferenz und Wärmewiderstand des Rohrsystems ergeben. Dieser setzt sich zusammen aus:

- Wärmeübergangswiderstand vom Fluid auf die Rohrinnenwand
- Wärmeleitungswiderstände der einzelnen Rohrschichten R_{RS}
- Wärmeübergangswiderstand der Rohraußenwand auf das Erdreich R_E
- gegenseitigem Einfluss der Vor- und Rücklaufleitung R_{VR}.

Der Wärmeübergangswiderstand an der Innenseite des Rohrsystems kann aufgrund der geringen Einflussnahme sowie der komplexen Bestimmung vernachlässigt werden.

Der Wärmeleitungswiderstand des Rohres R_{RS}, hängt von den geometrischen Maßen sowie den verwendeten Materialien und deren Wärmeleitfähigkeiten λ_1, λ_2 ab und lässt sich nach Gl. 8.73 exemplarisch für ein Rohr mit zwei Schichten bestimmen:

$$R_{RS} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{ln \frac{d_{a1}}{d_{i1}}}{\lambda_1} + \frac{ln \frac{d_{a2}}{d_{a1}}}{\lambda_2} \right). \quad (8.73)$$

Auf den Wärmeleitungswiderstand des Erdreiches R_E wirkt sich neben der Wärmeleitfähigkeit des Erdreiches λ_E, noch die Verlegetiefe h_m sowie der Außendurchmesser des verwendeten Rohres d_{a2} aus (Gl. 8.74),

$$R_E = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_E} \cdot ln \frac{4 \cdot h_m}{d_{a2}}. \quad (8.74)$$

Die gegenseitige Einflussnahme der Vor- und Rückleitung R_{VR} hat ebenfalls einen zu berücksichtigenden Anteil am Energieverlust des Rohrsystems (Gl. 8.75). Zudem besitzt auch der Achsabstand der Hin- und Rückleitung a einen Einfluss,

$$R_{VR} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{1}{2 \cdot \lambda_E} \cdot ln \left(1 + \frac{4 \cdot h_m^2}{a^2} \right). \quad (8.75)$$

Die Berechnung der wirksamen mittleren Temperatur T_m ist die letzte zu bestimmende Größe, um den Energieverlust des Rohrsystems Q_{RS} zu ermitteln (Gl. 8.76). Sie ist die Differenz aus der durchschnittlichen Temperatur in der Vorlaufleitung T_{Vl} und der Rücklaufleitung T_{Rl} sowie der Temperatur im Erdreich T_E,

$$T_m = \frac{T_{Vl} + T_{Rl}}{2} - T_E. \quad (8.76)$$

Die vorangehenden Gleichungen führen zum thermischen Verlust des Rohrsystems Q_{RS}, für welchen die Gesamtlänge der Rohrleitung l zu berücksichtigen ist (Gl. 8.77),

$$Q_{RS} = \frac{T_m \cdot l}{R_{VR} + R_E + R_{RS}}. \quad (8.77)$$

Kühlmittelpumpe

Die Kühlmittelpumpe stellt den benötigten Kühlmittelvolumenstrom zur Verfügung und gleicht die auftretenden Druckverluste, welche im Rohrsystem sowie im Wärmetauscher auftreten, aus.

Verluste an Strömungsenergie im Rohrsystem durch irreversible Vorgänge (z. B. Reibung) treten als Druckverluste Δp_{VRS} in Erscheinung. Diese Druckverluste können durch bekannte Abmessungen (l_{RS}, d_{RS}) und Eigenschaften des Rohrsystems sehr gut abgeschätzt werden. Beeinflusst wird dieser Wert durch die Oberflächenbeschaffenheit des Rohrsystems λ_{Rau} an der Innenseite bzw. die Anzahl der verwendeten Krümmer $\Sigma\xi$. Zudem geht in die Berechnung die Fließgeschwindigkeit des Fluides c_{Fl} quadratisch ein (Gl. 8.78):

$$\Delta p_{VRS} = \left(\lambda_{Rau} \cdot \frac{l_{RS}}{d_{RS}} + \Sigma\xi \right) \cdot \rho_{Fl} \cdot \frac{c_{Fl}^2}{g}. \quad (8.78)$$

Diese Gleichung gilt jedoch ausschließlich für inkompressible Fluide. In den meisten Fällen ist dies der Fall, da als Kühlfluid häufig Wasser verwendet wird.

Die Druckverlusthöhe des Rohrsystems H_{VRS} berechnet sich direkt aus dem Druckverlust und stellt eine wichtige Größe für die Pumpenauslegung dar (Gl. 8.79):

$$H_{VRS} = \Delta p_{VRS} \cdot \frac{\rho_{Fl}}{g}. \quad (8.79)$$

Der auftretende Druckverlust im Wärmetauscher hat zwei Aspekte:

- Sind die Druckverluste zu gering, kommt es innerhalb des Wärmetauschers zu laminaren Strömungen, wodurch der thermische Verlust ansteigt.
- Ein sehr hoher Druckverlust führt hingegen zu einer stärkeren Belastung der Kühlmittelpumpe mit entsprechend höherem Energieaufwand.

Die exakte wissenschaftliche Berechnung des auftretenden Druckverlustes im Wärmetauscher stellt eine sehr umfangreiche und komplexe Betrachtung dar und wird an dieser Stelle nicht näher behandelt. Die Größe des Druckverlustes kann entweder beim

Hersteller erfragt werden, oder es werden Schätzwerte verwendet, welche von der Leistung, dem Funktionsprinzip und der Größe des verwendeten Wärmetauschers abhängen.

Der gesamte auftretende Druckverlust $\Delta p_{V,ges}$ ergibt sich aus dem Druckverlust im Rohrsystem $\Delta p_{V,RS}$ und dem im Wärmetauscher $\Delta p_{V,WT}$,

$$\Delta p_{V\,ges} = \Delta p_{V\,RS} + \Delta p_{V\,WT}. \tag{8.80}$$

Neben dem oben ermittelten gesamten Druckverlust $\Delta p_{V,ges}$ haben der benötigte Volumenstrom V_{Fl} sowie der Wirkungsgrad der Kühlmittelpumpe η_P Einfluss auf die elektrische Leistungsaufnahme der Kühlmittelpumpe $P_{el,P}$,

$$P_{el\,P} = \frac{V_{Fl} \cdot \Delta p_{v\,ges}}{\eta_P}. \tag{8.81}$$

Das Druckniveau der Anlage ist relativ gering, wodurch dieser Aspekt keinen großen Einfluss auf die Auswahl der Pumpe darstellt.

Wärmetauscher

Der Wärmetauscher überträgt die als Abwärme der Elektrolyse im Wärmefluid gespeicherte Energie auf ein kühleres Medium, die Wärmesenke. Für diesen Prozess gibt es eine Vielzahl von Apparaturen, welche sich hinsichtlich Funktionsprinzip und Aufbau zum Teil erheblich unterscheiden. Prinzipiell lassen sich die vorhandenen Wärmetauscher in drei Bauarten unterteilen:

- Regeneratoren: Die vorhandene Wärme wird an ein Speichermedium übertragen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgegeben
- Mischung der Fluide: Das warme Fluid wird direkt mit dem zu erwärmenden Fluid vermischt
- Rekuperatoren: Die Wärme wird zuerst an eine Trennwand geleitet, von welcher sie sofort an das kalte Fluid übertragen wird

Die gängigste Bauart ist der Rekuperator. Bei ihm kann die Strömungsführung in drei Hauptkategorien unterteilt werden (s. Abb. 8.25):

Die verschiedenen Strömungsführungen weisen unterschiedliche Eigenschaften auf und haben je nach Anwendungsfall Vor- bzw. Nachteile. Bei der Verwendung des Gegenstromprinzips fällt die benötigte Fläche zur Übertragung der Wärme wesentlich geringer aus als beim Gleichstromprinzip. Zudem ist bei der Verwendung eines Gegenstrom-Wärmetauschers eine tiefere Abkühlung des warmen Fluides möglich (s. Abb. 8.26). Vor allem bei der Nutzung der Abwärme einer Elektrolyseanlage kann dies von Vorteil sein, da je nach Elektrolyseverfahren das vorhandene Temperaturniveau nicht allzu hoch ist.

Die unterschiedlichen Temperaturverläufe des warmen und kalten Fluids im Gleich- sowie im Gegenstromprinzip sind in Abb. 8.25 dargestellt.

Vereinfacht kann für einen idealen Wärmetauscher davon ausgegangen werden, dass der gesamte Wärmestrom $\dot{Q}$, welchen das warme Fluid abgibt, vom kalten Fluid aufgenommen wird. Zudem spielen die Wärmekapazitäten $c_{p,h}$, $c_{p,c}$ der Fluide eine große Rolle (Gl. 8.82). Die Indizes *c* stehen für das kalte Fluid (*cold*), *h* für das warme Fluid (*hot*),

$$\dot{Q} = \dot{m}_h \cdot c_p \cdot \Delta T_h = \dot{m}_c \cdot c_{pc} \cdot \Delta T_c. \tag{8.82}$$

Die auftretenden Temperaturdifferenzen ΔT_h, ΔT_c lassen sich durch die Temperatur am Eingang $T_{h,1}$, $T_{c,1}$ sowie am Ausgang $T_{h,2}$, $T_{c,2}$ des Wärmetauschers bestimmen (Gl. 8.83 und 8.84),

$$\Delta T_h = T_{h_2} - T_{h_1}, \tag{8.83}$$

$$\Delta T_c = T_{c_2} - T_{c_1}. \tag{8.84}$$

Bei vielen Anwendungsfällen wird für den warmen und den kalten Kreis dasselbe Fluid mit der dadurch folgenden selben Wärmekapazität verwendet.

Jedoch unterscheiden sich der kalte und warme Kreislauf in ihren Massenströmen. Daher ist der mittlere Temperaturabstand logarithmisch ΔT_{log} nach Gl. 8.85 zu bestimmen:

$$\Delta T_{log} = \frac{\Delta T_h - \Delta T_c}{ln \frac{\Delta T_h}{\Delta T_c}}. \tag{8.85}$$

Ein wichtiger Parameter ist die benötigte wärmeübertragende Fläche *A* des Wärmetauschers (Gl. 8.86). Sie hat einen gewichtigen Einfluss

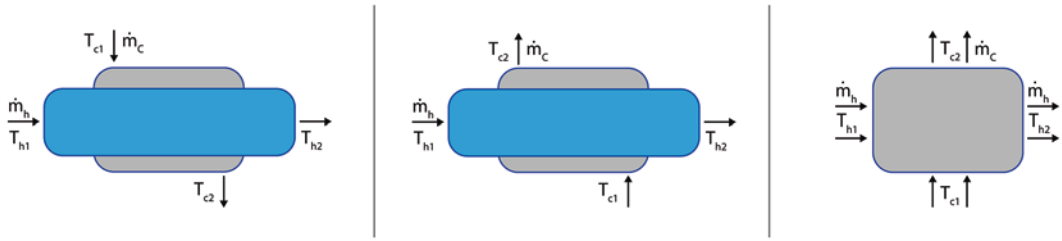


Abb. 8.25 Unterschiedliche Strömungsführung in Wärmetauschern (Rekuperatoren): *c* cold, kaltes Fluid, *h hot*, warmes Fluid

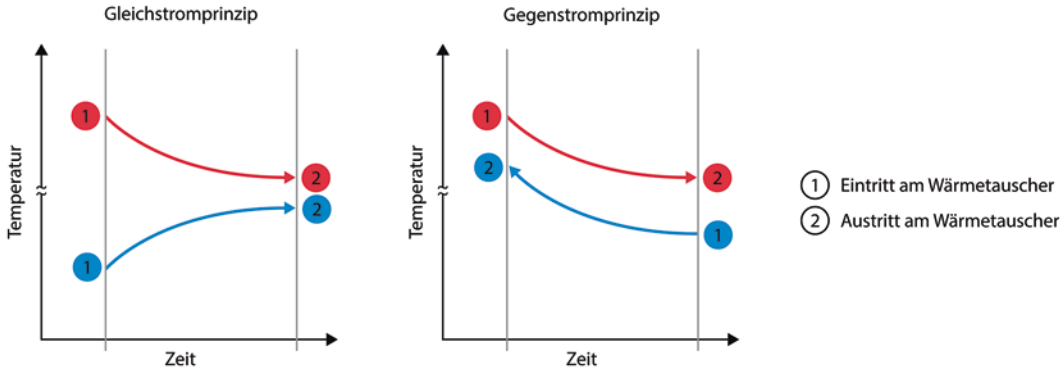


Abb. 8.26 Temperaturverläufe in Wärmetauschern nach dem Gleich- und Gegenstromprinzip

auf die Baugröße und den Preis des Wärmetauschers,

$$A = \frac{\dot{Q}}{k \cdot \Delta T_{log}} \tag{8.86}$$

mit

k – Wärmeübertragungskoeffizient

Der Bestimmung des exakten Druckverlustes Δp_{WT} im Wärmetauscher liegt ein komplexes Berechnungsverfahren zugrunde, welches zudem von dem verwendeten Prinzip des Wärmetauschers abhängt. Vereinfacht kann der Druckverlust nach Gl. 8.87 errechnet werden:

$$\Delta p_{WT} = \Sigma\xi \cdot \frac{\rho_{Fl}}{2} \cdot c^2 \tag{8.87}$$

mit

ρ_{Fl} – Dichte des Fluids,

$\Sigma\xi$ – geometrische Bauform und

c – Geschwindigkeit des Fluids im Wärmetauscher

8.2.6.3 Integrationsmöglichkeiten der Abwärme

Die Abwärme der Elektrolyse, welche nach den Verlusten im Rohrsystem und im Wärmetauscher übrigbleibt, kann in verschiedenen Wärmesystemen genutzt bzw. Wärmekreisläufen eingespeist werden. Wie die Abwärme integriert wird, hängt maßgeblich von drei Faktoren ab:

- verwendetes Elektrolyseverfahren bzw. vorherrschendes Temperaturniveau
- Nähe zu einer möglichen Wärmeeinspeisung am Standort
- am Anlagenstandort vorhandene Integrationsmöglichkeiten.

Tab. 8.4 Temperaturniveaus und Entwicklungsstände der drei gängigen Elektrolyseverfahren

Elektrolyseverfahren	Temperaturniveau in °C	Entwicklungsstand
Alkalische Elektrolyse	40–90	Hoch
PEM-Elektrolyse	20–100	Mittel
Hochtemperatur-Elektrolyse	700–1000	Gering

Tab. 8.5 Darstellung möglicher Wärmesenken für die Abwärme aus Elektrolyseanlagen

Integrationsmöglichkeit		Temperaturniveau
Fernwärmenetz	Vorlauf	90–130 °C
	Rücklauf	55–80 °C
Nahwärmenetz	Vorlauf	70–100 °C
	Rücklauf	55–70 °C
Öffentliche Einrichtungen		von Fall zu Fall unterschiedlich
Industrie		100°C

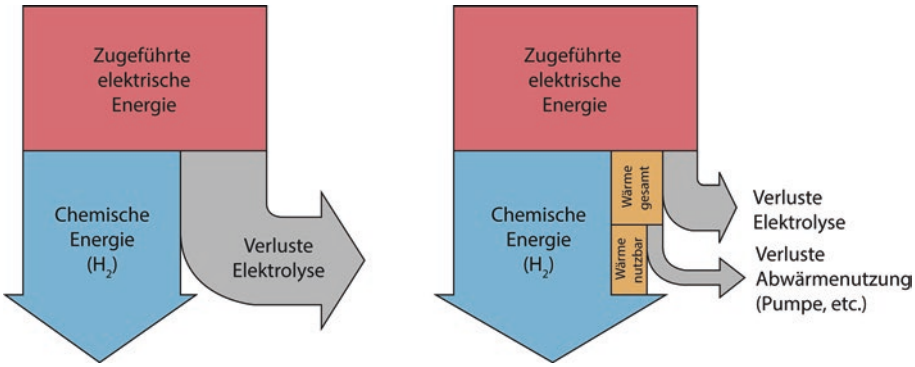


Abb. 8.27 Sankey-Diagramme einer Elektrolyseanlage mit und ohne Abwärmenutzung

Die in ▶ Abschn. 8.2.2 beschriebenen drei Elektrolyseverfahren unterscheiden sich hinsichtlich Temperaturniveau und Entwicklungsstand deutlich (s. Tab. 8.4).

Die alkalische Elektrolyse ist zwar das gängigste und wirtschaftlichste Verfahren, weist jedoch auch das geringste Temperaturniveau auf. Das schränkt die Anwendungs- bzw. Integrationsmöglichkeiten der Abwärme ein. Generell gilt, dass das Temperaturniveau der Elektrolyse deutlich über dem Temperaturniveau des Wärmekreislaufes sein soll. Das nächste Kriterium stellt die Nähe zu den Einspeisemöglichkeiten am Anlagenstandort dar. Lange Übertragungswege verursachen hohe Investitionskosten und zusätzliche Übertragungsverluste.

Diese beiden Faktoren minimieren den technisch und wirtschaftlich sinnvollen Einsatz einer Abwärmenutzung zum Teil erheblich.

In welches Wärmesystem die Abwärme der Elektrolyse eingespeist wird, hängt in erster Linie von den Integrationsmöglichkeiten am Anlagenstandort ab. Beispielhafte Wärmesenken sind in Tab. 8.5 aufgeführt.

Der Vergleich von Tab. 8.4 und 8.5 und die Tatsache, dass derzeit die alkalische bzw. die PEM-Elektrolyse am gängigsten sind, führt zur Schlussfolgerung, dass in den meisten Fällen nur die Einspeisung in den Rücklauf der Wärmenetze infrage kommt.

Als Ausnahme können öffentliche Einrichtungen oder ähnliche Verbraucher mit großem Wärmebedarf gesehen werden, bei denen die Höhe des Temperaturniveaus eine sekundäre Rolle spielt. Beispiele sind Schwimmbäder oder Krankenhäuser, aber auch Industriestandorte in unmittelbarer

Nähe mit einem Wärmebedarf auf niedrigem Temperaturniveau.

8.2.6.4 Auswirkungen der Abwärmenutzung

Steigerung des Gesamtwirkungsgrades

Kann die Abwärme der Elektrolyse genutzt werden, wirkt sich das erheblich auf den Gesamtwirkungsgrad der Anlage aus.

Im Wirkungsgrad der Elektrolyseanlage ohne Abwärmenutzung η_{ohne} wird als Aufwand die eingespeicherte elektrische Energie $P_{el,ein}$ und als Nutzen der Energieinhalt des erzeugten Wasserstoffes verwendet. Dieser Nutzen setzt sich aus der stündlichen Produktion von Wasserstoff $\dot{m}_{H_2}$ sowie dessen Brennwert $H_{s_{H_2}}$ zusammen (Gl. 8.88),

$$\eta_{ohne} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{s_{H_2}}}{P_{el,ein}}. \tag{8.88}$$

Der Wirkungsgrad ist stark von der verwendeten Elektrolysetechnik, dem Druckniveau sowie der Größe der Anlage abhängig (s. Tab. 8.3).

Die nutzbare Prozessabwärme $\dot{Q}_{nutz}$ überwiegt die Wärmeverluste im Rohrsystem $\dot{Q}_{RS}$ und die elektrische Leistungsaufnahme der Kühlmittelpumpe $P_{el,P}$. Damit kann der Gesamtwirkungsgrad η_{mit} der Elektrolyse gesteigert werden (Gl. 8.89), der schematisch in Sankey-Diagrammen in Abb. 8.27 dargestellt ist,

$$\eta_{mit} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{s_{H_2}} + \dot{Q}_{nutz} - \dot{Q}_{RS}}{P_{el,ein} + P_{el_P}}. \tag{8.89}$$

Die Steigerung des Gesamtwirkungsgrades einer Elektrolyseanlage lässt sich sehr anschaulich aus den in Abb. 8.27 dargestellten schematischen Sankey-Diagrammen entnehmen.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung hängt maßgeblich von drei Faktoren ab:

- Anzahl der Volllaststunden pro Jahr
- Strombezugsquelle für die Elektrolyse
- eingespeiste Wärmemenge pro Jahr.

Die eingespeiste Wärmemenge pro Jahr W ergibt sich nach Gl. 8.90 aus der Wärmeleistung $\dot{Q}_{nutz}$ sowie den Volllaststunden der Elektrolyse t_{VLS},

$$W = \dot{Q}_{nutz} \cdot t_{VLS}. \tag{8.90}$$

Die Erlöse aus der Abwärmenutzung variieren mit der Vergütung für die Wärme, die etwa zwischen 3 und 15 ct/kWh liegen kann. Wird in der Elektrolyse erneuerbarer Strom verwendet, ist auch die entstehende Abwärme erneuerbare Energie. Damit können Fördermechanismen (EEG, KWK) greifen und genutzt werden.

Den Einnahmen, die sich aus dem Produkt der Wärmemenge W und dem Vergütungssatz ergeben, stehen die Ausgaben für das Rohrsystem, die Kühlmittelpumpe und den Wärmetauscher gegenüber. Da diese Baugruppen schon seit Längerem dem Stand der Technik entsprechen, halten sich die Investitionskosten im Rahmen. Auch die Betriebskosten fallen für diese Baugruppen gering aus.

Bei einem schlüssigen Wärmenutzungskonzept und einer synergetischen Nutzung vor Ort kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert werden. Die Entscheidung hinsichtlich der Abwärmenutzung ist individuell wie jedes Projekt selbst. Die Überprüfung lohnt sich in jedem Fall mit der Aussicht auf eine Verbesserung der Wirkungsgrade und den zusätzlichen Erlös durch die interne Nutzung oder Vermarktung des Nebenprodukts Abwärme.

8.3 Einspeichertechnologien Methanisierung und chemische Synthesen

8.3.1 Überblick und Methan als Energieträger

Aufbauend auf Wasserstoff als Speichermedium und den Elektrolyseverfahren wird in diesem Abschnitt auf die verschiedenen Power-to-X-Synthesen unter Verwendung von CO_2 eingegangen.

8.3.1.1 Überblick

Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff kann in einem zweiten Schritt unter Nutzung von CO_2 zu gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen

verarbeitet werden. Dafür kommen vorwiegend die folgenden Technologien in Betracht:

- Methanisierung
- Methanolsynthese
- Fischer-Tropsch-Synthese

Da Wasserstoff nur in geringem Umfang direkt in die vorhandene Energieinfrastruktur integriert werden kann, ist seine Weiterverarbeitung unter zusätzlichem Aufwand sinnvoll. Über die beschriebenen Technologien kann Wasserstoff leichter gespeichert, transportiert und genutzt werden.

Das in ▶ Abschn. 8.1.2 beschriebene »Henne-Ei-Problem« von Wasserstoff ist damit gelöst.

Methanisierungsarten

Bei der Methanisierung wird zwischen zwei Varianten unterschieden:

- chemische Methanisierung – oder auch thermochemische, katalytische Methanisierung bzw. katalytische Hydrierung von CO oder CO_2
- biologische Methanisierung.

Chemische Methanisierung

Oft wird der Begriff katalytische Methanisierung synonym für die (thermo)chemische Methanisierung verwendet. Da jedoch auch die biologische Methanisierung auf dem gleichen Prinzip basiert und die Katalysatoren intrinsisch in den Enzymen enthalten sind, ist die Unterscheidung zwischen (thermo)chemischer und biologischer Methanisierung klarer. Zudem wird von thermochemischen Prozessen gewöhnlich erst ab Temperaturen über 700–800 °C gesprochen, welche bei der Methanisierung nicht erreicht werden. Daher wird die katalytische, thermochemische Methanisierung als »chemische Methanisierung« bezeichnet.

8.3.1.2 Erdgas als Energieträger

Erdgas besteht zum größten Teil aus Methan. Es wird in der Energieversorgung energetisch und in der chemischen Industrie stofflich verwendet. Dort dient es als Grundlage für eine Vielzahl an chemischen Ausgangsstoffen. Beispielsweise kann Methan durch Syntheseverfahren zu höherkettigen Kohlenwasserstoffen wie z. B. Methanol gewandelt werden, das ebenfalls ein großes Anwendungsspektrum in der chemischen Industrie hat. Insgesamt importierte Deutschland im Jahr 2008 eine Menge von etwa 1000 TWh Erdgas, wovon 3 % in der chemischen Industrie eingesetzt wurden (s. [102]).

Methan ist die einfachste Verbindung aus der Stoffgruppe der Alkane und hat die Summenformel CH_4. Alkane werden auch Paraffine oder gesättigte Kohlenwasserstoffe genannt. Sie bestehen nur aus Kohlenstoff- und Wasserstoffatomen und besitzen keine Mehrfachbindungen. Alkane sind unpolare Verbindungen und vermischen sich daher nicht oder nur minimal mit polaren Verbindungen wie beispielsweise Wasser.

Methan und alle Alkane sind gegenüber anderen Kohlenwasserstoffen chemisch relativ reaktionsträge, aber dennoch hat das Gas hervorragende Eigenschaften als Brennstoff (s. ◘ Tab 8.6).

◘ **Tab. 8.6** Wichtige Kenngrößen von Methan im Überblick

Methan	CH_4
Gasdichte bei 0 °C und 1,013 bar	0,7175 kg/m³
Molare Masse M	16,043 kg/kmol oder 16,043 g/mol
Kritischer Punkt	T = 190,555 K, p = 45,99 bar, ρ = 0,162826 kg/l
Tripelpunkt	T = 90,68 K, p = 0,1174 bar
Siedepunkt bei 1,013 bar	T = 111,63 K, ρ = 0,4226 kg/l
Spez. Wärmekapazität c_p bei 0 °C	2,156 kJ/(kg K)
Wärmeleitfähigkeit λ bei 25 °C und 1 bar	$338{,}9 \cdot 10^{-4}$ W/(m K)
Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar	9,97 kWh/m³ bzw. 13,9 kWh/kg
Spez. Brennwert bei 0 °C und 1,013 bar	11,0 kWh/m³ bzw. 15,12 kWh/kg
Gestehungskosten fossil	ca. 2,5 ct/kWh (Brennwert, Import)
Gestehungskosten erneuerbar (Windgas)	ca. 4–50 ct/kWh

Tab. 8.7 Quellen für CO_2 als Edukt für die Methanisierung und andere Synthesen

Quelle	Engl. Bezeichnung/Kategorie	Beispielverfahren
Atmosphärisches CO_2	Green carbon	Abscheidung aus der Luft über Elektrodialyse oder Adsorption
Biogenes CO_2	Green carbon	Abscheidung aus Biogas
Fossiles CO_2	Black carbon	Abscheidung aus Rauchgasen von z. B. Kraftwerken, Zement- und Stahlproduktion
CO_2-Recycling	Green carbon	Verbrennung von klimaneutralem Gas (Biogas, Windgas) in Gaskraftwerken und anschließende Abscheidung aus dem Rauchgas und Wiederverwendung des CO_2 für die Energiespeicherung

Methan liegt bei Raumtemperatur gasförmig vor. Der Siedepunkt von Methan liegt bei –161 °C und der Schmelzpunkt bei –183 °C (s. [71]). Zwar ist die gravimetrische Energiedichte mit 13,9 kWh/kg gegenüber Wasserstoff (33,3 kWh/kg) in etwa zwei Drittel niedriger. Dagegen ist die volumetrische Energiedichte um über das Dreifache höher als bei Wasserstoff, weshalb es sich als Energieträger und Speichermedium gut eignet.

Methan besitzt folgende Vorteile:

- gute Eigenschaften als Brenngas bzw. Energieträger/Speichermedium,
- hohe volumetrische Energiedichte (Faktor drei gegenüber Wasserstoff),
- chemisch reaktionsträge, insbesondere gegenüber anderen Kohlenwasserstoffen,
- in höherkettige Kohlenwasserstoffe wandelbar,
- weitreichende Infrastruktur für Energietransport und Energiespeicherung vorhanden.

Die Nachteile liegen in der vergleichsweise niedrigen gravimetrischen Energiedichte (Faktor 1/3 gegenüber Wasserstoff).

8.3.2 CO_2-Quellen für Power-to-X

Für verschiedene Einspeichertechnologien wie Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals wird CO_2 als Eduktgas benötigt. Grundsätzlich lässt sich dabei auf folgende Quellen zurückgreifen (s. Tab. 8.7):

Die Nutzung von CO_2 im Prozess ist insgesamt klimaneutral, sofern nicht eigens dafür fossiles CO_2 freigesetzt wurde. Ferner ist zu beachten, dass fossile Kraftwerke durch die CO_2-Nutzung nicht CO_2-neutral werden (*green washing*), da das CO_2 nach der Nutzung (Carbon Capture and Use – *CCU*) im Speicherprozess bei energetischer Verwendung wieder in die Atmosphäre gelangt. Zudem sind CO_2-reiche Gase wie z. B. aus Biomasse besser als Quelle geeignet als Rauchgas aus Kraftwerken, da der Energiebedarf zur Abtrennung des CO_2 geringer ausfällt (s. [47, 105]).

Im Folgenden werden die Potenziale dieser einzelnen Quellen erörtert. Die Integration der CO_2-Quellen in ein Power-to-Gas Speichersystem ist in ► Abschn. 8.6.3 ausgeführt.

Biogenes CO_2 aus Biogasaufbereitungsanlagen

Biogas besteht zu ca. 60 % aus Methan und zu 40 % aus CO_2. Für die Einspeisung in das Gasnetz ist das CO_2 vom Methan zu trennen, um Biogas auf Erdgasqualität zu bringen. Nach der Biogasaufbereitung steht reines CO_2 zur Verfügung, welches kostengünstig und klimaneutral ist, da es normal ungenutzt bleibt und zuvor durch pflanzliche Photosynthese der Atmosphäre entzogen wurde.

2010 wurden in weniger als 100 Biogasaufbereitungsanlagen ca. 280 Mio. m^3 Biomethan erzeugt, mit dessen abgeschiedenem CO_2 bei einem angenommenen Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Systems von 60 % theoretisch 3,1 TWh Stromüberschüsse in Form von Methan speicherbar gewesen

wären. Energiepolitisch soll als Ziel bis 2020 eine Biomethaneinspeisung von 6000 Mio. m^3 umgesetzt werden. Da dies aus Kostengründen unwahrscheinlich ist, kann von einer Biomethaneinspeisung von ca. 2600 Mio. m^3 ausgegangen werden, was einer Wandlung von 29 TWh Überschussstrom entspricht (s. [115]).

Biogenes CO_2 aus Rohbiogas

Eine weitere Möglichkeit biogenes CO_2 zu verwenden, ist der Einsatz von Rohbiogas. Diese Option bietet den Vorteil, dass das CO_2 nicht extra abzutrennen ist. Der Wasserstoff aus der Elektrolyse wird im Reaktor direkt mit Biogas vermischt und reagiert dort mit dem überschüssigen CO_2. Das entstandene Methan, das zum einen aus Biomethan aus der Biogasanlage und zum anderen aus Methan aus dem Sabatier-Prozess besteht, kann so in der benötigten Qualität in das Erdgasnetz eingespeist werden. Das ermöglicht die flexible Nutzung des biogenen Gases über Speicher und Kraftwerke im Gegensatz zur starren Verstromung als Grundlast vor Ort. Ist die Residuallast positiv, d. h., die Einspeisung der erneuerbaren Energien ist geringer als die Last, kann das Biogas vor Ort verstromt werden, während die Elektrolyse nicht betrieben wird. Ist die Residuallast negativ, d. h., es ist mehr EE-Strom vorhanden als Bedarf besteht, wird die Elektrolyse mit anschließender Methanisierung betrieben und das Methan ins Erdgasnetz zur Speicherung eingespeist. In dieser Zeit wird das BHKW an der Biogasanlage nicht betrieben. 2010 wurden 13,3 TWh Strom in Deutschland durch die Blockheizkraftwerke eingespeist, was bei einem Wirkungsgrad von 37 % und obiger Biogaszusammensetzung einem CO_2-Potenzial von 2400 Mio. m^3entspricht. Wird berücksichtigt, dass Stromüberschüsse nicht jederzeit vorhanden sind, ergibt sich eine zukünftige Überschneidung von etwa einem Viertel der Betriebsstunden der Biogasanlage mit den Überschüssen. Daraus resultiert für 2020 ein theoretisches Potenzial von 10 TWh zur Aufnahme von Stromüberschüssen. Beim weiteren Ausbau der Biogasanlagen kann in 2050 von einem Potenzial von 18 TWh zur Aufnahme von Überschüssen ausgegangen werden (s. [115]).

Sonstige biogene CO_2-Quellen

CO_2 fällt bei weiteren Verfahren als Abfallprodukt wie z. B. in Kompostieranlagen an und lässt sich für die Methanisierung kostengünstig verwenden. Zwei wichtige Verfahren sind die Erzeugung von Bioethanol und die CO_2-Abscheidungen von Kläranlagen. Damit ließen sich 2010 mit 300 bzw. 250 Mio. m^3 CO_2 etwa 5 TWh bzw. 4 TWh Stromüberschüsse methanisieren. Mit steigendem Hektarertrag und steigendem Anteil von Bioethanol im Verkehrssektor wird dort ein Potenzial von 17 TWh 2020 gesehen (s. [115]). Weitere mögliche biogene CO_2-Quellen stellen Biomassevergasungsverfahren dar, die Lignocellulosepflanzen zu Synthesegas wandeln (s. ► Abschn. 8.1.3 und 8.3.5).

CO_2-Abscheidung aus der Luft

Naheliegend ist die Verwendung von CO_2 direkt aus der Luft, was zusammen mit einem CCS-Verfahren zu einer Reduktion des CO_2-Anteils der Luft führen würde. Eine Abscheidung aus der Luft ist aber nur mit hohem technischem und finanziellem Aufwand möglich, weshalb andere CO_2-Quellen dieser Option vorgezogen werden. Heute sind verschiedene Verfahrensweisen bekannt (s. [105, 115]):

- Adsorption an Feststoffen
- Absorption in Lösungsflüssigkeiten
- Kondensation in kryogenen Prozessen
- Abscheidung aus Luft mittels Membranen.

Die erste deutsche Power-to-Gas-Pilotanlage in Stuttgart (s. ► Abschn. 14.3.2) nutzt die Abscheidung aus der Luft über die Absorption in Lösungsflüssigkeiten (Elektrodialyse) und demonstriert so die technische Machbarkeit des Konzepts (s. [105]).

Der Vorteil ist die Standortunabhängigkeit zur CO_2-Gewinnung, was oft ein limitierender bzw. standortbestimmender Faktor in der Umsetzung von Hydrierungssynthesen ist. Da es dazu einige erfolgreiche Forschungsvorhaben gibt, ist mit einer Kostenreduzierung und einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit zu rechnen, womit diese CO_2-Quelle in Zukunft eine tragende Rolle spielen kann. Dies ist auch dadurch begründet, dass biogenes und fossiles CO_2 ein begrenztes Potenzial hat und es Regionen ohne jegliche CO_2-Quelle gibt.

CO_2 aus Kraftwerks- oder Industrieanlagen

In Kraftwerken und Industrieanlagen fallen sehr große Mengen an CO_2 an. Sie bilden die größten Potenziale für die Methanisierung und andere Synthesen. Während Kraftwerke durch erneuerbare Energien ersetzt werden können, sind z. B. die Stahl- und Zementindustrie weiterhin auf kostengünstige fossile Energieträger mit hoher Energiedichte angewiesen. Diese emittieren zwangsläufig CO_2, falls das Energiesystem nicht auf Wasserstoff umgestellt wird, was in absehbarer Zeit flächendeckend nicht geschehen wird (s. ▶ Abschn. 8.6.6). Zudem gibt es Prozesse, in denen auch unabhängig von der Energiewende weiterhin CO_2 als Abfallprodukt anfällt. Diese CO_2-Quellen sind jedoch anders als biogenes CO_2 nicht dezentral verteilt.

In der Stahlindustrie würden sich mit den heutigen CO_2-Emissionen 142 TWh Stromüberschüsse methanisieren lassen. In der Zementindustrie ist ein Potenzial von 77 TWh vorhanden. Da der CO_2-Gehalt der Abgase in beiden Sparten geringer als beispielsweise bei einer Biogas-Anlage ist, kann zudem mit einer aufwendigen und damit kostenintensiven Aufbereitung der Abgase gerechnet werden (s. [115]), weshalb eine Einbindung der Power-to-Gas-Anlage in eine Biogasanlage bevorzugt wird.

Kraftwerke werden nicht als CO_2-Quelle berücksichtigt, da auf kurze Sicht mit CCU kein »*green washing*« der CO_2-intensiven Kraftwerke betrieben und auf lange Sicht eine Dekarbonisierung des Stromsektors vollzogen werden soll. Ferner steigt durch den zusätzlichen Aufwand der Abgasaufbereitung der Primärenergieverbrauch der Kraftwerke um 20–44 % (s. [115]). Das heißt, ein Teil der CO_2-Emissionen, die abgetrennt werden, entstehen durch den erhöhten Energieaufwand, nur weil CO_2 abgetrennt werden soll. Dies ist bei genauerer Betrachtung paradox und hat nur einen Nettoeffekt, wenn das CO_2 über Jahrtausende gespeichert oder über die stoffliche Nutzung fest gebunden nicht mehr in die Atmosphäre entweicht.

Ein weiterer Zweig, bei dem 2009 CO_2 in Höhe von 15,6 Mio. t angefallen ist (s. [115]), ist die chemische Industrie.

CO_2-Recycling/Oxyfuel-Konzept

Unter CO_2-Recycling wird ein geschlossener CO_2-Kreislauf verstanden (s. ▶ Kap. 1). Nach der Verbrennung von erneuerbarem Methan mit den Ausspeichertechnologien aus ▶ Abschn. 8.5.1 wird das CO_2 aus den Abgasen abgeschieden und wieder der Methanisierung zur Verfügung gestellt. Wird bei der Verbrennung des Methans reiner Sauerstoff verwendet, der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfällt, und unter richtigem stöchiometrischem Verhältnis verbrannt, ist eine CO_2-Abscheidung ohne großen Aufwand möglich, da bei einer solchen Verbrennung nur CO_2 und Wasser entstehen. Diese theoretische Betrachtung ist in der Praxis nicht trivial umsetzbar (s. [105]). Wie eine geeignete Einbindung der Ausspeichertechnik, der Elektrolyse und der Methanisierung in das Stromsystem erfolgen kann, wird detailliert in ▶ Abschn. 8.6.3 gezeigt.

Stromüberschüsse

Power-to-Gas-Anlagen werden betrieben, wenn die Residuallast negativ ist. Daher nützen die besten CO_2-Quellen nichts, wenn keine Stromüberschüsse im deutschen System vorhanden sind. Denn aufgrund der Wirkungsgradverluste eines Power-to-Gas-Speichersystems ist zunächst die direkte Verwendung des erneuerbaren Stroms anzustreben und erst in Überschusszeiten bzw. Netzengpässen sollte Methan produziert werden (s. ▶ Abschn. 14.3). Wie, wann und wo Stromüberschüsse entstehen und wie diese gespeichert werden, wird in ▶ Kap. 3 ausführlich beschrieben. In ◘ Tab. 8.8 sind die prognostizierten Überschüsse für 2020 mit aufgeführt.

Die Rolle der verschiedenen CO_2-Quellen in den gesamten Power-to-Gas-Speichersystemen wird in ▶ Abschn. 8.6.3 ausführlich beschrieben und kann auf alle anderen Synthesen übertragen werden.

8.3.3 Chemische Methanisierung

Bereits im Jahr 1902 wurden von dem französischen Chemiker Paul Sabatier erste Ergebnisse zur Entdeckung der katalytischen Umwandlung von CO_2 bzw. CO und Wasserstoff zu Methan veröffentlicht. Der Wissenschaftler ist somit auch der Namensgeber dieser chemischen Reaktion, dem Sabatier-Prozess.

Tab 8.8 CO_2-Emissionen in Mio. t und Potenzial an Stromüberschüssen in TWh für Power-to-Gas (100 % maximal möglich, 25 % Berücksichtigung von Zeiten, in denen CO_2-Produktion und Überschüsse sich überschneiden)

	2010			2020		
	CO_2 Emissionen in Mio. m^3	Speicherbare Stromüberschüsse in TWh (25 % Zeitüberlappung)	Speicherbare Stromüberschüsse in TWh (100 % Zeitüberlappung)	CO_2 Emissionen in Mio. m^3	Speicherbare Stromüberschüsse in TWh (25 % Zeitüberlappung)	Speicherbare Stromüberschüsse in TWh (100 % Zeitüberlappung)
Stromüberschüsse	–	0,1	0,1	–	0,26	0,26
CO_2 aus Biogas-Abgasstrom	2400	10	10	3480	14,5	14,5
CO_2 aus Biogasaufbereitung	187	0,775	3,1	1730	7,25	29
Bioethanol	300	1,25	5	1020	4,25	17
Kläranlagen	250	1	4	250	1	4
Stahlindustrie	8400	35,5	142	wie 2010		
Zementindustrie	4600	19,3	77			

Durchbruch der CO-Methanisierung

Der industrielle Durchbruch der CO-Methanisierung gelang während der Ölkrise in den 1970er-Jahren, als der Ölpreis in sehr kurzer Zeit sprunghaft anstieg. Durch die Kopplung des Erdgaspreises an den Ölpreis verteuerte sich der Energieträger Erdgas ebenso drastisch.

Der explosionsartige Anstieg der Energiepreise belastete die Wirtschaft der Industrienationen erheblich, weshalb es einen großen »Roll-out« der Kernenergie und die Gründung der Internationalen Energieagentur (IEA) in Paris gab.

Ihr Ziel war die Herstellung von künstlichem Erdgas aus Kohle, auch »Synthetic Natural Gas« (SNG), dt. synthetisches Erdgas, oder »Substitute Natural Gas«, dt. Erdgas-Substitut, genannt. Hierfür kam vor allem Braunkohle zum Einsatz, da diese im Vergleich zu anderen Energieträgern sehr kostengünstig war und die Industrienationen große heimische Vorkommen besaßen, die den Preisschwankungen von Erdöl und Erdgas nicht unterworfen waren (s. [47]).

Somit wurde im industriellen Maßstab mithilfe der CO-Methanisierung künstliches Erdgas aus Braunkohle erzeugt. Das dabei produzierte Gasgemisch hatte einen relativ niedrigen Methangehalt und wurde vor der Einspeisung in das Gasnetz aufbereitet.

Durchbruch der CO_2-Methanisierung

In verschiedenen Arbeiten in den 1990er und 2000er-Jahren in Deutschland zeichnete sich in erneuerbaren Energiesystemen der Zukunft ein hoher Speicherbedarf ab, der entweder über Speicherwasserkraft in Skandinavien oder Wasserstoffkavernen gedeckt wurde (s. [101, 120]).

Die CO_2-Methanisierung wurde trotz ihrer Entdeckung in Frankreich bereits im Jahr 1902 für die Energietechnik erst sehr viel später erforscht, da analog zur CO-Methanisierung durch die günstigen verfügbaren Ressourcen keine Notwendigkeit dafür bestand. In den 1970er- und 1980er-Jahren wurde die chemische Energiespeicherung über CO_2 für Solarenergie im sogenannten *SolChem Concept* in den USA diskutiert (s. [20, 67]). Im Labormaßstab gab es in Japan in den 1990er-Jahren die ersten Arbeiten und Anlagen zur chemischen CO_2-Methanisierung, da Japan als ressourcenarmes und dicht bevölkertes Land an LNG-Kraftwerken forschte (s. [46, 132]). In Deutschland wurde die CO_2-Methanisierung Anfang der 2000er Jahre im Kontext von Brennstoffzellen diskutiert (s. [91]). 2006 hatte Michael Specht vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung in Stuttgart aufbauend auf Arbeiten zu solarem Methanol und Biomassevergasung die Idee, den Sabatier-Prozess auch in Deutschland zur Energiespeicherung umzusetzen (s. [5, 105]).

Jürgen Schmid und Michael Sterner vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik in Kassel zeigten 2007 unabhängig davon ein gekoppeltes Strom- und Gassystem auf, das zusammen mit den Arbeiten von Specht die Grundlage für das gemeinsam entwickelte Power-to-Gas-Konzept wurde und der CO_2-Methanisierung für die Energiespeicherung zwischen 2009 und 2011 zum Durchbruch verhalf (s. ► Abschn. 8.6.1 und [99, 125]). Weitere Arbeiten von Sterner und Schmid machten die Idee der CO_2-Methanisierung im Kontext der Energiewende bekannt (s. [75, 105, 116]).

Heute zählt die CO_2-Methanisierung zum wesentlichen Bestandteil nachhaltiger und umfassender Energiesysteme, die die Strom- und Gasnetze zur Entlastung der Stromnetze koppeln und den Wärmemarkt und die Mobilität integrieren.

Die Anfänge von Power-to-Gas werden weitergehend in ► Abschn. 8.6.1 beschrieben.

8.3.3.1 Grundlagen

Chemische Reaktionen

In der chemischen Methanisierung laufen zwei reversible Gleichgewichtsreaktionen ab (s. [59]):

- die Wassergas-Shift-Reaktion und
- die CO-Methanisierung.

Die erste chemische Reaktion ist zum Auftrennen des sehr schwach reaktiven CO_2 zuständig und läuft vor der Methanisierungsreaktion selbst ab (Gl. 8.91). Prinzipiell ist aber auch eine direkte Hydrierung von CO_2 möglich, wenn auch sehr selten (s. [91]),

$$H_2 + CO_2 \rightarrow CO + H_2O \qquad \Delta H_R^0 = 41\,kJ/mol. \tag{8.91}$$

Die zweite chemische Reaktion ist die Hauptreaktion, in der CO hydriert wird (Gl. 8.92). Die CO-Methanisierung stellt sich wie folgt dar:

$$3H_2 + CO \rightarrow CH_4 + H_2O \qquad \Delta H_R^0 = -206\,kJ\,/\,mol. \tag{8.92}$$

Als Gesamtreaktion ergibt sich somit für die CO_2-Methanisierung Gl. 8.93:

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta H_R^0 = -165\,kJ\,/\,mol. \tag{8.93}$$

Diese Sabatier-Reaktion ist in umgekehrter Richtung als Dampfreformierung von Erdgas bekannt und das häufigste Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff (s. ► Abschn. 8.1.3.2). Die genauen Mechanismen der Methanisierung von Kohlenoxiden sind in [91] ausführlich beschrieben.

Die Gesamtreaktion (Gl. 8.93) ist stark exotherm. Ein Wärmemanagement, welches die freiwerdende Energie zuverlässig abführt, ist daher unerlässlich, um die Methanisierungsreaktion in einem günstigen Temperaturbereich zu halten und das Reaktionsgleichgewicht in Richtung Methan zu verschieben.

Zur Umgehung der benötigten hohen Reaktionstemperaturen werden Katalysatoren eingesetzt. Paul Sabatier und Jean-Baptiste Senderens haben bereits 1902 entdeckt, dass verschiedene Materialien wie Nickel, Ruthenium, Rhodium, Platin, Eisen und Cobalt die Reaktion beschleunigen. Nickel ist aufgrund der guten Verfügbarkeit, Selektivität und Aktivität in der Reaktion und des relativ günstigen Preises nach wie vor die erste Wahl für diesen Prozess. Allen Katalysatoren ist gleich, dass sie hochempfindlich gegenüber Gasverunreinigungen durch einige Spurenstoffe sind, besonders gegen Schwefel in Verbindungen wie z. B. H_2S oder COS und gegen organischen Schwefel, Chlor und Schwermetalle. Die Folge ist eine Deaktivierung des Katalysators, weshalb in der chemischen Methanisierung hohe Anforderungen an die Gasaufbereitung gestellt werden (s. [59, 91]).

Der Betriebsdruck und die Betriebstemperatur können je nach verwendetem Reaktorkonzept variieren. Aus thermodynamischer Sicht sind niedrige Temperaturen und hohe Drücke von Vorteil (s. [59]). Üblich sind Temperaturen von ca. 200–600 °C und ein Druck von ca. 20–80 bar. Unter 200 °C sollte die Prozesstemperatur nicht fallen, um die Bildung des Katalysatorgifts Nickeltetracarbonyl zu vermeiden (s. [56]). In der Praxis werden verschiedene Reaktoren in Pilot- und Demonstrationsvorhaben erprobt. Der derzeit größte bekannte Reaktor zur reinen CO_2-Hydrierung wird als Zweizonen-MAN-Reaktor der MW-Klasse bei einem Druck von 5–10 bar und Temperaturen im Normalbetrieb von 200–350 °C betrieben und im Stand-by auf Betriebstemperatur gehalten (s. ► Abschn. 14.3).

Anforderungen der chemischen Methanisierung an die CO_2-Quelle

Zwei wesentliche Anforderungen stellt die chemische Methanisierung an die CO_2-Quelle: Sie hat einem bestimmten Reinheitsgrad zu entsprechen und den benötigten Gasstrom in Menge und Zeitraum zuverlässig zur Verfügung zu stellen.

Entscheidend ist vor allem die Reinheit des CO_2-Stromes, da spezielle Bestandteile wie Schwefel degradierend auf den Katalysator wirken und ihn über kurz oder lang deaktivieren können.

Verschärft wird diese Anforderung durch die Methanisierungsreaktion. Zunächst wird der Volumentanteil der Minorkomponenten wie z. B. Schwefelverbindungen durch die Beimischung von H_2 reduziert. Sobald die Reaktion jedoch stattfindet, wird aus fünf Teilen Eduktgasen, von denen ein Teil das verunreinigte CO_2 ist, ein Teil Methan (Gl. 8.93). Die verbleibenden Minorkomponenten treffen auf weniger Teile Wasserstoff und CO_2, wodurch sich die Konzentrationen der Verunreinigungen im Verlauf des Gasstromes durch das Katalysatorbett erhöhen, sodass die Grenzwerte für die Katalysatoren überschritten werden können.

Unter diesem Aspekt eignet sich die Nutzung des Abgasstromes von Biogasanlagen für Energiepflanzen sehr gut, wenn das CO_2 mit einer Druckwechselabsorptionsanlage (Pressure Swing Absorption – PSA) oder einer Aminwäsche abgetrennt wird. Zudem wurde das CO_2 unmittelbar von den verwendeten Pflanzen aus der Atmosphäre durch die Photosynthese aufgenommen, wodurch der Kohlenstoffkreislauf geschlossen wird.

Abwärmenutzung

Die Nutzung der entstehenden Prozessabwärme auf hohem Temperaturniveau kann den Wirkungsgrad, die Wirtschaftlichkeit und die CO_2-Bilanz der Methanisierung deutlich verbessern. Auch in der vorgeschalteten alkalischen oder PEM-Elektrolyseeinheit entsteht Abwärme, die für eine Wärmesenke mit niedrigem Temperaturniveau genutzt werden kann (s. ► Abschn. 8.2.6). Ein Gesamtwärmekonzept für die niederkalorische Abwärme aus Elektrolyse und die hochkalorische Abwärme der Methanisierung ist aus diesen Gesichtspunkten zu empfehlen und für jeden Standort auf Synergien zu überprüfen.

Die entstehende Prozessabwärme kann für diverse Anwendungen eingesetzt werden:

- Bereitstellung von Dampf bei Einsatz einer Hochtemperatur-Elektrolyse (s. ► Abschn. 8.6.4)
- interne Prozesswärme (Gasaufbereitung)
- Stromerzeugung (ORC-Prozess) für interne (Elektrolyse, Eigenbedarf) oder externe Verwendung
- Integration Wärmesenke (Fernwärmenetz, Nahwärmenetz).

Am naheliegendsten ist die Deckung des internen Wärmebedarfs der Gesamtanlage. Energie in Form von Wärme wird für die unterschiedlichsten technischen und chemischen Prozesse benötigt. Ein Beispiel ist die Aufbereitung der Edukt- und Produktgase, welche im besten Fall synchron erfolgt: Während Abwärme in der Methanisierung anfällt, kann damit die mit CO_2 beladene Waschflüssigkeit der Aminwäsche regeneriert werden. Auch hier können Wärmespeicher zur zeitlichen Pufferung der Abwärme zum Einsatz kommen. Dies ist nur ein Beispiel von vielen. Bei Biogasanlagen besteht die Möglichkeit, die Wärme für die Heizung der Fermenter oder für die Hygienisierung von Abfällen bzw. das Prozessieren anderer Substrate zu nutzen.

Die anfallende Abwärme hätte jedoch auch das notwendige Temperaturniveau, um eine Umwandlung in Strom zu ermöglichen. Theoretisch kommen dafür ein herkömmliches Dampfturbinensystem oder ein ORC- bzw. Kalina-Prozess infrage. Ein weiterer großer Effizienzgewinn wird durch die Verdampfung des Speisewassers und den Einsatz des Dampfes in einer Hochtemperatur-Elektrolyse realisiert, wie dies in Power-to-Liquid-Anlagen geschieht. Diese erst im Labormaßstab umgesetzte Technologie verspricht Wirkungsgradsteigerungen um über 20 % (► Abschn. 8.7).

Die Einspeisung der Abwärme in Fern- bzw. Nahwärmenetze eignet sich ebenfalls. Zu beachten ist jedoch, dass die Abnahme der Wärme zeitlich mit dem Anfallen der Abwärme zu koppeln ist. Im Falle eines intermittierenden Betriebes mit Wind- und Solarstromüberschüssen ist das eine Herausforderung. Beim durchgängigen Betrieb hat die Wärmeabnahme ganzjährig und zuverlässig zu erfolgen. Dies ist bei einigen Wärmesenken im Sommer nicht der Fall, was zu einer Störung des Betriebes der Methanisierungsanlage führen würde.

8.3.3.2 Reaktorkonzepte

Die Methanisierung ist im Grunde genommen eine Spezialform der Fischer-Tropsch-Synthese, in der die Wahrscheinlichkeit des Kettenwachstums gegen null geht. Daher sind auch die Reaktorkonzepte sehr ähnlich zur Fischer-Tropsch-Synthese (s. ► Abschn. 8.3.5.2).

Ableitung der Abwärme – Vermeidung von Hotspots

Bei der chemischen Methanisierung wird viel Energie in Form von Wärme frei. Diese Wärme ist bei allen Reaktorkonzepten mit einem hohen Maß an Zuverlässigkeit abzuführen, da ansonsten die Gefahr der Hotspot-Bildung im Reaktor besteht.

Definition

Ein Hotspot ist eine lokale punktuelle Überhitzung des Katalysators innerhalb eines (thermo)chemischen Reaktors.

Infolge einer Überhitzung wird das Gleichgewicht der Reaktion in Richtung Eduktgas verschoben und der Katalysator kann deaktiviert oder sogar dauerhaft beschädigt werden. Das Betriebsverhalten wird in beiden Fällen nachhaltig gestört.

Flexibler Betrieb

Ein weiteres Kriterium, welches die vorhandenen Reaktorkonzepte zu erfüllen haben, ist die Möglichkeit der flexiblen Betriebsweise. Die Methanisierungsanlage wird zukünftig in einer Power-to-Gas-Anlage für die Aufnahme und den Ausgleich

von Fluktuationen im Stromnetz durch Wind- und Solaranlagen eingesetzt. Daher sind eine dynamische Fahrweise des Reaktors und der Betrieb bei unterschiedlichen Lastpunkten erforderlich.

Um eine gleichmäßige Temperierung des Reaktors zu gewährleisten, werden z. B. Salzschmelzen und Wasserdampf zur Wärmeabfuhr eingesetzt. Zudem sind die Wärmeverluste durch Konvektion und Strahlung bei Stand-by-Zeiten zu decken. Dies erfolgt in Versuchsanlagen über eine elektrische Begleitheizung und eine ausreichend dicke Isolation des Reaktors. Zudem ist die Masse des Katalysatorbettes ein Kriterium für die Anfahrzeit.

Ein weiterer Punkt, der eine gewisse Trägheit in das System bringt, ist das Vor- und Nachspülen des Reaktors beim An- und Abfahren. Damit der Reaktor aus einem für den Katalysator sicheren Betrieb angefahren werden kann, ist er vor der Benutzung mit Wasserstoff vorzuspülen. Ebenso dürfen nach seiner Nutzung keine schädlichen Restgase im Reaktor verbleiben, damit der Katalysator nicht geschädigt wird. Für diesen Zweck wird der Reaktor im Stand-by ebenfalls mit Wasserstoff befüllt bzw. unter Inertatmosphäre gehalten. Diese internen Betriebszeiten legen gewisse An- und Abfahrgradienten (auch »Rampen«) fest, die einen flexiblen Betrieb im Takt von Wind und Sonne zur Herausforderung machen.

Verfahren zur chemischen Methanisierung von CO_2 in Anwendung und Forschung

Für die Umsetzung der chemischen Methanisierung sind verschiedene Reaktorkonzepte vorhanden. Sie werden ausführlich im Unterkapitel zur Fischer-Tropsch-Synthese in ► Abschn. 8.3.6.2 beschrieben. Das Wirbelschichtverfahren eignet sich rein theoretisch aufgrund der homogenen Temperaturverteilung voraussichtlich nicht für den zweistufigen Prozess der CO_2-Methanisierung, in dem unterschiedliche Temperaturen für die CO_2-Spaltung und die CO-Methanisierung vorteilhaft sind. Praktische Nachweise sind zu diesem Zeitpunkt nicht bekannt.

Die real eingesetzten und im Labor erprobten Konzepte unterscheiden sich zum Teil erheblich in Bezug auf den aktuellen Entwicklungsstand, die Form des Katalysators sowie die grundsätzliche Konzeption. Im Folgenden wird auf zwei Reaktorkonzepte eingegangen:

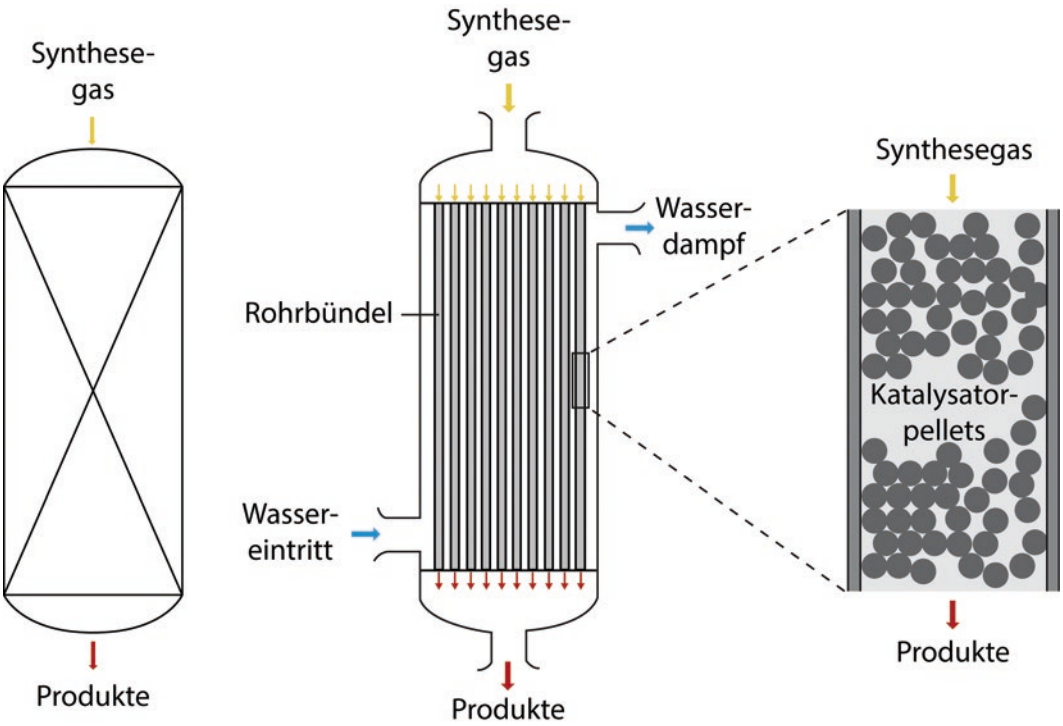


Abb. 8.28 Schema eines Reaktors und Detail einer Katalysatorschüttung in einem Rohrbündelreaktor, nach [83]

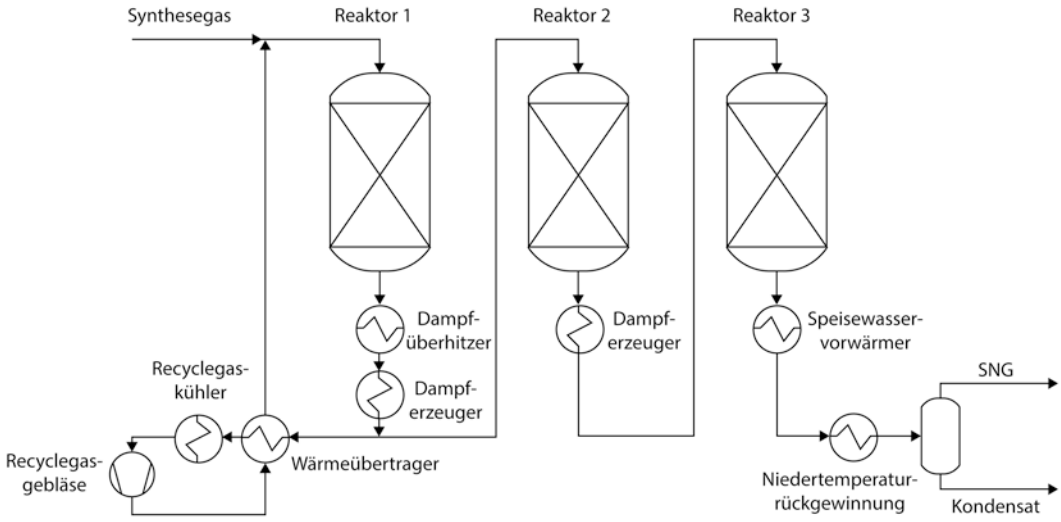


Abb. 8.29 Schematischer Aufbau eines TREMP-Prozesses von Haldor Topsoe, Schweden, nach [59, 84]

8

Tab. 8.9 Betriebsparameter eines CO-Methanisierungsreaktors nach dem TREMP-Prozess von Haldor Topsoe, Schweden im März 1979 (ADAM I), nach [59]

	Eduktgas	Reaktor 1 Eingang	Reaktor 1 Ausgang	Reaktor 2 Ausgang	Reaktor 3 Ausgang	SNG
Temperatur in °C		300	604	451	303	23
Druck in bar	27,3	27,2	27,1	27,05	27,0	27,0
Gas in m^3/h	535	1416	1255	348	334	119
Gaszusammensetzung in %						
H_2	65,45	36,88	20,96	8,10	1,77	3,11
CO	9,84	4,28	1,17	0	0	0
CO_2	8,96	6,13	4,46	2,07	0,95	1,67
CH_4	11,30	28,12	37,44	44,36	47,28	82,95
N_2O	–	19,19	29,82	38,84	43,06	0,10
N_2	4,4	5,41	6,15	6,64	6,93	12,16

- Festbettreaktor (Praxisanwendung und Forschung)
- Dreiphasenreaktor (Forschung).

Festbettreaktor

Das etablierteste Reaktorkonzept ist der Festbettreaktor. Der Prozess kann einstufig oder mehrstufig ausgeführt werden. Nur über einen mehrstufigen Prozess bzw. eine dem einstufigen Prozess angeschlossene Gasaufbereitung wird die gewünschte Gasqualität nach DVGW G 260 erreicht (s. [22]). Der Katalysator wird zwischen Rohren oder Platten eingeschüttet.

Der konstruktive Aufbau von Reaktoren ist so vielfältig wie das eingesetzte thermische Management. Das Eduktgas strömt am Katalysator vorbei und wird zum Produktgas gewandelt. Die entste-

hende Wärme wird durch ein Kühlmedium im Rohr oder in der Platte abgeführt (s. Abb. 8.28)

Die Standardausführung des Festbettreaktors ist der Rohrbündelreaktor, welcher in ▶ Abschn. 8.3.5.2 beschrieben ist. Ein heute kommerziell verfügbares Verfahren ist das sogenannte TREMP-Verfahren der Firma Haldor Topsoe (Topsoe's Recycle Methanation Process), welches aus drei adiabaten Festbettreaktoren besteht (s. Abb. 8.29). In jedem Reaktor wird nur ein Teil des Eduktgases umgesetzt. Die Temperaturen in den Reaktoren variieren zwischen 250 und 700 °C und nehmen bei Drücken von bis zu 30 bar von Reaktor zu Reaktor ab (s. Tab. 8.9). Zur Begrenzung von Hotspots wird im ersten Reaktor ein Teil des Gasgemischs recycelt. Nach allen drei Reaktoren wird Reaktionswärme ausgekoppelt, vorwiegend zur Hochdruckdampferzeugung (s. [59, 84]).

Die Stabilität des Katalysators wurde im stationären Betrieb für die CO-Methanisierung über Langzeittests von mehr als 8000 h nachgewiesen. Der Stabilitätsnachweis des Katalysators in der CO_2-Methanisierung bei durch Wind- und Solarstrom bedingtem stark schwankendem Betrieb über lange Zeiträume ist noch zu erbringen.

Der TREMP-Prozess bietet einige wesentliche Vorteile:

- mögliche Rückgewinnung von überhitztem, unter hohem Druck stehendem Dampf, der direkt in der Dampfturbine verwendet werden kann
- Energieeinsparungen durch eine niedrige Recyclingquote, d. h., pro Zyklus wird der Großteil des Synthesegases umgesetzt, welches sonst unter Energieverlust wieder in den Kreislauf eingeführt werden müsste
- stabiles und hohes Reaktionsvermögen in einem breiten Temperaturbereich (250–700 °C) aufgrund eines Mix verschiedener Katalysatoren.

Weitere nennenswerte und teilweise kommerzielle Methanisierungsverfahren sind der Lurgi-Prozess, der Linde-Prozess, der RMP-Prozess, die Entwicklungen von MAN und das HICOM-Verfahren der Firma Davy, die alle im Wesentlichen Rohrbündelreaktoren sind (s. [59]). Diese haben den Vorteil, dass der Druck und dadurch der Volumenstrom in jedem Rohr einzeln oder in Rohrbündeln zusammen gesteuert werden kann und damit die Reaktion gleichmäßig abläuft. Die Herausforderung liegt auch hier im Wärmemanagement und dem Vermeiden von Hotspots und Wärmenestern.

Daneben gibt es in der Forschung auch Plattenreaktoren, in denen der Katalysator als feste Schüttung zwischen den Platten vorliegt. Diese sollen ein besseres Wärmeverhalten als Rohrbündelreaktoren aufzeigen, was in der Langzeitstabilität noch zu beweisen ist. Obwohl zum Festbettreaktor bereits seit mehr als einem Jahrhundert praktische Erfahrungen vorliegen, gibt es zum Verhalten von Rohrbündel- und Plattenreaktoren noch folgende offene Forschungsfragen, zu denen an verschiedenen Instituten wie dem ZSW Stuttgart, dem Engler-Bunte-Institut Karlsruhe, den Max-Planck-Instituten, der TU München und der FAU Nürnberg-Erlangen geforscht wird:

- Reaktionsverhalten
- wechselnder Betrieb von Grund-, Teil- und Spitzenlast
- An- und Abfahrvorgänge
- Stabilität des Prozesses und der Katalysatoren
- Reaktordesign und konstruktiver Aufbau zur optimalen Durchströmung des Katalysatorbetts.

Die wesentlichen Grundlagen und Kenngrößen zur Reaktorauslegung sind in [49] zu finden.

Dreiphasen-Reaktor

Bereits in den 1970er-Jahren wurde der Dreiphasen-Reaktor erprobt (s. [59]). Die Technologie wurde Anfang der 2010er-Jahre von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut (EBI) des Karlsruher Instituts für Technologie wieder aufgegriffen. Dieses Reaktorkonzept befindet sich im Vergleich zum Rohrbündelreaktor noch rein in der Forschung und Entwicklung.

Im Reaktor sind alle drei Phasenzustände: fest (Katalysator), flüssig (Reaktorflüssigkeit) und gasförmig (Wasserstoff und CO_2) vorhanden (s. Abb. 8.30). Die von unten einströmenden Eduktgase steigen blasenförmig durch die Flüssigkeit nach oben, wodurch der pulverförmige Katalysator in Suspension gehalten wird. Eine Suspension ist eine sehr feine Verteilung von kleinen Teilchen eines festen Stoffes in einer Flüssigkeit, sodass sie

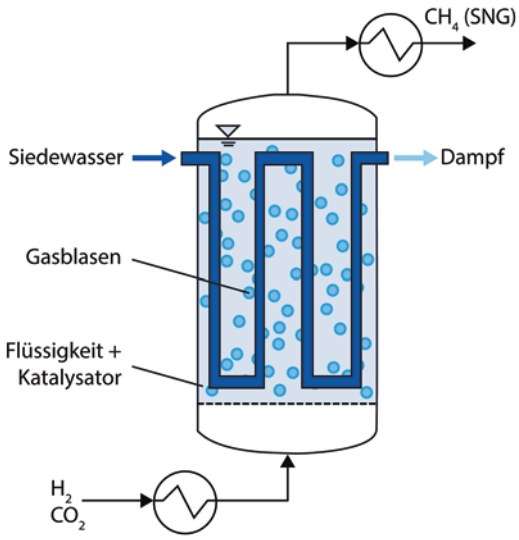


Abb. 8.30 Dreiphasen-Reaktor zur Methanisierung des DVGW Engler-Bunte-Instituts in Karlsruhe

darin schweben. Auf ihrem Weg lösen sich Wasserstoff und CO_2 in der Suspension auf und reagieren mit den in der Flüssigkeit befindlichen Katalysatorpartikeln. Die Flüssigkeit selbst nimmt nicht an der Reaktion teil und dient lediglich zur Wärmeabfuhr. Da die Katalysatorpartikel direkt in der Flüssigkeit sind, wird die Gefahr einer Hotspot-Bildung vermieden. Die Reaktion findet bei 300 °C und 20 bar statt (s. [44]).

Die Methanisierung auf Basis eines Dreiphasen-Reaktors bietet daher deutliche Vorteile im Bereich der Wärmeabfuhr und -kontrolle und kann flexibel für einen dynamischen Betrieb gehandhabt werden. Aufgrund des hohen Flüssigkeitsanteils besitzt diese Reaktorart eine hohe Masse, wodurch kurze Betriebsunterbrechungen gepuffert und die Temperatur kurzzeitig auf dem notwendigen Niveau gehalten werden kann. Eine externe Wärmezufuhr ist zudem auf einfache Weise möglich. Diesen Vorteilen stehen gewisse Nachteile gegenüber: Eine Herausforderung ist die Temperaturbeständigkeit der Flüssigkeit und das *Upscaling* der Technologie vom Labormaßstab in den industriellen Maßstab. Darüber hinaus ist das Anfahren des Reaktors aus dem Kaltstart relativ energieintensiv.

Betriebsmodus und Umsetzungsraten

Alle Reaktoren können entweder im »Once-through«- oder im »Full-Conversion«-Modus betrieben werden. Im »Once-through«-Betrieb wird das Synthesegas einmalig durch den Reaktor geführt und möglichst vollständig umgesetzt. Restgase werden thermisch verwertet oder im Prozess integriert. Im »Full-Conversion«-Betrieb werden Restgase aufbereitet und dem Reaktor erneut zugeführt, um möglichst maximale Umsetzungsraten zu erzielen.

Die chemische Methanisierung hat – unabhängig vom Reaktorkonzept – den Nachteil, dass nach heutigem Stand im Dauerbetrieb maximal ein Methangehalt von ca. 95 % im Produktgas erreicht werden kann. Um den Methangehalt im Nachgang zu steigern und um das Produktgas als Austauschgas für Erdgas nach DVGW G 260 zu qualifizieren, wird die Nachschaltung eines Membranverfahrens notwendig (s. [133]).

Alternativ kann die biologische Methanisierung anstatt der chemischen Methanisierung verwendet werden, die wie folgt beschrieben im Reaktor selbst bei geringen Durchsatzraten auf höhere Methangehalte kommt.

8.3.4 Biologische Methanisierung

Bei der biologischen Methanisierung handelt es sich um die sogenannte »Methanogenese«. Sie wurde erstmals im 16. Jahrhundert erwähnt, als der italienische Physiker Alessandro Volta Versuche zu der Entflammbarkeit von Sumpfgas durchführte. Das entstehende Gas bezeichnete er als »brennende Luft« (s. [7, 74]).

Einordnung der Methanogenese in der Biologie

Die biologische Methanisierung beruht analog zur chemischen Methanisierung auf der Umsetzung von Wasserstoff und CO_2 zu Methan. Dies erfolgt allerdings durch Organismen aus der Domäne der Archaea, welche vormals auch als Archaeabakterien oder »Urbakterien« bezeichnet wurden. Sie zählen zu den ältesten Lebewesen der Erde.

Das Reich der Archaea existiert als erste Lebensdomäne seit 3–4 Mrd. Jahren. Es wurde in seiner heutigen Form Ende der 1970er Jahre von Carl Woese durch Sequenzanalyse der Ribonukleinsäu-

re 16SrRNA entdeckt. Dieses Molekül erfüllt in Zellen lebenswichtige Funktionen (s. [112]).

Aufgrund dieser Entdeckung wurden die ursprünglich fünf biologischen Domänen, welche sich in Tiere, Pflanzen, Protisten, Pilze und Bakterien aufgliederten, auf drei Domänen reduziert:

- Bacteria
- Archaea
- Eukarya.

Die Archaea selbst lassen sich in die drei Hauptäste *Euryarchaeota*, *Crenarchaeota* sowie *Korarcheaota* unterteilen. Für die biologische Methanisierung relevant sind hierbei vor allem die *Euryarchaeota*, zu denen die Gruppe der Methanogene zählt.

Vorkommen in der Natur

Die Archaea entstanden zu Zeiten, als in der Atmosphäre noch kein Sauerstoff vorhanden war. Sie nutzen Wasserstoff und CO_2, um Methan zu produzieren, was ein essenzieller Bestandteil des Stoffwechsels ist. Allerdings sind sie generell anaerob, also nicht mit Sauerstoff verträglich, weshalb sie sich durch das Entstehen von Sauerstoff in der Atmosphäre im Laufe der Zeit an Orte ohne Sauerstoff zurückzogen.

Ihr natürlicher Lebensraum liegt in der Tiefsee, nahe sogenannten »schwarzen Rauchern«. Schwarze Raucher sind hydrothermale Quellen am Meeresgrund in Wassertiefen von etwa 2000–4000 m. In dieser Tiefe herrschen Wasserdrücke von ca. 200–400 bar. Durch das heiße Wasser aus den schwarzen Rauchern weist der Ozean in ihrer direkten Umgebung eine Temperatur um 350 °C auf. Da mit dem Thermalwasser große Mengen an Gasen und Mineralien wie etwa Schwefelverbindungen ins Meer gelangen, liegt in der Nähe von schwarzen Rauchern ein pH-Wert zwischen 4 und 8 vor. Diese unwirtlichen Umgebungsbedingungen fordern sehr widerstandsfähige Mikroorganismen. Die Methanogenese funktioniert über die Archaea-Bakterien in dieser Umgebung und verdeutlicht die Robustheit der Bakterien, die technisch bei der Methanisierung von Vorteil ist (s. [60]). Archaea sind auch in anderen Habitaten zu finden wie am Boden von Vulkanen, in Kläranlagen, in Böden oder in Verdauungstrakten von Wiederkäuern.



Abb. 8.31 Rührkesselreaktor zur biologischen Methanisierung mit Archaea-Mikroorganismen (Quelle: Electrochaea GmbH)

Die Flexibilität, die die Biologie hier als Überlebensstrategie gebildet hat, kommt der technischen Nutzung für die Energiespeicherung entgegen: Sobald es keinen Wasserstoff und kein CO_2 mehr gibt, gehen die Bakterienstämme in »Winterschlaf« und werden erst dann wieder aktiv, wenn die Eduktgase vorhanden sind. Dieser Prozess läuft in der biologischen Methanisierung anders als in der chemischen Methanisierung ohne Druck und ist ein Phänomen der fehlenden Energiespeichermöglichkeit der Bakterien (s. [60, 61]).

8.3.4.1 Grundlagen

Die biologische Methanisierung nutzt ebenso wie die chemische Methanisierung Katalysatoren. Der Unterschied liegt darin, dass diese in Enzymen verpackt sind und Bakterien als organische Lebewesen die Reaktionen leiten. Abbildung 8.31 zeigt beispielhaft solche Bakterien in einem Bioreaktor aus dem Labor der Firma Electrochaea GmbH.

Vor- und Nachteile gegenüber der chemischen Methanisierung

Dieser von der Natur adaptierte Umwandlungsprozess bietet gegenüber der chemischen Methanisierung verschiedene Vorteile (s. [82]):

- ein Methananteil von mehr als 98 % ist bei geringer Reaktorbelastung (geringem Gasdurchsatz) in einem einzigen Wandlungsschritt ohne Gasaufbereitung erreichbar
- niedrige Prozesstemperaturen bei ca. 40–60 °C vs. 200–600 °C
- niedrige Prozessdrücke bei ca. 1–3 bar vs. 5–80 bar
- geringer Anspruch an die Reinheit der Eduktgase Kohlendioxid und Wasserstoff
- schnelle und flexible Lastwechsel ohne Vor- oder Nachspülen mit Stickstoff möglich
- kleine Anlagen in dezentralen Konzepten im kW-Maßstab technisch sinnvoll umsetzbar.

Dem stehen verschiedene Nachteile gegenüber, die überwiegend damit begründet sind, dass es sich bei den Bakterienstämmen um Lebewesen handelt, welche entstehen, konsumieren, ausscheiden und absterben:

- konstante Fütterung der Bakterien notwendig (ähnlich zu Düngemitteln)
- Abwasserrecycling und ggf. -aufbereitung notwendig
- schlechte Löslichkeit von Wasserstoff in Wasserlösungen bzw. Energieaufwand für Gaseintragung (ca. 1 % des Produktgases als elektrische Energie: z. B. 2 kWh pro m^3 Reaktorvolumen bei 200 kWh Methangas pro Stunde)
- *Upscaling* für große Anlagenmaßstäbe nicht so einfach wie bei der chemischen Methanisierung, die höhere Raum-Zeit-Ausbeuten erzielt als die biologische Methanisierung, welche aus heutiger Sicht im einstelligen MW-Bereich an ihre Dimensionierungsgrenze stößt, die nur durch einen modularen Aufbau überwunden werden kann.

Biologische Reaktionen

Grundsätzlich findet eine Reduktion von CO_2 unter Einbindung von mehreren H_2-Molekülen über eine Formiatstufe (Salze), des Formaldehyds sowie des Methanols zu CH_4 statt.

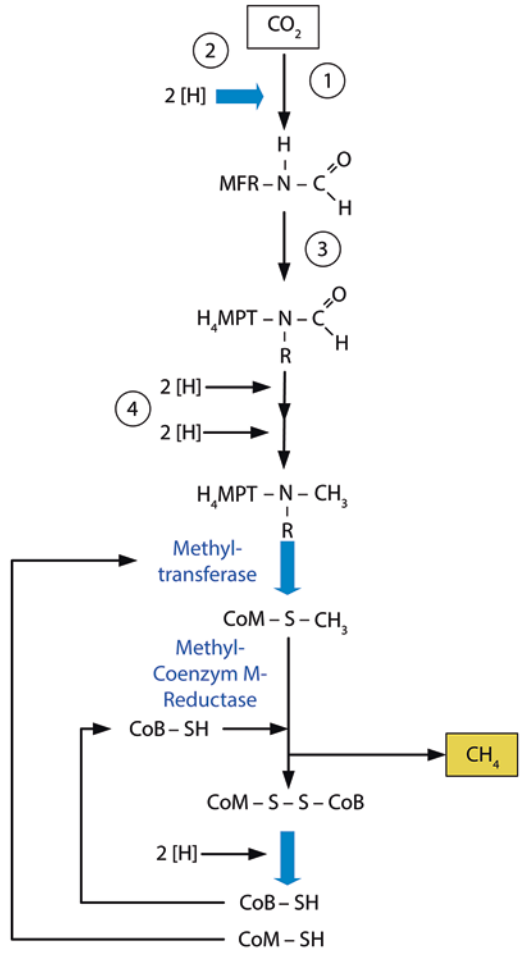


Abb. 8.32 Methanogenese aus CO_2, nach [72]. Folgende Farbgebung und einzelne Prozessschritte sind darin enthalten. *Schwarze Pfeile*: von löslichen Enzymen katalysierte Reaktionen. *Blaue Pfeile*: von membranständigen Enzymen, welche den Teilchentransport von der einen Seite der Zellmembran zur anderen unterstützen, katalysierte Reaktionen. *1* MFR-Dehydrogenase (Enzym, welches sein Substrat oxidiert. Dies geschieht über die Katalyse eines Protonenübertrags auf einen Akzeptor.). *2* Hydrogenase (s. ▶ Abschn. 8.1.3.3). *3* Formyltransferase (Enzym, welches die Übertragung einer Methyl-Gruppe von einem Donator zu einem Akzeptor katalysiert). *4* Elektronendonor bzw. Elektronendonator

Die Funktionsweise des Prozesses der Methanogenese wird anhand Abb. 8.32 erläutert.

An jedem der in Abb. 8.32 dargestellten vier reduzierenden Prozessschritte ist eine Hydrogenase beteiligt. Dies bedeutet, dass hier in jedem Schritt Wasserstoff als Elektronendonator fungiert. Diesen

Tab. 8.10 Methanbildungsraten unterschiedlicher Bakterienstämme (Reinkulturen), nach [88]

Stamm	Wachstumsdichte in mg (Protein)/l	Rate der CH_4-Bildung in nmol/(min·mg (Protein))	Rate der CH_4-Bildung in µmol/(min·l (Kultur))	Rate der CH_4-Bildung in mg/(min·l (Kultur))	Rate der CH_4-Bildung in ml/(min·l (Kultur))	Rate der CH_4-Bildung in l/(Tag·l (Kultur))
Methanobacterium thermoautotrophicum	500	6000	3000	48	66	96
Methanobrevibacter aboriphilus	500	840	420	6,7	9,0	13,4
Methanospirillum hungatei	180	220	40	0,64	0,8	1,27
Methanosarcina barkeri	170	150	26	0,41	0,6	0,82

Prozess begleiten unterschiedliche Cofaktoren, die verschiedene Aufgaben besitzen und sich wie folgt unterteilen lassen:

- C1–carrier: z. B. Methanofuran (MFR), Tetrahydromethanopterin (H_4MPT)
- Elektronendonatoren: z. B. Coenzym B (CoB), F420
- Katalysator: z. B. F430.

Die C1-carrier sind dabei die Cofaktoren, an welche der Kohlenstoff (C) aus dem CO_2 im Laufe des Prozesses gebunden wird. Die Bezeichnung Elektronendonator beschreibt Teilchen wie etwa F420, welche in der Lage sind Elektronen abzugeben. Der Faktor F430 hingegen besitzt eine rein katalysierende Funktion.

Der erste Schritt der Methanogenese besteht aus der MFR-Dehydrogenase, bei welcher CO_2 an Methanofuran (MFR) gebunden wird und dessen Reduktion zur Formylgruppe. Diese wird auf Tetrahydromethanopterin (H_4MPT) übertragen und anschließend durch F420 in zwei weiteren Schritten zur Methylgruppe reduziert. Die Übertragung jener Gruppe von H_4MPT auf CoM-S-CH_3 wird mittels Methyltransferase durchgeführt. Über die Methyl-Coenzym-M-Reductase wird die Methylgruppe schließlich zu Methan reduziert.

Als Nebenprodukt fällt hierbei CoM-S-S-CoB an, welches über Hydrogenase zu den Coenzymen M und B umgewandelt werden kann. Diese können anschließend im Kreislauf der Methanogenese wiederverwendet werden (s. [10, 23, 72]).

Von Michael Hermann Bott und Rudolf Kurt Thauer wurden Umsetzungsgeschwindigkeiten für einzelne Methanogene in Batch-Versuchen bestimmt (s. [13]). Bei diesen Versuchen wurde jeweils nur ein einzelner Bakterienstamm, eine sogenannte Reinkultur, eingesetzt. Für die Versuchsdurchführung wurde einmalig Gas in idealer Mischung in Druckbehältern eingeleitet. Über die Druckabnahme wurde im Anschluss daran die Methanbildung verfolgt (s. Tab. 8.10). Es zeigten sich deutliche Unterschiede in den Bildungsraten je Reinkultur.

Die ermittelten Bildungsraten von bis zu 96 l Methan pro l Reinkultur und Tag belegen den effektiven Stoffumsatz, entsprechend einer spezifischen Dauerleistung von ca. 40 kW/m³ Fermentervolumen (s. [88]).

In anderen Verfahren werden auch Methanbildungsraten von bis zu 540 l pro Tag und l Kultur erreicht, was einer thermischen Leistung von 250 kW pro m³ entspricht (s. [60]).

Gasreinheit und Gasqualität

Das Eduktgas CO_2 kann aus den in ▶ Kap. 8.3.1 genannten Quellen gewonnen werden. Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung ist jedoch weder eine Aufbereitung des CO_2 noch des von einem Elektrolyten erzeugten Wasserstoffes notwendig, da die meisten der enthaltenen Zusatzstoffe für das

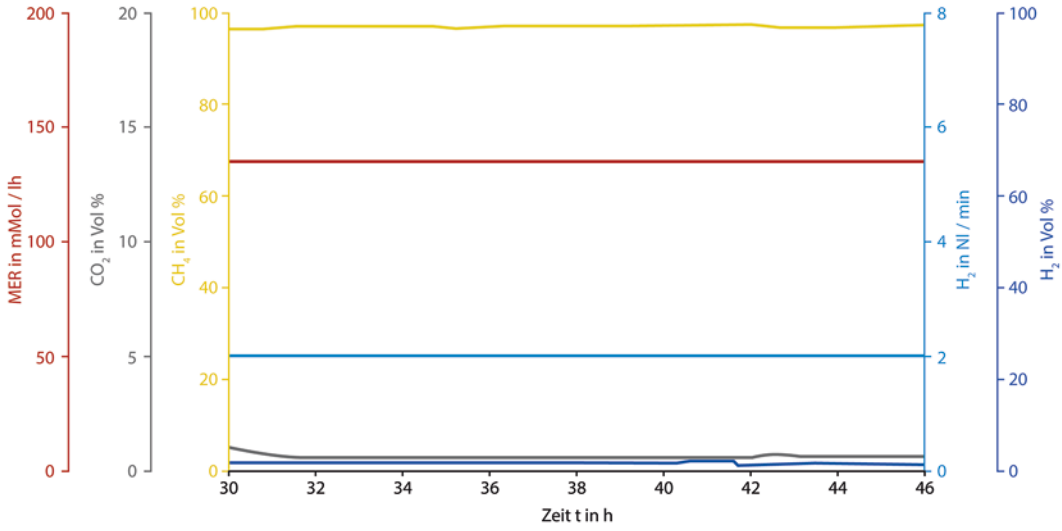


Abb. 8.33 Gasqualität der biologischen Methanisierung bei konstanter Wasserstoff- und CO_2-Zugabe in einem 10-Liter-Reaktor mit Reinkulturen in Linz, nach [60]

Bakterienwachstum förderliche Mineralien liefern (s. [48, 82]).

Bei einem entsprechenden Anlagenaufbau kann mithilfe der Organismen ein Produktgas generiert werden, welches einen Methananteil von etwa 97 Vol.-% aufweist. Rund 1 Vol.-% verbleibt als Wasserstoff und ca. 0,5 Vol.-% als CO_2 im Produktgas (s. Abb. 8.33). Auch in anderen Versuchen wurde aus einem Eduktgas von 80 % Wasserstoff und 20 % CO_2 folgende Produktgasqualität in einem Schritt erreicht (s. [82]):

Laborversuche:

- 98,9 % CH_4
- 0,6 % CO_2
- 0,5 % H_2.

Technikumsmaßstab mit einem Reaktorvolumen von 1 m^3:

- 98 % CH_4
- 2 % CO_2
- < 0,1 % H_2.

Die vom DVGW spezifizierte Gasqualität für Austauschgase kann damit bei geringer Raumbelastung bzw. geringer Reaktorauslastung durch die biologische Methanisierung ohne zusätzliche Gaskonditionierung oder -aufbereitung erreicht werden (s. [22]).

Die biologische Methanisierung ist eine vielversprechende Technologie. Die Herausforderung liegt in der Einbringung der Gase (vor allem Wasserstoff), der dafür notwendigen Energie und dem *Upscaling* der Technologie und wird vorwiegend durch die Raum-Zeit-Ausbeute limitiert. Je höher die Methanbildungsrate ist gegenüber dem Ergebnis der Raum-Zeit-Ausbeute und dem damit verbundenen Energieaufwand in Rühreintrag und Prozessengineering, desto effizienter und wirtschaftlicher kann die Anlage betrieben werden.

8.3.4.2 Reaktorkonzepte

Derzeit existieren zwei gängige Verfahren zur Umsetzung der biologischen Methanisierung: Reaktoren mit Reinkulturen und mit Mischkulturen.

Reaktor mit Reinkulturen

Dieses Reaktorkonzept beruht auf der Zufuhr von Wasserstoff und Kohlendioxid in einen eigenständigen Methanisierungsreaktor unter kontinuierlichen Prozessbedingungen. In diesem Reaktor sind thermophile (dt. »wärmeliebende«) Archaea in Reinkultur enthalten, die als Biokatalysator fungieren.

Neben den Eduktgasen Wasserstoff und CO_2 werden lediglich einige in Wasser gelöste Minerali-

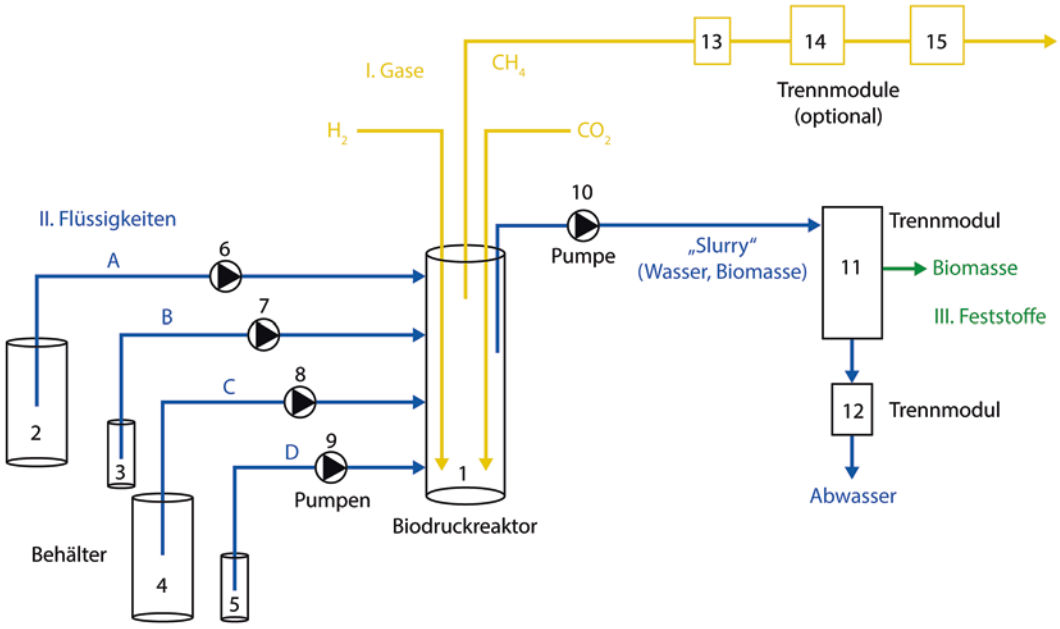


Abb. 8.34 Anlagenschema des Reaktorkonzepts mit Reinkulturen. 10-l-Reaktor in Linz. Blockdiagramm des Bioreaktors im Produktionsmaßstab (1) mit Anlagenperipherie. Über die Module I und II werden Gase und Flüssigkeiten zugegeben. Modul III dient der Abtrennung und Aufarbeitung der Suspension. In Komponente 11 erfolgt die Abtrennung der Biomasse, Komponente 12 (als optional zu sehen) macht das Suspensionswasser, falls erforderlich, abwassertauglich. 13 und 14 symbolisieren Wasserabscheider und einen H_2S-Wäscher, um Restfeuchte und Rest-H_2S zu entfernen, die Komponente 15 zeigt eine Feinreinigung mittels Molsieb, nach [60]

en für das Wachstum der Organismen benötigt und kontinuierlich zugeführt (s. [48]).

Verschiedene Unternehmen entwickeln derzeit die biologische Methanisierung. Ein Pionier auf diesem Gebiet ist die Krajete GmbH, die seit 2007 daran arbeitet. Kernstück des Prozesses ist ein speziell entworfener Rührkesselreaktor. In diesem liegen in wässriger Lösung die eingesetzten Mikroorganismen (Monokultur) vor, welche die Reaktion katalysieren. Im Rührkessel findet somit durch den kontinuierlichen Eintrag von H_2 und CO_2 die Methanbildung statt. Die Eduktgase werden hierfür am Boden des Reaktors mithilfe eines Rührers – ähnlich wie beim Slurry-Reaktor der Fischer-Tropsch-Synthese – in die Fermentationsflüssigkeit (Flüssigkeit und Biomasse) eingetragen und über den Weg durch den Reaktor in Methan umgewandelt (s. [61]).

Das Produkt sammelt sich im Kopfraum des Reaktors und verlässt diesen kontinuierlich durch die Abgasleitung in der Deckelplatte. Neben den gasförmigen Substraten H_2 und CO_2 benötigen die eingesetzten Mikroorganismen noch eine geringe Anzahl an weiteren Elementen (N, S, P, Spurenelemente), die in Form von wässrigen Salzlösungen kontinuierlich dem Fermenter zugeführt werden. Diese kontinuierliche Flüssigkeitszufuhr sowie das durch die Methanbildung entstehende Wasser bedingen auch die Notwendigkeit, kontinuierlich Fermentationsflüssigkeit aus dem Reaktor abzuführen, um das Volumen konstant zu halten. Dies führt zu einer kontinuierlichen Betriebsweise, in der sich ein Reaktionsgleichgewicht einstellt. Damit sind die Umsatzraten und Konzentrationen aller Stoffe keiner zeitlichen Änderung unterworfen. Das trifft auch auf die lebende Biomasse zu, da diese ständig neu generiert wird.

Die Bandbreite, in welcher der thermophile Stamm der Mikroorganismen für die Produktion ausreichend aktiv ist, liegt dabei im Temperaturbereich von ca. 45–70 °C. Das pH-Optimum liegt bei einem pH-Wert von 7,0 wobei in Laborversuchen auch ein pH-Bereich von 5,0 bis 8,0 toleriert wurde (s. [60]).

Die erreichten Methanbildungsraten liegen bei max. 1 Mol Methan pro Liter Fermentationsvolumen und Stunde, was 22,41 m^3 pro Stunde und Kubikmeter Reaktorvolumen entspricht. Der Wasserstoff wird unter günstigen Bedingungen zu über 99 % umgesetzt. Dies entspricht bei reinen Eduktgasströmen einer trockenen Rohgaszusammensetzung von mindestens 96 Vol.-% CH_4, maximal 3 Vol.-% H_2 und 1 Vol.-% CO_2.

Der biologische Katalysator toleriert Nebenkomponenten, wodurch eine direkte Methanisierung von Rohbiogas, aufbereitetem Biogas, Automobilabgas und Koksgas prinzipiell möglich ist. Unter optimalen Bedingungen kann der Reaktor innerhalb weniger Sekunden vom Stand-by-Zustand in den Volllastbetrieb gebracht werden. Entscheidend dafür ist die technische Optimierung der Anfahrweise. Auch mehrfache Lastwechsel und längere Stillstandzeiten zeigen in Laborversuchen keine negativen Auswirkungen auf die Produktivität der Bakterien, wobei die Langzeitstabilität des Prozesses noch in Langzeittests und in größeren Maßstäben zu erbringen ist.

Neben Methan werden auch noch Wasser und Biomasse gebildet. Circa 2 % des über CO_2 bereitgestellten Kohlenstoffes gehen in Biomasse über. Biomasse und generiertes Wasser sind kontinuierlich aus dem Prozess zu entfernen, weshalb als Abfallstrom biomassehaltiges Abwasser anfällt. Prinzipiell kann dieses Abwasser auch als Substrat in Biogasanlagen bzw. Düngemitteln verwendet oder nach einer Aufreinigung über das Abwassersystem in Kläranlagen entsorgt werden. Die Aufbereitung umfasst eine Abtrennung der Biomasse zur Kompostierung oder Verbrennung sowie das Entfernen bestimmter Ionen (s. [60]).

In Abb. 8.34 ist ein beispielhafter Aufbau eines derartigen Anlagenkonzeptes aus Linz dargestellt.

Die Eduktgase, Wasserstoff und CO_2, werden über ein Begasungssystem in den Bioreaktor (1) geleitet. Das Produktgas verlässt den Reaktor und wird durch weitere Trennmodule (13, 14, 15) aufgereinigt, sodass Wasser und Schwefel komplett entfernt werden und die DVGW-Spezifikation für die Gaseinspeisung erfüllt wird.

Hilfsstoffe in Form von wässrigen Salzlösungen werden aus entsprechenden Behältern (2, 3, 4, 5) durch Pumpen (6, 7, 8, 9) zudosiert. Das Prozesswasser wird mitsamt feuchter Biomasse ebenfalls per Pumpe (10) abgesaugt, wo in einem ersten Schritt die Biomasse abgetrennt wird (11). Je nach Anforderung an das Abwasser wird dieses dann in einem weiteren Schritt (12) aufbereitet.



Abb. 8.35 10-l-Reaktor mit Reinkulturen in Linz. (Quelle: [60])

Der Prozess besteht hauptsächlich aus dem Kernreaktor (Biodruckreaktor) (1) und Behältern (2, 3, 4, 5) sowie den Trennmodulen (11, 12 optional, 13, 14, 15). Weitere Anlagenteile wie Massen- und Volumendurchflussmesser, Kompressoren auf der Produktseite und analytische Messinstrumente sind nicht dargestellt. In dieser Abbildung sind sowohl der Reaktor als auch die Peripherie für die Verarbeitung des Gasstromes bzw. der Suspension zu sehen.

Die Behälter (2, 3, 4, 5) werden für die Förderung der Suspension benötigt. Die Pumpen (6, 7, 8, 9, 10) dienen zur Förderung der Salzlösungen und zur Abnahme des Prozesswassers.

Die Reinigungs- und Trennmodule (11,12 optional, 13, 14, 15) werden benötigt, um das Suspensionsabwasser aufzuarbeiten bzw. um Restfeuchte

und ca. 500 ppm H_2S sowie restliches CO_2 aus dem Gasstrom zu entfernen.

Der Wärmeaustausch erfolgt über den Mantel mit Wasser als Kühlmedium. Ziel ist es, den Energieeintrag über das Heiz-/Kühlaggregat zu minimieren, sodass der biologische Prozess das Wärmemanagement übernimmt und Heiz- oder Kühlaggregate kaum notwendig sind.

Ein praktischer Laboraufbau eines Reaktors mit Reinkulturen ist in Abb. 8.35 wiedergegeben.

Verschiedene Versuche im Labor- und Pilotmaßstab mit Reaktorvolumen von wenigen Litern bis wenigen Kubikmetern zeigen, dass sich die hohe Gasqualität im Kopfraum des Reaktors auch über längere Stillstandszeiten hält und die Methanisierung von Wasserstoff und CO_2 wieder ohne Verzögerung unmittelbar einsetzt und eine konstante Gasqualität liefert (s. [60, 82]).

Zudem sind gewisse Bakterienstämme meist sehr robust gegenüber Fremdstoffen wie Sauerstoff und auch langzeitstabil, sodass sie nach mehreren Wochen des Stillstands noch im vollen Umfang reaktivierbar sind (s. [51]).

Offen ist die großtechnische Umsetzung des Verfahrens, was vor allem die Vermischung der Gase mit der Reaktorflüssigkeit betrifft, die sich nachteilig auf die Gasqualität und den Energiebedarf für die Durchmischung auswirken kann. Zur Klärung dieser offenen Fragen besteht Forschungsbedarf.

Reaktor mit Mischkulturen

Neben Reaktoren mit Reinkulturen existieren auch Reaktoren, in welchen die thermophilen Archaeen in Mischkulturen enthalten sind. Diese Mischkulturen setzen sich aus verschiedenen methanogenen Bakterienstämmen zusammen. Eine Beigabe von in Wasser gelösten Mineralien ist auch hier für das Bakterienwachstum wichtig.

Mischkulturen in Bio- oder Klärgasanlagen

Mischkulturen sind im Gegensatz zu Reinkulturen bereits in bestehenden Prozessen und Verfahren wie Biogasfermentation oder in Kläranlagen im Einsatz. Die Idee ist, diese auch für die Methanisierung zu verwenden. Dabei wird durch die Zugabe von Wasserstoff in eine Bio- oder Klärgasanlage deren Methanausbeute erhöht. Die Organismen hierfür sind zum Teil bereits aus der Bio- bzw. Klärgasherstellung in dem Reaktor vorhanden. Außerdem werden der Anlage einige spezielle methanogene Bakterienstämme zugeführt, um die Umsetzung des Wasserstoffes zu optimieren. Da die Bakterien Nährstoffe aus dem im Fermenter enthaltenen Substrat erhalten, ist eine zusätzliche Zugabe von Mineralien nicht mehr notwendig.

Bisher wurde angenommen, dass ein erhöhter Wasserstoffgehalt in Fermentationsprozessen deren Produktivität stark vermindert oder gar zum Erliegen bringt (s. [58]). Die im Faulturm einer Kläranlage enthaltenen Methanogene sind jedoch nicht nur in der Lage, das reguläre Wasserstoffaufkommen zu verarbeiten, sondern können einen bis zu 100-fach größeren H_2 Volumenstrom umsetzen (s. [10]).

In Schwandorf wurden entsprechende Versuche in Biogasfermentern und realen Kläranlagen durchgeführt. Es zeigte sich, dass eine zusätzliche Einspeisung von Wasserstoff in einen stabilen Fermentationsprozess keine messbaren negativen Auswirkungen zur Folge hat.

Abbildung 8.36 zeigt den Effekt der Zugabe einer kleinen Wasserstoffmenge von 5 m^3/h in einem Faulturm, der etwa 36 m^3/h Klärgas in der Mischung von 65 Vol.-% CH_4 und 35 Vol.-% CO_2 erzeugt. Es zeigt sich, dass der Methangehalt innerhalb einer Stunde von 60 Vol.-% auf 63 Vol.-% gesteigert werden kann (blaue Linie), der Anteil an CO_2 entsprechend verringert wird (rote Linie) und über einige Zeit der Wasserstoff vollkommen aufgenommen wird, sodass nur sehr geringe Restmengen von Wasserstoff im Produktgas übrig bleiben (grüne Linie).

Der Vorzug von Mischkulturen ist die Nutzung der vorhandenen Reaktoren, Stromanschlüsse, Gasinfrastruktur und Gasverwertung, was zu entsprechenden Kostenreduktionen für Power-to-Gas-Anlagen führt. Eine Herausforderung bilden der Energieaufwand für den Gaseintrag in den Fermenter über Rührer und die damit verbundenen erreichbaren Gasqualitäten und Gasmengen pro Reaktorvolumen.

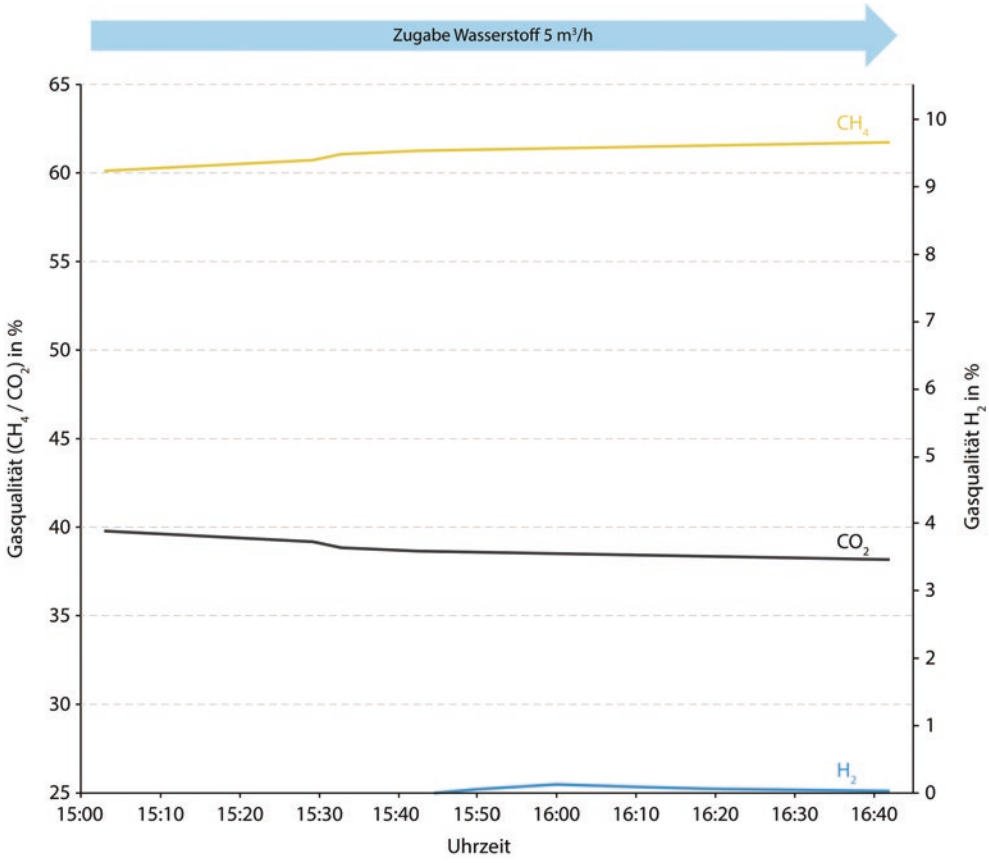


Abb. 8.36 Erhöhung des Methananteils in einem Klärgasfermenter (Faulturm) durch Wasserstoffzugabe; Versuchsergebnisse aus Schwandorf, nach [82]

8.3.5 Methanolsynthese

Im Zeitraum von 1920–1923 entwickelte der deutsche Chemiker und Professor Matthias Pier die erste Methanol-Hochdrucksynthese im industriellen Maßstab zur Herstellung von Methanol als Grundstoff der chemischen Industrie am Chemiestandort Leuna in Mitteldeutschland. Als Ausgangsstoff diente Braunkohle, welche über ein Wirbelschichtverfahren vergast und zu Synthesegas konditioniert wurde. Zuvor wurde Methanol rein aus der Biomasse Holz über eine einfach Destillation gewonnen.

8.3.5.1 Grundlagen

Chemische Reaktionen

Methanol kann aus Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff (Gl. 8.94) oder Kohlendioxid und Wasserstoff (Gl. 8.95) gebildet werden. Beide Reaktionen sind stark exotherm, weshalb eine Kühleinheit im Reaktor notwendig ist, welche durch siedewassergekühlte Reaktoren oder im Synthesegas-Rücklauf realisiert wird. Eine weitere Kühlmöglichkeit ist die Injektion von kaltem Synthesegas,

$$CO + 2H_2 \leftrightarrow CH_3OH; \quad \Delta H_R^0 = -91 kJ / mol, \tag{8.94}$$

$$CO_2 + 3H_2 \leftrightarrow CH_3OH + H_2O; \quad \Delta H_R^0 = -49\, kJ / mol. \tag{8.95}$$



Abb. 8.37 Methanol-Reaktor der Linde AG (Quelle: Linde AG)

Die Methanolsynthese ist eine Gleichgewichtreaktion, die mittels Druck- und Temperaturerhöhung hin zu Methanol beeinflusst werden kann. Da das thermodynamische Gleichgewicht aber keine allzu hohe Konversion des Synthesegases erlaubt, wird dieses recycelt und der Synthese erneut zugeführt. Dazu sind Wärmetauscher und Kompressoren notwendig. Ein Zyklus besteht aus der Synthese, anschließender Abtrennung von Methanol und Wasser und Wiederzuführung des noch übrigen Synthesegases. Die Methanolsynthese erfolgt unter Anwesenheit eines Katalysators auf der Basis von Zink (Zn), Chrom (Cr) oder Kupfer (Cu) bei Drücken über 50 bar und Temperaturen im Bereich von 220–380 °C und besitzt nach dem heutigen Stand der Technik eine Selektivität von 99,9 % und einen Wirkungsgrad von über 70 %.

Folgende Maßnahmen können zur Verbesserung der Methanolausbeute pro Zyklus getroffen werden:

- Anpassung des Synthesegasverhältnisses an Stöchiometrie
- Erhöhung des Gleichgewichts hin zu Methanol, indem Druck und Temperatur erhöht werden
- neue Katalysatoren, die bei niedrigeren Temperaturen arbeiten
- Methanol aus der Reaktion über Membranen, Absorber oder Kondensation entziehen, um das Gleichgewicht auf der Produktseite hin zu erhöhen.

Die Synthese kann durch die Verwendung von CO_2 bei niedrigeren Temperaturen und höherer Selektivität gefahren werden, was für die Verwendung von Synthesegas im Speicherverfahren Power-to-Liquid spricht. In der Reaktion (Gl. 8.95) entsteht aber auch Wasser, welches entsprechend abzutrennen ist (s. [57]).

Herstellung

Zur Methanolherstellung haben sich verschiedene Verfahrenswege etabliert (s. Abb. 8.37):

1. Synthese von Synthesegas aus fossilen und biogenen Rohstoffen (kommerzielle Anlagen)
2. direkte Umsetzung von Methan zu Methanol
3. Energiespeicherverfahren auf Basis der Reaktion von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff.

Als Ausgangsprodukt für die Synthesegaserzeugung kann jedes kohlenstoffhaltige Material wie Kohle, Koks, Erdöl, Methan oder CO_2 verwendet werden, wobei heute Erdgas bevorzugt wird, da es kaum katalysatorschädigende Verunreinigungen enthält, der Wasserstoffanteil hoch ist und die Reaktionen im Verhältnis zu den anderen Pfaden weniger Energie benötigt (s. [9, 77]). Der Hauptgrund ist jedoch die günstige Verfügbarkeit von Erdgas im Vergleich zu Biomasse oder erneuerbarem Wasserstoff.

1. Synthese von Synthesegas über die indirekte Umsetzung von Methan in Methanol

Bei den Wandlungsprozessen von Methan kann zwischen einer direkten und einer indirekten Umsetzung unterschieden werden. Bei der indirekten Umsetzung von Methan in Methanol wird über

einen Zwischenschritt Synthesegas durch die partielle Oxidation erzeugt.

Bei der partiellen Oxidation (Gl. 8.96) wird Methan mit Sauerstoff in einem unterstöchiometrischen Verhältnis zu Synthesegas teilverbrannt (s. Dampfreformierung von Methan zur Herstellung von Wasserstoff in ► Abschn. 8.1.3.2). Das Synthesegasverhältnis H_2 zu CO ist bei dieser Reaktion 2:1. Die entstehende Abwärme erfordert eine Kühleinrichtung,

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2; \qquad (8.96)$$
$$\Delta H_R^0 = -35\,kJ\,/\,mol.$$

Um Synthesegas ohne Energiezufuhr oder gesonderte Kühleinheiten herzustellen, kann eine Kombination aus der exothermen Dampfreformierung (Gl. 8.96) und der stark endothermen Reaktion in Gl. 8.97 in der sogenannten autothermen Reformierung angewendet werden,

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2; \qquad (8.97)$$
$$\Delta H_R^0 = +206\,kJ\,/\,mol.$$

Dabei können die Reaktionen bei einem Gemisch aus Methan, Wasserdampf und Sauerstoff gleichzeitig erfolgen. Da aber die Reaktionen bei unterschiedlichen Drücken und Temperaturen bevorzugt ablaufen, ist eine Aufspaltung in zwei Schritte sinnvoll. Dabei wird zuerst eine Dampfreformierung durchgeführt, und anschließend reagiert das nicht umgesetzte Methan in der partiellen Oxidation zu Synthesegas.

Die abschließende Synthese zu Methanol aus CO und H_2 erfolgt über Gl. 8.94.

■ 2. Synthese über die direkte Umsetzung von Methan in Methanol

Die zweite Möglichkeit liegt darin, das Methan nicht zuerst in das Synthesegas, sondern direkt in Methanol über eine partielle Oxidation zu wandeln. Diese Reaktion ist zu bevorzugen, da die aufwendige Synthesegaserzeugung umgangen wird,

$$CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CH_3OH; \qquad (8.98)$$
$$\Delta H_R^0 = -126\,kJ\,/\,mol.$$

Für die Methanolsynthese ist reiner Sauerstoff als Oxidationsmittel besser geeignet als Luft, da die Reaktion bei hohem Druck abläuft und es kostenintensiver ist, Luft bei Drücken von 10–20 bar zu halten als O_2 aus der Luft zu gewinnen.

Die Herausforderung in dieser Reaktion ist die Handhabung der Produkte. Methanol und ein kleiner Anteil an Formaldehyd können weiter oxidieren und so die komplette Verbrennung von Methan hervorrufen.

■ 3. Erneuerbarer Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid

Eine weitere Möglichkeit Methanol zu gewinnen ist die Synthese von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in Gl. 8.95 . Dieses Verfahren ist anders als die oben vorgestellten nicht auf fossile oder biogene Kohlenstoffquellen angewiesen und kann daher auch für die Speichertechnologie Power-to-Liquid mit Wind- und Solarenergie verwendet werden.

Der limitierende Faktor dieses Verfahren sind die beiden Ausgangsstoffe CO_2 und H_2. Wasserstoff kann durch Elektrolyse bei hohem Anteil erneuerbarer Energien aus Überschüssen der Stromproduktion erzeugt werden. Quellen für CO_2 sind Abscheidung aus Kohlekraftwerken oder Industrieprozesse, Biogasanlagen, Luft oder ein CO_2-Recycling (s. ► Abschn. 8.3.1).

Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass die Temperatur niedriger ist als bei der Methanolisierung mit Synthesegas und dass die Selektivität zu Methanol höher ist. Außerdem hat es einen höheren Wirkungsgrad, da die endotherme CO_2-Reduktion zu Kohlenmonoxid parallel zur finalen, exothermen Methanolsynthese abläuft und die entstehende Wärme direkt genutzt wird.

Die Herausforderung dieses Verfahrensweges liegt in der Abtrennung des entstehenden Wasserdampfs im Produktgas, um reines Methanol zu gewinnen.

8.3.5.2 Reaktorkonzepte

■ Syntheseverfahren

Die Methanolsynthese kann anhand der Arbeitsdrücke in drei verschiedene Verfahren klassifiziert werden (s. [57]):

1. Hochdruck-Synthese: Das Hochdruckverfahren war das erste Verfahren zur Methanol-

Tab. 8.11 Vergleich der Betriebsbedingungen unterschiedlicher Verfahren zur synthetischen Kraftstoffherstellung [57]

	H_2:CO-Verhältnis	Druck in bar	Temperatur in °C	Katalysator (Basismaterial)
Methanolsynthese	1–2,15	50–300	220–380	Zn/Cr/Cu
Fischer-Tropsch-Synthese	0,85–3	1–70	120–350	Fe/Co/Ru/ZrO_2

synthese. Es findet bei einem Druck von 250–350 bar und bei Temperaturen von 320–380 °C statt. Der Katalysator basiert auf Zink-Chromoxid (Zn/Cr_2O_3). Er ist nicht besonders aktiv, aber dafür thermisch stabil und nicht anfällig gegenüber Katalysatorgifte wie Schwefelverbindungen. Dieses Verfahren wird heute kaum noch eingesetzt, da die Methanolausbeute gering und die Temperaturführung schwierig ist.

2. Mitteldruck-Synthese: Diese verläuft bei Temperaturen bis 300 °C und bei einem Druck im Bereich von 100–250 bar auf Basis von Zn/Cr_2O_3oder Zink-Kupfer-Katalysatoren.
3. Niederdruck-Synthese: Die Niederdruck-Synthese erfolgt bei Drücken zwischen 50 und 100 bar und bei moderaten Temperaturen von 220–280 °C. Der Katalysator basiert auf Kupfer, Zink und Aluminiumoxid (Al_2O_3). Die Niederdruck-Synthese ist das heute meist angewandte Methanolsyntheseverfahren, seitdem es Möglichkeiten gibt, Schwefel aus dem Synthesegas zu entfernen. Deshalb kann auf die resistenten Katalysatoren verzichtet werden, die hohe Temperaturen und Drücke voraussetzen. Bei diesen Verhältnissen entstehen im Vergleich nur geringfügig Nebenprodukte, und die Selektivität für Methanol liegt bei nahezu 100 %.

Reaktortypen

Ähnlich zur Fischer-Tropsch-Synthese werden die Reaktoren zur Methanolsynthese unterschieden nach Festbettreaktor oder Slurry-Reaktor. Der grundsätzliche Aufbau dieser Reaktortypen ist ► Abschn. 8.3.6 zu entnehmen. Ein Festbettreaktor arbeitet bei der Methanolsynthese mit einem H_2:CO-Verhältnis von 2,05–2,15, während bei einem Slurry-Reaktor ein Wert um 1,0 ausreicht.

Tabelle 8.11 zeigt den Vergleich zwischen den Betriebsbedingungen verschiedener Verfahren zur synthetischen Kraftstoffherstellung wie Power-to-Liquid und Biomass-to-Liquid.

Eine praktische Ausführung eines Methanol-Reaktors ist der Isothermreaktor von Linde (s. Abb. 8.37). Der Festbettreaktor hat einen integrierten Wärmeaustausch. Zur Kühlung wird die sensible Wärme sowohl der Gase und Flüssigkeiten als auch der latenten Verdampfungswärme des Kühlwassers verwendet. Die Wärme, die in der Reaktion des Synthesegases zu Methanol an den Katalysatorpellets entsteht, wird über die Kühlrohrbündel abgeführt. Der Linde-Reaktor hat eine spezielle Konstruktion dieser Rohrbündel, die spiralförmig angeordnet sind, um Wärmespannungsprobleme in den Rohren und dem Reaktor zu vermeiden.

Produktaufbereitung

Der Produktstrom ist wegen der Bedingungen im Reaktor gasförmig. Zuerst werden nach dem Reaktor höherwertige Kohlenwasserstoffe abgeschieden, die als Nebenprodukte entstehen. Die Menge dieser Kohlenwasserstoffe ist vom Synthesegasverhältnis, der Reaktionsumgebung und von Typ und Alter des Katalysators abhängig. Das verbleibende Gas wird recycelt und wieder dem Reaktor zugeführt.

Das abgeschiedene Rohmethanol wird anschließend in einer Destillationskolonne aufgearbeitet, um den Wassergehalt des Produktes auf unter 2 Vol.-% zu reduzieren. Das flüssige Methanol kann nun für die entsprechenden Anwendungen verwendet werden.

Verwendung

Weltweit werden ca. 70 % der Methanolproduktion zur Herstellung von Formaldehyden, MTBE, Dimethylether (DME) oder Essigsäure verwendet (s. [9, 77]). Des Weiteren dient Methanol als Rohstoff zur Produktion von Farben, Silikonen und Kunststoffen.

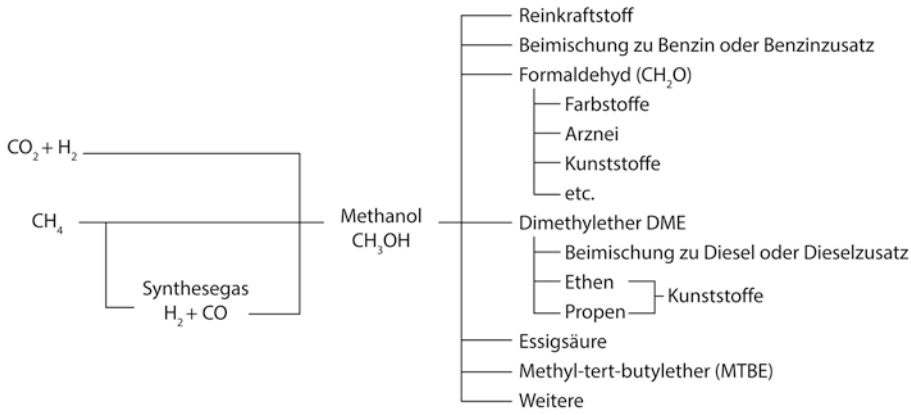


Abb. 8.38 Schema der Erzeugung und Weiterverarbeitung von Methanol

Methanol ist ein universeller Ausgangsstoff als Energieträger und chemischer Grundstoff bzw. Zwischenprodukt. Er findet vielfältig Anwendung, z. B. in der Petrochemie als Zwischenprodukt für eine Vielzahl chemischer Verbindungen. Zusammen mit Kohlenstoffmonoxid kann aus Methanol Essigsäure hergestellt werden. Mittels Zeolith-Katalysatoren kann Methanol auch in Olefine umgewandelt werden. Formaldehyd ist eine weitere chemische Verbindung, die aus Methanol gewonnen wird. Es ist eines der wichtigsten Grundstoffe in der chemischen Industrie, dient in Kosmetika als Konservierungsstoff, war lange Zeit in der Textilbranche Zusatz, um die Kleidung knitterfrei zu halten, oder wird in Arzneimitteln eingesetzt.

In der Mineralölindustrie wird es zu Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE) verarbeitet und dem fossilen Benzin beigemischt. MTBE ist ein sauerstoffhaltiger Zusatz, um die Brennstoffeigenschaften des Benzins durch die hohe Oktanzahl zu verbessern. Außerdem reduziert dieser Zusatz aufgrund des Sauerstoffes im Molekül die schädlichen Abgase. Ein Nachteil von MTBE und damit auch von Methanol ist die hohe Giftigkeit dieser Stoffe, weshalb nur doppelwandige Tanks zum Einsatz kommen sollen, um Grundwasservergiftungen zu vermeiden.

Ferner kann gasförmiges Methanol auch direkt zu Dimethylether (DME) weiterverarbeitet und als Dieselsubstitut oder chemischer Grundstoff eingesetzt werden. Dafür wird Methanol in einem eigenen Reaktor katalytisch nach Gl. 8.99 bei einem Druck von 15 bar und in einem Temperaturbereich von 250–300 °C dehydriert. Das Roh-DME wird über eine Destillationskolonne vom restlichen Wassergehalt getrennt und zu reinem DME aufbereitet,

$$2CH_3OH \leftrightarrow CH_3OCH_3 + H_2O. \tag{8.99}$$

DME hat ebenfalls hervorragende Eigenschaften, um in Verbrennungs- oder Dieselmotoren verwendet zu werden, da seine Cetanzahl sehr hoch ist. In Skandinavien wurden größere Pilotprojekte zur Herstellung von DME aus Holz und zum Einsatz in Lkw durchgeführt.

Über Methanol-to-Gasoline (MTG) kann DME auch zu Benzin gewandelt werden: Unter Wasserabspaltung werden aus DME leichte Alkane erzeugt, welche wiederum zu Kohlenwasserstoffen mit maximal 10 Kohlenstoffatomen gewandelt werden. Diese können fossiles Benzin in der konventionellen Mineralölwirtschaft unter Nutzung der vorhandenen Infrastruktur direkt ersetzen, was einen ähnlichen Vorteil wie Power-to-Gas auf Basis von Methan mit sich bringt (s. ▶ Abschn. 8.6).

Abbildung 8.38 zeigt schematisch, wie Methanol erzeugt werden kann und für welche chemischen Verbindungen es als Zwischenprodukt dient.

Methanol kann auch als Reinkraftstoff-Ersatz für LNG oder LPG dienen oder in Brennstoffzellen verwendet werden, wenn sie korrosionsbeständig sind. Da Methanol-Brennstoffzellen heute nicht wirtschaftlich im großen Maßstab einzusetzen sind, wird Methanol in der Energiewirtschaft

hauptsächlich als Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen verwendet.

Ethen (Ethylen, C_2H_4) und Propen (Propylen, C_3H_6) sind wichtige Grundstoffe zur Herstellung von Kunststoffen und bieten weitere Möglichkeiten zur Verwertung von Methanol. Propen und Ethen werden normalerweise aus Erdöl gewonnen. Dieser Prozess wird allgemein als Methanol-to-Olefin (MTO) bezeichnet (s. [9]).

DME (CH_3OCH_3) wird dafür katalytisch dehydriert, wobei Kohlenwasserstoffe und Wasser entstehen (Gl. 8.100 und 8.101),

$$CH_3OCH_3 \leftrightarrow C_2H_4 + H_2O, \tag{8.100}$$

$$3CH_3OCH_3 \leftrightarrow 2C_3H_6 + 3H_2O. \tag{8.101}$$

Um auch die nichtenergetische Nutzung von Erdöl einzudämmen und die dortigen CO_2-Emissionen zu mindern, kann Methanol aus erneuerbarem Wasserstoff und CO_2 als Rohstoff für die chemische Industrie dienen.

Eine erste kommerzielle Anwendung der erneuerbaren Methanolherstellung wird in Island auf Basis von erneuerbarem Strom und CO_2 aus geothermalen Quellen von der Firma Carbon Recycling International umgesetzt und ist in ▶ Abschn. 14.3 beschrieben.

8.3.6 Fischer-Tropsch-Synthese

In den 1920er-Jahren entwickelten Franz Fischer und Hans Tropsch am Kaiser-Wilhelm-Institut für Kohleforschung in Mühlheim an der Ruhr das Verfahren zur Kohleverflüssigung. Die beiden Chemiker waren die ersten, die dazu einen Katalysator verwendeten. Bei der Kohleverflüssigung wird ein Synthesegas aus Kohlenstoffmonoxid (CO) und Wasserstoff (H_2) in gasförmige, flüssige und feste Kohlenwasserstoffe gewandelt (s. [57]).

Während des Zweiten Weltkrieges war das Fischer-Tropsch-Verfahren aufgrund der Ressourcenknappheit kommerzialisiert worden. Zu dieser Zeit gab es in Deutschland neun Anlagen zur Umwandlung von Kohle. Nach dem Zweiten Weltkrieg waren die Fischer-Tropsch-Kraftstoffe nicht mehr mit dem wieder verfügbaren günstigen Erdöl konkurrenzfähig.

Erst die Ölkrise 1973 ließ das Interesse an der Fischer-Tropsch-Synthese (FT-Synthese) wieder aufkeimen. Seitdem gibt es an verschiedensten Orten der Welt Pilotprojekte und Industrieanlagen – insbesondere in Südafrika (Coal-to-Liquid) und in Katar (Gas-to-Liquid). In den letzten beiden Jahrzehnten kamen auch Anlagen für die Umwandlung von holzartiger Biomasse über Biomass-to-Liquid und Wind- und Solarstrom samt CO_2 über Power-to-Liquid hinzu, womit der Prozess auf eine nachhaltige und breitere Rohstoffbasis gestellt werden kann (s. ▶ Abschn. 8.7).

8.3.6.1 Grundlagen

■ Chemische Reaktionen

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein Polymerisationsverfahren, bei dem aus Synthesegas vorwiegend gasförmige, flüssige und feste Kohlenwasserstoffe unterschiedlicher Kettenlängen gewonnen werden. Es entstehen gasförmige Kohlenwasserstoffe (C_1–C_4), Benzin (C_5–C_{10}), Diesel (C_{11}–C_{18}) und Wachse (C_{19+}). Die einfache Grundgleichung des Fischer-Tropsch-Verfahrens ist in Gl. 8.102 dargestellt:

$$CO + 2H_2 \leftrightarrow [-CH_2-] + H_2O; \quad \Delta H_R^0 = -165\text{kJ} / mol. \tag{8.102}$$

Diese Grundgleichung lässt sich in Reaktionen zur Bildung von Alkoholen (Gl. 8.103), Alkenen (Gl. 8.104) oder Alkanen bzw. Parafinen (Gl. 8.105) erweitern, die in Abhängigkeit von Katalysator, Druck und Temperatur mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten ablaufen (s. [57]):

$$nCO + 2nH_2 \leftrightarrow C_nH_{2n+1}OH + (n-1)H_2O, \tag{8.103}$$

$$nCO + 2nH_2 \leftrightarrow C_nH_{2n} + nH_2O, \tag{8.104}$$

$$nCO + (2n+1)H_2 \leftrightarrow C_nH_{2n+2} + nH_2O. \tag{8.105}$$

Im Realen ist die Reaktion weitaus komplexer, denn es laufen diverse Reaktionen ab, die von einer Reihe verschiedenster Parameter abhängig sind.

Der thermodynamische und kinetische Ablauf der Reaktion ist weitestgehend bekannt. Die Produktzusammensetzung hängt stark von den Reaktionsbedingungen ab. Zum einen ist die Wahl des Katalysators entscheidend, zum anderen sorgen niedrige Temperaturen und hohe Drücke für lange Kohlenwasserstoffketten und umgekehrt.

Die Reaktionsrate ist etwa proportional zum Quadrat des Wasserstoffpartialdruckes und indirekt proportional zum Kohlenmonoxidpartialdruck (s. [62]). Zudem ist die Produktionswahrscheinlichkeit von Alkanen höher als von Alkenen.

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist eingebettet in eine Prozesskette zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen, welche üblicherweise aus vier Einheiten besteht und im Folgenden näher beschrieben wird:

1. Erzeugung von Synthesegas (H_2 und CO)
2. Gasreinigung und Gasaufbereitung
3. Fischer-Tropsch-Synthese
4. Aufbereitung der Produkte.

1a. Gewinnung von Synthesegas aus erneuerbarem Strom und CO_2 zur Energiespeicherung und Kraftstoffproduktion

Der relevante Weg zur Gewinnung von Synthesegas für die Herstellung von erneuerbaren Stromkraftstoffen läuft über die Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom (s. ► Abschn. 8.1.3.1) und die Reduktion von CO_2 zu CO über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion analog zur Methanisierung (Gl. 8.91). Diese Verfahren sind an den jeweiligen Stellen ausführlich beschrieben.

1b. Gewinnung von Synthesegas in herkömmlichen Verfahren aus fossilen und biogenen Rohstoffen

Neben der Wasserspaltung und CO_2-Reduktion durch erneuerbare Energien kann Synthesegas auch auf konventionelle Weise über die Vergasung von biogenen und fossilen Rohstoffen gewonnen werden. Diese Prozesse ähneln der thermochemischen Herstellung von Wasserstoff (s. ► Abschn. 8.1.3.2) und werden der Vollständigkeit halber an dieser Stelle beschrieben.

Bei der Vergasung wird ein kohlenstoffbasierter Brennstoff unter der Zugabe eines Oxidationsmittels, wie Sauerstoff (O_2), Luft oder Wasserdampf, durch partielle Oxidation zu Kohlenstoffmonoxid oxidiert. Es wird von einer Teilverbrennung gesprochen, da nicht vollständig bis zu CO_2 oxidiert wird. Für die Synthesegaserzeugung dient ein wasserstoffhaltiges Oxidationsmittel, in den meisten Fällen Wasserdampf (s. [104]).

In Gl. 8.106 ist die Vergasung von Kohlenstoff mittels Wasserdampf dargestellt:

$$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2; \qquad \Delta H_R^0 = +131 kJ / mol. \tag{8.106}$$

Bei der Vergasung von Kohle werden 25 % der in der Kohle enthaltenen Energie zur Deckung der endothermen Reaktion aus Gl. 8.106 gebraucht. Ein weiterer Anteil an Kohleenergie wird für die Aufbereitung des Synthesegases benötigt, um das stöchiometrisch richtige Verhältnis aus CO und H_2 für die Fischer-Tropsch-Synthese zu erhalten. Diese erfolgt über die Wassergas-Shift-Reaktion (Gl. 8.107), um den Wasserstoffgehalt zu erhöhen. Das stöchiometrische Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoffmonoxid sollte bei 2:1 liegen (Gl. 8.102),

$$CO + H_20 \leftrightarrow CO_2 + H_2; \qquad \Delta H_R^0 = -40,9 kJ / mol. \tag{8.107}$$

Wird Biomasse als Ausgangsrohstoff verwendet, ist diese vorher zu behandeln, um daraus reinen Kohlenstoff für die Vergasung zu erzeugen. Bei diesem Vorgang, die sogenannte pyrolytische Zersetzung, wird unter Luftabschluss die Biomasse langsam auf Temperaturen im Bereich von 500 °C erhitzt. Die Makromoleküle der Biomasse werden zersetzt und es entstehen Gase und ein fester Rückstand, der vorwiegend aus Kohlenstoff besteht (Biokoks). Insgesamt werden so ca. 80–85 % in gasförmige Produkte umgesetzt, wie CO, CO_2, H_2O oder CH_3OH (Methanol). Demnach bleiben 15–20 % als Rohstoff für die Vergasung übrig (s. [57, 104, 122]).

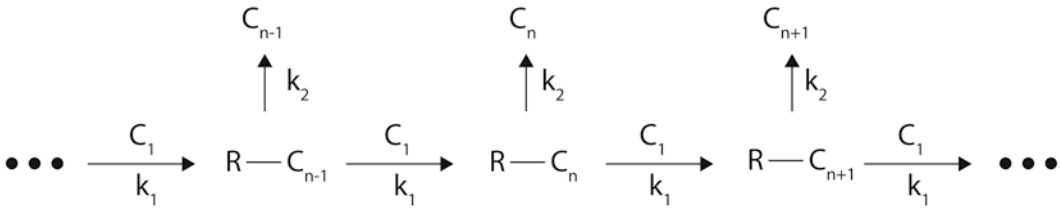


Abb. 8.39 Reaktionsschema der Fischer-Tropsch-Synthese

2. Gasreinigung und Gasaufbereitung

Je nach Herstellungsverfahren ist das Synthesegas zu reinigen und aufzubereiten. Während der Weg über die Wasserelektrolyse durch erneuerbare Energien und die Zugabe von CO_2 stöchiometrisch vergleichsweise einfach zu handhaben ist und je nach CO_2-Quelle nur geringe Maßnahmen zur Gasreinigung zu treffen sind, ist bei Synthesegas aus Vergasungsverfahren der Aufwand deutlich höher. Das Synthesegas enthält viele Begleitstoffe wie Phenol, Ammoniak, Schwefelwasserstoffe und weitere unerwünschte Bestandteile und andere Katalysatorgifte, die den Betrieb der FT-Synthese erschweren können.

Darüber hinaus ist oft das Verhältnis von H_2 zu CO nicht passend und über die katalytische Wassergas-Shift-Reaktion, eine Abtrennung von CO_2 durch ein geeignetes Verfahren wie z. B. die Druckwechselabsorption (PSA) oder eine Zugabe von elektrolytischem Wasserstoff entsprechend zu justieren. Die recycelten leichten Kohlenwasserstoffe (C_2–C_8) können ferner für die FT-Synthese über eine Dampfreformierung oder die autothermale Reformierung katalytisch aufbereitet werden (s. [104]).

3. Ablauf der Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese verläuft über mehrere Schritte:

1. Adsorption der Edukte am Katalysator
2. Bildung von Zwischenprodukten
3. Kettenpolymerisation und andere Transformationen der Zwischenprodukte
4. Desorption der Produkte.

Hierbei ist der dritte Punkt der wichtigste Schritt der Synthese. Die Kettenpolymerisation ist eine chemische Reaktion, bei der sich gleiche oder unterschiedliche Monomere zu einem Polymer über eine wachsende Kette zusammenschließen.

Das Kettenwachstum kann allgemein über Gl. 8.108 beschrieben werden:

$$C_n + C_1 = C_{n+1}, \tag{8.108}$$

Wobei C_1 das Ausgangsmolekül der wachsenden Kette ist und n die Anzahl der Kohlenstoffatome darstellt. Es gibt drei typische Mechanismen, die sich durch das Ausgangsmolekül unterscheiden lassen (s. [62]):

1. C_1 beinhaltet keinen Sauerstoff: Ausgangsstoff ist hier meist reiner Kohlenstoff (C). Der Kohlenstoff hydriert und CH_x werden erzeugt, die leicht polymerisiert werden können.
2. C_1 besitzt H_2 oder O_2: Die hier ablaufende Reaktion zur Bildung von langkettigen Kohlenwasserstoffen wird Polykondensation genannt. Die Monomere werden unter Abspaltung von H_2O-Molekülen zu Polymeren zusammengeführt.
3. C_1 ist Kohlenstoffmonoxid: Das CO-Molekül wird absorbiert und lagert sich an der Katalysatoroberfläche an. Es entsteht eine R–C-Verbindung, wobei R für das Katalysatormaterial steht. Das C-Atom bildet eine Verbindung mit einem Metallatom des Katalysators und eine Verbindung mit dem Kohlenstoffatom, das die Kohlenwasserstoffkette an die Katalysatoroberfläche bindet.

Bei einer konstanten Molekulargewichtverteilung der Fischer-Tropsch-Produkte (Verhältnis zwischen den unterschiedlich langen Molekülketten) folgt die Synthese einer formellen Kinetik der Polymerisation. Sie kann in zwei Teilreaktionen unterteilt werden, und zwar in Kettenwachstum (k_1) und Desorption des Polymers (k_2). Das Reaktionsschema ist in Abb. 8.39 dargestellt.

C_1 reagiert mit dem Kohlenwasserstoff, der am Katalysator angelagert ist (R–C_n), und bereichert die

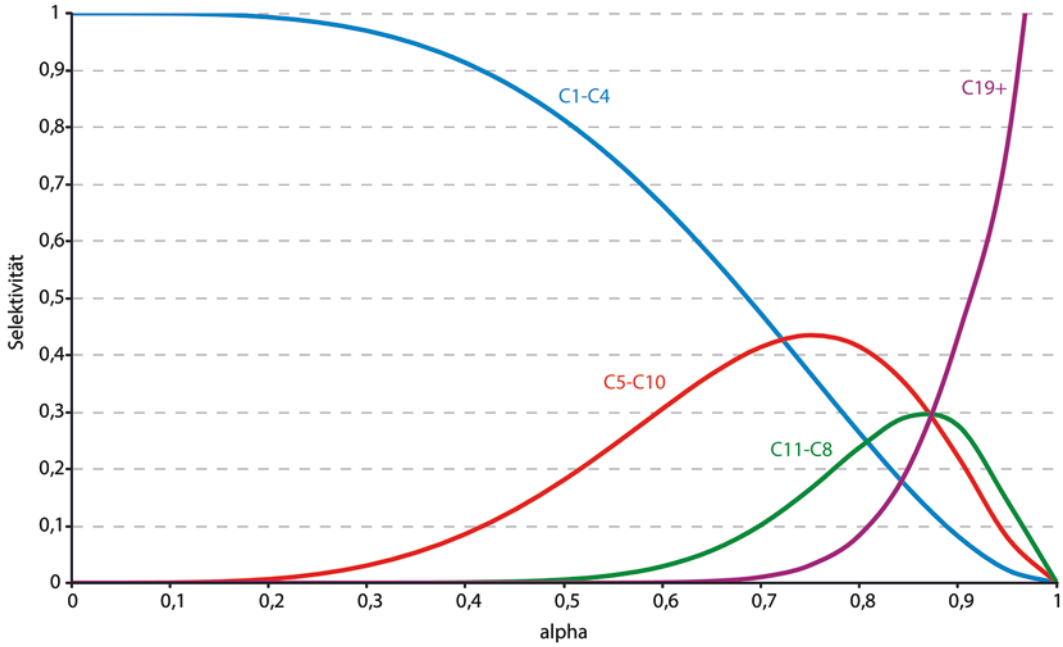


Abb. 8.40 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Fischer-Tropsch-Produkte

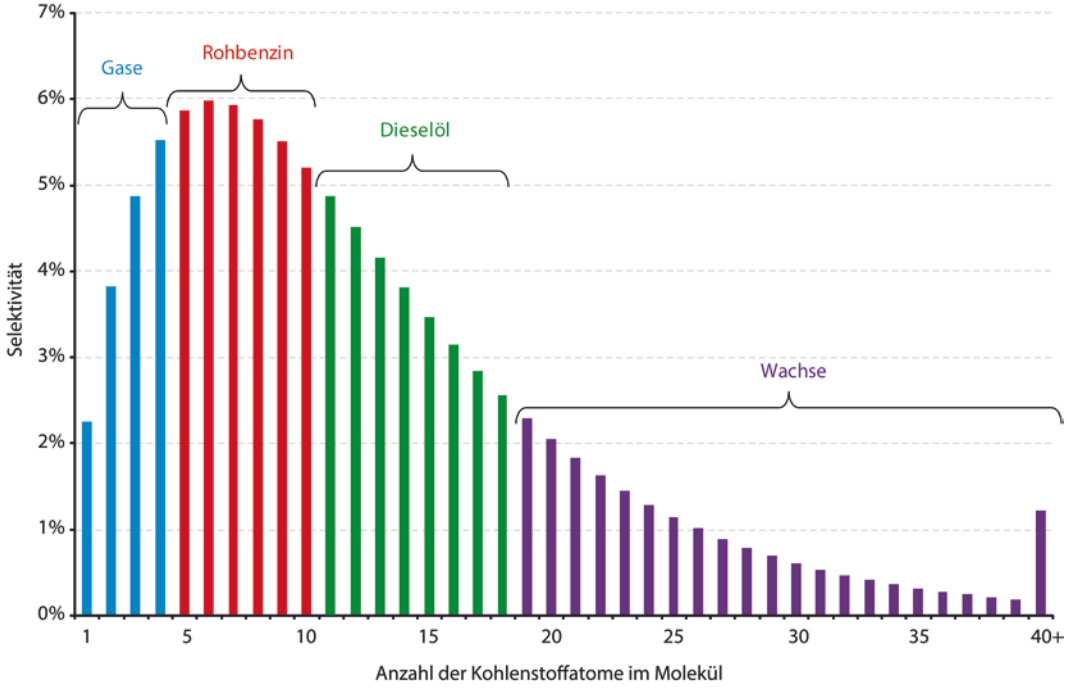


Abb. 8.41 Verteilung der Produkte bei einer Fischer-Tropsch-Synthese mit einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,85

Kette zu R–C_{n+1} bzw. vollendet die Kette, die sich vom Katalysator zu C_n desorbiert. Das Kettenwachstum kann bis zu einem gewissen Grad weitergehen. Ob ein weiteres Wachstum oder eine Desorption erfolgt, ist unabhängig von der Kettenlänge.

Das Molekulargewichtsverhältnis der Produkte ist eindeutig durch die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α definiert:

$$\alpha = \frac{k_1}{k_1 + k_2}. \tag{8.109}$$

Die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit ist abhängig von den Umgebungsbedingungen und der Wahl des Katalysators.

Die Verteilung der Kohlenwasserstoffe lässt sich über die Schulz-Flory-Verteilung ausdrücken, mit der sich die Gewichtsverteilung W_n der Kohlenwasserstoffe mit n Kohlenstoffatomen ermitteln lässt:

$$W_n = n \cdot \alpha^{n-1} \cdot (1-\alpha)^2. \tag{8.110}$$

Abbildung 8.40 zeigt die Gewichtsverteilung der Kohlenwasserstoffe, sortiert nach gasförmigen Kohlenwasserstoffen (C_1–C_4), Benzin (C_5–C_{10}), Diesel (C_{11}–C_{18}) und Wachse (C_{19+}).

Sowohl Methan als auch Wachse können eine Selektivität von 100 % erlangen. Abb. 8.41 zeigt die Verteilung der entstehenden Produkte bei einer Fischer-Tropsch-Synthese mit einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,85.

Die Fischer-Tropsch-Produkte verhalten sich nach dem in Gl. 8.110 beschriebenen Gesetz. In realen Prozessen ist der Anteil von Methan jedoch meist erhöht. Der Grund dafür ist, dass Methan über zwei Wege erzeugt werden kann, zum einen als Produkt der Polymerisation, aber zum anderen auch als Produkt der direkten Hydrierung von CO. Die Höhe der jeweiligen Reaktion hängt stark vom Katalysator und von der Temperatur ab. Dabei sollte versucht werden, die Hydrierung soweit wie möglich einzugrenzen.

Die Katalysatoren auf Basis der Übergangsmetalle Eisen, Cobalt, Nickel und Ruthenium können auf chemische Weise derart bearbeitet werden, dass eine Polymerisation bevorzugt wird. Dafür werden die Elemente auf porösen Metalloxiden aufgetragen. Diese Metalloxide können Kieselgur, Zeolith oder

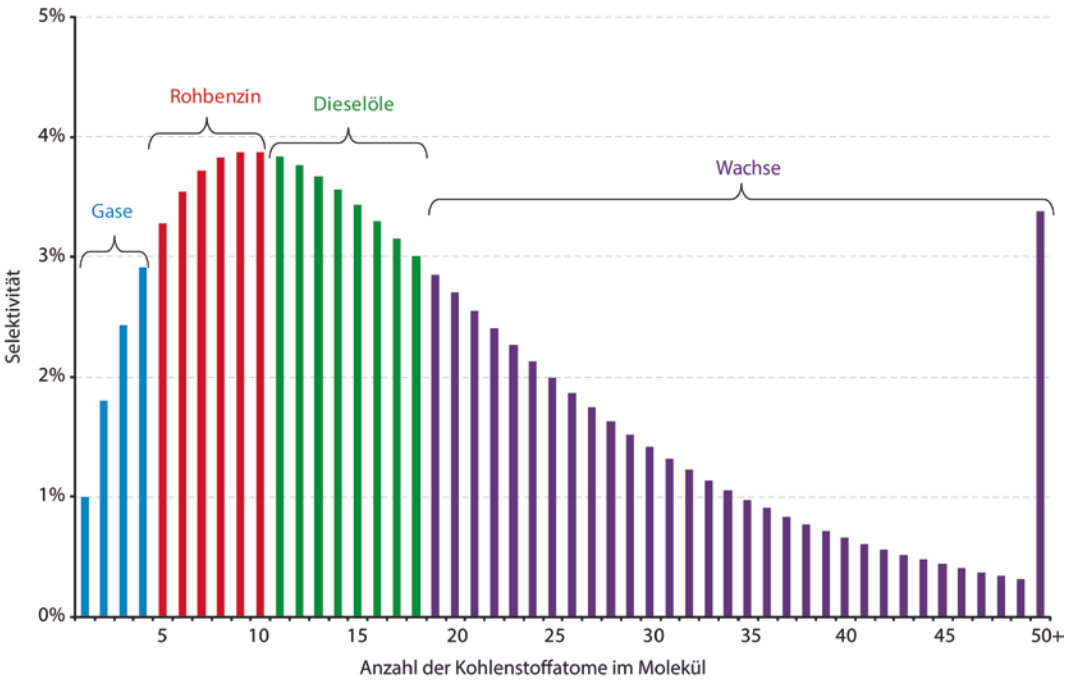


Abb. 8.42 Verteilung der Produkte bei einer Fischer-Tropsch-Synthese mit einer Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,9

Titanoxide sein. Ferner ist Zirkonium-Oxid (ZrO_2) ein sehr effektives Trägermaterial für Cobalt, da dieser Co-ZrO_2-Katalysator bei Temperaturen bereits um die 160 °C arbeitet und bei Umgebungsdruck flüssige Kohlenwasserstoffe mit einer Selektivität von 90 % erzeugt werden. Methan wird dabei nur wenig erzeugt. Die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α kann bei diesem Katalysator mit 0,9 beziffert werden.

Die Methanbildung lässt sich aber nicht nur über eine chemische Modifikation des Katalysators auf ein Minimum reduzieren, sondern auch über eine Anpassung des Synthesegases. Die Zugabe von Ammoniak (NH_3) zum Synthesegas von 1–4 % führt zu einer Erhöhung der Selektivität von C_{5+} und einer Minderung von Methan. Wird dem Synthesegas im Anschluss das NH_3 wieder entfernt, bleibt die C_{5+} -Ausbeute weiterhin hoch und die von Methan weiterhin niedrig. Die Schulz-Flory-Verteilung steigt hin zu einem höheren α (s. [62]).

Eine Kombination aus chemischer Modifikation des Katalysators und Anpassung des Synthesegases kann die Selektivität von Methan sogar theoretisch auf eins erniedrigen und die Selektivität flüssiger Kohlenwasserstoffe auf ca. 90 % erhöhen. Vergleichend zu Abb. 8.41 ist in Abb. 8.42 die Verteilung der Produkte dargestellt. Es ist deutlich zu sehen, wie sich die Verteilung hin zu langkettigen Kohlenwasserstoffen verschiebt. Die Selektivität der Methanproduktion erreicht den theoretischen Wert von 1 %. Die Selektivität von langkettigen Wachsen steigt stark an.

4. Produktaufbereitung

Die entstandenen Rohprodukte werden nach der Fischer-Tropsch-Synthese aufgearbeitet, damit sie als Stromkraftstoffe zu nutzen sind.

- Aufarbeitung des Rohbenzins (Naphtha): Naphtha kann als Rohstoff in der Petrochemie eingesetzt oder über eine Isomerisierung der Moleküle in Ottokraftstoffe umgewandelt werden (s. [57]). Dabei findet eine Positionsänderung von einzelnen Atomen oder Atomgruppen im Molekül selbst statt.
- Dieselöle aus der Fischer-Tropsch-Synthese: Der Fischer-Tropsch-Diesel muss ebenfalls einer Isomerisierung unterzogen werden, damit seine Fließeigenschaften bei niedrigen Temperaturen den technischen Anforderungen für Kraftstoffe entsprechen.
- Wachse (C_{19+}): Die langkettigen Kohlenwasserstoffe können über Hydrocracken in kurzkettige gesättigte und ungesättigte Bruchstücke aufgespalten werden. Dabei wird Wasserstoff zugesetzt. Das Hydrocracken von Wachsen wird bei relativ niedrigen Temperaturen durchgeführt, damit der Bruch der Kette in

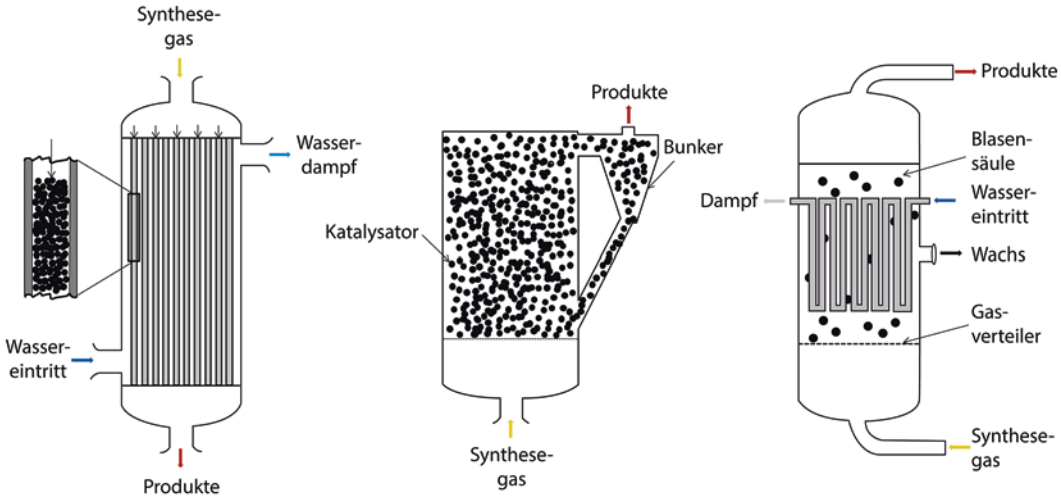


Abb. 8.43 Schematische Darstellung der unterschiedlichen Reaktortypen: *links* Rohrbündelreaktor, *mitte* Wirbelschichtreaktor, *rechts* Slurry-Reaktor

der Mitte erfolgt. Nach dem Bruch setzen Folgereaktionen an den Bruchstücken ein, wie z. B. eine Isomerisierung. Am Ende entstehen infrastrukturkompatible nutzbare synthetische Kraftstoffe.

8.3.6.2 Reaktorkonzepte

Eine große Herausforderung der Fischer-Tropsch-Synthese liegt im Umgang mit der freiwerdenden Reaktionsenthalpie von $\Delta H_R^0 = -165$ kJ/mol. Standardmäßig kommen häufig Festbettreaktoren (Rohrbündelreaktoren) zum Einsatz, wobei in Wirbelschicht- oder Slurry-Reaktoren eine bessere Wärmeabfuhr möglich ist. Alle drei Varianten werden im Folgenden kurz beschrieben (s. [57, 104]):

- Rohrbündelreaktor: Der Rohrbündelreaktor ist ein Festbettreaktor, der aus bis zu 25.000 Rohren mit einem Durchmesser von 15–25 mm besteht. Dabei strömt das Synthesegas von oben in den Reaktor ein und durchströmt die Rohre, in denen der Katalysator als Festkörper in einer feinkörnigen Schüttung eingebracht ist (s. Abb. 8.43 links). Durch den geringen Querschnitt der Rohre hat das strömende Gas eine sehr hohe Geschwindigkeit, was zu Turbulenzen führt, die für einen hohen Wärme- und Stofftransport sorgen. Außen werden die Rohre von Wasser umströmt, das die freiwerdende Wärme aufnimmt, indem es verdampft. Auch andere Temperierungskonzepte wie z. B. über Salzschmelzen als Latentwärmespeicher sind möglich. Der Nachteil bei diesem Reaktortyp ist, dass die Wärmeverteilung nicht gleichmäßig und dadurch die Wärmeabgabe an das Wasser nicht optimal ist. Es kann deshalb zur Hotspot-Bildung kommen, die den Katalysator schädigen kann.
- Wirbelschichtreaktor: In Abb. 8.43 Mitte ist der Wirbelschichtreaktor schematisch dargestellt. Das Synthesegas wird hier von unten in den Reaktor geblasen und reißt dabei den feinkörnigen Katalysator mit. Die Fischer-Tropsch-Produkte werden ausgeleitet, wobei darauf zu achten ist, dass keine Katalysatorteilchen ausgetragen werden. Der Katalysator wird mechanisch vom Produktgasstrom getrennt und fällt in den Bunker. Dort wird er wieder in den Reaktor geleitet.
- Dreiphasen-Reaktor: Der Dreiphasen-Reaktor (auch Slurry-Reaktor) besteht aus einem Behälter mit einer Kühlspule. Der Behälter ist mit einer Suspension (Slurry) gefüllt, die aus Wachs und Katalysatorteilchen besteht (s. Abb. 8.43 rechts). Das Synthesegas wird unten eingeführt und über den Gasverteiler gleichmäßig in die Suspension eingetragen. Während des Aufstiegs durch die Suspension wird das Synthesegas umgesetzt. Oben am Reaktorausgang werden übriges Synthesegas, leichte Kohlenwasserstoffe und Wasser ausgeleitet. Die entstehenden schweren Kohlenwasserstoffe werden in der Mitte abgeführt. Durch die Kühlschlange wird Wasser geleitet, das durch Verdampfung freiwerdende Wärme aufnimmt und so den Reaktor kühlt. Das Wärmemanagement ist durch die große Reaktormasse einfacher, jedoch dauert es länger, den Reaktor anzufahren als einen Rohrbündelreaktor, und Erfahrungen im industriellen Maßstab liegen bislang nicht vor.

Allen Reaktortypen ist gleich, dass sie auf zwei verschiedene Weisen betrieben werden können (s. [57, 104, 121]):

1. »Once-through«-Betrieb. Das Synthesegas wird nur einmal durch den Reaktor geführt und möglichst vollständig umgesetzt. Verbleibende Restgase werden zur Wärmeerzeugung oder Kraft-Wärme-Kopplung genutzt.
2. »Full-conversion«-Betrieb. Das nicht umgesetzte Synthesegas wird dem Reaktor erneut zugeführt und ggf. reformiert, um eine möglichst hohe Kraftstoffausbeute zu erzielen.

Katalysator

Als Katalysatoren für das FT-Verfahren sind nur Materialien geeignet, die folgende Voraussetzungen erfüllen (s. [62]):

- Sie brauchen eine hohe mechanische und thermische Belastungsfähigkeit.
- Die sogenannte Gasraumgeschwindigkeit (*gas hourly space velocity*) soll für eine hohe Produktionsrate bei 1000 l/h liegen. Diese beschreibt das Verhältnis des Gasvolumenstroms zu Katalysatorvolumen und findet Anwendung in der Bestimmung der notwendigen Edukt-

Tab. 8.12 Übersicht über die Katalysatoren bei der Fischer-Tropsch-Synthese

Material	Druck	Temperatur	Selektivität
Nickel	Umgebungsdruck	150–250 °C	Methan
Cobalt	Umgebungsdruck bis leicht erhöhter Druck	150–250 °C	unverzweigte Paraffine[a]
Eisen	mäßiger Druck	200–350 °C	Olefine[b], Paraffine und sauerstoffhaltige KW-Verbindungen (Alkohole)
Ruthenium	sehr hohe Drücke (bis 1000 bar)	niedrige Temperaturen (100 °C)	Produkte mit hohem Molekulargewicht

[a]Paraffine = Gemisch aus Alkanen (C_nH_{2n+2}) mit 18 + Kohlenstoffatomen
[b]Olefine = Alkene (C_nH_{2n}), Cycloalkene und Polyene

menge bei gegebener Verweilzeit im Katalysatorvolumen.
- Aus wirtschaftlicher Sicht sollte der Katalysator seine Selektivität eher zu flüssigen als zu gasförmigen Kohlenwasserstoffen haben. Die Selektivität bei einer Reaktion mit mehreren Produkten beschreibt den Anteil, mit dem das jeweilige Produkt erzeugt wird. Je höher dieser Anteil ist, desto mehr wird das Produkt bei der Reaktion bevorzugt.
- Die Übergangsmetalle Eisen (Fe), Cobalt (Co), Nickel (Ni) und Ruthenium (Ru) sind die geeignetsten Elemente als Katalysatoren und werden je nach Anforderungen unterschiedlich eingesetzt.

Tabelle 8.12 vergleicht die Katalysatoren miteinander. Die Selektivität von Cobalt und Eisen ist am besten geeignet für einen wirtschaftlichen Einsatz, weshalb diese in der Praxis am häufigsten verwendet werden. Ruthenium scheidet aus heutiger Sicht aufgrund der hohen Weltmarktpreise als möglicher Kandidat für eine großtechnische Lösung aus.

Ein Beispiel einer Power-to-Liquid-Anlage der Firma sunfire, in der die Fischer-Tropsch-Synthese für die Herstellung von Stromkraftstoffen eingesetzt wird, ist in ► Abschn. 14.3 zu finden.

8.4 Speichermedien und Lagerung

Chemische Energieträger können ihrem jeweiligen Aggregatszustand entsprechend in gasförmiger, flüssiger und fester Form gespeichert werden. Wie die entsprechenden Gefäße, technischen Geräte, Räume und Anlagen aussehen und funktionieren, ist Gegenstand der folgenden Ausführungen. Der Schwerpunkt liegt auf Speichermedien im gasförmigen Zustand.

8.4.1 Gasförmige Speichermedien

Bereits Mitte des 19. Jahrhunderts begann der Aufbau der Gasinfrastruktur in Deutschland – zunächst für Leuchtgas, später als Stadtgas bezeichnet – der nach dem Übergang zu Erdgas in den 1970er-Jahren selbst im angehenden 21. Jahrhundert noch immer nicht abgeschlossen ist. Von Beginn an stellte sich dabei das Problem der Anpassung der eher stetigen Gasproduktion an die tages- und jahreszeitlichen Verbrauchsschwankungen. Die Lösung bestand in der Entwicklung von Gasspeichern – beginnend mit weitgehend drucklos betriebenen Gasometern über Kugelgasbehälter bis zu den heute dominierenden Untertagespeichern mit enormer Speicherkapazität.

Analog gewinnt die Entwicklung von Einspeichertechnologien wie Power-to-Gas in der jetzigen Übergangsphase von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern zunehmend an Bedeutung. Auch diese Entwicklung, die heute noch in den Anfän-

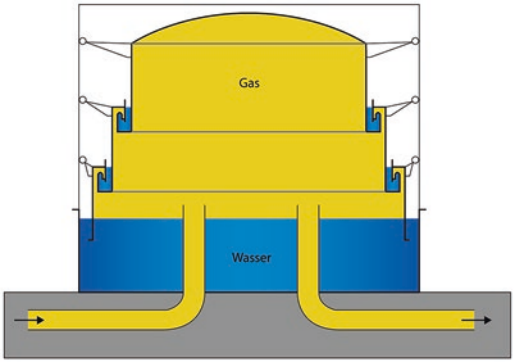


Abb. 8.44 Gasometer nach dem Teleskop-Prinzip (Quelle: KBB UT)



Abb. 8.45 Hoesch-Gasometer im Westfalenpark, Dortmund

gen steckt, wird sich über einen längeren Zeitraum hinziehen. Im Folgenden wird daher auch immer wieder Bezug genommen auf die Speicherung von »erneuerbaren Gasen« wie Wasserstoff (s. ▶ Abschn. 8.1.2) oder Methan (s. ▶ Abschn. 8.3.1) aus erneuerbarem Strom.

Tab. 8.13 Typische Dimensionierung von Kugelgasbehältern

Kugeldurchmesser	40 m
Maximaler Druck	10 bar
Speicherkapazität	335.000 m^3 (V_n)

8.4.1.1 Speicherbehälter

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Druckgasbehälter wurden für die Speicherung von Stadtgas entwickelt. Nur in Einzelfällen wurden bestimmte Behältervarianten auch für reinen Wasserstoff genutzt. Wenn nachfolgend von Großspeichern die Rede ist, bezieht sich dies auf die Speichererfordernisse in der Stadtgas-Ära. In der heutigen Erdgaswirtschaft und auch in der zukünftigen Energiewirtschaft, die vorrangig auf erneuerbaren Energien beruhen wird, erfordern Großspeicher Kapazitäten, die um mehrere Größenordnungen höher liegen.

Arbeitsgas und Kissengas

Im Gegensatz zu Gasometern werden Druckbehälter bei konstantem Volumen, aber variablem Druck zwischen einem Minimal- und einem Maximalwert betrieben. Die nutzbare Gasmenge zwischen diesen Drücken wird als Arbeitsgas und die bei Minimaldruck verbleibende Gasmenge als Kissengas bezeichnet, wobei das Verhältnis von Arbeits- zu Kissengas bei den einzelnen Druckspeicherverfahren unterschiedlich ist.

Die ersten Großspeicher für Stadtgas, die sogenannten Gasometer, arbeiteten bei geringem Überdruck als Konstantdruckspeicher bei variablem Volumen. Ein typischer Vertreter war der Glockengasbehälter, bei dem die Abdichtung des gasgefüllten Speichers gegen die Atmosphäre durch eine Wasservorlage erreicht wurde. Spätere Teleskopgasbehälter (s. Abb. 8.44), die nach dem gleichen Grundprinzip arbeiteten, erlaubten eine wesentlich größere Speicherkapazität.

Der eigentliche Speicher war innerhalb einer Stützkonstruktion installiert (s. Abb. 8.45). Den Teleskopgasspeichern folgten sogenannte Schei-



Abb. 8.46 Kugelgasbehälter in Aachen (Quelle: © Turbowerner, fotolia)



Abb. 8.47 Bau des Erdgas-Röhrenspeichers bei Urdorf, Schweiz (Quelle unbekannt)

Tab. 8.14 Dimensionen des Erdgasspeichers in Urdorf, Schweiz

Rohrdurchmesser	1400 mm
Überdeckung der Speicherrohre	2 m
Rohrlänge gesamt	4140 m
Geometrisches Volumen	6400 m^3
Maximaler Betriebsdruck	100 bar
Speicherkapazität	574.000 m^3 (V_n)

bengasbehälter, bei denen ein flacher Kolben (Scheibe) in einem Zylinder bei weiterhin geringem Druck das Speichervolumen erzeugt.

Da die Beschränkung auf geringfügig über Atmosphärendruck liegende Betriebsdrücke die Speicherkapazität stark limitierte, entstand bald das Interesse am Einsatz von Druckbehältern.

In zwei Fällen werden in Deutschland Gasometer auch für die Wasserstoffspeicherung verwendet, und zwar in Frankfurt-Höchst (Infraserv Höchst) und in Gersthofen (CABB GmbH) (s. [113]).

Kugelgasbehälter erlauben aufgrund der günstigen Geometrie wesentlich höhere Betriebsdrücke und damit Energiespeicherdichten (s. Tab. 8.13 und Abb. 8.46). Diese Variante erfordert den geringsten spezifischen Materialverbrauch für den Behälter. Das ist ein entscheidender Aspekt, da die Investkosten in erster Linie von den Materialkosten abhängen.

Bisher ist keine Anwendung von Kugelgasbehälter für die Speicherung von reinem Wasserstoff bekannt; eine Ausnahme sind Kryogasbehälter für flüssigen Wasserstoff, die in der Raumfahrt eingesetzt werden.

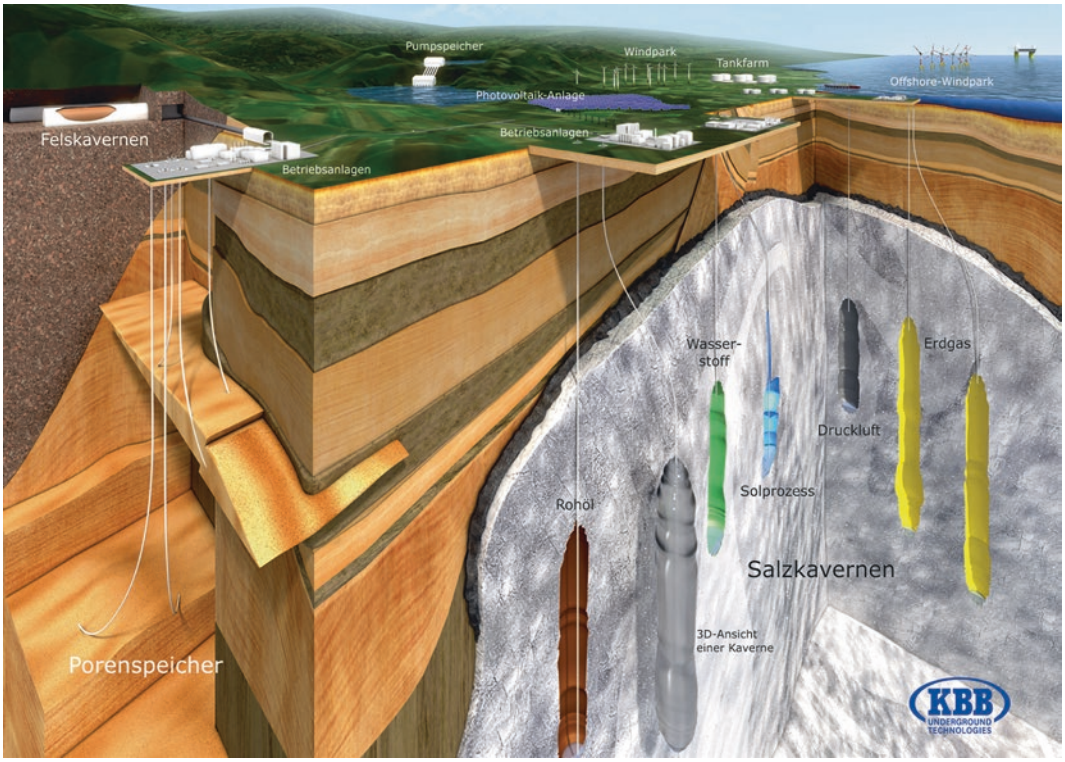


Abb. 8.48 Optionen für Gasspeicher im geologischen Untergrund (Quelle: KBB UT)

Röhrenspeicher sind im Boden in geringer Tiefe mäanderförmig verlegte Gaspipelines (s. Abb. 8.47). Beispielhaft zeigt Tab. 8.14 die Dimensionen des Erdgasspeichers in Urdorf, Schweiz.

Im Gegensatz zu Untertagespeichern in geologischen Formationen können diese Speicher in fast jeder Region installiert werden. Die Verwendung handelsüblicher Stahlrohre erlaubt im Vergleich zu Kugelgasbehältern den Betrieb bei wesentlich höheren Drücken; darüber hinaus ist die Kapazität letztendlich nur von der Gesamtlänge der Rohre abhängig. Die Geometrie eines langen Zylinders mit geringem Durchmesser im Vergleich zu einer Kugel führt allerdings bei gleichem geometrischem Volumen zu einem sehr viel höheren Stahlverbrauch und damit höheren spezifischen Investkosten, weshalb diese Speicher auch für eher kleinere Kapazitäten und damit nur für den Ausgleich eher geringer Verbrauchsschwankungen im Gasnetz eingesetzt werden.

8.4.1.2 Untertage-Gasspeicher in geologischen Formationen

Die Speicherkapazität von Speichern ober Tage ist grundsätzlich begrenzt durch die in ökonomischer Hinsicht sinnvollen geometrischen Volumen in Verbindung mit dem realisierbaren Speicherdruck, wobei die Materialkosten der entscheidende Faktor sind. Im geologischen Untergrund können dagegen kostengünstig wesentlich größere Speichervolumen bei gleichzeitig wesentlich geringerem Flächenverbrauch realisiert werden. Dazu kommt, dass mit zunehmender Überdeckung bzw. Teufe (Ausdruck im Bergbau für Tiefe) in der Praxis Speicherdrücke bis 200 bar und darüber realisierbar sind. Da die Speicherkapazität in erster Linie vom Produkt aus Volumen und Druck abhängt, ergeben sich damit im Vergleich zu Obertagespeichern völlig andere Größenordnungen. Während die oben erwähnten Druckbehälter Kapazitäten meist weit unterhalb von V_n = 1 Mio. m³ ermöglichen, liegt der Wert z. B. bei den deutschen Untertagespeicher-Anlagen im Mittel bei einem Normvolumen von knapp 500 Mio. m³.

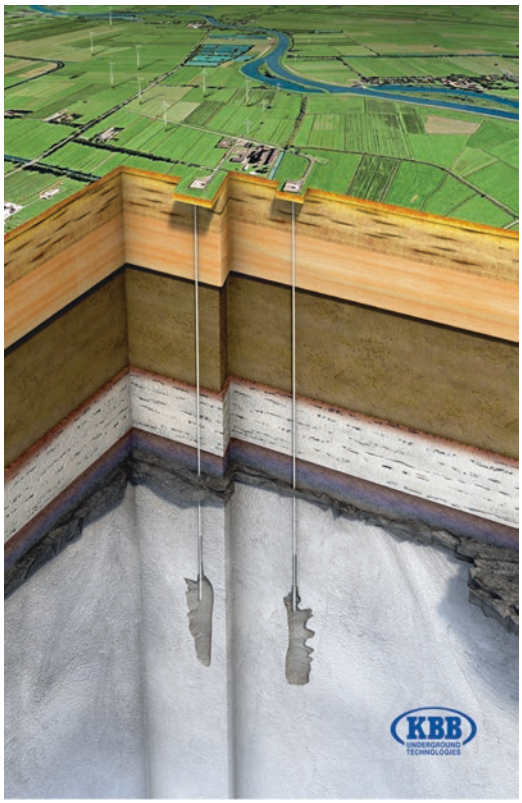


Abb. 8.49 Gasspeicherkavernen (Quelle: KBB UT)

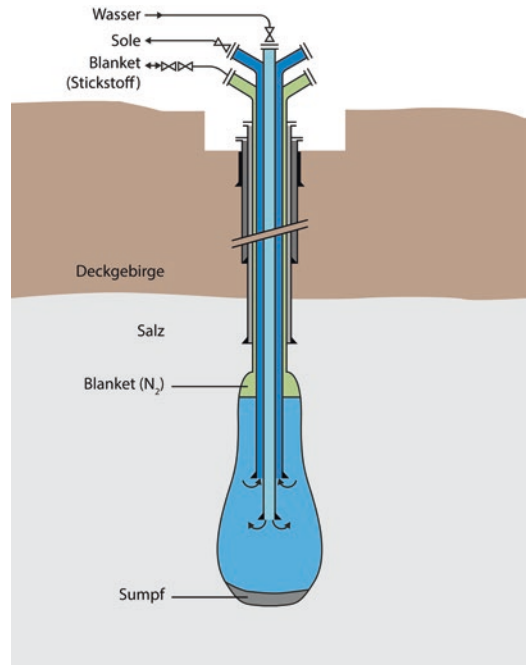


Abb. 8.50 Solprozess – Hohlraumerstellung im Salzgestein (Quelle: KBB UT)

Dies ist der Grund, warum die Speicherung großer Erdgasmengen seit mehreren Jahrzehnten fast ausschließlich unter Tage stattfindet. Abbildung 8.48 zeigt die verschiedenen Speicheroptionen im Untergrund. In der Anfangszeit wurden zunächst ausgeförderte Gas- oder Öl-Lagerstätten und poröse wasserführende Formationen (Aquifere) als Speicher genutzt. Diese wurden später durch künstlich erstellte Salzkavernen ergänzt. In geringem Umfang wurden in der Vergangenheit Poren- und Salzkavernenspeicher für die Speicherung von Stadtgas verwendet, das zu über 50 % aus Wasserstoff besteht. Die Speicherung reinen Wasserstoffs erfolgt seit vielen Jahren erfolgreich in speziell ausgelegten Salzkavernen in Großbritannien und in Texas, USA.

Alle heute international im großen Maßstab eingesetzten Gasspeicheroptionen im geologischen Untergrund besitzen folgende Gemeinsamkeiten:

- die sehr große Sicherheit gegen unbeabsichtigtes Austreten von Gas durch abdichtende Gesteinsschichten von bis zu mehreren hundert Metern »Wandstärke« – verglichen mit wenigen Zentimetern Materialstärke bei Behältern ober Tage
- die sehr große Speicherkapazität durch große geometrische Volumen bei hohen Betriebsdrücken
- der geringe Flächenverbrauch ober Tage
- die im Vergleich zu Gasspeichern ober Tage geringen spezifischen Installations- und Betriebskosten
- Abhängigkeit der Realisierung von der Verfügbarkeit geeigneter geologischer Formationen, was regional in vielen Fällen eine große Einschränkung bedeutet
- umfangreiche positive Erfahrungen in vielen Industrienationen und damit gute Voraussetzungen für die Akzeptanz zukünftiger Speicher für Gase wie Wasserstoff oder Methan, die aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden.

8.4.1.3 Salzkavernen

Erstellung

Bei Salzkavernen handelt es sich um künstlich im Salzgestein unter Tage erstellte Hohlräume (s. Abb. 8.49). Stehen ausreichend große, weitgehend homogene Steinsalzformationen zur Verfügung, wird eine Bohrung mit einem Durchmesser $d < 1$ m in das Salzgestein abgesenkt (abgeteuft) und mit einzementierten Stahlrohren abgedichtet. Danach beginnt die eigentliche Erstellung des Hohlraums durch den sogenannten Solprozess. Der große Vorteil des nachstehend näher beschriebenen Verfahrens ist, dass zum Auffahren der Kaverne weder ein aufwändiger Schacht abgeteuft noch Personal oder Maschinen nach unter Tage transportiert werden müssen und dass alle Arbeiten von ober Tage geschehen – ein erheblicher Kosten- und Zeitvorteil gegenüber dem konventionellen Bergbau.

Um das für den Lösungsprozess erforderliche Wasser in die Bohrung injizieren zu können, werden zunächst zwei konzentrische Rohre in die Bohrung gehängt (s. Abb. 8.50). Durch das innere Rohr wird Wasser eingepresst, das das Salzgestein auflöst. Durch den Ringraum zwischen den Rohren wird die entstehende Sole nach ober Tage verdrängt und dort entweder als Rohstoff genutzt oder z. B. in das Meer umweltverträglich abgeleitet. Eine stoffliche Nutzung dieser Sole sind die Chlor-Alkali-Elektrolyse zur Herstellung von Chlor, Natronlauge und Wasserstoff, wie in ▶ Abschn. 8.1.3 beschrieben, oder die Gewinnung von Siedesalz.

Zusätzlich wird in den äußeren Ringraum ein Schutzfluid (*Blanket*) injiziert (z. B. Stickstoff), das ein unkontrolliertes Solen nach oben verhindert. Die räumliche Entwicklung der Kaverne in Abhängigkeit von der Zeit kann durch Sonarvermessungen kontrolliert und damit angepasst werden.

Ziel ist es, einen Hohlraum zu erstellen, der einerseits das vorhandene Salzgebirge gut ausnutzt, der aber anderseits später in der Betriebszeit eine langzeitsichere Speicherung von Gas gewährleistet. Bedingt durch die besonderen Kriecheigenschaften von Salzgestein sind Kavernen technisch dicht für Gase, solange die zulässigen Betriebsdrücke eingehalten werden. Das Kriechen führt allerdings auch dazu, dass das verfügbare Volumen mit der Zeit geringfügig abnimmt.

Tab. 8.15 Daten des Erdgasspeichers Nüttermoor der EWE Vertrieb GmbH in Ostfriesland, nach [92]

Anzahl der Kavernen	21
Teufe	950–1300 m
Mittleres Volumen einer einzelnen Kaverne (geometrisch)	etwa 400.000 m^3
Arbeitsgasmenge	1319 Mio. m^3
Entnahmerate kurzfristig	1,5 Mio. m^3/h

Hat die Kaverne das gewünschte Volumen erreicht, erfolgen Dichtheitstests, Umrüstung zum Gasbetrieb und Gaserstbefüllung. Als erster Schritt muss die Dichtheit der Zugangsbohrung nachgewiesen werden – eine entscheidende Voraussetzung für die spätere Freigabe als Gasspeicher. Danach wird die Kaverne mit einer Gasfördertour ausgerüstet und ein sogenannter Soleentleerungsstrang in der Kaverne abgehängt. Dieser erlaubt das Einpressen des Speichergases im Ringraum in die Kaverne und dabei das Verdrängen der Sole nach ober Tage. Abschließend wird dieser Strang unter Druck wieder ausgebaut und ein Untertagesicherheitsventil installiert. Sollte im schlimmsten Fall der sogenannte Kavernenkopf an der Tagesoberfläche beschädigt werden, verhindert dieses Ventil automatisch ein unkontrolliertes Ausströmen des gespeicherten Gases (*Blow out*).

Geologisch-geotechnische Voraussetzungen

Grundsätzlicher Nachteil aller Untertagespeicher-Optionen ist die Bindung an eine geeignete Lagerstätte. Voraussetzungen für die Erstellung von Gaskavernen sind in erster Linie

- die Verfügbarkeit einer Salzformation mit ausreichender lateraler und vertikaler Ausdehnung,
- eine Mächtigkeit der nutzbaren Salzformation von mindestens etwa 200 m in einem Teufenbereich von typisch 500–2000 m,
- ein begrenzter Anteil an unlöslichen Bestandteilen im Salz,
- die Möglichkeit, die entstehende Sole (ca. 8-faches Kavernen-Volumen) verwerten oder umweltgerecht entsorgen zu können.

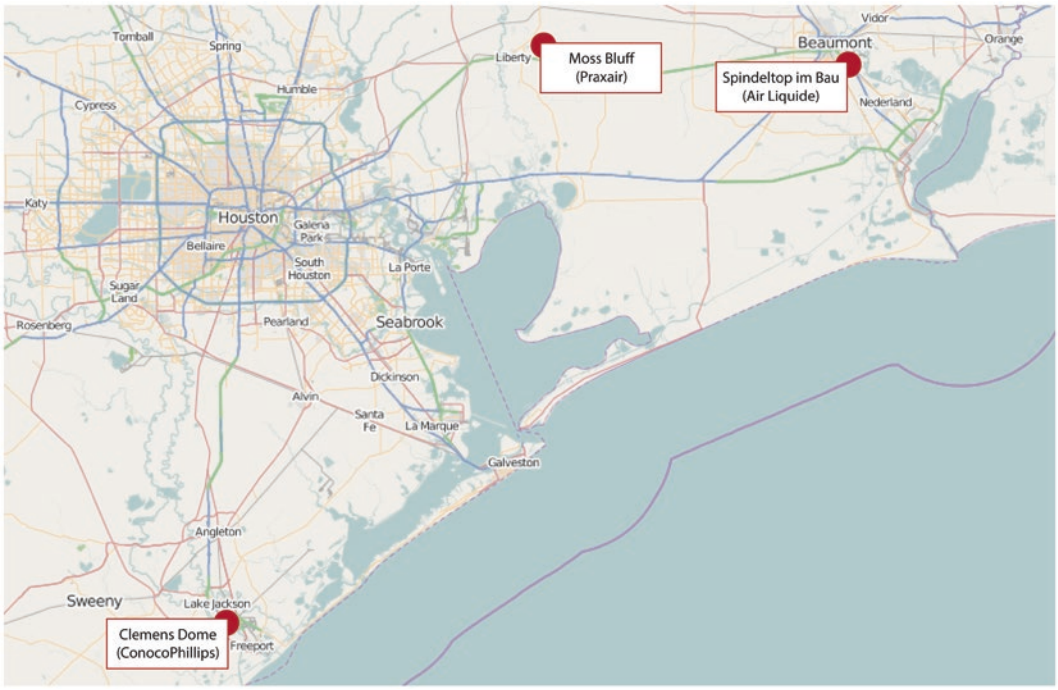


Abb. 8.51 Wasserstoffkavernen in Houston, Texas, USA (Quelle: KBB UT und OpenStreetMap)

In Deutschland sind vor allem im Nordseeküstenbereich und in Mitteldeutschland sehr gute geologische Voraussetzungen gegeben. Im südlichen Teil Deutschlands werden mangels geeigneter Salzformationen vor allem ausgeförderte Gaslagerstätten zu Speichern umgewidmet (s. ► Abschn. 8.4.1.2).

Typische Dimensionen

Abhängig von der geologischen Situation beträgt das typische geometrische Volumen einer Gasspeicherkaverne mehrere 100.000 m³ bis maximal etwa 1.000.000 m³. Der Betriebsdruck nimmt linear mit der Kavernenteufe zu. Bei einer angenommenen Teufe des Kavernendachs von 1000 m und einem Volumen von 500.000 m³ ergeben sich Betriebsdrücke zwischen etwa 60 und 180 bar.

Für eine einzelne 500.000 m³-Kaverne ergibt sich damit eine Arbeitsgasmasse von 4900 t bezogen auf Wasserstoff oder 46.000 t bezogen auf Methan.

Als Beispiel für eine große Speicheranlage soll der Erdgasspeicher Nüttermoor der EWE Vertrieb GmbH in Ostfriesland aufgeführt werden (s. Tab. 8.15):

Erfahrungen mit der Speicherung von wasserstoffreichem Stadtgas

Gaskavernen werden heutzutage in erster Linie für die Speicherung von Erdgas genutzt. Weitere Speichermedien sind z. B. reiner Wasserstoff, Helium, Druckluft und früher Stadtgas mit einem hohen Wasserstoffanteil.

Stadtgas ist ein Gasgemisch mit hohen Anteilen von Methan, Stickstoff, Kohlenmonoxid und Wasserstoff (je nach Qualität bis über 50 %), das in Deutschland und anderen europäischen Ländern vorwiegend in ausgeförderten Lagerstätten, in Aquiferen und zum Teil auch in Salzkavernen gespeichert wurde. Der sehr reaktive Wasserstoff in Verbindung mit den anderen Gasbestandteilen, Mineralbestandteilen der Lagerstätte sowie Mikroorganismen (Bakterien) führte teilweise zu Korrosion an der Untertageausrüstung, Minderung der Fließfähigkeit in den porösen Lagerstätten, Änderung der Gaszusammensetzung (z. B. Bildung von Schwefelwasserstoff (H_2S)) und damit auch zu Gasverlusten.

Die Bakterienproblematik betrifft besonders Aquiferspeicher wegen der großen Gas-Wasser-

Kontaktfläche, ausgeförderte Gasfelder sind weniger und am wenigsten sind Kavernen davon betroffen.

Aufgrund der unterschiedlichen Gasbestandteile im Stadtgas ist eine Übertragung der Erfahrungen auf die Speicherung von Erdgas/Wasserstoffgemischen oder reinem Wasserstoff nur bedingt möglich (s. [50]).

Erfahrungen mit der Speicherung reinen Wasserstoffs

Langjährige praktische Erfahrungen mit der Speicherung von reinem Wasserstoff basieren auf drei kleinen Kavernen in Teesside, Großbritannien, und vor allem auf zwei großen Kavernen in der Nähe von Houston, Texas, USA. Eine dritte Kaverne steht kurz vor der Fertigstellung (s. Abb. 8.51). Veröffentlichte Daten zur Dichtheit zeigen ähnlich gute Ergebnisse wie bei Erdgaskavernen. Im BMBF-Projekt HYPOS soll bis 2020 eine bestehende Erdgaskaverne in Sachsen-Anhalt zu einer Wasserstoffkaverne umgesolt werden. Die Kaverne wäre der erste unterirdische Wasserstoffspeicher in Deutschland (s. [53]).

Vor einer Genehmigung für neue Wasserstoffkavernen in Europa und insbesondere in Deutschland ist jedoch die Anpassung an die hiesigen wesentlich höheren Sicherheitsanforderungen erforderlich. Insbesondere muss die Auswahl der zu verwendenden Zemente, Stähle und Kunststoffe hinsichtlich der Eignung für Wasserstoff noch ausreichend nachgewiesen werden. Außerdem sind wissenschaftlich basierte Nachweise z. B. zur Dichtheit von Salzgestein bei Wasserstoff geplant, um die erforderliche öffentliche Akzeptanz zu gewährleisten.

8.4.1.4 Porenspeicher

Im Bereich der Erdgasversorgung spielen Porenspeicher weltweit die mit Abstand größte Rolle. Es handelt sich dabei um natürliche poröse Lagerstätten, deren Dichtheit nach oben durch gasdichte Gesteinsformationen gewährleistet wird.

Der Zugang zu der Lagerstätte erfolgt durch Bohrungen. Da es sich bei einer Lagerstätte im Gegensatz zu den Verhältnissen bei einer Kaverne nicht um einen offenen Hohlraum handelt, sondern um ein System kleiner verbundener Poren, ist es erforderlich, mehrere Bohrungen vorzunehmen, um die Fließwege und die resultierenden Fließwiderstände innerhalb der Lagerstätte bei der Ein- und Auslagerung des Gases zu reduzieren. Mit der in den letzten Jahren entwickelten Horizontalbohrtechnik kann die Einspeicher- bzw. Ausspeicherdauer verkürzt und die Zahl der erforderlichen Bohrungen reduziert werden.

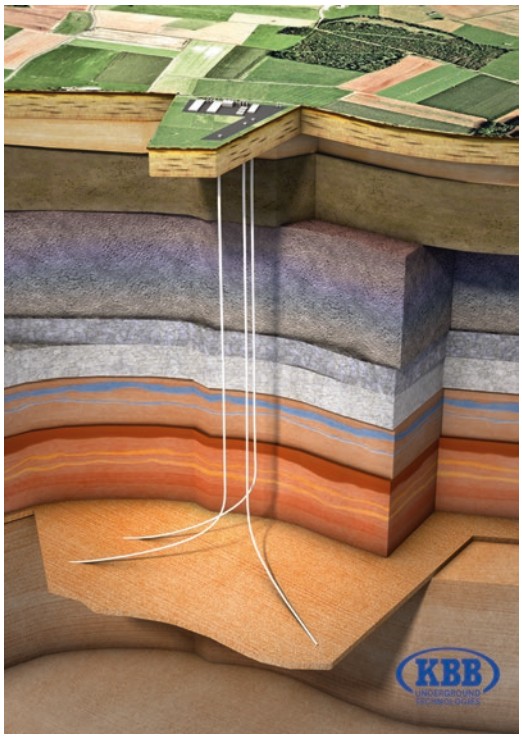


Abb. 8.52 Gasspeicherung in porösen Lagerstätten (Quelle: KBB UT)

Ausgeförderte Gas- oder Öllagerstätten

Unter den Porenspeichern spielen ausgeförderte Gaslagerstätten die größte Rolle (s. Abb. 8.52). Bei Eignung können sie zu einem Speicher umgewidmet werden. Der Nachweis der Dichtheit ergibt sich aus der Tatsache, dass die Kohlenwasserstoffe über geologische Zeiträume eingeschlossen waren und trotz ihrer geringeren Dichte nicht in höhere Stockwerke bis zur Tagesoberfläche migriert sind. Vorteilhaft ist weiterhin, dass die Lagerstätte und die darüber liegende abdichtende Gesteinsschicht durch die vorangegangene Exploration und die nachfolgende Förderung bereits optimal erkundet sind. Die be-

Tab. 8.16 Daten zum Erdgasspeicher Bierwang der E.ON Gas Storage GmbH, nach [92]

Teufe	ca. 1560 m
Arbeitsgasmenge (Erdgas)	1450 Mio. m^3
Entnahmerate kurzfristig	1,2 Mio. m^3/h

reits bestehenden Förderbohrungen können ggf. im Speicherbetrieb weiter genutzt werden.

Wichtige geologische bzw. geotechnische Voraussetzungen für die Eignung einer ausgeförderten Kohlenwasserstoff-Lagerstätte als Gasspeicher sind

- ein geeigneter Teufenbereich (Dimensionen in der Tiefe), damit die Betriebsdrücke mit den Betriebsdrücken des angeschlossenen Pipelinesystems verträglich sind,
- die reservoirmechanischen Eigenschaften der Formation – nämlich die Porosität und die Durchlässigkeit für Gasströmung (Permeabilität). Für einen Speicher, der häufig befüllt bzw. entleert werden soll, sind hohe Porosität und Permeabilität erwünscht.

In der Praxis sind nur etwa 10 % der ausgeförderten Lagerstätten zur Umwidmung als Erdgasspeicher geeignet (s. [90]).

In Hinblick auf eine mögliche zukünftige Nutzung einer Gaslagerstätte als Wasserstoffspeicher sind weitere Aspekte zu beachten:

- Eine Kohlenwasserstoff-Lagerstätte wird vor der Umwidmung zu einem Speicher üblicherweise nur zu einem bestimmten Prozentsatz (typisch 50 %) entleert; d. h., das Speichergas kommt in der Lagerstätte in Kontakt mit Restbeständen unterschiedlicher Kohlenwasserstoffgase und ggf. -flüssigkeiten. Das ist auch der Grund, warum ausgeförderte Öllagerstätten eher nicht als Erdgasspeicher nachgenutzt werden.
- Im Fall einer zukünftigen Nutzung für Wasserstoff ist davon auszugehen, dass das Speichergut mit Kohlenwasserstoffen verunreinigt werden wird, was bei den hohen Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs erheblichen Aufwand nach dem Verlassen des Speichers für die Abtrennung ober Tage zur Folge hat.
- Da die Gesteinsmatrix der Lagerstätte aus unterschiedlichen Mineralien besteht und Wasserstoff sehr reaktiv ist, sind chemische Reaktionen des Wasserstoffs möglich. Die Folgen können sowohl Verlust an Wasserstoff als auch die Bildung von Reaktionsprodukten sein, die die Fließeigenschaften des Speichers negativ beeinflussen können.
- Betriebserfahrungen zeigen, dass in der Lagerstätte auch Mikroorganismen wie Bakterien vorhanden sind, die ebenfalls mit Wasserstoff reagieren können. Die Folgen können Verlust an Speichergas wie auch Beeinträchtigung der Fließeigenschaften sein.

Die beschriebenen möglichen Reaktionen von Wasserstoff mit dem In-situ-Inventar von Lagerstätten sind Gegenstand umfangreicher Forschungsvorhaben auf nationaler und internationaler Ebene. Auch wenn Salzkavernen als Wasserstoffspeicher grundsätzlich zu bevorzugen sind, besteht doch großes Interesse, auch zukünftig Porenspeicher einzusetzen, da nur dann eine ausreichend gute Abdeckung des Speicherbedarfs der betreffenden Regionen bzw. Länder zu erreichen ist.

Die typischen Dimensionen von Porenspeichern werden beispielhaft am Erdgasspeicher Bierwang der E.ON Gas Storage GmbH in einer ehemaligen Gaslagerstätte aufgeführt (s. Tab. 8.16):

Erfahrungen mit der Speicherung von Wasserstoff in Porenspeichern liegen in Deutschland hinsichtlich der Speicherung von wasserstoffhaltigem Stadtgas vor, wobei diese nur begrenzt übertragbar sind, da bestimmte Reaktionen im Speicher z. B. an das im Stadtgas enthaltene Kohlenmonoxyd gebunden sind: In der Vergangenheit wurden in Deutschland dafür drei ausgeförderte Kohlenwasserstoff-Lagerstätten umgewidmet, die später auf Erdgas umgestellt wurden. An einigen Speichern kam es während des Betriebs zu Gasverlusten und Gasqualitätsänderungen, die aus Reaktionen mit dem im Stadtgas enthaltenen Kohlenmonoxyd resultierten. CO kann bei Verfügbarkeit von H_2 zu CO_2 und H_2O abgebaut werden, wobei das CO_2 zu weiteren Reaktionsprodukten führen kann (s. [90]).

Soweit bekannt ist, wurde reiner Wasserstoff bisher nur im Demonstrations-Maßstab in ausgeförderten Gaslagerstätten gespeichert.

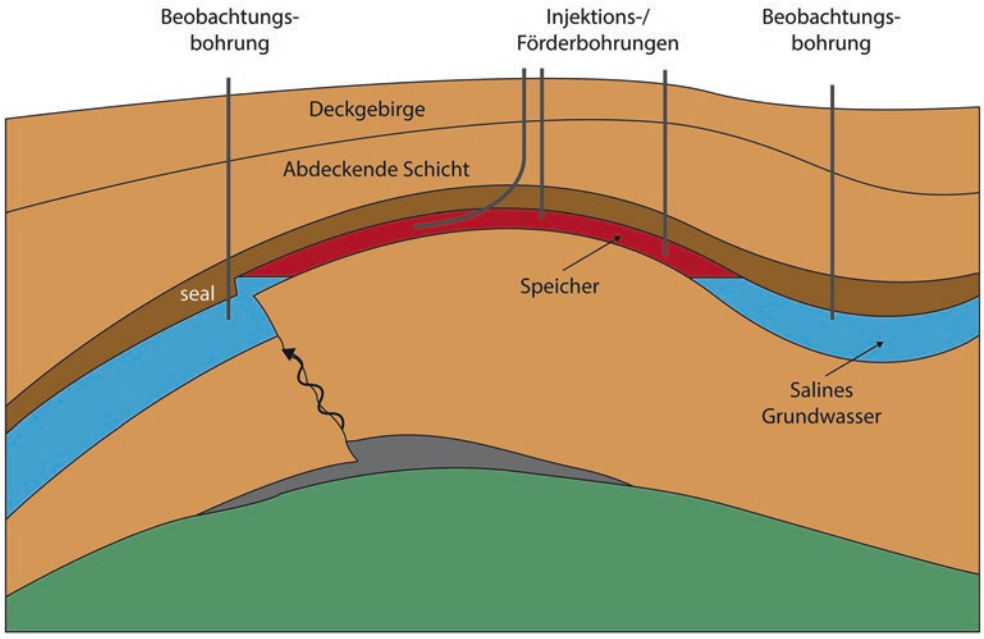


Abb. 8.53 Gasspeicherung in einer Aquiferformation (Quelle: KBB UT)

Aquiferformationen

Aquiferformationen werden ebenfalls seit Jahrzehnten in umfangreichem Maße zur Speicherung großer Erdgasmengen genutzt. Hierbei handelt es sich um natürliche poröse und permeable Lagerstätten, die hier aber ursprünglich nicht mit Erdgas oder Erdöl, sondern mit mehr oder weniger salzhaltigem Wasser gefüllt waren.

Wird diese Lagerstätte von einer undurchlässigen Gesteinsschicht überdeckt und zeigt diese Überdeckung gleichzeitig auch noch eine kuppelartige Ausformung, kann der Aquifer ggf. als Gasspeicher genutzt werden. Dafür werden Bohrungen im Topbereich der Formationen abgeteuft, durch die das Gas injiziert wird (s. Abb. 8.53). Der tiefste Punkt, bis zu dem Gas injiziert werden kann, wird auch als *spill point* bezeichnet.

Die entscheidenden geologischen und geotechnischen Voraussetzungen für die Eignung einer Aquiferformation zur Nutzung als Gasspeicher entsprechen weitgehend denen für ausgeförderte Kohlenwasserstoff-Lagerstätten: Eine kuppelförmige Ausbildung der im Top abdichtenden Formation, ein geeigneter Teufenbereich für die angestrebten Speicherdrücke und geeignete Lagerstättenparameter hinsichtlich ausreichender Porosität und Permeabilität. In den vergangenen Jahren wurden Aquifere vielfach als mögliche Speicher bzw. Endlager für CO_2 (Kohlendioxid) aus Kohlekraftwerken untersucht. Der mögliche Einsatz eines bestimmten Aquifers für die einmalige Einlagerung von CO_2 lässt aber nicht unbedingt auf die Eignung für eine häufige Ein- und Auslagerung bei der Nutzung des Speichers zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien in Form von Wasserstoff schließen.

Der entscheidende Unterschied zwischen der Umwidmung von ausgeförderten Kohlenwasserstoff-Lagerstätten und der von Aquiferen zu einem Gasspeicher liegt darin, dass für einen Aquifer zu

Tab. 8.17 Daten zum Erdgasspeicher Kalle der RWE Gasspeicher GmbH ausgeführt in einer Aquiferformation

Teufe	ca. 2100 m
Arbeitsgasmenge (Erdgas)	215 Mio. m^3
Entnahmerate kurzfristig	0,45 Mio. m^3/h

Beginn noch keine ausreichenden Daten zur geologischen und lagerstättentechnischen Situation und zur Dichtheit des überlagernden Gebirges zur Verfügung stehen. Vielmehr ist in der Regel ein erheblicher Explorationsaufwand erforderlich, um zu klären, ob die Formation überhaupt als Gasspeicher geeignet ist.

In Hinblick auf eine mögliche zukünftige Nutzung eines Aquifers als Wasserstoffspeicher sind im Grunde ähnliche Aspekte zu beachten wie bei ausgeförderten Lagerstätten, wenn von möglichen Verunreinigungen des gespeicherten Wasserstoffs durch Reste von fossilen Kohlenwasserstoffen abgesehen wird. Problematisch sind auch hier mögliche Reaktionen des In-situ-Inventars an Mineralien und Mikroorganismen mit dem reaktionsfreudigen Wasserstoff, was sowohl zum Verlust an Speichergas als auch zur Produktion von ungewünschten Gasen und weiteren Reaktionsprodukten führen kann, die die Fließwege nachhaltig schädigen können.

Die Erfahrung mit der Speicherung von Stadtgas hat gezeigt, dass die Gefahr insbesondere von bakteriell indizierten Reaktionen in einem Aquifer erheblich größer sind als in einer ausgeförderten Lagerstätte oder gar einer Salzkaverne; Grund ist die große Kontaktfläche zwischen Gas- und Wasserphase.

Typische Dimensionen werden beispielhaft anhand des Erdgasspeichers Kalle der RWE Gasspeicher GmbH in einer Aquiferformation veranschaulicht (s. Tab. 8.17):

In Deutschland war in der Vergangenheit in acht von dreizehn Aquiferspeichern wasserstoffhaltiges Stadtgas gespeichert. Drei dieser Speicher wurden später stillgelegt. An einigen Speichern kam es während des Betriebs aufgrund der bereits erwähnten Zusammenhänge zu erheblichen Gasvolumenverlusten und -qualitätsänderungen (s. [90]).

Soweit bekannt, wurde reiner Wasserstoff bisher nicht in Aquiferformationen gespeichert. Wegen des großen Interesses an dieser Option werden die Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff und den mineralischen und biologischen Komponenten des In-situ-Inventars verschiedener Speicher derzeit in Forschungsvorhaben untersucht.

Tab. 8.18 Daten zur Prototypkaverne LRC in Schweden

Teufe	130 m
Durchmesser	40 m
Höhe	100 m
Maximaler Betriebsdruck	230 bar

8.4.1.5 Felskavernen und aufgelassene Bergwerke

- **Bergmännisch aufgefahrene Hohlräume (Felskavernen)**

Flüssige Kohlenwasserstoffe werden seit Langem in großen, bergmännisch aufgefahrenen, nicht ausgekleideten Felskavernen im Festgestein wie z. B. Granit gespeichert. Obwohl dieses Gestein nicht rissfrei ist, kann das Speichergut in der Kaverne eingeschlossen werden. Voraussetzung ist, dass aufgrund der Lage weit unterhalb des Grundwasserspiegels ständig geringe Mengen Grundwasser durch die Risse in den Speicher fließen, womit ein Austritt von gasförmigem und flüssigem Speichergut durch diese Wegsamkeiten vermieden wird. Das im Kavernensumpf gesammelte Wasser wird bei Bedarf abgepumpt.

Dieses sogenannte hydrodynamische Speicherkonzept wird für Gase unter hohem Druck weltweit bisher nur im Erdgasspeicher Haje in Tschechien realisiert. Einer größeren Verbreitung dieses Konzepts für Gase unter hohem Druck steht entgegen, dass der Speicher in großen Teufen (Tiefen) angelegt werden muss, um sinnvolle Betriebsdrücke erreichen zu können. Dies führt wiederum zu extrem hohen Kosten für das Abteufen der Schächte und das bergmännische Auffahren der Stollen für den späteren Speicher. Im Fall von Haje spielten nicht nur wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Realisierung eine Rolle. Soweit bekannt konnten hier bestehende Bergwerksanlagen weiter genutzt bzw. erweitert werden, die zuvor für ein nukleares Endlager vorgesehen worden waren.

Eine konsequente Weiterentwicklung für die Gasspeicherung im Festgestein stellen ausgekleidete Felskavernen (engl. *lined rock caverns* bzw. LRC) dar. Um Felskavernen für Gase unter hohem Druck auch in geringeren Teufen anlegen zu können, in denen das hydrodynamische Dichtkonzept nicht einsetzbar ist, wird die bergmännisch erstellte Fels-

kaverne bei diesem Konzept mit einer gasdichten Stahlauskleidung versehen.

In Schweden wird seit einigen Jahren eine unter dem Namen »LRC« bekannte Prototypkaverne erfolgreich betrieben. Die wesentlichen Daten sind in Tab. 8.18 dargestellt:

Eine weitere ausgekleidete Gaskaverne ist derzeit in Innertkirchen, Schweiz, geplant. Der Bau von Speichern dieser Bauart ist allerdings aufgrund der sehr hohen spezifischen Erstellungskosten nur in Regionen angebracht, die wie Schweden oder die Schweiz nicht über geeignete Salzformationen oder Lagerstätten, dafür aber über geeignete Felsformationen verfügen.

Erfahrungen zum Betrieb von Felskavernen mit Wasserstoff liegen nicht vor.

Aufgelassene Bergwerke

In ganz wenigen Fällen wurden Bergwerke nach Beendigung des Abbaubetriebs zu einem Gasspeicher umgewidmet. Allerdings steht dem Vorteil des bereits vorhandenen, oft sehr großen Hohlraumvolumens das Problem der Abdichtung des komplizierten Grubensystems mit zahlreichen Strecken und Schächten entgegen. Eine weitere Schwierigkeit besteht in dem belastbaren Nachweis der Dichtheit, der erst möglich ist, nachdem bereits große Summen in die Abdichtung der Schächte gegen den hohen Gasdruck investiert wurden. Gerade in Anbetracht der Mobilität des sehr kleinen Wasserstoffmoleküls wird diese Variante als eher kritisch angesehen.

8.4.1.6 Vergleich der Gasspeichertechnologien

Zukünftige Rolle von Gasspeichern im Gashandel und für Power-to-Gas

Die Speicherung von Erdgas in Untertagespeichern ist im großtechnischen Maßstab seit Jahrzehnten technischer Standard. Da Methan der Hauptbestandteil von Erdgas ist, gelten nachstehende Aussagen ebenso für erneuerbares Methan. In der Vergangenheit spielten die Speicher in natürlichen Lagerstätten im Vergleich zu Salzkavernen die größere Rolle. Hintergrund waren die enormen Kapazitäten und

Tab. 8.19 Vergleich der Gasspeicheroptionen für Wasserstoff

	Ausgeförderte Gaslagerstätte	Aquifer-Formation	Salzkavernen (Feld)	Ausgekleidete Felskavernen
Sicherheit	+	+/–	++	+
Dichtheit	+	+/–	++	+
Nachweis der Dichtheit	+	+/–	++	+
Praktische Erfahrung	+/–	+/–	++	–
Machbarkeit	+/–	+/–	++	+/–
Speicherkapazität	++	++	++	+/–
Flexibilität	+/–	+/–	++	++
Kontamination von H_2	–	+/–	+	++
Reaktionen H_2 <> In-situ-Inventar	+/–	–	+	++
Exploration	++	–	+	+
Kissengas-Anteil	+/–	–	+	++
Investment	++	+/–	++	–
Betrieb	+	+	+	+

Legende:
++ sehr gut bzw. sehr geeignet + gut bzw. geeignet +/– ausreichend – weniger gut bzw. weniger gut geeignet
–– schlecht bzw. ungeeignet

gleichzeitig der Bedarf in erster Linie an saisonalen Speichern zum Ausgleich von kontinuierlicher Anlieferung und saisonal unterschiedlichem Verbrauch. Im Zuge der Liberalisierung der Gaswirtschaft hat der Bedarf an Handelsspeichern zugenommen, die abhängig vom aktuellen Gaspreis in der Lage sind, kurzfristig große Mengen einzulagern oder auch auszulagern. Dies führte zu einem großen Zuwachs an Speicherkapazität in Salzkavernen, da diese aufgrund ihres Aufbaus für diese Anforderungen wesentlich besser geeignet sind als andere Optionen.

Es ist davon auszugehen, dass diese Anforderungen an große Flexibilität, d. h. hohe Umschlagshäufigkeit bei hohen Raten, auch an zukünftige Methan- und auch Wasserstoffspeicher zu stellen sind, da die Produktion dieser Gase direkt an den Output der Power-to-Gas-Anlagen gekoppelt sind, welche wiederum im Takt von Wind und Sonne betrieben werden sollen.

Da aber Salzvorkommen wie Öl- und Gaslagerstätten oder Aquiferformationen geografisch sehr ungleichmäßig verteilt sind, besteht großes Interesse, möglichst alle drei Optionen für die Speicherung erneuerbarer Energien einsetzen zu können. So kann z. B. die geringere Flexibilität von Porenspeichern durch eine größere Zahl von Zugangsbohrungen teilweise kompensiert werden. Eine neue Option stellen ggf. ausgekleidete Felskavernen dar, die bisher nur als Prototyp realisiert wurden.

Im den folgenden Abschnitten werden zunächst die spezifischen Eigenschaften der Speicheroptionen für Wasserstoff tabellarisch in einer Bewertungsmatrix dargestellt; daran anschließend erfolgt ein Vergleich der Kapazitäten für beide erneuerbaren Gase.

Vergleich der Speichertechnologien für Wasserstoff

Tabelle 8.19 zeigt eine detaillierte Bewertung und den Vergleich der Eigenschaften der verschiedenen Gasspeicheroptionen für Wasserstoff. Salzkavernen sind für zukünftige Wasserstoffspeicher mit sehr großen Kapazitäten am besten geeignet – allerdings unter der Voraussetzung der Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen und einer Lösung für die Entsorgung der großen Solemengen bei der Herstellung.

Wesentliche Gründe für diese Präferenz sind folgende:

- Salzkavernen sind für Wasserstoff technisch dicht.
- Der Wasserstoff im Speicher wird nicht durch das Wirtsgestein Steinsalz verunreinigt, da dieses gegenüber Gasen inert ist.
- Biochemische Reaktionen spielen wegen der geringen Kontaktfläche Gas/Sole und der hohen Salinität der Sole nach bisherigen Erfahrungen keine Rolle.
- Kavernen eignen sich sehr gut für hohe Ein- und Auslagerungsraten – d. h. kurze Ein- und Ausspeicherdauern und gleichzeitig für häufige Lastwechsel.

Der wesentliche Grund, sich dennoch mit Porenspeichern für Wasserstoff zu beschäftigen, liegt darin, dass der zukünftig erwartete Bedarf an Großspeichern in Europa und weltweit aus geografischen Gründen nicht ausschließlich mit Salzkavernen abgedeckt werden kann. Die Erfahrung mit Erdgasspeichern zeigt, dass erst mit einer Kombination von Poren- und Salzkavernenspeichern größere Areale in den wichtigen europäischen Staaten gut abgedeckt werden können.

Tab. 8.20 Kenndaten der deutschen Erdgasspeicherung, nach [63]

		Porenspeicher	Kavernenspeicher	Einheit
Arbeitsgasvolumen	in Betrieb	10,6	12,1	Mrd. m^3 (V_n)
Arbeitsgasvolumen	in Planung oder Bau	1,0	7,2	Mrd. m^3 (V_n)
Arbeitsgasvolumen	Summe	11,8	19,9	Mrd. m^3 (V_n)
Anzahl Speicherbetriebe	in Betrieb	21	29	Anzahl

Tab. 8.21 Vergleich der Speicherkapazitäten für erneuerbare Gase in Deutschland – heute und zukünftig bei einem Brennwert von 10 bzw. 3 kWh/m³ für Methan bzw. Wasserstoff, nach [63, 116]

	Wasserstoff		Methan	
Zeitraum	2012+	2050 (Potenzial)	2012+	2050 (Potenzial)
Kapazität in TWh	60	126	317	533
Mittlere Ausspeicherleistung in GW		s. ▶ Kap. 3 (mehrere Werte)	106	s. ▶ Kap. 3 (mehrere Werte)
Jahresverbrauch in TWh/a		s. ▶ Kap. 3 (mehrere Werte)	930	s. ▶ Kap. 3 (mehrere Werte)

Tab. 8.22 Gesamtarbeitsgasvolumen der Kavernen-/Porenspeicher 2050

Arbeitsgas Einheit	Kavernenspeicher	Porenspeicher	Summe	Summe
	Mrd. m^3 (V_n)	Mrd. m^3 (V_n)	Mrd. m^3 (V_n)	TWh_{th}
Wasserstoff	42	0	42	126
EE- Methan	42	12	53	530

8.4.1.7 Heutiges und zukünftiges Potenzial der Speicherkapazitäten

Vergleich der Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan

Die nachfolgenden Ausführungen beschränken sich auf die Situation in Deutschland. Der Einfachheit halber wird dabei unterstellt, dass Wasserstoff zunächst ausschließlich in Kavernen gespeichert werden soll, Methan dagegen sowohl in Kavernen als auch in Porenspeichern. Die Daten zu Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) und Zahl der Speicherbetriebe in Tab. 8.20 basieren auf der offiziellen Statistik des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Niedersachsen mit dem Stand Ende 2012 (s. [63]).

Bei einer Abschätzung des zukünftigen Potenzials für erneuerbares Gas wie Methan und Wasserstoff ist zu unterscheiden zwischen der Nutzung bereits vorhandener Speicher unter der Annahme, dass mit abnehmender Bedeutung fossilen Erdgases bestehender Speicherraum frei wird, und den Möglichkeiten für den Zubau.

Das Zubaupotenzial für Druckluft- und für Wasserstoffkavernen wurde bereits in mehreren Arbeiten abgeschätzt. Die Abschätzungen beruhten auf veröffentlichten geologischen Karten, in denen die zahlreichen Salzformationen hauptsächlich in Norddeutschland mit ihren lateralen Ausmaßen und Tiefenlagen verzeichnet waren. Da es selbst für den Fachmann schwierig ist, von diesen Daten auf das Speicherpotenzial (Anzahl möglicher Kavernen, Volumen, Druckspiel und damit Kapazität) der jeweiligen Formation zu schließen, sind die bisher veröffentlichten Zahlen eher als grobe Größenordnungen zu betrachten. Wegen des großen öffentlichen Interesses an dem tatsächlichen Ausbaupotenzial laufen derzeit größere Forschungsarbeiten sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene, die das Ziel haben, belastbarere Angaben zu liefern.

Grundsätzlich geeignete Salzformationen finden sich zahlreich im nördlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein, im geringeren Maße in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg und wiederum zahlreich in Sachsen-Anhalt. Die südlichsten Vorkommen mit allerdings geringerem Potenzial finden sich im Werra-Gebiet (Nordost-Hessen). In der Studie »Energieziel 2050« des Umweltbundesamts wird ein technisch-ökologisches Zubaupotenzial von 400 Salzkavernen mit einem nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 22 Mrd. m^3 (V_n) genannt (s. [116]).

In Tab. 8.21 werden die verschiedenen Kapazitäten, Leistungen und Jahresverbräuche zur Speicherung von Gasen in Deutschland für heute

Tab. 8.23 Vergleich von LPG und CNG anhand technischer Parameter

	LPG	CNG
Oktanzahl	105–115 (je nach Zusammensetzung)	120–140
Speicherung	Flüssig bei 8–10 bar und Umgebungstemperatur (400 g Kraftstoff/l)	Gasförmig bei 200 bar (160 g Kraftstoff/l)
CO_2-Ausstoß	Reduktion um ca. 15 % gegenüber Benzinfahrzeugen	Reduktion um ca. 25 % gegenüber Benzinfahrzeugen
Heizwert	12,9 kWh/kg	14,0 kWh/kg

(Stand 2012 inkl. derzeit geplante und in Bau befindliche Speicher) und das zukünftige technische Potenzial (2050) miteinander verglichen. Vereinfachend wird angenommen, dass Methan sowohl in Porenlagerstätten als auch in Salzkavernen gespeichert werden kann, Wasserstoff jedoch nur in Salzkavernen. Die mittlere Ausspeicherleistung der Gasspeicher ist mit 106 GW bereits heute sehr hoch und weist damit die Fähigkeit auf, genügend Gas zu jedem Zeitpunkt zur Stabilisierung des Stromnetzes über Power-to-Gas und Gaskraftwerke bereitzustellen.

Insgesamt ergibt sich für 2050 die Zusammensetzung der Langzeitspeicherkapazitäten in Tab. 8.22. Wird Methan als Energieträger genutzt, wären demnach 53 Mrd. m^3 Speicherkapazität bzw. 530 TWh in 2050 vorhanden. Bei Wasserstoff wären es immerhin noch 42 Mrd. m^3 bzw. 126 TWh.

Die bisher veröffentlichten Abschätzungen zum zukünftigen Speicherbedarf bewegen sich im Vergleich im zweistelligen TWh-Bereich. Damit wird klar, dass die Speicherkapazitäten in vollem Maße ausreichend und für die Energiewende zu Genüge vorhanden sind. Die heute vorhandenen Kapazitäten reichen aus. Porenspeicher haben kein wesentliches weiteres Potenzial. Wenn zusätzliche Gaskavernen neu erschlossen werden sollen, dann handelt es sich um Salzkavernen.

8.4.2 Flüssige Speichermedien

Es gibt eine Reihe von flüssigen Medien, deren Eigenschaften für den Einsatz in der Energiewirtschaft geeignet sind. Hier werden nur die heute wichtigsten Energieträger samt Eigenschaften vorgestellt und ihre Lagerung – also Speicherung – beschrieben.

8.4.2.1 Flüssiggas, Autogas, LPG, LNG und CNG

Technische Eigenschaften

Flüssiggase sind alle Gase, die aufgrund von Kompression oder tiefen Temperaturen flüssig gelagert werden. Unter Flüssiggas wird weitestgehend Autogas oder LPG verstanden (Liquefied Petroleum Gas), wobei dieses nicht mit LNG (Liquefied Natural Gas; verflüssigtes Erdgas) oder CNG (Compressed Natural Gas, komprimiertes Erdgas) zu verwechseln ist. Bei LNG wird Erdgas zu Lagerungs- oder Transportzwecken unter Umgebungsdruck auf −160 °C gekühlt, wobei es dann 1/600 des Volumens von Erdgas unter Normalbedingungen hat.

Die Bestandteile von Flüssiggas sind gesättigte (C_nH_{2n+2}) oder ungesättigte (C_nH_{2n}) Kohlenwasserstoffe mit $n = 3$ oder 4, wobei als LPG/Autogas nur Propan und Butan eingesetzt werden:

- Propan (C_3H_8)
- Propen(C_3H_6)
- Butan (C_4H_{10})
- Buten (C_4H_8)
- Methylpropan (Isobutan) (C_4H_{10})
- Methylpropen (Isobuten) (C_4H_8).

Gewonnen wird Autogas als Produkt bei der Umwandlung von Erdöl in Raffinerien oder direkt bei der Erdöl- und Erdgasförderung als Begleitgas.

Vergleich von LPG und CNG

Tabelle 8.23 zeigt den Vergleich von LPG zu CNG.

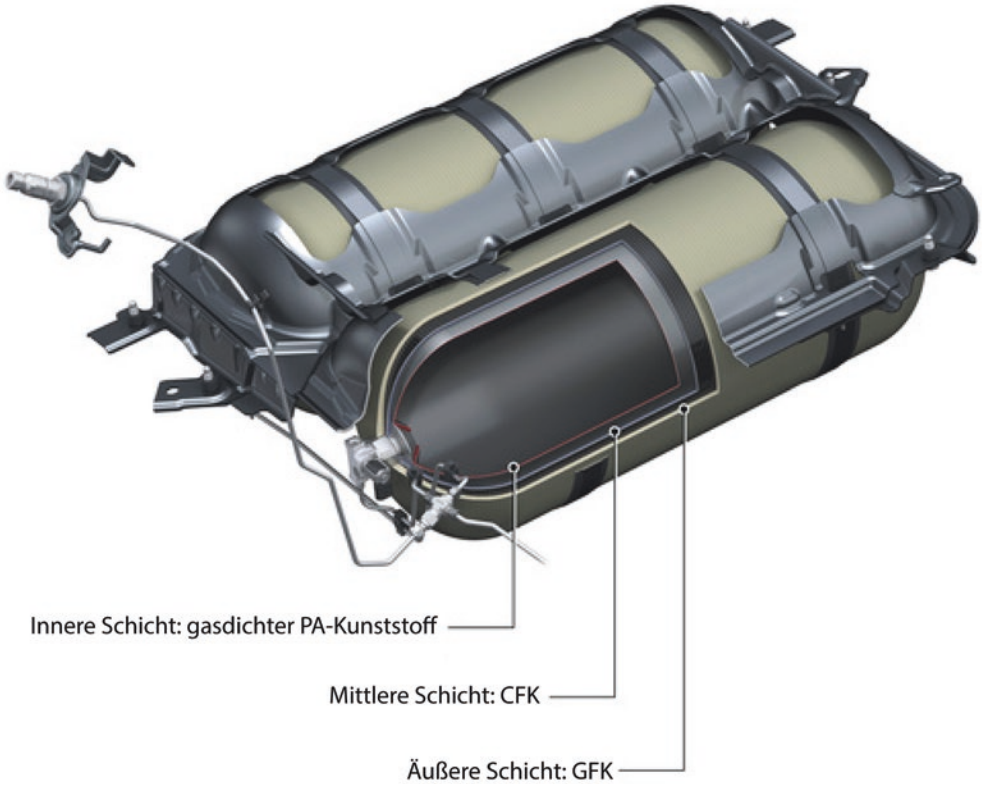


Abb. 8.54 Aufbau des Gastanks im Audi A3 Sportback g-tron (Quelle: Audi AG)

Tab. 8.24 Zusammensetzung von Erdöl [71]

	Siedetemperatur	Zahl der Kohlenstoffatome	Verwendung
Gas	20 °C	C_1–C_4	Brennstoff, Synthesegas
Petrolether	20–90 °C	C_5–C_7	Lösungsmittel
Ligroin	90–120 °C	C_7, C_8	Lösungsmittel
Benzin	100–200 °C	C_7–C_{12}	Treibstoff
Kerosin	200–315 °C	C_{12}–C_{16}	Flugzeugtreibstoff
Diesel/Heizöl	250–375 °C	C_{15}–C_{18}	Brenn- und Treibstoff
Schmieröl	350 °C	C_{16}–C_{20}	Schmiermittel
Paraffinwachs	Schmelzpunkt 50–60 °C	C_{20}–C_{30}	Kerzen
Asphalt	Nichtflüchtig		Straßenbau
Rückstand	Fest		Festbrennstoff



Abb. 8.55 Öltanker an einer Bohrinsel (Quelle: © apfelweile, fotolia).

Speicherung

Die Verflüssigung von Gasen führt zu einer wesentlich höheren spezifischen Dichte und damit geringerem geometrischen Speichervolumen. Die unter LPG zusammengefassten Gase erlauben im Gegensatz zu Erdgas bzw. Methan oder Wasserstoff die Verflüssigung bereits bei Umgebungstemperatur und geringen Drücken. Damit ergibt sich eine hohe volumetrische Energiedichte bei einfacher Handhabung und geringem Aufwand des Umrüstens von Tankstellen, woraus die größeren Anteile von LPG im Vergleich zu CNG in Deutschland und anderen Ländern resultieren.

LPG wird in kleinen Mengen in Behältern aus Stahl gespeichert. In großen Mengen wird das Flüssiggas meist oberirdisch in Kugeldruckbehältern (s. ▶ Abschn. 8.4.1.1) oder unterirdisch in Kavernenspeichern (s. ▶ Abschn. 8.4.1.3) gelagert.

Bei Erdgas ist der energetische Aufwand für die Verflüssigung in Anbetracht der Siedetemperatur von −160 °C wesentlich größer. Deshalb wird Erdgas hauptsächlich gasförmig über Pipelines transportiert und gespeichert. Da der Transport über sehr lange Entfernungen sehr energieintensiv und auf dem Seeweg oft nicht möglich ist, kommt für größere Entfernungen und den Seetransport die Verflüssigung zu LNG und die anschließende Verdampfung und Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur infrage.

LNG wird sowohl im Bereich des Verflüssigungsterminals, auf speziellen LNG-Tankern als auch im Bereich des Empfangsterminals in speziell isolierten Tanks in flüssiger Form bei Umgebungsdruck gespeichert.

In Abb. 8.54 ist beispielhaft ein Gastank für CNG in einem Automobil dargestellt.

8.4.2.2 Erdöl

Erdöl ist heute nach Kohle der meistgenutzte Energieträger weltweit (s. ▶ Abschn. 1.2). Aus Erdöl werden viele Kraftstoffe und Zwischenprodukte für die heutige Energiewirtschaft und die chemische Industrie gewonnen. Seine Lagerung ist eine Form von Energiespeicherung.

Technische Eigenschaften

Tabelle 8.24 zeigt die Bestandteile von Erdöl, deren jeweilige Siedetemperaturen und ihre Verwendung. Um die Bestandteile zu trennen, wird in Raffinerien fraktionierte Destillation betrieben, bei der die Bestandteile aufgrund der unterschiedlichen Siedetemperaturen getrennt werden.



Abb. 8.56 Ausmaße eines großen Öltankers (Quelle: © apfelweile, fotolia)

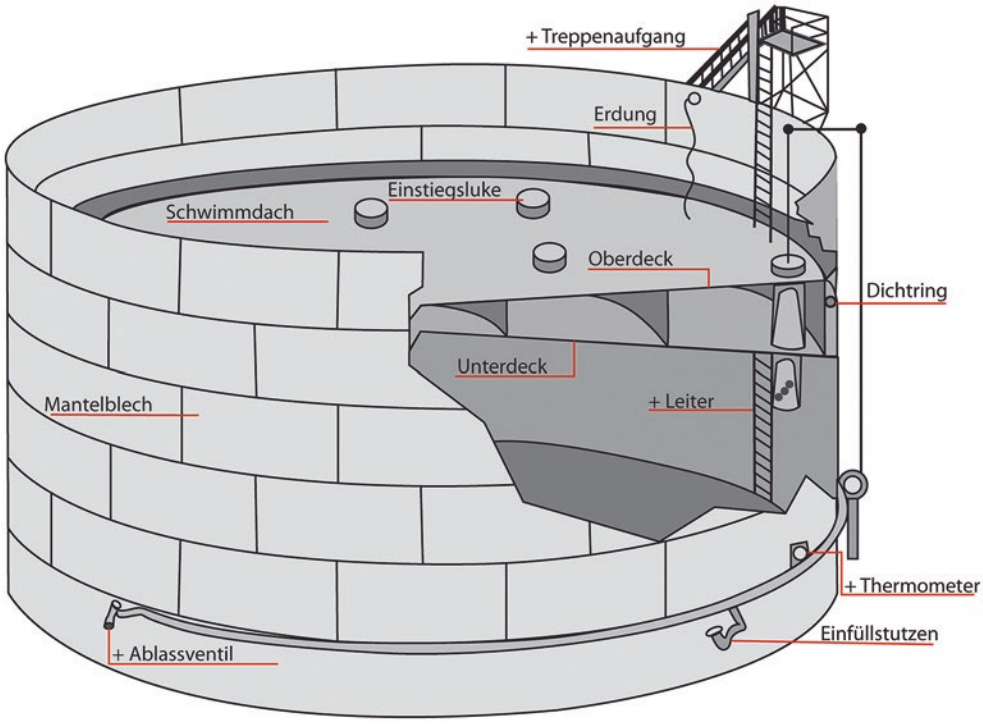


Abb. 8.57 Schwimmdachtank zur Speicherung von Öl

Da aber der Bedarf an den Erdölbestandteilen, die unter der Bezeichnung Benzin, Diesel, Kerosin etc. zusammengefasst werden, größer ist, als diese anteilig im Erdöl vorhanden sind, werden über weitere chemische Prozesse die vorhandenen höheren Kohlenwasserstoffe umgewandelt. Häufig findet das sogenannte Cracken Anwendung. Dabei werden die langkettigen Kohlenwasserstoffe unter Einfluss von hohen Temperaturen aufgebrochen (s. ► Abschn. 8.1.2). Je nach gewünschten Produkten werden unterschiedliche Temperaturen, Drücke oder Katalysatoren verwendet.

Transport

Der Transport von Erdöl erfolgt fast ausschließlich in Tankschiffen mit bis zu 500.000 t Rohöl über den Seeweg und über Pipelines an Land (s. Abb. 8.55 und 8.56). Pipelines dienen zur Übernahme an Häfen, der Lagerung, dem sicheren Transport und der Übergabe an verschiedene Abnehmer. Dabei können Erdölpipelines eine Leistung von bis zu 80 GW haben. In Deutschland beträgt ihre Länge rund 2400 km.

Eisenbahn, Straßengüterverkehr und Binnenschifffahrt spielen bei der Verteilung erst bei den Produkten aus Erdöl eine wichtige Rolle.



Abb. 8.58 Dieseltankstelle in einem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb

Speicherung und Speichertechnologien

Bei der Speicherung von Erdöl kann zwischen oberirdischen und unterirdischen Speichertechniken unterschieden werden. Üblich sind heute Schwimmdachtanks und Salzkavernen.

Die übliche Speichertechnik bei Raffinerien oder im Handel ist die Lagerung in oberirdischen Stahltanks mit einem Volumen von bis zu 125.000 m^3 je Einzeltank. Abbildung 8.57 zeigt den Aufbau des heute üblichen Schwimmdachtanks. Das Öl wird hierbei innerhalb des Stahlzylinders nach oben durch ein schwimmendes Dach eingeschlossen. Dieser an den Außenflächen abgedichtete Kolben verhindert das Austreten gasförmiger Bestandteile des Rohöls in die Atmosphäre und gleichzeitig das Eintreten von Regenwasser.

Gegenüber früher üblichen Festdachtanks existiert damit oberhalb des Flüssigkeitsspiegels kein gasgefüllter Raum, was ein wichtiger Sicherheitsvorteil ist.

Die Außenwand des Tanks ist doppelwandig ausgeführt; zusätzlich ist der Tank von einem Ringwall umgeben. Die Füllstandskontrolle erfolgt über die Messung des Drucks der Ölsäule sowie über den Stand des Schwimmdachs. Typische Dimensionen sind Durchmesser von bis zu 70 m bei einem Volumen von bis zu 100.000 m^3.

Unterirdische Speicher kommen zum Zuge, wenn es um die Speicherung sehr großer Mengen z. B. als strategische Speicher geht und gleichzeitig geeignete geologische Formationen vorhanden sind.

In Deutschland und in den USA (Strategic Petroleum Reserve – SPR) werden in zahlreichen Salzkavernen große Mengen an Erdöl gespeichert. Salzkavernen eignen sich gut für die Speicherung, da das Salzgestein dicht und gegenüber dem Öl inert ist und die Erstellungskosten relativ gering sind. Da Öl nicht kompressibel ist, kann das Laden und Entladen (Ein- und Auslagerung oder Ein- und Ausspeichern) nicht wie bei Gaskavernen über Kompression bzw. Entspannung erfolgen.

Vielmehr wird bei der Befüllung mit Öl die Sole nach ober Tage verdrängt. Die Entnahme geschieht entweder mit Wasser bei einem strategischen Lager oder ansonsten mit Sole. Der Umschlag mit Was-

ser ist auf wenige Male begrenzt, da die Kavernen durch die Lösungsvorgänge jedes Mal um etwa 15 % größer werden.

In Ländern, die nicht über geeignete Salzformationen verfügen, wird Rohöl auch in bergmännisch aufgefahrenen Felskavernen gespeichert. Da das Gestein wie Granit z. B. nicht rissfrei ist, wird das bereits beschriebene hydrodynamische Speicherkonzept (s. ▶ Abschn. 8.4.1.5) angewendet: Durch geeignete Anordnung und ggf. zusätzliche Maßnahmen wird dafür gesorgt, dass ein sehr geringer Zufluss von Grundwasser in den Speicher erfolgt, der das Austreten des weniger dichten Rohöls sicher verhindert. Das Wasser wird in einem Sumpf gesammelt, abgepumpt und danach gereinigt. Porenspeicher sind grundsätzlich aufgrund ihrer Porosität und der biologischen Wechselwirkung nicht als Rohölspeicher geeignet.

In Deutschland werden gesetzlich vorgeschrieben große Mengen an Erdöl für den Notfall vorgehalten. Die Energiemenge entspricht dem durchschnittlichen Nettoimport von 90 Tagen (s. [24]). Ein erheblicher Teil wird dabei in Salzkavernen an der Nordseeküste gespeichert (s. ▶ Abschn. 1.2).

Die Speicherkapazitäten der Mineralöltanklager über 1000 m^3 betrugen in Deutschland 2009 gesamt $64{,}3 \cdot 10^6$ m^3. Davon waren knapp 65 % externe Tanklager wie z. B. Kavernen, die mit 40 % die größten Speicherkapazitäten in Deutschland besitzen (s. [73]).

▪ Erdölprodukte Benzin, Diesel und Kerosin

Die wichtigsten Produkte aus Erdöl sind Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin. Die Größenordnung von Tanklagern bei den Verbrauchern ab 100 m^3 liegt bei etwa $40 \cdot 10^6$ m^3. Da kleinere Tanklager wie z. B. die Heizöltanks in privaten Haushalten oder Tankstellen nur schwer zu registrieren sind, werden sie statistisch nicht erfasst.

In Deutschland gab es 2010 14.744 Tankstellen (s. [73]). Ihre individuelle Speicherkapazität ist jedoch nicht bekannt. Demnach ist eine Gesamtspeicherkapazität für Mineralölprodukte ohne Tankstellen von knapp $105 \cdot 10^6$ m^3 in Deutschland vorhanden. ◘ Abbildung 8.58 zeigt beispielhaft einen Dieseltank in einem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten lässt sich für 2010 mit etwa $106 \cdot 10^6$ t beziffern. Davon entfallen ca. 34 % auf Super- und Rohbenzin, 30 % auf Dieselkraftstoff, knapp 25 % auf leichtes und schweres Heizöl und 8 % auf Flugzeugkraftstoffe wie Jet-A1. Der Rest verteilt sich auf Neben- und Sonderprodukte wie beispielsweise Schmierstoffe oder Gase.

◘ **Tab 8.25** Vergleich der Eigenschaften von Ethanol und Benzin, nach [57, 78]

	Ethanol	Benzin
Heizwert	26,8 MJ/kg	42,7 MJ/kg
Dichte (bei 15°C)	0,794 kg/l	0,72–0,78 kg/l
Oktanzahl	107	93

◘ **Tab. 8.26** Vergleich der Eigenschaften von Biodiesel und Diesel, nach [57, 78]

	Biodiesel	Diesel
Heizwert (Typischer Wert)	37,1 MJ/kg	43,1 MJ/kg
Dichte (15 °C)	860–900 kg/m^3	820–845 kg/m^3
Cetanzahl	51	51
Schadstoffemissionen	ca. 10 % weniger als Diesel	

8.4.2.3 Biokraftstoffe

2011 hatten Biokraftstoffe einen Anteil von 5,5 % am Kraftstoffverbrauch in Deutschland (s. [73]). Sie werden in Biodiesel, Bioethanol und Pflanzenöl unterschieden. Die verpflichtenden Beimischquoten sind gesetzlich geregelt und in ▶ Abschn. 13.3.1 näher beschrieben.

▪ Bioethanol

Die Bezeichnung ist eine Kombination aus der biologischen Herkunft und dem Alkohol Ethanol. Alkohole sind Verwandte (Derivate) der Kohlenwasserstoffe. Bei ihnen wird ein Wasserstoffatom durch eine OH-Gruppe ersetzt. Diese sogenannte funktionelle Gruppe verleiht den Alkoholen ihre chemischen und physikalischen Eigenschaften. Für die Energiewirtschaft ist vor allem Ethanol und Methanol von Interesse, da diese dem Benzin beigemischt werden können.

Ethanol oder auch Ethylalkohol hat die Formel C_2H_5-OH und wird über die alkoholische Gärung und anschließende Destillation aus zucker- oder stärkehaltigen Pflanzen wie Zuckerrohr/-rüben oder Getreide gewonnen. Bioethanol zählt zu den Biokraftstoffen der ersten Generation. Heute wird versucht, aus biogenen Reststoffen wie Stroh oder Holzresten (Cellulose) über das Biomass-to-Liquid-Verfahren Biokraftstoffe zweiter Generation herzustellen, die keine negativen Landnutzungsänderungen verursachen und aus Abfallprodukten gewonnen kostengünstiger sind (s. [125]). Die Marktreife ist heute noch nicht gegeben (s. [11]).

Den Vergleich von Ethanol mit Benzin zeigt Tab. 8.25. Durch die Beimischung kann die Oktanzahl der konventionellen Kraftstoffe erhöht werden, wodurch der Kraftstoff mit besserem Wirkungsgrad verbrannt werden kann. Der Heizwert von Ethanol liegt aber gut ein Drittel unter dem des Benzins.

8

Biodiesel

Biodiesel wird ausgehend von Pflanzenöl über die Umesterung gewonnen. In Deutschland wird hierfür meist Rapsöl verwendet, das in angepassten Motoren auch direkt verbrannt werden kann. Um diese Anpassung jedoch zu vermeiden wird Pflanzenöl in Biodiesel gewandelt. Biodiesel kann als Reinkraftstoff oder in beliebigem Mischungsverhältnis in mineralischem Diesel beigemischt werden.

Bei der Umesterung wird dem pflanzlichen Öl (Fettsäuren) ein einwertiger Alkohol (meist Methanol) zugegeben, welcher nur eine OH-Gruppe (Hydroxy-Gruppe) besitzt. Das entstehende Produkt ist chemisch ein Fettsäuremethylester (FAME) oder Pflanzenölmethylester (s. Tab. 8.26).

Pflanzenöl

Pflanzenöl wurde trotz der einfachen Integration in ländlichen Bereichen und der regionalen Wertschöpfung im Energiesteuergesetz zurückgedrängt, weshalb es heute nur noch eine geringe Rolle spielt. Erst bei einer Anpassung der Gesetzeslage kann Pflanzenöl wieder einen größeren Absatz finden. Gerade in der Landwirtschaft liegen große Potenziale in der Nutzung, da dadurch lokale Wirtschaftskreisläufe geschlossen werden (s. ► Abschn. 13.3.3).

Tab. 8.27 Vergleich der Eigenschaften von Methanol und Benzin, nach [9, 77]

	Methanol	Benzin
Heizwert	22,7 MJ/kg	42,7 MJ/kg
Dichte (bei 20°C)	0,79 kg/l	0,72–0,78 kg/l
Oktanzahl	100	93
Verdichtungsverhältnis	11:1	10:1

Lagerung von Rohstoffen und Biokraftstoffen

Bei der Lagerung und Speicherung wird nach Verarbeitungsstand unterschieden: zum einen die Lagerung der Ölsaat bzw. Körner, zum anderen die Lagerung des Öls bzw. des jeweiligen Biokraftstoffes. Um möglichen Umsetzungsvorgängen wie Autooxidation, Fettspaltung oder Polymerisierung entgegenzuwirken, ist bei der Lagerung zu beachten, dass diese Vorgänge durch Sauerstoff, Licht, Temperatur, Wasser und beinhaltende Metallionen beschleunigt werden. Zwar werden diese Vorgänge durch die in der Biomasse enthaltenen Antioxidantien gehemmt, die aber mit der Zeit auch verbraucht werden. Daher sollte eine Lagerung der Biomasse je nach Grad der äußeren Bedingungen nicht länger als sechs bis zwölf Monate dauern.

Bei der Lagerung von Rapsölsaat, Mais- und Getreidekörnern ist eine niedrige Feuchte ratsam, bei der der Trockenmassenverlust durch Veratmung nahezu vernachlässigbar ist. Pflanzenöl und Biodiesel werden idealerweise in kühlen, dunklen, luftdichten und rostfreien Tanks gespeichert.

Zuckerhaltige Erntegüter, bei denen der Zucker in kurzer Zeit veratmet werden kann, sollten nach der Ernte zügig weiterverarbeitet und als Endprodukt Bioethanol in Tanks gespeichert werden.

8.4.2.4 Methanol und Dimethylether (DME)

Methanol ist der einfachste Vertreter der Alkohole und besitzt die Summenformel CH_3OH. Methanol wird auch als Methylalkohol bezeichnet und ist unter Standardbedingungen eine farblose, sehr giftige Flüssigkeit. Der Siedepunkt liegt bei 65 °C und der Schmelzpunkt bei −98 °C. Aufgrund der

Tab. 8.28 Vergleich der Eigenschaften von DME und Diesel, nach [9, 77]

	Dimethylether	Diesel
Heizwert	28,8 MJ/kg	43,1 MJ/kg
Dichte (20 °C)	0,67 kg/l	0,84–0,89 kg/l
Cetanzahl	55–60	51

Hydroxy-Gruppe ist Methanol unbegrenzt in Wasser löslich.

Die Energiedichte von Methanol beträgt etwa die Hälfte von Benzin (s. Tab. 8.27). Um dieselbe Reichweite zu erzielen, ist prinzipiell die doppelte Menge und aufgrund der ähnlichen Dichte die doppelte Masse mitzuführen. Ein weiterer Nachteil betrifft die Beimischung von Methanol zu Benzin. Einige Materialien, die bei Distribution und Lagerung oder im Fahrzeug verwendet werden, sind nicht an Methanol anpassbar. Methanol kann Metalle, wie Aluminium oder Magnesium, korrodieren. Ferner greift es einige Kunststoffe oder Gummis an, die dadurch spröde oder aufgeweicht werden können.

Methanol hat aber auch Vorteile gegenüber Benzin. So liegt die Oktanzahl von Methanol bei 100, wodurch das Luft/Methanol-Gasgemisch beim Takt »Verdichten« (s. ► Abschn. 8.5.3.1) auf ein kleineres Volumen verdichtet werden kann. Zudem hat Methanol eine höhere Flammgeschwindigkeit, was zu einer saubereren Verbrennung als bei Benzin führt. Deshalb wird für die gleiche Leistung nicht die doppelte Menge an Methanol benötigt, sondern weniger.

Aufgrund der Wasserstoffbrückenbindung, die sich zwischen den Wasserstoffatomen und den Sauerstoffatomen eines benachbarten Methanolmoleküls ausbilden, ist der Siedepunkt von Methanol höher als von Benzin. Daher kann Methanol mehr Wärme aufnehmen, was zu einer besseren Wärmeabfuhr führt und so eine Luftkühlung anstatt einer Wasserkühlung verwendet werden kann (s. [9, 77]). Dazu wäre aber Methanol als Reinkraftstoff zu verwenden, wozu eine leichte Modifikation der aktuellen Ottomotoren notwendig wäre. Diese können Methanol bereits heute in einer Beimischung zu Benzin bis zu rund 20 Vol.-% verarbeiten. Zulässig ist die Beimischung aktuell bis 3 Vol.-% (s. [69]).

Methanol als Beimisch- oder Reinkraftstoff reduziert schädliche Emissionen eines Fahrzeuges, da bei der Verbrennung kaum Kohlenwasserstoffe, Stickstoffoxide oder Partikel entstehen.

Methanol eignet sich nicht als Dieseladditiv, da es in Diesel nicht lösbar ist. Über eine Dehydrierung lässt es sich leicht zu Dimethylether (DME) wandeln. Dimethylether ist ein farbloses, nicht korrosives, ungiftiges, umweltfreundliches Gas, welches meist unter Druck flüssig gespeichert wird. DME ist als Diesel-Substitut vor allem wegen seiner Cetanzahl von 55–60 interessant. Konventioneller Diesel hat nur einen Wert von ca. 51 (s. Tab. 8.28). Ferner ist die Verbrennung sehr sauber, wodurch ohne Nachbehandlung des Gases die Emissionsgrenzwerte eingehalten werden.

Darüber hinaus kann Methanol auch zu Benzin über das Verfahren Methanol-to-Gasoline (MTG) verarbeitet (s. ► Abschn. 8.3.4) und entsprechend in konventionellen Tanks gelagert werden.

8.4.2.5 Flüssige Wasserstoffträgermaterialien (LOHC)

Flüssige, organische Wasserstoffträger (*Liquid Organic Hydrogen Carriers*, LOHC) bieten eine technische Möglichkeit, um Wasserstoff in hoher Energiedichte in Form einer Diesel-ähnlichen Flüssigkeit unter Umgebungsbedingungen zu speichern und zu transportieren. Neben Anwendungen in der Wasserstofflogistik können LOHC in Kombination mit den Technologien der Wasserstoffherstellung (s. ► Abschn. 8.2) und Wasserstoffnutzung (s. ► Abschn. 8.5) als Energiespeichersystem betrieben werden.

- **Ein- und Ausspeicherung mit flüssigen Wasserstoffträgern**

Dabei wird Wasserstoff in einer exothermen katalytischen Hydrierreaktion an ein aromatisches oder heteroaromatisches Trägerfluid chemisch gebunden und somit im Anschluss an die Wasserstoffherstellung eingespeichert.

Bei Energiebedarf kann der Wasserstoff in einer endothermen katalytischen Dehydrierung wieder freigesetzt und über entsprechende Technologien ausgespeichert und genutzt werden. Es wird also in

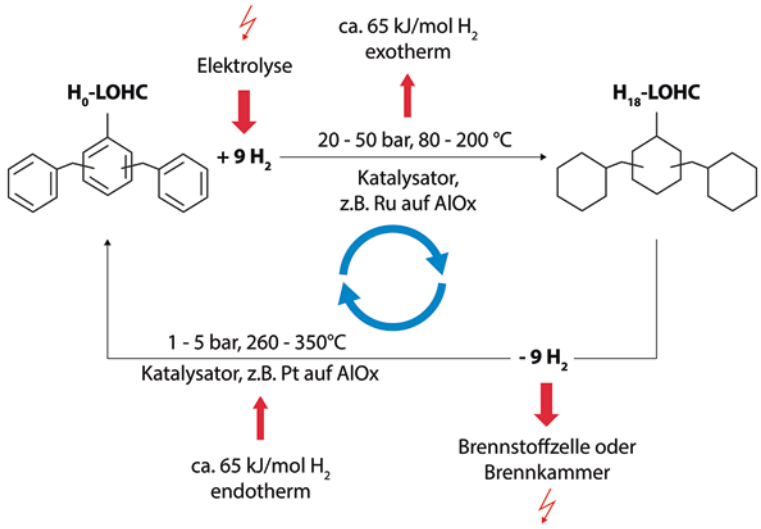


Abb. 8.59 Das LOHC-System Dibenzyltoluol/Perhydrodibenzyltoluol - typische Bedingungen des Belade- und Entladeprozesses sowie die dabei freigesetzten bzw. benötigten Wärmemengen, nach [17]

8

der Hydrierung der LOHC Wärme freigesetzt, während die Dehydrierung der LOHC Wärme benötigt.

Die organische Trägerflüssigkeit wird während dieser Hydrier- und Dehydrierprozesse im Idealfall selbst nicht verbraucht, sie erfüllt die Rolle eines temporären Trägers für den chemisch gebundenen Wasserstoff.

Das LOHC-Speichersystem kann in seiner wasserstoffbeladenen und in seiner wasserstoffentladenen Form aufgrund seiner Eigenschaften wie die heutigen flüssigen Treibstoffe in großen Mengen gelagert, transportiert und gehandhabt werden (s. [111] und ► Abschn. 8.4.2.2).

Sicherheit

Mehrere systemimmanente Faktoren verhindern, dass es zu einer zufälligen, ungeplanten oder unsachgemäßen Wasserstofffreisetzung aus der Trägerflüssigkeit kommt: die gleichzeitige Gegenwart des wasserstoffbeladenen LOHC-Materials, eines speziellen Katalysators, eines ausreichend hohen Temperaturniveaus und einer Wärmequelle, die die verbrauchte Dehydrierwärme auf diesem Temperaturniveau zur Verfügung stellt.

Abbildung 8.59 zeigt das LOHC-System Dibenzyltoluol (H_0-LOHC)/Perhydrodibenzyltoluol (H_{18}-LOHC), typische Bedingungen des Belade- und Entladeprozesses sowie die dabei freigesetzten bzw. verbrauchten Wärmemengen.

Überblick über geeignete LOHC-Materialien

Im Laufe der wissenschaftlichen Arbeiten zu LOHC-Systemen wurden verschiedene chemische Stoffe für den Einsatz als Trägermaterialien vorgeschlagen. Die Materialien werden derzeit noch aus fossilen Energieträgern wie Erdöl gewonnen, können aber zukünftig auch synthetisch hergestellt werden. Um der Anforderung an eine einfache und sichere Handhabung von Wasserstoff zu genügen, sollte die wasserstoffarme und die wasserstoffreiche Form eines LOHC-Systems die folgenden Eigenschaften erfüllen:

- einfache Handhabung als Flüssigkeit über einen weiten Temperaturbereich mit den maßgeblichen Stoffdaten Schmelzpunkt, Siedepunkt, Dampfdruck, Viskosität und Dichte,
- hohe Wasserstoffspeicherdichte, welche meist im Bereich zwischen 4–7 Massen-% liegt (1,3–2,4 kWh/kg bezogen auf den unteren Heizwert des gespeicherten Wasserstoffs),
- geeignete Reaktionsenthalpie: Nur aromatische und heteroaromatische Stoffe weisen eine ausreichend niedrige Reaktionsenthalpie auf; eine Dehydrierung von Alkanen zu Alkenen beispielsweise ist zwar technisch möglich,

Tab. 8.29 Eigenschaften der derzeit drei bekanntesten flüssigen Wasserstoffträgermaterialien (LOHC)

	Toluol	N-Ethylcarbazol	Dibenzyltoluol
Wasserstoffreiche Spezies	Methylcyclohexan	Perhydro-N-Etylcarbazol	Perhydro-Dibenzyltoluol
Molare Masse	91,2 g/mol	195,3 g/mol	272,38 g/mol
Dichte bei 20 °C	0,87 g/cm³	1,16 g/cm³	1,04 g/cm³
Schmelzpunkt	– 95 °C	69,25 °C	– 39–– 32 °C
Normalsiedepunkt	111 °C	348 °C	390 °C
Flammpunkt	6 °C	186 °C	212 °C
Wasserstoffspeicherdichte	6,2 Massen-%	5,8 Massen-%	6,2 Massen-%
Reaktionsenthalpie	72 kJ/mol	53 kJ/mol	65 kJ/mol
Wärmekapazität	1,71 J/(g K)	1,16 J/(g K)	1,56 J/(g K)
Toxikologie und Ökotoxikologie (Kennzeichnungselemente nach Richtlinie 67/548/EWG)	leicht entzündlich gesundheitsschädlichreizend reproduktionstoxisch	hautreizend augenreizend	wassergefährdend

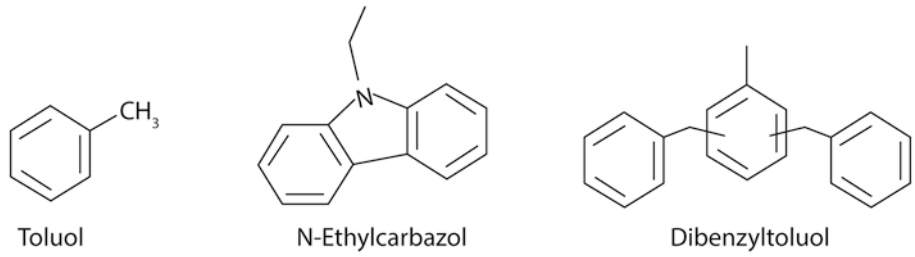


Abb. 8.60 Strukturformel der wasserstoffarmen Spezies der derzeit bekanntesten drei flüssigen Wasserstoffträgermaterialien (LOHC), nach [17]

aufgrund des hohen Energieaufwands für die Wasserstoffspeicherung aber nicht sinnvoll,
- Langzeitstabilität unter den Bedingungen der Hydrier- und Dehydrierreaktion,
- extrem hohe Selektivität bei der katalytischen Hydrierung der wasserstoffarmen bzw. bei der katalytischen Dehydrierung der wasserstoffreichen Form des LOHC-Systems,
- sicherer, ungefährlicher Einsatz: Ungiftigkeit, niedrige Wassergefährdung, ausreichend hohe Bioabbaubarkeit etc.,
- gute Verfügbarkeit und niedriger Preis.

Tab. 8.29 und Abb. 8.60 zeigen die derzeit bekanntesten drei LOHC-Systeme. Toluol/Methylcyclohexan ist das einfachste angewandte LOHC-System. Nur Benzol/Cyclohexan wäre noch einfacher, es ist jedoch aus toxikologischen Gründen inakzeptabel. Der Einsatz von Toluol/Methylcyclohexan als Wasserstoffträgersystem wird durch die Kennzeichnung von Toluol als gesundheitsschädliche Substanz und den vergleichsweise hohen Dampfdruck aller Komponenten eingeschränkt. Der Normalsiedepunkt von Toluol liegt bei 111 °C. N-Ethylcarbazol/Perhydro-N-Ethylcarbazol wurde von der Firma AirProducts als ein mögliches LOHC-System vorgeschlagen, bei dem aufgrund des heteroaromatischen Charakters die Reaktionsenthalpie der Dehydrierung im Vergleich zu Toluol um knapp 30 % abgesenkt ist. Damit kann ein höherer Wirkungsgrad der Wasserstoffauslagerung erreicht werden (s. [79]). Als nachteilig erweist sich

jedoch die schlechte Verfügbarkeit von N-Ethylcarbazol sowie die Tatsache, dass N-Ethylcarbazol einen Schmelzpunkt von 69 °C aufweist.

Alle drei genannten LOHC-Systeme werden von verschiedenen Unternehmen und Forschergruppen weltweit untersucht. Aufgrund großer Herausforderungen hinsichtlich Toxikologie (Toluol) bzw. Verfügbarkeit und physikalischer Eigenschaften (N-Ethylcarbazol), verdichtet sich die Entwicklung der LOHC-Technologie seit 2012 auf Dibenzyltoluol/Perhydro-Dibenzyltoluol. Es ist das derzeit aus technischer Sicht vielversprechendste LOHC-System und wird seitdem intensiv in Richtung Kommerzialisierung weiterentwickelt (s. [17]).

Die wasserstoffarme Form dieses Systems findet aktuell bereits als industrielles Wärmeträgeröl großtechnische Verwendung. Dadurch ist eine hohe technische Verfügbarkeit gegeben, und viele maßgebliche Stoffdaten sind bekannt (s. ◘ Tab. 8.29), weshalb sich dieses Material sehr gut für die Verwendung als LOHC eignet (s. [134]).

Durch Hydrierung von Dibenzyltoluol unter Nutzung eines geeigneten Katalysators können 6,2 Massen-% Wasserstoff gespeichert werden, was einer Energiedichte des Speichers von 2,05 kWh/kg (bezogen auf den unteren Heizwert des gespeicherten Wasserstoffs) entspricht. Die Reaktionswärme der Hydrierung bzw. Dehydrierung von rund 65 kJ/mol H_2 ergibt sich aus der Differenz der Bindungsenergien im aromatischen System gegenüber den Einfachbindungen.

Vor- und Nachteile

Die Wasserstoffspeicherung in LOHC besitzt folgende Vorteile und Möglichkeiten:

- Die Komplexität der Handhabung von Wasserstoff als Gas mit niedriger Dichte, hoher Flüchtigkeit und Entzündbarkeit wird auf die Handhabung eines unter Umgebungsbedingungen flüssigen, »Diesel-ähnlichen« Energieträgers zurückgeführt, molekularer Wasserstoff liegt während der Transport- und Lagerungskette nicht vor,
- die Systemspeicherdichte von Wasserstoff in LOHC ist im Vergleich zu molekularer Druckspeicherung sehr hoch. Dies reduziert die Kosten des Wasserstofftransports und der -speicherung deutlich,
- die Dehydrierung ist eine endotherme katalytische Reaktion. Wasserstoff kann nur in geeigneten Anlagen mit passenden Katalysatoren und nur unter Zufuhr von Wärme freigesetzt werden – dies schließt eine missbräuchliche oder ungewollte Wasserstofffreisetzung aus,
- die Hydrierung ist eine exotherme katalytische Reaktion. Die freiwerdende Wärme auf einem Temperaturniveau von bis zu 200 °C kann für andere energetische Zwecke wie Beheizung oder Dampferzeugung genutzt werden,
- das Produkt der Freisetzung ist Wasserstoff, der nicht nur energetisch, sondern auch stofflich (z. B. an Wasserstofftankstellen oder in der chemischen Industrie) genutzt werden kann.

Auf der anderen Seite zeigt die Wasserstoffspeicherung in LOHC folgende Nachteile und Herausforderungen auf:

- Die für die Dehydrierung notwendige Wärme kann je nach Anwendung aus der Abwärme der Ausspeichertechnologie (s. ▶ Kap. 8.5.1) gewonnen werden oder aber durch Verbrennung eines Teils des freigesetzten Wasserstoffs, was den Wirkungsgrad der Dehydrierung auf etwa 73 % absenkt,
- die chemischen Prozesse der Hydrierung und Dehydrierung erfordern passende Katalysatoren und eine geeignete Prozessführung, um die Langzeitstabilität der Materialien und eine hohe Reinheit des freigesetzten Wasserstoffs zu gewährleisten,
- einige LOHC-Materialien (z. B. Toluol) besitzen erhöhte Gefährdungsbeurteilungen, weshalb die erforderliche Sicherheit und Sorgfalt im Umgang notwendig ist. Toluol wird jedoch deutlich ungefährlicher eingestuft als heutiger fossiler Otto-Kraftstoff,
- zur initialen Herstellung von LOHC werden heute noch fossile Rohstoffe benötigt. Zukünftig ist eine synthetische Herstellung denkbar und wünschenswert.

Einsatzgebiete der LOHC-Technologie

Aus der Kombination von Ein- und Ausspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.2 und ▶ Abschn. 8.5) wird die LOHC-Technologie der Wasserstoffspeicherung zu einem Power-to-Gas-Speichersystem, analog den Kavernen- und Porenspeichern für

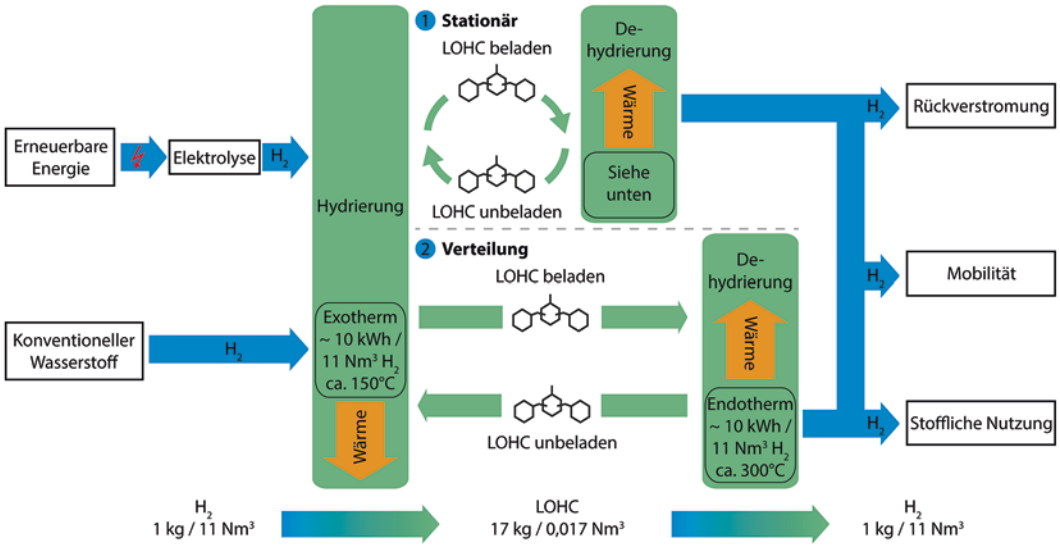


Abb. 8.61 Die LOHC-Technologie als stationärer Stromspeicher und als Transportmedium für Wasserstoff, nach [17]

Methan. Entsprechend sind die Anwendungen für die stoffliche und energetische Nutzung von Wasserstoff vielfältig. Wasserstoff wird vielerorts in Chemie und Mobilität benötigt (s. ▶ Abschn. 8.1). Aus wirtschaftlicher Sicht ist dabei die stoffliche Nutzung der energetischen Nutzung vorzuziehen (s. ▶ Abschn. 8.6). Im Unterschied zu anderen Wasserstoffspeichern und Technologien des Wasserstofftransportes nutzt die LOHC-Technologie die Infrastruktur flüssiger Kraftstoffe und kann daher auch schrittweise über einen längeren Zeitraum in die industrielle Praxis eingeführt werden.

Die beiden wichtigsten Einsatzgebiete der LOHC-Technologie liegen aus heutiger Sicht in zwei Bereichen: Zum einen im stationären Einsatz als dezentraler Stromspeicher mit hoher Speicherkapazität, ohne dass LOHC zu transportieren ist. Zum anderen in der Funktion als mobiler Wasserstoffspeicher, der mit Wasserstoff aus fossiler Herstellung oder Wasserelektrolyse auf Basis zeitlich und örtlich verfügbaren erneuerbaren Stroms beladen wird. Dieser wird dann zu den Orten des Verbrauchs wie Wasserstofftankstellen oder der chemischen Industrie transportiert und auf passendem Druckniveau entsprechend genutzt und ausgespeichert (s. Abb. 8.61). Eine Synergie mit vorhandenen Wärmequellen zur Dehydrierung des LOHC ist aus technischer Sicht vorteilhaft, damit dafür kein gespeicherter Wasserstoff benötigt wird.

8.4.3 Feste Speichermedien

8.4.3.1 Kohle

Kohle in Form von Braun- und Steinkohle ist derzeit nach wie vor die Hauptenergiequelle für die Stromversorgung in Deutschland, trotz der mit Abstand höchsten spezifischen CO_2-Emissionen in der Energieversorgung.

Die Braunkohle trug in den vergangenen Jahren mit einem Anteil von etwa 25 % zur Stromerzeugung bei. Braunkohle wird mit einer Menge von knapp 200 Mio. t/a in vier Revieren gewonnen. Die Fördermengen verteilten sich in den letzten Jahren in etwa mit folgenden Anteilen auf die Reviere Rheinland 50 %, Helmstedt 1 %, Mitteldeutschland 19 % und in der Lausitz 30 %. Braunkohle im direkten Zugriff, sogenannte »freiliegende Kohle«, stellt einen großen Energiespeicher dar.

Steinkohle wird in Deutschland voraussichtlich noch bis 2018 abgebaut. Zurzeit beträgt die jährliche Fördermenge etwa 10 Mio. t. Darüber hinaus werden in Deutschland ca. 30 Mio. t/a Steinkohle vorwiegend aus Russland, USA, Kolumbien, Süd-



Abb. 8.62 Haldenlagerung von Steinkohle in einem Hafen zur Stromerzeugung im Kraftwerk (Quelle: © Klaus Eppele, fotolia)

afrika und Polen importiert. Die Importkohle für Deutschland wird über die Seehäfen in Rotterdam, Antwerpen, Wilhelmshaven, Nordenham und Hamburg angelandet und per Binnenschiff oder Bahn zu den Kraftwerksstandorten transportiert bzw. in Wilhelmshaven auch direkt über Bandanlagen zum Kraftwerk. Die Seehäfen verfügen über Halden mit einer Speicherkapazität von bis zu 2 Mio. t, die für einen schnellen Umschlag benötigt und nicht als Vorratslager genutzt werden. 2 Mio. t entsprechen bei einem Heizwert von ca. 8 MWh/t etwa 16 TWh gespeicherter Energie, was das 350-Fache der Speicherkapazität von Pumpspeichern darstellt. Kohlespeicher sind damit neben den Gasspeichern mit 217 TWh die größten Speicherkapazitäten in Deutschland. Das unterstreicht abermals die Rolle von chemischen Energiespeichern und ihre im Vergleich zu anderen Speichern mit Abstand höchste Energiedichte.

Die Kraftwerksstandorte verfügen über Kohlehalden mit einer Kapazität von einigen 10.000 t bis zu einigen 100.000 t. Die Lagerkapazität ist auch hier für eine flexible Anlieferungslogistik ausgelegt und wird teilweise zur Lagerung unterschiedlicher Kohlensorten benötigt, die nur im Gemisch verfeuert werden können.

Bei der Lagerung wird zwischen Aktiv- und Passivhalden unterschieden. Die Aktivhalde wird für die Kohleanlieferung und die Kraftwerksbekohlung benötigt. Nur ein Passivlager kann als Langzeitlager zur Überwindung von Lieferengpässen genutzt werden. Die meisten Standorte verfügen nicht über Passivlager. Viele Kohlen eignen sich nicht für eine Langzeitlagerung, da sie zur Selbstentzündung neigen. Brennende Halden bedeuten ein hohes finanzielles und auch ökologisches Risiko.

Kohle kann grundsätzlich auf Halden oder in Bunkern bzw. Hallen gelagert werden (s. Abb. 8.62). Die Haldenlagerung ist eine offene



Abb. 8.63 Kohlespeicher im Haushalt für eine Steinkohleheizung



Abb. 8.64 Biomasselagerung: Holzlager im Freien



Abb. 8.65 Biomasselagerung am Beispiel von Mais in einem Fahrsilo, Vorderansicht

Lagerung von festen Energieträgern, die dabei der Witterung ausgesetzt sind. Diese Art der Lagerung ist sehr einfach und für große Mengen leicht umsetzbar. Dabei wird zwischen Kegelhalden, Reihenhalden und Flächenhalden unterschieden:

- Kegelhalden: Die Schüttung erfolgt von einem festen Abwurfpunkt.
- Reihenhalden: Die Halde ist in eine Richtung ausgedehnt und mit beschränkter Höhe. Sie findet Anwendung bei Lagerung mehrerer Kohlesorten.
- Flächenhalden: Die Schüttung erfolgt flächig für sehr große Mengen.

Grund für die Errichtung von Hallenlagern ist in der Regel die Vermeidung von Belastungen der Umgebung durch Staubemissionen und Gewässerverunreinigungen. Genehmigungsbehörden verlangen bei Neubauten die Einrichtung von Hallenlagern, wie es z. B. für das Kohlekraftwerk Staudinger bei Frankfurt der Fall ist. Da Kohle an Sauerstoff oxidiert, dabei Wärme produziert und sich selbst entzünden kann, ist ein Brandschutz erforderlich. Der Aufwand für den Brandschutz ist erheblich, da die Brandbekämpfung in Hallen deutlich schwieriger ist als im Freien. Die damit verbundenen Anforderungen für den Personenschutz sind ebenfalls hoch.

Neben den Kohlelagern für die Stromerzeugung gibt es auch vereinzelt noch Kohlespeicher in Haushalten, die eine ähnliche Größe wie Pelletslager aufweisen. Steinkohleheizungen werden über eine Förderschnecke ähnlich beschickt wie Pelletsheizungen und verursachen ebenfalls nicht zu vernachlässigende Staubemissionen (s. Abb. 8.63).

8.4.3.2 Biomasse

Biomasselagerung wird meist zur Überbrückung der Zeit zwischen Ernte und energetischer Nut-



Abb. 8.66 Biomasselagerung am Beispiel von Mais in einem Fahrsilo, Draufsicht



Abb. 8.68 Biomasselagerung am Beispiel von Strohballen in einer Scheune



Abb. 8.67 Biomasselagerung am Beispiel von Holzhackschnitzel in einer offenen Scheune

zung verwendet. Die Lagerung kann beim Produzenten sein, aber auch beim Zwischenhändler oder direkt beim Verbraucher. Da bei Energiepflanzen und Holz zwischen Ernte und Nutzung oft Monate vergehen, handelt es sich bei Biomasselagern um saisonale Speicher.

Folgende Speichertechniken kommen zum Einsatz:

- **Lagerung im Freien**
  - Ohne Witterungsschutz: Grobe Biomasse wird auf Paletten oder Kiesböden abgelegt, während Schüttgüter auf festem und gegen Feuchtezutritt geschütztem Boden gelagert werden. In beiden Fällen sollte eine Verschmutzung vermieden werden.
  - Mit Witterungsschutz: Bei Brennholz ist für die Verfeuerung ein lufttrockener Zustand notwendig, der erst bei einer Lagerung von 6–24 Monaten erreicht wird. Daher werden gewöhnlich Holzlager mit Regenschutz ausgestattet und auf gegen Feuchtezutritt geschütztem Boden eingerichtet (s. Abb. 8.64). Außerdem sollten die entstehende Wärme und die feuchte Luft ausreichend abgeführt werden können. Dafür werden Abstände zwischen den einzelnen Holzstapeln bzw. zur Gebäudewand zur Durchlüftung eingerichtet. Einfache Kunststoffplanen dienen als Abdeckung von Schüttgut wie Hackschnitzel oder der Silage von Mais oder Gras (s. Abb. 8.65). Neben dem Witterungsschutz erfüllen die Planen den Zweck einer anaeroben Vorvergärung der gelagerten Energiepflanzen (s. Abb. 8.66).

- **Lagerung in Gebäuden**
  - Hallen: Biomasse wird auch in bestehenden oder neu errichteten Hallen oder Scheunen gelagert (s. Abb. 8.67). Zur Trocknung der Biomasse und zum Schutz vor Kondenswasserschäden am Gebäude ist ein bestmöglicher Luftzutritt zu gewährleisten. Idealerweise wird eine Drainage für das Kondenswasser im Boden errichtet und der Abfluss gewährleistet. Für Schüttgüter wie Holzhackschnitzel, Heu oder Stroh ist außerdem eine Umrandung erforderlich, die den Anforderungen an den Seitendruck der aufgeschütteten Biomasse standhalten muss. Oft wird Halmgut auch komprimiert in Form von Ballen gelagert (s. Abb. 8.68).
  - Behälter: Diese dienen hauptsächlich Schütt- und Halmgütern wie beispielsweise Hochsilos für Hackschnitzel, Gras oder Mais.

Bei der Speicherung und Lagerung von Biomasse laufen natürliche Vorgänge ab, die von großer Bedeutung sein können und unter sogenannten Lagerungsrisiken eingeordnet werden können:

- Substanzverlust durch biologische Prozesse: Bei Holzhackgut, Rinde, Halmgut oder Scheitholz ist der Substanzverlust bei guter Lagerung gering, so ist der Trockenmassenverlust z. B. bei Fichte bis zu ca. 4 % innerhalb von drei Jahren relativ gering. Bei zuckerhaltigen Rohstoffen ist die Lagerung problematischer, da innerhalb kurzer Zeit der Zucker durch Respiration der Pflanze reduziert werden kann.
- Selbsterhitzung bzw. -entzündung, vor allem bei Heu
- Gesundheitsrisiko aufgrund Pilzwachstums
- Wiederbefeuchtung.

8.5 Ausspeichertechnologien

Energiespeicherkonzepte werden neben Einspeicher- und Speichertechnologien mit den Ausspeichertechnologien komplett. Was die Turbine bei einem Pumpspeicherwerk ist, sind bei festen, flüssigen und gasförmigen chemischen Energieträgern die dazugehörigen Verbrennungstechnologien, um die gespeicherte Energie in Strom, Kraft und Wärme zu wandeln. Diese Ausspeichertechnologien sind Gegenstand des vorliegenden Abschnittes. Sie werden für Gase und Flüssigkeiten beschrieben und in ► Abschn. 8.6 sowie in 8.7 als Energiespeichersysteme vervollständigt.

8.5.1 Stromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung

Unter Kraft-Wärme-Kopplung werden Kraftwerke zusammengefasst, in denen sowohl die erzeugte mechanische und dann meist direkt in elektrische gewandelte als auch die dabei anfallende thermische Energie genutzt wird. Grundsätzlich kann die KWK strom- oder wärmegeführt oder im Idealfall stromorientiert betrieben werden (s. ► Abschn. 14.1).

8.5.1.1 Brennstoffzelle

Das Prinzip der Brennstoffzelle ist bereits seit 1838 bekannt. Da jedoch die Handhabung von Brennstoff und Materialien komplex war, wurde der elek-

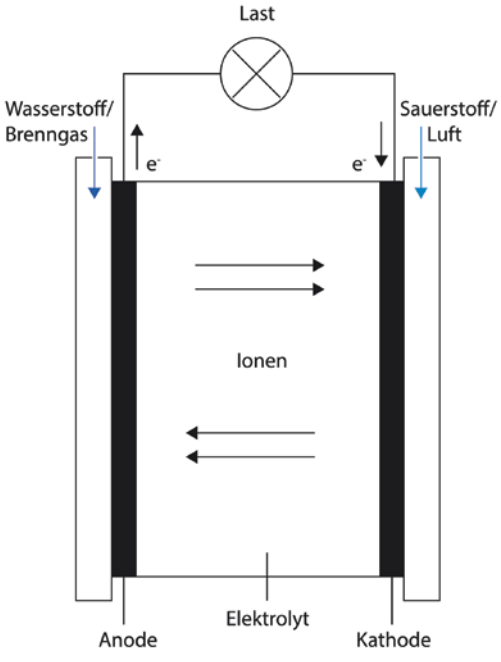


Abb. 8.69 Genereller Aufbau einer Brennstoffzelle, nach [27]

trische Generator über die Jahre hin bevorzugt. Erst in Zeiten steigender Öl- und Energiepreise rückte die Brennstoffzelle wieder in den Fokus der Forschung.

Funktionsprinzip

Die Brennstoffzelle ist die Umkehrung der Elektrolyse und generell aufgebaut wie in Abb. 8.69 dargestellt. Sie besteht aus zwei Elektroden, die porös (gasdurchlässig) und katalytisch aktiv sind. Katalytisch bedeutet, dass die Aktivierungsenergie der Reaktion aufgrund der Eigenschaften des Elektrodenmaterials heruntergesetzt wird. Die Anode, an der die Elektronenabgabe (Oxidation) stattfindet, wird von reinem Wasserstoff oder von einem wasserstoffhaltigen Brenngas umströmt. An der Kathode befindet sich das Oxidationsmittel, entweder reiner Sauerstoff O_2 oder Luft (ca. 21 Vol.-% O_2). Die beiden Elektroden werden durch einen Elektrolyten getrennt, was für einen kontrollierten Ablauf der chemischen Reaktion ausschlaggebend ist. Der Elektrolyt ist gasundurchlässig und ionenleitend, um eine Mischung der beiden alerten Gase zu vermeiden, was zu einer Knallgasreaktion und damit zu einer unkontrollierten Energieabgabe führen könnte (s. [27]).

Der Wasserstoff an der Anode gibt zu Beginn seine Elektronen ab und ionisiert zu H^+- Ionen. Die frei gewordenen Elektronen wandern über einen elektrischen Leiter von der Anode zur Kathode, wo die Stromquelle mittels Last genutzt werden kann. An der Anode angelangt verursachen sie eine Aufspaltung der Sauerstoffmoleküle in O^{2-} Ionen. Je nach Brennstoffzellentyp wandern nun die O^{2-} Ionen entweder durch den Elektrolyten zur Anode und reagieren dort mit den H^+- Ionen zu Wasser (H_2O) oder umgekehrt (s. Abb. 8.69).

Selten kommt nur eine einzelne Brennstoffzelle zur Anwendung. Für gewöhnlich werden mehrere Zellen in Reihe zu einem Stack zusammengeschaltet, ähnlich wie bei den Elektrolysezellen. Die Zusammenschaltung der einzelnen Zellen zu einem Stack erfolgt generell bipolar, d. h., jede Wand, die die Zellen voneinander trennt, fungiert auf einer Seite als Katode und auf der anderen als Anode (s. Stackdesign in ► Abschn. 8.2.3).

Tab. 8.30 Brennstoffzellentypen mit Reduktionsmittel, Oxidationsmittel, Elektrolyt und Temperaturbereich, nach [81]

Typ	Deutscher und englischer Name	Reduktionsmittel	Elektrolyt	Temperatur-bereich	Oxidations-mittel
AFC	Alkalische Brennstoffzelle (Alkaline Fuel Cell)	H_2	Kalilauge KOH	20–90 °C	O_2
DM-FC	Direktmethanol-Brennstoff-zelle (Direct Methanol Fuel Cell)	CH_4O	Protonen-leitende Membran	60–130 °C	O_2, Luft
MC-FC	Schmelzkarbonat-Brennstoff-zelle (Molten Carbonate Fuel Cell)	H_2, CH_4, H_2-haltige Brenngase	Li_2CO_3, K_2CO_3	600–650 °C	O_2, Luft
PA-FC	Phosphorsäure-Brennstoff-zelle (Phosphoric Acid Fuel Cell)	H_2	H_3PO_4	160–220 °C	O_2, Luft
PEM-FC	Membran-Brennstoffzelle (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)	H_2, H_2-haltiges Brenngas	Protonen-leitende Polymer-membran	60–120 °C	O_2, Luft
SO-FC	Festoxidkeramische Brenn-stoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell)	H_2, CH_4, H_2-haltig-es Brenngas	Keramiken ZrO_2/Y_2O_3	800–1000 °C	O_2, Luft

Brennstoffzellentypen

Die Hauptunterscheidungskriterien bei Brennstoffzellen sind die verwendeten Elektrolyte, Brenngase sowie Betriebstemperaturen, welche mit den jeweiligen Reduktions- und Oxidationsmittel für die heute gängigsten Typen in Tab. 8.30 dargestellt und in Abb. 8.70 veranschaulicht werden (s. [81]).

Da die PEM-Brennstoffzelle heute die am häufigsten verwendete Brennstoffzelle ist, wird sie an dieser Stelle näher beschrieben. Der Elektrolyt besteht hier aus einer protonenleitenden Membran auf Polymerbasis. Die Elektroden sind meist als Kohlenstoff- oder Metallträger ausgeführt, die mit einem Platinkatalysator beschichtet sind. Der Vorteil dieser Brennstoffzelle liegt darin, dass sie auch mit Luft statt mit Sauerstoff arbeiten kann. Außerdem erreicht die Membran-Brennstoffzelle hohe Energiedichten. Die Probleme liegen heute noch in der kurzen Lebensdauer der Membran und in der Wahl des Elektrodenmaterials.

Folgende Reaktionen finden in der PEM-Brennstoffzelle statt:

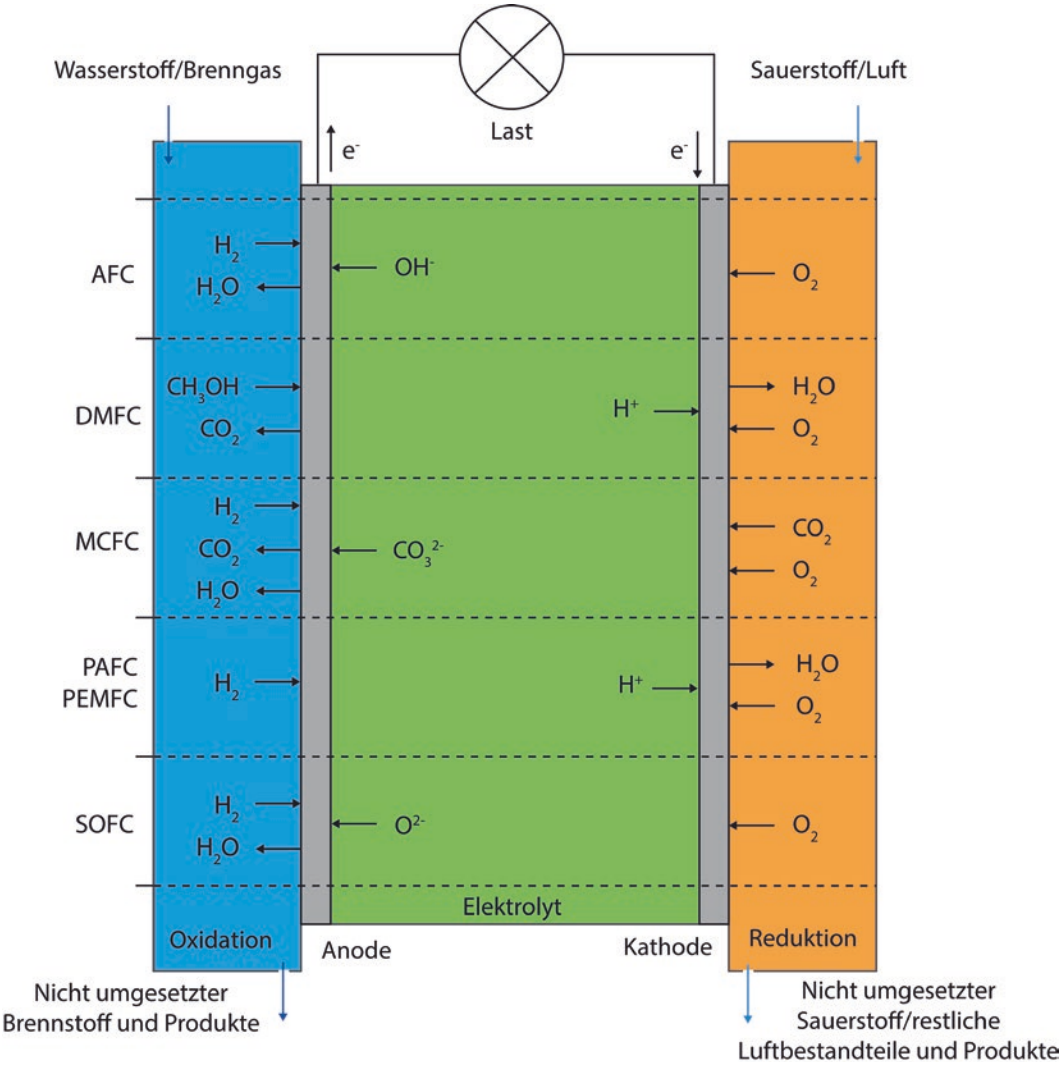


Abb. 8.70 Reaktionen und Stoffe in den verschiedenen Brennstoffzellentypen, nach [81]

Anode (Oxidation):

$$H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-, \tag{8.111}$$

Kathode (Reduktion):

$$\frac{1}{2}O_2 + 2e^- \rightarrow O^{2-}, \tag{8.112}$$

Gesamt (Redoxreaktion):

$$H_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O. \tag{8.113}$$

Thermodynamische Grundlagen

Der große Vorteil der Brennstoffzelle gegenüber der »Knallgasreaktion« ist, dass dabei die Energieumwandlung direkt von der chemischen Bindungsenergie in elektrische Energie erfolgt, ohne zuerst thermische Energie zu erzeugen. Dies führt dazu, dass die Zelle auch im Teillastbereich hohe Wirkungsgrade aufweist und geräusch- und emissionsarm gefahren werden kann. So kann bei der Energieumwandlung der Carnot-Wirkungsgrad umgangen werden und die üblichen großen Abwärmeverluste der konventionellen Stromerzeugung werden vermieden. Die Wandlung ist nur von der freien Enthalpieänderung ΔG_R (oder Gibbs'sches Potenzial) als begrenzendem Faktor abhängig (s. [27]). Die maximale theoretisch wandelbare Energie ist demnach bestimmt durch:

$$\Delta G_R = \Delta H_R - T \cdot \Delta S_R, \tag{8.114}$$

wobei die Bildungsenthalpie ΔH_R bei 25°C und 1 bar gleich – 285,83 kJ/mol ist, was dem Brennwert H_s von Wasserstoff entspricht. Es gilt:

$$\Delta G_R = -237{,}13 \frac{kJ}{mol}. \tag{8.115}$$

Da die umzusetzende Energie aufgrund der Entropieänderung niedriger ist, liegt die erreichbare Zellspannung U_{rev} bei 1,229 V, welche kleiner ist als die theoretisch maximal mögliche Spannung U_{max} = 1,481 V. Das Verhältnis der beiden bildet den thermodynamische Wirkungsgrad (s. [26]):

$$U_{rev} = -\frac{\Delta G_R}{z \cdot F}, \tag{8.116}$$

$$U_{max} = -\frac{\Delta H_R}{z \cdot F}, \tag{8.117}$$

$$\eta_{rev} = \frac{|\Delta G_R|}{|\Delta H_R|} = \frac{U_{rev}}{U_{max}} = 0{,}83 = 83\% \tag{8.118}$$

mit

z – Zahl der Elektronen je Molekül ($z(H_2) = 2$)

F = – 96485 As/mol als Faraday-Konstante

In Tab. 8.31 sind die Kenngrößen einer H_2/O_2-Brennstoffzelle für ein flüssiges und ein gasförmiges Produkt aufgelistet. Hier wird der Unterschied zwischen Dampf und Wasser in punkto Effizienz ähnlich deutlich wie in der Wasserelektrolyse (s. ▶ Abschn. 8.6.4).

In Abb. 8.71 ist die für jede Brennstoffzelle gleichermaßen charakteristische Spannungs-Stromdichtenkennlinie aufgezeichnet. Darin wird die Höhe der maximalen Spannung U_{max} und der reversiblen Spannung U_{ref} erkennbar. In einer realen Brennstoffzelle treten zusätzlich noch weitere Effekte auf, welche die Spannung der Zelle reduzieren bzw. Verluste verursachen.

Die auftretenden Spannungsverluste aus Abb. 8.71 sind wie folgt zu beschreiben (s. [27]):

- ΔU_D sind die Spannungsverluste aufgrund des Durchtritts der Elektronen über die Grenze von Elektrode und Elektrolyt.
- ΔU_R ist der Ohm'sche Spannungsabfall am Innenwiderstand der Elektrode und der Leiter.
- ΔU_{Dif} sind die Diffusionsverluste, die vor allem bei großen Stromdichten entstehen, da bei diesen der Wasserstoff und der Sauerstoff nicht so schnell nachgeführt werden können, wie es die chemische Reaktion eigentlich erfordert.

Dafür wird ein elektrischer Wirkungsgrad (auch Spannungswirkungsgrad) beschrieben, der sich aus dem Verhältnis der gemessenen Spannung U einer Zelle und der theoretisch maximalen Spannung U_{max} ergibt und alle genannten Verluste beinhaltet:

$$\eta_U = \frac{U}{U_{max}} = \frac{U_{rev} - \Delta U_R - \Delta U_D - \Delta U_{Dif}}{U_{max}}. \tag{8.119}$$

Für die Gesamtbetrachtung ist der Brennstoffzellenwirkungsgrad η_{FC} von Bedeutung. Er vergleicht die elektrische Leistung der Brennstoffzelle inklusive der Hilfsenergien mit der Leistung, die im Brennstoffvolumenstrom enthalten ist:

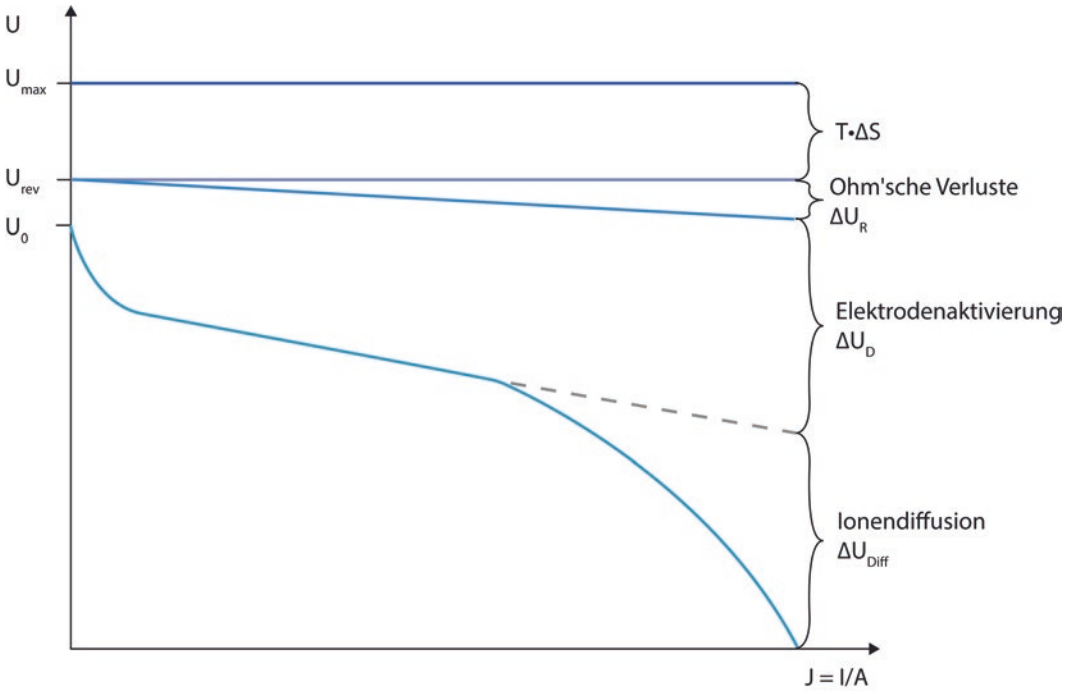


Abb. 8.71 Charakteristische Spannungs-Stromdichtenkennlinie einer Brennstoffzelle mit zu Verlusten führenden Einflussfaktoren durch Innenwiderstand, Durchtritt der Elektronen über die Grenze von Elektrode und Elektrolyt und Ionendiffusion, nach [27]

Tab. 8.31 Wichtigste Kenngrößen einer H_2/O_2-Brennstoffzelle für Wasser als flüssiges und gasförmiges Produkt

	Zweiphasensystem: Wasser liegt flüssig vor (25 °C, 1 bar)	Gasphasenreaktion: Wasser liegt als Dampf vor (100 °C, 1 bar)
Enthalpieänderung/Gibbs'sches Potenzial ΔG	237,13 kJ/mol	228,57 kJ/mol
Bindungsenthalpie ΔH	285,83 kJ/mol	241,82 kJ/mol
Thermodynamischer Wirkungsgrad	83,0 %	94,5 %
Reversible Zellspannung	1,23 V	1,18 V
Thermoneutrale Zellspannung	1,48 V	1,25 V

$$\eta_{FC} = \frac{P_{el}}{\dot{V}_{H_2} \cdot \Delta H_R}. \tag{8.120}$$

Dieser lässt sich auch wie folgt beschreiben (s. [81]):

$$\eta_{FC} = \eta_U \cdot \eta_I \cdot \eta_{rev} \cdot \eta_{sys} \cdot \eta_B. \tag{8.121}$$

Die Wirkungsgrade η_{rev} und η_U sind bereits aus den Gl. 8.118 und 8.120 bekannt. Der Systemwirkungsgrad η_{sys} erfasst die Verluste der Peripheriegeräte wie z. B. angeschlossener Pumpen. Der Brennwirkungsgrad η_B bezieht sich auf den umgesetzten Anteil des Wasserstoffes. η_I ist der Stromwirkungsgrad, der sich wie folgt herleiten lässt:

Unter Zuhilfenahme des ersten Faraday'schen Gesetzes wird der theoretisch nötige Volumenstrom errechnet, der den minimalen Volumenstrom für die gemessene elektrische Leistung angibt:

$$\dot{V}_{theo} = \frac{I \cdot R \cdot T}{z \cdot F \cdot p} \tag{8.122}$$

mit

I – gemessener Strom in Ampere
R – universelle Gaskonstante von 8,314 J K^{-1} mol^{-1}
T – Temperatur des Wasserstoffes in Kelvin
p – Umgebungsdruck in Pascal

Multipliziert mit der Zellenzahl n ergibt sich der Gesamtvolumenstrom des Systems. Für den eingestellten Umsatz η_B ergibt sich:

$$\dot{V}_{ges,theo} = \frac{n \cdot I \cdot R \cdot T}{\eta_B \cdot z \cdot F \cdot p}. \tag{8.123}$$

Mithilfe der Gl. 8.123 und des gemessenen Wasserstoffvolumenstromes lässt sich der Stromwirkungsgrad ermitteln. Er wird in der Literatur auch als Faraday'scher Wirkungsgrad oder Umsatzwirkungsgrad bezeichnet:

$$\eta_I = \frac{\dot{V}_{ges,theo}}{\dot{V}_{mess}} = \frac{I}{I_{th}} \tag{8.124}$$

mit

I_{th} – theoretischer Strom in Ampere, der sich beim gemessenen Brennstoffvolumenstrom bei einer idealen Brennstoffzelle einstellen würde

I – gemessener Strom in Ampere

▪ Technische Anwendung

Brennstoffzellen haben einen gewissen Betriebstemperaturbereich, der einzuhalten ist (s. ◘ Tab. 8.28). Konkret heißt das in den meisten Fällen, dass Wärme abgeführt wird. Für die PEM-Brennstoffzelle wird meist eine Wasserkühlung verwendet. Zur Ermittlung der Verlustleistung und des in Gl. 8.120 bzw. 8.121 beschriebenen Brennstoffzellenwirkungsgrades dient folgende Gl. 8.125:

$$P_V = \dot{V}_{KW} \cdot \rho_W(T) \cdot c_{p,W}(T) \cdot \Delta T_{KW}. \tag{8.125}$$

Die Dichte $\rho_W(T)$ und Wärmekapazität $c_{p,W}(T)$ sind die temperaturabhängigen Parameter von Wasser und ΔT_{KW} die Temperaturdifferenz zwischen eintretendem und austretendem Kühlwasservolumenstrom $\dot{V}_{KW}$.

Aufgrund des ersten Hauptsatzes der Thermodynamik sind zugeführte und abgeführte Leistung gleich, somit gilt für das System:

$$P_{zu} = \underbrace{P_{el} + P_V}_{P_{ab}} \tag{8.126}$$

mit

P_{el} – abgegebene elektrische Leistung der Brennstoffzelle
P_{zu} – Leistung, die über den Wasserstoff und dessen Heizwert in das System eingebracht wird

Beide Größen ergeben sich aus Gl. 8.127 und 8.128:

$$P_{el} = U \cdot I, \tag{8.127}$$
$$P_{zu} = \dot{V}_{H_2} \cdot \Delta H_{U,H_2} \tag{8.128}$$

mit

$\dot{V}_{H_2,M}$ – Volumenstrom im Normzustand
$\Delta H_{U,H_2}$ – unterer Heizwert von 3,0 kWh/m^3

Brennstoffzellen sind heute nicht wirtschaftlich einsetzbar bzw. nur mit entsprechenden Subventionen in den Markt zu bekommen. Sie gehören aber zu den vielversprechenden Zukunftstechnologien, da bei der Verbrennung nur Wasser entsteht, diese »kalt« stattfindet und damit der bei konventionellen Kraftwerken nachteilige Carnot-Wirkungsgrad umgangen wird (s. [27]).

8.5.1.2 Gasturbinenkraftwerk

In Bezug auf die Energiebereitstellung erlangen stationäre Gasturbinen zunehmende Bedeutung als Anlagen zur Spitzenlastdeckung, in Kombinationskraftwerken mit nachgeschaltetem Dampfkraftwerk und in geringem Umfang auch in der Kraft-Wärme-Kopplung. Dabei reicht die Spanne der elektrischen Nennleistung von wenigen kW (Mikrogasturbinen) bis zu mehreren Hundert MW (GuD-Kraftwerke). Als Arbeitsmedium wird in einer offenen Gasturbine üblicherweise Luft und Rauchgas eingesetzt. Der Begriff Gasturbine kommt nicht vom Brennstoff, der gasförmig, flüssig oder fest sein kann, sondern vom gasförmigen Arbeitsmedium. Aufgrund ihrer kurzen Anfahrzeiten von 7–15 min und ihrer geringen Investitionskosten eignen sich Gasturbinenkraftwerke besonders gut als Spitzenlastkraftwerke. ◘ Abbildung 8.72 illustriert den Aufbau und die Funktionsweise einer solchen Gasturbine (s. [19]).

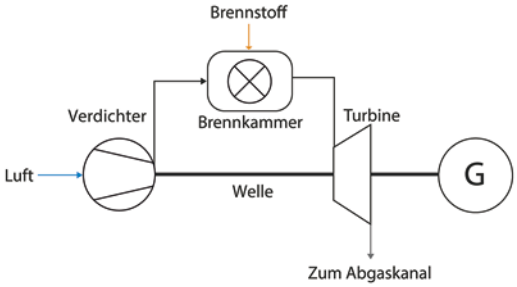


Abb. 8.72 Aufbau und Funktionsweise einer Gasturbine

Die Anlage besteht prinzipiell aus einer Frischluftansaugung, einem Verdichter, einer Brennkammer, einer Turbine und einem Generator. Die angesaugte Luft wird zunächst im Verdichter komprimiert und in der Brennkammer auf Temperaturen von ca. 1500 °C erhitzt, bevor sie in der Turbine unter Enthalpieabgabe entspannt wird. Dabei wird der mit der Turbine auf einer Welle sitzende Generator angetrieben und mechanische Energie in elektrische Energie gewandelt.

Eine Gasturbinenanlage arbeitet nach dem Joule-Prozess, der in Abb. 8.73 im T-s-Diagramm dargestellt ist:

Gasturbinen arbeiten mit stationärer isobarer Wärmezufuhr. Die einzelnen Prozessschritte beim idealen Joule-Prozess sind:

- 1→2: Die Luft wird im Turboverdichter vom Umgebungszustand auf den oberen Prozessdruck komprimiert, idealerweise in einer isentropen Verdichtung. Dabei steigt die Temperatur an.
- 2→3: In der stationär durchströmten Brennkammer wird die verdichtete Luft mit Brennstoff versetzt. Das entstehende Luft-Brennstoff-Gemisch wird verbrannt. Da der Druck unverändert bleibt und sich die Temperatur erhöht, wird dieser Schritt als isobare Wärmezufuhr bezeichnet.
- 3→4: Das heiße Rauchgas wird in der Turbine auf Umgebungsdruck entspannt. Dabei liefert die Turbine Arbeit, die Generator und Verdichter antreibt. Es handelt sich idealerweise um eine isentrope Entspannung, in der die Temperatur sinkt.
- 4→1: Das Abgas wird isobar an die Atmosphäre abgegeben. Dabei wird Wärme an die Umgebung abgeführt.

Die in Abb. 8.73 schraffierte Fläche ist proportional der spezifischen Arbeit der Turbine. Sie ergibt sich aus der Differenz zwischen abgegebener Turbinenarbeit und aufgenommener Verdichterarbeit und beschreibt den maximal in elektrische Energie wandelbaren Anteil. Zusätzlich illustriert q_{zu} die zugeführte Wärmeenergie und q_{ab} die im Kühlkreislauf abgeführte Wärmeenergie.

In der Realität ist der Joule-Prozess verlustbehaftet. Diese Verluste ergeben sich beispielsweise durch irreversible Druckabfälle in Turbine, Verdichter und den Strömungskanälen, durch unvollständige Verbrennung in der Brennkammer oder durch Schaufelkühlung in Turbine und Verdichter. Die Verluste führen zu geringeren Turbinen- und höheren Verdichterleistungen. Folglich ergibt sich eine deutlich reduzierte Nutzleistung, d. h., es steht weniger Antriebsleistung für den Generator bereit (s. [1]).

Dampfturbinen arbeiten bis zu einer Temperatur von ca. 650 °C. Sie sind Teil eines geschlossenen Wasserkreislaufes, in dem ständig Wasser verdampft, überhitzt und anschließend über einen Kühlkreislauf wieder kondensiert wird.

In Gas- und Dampfkraftwerken wird die Dampfturbine ausschließlich durch die Strömung des heißen Wasserdampfes angetrieben und kommt daher nicht in Kontakt mit dem eingesetzten Brennstoff. Im Gegensatz dazu kommen die Gasturbinen durch die Verbrennung des Gas-Luft-Gemisches direkt in Kontakt mit den heißen Verbrennungsabgasen. Dabei werden Temperaturen bis 1500 °C erreicht, was eine Schaufelkühlung in der Turbine notwendig macht. Ohne Vorkehrung würde das Schaufelmaterial schnell verschleißen (s. [33]).

8.5.1.3 Gas- und Dampf-Kraftwerk

Unter einem Gas- und Dampf-Kombikraftwerk oder Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (kurz GuD-Kraftwerk) wird ein Kraftwerk verstanden, das die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerkes mit denen eines Dampfkraftwerkes kombiniert. Dabei fungiert die Gasturbine als Wärmequelle für den Dampfturbinenprozess.

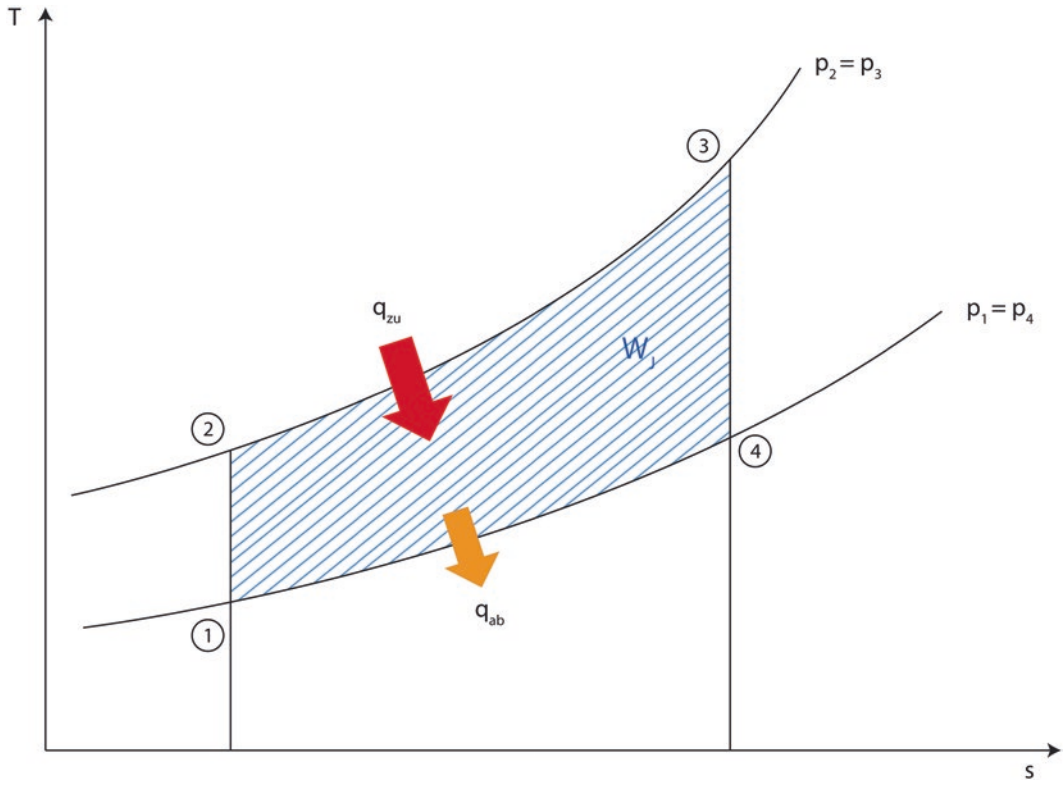


Abb. 8.73 Der Joule-Prozess im T-s-Diagramm

Aus wirtschaftlichen und thermodynamischen Gründen liegt das obere Temperaturniveau von Dampfkraftwerken zurzeit bei etwa 550–650 °C. Dem stehen Gasturbinenkraftwerke mit Turbineneintrittstemperaturen von bis zu 1500 °C und Abgastemperaturen von rund 550 °C gegenüber. Es bietet sich also an, die heißen Abgase der Turbine in einem Dampfkraftwerk durch einen Abhitzedampferzeuger weiter zu nutzen. Abbildung 8.74 veranschaulicht die Funktionsweise eines GuD-Kraftwerks (s. [19]).

Der Gasturbinenprozess ist derselbe, wie in ▶ Abschn. 8.5.1.2 beschrieben. Zusätzlich wird beim GuD-Kraftwerk das Abgas durch einen Abhitzedampfkessel geleitet. Dort wird der Abgasstrom zum Verdampfen bzw. Überhitzen des Wassers eines geschlossenen Dampfkraftprozesses genutzt. Das erhitzte, dampfförmige Medium wird in der Dampfturbine entspannt und abgekühlt. Anschließend wird es in einem Kondensator wieder komplett verflüssigt und mithilfe einer Speisewasserpumpe wieder in den Ursprungszustand überführt. Der Kreislauf beginnt von Neuem.

GuD-Kraftwerke haben höhere Wirkungsgrade von bis zu 62 % im Vergleich zu Gasturbinenkraftwerke mit ca. 38 % und Dampfturbinen mit ca. 35 % in GuD-Kraftwerken und 30–45 % in reinen Dampfkraftwerken und können in kürzerer Bauzeit als Kohlekraftwerke errichtet werden. Gaskraftwerke können erneuerbares (Speicher-)Gas einsetzen und haben im Vergleich zu Kohlekraftwerken auch bei der Verwendung von fossilem Gas geringere spezifische Emissionen an CO_2 und anderen Abgasen. Im Betrieb sind jedoch heute noch Kohlekraftwerke günstiger, da der Brennstoff weniger kostet und der Emissionshandel zu wenig greift (s. [1]).

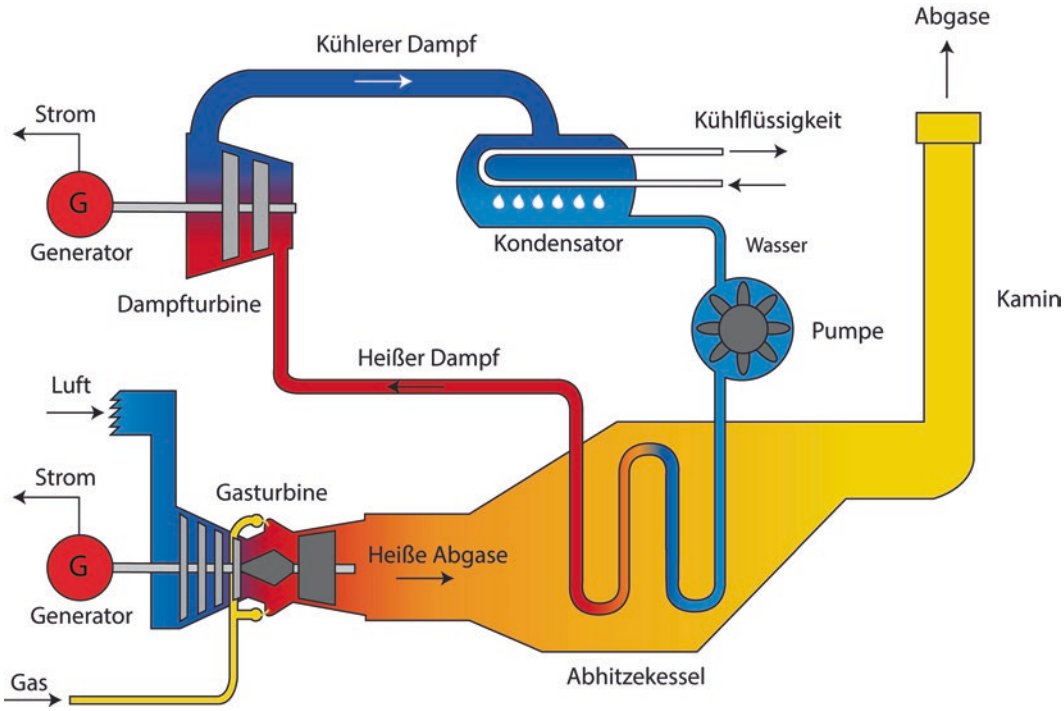


Abb. 8.74 Aufbau und Funktionsweise eines GuD-Kraftwerks

8.5.1.4 Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) wandelt den eingesetzten Brennstoff gleichzeitig in Strom und Wärme nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (s. ▶ Abschn. 14.1). Betrieben werden BHKW meist am Ort des Wärmeverbrauchs oder auch an Standorten mit Anschluss an ein Wärmenetz. Da für eine Wärmelieferung über große Distanzen hohe Investitions- und Betriebskosten bestehen, kommen oft kleine, dezentrale BHKW mit kleinen Gasturbinen oder Gasmotoren mit direktem Anschluss an Wohnsiedlungen und andere Wärmeabnehmer zum Einsatz. Dabei reicht die Spanne der bereitgestellten elektrischen und thermischen Energie von wenigen Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt (s. [1]). Abbildung 8.75 zeigt Aufbau und Funktionsweise eines BHKW (s. [19]).

KWK-Wärme wird auf zwei Ebenen ausgekoppelt: einerseits als Abwärme des Motors und andererseits als Wärme aus den heißen Abgasströmen. Der durch den Generator erzeugte Strom wird zur Deckung des Eigenverbrauchs der jeweiligen Gebäude genutzt oder in das Stromnetz eingespeist und vom Netzbetreiber vergütet.

Die Betriebsweise eines Blockheizkraftwerks wird allgemein für lange Laufzeiten mit Volllast konzipiert, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Zur optimalen Anpassung der angeschlossenen Abnehmer sind genaueste Kenntnisse über deren Wärme- bzw. Strombedarf erforderlich. Dazu werden BHKW mit entsprechenden Steuer- und Regelungsgeräten ausgestattet.

Folgende Betriebsweisen, die in ▶ Abschn. 14.1 weitergehend beschrieben werden, sind möglich:

- wärmegeführte KWK
- stromgeführte KWK
- stromorientierte KWK (stromgeführt mit Wärmespeicher).

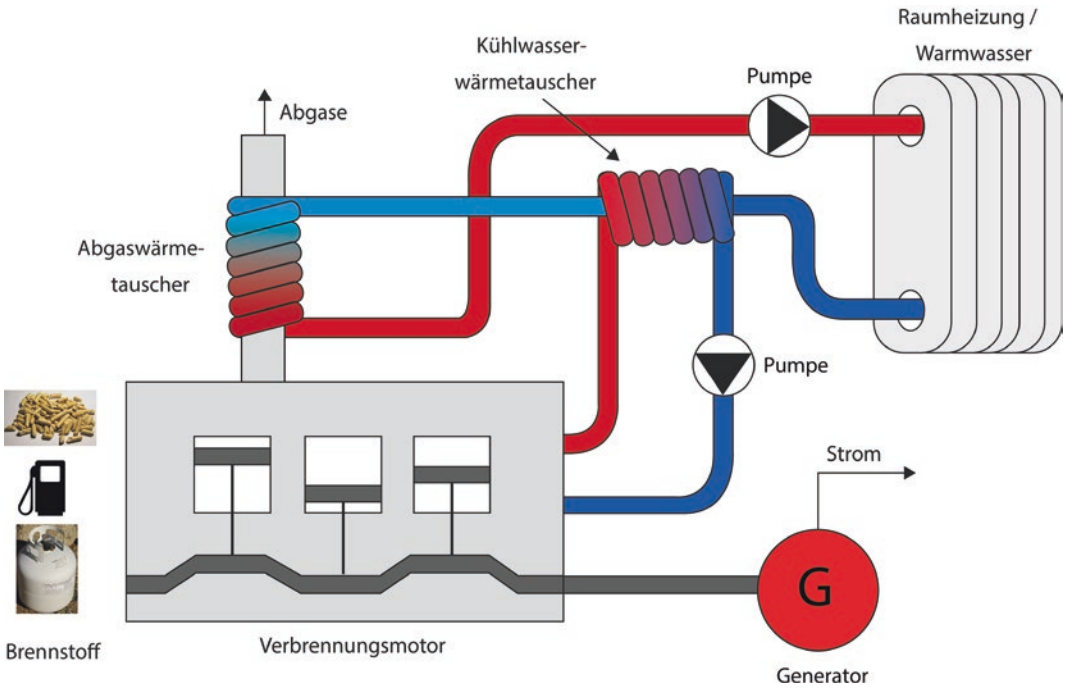


Abb. 8.75 Aufbau und Funktionsweise eines Blockheizkraftwerks, nach [37]

8.5.2 Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden

Gas wird heute aufgrund seiner Vorteile der einfachen Verteilung, relativ geringeren CO_2-Emissionen und guten Verbrennungseigenschaften im Wärmemarkt als Brennstoff in Niedertemperaturheizkesseln oder Brennwertheizkesseln verwendet. Außerdem kann Gas auch in gasmotorischen Wärmepumpen oder als Betriebsmittel bei Klimaanlagen eingesetzt werden.

Diese Wärme- und Kälteanwendungen können auch mit erneuerbarem, gespeichertem Gas betrieben werden und damit neben Elektrowärmepumpen und solarthermischen Anlagen zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen. In dieser Funktion stellen sie Ausspeichertechnologien für erneuerbares Gas dar.

8.5.2.1 Gasheizung

Die heute gängigsten Gasheizungen sind Niedertemperaturkessel (Heizwertkessel) und Brennwertkessel.

Niedertemperaturkessel

Niedertemperaturkessel sind eine Verbesserung der Standardkessel und können ihre Vorlauftemperatur einer Führungsgröße, wie beispielsweise der Außentemperatur, anpassen. Durch niedrigere Temperaturen haben sie, verglichen mit herkömmlichen Kesseln, geringere Stand-by-Verluste bzw. Wärmeverluste in den Rohrleitungen zur Umgebungsluft. Durch die geringere Vorlauftemperatur können größere Heizkörper oder Flächenheizungen in Wänden und Fußböden verwendet werden.

Abbildung 8.76 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines solchen Niedertemperaturkessels (s. [19, 80]). Das Gas tritt im Kessel mit Versorgungsgasdruck aus und vermischt sich mit der Luft. Anschließend verbrennt das Gasgemisch durch Aktivierung einer Zündflamme durch einen Zündfunken. Das Abgas wird durch einen Wärmetauscher geleitet und gibt die Wärme an das Heizungs- und Brauchwasser ab. Das abgekühlte Abgas wird über den Schornstein abgeleitet.

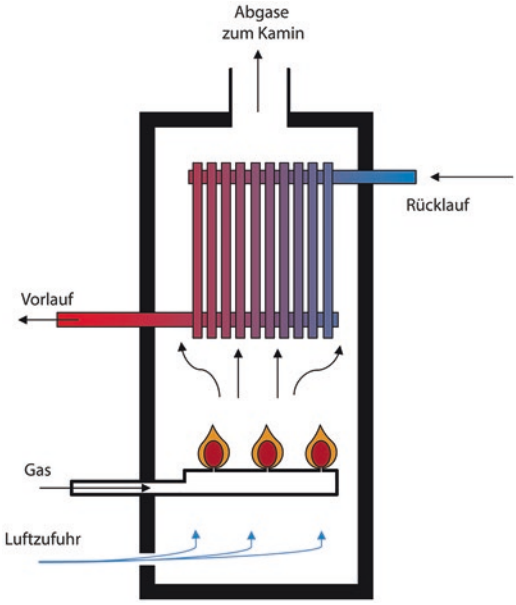


Abb. 8.76 Aufbau und Funktionsweise eines Niedertemperaturkessels, nach [80]

Brennwertkessel

Brennwertkessel nutzen, wie der Name schon andeutet, zusätzlich zum Heizwert auch den Brennwert des Gases und können so höhere Wirkungsgrade erreichen. Bezogen auf den Heizwert können solche Anlagen einen Nutzwärmegrad von bis zu 107 % erreichen.

Brennwertkessel sind ähnlich aufgebaut wie Niedertemperaturkessel, nur wird zusätzlich noch ein weiterer Wärmetauscher eingesetzt, an dem das Abgas kondensieren kann. Diese Kondensationswärme wird bei normalen Anlagen nicht verwendet und über den Schornstein an die Umwelt abgegeben. Sie kann zur Erhöhung des Temperaturniveaus des Heizungsrücklaufs dienen (s. Abb. 8.77). Für einen Brennwertkessel ist ein Heizungssystem mit niedriger Rücklauftemperatur geeignet.

Die bessere Energieausbeute im Vergleich zu Niedertemperaturkessel entsteht einerseits durch die Nutzung der Kondensationswärme, welche im Bereich von 5–9 % liegt. Andererseits haben die Kessel dadurch eine geringere Oberflächentemperatur, wodurch die Wärmeabstrahlung und damit die Verluste um 1 % verringert werden. Zusätzlich sind die Abgasverluste um bis zu 8 % geringer. Insgesamt ergibt sich damit eine Verbesserung des Wirkungsgrades des Brennwertkessels um 14–18 % gegenüber herkömmlichen Gasheizungen (s. [19, 80]).

Das entstehende Wasser erfordert zwei Einrichtungen: erstens einen Ablauf für im Schnitt 1,0–1,5 l Kondensat pro m^3 Erdgas. Zweitens reagiert das CO_2 im Abgas mit dem Kondensationswasser zu Kohlensäure (H_2CO_3). Bei kleinen Anlagen ist diese Tatsache unproblematisch. Bei größeren Anlagen ist eine entsprechende Neutralisationseinheit anzubringen, um Ab- und Grundwasser nicht zu belasten.

8.5.2.2 Gaswärmepumpe

Unter Wärmepumpen werden gewöhnlich Elektrowärmepumpen verstanden, also mit Strom betriebene Wärmepumpen. Neben diesen ist auch ein Betrieb mit Gas in sogenannten Gaswärmepumpen möglich. Dabei wird zwischen gasmotorbetriebenen Wärmepumpen, Absorptions-Wärmepumpen und einer neueren Bauweise, der Adsorptions-Wärmepumpe (auch Zeolith-Heizgerät), unterschieden (s. [12]).

Effizienz der Wärmepumpe

Für die Effizienz einer Wärmepumpe sind die Temperatur der Wärmequelle (Umweltwärme) und die heizungsseitige Vorlauftemperatur entscheidend. Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen diesen beiden Größen ist, umso geringer ist der Energieaufwand des Verdichters zur Überbrückung dieser Differenz.

Zur Berechnung der Effizienz einer Wärmepumpe wird die Leistungszahl ε_{WP} herangezogen. Diese wird auch »Coefficient of Performance« (COP) genannt. Die Leistungszahl einer Wärmepumpe stellt das Verhältnis der von der Wärmepumpe abgegebenen Heizleistung $\dot{Q}_{\mathrm{Nutz}}$. zur Leistungsaufnahme der Wärmepumpe in Form elektrischer oder verbrannter chemischer Energie $P_{zu,Gas}$ dar. Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizung ist, umso größere Leistungszahlen können erreicht werden. Im Falle der Gaswärmepumpe ergibt sich folgendes Verhältnis:

$$\varepsilon_{WP} = COP = \frac{\dot{Q}_{\mathrm{Nutz}}}{P_{zu,Gas}}. \tag{8.129}$$

Der Wirkungsgrad einer Wärmepumpe kann nach dieser Definition größer eins werden. Ist die Leis-

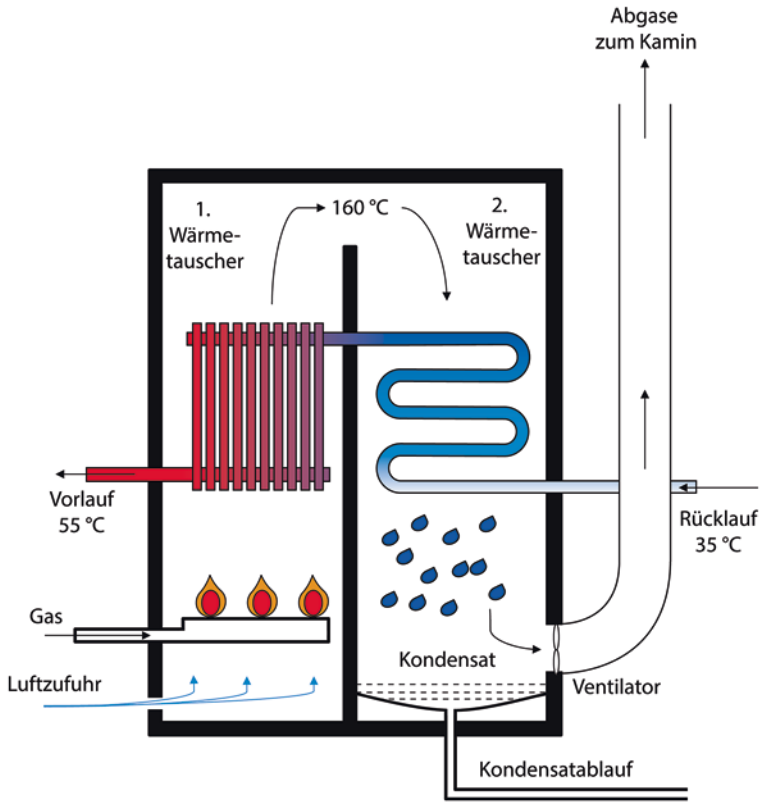


Abb. 8.77 Aufbau und Funktionsweise eines Brennwertkessels, nach [80]

tungszahl zum Beispiel 3,5, wird das 3,5-Fache der zugeführten Leistung des Gasmotors in nutzbare Heizleistung umgesetzt.

Eine weitere wichtige Kennzahl ist die Jahresarbeitszahl *JAZ* (Gl. 8.130). Sie wird zur Einschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe benötigt. Dazu ist der Betrieb der Wärmepumpe über einen längeren Zeitraum zu betrachten, idealerweise ein ganzes Jahr. Die Jahresarbeitszahl stellt dabei das Verhältnis der abgegebenen Wärmemenge Q_{WP} zur aufgenommenen Energie W_{el} bzw. W_{chem} pro Jahr dar. Bei der aufgenommenen Energie werden neben dem Brennstoff auch Hilfsenergien für Pumpen, Regelung und andere Elemente berücksichtigt,

$$JAZ = \frac{Q_{WP}}{W_{el/chem}}. \tag{8.130}$$

Gasmotorbetriebene Wärmepumpe

Die gasmotorbetriebene Wärmepumpe funktioniert ähnlich wie die elektrische Wärmepumpe mit dem Unterschied, dass der Kompressor bzw. Verdichter nicht elektrisch, sondern über den Gasmotor angetrieben wird. Die Abwärme des Motors kann in den Heizkreislauf überführt werden, was ein Vorteil dieser Technologie ist.

Aufbau und Funktionsweise einer gasmotorbetriebenen Wärmepumpe sind in Abb. 8.78 dargestellt. Die Umweltwärme wird je nach Betriebsweise aus dem Erdreich, dem Grundwasser oder der Außenluft gewonnen. Im Verdampfer, der nach demselben Prinzip wie ein Wärmetauscher funktioniert, wird ein zirkulierendes Kältemittel durch die gewonnene Umweltwärme in seine gasförmige Phase versetzt. Anschließend wird im Verdichter das Gas verdichtet, wodurch das Temperaturniveau des Käl-

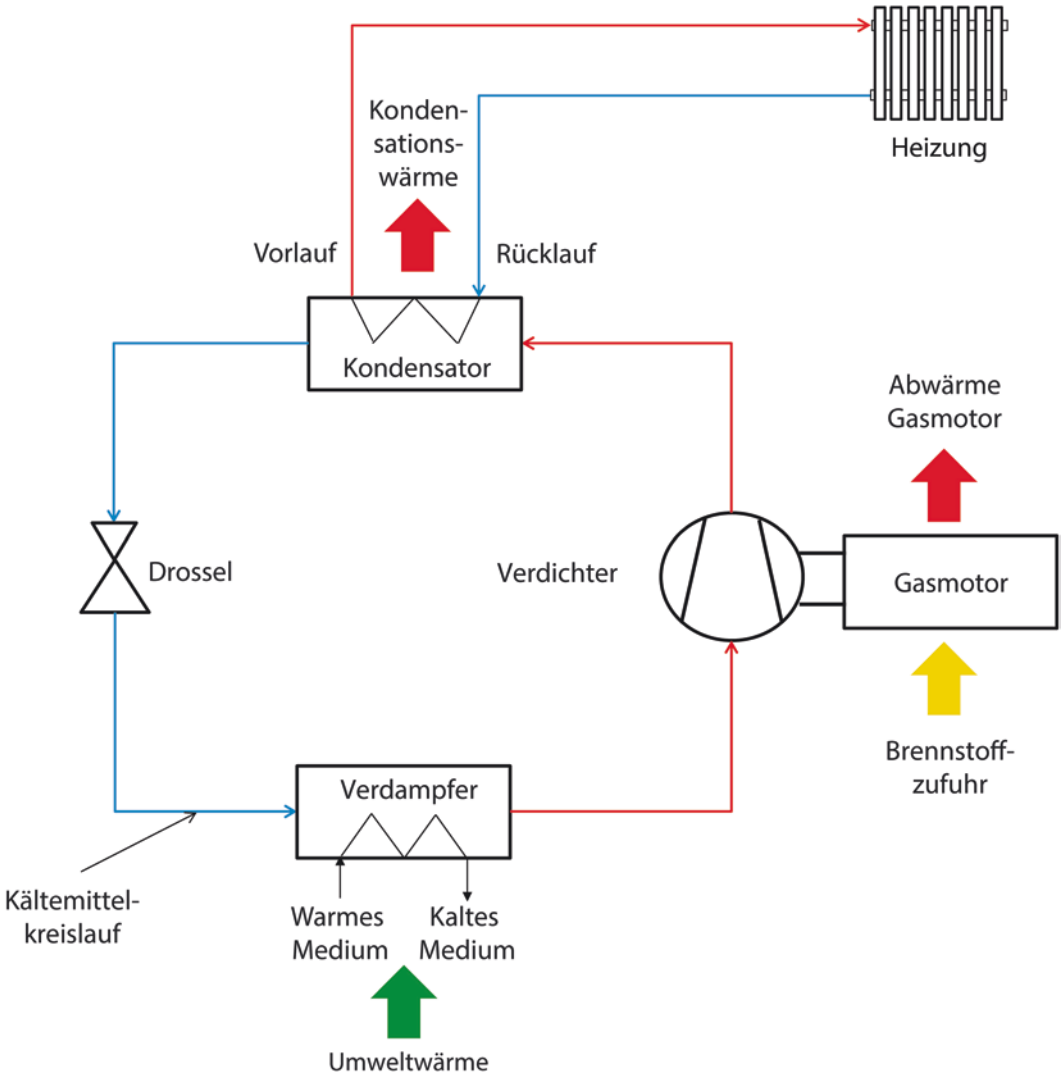


Abb. 8.78 Aufbau und Funktionsweise einer gasmotorbetriebenen Wärmepumpe, nach [12]

temittels steigt. Im Anschluss wird das verdichtete Gas über einen weiteren Wärmetauscher, den Kondensator, abgekühlt und verflüssigt. Dabei gibt es die bei der Kondensation frei werdende Energie (Kondensationswärme) an das Wasser des Heizungskreislaufes ab. Um den Kreislauf zu schließen, wird das unter Druck stehende, flüssige Kältemittel über ein Expansionsventil (Drossel) entspannt und wieder dem Verdampfer zugeführt (s. [12, 19]).

Absorptionswärmepumpen mit Gas

Im Unterschied zur gasmotorbetriebenen Wärmepumpe nutzt die Absorptionswärmepumpe keinen Kompressor, sondern einen sogenannten thermischen Verdichter (s. [12, 19]). Dieser besteht aus einem Absorber, einer Lösungsmittelpumpe, einem Wärmetauscher, einem Austreiber und einem Brenner, der mit Gas befeuert wird (s. Abb. 8.79).

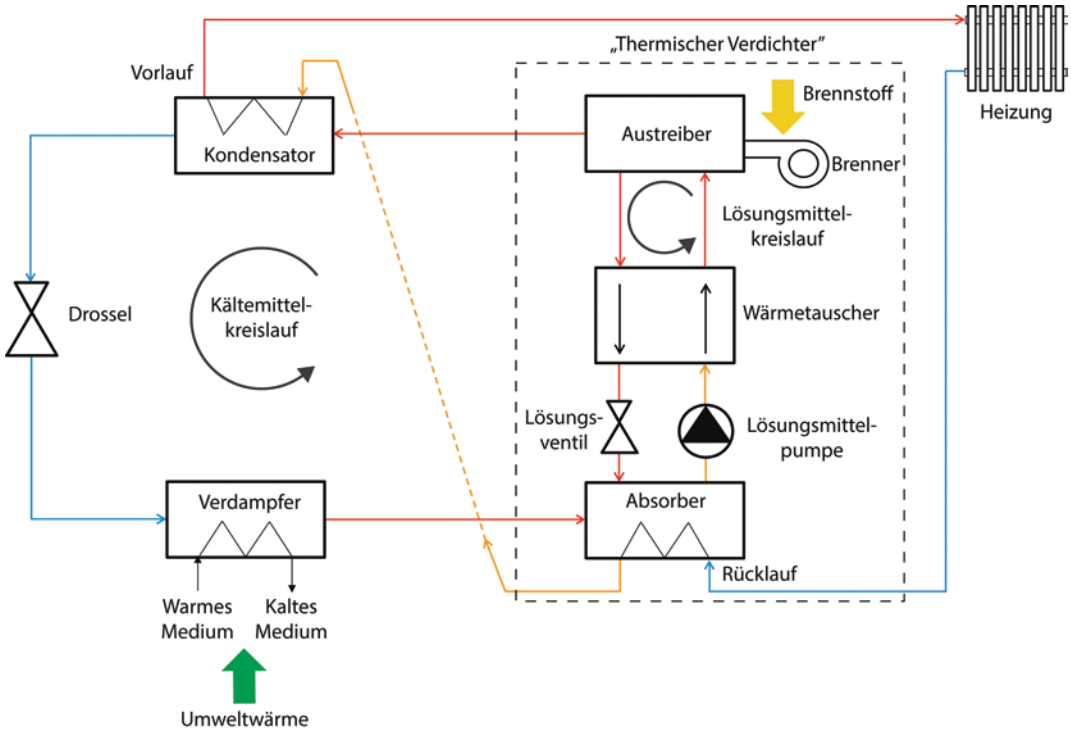


Abb. 8.79 Aufbau und Funktionsweise einer Absorptionswärmepumpe, nach [12]

Nach dem Verdampfer wird das gasförmige Kältemittel, z. B. Lithium-Bromid, in ein Lösungsmittel, meist Wasser, in den Absorber gegeben, wo es vom Lösungsmittel absorbiert wird. Die Aufnahmefähigkeit des Lösungsmittels steigt mit dem Druck, sinkt aber mit der Temperatur. Der gleiche Effekt ist bei Mineralwasser zu beobachten: Gasförmiges CO_2 ist im Wasser absorbiert. Sinkt beim Öffnen der Flasche der Druck, entweicht ein Teil des gelösten Gases.

Im Absorber entsteht Wärme durch die Absorption und durch die Kondensation des aus dem Austreiber rücklaufenden Lösungsmittels. Die Wärme wird vom Heizwasser aufgenommen und dient zur Erhöhung des Temperaturniveaus des Wassers am Kondensatoreingang. Das Lösungsmittel wird durch eine Pumpe auf ein höheres Druckniveau gebracht und über den Wärmetauscher durch das rücklaufende Lösungsmittel erhitzt.

Im Austreiber wird unter Wärmezufuhr aus dem Gasbrenner das angereicherte Lösungsmittel weiter erhitzt, wodurch das absorbierte Kältemittel ausgetrieben wird. Das Lösungsmittel wird über den Wärmetauscher und ein Lösungsventil wieder auf Absorberdruck entspannt und zurück in den Absorber geleitet.

Anschließend wird das Kältemittel in den Kondensator geleitet, wo es kondensiert und die Kondensationswärme an den Heizkreislauf abgibt. Über ein Drosselventil wird das Kältemittel wieder dem Verdampfer zugeführt, und der Kreisprozess beginnt von Neuem.

Bis auf die Lösungsmittelpumpe werden alle Komponenten durch thermische Energie betrieben, wobei die Pumpleistung im Vergleich zur Leistung des thermischen Verdichters gering ausfällt.

Adsorptionswärmepumpe

Ähnlich zur Absorptionswärmepumpe arbeitet die Adsorptionswärmepumpe mit einem Kältemittel und Wärmetauschern. Die Zufuhr von Exergie erfolgt durch das Verbrennen von Gas mit thermischer und nicht mit mechanischer Energie, wie

es bei elektrischen oder gasmotorischen Wärmepumpen der Fall ist (s. [12]). Die Technologie der Adsorptionswärmepumpen ist relativ jung und arbeitet mit folgenden Medien:

- Brennstoff: Gas
- Wärme auf niedrigem Temperaturniveau: Solar- oder Umweltwärme
- Sorptionsmittel für die Adsorption des Kältemittels: Zeolith

Definition

Absorption vs. Adsorption: Bei der *Ab*sorption dringt ein Stoff *in* eine Flüssigkeit oder einen Festkörper ein, während sich bei der *Ad*sorption Gase oder Flüssigkeiten an der Oberfläche (Grenzschicht zwischen beiden Phasen) eines Festkörpers *anlagern*. Der Begriff »Sorptionswärmepumpe« umfasst beide Technologien: die Absorptions- und die Adsorptionswärmepumpen.

- Kältemittel: Wasser (Dampf).

Adsorptionswärmepumpen arbeiten nach demselben Prinzip wie alle anderen Wärmepumpen auch. Im ersten Schritt wird im Verdampfer das Kältemittel (z. B. Wasser) verdampft. Es nimmt dabei niederkalorische Wärme aus der Umwelt oder einem Solarkollektor auf. Der dafür notwendige niedrige Druck wird jedoch nicht durch einen Verdichter erzeugt, sondern durch die Adsorption (Anlagerung) des Wasserdampfes am Zeolith.

Zeolith ist ein ungiftiges, nicht brennbares und ökologisch unbedenkliches Mineral wie beispielsweise kristalline Silikate, hat auf kleinstem Raum eine sehr große Oberfläche und kann auf dieser große Mengen an Wasserdampf aufnehmen (s. Thermochemische Energiespeicher in ► Abschn. 10.6). Dabei wird dem Zeolith-Block über einen Wärmetauscher die in der Adsorption entstehende Wärme als Nutzwärme zum Heizen entnommen. Diese Phase läuft so lange, bis eine Sättigung des Zeolith-Blocks eintritt.

Im zweiten Schritt der Desorption wird durch Wärmezufuhr der gespeicherte Wasserdampf aus dem Zeolith-Block wieder ausgetrieben. Die dafür notwendige Wärme stammt aus der Verbrennung von Gas und wird an den Zeolith-Block über denselben Wärmetauscher zugeführt, der zuvor in der Adsorptionsphase dem Block die Nutzwärme entzogen hat. An einem Wärmetauscher im Kondensator – der zeitgleich im ersten Schritt der Verdampfer ist – kondensiert der Wasserdampf, und die Kondensationswärme kann wiederum für Heizzwecke verwendet werden. Das Wasser steht damit wieder zur Adsorption zur Verfügung, der Prozess kann von vorne beginnen.

Für die Aktivierungsenergie der Adsorption kann eine Solaranlage oder die Umwelt dienen, da schon kleine Temperaturniveaus ab 3 °C ausreichend sind.

Für die Aktivierungsenergie der Desorption dagegen ist ein höheres Temperaturniveau von ca. 120 °C nötig, das mit einem Gasbrennwertkessel erreicht werden kann. Das Wasser zirkuliert dabei bei einem Druck zwischen 5 und 200 mbar, um die Verdampfungs- und Kondensationsenergie zu erniedrigen.

Die Zeolith-Gas-Adsorptionswärmepumpe kann dort genutzt werden, wo keine herkömmliche Wärmepumpe einsetzbar ist. Die relativ junge Technologie ist im technischen Aufbau sehr einfach: Anders als bei Kompressionswärmepumpen werden keine bewegten Teile benötigt, und neben Wärmetauscher bzw. Verdampfer und Kondensator gibt es nur Pumpen für das Kühlmittel, die gleichzeitig auch die Wärme transportieren.

Diese Wärmepumpenart ist im Prinzip jedoch nur eine Verbesserung der Gasbrennwerttechnik, da laut Herstellerangaben immer noch 80 % der Heizungs- bzw. Warmwasserwärme über die Verbrennung von Gas erreicht werden und nur 20 % über Umwelt- oder Solarenergie.

8.5.2.3 Sorptionskältemaschinen

Genau wie die Wärmepumpe nach demselben Prinzip (linkslaufender Kreisprozess) wie ein Kühlschrank funktioniert, können Sorptionswärmepumpen als Sorptionskälteanlagen realisiert werden. Sie folgen dem gleichen Ablauf wie in ► Abschn. 8.5.2.2 geschildert.

Der Unterschied liegt in der Zielsetzung: Während bei Wärmepumpen möglichst viel Wärme bei der höheren Temperatur abgegeben werden soll, ist bei Kältemaschinen das Ziel die möglichst hohe

Aufnahme von Wärme bei niedriger Temperatur und damit die Kühlung an dieser Stelle.

Die Kälte wird im Verdampfer »erzeugt«, wo das Kühlmittel (z. B. Wasser) unter niedrigem Druck verdampft. Die am Wärmetauscher des Verdampfers entstehende Kälte kann über geeignete Kälteträger (z. B. Wasser) an den Ort des Bedarfs weitergegeben werden (s. [12]).

Der Wirkungsgrad der Anlage, der abermals als Leistungszahl ε_{KM} bezeichnet wird, ist größer eins und definiert sich nach Gl. 8.131 als Nutzen (entzogene Wärmeleistung $\dot{Q}_{\text{entzogen}}$) durch Aufwand (zugeführte Brennstoffenergie $P_{zu,Gas}$):

$$\varepsilon_{KM} = \frac{\dot{Q}_{entzogen}}{P_{zu,Gas}}. \tag{8.131}$$

8

8.5.3 Mobilität und Verkehr

Verbrennungsmotoren sind die »Ausspeichertechnologien« für chemische Energiespeicher im Verkehrssektor. Seit Jahrzehnten werden sie kontinuierlich verbessert, ihr Funktionsprinzip ist aber unverändert geblieben. Die konventionellen Antriebe können sowohl Gas aus Power-to-Gas oder Biogas als auch Brennstoffe aus Power-to-Liquid oder Biokraftstoffen verarbeiten. In den folgenden Abschnitten werden die heute gebräuchlichsten Verbrennungskraftantriebe kurz vorgestellt.

Auch Brennstoffzellen sind Ausspeichertechnologien für den Verkehrssektor, wenn der generierte Strom in einem elektrischen Antrieb zum Einsatz kommt. Ihre Technologie ist in ▶ Abschn. 8.5.1.1 zur Stromerzeugung grundlegend beschrieben.

8.5.3.1 Ottomotor und Vier-Takt-Prinzip

Als Kraftstoffe für Ottomotoren können neben Benzin auch Methan, Ethanol oder Wasserstoff verwendet werden, d. h., diese bewährte Technologie kann als Ausspeichertechnik für erneuerbares Gas oder allgemein für Stromkraftstoffe dienen.

Konventionelle Ottomotoren arbeiten nach dem Vier-Takt-Prinzip, welches in ◘ Abb. 8.80 vereinfacht dargestellt ist (s. [68]). Der Ottomotor wurde nach dem Miterfinder dieses Prinzips Nicolaus August Otto benannt.

- **1. Takt: Ansaugen**

Beim Ansaugen wird durch die Kolbenbewegung nach unten bei geschlossenem Auslassventil und offenem Einlassventil Luft oder ein Gasgemisch angesaugt. Bei Vergaser-Motoren wird das Gasgemisch aus Kraftstoff und Luft vorher im Vergaser erstellt und angesaugt; bei den heute gängigen Ottomotoren mit Direkteinspritzung wird nur Luft angesaugt und der Kraftstoff direkt in den ersten Takt eingespritzt. Der Luftstrom wird gemessen und Kraftstoff im Verbrennungsluftverhältnis $\lambda = 1$ zugegeben, d. h., es wird genauso viel Luft beigemischt wie für die Verbrennung theoretisch notwendig ist. Die Masse des angesaugten Gasgemisches oder der Luft wird je nach Betriebszustand durch eine Drosselklappe geregelt. Am unteren Totpunkt des Kolbens schließt sich das Einlassventil; der Übergang zum zweiten Takt erfolgt.

- **2.Takt: Verdichten und Zünden**

Durch die Kolbenbewegung nach oben wird das Gasgemisch verdichtet. Die kinetische Energie dafür stammt aus der Rotationsbewegung des Kolbens bzw. dem Schwungmassenspeicher am Kolben selbst oder an anderen Kolben auf derselben Motorwelle. Bei der Verdichtung sind sowohl Einlass- als auch Auslassventil geschlossen. Durch die Kompression und die damit steigende Temperatur auf ca. 400–500 °C verdampft der größte Teil der Kraftstofftröpfchen. Kurz vor Ende des zweiten Takts wird das komprimierte Gasgemisch durch einen Zündfunken fremdgezündet.

- **3. Takt: Arbeiten**

Im Arbeitstakt verbrennt das Gemisch nach der Überquerung des oberen Totpunktes selbstständig bei Temperaturen über 2000 °C und Drücken bis zu 120 bar. Entsprechend hoch sind die Anforderungen an das Material. Der Kolben wird zum unteren Totpunkt geschoben und verrichtet dabei mechanische Arbeit. Das verbrannte Gas kühlt sich ab, der Druck sinkt auf wenige bar. Das Auslassventil wird am Ende des dritten Takts geöffnet.

- **4. Takt: Ausstoßen**

Beim Ausstoßen wird der Kolben durch die Schwungmasse bzw. andere Kolben auf derselben Welle wieder nach oben geschoben und das Abgas

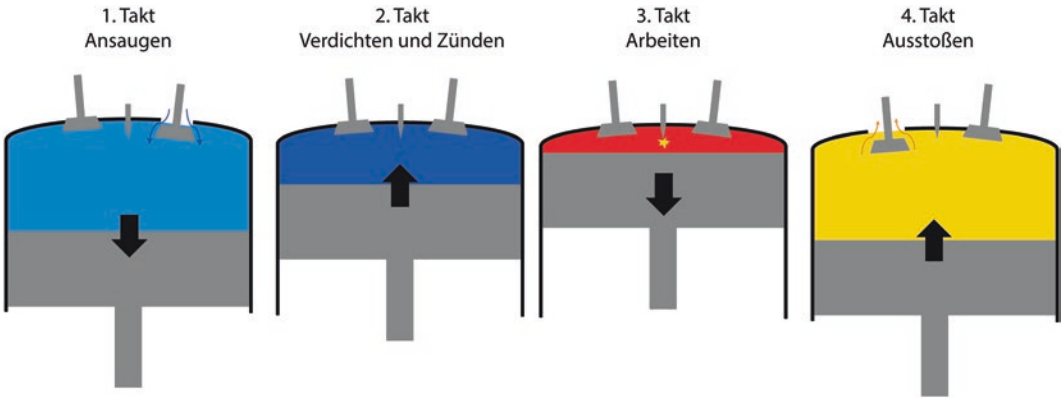


Abb. 8.80 Vier-Takt-Prinzip des Ottomotors

über das geöffnete Auslassventil aus dem Zylinder ausgestoßen. Der Kreisprozess kann wieder von vorne beginnen.

8.5.3.2 Dieselmotor

Dieselmotoren gibt es in verschiedenen Ausführungen als Zwei- oder Vier-Takt-Motoren. Den größten Anteil machen Vier-Takt-Motoren aus, die vor allem in Kraftfahrzeugen, Lokomotiven, Schiffen, Arbeitsmaschinen oder Dieselgeneratoren Anwendung finden. Erfunden wurde der Dieselmotor 1893 von Rudolf Diesel, um einerseits das thermodynamische Optimum einer Wärmekraftmaschine umzusetzen und zum anderen heimische Kraftstoffe wie Pflanzenöl zu nutzen.

Bei konstantem Betrieb mit Nennleistung ist die effizienteste Variante der Zwei-Takt-Dieselmotor, der auch bei Schiffsmotoren oder Kraftwerken eingesetzt wird. Für Betriebsweisen mit häufigen Lastwechseln ist der Vier-Takt-Motor besser geeignet.

Das Prinzip des Dieselmotors beruht ebenfalls auf dem Vier-Takt-Prinzip in Abb. 8.80 (s. [68]). Es unterscheidet sich gegenüber dem Ottomotor in punkto Zündung und Betriebsparameter. So erfolgt im Dieselmotor keine Fremdzündung des Gasgemisches, sondern eine Selbstzündung. Beim Ansaugen wird nur Luft bzw. bei neueren Modellen ein Luft-Abgas-Gemisch angesaugt, das anschließend verdichtet wird. Während der Verdichtung steigt die Temperatur der Luft auf ca. 700–1000°C. Kurz vor dem oberen Totpunkt (Ende 2. Takt) wird im Dieselmotor der Kraftstoff eingespritzt, was im 3. Takt (Arbeiten) fortgesetzt wird. Da die Temperatur der verdichteten Luft über der Zündungstemperatur des Diesels liegt, kommt es zur Selbstentzündung nach einer kurzen Zündungsverzugszeit. Einspritzung, Vermischung und Verbrennung laufen teilweise gleichzeitig ab. Im 3. Takt entstehen bei der Verbrennung des Kraftstoffs Temperaturen von ca. 1500–2500 °C und Drücke von bis zu 150 bar.

Während beim Ottomotor über die Drosselklappe die Luftzufuhr und darüber die Brennstoffzugabe geregelt werden, wird beim Dieselmotor eine sogenannte Qualitätsregelung verwendet, d. h., es wird über die eingespritzte Brennstoffmenge geregelt, welche Leistung der Motor abgeben soll. Der bessere Wirkungsgrad im Vergleich zum Ottomotor resultiert aus der höheren Verdichtung und den vermiedenen Drosselverlusten im Teillastbereich, was zu einem geringeren Kraftstoffverbrauch führt. Das Verbrennungsluftverhältnis λ variiert zwischen Werten von 1,1–10.

8.5.3.3 Turbine und Strahltriebwerk

Anders als an Land, wo die Kraftübertragung zur Fortbewegung eines Fahrzeugs über Reibung auf der Straßenoberfläche geschieht, ist in der Luft die Vorwärtsbewegung über eine Impulswirkung zu erzielen, indem die Luft entgegen der Fahrtrichtung beschleunigt wird. In der Luftfahrt wird dies durch Strahltriebwerke realisiert (s. [14]). Die Vortriebsleistung erfolgt also durch eine thermische Beschleunigung der Umgebungsluft, indem im

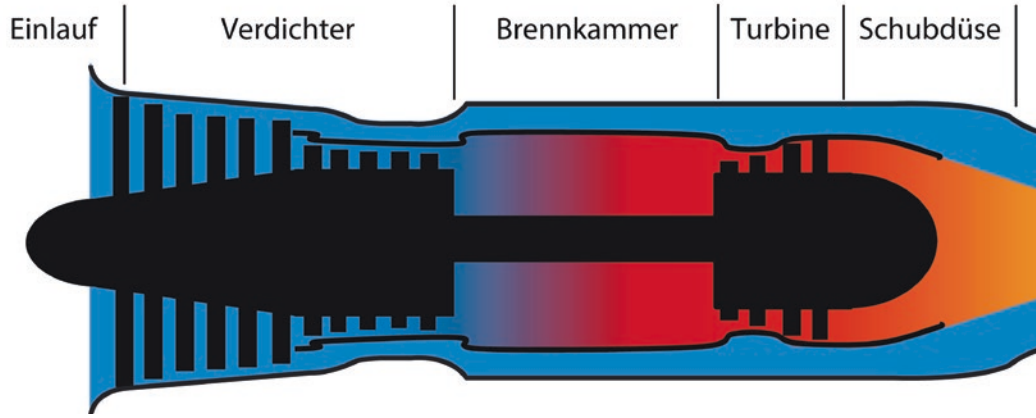


Abb. 8.81 Aufbau und Funktionsweise eines Strahltriebwerks und Temperaturverlauf in den einzelnen Bauteilen

Triebwerk Luft angesaugt, mit dem Kraftstoff gemischt und verbrannt und als heißer Antriebsstrahl auf Luft mit geringerer Geschwindigkeit trifft, wodurch eine Schubkraft entsteht.

Es gibt eine Vielzahl an Strahltriebwerken: Gasturbinen, Staustrahltriebwerke, kombinierte Gasturbinen-Staustrahltriebwerke, Puls- oder Verpuffungsstrahltriebwerke oder Turboraketentriebwerke. Alle gründen auf dem 3. Newton'schen Axiom *actio = reactio*.

Eine einfache und heute viel verwendete Bauform ist das Turbo-Luftstrahltriebwerk, welches aus den Komponenten Einlauf, Verdichter, Brennkammer, Turbine und Schubdüse besteht (s. Abb. 8.81). Der Verdichter, die Brennkammer und die Turbine werden zusammen als Gasgenerator bezeichnet und sind die Kernkomponenten eines Flugzeugtriebwerks. Der Vorteil ist, dass auch bei geringen Geschwindigkeiten ein moderater Wirkungsgrad bei geringer Lärmbelastung zu erreichen ist.

Durch den Einlauf wird in der Gasturbine Umgebungsluft angesaugt und mithilfe des Verdichters komprimiert. Da im Gegensatz zu Raketentriebwerken der für die Verbrennung notwendige Sauerstoff aus der Luft genommen wird, bezeichnet man diese Turbinenart auch als luftatmend.

In der Brennkammer wird der verdichteten Luft Kraftstoff zugemischt und als Gasgemisch verbrannt. Anschließend wird das heiße Gas in der Turbine expandiert, wodurch dem Gas ein nicht unerheblicher Teil seiner Energie entzogen wird. Die Turbine treibt wiederum den Verdichter an, aber auch Hilfsaggregate, wie den Generator für das Bordnetz. Der Großteil der gewandelten Energie des Kraftstoffs wird dafür aufgewendet. Aus der verbleibenden Energie wird der Schub erzeugt, indem das verbrannte Gasgemisch über die Schubdüse weiter expandiert und abschließend etwa auf Umgebungsdruck ist. Durch die Expansion verlässt das Gas die Schubdüse mit einer Strömungsgeschwindigkeit von 600–900 m/s oder mehr. Um eine weitere Leistungssteigerung zu erzielen, kann nach der Turbine ein Nachbrenner installiert werden, der das Gas zusätzlich erhitzt und beschleunigt. Dadurch sind zwar Schubsteigerungen um 30–70 % möglich, aber gleichzeitig steigt der Brennstoffverbrauch um 80–120 % an, weshalb Nachbrenner nicht in der kommerziellen Luftfahrt eingesetzt werden (s. [66]).

Heute wird als Kraftstoff fast ausschließlich Kerosin (Jet-A1) verwendet. Möglich ist auch eine Verwendung von Bio- und Stromkraftstoffen. Eine Umstellung des verwendeten Kraftstoffs ist nur im internationalen Konsens möglich, da Flugzeuge große Strecken überwinden und weltweit auf dieselben Infrastrukturkomponenten zurückgreifen. Obwohl Pflanzenkraftstoffe und Biomass-to-Liquid geeignet sind und für den Flugverkehr getestet werden, ist ihr Potenzial begrenzt (s. [125]). Daher kommt Stromkraftstoffen aus den potenzialseitig kaum begrenzten Quellen Wind-, Solarenergie und

Wasserkraft über Power-to-Liquid zukünftig eine große Bedeutung zu (s. ► Abschn. 8.7).

8.6 Das Speichersystem Power-to-Gas

Nun werden die zuvor beschriebenen Elemente zu kompletten Speichersystemen zusammengefügt. Ein Speichersystem ist aus Einspeichertechnologien (s. ► Abschn. 8.2 und 8.3), Speichertechnologien (s. ► Abschn. 8.4) und Ausspeichertechnologien (s. ► Abschn. 8.5) aufgebaut. In diesem Abschnitt wird das Speichersystem Power-to-Gas (Strom-zu-Gas) dargestellt.

Bei gasförmigen Energieträgern stehen vor allem Speichersysteme auf Basis von Power-to-Gas (PtG) im Mittelpunkt, da diese aufgrund der Nutzung vorhandener Infrastruktur und der Möglichkeit der Substitution von konventionellen Energieträgern in Verkehr, Strom und Wärme das größte Potenzial besitzen.

Grundsätzlich ist aufgrund der Eigenschaften der beiden Energieträger Wasserstoff H_2 und Methan CH_4 zwischen zwei verschiedenen PtG-Konzepten zu unterscheiden. Der Unterschied liegt vor allem in der Verwendung der Speicher und den Ausspeichertechnologien sowie der optionalen Stufe der Methanisierung und deren Komponenten. Im Folgenden wird auf die Grundkonzepte von Power-to-Gas eingegangen; konkrete Anwendungen und einzelne Projekte werden in ► Kap. 13 und 14 vorgestellt.

8.6.1 Anfänge von Power-to-Gas

Bedarf an Energiespeichern in dynamischen Simulationen – Wasserstoff und Biomasse

Im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland – vor allem Wind und Photovoltaik – wurde in den 2000er-Jahren die Frage nach Energiespeichern immer dringender.

Nachdem lange Zeit eine jahresbilanzielle Betrachtung ausreichte, die nur einen Wert für die Stromerzeugung aus Wind und Solar zugrunde legte, wurde in den dynamischen Simulationen des Stromsystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien (s. ► Kap. 3) ein großer Speicher- und Ausgleichsbedarf nachgewiesen und sichtbar gemacht. Dieser Bedarf konnte nicht über die herkömmlichen Speichertechnologien in Deutschland wie Pumpspeicher, Batteriekraftwerke oder Druckluftspeicher gedeckt werden. Lediglich reine Wasserstoffkavernen wurden als Lösungsoption angesehen (s. [86, 119]). Da die Wasserstoffinfrastruktur fehlt und die Wasserkraft in Deutschland potenzialseitig im Zubau begrenzt ist, waren rein erneuerbare Energiesysteme in ihrem Design auf Bioenergie als Ausgleichsenergie angewiesen.

Das Kombikraftwerk am ISET Kassel – heute Fraunhofer IWES

In den 1990er-Jahren wurde von Enßin, Füller, Hahn, Rohrig und Kollegen am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel im Rahmen des 250-MW-Messprogramms eine Datenbank zur Einspeisung aus Windkraftanlagen aufgebaut, aus dem Anfang der 2000er-Jahre Windprognosen und ein erstes virtuelles Kraftwerk in Form eines Windpark-Clusters entwickelt wurden (s. [28–30]). Daraus entstand das Projekt »Kombikraftwerk« (s. ◘ Abb. 8.82), welches zeigen konnte, dass eine zu 100 % erneuerbare Stromversorgung im Maßstab 1:10.000 in Deutschland zu jedem Zeitpunkt möglich ist. Dazu wurden exemplarisch Windkraftanlagen der Enercon GmbH, Photovoltaikanlagen der Solarworld AG und Biogasanlagen der Schmack Biogas GmbH zusammengeschlossen und gemeinsam in Echtzeit nach dem deutschen Lastprofil gesteuert. Einzig der Stromspeicher wurde als das Pumpspeicherwerk Goldisthal simuliert. Damit wurden Annahmen widerlegt, dass ein rein erneuerbares Stromsystem nicht in der Lage sei, eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten (s. [65]).

Die Analysen von Reinhard Mackensen zeigten, dass für einen Vollausbau erneuerbarer Energien vorwiegend Windkraft und Photovoltaik zum Zuge kommen und diese massive Ausgleichsmaßnahmen in Form von großen Speicherkapazitäten oder gespeicherter Biomasse benötigen, die weder über einen Zubau von Pumpspeichern in Deutschland noch über die verfügbaren Flächen für Biogas realisierbar wären (s. [64, 65]). Das Kernproblem bestand in der realistischen Hochskalierung der installierten Biogas- und Speicherleistung um den

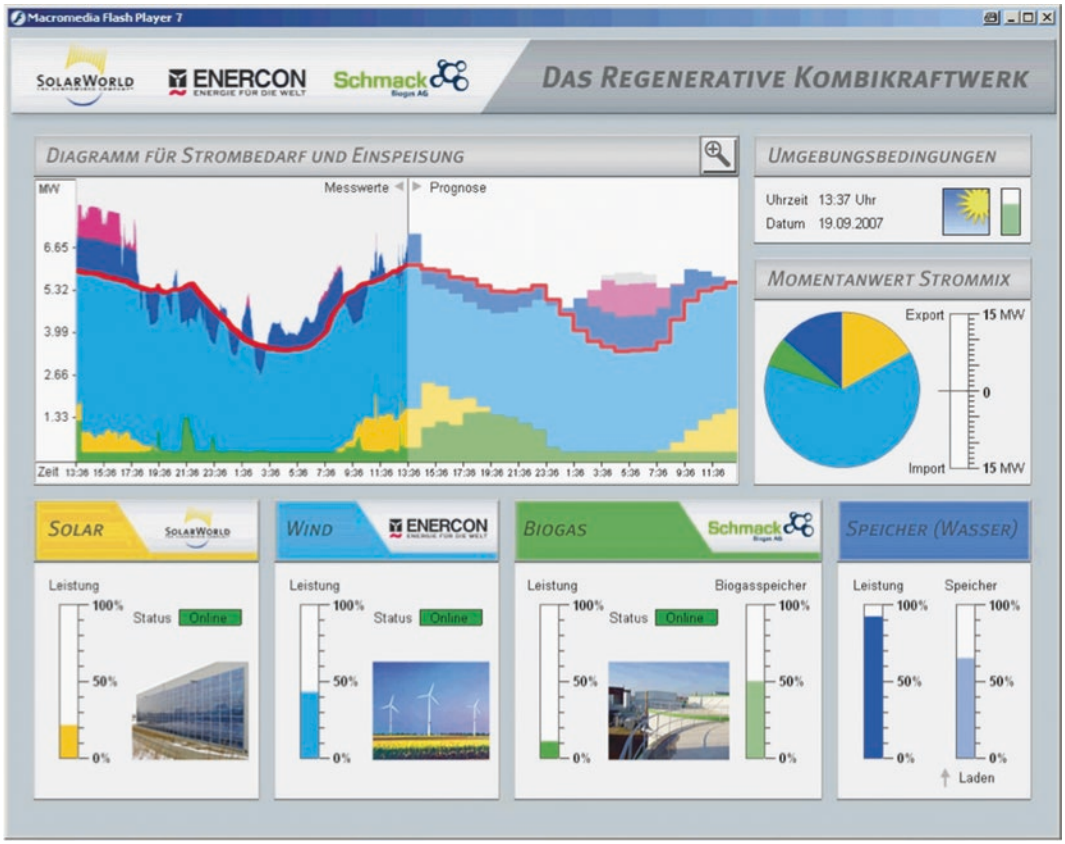


Abb. 8.82 Kombikraftwerk am ISET (Quelle: Mackensen, ISET)

Faktor 10.000. Ein Lösungsansatz des ISET war die Kopplung von Strom- und Gassektor, um auch Wind- und Solarenergie als Wasserstoff im Erdgasnetz zu speichern und flexibel über Gaskraftwerke und BHKW zurück zu verstromen (s. [125]).

CO_2-Methanolisierung und Biomassevergasung am ZSW Stuttgart

In den 1990er-Jahren entwickelten Andreas Bandi, Thomas Weimer, Michael Specht und Kollegen am Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung in Stuttgart eine Synthese zur Gewinnung von Methanol aus atmosphärischem CO_2 und Solarenergie. Eine kleine Pilotanlage wurde umgesetzt, die das CO_2 aus der Luft über Adsorption und Elektrodialyse entzog und zusammen mit Wasserstoff aus solarbetriebener Elektrolyse in einem Reaktor zu Methanol umsetzte. Damit konnte die technische Machbarkeit des CO_2-Recyclings zur Methanolherstellung erfolgreich nachgewiesen werden (s. [5, 95, 96, 126]). In den 2000er-Jahren konzentrierte sich die Forschung zu Wasserstoff und chemischen Energieträgern am ZSW auf die Biomassevergasung, indem ein eigenes Verfahren (Absorption Enhanced Reforming Process) zur Gewinnung eines wasserstoffreichen Produktgases aus Biomasse über zwei gekoppelte Wirbelschichtreaktoren entwickelt wurde (s. [97, 98]).

Das erste gekoppelte Strom- und Gasnetz im WBGU-Bioenergiegutachten

Mitte bis Ende der 2000er-Jahre wurde deutlich, dass das Potenzial an Biomasse begrenzt ist und bleibt. Der kurzfristige Anstieg der Nahrungsmittelpreise verursachte 2008 die »Tank-Teller-Diskussion« und die Frage, wie weit Biomasse für Energie genutzt werden kann und soll (s. [31, 85]). Im WBGU-Bioenergiegutachten wird deutlich, dass Bioenergie

einerseits sehr gut für den Ausgleich von schwankender Wind- und Solarenergie ist, jedoch nicht das notwendige nachhaltige Potenzial besitzt. Die beiden Autoren Jürgen Schmid und Michael Sterner vom ISET in Kassel kamen zum Schluss, dass aufgrund der Knappheit Bioenergie am besten über die Wege der Vergärung, Vergasung und Methanisierung in die vorhandene Erdgasinfrastruktur zu integrieren ist (s. [109, 125]). Dort sind die notwendigen Transport- und Speicherkapazitäten vorhanden, und Gas ist über Kraftwerke, BHKW, Gasautos und Gasheizungen allen Energiesektoren zugänglich. Zugleich besteht über diesen Weg zum einen die Möglichkeit, das CO_2 abzutrennen und eine echte Kohlenstoffsenke zu etablieren, und andererseits auch die noch lange vorhandene fossile Kohle klimafreundlich zu integrieren.

Das integrierte Energiesystem bestand schließlich aus einem Strom- und Gassystem, das über Gaskraftwerke und BHKW einerseits und einen Elektrolyseur, andererseits welcher Wasserstoff für Brennstoffzellen erzeugte, gekoppelt war (s. Abb. 8.83). Dieses System wurde samt Kombikraftwerk von Schmid und Sterner auf der 16. Europäischen Biomassekonferenz vorgestellt (s. [89, 108]). Anwesend war auch Michael Specht vom ZSW in Stuttgart, der mit Kollegen die Arbeiten zur chemischen Energiewandlung von Biomasse vorstellte (s. [98]). Er brachte mit seinem Hintergrund die Idee ein, für die bessere Integrierbarkeit von Wasserstoff im Erdgasnetz den Sabatier-Prozess über die Methanisierung von CO_2 zu verwenden, welcher in Abb. 8.83 für die Methanisierung von Synthesegas aus Kohle und Biomasse verwendet wurde.

Patent, Studien und Projekte zu Power-to-Gas

Hier konvergierten die Vorarbeiten beider Institute und die Idee wurde zum Power-to-Gas-Konzept ausgearbeitet. Es mündete 2009 in einer Patentanmeldung (s. [99]), einer ersten Doktorarbeit zu Power-to-Gas, welche die alte Idee der chemischen Speicherung von Wind- und Solarenergie in den Kontext der Energiewende stellte und bekannt machte (s. [105]), und der Entwicklung der ersten Power-to-Gas-Anlage zur CO_2-Methanisierung in Deutschland in Stuttgart im

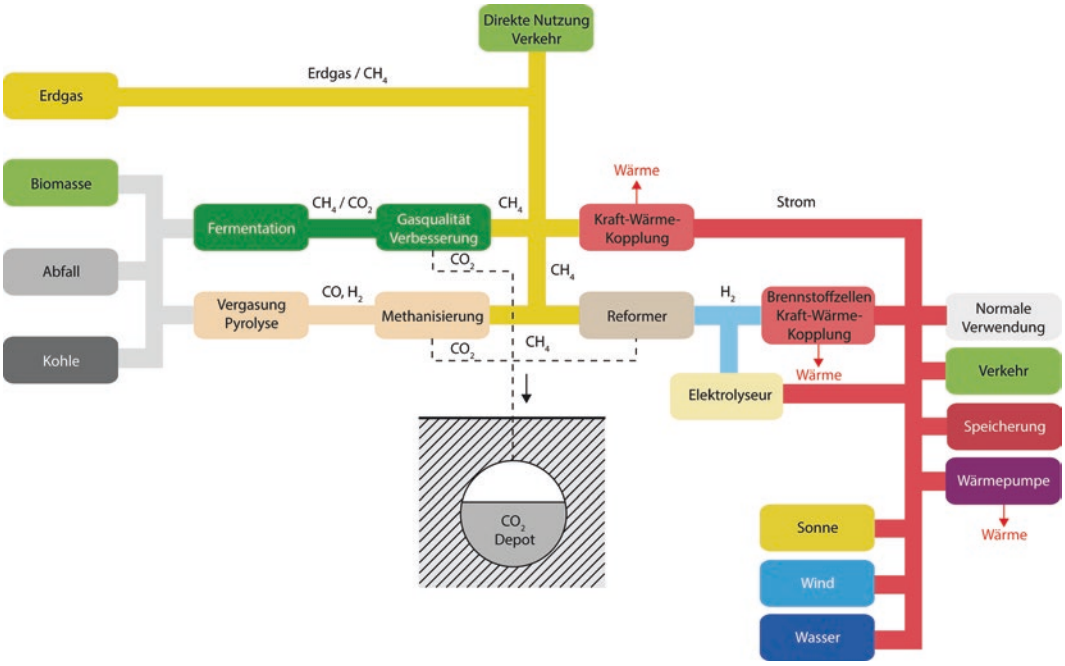


Abb. 8.83 Kopplung von Strom- und Gassystem über Elektrolyse im WBGU-Hauptgutachten Bioenergie, nach [125]

Auftrag von Waldstein, dem Gründer der Solar-Fuel GmbH (s. [32, 100]).

Im Weiteren entstanden verschiedene Pilotprojekte. In Stuttgart wurde die Hardware weiterentwickelt, während in Kassel Studien für E-On, Greenpeace Energy und die Audi AG angefertigt wurden. Beides ebnete den Weg zur Umsetzung von Pilotprojekten und der Bekanntmachung des neuen Konzepts (s. ► Abschn. 14.3 und [106]).

In der Energiewirtschaft wurde das Konzept durch die Arbeiten des Fraunhofer IWES (vormals ISET) über die Simulation in größeren Studien die den BMU Langfristszenarien (s. [75]), des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) Gutachtens (s. [101]), dem UBA Energieziel 2050 (s. [116]) und der VDE ETG Speicherstudie (s. [120]) bekannt (s. ► Kap. 3). Das größte bisher realisierte Projekt im Bereich Power-to-Gas wurde von der Audi AG umgesetzt, um 1500 Fahrzeuge CO_2-neutral mit Gas zu betreiben (s. ► Abschn. 14.3).

8.6.2 Power-to-Gas-Wasserstoff

Im Speichersystem Power-to-Gas-Wasserstoff (PtG-H_2) werden Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien (s. ► Kap. 3) in Wasserstoff gewandelt. Für den Wasserstoff sind verschiedene Nutzungsmöglichkeiten gegeben, wie z. B. die Beimischung in das Erdgasnetz oder die Abfüllung in Trailern, um ihn an einem anderen Ort und zu anderer Zeit energetisch zu verwerten. Folgende Schritte werden durchlaufen:

- Einspeichern:
  Einspeichertechnologien (s. ► Abschn. 8.2)
  - Alkalische Elektrolyse (AEL)
  - Membran-Elektrolyse (PEMEL)
  - Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES)
- Speichern:
  Speicherarten (s. ► Abschn. 8.4)
  - Gasnetz
  - Kavernenspeicher
  - Gas-Öl-Lagerstätten
  - Oberirdische Speicher
- Ausspeichern :
  Ausspeichertechnologien (s. ► Abschn. 8.5)
  - Brennstoffzelle
  - Gasturbine, GuD-Kraftwerk, BHWK
  - Gasheizung, Gaswärmepumpe, Kältemaschinen
  - Brennstoffzellenfahrzeug, Raketenantrieb
  - Stoffliche Nutzung.

Mögliche Anlagenkonzepte

Die Zusammensetzung von Erdgas in Deutschland mit hoher Qualität ist zu 96 Vol.-% Methan, 1 Vol.-% CO_2, 2 Vol.-% Stickstoff (N_2) und 1 Vol.-% Kohlenwasserstoffe wie Propan oder Butan (s. [47]). Laut DVGW ist eine Beimischung von Wasserstoff zu 1,5 % möglich. Für eine höhere Beimischungsquote herrscht für gewisse Anwendungen noch Anpassungs- bzw. Forschungsbedarf, wie z. B. bei Gasturbinen, Porenspeichern oder Erdgastanks in Fahrzeugen, die auf niedrige einstellige Prozentbereiche von 0–4 % limitiert sind. Deshalb unterscheiden sich Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersysteme darin, wie die Nutzung des Wasserstoffs im Anschluss an die Elektrolyse erfolgt.

In diesem Buch wird zwischen einer stofflichen (1) und einer energetischen Nutzung von Wasserstoff unterschieden. Darüber hinaus kann die energetische Nutzung weiter differenziert werden in eine Verwendung des Wasserstoffs in einer reinen Wasserstoffinfrastruktur (2) bzw. in eine Verwendung in der vorhandenen Gasinfrastruktur (3). ◘ Abbildung 8.84 zeigt übersichtlich die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff.

8.6.2.1 Stoffliche Nutzung

In ► Abschn. 8.1.2 sind die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff beschrieben, welche an dieser Stelle durch die Beschreibung eines Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystems zur stofflichen Nutzung ergänzt werden.

Die Anbindung einer Industrieanlage oder einer Raffinerie mit einem hohen Bedarf an Wasserstoff kann direkt an eine Power-to-Gas-Anlage erfolgen (s. ◘ Abb. 8.85). Da die meisten industriellen Anwendungen einen kontinuierlichen Wasserstoffstrom benötigen, wird im System noch ein Wasserstofftank zur Zwischenspeicherung eingesetzt. Voraussetzung für ein solches PtG-H_2- Speichersystem ist demnach ein Standort mit hohem erneuerbarem Strompotenzial und geeigneten Abnehmern für Wasserstoff.

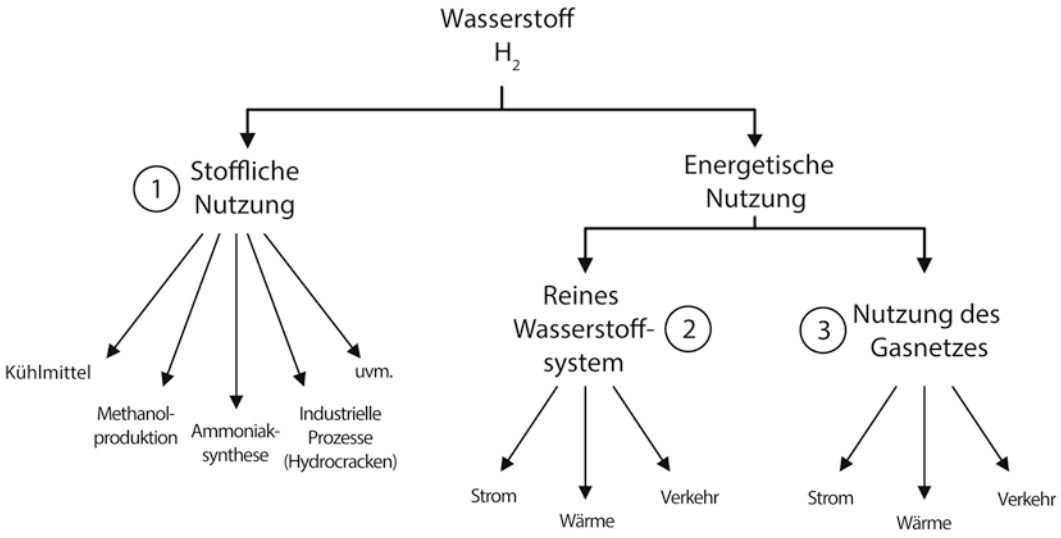


Abb. 8.84 Übersicht über die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff

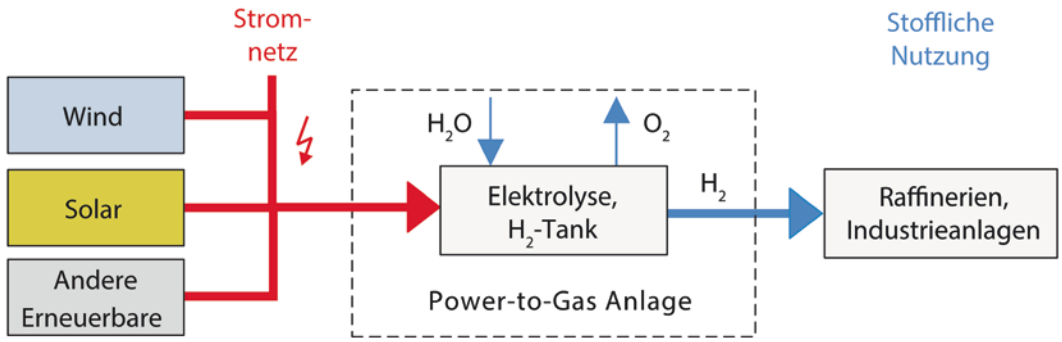


Abb. 8.85 Schematische Darstellung eines Power-to-Gas-Systems zur stofflichen Nutzung von Wasserstoff

Die Integration von grünem Wasserstoff in Erdölraffinerien ist ergänzend in ▶ Abschn. 13.3.2 beschrieben.

Beispiel

Eisenreduktion: Hohes Klimaschutzpotenzial besitzt das Direktreduktionsverfahren zur Eisenherstellung, welches das CO_2-intensive Hochofenverfahren ersetzen könnte. Bei dem Direktreduktionsverfahren wird dem Eisenerz (Fe_2O_3) mithilfe des Wasserstoffs Sauerstoff entzogen. Als Produkte entstehen Roheisen und Wasser. Ein weiterer Vorteil des Direktreduktionsverfahrens ist, dass das entstandene Eisen einen Kohlenstoffanteil kleiner 1% besitzt. Bei dem Hochofenverfahren sind es mehrere Prozent, die anschließend noch zu entfernen sind. Roheisen ist das Ausgangsprodukt für Stahl, welches laut DIN-Norm im Allgemeinen nicht mehr als 2% Kohlenstoffanteil haben darf.

8.6.2.2 Energetische Nutzung über eine Wasserstoffinfrastruktur

Zukünftig kann Wasserstoff beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft direkt in einem reinen Wasserstoffsystem genutzt werden (s. Abb. 8.86). Als Ausgangspunkt sind Regionen mit hoher Dichte von Abnehmern in Chemieparks, bereits vorhandenen Wasserstoffleitungen und geeigneten Spei-

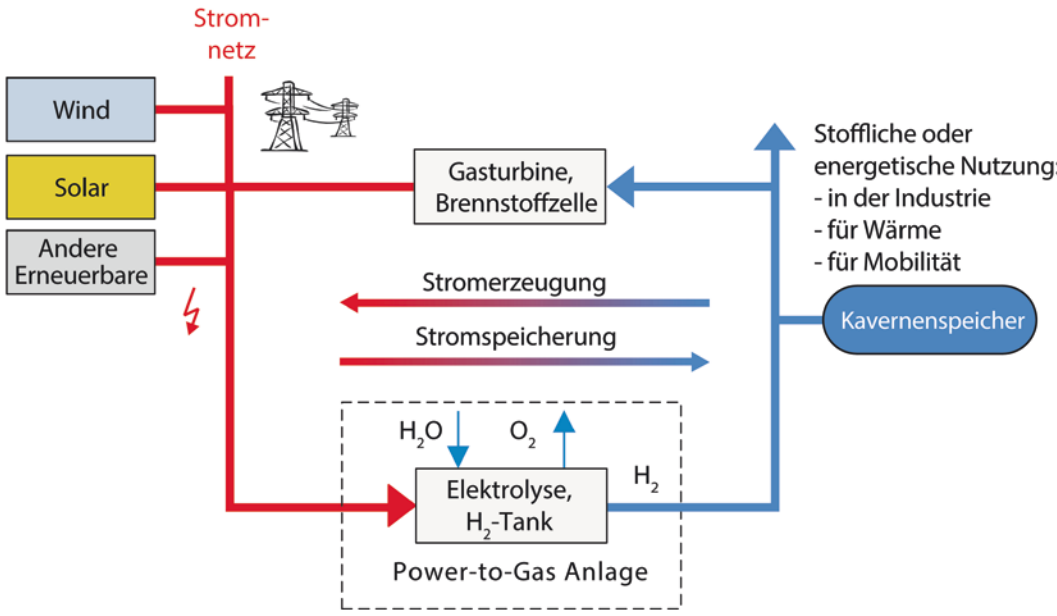


Abb. 8.86 Energetische Nutzung von Wasserstoff in einer reinen Wasserstoffinfrastruktur

chermöglichkeiten denkbar, wie sie im BMBF-Projekt HYPOS für Ostdeutschland in Wind-PV-Wasserstoff-Hybridparks und Wasserstoff-Testfeldern samt erstem Wasserstoffspeicher Deutschlands erforscht werden (s. [53]). Als Speichermöglichkeiten stehen für eine kurzzeitige Lagerung neben Wasserstoffleitungen oberirdische H_2-Tanks und für die Langzeitspeicherung Gaskavernen zur Verfügung. Porenspeicher sind dagegen aufgrund der mikrobiologischen Schwefelwasserstoffbildung und der damit verbundenen Korrosion nicht für eine Wasserstoffhaltung geeignet (s. ► Abschn. 8.4.1.4).

In diesem System kann der gespeicherte Wasserstoff in Defizitzeiten der fluktuierenden erneuerbaren Energien über eine speziell angepasste Gasturbine oder eine Brennstoffzelle wieder in Strom gewandelt werden und damit als Stromspeicher dienen. Die eigenständige Wasserstoffinfrastruktur wirkt in diesem Fall als saisonaler Ausgleich für Zeiten mit geringen Sonnenstunden und gleichzeitiger Windflaute.

Darüber hinaus kann der Wasserstoff für die Mobilität über Wasserstofftankstellen oder für Anwendungen im Bereich der Wärmeversorgung genutzt werden.

Hinderlich in der Umsetzung sind die hohen Kosten des Aufbaus einer eigenen Wasserstoffinfrastruktur und die hohen Preise der Wasserstoff-Entladetechnologien wie Brennstoffzellenfahrzeuge, Brennstoffzellen-BHKW und Rückverstromungseinheiten.

Die Integration von Wasserstoff in die Wasserstoffmobilität samt Transport und Distributionsinfrastruktur ist ergänzend in ► Abschn. 13.3.2 erläutert.

8.6.2.3 Energetische Nutzung durch Beimischung zu Erdgas und Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur

Eine eigene Wasserstoffinfrastruktur ist aus heutiger Sicht aus Kostengründen nur für einzelne Regionen geeignet, wo ein hoher Bedarf an Wasserstoff herrscht, es Abnehmer in der Industrie gibt und geeignete Speichermöglichkeiten vorhanden sind, vor allem Kavernenspeicher.

Anders sieht dies bei der Beimischung zu Erdgas und bei der Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur aus. Das Gasnetz ist deutschlandweit ausgebaut und es bestehen zudem große Fernleitungsverbindungen ins Ausland. Außerdem gibt

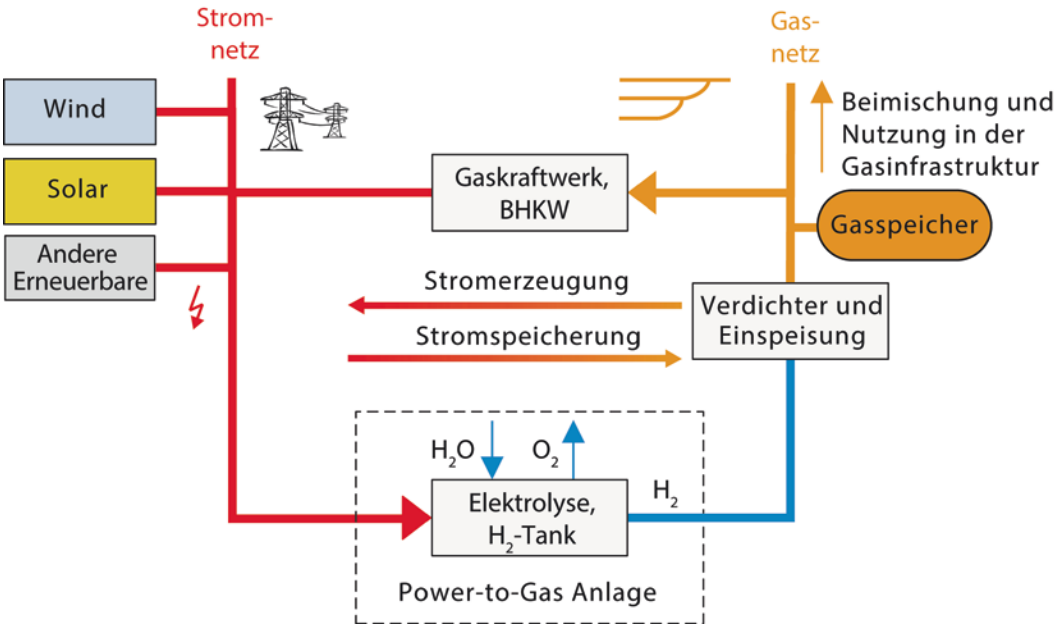


Abb. 8.87 Schema zur Wasserstoffnutzung in der vorhandenen Gasinfrastruktur

es in jedem Energiesektor Verbraucher, die seit Langem Stand der Technik sind. So sind bis auf Anpassungen aller Gaskomponenten auf höhere Wasserstoffanteile keine neuen Entwicklungen erforderlich, sondern es können die bereits vorhandenen Technologien genutzt werden.

Die große Herausforderung liegt in der Verträglichkeit von Wasserstoff mit einzelnen Komponenten (s. Abb. 8.96). In diesem Bereich gibt es noch Anpassungs- bzw. Forschungsbedarf, um die derzeit technisch umsetzbare Einspeisegrenze von 1–2 Vol.% Wasserstoff zu erhöhen (s. [47] ▶ Abschn. 8.6.5.1).

In einem Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystem wird überschüssiger Strom zur Wasserspaltung durch einen Elektrolyseur eingesetzt (s. Abb. 8.87). Der erzeugte Wasserstoff wird einer Gaseinspeisestation samt Verdichter zugeführt, wo er für eine Einspeisung in die Gasinfrastruktur aufbereitet wird. Der anschließende Nutzungspfad ist unter Beachtung der Wasserstofftoleranzen von Abb. 8.96 für alle Wege offen: Rückverstromung des Gasgemisches, Wärme, Verkehr und stoffliche Nutzung.

Zum saisonalen Ausgleich kann das Erdgas-Wasserstoffgemisch in Gasspeichern gelagert werden. Anders als reiner Wasserstoff kann für Erdgas mit einer 1%igen Wasserstoffbeimischung jeder Gasspeicher genutzt werden. Neben Salzkavernen kommen auch Porenspeicher infrage. Für eine kurzzeitige Pufferung des Gasgemisches dienen oberirdische Gasspeicher. Ferner kann das Gas samt erneuerbarem Wasserstoff über das Gasnetz zu allen Verbrauchern in Haushalten, Gewerbe und Industrie transportiert werden. Anwendungen sind dort Gasmotoren, Gasbrennwertkessel, Gaswärmepumpen, Gasherde, Gas als Werkzeug oder Grundstoff oder die Rückverstromung in Spitzenlastzeiten.

8.6.3 Power-to-Gas-Methan

Im Speichersystem Power-to-Gas-Methan (PtG-CH_4) kommt zur Elektrolyse die weitere Ladetechnologie Methanisierung (s. ▶ Abschn. 8.3) hinzu. Der generierte Wasserstoff wird auf chemischem oder biologischem Weg mit Kohlenstoffdioxid (CO_2) in die Produkte Methan (CH_4) und Wasser (H_2O) gewandelt (s. [105]).

Das daraus entstehende Methan lässt sich dank seiner höheren Energiedichte leichter verdich-

ten, lagern, transportieren und nutzen als reiner Wasserstoff, was die größten Vorteile dieses Konzeptes sind. Der Nachteil liegt in einem weiteren Wandlungsschritt mit entsprechenden Abwärmen und dem Bedarf an CO_2. Dadurch sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses. Diesem Nachteil kann u. a. durch ein intelligentes Wärmekonzept in Verbindung mit der Elektrolyseabwärme (s. ▶ Abschn. 8.2.6) oder durch den Einsatz der Hochtemperatur-Elektrolyse begegnet werden, wenn die Exothermie der Synthese zur Verdampfung des zu elektrolysierenden Wassers genutzt wird (s. ▶ Abschn. 8.6.4).

Ein Power-to-Gas-Methan-Speichersystem kann aus folgenden Komponenten aufgebaut sein:

- Einspeichern:
  Einspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.2)
  - Elektrolyse
    - Alkalische Elektrolyse (AEL)
    - Membran-Elektrolyse (PEMEL)
    - Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES)
  - Methanisierung (s. ▶ Abschn. 8.3)
    - chemische Methanisierung
    - biologische Methanisierung
- Speichern:
  Speicherarten (s. ▶ Abschn. 8.4)
  - Gasnetz
  - Kavernenspeicher
  - Porenspeicher
  - Gas-Öl-Lagerstätten
  - Oberirdische Speicher
- Ausspeichern:
  Ausspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.5)
  - Brennstoffzelle
  - Gasturbine, GuD-Kraftwerk, BHWK
  - Gasheizung, Gaswärmepumpe, Kältemaschinen
  - Gasfahrzeug, Schiffe, Flugzeuge
  - Stoffliche Nutzung

Mögliche Anlagenkonzepte

Im Bereich PtG-CH_4 gibt es verschiedene Konzeptkategorien, die alle auf dem in Abb. 8.88 abgebildeten Grundkonzept basieren (s. [105]).

Die Grundidee von Power-to-Gas ist die gegenseitige Vernetzung des Strom- und Gasnetzes zur Speicherung von erneuerbaren Energien (s. ▶ Abschn. 8.6.1). Überschussstrom treibt die

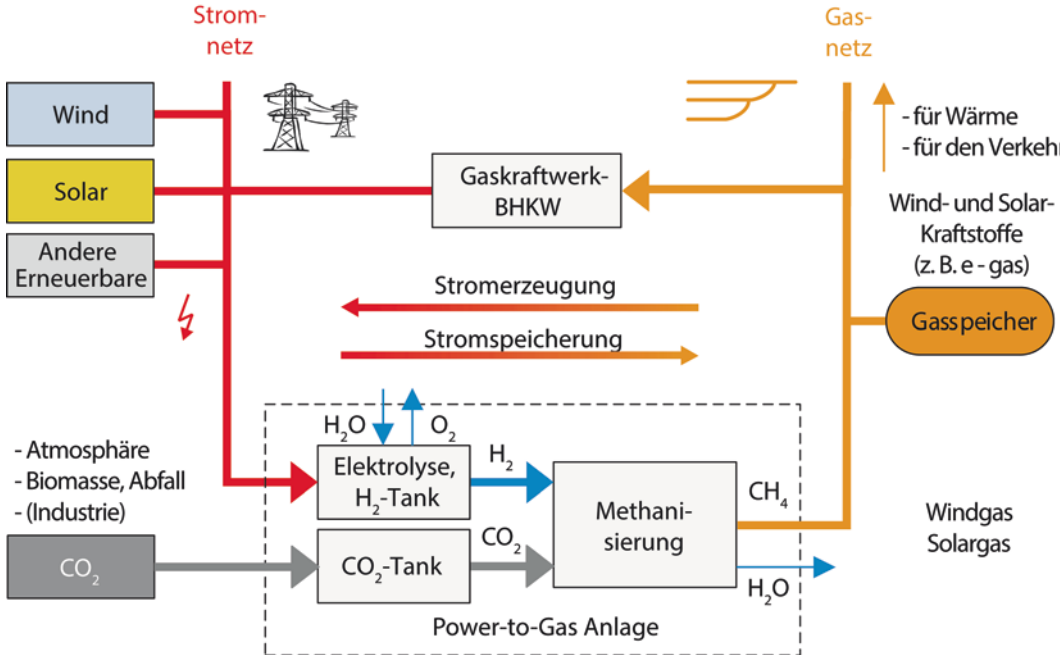


Abb. 8.88 Grundkonzept von Power-to-Gas-Methan, nach [105]

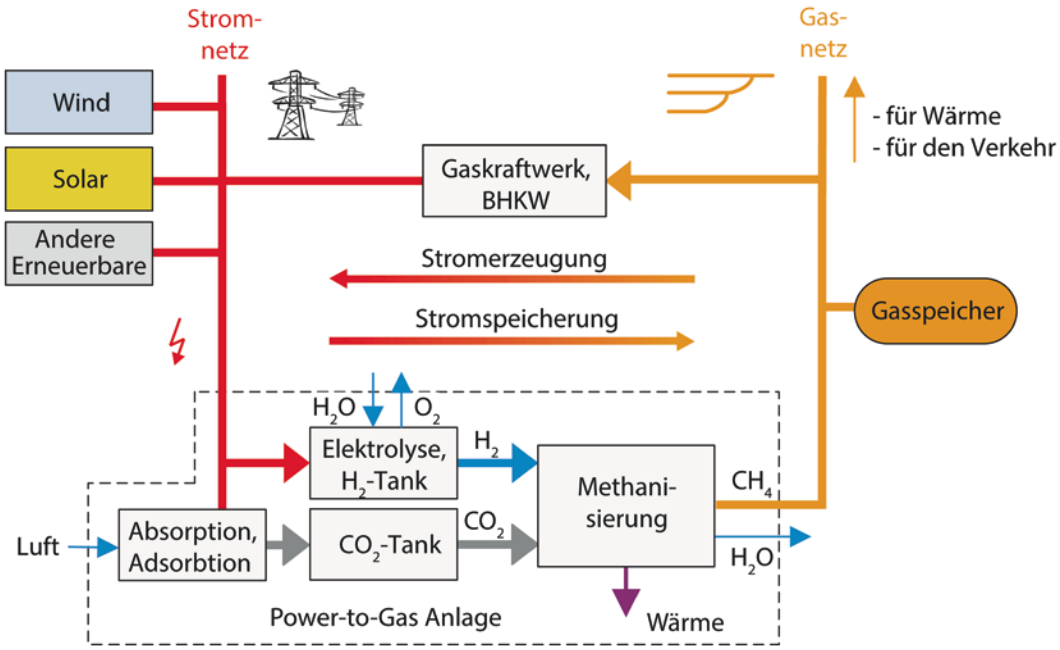


Abb. 8.89 Power-to-Gas-Methan mit Luft als CO_2-Quelle, nach [105]

Wasserspaltung in der Elektrolyse an. Der entstehende Wasserstoff wird zusammen mit CO_2 in der Methanisierung zu Methan umgesetzt. Dazu wird eine CO_2-Quelle benötigt. Diese kann unterschiedlicher Herkunft sein. Mögliche Quellen sind beispielsweise CCS (engl. *Carbon Dioxid Capture and Storage*; dt. CO_2-Abscheidung und -Speicherung), Biogas- oder Kläranlagen, CO_2 aus der Luft, Industrieprozessen oder konventionellen Kraftwerken. Das erneuerbare Methan kann in Gasspeichern zwischengespeichert oder ins Gasnetz eingespeist werden. Dort kann es für den Wärme- oder Verkehrssektor verwendet oder über Gasturbinen, BHKW etc. rückverstromt werden.

Der Unterschied zwischen den einzelnen Konzepten liegt darin, woher das Kohlenstoffdioxid stammt und wie die CO_2-Quelle in die Methanisierung eingebunden wird.

8.6.3.1 CO_2 aus der Luft

Wird CO_2 aus der Atmosphäre gewonnen und erneuerbarer Strom verwendet, kann CO_2-neutrales Methan hergestellt werden (s. Abb. 8.89). Wird der Verbrennung noch ein CCS-System angeschlossen, kann es sogar zu einer Senkung des CO_2-Gehaltes der Luft durch die Anlage kommen.

Es gibt verschiedene Wege zur Extraktion von CO_2 aus der Luft:

- Adsorption
- Absorption
- Kondensation
- Membranabtrennung.

Alle Prozesse sind jedoch energieintensiv, da die Konzentration von CO_2 in der Atmosphäre nur ca. 400 ppm, also 0,4 ‰ beträgt. Daher sollten zunächst reine CO_2-Quellen genutzt werden, um Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen zu steigern.

Trotzdem hat dieses System seine Daseinsberechtigung, da es weltweit Regionen mit hohem Potenzial an erneuerbaren Energien gibt, die fernab von Verbrauchern liegen. Da dort Luft die einzige CO_2-Quelle darstellt, bietet das System die Möglichkeit, dieses Potenzial zu nutzen und die Abhängigkeit von Erdgasimporten in diesen Regionen zu reduzieren (s. [105]).

Zwei der vier Verfahrensmöglichkeiten sind sehr energieintensiv: Die Kondensation erfordert eine sehr starke Abkühlung der Luft und die Membranabtrennung einen sehr hohen Druck, um das CO_2 aus der Luft zu gewinnen. Diese Prozesse werden standardmäßig in Luftzerlegungsanlagen (LZA, oder ASU – Air Separation Units) zur industriellen Gewinnung von Stickstoff, Sauerstoff und Edelgasen wie Argon eingesetzt (s. [96]).

Aus heutiger Sicht erscheinen daher Ab- und Adsorptionsprozesse als favorisierte Technologie hinsichtlich Aufwand und Verluste.

- **Absorptionsverfahren**

Während der Absorption wird das CO_2 durch eine Lauge, wie z. B. Natronlauge (NaOH), Kalilauge (KOH) oder Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$), aus der Luft absorbiert. Dabei entsteht ein Carbonat, beispielsweise Natriumcarbonat (Na_2CO_3). Aus diesem Carbonat kann mithilfe einer Säure das CO_2 wieder gelöst werden.

Um die Lauge und die Säure anschließend wiederherzustellen, wird eine Elektrodialyse mit bipolaren Membranen durchgeführt. Die Elektrodialyse ist ein elektrochemischer Prozess, in dem mithilfe eines elektrischen Feldes Protonen (H^+) und Hydroxidionen (OH^-) getrennt werden, die durch Wasserspaltung gewonnen werden, die wiederum durch die bipolare Membran aktiviert wird.

Die Absorption und die Elektrodialyse benötigten im Laborversuch am ZSW Stuttgart zusammen 2,28 MWh pro Tonne CO_2 (s. [5, 96]). In der Praxis liegt der Wert darüber.

- **Adsorptionsverfahren**

Beim Adsorptionsverfahren wird im Batch-Verfahren zunächst CO_2 adsorbiert und dann mithilfe niederkalorischer Wärme wieder freigesetzt und verfügbar gemacht. Adsorptionsverfahren wie die Druckwechseladsorption (PSA) sind Standardprozesse in der Gasaufbereitungs- und Gasreinigungstechnik. Der Vorteil liegt darin, dass auch Niedertemperaturabwärme aus verschiedenen Prozessen (z. B. Elektrolyse, KWK, ggf. auch Synthesen) für die Desorptionsphase verwendet werden kann.

Beispiel

Eine kommerziell erhältliche Demonstrationsanlage zur CO_2-Gewinnung aus der Luft wird von dem Unternehmen Climeworks hergestellt und betrieben. Ein Zyklus dauert etwa sechs Stunden. Dabei wird zuerst die Luft durch die Adsorptionskammer geleitet, wo sich das CO_2 an Zellstoff-Granulat anlagert. Innerhalb von drei Stunden ist genügend CO_2 gesammelt, sodass bei 95 °C und vermindertem Druck die Desorptionsphase beginnen kann, welche wiederum etwa drei Stunden dauert und einen Zyklus abschließt. Unter diesen Bedingungen kann durch eine Vakuumpumpe das CO_2 vom Zellstoff gelöst und mit einem Reinheitsgrad von 99,5 % gewonnen werden. Mit der Anlage ist es möglich, 80 % der CO_2-Moleküle mittels Sorbentmittel aus der Luft zu filtern. In absoluten Zahlen bedeutet dies 800 m^3/h Luft und 4 kg/d bzw. 1000 kg/a CO_2 (s. [40, 41, 131]).

Zukünftig sollen mit einer Fläche von 100 m^2 ca. 1000 t CO_2/a mit einer Gaszusammensetzung von 99,9 % CO_2, 30 ppm O_2 und 20 ppm H_2O erzielt werden. Der Energieaufwand beläuft sich auf 200–300 kWh Strom pro Tonne CO_2 vor allem für den Betrieb des Lüfters und 1500–2000 kWh/t CO_2 an niederkalorischer Wärme von 105°C im Vorlauf und 95°C im Rücklauf vor allem für die Desorption. Die Kosten für die Abtrennung liegen heute bei ca. 800 €/t bei einem Kostenaufwand für Wärme und Strom von ca. 30 €/t. Zukünftig sollen die Kosten auf ca. 200 €/t sinken (s. [39]).

Die Demonstrationsanlage wurde Anfang 2013 installiert und konnte unter verschiedenen Umgebungsbedingungen ihre Alltagstauglichkeit unter Beweis stellen. Eine Kooperation mit Audi für die Bereitstellung von CO_2 für die Power-to-Gas-Anlage in Werlte ist geplant (s. [4] und ► Abschn. 14.2.2.2).

8.6.3.2 CO_2 aus Biogasaufbereitungsanlagen

- **Prinzip**

Bei diesem Konzept ist das Ausgangsmaterial für CO_2 Biomasse oder Abfall, welche in einem Fermenter vergärt werden. Je nach Verweildauer und Fermentertyp kann das gereinigte Biogas bis

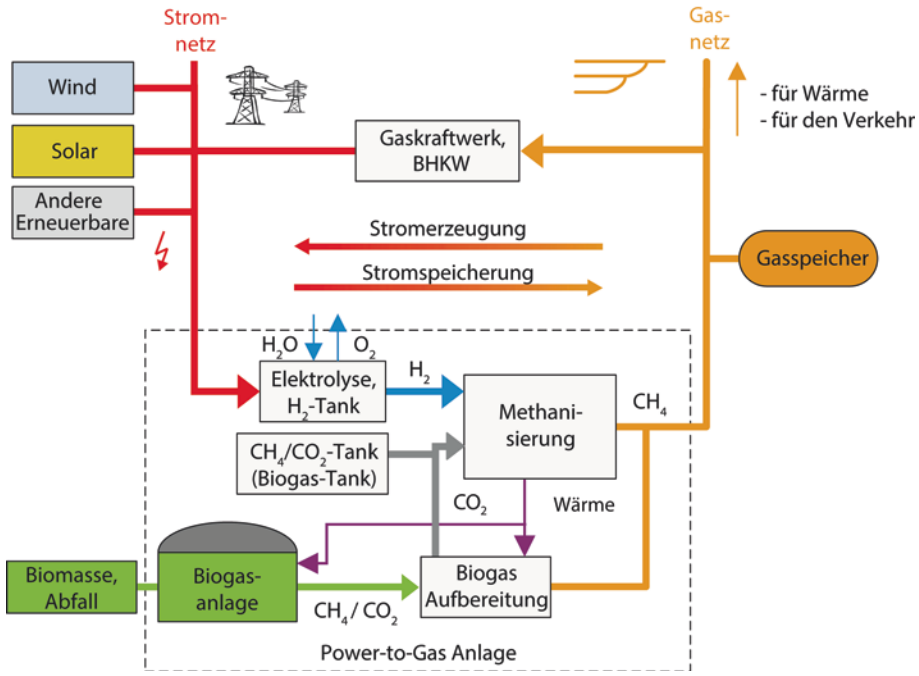


Abb. 8.90 Power-to-Gas-Methan mit CO_2 aus der Biogasaufbereitung oder der Biomassevergasung, nach [105]

zu 45 % CO_2 enthalten. Für viele technische Anwendungen ist das inerte CO_2 hinderlich, weshalb das Biogas vor der Einspeisung in das Gasnetz auf Erdgasqualität (> 96 % CH_4) gebracht wird. Nach der Abtrennung wird das Gas deshalb als Biomethan bezeichnet. Im Gasnetz kann es gespeichert, verteilt und flexibel in allen Bereichen eingesetzt werden. Die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur hat viele Vorteile: So kann auf bestehende Technologie zurückgegriffen und im Gegensatz zur Verstromung des Biogases vor Ort die entstehende Wärme gezielter genutzt und damit das Biogas effizienter verwertet werden.

Verfahren zur Gastrennung sind Adsorption, Adsorption, chemische Absorption, Membranabtrennung oder Kühlung (s. [8]).

In Kombination mit Power-to-Gas kann das abgetrennte CO_2, welches normalerweise in hochreiner Form einfach in die Atmosphäre gegeben wird, der Methanisierung hinzugefügt werden, wo es mit dem aus überschüssigem Strom erzeugten Wasserstoff zu Methan umgewandelt wird. Sind die Stromüberschüsse zu gering für die Wasserstoffproduktion oder ist der Wasserstoffpuffer leer, kann das CO_2 zwischengespeichert und erst wieder bei Bedarf verwendet werden (s. Abb. 8.90).

Vorteile

Der große Vorteil dieser Kopplung der Prozesse liegt in einer effizienteren Ressourcen- und Energienutzung: Die Abwärme der Methanisierung kann in diesem System entweder für die Vergärung oder für das Aufbereitungsverfahren komplett eingebunden werden. Durch die Nutzung der natürlich gebundenen Ressource CO_2 kann die Methanproduktion einer Biogasaufbereitungsanlage mithilfe von Power-to-Gas nahezu verdoppelt und im Idealfall der klimaschädliche Methanschlupf der Biogasaufbereitungsanlagen vermieden werden.

Variante Biomassevergasung

Anstelle des Fermenters kann auch eine Vergasungsanlage für feste Biomasse verwendet wer-

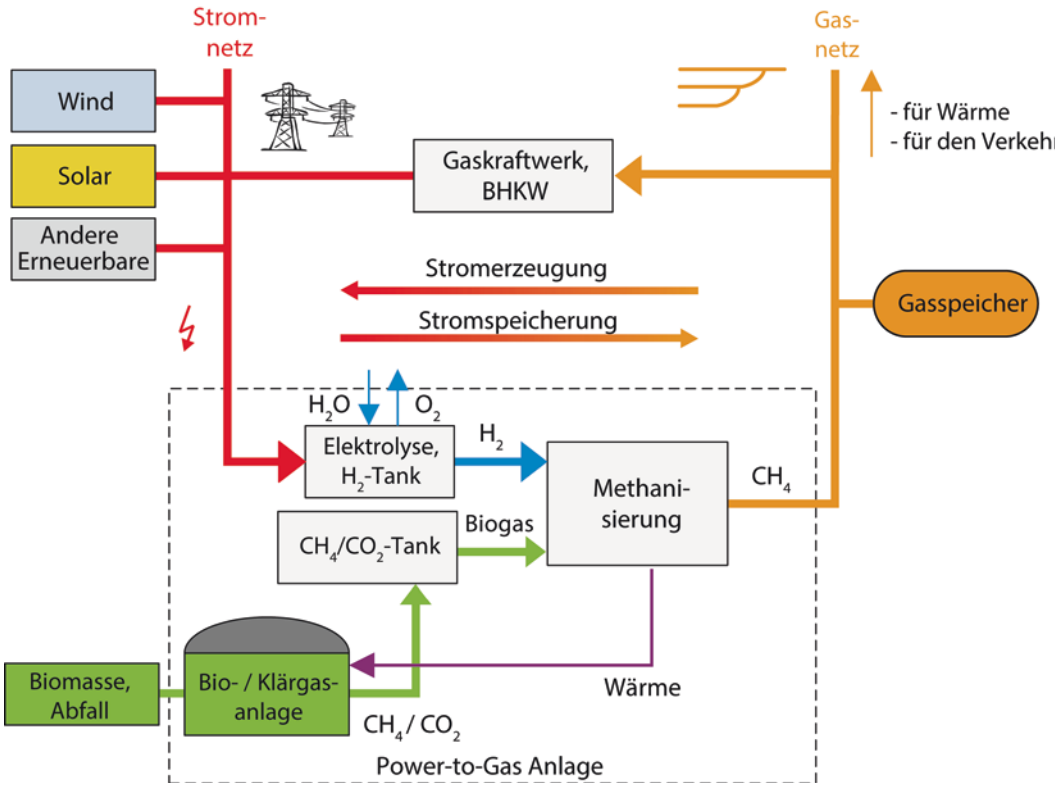


Abb. 8.91 Power-to-Gas-Methan mit direkter Umsetzung eines CH_4/CO_2-Gasgemisches aus Biogas- oder Klärgasanlagen, nach [105]

den. Unter Wärme- und Sauerstoffzufuhr werden die Kohlenwasserstoffverbindungen der festen Biomasse in ein Gasgemisch aus CO, H_2, H_2O, CH_4 und CO_2 gespalten. Dieses Gemisch wird nach Gasreinigung und Gaskonditionierung katalytisch in Methan umgesetzt. Eine Power-to-Gas-Anlage kann für diesen Prozess Sauerstoff und Wasserstoff zur Verfügung stellen und die Ausbeute der Anlage erhöhen, indem Überschussstrom genutzt wird.

8.6.3.3 CO_2 als Bestandteil von Bio- und Klärgas aus Biogas- und Klärgasanlagen

Prinzip

Biogas kann auch direkt ohne vorherige CO_2-Abtrennung methanisiert werden; ebenso Klärgas (s. Abb. 8.91). Beide Gase bestehen zu 50–60 % aus Methan und zu 40–50 % aus CO_2 und geringen Mengen an Begleitstoffen. Das Produktgas aus dem Fermenter wird direkt in die Methanisierung gegeben, wo das CO_2 des Bio- oder Klärgases mit dem erneuerbaren Wasserstoff zu hochprozentigem Methangas reagieren kann.

Die Methanproduktion der Biogasanlage kann über die Anbindung in das Power-to-Gas-System fast verdoppelt werden. Ferner ist kein zusätzlicher Energieaufwand für die Aufbereitung des Biogases mehr notwendig.

Vorteile der biologischen Methanisierung

Das Verfahren kann entweder chemisch oder biologisch umgesetzt werden. Besonders die biologische Methanisierung bietet sich hierfür an, da die erforderlichen Bakterienstämme bereits in Bio- und Kläranlagen enthalten sind (s. ▶ Abschn. 8.3.2.2). Zudem können bei bestehenden Bio- und Kläranla-

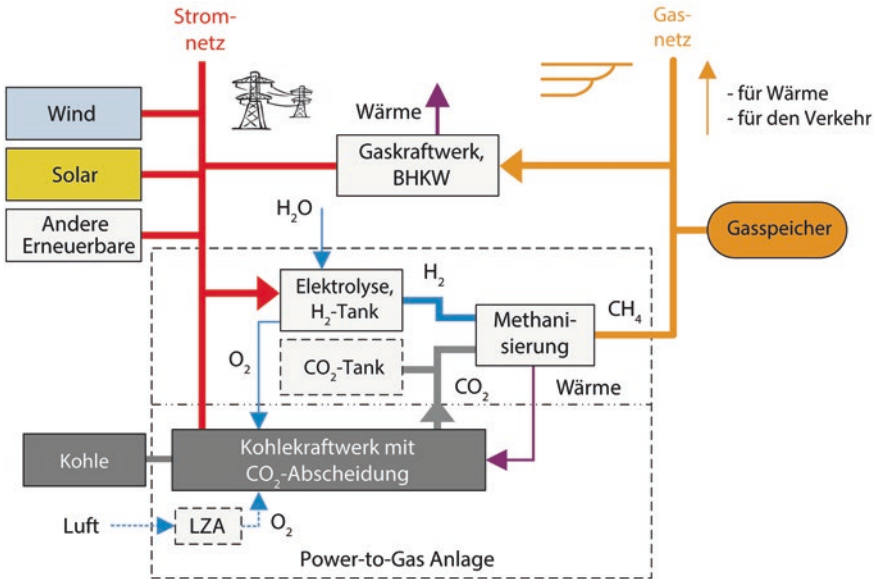


Abb. 8.92 Power-to-Gas-Methan mit CO_2 aus Kohlekraftwerken über das Oxyfuel-Verfahren, nach [105]

gen Bestandteile der Infrastruktur genutzt und dadurch Investitionskosten eingespart werden. Dazu zählen Räumlichkeiten, elektrische Anlagen und ggf. Bio- oder Klärgasverwertung (Verstromung, Gasnetz etc.). Gerade in Verbindung mit einer kommunalen Infrastruktur (z. B. einem Fuhrpark) ist Power-to-Gas an Kläranlagen vielversprechend.

Neben der Integration in bestehende Bio- oder Klärgasanlagen steht die Umsetzung der Methanisierung in Reinkulturen offen. Diese haben den Vorteil gegenüber bestehenden Fermentern, dass die Bakterienstämme gezielt gehandhabt werden können und höhere Umsatzraten bei geringeren Verweildauern zu erreichen sind.

8.6.3.4 CO_2 aus dem Rauchgas von Kohlekraftwerken

Prinzip

Der Ausstoß von CO_2 ist das Hauptmanko der derzeitigen Kohlenutzung. Angesichts der großen weltweiten Vorräte werden Konzepte zur Abtrennung, Sequestrierung und Speicherung erarbeitet und erprobt (Carbon Capture and Storage – CCS) (s. [105]). Statt CO_2 aus Kohlekraftwerken unterirdisch in ggf. undichten Formationen zu lagern, erscheint seine Nutzung für energetische und stoffliche Produkte weitaus realistischer (Carbon Capture and Use – CCU). Um das Kohlenstoffdioxid aus den Abgasen des Verbrennungsprozesses von Kohle abzuscheiden, gibt es unterschiedliche Verfahren. Das CO_2 kann entweder nach der Verbrennung über eine nachgeschaltete Abscheidung im Abgas, in der Vergasungsphase vor der Verbrennung bei Kombikraftwerken mit Kohlevergasung oder bei der Verbrennung der Kohle in reiner Sauerstoffatmosphäre (Oxyfuel-Verfahren, s. Abb. 8.92) abgeschieden werden.

Oxyfuel-Verfahren

Da in der Wasserelektrolyse reiner Sauerstoff anfällt, erscheint das letztgenannte Verfahren am attraktivsten. Reicht der Sauerstoff aus der Elektrolyse nicht aus, kann zusätzlich Sauerstoff über eine Luftzerlegungsanlage (LZA) gewonnen werden, was aber energieintensiv ist und somit den Wirkungsgrad des Gesamtsystems verringert. In der Gesamtbetrachtung kann diese CO_2-Abscheidung aber trotzdem vorteilhafter sein als eine energieintensive nachgeschaltete Abscheidung.

Zuordnung der Emissionen

Herausfordernd ist die Allokation der CO_2-Emissionen. Das Kraftwerk veräußert einerseits das entstandene fossile CO_2. Bei der Verbrennung des mithilfe erneuerbarer Energien erzeugten Methans wird jedoch andererseits das CO_2 wieder freigesetzt. Daher ist dieses Konzept maximal klimaneutral. Eine eindeutige Zuordnung der Emissionen zu Kohlekraftwerk oder Gasnutzer ist erforderlich, da ansonsten die Gefahr besteht, dass CO_2-Emissionen vom Strom- in den Wärme- oder Verkehrssektor ausgelagert werden, wobei nur im Stromsektor der CO_2-Zertifikatehandel greift. Ein sogenanntes *Green washing* von Kohlekraftwerken ist zu vermeiden.

Wichtig ist bei diesem Konzept, dass das Kohlekraftwerk bei hoher Wind- und Solareinspeisung nicht oberhalb seiner Must-Run-Grenze betrieben wird, wenn die Methanisierungsanlage läuft. Damit soll die energetisch sinnfreie Wandlung eines chemischen Energieträgers in einen elektrischen und wiederum in einen chemischen vermieden werden (sogenannter »chemischer Kurzschluss«). Die Einspeisung von erneuerbarem Strom gilt daher vorrangig zum Betrieb von fossilen Kraftwerken. Das Kraftwerk darf nicht betrieben werden, um die Elektrolyse mit Elektroenergie zu versorgen (s. auch ► Abschn. 14.3).

8.6.3.5 CO_2-Recycling aus Gaskraftwerken und weiteren Quellen

Prinzip

Das Oxyfuel-Konzept kann auch bei der Verbrennung des erzeugten Methans in Gaskraftwerken angewendet werden, um einen geschlossenen CO_2-Kreislauf zu schaffen. Hierfür ist eine räumliche Nähe von Lade- und Entladetechnik förderlich, denn für eine saubere Verbrennung mit ausschließlich Kohlenstoffdioxid und Wasser als Produktgase ist reiner Sauerstoff nötig, der aus der Elektrolyse gewonnen werden kann. Das bei der Verbrennung entstehende CO_2 wird wieder in der Methanisierung recycelt, und der CO_2-Kreislauf ist klimaneutral geschlossen.

Weitere Quellen

Eine weitere Möglichkeit zur Verwendung von fossilem CO_2 ist die Anbindung von energieintensiven Industrieanlagen, wie Stahl-, Zement- oder Papierfabriken, welche einen hohen Energieverbrauch für Prozesswärme haben (Möglichkeit zur Integration der Abwärme) und diese meist über die Verbrennung von fossilen Energieträgern erzeugen. Diese CO_2-Quellen sind sehr günstig. So können auch stoffliche, nicht-energetische CO_2-Emissionen reduziert werden. Weitere Quellen sind Abgase aus Motorenprüfständen und spezielle Industrieprozesse (s. ► Abschn. 8.3.2)

8.6.4 Wirkungsgrade, Potenziale, CO_2-Emissionen und Kosten

8.6.4.1 Wirkungsgradsteigerung durch Integration der Hochtemperatur-Elektrolyse

Unabhängig vom konkreten Prozess und Endprodukt haben alle Erzeugungsvarianten für synthetische Kohlenwasserstoffe eine Gemeinsamkeit: Während die Gewinnung von Wasserstoff am Anfang der Prozesskette steht und endotherm ist, wird durch die Exothermie der folgenden Synthese von Kohlen- und Wasserstoff zu Kohlenwasserstoffen wie Methan, Methanol, Benzin, Diesel, Kerosin oder Wachs ein Teil der vorher zur Wasserstoffgewinnung aufgewandten Elektroenergie in Form von Wärme frei.

Dieses thermodynamische Grundprinzip begründet einen Wirkungsgradverlust bei der Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe im Vergleich zur reinen Wasserstoffherstellung, dem nur durch die Wiedereinkopplung der frei werdenden Wärme in den Prozess begegnet werden kann.

Einen möglichen Weg stellt die Verdampfung des Speisewassers dar, indem der daraus gebildete Dampf in eine Dampfelektrolyse (Hochtemperatur-Elektrolyse) geführt wird. So wird die erforderliche elektrische Energie nur noch zur Überwindung des Heiz- und nicht – wie bei Verwendung einer Flüssigwasserelektrolyse – des Brennwertes eingesetzt.

Die thermodynamische Einsparung von 16 % elektrischer Energie durch die Rekuperation der Syntheseabwärme ermöglicht es, synthetische Kohlenwasserstoffe mit ähnlichen Wirkungsgraden wie bei reinem Wasserstoff herzustellen.

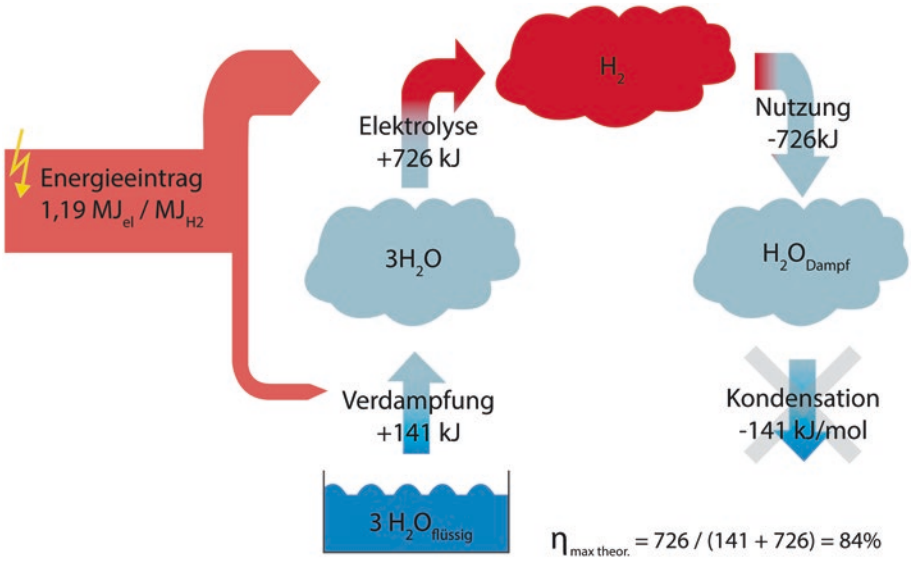


Abb. 8.93 Thermodynamisch notwendige Energiewandlungsschritte der Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff ohne Rekuperation der Abwärme von Synthesen (Quelle: sunfire GmbH)

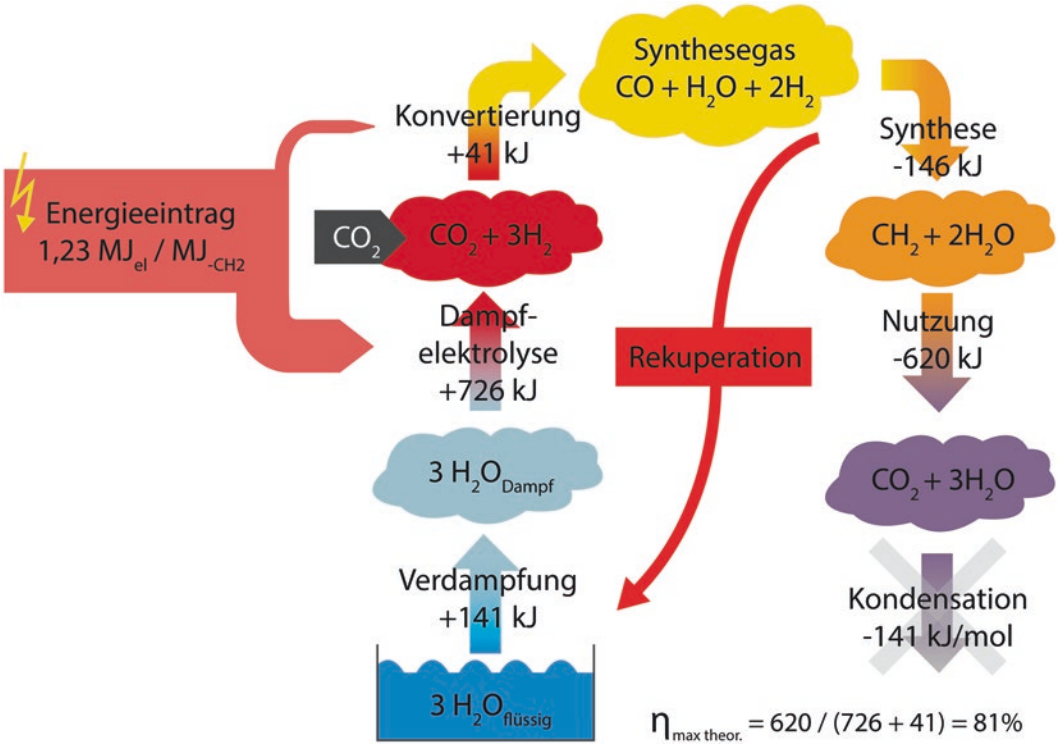


Abb. 8.94 Hochtemperatur-Elektrolyse zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus Dampf und CO_2 mit Rekuperation der Abwärme von Synthesen für die Verdampfung von Wasser, wodurch ähnliche Wirkungsgrade wie bei der Wasserstoffherstellung erreicht werden können (Quelle: sunfire GmbH)

Tab. 8.32 Wirkungsgradketten für unterschiedliche Power-to-Gas-Speichersysteme. (Quelle: eigene Darstellung, basierend auf [106], ergänzt um die Rekuperation von Synthesewärme für die Hochtemperatur-Elektrolyse)

Pfad	Gesamtwirkungsgrad in %	Randbedingungen
Power-to-Gas		
Strom zu Wasserstoff	54–79	Kompression auf 200 bar (Gasspeicher)
Strom zu Methan	49–78	
Strom zu Wasserstoff	57–80	Kompression auf 80 bar (Fern- und Transportleitung)
Strom zu Methan	50–78	
Strom zu Wasserstoff	64–84	Ohne Kompression
Strom zu Methan	51–79	
Stromsektor		
Strom zu Wasserstoff zu Strom	34–51	Verstromung via Brennstoffzelle
Strom zu Methan zu Strom	30–38	Verbrennung über GuD-Kraftwerke (60 %)
Verkehrssektor		
Strom zu Wasserstoff zu Motorleistung	38–53	Umsetzung in Brennstoffzelle (60 %)
Strom zu Gas zu Strom zu Motorleistung	24–49	Rückverstromung mit GuD-Kraftwerken und Nutzung Elektrofahrzeug (80 %)
Strom zu Methan zu Motorleistung	18–37	Verbrennung im Ottomotor (35 %)
Wärmesektor		
Strom zu Methan zu Wärme und Strom	43–68	KWK (45 % Wärme und 40 % Strom)
Strom zu Methan zu Wärme	53–84	Brennwertkessel (105 %)

Abbildung 8.93 und 8.94 vergleichen diese beiden Prozessketten. Die thermodynamisch maximalen Wirkungsgrade liegen jeweils bei 84 %, was der Differenz zwischen Heiz- und Brennwert von Wasserstoff entspricht (LHV_{H2}/HHV_{H2}-Verhältnis). Die praktisch zu erwartenden Wirkungsgrade liegen bei ca. 65–79 %.

8.6.4.2 Wirkungsgrade der Power-to-Gas-Systeme

Ein vollständiges Power-to-Gas-Speichersystem besteht aus

- Transformator ($\eta = 0{,}90$)
- Elektrolyseur ($\eta = 0{,}70$)
- Methanisierung ($\eta = 0{,}825$)
- Kompression und Gasspeicherung ($\eta = 0{,}97$)
- einer Entladetechnik, die je nach Energiedienstleistung variieren kann.

Die angegebenen Wirkungsgrade sind Mittelwerte, aus denen sich unterschiedliche Gesamtwirkungsgrade ergeben (s. Tab. 8.32). Bei reinen Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystemen ist durch den fehlenden Zwischenschritt Methanisierung der Gesamtwirkungsgrad etwa 5–12 % höher als bei den Varianten mit Methanisierung.

8.6.4.3 Potenziale für die Energiespeicherung

Das Gasnetz bietet im Gegensatz zum Stromnetz genügend Übertragungs- und Speicherkapazitäten. In den Gasspeichern besteht eine chemische

bzw. thermische Speicherkapazität von 217 TWh mit beträchtlichem Potenzial zur Erweiterung (s. ▶ Abschn. 8.4.1.7). Bei einer effizienten Rückverstromung über ausreichend GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 60 % können aus den gespeicherten Gasmengen rein bilanziell etwa 120 TWh Strom generiert werden, was 20 % des jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland entspricht und alle großen Lücken in einer erneuerbaren Stromversorgung schließen kann.

Für ein System mit Methanisierung steht diese Speicherkapazität vollständig zur Verfügung. Bei Einspeisung von Wasserstoff sind die geltenden Grenzwerte zu berücksichtigen. Wird eine Toleranz von 1–2 % unterstellt, stünden über eine einfache Umrechnung ca. 2–4 TWh Speicherkapazität für Wasserstoff zur Verfügung. Dieser Wert ist jedoch rein theoretischer Natur, da eine Gleichverteilung des Wasserstoffs über ganz Deutschland Voraussetzung wäre und sehr viele Gasnetze stark saisonale Schwankungen im Gasdurchfluss aufzeigen. In der Realität sind für Wasserstoff vorwiegend reine Wasserstoffkavernen zur Speicherung geeignet (s. ▶ Abschn. 8.4.1).

Pumpspeicherwerke haben zum Vergleich eine Speicherkapazität von 0,04 TWh. Wären in der Theorie die heute in Deutschland existierenden 42 Mio. Fahrzeuge als Elektromobile mit einer Kapazität von 20 kWh zeitgleich am Netz, wovon die Hälfte realistisch für den Ausgleich von Defiziten im Stromsystem genutzt werden kann, würden 0,42 TWh Speicherkapazität zur Verfügung stehen. Bei einer Entladung mit 60 GW würden alle Fahrzeuge das Stromnetz für 7 h stabilisieren können; alle Gasspeicher mit der gleichen Entladeleistung 2000 h, also ca. 3 Monate. Dieser Vergleich zeigt, welches Speicherpotenzial Power-to-Gas erschließt (s. auch ▶ Abb. 12.2).

Neben den Speicherkapazitäten verfügt das Gasnetz auch über ein gut ausgebautes Transport- und Verteilnetz. Während typische Übertragungsleitungen im Stromnetz eine elektrische Übertragungsleistung von 3,5 GW ermöglichen (zwei 380 kV-Drehstromsysteme), so kann z. B. über die Erdgasfernleitung Trans-Europa-Naturgas-Pipeline ein Gastransport mit einer Leistung von ca. 70 GW erfolgen.

Damit ermöglicht die Strom-Gasnetz-Kopplung nicht nur die Speicherung von großen Energiemengen, sondern auch eine räumliche Verlagerung von Einspeicherung und Nutzung des erneuerbaren Methans, was ein Alleinstellungsmerkmal von Power-to-Gas ist.

8.6.4.4 CO_2-Emissionen von Power-to-Gas

▪ Potenzial zur Senkung der CO_2-Emissionen nur mit erneuerbarem Strom

Für die Klimawirkung des Betriebs eines Power-to-Gas-Speichersystems sind zwei Dinge entscheidend: erstens die Stromquelle bzw. der Strombezug und zweitens der substituierte Energieträger.

Der erste Punkt ist ausführlich in ▶ Abschn. 14.3 diskutiert. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass nur erneuerbarer, CO_2-freier Strom emissionsmindernd wirkt und umweltfreundlich ist. Der Einsatz von Graustrom aus Kohle oder Gas in Wasserstoff oder Methan ist nicht nur energetisch widersinnig, sondern führt auch zu einem Vielfachen an Emissionen gegenüber konventionellem Wasserstoff oder Erdgas. Bereits eine stark vereinfachte Treibhausgasbilanz legt dies offen:

Wird günstiger Braunkohlestrom mit 1161 g $CO_{2\text{-äq.}}$ /kWh in Methangas mit einem Wirkungsgrad von 60 % gewandelt (1935 g $CO_{2\text{-äq.}}$ /kWh) und über GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 60 % rückverstromt, entsteht Speicherstrom mit einer Belastung von 3225 g $CO_{2\text{-äq.}}$ /kWh (s. ◘ Tab. 8.33) – ein Wert, der fast über dem Achtfachen von fossilem Strom aus Erdgas liegt.

Genauso verhält es sich in der Mobilität: Bei einem sparsamen Verbrauch von 40 kWh/100 km (ca. 4 l Diesel oder 0,4 kWh/km) stößt ein Fahrzeug mit Gas aus Braunkohle-Power-to-Gas 774 g $CO_{2\text{-äq.}}$/km aus und liegt damit um den Faktor 6 über den Werten von fossilem Diesel mit 126 g $CO_{2\text{-äq.}}$/km.

Trotz dieser sehr negativen Umweltbilanz wird Braunkohlestrom als Strombezug für Power-to-Gas diskutiert, da er aktuell der günstigste Strom am Markt ist. Hier zeigt sich der Widerspruch zwischen Ökonomie und Ökologie, wie in ▶ Kap. 1 diskutiert.

Tab. 8.33 Emissionen von fossilen Brennstoffen und Power-to-Gas-Speichersystemen in g $CO_{2\text{-äq.}}$ pro erzeugte Energieeinheit (kWh) und je Energiedienstleistung bzw. in g $CO_{2\text{-äq.}}$/km Fahrleistung bei einem sehr moderaten Verbrauch von 40 kWh/100 km (ca. 4 l Diesel/100 km); Angaben bei 100 %iger Verbrennung und mit Wandlungsverlusten. Referenzsysteme von 2010. Graustrommix- Emissionen 546 g $CO_{2\text{-äq.}}$/kWh, nach [54]

Energieträger	g $CO_{2\text{-äq.}}$ pro kWh_{th} Brennstoff	g $CO_{2\text{-äq.}}$ pro kWh der Energiedienstleistung	g $CO_{2\text{-äq.}}$/km Fahrleistung	Energiedienstleistung
Fossile Systeme				
Braunkohle	404	1161 ($\eta = 0{,}35$)		Strom
Steinkohle	339	902 ($\eta = 0{,}38$)		
Erdgas	202	411 ($\eta = 0{,}49$)		
Erdgas	202	224 ($\eta = 0{,}90$)		Wärme
Heizöl	266	296 ($\eta = 0{,}90$)		
Diesel	266		106	Mobilität
Erdgas	202		81	
Power-to-Gas-Systeme (Wirkungsgrad Strom-zu-Gas: 60 %)				
Braunkohle-Gas	1935	3949 ($\eta = 0{,}49$)		Strom
Graustrom-Gas	950	1857 ($\eta = 0{,}49$)		
Windgas	33	68 ($\eta = 0{,}49$)		
Braunkohle-Gas	1935	2050 ($\eta = 0{,}90$)		Wärme
Graustrom-Gas	950	1011 ($\eta = 0{,}90$)		
Windgas	33	37 ($\eta = 0{,}90$)		
Braunkohle-Gas	1935		774	Mobilität
Graustrom-Gas	950		364	
Windgas	33		13	

8

Potenzial zur Senkung der CO_2-Emissionen – auch eine Frage des substituierten Energieträgers

Der zweite Punkt der Klimawirkung von Power-to-Gas ist die Frage der Substitutionsreihenfolge fossiler Energieträger. Um den Klimaschutz weiter voranzutreiben und die Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist der Ersatz fossiler Brennstoffe für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor mithilfe von erneuerbaren Energien, erneuerbaren Kraftstoffen und Energiespeichern essenziell. Die Vorgehensweise bei der Substitution fossiler Rohstoffe sollte zunächst die emissionsreicheren Energieträger wie Kohle erfassen und anschließend die emissionsärmeren Energieträger wie Erdgas.

Tabelle 8.33 zeigt die CO_2 Emissionen von verschiedenen fossilen Energieträgern. Der Ersatz von Braun- und Steinkohle im Stromsektor ist demnach aus Klimaschutzsicht die erste Wahl; zunächst direkt mittels Wind-, Solar- und Wasserkraftstrom und im zweiten Schritt über Energiespeicher wie Power-to-Gas. Da Power-to-Gas nur in den seltenen Defizitzeiten erneuerbarer Energien zum Einsatz kommt, sind die Wirkungsgradeinbußen akzeptabel.

Eine Substitution von Diesel- und Benzinkraftstoffen ist sinnvoll, soweit diese nicht über eine direkte Verwendung von erneuerbarem Strom durch Elektromobile ersetzt werden können.

Da aber wirtschaftliche Aspekte eine tragende Rolle spielen und der Ersatz von Kohle deutlich hö-

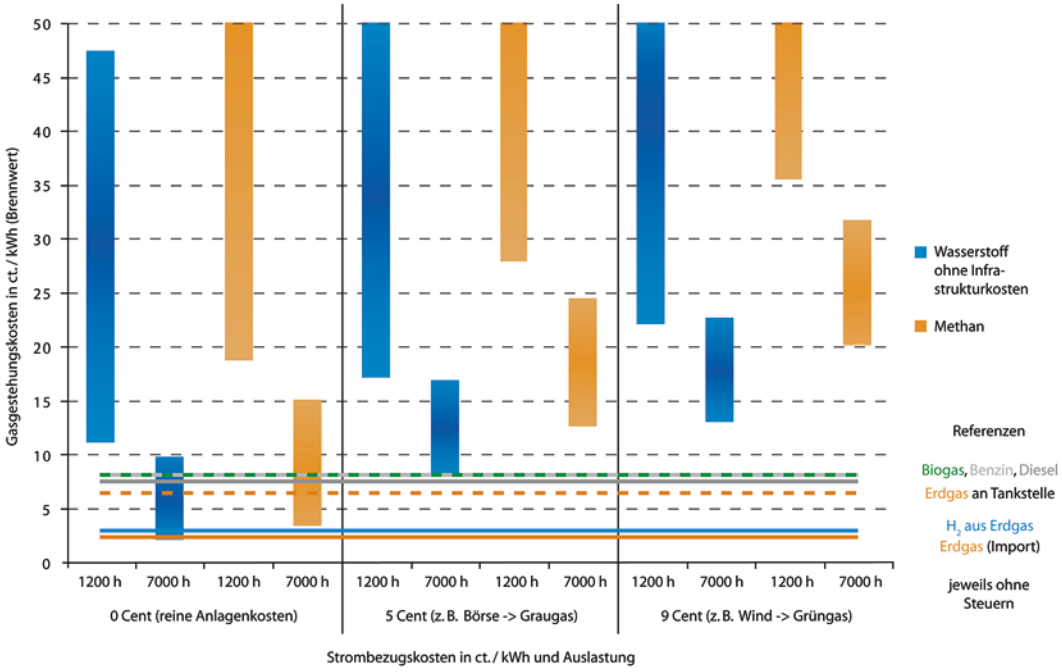


Abb. 8.95 Bandbreiten der Gasgestehungskosten in €-ct/kWh für Power-to-Gas-Wasserstoff und -Methan bei verschiedenen Strompreisen und Volllaststunden im DVGW-Projekt »Energiespeicherkonzepte«. Die Wasserstoffpfade sind in Blau und die Methangaspfade in Orange dargestellt, jeweils in der Spannweite von optimistisch bis pessimistisch. Der Strombezug ist von 0 €-ct/kWh (reine Anlagenkosten), über einen mittleren Wert für Börsenstrom von 5 €-ct/kWh bis hin zum Strombezug aus einer Windkraftanlage für 9 €-ct/kWh aufgetragen, jeweils für unterschiedliche Benutzungs- und Auslastungsdauern, wobei das Jahr 8760 h hat. Die Referenzkosten von Gasen und Kraftstoffen aus fossiler und biogener Energie sind als Stiche eingetragen, nach [47]

here CO_2-Preise im Bereich über 90 €/t erfordert, wird die Substitution von fossilen Energieträgern durch Power-to-Gas dort geschehen, wo die Preise konkurrenzfähig sind. Dies wird voraussichtlich zuerst im Verkehrssektor der Fall sein.

Eine Hochrechnung der CO_2-Minderungspotenziale einzelner Anlagen auf Gesamtdeutschland ist nur in Verbindung mit der Betrachtung von Überschussmengen möglich (s. ▶ Kap. 3). In der Regel gilt: Der Einsatz von erneuerbarem Strom ist die Grundvoraussetzung; je CO_2-intensiver der ersetzte Energieträger ist, desto höher ist das Reduktionspotenzial.

8.6.4.5 Kosten von Power-to-Gas

Marktrahmen

Wasserstoff aus Erdgasreformierung wird mit Herstellungspreisen von 3–4 €-ct/kWh gehandelt, Erdgas mit Börsenpreisen von 2–3 €-ct/kWh, Graustrom zwischen 1 und 6 €-ct/kWh (s. [25]). Überschüssiger Strom für noch geringere Preise ist nur für sehr wenige Stunden verfügbar. Allein diese Betrachtung eröffnet die Schwierigkeit für Power-to-Gas, aus Strom konkurrenzfähig Gas zu erzeugen.

Wirtschaftlichkeit

Bei Power-to-Gas handelt es sich um eine sehr junge Energietechnologie, die heute noch nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Die Investitionskosten für neue Anlagen belaufen sich auf 2500–5000 €/kW; die Betriebskosten werden maßgeblich durch den Strompreis bestimmt, welcher zwischen 0 €-ct/kWh (sehr selten) und 9 €-ct/kWh (durchschnittlicher Preis für Windstrom) schwankt.

Abbildung 8.95 zeigt die Ergebnisse der fundierten Kostenkalkulationen des Projekts »Ener-

giespeicherkonzepte« für Power-to-Gas-Wasserstoff und -Methan. Darin sind jeweils Bandbreiten angegeben, die optimistische Annahmen (geringe Investitions- und Betriebskosten, geringe Zinssätze, niedriges Risiko) und pessimistische Erwartungen (hohe Investitions- und Betriebskosten, hohe Zinssätze, hohes Risiko) vereinen. Die detaillierten Annahmen sind dem DVGW-Endbericht zur Studie zu entnehmen (s. [47]).

Für die Gewinnung von konkurrenzfähigem erneuerbarem Wasserstoff oder Methan wäre ein über 7000 h dauerhafter Strombezug zu 0 €-ct/kWh ohne weitere Abgaben notwendig. Derzeit ist dieses Szenario mehr als unrealistisch.

Erst wenn es gelingt, Konzepte mit Strombezugskosten von 5 €-ct/kWh im Grundlastbetrieb von mehr als 7000 h zu entwickeln, wie z. B. Segelenergie (s. ► Abschn. 8.8) kann in Zukunft Wasserstoff zu Preisen von 8–17 €-ct/kWh bzw. Methan für 13–24 €-ct/kWh bereitgestellt werden. Steigen die Abgaben für CO_2 und der Preis für Erdgas an, könnten diese erneuerbaren Gase auch zu geringeren Kosten eine wirtschaftliche und nachhaltige Alternative bieten.

Es wird deutlich, dass nur im optimistischen Fall bereits heute eine Wirtschaftlichkeit für Wasserstoff erreicht werden kann, und zwar wenn nahezu konstant Strom zu Börsenpreisen bzw. darunter verwendet wird. Das bedeutet aber, dass es sich nicht um überschüssige Wind- oder Solarenergie handelt, da diese nur zu geringen Zeiten überschüssig und nicht konstant ist. Falls Graustrom verwendet wird, ist das Produktgas einem fossilen Gas gleichzusetzen, mit entsprechenden Nachteilen in der CO_2-Bilanz und bei der Vermarktung des Gases (s. ► Abschn. 8.6.4.4). An vielen Stellen in Deutschland wird bereits das Einspeisemanagement zur Abregelung von Überschüssen angewandt. Derzeit halten sich die absoluten Mengen noch in Grenzen: Etwa 1 ‰ des deutschen Stromverbrauchs wurde in den vergangenen Jahren abgeregelt (s. ► Kap. 12).

Grundsätzlich gilt für Power-to-Gas: Nur wenn der Strombezug aus überwiegend erneuerbaren Energien stammt (zu mehr als 80 %), erhält das erzeugte Gas das Privileg, mit Biogas gleichgestellt zu werden. Dadurch wird der Anschluss der Power-to-Gas-Anlage an das Gasnetz erleichtert und der Benchmark des Gases von 2–3 €-ct/kWh fossiles Erdgas auf 7–8 €-ct/kWh Bio-Erdgas gehoben.

Wird das gespeicherte Gas über Gaskraftwerke rückverstromt, liegt der Strompreis für die gesamte Stromspeicherkette nochmal etwa doppelt so hoch.

Ein Markteintritt wird sich nach heutigen Gesichtspunkten am ehesten bei der Verwendung des Gases als Kraftstoff in der Mobilität bzw. als Rohstoff in der chemischen Industrie zeigen, da diese Märkte hochpreisiger sind als der Strom- oder Wärmemarkt.

Weitere rechtliche Rahmenbedingungen zu Power-to-Gas wie eine mehrfache Quotenanrechnung als Biokraftstoffe werden in ► Abschn. 14.3 erörtert.

▪ Wasserstoff vs. Methan

Ein Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystem spart zwar die Methanisierungseinheit und entsprechend Wirkungsgradverluste und Kosten ein. Andererseits sind die Kosten der Anpassungen der wasserstoffunverträglichen Anlagen in der Gasinfrastruktur bzw. beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur derzeit nicht abschätzbar. Daher ist aus heutiger Sicht die Ausreizung der Wasserstoffbeimischungsgrenze von 1–2 % samt nachgeschalteter Methanisierung die günstigere Variante für die Langzeitspeicherung mittels Power-to-Gas. Nähere Informationen sind in den Gasnetzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber Gas zu entnehmen (s. [34]).

8.6.5 Vor- und Nachteile von Wasserstoff vs. Methan

8.6.5.1 Power-to-Gas-Wasserstoff

Ein Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersystem ist aus Gründen der Kosten und des Wirkungsgrades zu bevorzugen, solange die Beimischungsgrenze des Gasnetzes nicht erreicht ist oder lokal Wasserstoff gespeichert und genutzt werden kann. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei einem geringen Erdgaslastfluss die Einspeisegrenze schnell erreicht ist und ein Wasserstoffzwischenspeicher eingesetzt werden muss, um die Wasserstoffeinspeisung zu nivellieren.

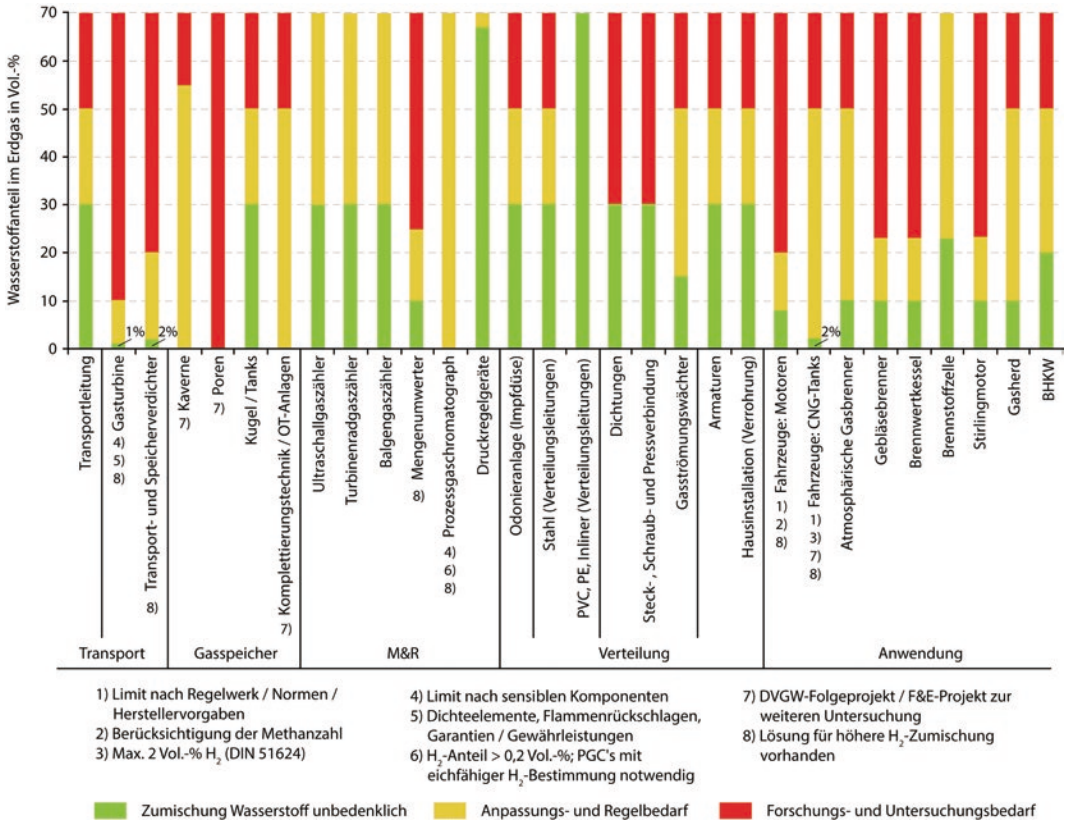


Abb. 8.96 Wasserstofftoleranzen einzelner Komponenten der Gasinfrastruktur, nach [47]

Anders als bei Methan bzw. Erdgas fehlen für einige Anwendungen noch massentaugliche und flächendeckende Lösungen. So ist zwar die Brennstoffzellentechnik in der Automobilindustrie und Wärmeversorgung seit Langem Thema der Forschung und Entwicklung, aber eine marktreife Technologie wird immer wieder lediglich angekündigt. Auch ist der Markteintritt nur durch Subventionen von Firmen oder der öffentlichen Hand möglich und dann auch nur in geringen Stückzahlen. Ob sich Brennstoffzellen gegen Elektromobilität, konventionelle Antriebstränge und Elektrowärmepumpen bzw. alternative erneuerbare Heizsysteme auf Basis von Holz und Sonne durchsetzen können, ist zudem noch fraglich.

Bei der Beimischung des Wasserstoffs zum Erdgas ist zu beachten, dass sich die Brennstoffeigenschaften des Gasgemisches ändern. Zum einen sinkt der volumetrische Heizwert: So kann bei einer Beimischung von 10 Vol.-% Wasserstoff der Heizwert je Erdgasqualität um ca. 7 % sinken. Dies ist mit einer Erhöhung der zu liefernden Gasmenge zu kompensieren, wodurch z. B. die Verdichter angepasst werden müssen.

Eine Anpassung der Erdgasinfrastruktur an eine höhere Wasserstoffbeimischung ist mit Forschungsaufwand und hohen Kosten verbunden.

Abbildung 8.96 verdeutlicht, welche Elemente besonders betroffen sind und wo noch Anpassungs- bzw. Forschungsbedarf herrscht.

Beispielsweise ist im Verkehrssektor zu beachten, dass Erdgas als Kraftstoff keinen höheren Wasserstoffanteil als 2 Vol.-% enthalten darf, da es bei höheren Konzentrationen zu einer Versprödung der Stahltanks von CNG-Fahrzeugen kommen kann. Auch in der Rückverstromung ist heute ein hoher

H_2-Gehalt problematisch, denn Gasturbinen sind nach Herstellerangaben wegen der geänderten Verbrennungseigenschaften von Wasserstoff (höhere Flammgeschwindigkeiten, andere Temperaturen etc.) nur für eine Zumischung von max. 1–3 Vol.-% einsatzfähig. Selbst vom Hersteller deklarierte, zu 25 % Wasserstoff-tolerante BHKW werden aus diesen Gründen in der Praxis bei maximal 15 % betrieben.

Daher wird im Allgemeinen von einer Beimischungsgrenze von 1–1,5 Vol.-% Wasserstoff ins Erdgasnetz ausgegangen. Problematisch ist eine hohe lokale Einspeisung von Wasserstoff bei geringem Erdgaslastfluss, weil dort lokal diese Grenzwerte überschritten werden können. Auch gibt es einige Gasanwendungen in der Industrie, bei denen Gas als »Flammenwerkzeug« für verschiedene Prozesse eingesetzt wird (z. B. bei der Trocknung in der Porzellan- und Glasindustrie) und schwankende Gasqualitäten die Produktqualität stark beeinflussen können (s. [47]).

Die Gegebenheiten und Anforderungen in den Gasfernleitungs- und -verteilnetzen sind jedoch lokal und regional stark unterschiedlich, weshalb die Prüfung einer Einspeisemöglichkeit des Zusatzgases Wasserstoff in das Gasnetz individuell vorgenommen werden muss.

Bei einer Erhöhung der Wasserstoffeinspeisegrenze von heute 1–1,5 Vol.-% auf 10 Vol.-% wird laut den Gasnetzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber Gas der Austausch aller Verdichterstationen notwendig, was allein im Fernleitungsnetz zusätzliche Kosten von über 3,6 Mrd. € verursacht (s. [34]).

Vor- und Nachteile der Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz vs. Power-to-Gas-Methan sind in ◘ Tab. 8.32 gegenübergestellt.

8.6.5.2 Power-to-Gas-Methan

Das Speichersystem PtG-CH_4 hat gewisse Vorteile gegenüber dem System mit Wasserstoff und gegenüber anderen Langzeitspeichersystemen, aber auch Nachteile.

Die Vorteile des Systems liegen klar auf der Hand. Erneuerbares Methan ist in die heutige Energieinfrastruktur ohne Probleme integrierbar, da es Erdgasqualität hat und daher als Austauschgas Erdgas 1:1 ersetzen kann. Anders als bei Wasserstoff sind Gasturbinen, Porenspeicher, Verteilungsleitungen, Dichtungen, Anwendungen wie Verbrennungsmotoren oder Gasherde bei jedem Beimischungsverhältnis bis hin zu reinem erneuerbarem Methan unbedenklich einsetzbar.

Zudem ist eine flächendeckende Infrastruktur für Transport, Speicherung und Anwendungstechnologien vorhanden, d. h., es gibt in jedem Energiesektor und auch in der chemischen Industrie Anwendungen, die seit Langem Stand der Technik sind (s. ► Abschn. 8.5).

Ein weiterer Vorteil ist die höhere volumetrische Energiedichte von Methan gegenüber Wasserstoff. Auf den Heizwert pro Normkubikmeter bezogen liegt die Energiedichte von Methan um das 3,3-fache über der von Wasserstoff, wodurch für die Speicherung von Methan kleinere Speicher ausreichen, was Platz und Kosten spart.

Die Kostensituation für das Speichersystem ist differenziert zu betrachten. Bis zum Erreichen der Wasserstoffbeimischungsgrenze ist ein System ohne Methanisierung kostengünstiger, da auf die Einheiten Methanisierung und CO_2-Bereitstellung verzichtet werden kann. Ist diese ausgereizt, ist es aus heutiger Sicht kostenoptimaler, erneuerbare Energien in Form von Methan zu speichern, anstatt die Infrastruktur in Deutschland an einen höheren Wasserstoffanteil anzupassen.

Ein Nachteil von Power-to-Gas-Methan ist die erforderliche Bereitstellung von CO_2. Der dafür zusätzliche Aufwand spiegelt sich in einer Wirkungsgradverschlechterung des Gesamtprozesses. Andererseits bietet die Gewinnung von CO_2 aus der Luft samt Einlagerung die Möglichkeit einer Reduktion der CO_2-Konzentrationen in der Atmosphäre durch das Energiesystem selbst (s. ► Abschn. 8.9).

In ◘ Tab. 8.34 sind die Vor- und Nachteile von Power-to-Gas-Wasserstoff- vs. -Methan-Speichersystemen zusammengestellt.

8.7 Das Speichersystem Power-to-Liquid

- **Bedeutung von Power-to-Liquid in der Energiewende**

Die bekannteste und älteste Form eines Power-to-Liquid- bzw. Power-to-Solid-Speichersystems ist Biomasse. Schon seit Urzeiten wird solare Energie mittels Photosynthese in Biomasse (vor allem Zu-

Tab. 8.34 Vor- und Nachteile eines Power-to-Gas-Speichersystems mit Wasserstoff- vs. Methan-Einspeisung

	Wasserstoff		Methan	
	Vorteile	Nachteile	Vorteile	Nachteile
Wirkungsgrad				
Ladetechnologie	54–84 %		Gleich	49–79 %
Speichertechnologie	Gleich		Gleich	
Entladetechnologie	Gleich			
Einspeisung in das Gasnetz		Zusatzgas: Beimischgrenzen heute bei 1–1,5 Vol.-%, max. 2 Vol.-%	Austauschgas: keine Einspeisegrenzen	
Infrastruktur – Transport – Speicherung – Anwendung		Weitgehend fehlende Infrastruktur, fehlende bezahlbare und ausgereifte Anwendungstechnologien	Vorhandene Infrastruktur samt Anwendungstechnologien vollumfänglich nutzbar	
Stoffbedarf, Klimawirkung und Anlagenbetrieb	Unabhängig von CO_2 und damit flexibler in der Standortwahl (mit Ausnahme der Nutzung von CO_2 aus der Luft für die Methanisierung)	Bei schwankendem Erdgaslastfluss zusätzlicher Wasserstoffspeicher zur Pufferung notwendig	In Verbindung mit CCS-Betrieb als CO_2-Senke möglich	CO_2-Quelle notwendig; kontinuierlicher Betrieb der Methanisierung setzt vorgelagerten Wasserstoff voraus
Energiedichte (Spez. Heizwert bei 0 °C und 1,013 bar bzw. Platzbedarf für Speicher)		3,0 kWh/m³	10,0 kWh/m³ dreifach höhere volumetrische Energiedichte; dadurch kleiner Speicher möglich	
Transformationskosten	Kostengünstiger als Methan bis zur Beimischungsgrenze	Einspeicherung Strom-H_2 Speicherung Ausspeicherung H_2-Strom Transport, Speicherung		Nur Einspeicherung und zusätzlich Methanisierung und CO_2-Bereitstellung vs. Wasserstoff

cker und Stärke) gespeichert. Die Biomasse selbst dient als »Kurzzeitspeicher« für die Lebewesen. Sie konnte aber auch zur »Langzeitspeicherung« über Jahrmillionen in der Erdkruste in fossile Energieträger konvertiert und dort gespeichert werden (s. ► Kap. 1). Da aber das weltweit nachhaltig verfügbare Biomassepotenzial nicht ausreicht, um den Energie- bzw. Kraftstoffbedarf zu decken und fossile Energieträger vollständig zu ersetzen, ist eine synthetische Nachbildung dieses Prozesses über Power-to-Gas und Power-to-Liquid notwendig.

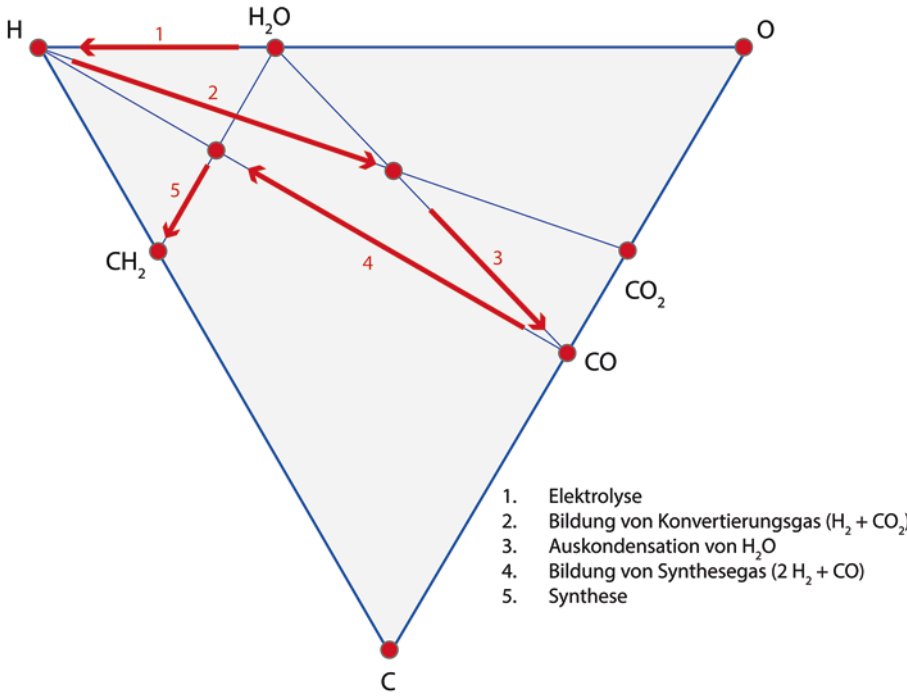


Abb. 8.97 Umwandlung von Wasser und CO_2 in flüssige Kohlenwasserstoffe (Diesel, Kerosin), erklärt am C-H-O-System mit Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese

Zur Dekarbonisierung des Energiesektors spielt nicht nur Gas in Form von Wasserstoff oder Methan eine wichtige Rolle, sondern auch der Ersatz flüssiger oder fester fossiler Energieträger mit hoher Energiedichte. Insbesondere die Anwendungen, die beim Kraftstoff auf eine hohe gravimetrische und volumetrische Energiedichte angewiesen sind – Luftfahrt, Schifffahrt, Arbeitsmaschinen und Schwerlast-Langstreckenverkehr –, werden auf absehbare Zeit nicht auf elektrische Akkumulatoren setzen und nur begrenzt Wasserstoff verwenden können. Methan ist für Schifffahrt, Arbeitsmaschinen und Lkw attraktiv, die Luftfahrt wird aber auch weiterhin auf einen flüssigen Kohlenwasserstoff angewiesen sein.

Als Zielprodukte von Power-to-Liquid eignen sich die Stromkraftstoffe Methanol, Benzin, Diesel, Kerosin, Wachs und Dimethylether (DME, s. ▶ Abschn. 8.4.2.4).

Power-to-Liquid ist grundsätzlich auf die Einbindung von Kohlenstoff angewiesen. Dieser Kohlenstoff kann aus der Vergasung von Biomasse (s. ▶ Abschn. 8.3.5.1) oder aus CO_2 stammen. Auf die verschiedenen CO_2-Quellen und ihre Gewinnung für die Energiespeicherung wird in ▶ Abschn. 8.3.1 eingegangen.

Das C-H-O-System, angewandt auf Synthesen

Am Beginn der Herstellung von Methan oder anderen Kohlenwasserstoffen steht die Gewinnung von Wasserstoff, der mit Kohlenstoff aus CO_2 zu Methan oder anderen Kohlenwasserstoffen synthetisiert wird. Auch solche Verfahren lassen sich im C-H-O-System (s. ▶ Abschn. 8.1.1) veranschaulichen, wie das Beispiel in Abb. 8.97 zeigt.

Die Umwandlung von H_2O und CO_2 in flüssige Kohlenwasserstoffe (Power-to-Liquid) mittels Elektrolyse, Konvertierung und in diesem Fall Fischer-Tropsch-Synthese geschieht folgendermaßen:

Im ersten Schritt wird H_2O zu H_2 (und O_2) elektrolysiert. Im zweiten Schritt wird H_2 mit CO_2 zu Konvertierungsgas vermischt und das CO_2 zu CO reduziert. Das sich dabei bildende H_2O wird im dritten Schritt auskondensiert. Im vierten Schritt

erfolgt die Vermischung von CO mit weiterem H_2 zu Synthesegas, welches in der (Fischer-Tropsch-) Synthese zu Kohlenwasserstoffen, dargestellt als CH_2, reagiert. Wird das dabei gebildete H_2O abgeschieden (Schritt 5), ergibt sich eine statistisch verteilte Mischung verschiedener n-Paraffine, die durch Raffinerieprozesse nach dem Stand der Technik zu handelsüblichen Brenn- und Kraftstoffen sowie Chemikalien weiterverarbeitet werden können.

Auf diese Weise lässt sich ein erneuerbarer Ersatz für fossiles Erdöl erzeugen, der mit der vorhandenen Kraftstoffinfrastruktur kompatibel ist – analog zu Power-to-Gas und zur Gasinfrastruktur.

Für die chemische Methanisierung mittels Sabatier-Reaktion finden die Schritte 2, 4 und 5 direkt im Sabatier-Reaktor statt, während die Auskondensation entweder als Zwischenschritt (mehrstufiges Reaktorkonzept) oder im Anschluss an die Sabatier-Reaktion vorgenommen wird.

8.7.1 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Fischer-Tropsch-Flüssigkraftstoffen

Für ein Power-to-Liquid-Speichersystem sind folgende Stufen zu durchlaufen:

- Einspeichern:
  Einspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.2 und ▶ Abschn. 8.3.5)
  - Alkalische Elektrolyse (AEL)
  - Membran-Elektrolyse (PEMEL)
  - Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES)
  - Fischer-Tropsch-Synthese
- Speichern:
  Speicherarten (s. ▶ Abschn. 8.4)
  - Oberirdische Mineralölspeicher
  - Pipelines, Tankstellen
- Ausspeichern:
  Ausspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.5)
  - Flugzeugturbine
  - BHWK, Gasturbine, GuD-Kraftwerk, Dieselgenerator
  - Ottomotor, Dieselmotor, alle konventionellen Verkehrsantriebe
  - Brennstoffzelle nach Reformierung oder mit Methanol, das durch PtL erzeugt werden kann
  - Stoffliche Nutzung.

Bei der Konvertierung wird CO_2 mittels Wasserstoff durch die reverse Wassergas-Shift-Reaktion (s. Gl. 8.3) zu Kohlenmonoxid reduziert. Diese Reaktion ist eine endotherme Nebenreaktion in bestehenden Dampfreformierungsanlagen zur Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas (*Steam Reforming*). Sie läuft bei hohen Temperaturen an Nickel-Katalysatoren ab (s. ▶ Abschn. 8.1.3.2).

Die im Power-to-Liquid-Prozess genutzte Konvertierungseinheit ist ähnlich wie ein Dampfreformer aufgebaut. Der Unterschied liegt vor allem im Fokus auf die reverse Wassergas-Shift-Reaktion und in der Art der Einbringung der notwendigen Energie. Bei Dampfreformern wird die thermische Energie üblicherweise durch die Verbrennung von Erdgas eingebracht, während bei Power-to-Liquid eine elektrische Heizung genutzt wird. Schließlich sollen Kraftstoffe nicht verbrannt, sondern durch die Einkopplung elektrischer Energie erzeugt werden.

Wichtig ist eine ausreichend hohe Temperatur oberhalb von 700 °C in der Reaktion, damit fast ausschließlich CO und H_2 und kein Methan an die folgende Fischer-Tropsch-Synthese weitergegeben wird. Methan wäre inert und damit ein verlustbringendes Schleppgas. Der Fokus dieser Synthese unterscheidet sich damit deutlich von der Methanisierung und der »Methanolisierung«.

Während die Fischer-Tropsch-basierten Flüssigkraftstoffe in fast allen Anwendungen zum Zuge kommen können, wird ihr Alleinstellungsmerkmal aus heutiger Sicht im Flugverkehr gesehen. Eine mögliche Realisierung eines Power-to-Liquid-Speichersystems ist in Abb. 8.98 dargestellt.

8.7.2 Power-to-Liquid zur Gewinnung von Methanol

Methanol wird heute weitestgehend noch über fossile Rohstoffe wie Methan oder Kohle gewonnen. Um die Dekarbonisierung des Energiesektors weiterzuführen, sind gerade im Verkehrssektor erneuerbare Alternativen notwendig. Methanol könnte dabei eine wichtige Rolle spielen und über ein Power-to-Li-

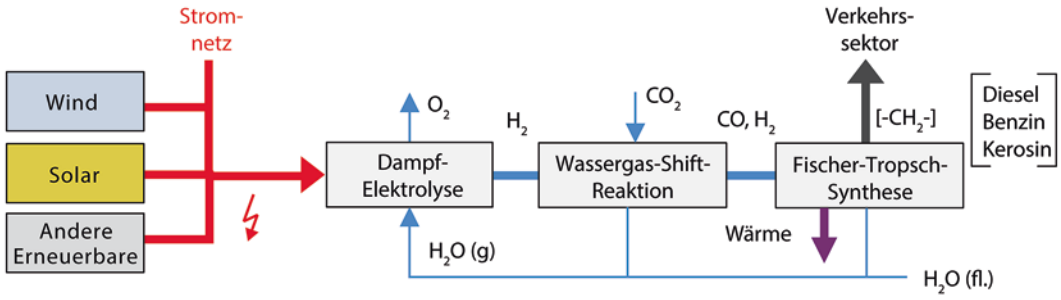


Abb. 8.98 Aufbau eines Power-to-Liquid-Speichersystems auf Basis von Fischer-Tropsch-Flüssigkraftstoffen für den Flugverkehr

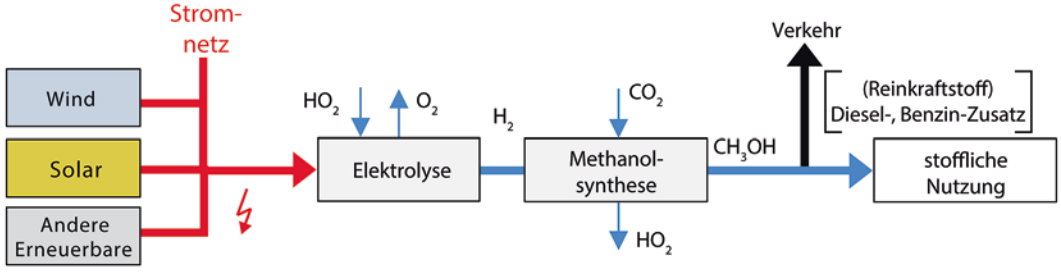


Abb. 8.99 Aufbau des Power-to-Liquid-Methanol-Speichersystems

quid-Methanol-Speichersystem nachhaltig aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Außerdem kann es in der chemischen Industrie als Rohstoff für eine C_1-Chemie eingesetzt werden und fossile Energieträger ersetzen (s. ▶ Abschn. 8.3.4 und [9]).

Ein Power-to-Liquid-Methanol-Speichersystem besteht aus folgenden Komponenten, die je nach Bedarf zusammengefügt werden können:

- Einspeichern:
  Einspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.2 und ▶ Abschn. 8.3.4)
  - Alkalische Elektrolyse (AEL)
  - Membran-Elektrolyse (PEMEL)
  - Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES)
  - Methanolsynthese
- Speichern:
  Speicherarten (s. ▶ Abschn. 8.4)
  - Oberirdische Mineralölspeicher
  - Pipelines, Tankstellen
- Ausspeichern:
  Ausspeichertechnologien (s. ▶ Abschn. 8.5)
  - Stoffliche Nutzung
  - Ottomotor
  - Gasturbine, GuD-Kraftwerk, BHWK
  - Wärmepumpen, Kältemaschinen
  - Brennstoffzellenfahrzeug, Turbinenantriebe.

Abbildung 8.99 zeigt den Aufbau eines Speichersystems für Methanol. Differenzieren lassen sich die Systeme vor allem durch die Verwendung des Methanols. Der Vorteil gegenüber den gasförmigen Energieträgern Wasserstoff oder Methan ist die volumetrische Energiedichte, was sich vor allem in einer leichteren Handhabung in der Energielogistik (Be- und Entladen von Tanks etc.) widerspiegelt.

Zwei Vorteile der Methanolsynthese gegenüber der Fischer-Tropsch-Synthese sind die höhere Selektivität und der höhere Wirkungsgrad der Energiewandlung. Im Methanol-Speichersystem wird ein einheitlicher Energieträger hergestellt, während bei der Fischer-Tropsch-Synthese eine ganze Bandbreite von Flüssigkraftstoffen aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen und Kettenlängen entstehen, welche den weiteren Schritt der Kraftstoffaufbereitung erfor-

dern (z. B. Hydrocracking). Des Weiteren kann der Energieträger Methanol auch für nicht-energetische Anwendungen in der Chemie verwendet werden.

Im Vergleich zu Power-to-Gas-Methan kann zwar keine geschlossene vorhandene Infrastruktur von Speicher über Verteilung bis hin zu den Verbrauchern genutzt werden; Methanol ist jedoch in der Herstellung effizienter und in gewissen Teilen auch kompatibel mit der Mineralölinfrastruktur. Die einstellige prozentuale Beimischung von Methanol zu Benzin ist heute Standard und böte einen einfachen Weg, die geforderten (Bio-)Kraftstoffquoten zu erfüllen und den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor zu erhöhen. Ein Nachteil von Methanol ist seine hohe Toxizität, wenngleich es wasserlöslich ist und mikrobiologisch leichter abgebaut werden kann als Erdöl. Daher ist Methanol neben LNG (aus Power-to-Gas) auch ein interessanter Energieträger für die Schifffahrt.

Automobile können auch mit Methanol als Reinkraftstoff oder in einer hochprozentigen Beimischung zu Benzin betrieben werden, wenn die Motoren entsprechend angepasst sind. Falls sich zukünftig Brennstoffzellen etablieren sollten, können diese auch sehr gut mit Methanol für Strom, Wärme und Mobilität betrieben werden.

Die **Schwächen** von **Power-to-Gas** und **Power-to-Liquid** liegen derzeit maßgeblich in ihrer fehlenden **Wirtschaftlichkeit**. Fossile und nukleare Energiegewinnung sollte aus Gründen der Nachhaltigkeit und technologischer Sinnhaftigkeit ausgeschlossen werden. Da auf erneuerbarer Seite die Nutzung von Wasserkraft, Geothermie und Biomasse **potenzialmäßig** begrenzt ist, bleiben für die Umsetzung der Energiewende in erster Linie **Windkraft** und **Photovoltaik**. Diesen Quellen mit **fluktuierendem Charakter** und **geringen Volllaststunden** oder Überschüssen steht eine Technologie gegenüber, die im **Chemiesektor** aus wirtschaftlichen und technischen Gründen meist im großtechnischen Maßstab gebaut und 8760 h im Jahr rund um die Uhr bei **konstanter Auslastung** betrieben wurde.
Aus den vorangegangenen Kapiteln wurde offensichtlich, dass die **chemische Energiespeicherung** ein **elementarer Baustein** für die Energiewende ist. Der folgende Abschnitt versucht eine Antwort darauf zu geben, wie die dafür **erforderliche Energie nachhaltig** aus erneuerbaren Quellen mit **konstanter Auslastung** und unter akzeptablen Bedingungen wie gesellschaftliche **Akzeptanz** bereitgestellt werden kann.

8.7.3 Wirkungsgrade, Kosten und erste Märkte

Wie beschrieben, besteht der Power-to-Liquid-Prozess aus den Komponenten Elektrolyse, Konvertierung und Synthese. Die Konvertierung wird nur benötigt, sofern die Synthese auf CO angewiesen ist und dieses nicht bereits in der Hochtemperatur-Elektrolyse erfolgt (s. ► Abschn. 8.2.2.3). CO wird vor allem bei der Fischer-Tropsch-Synthese benötigt (s. ► Abschn. 8.3.5). Die Methanolsynthese kann auch mit CO_2 betrieben werden (s. ► Abschn. 8.3.3).

▪ Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad hängt maßgeblich von der Art der eingesetzten Elektrolyse ab. Wie in ► Abschn. 8.6.4 beschrieben, kann durch Einsatz der Wasserdampfelektrolyse der Verlust sensibler Wärme aus der exothermen Synthese stark verringert werden.

Damit kann durch die Kopplung von Hochtemperatur-Elektrolyse mit Wasserdampf und Kraftstoffsynthese ein höherer Gesamtwirkungsgrad von 65–70 % erreicht werden; beim Einsatz einer alkalischen oder PEM-Elektrolyse (s. ► Abschn. 8.2.2.1 und 8.2.2.2) hingegen nur 55–60 % (s. [76]).

Die Methanolsynthese ist aus den thermodynamischen Grundlagen heraus effizienter als die Methansynthese, da weniger Abwärme in der Reaktion entsteht. Der Gesamtwirkungsgrad wird für größere Anlagen mit 75–80 % beziffert (s. [69]).

▪ Kosten und erste Märkte

Die Kosten zur Herstellung von Fischer-Tropsch-Produkten aus Power-to-Liquid werden bei Strombezugskosten von 5 €-ct/kWh und einem Wir-

kungsgrad von ca. 70 % (Verhältnis des Heizwerts von CH_2 zur bezogenen elektrischen Energie) mit 10–15 €-ct/kWh chemischer Energie angenommen, wobei die Anlagengröße hier einen entscheidenden Einfluss hat (s. [76]).

Der Marktzugang für Power-to-Liquid-Anlagen wird aller Voraussicht nach in der Umstellung bestehender Raffinerien liegen. Diese können auf diese Art und Weise CO_2-Emissionen recyceln und schrittweise auf erneuerbare Kohlenwasserstoffe umstellen, die sich innerhalb der EU durch die Biokraftstoffquoten-Regelung vermarkten lassen. Technisch ergibt sich der Vorteil, dass insbesondere Fischer-Tropsch-Anlagen dadurch keine weitere Produktaufbereitung benötigen, da das Fischer-Tropsch-Produkt direkt in die Raffinerieprozesse integriert werden kann.

Ein weiterer Markt für Power-to-Liquid ergibt sich aus der Nutzung der Fischer-Tropsch-Wachse. Diese synthetischen n-Paraffine bestehen aus geraden Ketten und sind hochrein, weshalb sie sich für die Kosmetik und andere feinchemische Prozesse der chemischen Industrie eignen. Diese Märkte weisen eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaft auf als der Kraftstoffmarkt, der wiederum hochpreisiger ist als der Strom- oder Wärmemarkt. Der Anfang für Power-to-Liquid wird sich demnach in einer kombinierten Vermarktung der gewonnenen Produkte ergeben (s. [76]).

Für Methanol besteht heute bereits ein Weltmarkt. Solange Methanol aus Methan gewonnen wird ist Power-to-Methanol dem Verfahren Power-to-Gas aus technischen Gründen bei gleichen Standortbedingungen vorzuziehen. Methanol hat darüber hinaus eine höhere Wertigkeit als Erdgas und ist für die Vermarktung besser geeignet. Als Kraftstoff kann er bereits heute zu 3 Vol.-% zu Benzin beigemischt werden. Ein Anreiz über die Biokraftstoffquotenregelung ist sinnvoll, um Power-to-Methanol zu etablieren (s. [69]).

Aber auch ohne staatlichen Anreiz entstehen erste Anlagen: Eine Anlage in Island erzeugt gegenwärtig konkurrenzfähig aus Geothermiestrom und fossilem CO_2 Methanol, das aufgrund der fossilen CO_2 Quelle als fossiles Methanol zu werten ist. Diese ersten Power-to-Liquid- Anlagen sind näher in ► Abschn. 14.3. beschrieben.

8.8 Ocean Fuels als Weiterentwicklung von Power-to-Gas und Power-to-Liquid

8.8.1 Rohstoffe und Kraftstoffe vom Meer – eine Frage des Potenzials und der Akzeptanz

- **Das größte erneuerbare Potenzial liegt in Wind- und Solarenergie**

Zur sicheren, umweltfreundlichen Bereitstellung von Energie werden CO_2-neutrale Energieträger benötigt, die aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Einige erneuerbare Quellen wie Biomasse, Geothermie, Wasserkraft oder Gezeitenenergie sind jedoch potenzial und akzeptanzseitig nur eingeschränkt nutzbar und können kaum den globalen Bedarf an Strom, Wärme und Kraftstoffen decken. Die beiden ergiebigsten erneuerbaren Energiequellen sind Wind- und Solarenergie, deren Potenzial ein Vielfaches des globalen Energiebedarfes übersteigt. Allerdings ist ihre zeitliche Verfügbarkeit ein Kriterium, das für eine planbare und sichere Bereitstellung ihre Speicherung unumgänglich macht.

Die wirtschaftliche Nutzung der Ur- und Primärenergien Sonne und Wind ist auf Photovoltaik- und Windenergieanlagen begrenzt, was diese langfristig zu den größten Primärenergiequellen werden lässt. Einschränkend wirken sich dabei einerseits die technisch nutzbaren oder regulatorisch zur Verfügung stehenden Flächen und andererseits die Akzeptanz der Energiegewinnung dieser Art in der Bevölkerung vor Ort aus.

- **Argumentation zur Nutzung der Energie vom Meer**

Unter anderem aus der Knappheit fossiler Energieressourcen und dem anthropogenen Klimawandel (s. ► Abschn. 1.3) heraus ergibt sich die Notwendigkeit zur Energiewende. Diese Wende ist ein Zweiklang aus Energieeffizienz und Nutzung von erneuerbaren Energien. Die Kernenergie als Option kann aufgrund ungelöster Probleme wie die Entsorgung des Atommülls, die nicht zu trennende Proliferation, die Gefahr eines größten anzunehmenden Unfalls (GAU) durch äußere oder innere

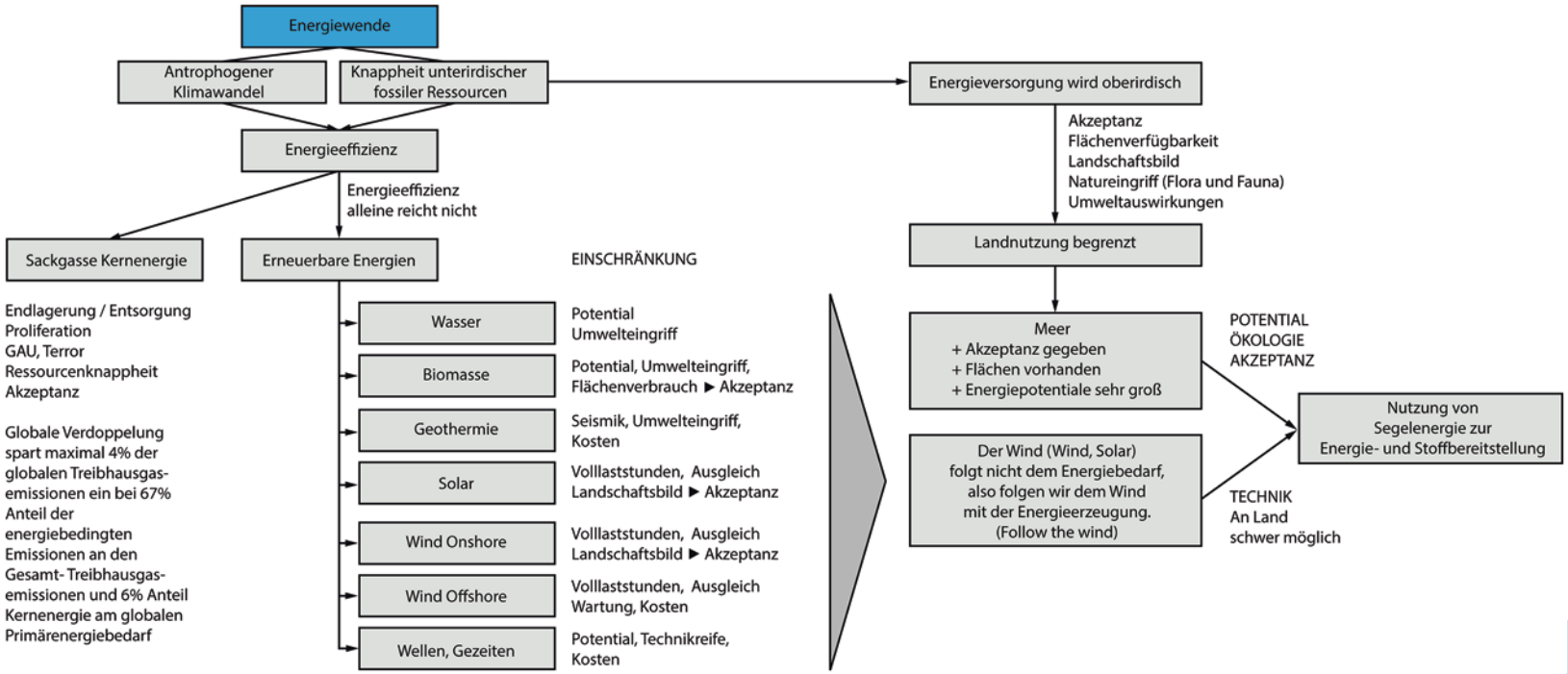


Abb. 8.100 Argumentationskette für die Erzeugung und Speicherung von Stromkraftstoffen und strombasierten Rohstoffen auf dem Meer

Einwirkungen oder Terroranschläge, die Verfügbarkeit von umgänglichem spaltbarem Material und die Auswirkungen des Uranabbaus oftmals in Entwicklungsländern bis hin zur Akzeptanz- und Potenzialfrage ausgeschlossen werden. Die Potenziale erneuerbarer Technologien bieten hier eine sinnvolle Alternative (s. ◘ Abb. 8.100).

Mobilität und chemische Grundstoffe als Stiefkinder der Energiewende

In der Energiewende werden die Bereiche Mobilität und Grundstoffe der chemischen Industrie bislang stiefmütterlich behandelt.

Die Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas ist in beiden Bereichen extrem hoch, die Alternativen sind teuer und rar. Ein großer Hoffnungsträger sind Biokraftstoffe oder biomassebasierte Rohstoffe, die jedoch durch Nutzungskonkurrenzen, beispielsweise des Nahrungsmittelsektors, begrenzt sind (s. [2]).

Im Verkehrssektor werden große Hoffnungen auf die Elektromobilität gesetzt, welche, regenerativ betrieben, drei- bis viermal effizienter ist als konventionelle Antriebe. Das Hauptproblem der begrenzten Reichweite mit Batterietechnologien bleibt jedoch bestehen. Hier können Wind- und Solarkraftstoffe eine Lösung bringen und einen Energieträger mit hoher Energiedichte anbieten. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie einfach transportiert, gespeichert und zentral oder dezentral genutzt werden können.

Bei chemischen Grundstoffen werden viele Ansätze unter dem Stichpunkt »Bioraffinerien« diskutiert und verfolgt, die auf dem Speicherprozess der Photosynthese beruhen und deren Potenzial letztendlich analog zur Bioenergie der Nutzung von Landfläche bedarf. Analog zu Windkraftstoffen werden Konzepte zur Nutzung von CO_2 als Rohstoff mit Windenergie als Energielieferant oder die Integration von Windwasserstoff zur Rohölaufbereitung in Raffinerien diskutiert (s. ► Abschn. 8.1).

Globale Windpotenziale auf dem Meer als Lösungsoption

Zum Thema nachhaltige Kraftstoffe und Rohstoffe werden global derzeit vor allem biomassebasierte Standpunkte diskutiert. Das Potenzial der Biomasse ist jedoch für beide Bereiche nicht ausreichend groß und erreicht mit einer Effizienz von 0,5–2 % (von Solarenergie zu Biomasse über die Photosynthese) eine äußerst geringe Energieausbeute pro Fläche (s. [2, 125]).

Dieser Argumentation folgend, stechen bei der Analyse der globalen Potenziale erneuerbarer Energien die Windpotenziale auf dem Meer ins Auge:

- Etwa 71 % der Erdoberfläche sind von Ozeanen bedeckt.
- Die besten und größten Windpotenziale der Welt liegen auf dem Meer.
- Das erneuerbare Energiepotenzial auf dem Meer ist weitgehend ungenutzt.
- Die Akzeptanz der Energienutzung auf dem Meer ist höher als bei Technologien in unmittelbarer Reichweite von Wohnräumen von Menschen (kein »Not-in-my-Backyard« oder »Built-Absolutely-Nothing-Near-Anybody«). Dies setzt voraus, dass keine einseitige Bevorteilung großer Konzerne gegenüber kleineren Betreibern oder Bürgergesellschaften beim Bau von Offshore-Windkraft vorliegt.
- Die Umweltauswirkungen sind je nach angewandter Technologie vergleichsweise gering im Vergleich zu Biomasse, fossiler Energie, Kernenergie oder anderen Energieformen. Neben Tiefengeothermie, Algenanpflanzungen und Gezeiten- oder Meeresströmungskraftwerken liegen die größten Potenziale im Wind auf dem Meer, wie ◘ Abb. 8.101 verdeutlicht.

Grenzen der klassischen Offshore-Windenergie

Die wesentlichen Unterschiede zwischen Windkraft an Land und auf See bestehen darin, dass sich auf See eine bessere Anlagenauslastung erzielen lässt, aber auch ein höherer Aufwand an Wartung, Installation und Logistik in Kauf zu nehmen ist. So erfahren die Anlagen im Offshore-Einsatz neben dem Wind zusätzliche Belastungen durch Wellen- und Eisgang und sind deshalb auf höhere dynamische Lasten auszulegen.

Für die Aufstellung von Windenergieanlagen in unterschiedlichen Wassertiefen existieren derzeit verschiedene Gründungstechniken:

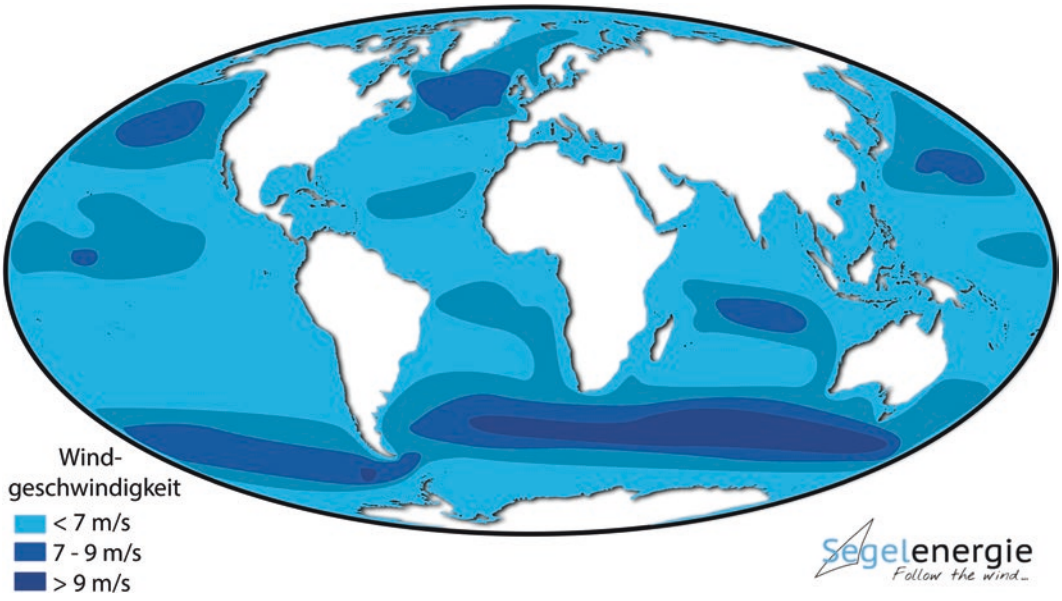


Abb. 8.101 Große Windpotenziale auf dem Meer: durchschnittliche Windgeschwindigkeiten auf 10 m Höhe über der Meeresoberfläche

- Geringe Wassertiefe (ca. 10–25 m):
  - Schwergewichtsfundament (Gewichtsfundament)
  - Einpfahlgründungen (Monopile)
- Mittlere Wassertiefen (ca. 20–50 m):
  - Dreipfahlgründungen (Tripile)
  - Drei-/Vierbeinfundamente (Tripod, Quadropod)
  - Gitterturmkonzepte (Jacket)
  - Saugpfahlgründung (Bucket-Fundament).

Ein weiterer bedeutsamer Unterschied zur Onshore-Technik liegt in der Zugänglichkeit der Windenergieanlagen. Für den einfachen und sicheren Zugang des Wartungspersonals sind die Offshore-Windenergieanlagen mit Anlegestellen für Schiffe oder Helikopterlandeplätzen auszustatten. Zudem ist die Zugänglichkeit mit Schiffen nur an Tagen mit geringem Wellengang gewährleistet.

Das Betriebsführungssystem der Anlage ist mit zuverlässiger Fernwirktechnik ausgerüstet. Redundante Hilfsaggregate, Sensoren und Einrichtungen für eine Maschinenzustandsüberwachung zur Fehlerfrüherkennung sind installiert. Für den Austausch von Komponenten (Getriebe, Generator, Lager, Transformator) bei Wartungs- und Reparaturarbeiten sind Hebe- bzw. Krankapazitäten vorzusehen. Ein weiteres wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu Onshore-Anlagen sind die besonderen Anforderungen durch die hohe Luftfeuchtigkeit sowie den hohen Wasser- und Salzgehalt der maritimen Atmosphäre. Zum Schutz vor Korrosion und Verschleiß sind die Anlagenteile speziell beschichtet und die Gondel zur Wahrung der elektrischen und elektronischen Betriebszuverlässigkeit hermetisch gekapselt (s. [16]).

Der Einsatz von klassischen Offshore-Windkraftanlagen ist auf geringe Wassertiefen beschränkt. Da diese vor allem in küstennahen Gewässern zu finden sind, ist die Netzeinspeisung der elektrischen Energie gegenüber der Kraftstofferzeugung zu bevorzugen. Über die Anbindung an das Stromnetz wird dieses Logistikproblem gelöst. Die größten Windpotenziale

liegen jedoch weiter draußen auf hoher See, wo sich eine Kabelanbindung für gewöhnlich nicht mehr lohnt.

Im Folgenden werden daher exemplarisch zwei unkonventionelle Optionen zur Gewinnung und Speicherung der Energie vom Meer mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen dargestellt.

8.8.2 Option schwimmende Windplattformen

Funktionsprinzip

Die Windenergie auf dem Meer kann durch große schwimmende Plattformen mit mehreren Windenergieanlagen oder mehrere in tiefem Wasser verankerte und zu einem Windpark zusammengefasste Einzelanlagen in elektrische Energie gewandelt werden. Die schwimmenden Konstruktionen sind robust gegenüber maritimen Bedingungen auszulegen, um auch Extremwettersituationen standhalten zu können und gut zugänglich zu sein. Durch die Speicherung elektrischer Energie und das dafür, zumindest während der Technologieeinführung, notwendige und ständig anwesende Personal sind andere Betriebskonzepte für Wartung und Logistik nötig.

Die Errichtung schwimmender Windkraftplattformen ist in Wassertiefen über 50 m möglich. Klassifiziert werden solche Anlagen nach deren Schwimmkörper und Verankerungssystem (*Mooring*).

- Einzelanlagen auf Bojen (Spar-/Spar-Buoy-Typ)
- Anlagen mit halbtauchenden Schwimmkörpern (Semi-Submersible-Typ)
- Tension-Leg Plattformen (TLP, Standard für Offshore Öl- oder Gasplattformen)
- Ponton- und Hybridtypen.

Einige Konzepte sind modular aufgebaut, sodass eine Vormontage in Werften möglich ist. Allerdings ist die Montage der Windkonverter auf den Plattformen bzw. die Verschaltung in Windparks bei einigen Konzepten auf dem Meer notwendig, was sich in den Investitionskosten und der Bauzeit niederschlägt. Plattformen mit halbtauchenden Schwimmkörpern (*semi-submersible*) können inklusive der Windkonverter in einer Werft errichtet und an den Einsatzort geschleppt werden. Einen guten Überblick über Technologie und Potenzial bietet das ORECCA-Projekt (s. [118]).

Ein komplexes Problem ist, die Konstruktion auch bei stürmischer See einigermaßen stabil zu halten und gegen die fortwährend einwirkenden Belastungen widerstandsfähig zu machen. Bei Stürmen tauchen mit Ketten verankerte Anlagen aktiv durch Aufnahme von Ballastwasser, oder durch den starken Abtrieb, tiefer ins Wasser, um ihre Stabilität zu verbessern. Das hohe Gewicht der Windkonverter bewirkt im Zusammenspiel mit dem Turm, der einen langen Hebelarm darstellt, ein hohes dynamisches Moment in der Aufnahme auf der Plattform bzw. dem Schwimmkörper. Es dürfen deshalb maximale Auslenkungswinkel und Beschleunigungen der Gondel (typisch: $\alpha_{vertikal} < 3–4$, $a < 2$ m/s^2) nicht überschritten werden (s. [124]).

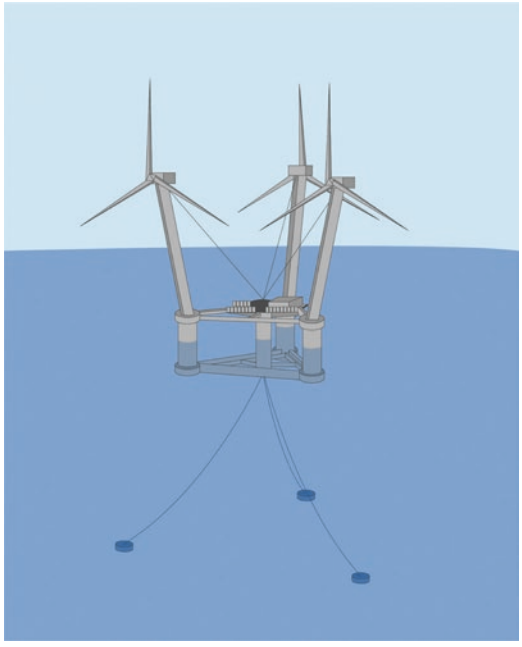
Die Schwimmkörper werden aus langlebigem Stahlbeton oder bevorzugt aus Stahl hergestellt, wobei zwischen starren und flexiblen Bauweisen unterschieden wird. Starre Schwimmkörper (*Spar-Typ*) halten die Windkraftanlage durch ihren Auftrieb im Wasser und gleichen die Bewegung durch den tief liegenden Schwerpunkt aus. Bei flexiblen, halb tauchenden Bauformen wird Ballastwasser zwischen mehreren im Auftriebskörper integrierten Tanks umgepumpt, um durch Schwerpunktverlagerung die Wind- und Wellenkräfte auszugleichen. Die Stabilität hängt aber nicht nur vom Schwimmkörper, sondern auch vom Verankerungssystem ab. Je nach Ausführung ergeben sich zusätzliche Probleme bezüglich der Stabilität im Wasser, des Abtreibens der Plattform und der Rotation um die vertikale Achse. Ketten sind kostengünstig, unterbinden allerdings die Bewegungen durch Wind- und Wellen wenig und lassen Dreh- und Schlingerbewegungen zu. Eine Befestigung mit mehreren straffen Sehnen (*Tendons*, TLP-Konzepte) unterbindet das Schwanken effektiv und wird daher auch in der Öl- und Gasförderindustrie oft eingesetzt.

Schwimmende Windenergieanlagen des Spar-Typs können in der Multi-Megawatt-Klasse nur in Wassertiefen über 100 m eingesetzt werden, da der Schwimmkörper einen großen Tiefgang aufweist.

Aufgrund der geringen Stabilität im Wasser eignen sie sich nicht zum Aufbau einer Plattform zur Kraftstofferzeugung. Bei großen Anlagen, die mehrere Windkonverter tragen, ist der Verankerungsaufwand bezogen auf die Leistung geringer.

Semi-Submersible-Konzepte und Tension-Leg-Plattformen sind am besten geeignet, da sich diese stabil im Wasser halten. Trotz der hohen Kosten kommen sie, neben bereits realisierten und günstigeren Bojen-Konzepten, bei aktuellen in Planung oder Aufbau befindlichen Projekten zum Einsatz. In jedem Fall sind bei der Konzeption aufwändige Simulationen des dynamischen Verhaltens und der Bauteilbeanspruchung durchzuführen (s. [18, 35, 103, 128]).

Ein konstruktiver Entwurf einer Plattform mit halbtauchenden Schwimmkörpern zur Herstellung von Methanol als Stromkraftstoff mit drei Windkonvertern ist in ◘ Abb. 8.102 dargestellt. Basierend auf dem WindSea-Konzept (s. [128]), kommen ein Luv-Läufer und zwei Lee-Läufer mit einer Gesamtleistung von 10,8 MW zum Einsatz.



◘ **Abb. 8.102** Schwimmende halbtauchende Plattform zur Gewinnung des Stromkraftstoffs Methanol über drei Windkonverter (basierend auf dem WindSea-Konzept nach [128])

Die Seitenlänge der dreieckigen Plattform beträgt 81 m. Der Abstand zwischen den Turbinen beträgt 103 m. Die Konstruktion weist eine Tragfähigkeit von ca. 9600 t auf. Über eine mittlere Auslastung von 4350 h können bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 26 % im Jahr etwa 4,2 Mio. t (11.660 MWh) Methanol gewonnen werden. Um die Menge logistisch an Land zu bringen, werden 21 Fahrten im Jahr notwendig.

▪ Potenzial und Wirkungsgrad

Durch schwimmende Windkraftanlagen in tiefem Wasser können wesentlich mehr Standorte mit guten Windbedingungen auf dem Meer genutzt werden als bisher, ohne dass Konflikte mit der Schifffahrt entstehen. Die größten Vorteile von schwimmenden Windkraftplattformen sind eine große realisierbare elektrische Leistung und eine gute Anlagenauslastung auf hoher See. Das theoretische Potenzial in tiefen Meeresgebieten ist ausreichend groß, um neben der Netzeinspeisung auch Stromkraftstoffe zu erzeugen. In den europäischen Gewässern sind vor allem im nördlichen Teil der Nordsee, der Irischen See und vor der Küste von Frankreich und Portugal geeignete Einsatzorte zu finden (s. ◘ Abb. 8.101). Im zu Deutschland gehörenden Nordseeteil ist der Einsatz schwimmender Windenergieanlagen aufgrund geringer Wassertiefen (maximal 60 m) meist nicht notwendig oder möglich.

▪ Kosten

Da bisher keine schwimmenden Windparks errichtet wurden, ist eine verlässliche Aussage über Kosten schwer möglich. Das Problem liegt darin, einen geeigneten Kompromiss zwischen Windparkleistung, Kraftstoffproduktionskapazität, Speicherkapazität auf der Plattform und den Investitions- und Betriebskosten für die Komponenten zu finden. Für die Forschung und Entwicklung eignen sich Konzepte mit geringer Anlagenleistung. Allerdings wird hier ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der hohen Technologie- und Personalkosten aus heutiger Sicht nur schwer möglich sein. Sehr große Strukturen oder Windparks könnten jedoch langfristig sowohl kosten- als auch potenzialmäßig eine interessante Option zur Erzeugung von Stromkraftstoffen und Grundstoffen der chemischen Industrie wie Methanol darstellen.

Vor- und Nachteile

Das Konzept weist folgende Vorteile auf:

- Das große ungenutzte Potenzial erneuerbarer Windenergie auf dem Meer wird erschlossen.
- Gerade die großen Potenziale in tiefem Wasser können über diese Technologie im Gegensatz zur klassischen Offshore-Windkraft genutzt werden.
- Durch die hervorragenden Windbedingungen können hohe Anlagenauslastungen erzielt werden.
- Bei geeigneter Konstruktion können Windkraftstoffparks mit hohen installierten Leistungen realisiert werden.
- Bei günstiger Auslegung und hohem Automatisierungsgrad ist der Personalaufwand kleiner als bei mobilen Seekraftstoffplattformen wie Energieschiffen.

Die Umsetzung des Konzepts zeigt allerdings auch Nachteile:

- Für viele Konzepte samt Verankerungssystemen ist eine Mindestwassertiefe von mehr als 100 m notwendig, weshalb die Anlagen oft weit entfernt von der Küste zu finden wären.
- Wie bei der klassischen Offshore-Windenergie ist Offshore-Anlagentechnik teuer, der Zugang zu den Anlagen wetterabhängig und die mechanische Beanspruchung von Windkonvertern und Plattform sehr hoch.
- Alle Konzepte benötigen einen Ausgleich von Wind- und Wellenbewegungen.
- Bisher liegen bis auf die klassischen TCP-Plattformen für Erdöl und Erdgas fast keine Erfahrungen mit schwimmenden Windplattformen vor.

8.8.3 Option Segelenergie

Lösungsansatz zum Kernproblem von Power-to-Gas

Ökonomische Betrachtungen ergeben, dass sich ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen heute vor allem bei sehr hoher Anlagenauslastung ergibt. Aus regenerativen Quellen wird Grundlast nur von Wasserkraft geliefert, deren Ausbaupotenzial europaweit zu großen Teilen erschöpft ist. Die Volllaststunden aus heutigen Wind- und Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung liegen zwischen 600 und 4000 h. Eine für die Wirtschaftlichkeit ausreichende hohe Auslastung könnte derzeit nur durch den Betrieb der Anlagen mit fossiler und nuklearer Energie erreicht werden, was sich jedoch kontraproduktiv auf die Qualität und den Wert des gespeicherten Energieträgers auswirkt, da er nicht mehr regenerativ ist und mit konventioneller Energie konkurriert. Darüber hinaus ist eine derartige Erhöhung der Auslastung technisch nicht sinnvoll, da gespeicherte Energie in Strom gewandelt und gleichzeitig dieser Strom wieder gespeichert würde.

Diese beiden Kernprobleme von Power-to-Gas könnten mit dem Konzept der Segelenergie gelöst werden.

Funktionsprinzip

Bei dem Konzept »Segelenergie« handelt es sich um ein kombiniertes Wind-Wasserkraft-Speicher-System in Form eines Energieschiffes.

Ein Schiff wird durch ein Segelsystem in Bewegung versetzt (s. Abb. 8.103). Einen Teil dieser Bewegungsenergie des Schiffes wandelt eine Turbine im Wasser in Strom um. Sie wird am Schiff befestigt und besteht aus einer Strömungsmaschine (Rotor oder Propeller), die einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Alternativ kann auch direkt aus der Windströmung Strom gewonnen werden. Der Strom wird zusammen mit Wasser und CO_2 durch eine elektrochemische Umwandlung (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) in eine speicherbare Energieform gebracht (s. [107]).

Mit diesen Energieschiffen kann das große Windpozential auf dem Meer konstant geerntet und erneuerbare Kraftstoffe mit hoher Energiedichte können nachhaltig gewonnen werden: Wasserstoff, Methan (Erdgas), Methanol und langfristig auch Diesel und Flugbenzin.

Potenziale und Wirkungsgrade

Um beispielsweise den heutigen regenerativen Anteil am Kraftstoffverbrauch (5,5 % im Jahr 2011) von 34,5 TWh zu substituieren, für den 2,4 Mio. ha Energiepflanzen angebaut werden und ca. 90.000

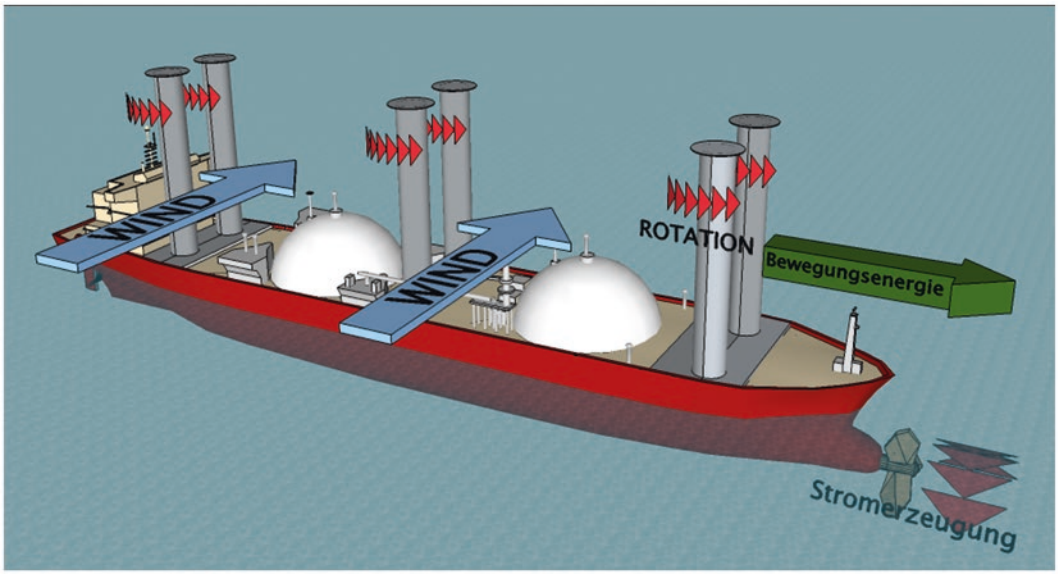


Abb. 8.103 Funktionsprinzip Segelenergie – Energieschiff am Beispiel eines Segelrotors (Quelle: [107])

Traktoren im Einsatz sind, wären etwa 2200 Energieschiffe mit fünf MW Leistung auf See notwendig.

Der Wirkungsgrad des Energiepfades ergibt sich beispielhaft wie folgt:

- Die mechanische Bewegung von Luft (Windkraft) wird über verschiedene Segelkonzepte in eine konstante Translation (mechanische Energie, Zugkraft) gewandelt (100 % Startpunkt).
- Ein Teil dieser Zugkraft wird für die Überwindung des Rumpfwiderstandes benötigt. Dieser Widerstand ist abhängig von der Länge des Schiffes, der Fahrtgeschwindigkeit und weiteren Faktoren wie Wellengang (verbleibende Energie: 75–90 %).
- Die Strömung des Meerwassers, welche sich relativ durch die Bewegung des Schiffskörpers am Schiffsrumpf ergibt, wird durch eine Turbine (Betz-Faktor) in mechanische Rotationsenergie gewandelt (verbleibende Energie: 34–45 %).
- Über die elektrische Maschine, ggf. Getriebe und Leistungselektronik, wird die mechanische Energie in elektrische Energie gewandelt und der Power-to-Gas- oder Power-to-Liquid-Anlage zur Verfügung gestellt (verbleibende Energie: 25–40 %).
- Schlussendlich wird die elektrische Energie über verschiedene verfahrenstechnische Wege (s. ► Abschn. 8.2 und 8.3) in einen Stromkraftstoff oder Grundstoff für die chemische Industrie umgewandelt, wodurch insgesamt 5–30 % der ursprünglichen Windenergie in einem chemischen Energieträger gespeichert werden können.

Die Gesamteffizienz des Prozesses ist gering und vergleichbar mit dem Nutzungsgrad von fossilen Kraftstoffen in Fahrzeugen mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren. Für die Umsetzung sind jedoch Potenzial und Kosten der Technologie relevant.

Eine direkte Wandlung von Windströmung in Rotation und elektrische Energie spart einen Konversionsschritt und ist damit effizienter. Der Nachteil ist die höhere Anforderung an die mechanischen Komponenten auf dem Deck, die dem Wind ausgesetzt sind.

Kostenreduktion durch Routenoptimierung

Entscheidend für die Kostenreduktion von Power-to-Gas ist eine konstante Auslastung der Anlagen. Diese wird über eine Routenoptimierung erreicht, mit der einerseits Stürme und Gefahrenzonen für

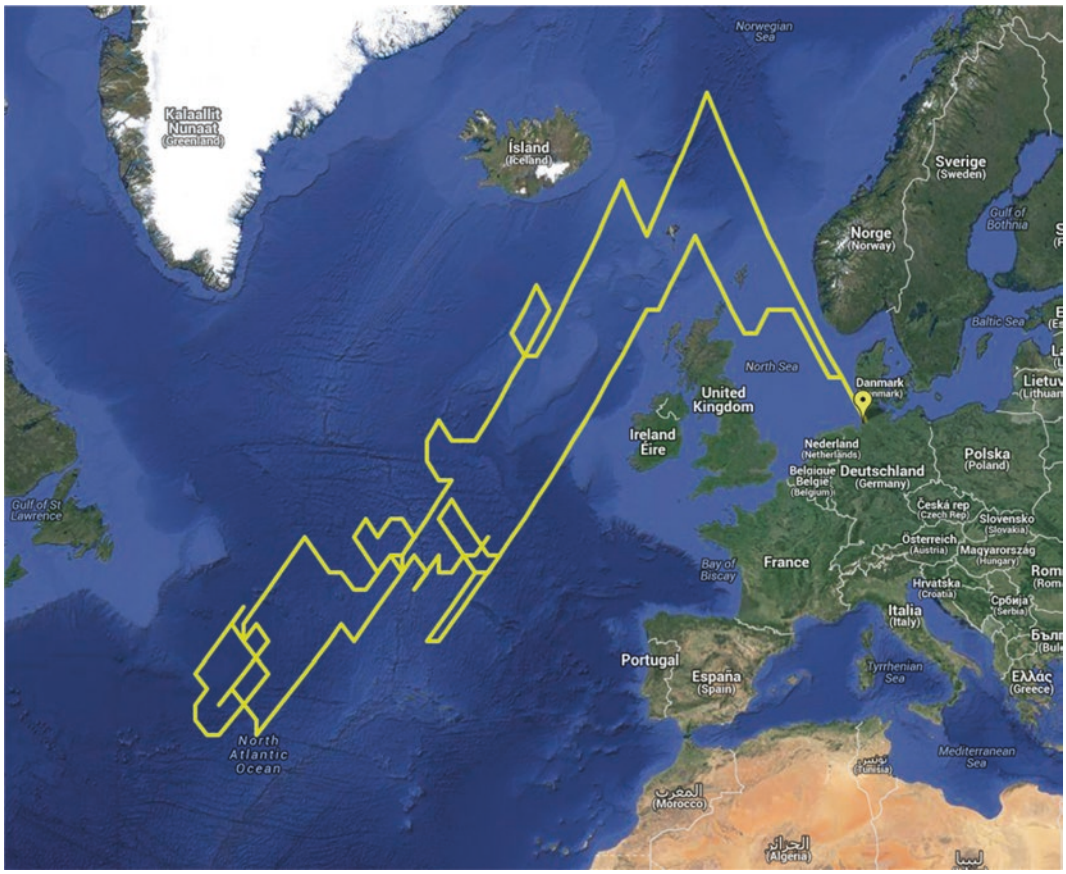


Abb. 8.104 Routenoptimierung für Energieschiffe – Beispiel einer dreimonatigen Erntefahrt über den Nordatlantik vom Ausgangs- und Endpunkt Cuxhaven in Norddeutschland

das Energieschiff vermieden und andererseits Flauten und Gebiete mit wenig Wind umschifft werden können.

Abbildung 8.104 illustriert eine mögliche Route einer dreimonatigen Fahrt von Cuxhaven in Norddeutschland aus über den Nordatlantik.

Durch eine geschickt gewählte Route und eine optimale Steuerung wird erreicht, dass sich das Energieschiff möglichst an Orten mit gleichmäßigem Wind aufhält. Mithilfe von GPS-Navigation sowie einer satelliten- und computergestützten Wettervorhersage erfolgt die Navigation des Energieschiffes. Das Ziel einer computergestützten Routenoptimierung ist die bestmögliche Energieerzeugung mit größtmöglicher Sicherheit für das Energieschiff.

Zur Lösung dieses Problems wird die Route zunächst in mehrere Abschnitte aufgeteilt, da die Energieerträge kleinerer Abschnitte leichter zu berechnen sind als die einer langen Route. Jedem dieser Abschnitte wird ein Energieertrag zugewiesen. Die Route in Abb. 8.104 wird als Rundreise konzipiert: Der Startpunkt der Route ist gleichzeitig der Endpunkt. Bei verschiedenen Abnahme- oder Übergabepunkten auf hoher See können auch andere Reiserouten gewählt werden. Die vom Schiff gefahrene Route und somit auch der Energieertrag der einzelnen Abschnitte sind abhängig von verschiedenen Parametern. Dazu zählen Umgebungszustände wie beispielsweise die Windrichtung und Windstärke an verschiedenen Orten, Wellenrichtung und -höhe, die Wasserströmungsrichtung

und -stärke sowie Luftdruck, Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit und Niederschlag. Die Wetterzustände werden aus meteorologischen und die Wasserzustände aus hydrologischen Daten abgeleitet. Weitere Parameter sind Füllstand der Behälter an Bord und Anlagenauslastung. Alle Parameter werden dabei bereichsweise, also für ein geografisches Feld, sowie in zeitlichen Intervallen erfasst und gehen als Haupt- und Nebenbedingungen in die mathematische Berechnung und Optimierung ein.

Erste Berechnungen zeigen mittlere Windgeschwindigkeiten im stationären Fall von 12 m/s an einem Punkt, der entsprechend den Wetterextremen ausgesetzt ist und die Kraftstoffanlagen potenziell gefährdet. Durch die Routenoptimierung können einerseits mittlere Windgeschwindigkeiten von 15 m/s erreicht werden, was durch die kubische Zunahme der Leistung von Wind einer Verdopplung des Energiepotenzials gleichkommt; andererseits können die Wetterextreme durch eine mobile Kraftstoffanlage in Form eines Energieschiffs vermieden werden.

Vor- und Nachteile

Das Konzept weist folgende Vorteile auf:

- Das große ungenutzte Potenzial erneuerbarer Windenergie auf dem Meer wird erschlossen.
- Segelenergie ist eine Kombination bekannter Technologien: Windantrieb über Segeltechnologien, Schiffbau, Strömungsmaschinen und Verfahrenstechnik sind im Einzelnen ausgereifte Prozesse und Technologien. In der Kombination sind sie neu, im Einzelnen nicht, was das Risiko einer Fehlfunktion minimiert.
- Die meteorologischen und geografischen Gegebenheiten auf hoher See lassen deutlich höhere Windgeschwindigkeiten als am Festland zu. Energieschiffe sind zudem in der Lage, ertragreichen Windgebieten zu folgen. Dadurch können sehr hohe Auslastungen mit erneuerbaren Energien erzielt werden. Erste Routenoptimierungen kommen auf eine Auslastung von 7000 h, womit Wind als Grundlast zur Erzeugung von Kraftstoffen und chemischen Rohstoffen verwendet wird.
- Die Wartung von Energieschiffen ist einfacher als bei Meeresplattformen: Sie können zur Wartung in entsprechend geschützte Hafengebiete eingefahren werden.
- Der Meereskraftstoff kann weitestgehend in die vorhandenen Versorgungswege eingespeist, transportiert, verteilt und genutzt werden. So ist eine Einspeisung von Wasserstoff oder Methangas in das Nordseegasnetz denkbar. Im Fall von Methangas oder flüssigen Kohlenwasserstoffen kann auch die vorhandene Fahrzeugtechnologie und Tankinfrastruktur genutzt werden. Methanol ist zudem bereits heute ein wichtiger Grundstoff der chemischen Industrie, welcher auf diese Art und Weise erneuerbar erzeugt werden kann.
- Das Thema »Green Ships« schafft Perspektiven für neue Arbeitsplätze und Wertschöpfung in der marinen Wirtschaft und im Maschinen- und Anlagenbau. Bau und Wartung von Energieschiffen sorgt für eine nachhaltige Nutzung der vorhandenen Werftinfrastruktur. Eine serienmäßige Fertigung der Anlagen ist möglich; eine Anpassung an geografische oder meteorologische Begrenzungen (Wind, Solar, Biogas etc.) ist nicht erforderlich.

Trotz der Vorteile stehen der Umsetzung dieser Idee einige Herausforderungen gegenüber:

- Der Betrieb eines Schiffes hat mit dem einer chemischen Industrieanlage viel gemeinsam: Anders als bei Windkraft- oder Solaranlagen ist wegen des Schichtbetriebes ständig Personal vor Ort erforderlich, was zur Folge hat, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb große Energieschiffe notwendig sind. Ein zukünftig hoher Automatisierungsgrad mindert diese Kosten.
- Die Umsetzung eines Pilotschiffes ist sehr kapitalintensiv. Die Inbetriebnahme erfordert die Zulassung für den Schiffsverkehr.

8.9 CO_2-minderndes Energiesystem mit Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Ocean Fuels

Zum Abschluss dieses Kapitels wird ein Energiesystem auf der energetischen Basis von Wind, Sonne

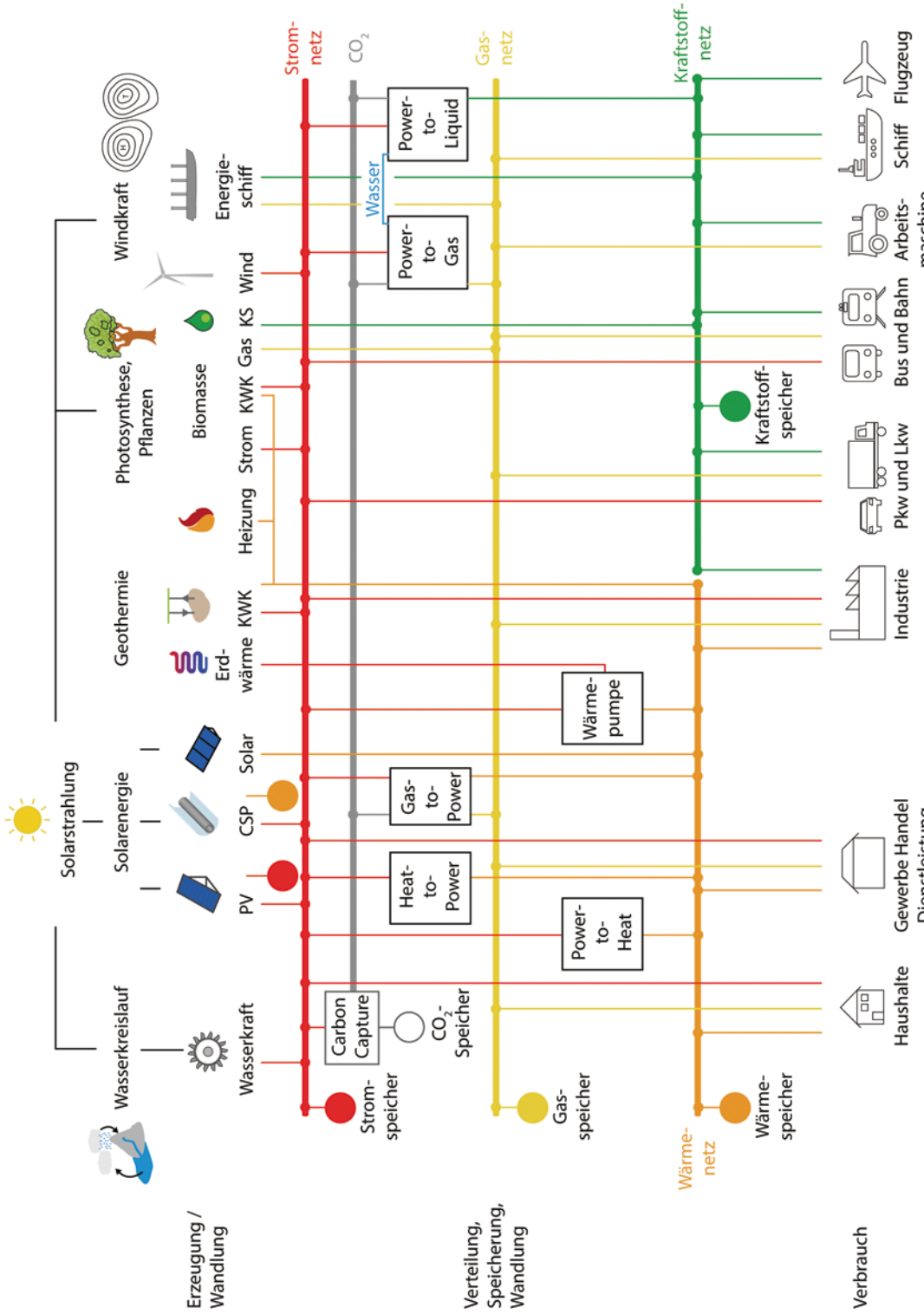


Abb. 8.105 CO_2-minderndes Energiesystem für Strom, Wärme, Mobilität und chemische Industrie auf Basis von Power-to-Heat, Power-to-Gas und Power-to-Liquid mit CO_2 als Dreh- und Angelpunkt für chemische Energiespeicher, nach [105]

und Wasserkraft mit Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Ocean Fuels als Vision für eine nachhaltige, technisch mögliche Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien vorgestellt (s. Abb. 8.105, angelehnt an [105]).

Das System kann optional Bioenergie und Geothermie nutzen und ermöglicht durch Gewinnung, Nutzung, Recycling und Speicherung von CO_2 aus der Luft eine erneuerbar getriebene Reduktion der globalen CO_2-Emissionen bei gleichzeitiger Energiegewinnung.

Über eine sektorenübergreifende Kopplung von Strom-, Gas-, Kraftstoff- und Wärmenetzen samt erneuerbaren Energiequellen, verschiedenen Energiespeichern und intelligenter Steuerung kann jederzeit der Energiebedarf erneuerbar gedeckt werden. Aus erneuerbarem Wasserstoff und CO_2 aus der Luft wird primär Gas gewonnen, welches in KWK, Gasturbinen, Gaswärmepumpen oder Brennstoffzellen für Strom- und Wärmeversorgung genutzt wird. Die Abwärme von Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid wird im System genutzt. Ferner werden alle Kraftstoffe für den Straßen-, Schienen-, Flug- und Schiffsverkehr daraus gewonnen, je nach Bedarf Methan, Methanol, Diesel oder Kerosin und daraus ebenfalls die Grundstoffe für die chemische Industrie. Der Großteil der Individualmobilität wird elektrisch erfüllt. Auch ein elektrifizierter Lkw- und Busverkehr ist technisch möglich. Im Wärmesektor ergänzen Elektrowärmepumpen und Erdwärme das Portfolio.

Die Biomasse ist in diesem Energiesystem frei verfügbar für die Gewinnung von Nahrung und Futtermitteln und die stoffliche Nutzung von Holz und Pflanzen für Produkte, die in der chemischen Industrie vormals aus Erdöl und Erdgas gewonnen wurden.

8.10 Zusammenfassung

- Das **C-H-O-System** eignet sich hervorragend zur Veranschaulichung sowohl der **Geschichte der fossilen und biogenen Energiespeicherung** als auch der **neuen Verfahren Power-to-Gas und Power-to-Liquid**.
- **Wasserstoff** ist ein **chemischer Energieträger**, der über verschiedene Wege hergestellt werden kann. Die größten Mengen werden heute weltweit **über die Dampfreformierung von Erdgas** zu Preisen von 3–4 €-ct/kWh gewonnen und in der Petrochemie zur **Herstellung** von **Ammoniak**, **Hydrierung** von **Kohlenwasserstoffen** und **Methanolherstellung** verwendet.
- Bereits um **1800** wurde die **Wasserelektrolyse** in England und Deutschland entdeckt. Der betreuende Professor von Ritter erkannte schon damals die **Verbindung zur Photosynthese**, indem er in der Verbrennung von Wasserstoff den wärmenden und leuchtenden Teil der Sonnenstrahlen vermutete.
- Die **Wasserelektrolyse** ist eine entscheidende Komponente. Sie kann in drei Varianten ausgeführt werden: Die **Alkalische Elektrolyse**, die am weitesten etabliert und derzeit am kostengünstigsten ist, die **Membran-Elektrolyse** und die **Hochtemperatur-Elektrolyse** mit vielen Vorteilen (Wirkungsgrade, Teillastverhalten), aber auch vielen Herausforderungen (vor allem Kostenreduktion und Lebensdauer).
- Da **Wasserstoff** nur in geringem Umfang direkt in die vorhandene Energieinfrastruktur integriert werden kann, ist seine **Weiterverarbeitung** unter zusätzlichem Aufwand sinnvoll. Über verschiedene Synthesen kann **Wasserstoff zusammen mit CO_2 zu Methan, Methanol, Diesel, Benzin** oder **Kerosin gewandelt** und damit leichter gespeichert, transportiert und genutzt werden. Das »**Henne-Ei-Problem**« von Wasserstoff ist damit **gelöst**, für die Synthesen ist genügend CO_2 vorhanden.
- Die biologische **Methanisierung** ist robuster und milder als die chemische Methanisierung, aber dafür nur **für kleine, dezentrale Verfahren geeignet. Die chemische Methanisierung ist seit Langem** erprobt und auch **im großen Maßstab verfügbar**.
- Die **Methanolsynthese** und die **Fischer-Tropsch-Synthese** werden ähnlich wie bei der chemischen Methanisierung in chemischen Reaktoren umgesetzt, die Stand der Technik sind und die **Gewinnung bzw. Speicherung von erneuerbaren Energien** in Form von **flüssigen Kohlenwasserstoffen** ermöglichen.
- Die **Speicherkapazitäten in der Gasinfrastruktur** sind in vollem Maße **ausreichend** und für die **Energiewende** zu Genüge vor-

handen. Selbst die heute gegebenen Kapazitäten reichen für diesen Zweck aus. Darüber hinaus haben Porenspeicher kein wesentliches weiteres Potenzial, Gaskavernen in Form von Salzkavernen jedoch schon.

- Für **flüssige** und **feste chemische Speichermedien** ist ebenfalls die **vorhandene Infrastruktur ausreichend**, in der in großen Mengen, vor allem in der Mineralölindustrie, Energieträger gespeichert werden können. Über Power-to-Liquid und den natürlichen Speicherprozess Photosynthese können diese Infrastrukturen genutzt werden.
- **Flüssige Wasserstoffträger (LOHC)** sind eine technische Möglichkeit, **Wasserstoff** in Form einer **Diesel-ähnlichen Flüssigkeit** unter Umgebungsbedingungen in einer vorhandenen **Petroinfrastruktur** zu **speichern** und zu **transportieren**. Die junge Technologie hat Verbesserungspotenzial hinsichtlich **Kosten** und **Langzeitstabilität**. Im Gegensatz zur Wasserstoffspeicherung in Kavernen kann der **Speicherwirkungsgrad bis zu 30 % niedriger** sein, wenn die für die LOHC-Dehydrierung notwendige Wärme durch die Verbrennung eines Teils des freigesetzten Wasserstoffs zu erzeugen ist.
- Alle **Entladetechnologien** für **chemische Energiespeicher** sind – bis auf die Brennstoffzellen – heute **kommerziell** ohne Subventionen **verfügbar** – von der Gasbrennwerttherme über das Gas- und Dampfkraftwerk und den Dieselmotor bis hin zum Strahltriebwerk für den Luftverkehr.
- **Power-to-Gas-Wasserstoff** kann stofflich integriert in **Raffinerien direkt genutzt** werden; der Aufbau einer **reinen Wasserstoffinfrastruktur** ist jedoch **sehr teuer**. Die Einspeisung von Wasserstoff als **Zusatzgas** in das Erdgasnetz ist nach heutigem Stand der Technik wegen **Restriktionen** unter anderem in Gasturbinen und Gasspeichern auf 1–1,5 % bzw. **max. 2 %** begrenzt, weshalb für die Erschließung der Gasinfrastruktur als großer, saisonaler Langzeitspeicher **kein Weg an der Methanisierung vorbeiführt**.
- Das **Speicherpotenzial**, welches durch **Power-to-Gas-Methan** erschlossen werden kann, ist **immens**. Bei einer Entladung der Gasspeicher über 60 GW GuD-Kraftwerke kann der Strombedarf in Deutschland über **3 Monate** rein aus den **Gasspeichern** gedeckt werden. Eine vollumfängliche Elektrifizierung aller Fahrzeuge in Deutschland würde bei zeitgleicher Einspeisung in das Stromnetz den Bedarf bei gleicher Entladeleistung für maximal 7 Stunden decken können.
- Ein weiterer **großer Vorteil** von **Power-to-Gas** liegt in der zweifachen Möglichkeit des **zeitlichen und räumlichen Ausgleichs (Speicher und Transport)**, was ein **Alleinstellungsmerkmal** dieser Technologie ist.
- Durch die **Nutzung der hochkalorischen Abwärme** von **chemischen Synthesen** für die Dampferzeugung können durch die **thermodynamischen Einsparungen synthetische Kohlenwasserstoffe** wie Stromkraftstoffe mit ähnlichen Wirkungsgraden wie von reinem Wasserstoff hergestellt werden.
- Der Einsatz von **erneuerbarem Strom** ist die **Grundvoraussetzung** für eine **Reduktion von CO_2** durch Power-to-Gas; je CO_2-intensiver der ersetzte Energieträger ist, desto höher ist das Reduktionspotenzial. Der Einsatz von Graustrom kehrt die Klimaschutzwirkung von Power-to-Gas in das Gegenteil: Im Extremfall von **Braunkohle** würde das Speichergas bei **Rückverstromung** mit ca. 3200 g $CO_{2\text{-äq.}}$/kWh **über dem Achtfachen von fossilem Strom aus Erdgas** liegen und in der **Mobilität** mit ca. 775 g $CO_{2\text{-äq.}}$/km über dem Siebenfachen von fossilem Diesel als Kraftstoff. Allein **Windgas und Windkraftstoffe** auf Basis von Wind-, Solarenergie und Wasserkraft führen bei ihrem Einsatz zur **Emissionsminderung**.
- Nur im optimistischen Fall bei **konstantem Strombezug** zu ca. 0–1 €-ct/kWh kann bereits heute eine **Wirtschaftlichkeit** für **Power-to-Gas** erreicht werden, wobei Betriebsstunden von über 4500 h den Speichergedanken von Power-to-Gas torpedieren. Ein **Markteintritt** wird sich nach heutigen Gesichtspunkten am

frühesten für die Verwendung des Gases als **Kraftstoff in der Mobilität** bzw. als **Rohstoff in der chemischen Industrie** zeigen, da diese Märkte hochpreisiger sind als der Strom- oder Wärmemarkt.

- **Wasserstoff aus Power-to-Gas** ist aus Gründen der **Kosten und des Wirkungsgrades** zu **bevorzugen**, solange die **Beimischungsgrenze** des Gasnetzes nicht erreicht ist oder lokal Wasserstoff gespeichert und genutzt werden kann. In allen anderen Fällen ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen die **Methanisierung vorteilhaft**, da darüber die **vollständige Gasinfrastruktur erschlossen** werden kann.
- **Power-to-Liquid** ermöglicht die Integration von erneuerbaren Energien im Luft-, Schiffs- und Schwerlastverkehr sowie in Arbeitsmaschinen, **ohne Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln**. **Fischer-Tropsch-Kraftstoffe** eignen sich als **Stromkerosin** besonders für den Flugverkehr, **Methanol** ist zusammen mit **LNG** interessant für den Schiffsverkehr. **Methanol** zeigt darüber hinaus eine **hohe Selektivität** und mit die **besten Wandlungsgrade von Stromkraftstoffen**, weshalb es sich auch als **Kraftstoff für die Individualmobilität** empfiehlt. Pflanzenölkraftstoffe sind aufgrund der regional geschlossenen Wertschöpfungskette besonders für **Arbeitsmaschinen** wie Traktoren geeignet.
- In der Energiewende werden die Bereiche **Mobilität und Grundstoffe der chemischen Industrie** bislang stiefmütterlich behandelt. Die **Abhängigkeit von Erdöl und Erdgas** ist in beiden Bereichen extrem hoch, die Alternativen sind teuer und rar. Das **Meer** birgt mit seinen **großen ungenutzten Windpotenzialen** eine große Chance: Etwa **71 %** der **Erdoberfläche** sind von Ozeanen bedeckt, die besten und **größten Windpotenziale** der Welt liegen auf dem Meer, die **Akzeptanz** der Energiegewinnung auf dem Meer ist **höher** als bei Technologien in unmittelbarer Reichweite von Wohnräumen von Menschen.
- Zwei Konzepte eignen sich zur Kraft- und Rohstoffgewinnung auf dem Meer: **Segelenergie** bzw. Energieernte auf dem Meer durch **Energieschiffe** als mobile, routenoptimierte Wind-Wasserkraft-Kraftstoffanlagen und **schwimmende Stromkraftstoffplattformen**. In beiden Fällen bietet sich **Methanol als flexibler Energieträger** an. Das **Logistikproblem** bisheriger Offshore-Technologien wird in beiden Konzepten über die **Energiespeicherung** auf einfache Art und Weise gelöst. Welche Konzepte sich in Zukunft in der Kraftstoff- und Rohstoffherstellung durchsetzen werden, ist offen. **An Ideen** zur Nutzung und Speicherung erneuerbarer Energien wird es **nicht mangeln**.
- Ein **Energiesystem auf Basis von Wind, Sonne, Wasser und Luft ist technisch realisierbar** und kann in Kombination mit der Speicherung von CO_2 sogar den **Anteil von CO_2 in der Atmosphäre reduzieren** und damit aktiv zum **Klimaschutz** beitragen.

Literatur

1. Allelein H (2010) Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung; Kompaktwissen für Studium und Beruf, 5., überarb. und erw. Aufl. Studium. Vieweg + Teubner, Wiesbaden
2. Anton C (Hrsg) (2013) Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen. Stellungnahme. Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina, Halle (Saale)
3. Atkins PW, Bär M, Paula J de (2006) Physikalische Chemie, 4., vollständig überarb. Aufl. Wiley-VCH, Weinheim
4. Audi (2014) Aus der Luft gegriffen, Audi AG, Ingolstadt. ► http://audi-dialoge.de/magazin/technologie/01-2014/104-aus-der-luft-gegriffen. Zugegriffen: 10. März 2014
5. Bandi A (1995) CO_2 recycling for hydrogen storage and transportation. Electrochemical CO_2 removal and fixation. Energy Convers Manage 36(6/9):899
6. Bayer M (2000) Entwicklung alternativer Elektroden und Aktivierungskonzepte für die alkalische Hochleistungselektrolyse. Dissertation, Universität Ulm
7. BayLfU (2004) Biogashandbuch Bayern – Materialienband, BayLfU – Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. BayLfU, Augsburg
8. Beil M (2008) BiogasMAX. Biogasaufbereitung zu Biomethan. 6. Hanauer Dialog. Tagungsband. ISET – Institut für Solar Energieversorgungstechnik, Kassel
9. Bertau M, Offermanns H, Plass L et al (Hrsg) (2014) Methanol. The basic chemical and energy feedstock of the future. Springer-Verlag, Heidelberg
10. Bischofsberger W (2005) Anaerobtechnik. Springer Verlag, Heidelberg
11. BMU (2012) Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, [Stand: Juli 2012].

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
12. Bonin J (2012) Handbuch Wärmepumpen. Planung und Projektierung, 2. Aufl. Beuth Praxis. Beuth
13. Bott M, Thauer RK (1987) Proton-motive-force-driven formation of CO from CO_2 and H_2 in methanogenic bacteria. Eur J Biochem 168:407–412
14. Bräunling, WJG (2009) Flugzeugtriebwerke. Grundlagen, Aero-Thermodynamik, ideale und reale Kreisprozesse, thermische Turbomaschinen, Komponenten, Emissionen und Systeme, 3., vollständig überarbeitete und erw. Aufl. VDI-Buch. Springer, Dordrecht
15. Brinner A (2013) Elektrolyse – Basics IV, ZSW – Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Wuerttemberg, Stuttgart
16. Brückl O (2013) Wind- und Wasserkraft. Vorlesungsskript. OTH Regensburg, Regensburg
17. Brückner N, Obesser K, Bösmann A, Teichmann D, Wasserscheid P (2014) Evaluation of Industrially Applied Heat-Transfer Fluids as Liquid Organic Hydrogen Carrier System. CHEMSUSCHEM 7:229-235
18. Casale C, Lembo E, Serri L et al (2010) Preliminary design of a floating wind turbine support structure and relevant system cost assessment. Wind Eng (34):29–50
19. Cerbe G (2008) Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung; mit 133 Tafeln, 102 Beispielen, 66 Aufgaben, 7., vollst. neu bearb. Aufl. Hanser, München
20. Chubb TA, Nemecek JJ, Simmons DE (1978) Application of chemical engineering to large scale solar energy. Solar Energy 20(3):219–224. doi:10.1016/0038-092X(78)90100-7
21. Czeslik C, Seemann H, Winter R (2010) Basiswissen physikalische Chemie, 4., aktualisierte Aufl. Studienbücher Chemie. Vieweg + Teubner, Wiesbaden
22. DVGW (2008) G 260 »Gasbeschaffenheit«. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V, Bonn
23. eawag (2013) Stoffwechsel der Mikroorganismen. Wasserforschungs-Institut der ETH Zürich, Dübendorf
24. EBV (2013) Logistik und Bestände, Erdölbevorratungsverband, Hamburg. ► http://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=60&nid=&cof=60. Zugegriffen: 18. Dez 2013
25. EEX (2014) EEX ist die führende Energiebörse in Europa, European Energy Exchange AG, Leipzig. ► http://www.eex.com/de#/de. Zugegriffen: 14. Feb. 2014
26. Elsner N (1982) Grundlagen der technischen Thermodynamik. Mit 20 Tab, 3., bearb. und erw. Aufl. Vieweg, Braunschweig [u.a.]
27. Elsner M (2013) Praktikum Brennstoffzellen. Versuchsanleitung. OTH Regensburg, Regensburg
28. Enßlin C, Füller G, Hahn B et al (1993) The scientific measurement and evaluation programme in the German 250 MW wind programme. European Wind Energy Conference. ISET – Institut für Solar Energieversorgungstechnik, Kassel
29. Ernst B (2003) Entwicklung eines Windleistungsprognosemodells zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung. Dissertation. Betreuer Kleinkauf, W., Werner, H., Universität Kassel
30. Ernst B, Hoppe-Kilpper M, Rohrig K et al (2004) Zeitreihen der Windeinspeisung und deren statistische Analyse – Zusatzuntersuchung im Rahmen der dena-Netzstudie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Kassel
31. FAO (2008) The state of food and agriculture 2008: biofuels – prospects, risks and opportunities. Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), Rome
32. Fichtner N (2011) Aus Wind mach Gas mach Strom. Vor drei Jahren hatten zwei Wissenschaftler eine gute Idee. Bald könnte sie das deutsche Energiesystem revolutionieren. Financial Times Deutschland: 10
33. FIZ Karlsruhe (2010) Grundbegriffe. Der Unterschied zwischen Dampf- und Gasturbine, Bonn. ► http://kraftwerkforschung.info/quickinfo/grundbegriffe/der-unterschied-zwischen-dampf-und-gasturbine/. Zugegriffen: 9. Sept. 2013
34. FNB (2014) Netzentwicklungsplan Gas 2012–2014, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., Berlin. ► http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplan.html. Zugegriffen: 13. Feb. 2014
35. FOWC (2013) Fukushima floating offshore wind farm demonstration project. Fukushima Offshore Wind Consortium, Fukushima. ► http://www.fukushima-forward.jp
36. Franz B, Franz S, Riedel E (Hrsg) (2009) 1×1 der Gase. [physikalische Daten für Wissenschaft und Praxis], 4., überarb. Aufl, Air Liquide Deutschland GmbH. Air Liquide Deutschland, Düsseldorf
37. Gailfuß M (2013) Allgemeine Erläuterungen, BHKW Infozentrum, Rastatt. ► http://www.bhkw-infozentrum.de/all_erl.html. Zugegriffen: 20. Dez. 2013
38. Gardiner M (2012) Fuel cells and hydrogen enabling large scale renewable energy. IPHE hydrogen for energy storage workshop. U.S. Department of Energy Fuel Cell Technologies Program, Sevilla
39. Gebald C (2013) CO_2 supply through direct air capture. Conference on CO_2 as feedstock for chemistry and polymers. Climeworks AG, Essen
40. Gebald C, Wurzbacher JA, Tingaut P et al (2011) Amine-based nanofibrillated cellulose as adsorbent for CO_2 capture. Air Environ Sci Technol 45(20):9101–9108. doi:10.1021/es202223p
41. Gebald C, Wurzbacher JA, Tingaut P et al (2013) Stability of amine-functionalized cellulose during temperature-vacuum-swing cycling for CO_2 capture. Air Environ Sci Technol 47(17):10063–10070. doi:10.1021/es401731p
42. Geitmann S (2012) Energiewende 3.0. Mit Wasserstoff und Brennstoffzellen; Sachbuch, 3., komplett überarb. und aktualisierte Aufl. Hydrogeit-Verl, Oberkrämer
43. Gerthsen C (2010) Gerthsen Physik, 24., überarb. Aufl. Springer-Lehrbuch. Springer, Heidelberg

44. Götz M (2013) Methanisierung im Dreiphasen-Reaktor. Innovationsforum PGP, DVGW EBI am KIT, Leipzig
45. Hamann CH, Vielstich W (2005) Elektrochemie, 4., vollst. überarb. und aktualisierte Aufl. Wiley-VCH, Weinheim
46. Hasegawa N, Yoshida T, Tsuji M et al (1996) Integrated carbon recycling system for mitigation of CO_2 emissions utilizing degraded thermal energy. Energy Convers Manage 37(6–8):1333–1338. doi:10.1016/0196-8904(95)00342-8
47. Henel M, Köppel W, Mlaker H et al (2013) Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Projekt G1-07-10, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW e. V.), Leipzig
48. Hey B (2012) Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements. Masterthesis. Betreuer Veeser, Thomas, Schäfer, Hans, HAW Hamburg
49. Hiller H, Reimert R, Marschner F et al (2006) Gas Production. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim
50. Höcher T (2013) Erfahrung mit Wasserstoff in Stadtgas-Untergrundspeichern. Innovationsforum PGP. VNG Gasspeicher GmbH, Leipzig
51. Hofstetter D (2013) Einsatz der biologischen Methanisierung in der Foulum- Demonstrationsanlage in Dänemark. Power-to-Gas: Integration von Biogasanlagen & Biologische Methanisierung. Electrochaea, Dänemark
52. Holze R (1998) Leitfaden der Elektrochemie. Teubner-Studienbücher: Chemie. Teubner, Stuttgart
53. HYPOS (2014) Hydrogen power storage & solutions East Germany, BMBF, Halle (Saale). ► http://www.hypos-eastgermany.de/. Zugegriffen: 14. März 2014
54. Icha P (2013) Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Climate Change 07/2013. UBA – Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
55. James BD, Baum GN. Perez J et al (2009) Technoeconomic analysis of photoelectrochemical (PEC) hydrogen production. Final Report – DOE Contract Number: GS-10F-009J, Arlington, Virginia
56. Kaltenmeier K (1988) Untersuchungen zur Kinetik der Methanisierung von CO_2-reichen Gasen bei höheren Drücken. Dissertation, Universität Karlsruhe
57. Kaltschmitt M, Hartmann H, Hofbauer H (Hrsg) (2009) Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2., neu bearb. und erw. Aufl. Springer, Dordrecht
58. Kämpfer P, Weißenfels WD (2001) Biologische Behandlung organischer Abfälle, Institut für angewandte Mikrobiologie. Springer Verlag, Berlin
59. Kopyscinski J, Schildhauer TJ, Biollaz SM (2010) Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – a technology review from 1950 to 2009. Fuel 89(8):1763–1783. doi:10.1016/j.fuel.2010.01.027
60. Krajete A (2013) Biological Methanation for Intermittent Power Storage. 2. OTTI Power-to-Gas Konferenz Regensburg, Regensburg
61. Krajete A et al (2012) Archaea microorganisms for biological power storage. Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien. Krajete GmbH, Karlsruhe
62. Kutas G, Lindberg C, Steenblik R (2007) Biofuels – at what cost? Government support for ethanol and biodiesel in the European Union: 2007 Update
63. LBEG (2013) Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Hannover
64. Mackensen R (2011) Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands. Dissertation. Betreuer Schmid, J., Universität Kassel
65. Mackensen R, Rohrig K, Emanuel H (2008) Das regenerative Kombikraftwerk. Abschlussbericht, Kassel
66. Mayhew T, McCracken P (2013) Tokelau. Renewable energy project. Case study. Goverment of Tokelau, IT Power
67. McCrary JH, McCrary GE, Chubb TA et al (1982) An experimental study of the CO_2 x CH_4 reforming-methanation cycle as a mechanism for converting and transporting solar energy. Solar Energy 29(2):141–151. doi:10.1016/0038-092X(82)90176-1
68. Merker GP, Schwarz C, Teichmann R (2012) Grundlagen Verbrennungsmotoren. Funktionsweise, Simulation, Messtechnik, 6., ergänzte Auflage. ATZ/MTZ-Fachbuch. Vieweg + Teubner, Wiesbaden
69. Meyer-Pittroff R (2012) Chemische Energiespeicherung mittels Methanol. Silicon-Fire-Technologie wandelt Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid in Methanol um. BWK VDI-Springer-Verlag 64(9):36–39
70. Moore WJ, Hummel DO, Trafara G (1986) Physikalische Chemie, 4., durchges. und verb. Aufl. De Gruyter, Berlin
71. Mortimer CE, Müller U (2010) Chemie. Das Basiswissen der Chemie, 10., überarb. Aufl. Thieme, Stuttgart
72. Munk K (2008) Taschenbuch der Mikrobiologie. Georg Thieme Verlag KG, Stuttgart
73. MWV (2011) Jahresbericht Mineralölzahlen 2010. Mineralölwirtschaftsverband, Berlin
74. Niess UM (2004) Die Demethylierung von Dimethylselenid ist eine adaptive Antwort des Archaeons Methanococcus voltae auf Selenmangel. Dissertation. Betreuer Klein, A., Thauer, Rudolf K., Philipps-Universität Marburg
75. Nitsch J, Pregger T, Sterner M et al (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien. Bundesmin. für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
76. Ohlshausen Cv (2013) Komponenten für Power-to-Gas/Power-to-Liquid. Power-to-Gas: Integration von Biogasanlagen & Biologische Methanisierung. Sunfire GmbH, Regensburg

77. Olah GA, Surya Prakash GK, Goeppert A (2009) Beyond oil and gas. The methanol economy, 2. Ausgabe. Wiley-VCH, Weinheim
78. Paul N, Kemnitz D (2007) Biokraftstoffe. Pflanzen Pflanzen Rohstoffe Produkte, 3. Ausg., Gülzow
79. Pez et al.: Hydrogen storage reversible hydrogenated of pi-conjugated substrates (WO 2005/000457A2)
80. Pistohl W (2007) Handbuch der Gebäudetechnik: Planungsgrundlagen und Beispiele. Heizung, Lüftung, Beleuchtung, Energiesparen, 6., neu bearb. und erw. Aufl, Bd. 2. Werner, Köln
81. Quaschning V (2011) Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation, 7., aktualisierte Auflage. Hanser, München
82. Reuter M (2013) Power-to-Gas: Biological methanization; first at a municipal sewage plant. 8th International Renewable Energy Storage Conference, Berlin
83. Rönsch S, Matthischke S, Müller M et al (2012) Dynamische Simulation von Reaktoren zur Festbettmethanisierung. Workshop »Fließschemasimulationen in der Energietechnik« 2012, DBFZ – Deutsches Biomasse Forschungszentrum, Leipzig
84. Rönsch S, Ortwein A (2011) Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. Chemie Ingenieur Technik 83(8):1200–1208. doi:10.1002/cite.201100013
85. Sachs JD (2008) Surging food prices mean global instability. Misguided policies favor biofuels over grain for hungry people. Scientific American Magazine May: 2
86. Sauer D (2006) The demand for energy storage in regenerative energy systems. First International Renewable Energy Storage Conference (Eurosolar IRES I), Electrochemical Energy Conversion and Storage Systems Group Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen, Gelsenkirchen
87. Schaloske MC, Schott B (2012) Energieträger der Zukunft. Potentiale der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg, Stuttgart
88. Schmack D (2013) Projekt Power-to-Biogas. Email
89. Schmid J, Sterner M (2008) Bioenergy in future energy systems. Proceedings of the International Conference'16th European Biomass Conference & Exhibition' of EUBIA in Valencia 16
90. Schmitz S (2011) Einfluss von Wasserstoff als Gasbegleitstoff auf Untergrundspeicher, Berlin
91. Schulz A (2005) Selektive Methanisierung von CO in Anwesenheit von CO_2 zur Reinigung von Wasserstoff unter den Bedingungen einer PEM-Brennstoffzelle. Dissertation. Betreuer Reimert, R., Lintz, H.-G. Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik, Universität Karlsruhe
92. Sedlacek R (2013) Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Underground Gas Storage in Germany. Erdöl Erdgas Kohle 129(11):378–388
93 Smolinka T., Günther M. Garche J. (2011): Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichtes NOW-Studie, Freiburg
94. Smolinka T, Günther M, Garche J (2011) Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichtes NOW-Studie, Freiburg im Breisgau
95. Specht M (1998) Comparison of the renewable transportation fuels, liquid hydrogen and methanol, with gasoline – energetic and economic aspects. Energy Convers Manag 23(5):387–396
96. Specht M, Bandi A, Elser M et al (2000) CO_2-Recycling zur Herstellung von Methanol. Endbericht, Stuttgart
97. Specht M, Marquard-Möllenstedt T, Sichler P et al (2006) Der AER-Prozess: Neues thermochemisches Biomasse-Vergasungsverfahren mit flexiblen Edukt- und Produktströmen. Beiträge zur DGMK-Fachbereichstagung »Energetische Nutzung von Biomassen«, Als Ms. gedr. Tagungsbericht/Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle, vol 2006,2, ZSW – Zentrum fuer Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Wuerttemberg. DGMK, Hamburg
98. Specht M, Sterner M, Brellochs J et al (2010) Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz. Storage of Renewable Energy in the Natural Gas Grid. Erdöl Erdgas Kohle 126(10):342–346
99. Specht M, Sterner M, Stuermer B, Frick V, Hahn B (2009) Renewable Power Methane – Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz – Wind/PV-to-SNG (Deutsches Patent DE 10 2009 018 126.1)
100. Specht M, Zuberbühler U, Koppatz S et al (2008) Transfer of Absorption Enhanced Reforming Process (AER) from Pilot Scale to an 8 MW Gasification Plant in Guessing, Austria. Proceedings of the International Conference,16th European Biomass Conference & Exhibition' of EUBIA in Valencia 16
101. SRU (2011) Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten, SRU – Rat von Sachverständigen für Umweltfragen. Erich Schmidt, Berlin
102 Statista (2014) Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands bei ausgewählten Rohstoffen im Jahr 2008
103. Statoil (2014) Hywind – The floating wind turbine, Statoil ASA, Stavanger. ► http://www.statoil.com/. Zugegriffen: 11.03.2014
104. Sterner M (2007) Technical Analysis and Assessment of Biomass-to-Liquid Technologies. Masterthesis at the German Biomass Research Centre Leipzig. Institut für Energetik und Umwelt und Carl-von-Ossietzky Universität Oldenburg, Leipzig, Oldenburg
105. Sterner M (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Renewable energies and energy efficiency, Bd. 14. Kassel University Press, Kassel

106. Sterner M, Jentsch M (2011) Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy, Fraunhofer IWES, Kassel
107. Sterner M, Raith T (2013) Segelenergie – Follow the wind. Ein neues Konzept zur Gewinnung von Stromkraftstoffen auf hoher See, FENES – Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Regensburg. ► http://segelenergie.de/. Zugegriffen: 13. Feb. 2014
108. Sterner M, Schmid J (2008) Electromobility – an efficient alternative to conventional biofuels to put biomass on the road. Proceedings of the International Conference,16th European Biomass Conference & Exhibition' of EUBIA in Valencia 16
109. Sterner M, Schmid J (2009) WBGU Gutachten – zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. In: Faulstich M, Mocker M (Hrsg) Biomasse & Abfall. Emissionen mindern und Rückstände nutzen. Dorner PrintConcept GmbH, Sulzbach-Rosenberg, S 23–38
110. Stiller C (2014) Nutzung von konventionellem und grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie. In: Töpler J, Lehmann J (Hrsg) Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Springer, Berlin
111 Teichmann D, Arlt W, Freymann R (2011) A future energy supply based in Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC). Energy Environmental Science 4(8): 2767–2773
112. Thomm M (2006) Archaea, Universität Regensburg, Regensburg
113. Tietze V, Stolten D et al (2013) Transition to renewable energy systems. Near-surface bulk storage of hydrogen, 1. Ausg. Wiley-VCH, Weinheim
114. Töpler J, Lehmann J (Hrsg) (2014) Wasserstoff und Brennstoffzelle. Springer, Berlin
115. Trost T, Horn S, Jentsch M et al (2012) Erneuerbares Methan: Analyse der CO_2-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. Z Energiewirtsch 36(3):173–190. doi:10.1007/s12398-012-0080-6
116. UBA (2010) 2050: 100 % erneuerbarer Strom. Energieziel 2050, UBA. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau
117. Universität Ulm (2010) Die elektrolytische Leitfähigkeit, Universität Ulm. ► http://www.uni-ulm.de/fileadmin/website_uni_ulm/nawi.inst.251/Didactics/elekleit/html/index041.html. Zugegriffen: 4. Sept. 2013
118. Vannuci D (2011) Technologies – state of the art. Offshore renewable energy conversion platforms – coordination action, Orecca Project, Brüssel. ► http://www.orecca.eu/
119. VDE (2009) Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, VDE. ► http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx. Zugegriffen: 29. Dec. 2013
120. VDE ETG (2012) Energiespeicher für die Energiewende, Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main
121. Vogel A (2006) Synthetische Biokraftstoffe: Eine Analyse vorhandener Konzepte: Innovationsforum »Stoffumwandlung in Gase im Bereich der Energieverfahrenstechnik«. Institut für Energetik und Umwelt (IE), Leipzig
122. Vogel A (2007) Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen: Eine technische und ökonomische Bewertung der Vergasung im Vergleich zur Verbrennung. Dissertation. Technische Universität Hamburg-Harburg, Hamburg-Harburg, Leipzig
123. Voigt JH (1800) Magazin für den neuesten Zustand der Naturkunde mit Rücksicht auf die dazugehörigen Hülfswissenschaften. Voigts Magazin für den neuesten Zustand der Naturkunde, Weimar
124. Wang CM, Utsunomiya T, Wee SC et al (2010) Research on floating wind turbines: a survey. IES J Part A Civil Struct Eng 3(07):267–277
125. WBGU (2008) Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008, Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU). WBGU, Berlin
126. Weimer T (1996) Methanol from atmospheric carbon dioxide a liquid zero emission fuel for the future. Energy Convers Manag 37(6/8):1351–1356
127. Wenske M (2012) Wasserstoff – Herstellung per Elektrolyse, ENERTRAG AG, Dauerthal
128. Windsea (2014) About WindSea, Windsea. ► http://windsea.com/sfiles/07/1/file/
129. Winter C, Nitsch J (1989) Wasserstoff als Energieträger. Technik, Systeme, Wirtschaft, 2. Aufl. Springer, Berlin
130. Wolf B (1976) Beitrag zur Verfahrenstechnik des Eisen-Wasserdampf-Prozesses. Dissertation, Bergakademie Freiberg, Freiberg
131. Wurzbacher JA, Gebald C, Steinfeld A (2011) Separation of CO_2 from air by temperature-vacuum swing adsorption using diamine-functionalized silica gel. Energy Environ Sci 4(9):3584. doi:10.1039/c1ee01681d
132. Yoshida T, Tsuji M, Tamaura Y et al (1997) Carbon recycling system through methanation of CO_2 in flue gas in LNG power plant. Energy Convers Manag 38:443. doi:10.1016/S0196-8904(96)00308-1
133. Zuberbühler U, Specht M (2013) Power-to-gas, experience with demo and pilot plants, up to 99 % methane. 8. International renewable energy storage conference – Session power-to-gas, Berlin
134. 2014, Heat-transfer Fluids. ► http://www.sasoltechdata.com/MarketingBrochures/Marlotherm.pdf. Zugefriffen am 15. Juni 2014

Mechanische Energiespeicher

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Franz Bauer (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 9.3
Marcus Budt (Fraunhofer UMSICHT): Abschnitt 9.1
Prof. Eduard Heindl (Heindl Energy): Abschnitt 9.3
Dr. Daniel Wolf (Home Power Solution GmbH): Abschnitt 9.1

Übersicht

Die chemischen Energiespeicher nutzen Kavernen, Porenspeicher, Tanks und Lagerräume für die Speicherung der chemischen Energieträger. **Kavernen**, **Hohlräume** und **Lagerstätten** können auch für die Speicherung von **gasförmigen Medien** wie Luft, von flüssigen Medien wie Wasser und von festen Medien wie Gestein verwendet werden.

Die Prinzipien der mechanischen Energiespeicherung fußen auf der **klassischen** Newton'schen **Mechanik** und somit auf der Grundlage der Physik des 18. und 19. Jahrhunderts. Entsprechend gliedern sich die Funktionsprinzipien in Betrachtungen zur Speicherung von Energie in **kinetischer und potenzieller Form** oder als »**Druckenergie**«.

Im vorliegenden Kapitel werden die Speichermedien nach Aggregatszuständen gegliedert und in Funktion und Anwendung beschrieben: zunächst die **Druckluftspeicher**, gefolgt von der klassischen Stromspeicherart – den **Pumpspeicherwerken**. Im Anschluss werden innovative Varianten der Speicherung potenzieller Energie über das Medium Wasser beschrieben: **Ringwallspeicher** auf offenem Land, **Kugelpumpspeicher** in der Tiefsee, **Staustufenspeicher** an Flüssen und die Nachnutzung von Bergbaurevieren über **Halden-Pumpspeicher**, **Unterflurpumpspeicher** oder **Untertage-Pumpspeicher** und **Tagebauspeicher**.

Den Abschluss des Kapitels bilden klassische und moderne **Schwungmassenspeicher**, die eine jahrtausendealte Geschichte haben und eine neue Idee: **Lageenergiespeicher** als Kombination aus Pumpspeicher und Änderung der potenziellen Energie von Gesteinen bzw. großen Felsblöcken.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_9

9.1 Gasförmige Medien – 497
9.1.1 Druckluftspeicherkraftwerke – 497
9.1.2 Erneuerbare, emissionsfreie Druckluftspeicherprozesse – 506
9.1.3 Druckluftspeichervolumen – 515

9.2 Flüssige Medien – 520
9.2.1 Pumpspeicherwerke – 520
9.2.2 Innovative Konzepte zur Speicherung potenzieller Energie in flüssigen Medien – 525

9.3 Feste Medien – 548
9.3.1 Schwungradspeicher – 548
9.3.2 Lageenergiespeicher – 562

9.4 Zusammenfassung – 573

Literatur – 573

9.1 Gasförmige Medien

9.1.1 Druckluftspeicherkraftwerke

Als weltweit ortsunabhängig und kostenlos verfügbares Medium bietet Umgebungsluft geradezu ideale Voraussetzungen zum Einsatz als Energiespeicher. Im Gegensatz zu Wasser ist Luft kompressibel. Daher erlaubt Umgebungsluft die Speicherung von Energie über eine Druckdifferenz. In industriellen Anwendungen wird komprimierte Umgebungsluft bereits flächendeckend als Energieträger genutzt. Sie kommt dort in unterschiedlichen Prozessen wie Bohren, Pressen, Reinigen, um nur einige zu nennen, zum Einsatz. Besonders in explosionsgefährdeten Umgebungen wie z. B. dem Kohlebergbau ist Druckluft als Energieträger ideal. Im industriellen Einsatz wird Druckluft nahezu ausschließlich dezentral mittels elektrisch betriebener Kompressoren erzeugt. So werden in Deutschland etwa 16 TWh_{el} zur Bereitstellung von industriell genutzter Druckluft verwendet, was ungefähr 2,5 % der deutschen Stromnachfrage entspricht (s. [21]).

Im Gegensatz zu elektrischer Energie oder Erdgas etablierte sich Druckluft nie in der allgemeinen Energieversorgung als Energieträger. Zur Speicherung elektrischer Energie fand Druckluft allerdings sehr wohl Anwendung. In der Praxis stellt hier das 1978 in Betrieb genommene Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf einen ersten Meilenstein dar. Es gilt als weltweit erstes Kraftwerk seiner Art und befindet sich bis heute in Betrieb (s. [56]). Im Englischen wird der Terminus »*Compressed Air Energy Storage*« für die Druckluftspeicherung innerhalb der allgemeinen Energieversorgung und auch für das Druckluftspeicherkraftwerk als solches verwendet. Die entsprechende Abkürzung »CAES« ist auch im Deutschen gebräuchlich.

9.1.1.1 Hintergrund und erste Anlagen

Geschichte der energetischen Druckluftspeicherung

Die ersten Ideen für die Nutzung von Umgebungsluft zur mechanischen und letztlich elektrischen Energiespeicherung kamen in den 1940er Jahren auf (s. [63]). Es war F. W. Gay, der 1948 sein Patent «*Means for Storing Fluids for Power Generation*« dem US-amerikanischen Patentamt vorlegte (s. [36]). Dennoch wurde die energetische Druckluftspeicherung bis in die 1960er Jahre weder in Wissenschaft noch in Industrie aktiv verfolgt. Dies kann weitestgehend auf die Tatsache zurückgeführt werden, dass kaum die Notwendigkeit bestand, neben Pumpspeicherwerken weitere Möglichkeiten der großtechnischen Energiespeicherung technologisch zu erschließen. Dieser Zustand änderte sich nach und nach in den 1960er Jahren durch die Einführung von Kernkraftwerken und die Verbreitung von in der Leistung stark zunehmenden Braunkohlekraftwerken zur Deckung der Grundlast. Dabei entstand eine zumindest ökonomische Motivation, günstigen Grundlaststrom während Schwachlastzeiten, also nachts und am Wochenende, zu speichern und zu Spitzenlastzeiten wieder zur Verfügung zu stellen. Wo immer möglich, geschah dies durch den Zubau von Pumpspeicherwerken. Das Diagramm in ◘ Abb. 9.1 verdeutlicht diesen starken Zubau von Pumpspeicherwerken in den 1960er und 1970er Jahren eindrucksvoll.

Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf

Diese Situation führte 1969 im Energieversorgungsunternehmen Nordwestdeutsche Kraftwerke (NKW – heute E.ON Kraftwerke) zu dem Entschluss, ein Druckluftspeicherkraftwerk zu errichten. Das Speicherkraftwerk wurde mit dem Ziel entwickelt, kostengünstige Grundlast aus Kernkraftwerken zwischenzuspeichern und die Schwarzstartfähigkeit für das norddeutsche Stromnetz zu gewährleisten (s. [72]). Das Vorhaben wurde zudem durch die dortigen, für die großtechnische Druckluftspeicherung günstigen geologischen Formationen unterstützt. Über weite Teile der norddeutschen Tiefebene befinden sich Salzschichten in geeigneter Tiefe (etwa 500 bis 1500 m), um dort unterirdische Kavernen zu schaffen, in denen Druckluft kostengünstig gespeichert werden kann.

Schließlich dauerte es vom Entschluss zum Bau des Druckluftspeicherkraftwerks bis zu seiner Inbetriebnahme neun Jahre. Auch die damalige technische Bezeichnung unterschied sich von der heute gebräuchlichen. So sprach der Kraftwerksbetreiber NKW von »ASSET« als Akronym für »*Air Storage System Energy Transfer*«, was den eigentlichen Nut-

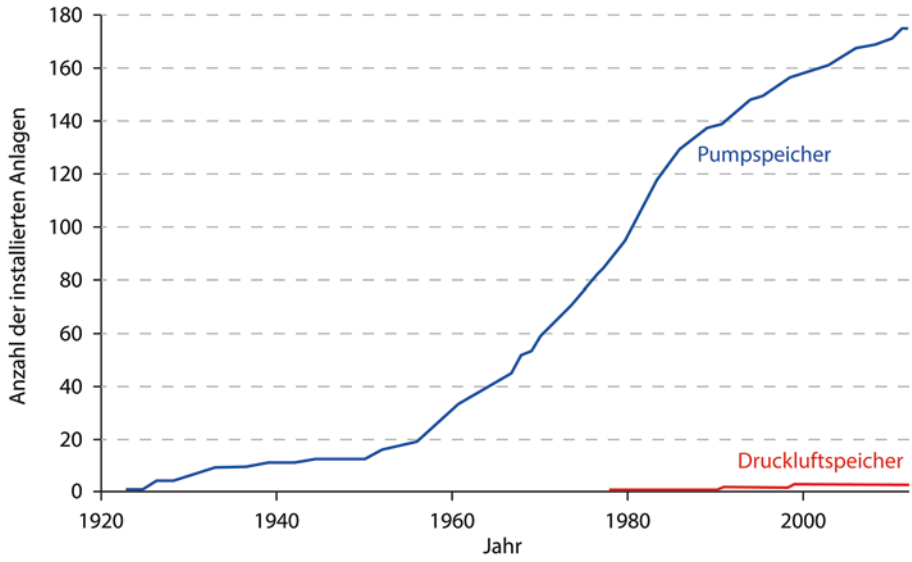


Abb. 9.1 Anzahl der weltweit installierten Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke

zen des Speicherkraftwerkes unterstreicht und damit der Sichtweise eines Energieversorgungsunternehmens gerecht wird (s. [56]). Der damalige Technologieentwickler BBC (heute General Electric und Ansaldo) hingegen brachte die Bezeichnung »*Gas Turbine Air Storage Peaking Plant*« ins Spiel. Die Betonung lag somit auf der technologischen Herkunft des Druckluftspeicherkraftwerks als Abwandlung einer offenen Gasturbine.

Abbildung 9.2 zeigt ein vereinfachtes Blockschaltbild des Huntorf-Speicherkraftwerks. Der Prozess besteht aus je zwei Kompressions- (Komp) und Expansionseinheiten (Exp), die auf einer Welle angeordnet und über schaltbare Kupplungen mit dem Motorgenerator (M/G) verbunden sind.

Lediglich der Hochdruckkompressor (HD Komp) sitzt auf einer eigenen Welle, die über ein Getriebe an die Hauptwelle angebunden ist. In Abb. 9.3 ist diese Konfiguration mit dem Hochdruckkompressor samt Getriebe im Vordergrund und dahinter liegendem Niederdruckkompressor (ND Komp) deutlich zu erkennen.

Während des Kompressionsvorgangs wird die Luft in Nieder- und Hochdruckkompressor zwischengekühlt und auf einen Austrittdruck von bis zu 72 bar verdichtet. Bevor sie anschließend in der Salzkaverne gespeichert werden kann, muss die Luft nochmals gekühlt werden. Da es sich in Huntorf um einen diabaten Prozess handelt, wird sämtliche rückgekühlte Kompressionswärme an die Umgebung abgegeben.

Abbildung 9.4 zeigt das Speicherkraftwerk in Außenansicht. Die Druckluft wird in zwei eigens ausgesolten Salzkavernen mit einem Gesamtfassungsvermögen von 310.000 m^3 gespeichert, die sich in einer Tiefe von ca. 700 m befindet. In Abb. 9.4 ist lediglich die Zuleitung zur Kaverne als helle horizontale Line direkt unter dem Kraftwerk zu erkennen. In Huntorf entschied man sich aus Gründen der Verfügbarkeit für zwei getrennte Kavernen, sodass bei Wartungsarbeiten an einer Kaverne der Kraftwerksbetrieb weiter aufrechterhalten werden kann. Während des Betriebs schwankt der Druck in den Kavernen zwischen 46 bar (Speicher leer) und 72 bar (Speicher voll). In Notfällen kann das Kraftwerk auch unterhalb von 46 bar sicher betrieben werden.

Während des Ausspeichervorgangs verlässt die komprimierte Luft die Kaverne und wird zunächst auf konstant 42 bar gedrosselt, bevor sie der Hochdruckbrennkammer zugeführt wird (s. Punkt (1) in Abb. 9.2 und [56]). Nach der Hochdruckbrennkammer werden die nun heißen Verbrennungsgase in der Hochdruckturbine, die als Dampfturbinen-

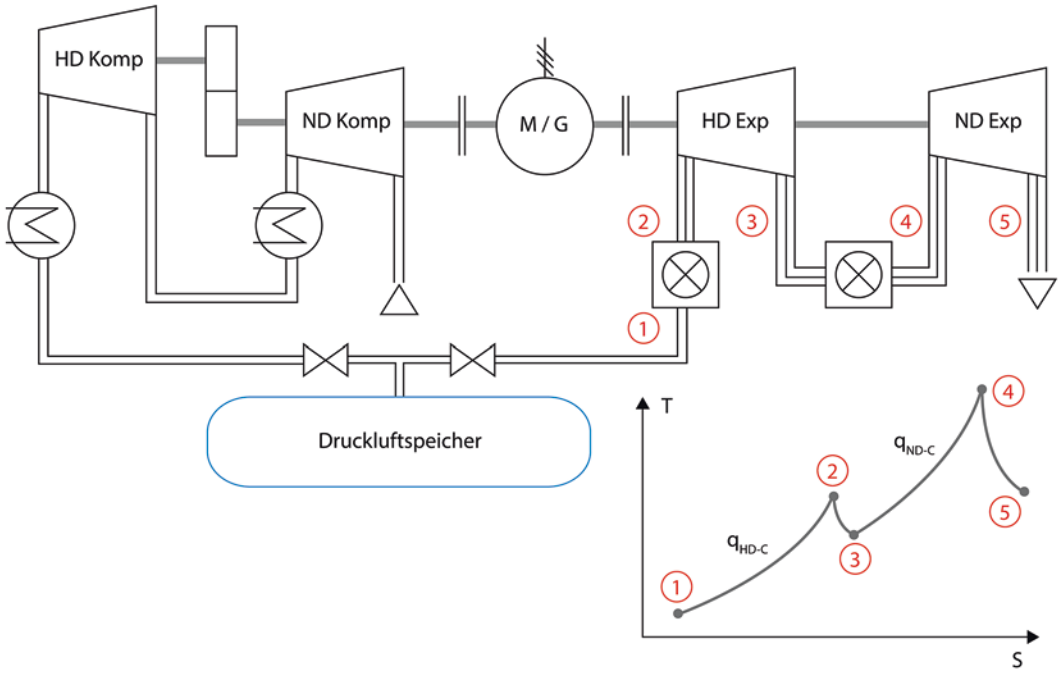


Abb. 9.2 Vereinfachtes Prozessschaltbild des Druckluftspeicherkraftwerkes in Huntorf inklusive qualitativem T,s-Diagramm des Expansionsprozesses

derivat ausgeführt wurde, auf ca. 10 bar entspannt. Auf diesem Druckniveau wird die Luft erneut per Erdgaszufeuerung aufgeheizt und in der Niederdruckturbine entspannt. Die Niederdruckstufe wurde basierend auf Gasturbinentechnologie entwickelt. Im Jahr 2006, nach 28 Jahren Betrieb, wurde der Expansionsstrang einem Retrofit unterzogen. Dabei wurde die Eintrittstemperatur der Hochdruckturbine (s. Punkt (2) in Abb. 9.2) von 550 °C auf jetzt 490 °C gesenkt. Im Niederdruckteil wurden die Eintrittsparameter jedoch von 10 bar/825 °C auf 13 bar/945 °C erhöht (s. Punkt (4) in Abb. 9.2). Als Folge dieser Maßnahmen konnte die elektrische Entladeleistung von 290 MW auf 321 MW gesteigert werden.

In den vergangenen Jahren wurde die Anlage in Huntorf vermehrt zur Bereitstellung von Minutenreserve herangezogen. Darüber hinaus ist das Speicherkraftwerk in der Lage, sich an der Blindleistungsregelung zu beteiligen. Dies ist im sogenannten Phasenschieberbetrieb auch dann möglich, wenn das Speicherkraftwerk weder ein- noch ausspeichert. Es müssen lediglich beide Kupplungen geöffnet werden und der Generator muss lastfrei im Netzparallelbetrieb mitlaufen.

Als das Erste seiner Art brachte das Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf einige Weltneuheiten mit sich. Diese sind (s. [91]):

- Druckluftspeicherung in ausgesolten unterirdischen Salzkavernen
- Hochdruckbrennkammer für Gasturbinen
- Hochdruckgasturbine mit Schnellstarteigenschaften
- Verhältnis von Motor zu Generatorleistung von 1:5 in einer Komponente.

Trotz dieser hohen Innovationsdichte konnte ein zuverlässiger Betrieb erzielt werden (s. [86, 91]).

Entwicklungen in den USA

Hervorgerufen durch das erfolgreiche Huntorf-Projekt stieg auch in den USA das generelle Interesse an der CAES-Technologie (s. [29, 63]). Schließlich wurde dort Ende der 1970er Jahre ein großangelegtes Forschungsprogramm zur Entwicklung und Implementierung der energetischen Druckluftspei-



Abb. 9.3 Innenansicht des Druckluftspeicherkraftwerkes in Huntorf (Quelle: E.ON Kraftwerke GmbH)

cherung in der Energieversorgung ins Leben gerufen (s. [5]). Der Fokus lag dabei vor allem auf diesen beiden Punkten:

- Ermittlung von Langzeit-Stabilitätskriterien für unterirdische Reservoirs zur Druckluftspeicherung
- Weiterentwicklung und Machbarkeitsbewertung von fortgeschrittenen CAES-Konzepten mit dem Ziel, den Einsatz von fossilen Energieträgern bei der Entladung zu minimieren.

Neben dem Forschungsprogramm wurde parallel auch ein CAES-Demonstrationsprogramm aufgelegt. Beide Aktivitäten, sowohl das Forschungs- als auch das Demonstrationsprogramm, wurden vom US Department of Energy (DOE) finanziert und vom Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) geleitet. Als eine Erkenntnis des Forschungsprogramms wurden diabate CAES, zu dem auch das Speicherkraftwerk Huntorf zählt, als technologisch beherrschbar und kurzfristig umsetzbar erachtet. Daher wurde das industrienahe Forschungsinstitut EPRI (Electric Power Research Institute) mit der Weiterentwicklung und Verbreitung diabater CAES betraut. Die Entwicklung fortgeschrittener CAES-Konzepte hingegen wurde vorerst nicht weiter verfolgt, sondern an eine erfolgreiche Umsetzung diabater CAES innerhalb der USA geknüpft. Als weitere Erkenntnis des Forschungsprogramms wurden adiabate CAES – also Druckluftspeicherkraftwerke mit interner Zwischenspeicherung der Kompressionswärme unter Verzicht auf jegliche Zufeuerung bei der Ausspeicherung – von PNNL als aussichtsreichste Variante innerhalb der fortgeschrittenen CAES Konzepte ermittelt (s. [121]).Im Gegensatz dazu identifizierte EPRI innerhalb der fortgeschrittenen Lösungen einen CAES-Hybrid als am aussichtsreichsten, der sowohl Zufeuerung als auch Zwischenspeicherung der Kompressionswärme beinhaltet (s. [40]).

Ein Ergebnis des Demonstrationsprogramms war die Planung eines diabaten CAES in Zusammenarbeit mit dem Energieversorgungsunternehmen Soyland Power Cooperative Inc. (s. [82]). Die Verträge für die 220 MW-Anlage waren bereits unterzeichnet, als der Energieversorger sich letztlich doch gegen das Projekt entschied. Die Annullierung des Projekts wurde offiziell mit einem weitaus gemäßigterem Anstieg der Stromnachfrage als zuvor erwartet begründet (s. [5]). Neben dem abflauenden Stromnachfragezuwachs war es dem Versorger zudem möglich, günstigere Quellen zur Spitzenlastdeckung zu erschließen. Diese Faktoren mündeten schließlich in die Entscheidung, das Speicherkraftwerk nicht zu bauen (s. [11]).

McIntosh

Das erste Druckluftspeicherkraftwerk in den USA wurde daher erst im Jahr 1991 von der Alabama Electric Cooperative (AEC) am Kraftwerksstandort McIntosh im Bundesstaat Alabama in Betrieb genommen (s. [83]). Wie auch in Norddeutschland ist es dort möglich, die Druckluft in unterirdischen Salzkavernen zu speichern. Im Gegensatz zu Huntorf kommt in McIntosh allerdings nur eine große Salzkaverne zum Einsatz. Die grundsätzliche Kom-



Abb. 9.4 Außenansicht des Druckluftspeicherkraftwerkes in Huntorf (Quelle: E.ON Kraftwerke GmbH)

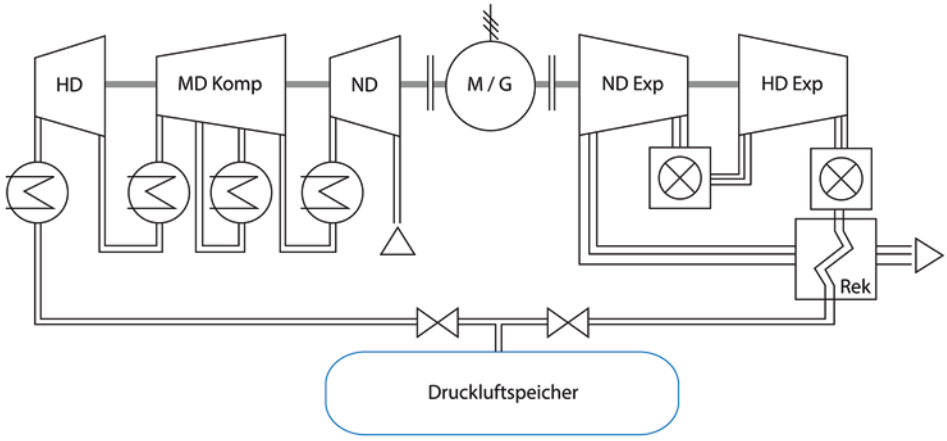


Abb. 9.5 Vereinfachtes Prozessschaltbild des Druckluftspeicherkraftwerkes in McIntosh

ponentenauswahl mit einem zentralen Motor-Generator und der Anordnung der Arbeitsmaschinen auf einer durchgehenden Welle ist der in Huntorf sehr ähnlich, wie im Prozessschaltbild in Abb. 9.5 deutlich wird (s. [16, 77]).

Der hauptsächliche Unterschied und Fortschritt zum Speicherkraftwerk in Huntorf besteht in der Integration eines Abgasrekuperators (Rek). Dieser erlaubt es während der Expansionsphase, also der Entladung des Speichers, die

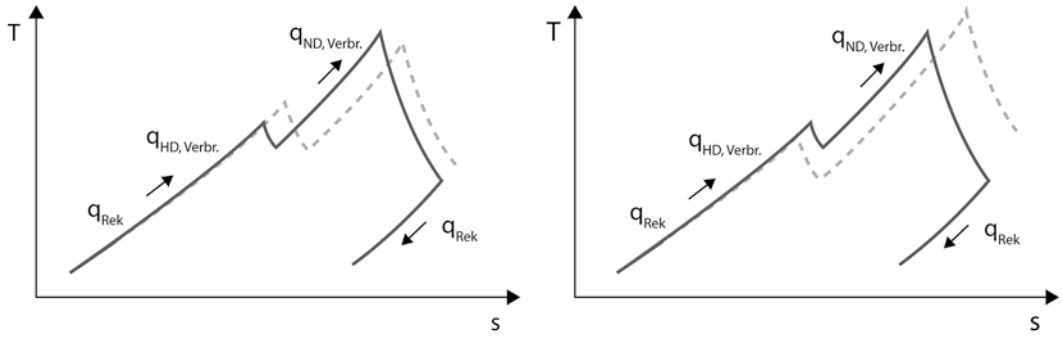


Abb. 9.6 T,s-Diagramm des Expansionsprozesses in McIntosh (schwarze Linie) und Huntorf (graue Line) bevor (linkes Diagramm) und nach (rechtes Diagramm) dem Retrofit

noch heißen Abgase der Niederdruckturbine (ca. 370 °C) zur Vorwärmung der Druckluft vor Eintritt in die Hochdruckbrennkammer zu nutzen. Abbildung 9.6 gibt hierzu einen Überblick im T,s-Diagramm des Expansionsvorgangs des McIntosh-Kraftwerks (schwarze Linie). Im Vergleich dazu ist der Huntorf-Prozess ohne Rekuperation im selben Diagramm als graue Linie dargestellt, links für den Prozess vor dem Huntorf-Retrofit und rechts danach.

Es wird deutlich, dass im Falle McIntosh die Erwärmung der Luft zwischen Punkt (1) und (2) aus der Abkühlung der heißen Abgase im Rekuperator q_{Rek} erfolgen kann. Die letztlich notwendige Temperaturerhöhung vor Turbineneintritt auf 490 °C wird anschließend über Erdgaszufeuerung erreicht. Wie hier ersichtlich, führt die Nutzung eines Abgasrekuperators zur Einsparung von Erdgas und macht auf diese Weise den Ausspeichervorgang effizienter. Im Huntorf-Prozess hingegen wurde vollständig auf eine Abgasrekuperation verzichtet, was sich im spezifischen Kraftstoffverbrauch niederschlägt. Während McIntosh zur Bereitstellung einer kWh elektrischer Energie 1,17 kWh Erdgas benötigt, braucht Huntorf 1,6 kWh.

Wie man weiterhin im Vergleich der beiden Diagramme in Abb. 9.6 sehen kann, wurde die Niederdruckeintrittstemperatur des Huntorf-Prozesses (graue Linie) im Zuge des Retrofit unter die des McIntosh-Prozesses (schwarze Linie) gebracht. Die Eintrittstemperatur der Hochdruckturbine wiederum wurde um 70 °C über die McIntosh-Temperatur angehoben, was die deutliche Erhöhung der elektrischen Leistung um 31 MW zur Folge hatte.

In Tab. 9.1 sind die relevanten technischen Daten der beiden Speicherkraftwerke zusammengefasst.

Beim Vergleich der technischen Daten fällt vor allem auf, dass der Zykluswirkungsgrad von McIntosh mit 54 % deutlich über dem von Huntorf mit 42 % liegt. Das liegt vor allem im Einsatz des Rekuperators begründet. Nur in zweiter Linie ist die Effizienzsteigerung auf Fortschritte auf Einzelkomponentenebene zurückzuführen. Mit einem Blick auf das Betriebsregime des McIntosh-Kraftwerks wird deutlich, warum hier gesteigerter Wert auf hohe Effizienz gelegt wurde. Das Kraftwerk war für Lastverschiebungen größerer Strommengen in einem wöchentlichen Zyklus geplant, wofür eine hohe Effizienz schon aus wirtschaftlichen Gründen nötig ist (s. [83]). Huntorf hingegen bedient mit einer zweistündigen Entladedauer lediglich kurze Zeiträume zu Hochpreiszeiten (Peakstunden) und agiert auf diese Weise mehr als Reservekraftwerk als zur großvolumigen Lastverschiebung. Hierfür ist eine hohe Effizienz eher zweitrangig. Vielmehr sind hohe Startzuverlässigkeit und Verfügbarkeit gefragt, was ebenfalls im Anlagenentwurf Berücksichtigung fand (s. [10]).

Aktuelle Projekte

Das Speicherkraftwerk in McIntosh erzeugte auch bei anderen US-amerikanischen Energieversorgern Interesse an der Technologie, darunter die Tennessee Valley Authority und die Hawaiian Electric Co. Allerdings zog kein Unternehmen ernsthaft den Bau eines Druckluftspeicherkraftwerks in

Tab. 9.1 Auflistung relevanter technischer Parameter der Druckluftspeicherkraftwerke in McIntosh und Huntorf, nach [28, 74, 80, 88, 104]

		Huntorf	McIntosh
Kraftwerk	Anlagenbetreiber	E.ON Kraftwerke	PowerSouth Electric Coop.
	Zykluswirkungsgrad [1]	0,42	0,54
	Energieaufwand für 1 kWh_{el} Ausspeicherarbeit	0,8 kWh_{el}/1,6 kWh_{gas}	0,69 kWh_{el}/1,17 kWh_{gas}
	Speichervolumen (ausspeicherbare Arbeit)	560 MWh	2.640 MWh
	Dauer Planung – Errichtung – Inbetriebnahme	1969–1978	1988–1991
Kompression	Kompressorhersteller	Sulzer (heute MAN Turbo)	Dresser-Rand
	Max. el. Leistungsaufnahme	60 MW	50 MW
	Max. Luftmassenstrom	108 kg/s	ca. 90 kg/s
	Kompressoreinheiten	2	3
	Beladedauer (bei Volllast)	ca. 8 h	ca. 38 h
Speicherung	Kavernenbaugesellschaft	KBB	PB-KBB
	Druckspiel in der Kaverne	46–72 bar	46–75 bar
	Kavernenvolumen	310.000 m^3	538.000 m^3
Expansion	Turbinenhersteller	BBC (heute Alstom)	Dresser-Rand
	Max. el. Leistungsabgabe	321 MW	110 MW
	Regelbereich	100–321 MW	10–110 MW
	Entladedauer (bei Volllast)	ca. 2 h	ca. 24 h
	Anfahrdauer (Normalfall/Notfall)	14/8 min	12/7 min
	Max. Luftmassenstrom	455 kg/s	154 kg/s
	Einlassparameter Hochdruckturbine	41,3 bar/490°C	42 bar/538°C
	Einlassparameter Niederdruckturbine	12,8 bar/945°C	15 bar/871°C
	Abgastemperatur	480°C	370 °C (vor Rekuperator)

[1] Im Fall von diabaten CAES mit Erdgaszufeuerung ist der angegebene Zykluswirkungsgrad nicht als AC/AC-Wirkungsgrad wie der reiner Energiespeicher zu verstehen. In ► Abschn. 9.1.1.2 wird die Definition des Zykluswirkungsgrades erläutert

Erwägung (s. [30]). Im Jahr 2001 wurde ein CAES-Projekt angekündigt, das ein stillgelegtes Kalksteinbergwerk in Norton, Ohio nutzen sollte (s. [98]). Das ausgewählte Bergwerk würde ein extrem großes Speichervolumen von etwa 10 Mio. m^3 bieten. Zumeist sind aufgelassene Gewinnungsbergwerke aber nicht gasdicht und daher nur in Ausnahmefällen für Druckluftspeicheranwendungen geeignet. Um dieses riesige Reservoir über eine Dauer von zwei Tagen kontinuierlich entladen zu können, ist eine Turbinenleistung von ca. 2 GW nötig. Diese sollte ursprünglich über neun 300 MW_{el} Gasturbinen von Alstom (Typ ET11NM) bereitgestellt werden (s. [109]). Allerdings wurde das Vorhaben

bis heute nicht realisiert. Im Dezember 2006 zog Alstom als bisheriger Technologielieferant mangels interner Ressourcen sein Angebot zurück. Alternativ legte Dresser-Rand ein Angebot als Technologielieferant für die Turbomaschinen vor (s. [70]). Im November 2009 wurden die Rechte am Norton-Projekt von dem US-amerikanischen Energieversorger FirstEnergy Generation Corp. gekauft. Neben dem Projekt in Norton, Ohio, existieren aktuell in den USA weitere Bauvorhaben für Druckluftspeicherkraftwerke. So ist in Kalifornien ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk über 300 MW_{el} und einem Speichervolumen von 10 h Volllast bei dem Energieversorger PG&E in Planung. Als Speichervolumen werden dort erstmals poröse Felsformationen in Betracht gezogen. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2021 geplant. Weniger erfolgversprechend verlief ein Bauvorhaben an der Ostküste der USA. Dort wurde vom Energieversorgungsunternehmen NYSEG eine Anlage im Leistungsbereich 100 bis 300 MW_{el} geplant. Als Speichermedium wurde hier wiederum auf auszusolende Salzkavernen gesetzt. Letztlich wurde das Projekt im Jahr 2012 gestoppt, da unter den damaligen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Investition nicht wirtschaftlich darstellbar war (s. [100]). Neben den US-Unternehmungen gibt es auch in Europa ein Bauvorhaben für ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk. Dabei handelt es sich um eine 135 MW_{el}-Anlage in Larne, Nordirland. Sie soll über eine Entladedauer von 6–8 h unter Volllast verfügen und nutzt ebenfalls unterirdische Salzformationen zur Speicherung der Druckluft (s. [35]). Des Weiteren existieren Bauvorhaben adiabater Druckluftspeicher, die über einen internen Wärmespeicher verfügen und somit ohne Zufeuerung auskommen und daher emissionsfrei arbeiten. Auf diese Projekte wird an späterer Stelle in ► Abschn. 9.1.2.1 näher eingegangen.

9.1.1.2 Wirkungsgrade von diabaten und adiabaten Druckluftspeichern

■ Diabate CAES

Im vorigen Abschnitt wurde der Zykluswirkungsgrad des Druckluftspeicherkraftwerks in Huntorf mit 42 % und der der McIntosh Anlage mit 54 % angegeben. Die beiden Zykluswirkungsgrade sind untereinander vergleichbar und erlauben die Aussage, dass das McIntosh-CAES effizienter als die Anlage in Huntorf arbeitet. Ein direkter Vergleich mit den Zykluswirkungsgraden aller übrigen Speichertechnologien, die in diesem Buch vorgestellt werden, ist jedoch nicht zulässig! Dies liegt in der grundsätzlichen Eigenschaft diabater Druckluftspeicherkraftwerke, keine reinen elektrischen Speicher zu sein. Vielmehr stellen sie eine Hybridanlage aus Kraftwerk und Speicher dar. Dies wird vor allem deutlich, wenn man sich vergegenwärtigt, dass ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk mehr elektrische Energie während des Entladevorgangs abgibt, als es zuvor während des Beladevorgangs aufgenommen hat. Dies ist aufgrund des 1. Hauptsatzes der Thermodynamik für reine Speicher unmöglich! Die Möglichkeit, einem diabaten CAES mehr elektrische Arbeit während der Entladung zu entnehmen, als zuvor bei seiner Beladung zugeführt wurde, lässt sich durch die Notwendigkeit, während der Entladung Erdgas zuzufeuern, begründen. Daher sieht die hier verwendete Definition des Zykluswirkungsgrades von diabaten CAES vor, sowohl die zur Kompression notwendige elektrische Energie $E_{ein,el}$ als auch die zur Expansion notwendige thermische Energie der Verbrennung von Erdgas $E_{ein,th}$ (unterer Brennwert) gleichwertig als Aufwand zu definieren. Die entladbare elektrische Arbeit $E_{aus,el}$ wird wie bei reinen Speicherprozessen als Nutzen definiert:

$$\eta_{zyk} = \frac{E_{aus,el}}{E_{ein,el} + E_{ein,th}}. \tag{9.1}$$

Die bislang angegebenen Zykluswirkungsgrade für Huntorf und McIntosh wurden nach dieser Definition errechnet und seien nachfolgend beispielhaft für McIntosh dargestellt:

Um im McIntosh-CAES eine kWh elektrische Energie bereitzustellen, müssen 0,69 kWh elektrische Energie $E_{ein,el}$ und 1,17 kWh thermische Energie $E_{ein,th}$ aufgewendet werden:

$$\eta_{zyk} = \frac{E_{aus,el}}{E_{ein,el} + E_{ein,th}} = \frac{1}{0{,}69 + 1{,}17} = 0{,}54. \tag{9.2}$$

Konkret bewirkt die Erdgaszufeuerung eine Enthalpieerhöhung im Arbeitsgas und steigert so-

mit dessen Fähigkeit, Arbeit zu leisten. In diesem Fall wird im Expansionsprozess extern zugeführte Wärme in Arbeit umgesetzt. Wird die Turbineneintrittstemperatur erhöht, steigt die abgegebene Leistung, der Wirkungsgrad bleibt hierdurch allerdings unbeeinflusst. Deutlich wird dies an der Definition des thermischen Wirkungsgrades eines Gasturbinenprozesses (Joule-Prozess):

$$\eta_{th_Joule} = 1 - \left(\frac{p_0}{p_{max}} \right)^{\frac{(\kappa-1)}{\kappa}}. \tag{9.3}$$

Wie aus Gl. 9.3 hervorgeht, bestimmt sowohl das Verhältnis zwischen Turbinenaustrittsdruck p_o und Turbineneintrittsdruck p_{max} als auch der Isentropenexponent κ den erreichbaren thermischen Wirkungsgrad. Da κ eine Stoffeigenschaft darstellt und somit beim vorgegebenen Arbeitsmedium Luft (κ =1,4) als nicht veränderbar gilt, ist der erreichbare Wirkungsgrad lediglich über das Druckverhältnis beeinflussbar. Je größer das Druckverhältnis, desto größer der erreichbare thermische Wirkungsgrad:

- Erhöhung des Druckverhältnisses
- Nutzung der Abgaswärme zur Vorheizung der Luft vor Brennkammereintritt über einen Abgasrekuperator (s. McIntosh)
- vermehrte Zwischenkühlung während des Verdichtungsvorganges
- Steigerung der isentropen Verdichter- und Turbinenwirkungsgrade.

▪ Adiabate CAES

Anhand der Definition des Zykluswirkungsgrades (s. Gleichung 9.1) konnte gezeigt werden, dass diabaten CAES neben dem Speicher- auch ein Kraftwerksprozess innewohnt. Ein direkter Vergleich der Effizienz eines solchen Prozesses mit einem reinen Speicherprozess, wie er etwa in Batterien oder Pumpspeichern zu finden ist, ist also per Definition nicht möglich. Zwar wurden in der Literatur Versuche unternommen, für diabate CAES eine aussagekräftige und möglichst mit reinen Speichern vergleichbare Definition des Zykluswirkungsgrades zu finden, eine direkte Vergleichbarkeit mit reinen Speicherprozessen wurde dabei allerdings nie erreicht (s. [108]). Allerdings existieren auch Druckluftspeicherprozesse, die reine Speicherprozesse darstellen. Diese Prozesse kommen ganz ohne die Zuführung externer Wärme aus. Als wohl bekannteste Gruppe sind hier adiabate CAES zu nennen. Dabei vereinfacht sich die Definition des Zykluswirkungsgrad zu:

$$\eta_{zyk} = \frac{E_{aus,el}}{E_{ein,el}}. \tag{9.4}$$

Diese Art von CAES lässt sich nun bezüglich ihres Zykluswirkungsgrades direkt mit anderen reinen Speichertechnologien wie Batterien und Pumpspeichern vergleichen. Typische Werte für den Zykluswirkungsgrad adiabater CAES bewegen sich zwischen 55 und 75 %.

9.1.1.3 Klassifizierung

Neben diabaten und adiabaten CAES-Prozessen gibt es noch weitere mögliche Prozesse zur energetischen Druckluftspeicherung. Für eine systematische Diskussion ihrer individuellen Eigenschaften erfolgt eine Einteilung in Klassen. Anhand der zuvor getroffenen Definition der Zykluswirkungsgrade von CAES mit und ohne Zufeuerung lässt sich eine erste Strukturierung vornehmen:

- Prozesse mit externer Zufeuerung: diabat
- Prozesse ohne externe Zufeuerung: adiabat, isotherm etc.

Eine weitere, noch feinere Unterteilung ist anhand der Prozesstemperatur möglich. Wie schematisch in ◘ Abb. 9.7 dargestellt, zeigen diabate CAES mit ca. 500–1400 °C die höchsten Prozesstemperaturen, gefolgt von adiabaten CAES mit 90–700 °C und isothermen CAES mit 20–90 °C.

Darüber hinaus lässt sich Luft durch Abkühlung auf unter – 196 °C auch in flüssiger Form speichern. Solche Anlagenkonzepte werden nicht als Druckluftspeicher (CAES) bezeichnet. Stattdessen wird die Bezeichnung Flüssigluftenergiespeicher (engl.: *Liquid Air Energy Storage* = LAES) verwendet. Im folgenden Abschnitt wird näher auf die jeweiligen Eigenheiten von adiabaten, isothermen CAES und LAES eingegangen.

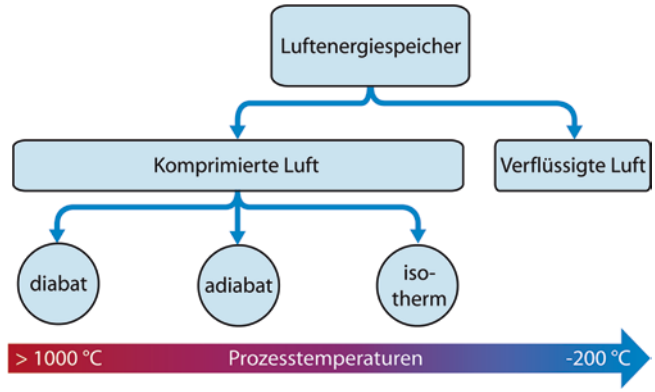


Abb. 9.7 Einteilung der Luftenergiespeicher in Abhängigkeit der Prozesstemperatur

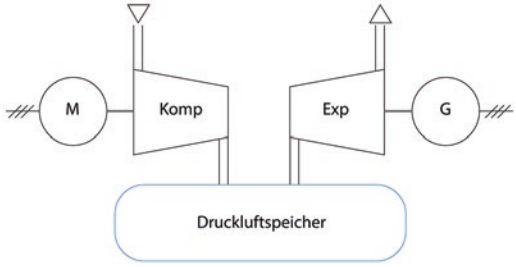


Abb. 9.8 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines ungekühlten Druckluftspeichers

9.1.2 Erneuerbare, emissionsfreie Druckluftspeicherprozesse

Der Schritt vom diabaten Druckluftspeicherkraftwerk hin zu einem reinen Speichersystem erfordert den Verzicht auf externe Energieträger zur Vorwärmung der Luft vor der Expansion. Hierzu muss die ohnehin anfallende Kompressionswärme gespeichert und vor dem Expansionsprozess der Luft zurückgeführt werden. Dazu gehören adiabate und isotherme CAES sowie LAES. All diese Prozesse haben die Gemeinsamkeit, dass sie im Gegensatz zu diabaten CAES emissionsfrei funktionieren (ohne Betrachtung der Emissionen, die durch die Erzeugung des Speicherstroms entstehen). Zudem werden sie noch nicht großtechnisch eingesetzt und sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung bzw. werden in ersten Demonstrationsvorhaben umgesetzt. Sie sollen in diesem Abschnitt näher vorgestellt werden.

9.1.2.1 Adiabate Druckluftspeicher

Die einfachste Möglichkeit der Nutzung von Kompressionswärme findet sich in sogenannten ungekühlten Druckluftspeichern (engl.: *Uncooled Compressed Air Energy Storage* = U-CAES). In diesen Prozessen erreicht die Luft in Abhängigkeit vom Speicherdruck sehr hohe Temperaturen und wird im heißen Zustand gespeichert. Dadurch kann die spätere Erwärmung der Druckluft gänzlich entfallen (s. Abb. 9.8).

Bei diesem Konzept erweisen sich einerseits die hohen Temperaturen innerhalb der höheren Verdichterstufen als problematisch, andererseits muss auch der Druckluftspeicher (engl.: *Compressed Air Storage* = CAS) den vorherrschenden Temperaturen standhalten. Dies erweist sich gerade in Kombination mit entsprechenden Speicherdrücken als aufwendig und herausfordernd. Das U-CAES-Konzept ist bisher nur Gegenstand labortechnischer Untersuchungen (s. [64, 73]).

Aufgrund der beschriebenen Herausforderungen basiert der weit überwiegende Teil der adiabaten Konzepte auf einer Trennung von Druckluft- und Wärmespeicherung. Dazu wird das Speichermedium während des Verdichtungsprozesses zwischen verschiedenen Stufen abgekühlt. Anders als bei diabaten CAES (D-CAES) wird die thermische Energie aber nicht an die Umgebung abgegeben, sondern in einem Wärmespeicher (engl.: *Thermal Energy Storage* = TES) gespeichert und später für die Vorwärmung der komprimierten Luft wiederverwendet (s. Abb. 9.9).

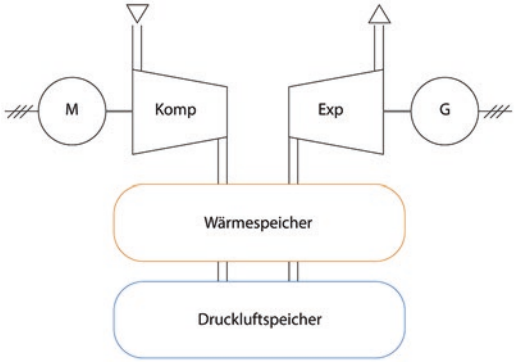


Abb. 9.9 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines adiabaten Druckluftenergiespeichers

Exkurs: In Druckluftspeichern einsetzbare Wärmespeicher

Die wichtigste Komponente adiabater Druckluftspeicher (engl.: *Adiabatic Compressed Air Energy Storage* = *A*-CAES) ist der Wärmespeicher, der in seiner Funktion die fossile Zufeuerung der diabaten Ausführung ablöst. Entsprechend groß ist der Einfluss dieser Komponente auf die Ausspeicherleistung und damit auch auf den Zykluswirkungsgrad des Speichers. Die Auswahl der eingesetzten Wärmespeichertechnologie ist von vielen Parametern abhängig und hat ihrerseits einen großen Einfluss auf die Auslegung aller übrigen Komponenten im System. Darüber hinaus hat der Wärmespeicher aufgrund seines hohen Investitionskostenanteils einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Technologieabhängig summieren sich die Kosten des Wärmespeichersystems auf bis zu 20 % der Gesamtinvestitionskosten eines A-CAES (s. [76]). Daher sollte ein technisch geeigneter und wirtschaftlich effizienter Wärmespeicher eingesetzt werden.

Allgemein bestehen an Wärmespeicher für den Einsatz in einem adiabaten Druckluftspeicher folgende technische Anforderungen:

- Abkühlung der Druckluft auf eine möglichst geringe Austrittstemperatur während des Beladungsprozesses
- Erwärmung der Druckluft auf eine möglichst hohe Austrittstemperatur während des Entladungsprozesses
- geringe Schwankung der Luftaustrittstemperatur aus dem Wärmespeicher
- geringer Druckverlust
- geringe Standzeitverluste.

Die genannten Anforderungen können von verschiedenen Wärmespeichern erfüllt werden. Einen Überblick der einsetzbaren Varianten gibt Abb. 9.10. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, können die verfügbaren Technologien im ersten Schritt nach der Art des Kontaktes zwischen Luft und Wärmespeichermedium unterteilt werden. Man unterscheidet zwischen Systemen mit direktem und indirektem Kontakt. Direkter Kontakt ist dabei einhergehend mit einer Druckbeaufschlagung des Wärmespeichermediums, während das Speichermedium bei indirekten Systemen keinem zusätzlichen Druck ausgesetzt ist.

In der zweiten Ebene wird die Unterscheidung hinsichtlich des Wärmespeichermediums verfeinert. Es wird entsprechend der Aggregatzustände zwischen gasförmigen, flüssigen und festen Medien unterschieden. Dabei verfügen flüssige und feste Speichermedien über eine höhere Wärmekapazität und erweisen sich daher als vorteilhaft.

Die aufgezeigte gasförmige Variante eines unter Druck befindlichen Wärmespeichers ist nur sinnvoll, wenn hierdurch andere Vorteile generiert werden können. Ein Beispiel ist die komplette Einsparung eines eigenständigen Wärmespeichers durch die Kombination von Wärme- und Druckluftspeicher in einer technischen Einheit (s. U-CAES, ► Abschn. 9.1.2.1).

Die Möglichkeit der Umsetzung für die Wärmespeicherung in direktem Kontakt mit der Druckluft bietet der Einsatz eines festen Speichermediums. Ein solches System kann mit einem Druckbehälter mit einer Schüttung aus Gestein oder Keramikstrukturen realisiert werden. In beiden Fällen verbleibt ausreichend Raum zwischen dem Speichermaterial, damit die Druckluft direkt hindurchströmen kann (s. Abb. 9.11). Dadurch ergibt sich ein sehr guter Wärmeübergang zwischen Luft und festem Speichermedium. Solche Wärmespeicher kommen als Regeneratoren in Stahlwerken seit Jahrzehnten zum Einsatz, wobei die Drücke dieser Systeme deutlich unter den Drücken in einem Druckluftspeicher liegen.

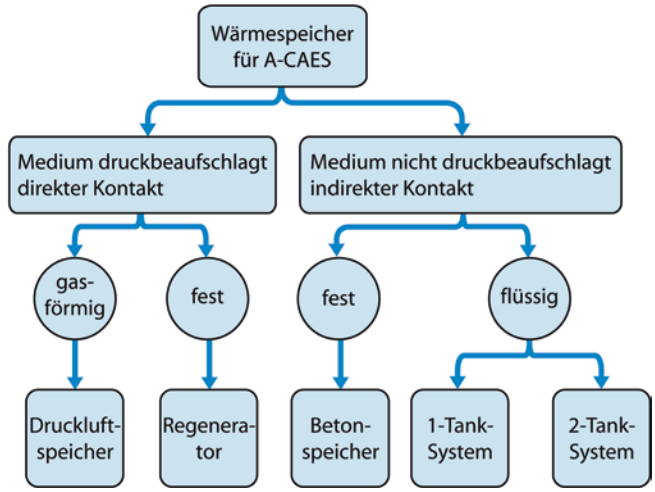


Abb. 9.10 Klassifizierung von Wärmespeichertypen für den Einsatz in adiabaten Druckluftspeichern

9

In einem solchen Wärmespeicher, dem sogenannten Regenerator, ist eine thermische Schichtung notwendig, um die nötigen Luftaustrittstemperaturen zu erreichen. Das bedeutet, dass sich in einem wie in Abb. 9.11 dargestellten vertikal durchströmten Regenerator horizontale Schichten mit unterschiedlichen Temperaturen ausbilden. Ist der Regenerator beispielsweise vollständig geladen, so entspricht die Temperatur des Speichermediums am oberen Eintritt annähernd der Lufteintrittstemperatur. Nach unten hin nimmt diese Temperatur dann immer weiter ab, bis das feste Material am unteren Austritt der Luftaustrittstemperatur entspricht.

Der Einsatz von Regeneratoren in A-CAES ist Gegenstand etlicher Untersuchungen, die sich mit der Konstruktion und der Wahl eines geeigneten Feststoffes beschäftigen (s. [26, 40, 57, 62, 124]).

Der zweite in Abb. 9.10 dargestellte Technologiepfad umfasst die Wärmespeichervarianten, in denen das Speichermedium sich nicht unter Druck befindet. Die Druckluft wird dabei durch Rohrleitungen geführt, deren Wandungen eine physische Trennung vom Wärmespeichermedium darstellen. Durch den Einsatz solcher Wärmeübertragersysteme verschlechtert sich der Wärmeübergang aufgrund des thermischen Widerstandes des Rohrmaterials.

In dieser Kombination eignen sich in besonderer Weise Feststoffe, die den Wärmeübertrager ummanteln. Für die Verwendung in A-CAES werden speziell mit Rohren durchzogene Betonspeicher entwickelt. In ähnlicher Weise können Flüssigkeiten als Wärmespeichermedium eingesetzt werden, indem die Wärmeübertragerrohre entsprechend Abb. 9.12 vertikal durch die Flüssigkeit führen. Da flüssige Speichermedien aber in der Regel gut pumpbar sind, können diese auch durch den Wärmeübertrager geleitet und dann in einem externen Behälter gespeichert werden. In jedem Fall ergibt sich in solchen Ein-Tank-Systemen (s. Abb. 9.12) eine Temperaturschichtung vergleichbar mit der zuvor für Regeneratoren beschriebenen. Bei Flüssigkeiten besteht allerdings die Gefahr der Durchmischung und damit der Zerstörung der Schichtung des Speichermediums. Aus diesem Grund muss gerade in Systemen, in denen das flüssige Medium umgepumpt wird, auf eine entsprechend ausgelegte Zu- und Ableitung geachtet werden. Eine Alternative bieten die sogenannten Zwei-Tank-Systeme (s. Abb. 9.12), in denen warmes und kaltes Speichermedium in getrennten Behältern gelagert werden. In diesen Systemen ist keine Temperaturschichtung notwendig und somit die Durchmischung der Flüssigkeit innerhalb des Behälters unproblematisch.

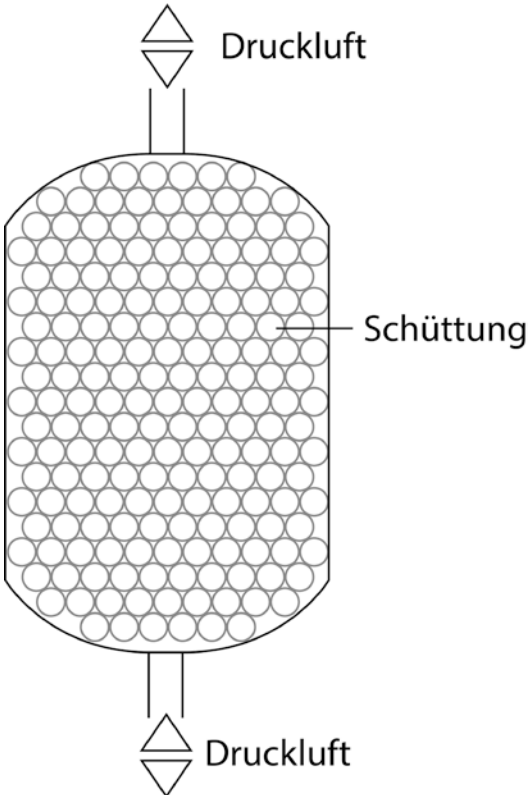


Abb. 9.11 Vertikal durchströmter Regenerator mit direktem Kontakt zwischen Druckluft und festem Wärmespeichermedium

Ausführungsformen adiabater Druckluftspeicher

Im Rahmen eines EU-Projektes wurde zwischen 2003 und 2007 das Konzept eines sogenannten »*Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage*« (AA-CAES) entwickelt (s. ▶ Abschn. 9.4). Bei diesem Konzept wird die angesaugte Luft mit einem Axialkompressor auf 2 bar verdichtet und dann nach einmaliger Rückkühlung mit radialen Maschinen auf den Enddruck von 62 bar gebracht (s. Abb. 9.13).

Dabei erhöht sich die Temperatur der Luft auf ca. 620 °C. Die heiße Luft wird dann durch einen TES geleitet, der als direkt durchströmter Regenerator vorgesehen ist. Das Speichermedium bildet dabei eine Schüttung festen Materials, weshalb der hier geplante TES auch als Schüttbettspeicher bezeichnet wird. Während der Durchströmung gibt die Luft einen Teil ihrer thermischen Energie ab und wird im Anschluss mit einer Temperatur von 30–50 °C in den CAS geleitet und dort gespeichert. Der im System vorgesehene Notkühler zwischen TES und CAS sorgt dafür, dass die Temperatur der Druckluft für die in diesem Fall vorgesehene unterirdische Salzkaverne nicht zu hoch ist. Weitere Informationen zur Nutzung unterirdischer Kavernen und anderen Möglichkeiten zur Speicherung der Druckluft enthält ▶ Abschn. 9.1.3. Bei der Ausspeicherung wird die komprimierte Luft aus der

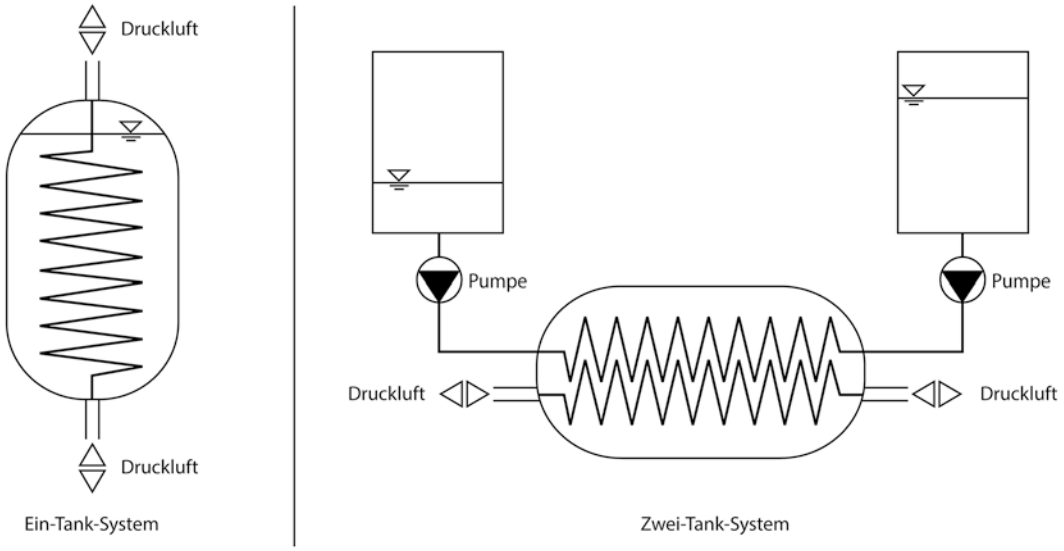


Abb. 9.12 Wärmespeichersysteme mit indirektem Kontakt zwischen Druckluft und flüssigem Wärmespeichermedium

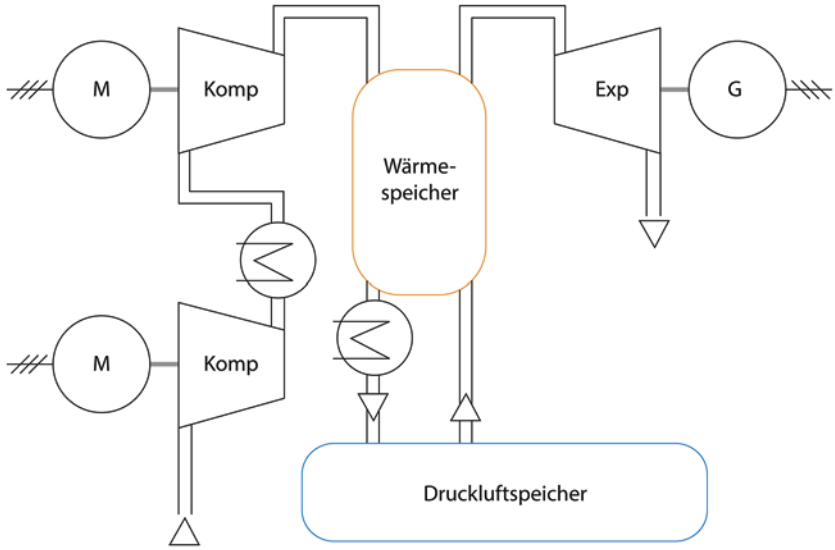


Abb. 9.13 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines adiabaten Hochtemperatur-Druckluftspeichers nach dem AA-CAES Konzept

Kaverne entnommen und in entgegengesetzter Richtung erneut durch den TES geleitet. Während der Durchströmung heizt sich die Luft auf und strömt dann mit einer Temperatur von ca. 600 °C und 55 bar Druck in den Expander. Hier erfolgt die Expansion bis auf Umgebungsdruck ohne weitere Wärmezufuhr (s. Abb. 9.14).

Das beschriebene Konzept eines adiabaten Druckluftspeichers kann Zykluswirkungsgrade von bis zu 70 % erreichen (s. [71]). Aufgrund der hohen Temperaturen und den daraus resultierenden thermischen Spannungen werden ca. 15 min benötigt, um die Anlage aus dem Stillstand auf die Nennleistung hochzufahren.

Die im AA-CAES-Projekt geplante Anlage nutzt die Vorteile der gewählten Wärmespeichertechnologie aus. Speziell sind dies die geringen spezifischen Kosten des Schüttgutes (Kies, Keramik o. Ä.), die hohe spezifische Speicherdichte und der hohe Zykluswirkungsgrad. Durch die direkte Beaufschlagung des TES entstehen aber auch hohe Anforderungen an dessen Konstruktion, da er gleichzeitig den hohen Temperaturen und hohen Betriebsdrücken standhalten muss. Auch für die einzusetzenden Verdichter stellen die hohen Temperaturen eine Herausforderung dar. Da bisher keine Nachfrage nach solchen Verdichtern bestand, sind die heute am Markt verfügbaren Maschinen nur bis zu Temperaturen von ca. 400 °C einsetzbar. In beiden Bereichen sind somit umfangreiche Neuentwicklungen nötig. Mit dem Ziel der Errichtung einer Pilotanlage stellt sich seit 2010 ein Konsortium aus Industrie und Wissenschaft im Rahmen des Projektes ADELE diesen Herausforderungen (s. [87, 88]).

Andere Konzepte zielen darauf ab, die erforderlichen Neuentwicklungen zu umgehen, indem sie mit niedrigeren Speichertemperaturen arbeiten. Dadurch können am Markt verfügbare Verdichter und Wärmespeichersysteme eingesetzt werden. Bei gleichem Speicherdruck ist dies nur durch häufigeres Zwischenkühlen der Druckluft möglich. Dadurch steigt die Anlagenkomplexität an, da nun zwei Wärmespeicher in Serie notwendig werden. Auf der anderen Seite können so marktverfügbare Verdichter zum Einsatz kommen. Auf den erreichbaren Zykluswirkungsgrad hat die Prozesskonfiguration kaum einen Einfluss, da der Zykluswirkungsgrad adiabater Druckluftspeicher hauptsächlich von der möglichst vollständigen Nutzung der entstehenden Kompressionswärme und nicht von der absoluten Speichertemperatur abhängig ist (s. [12]).

Das Blockschaltbild eines A-CAES mit Speichertemperaturen von knapp 400 °C ist in Abb. 9.15 dargestellt (s. [117]). Man erkennt die Verwendung von

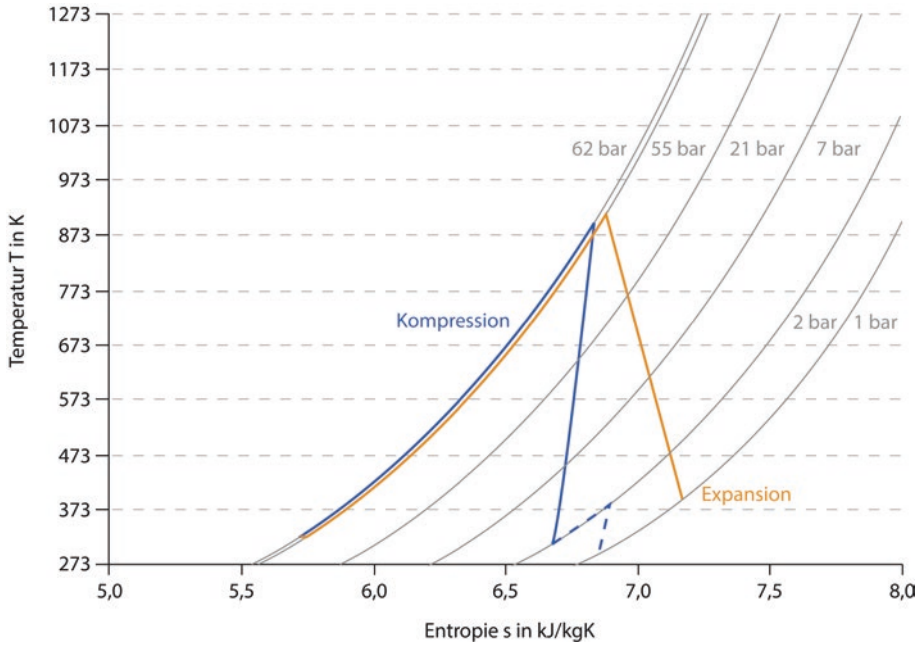


Abb. 9.14 T,s-Diagramm eines adiabaten Hochtemperatur-Druckluftspeichers

zwei direkt durchströmten TES, d. h., die Kompressionswärme wird während der Kompression an zwei Stellen an ein Wärmespeichermedium übertragen.

In der in Abb. 9.15 dargestellten Anlage wird die Umgebungsluft nach der ersten Verdichterstufe einmal zwischengekühlt und dann auf ein mittleres Druckniveau komprimiert. Die Luft erreicht am Austritt der zweiten Verdichterstufe eine Temperatur von etwa 400 °C. Diese Austrittstemperatur entspricht den Möglichkeiten heute am Markt verfügbarer Verdichter. Nach der Abgabe der Kompressionswärme an den ersten TES wird die Druckluft in einer weiteren Verdichterstufe auf den letztlich benötigten Speicherdruck gebracht. Bei dieser Kompression erreicht die Luft erneut Temperaturen im Bereich von 400 °C und kann somit auch den zweiten TES entsprechend beladen. Die Entladung des Speichers erfolgt in einer zweistufigen Expansion mit zweimaliger Vorwärmung durch die beiden TES auf etwa 380 °C. Der Zykluswirkungsgrad verringert sich in einem solchen Anlagenlayout nur unwesentlich gegenüber einer Variante mit nur einem TES und dadurch deutlich höheren Speichertemperaturen. Auch die Anfahrgeschwindigkeit bleibt aufgrund der nach wie vor hohen thermischen Spannungen unverändert (s. [117]).

Mit dem Ziel, sowohl bei Verdichtern, bei Expandern als auch bei TES auf heute verfügbare Standardkomponenten zurückgreifen zu können, werden auch Anlagenlayouts mit noch geringeren Speichertemperaturen untersucht (s. [12, 13]). Im Temperaturbereich zwischen 80 °C und 200 °C sind hierzu vielstufige Wärmespeichersysteme nötig.

Abbildung 9.16 zeigt eine mögliche Anlagenvariante dieser Art. Durch die Aufteilung der Kompression auf sechs Verdichterstufen mit jeweils zwischengeschalteter Wärmeabgabe an ein flüssiges Speichermedium ist die Verdichteraustrittstemperatur im Vergleich zu ein- oder zweistufigen Anlagen bei gleichem Speicherdruck deutlich geringer. Aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus sind Speichermedien wie Wasser oder Thermoöl einsetzbar, die aus zahlreichen Anwendungen bekannt sind. Zusätzlich lassen sich diese Medien in einem Zwei-Tank-Wärmespeichersystem einsetzen, da sie je nach aktuellem Prozessstatus umgepumpt werden können. Der eigentliche Wärmeübergang von der Druckluft an das Speichermedium kann in diesen Fällen z. B. in einfachen Rohrbündelwärmeübertragern erfolgen.

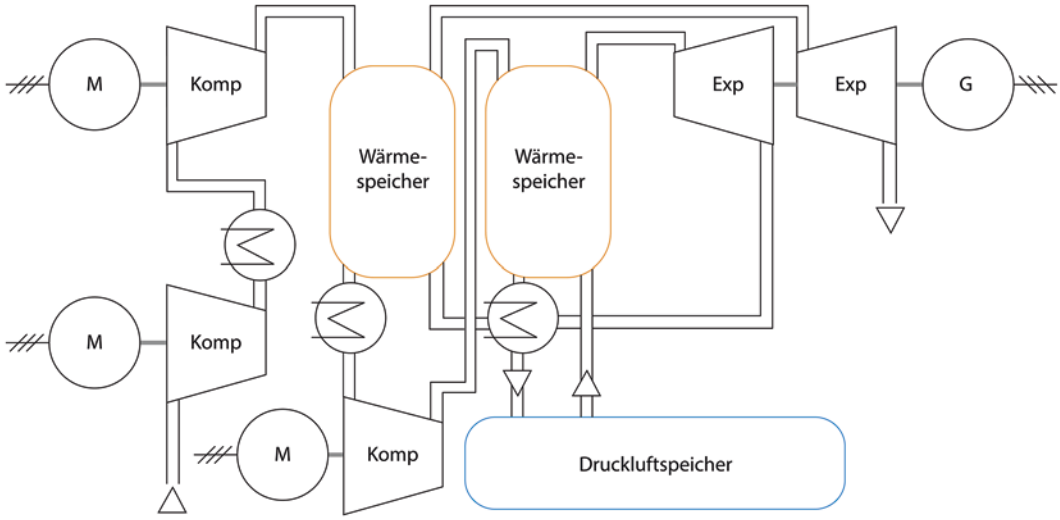


Abb. 9.15 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines adiabaten Mitteltemperatur-Druckluftspeichers

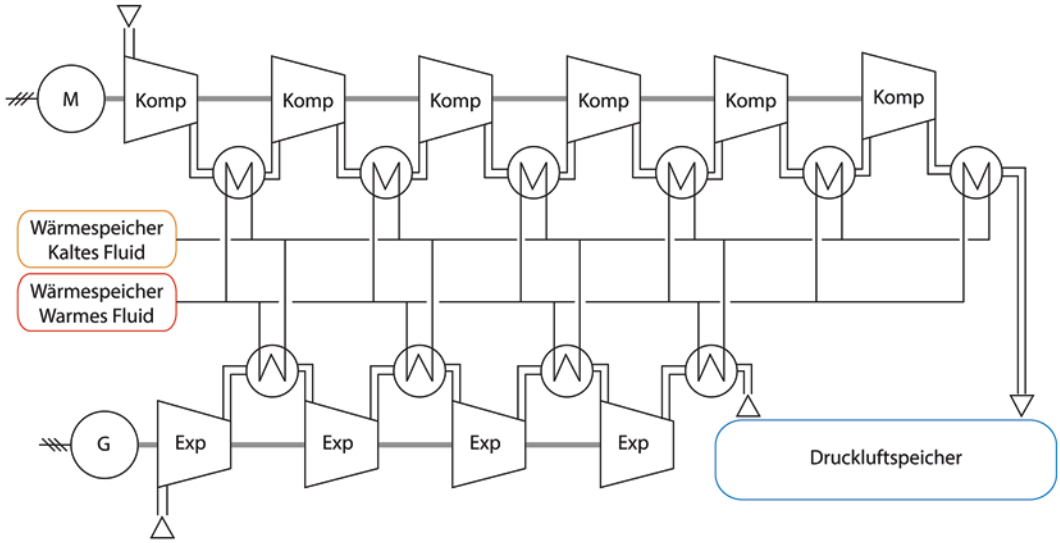


Abb. 9.16 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines adiabaten Niedertemperatur-Druckluftspeichers

Auch der Entladeprozess ist mehrstufig ausgeführt, damit die Druckluft mehrfach auf die niedrige Speichertemperatur vorgewärmt werden kann (s. [24]).

Das beschriebene Konzept erreicht mit einem Zykluswirkungsgrad von ca. 56 % nicht die Werte der zuvor beschriebenen Varianten. Dafür ist die beschriebene Anlage in der Lage, innerhalb von fünf Minuten zu starten und kann dadurch andere Vermarktungsebenen adressieren. Eine ausgelegte Anlage dieser Art zeigt Abb. 9.17 (s. [24]).

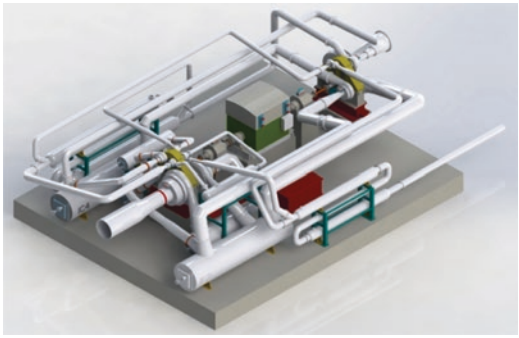
Zu erkennen ist die Vielzahl der Wärmeübertrager, die die entstehende Kompressionswärme nach jeder einzelnen Verdichterstufe entnehmen und vor jeder Expanderstufe wieder an die Druckluft abgeben. Die Luft wird in der Darstellung auf der linken Seite aus der Umgebung angesaugt und in dieser Anlage mit einem achtstufigen Radialgetriebekompressor

auf den Speicherdruck verdichtet. Das hier nicht abgebildete Speichervolumen wird auf der rechten Seite an das abgehende Hochdruckrohr angeschlossen. Bei der Entladung des Speichers strömt die Druckluft in Gegenrichtung durch dieses Rohr zurück und wird dann im ebenfalls auf der rechten Bildseite zu erkennenden vierstufigen Radialgetriebeexpander auf Umgebungsdruck entspannt (s. ◘ Abb. 9.16).

9.1.2.2 Isotherme Druckluftspeicher

Im Gegensatz zu A-CAES-Konzepten, welche versuchen die entstehende Kompressionswärme zu speichern und bei der Expansion zu nutzen, zielen isotherme Konzepte darauf ab, die Temperaturänderung während der Druckänderungsphasen zu begrenzen. Der Idealfall dieses Ansatzes ist die Kompression ohne Temperaturerhöhung bzw. die Expansion ohne Temperaturabfall – kurz eine thermodynamisch isotherme Zustandsänderung. Der Vorteil dieser Zustandsänderung ist, dass die in den Verdichter geleitete Energie in vollem Umfang für die Druckänderung der Luft zur Verfügung steht. Es entsteht somit im Idealfall kein Verlust durch die Erwärmung des Mediums. Daher ist die isotherme Verdichtung nicht nur im Zusammenhang mit der Speicherung elektrischer Energie von Interesse. In fast allen großtechnischen Verdichtungsprozessen wird versucht, sich der isothermen Zustandsänderung durch häufiges Zwischenkühlen des komprimierten Gases anzunähern. Im Grunde zielen auch die adiabaten CAES-Konzepte mit niedrigen Speichertemperaturen hierauf ab. Allerdings entstehen bei jeder Zwischenkühlung zusätzliche Temperatur- und Druckverluste in den benötigten Wärmeübertragern.

Bei der Entwicklung isothermer Druckluftspeicher (engl.: *Isothermal Compressed Air Energy Storage = I-CAES*) wird daher versucht, die isotherme Zustandsänderung ohne diese Zusatzverluste direkt im Verdichter bzw. Expander selbst zu erreichen. Da hierzu die Wärmeabfuhr aus bzw. die Wärmezufuhr an die Luft im Gleichgewicht mit der entstehenden Kompressionswärme stehen muss, ist die Geschwindigkeit der Zustandsänderung von entscheidender Bedeutung. Nur bei entsprechend langsam ablaufender Zustandsänderung können hierfür ausreichende Wärmeströme generiert werden. Neben der Geschwindigkeit sind eine Verbesserung der Wärmeübergänge und eine Verminderung der entstehenden Kompressionswärme mögliche Wege zur Annäherung an einen isothermen Prozess.



◘ **Abb. 9.17** CAD-Modell eines adiabaten Niedertemperatur-Druckluftspeichers (LTA-CAES®) [24]

Aufgrund der dargelegten Geschwindigkeitsabhängigkeit werden für isotherme Druckluftspeicher vornehmlich Kolbenmaschinen eingesetzt, da diese auch bei langsamem Lauf gute Wirkungsgrade erreichen. Durch langsamen Lauf und maximale Baugröße der Kolbenmaschinen ist der förderbare Volumenstrom begrenzt. Somit ist auch die mögliche Leistung auf etwa 2 MW je Einzeleinheit beschränkt. Deshalb arbeiten viele aktuelle Konzepte mit dieser Modulgröße. Größere Anlagenleistungen können durch die Verschaltung mehrerer Module erreicht werden (s. [100]).

Umfangreiche Untersuchungen isothermer Druckluftspeicher wurden z. B. im Jahr 2006 durchgeführt (s. [67]). Diese zielen vor allem darauf ab, die entstehende Kompressionswärme aufzunehmen bzw. bei der Expansion wieder an die Druckluft zu übertragen. Dazu werden Maschinen eingesetzt, welche nach dem Prinzip einer Kolbenmaschine arbeiten, die Luft jedoch anstelle des Hubkolbens mit einer Flüssigkeitssäule (z. B. Öl) verdichten bzw. entspannen. Die eigentliche Energiewandlung geschieht dann in einer hydraulischen Maschine, welche einen höheren Wirkungsgrad als eine pneumatische Maschine erreicht (s. ◘ Abb. 9.18). Gleichzeitig nimmt die Flüssigkeitssäule einen Teil der entstehenden Kompressionswärme auf. Dieser Wärmeübergang funktioniert wegen des direkten Kontaktes von Luft und Flüssigkeit sehr gut.

Auf diesem Konzept aufbauend ist das Ziel weiterer Untersuchungen und Entwicklungen die Verbesserung des Wärmeübergangs, z. B. durch

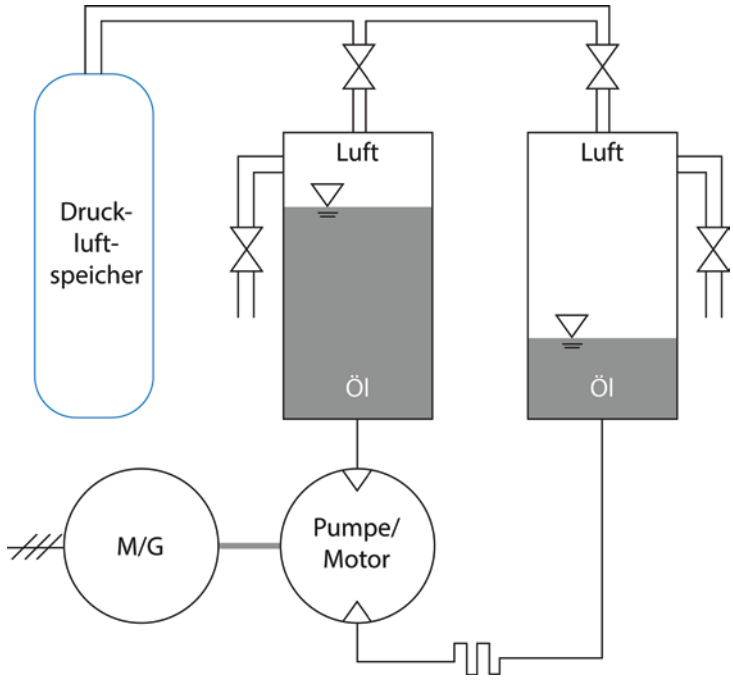


Abb. 9.18 Vereinfachtes Prozessschaltbild eines isothermen Druckluftspeichers

zusätzliche Einbauten in den Kolbenraum üblicher Kolbenmaschinen (s. [37, 103]).

Einschränkende Größe der genannten Bemühungen ist stets die zur Verfügung stehende Wärmeübertragungsfläche. Da der Kolbenraum ein begrenztes Volumen darstellt, steht dementsprechend wenig Raum für zusätzliche Einbauten bereit. Im Fall einer Flüssigkeitssäule begrenzt der Durchmesser des Kolbenraumes die zur Wärmeübertragung verfügbare Oberfläche der Flüssigkeit.

Diese Beschränkungen zu überwinden ist Ziel aktueller Entwicklungen. Zur Vergrößerung der für den Wärmeübergang zur Verfügung stehenden Oberfläche wird bei diesen Konzepten Wasser in den Kolbenraum eingesprüht. Dabei entstehen sehr kleine Wassertropfen, deren Oberfläche im Verhältnis zu ihrem Volumen sehr groß ist. Dadurch wird die Wärmeübertragung von der Luft an das Wasser deutlich verbessert. Gleichzeitig erhöht sich die Wärmekapazität der Luft durch die Zugabe des Wassers, wodurch die Temperaturänderung zusätzlich gemindert wird. Druckluft und Wasser werden nach einer solchen Verdichtung je nach Konzept entweder getrennt oder gemeinsam gespeichert. Zur Erzielung eines ähnlichen Effektes bei der Expansion wird das Wasser erneut im Kolbenraum versprüht (s. [103, 68]).

9.1.2.3 Flüssigluftenergiespeicher

Das Konzept eines Flüssigluftenergiespeichers (engl.: *Liquid Air Energy Storage* = LAES) basiert auf dem bekannten Linde-Verfahren zur Verflüssigung von Luft. Übertragen auf die Aufgabe der Speicherung elektrischer Energie wird dieser in der Industrie weit verbreitete Prozess genutzt, um während der Luftverflüssigung elektrische Energie zum Betrieb der Verdichter aus dem Netz aufzunehmen. Der Strom wird somit, wie bei allen bisher beschriebenen CAES-Prozessen auch, zuerst in die potenzielle Energie der verdichteten Luft umgewandelt. Die angesaugte Umgebungsluft wird in mehreren Schritten auf 70 bar verdichtet und dabei mehrfach zwischengekühlt (s. Abb. 9.19).

Die kalte, komprimierte Luft wird dann aber vor der Einleitung in das Speichervolumen entspannt. Durch die Expansion wird die Luft im Gegenstrom-

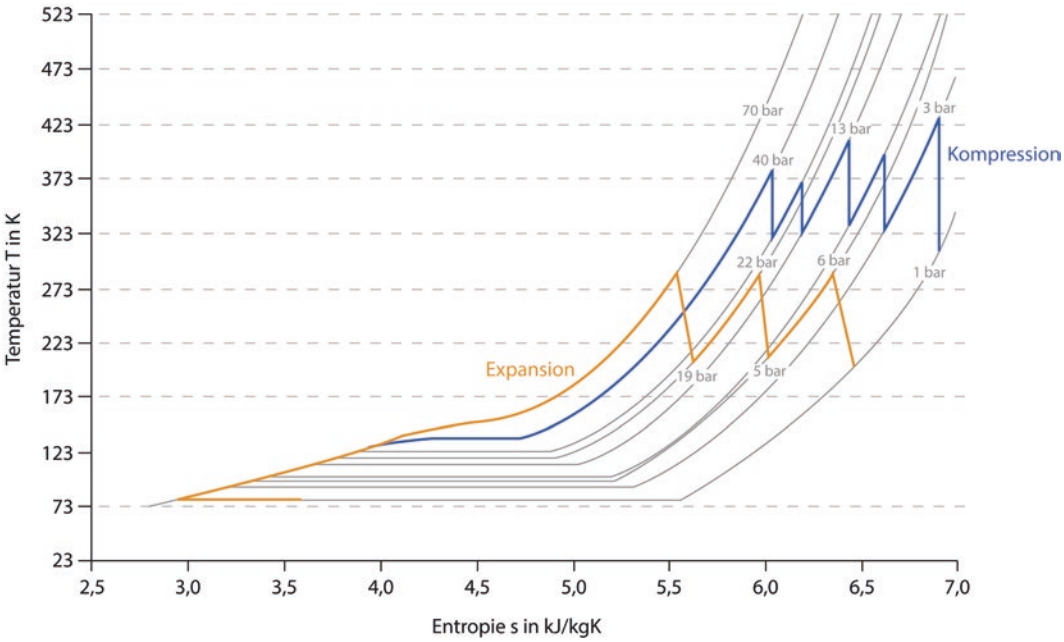


Abb. 9.19 T,s-Diagramm eines Flüssigluftenergiespeichers ohne äußere Wärmezufuhr

prinzip so weit abgekühlt, dass sie in den flüssigen Zustand übergeht. Anschließend kann die Luft dann im flüssigen Zustand und somit mit hoher Energiedichte in isolierten Tanks bei Umgebungsdruck gelagert werden. Die Energiedichte flüssiger Luft ist etwa zehn- bis zwanzigmal so hoch wie die Energiedichte der bereits vorgestellten Druckluftspeichervarianten. Im Gegensatz zu den meisten großtechnisch einsetzbaren CAES-Anlagen entfällt so die örtliche Bindung aufgrund des Bedarfs an geeigneten Druckluftspeichervolumen wie z. B. Salzkavernen (s. ▶ Abschn. 9.1.3). Zur späteren Rückgewinnung der elektrischen Energie wird die Luft auf Umgebungstemperatur erwärmt und so wieder in den gasförmigen Zustand gebracht. Der dabei aufgebaute Druck von etwa 40 bar kann dann in mehreren Expansionsstufen ausgenutzt werden. Durch das sehr niedrige Temperaturniveau (ca. 10 °C) der verdampften Luft bei der Entspannung ist auch die Einbindung nicht oder nur schwer nutzbarer Abwärme mit niedrigen Temperaturen (< 90 °C) möglich. Hierdurch kann der ansonsten eher niedrige Zykluswirkungsgrad deutlich angehoben werden. Das T,s-Diagramm in Abb. 9.19 zeigt einen Prozess ohne äußere Wärmezufuhr. Dieser erreicht einen Zykluswirkungsgrad von etwa 30 %. Die Anfahrzeit entsprechender Anlagen wird mit unter zehn Minuten angegeben (s. [106]).

9.1.3 Druckluftspeichervolumen

Wesentlicher Bestandteil sowohl der Druckluftspeicherkraftwerke als auch aller Druckluftspeicher ist das Speichervolumen zur Aufnahme der Druckluft. Dieses bestimmt in erster Linie die Speicherkapazität des Druckluftsystems, hat aber auch auf die Auslegung aller anderen Systemkomponenten einen nennenswerten Einfluss. Es werden zwei Arten von Speichervolumen unterschieden:

- **Isochore Speichervolumen**

Isochore Druckluftspeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass sie ein konstantes Volumen aufweisen (s. Abb. 9.20). Dadurch ändert sich bei der Be- und Entladung der Druck des gespeicherten Gases kontinuierlich.

Als anschauliches Beispiel eines isochoren Speichervolumens dient jede handelsübliche Gasflasche. Diese hat ein definiertes Volumen und ei-

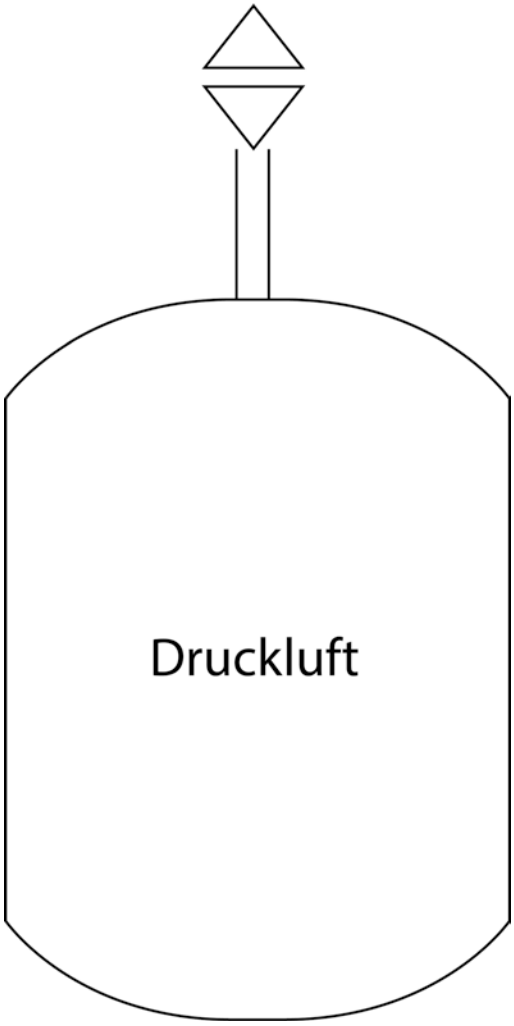


Abb. 9.20 Isochores Gasspeichervolumen

nen maximal zulässigen Flaschendruck. Wird die Gasflasche geöffnet, entweicht das unter Druck befindliche Gas und der Flaschendruck sinkt mit der Zeit ab. Damit das Gas, z. B. in einem Schweißbrenner, genutzt werden kann, ist ein konstanter Druck nötig. Dieser liegt üblicherweise weit unterhalb des Speicherdruckes der Gasflasche. Die hohen Flaschendrücke dienen also hauptsächlich dazu, das enthaltene Gas platzsparend zu lagern. Daher werden die meisten Gasflaschen für den Betrieb mit einem Druckminderer versehen. Dieser reduziert den jeweils anliegenden Flaschendruck auf den benötigten konstanten Betriebsdruck. Auf gleiche Weise werden die isochoren Speichervolumen der im Betrieb befindlichen Druckluftspeicherkraftwerke in Huntorf und McIntosh betrieben. Beide Anlagen arbeiten mit einem Speicherdruck, welcher je nach Ladezustand zwischen 45 und 75 bar variiert. Vor der Expansion innerhalb der Gasturbine wird dieser Druck aber bei der Entladung des Druckluftspeichers auf einen konstanten Turbineneintrittsdruck von 41 bar gedrosselt. Der Grund hierfür ist die maximal zulässige Druckbelastung der Brennkammer. Systeme ohne Brennkammer sind dieser Begrenzung nicht unterworfen und arbeiten daher sowohl auf der Verdichter- als auch auf der Expanderseite mit veränderlichem Druck.

Isobare Speichervolumen

Isobare Druckluftspeicher kennzeichnet ein über den gesamten Be- und Entladeprozess hinweg konstant bleibender Druck. Dies kann erreicht werden, indem die gespeicherte Druckluft in hydraulischem Ausgleich mit einer Flüssigkeit steht. Wird Druckluft in den Behälter gepresst, so verdrängt diese die Flüssigkeit, mit der sie in direktem Kontakt steht. Die Flüssigkeit selbst muss in einen anderen Behälter ausweichen. Bei entsprechendem Höhenunterschied kann dieser Ausgleichsbehälter unter Umgebungsdruck betrieben werden. Die anstehende Flüssigkeitssäule bestimmt dabei den Druck im Druckluftspeicher (s. Abb. 9.21).

Ausführungsformen

Sowohl isochore als auch isobare Speichervolumen sind ober- oder unterirdisch realisierbar. Eine oberirdische Variante kann mit Behältern oder Rohren aus Stahl oder Verbundwerkstoffen umgesetzt werden. Auch Kugelbehälter aus anderen Materialien wie z. B. Beton sind denkbar. Die wesentlichen Eigenschaften oberirdischer Speichervolumen sind:

Vorteile:
- weitgehend ortsunabhängig umsetzbar,
- Realisierung hoher Druckunterschiede.

Nachteile:
- hohe spezifische Investitionskosten,

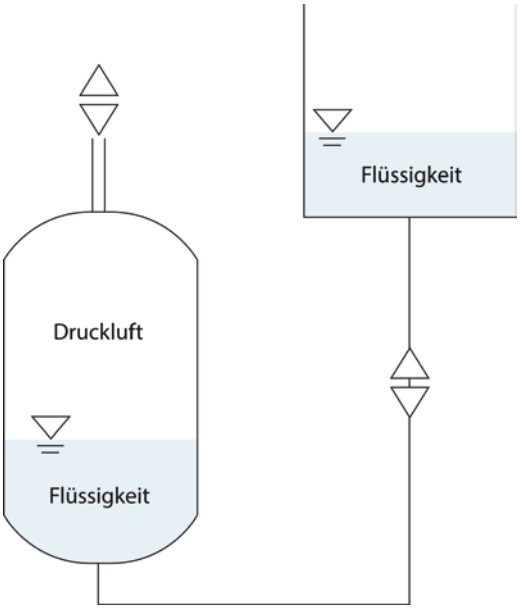


Abb. 9.21 Isobarer Druckluftspeicher mit hydraulischem Ausgleich

- hoher Flächenbedarf, auch bei moderaten Speichergrößen,
- Notwendigkeit regelmäßiger Druck- und Sicherheitsprüfungen.

Zur Umsetzung unterirdischer Speichervolumen existieren grundsätzlich verschiedene Varianten. Die primäre Anforderung an die Eignung eines unterirdischen Hohlraums als Speicher für ein CAES-Kraftwerk ist, dass dieser innerhalb des geforderten Druckbereichs dauerhaft standfest und gasdicht ist bzw. gemacht werden kann. Weitere Anforderungen betreffen einen ausreichend geringen Fließwiderstand im Fall poröser Lagerstätten, um die erforderlichen hohen Be-/Entladeraten ermöglichen zu können, und die Verträglichkeit des ursprünglichen geologischen Milieus mit dem Sauerstoff in der Druckluft, um chemische oder biologische Reaktionen auszuschließen.

Als Speichervolumen kommen in erster Linie ausgesolte Salzkavernen infrage. Gründe sind:

- dauerhafte Standfestigkeit auch bei hoher Druckwechselbeanspruchung und hohen Gradienten $\Delta p/\Delta t$, die gerade bei CAES-Anlagen gefordert werden,
- minimaler Fließwiderstand innerhalb des Speichers, um hohe Raten zu ermöglichen,
- extrem hohe Dichtheit,
- geringe spezifische Kosten.

Da solche Salzvorkommen in vielen Regionen, insbesondere außerhalb Deutschlands, nicht verfügbar sind, besteht großes Interesse an alternativen Lösungen. Ausgeförderte Erdöl-/Erdgaslagerstätten bieten zwar eine große Speicherkapazität, das Risiko einer Vermischung von Öl- oder Gasresten mit Druckluft steht einer Nutzung aber eher entgegen. Besser geeignet sind grundwasserführende poröse Lagerstätten, die Aquifere. Der Porenraum ist vergleichbar mit einem Schwamm. Es sind zahlreiche, z. T. abgelenkte Zugangsbohrungen nötig, um die erforderlichen Fließraten für die Druckluft zu ermöglichen. Kritisch sind mögliche Reaktionen des Luftsauerstoffs bei hohem Partialdruck mit dem Mineralbestand in der Lagerstätte, die infolge Oxydation zu einer Verringerung des Sauerstoffanteils in der ausgelagerten Druckluft führen können. Es sind auch Reaktionen mit Mikroorganismen in der Lagerstätte möglich, die im schlimmsten Fall zu einer Verstopfung der Porenmatrix führen können.

Entsprechende Tests wurden bereits in den 1980er-Jahren vor allem in den USA durchgeführt (s. [5, 116]). Es zeigte sich, dass der Sauerstoff mit dem Speichergestein reagierte und somit der Sauerstoffgehalt der Druckluft reduziert wurde. Außerdem konnten die benötigen Volumenströme nur durch wesentlich mehr Bohrungen erreicht werden. Unabhängig davon sind bei der Nutzung eines Aquifers im Vergleich zu Salzkavernen wesentlich höhere Erschließungskosten zu erwarten. Grund hierfür ist in erster Linie der Aufwand für die geologische Exploration, um die Kapazität und vor allem die Dichtheit der Formation beurteilen zu können. Darüber hinaus ist die Wahl geeigneter Standorte weiterhin mit hohen Risiken verbunden.

Eine weitere Option sind aufgelassene Bergwerke, die z. T. über sehr große Volumina verfügen. Problematisch ist hier der Nachweis von Standfestigkeit und Dichtheit, da Gewinnungsbergwerke ursprünglich nicht für den Druckluftbetrieb ausgelegt wurden.

Gemeinsame Eigenschaften unterirdischer Speichervolumen sind:

Vorteile:
- geringer oberirdischer Flächenbedarf,
- geringe spezifische Investitionskosten.

Nachteile:
- abhängig von geeigneten geologischen Formationen,
- geologisch begrenzte nutzbare Druckunterschiede.

Die Druckluftspeicherkraftwerke in Huntorf und McIntosh verfügen über ausgesolte Salzkavernen als isochore Speichervolumen (s. [83, 89]). Der große Vorteil von Salzkavernen ist, dass diese bereits seit Jahrzehnten für die saisonale Erdgas-, die strategische Erdöl- und in geringem Umfang die Druckluftspeicherung eingesetzt werden. Die Erstellung entsprechender Kavernen ist daher vielfach erprobt und kann heute als Stand der Technik angesehen werden. Hinzu kommt, Salzgestein kann für Gase als technisch dicht angesehen werden; d. h. dass es in technisch üblichen Zeiträumen nicht zu nennenswerten Druckverlusten kommt. Mit zunehmender Teufenlage einer Gaskaverne nehmen die zulässigen Werte für den Maximal- wie auch für den Minimaldruck zu, und damit erhöht sich der Energieinhalt pro Volumen ebenfalls. In der Praxis liegt der nutzbare Teufenbereich bei etwa 600–1400 m. Eine Besonderheit von Salzgestein besteht darin, dass das Material unter Druck fließt – ähnlich wie das Eis eines Gletschers, verstärkt bei hohen Temperaturen. Gleichzeitig nimmt die Festigkeit bei höheren Temperaturen ab. Aus diesem Grund ist die Kühlung der injizierten Druckluft auf Temperaturen von etwa 50 °C oder darunter erforderlich.

Eine Salzkaverne mit Solependelbecken zur Schaffung eines isobaren Speichervolumens wurde im Rahmen der Planungen eines Druckluftspeicherkraftwerkes in den USA vorgesehen, aber ebenso wie das Kraftwerk selbst letztlich nicht umgesetzt (s. [82]). Auch einige aktuelle Konzepte sehen solche isobaren Speicher vor (s. [80]).

Trotz aller Vorzüge von Salzkavernen verfügen viele Regionen nicht über geeignete Salzformationen. Aus diesem Grund besteht großes Interesse an alternativen Lösungen. Die Nutzung anderer geologischer Formationen ohne Salzgestein wurde bisher nur getestet, aber nicht umgesetzt. Möglichkeiten würden grundwasserführende Aquiferstrukturen bieten. Hierbei handelt es sich um poröse Gesteinsschichten, welche mit gasdichten Schichten überdeckt sind. Entsprechende Tests an Aquiferstrukturen wurden bereits in den frühen 1980er Jahren vor allem in den USA durchgeführt (s. [5, 116]). Hier zeigte sich, dass zur Erreichung von in Salzkavernen üblichen Volumenströmen wesentlich mehr Bohrungen durchzuführen sind, um die Fließwiderstände in der porösen Matrix zu verringern. Gravierender war, dass es bei der Speicherung zu einer Verringerung des Sauerstoffgehalts der Druckluft kam; Grund waren insitu-Reaktionen des Sauerstoffes mit dem Speichergestein. Unabhängig sind bei der Nutzung eins Aquifers im Vergleich zu Salzkavernen wesentlich höhere Erschließungskosten zu erwarten. Grund hierfür ist in erster Linie der Aufwand für die geologische Exploration, um Kapazität und vor allem die Dichtheit der Formation beurteilen zu können. Darüber hinaus ist die Wahl geeigneter Standorte weiterhin mit hohen Risiken verbunden.

In den USA wurde auf Basis umfangreicher geologischer Untersuchungen und Modellanalysen die Dallas Center Iowa Aquiferstruktur für den Bau eines Druckluftspeicherkraftwerkes ausgewählt (s. [65]). Das Projekt musste dann aber aufgrund der Testergebnisse der ersten Bohrungen eingestellt werden, da die geplanten Volumenströme nicht realisiert werden konnten (s. [98]).

In Japan liegt der Fokus bei den unterirdischen Speichervolumen auf der Nutzung bergmännisch geschaffener Stollen und Schächte, da es an geologischen Salzformationen mangelt. Die Herausforderung bei der Nutzung solcher Hohlräume ist die Gewährleistung ihrer Dichtigkeit. In einem ehemaligen Zinkbergwerk in Kamioka wurde in einer Tiefe von 1.000 m ein Volumen von 200 m^3 durch einen Verschluss aus Beton abgetrennt (s. [75]). Da keine weiteren Maßnahmen zur Abdichtung unternommen wurden, konnte dieses Volumen nicht luftdicht abgeschlossen werden. An anderer Stelle in Japan konnte aber z. B. ein Volumen von 1.600 m^3 durch eine innere Gummierung erfolgreich abgedichtet und mit bis zu 80 bar beaufschlagt werden (s. [104]).

Auch in Europa wird die Nutzung ehemaliger Bergwerke zur Speicherung von Druckluft untersucht. In Deutschland ist das Potenzial solcher

Anlagen aber aufgrund der mangelnden Dichtigkeit äußerst beschränkt (s. [20]). Aktuelle Arbeiten in der Schweiz beschäftigen sich mit der Nutzung nicht mehr genutzter Tunnelabschnitte (s. [2]).

Anders als bei bereits bestehenden, in Verfahren des Bergbaus geschaffenen Hohlräumen gestaltet sich die Abdichtung bei eigens für die Gasspeicherung geschaffenen Volumen. Die Technologie der sogenannten Lined Rock Caverns (LRC) gilt als die jüngste Variante der unterirdischen Kavernenspeicherung (s. ► Abschn. 8.4.1.5). Ein Speichervolumen dieser Art wird in Skandinavien bereits seit zehn Jahren erfolgreich zur kommerziellen Speicherung von Erdgas eingesetzt. Gerade in Regionen ohne Salzgestein könnten LRC in Zukunft eine Alternative auch für die Speicherung von Wasserstoff oder Druckluft darstellen (s. [105]). Eine vielversprechende Möglichkeit isobare Volumen zu errichten bieten Speicher, die unter Wasser installiert werden. Hier werden derzeit zum einen am Meeresgrund installierte Strukturen entwickelt, in denen die Druckluft in direktem Kontakt mit dem umgebenden Wasser steht. Zum anderen werden am Meeresgrund verankerte flexible Behälter und Ballone entwickelt. In diesen ist die Druckluft durch eine dünne Behälterhülle stofflich vom umgebenden Wasser getrennt (s. [81]). Beide Systemvarianten bieten den Vorteil, dass das umgebende Wasser, in Abhängigkeit von der Meerestiefe, einen konstanten Druck erzeugt.

Speicherkapazität

Alle beschriebenen Speichertypen können aus technischer Sicht in nahezu beliebiger Größe errichtet werden. Es ergeben sich jedoch entsprechend den unterschiedlichen Investitionskosten jeweils vorteilhafte Einsatzbereiche. Zu beachten ist, dass die Speicherkapazität eines Druckluftspeichers sowohl vom geometrischen Volumen als auch vom anliegenden Speicherdruck abhängig ist. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Speichertypen im Wesentlichen anhand ihres geometrischen Volumens charakterisiert, da der zulässige Speicherdruck von einer Vielzahl von Randbedingungen abhängig ist. Als Anhaltswert können Speicherdichten zwischen 1,8 und 9 kWh/m³ angenommen werden.

Ausgesolte Salzkavernen weisen ab einem geometrischen Volumen von mehr als 150.000 m³ sehr geringe spezifische Investitionskosten auf. Der Grund hierfür sind die geringen Kosten für die Vergrößerung der Kaverne, sobald die Solung in Betrieb ist. Ist die Salzkaverne kleiner, fallen die sehr hohen Startinvestitionskosten für die erforderlichen Bohrungen deutlich ins Gewicht und die spezifischen Investitionskosten steigen stark an. Je nach Tiefe der Kaverne sind maximale Drücke bis zu 200 bar möglich. Das CAES-Ausbaupotenzial in Deutschland unter Nutzung von Salzkavernen wird auf ein geometrisches Volumen von 200 Mio. m³ geschätzt (s. [6]). Dies entspricht je nach Anlagentyp einer Speicherkapazität von 600–900 GWh.

Die mit tiefen Bohrungen zusammenhängenden hohen Kosten erweisen sich auch bei der Erschließung von Aquiferspeichern als nachteilig. Zwar entstehen bei diesen Speichern keine Kosten für die Schaffung des eigentlichen unterirdischen Speichervolumens, doch sind wesentlich mehr Bohrungen notwendig, um zu gesolten Salzkavernen vergleichbare Ein- und Ausspeicherleistungen zu erreichen. Aquiferspeicher eignen sich daher vor allem für sehr hohe Speicherkapazitäten bei gleichzeitig moderaten Ein- und Ausspeicherleistungen.

Andere unterirdische Hohlräume, die zumeist noch aufwendig zur Gasdichtigkeit ausgebaut werden müssen, eignen sich eher für mittlere Speichervolumen (bis 150.000 m³). Gleiches gilt für die unter Wasser befindlichen Speichervolumen und oberirdische Röhrenspeicher, wie sie auch zur Speicherung von Erdgas häufig eingesetzt werden.

Einzeln errichtete zylindrische Druckbehälter erreichen Volumen von 200 m³ und Drücke bis zu knapp 200 bar. Noch kleinere Volumen sind mit einzelnen Gasflaschen oder Gasflaschenbündeln zu erreichen (bis zu 0,15 m³ und 300 bar je Flasche).

Fazit

- Netzgekoppelte elektrische Speicher können allgemein eine große Bandbreite an Aufgaben übernehmen. Allerdings eignen sich nicht alle Technologien gleichermaßen für die unterschiedlichen Aufgaben. Es zeigt sich, dass Luftenergiespeicher für einige Aufgaben grundsätzlich nicht infrage kommen. Dies sind im Wesentlichen Aufgaben mit der Voraussetzung sehr schneller Reaktionszeiten. Beispiele hierfür sind die Kompensation von Flickern oder Spannungsschwankungen im Netz oder die

unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Im Folgenden sollen die in diesem Abschnitt vorgestellten Luftenergiespeicher ihren entsprechenden Anwendungsgebieten zugeordnet werden.

Anwendungsbereiche nach Art der eingesetzten Verdichter- und Expandertechnologie

- Die derzeit existierenden und diskutierten Druckluftspeicherkraftwerke erfordern aufgrund der Verwendung üblicher Gasturbinen eine gewisse Mindestleistung und sind daher in erster Linie eine Technologie für den mit Gasturbinenkraftwerken vergleichbaren Einsatz. Sie eignen sich bei entsprechenden Speichervolumen zur zeitlichen Verschiebung großer Energiemengen und können darüber hinaus Netzdienstleistungen wie Minutenreserven bereitstellen. Auch Blindleistungskompensation und Schwarzstartfähigkeit können auf Netzebene bereitgestellt werden.
- Die gleichen Anwendungsfelder werden von den bekannten A-CAES-Konzepten adressiert. Anlagen mit hohen Speichertemperaturen weisen aufgrund der vergleichbaren Turbomaschinen mit D-CAES fast identische Anfahreigenschaften auf. Die A-CAES Ansätze mit niedrigen Speichertemperaturen zielen mit ihrer schnelleren Startfähigkeit zusätzlich auf den Sekundärregelleistungsmarkt (erforderliche Reaktionszeit < 5 min) ab (s. [24]). Ein ähnliches Anfahrverhalten weisen auch die vorgestellten LAES-Konzepte auf.
- Kleinere A-CAES eignen sich auch zur Kompensation von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen oder zur Absicherung von Inselnetzen. Da die meisten Konzepte Turbomaschinen verwenden, erfordern A-CAES üblicherweise Mindestleistungen im Megawattbereich. Somit eignen sie sich eher für den Einsatz bei größeren fluktuierenden Erzeugern (z. B. Windparks) oder bei Großverbrauchern (z. B. Industrieanlagen) (s. [19]).
- In diesen Einsatzbereichen ist der Übergang zu I-CAES-Anlagen fließend. Durch den Einsatz von Kolbenmaschinen sind I-CAES-Anlagen aber in der Lage, auch in kleineren Leistungsbereichen (<1 MW) mit guten Wirkungsgraden zu agieren. Sie sind als Mini-CAES auch als Speicher für einzelne Haushalte denkbar.

Anwendungsbereiche nach Art der verwendeten Speichervolumen

- Ebenso wie für die unterschiedlichen Maschinentypen gibt es auch bei den verwendeten Speichervolumen ideale Betriebsbereiche. Die technisch und wirtschaftlich bevorzugt umzusetzenden Speicherkapazitäten der einzelnen Speichervolumentypen wurden bereits in ► Abschn. 9.1.3 diskutiert. Allgemein ergeben sich für große Speichervolumen eher Anwendungen zur Verschiebung großer Energiemengen zum Lastausgleich an zentraler Stelle im Netz. Üblicherweise sind solche Volumen (z. B. Salzkavernen) ohnehin ortsgebunden. Mittlere Volumen eignen sich aufgrund der örtlichen Flexibilität auch für Aufgaben der dezentralen Netzstützung oder zur Erzeugungs- und Verbrauchsoptimierung. Sehr kleine Volumen in der Größenordnung von Gasflaschenbündeln agieren mit ihrer Speicherkapazität auf Endkundenebene und adressieren eher den Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung oder autarken Stromversorgung.

9.2 Flüssige Medien

9.2.1 Pumpspeicherwerke

Wasserkraft zählt zu den ältesten Energiequellen. In China wurde bereits im 3. Jahrhundert v. Chr. Wasserkraft genutzt, um mechanische Arbeitsgeräte zu betreiben (s. [102]). In Deutschland kam die Technologie, Energie mithilfe von Pumpspeichern zu speichern, bereits Anfang des 20. Jahrhunderts zum Einsatz (s. [75]).

Im Folgenden werden Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke thematisiert. Diese Kraftwerkstypen besitzen heute mit Abstand das größte Speicher- und Leistungsvermögen. Keine anderen Speichertechnologien erreichen annähernd solche Werte. Zudem stellen sie eine lang erprobte Technik mit viel Erfahrung dar, die bis heute z. B. durch neue Maschinenkomponenten weiterentwickelt wird. Damit leisten sie einen entscheidenden Beitrag, die Energieversorgung auf erneuerbare Energiequellen umzustellen (s. [14, 78]).

Pumpspeicherwerke

Pumpspeicherwerke (oder auch Pumpspeicherkraftwerke bzw. Pumpspeicher) bestehen aus einem Ober- und einem Unterbecken, die meist künstlich angelegt sind. Das Oberbecken ist ein separates Becken ohne bzw. ohne nennenswerten natürlichen Zulauf. Dagegen kann das Unterbecken in ein Fließgewässer münden oder ebenfalls ein abgeschlossenes Becken darstellen. Zu den Hauptaufgaben von Pumpspeicherwerken gehört, elektrische Energie in Schwachlastzeiten zu speichern und in Spitzenlastzeiten zu erzeugen. Zudem dienen sie der Frequenzhaltung und zur Blindleistungskompensation, dem sogenannten Phasenschieberbetrieb. Ohne natürlichen Wasserzufluss sind Pumpspeicherwerke reine Energiespeicher (Stromspeicher) und zählen nicht zu den erneuerbaren Energiequellen (s. [90]).

Wird Energie im Netz benötigt, beispielsweise zur Spitzenlastabdeckung, erzeugt der Generator im Maschinenhaus Elektrizität und wird mithilfe des Transformators in das öffentliche Netz eingespeist. Der Generator wird von der vom Wasser durchströmten Turbine angetrieben. Das Wasserschloss dient zum Ausgleich von schnellen Druckänderungen beim Starten bzw. Stoppen der Stromerzeugung. In Schwachlastzeiten wird überschüssige Energie aus dem Netz dazu verwendet, das Wasser aus dem Unterbecken ins Oberbecken zu pumpen. Das Oberbecken ist in der Regel so ausgelegt, dass es mindestens einen drei- bis fünfstündigen Volllastbetrieb decken kann. Bei größeren Speicherbecken reicht das Wasserreservoir auch für eine Wochenendversorgung. Zum Einsatz kommen Francis- oder Peltonturbinen, da Pumpspeicher zu den Hochdruckanlagen zählen und Fallhöhen weit über 50 m vorkommen. Die Wahl der Turbine ist abhängig von der geforderten Leistung, der Fallhöhe und dem Durchfluss (s. [78]).

Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke nutzen ebenfalls die potenzielle Energie eines Höhenunterschieds. Das Oberbecken entsteht durch das Aufstauen eines Flusses mithilfe eines Stauwehrs. Somit besitzt das Oberbecken einen natürlichen Zufluss. Im Normalfall reicht der Zulauf zur Deckung des Speicherbedarfs im Oberbecken aus, andernfalls besteht auch die Möglichkeit, wie beim Pumpspeicherwerk, das Wasser aus dem Unterbecken nach oben zu pumpen (s. [120]). In Abhängigkeit des Speichervolumens und des Zulaufs werden Speicherkraftwerke in Tages-, Wochen-, Saison- und Jahresspeicher eingeteilt (s. [18]). Wegen der durchschnittlich geringeren Fallhöhen kommen auch die Kaplan- und Propellerturbinen zum Einsatz. Je nach Fallhöhe und Turbinentyp zählen Speicherkraftwerke zu Hochdruck- oder Mitteldruckanlagen. Die Grenze zwischen Hoch- und Mitteldruckanlagen ist jedoch fließend (s. [120]). Neben der Stromerzeugung dienen Speicherkraftwerke zur Wasserversorgung von Städten, Landwirtschaft und Industrie und gewährleisten durch Wasserstandsregulierungen die Schifffahrt ebenso wie den Schutz gegen Hochwasser. Das Stauwehr filtert mithilfe der Rechenanlage zudem Abfälle und Treibgut und schützt Fische vor dem Eindringen in die Turbinen (s. [107]).

Ein Speicherwasserkraftwerk zählt zu den erneuerbaren Energiequellen. Gleichzeitig stellt es einen Primärenergiespeicher dar.

9.2.1.1 Grundlagen

Die bei Wasserkraftwerken zur Erzeugung von Elektrizität genutzte Energie ist die potenzielle Energie, auch Lageenergie genannt. Sie beschreibt die Energie auf einem höheren in Bezug zu einem niedrigeren Niveau (s. Abb. 9.22 und [78]).

Das Oberbecken liegt oberhalb des Unterbeckens, welches dadurch eine größere potenzielle Energie besitzt. Diese Energie wird auch Arbeitsvermögen genannt. Es berechnet sich aus dem Speicherinhalt V, der Dichte des Wassers, der Gravitation, der effektiven Fallhöhe Δh und dem Gesamtwirkungsgrad η_{Ges}.

$$E = V \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_{Ges}, \tag{9.5}$$

Mit

E	potenzielle Energie
V	Volumen
g	Erdbeschleunigung $\left(g = 9{,}81 \frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}^2}\right)$

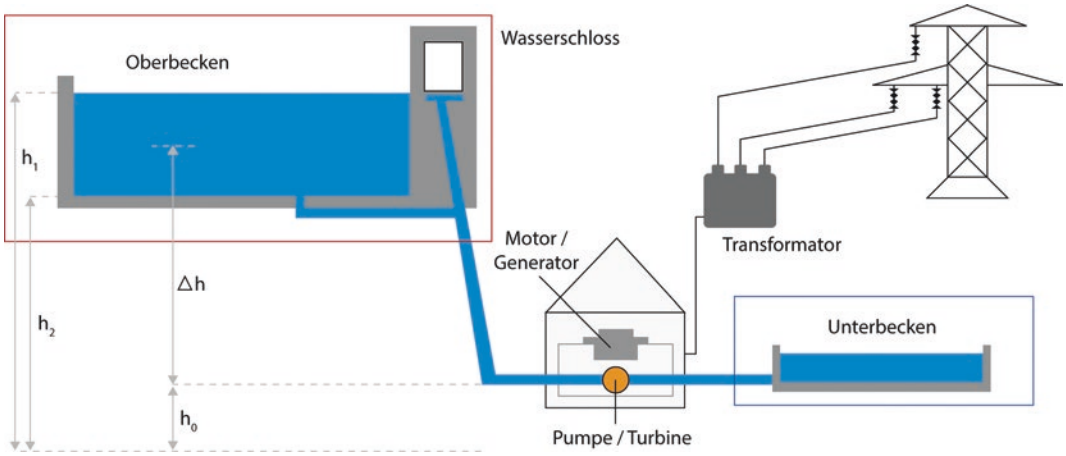


Abb. 9.22 Beziehung Oberbecken/Unterbecken

ρ	Dichte des Wassers $\left(\rho \approx 1.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right)$
Δh	effektive Fallhöhe
η_{Ges}	Gesamtwirkungsgrad

Daraus ergibt sich die Leistung, wobei Q dem Abfluss entspricht:

$$P = \dot{E} = \dot{V} \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_{Ges} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot \eta_{Ges}, \quad (9.6)$$

Mit

P	Leistung
$\dot{E}$	zeitliche Ableitung der potenziellen Energie
$\dot{V}$	zeitliche Ableitung des Volumens
Q	Abfluss/Durchfluss

Der Abfluss, auch Durchfluss genannt, ist das Wasservolumen, das in einer bestimmten Zeiteinheit durch die Druckrohrleitung strömt.

Die effektive Fallhöhe ist in Abb. 9.22 eingetragen und errechnet sich aus dem Mittelwert der Höhe des Speicherseebodens und der Wasseroberfläche, subtrahiert von der Höhe des Unterbeckens. Der Wert ist proportional zum Arbeitsvermögen und zur Leistung,

$$\Delta h = \frac{h_1 + h_2}{2} - h_0, \quad (9.7)$$

Mit

h_0	Höhe Unterbecken
h_1	Höhe Speicherbeckenoberfläche
h_2	Höhe Speicherbeckenboden

9.2.1.2 Kennwerte

Wichtige Kennwerte von Pump- und Speicherkraftwerken sind:

- Wirkungsgrad
- Verluste
- Energiedichte
- Leistungsdichte
- Volllaststunden.

Der Wirkungsgrad ist das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Energie bzw. der elektrischen Leistung zur zugeführten elektrischen Energie bzw. elektrischen Leistung. Die Verluste und der damit resultierende Gesamtwirkungsgrad lassen sich am Beispiel des Pumpspeicherwerks anhand Abb. 9.23 verdeutlichen.

Die zugeführte elektrische Energie ist stets größer als die zurückgewonnene elektrische Energie. Im Pump- und Turbinenbetrieb entstehen Verluste im Transformator, im Generator bzw. Motor, in der Turbine bzw. Pumpe sowie in den Rohrleitungen. Daraus ergibt sich der Gesamtwirkungsgrad für

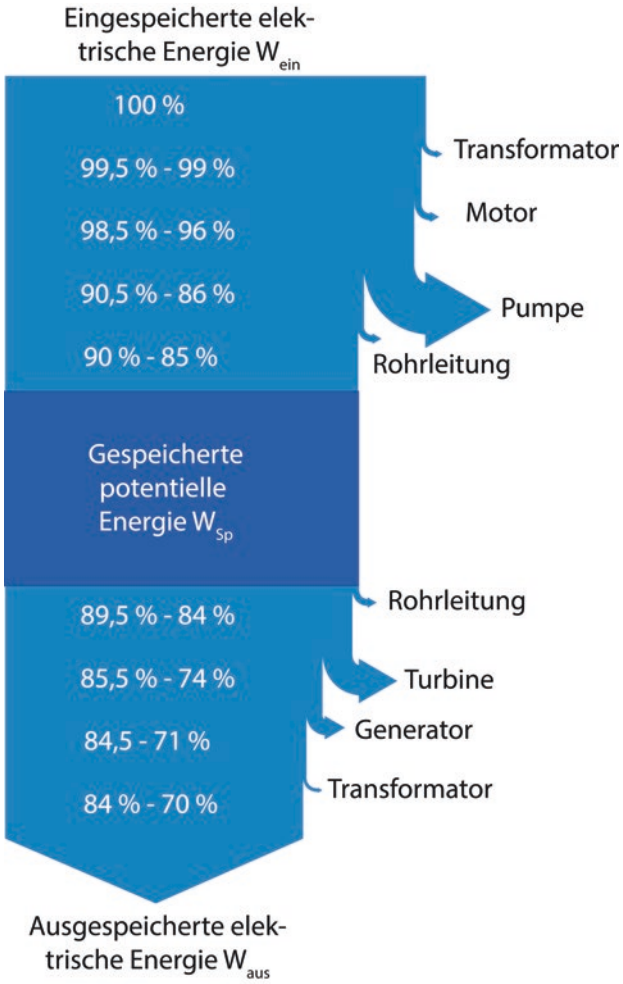


Abb. 9.23 Verluste/Wirkungsgrad

den Generator- und Pumpenbetrieb durch Multiplikation der Teilwirkungsgrade:

$$\eta_{Ges} = \eta_R \cdot \eta_{T,P} \cdot \eta_{G,M} \cdot \eta_{Trans}, \tag{9.8}$$

Mit

η_R	Rohrleitungswirkungsgrad
$\eta_{T,P}$	Turbinen-/Pumpenwirkungsgrad
$\eta_{G,M}$	Generator-/Motorwirkungsgrad
η_{Trans}	Transformatorwirkungsgrad

Heute werden Gesamtwirkungsgrade von Pumpspeicherwerken von bis zu 83 % erreicht (s. [78]).

Die Energiedichte, also das Verhältnis der potenziellen Energie zum Volumen des gepumpten Wassers, berechnet sich wie folgt:

$$w = \frac{m \cdot g \cdot \Delta h}{V} = \rho \cdot g \cdot \Delta h, \tag{9.9}$$

Mit

w	Energiedichte
m	Masse

Durch das extrem große Volumen hat die Energiedichte einen sehr geringen Wert, der mit Energiedichten von Kondensatoren vergleichbar ist.

Die Leistungsdichte ist das Verhältnis der elektrischen Leistung zum Volumen. Bei Wasserturbinen werden, bedingt durch die größere Dichte des Wassers, wesentlich höhere Leistungsdichten als bei Gas- oder Dampfturbinen erzielt (s. [120]).

- **Lebensdauer**

Die Lebensdauer von Pump- und Speicherkraftwerken ist grundsätzlich sehr hoch. Es müssen jedoch regelmäßige Wartungen und Reparaturen vorgenommen werden. Die Maschinenkomponenten werden durch die großen Wassermassen dynamisch, mechanisch und thermisch beansprucht. Das Speicherbecken und die Staumauer sind der Witterung ausgesetzt, wodurch Dichtungssysteme stark belastet werden. Hinzu kommen Wasserspiegelschwankungen und Temperaturänderungen. Das Wasser übt eine enorme Kraft auf die Betonwände aus. Durch Wasserverlust im Oberbecken infolge von Undichtigkeiten entstehen Verluste der potenziellen Energie und Wirkungsgradeinbußen bis zu 10 %. Wasserverdunstung und Versickerung können jedoch vernachlässigt werden (s. [78]).

Die Lebensdauer des Pumpspeicherwerks Goldisthal ist z. B. auf 80 bis 100 Jahre ausgelegt. Jährlich werden ein bis zwei Wochen für Wartungen und Reparaturen angesetzt. Alle fünf bzw. 15 Jahre erfolgen längere Revisionen von zwei bis drei bzw. sechs Monaten (s. [18]).

Ein weiteres Beispiel für die hohe Lebensdauer von Pump- und Speicherkraftwerken ist das Kraftwerk Vianden. Erst nach über 40 Jahren im Betrieb lassen sich Alterungs- und Verschleißerscheinungen nachweisen. Diesen kann jedoch durch umfangreiche Instandhaltungsmaßnahmen entgegengewirkt werden. Alle zwei bis drei Jahre werden Kurzrevisionen (zwei bis drei Wochen) und alle zehn bis 15 Jahre Generalrevisionen (Dauer ca. 26 Wochen) durchgeführt. Damit soll eine hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit gewährleistet werden (s. [97]).

Praktische Anwendungsbeispiele zu Pumpspeicherwerken in Deutschland und weltweit sind in ► Abschn. 13.1.2 aufgeführt.

9.2.1.3 Kosten

Die Baukosten für Wasserkraftanlagen schwanken extrem und sind nicht nur von der Größe der Speicherbecken und Maschinenkomponenten abhängig, sondern variieren je nach Land, Standort und ob es sich um Neu- oder Modernisierungsbauten handelt. Somit sind allgemeine Aussagen schwer zu treffen. Bei einem Neubau einer Großanlage mit einer Leistung von 20 MW in Spanien lagen die spezifischen Investitionskosten bei 440 €/kW. Dies wird jedoch als Sonderfall angesehen. Die Baukosten für Kleinkraftwerke (500 kW – 10 MW) reichen in Deutschland und in der Schweiz von 1000 €/kW bei Modernisierung, 1500 bei Revitalisierung bis hin zu 4000–5000 €/kW bei Neubau. Modernisierung und Revitalisierung sind somit im Vergleich zum Neubau relativ kostengünstige Maßnahmen zur Steigerung des Ertrags und Leistungsvermögens von bestehenden älteren Anlagen. Bei Großanlagen verringern sich die Baukosten. Beispielsweise betrugen die Gesamtkosten des Pumpspeicherwerks Goldisthal weniger als 600 €/kW (s. [18]).

Die Baukosten für ein Pumpspeicherkraftwerk können bis zu 30 % gesenkt werden, wenn eine leistungsstarke Francis-Turbine verwendet wird, die sowohl als Turbine als auch als Pumpe arbeitet (s. [78]).

Fazit

- Die Technologie der Pump- und Speicherkraftwerke ist die am meisten erprobte und verbreitete Form der großtechnischen Energiespeicherung und hat demnach eine hohe Bedeutung sowohl bei der Speicherung von Elektrizität (Pumpspeicherkraftwerk) als auch bei der Primärenergiespeicherung (Speicherkraftwerk). Überschüssige Energie, vorzugsweise aus erneuerbaren Energiequellen, kann in Schwachlastzeiten gespeichert und in Spitzenzeiten rückverstromt werden.
- Nicht nur die Speicherung und Erzeugung von Energie sprechen für diese Technologie, sondern auch die Nebeneffekte, wozu die gute und schnelle Regelbarkeit, die Wasserversorgung von Städten und Industrie und der Hochwasserschutz zählen. Zudem erreichen sie einen hohen Wirkungsgrad von bis zu 83 % und weisen eine hohe Lebensdauer auf.

- Es muss jedoch auch auf einige Nachteile hingewiesen werden. Der Bau von Speicherbecken und das Aufstauen eines Flusses erfordern einen starken Eingriff in die Natur. Den Planungen und Bauten stehen oft Kritik und Protest von Umweltschützern und Bürgerinitiativen entgegen. Deshalb muss ein großes Augenmerk auf den Schutz von Flora und Fauna gelegt werden (s. [16]). Obwohl in Deutschland das Potenzial an Wasserkraftanlagen weitestgehend erschöpft ist und nicht mehr maßgeblich gesteigert werden kann, können europaweite Ressourcen wie z. B. in Norwegen, Schweden und in den Alpenregionen genutzt werden, um Energie aus benachbarten Staaten zu speichern. Dies erfordert jedoch einen großen Ausbau des Netzverbundes (s. [107]).

9.2.2 Innovative Konzepte zur Speicherung potenzieller Energie in flüssigen Medien

9.2.2.1 Ringwallspeicher

Ein Ringwallspeicher ist ein Pumpspeicherwerk, bei welchem der Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken künstlich geschaffen wird. Der Vorteil künstlich geschaffener Pumpspeicher ist die Möglichkeit der Errichtung in Regionen, die über keine notwendigen geologischen Rahmenbedingungen für Pumpspeicher verfügen – also z. B. in flachen und windreichen Regionen.

Verschiedene Bauweisen eines Ringwallspeichers sind denkbar. In Abb. 9.24 ist die am einfachsten zu verwirklichende Form eines Ringwallspeichers dargestellt. Die Erdmassen, welche für die Aushebung des Unterbeckens bewegt werden müssen, werden dabei als Wall zur Abgrenzung des Oberbeckens genutzt. Die runde Form sorgt für geringstmögliches Erdbauvolumen und kurze Transportwege. Die Idee zum Bau von Ringwallspeichern wurde von Matthias Popp entwickelt. Eine Umsetzung fand diese Idee bislang nicht. Sämtliche hier wiedergegebenen Abschätzungen stammen aus dessen Quellen.

Auch Offshore-Varianten von Ringwallspeichern sind vorstellbar. Bei Gewässern mit großer

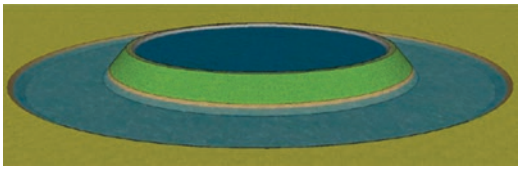


Abb. 9.24 Ringwallspeicher – idealisierte Bauweise [84]

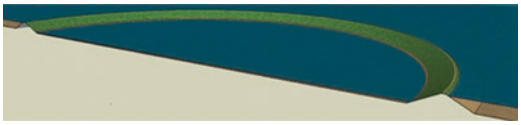


Abb. 9.25 Offshore-Ringwallspeicher für tiefe Gewässer [84]

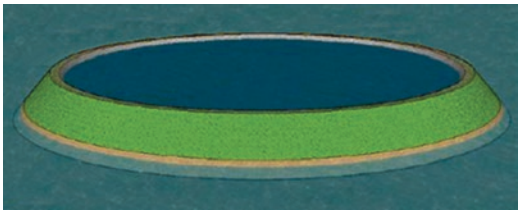


Abb. 9.26 Offshore-Ringwallspeicher für flache Gewässer [84]

Tiefe wird das Prinzip umgekehrt, das Innenbecken als Unterbecken und das Meer als Oberbecken genutzt. In Regionen mit hoher Verdunstung leert sich das Unterbecken teilweise. Abbildung 9.25 zeigt einen solchen Offshore-Ringwallspeicher im Schnitt (s. [84]).

Bei Gewässern mit geringer Tiefe kann ein erhöhtes Oberbecken abgegrenzt werden. Das Meer fungiert dann als Unterbecken. Abbildung 9.26 zeigt einen solchen Offshore-Ringwallspeicher. Ein großer Vorteil der Offshore-Bauweise ist der geringe Flächenverbrauch, da nur ein Becken mit einem Wall abgegrenzt werden müsste. Des Weiteren ist genügend Wasser vorhanden, und im Falle eines Auslaufens würden keine genutzten Landflächen überflutet werden.

Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung und Vergrößerung natürlicher oder bereits künstlich geschaffener Höhenunterschiede, beispielsweise stillgelegte Tagebaue oder Standorte, welche für konventionelle Pumpspeicher zu geringe Höhenunterschiede aufweisen. Abbildung 9.27 zeigt die Nutzung vorhandener Höhenunterschiede sowie

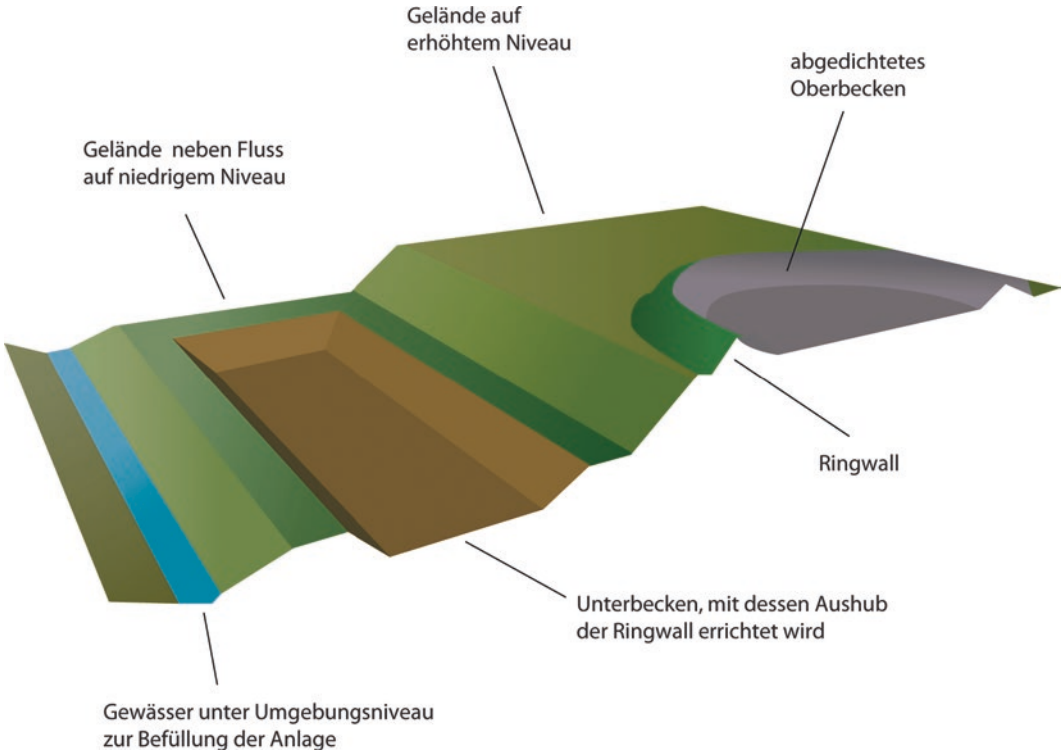


Abb. 9.27 Ringwallspeicher – alternative Form [85]

eine von kreisförmig gestalteten Speichern abweichende Form (s. [84]).

Funktionsweise

Das Funktionsprinzip eines Ringwallspeichers ist dasselbe wie das eines konventionellen Pumpspeicherwerks. Strom wird bei Überangebot gespeichert, indem Wasser vom Unterbecken mittels einer Pumpe ins Oberbecken gepumpt wird. Bei erhöhter Stromnachfrage wird das Wasser vom Oberbecken in das Unterbecken durch eine Turbine mit angeschlossenem Generator geleitet und die erzeugte elektrische Energie mittels eines Transformators ins Netz eingespeist.

Wirkungsgrad

Der erreichbare Wirkungsgrad eines Ringwallspeichers unterscheidet sich im Wesentlichen nicht von konventionellen Pumpspeicherwerken.

Speicherkapazität und Energiedichte

Die Speicherkapazität ergibt sich aus der Masse des Wassers, die im Oberbecken gespeichert werden kann, der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken und der Pegelschwankung im Ober- und Unterbecken (s. [118]). Mit der Gravitation auf der Erdoberfläche $g = 9{,}81\ \mathrm{m/s^2}$ und der Dichte von Wasser $\rho_W = 1.000\,\mathrm{kg/m^3}$ ergibt sich die gespeicherte potenzielle Energie des Wassers im Oberbecken bei einer mittleren Fallhöhe h_{FRWS} und dem austauschbaren Wasservolumen V_A zu

$$E_{RWS} = g \cdot \rho_W \cdot h_{FRWS} \cdot V_A. \tag{9.10}$$

Das austauschbare Wasservolumen V_A ergibt sich bei einer idealisierten kreisrunden Bauweise des Walls aus

$$V_A = \frac{\pi}{3} \cdot h_{Pegel} \cdot \left(r_{Wall\ oben}{}^2 + r_{Wall\ oben} \cdot r_{Wall\ unten} + r_{Wall\ unten}{}^2 \right) \tag{9.11}$$

und entspricht der Volumenberechnung eines Kegelstumpfes.

Die Radien $r_{Wall\ oben}$ und $r_{Wall\ unten}$ sind abhängig vom Böschungswinkel $\alpha_{Böschung}$, der Pegelschwan-

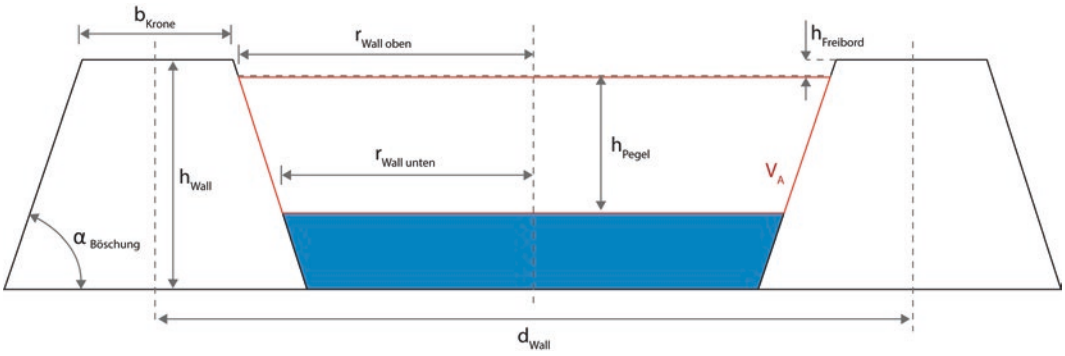


Abb. 9.28 Schnittansicht eines Ringwalls zur Abtrennung eines innenliegenden Oberbeckens

kung im Oberbecken h_{Pegel}, der Freibordhöhe $h_{Freibord}$ und der Kronenbreite b_{Krone} des Walls in Abb. 9.28 und ergeben sich aus:

$$r_{Wall\ oben} = \frac{d_{Wall} - b_{Krone}}{2} - b_{Wall\ oben} \tag{9.12}$$

und

$$r_{Wall\ unten} = \frac{d_{Wall} - b_{Krone}}{2} - b_{Wall\ unten}, \tag{9.13}$$

wobei sich $b_{wall\ oben}$ und $b_{wall\ unten}$ über die Winkelfunktionen eines rechtwinkligen Dreiecks berechnen lassen (s. Abb. 9.29),

$$tan\,\alpha = \frac{h_{Freibord}}{b_{Wall\ oben}} \rightarrow b_{Wall\ oben} = \frac{h_{Freibord}}{tan\,\alpha_{Böschung}} \tag{9.14}$$

$$tan\,\alpha = \frac{\left(h_{Freibord} + h_{Pegel}\right)}{b_{Wall\ unten}} \rightarrow b_{Wall\ unten} = \frac{\left(h_{Freibord} + h_{Pegel}\right)}{tan\,\alpha_{Böschung}}. \tag{9.15}$$

Zusammen ergeben sich die Radien aus:

$$r_{Wall\ oben} = \frac{d_{Wall} - b_{Krone}}{2} - \frac{h_{Freibord}}{tan\,\alpha_{Böschung}} \tag{9.16}$$

und

$$r_{Wall\ unten} = \frac{d_{Wall} - b_{Krone}}{2} - \frac{h_{Freibord} + h_{Pegel}}{tan\,\alpha_{Böschung}}. \tag{9.17}$$

Tabelle 9.2 zeigt die Energiedichte, das austauschbare Wasservolumen und die Speicherkapazität in Abhängigkeit von mittlerer Fallhöhe, Pegelschwankung und Walldurchmesser.

Die Speicherkapazität wird zum einen als Bruttokapazität und zum anderen unter Berücksichtigung der Verluste durch die Rückverstromung als Nettokapazität dargestellt. Die Energiedichte gibt an, wie viel Energie pro Kubikmeter Wasser gespeichert ist, und liegt je nach Wallhöhe auf dem Niveau von konventionellen Pumpspeicherwerken.

Wird der Ringwallspeicher wie in Abb. 9.24 dargestellt gebaut, ergeben sich geometrische Beziehungen, welche die Kapazität enorm ansteigen lassen. So vervierfacht sich bei Verdopplung des Durchmessers die Wasseroberfläche. Bei gleichzeitiger Verdopplung der mittleren Fallhöhe ergibt sich eine verdoppelte Energiedichte (s. Tab. 9.2). Die Verdopplung der Pegeldifferenzen im Ober- und Unterbecken führt zu einem verdoppelten austauschbaren Wasservolumen. Im Gesamten führt eine Verdopplung aller Abmessungen zu einer Steigerung der Speicherkapazität um das 16-Fache. Gleichzeitig steigt das nötige Erdbauvolumen zur Errichtung des Walls lediglich um das Achtfache, was zu einer Verringerung des spezifischen Erdbauvolumens führt. Wird lediglich der Außendurchmesser verdoppelt, folgt daraus eine Verachtfachung der Speicherkapazität (s. [118]).

Die Daten eines Ringwallspeichers mit einem Aufbau entsprechend Abb. 9.24, welcher über 30 Tage mit einer Durchschnittsleistung von

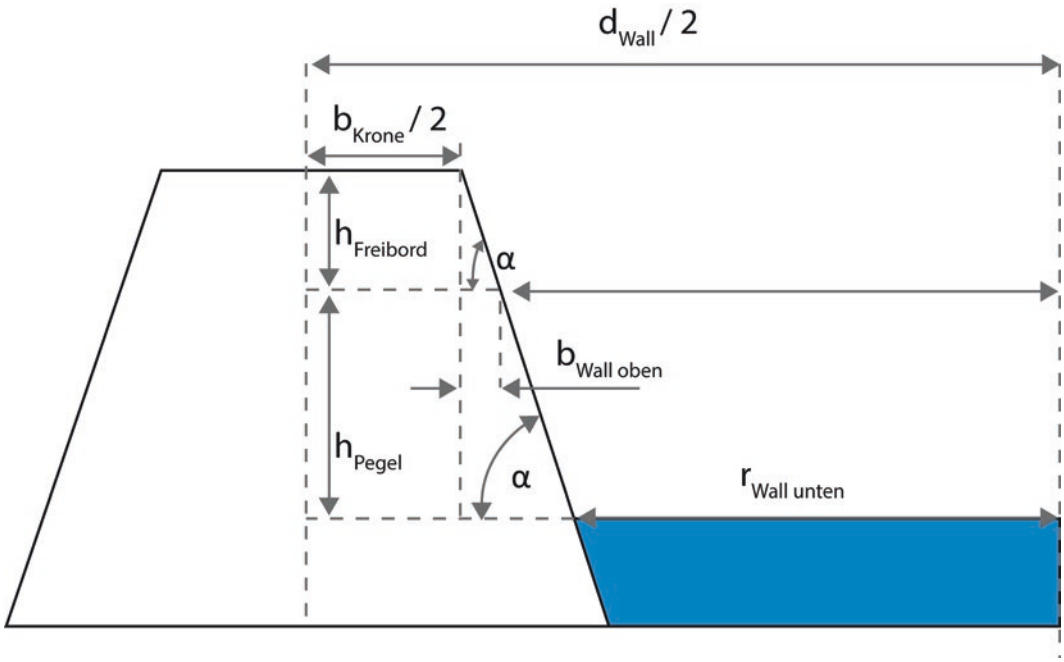


Abb. 9.29 Berechnung der Radien

Tab. 9.2 Brutto/Nettokapazität, Energiedichte sowie austauschbares Volumen für verschieden große Speicherausführungen mit Verdopplung der Abmessungen für Fallhöhe, Pegel und Durchmesser

Mittlere Fallhöhe in m	100	200	400	800
Pegelschwankung in m	25	50	100	200
Walldurchmesser in km	2	4	8	16
Böschungswinkel in °	32			
Freibordhöhe in m	2			
Austauschbares Volumen in km³	0,08	0,62	4,93	39,44
Energiedichte in kWh/m³	0,27	0,55	1,09	2,18
Bruttokapazität in GWh	20,94	335,49	5.371,88	85.982,86
Nettokapazität $\eta_{Rü} = 90\,\%$ in GWh	18,84	301,94	4.834,69	77.384,57

10 GW entladen werden kann, sind in Tab. 9.3 dargestellt(s. [84]).

Abbildung 9.30 zeigt die Kapazität verschiedener Anlagengrößen mit ähnlichem Bauaufwand bei Nutzung natürlicher Höhenunterschiede bis hin zu Offshore-Bauweisen. Ist die Nutzung natürlicher Höhenunterschiede möglich, sind ggf. auch Speicher mit kleinen Radien wirtschaftlich realisierbar. Je geringer dieser wird, desto größer muss der Durchmesser werden, um die spezifischen Kennwerte zu erreichen. Alle markierten Speichergrößen führen bei einer mittleren Fallhöhe von ca. 200 m zu einem spezifischen Erdbauvolumen von 2,3–2,4 m³/kWh, einer spezifischen Speicherkapa-

Tab. 9.3 Beispiel eines Ringwallspeichers mit einem Aufbau nach Abb. 9.42, welcher über 30 Tage eine Durchschnittsleistung von 10 GW abgeben kann (s. [81])

Oberbecken		Unterbecken		Gesamtsystem	
Höhe ü. Umgebung	440 m	Innendurchmesser	11,0 km	Austauschvolumen	7,00 km³
Durchmesser	9,6 km	Außendurchmesser	22,2 km	Flächenbedarf	400 km²
Wasserfläche	73,0 km²	Wasserfläche	290,0 km²	Wasserfüllung	37,00 km³
Böschungswinkel	32°	Pegelschwankung	25,0 m	Speicherkapazität	7,0 TWh
Pegelschwankung	100 m	Wassertiefe	34,5 m		
Wallvolumen	9,54 km³				

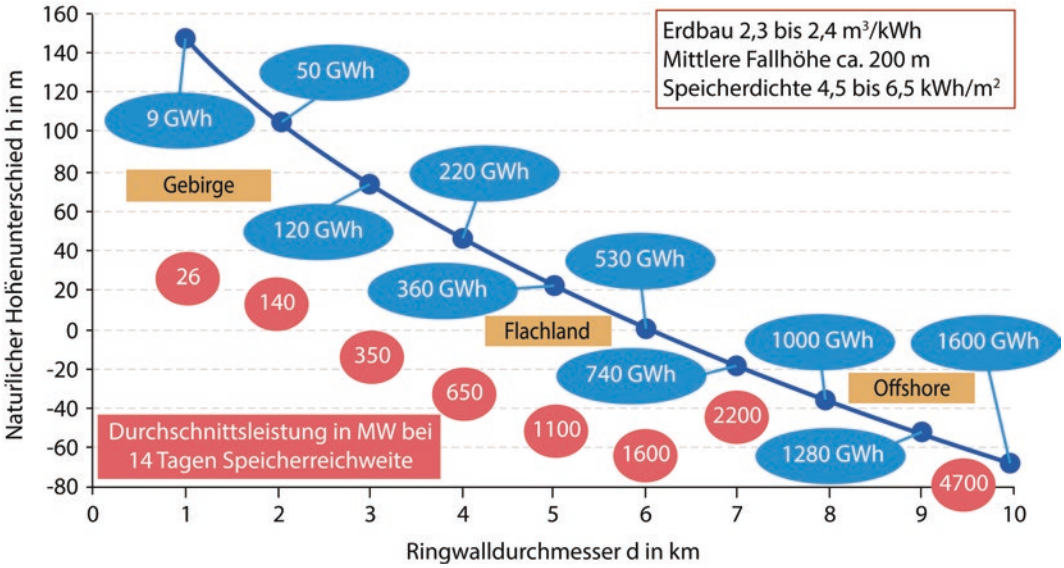


Abb. 9.30 Auswirkungen von vorhandenen Höhenunterschieden auf die Speicherkapazität eines Ringwallspeichers bei ähnlichem Bauaufwand [119]

zität von 4,5–6,5 kWh/m² und geschätzten spezifischen Baukosten von ca. 5000 €/kW bzw. ca. 15 €/kWh (s. [119]).

Erdbauvolumen

Das Unterbecken ist so dimensioniert, dass die Menge des ausgehobenen Erdreichs für die Erstellung des Walls für das Oberbecken ausreicht (s. [84]). Die Menge bewegten Erdreichs zum Bau eines Walls entsprechend Tab. 9.3 ist im Tagebau durchaus üblich. Der größte deutsche 1978 in Betrieb genommene Tagebau Hambach baut jährlich ca. 0,3 km³ ab. Über die gesamte Betriebsdauer bis zur geplanten Stilllegung im Jahr 2040 werden dort ca. 18,6 km³ abgebaut worden sein (s. [92]).

Das Erdbauvolumen V_{Wall} hängt von der Höhe h_{Wall}, dem Böschungswinkel $\alpha_{Böschung}$, der Kronenbreite b_{Krone} und dem Durchmesser d_{Wall} des Walls ab und ergibt sich aus

$$V_{Wall} = h_{Wall} \cdot \left(b_{Krone} + \frac{h_{Wall}}{\tan \alpha_{Böschung}} \right) \cdot \pi \cdot d_{Wall} \,. \quad (9.18)$$

Tab. 9.4 Erdbauvolumen für verschiedene Wallgrößen

Wallhöhe in m	200	400	800	1600
Walldurchmesser in km	2	4	8	16
Kronenbreite in m	15			
Böschungswinkel in °	32			
Wallvolumen in km³	0,399	3,117	24,636	195,879

Tab. 9.5 Flächenbedarf in Abhängigkeit des Außendurchmessers des Unterbeckens

Außendurchmesser in km	10	15	20	25
Flächenbedarf in km²	78,54	176,71	314,16	490,87

Bei Nutzung von natürlichen oder bereits vorhandenen Höhenunterschieden lässt sich das notwendige Volumen verringern (s. [118]). Tabelle 9.4 zeigt das Wallvolumen und die zuvor diskutierte Verachtfachung des Wallvolumens bei gleichzeitiger Vergrößerung der Kapazität um das 16-Fache bei Verdopplung der Abmessungen.

Ein Vergleich des spezifischen Erdbauvolumens pro gespeicherte Kilowattstunde $v_{Erdb.RWS}$ erlaubt den Vergleich eines Ringwalls mit konventionellen Pumpspeichern:

$$v_{Erdb.\,RWS} = \frac{V_{Wall}}{E_{RWS}}. \tag{9.19}$$

Für das Beispiel aus Tab. 9.3 ergibt sich ein spezifisches Erdbauvolumen von $v_{Erdb.RWS} = 1{,}36\ \mathrm{m^3/kWh}$. Zum Vergleich weist das Pumpspeicherwerk Goldisthal ein spezifisches Erdbauvolumen von $v_{Erdb.\,Goldisthal} = 0{,}72\ \mathrm{m^3/kWh}$ auf (s. [110]).

Flächenbedarf

Der Flächenbedarf hängt von der Bauweise des Speichers ab. So benötigt ein Ringwallspeicher mit der Bauweise entsprechend Abb. 9.24 und den Abmessungen aus Tab. 9.3 eine zusammenhängende Gesamtfläche von ca. 400 km². Im dicht besiedelten Deutschland ist eine solche Fläche schwer zu finden. Daher kann zur Vermeidung von Umsiedelungen und zur Erleichterung der Standortsuche von der Form abgewichen und der Speicher in die natürlichen Gegebenheiten des Standorts integriert werden. Hiermit sind dann größer werdende Erdbauvolumina verbunden (s. [86]). Bei Tagebauen ist dies nicht möglich. Das Areal deutscher Tagebaue (aktiv oder bereits stillgelegt) erstreckt sich über mehr als 1000 km² (s. [84]). Tabelle 9.5 zeigt den Flächenbedarf für kreisrunde Ringwallspeicher mit verschiedenen Durchmessern,

$$A_{Ges.RWS} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{Außen}{}^2. \tag{9.20}$$

Die Speicherkapazität pro Quadratmeter nimmt mit größer werdenden Abmessungen zu und ergibt sich aus der gespeicherten Energie E_{RWS} und der Gesamtfläche des Speichers $A_{Ges.\,RWS}$

$$e_{RWS} = \frac{E_{RWS}}{A_{Ges.RWS}}. \tag{9.21}$$

So verfügt das Beispiel aus Tab. 9.3 über eine spezifische Speicherkapazität von $e_{RWS} = 17{,}5\mathrm{kWh/m^2}$. Das Pumpspeicherwerk Goldisthal hat zum Vergleich eine spezifische Speicherkapazität von $e_{Goldisthal} = 15{,}5\mathrm{kWh/m^2}$ (s. [24]). Anders verhält es sich bei Offshore-Anlagen. Der Platzbedarf verringert sich signifikant, da lediglich der Wall für das Oberbecken aufgeschüttet werden muss.

Wasserbedarf

Der Wasserbedarf eines Ringwallspeichers ergibt sich aus dem Volumen des Oberbeckens $V_{Oberbecken}$, der Füllung des Unterbeckens $V_{Unterbecken}$ sowie dem austauschbaren Wasservolumen V_A.

Der Wasserbedarf des Beispiels aus Tab. 9.3 liegt bei 37 km². Zum Vergleich: Der Bodensee hat ein Wasservolumen von 48 km² (s. [61]). Zur Erstbefüllung ist ein Standort nahe einer großen Wasserquelle notwendig, beispielsweise in der Nähe eines Flusses, welchem bei Hochwasser Wasser entnommen wer-

Tab. 9.6 Investitionskosten und spezifische Kosten für das Beispiel aus Tab. 9.4

Kapazität in GWh	7
Kosten in Mio. €	40.341
Spez. Kosten pro kWh in €/kWh	6,04
Spez. Kosten pro kW in €/kWh	4.034

den kann (s. [118]). Das Füllen eines solch riesigen Volumens dürfte mehrere Jahre dauern. Bei Offshore-Anlagen stellt der Wasserbedarf kein Problem dar.

Bau, Kosten und Wirtschaftlichkeit

Der Bau eines Ringwallspeichers erfordert keine unbekannten Techniken. Die Aushebung des Unterbeckens erfolgt mit aus dem Tagebau bekannten Schaufelradbaggern. Der Abtransport des Abraums erfolgt über Förderbänder und wird über sogenannte Absetzer zu einem Wall aufgeschüttet. Dieser wird von innen abgedichtet (s. [86]).

Bereits realisierte Projekte zeigen, dass eine Umsetzung eines Ringwallspeichers mit den Dimensionen aus Tab. 9.9 durchaus machbar erscheint. So hat beispielsweise der Nurek-Staudamm in Tadschikistan eine Talsperre mit einer Höhe von 300 m. In Argentinien wird mit 224 km einer der längsten Staudämme gebaut. Der Kariba-Stausee in Afrika weist ein angestautes Wasservolumen von 180 km³ auf. Mit der in Deutschland vorhandenen Erfahrung im Tagebau zeigt sich, dass die technische Machbarkeit bereits bei ähnlichen Vorhaben erwiesen ist.

Die Kosten des Speichers aus Tab. 9.3 belaufen sich überschlägig bei Berechnung mittels eines Berechnungstools von M. Popp auf ca. 40 Mrd. € (s. [119]). Berücksichtigt wurden dabei Kosten für den Grunderwerb, den Aufbau der Infrastruktur, die Aushebung der Becken und den Bau des Walls, die Abdichtung des Oberbeckens, die Wasserfüllung sowie Kosten für die Pumpspeichertechnik, Überwachungssysteme und die Netzanbindung. Bei einer Speicherkapazität von 7 TWh ergeben sich daraus spezifische Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde von ca. 6 €/kWh. Die spezifischen Kosten pro installiertem Kilowatt Leistung beträgt ca. 4000 €/kW. Vergleichsweise hat ein Neubau eines Pumpspeicherwerks in Deutschland spezifische Kosten von 4000–5000 €/kW (s. [18]). Je nach Größe und Bauweise des Ringwallspeichers variieren die Kosten extrem (s. Tab. 9.6).

Ringwallspeicher Hybridkraftwerk

Zur erneuerbaren Stromerzeugung bietet sich die Nutzung der Flächen eines Ringwallspeichers an. So sind die zum Sonnenverlauf ausgerichteten Flächen des Walls für die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen prädestiniert, und an windreichen Standorten ist die Installation von Windkraftanlagen auf dem Wall und um das Unterbecken herum denkbar. Abbildung 9.31 zeigt einen solchen Ringwallspeicher als Hybridkraftwerk mit den Abmessungen aus Tab. 9.7 als Illustration.

Darüber hinaus ist eine touristische Nutzung der Wasserflächen und des Höhenunterschiedes des Walls möglich. Auch die Pegelschwankungen im Unterbecken von 20 m stellen kein Problem dar. Zum einen ändert sich der Pegel nur sehr langsam, zum anderen zeigt z. B. der Edersee in Hessen bei Pegelschwankungen bis zu 30 m, dass eine touristische Nutzung unabhängig der Pegelschwankung möglich ist. Ermöglicht wird dies durch schwimmende Inseln und Verbindungsstege zum Festland (s. [86, 119]).

In den Abb. 9.32, 9.33 und 9.34 sind Offshore-Speicher mit abgesenktem Innenbecken dargestellt. Die Abbildungen zeigen eine vielfältige Gestaltung in Form und Größe des Walls zur Abgrenzung des Innenbeckens. Bei Aufschüttung größerer Landflächen ist eine Nutzung für Wohnsiedlungen oder Industriegebiete vorstellbar. Auf der Wasserfläche des Innenbeckens könnten schwimmende Photovoltaik-Anlagen oder wie in Abb. 9.33 schwimmende solarthermische Kraftwerke errichtet werden.

Eine erste Umsetzung des Konzepts könnte in Belgien mit einer Offshore-Variante mit innenliegendem Unterbecken erfolgen. Die Idee ist, dass das Meer als Oberbecken genutzt wird und ein Wall mit einem Durchmesser von 3,5 km in einer Hufeisenform (s. Abb. 9.35) das Unterbecken abgrenzt (s. [122]).

9.2.2.2 Kugelpumpspeicher

Das Funktionsprinzip der Energiespeicherung im Kugelpumpspeicher ist dem konventioneller



Abb. 9.31 Illustration eines Ringwallspeicher-Hybridkraftwerks [119]

Tab. 9.7 Daten eines Ringwallspeicher-Hybridkraftwerks mit 2000 auf dem Wall und der Region installierten Windkraftanlagen sowie Photovoltaik auf dem Wall und den Dächern der Region (s. [86])

Oberbecken		Unterbecken		Gesamtsystem	
Höhe ü. Umgebung	215 m	Innendurchmesser	6,7 km	Austauschvolumen	1,39 km^3
Durchmesser	6,0 km	Außendurchmesser	11,4 km	Flächenbedarf	100 km^2
Wasserfläche	29,0 km^2	Wasserfläche	66,8 km^2	Speicherkapazität	0,7 TWh
Böschungswinkel	32°	Pegelschwankung	20,0 m	Durchschnittsleistung	2,0 GW
Pegelschwankung	50 m			Spitzenleistung	3,2 GW
Wallvolumen	1,46 km^3				

Pumpspeicherwerke ähnlich. Eine Hohlkugel aus Beton wird auf dem Meeresboden in großer Tiefe befestigt. Deren Volumen dient als Unterbecken. Das Meer fungiert als Oberbecken. Bei Stromüberschuss wird Wasser aus der Hohlkugel gepumt. Wird Strom benötigt, strömt das unter Druck stehende Wasser in die Hohlkugel zurück und treibt dabei eine Turbine an. Hier kommt eine Pumpturbine zum Einsatz. Als einzige Verbindung zum Speicher dient zur Übertragung des Stroms ein Kabel. Abbildung 9.36 zeigt das Funktionsprinzip des Kugelpumpspeichers (s. [9]).

Im StEnSea-Projekt wird erstmalig ein solcher Energiespeicher entwickelt. StEnSea steht für »*Stored Energy in Sea*«, bedeutet so viel wie »Energiespeicherung im Meer« und ist ein Gemeinschaftsprojekt mit Beteiligung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik und der Hochtief AG (s. [9, 58]).

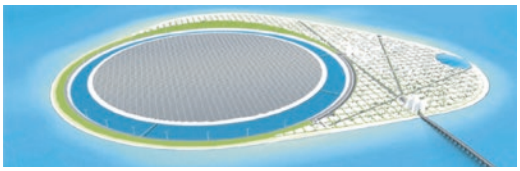


Abb. 9.32 Offshore-Ringwallspeicher-Hybridkraftwerk mit Windkraftanlagen und Photovoltaik sowie Nutzung der gewonnenen Landfläche für Wohnungen [41]



Abb. 9.35 Geplanter Ringwallspeicher vor der Küste Belgiens [122]



Abb. 9.33 Offshore-Ringwallspeicher-Hybridkraftwerk mit Windkraftanlagen und solarthermischen Kraftwerken sowie Nutzung der gewonnenen Landfläche für Wohnungen [41]

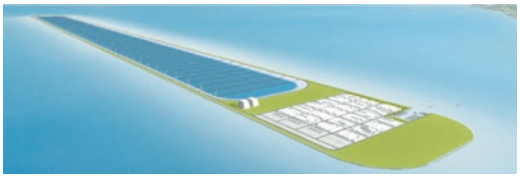


Abb. 9.34 Offshore-Ringwallspeicher-Hybridkraftwerk mit Windkraftanlagen sowie Nutzung der gewonnenen Landfläche für die Industrie [41]

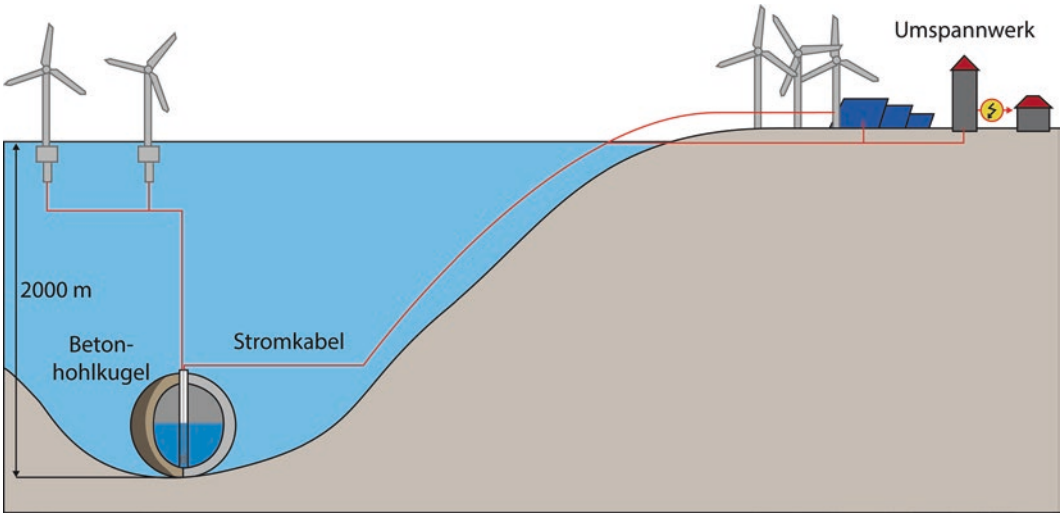


Abb. 9.36 Funktionsprinzip eines Unterwasserpumpspeichers [34]

Der Vorteil dieses Konzepts ist die Ausnutzung des Druckunterschiedes zwischen der Wasseroberfläche und dem Grund des Gewässers, ohne Notwendigkeit baulicher Maßnahmen wie die Konstruktion von Ober- und Unterbecken auf den unterschiedlichen Höhen. Abbildung 9.37 stellt den Speicher im geladenen und im entladenen Zustand dar.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad eines Kugelpumpspeichers liegt bei ca. 80–85 % (s. [9, 58]). Wirkungsgradeinbußen entstehen durch die Verluste des Transformators $\eta_{Tr.}$, des Motors bzw. des Generators $\eta_{M,G}$ sowie der Pumpe bzw. der Turbine $\eta_{P,T}$. Durch die direkte Platzierung der Hohlkugel im Meer ergeben sich im Gegensatz zu konventionellen Pumpspeichern

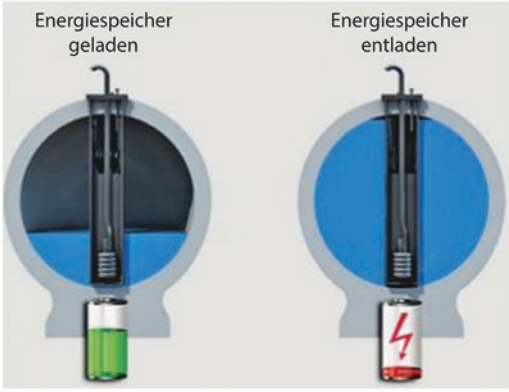


Abb. 9.37 Füllung des Speichers bei geladenem und entladenem Zustand [58]

keine Rohrleitungsverluste. Auch Verluste durch Selbstentladung sind auszuschließen.

9

Speicherkapazität, Energiedichte und Wirtschaftlichkeit

Die Speicherkapazität einer solchen Hohlkugel auf dem Meeresgrund ist von der Installationstiefe und vom Volumen der Kugel abhängig. Mit der Gravitation $g = 9{,}81\,\mathrm{m/s^2}$ und der Dichte von Wasser $\rho_W = 1000\,\mathrm{kg/m^3}$ ergibt sich die gespeicherte potenzielle Energie E_{KPS} des Wassers im Kugelpumpspeicher bei einer Tiefe T_{Kugel} und dem austauschbaren Wasservolumen V_{Kugel} zu

$$E_{KPS} = g \cdot \rho_W \cdot T_{Kugel} \cdot V_{Kugel}. \tag{9.22}$$

Zu beachten ist, dass die Hohlkugel nur bis nahe ans Vakuum entleert wird, dies führt zu einer Verringerung der Speicherkapazität. Das Volumen der Hohlkugel ist abhängig vom Innendurchmesser d_{Kugel} und ergibt sich aus

$$V_{Kugel} = \frac{1}{6} \cdot \pi \cdot {d_{Kugel}}^3. \tag{9.23}$$

Der Druck p_{Kugel} ist abhängig von der Tiefe der Hohlkugel, der Dichte des Wassers und der Gravitation und ergibt sich zu

$$p_{Kugel} = g \cdot \rho_W \cdot T_{Kugel}. \tag{9.24}$$

Tabelle 9.8 zeigt die Energiedichte, den Druck, das Volumen und die Speicherkapazität der Hohlkugel in Abhängigkeit von der Tiefe und dem Durchmesser.

Mit der Verdopplung der Installationstiefe verdoppelt sich auch die Speicherkapazität. Wird gleichzeitig der Durchmesser verdoppelt, ergibt sich eine Verachtfachung des Volumens und eine Steigerung der Speicherkapazität um das 16-Fache. Wird nur der Durchmesser verdoppelt, verachtfacht sich die Speicherkapazität.

Eine Anlage mit 230 Kugelspeichern mit einem Durchmesser von 40 m, in einer Tiefe von 400 m installiert, ergibt bereits eine Speicherkapazität von ca. 8,5 GWh. Diese ist mit der Speicherkapazität des Pumpspeicherwerk Goldisthal identisch (s. [90]).

Bau, Anwendung und Standorte

Der Bau einer Betonhohlkugel mit einem Durchmesser von über 20 m kann aufgrund des Gewichts von mehreren tausend Tonnen nicht an Land durchgeführt werden und muss im Wasser erfolgen (s. [9]). Des Weiteren muss die Hohlkugel äußerst stabil gebaut werden, da in großen Tiefen ein großer Druck herrscht. Auch der Wassereinlass zur Pumpturbine muss frei von Fremdkörpern wie z. B. Muscheln gehalten werden (s. [34]).

Eine einzelne Hohlkugel weist eine geringe Speicherkapazität auf. Daher ist zum Erreichen einer hohen Speicherkapazität die Errichtung von mehreren hundert Hohlkugeln und Anordnung zu einer Anlage notwendig. Dies erfordert eine effiziente und kostenoptimierte Herstellung. Für die Installation am Meeresgrund ist es notwendig, Hartsubstratflächen einzubringen.

Zur Wartung und bei einem Notfall oder Defekt muss ein solcher Speicher an die Oberfläche geholt werden können, was durch aufblasbare Gürtel geschehen könnte. Abbildung 9.38 zeigt eine Anlage mit mehreren Kugelpumpspeichern (s. [9, 58]).

Die geografischen Standortanforderungen sind gering, einzig eine genügend große Wassertiefe und Grundfläche muss für die Installation einer Anlage mit mehreren hundert Hohlkugeln vorhanden sein. Ein weltweiter Einsatz ist somit möglich. Die Küsten vor der Nord- und Ostsee sind als Standort nicht geeignet, da das Meer für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht tief genug ist. Ein erster Standort aus deutscher Sicht wäre die Norwegische Rinne mit Wassertiefen von 600–800 m und mehreren

Tab. 9.8 Speicherkapazität eines Kugelpumpspeichers in Abhängigkeit von Tiefe und Durchmesser der Hohlkugel

Tiefe in m	200	400	800	1.600	3.200
Druck in bar	19,62	39,24	78,48	156,96	313,92
Energiedichte in kWh/m^3	0,55	1,09	2,18	4,36	8,72
Durchmesser in m	20	40	80	160	320
Volumen in m^3	4.188	33.510	268.082	2.144.660	17.157.284
Kapazität in MWh	2,28	36	584	9.350	149.000

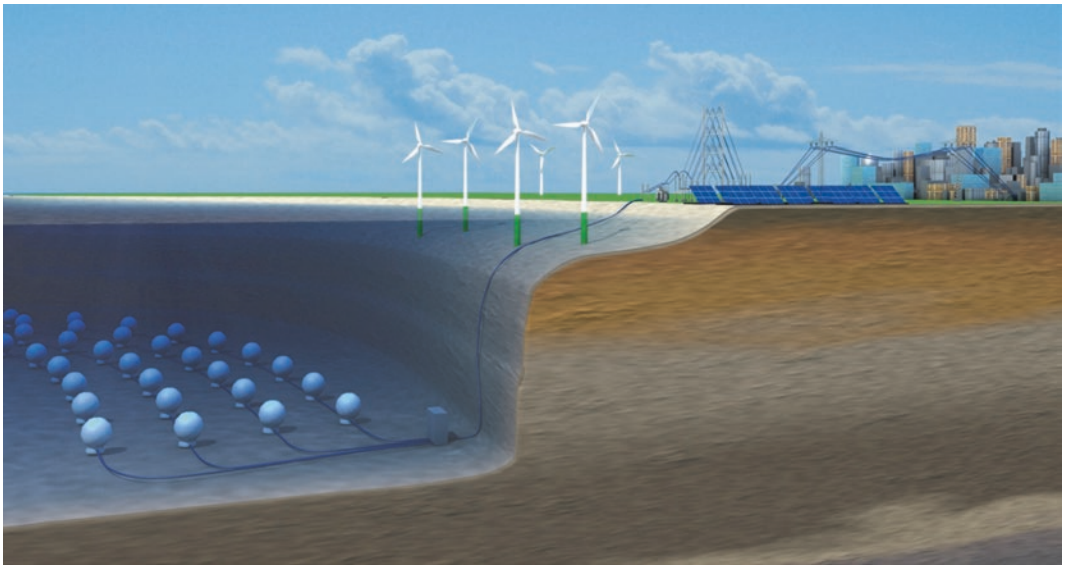


Abb. 9.38 Installationsbeispiel einer Anlage mit mehreren Kugelpumpspeichern auf dem Meeresgrund [58]

tausend Quadratkilometern Fläche. Ein weiterer Vorteil des Standorts ist die Nähe zu vorhandenen oder geplanten Offshore-Netzen und bereits installierten Windkraftanlagen (s. [9]).

Ein Eingriff in das für den Menschen sichtbare Landschaftsbild geschieht nicht, da die Speicher tief im Meer installiert würden. Der Eingriff in die Flora und Fauna auf dem Meeresboden erscheint im Vergleich zu konventionellen Pumpspeicherwerken als gering.

Aufgrund der geringen Speicherkapazität ist der Speicher nicht für den Ausgleich von Wochen- oder gar Monatsschwankungen geeignet. Geplant ist in naher Zukunft eine erste Umsetzung des Konzepts mit dem Bau und Betrieb eines kleinen Pilotspeichers in einem See mit einer Tiefe von 100 m. Weiterhin soll in einigen Jahren ein erster Kugelpumpspeicher auf dem Meeresgrund installiert werden (s. [9]).

9.2.2.3 Staustufenspeicher

In Abb. 9.39 sind die Wasserstraßen Deutschlands dargestellt, welche in die sieben Verwaltungsgebiete Nord, Nordwest, West, Mitte, Ost, Südwest und Süd unterteilt sind. Unterschieden wird zwischen staugeregelten und naturbelassenen Flüssen sowie Kanäle, welche zum Teil oder gar nicht als Wasserstraße betrieben werden, und Seen (s. [101]).

Funktionsweise

Die Funktionsweise von Bundeswasserstraßen als Pumpspeicher ist in Abb. 9.40 dargestellt. Unterschieden werden Einzelspeicher und Speicherketten. Die Staustufe, welche eine Schleuse oder



Abb. 9.39 Übersichtskarte der Bundeswasserstraßen [113]

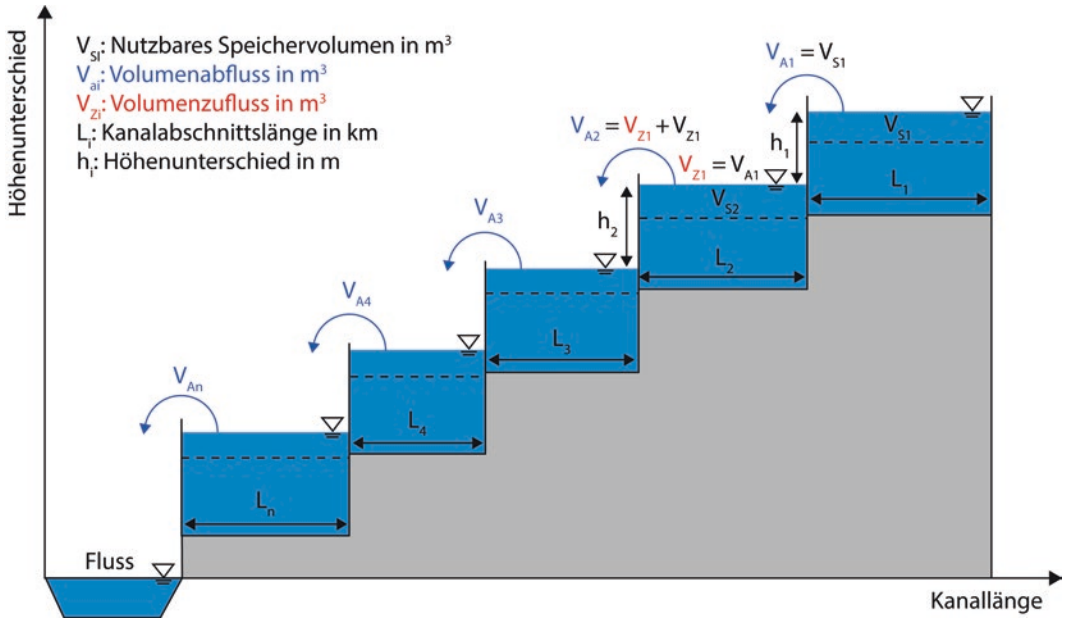


Abb. 9.40 Funktionsprinzip von Bundeswasserstraßen als Einzel- und Speicherketten-Pumpspeicher [101]

ein Schiffshebewerk sein kann, grenzt dabei das Ober- vom Unterbecken ab und sorgt für den Höhenunterschied zwischen den Becken (s. [101]). Bei einem Stromüberangebot wird Wasser vom Unter- ins Oberbecken gepumpt. Wird Strom benötigt, wird das Wasser vom Oberbecken durch eine Turbine mit angeschlossenem Generator ins Unterbecken geleitet und Strom erzeugt. Das Prinzip beruht auf denselben Grundlagen wie konventionelle Pumpspeicherwerke.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von Staustufenspeichern ist mit dem von konventionellen Pumpspeicherwerken und somit mit dem Wirkungsgrad von Lageenergiespeichern vergleichbar.

Speicherkapazität und Standorte

Die in Deutschland zur Energiespeicherung nutzbaren Wasserstraßen haben eine Gesamtlänge von 1340 km und eine Gesamtfallhöhe von 611 m, welche sich auf 64 Staustufen mit Fallhöhen von unter einem Meter bis 38 m verteilen (s. [101]).

Die Speicherkapazität von Wasserstraßen hängt von der Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken sowie vom austauschbaren Wasservolumen ab. Mit der Gravitation $g = 9{,}81\,m/s^2$ und der Dichte von Wasser $\rho_W = 1000\,\mathrm{kg/m^3}$ ergibt sich die gespeicherte potenzielle Energie E_{SSS} des Wassers im Oberbecken bei einer mittleren Fallhöhe h_{FSSS} und dem austauschbaren Wasservolumen V_{ASSS} zu

$$E_{SSS} = g \cdot \rho_W \cdot h_{FSSS} \cdot V_{ASSS}. \tag{9.25}$$

Das austauschbare Wasservolumen V_{ASSS} wird durch die Wasserstraßen selbst begrenzt. Die Wasserstraßen dienen in erster Linie der Schifffahrt. Für einen Kanal typisch ist ein Normalwasserstand von 4 m mit Schwankungen von bis zu 25 cm. Beim Hin-und-her-Pumpen des Wassers dürfen die Sollwasserstände nicht über- oder unterschritten werden, da sonst bei zu hohem Wasserstand Probleme mit der Durchfahrthöhe an Brücken und die Gefährdung von Dämmen auftreten. Bei zu geringem Pegel kommt es zu Problemen mit der Wassertiefe (s. [112]).

Tab. 9.9 Nutzbare, relevante Kanäle für die Energiespeicherung (s. [101])

Verwaltungsgebiet	Name	Länge in km	Schleusen	Σ Fallhöhe in m
Mitte	Elbe-Seitenkanal (ESK)	115	2	61
Süd	Main-Donau-Kanal (MDK)	171	16	243
Mitte	Mittellandkanal (MLK)	326	3 (14)[b]	43 (133)[b]
Ost	Havel-Oder-Wasserstraße (HOW)[a]	135	4	46
West	Wesel-Datteln-Kanal (WDK)	60	6	44
West	Rhein-Herne-Kanal (RHK)	45	5	35
West	Dortmund-Ems-Kanal (DEK)[c]	226	10 (15)[b]	68 (79)[b]
Nord	Nord-Ostsee-Kanal (NOK)	99	2	10
Ost	Elbe-Havel-Kanal (EHK)	55	2	9
Ost	Spree-Oder-Wasserstraße (SOW)[a]	130	6	23
West	Datteln-Hammeln-Kanal (DHK)	47	2	7
Ost	Finowkanal (FiK)	32	12	36

[a] Wasserstraße, bestehend aus Seen, staugeregelten Flüssen und Kanälen, deren wirtschaftliche Erschließung als Pumpspeicher in einzelnen Stauabschnitten, nicht aber als Kettenspeicher vorstellbar ist
[b] mit Stich- und Nebenkanälen
[c] inkl. staugeregelter Flussstrecke

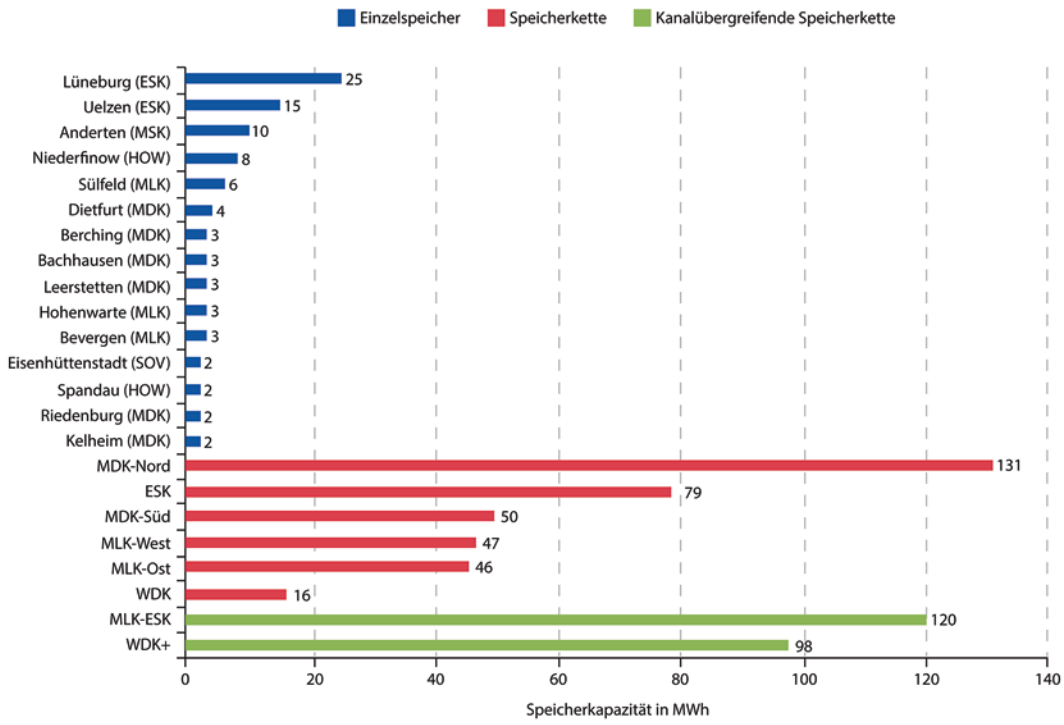


Abb. 9.41 Potenziale der Energiespeicherung in Bundeswasserstraßen für Einzelspeicher, Speicherketten und kanalübergreifende Speicherketten [101]



Abb. 9.42 Schiffshebewerk Lüneburg mit der größten potenziellen Einzelspeicherkapazität bei einer Fallhöhe von 38 Metern [93]

Das austauschbare Wasservolumen V_{ASSS} ergibt sich vereinfacht aus der Länge l_K und der Breite b_K sowie der möglichen Pegelschwankung h_{PK} des Kanals,

$$V_{ASSS} = l_K \cdot b_K \cdot h_{PK}. \tag{9.26}$$

Die für die Speicherung infrage kommenden Kanäle und die darauf nutzbaren Schleusen mit ihrer Fallhöhe sind in Tab. 9.9 dargestellt.

Die Speicherkapazität der nutzbaren Bundeswasserstraßen ist in Abb. 9.41 für Einzelspeicher, Speicherketten und kanalübergreifende Speicherketten dargestellt. Zu beachten ist, dass zur Ermittlung der Gesamtspeicherkapazität nicht alle Kapazitäten der Einzelspeicher und Speicherketten addiert werden können, da es sonst zu einer Mehrfachverwendung von Kanalabschnitten kommen würde (s. [101]).

Der Einzelspeicher mit der höchsten Speicherkapazität von 25 MWh befindet sich am Schiffshebewerk Lüneburg auf dem Elbe-Seiten-Kanal (s. Abb. 9.42). Für Speicherketten und kanalübergreifende Speicherketten sind die Standorte mit der höchsten Speicherkapazität die Nordstrecke des Main-Donau-Kanals (MDK-Nord), die übergreifende Nutzung von Mittellandkanal und Elbe-Seitenkanal (MLK-ESK) sowie der Wesel-Datteln-Kanal inklusive westdeutschem Kanalkreuz (WDK +) (s. [101]).

Bei optimaler Ausnutzung von Einzelspeichern und Speicherketten sowie kanalübergreifenden Speicherketten ergibt sich ein Gesamtspeicherpotenzial von ca. 400 MWh (s. [101]).

Bau und Anwendung

Zum Bau eines Staustufenspeichers ist es nicht erforderlich, das Ober- und Unterbecken auszuheben, da diese bereits vorhanden sind. Dies führt zu einer erhöhten Akzeptanz in der Bevölkerung. Ebenso sind die Maschinenhäuser mit bereits installierten Pumpen vorhanden. Lediglich die Maschinenkom-

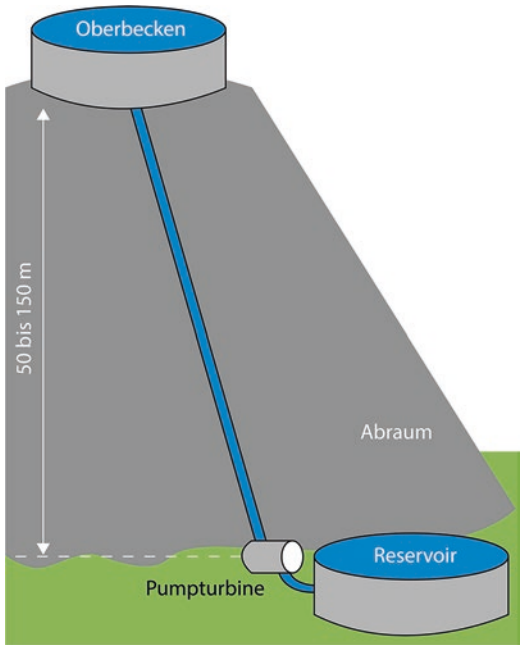


Abb. 9.43 Prinzip des Halden-Pumpspeichers [122]

ponenten für den Turbinenbetrieb müssten nachgerüstet werden. Die Kosten und der Aufwand unterscheiden sich bei Einzelspeichern und Speicherketten. Prinzipiell müssen alle genutzten Schleusen für den Turbinenbetrieb umgerüstet werden. Bei Speicherketten kommt zusätzlich noch ein erhöhter Aufwand für das Wassermanagement hinzu.

Mit einer Speicherkapazität von ca. 400 MWh finden Staustufenspeicher ihre Anwendung als Stundenspeicher. Eine weitere Anwendungsmöglichkeit ist die Nutzung als virtuelles Kraftwerk und damit die Bereitstellung von Regelenergie (s. [101]). Die Gesamtkapazität ist eher gering. Jedoch ist eine Realisierung aufgrund der bereits vorhandenen Infrastruktur an den Schleusen ohne Eingriff in die Natur und mit wenigen Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung bei verhältnismäßig geringem Aufwand und Kosten möglich.

9.2.2.4 Nachnutzung von Bergbaurevieren

Generell kann zwischen drei Arten der Nachnutzung von Bergbaurevieren unterschieden werden:

- Unterflurspeicher oder Untertage-Pumpspeicher
- Tagebau-Pumpspeicher
- Halden-Pumpspeicher.

Tab. 9.10 Fallhöhe und daraus resultierende Energiedichte für die Speicherarten bei Nachnutzung von Bergbaugebieten

Speicherart	Untertage-Pumpspeicher	Tagebau-Pumpspeicher	Halden-Pumpspeicher
Fallhöhe in m	500–1500	100–400	50–150
Energiedichte in kWh/m³	1,36–4,09	0,27–1,09	0,14–0,41

Funktionsweise

Die Funktionsweise des Halden-, Tagebau- und Untertage-Pumpspeichers ist mit der des Ringwallspeichers und somit mit der Funktionsweise eines konventionellen Pumpspeicherwerks identisch.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad der drei Speicherarten in Bergbaugebieten ist mit dem konventioneller Pumpspeicherwerke vergleichbar.

Speicherkapazität und Energiedichte

Die Speicherkapazität aller drei Nachnutzungsarten ist abhängig von der Fallhöhe und dem austauschbaren Wasservolumen. Mit der Gravitation $g = 9{,}81\,\mathrm{m/s^2}$ und der Dichte von Wasser $\rho_W = 1000\,\mathrm{kg/m^3}$ ergibt sich die gespeicherte potenzielle Energie E_{BBS} des Wassers im Oberbecken bei einer mittleren Fallhöhe h_{FBBS} und dem austauschbaren Wasservolumen V_{BBS} aus

$$E_{BBS} = g \cdot \rho_W \cdot h_{FBBS} \cdot V_{BBS}. \tag{9.27}$$

Die mittlere Fallhöhe variiert nach Speicherart, so können bei Halden-Pumpspeichern Fallhöhen von 50 bis 150 m (s. [122]), bei Untertage-Pumpspeichern Fallhöhen von 500 bis 1500 m (s. [33]) und bei Tagebau-Pumpspeichern Fallhöhen von 100 bis 400 m (s. [122]) erreicht werden.

Die Energiedichte der Speichersysteme ist abhängig von der Fallhöhe und ergibt sich aus



Abb. 9.44 Karte von Nordrhein-Westfalen mit eingezeichneten Halden [60]

$$w_{BBS} = g \cdot \rho_W \cdot h_{FBBS}. \tag{9.28}$$

Tabelle 9.10 zeigt die Fallhöhe und die daraus resultierende Energiedichte für Halden-, Tagebau- und Untertage-Pumpspeicher.

Halden-Pumpspeicher

Als Halden-Pumpspeicher werden Pumpspeicher bezeichnet, die an Abraumhalden von z. B. Stein- bzw. Braunkohlebergbaurevieren errichtet werden. Das Oberbecken befindet sich dabei direkt auf der Abraumhalde und das Unterbecken auf Geländeniveau oder auch tiefer gelegen (s. Abb. 9.43). Die Abmessungen und die Belastbarkeit der Halde bestimmen dabei die Speicherkapazität. Denkbar sind die Installation von Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf den Halden (s. [33, 94]).

Insgesamt sind deutschlandweit 20 Standorte für ein Halden-Pumpspeicher-Kombikraftwerk geeignet. Im Ruhrgebiet bieten 71 Halden geeignete Fallhöhen, jedoch nur acht Standorte ausreichend Volumen, welche ein Speicherpotenzial von insgesamt 2200 MWh aufweisen. Abbildung 9.44 zeigt eine Karte mit den in Nordrhein-Westfalen gelegenen Halden (s. [60]).

In einer Machbarkeitsstudie von RAG Montan Immobilien und RWE Innogy wird untersucht, ob die Halde Sundern bei Hamm, Westfalen, für ein Pumpspeicherwerk in Kombination mit Windkraftanlagen geeignet ist (s. [60]). Abbildung 9.45 zeigt die angesprochene Halde im aktuellen Zustand und als Illustration mit Ober- und Unterbecken und drei Windkraftanlagen.

Tabelle 9.11 zeigt die Daten des geplanten Speichers mit einem Austauschvolumen im Oberbecken von 600.000 m³ und einer mittleren Fallhöhe von 50 m sowie die mögliche installierte Leistung bei einer Speicherentleerung innerhalb von sechs Stunden.

Halden-Pumpspeicher erreichen aufgrund der geringen Fallhöhe und dem begrenzt austauschbaren Wasservolumen nur geringe Speicherkapazitäten. Dennoch stellen sie eine dezentrale Speicherlösung mit kurzen Wegen zu Verbrauchern dar.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss eine möglichst hohe Anzahl an Zyklen erreicht werden. Tabelle 9.12 zeigt die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Die Investitionskosten belaufen sich auf ca. 60 Mio. € (s. [114]).

Trotz Bau des Oberbeckens ist eine Rekultivierung von 70 % der Halde möglich (s. [114]). Eine öffentliche Nutzung durch das Anlegen von Wanderwegen und Aussichtspunkten rund um das Oberbecken ist denkbar (s. [60]).

Der Eingriff in die Natur ist als gering zu bezeichnen. Die Halde, auf welcher das Oberbecken



Abb. 9.45 Vergleich der Halde Sundern aktuell und als Illustration als Halden-Pumpspeicher [45, 60]

9

Tab. 9.11 Daten des geplanten Halden-Kombi-Pumpspeicherwerks Sundern bei Hamm, Westfalen (s. [114])

Austauschbares Volumen in m^3	600.000
Mittlere Fallhöhe in m	50
Speicherkapazität in MWh	81,75
Installierte Leistung in MW	10
Wasserablauf in 6 h in m^3/s	27,78
Energiedichte in kWh/m^3	0,14
Windkraftanlagen (Leistung in MW)	3 (6)

Tab. 9.12 Speicherkapazität und spezifische Kosten für den Halden-Pumpspeicher Suldern

Speicherkapazität in MWh	81.75
Spez. Kosten pro kWh in €/kWh	733,9

errichtet wird, ist bereits vorhanden und es wird nicht in unberührte Natur eingegriffen (s. [59]). Da lediglich das Unterbecken errichtet werden muss, ist u. a. wenig Konfliktpotenzial bei den Anwohnern zu erwarten.

Des Weiteren wird im Saarland im Auftrag von RAG Montan Immobilien und der Steag New Energies für den Haldenstandort Luisenthal eine Machbarkeitsstudie durchgeführt (s. [33]).

Unterflurpumpspeicher oder Untertage-Pumpspeicher

Unterflurspeicher oder auch Untertage-Pumpspeicher machen sich nicht wie konventionelle Pumpspeicherwerke einen Berg für die Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken zunutze, sondern Schächte von z. B. Steinkohle- oder Erzbergwerken. Ober- und Unterbecken liegen dabei unter Tage, wobei das Oberbecken bei ausreichendem Flächenangebot auch oberirdisch errichtet werden könnte. In besonders günstigen Fällen könnte es auf einer erhöhten Abraumhalde errichtet werden. Bei der Nachnutzung von stillgelegten Bergwerken ergeben sich Fallhöhen von 500 bis 1500 m (s. [33, 94]).

Deutschlandweit sind 100 Bergwerke für den Bau von Unterflurpumpspeichern geeignet. Bei Nutzung aller möglichen Bergwerke ergibt sich ein Speicherpotenzial von insgesamt ca. 20 GWh. Die meisten potenziellen Standorte liegen im Harz, Erzgebirge, Siegerland und im Lahn-Dill-Gebiet (s. [102]).

In der bereits abgeschlossenen Studie »Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke« des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen wurde die Nutzungsmöglichkeit stillgelegter Bergwerke anhand der Bergwerke am Standort Bad Grund im Harz und Pöhla im Erzgebirge untersucht.

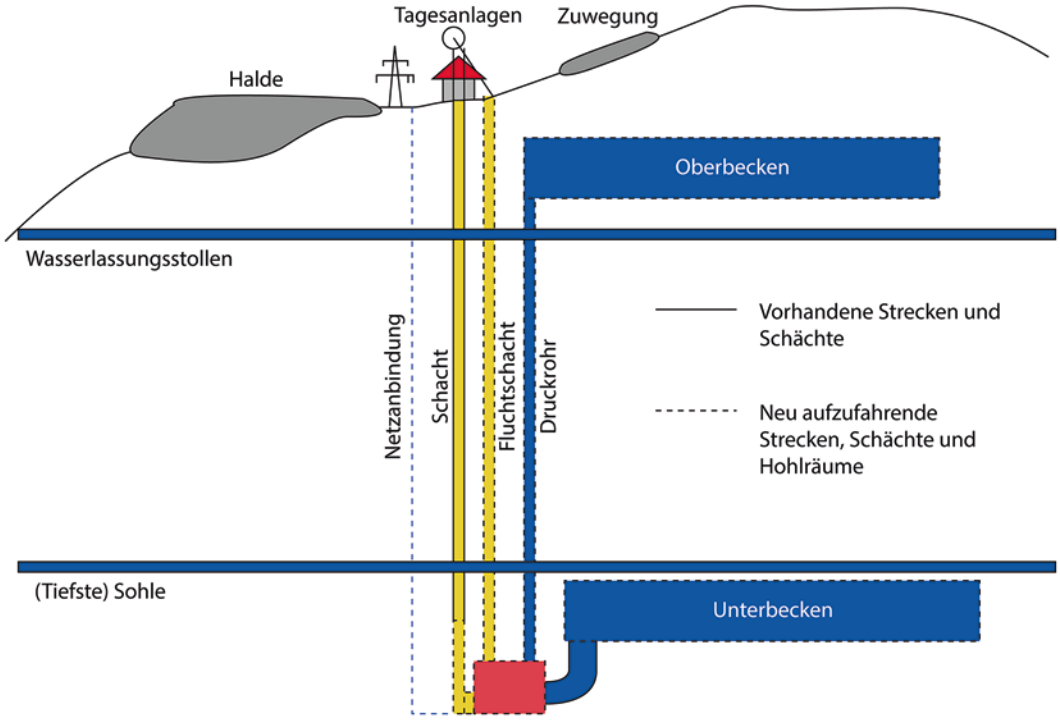


Abb. 9.46 Konzept eines Unterflurpumpspeichers [31]

Bau eines Unterflurpumpspeichers

Der Bauaufwand ist von Bergwerk zu Bergwerk unterschiedlich. Dies ist bereits beim Vergleich der Abb. 9.47 und 9.48 zu erkennen. So muss ein abgesoffenes Bergwerk zuerst trockengelegt werden, was die Kosten erhöht. Allgemein sind für den Bau eines Unterflurspeichers drei Schächte notwendig: der Hauptschacht, ein Schacht als Fluchtmöglichkeit sowie ein Schacht zur Netzanbindung (s. Abb. 9.46). Je nach Bergwerk und Zustand der vorhandenen Schächte müssen diese neu angelegt werden (s. [31]).

Unter Berücksichtigung geomechanischer Gesichtspunkte erscheint eine Nachnutzung bestehender Hohlräume als nicht sinnvoll, was eine generelle Neuauffahrung der Speicherstrecken erfordert. Bevorzugt werden zur Neuauffahrung das Bohren und Sprengen (s. [31]).

Die Kosten für die Untertagearbeiten können gesenkt und die Fallhöhe gesteigert werden, wenn der Standort eine Errichtung des Oberdeckens über Tage zulässt oder ein vorhandenes Wasserreservoir genutzt werden kann. Der Aushub des Unterbeckens und der Schächte könnte so zur Errichtung des Oberbeckens genutzt werden. Beim Standort Bad Grund wirkt sich die Auffahrung des Oberbeckens mit 16,4 % und beim Standort Pöhla mit 17,2 % auf die Gesamtinvestition aus (s. [31]).

Nachteilig wirkt sich ein Oberbecken über Tage auf die Kosten der Schächte aus, welche dementsprechend länger wären, und auf die Akzeptanz eines neu zu erstellenden Oberbeckens mit einem für den Menschen sichtbaren Eingriff in die Natur (s. [31]).

Für eine Verringerung der Wasserverschmutzung und die damit verbundene Verkürzung der Lebensdauer der Maschinenkomponenten ist eine Abdichtung der Speicherbecken sinnvoll, besonders wenn für das Oberbecken über Tage ein vorhandenes Wasserreservoir genutzt wird.

Weiterhin wirkt sich ein möglichst senkrechter Druckschacht mit verkürzten Leitungslängen positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus (s. [31]). Die Wartungs- und Reparaturkosten eines Unterflurspeichers führen zu höheren Kosten als bei konventionellen Pumpspeicherwerken (s. [94]).

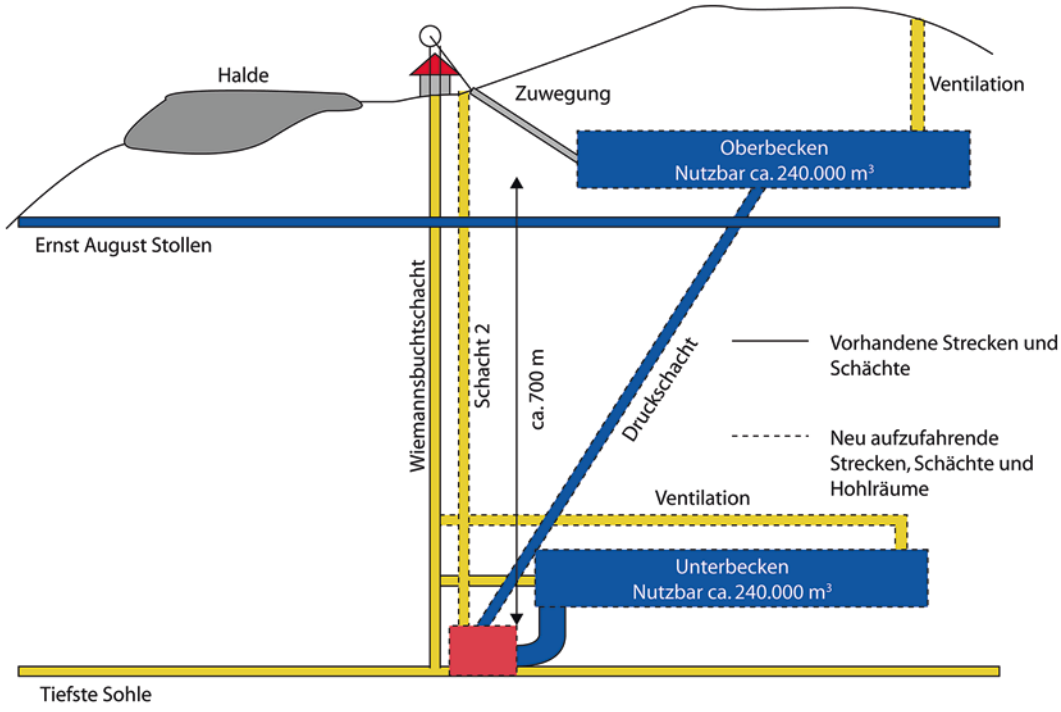


Abb. 9.47 Unterflurpumpspeicher am Standort Bad Grund im Harz [31]

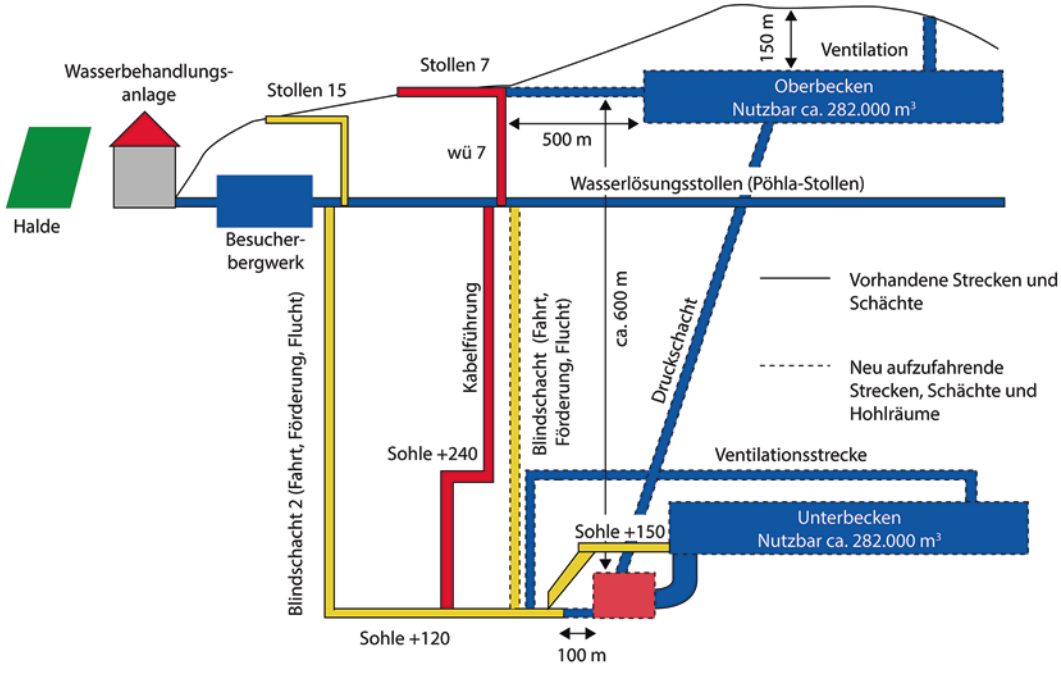


Abb. 9.48 Unterflurpumpspeicher am Standort Pöhla im Erzgebirge [31]

Tab. 9.13 Pumpspeichereigenschaften der Bergwerke Bad Grund im Harz und Pöhla im Erzgebirge (s. [31])

Standort	Bad Grund	Pöhla
Fallhöhe in m	Ca. 700	Ca. 600
Austauschbares Wasservolumen in m^3	Ca. 240.000	Ca. 282000
Energiedichte in kWh/m^3	1,91	1,64
Speicherkapazität in MWh	400	

Tab. 9.14 Kostenpositionen und Anteil an den Gesamtinvestitionskosten für die Standorte Bad Grund und Pöhla im Vergleich (s. [31])

Standort	Band Grund (Anteil an Gesamtkosten in %)	Pöhla (Anteil an Gesamtkosten in %)
Untertagearbeiten in Mio. €	109,71 (60, 41)	112,12 (53, 74)
Netzanbindung in Mio. €	20,33 (11, 19)	27,22 (13, 04)
Infrastruktur in Mio. €	1,97 (1, 09)	4,10 (1, 97)
Maschinentechnik in Mio. €	47,18 (25, 98)	58,18 (27, 89)
Sonstige Kosten in Mio. €	2,40 (1, 33)	7,03 (3, 36)

Kosten und Wirtschaftlichkeit

Tabelle 9.13 zeigt die Fallhöhe, das austauschbare Wasservolumen sowie die Energiedichte und die Speicherkapazität der beiden Standorte.

Die Investitionskosten der beiden untersuchten Standorte liegen in ähnlicher Größenordnung (s. Tab. 9.14). Die einzelnen Positionen weichen jedoch teilweise erheblich voneinander ab. Dies macht deutlich, dass keine allgemeingültigen Aussagen zu Bau- und Kostenaufwand getroffen werden können und jedes potenzielle Bergwerk einzeln betrachtet werden muss.

Tabelle 9.14 zeigt die Abweichungen mit den in Klammern angegebenen Anteilen an den Gesamtkosten in Prozent für die beiden untersuchten Bergwerke (s. [31]).

Tab. 9.15 Technische und wirtschaftliche Rahmendaten für die Standorte Bad Grund und Pöhla im Vergleich (s. [31])

Standort	Bad Grund	Pöhla
Speicherkapazität in MWh	400	
Installierte Leistung in MW	100	
Spez. Kosten in €/kWh	1816	2086
Investitionskosten in Mio. €	181,6	208,6

Beide Unterflurspeicher erreichen eine Speicherkapazität von 400 MWh. Die installierte Leistung beträgt jeweils 100 MW. Die spezifischen Kosten von 1816 €/kW für den Standort Bad Grund sind ein arithmetischer Mittelwert aus den beiden Extremszenarien und führen zu Gesamtinvestitionskosten von 181,6 Mio. €. Das Modellbergwerk am Standort Pöhla erreicht spezifische Kosten von 2086 €/kW, dies führt zu Investitionskosten von 208,6 Mio. € (s. [31]) (Tab. 9.15).

Im Vergleich zu konventionellen Pumpspeicherwerken sind Unterflurpumpspeicher mit höheren Investitionskosten verbunden (s. [31]). Die Nutzung der Erdwärme bietet eine weitere Erlösmöglichkeit. Temperaturen von 40 °C sind im Bergwerk durchaus üblich (s. [122]).

Tagebauspeicher

Eine weitere Variante der Nachnutzung von Bergbaurevieren ist die Nutzung offener Tagebaue. Der Tagebau-Pumpspeicher ist dem Halden-Pumpspeicher ähnlich. Das Oberbecken wird auf Geländeniveau oder im optimalen Fall zur Erhöhung der Fallhöhe auf einer zum Tagebau gehörigen Abraumhalde errichtet. Für das Unterbecken gibt es zwei Ausführungsmöglichkeiten: zum einen die Nutzung des Tagebaurestloches als Unterbecken nach Ende des Tagebaubetriebs (s. Abb. 9.49) und zum anderen das Unterbecken auf der untersten Sohle des Tagebaus als abgeschlossene Kaverne (s. Abb. 9.50). Letztere Variante hat den Vorteil, dass mit der Installation der Kaverne und des Rohrsystems noch während des Betriebs des Tagebaus

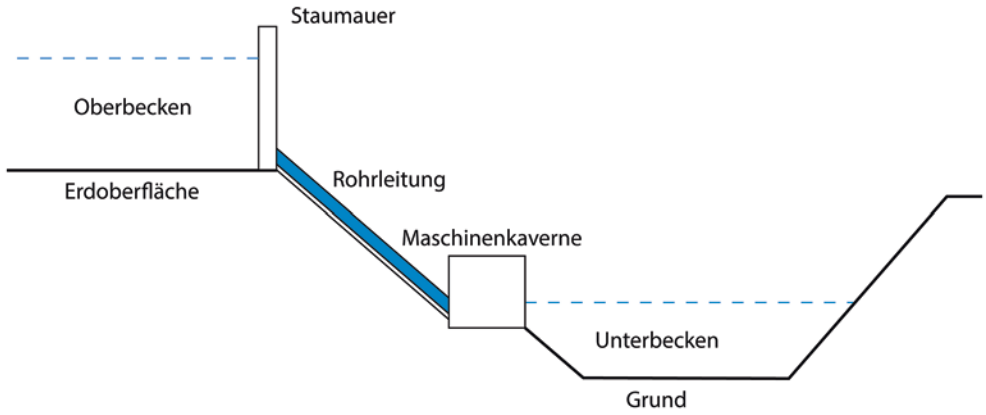


Abb. 9.49 Unterbecken im Tagebaurestloch als Tagebau-Pumpspeicher

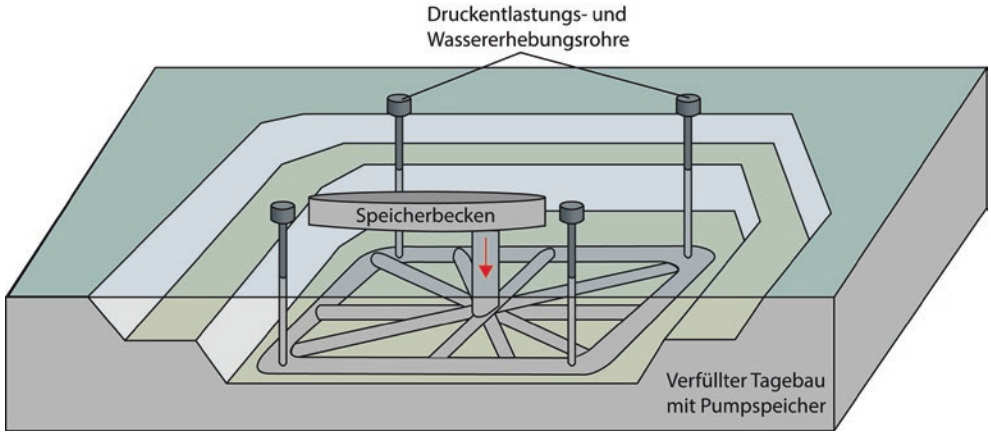


Abb. 9.50 Unterbecken im Tagebaurestloch als Unterflurspeicher [111]

begonnen werden kann und eine entsprechende Fallhöhe garantiert wird. Nach der Fertigstellung wird, wie bei ausgekohlten Tagebauen üblich, das Restloch mit dem Abraum aus dem Tagebaubetrieb oder mit Wasser verfüllt (s. [33, 94]).

Die Speicherkapazität ist abhängig vom maximal realisierbaren austauschbaren Wasservolumen und von der Fallhöhe. Abbildung 9.51 zeigt das wasserwirtschaftliche Planungskonzept für die Gebiete Lausitz und Mitteldeutschland. Zusammen haben beide Gebiete 68 Restseen mit einem Gesamtvolumen von 4,511 km^2. Angenommen, ein Zehntel des Gesamtvolumens der Restseen kann für einen Pumpspeicher genutzt werden, ergäbe sich bei einer mittleren Fallhöhe von 80 m eine Gesamtspeicherkapazität

$$E_{BBS} = \frac{g \cdot \rho_W \cdot h_{FB} \cdot V_{Oberb.}}{10} \tag{9.29}$$

von ca. 98,3 GWh (s. [96]).

Die Kosten eines solchen Speichers fallen geringer als die konventioneller Pumpspeicherwerke aus, da das Unterbecken bereits vorhanden ist. Des Weiteren kann der Bau im Rahmen der Rekultivierung erfolgen (s. [96]).

Ein bereits geflutetes Tagebaurestloch, welches öffentlich als Naherholungsgebiet genutzt wird, nachträglich zu einem Pumpspeicher umzurüsten, wird auf Akzeptanzprobleme stoßen und daher nicht ohne Widerstand zu realisieren sein (s. [102]).

Eine weitere Möglichkeit ist die Verbindung zweier Tagebaurestlöcher mit unterschiedlichem

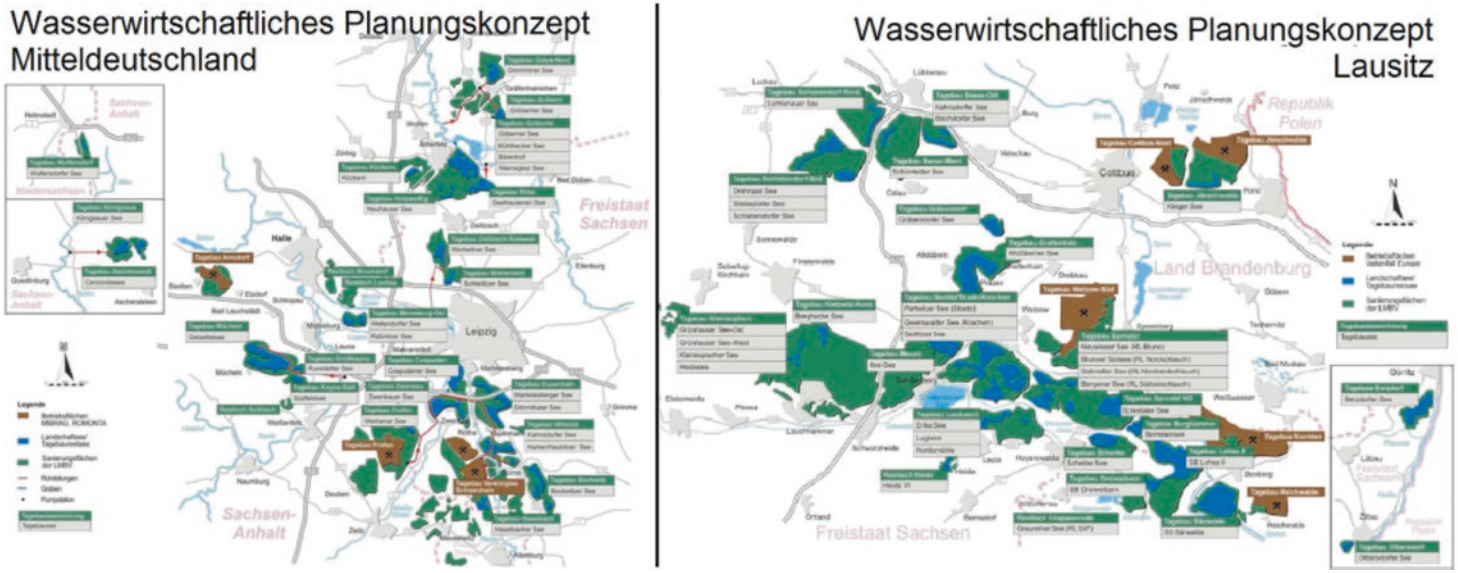


Abb. 9.51 Wasserwirtschaftliches Planungskonzept für die Gebiete Lausitz und Mitteldeutschland [96]

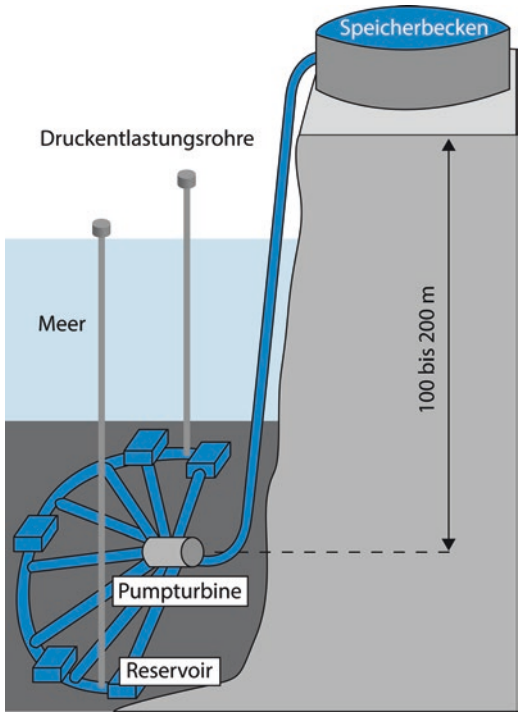


Abb. 9.52 Übertragung des Konzepts des Tagebau-Pumpspeichers auf Regionen mit Steilküsten und schnell anwachsenden Wassertiefen [122]

Höhenniveau. Der Bau eines Oberbeckens wäre nicht notwendig (s. [33]).

Das Konzept des Unterflurspeichers aus Abb. 9.50 lässt sich auf Küstenregionen übertragen (s. Abb. 9.52). Eine abgeschlossene Kaverne wird dabei als Unterbecken im Meer versenkt, während das Oberbecken auf einer höher gelegenen Steilküste errichtet wird (s. [122]).

Fazit

- Die Speicherung von Energie durch das Ausnutzen von Potenzialunterschieden flüssiger Medien hat eine lange Tradition und ist zumindest im Bereich der elektrischen Energieversorgung nach wie vor die meist genutzte und angewendete Form der Energiespeicherung. Dies gilt insbesondere für die in diesem Kapitel zuerst erwähnten Speicher, die Pumpspeicherwerke.
- Im zweiten Teil dieses Kapitels wurden Alternativen zu Pumpspeicherwerken vorgestellt, die demselben grundlegenden Prinzip folgen, jedoch verschiedene Nachteile Ersterer zu umgehen versuchen. Hierbei handelt es sich um Prinzipien, die sich derzeit noch im Stadium von Ideen, Studien oder in Pilotstadien befinden.
- So benötigen Pumpspeicherwerke ganz bestimmte geografische Voraussetzungen mit großen Höhendifferenzen und sind deshalb vor allem in bergigen Gegenden zu finden. Das Prinzip des Ringwallspeichers ermöglicht die Übertragung der Pumpspeicherwerke auch in ebene Landschaften. Kugelpumpspeicher vermeiden große Bauwerke, indem die Druckdifferenz einer hohen Wassersäule (des Meeres) ausgenutzt wird. Bei Staustufenspeichern und der Nachnutzung von Bergbaurevieren wird angestrebt, bereits bestehende Infrastrukturen zum Zwecke der Energiespeicherung zu nutzen.

9.3 Feste Medien

9.3.1 Schwungradspeicher

Die älteste Erfindung, die sich das Massenträgheitsmoment zunutze macht, lässt sich auf 6000 v. Chr. zurückdatieren. Die Chinesen und später die Mesopotamier nutzten als erstes Volk diese Technik. Sie steckten als Schwungmasse eine kleine rotierende Scheibe mit zentraler Bohrung auf einen Stock. Die Schwungmasse bestand aus Holz, Stein, Ton, Metall, Glas oder Knochen. Diese einfache Ausführung eines Schwungrads wurde zur Herstellung von Fäden genutzt. Hierzu wurden Fasern direkt an die Spindel geheftet, um diese zu einem Faden zusammen zu spinnen. Eine weitere frühe Anwendung von Schwungrädern um 4000 v. Chr. waren die Töpferscheiben. Der Umstand, dass die Töpferscheibe erst viel später erfunden wurde, lässt sich durch die Schwierigkeit erklären, eine sehr viel schwerere Masse möglichst reibungsarm stationär lagern zu können. Die ersten Töpferscheiben wurden aus Holz und einem aus Stein bestehenden Lager gefertigt. Nachweisen lässt sich ihre Existenz durch die gefertigten Produkte. Anhand alter Töpferkunstwerke lässt sich erkennen, ob diese mithilfe einer Töpferscheibe und die dadurch bedingte Fliehkraft oder nur von Hand erzeugt wurden. Auf-

grund alter Funde wird vermutet, dass die Erfindung des Rads als Fortbewegungsmittel erst nach der Erfindung des Schwungrads als »Maschine« gemacht wurde (s. [53]).

Bei Funden aus späteren Jahrhunderten wurden immer mehr Variationen von Töpferscheiben entdeckt. Eine besonders erstaunliche Entdeckung gab es in Indien. Hier wurde eine Töpferscheibe entdeckt, bei der die Schwungmasse aus einem Verbund von Lehm und Bambusringen bestand, welche über hölzerne Speichen mit der Achse verbunden waren. Es handelt sich hierbei wohl um das erste Schwungrad, welches aus einem Faserverbund hergestellt worden ist.

Angetrieben wurden die Töpferscheiben entweder von Hand oder mit den Füßen. Ihre Rotation konnte bei Drehzahlen bis zu 100 1/min über mehrere Minuten aufrechterhalten werden. Schon für ein gefundenes Töpferrad aus Mesopotamien konnte ein Energiegehalt von 0,14 Wh nachgewiesen werden.

Die Voraussetzung für solche Werte war eine möglichst gute Lagerung. In den meisten Fällen wurde die Axiallast von einem Nadellager, welches in einer Lagerschale aus Stein, Porzellan oder Holz installiert war, aufgenommen. Die Stabilisierung erfolgte entweder durch eine präzise Herstellung, sodass sich die Scheibe selbst stabilisieren konnte, oder durch ein Gleitlager. Teilweise erfolgte eine Lagerschmierung mittels Ölen aus pflanzlicher Herkunft, Tierfetten oder Bitumen.

Durch das spätere Aufkommen von kurbelgetriebenen Spinnrädern und Handmühlen wurde die Schwungmasse zu einem unentbehrlichen Bestandteil vieler Maschinen. Ohne den Einsatz einer Schwungmasse konnten die ungleichförmigen Antriebsbewegungen nicht ausreichend geglättet werden. Auch bei den im Mittelalter immer mehr aufkommenden Wasser- und Windmühlen machte man sich die Trägheit großer Schwungmassen zunutze, um die unstetige Antriebskraft und die dadurch bedingten wechselnden Lastsituationen auszugleichen.

Erst im 17. Jahrhundert formulierte Galileo Galilei das Gesetz von der Trägheit der Masse. Zuvor konnten sich die Philosophen und Naturwissenschaftler das Phänomen der Massenträgheit nicht erklären, obwohl diese schon seit Jahrtausenden genutzt wurde.

Mit der Industrialisierung und der ersten Entwicklung einer Dampfmaschine im 18. Jahrhundert gewannen Schwungräder immer mehr an Bedeutung. Wurden die Schwungräder zu Beginn in Form von Töpferscheiben als Energiespeicher genutzt, fanden sie mit dem Aufkommen der Dampfmaschinen bis ins 20. Jahrhundert Anwendung als träge Masse zur Ausbalancierung von Drehbewegungen. In vielen Fällen waren die Riemenscheibe und das Schwungrad das gleiche Bauteil und übernahmen somit zwei Funktionen. Im Laufe der Entwicklung kamen immer größere Dampfmaschinen auf. Dies führte dazu, dass die Größe der Schwungräder weiter zunahm und die meist aus Gusseisen bestehenden Räder nicht die ausreichende Festigkeit besaßen, um den entstehenden Fliehkräften entgegenzuwirken und zerbarsten (s. [53]).

Ohne Schwungräder zur Übertragung der Kolbenkräfte auf den Antriebsstrang wäre die Entwicklung der ersten Verbrennungsmotoren im 19. Jahrhundert gescheitert. Etwa zur gleichen Zeit entwickelten und bauten Carl de Laval und Sir Parsons die erste Dampfturbine zur Stromerzeugung und ließen sich diese patentieren. Durch ihren revolutionären Durchbruch in Bezug auf das Schwungraddesign war es möglich, den Drehzahlbereich für Schwungräder zu erhöhen (s. [22]).

Das erste, rein zur Energiespeicherung verwendete Schwungrad bestand aus Stahl und wurde 1883 von John A. Howell entwickelt. Es hatte eine Masse von 160 kg bei einem Durchmesser von 45 cm. Wurde es auf 21.000 1/min beschleunigt, konnte es einen Torpedo 1,5 km weit bei einer Durchschnittsgeschwindigkeit von 55 km/h durch das Wasser befördern.

Mit Beginn der 1920er Jahre kamen die ersten Ilgner-Umformer auf. Diese beruhen auf demselben Prinzip wie der Leonard-Umformer, allerdings besitzen hierbei die Drehstrommotoren ein gekoppeltes Schwungrad, um Antriebsausfälle oder Laststöße zu überbrücken. Häufig finden diese Anlagen in Walzwerken und bei Fördermaschinen Anwendung.

Vor dem Aufkommen handelsüblicher Trockenbatterien wurden Schwungräder auch in der Spielzeugindustrie eingesetzt. Anwendungsgebiete gab es viele, z. B. Spielzeugautos, Jo-Jos, Kreisel und viele mehr.

Das erste moderne Schwungrad wurde 1950 von der Schweizer Firma Oerlikon entwickelt. Sie konstruierte den ersten mobilen Schwungradspeicher für den Nahverkehr mit Bussen (Gyrobus). Der Speicherinhalt betrug 9,15 kWh und ermöglichte mit Ausnutzung der Bremsenergierückgewinnung einen Aktionsradius von 3,5 km. Zur Aufladung des Speichers gab es an jeder Haltestelle eine Anbindung an das öffentliche Stromnetz.

Das Schwungrad der Gyrobusse bestand aus Stahl und lief zur Verringerung der Luftreibungsverluste in einer Wasserstoffatmosphäre. Besonders auf die Flansche der Wellenenden wurde bei dieser Konstruktion geachtet. Diese waren elastisch ausgeführt, um einen Spannungsübergang vom Flansch zum Schwungrad zu vermeiden.

Mit der gleichen Technologie baute die Firma MFO im Jahr 1954 für die Lothringische Eisenerzmine »Mines de Saint Pierremont« eine Gyrolokomotive, die bis zur Schließung im Jahr 1966 im Gonzenbergwerk in Betrieb war. Weitere drei Gyrolokomotiven wurden von MFO 1955 nach Südafrika verkauft und verrichteten dort ihren Dienst in einer Goldmine bei Johannesburg. Seit 1994 befindet sich die Gyromotive im Gonzenbergwerk nach einer Restauration wieder im Einsatz und befördert Besucher durch das stillgelegte Bergwerk.

Im Jahr 1973 schlug Richard F. Post ein Automobil mit einem Schwungrad als Antriebskonzept vor. Zu diesem Zeitpunkt waren bereits erste Faserverbund-Materialien entwickelt, mit denen deutlich höhere Drehzahlen erreicht werden konnten und die fehlende Masse mehr als ausgeglichen werden konnte. Sein Konzept sah vor, dass Schwungradautomobile an Stromtankstellen ähnlich wie Gyrobusse wieder aufgeladen werden, um auf diese Weise erneut 30 kWh elektrische Energie zu speichern. Eine Aufladung reichte bei einer Geschwindigkeit von 100 km/h für ca. 320 km. Aufgrund magnetischer Lagerung und vakuumversiegelter Schwungscheibe hielt die Aufladung bei Stand mehrere Monate. Dieses Konzept wurde lange Zeit nicht weiter beachtet (s. [1]).

Bereits im Jahr 1974 bekam das Max-Planck-Institut in Garching eine stationäre Schwungradspeicheranlage. Dies war der Grundstein, um die späteren Fusionsexperimente mit ausreichend Energie zu versorgen. Die Schwungradspeicheranlage besteht aus vier einzelnen, geschmiedeten Stahlscheiben, die auf einer gemeinsamen Welle rotieren und eine Leistung von 155 MW für einen Zeitraum von 10–15 s bereitstellen. Durch kurze Laufzeiten und den geplanten Einsatzzeitpunkt wurde auf eine evakuierte Atmosphäre verzichtet und Luftreibungsverluste von 650 kW bei 1650 1/min wurden einkalkuliert.

Zur gleichen Zeit etwa entwickelte die Boeing Vertol Co., Philadelphia, im Auftrag des US-Verkehrsministeriums eine Schnellbahn, die von einem Schwungradspeicher angetrieben wurde. Durch eine moderne magnetische Lagerung und eine evakuierte Atmosphäre des Schwungrads sollten neue Maßstäbe gesetzt werden. Der sogenannte Concept Train (ACT 1) hatte 1975 seine Jungfernfahrt, kam aber im regulären Betrieb mangels fehlender Stromschienen nie zum Einsatz.

Im Jahr 1978 entwarf MAN im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie eine stationäre Schwungradenergiespeicheranlage. Diese sollte später als Bremsenergiespeicher für eine Gefällstrecke der Stuttgarter S-Bahn dienen. Der in der Studie konzipierte Schwungradenergiespeicher hatte eine Kapazität von 36 kWh, was der zu entwerfenden Schwungradenergiespeicheranlage mit 50 kWh recht nahe kam. Das Schwungrad aus Stahl mit einer Masse von 5 t sollte vertikal unter Luftatmosphäre bei einem Druck von 10 mbar und 2800 1/min arbeiten. Das Konzept wurde jedoch nie verwirklicht.

Erste Hybridfahrzeuge, die über einen Verbund von Verbrennungs- und Elektromotor mit einem zwischengeschalteten Schwungradspeicher verfügten, wurden bereits Mitte 1984 an der Universität Kaiserslautern erprobt. In ersten kleineren Tests wurde mit dieser Methode eine Kraftstoffeinsparung von ca. 3 l pro 100 km im Stadtverkehr erreicht. Durch den Einsatz des Schwungrads konnte der Motor während des Leerlaufs und Null-Lastzuständen abgeschaltet und bei Last durch das Schwungrad wieder schnell zugeschaltet werden.

Ein ganz anderes Einsatzgebiet für Schwungradenergiespeicher ist die Verbindung mit erneuerbaren Energien. Das Rutherford Appleton Laboratory in Großbritannien untersucht den Einsatz von Schwungradspeichern in Verbindung mit Windenergie. Im Inselbetrieb wurde eine Versuchsanlage

mit einer Windkraftanlage von 45 kW, einem Dieselstromgenerator und einer Schwungradspeicheranlage betrieben. Um Flauten zu überbrücken und häufige Start-Stopp-Vorgänge des Dieselstromgenerators zu vermeiden, wurde ein Schwungradspeicher als Puffer eingesetzt. Durch die kurzen Schaltzeiten des Schwungradspeichers im Bereich von Millisekunden wurden Leistungsfluktuationen vermieden.

Der wichtigste Fortschritt in der Schwungradspeichertechnologie fand Ende der 1990er Jahre statt. Zur Speicherung möglichst große Energiemengen in leichteren Schwungmassen war die Entwicklung neuer Materialien mit besonders hoher Zerreißfestigkeit notwendig. Durch den Einsatz von Fibermaterialien gelang es, höhere Umdrehungszahlen zu erreichen. Diese Fiberräder können bei geringerem Gewicht bis zu 1000 % mehr Energie speichern. Zum Vergleich benötigt ein Stahlrad mit 1 t Masse eine Drehzahl von 1500–3000 1/min, um einen gleichwertigen Energiegehalt zu erreichen wie ein Faserverbundrad, das nur 10 kg Masse besitzt, die dafür mit 12.000–24.000 1/min rotiert. Allerdings ist ab etwa 500 1/min der Luftwiderstand so bedeutend, dass es erforderlich wird, das Faserverbundrad in einem geeigneten Medium wie Wasserstoff oder in einem Vakuum zu betreiben.

Eine weitere wichtige Optimierung wurde von der Technischen Universität Braunschweig in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) im Jahr 2004 entwickelt. Das Ziel der Forschung war die Entwicklung eines Schwungradspeichers mit einer Energiedichte von 56 Wh/kg. Um dies zu erreichen, konzentrierten sich die wesentlichen Weiterentwicklungen auf die Reluktanzmaschine. Diese ist wesentlich reaktionsschneller und als verlustarmer Energiewandler für Schwungradspeicheranlagen gut geeignet.

9.3.1.1 Physikalische Grundlagen

Für die vereinfachte Betrachtung der Energiespeicherung in einem Schwungrad wird zunächst ein einziger Massepunkt m betrachtet, der mit dem Abstand r und der Winkelgeschwindigkeit ω um eine festliegende Achse kreist.

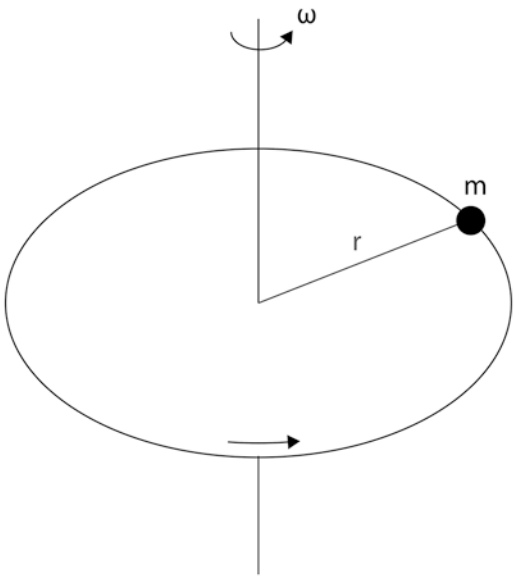


Abb. 9.53 Kreisbahn

Die Bahngeschwindigkeit v ergibt sich dann aus dem Abstand r und der Winkelgeschwindigkeit ω:

$$v = r \cdot \omega. \tag{9.30}$$

Wird ein einzelner Massepunkt m auf der Kreisbahn r (s. Abb. 9.53) betrachtet, lässt sich die Bewegungsenergie wie folgt ausdrücken:

$$E_{kin} = \frac{1}{2} m v^2 \tag{9.31}$$

bzw.

$$E_{kin} = \frac{1}{2} m (r\omega)^2. \tag{9.32}$$

In dieser Formel steckt eine weitere, aus der Kinematik bekannte Größe, das Massenträgheitsmoment oder auch nur Trägheitsmoment J. Dieses setzt sich aus der Masse m eines Körpers und dem Radius r zum Quadrat bezüglich einer Drehachse zusammen:

$$J = mr^2 \tag{9.33}$$

Durch diese neue Größe ergibt sich dann die kinetische Energie eines umlaufenden Körpers E_{kin}:

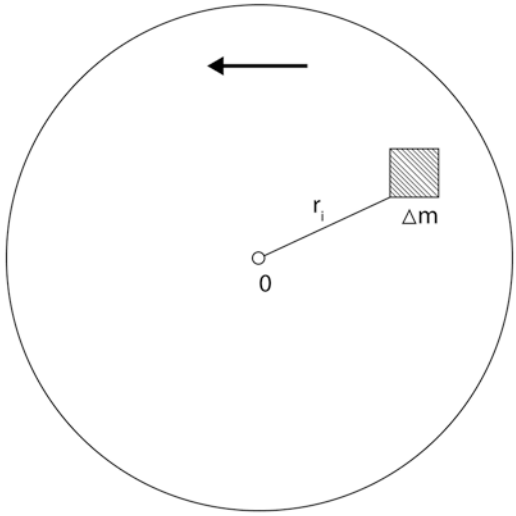


Abb. 9.54 Rotierende Masse

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega^2. \tag{9.34}$$

Um einen ausgedehnten Körper zu berechnen, kann dieser gedanklich in mehrere n Massepunkte aufgeteilt werden. Dabei umkreist jeder Massepunkt der Masse Δm_i die Drehachse mit einem bestimmten Abstand r_i (s. Abb. 9.54). Hierbei gilt es zu beachten, dass zwar jeder Massepunkt die gleiche Winkelgeschwindigkeit ω besitzt, aber nicht zwingend auch denselben Abstand r zur Drehachse. Somit ist die Rotationsenergie E_{rot} eines Körpers durch die Summe der kinetischen Energie E_{kin} der einzelnen Massepunkte gegeben:

$$E_{rot} = \sum_{i=1}^{n} E_{kin} = \frac{1}{2}\left(\sum_{i=1}^{n} \Delta m_i r_i^2\right)\omega^2 \tag{9.35}$$

$$E_{rot} = \frac{1}{2} J \omega^2. \tag{9.36}$$

Bei dem Vergleich zwischen Rotationsenergie und der kinetischen Energie $m/2 \cdot v^2$ eines Körpers, der sich gradlinig bewegt, ergibt sich in formaler Hinsicht eine vollkommene Übereinstimmung. In beiden Fällen wird ein Körper der Masse m entgegen seiner Trägheit in Bewegung gesetzt. Es gilt allerdings zu beachten, dass bei der Rotationsenergie das Massenträgheitsmoment J maßgebend ist. Durch dieses erst wird die räumliche Verteilung des Körpervolumens und der Masse berücksichtigt (s. [69]).

Berechnung von Trägheitsmomenten

Aus den vorausgegangenen Überlegungen ist das gesamte Massenträgheitsmoment durch eine Summe gegeben:

$$J = \sum_{i=1}^{n} r_i^2 \Delta m_i. \tag{9.37}$$

In vielen Fällen kann die Summe nur näherungsweise mit elementaren Mitteln bestimmt werden. Vorteilhafter ist das Verwenden einer Differentialgleichung zur Bestimmung der endlichen Masse Δm_i. Zu beachten ist jedoch, dass der Körper mit seinem gesamten Volumen v zu betrachten ist:

$$J = \int_{[v]} r^2 \mathrm{d}m. \tag{9.38}$$

Für einige häufig vorkommende und einfache geometrische Formen gibt es in vielen Büchern Tabellen mit den entsprechenden Massenträgheitsmomenten (s. [69]).

9.3.1.2 Materialien

Durch die technischen Entwicklungen in den letzten 20 Jahren, u. a. hin zu Speichern aus Faserverbundwerkstoffen, ergeben sich neue Einsatzmöglichkeiten. Schwungräder der neuen Generation zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte und ihre kompakte Bauweise aus. Werden die Eigenschaften und Energiedichten von Materialien (s. Tab. 9.16) betrachtet, lassen sich signifikante Unterschiede feststellen. Besonders der Unterschied zwischen den metallischen und den Rotoren aus faserverstärkten Kunstoffen ist maßgebend. Durch die höhere spezifische Festigkeit von faserverstärkten Kunststoffen enthalten diese bei kleinerer Dichte und gleicher Masse einen höheren Energieinhalt.

Berstverhalten

Die meisten sich in Betrieb befindlichen Rotationsenergiespeicher sind überwiegend mit einem Schwungrad aus Stahl ausgestattet. Dessen Nachteile beschränken sich hierbei nicht nur auf die geringere Energiedichte, sondern haben auch Einfluss auf die Sicherheitsmaßnahmen im Fall eines Totalschadens des Schwungrads. Durch die im Betrieb erreichbaren Umfangsgeschwindigkeiten von bis zu 500 m/s kann es im Fall des Zerberstens eines Schwungrades aus Stahl passieren, dass

Tab. 9.16 Energiedichten im Vergleich VDI [23]

Material	Zugfestigkeit in N/mm²	Dichte in kg/m³	spez. Festigkeit in kNm/kg	max. Umfangsgeschwindigkeit in m/s	mögliche Energiedichte in kJ/kg
Stahl	1.300	7.800	167	410	106
Titan	1.150	5.100	225	570	143
GFK	1.300	1.900	680	820	335
CFK	6.300	1.546	2.470	1.570	1.570

sich der Speicher bei falscher Sicherung mehrere Meter in die Luft hebt. Trotz mehrfacher Prüfung des Schwungrads bei Überdrehzahl kann nie ganz ausgeschlossen werden, dass über die gesamte Lebensdauer des Rotors nicht doch ein Schadensfall, wie in Abb. 9.55 dargestellt, eintritt. Hierdurch wird es zwingend notwendig, Schutzvorrichtungen einzurichten, die auch im Turbinenbau Anwendung finden. Zum rechtzeitigen Erkennen eines Versagens sollte auf regelmäßige Wartungen und Inspektionen der Anlage nicht verzichtet werden. Mit dem Aufkommen der ersten Faserverbundschwungradspeicher stiegen zwar die maximalen Umfanggeschwindigkeiten, die Gefahr im Fall des Zerberstens des Rotors wurde jedoch nicht größer. Ein Rotor aus Metall zerbirst im Schadensfall in größere einzelne Stücke, die mit hoher Energie und Geschwindigkeit auf die Gehäusewand aufschlagen und dort zu erheblichem Schaden führen. Der Kunststoffrotor hingegen kann so ausgelegt werden, dass eine extrem große Anzahl feinster Faserteilchen mit relativ kleiner Energie gleichmäßig auf die Gehäusewand auftritt (s. Abb. 9.56). Hierdurch ist es möglich, das Gehäuse eines Schwungradenergiespeichers mit Faserverbundstoffrotor wesentlich kompakter zu gestalten (s. [23]).



Abb. 9.55 Bruchbild eines Stahlrotors [25]



Abb. 9.56 Bruchbild eines Verbundrotors [25]

9.3.1.3 Aufbau von Schwungradspeicheranlagen

Der Schwungradspeicher verfügt über einen Aufbau entsprechend Abb. 9.57. Der Energiespeicher und damit das Kernstück der Anlage ist das Schwungrad, welches meist in einem Vakuum oder in einer Gasumgebung rotiert. Dies sorgt dafür, dass die Luftreibungsverluste auf ein Minimum reduziert werden. Das Schwungrad selbst ist über ein Lager mit dem Gehäuse verbunden. Der Schwungradspeicher ist mit einer elektrischen Maschine (Motor/Generator) gekoppelt und im Falle einer Netzkopplung mit diesem über einen Frequenzumrichter verbunden, um jederzeit mit Netzfrequenz einzuspeisen zu können.

9.3.1.4 Bauformen des Schwungrads

Die Energie in einem Schwungrad wird als Rotationsenergie gespeichert. Bei der Verwendung

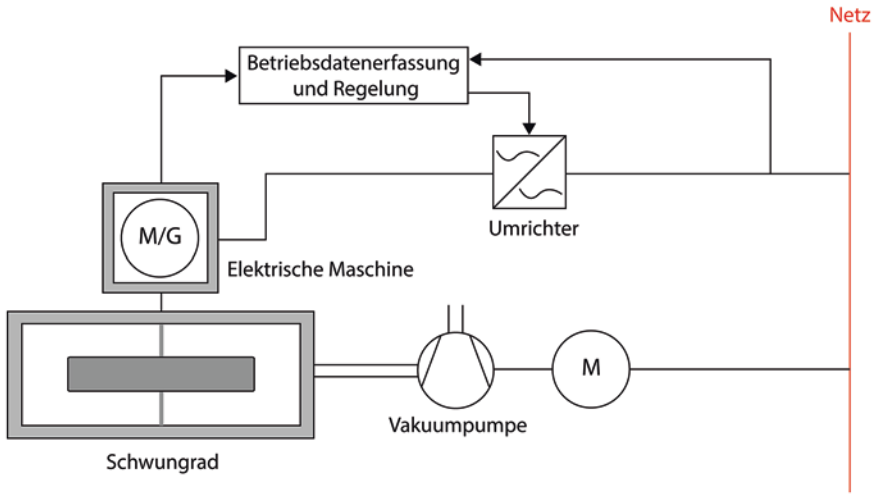


Abb. 9.57 Bauform eins Schwungrads

eines Werkstoffs, der sich unter Einwirkung der Fliehkraft elastisch verformt, würde zusätzliche potenzielle Energie gespeichert werden. Allerdings ist dieser Anteil bei konventionellen Schwungrädern, die aus Stahl oder faserverstärkten Kunststoffen bestehen, aufgrund der geringen Verformung vernachlässigbar gering. Wie bereits zuvor erklärt, ergibt sich die gespeicherte Energie zu

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega^2. \tag{9.39}$$

Das Massenträgheitsmoment J wird von der Form des Schwungrads und der Dichte des verwendeten Materials bestimmt. Die gespeicherte Energie wird durch die maximal zulässige Drehzahl begrenzt, welche wiederum vom verwendeten Material abhängt.

Für einen Vergleich verschiedener Schwungradformen und Materialien eignet sich am besten die massenspezifische Energiedichte. Für die Herleitung der Energiedichte werden zunächst die Spannungen innerhalb des Rads betrachtet.

Die Berechnung erfolgt mit einer Differentialgleichung für ein infinitesimal kleines Volumenelement und dessen Verformungsbedingungen, Gleichgewichtsbedingungen und dem Hook'schen Gesetz. Die wirkenden Kräfte setzten sich hierbei aus der Gewichtskraft, Fliehkraft und dem Antriebsmoment bei Beschleunigung oder Verzögerung zusammen. Des Weiteren können äußere Einflüsse wie Temperatur/Druckdifferenz und Kreiselmomente eine Rolle spielen. Da es sich um ein schnell rotierendes Schwungrad handelt, ist die Fliehkraft von entscheidender Bedeutung. Daraus ergibt sich für die voneinander unabhängigen Elemente des Spannungstensors σ_i folgender Zusammenhang:

$$\{\sigma_i\} = \rho \omega^2 r_a^2 \{k_i(r, \varphi, z)\} \tag{9.40}$$

ρ	Dichte
r_a	Außenradius Schwungrad
k_i	Funktion mit Abhängigkeit von der Schwungradform und den Zylinderkoordinaten *r*, *φ* und *z*.

Mithilfe der Festigkeitshypothese wird aus den einzelnen Komponenten des mehrachsigen Spannungszustandes eine Vergleichsspannung σ_v errechnet. Diese entspricht einer äquivalenten Belastung eines einachsigen Spannungszustands:

$$\sigma_v = f(\sigma_i) \; mit \; i = 1 \; bis \; 6. \tag{9.41}$$

Nachdem die größte auftretende Vergleichsspannung im Schwungrad bekannt ist, muss diese mit der zulässigen Materialbelastung verglichen wer-

den. Bei der Berechnung der zulässigen Materialbelastung sollte darauf geachtet werden, dass die Dauerfestigkeit und die Sicherheit entsprechend berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung sollte der Wert aus der Festigkeitshypothese ausgeklammert werden, wodurch sich folgender Zusammenhang ergibt:

$$\sigma_{zul} = \sigma_{v\max} = \rho\omega^2 r_a^2 \max\{f(k_i)\}. \quad (9.42)$$

Im nächsten Schritt wird die Gleichung nach ω^2 umgestellt und anschließend in Gl. 9.35 eingesetzt:

$$E = \frac{1}{2J\rho r_a^2 \max\{f(k_i)\}}\sigma_{zul}. \quad (9.43)$$

Nachdem beide Seiten durch m dividiert wurden, ergibt sich:

$$\frac{E}{m} = \frac{1}{2}\frac{J}{mr_a^2}\frac{1}{\max\{f(k_i)\}}\frac{\sigma_{zul}}{\rho}. \quad (9.44)$$

Jetzt kann der erste Teil der Gleichung zu einem Faktor zusammengefasst werden. Dieser neu gebildete Faktor wird Formfaktor K genannt und hängt nur von der Form und nicht vom Material oder den Abmessungen des Schwungrades ab,

$$K = \frac{1}{2}\frac{J}{mr_a^2}\frac{1}{\max\{f(k_i)\}}. \quad (9.45)$$

Der Formfaktor kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen und beschreibt die Gleichmäßigkeit der Schwungscheibenbelastung. Der Faktor 1 ist nur in der Theorie erreichbar. Es würde an jeder Stelle des Schwungrads die gleiche Spannung herrschen. Um die Gesamtgleichung für die massenspezifische Energiedichte E/m zu erhalten, muss Gl. 9.45 in Gl. 9.44 eingesetzt werden:

$$\frac{E}{m} = K\frac{\sigma_{zul}}{\rho}. \quad (9.46)$$

Mithilfe der massenspezifischen Energiedichte kann eine geeignete Abschätzung für das Schwungrad getroffen werden. Durch die Auswahl einer Schwungradform und den Werkstoff kann somit die benötigte Masse zu einem geforderten Energieinhalt errechnet werden.

Frühe Schwungräder, die schon bei den ersten Dampfmaschinen Anwendung fanden, wurden als Rad mit Speichen gebaut. Bei dieser Bauform liegt fast die gesamte Masse im äußeren Bereich des Rads. Über mehrere Speichen oder eine dünne Scheibe ist das Rad mit der Nabe verbunden. Durch seine große Masse im äußeren Bereich verfügt diese Bauform über ein großes Massenträgheitsmoment. Nachteilig ist allerdings die schwach ausgelegte Verbindung zwischen Nabe und Rad, sodass die maximale Drehzahl begrenzt ist. In diesem Bereich kommt das Material schnell an seine maximal zulässige Spannungsgrenze.

Alternative Bauformen sind kompakter und haben die Form von Zylindern oder massiven Scheiben (s. Abb. 9.58). Hierdurch kommt es zu geringeren Spannungen im Außenbereich und die Hauptbelastung konzentriert sich auf das Zentrum. Die Auslegung des Schwungrads als dünne Scheibe ergäbe näherungsweise einen zweiachsigen Spannungszustand. Mit zunehmender Scheibendicke treten zusätzlich zu den radialen und tangentialen Zugspannungen auch Druckspannungen auf, die wiederum die Festigkeit des Schwungrads und somit die maximale Drehzahl reduzieren.

Wie bereits zu Beginn des Abschnitts erwähnt, befasste sich Carl Gustav de Laval schon im 19. Jahrhundert mit dem Auftreten von Spannungen bei rotierenden Materialien. Allerdings bezogen sich seine Überlegungen auf die Geometrie beim Turbinendesign. Seine Konstruktion eines Turbinenschaufelrads mit einer gleichmäßigen Verteilung aller Materialspannungen über die gesamte Fläche war entscheidend für die Entwicklung der späteren Scheibengeometrie für Schwungräder. Sein in der Theorie entworfenes Turbinenschaufelrad kann dem Formfaktor 1 zugeordnet werden. Die Voraussetzung hierfür ist unter realen Bedingungen aber nicht erfüllbar, denn das Produkt aus Drehzahl und Radius müsste unendlich groß sein.

Unter reellen Voraussetzungen fällt die Spannung im äußeren Bereich ab. Mithilfe eines Kranzes am Rand der Scheibe wird die notwendige Spannung erzwungen und zusätzlich die Festigkeit der Scheibe erhöht. Hierbei können Formfaktoren von

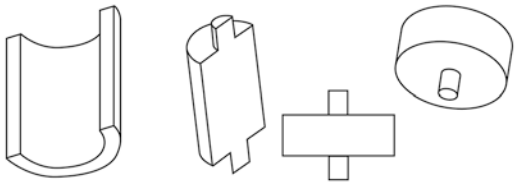


Abb. 9.58 Alternative Bauformen von Schwungrädern

bis zu 0,95 erreicht werden. Bei massiven Schwungrädern gilt zu beachten, dass eine Zentralbohrung zu einer Verdopplung der Tangentialspannung am Rand der Bohrung führt.

Beim Einsatz moderner faserverstärkter Kunststoffe ist die Festigkeit in Faserrichtung etwa zwanzigmal höher als in senkrechter Richtung zur Faser. Hierdurch wird eine andere Formgeometrie als bei einem Stahlrad benötigt. Die ideale Bauform ist ein dünner Ring. Dennoch erreichen die Fasern im Betrieb durch Radialspannungen ihre Belastungsgrenze, noch bevor die maximal zulässige Spannung in Faserrichtung erreicht wird.

Heutige Schwungräder aus faserverstärkten Kunststoffen werden häufig aus vielen ineinandergesteckten dünnen Ringen hergestellt. Bei diesem Verfahren muss darauf geachtet werden, dass Wechselwirkungen der einzelnen Ringe untereinander nicht zu Radialspannungen führen. Aus diesem Grund werden die Ringe mithilfe von Federelementen oder elastischen Abstandshaltern entkoppelt.

Zum Erreichen einer Minderung der Radialspannungen besteht die Möglichkeit, einzelne Ringe über Kegelspitzen ineinanderzufügen. Hierdurch kommt es zu erzwungenen Druckspannungen im Schwungrad, die im Betriebszustand radiale Zugspannungen verringern (s. [15, 25]).

Werkstoffeigenschaften

Die verschiedenen Werkstoffe werden anhand ihres Verhaltens im Belastungszustand in isotrope und anisotrope Werkstoffe unterteilt. Stahl gehört zu den isotropen Werkstoffen, dessen Belastungszustand am besten mit der Form einer Scheibe harmoniert (Formfaktor 0,95). Um die verschiedenen Werkstoffe vergleichen zu können, wird häufig die spezifische Festigkeit herangezogen. Diese ergibt sich aus dem Quotienten der Zugfestigkeit und der Dichte eines Materials. Wie in Tab. 9.16 bereits vermerkt, besteht der größte Unterschied zu früheren kinetischen Energiespeichern in den verwendeten Werkstoffen. Bei Rotoren aus Stahl gab es oft eine Minderung der Leistung durch Bauformen, die für die Sicherheit im Fall des Zerberstens sorgten. Zusätzlich sollte mit einem zerstörungsfreien Prüfverfahren eine regelmäßige Überprüfung des Rotors auf Risse erfolgen.

Hochfester Stahl gehörte lange Zeit zu den am häufigsten eingesetzten Werkstoffen zur Herstellung von Rotoren für Schwungradspeicheranlagen und wird auch heute meist in stationären Anlagen noch eingesetzt. Das Stahlgussverfahren bietet sich zur Herstellung von kleineren Schwungscheiben gleicher Festigkeit an. Problematisch wird es bei Schwungrädern mit größerer Wandstärke. Hier führen Einschlüsse zu einer Qualitätsminderung, wodurch die Festigkeit herabsetzt wird.

Bei der Verwendung von geschmiedeten Stählen können auch Schwungradscheiben mit größerer Wandstärke hergestellt werden. Ein vergüteter Stahl aus z. B. 36NiCrMo16 besitzt eine Streckgrenze von 1050 N/mm² und würde somit auch größeren Belastungen standhalten (s. [54]). Allerdings ist dieser bei der Herstellung von Turbinen eingesetzte Werkstoff aufs Volumen bezogen etwa 2,7-mal teurer als ein S235JR-Stahl. Zudem sollte bei der Auswahl eines geeigneten Werkstoffes bedacht werden, dass dieser wegen der wechselnden Be- und Entladezyklen eine hohe Dauerfestigkeit aufweisen muss (s. [54]).

Moderne Schwungradspeicher besitzen einen Rotor aus z. B. anisotropen Werkstoffen. Insbesondere im mobilen Einsatz gewinnen diese an Bedeutung. Durch den hohen spezifischen Energieinhalt bei geringer Masse sind sie den Stahlschwungrädern überlegen, und die Gefahr im Versagensfall ist zudem wesentlich geringer.

Faserverstärkte Kunststoffe sind neben den Vergütungsstählen die wichtigsten Materialien zur Herstellung von Schwungrädern. In die Kategorie »faserverstärkte Kunststoffe« gehören die Glasfaser- Kunststoffe (GfK), Kohlefaserverstärkte Kunststoffe (CfK) und Aramidfaserverstärkte Kunststoffe (AFK). Hergestellt werden diese mithilfe verschiedener Epoxyd-Harze und den entsprechenden Fasern, im Verbund auch Matrix genannt (s. [25]).

9.3.1.5 Lagerungsarten und Lageranordnung

Die Lagerung der Schwungräder ist eine der anspruchsvollsten Aufgaben bei der Entwicklung einer Schwungradspeicheranlage. Während des Betriebs müssen die Lager hohen Belastungen standhalten und zum Gewicht des Rotors noch auftretende Unwuchten und Kreiselmomente ausgleichen. Zudem kommt es durch die Entwicklung von neuen faserverstärkten Kunststoffen zu immer höheren Drehzahlen, die größere Anforderungen an die Lagerung stellen. Zur Erreichung eines akzeptablen Wirkungsgrads sollten Reibungsverluste in Lager und Rotor so gering wie möglich gehalten werden. Hierzu laufen die Rotoren häufig im Vakuum oder in einer mit Gas gefüllten Atmosphäre, was wiederum höhere Ansprüche an die Lagerschmierung stellt. Zuletzt sollte das Lager über eine möglichst lange Lebensdauer verfügen, um die Wartungskosten so gering wie möglich zu halten.

- **Wälzlager**

Wälzlager sind nur bedingt zur Lagerung großer Schwungräder geeignet. Bei zunehmender Lagergröße sinkt die Drehzahlgrenze und die Lagerreibung nimmt zu. Lediglich die Tragfähigkeit steigt bei zunehmendem Durchmesser. Durch die großen Belastungen bei hoher Drehzahl sinkt die Lebensdauer des Lagers. Vorteilhaft sind die günstigen Anschaffungskosten, da es sich hierbei um ein Massenprodukt handelt. Durch das Erstellen eines Arbeitszyklus und Ermittlung der Einsatzzeiten des Lagers kann abgeschätzt werden, ob die Lebensdauer des gewählten Wälzlagers ausreichend bemessen ist. Für eine ausreichende Schmierung sollte eine Ölumlaufschmierung verwendet werden, da diese im Gegensatz zur Ölnebelschmierung im Vakuum funktional bleibt. Zusätzlich sorgt die Ölumlaufschmierung für eine ausreichende Kühlung des Lagers.

- **Gleitlager**

Gleitlager sind Lager, bei denen die zueinander beweglichen Teile, Welle und Lagerschale, durch ein Zwischenmedium getrennt werden. Hierbei wird zwischen zwei Arten unterschieden, hydrostatische und hydrodynamisch wirkende Gleitlager.

Bei den hydrostatischen Gleitlagern wird der benötigte Öldruck zur Lastaufnahme durch eine externe Ölpumpe bereitgestellt. Leistungsverluste setzen sich aus Pump- und Reibungsverlusten zusammen. Vorteilhaft ist die nahezu grenzenlose Lastaufnahme (vorausgesetzt, die Ölpumpe erbringt den benötigten Öldruck für einen ausreichenden Gleitfilm) bei allen Drehzahlen ohne Verschleißerscheinungen.

Das hydrodynamische Gleitlager erzeugt den Schmierfilm und somit die Tragkraft durch die Relativbewegung zwischen Welle und Lagerschale. Hierbei werden drei Stadien der Reibung durchlaufen. Zu Beginn stellt sich Haftreibung ein, diese geht über in Mischreibung und mit steigender Drehzahl stellt sich Flüssigkeitsreibung ein. Einsatz finden hydrodynamische Gleitlager vor allem in Dampfturbinen, da diese keine Last- und Drehzahlbeschränkung aufweisen. Für den Einsatz in Schwungradspeichern ist diese Art der Lagerung nicht geeignet. Durch die vielen Lade- und Entladezyklen würde das Gleitlager immer wieder Haftreibung erfahren und frühzeitig altern (s. [55]).

- **Magnetlager**

Magnetlager sind dazu in der Lage, rotierende Körper berührungslos mithilfe von magnetischen Kräften zu stabilisieren. Es besteht die Möglichkeit, Lasten von konventionellen Lagern zu verringern oder diese ganz zu unterbinden. Die Vorteile bei dieser Art der Lagerung sind:

- Verschleißfreiheit, da es zu keiner Reibung zwischen Welle und Lageraufnahme kommt.
- Es werden keine zusätzlichen Schmiermittel benötigt, wodurch sich die Lagerung bestens für den Vakuumbetrieb eignet.
- Sehr hohe Drehzahlen sind unproblematisch und werden nur durch die Festigkeit des Rotors begrenzt.
- Nahezu Wartungsfreiheit und somit kostensparend. Anfallende Kosten für Betriebsstrom bei aktiven Magnetspulen oder für das Kühlsystem gleichen sich durch die lange Lebensdauer wieder aus.

Nachteilig sind die höheren Anschaffungskosten und der wesentlich größere Einbauraum des Systems. Zudem müssen Vorkehrungen für den Fall

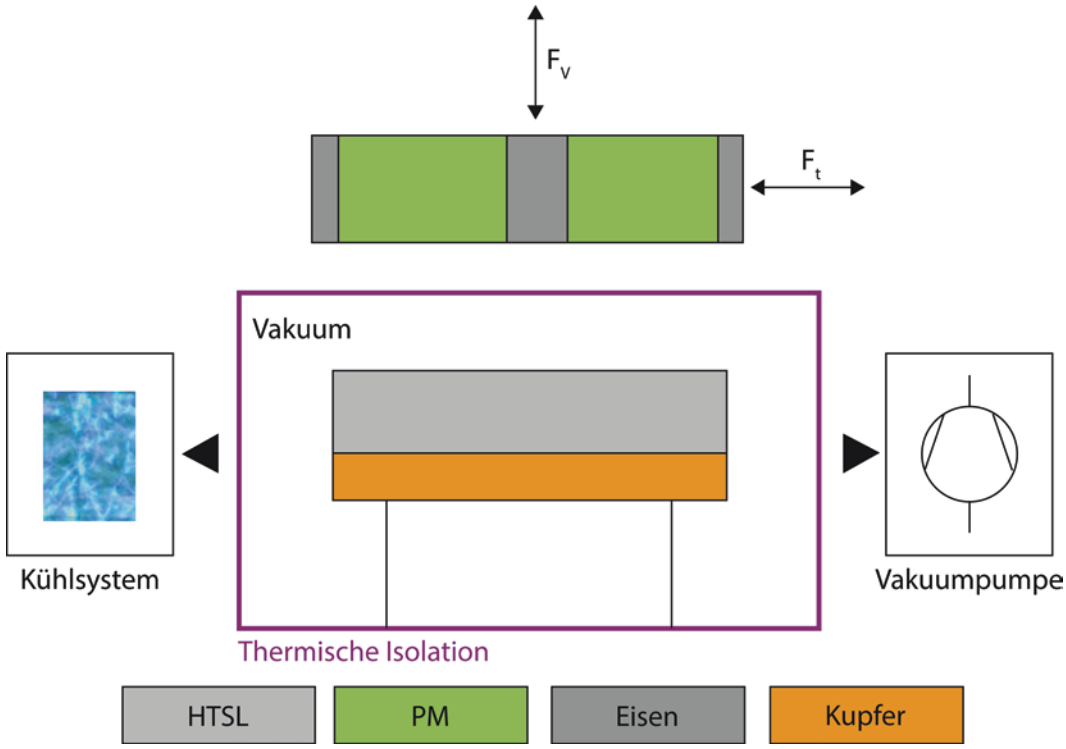


Abb. 9.59 Magnetlager in Schwungradspeichern

getroffen werden, dass es zu einem Ausfall des Magnetfelds kommt. Es werden Notlager (sogenannte Fanglager in Wälz- oder Gleitlagertechnik) benötigt, die dazu in der Lage sind, dem Stoß und der Belastung bis zum Stillstand des Rotors sowie den enormen Beschleunigungen im Fall eines Wellenabsturzes aus hoher Drehzahl standzuhalten.

Art der Lagerung

Es wird zwischen zwei Arten der Lagerung unterschieden, der aktiven und passiven Lagerung:

Aktive Lagerung:
- Lagerparameter einstellbar (Dämpfung, Steifigkeit)
- Elektronische Unwucht-Kompensation
- Feinpositionierung des Rotors im Rahmen des vorhandenen Luftspalts
- Überwachung aller Lagerparameter möglich
- Vibrationsarm

Passive Lagerung:
- Supraleitende Magnetlager (benötigt Kühlung)
- Entlastung konventioneller Lager durch magnetische Unterstützung
- Vibrationsarm

Moderne supraleitende magnetische Lager (SML) oder hochtemperatursupraleitende Lager (HTSL) werden mithilfe von Supraleitern hergestellt. Hierbei macht man sich den Meißner-Ochsenfeld-Effekt und die von der Lenz'schen Regel beschriebenen Zusammenhänge über die Richtung des elektrischen Stroms bei elektromagnetischer Induktion zunutze. Der Aufbau eines supraleitenden Magnets, wie in Abb. 9.59 ersichtlich, benötigt zusätzlich zur elektronischen Überwachung noch ein Kühlsystem. Die Vakuumpumpe ist bei vielen Schwungradspeicheranlagen ein fester Bestandteil.

Die Kühlung kann auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Zum einen ist es möglich, die Kühlung mithilfe eines Kühlmediums wie flüssigen Stickstoff, Wasserstoff oder Helium zu realisieren. Diese Art der Kühlung ist nur dann sinnvoll, wenn sich in der näheren Umgebung Tanks befinden, welche das Kühlmedium bereitstellen, oder Aggregate aufgestellt sind, die solche Kühlmedien produzieren. Es kann aber auch eine Kühlung durch ein Kühlaggregat erfolgen, mit dem Vorteil, dass es sich um ein geschlossenes System ohne externen Betriebsstoff handelt. Somit ist dieses System am besten zur Lagerkühlung geeignet. Bei realen Anwendungen werden Temperaturbereiche zwischen 60 und 77 K für Niedertemperatursupraleiter benötigt. Neu entwickelte Materialien, die bereits oberhalb von 77 K supraleitend werden (Hochtemperatur-Supraleiter, HTSL), stellen eine energiesparende Alternative dar (s. [44]).

Anordnung der Lagerung

Die Schwungradwelle kann sowohl waagerecht als auch senkrecht gelagert werden. Erfolgt eine Lagerung in horizontaler Anordnung, so wird die Gewichtskraft und eventuell aufkommende Unwucht gleichmäßig auf die Lagerung aufgeteilt. Von Nachteil ist bei dieser Art der Lagerung das aus der Gewichtskraft resultierende Aufkommen von Biegemomenten. Zusätzlich kommt es zu hohen Zugschwellenbelastungen.

Bei der senkrechten Lagerung werden zusätzlich zur radialen Lagerung auch Axiallager benötigt, um die Gewichtskraft auffangen zu können. Zusätzlich werden ein oder zwei Radiallager benötigt, um die Führung des Rotors und die Aufnahme eventuell aufkommender Unwucht zu gewährleisten. Dabei können mehrere Variationen zum Einsatz kommen:
Axiallager:

- Hydrostatisches Gleitlager
- Magnetlager
- Kombination mehrerer Wälzlager

Radiallager:

- Wälzlager in Rollen- oder Kugelausführung (in modernen Anlagen kommen Wälzlager mit keramischen Wälzkörpern zum Einsatz, welche sich durch ihre hohe Festigkeit und ein gutes Verschleißverhalten auszeichnen)
- Magnetlager

Durch die Reihenschaltung (s. Abb. 9.60, links) kann bei einem Axialwälzlager die Verteilung der Last auf mehrere Lager erfolgen. Ebenso können zwei oder mehr Lager parallel geschaltet werden (s. Abb. 9.60, rechts). Dies kann mit Lagern gleicher oder unterschiedlicher Bauform und Größe erfolgen.

Erwähnenswert ist die Zusammenschaltung mehrerer Schwungräder, um den Energieinhalt einer Schwungradspeicheranlage zu erhöhen. Hierdurch werden die Abmessungen der Schwungradanlage kaum größer, und durch das Verwenden mehrerer kleiner Schwungscheiben lässt sich zusätzlich das Berstverhalten verbessern. Jedoch sollte bedacht werden, dass es bei waagerechter Welle zu einer zusätzlichen Belastung des axialen Lagers kommt. Bei einer senkrechten Welle hat sich in der MAN-Studie gezeigt, dass sich das Aufteilen in mehrere Schwungscheiben positiv auf die Lebensdauer des Lagers auswirkt (s. [125]).

9.3.1.6 Laden und Entladen des Speichers

Zur Be- und Entladung der Schwungradspeicheranlage werden eine elektrische Maschine und ein Umrichter benötigt. Beim Entladen übernimmt die elektrische Maschine die Aufgabe, die mechanisch gespeicherte Energie in elektrische Energie umzuwandeln. Beim Laden wandelt sie die elektrische Energie in mechanische Energie. Hierbei kommt es durch Reibung und elektrische Verluste zur Wärmeentwicklung. Folgende elektrische Maschinen kommen zum Einsatz:

Gleichstrommaschine

Die Gleichstrommaschine ist eine elektrische Maschine, die als Generator oder elektrischer Motor betrieben werden kann. Ihr Rotor mit Ankerwicklung dreht sich in einem festen Magnetfeld, das in einem massiven Gehäuse verbaut wird. Zusätzlich wird aufgrund des sich drehenden Rotors eine Änderung des Magnetfelds hervorgerufen, das mithilfe eines Kommutators periodisch umgepolt werden muss. Der Betrieb erfolgt bei einer anliegenden Wechselspannung und benötigt eine Leistungselektronik, um vom Wechselspannungsnetz betrieben zu werden oder in dieses einspeisen zu können. Bei Verwendung eines Umrichters kann es durch Leistungsspitzen zu einer hohen Beanspruchung der

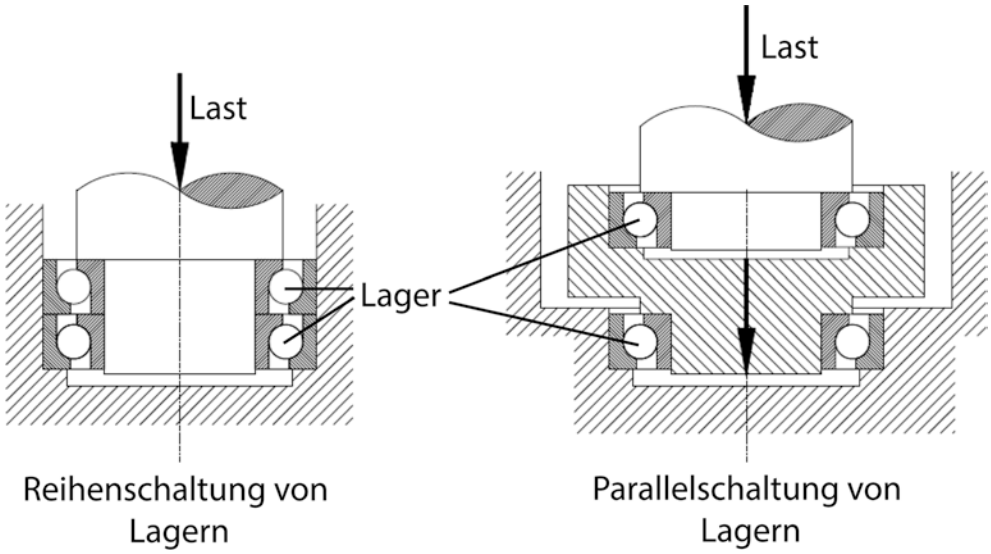


Abb. 9.60 Reihen- und Parallelschaltung von Lagern in Schwungradspeichern

Schleifkontakte kommen. Auch wenn Umrichter in der Lage sind, hohe Leistungen zu verarbeiten, spricht die starke Abnutzung der Schleifkontakte durch Funkenfeuer bei einer hohen Polpaarzahl gegen den Einsatz in Anlagen, die schnell viel Energie bereitstellen sollen.

Asynchronmaschine

Die Drehstrom-Asynchronmaschine kann ebenso als Motor oder als Generator betrieben werden. Der Motor besteht aus einem festen Teil, dem Ständer oder auch Stator genannt, und einem innenliegenden Rotor, auch als Läufer bezeichnet. Der Läufer ist frei beweglich und über eine Welle gelagert. Es wird zwischen Kurzschlussläufern und Läufern mit Spulen unterschieden. Ein Kurzschlussläufer besteht aus einem Eisenblechpaket, in dem Metallstäbe aus Nichteisenmetall eingebettet sind. Das Eisenblechpaket besteht aus vielen, wenige Millimeter dicken Blechen, die gegenseitig isoliert werden und mit Nuten für die Läuferstäbe versehen sind. In die Aussparungen des Eisenblechpakets wird Aluminium im Aluminium-Druckgussverfahren eingelassen.

Befindet sich die Asynchronmaschine im Motorbetrieb, ist die Drehzahl des Läufers immer langsamer als das Drehfeld an der Spule. Diese Drehzahldifferenz wird auch Schlupf genannt. Wird eine Asynchronmaschine an einen Schwungradspeicher zur Frequenzregulierung des öffentlichen Stromnetzes gekoppelt, kommt es zu einer sprunghaften Drehzahländerung des Läufers. Dies ist durch das Nacheilen des Läufers im Motorbetrieb und das Voreilen im Generatorbetrieb bedingt.

Synchronmaschine

Die Drehstrom-Synchronmaschine wird in verschiedenen Bauformen ausgeführt. Nach einer Einteilung in Außen- und Innenpolmaschine werden diese nochmals in Schenkelpol- und Vollpolmaschine unterteilt. Alle Arten verfügen über einen Ständer, einen Rotor und eine Erregereinrichtung. Der Ständer besteht aus drei Wicklungssträngen, die um 120°/Polpaarzahl versetzt werden. Bezeichnet werden die Wicklungen mit U, V, W und es erfolgt eine Verschaltung in Stern- oder Dreiecksschaltung. Der Aufbau des Ständers gleicht dem der Asynchronmaschine. Nachdem die Maschine mithilfe eines Wechselrichters netzsynchron geschaltet ist, kann dieser im Gleichlauf überbrückt werden. Ab diesem Zeitpunkt läuft die Synchronmaschine exakt mit der Frequenz der anliegenden Netzspannung gleich. Selbst wenn es zu einem Stromausfall kommt, verhindert die Masse des Rotors einen abrupten Stillstand, und es wird

eine Spannung mit der Frequenz äquivalent zur Drehzahl erzeugt.

Reluktanzmaschine

Die Reluktanzmaschine ist ein Elektromotor, bei dem das Drehmoment im Rotor nur durch die Reluktanzkraft erzeugt wird. Bei Elektromotoren mit magnetischen Erregern erfolgt dies zum wesentlichen Teil durch Lorentzkraft. Dies hat den Vorteil, dass die Reluktanzmaschine weder mit Permanentmagneten noch mit einer elektrischen Wicklung am Rotor versehen ist. Hierdurch entfallen fast alle Verschleißteile wie z. B. Schleifring oder Bürsten.

Im Vergleich zu magnetisch erregten Elektromotoren ist das Drehmoment der Reluktanzmaschine gering. Somit ist eine im Verhältnis größere Reluktanzmaschine nötig, um ein gleiches Drehmoment wie ein Asynchronmotor erzeugen zu können. Nachteilig ist zudem, dass es zu einem pulsierenden Drehmoment kommt, das bei kleinerer Startpolzahl stärker ausfällt. Der Betrieb als Generator ist nur mithilfe von Kondensatoren möglich. Durch den robusten Bau des Rotors ist die Reluktanzmaschine unempfindlich gegen kurzzeitige Überlastungen und zu hohe Drehzahlen. In der Serienfertigung kann sie kostengünstig produziert werden, was an ihrem einfachen Aufbau liegt.

Dynamische Vorgänge

Bei der Beschleunigung des Schwungrads, dem Laden, wird elektrische Energie mechanisch gespeichert. In dieser Phase ist das mechanische Moment positiv. Umgekehrt entsteht bei der Entladung des Schwungradspeichers ein negatives mechanisches Moment. Die erbrachte mechanische Leistung P_{mech} ist hierbei proportional zur Winkelgeschwindigkeit ω und zum Moment M,

$$\pm M_{mech} = J \cdot \ddot{\varphi} = J \cdot \dot{\omega} \text{ mit } \frac{\mathrm{d}\varphi}{\mathrm{d}t} = \omega \tag{9.47}$$

$$P_{mech} = M_{mech} \cdot \omega = J \cdot \dot{\omega} \cdot \omega. \tag{9.48}$$

Zur Berechnung der über einen Zeitraum gespeicherten oder entnommenen Energie E_{sp} wird das Integral der Leistung über diesen Zeitraum berechnet:

$$E_{sp} = \int_{t1}^{t_2} P_{mech}\mathrm{d}t = \int_{t1}^{t_2} J \cdot \omega \cdot \dot{\omega} \cdot dt \tag{9.49}$$

$$= J \int_{\omega_1}^{\omega_2} \omega \cdot d\omega dt = \frac{1}{2} J(\omega_2^2 - \omega_1^2). \tag{9.50}$$

Einschränkung beim Be- und Entladevorgang ist die begrenzte Drehzahl der Schwungmasse durch die maximale Belastungsgrenze des Materials. Zudem wird die Drehzahl nochmals verringert, um eine längere Lebensdauer des Schwungrads zu gewährleisten. Zusätzlich ist zu bedenken, dass die maximale Leistungszufuhr durch den elektrischen Anlagenteil und die Schwungwelle begrenzt wird.

Verluste beim Laden und Entladen

Gleichung 9.43 beschreibt das betrachtete mechanische System nur unvollständig. Es kommt zu weiteren Verlusten durch Reibung in den Lagern M_L oder durch Reibungsverluste von Dichtungen M_D. Auch durch Luftreibung M_{Aero} entsteht in Abhängigkeit vom Gehäuseinnendruck ein Verlustmoment. Hierdurch ändert sich Gleichung 9.42 wie folgt:

$$\Sigma M = \pm M_{mech} - M_L(\omega) - M_{Aero}(\omega) - M_D(\omega) = J \cdot \dot{\omega}. \tag{9.51}$$

Um die Differentialgleichung für die Energiespeicherung in einem reibungsbehafteten Schwungrad zu erhalten, wird sie mit der Winkelgeschwindigkeit erweitert:

$$\frac{dE}{\mathrm{d}t} = \pm P_{mech}(\omega) - P_L(w) - P_{Aero}(w) - P_{D(\omega)}. \tag{9.52}$$

Zu den weiteren Verlusten zählt der Energiebedarf für Hilfsaggregate. Je nach Ausführung der Schwungradspeicheranlage zählen zu den Hilfsaggregaten der Steuerelektronik die Kühlung der Lager, eine Niederdruckpumpe für die Ölversorgung von Wälzlagern oder eine Hochdruckpumpe bei hydrostatischer Lagerung, die Gleichstromversorgung bei elektromagnetischen Lagern, eine Vakuumpumpe zur Gehäuseevakuierung und eventuell eine Kühlungseinrichtung für weitere elektronische Bauteile der Anlage (Abb. 9.61).

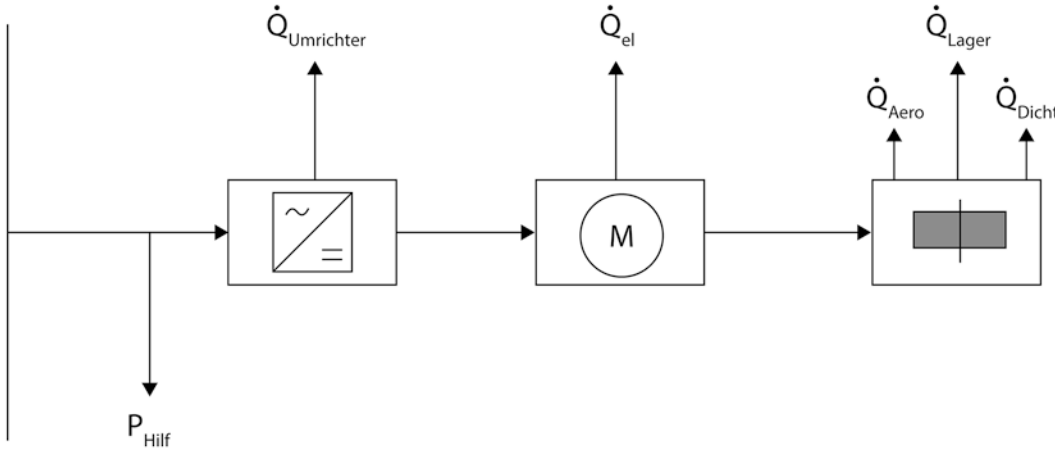


Abb. 9.61 Verluste eines Schwungradspeichers

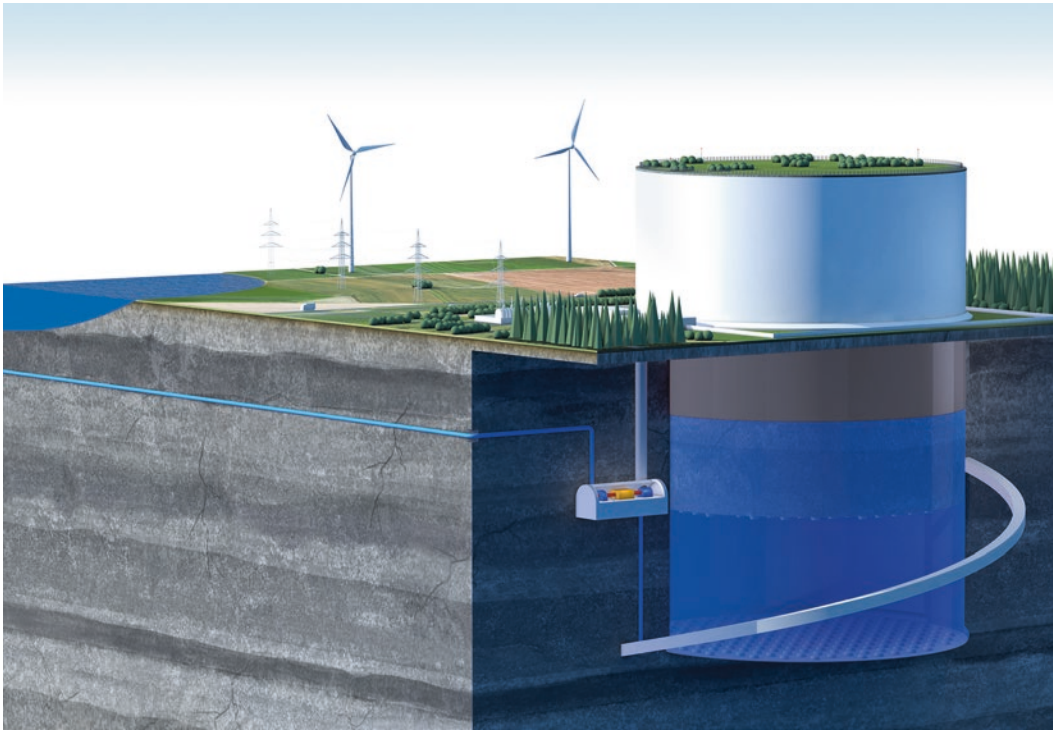


Abb. 9.62 Funktionsweise des Lageenergiespeichers »Hydraulic Rock Storage«

9.3.2 Lageenergiespeicher

Lageenergiespeicher sind mechanische Speicher, die ein flüssiges Medium wie Wasser benutzen, um die potenzielle Energie eines festen Mediums wie Gestein zu verändern. Sie besitzen durch den Einsatz von Turbinen und Pumpen eine Verwandtschaft zu Pumpspeichern und fallen in der heutigen Anwendung unter die Kategorie der Stromspeicher (s. ▶ Kap. 2).

9.3.2.1 Grundsätzliche Funktionsweise und Typ »Hydraulic Rock Storage«

Abb. 9.62 zeigt die Funktionsweise eines Lageenergiespeichers. Beim Einspeichern wird Wasser mit entsprechendem Druck mittels elektrisch betriebenen Pumpen unter einen freigelegten Felszylinder gepumpt. Der Felszylinder hebt sich aufgrund der hydraulischen Kräfte an, wodurch Strom in Form von potenzieller Energie gespeichert wird. Die Höhe des nötigen Drucks ist abhängig von der Masse des freigelegten Felszylinders und liegt im Bereich zwischen 21 und 103 bar (s. [47]).

Zur Ausspeicherung bzw. Rückverstromung wird der Felszylinder abgesenkt, das unter Druck stehende Wasser durch eine Turbine mit angeschlossenem Generator geleitet und der so erzeugte Strom mittels eines Transformators in das Stromnetz eingespeist.

Die Besonderheit dieses Stromspeichers ist die Nutzung des Gesteins zur Speicherung der potenziellen Energie, dessen Dichte um ein Vielfaches höher als die von Wasser ist. Dies führt zu einer erhöhten Speicherkapazität. Das Wasser dient bei diesem Konzept lediglich als Hydraulikflüssigkeit (s. [51]).

Beim Lageenergiespeicher des Typs »Hydraulic Rock Storage« handelt es sich um ein von Eduard Heindl entwickeltes Speicherkonzept, das bislang noch nicht realisiert worden ist. Sämtliche hier wiedergegebenen Abschätzungen stammen aus dessen Quellen.

Im Folgenden sind die technischen Kennwerte beschrieben.

Wirkungsgrad

Der erreichbare Wirkungsgrad eines Lageenergiespeichers ist mit dem eines Pumpspeicherwerks vergleichbar, da die Maschinenkomponenten faktisch identisch eingesetzt werden (s. Abb. 9.63). Er setzt sich aus dem Wirkungsgrad des Transformators $\eta_{Tr.}$, des Motors bzw. des Generators $\eta_{M,G}$, der Pumpe bzw. der Turbine $\eta_{P,T}$ sowie der Rohrleitung η_{R} zusammen:

$$\eta_{Ges.} = \eta_{Tr.} \cdot \eta_{M,G} \cdot \eta_{P,T} \cdot \eta_{R}. \tag{9.53}$$

Energiespeichervolumen und Kapazität

Die gespeicherte Energie eines Lageenergiespeichers ergibt sich aus der Masse des Gesteins, aus welchem der Zylinder geschnitten wird, und der Masse des Wassers, welches unter den Zylinder in den Hohlraum gepumpt werden kann (s. Abb. 9.64). Angenommen, die Dichte ρ_G des Gesteins beträgt $2600\,\mathrm{kg/m^3}$, welches der Dichte der kontinentalen Erdkruste entspricht (s. [66]), und die Gravitation beträgt auf der Erdoberfläche $g = 9{,}81\,\mathrm{m/s^2}$, dann ergibt sich die potenzielle Energie E_Z des Zylinders von einem Volumen V_Z, gehoben auf eine Höhe h_Z zu

$$E_Z = g \cdot \rho_G \cdot V_Z \cdot h_Z. \tag{9.54}$$

Das Volumen V_Z des Zylinders ist abhängig von dessen Radius r_Z und Höhe l_Z:

$$V_Z = \pi \cdot {r_Z}^2 \cdot l_Z. \tag{9.55}$$

Damit der Zylinder aufgrund des schwimmenden Systems nicht kippt oder sich verkantet, muss der Schwerpunkt der Felsmasse immer unterhalb der Dichtungslinie gehalten werden. Grund dafür ist das aus dem Schiffsbau bekannte Auftriebsprinzip (s. [52]), was dazu führt, dass der Zylinder bis zur Abdichtung, welche auf der halben Höhe des Zylinders angebracht wird, also maximal um

$$h_Z = l_Z / 2 \tag{9.56}$$

angehoben werden kann (s. [47]).

Die potenzielle Energie E_Z des Zylinders ergibt sich daraus zu

$$E_Z = g \cdot \rho_G \cdot \pi \cdot {r_Z}^2 \cdot \frac{l_z}{2}. \tag{9.57}$$

Verringert wird die gespeicherte Energie E_Z durch die potenziellen Energieverluste E_W des Wassers mit einer Dichte $\rho_W = 1000\,\mathrm{kg/m^3}$, welches aus der Wasserquelle von der Oberfläche unter den Zylinder gepumpt wird, seinen Schwerpunkt auf der Höhe r_Z und ein Volumen V_H hat,

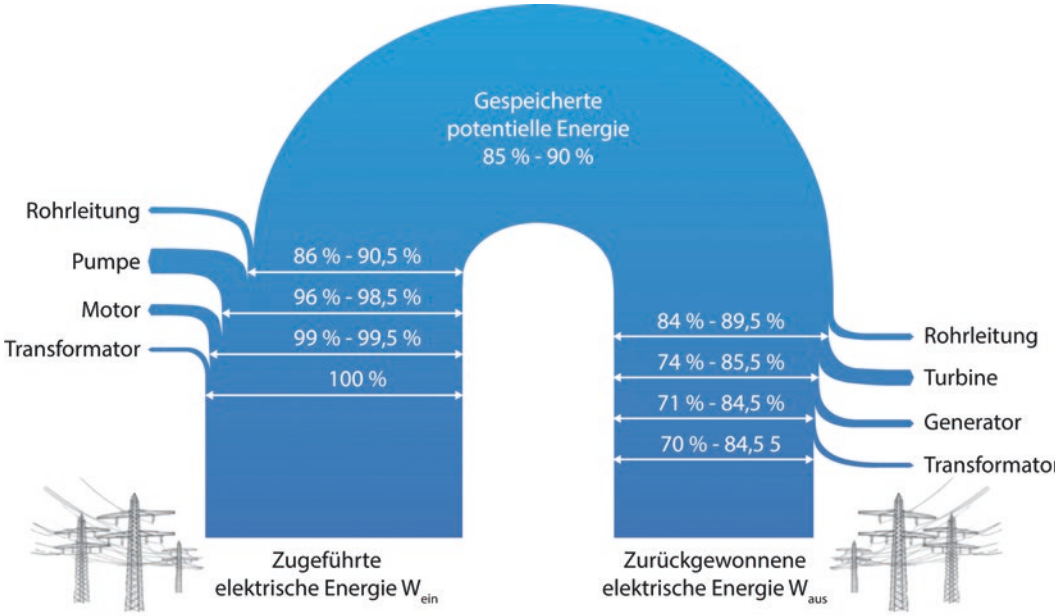


Abb. 9.63 Wirkungsgrad eines Lageenergiespeichers, nach [27, 38, 84, 90]

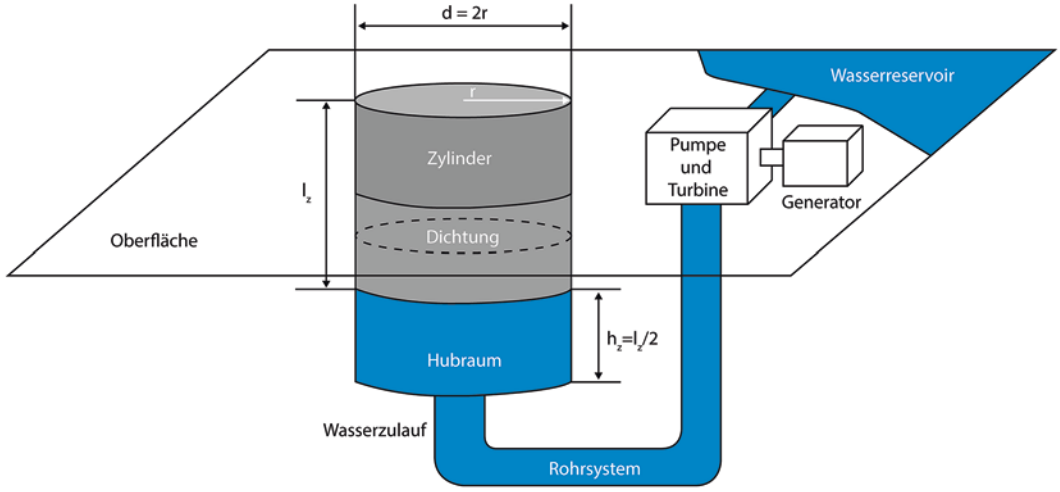


Abb. 9.64 Aufbau und Prinzip eines Lageenergiespeichers, nach [17]

$$E_W = \vec{r}_S \cdot g \cdot \rho_W \cdot V_H \cdot h_Z . \tag{9.58}$$

$$V_H = \pi \cdot r_Z^{\,2} \cdot \frac{l_Z}{2}. \tag{9.59}$$

Das Volumen V_H des Hubraums ist abhängig vom Radius r_z und der Höhe l_Z des Zylinders und ergibt sich aus

Das Wasser im Hubraum liegt zwischen den Tiefen l_Z und $\frac{l_Z}{2}$, dessen Schwerpunkt $\vec{r}_S$ sich aus

$$\vec{r}_S = -\frac{\left(l_Z + \frac{l_Z}{2}\right)}{l_Z} \tag{9.60}$$

berechnet. Zusammengesetzt ergeben sich die potenziellen Energieverluste des Wassers aus

$$E_W = -\frac{\left(l_Z + \frac{l_Z}{2}\right)}{l_Z} \cdot g \cdot \rho_W \cdot \pi \cdot {r_Z}^2 \cdot \left(\frac{l_Z}{2}\right)^2. \tag{9.61}$$

Die gespeicherte potenzielle Energie des Lageenergiespeichers E_{LES} ergibt sich daher aus

$$E_{LES} = g \cdot \rho_G \cdot \pi \cdot {r_Z}^2 \cdot \frac{{l_Z}^2}{2} - \frac{\left(l_Z + \frac{l_Z}{2}\right)}{l_Z} \cdot g \cdot \rho_W \cdot \pi \cdot {r_Z}^2 \cdot \left(\frac{l_Z}{2}\right)^2. \tag{9.62}$$

Dies ergibt zusammengefasst

$$E_{LES} = \left(\rho_G \cdot l_z^2 - \frac{3}{4} \cdot l_z^2 \cdot \rho_w\right) \cdot \frac{g \cdot \pi \cdot r_z^2}{2} = \frac{g \cdot \pi \cdot r_z^2 \cdot l_z^2}{2} \cdot \left(\rho_G - \frac{3}{4} \cdot \rho_W\right). \tag{9.63}$$

Nutzt man Gl. 9.63 für die Berechnung eines Lageenergiespeichers mit einem sehr großen Radius $r_Z = 250\ \text{m}$ und einer sehr großen Höhe ergibt sich daraus in etwa eine theoretische Speicherkapazität von $E_{LES} = 125\ \text{GWh}$. Des Weiteren zeigt Gl. 9.63, dass die Verdoppelung des Radius und der Höhe zu einer 16-fach gespeicherten Energiemenge E_{LES} führt (s. [52]). Wird lediglich die Höhe oder der Radius verdoppelt, führt das zu einer Steigerung der Speicherkapazität um das Vierfache.

Die theoretische Speicherkapazität liegt damit im Bereich von Terrawattstunden. Selbst nach Abzug der Energieverluste durch die Rückverstromung ergibt sich eine Speicherkapazität, welche in der Theorie den Strombedarf Deutschlands für einen Tag decken könnte (s. [84]). Um die extreme Steigerung der Speicherkapazität mit Verdoppelung des Radius und der Höhe darzustellen, zeigt Tab. 9.17 sowohl die Brutto- als auch die Nettospeicherkapazität für verschiedene Anlagengrößen, bei welchen l_Z gleich $2r_Z$ entspricht (s. [47]).

Realisiert wurde bisher in der Praxis noch keiner dieser Felszylinder. In einem Versuchsaufbau der Universität Innsbruck ist ein Zylinder mit einem Durchmesser von 2,3 m, 6 m Höhe und 40 t Gewicht im Einsatz (s. ▶ Abschn. 9.3.2.3).

Druck

Die Drücke innerhalb des Lageenergiespeichers variieren je nach Anlagengröße und Ladezustand. Ein guter Anhaltspunkt für die in der Pumpe und der Turbine maximal auftretenden Drücke ist der Druck p_D an der Dichtung. Dieser Punkt liegt bei voll aufgeladenem Speicher auf derselben Höhe mit der Pumpe bzw. der Turbine, sofern diese an der Geländeoberfläche platziert werden (s. Abb. 9.65 links).

Der Druck des Felszylinders auf das Wasser ergibt sich aus

$$p_Z = g \cdot \rho_G \cdot l_Z \tag{9.64}$$

Der Druck des Wassers auf den Felszylinder variiert aufgrund der sich verändernden Wassersäule im Hubraum. Dieser hängt von der Höhe h_Z ab, auf welche der Felszylinder angehoben ist, und ergibt sich aus

$$p_W = g \cdot \rho_W \cdot \left(l_Z - h_Z\right). \tag{9.65}$$

Je niedriger die Position des Zylinders ist, desto geringer wird der Druck an der Dichtung, da die gegen den Zylinder arbeitende Wassersäule steigt. Der resultierende Druck an der Dichtung wird zu

$$p_D = p_Z - p_W = g \cdot \left(\rho_G \cdot l_Z - \rho_W \cdot \left(l_Z - h_Z\right)\right). \tag{9.66}$$

Wird die Pumpe und Turbine 50 m unter der Geländeoberfläche platziert (s. Abb. 9.65 rechts), ergibt sich ein Druck von

$$p_T = g \cdot (l_Z \cdot \rho_G \cdot \rho_W \cdot (50m - h_z)) \tag{9.67}$$

Flächenbedarf

Der theoretische Flächenbedarf von Lageenergiespeichern errechnet sich vereinfacht durch die Oberfläche A_Z des freigelegten Zylinders:

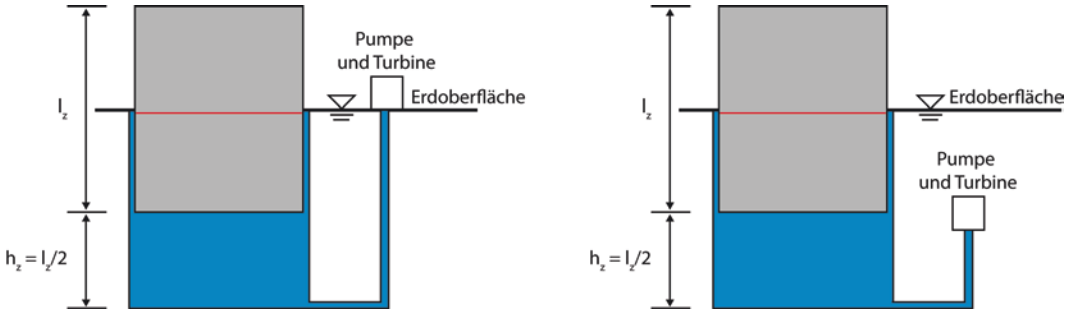


Abb. 9.65 Druck in einem Lageenergiespeicher; Platzierung von Pumpe und Turbine auf bzw. unter der Geländeoberfläche

Tab. 9.17 Theoretische Brutto- und Nettospeicherkapazität für verschiedene Größen eines Lageenergiespeichers, l_Z gleich $2r_Z$

Radius in m	50	75	100	125	250
Druck in bar	21	31	41	52	103
Bruttokapazität in GWh	0,2	1,0	3,0	8,0	125
Nettokapazität $\eta_{Rü} = 90\,\%$ in GWh	0,18	0,9	2,7	7,2	112,5

$$A_Z = \pi \cdot r_Z^2 . \tag{9.68}$$

Ein Lageenergiespeicher mit einem Radius $r_Z = 125$ m, einer Höhe $l_Z = 250$ m und einer Kapazität von ca. 8 GWh hat entsprechend Gl. 9.68 eine Oberfläche von $A_Z = 0{,}049\ \text{km}^2$. Zum Vergleich: Das Oberbecken des größten real existierenden deutschen Pumpspeicherwerks in Goldisthal weist bei einer Kapazität von 8,5 GWh eine Fläche von 0,55 km² auf (s. [89]).

Zum Erhalt eines besseren Vergleichswerts wird die Speicherkapazität in Bezug auf die Oberfläche betrachtet. Dieser Wert gibt an, wie viel Energie pro Quadratmeter Fläche gespeichert ist. Die spezifische Speicherkapazität e_{LES} ergibt sich in Abhängigkeit von Radius und Höhe des Systems aus

$$e_{LES} = \frac{E_{LES}}{A_Z} = \frac{g \cdot l_z^2}{2} \cdot \left(\rho_G - \frac{3}{4} \cdot \rho_W \right) \tag{9.69}$$

Dies ergibt bei einem Lageenergiespeicher mit einem theoretischen Radius $r_Z = 250$ m und einer Höhe $l_Z = 500$ m eine spezifische Speicherkapazität von $e_{LES} = 630\ \text{kWh/m}^2$. Das reale Pumpspeicherwerk Goldisthal weist vergleichsweise eine spezifische Speicherkapazität von $e_{Goldisthal} = 15{,}5\ \text{kWh/m}^2$ auf (s. [89]).

Tab. 9.18 zeigt die theoretische spezifische Speicherkapazität und den theoretischen Flächenbedarf für verschiedene Anlagengrößen, wiederum unter der Annahme von l_Z gleich $2r_Z$.

Die theoretische spezifische Speicherkapazität eines Lageenergiespeichers mit einem Radius $r_Z = 50$ m und einer Höhe $l_Z = 100$ m liegt bereits um den Faktor 1,6 höher als die des realen Pumpspeicherwerks Goldisthal. Voraussetzung für die Werte ist der Bau des Speichers nahe einer großen Wasserquelle, aus welcher das Wasser bei Bedarf entnommen und in welche dieses bei Entladung des Speichers zurückgeführt werden kann. Ansonsten wäre ein Becken zu errichten, das für den Wasseraustausch ausreichend groß dimensioniert ist. Der notwendige Flächenbedarf würde sich um ein Vielfaches erhöhen.

Dennoch ist gerade für dicht besiedelte Länder der mögliche Platz für sehr große Speicherseen beschränkt, oder passende Standorte sind nicht vorhanden (s. [79]).

Wasserbedarf

Für Pumpspeichersysteme sind oftmals große Mengen an Wasser notwendig. Das benötigte Wasservolumen ergibt sich aus dem Volumen des Hubraums V_H, welcher je nach Radius und Höhe des Zylinders variiert, und berechnet sich entsprechend Gl. 9.59.

Ein theoretisches System eines Lageenergiespeichers mit einem Radius $r = 250$ m und einer

Tab. 9.18 Theoretische spezifische Speicherkapazität für verschiedene Anlagengrößen, l_z gleich $2r_z$

Radius in m	50	75	100	125	250
Fläche in m²	7.854	17.671	31.416	49.087	196.350
Spez. Speicherkapazität in kWh/m²	25,20	56,71	100,83	157,48	629,84

Höhe $l_z = 500$ m benötigt nach Gl. 9.59 zur Volladung 0,05 km³ Wasser.

Da dieser Wert schlecht vergleichbar ist, ist es interessant, wie viel Energie pro Kubikmeter Wasser gespeichert ist. Für einen Lageenergiespeicher errechnet sich die Energiedichte aus dem Volumen des Hubraumes, welcher mit Wasser gefüllt wird, und der gesamten gespeicherten Energie:

$$w_{LES} = \frac{E_{LES}}{V_H} = g \cdot l_z \cdot \left(\rho_G - \frac{3}{4} \cdot \rho_W \right) \tag{9.70}$$

Mit den genannten theoretischen Werten, einem Radius $r_z = 250$ m und einer Höhe $l_z = 500$ m ergibt das eine Energiedichte von $w_{LES} = 2{,}52$ kWh/m³. Tab. 9.19 zeigt die theoretische Energiedichte, den Wasserbedarf und das spezifische Volumen für verschieden große Anlagen, bei welchen l_z gleich $2r_z$ entspricht. Das reale Pumpspeicherwerk Goldisthal hat eine Energiedichte von $w_{Goldisthal} = 0{,}71$ kWh/m³ (s. [90]). Dies entspricht etwa zwei Siebteln der Energiedichte eines möglichen Lageenergiespeichers. Die Tatsache, dass Wasser bei einem Lageenergiespeicher nur als Hydraulikflüssigkeit und nicht als Speichermedium genutzt wird, erklärt diesen Unterschied (s. [47]).

Die Zu- und Abflussmenge ergibt sich aus der Leistung von Pumpe und Turbine. In Tab. 9.20 ist die theoretische Abflussmenge für verschiedene Anforderungen, d. h. Tages-, Wochen- und Monatsausgleich für verschieden große Lageenergiespeicher, dargestellt (wiederum l_z gleich $2r_z$). Ein möglicher Lageenergiespeicher mit einem Radius $r_z = 250$ m und einer Höhe $l_z = 500$ m hätte bei einer Turbinenleistung von 736 MW und einer Ablaufzeit von einer Woche einen Wasserbedarf von 81,2 m³/s. Das reale Pumpspeicherwerk Goldisthal benötigt bei einer installierten Turbinenleistung von 1060 MW acht Volllastbetriebsstunden zum Abruf der komplett gespeicherten Energie, dies entspricht einem Wasserablauf von 416,67 m³/s (s. [90]).

Bau, Kosten und Wirtschaftlichkeit

Für den Bau eines Lageenergiespeichers werden Orte mit stabilem Gestein bevorzugt, die es erlauben, einen standfesten Zylinder freizulegen. Optimal ist Gestein mit ebener Schichtung und wenig Zerklüftungen, um den sicheren Bau und Betrieb zu gewährleisten. Dazu eignen sich kompakte Sand- und Kalksteine, die an Küsten steile Klippen bilden können. Granit ist in seiner Stabilität unübertroffen und kann bis zu 1200 m hohe Klippen ausbilden. Zum Bau werden größtenteils aus dem Bergbau bekannte Verfahren verwendet, die eine erste Kostenabschätzung ermöglichen. Da ein solcher Speicher bislang nie gebaut wurde, können nur theoretische Abschätzungen getroffen werden. Nachfolgend wird eine mögliche Bauweise erläutert und eine Kostenabschätzung für einen Lageenergiespeicher des Typs »Hydraulic Rock Storage« mit einem theoretischen Radius $r_z = 125$ m berechnet, der einer theoretischen Speicherkapazität von 8 GWh entspricht.

Tunnelsystem

Für den Bau und Betrieb des Lageenergiespeichers ist es vorteilhaft, wenn es einen Zugangstunnel gibt (s. Abb. 9.66), der sich spiralförmig um das Bauwerk legt und damit den Zugang mit schweren Fahrzeugen erlaubt. Dieser mögliche Tunnel hat bei einer Steigung α eine Länge L von

$$L = 2 \cdot \frac{r}{\sin \alpha} \tag{9.71}$$

Pro Meter Tunnelstrecke werden 2100 € angesetzt. Das ergibt bei einem Lageenergiespeicher mit 125 m Radius und 10 % Steigung einen Kostenvoranschlag von 3,2 Mio. €. Von dem Spiraltunnel aus gehen mehrere kurze Abzweige zum Zylinder.

Freilegen der Zylinderwand

Die Zylinderwand könnte durch den Bau eines tiefen Grabens bis zum Boden des Zylinders herge-

Tab. 9.19 Theoretische Energiedichte, Wasserbedarf und spezifisches Volumen für verschiedene Anlagengrößen, l_z gleich $2r_z$

Radius in m	50	75	100	125	250
Wasserbedarf in m^3	392.699	1.325.359	3.141.593	6.136.000	49.087.000
Masse Felszylinder in Mio. t	2,04v	6,89	16,34	31,91	255,25
Spez. Volumen in m^3/kWh	1,963	1,325	1,047	0,767	0,397
Energiedichte in kWh/m^3	0,51	0,75	0,96	1,30	2,52

Tab. 9.20 Theoretischer Wasserzufluss sowie Turbinen- und Pumpenleistung für verschiedene Anlagengrößen (l_z gleich $2r_z$)

Radius in m	50	75	100	125	250
Wasserablauf 8 h in m^3/s	13,64	46,02	109,08	213,06	1.704,41
Wasserablauf 168 h in m^3/s	0,65	2,19	5,19	10,15	81,16
Wasserablauf 720 hin m^3/s	0,15	0,51	1,21	2,37	18,94
Turbine/Pumpe 8 h in MW	25,04	124,25	376,98	966,25	15.458,75
Turbine/Pumpe 168 h in MW	1,19	5,91	17,94	46,01	736,13
Turbine/Pumpe 720 h in MW	0,28	2,03	4,18	10,74	171,76



Abb. 9.66 Tunnelsystem eines möglichen Lageenergiespeichers in Form eines Spiraltunnels mit optionalem Schacht

stellt werden. Der Graben hätte eine ausgebrochene Breite von vier m, die sich durch den Ausbau dann aber wieder reduzieren würde. Zur Auflockerung des Gesteins würden präzise Sprengungen durchgeführt (s. Abb. 9.67), das Gestein würde dann über Rolllöcher nach unten abgeführt und über den Schrägtunnel zu Tage gefördert werden. Das Material könnte gegebenenfalls für die Herstellung eines Wasserbeckens verwendet werden.

Die Oberfläche von Kolben und Zylinder würden während des Abgrabens bereits ausgebaut. Je nach Gestein könnten Felsanker eingesetzt und mit einer Kombination aus Spritzbeton und Dichtungsfolie sowohl der Zylinder als auch der Kolben wasserdicht abgedichtet werden. Im Bereich der Dichtung könnte die Oberfläche so mit Beton, vorzugsweise in Gleitschalungstechnik, vergütet werden, dass die Rollbalgdichtung darauf gut abrollen könnte.

Eine derartige Herstellung der Zylinderwand inklusive Rolllöcher und Oberflächenvergütung von Zylinder und Kolben würde nach ersten Abschätzungen pro Quadratmeter ca. 1400 € kosten.

Für die Zylinderwand A_S gilt:

$$A_S = 4 \cdot \pi \cdot r^2 \tag{9.72}$$

Damit entstehen mögliche Aufwendungen für die Zylinderwand in Höhe von ca. 266 Mio. €.

Abtrennen der Bodenplatte

Das Abtrennen der Bodenplatte könnte mit den Verfahren des Bergbaus erfolgen. Dazu würden parallel Stollen unter dem Kolben aufgefahren, die je-

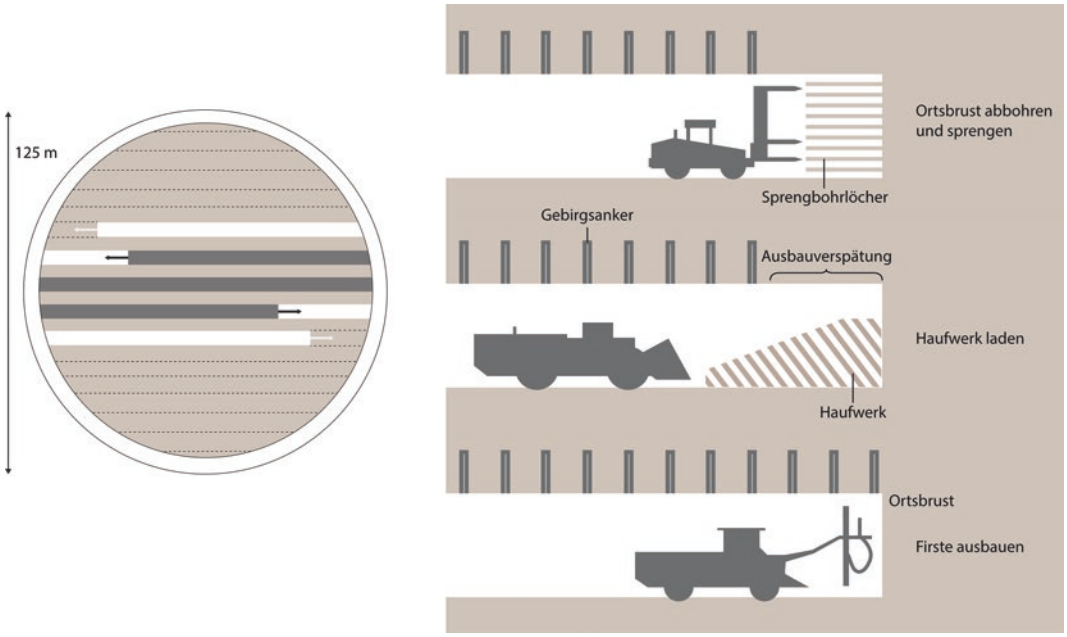


Abb. 9.67 Mögliches Abtrennen der Bodenplatte in Bergbau-Verfahren: Auffahrschema der Stollen in Aufsicht (links), Sprengvortrieb innerhalb der Stollen mit Ausbau der Firste in Seitenansicht (rechts)

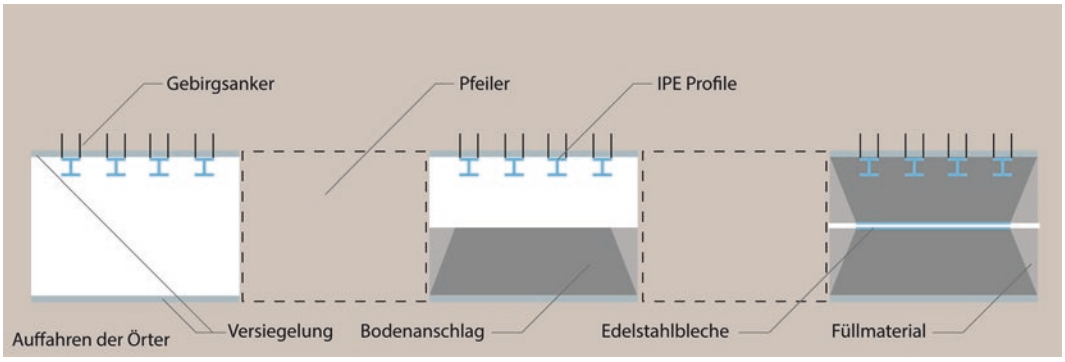


Abb. 9.68 Details des Bodenflächenausbaus

weils um eine Stollenbreite versetzt sind. Es blieben somit Säulen stehen, die die Kolben vorübergehend halten (s. Abb. 9.67).

Die freigelegten Stollen würden oben und unten wasserdicht abgeschlossen und in die Stollen Betonsäulen eingebaut werden, die den Kolben später vollständig tragen könnten. Im nächsten Schritt würden die verbleibenden Strecken abgetragen und ebenfalls abgedichtet. Damit wären der Kolbenboden und der Zylinderboden freigelegt und gegen Wasser abgedichtet (s. Abb. 9.68 und 9.69).

Die abzutrennende Fläche ergibt sich aus

$$A_{Bodenplatte} = \pi \cdot r^2 \tag{9.73}$$

Dies führt, bei möglichen Kosten von 2500 € pro Quadratmeter inklusive Ausbau und Abdichtung, zu einer Summe von etwa 124 Mio. €.

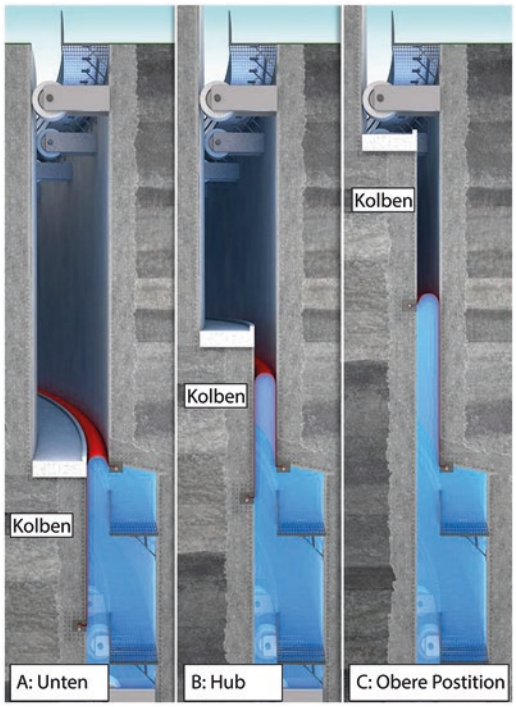


Abb. 9.69 Die Rollmembrandichtung befindet sich in einem schmalen Spalt, der während des Anhebens des Zylinders entsteht

Dichtung

Die Dichtung ist eines der kritischen Elemente beim Bau eines Lageenergiespeicher und hat dabei mindestens zwei widersprüchliche Anforderungen zu erfüllen: Einerseits hat der Dichtungsspalt möglichst schmal zu sein, damit die Kräfte, die die Dichtung aufzunehmen haben, nicht extrem groß werden. Andererseits kann der Dichtungsspalt nicht beliebig genau über eine Länge von mehreren 100 m gefertigt werden. Zudem erfordert die Wartung der Dichtung und der Oberflächen den Zugang für Mensch und Maschine, da andernfalls eine kleine Störung bereits den Verlust der gesamten Anlage bedeuten würde.

Das Problem könnte mit einer Rollmembrandichtung gelöst werden, die in einem Spalt relativ geringer Breite von ca. 20 cm abrollt. Das Material der Membran ist vergleichbar mit dem eines Förderbands und könnte die Kräfte, die bei Drücken von 50 bar und mehr wirken, gut aufnehmen. Das Förderband ist dazu in Längsrichtung mit Stahlseilen verstärkt. Der Zugang zur Dichtung während des Baus und bei Wartungsarbeiten könnte durch eine Versetzung im Kolben- und Zylinderradius erreicht werden (s. Abb. 9.69).

Der Vorteil dieses Dichtungskonzepts wäre eine automatische Zentrierung des Kolbens in der Mitte des Zylinders, da sich der Balg bei Drift aus dem Zentrum aufwölben würde, sich damit die Druckfläche auf einer Seite vergrößern und letztendlich eine Rückstellkraft zum Zentrum entstehen könnte.

Während des Aufsteigens des Kolbens würde der Dichtungsbalg einmal umgeschlagen, was die Länge der Dichtungsbahn auf die Hälfte der zurückgelegten Wegstrecke des Zylinders verringert.

Die Fläche A_D der Dichtung berechnet sich zu

$$A_D = \pi \cdot r^2 \tag{9.74}$$

Die möglichen spezifischen Kosten der Dichtungsmatte hängen vom Druck ab, da höhere Drücke stärkere Stahlseile im Inneren der Gummibahnen erfordern. Abschätzungen liegen im Bereich von 200 €/m². Damit kostet die Dichtung für den 8 GWh Speicher ca. 10 Mio. €.

9.3.2.2 Typ »Gravity Power«

Ein weiteres theoretisches Konzept eines Lageenergiespeichers ist der Typ »Gravity Power«.

Im Unterschied zum Typ »Hydraulic Rock Storage« in ► Abschn. 9.3.2.1 sind die Dimensionen eines »Gravity Power«-Moduls kleiner, das Speicherprinzip ist etwas anders und entspricht dem des Typs »Powertower« (s. ► Abschn. 9.3.2.3).

Demnach wird in den Typen »Gravity Power« und »Powertower« ebenso wie im Typ »Hydraulic Rock Storage« Strom durch Anheben einer Auflast (Kolben), die sich in einem mit Wasser gefüllten Zylinder befindet, in potenzielle Energie umgewandelt und so gespeichert. Anders als beim Typ »Hydraulic Rock Storage« erfolgt die Einspeicherung dadurch, dass das Wasser aus dem oberen Pumpvolumen in das untere Speichervolumen geleitet wird. Befindet sich der Kolben im oberen Bereich des Zylinders, ist der Stromspeicher geladen. Für die Ausspeicherung wechselt die Richtung des Förderstroms, der Kolben sinkt ab und treibt eine Turbine an: Mechanische

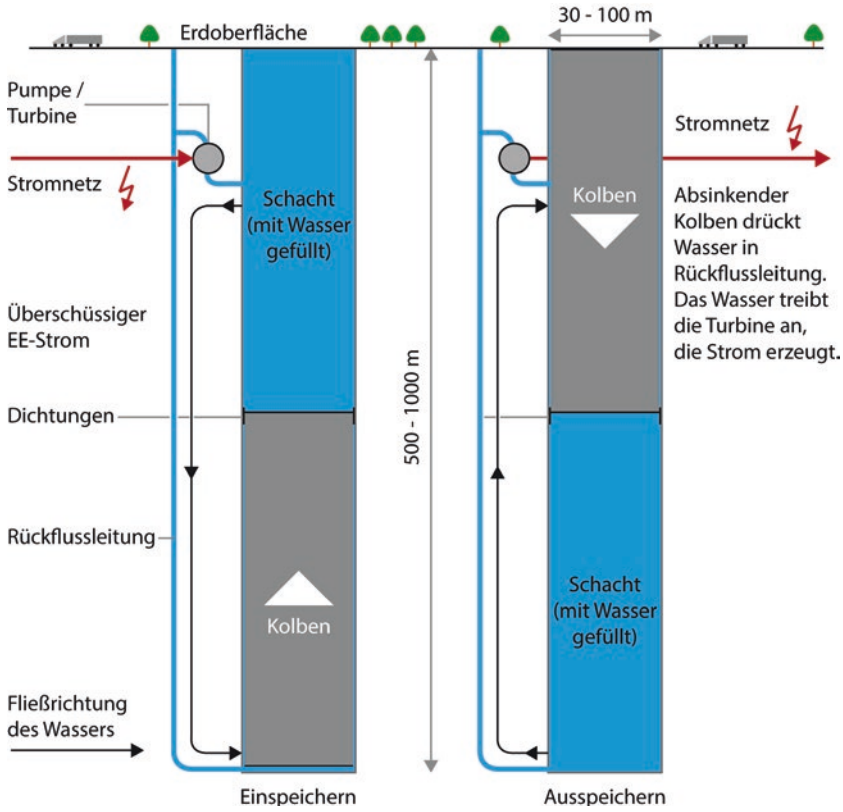


Abb. 9.70 Funktionsweise eines Lageenergiespeichers des Typs »Gravity Power« bei Ein- und Ausspeicherung, nach [43]

potenzielle Energie wird in mechanische kinetische bzw. elektrische Energie gewandelt.

Beim theoretischen Konzept »Gravity Power« wird von einem Durchmesser von 30–100 m und einer Schachttiefe von 500–1000 m ausgegangen. Der Kolben entspräche der halben Schachttiefe (250–500 m).

Das Konzept würde verschiedene Vorteile gegenüber Pumpspeichern bieten:

- Die komplette Anlage befindet sich unterhalb der Erde und ist von außen kaum sichtbar. Da oberirdisch nur das Trafo-Häuschen zu sehen ist, ergibt sich eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz,
- der Flächenbedarf ist geringer und somit auch die Umweltbelastungen,
- die geologische Unabhängigkeit der Topografie führt zu einer höheren Flexibilität der Standortwahl und möglicherweise zu geringeren Genehmigungs- und Bauzeiten.

Außerdem könnte je nach geologischen Voraussetzungen der Kolben aus einem Stück aus den vorhandenen Felsen geschnitten (»Rock Piston-Variante«) oder aus dem Aushub mit Stahlbeton hergestellt werden. Die Verschalung von Schacht und Kolben würde mit Stahlbeton erfolgen, wobei der Kolben zusätzlich mit Edelstahl zu ummanteln wäre.

»Gravity Power«-Module hätten einen hohen Wirkungsgrad von > 80 % und lägen somit in Konkurrenz zu anderen Kurzzeitspeichern für Strom. Die Leistung wäre je nach geologischen Voraussetzungen skalierbar.

Das benötigte Wasser würde vor der ersten Nutzung eingeleitet und der Schacht könnte versiegelt werden. Es würde kein weiteres Wasser mehr benötigt werden.

Während des Speichervorgangs würde Wasser von oben durch die Pumpe unten in den Schacht gedrückt und der Kolben angehoben. Beim Entladen

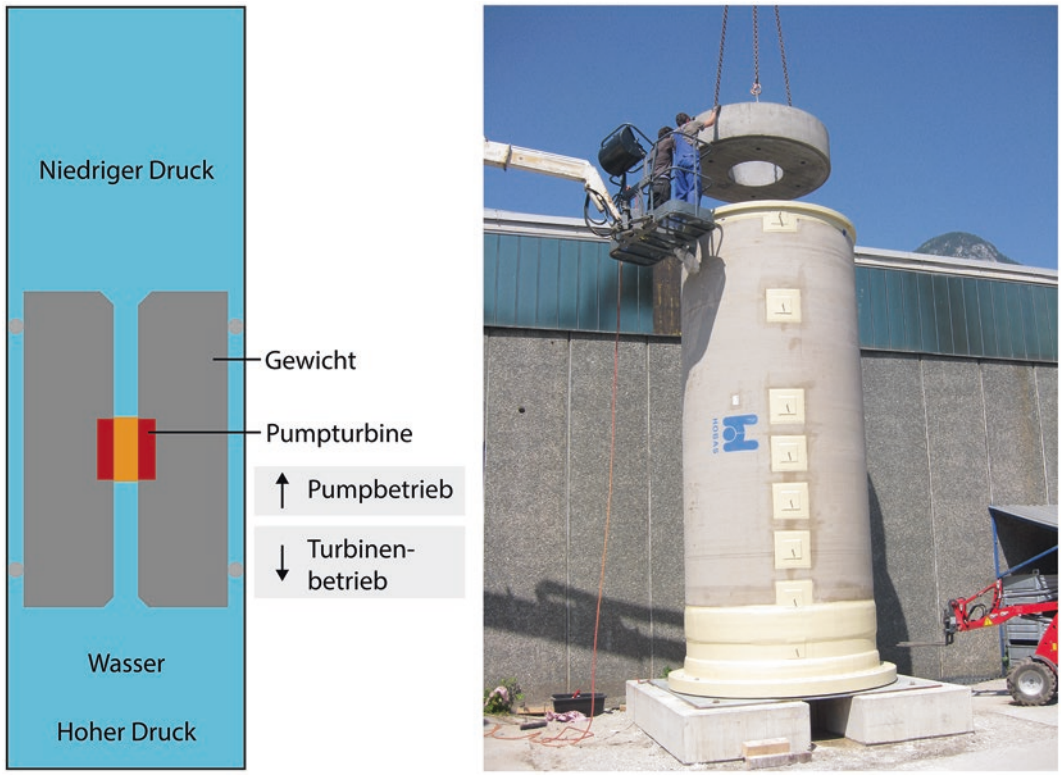


Abb. 9.71 Real existierender Modellversuch eines Lageenergiespeichers vom Typ »Powertower 2« an der Universität Innsbruck, Österreich.

würde der Druck des Kolbens genutzt und die Turbine angetrieben werden. Dabei würde das Wasser oben eingeleitet werden und der Kolben sich senken.

Um den Druck aufbauen zu können und keine Durchmischung des Wassers zu erhalten, müsste eine flexible Dichtung eingesetzt werden. Aufgrund der geringen Geschwindigkeit des Kolbens wären durch Reibung an der Dichtung kaum Verluste zu erwarten.

9.3.2.3 Typ »Powertower«

Im Anschluss an die Vorstellung der beiden theoretischen Konzepte von Lageenergiespeichern wird nun die bisher einzige real erprobte Ausführung eines Lageenergiespeichers beschrieben: der Typ »Powertower«. Dieser Typ wird an der Universität Innsbruck entwickelt und erforscht. Derzeit existieren zwei real betriebene Powertower (PT 1 und PT 2) als Modelle in Versuchsständen, und ein dritter (PT 3) ist in Planung.

Das Funktionsprinzip wird in Abb. 9.70 dargestellt und ist nahezu identisch mit dem Typ »Gravity Power« (s. ▶ Abschn. 9.3.2.2).

Der Powertower könnte entweder oberirdisch in Form einer Turmkonstruktion oder in unterirdischen Schächten realisiert werden. Weiterhin existieren verschiedene mögliche Konzepte zur Anordnung der Pumpturbine. Diese könnte entweder außenliegend installiert oder im Kolben integriert werden (s. [78]).

In Abb. 9.71 ist der real existierende Typ »Powertower 2« mit der Pumpturbine in der Auflast abgebildet. Der Zylinder ist 6 m hoch mit einem Innendurchmesser von 2,3 m. Der Kolben ist 40 t schwer. Die Ein- und Ausspeicherleistung beträgt in diesem Modellversuch 4 kW bei einer Speicherkapazität von 0,2 kWh.

Die Vorteile des Typs »Powertower« ähneln denjenigen von Pumpspeichern, d. h. unter anderem [8]:

- hoher Wirkungsgrad (> 80 %),
- robuste Technologie,
- lange Lebensdauer,
- quasi unbegrenzte Anzahl an Ladezyklen,
- theoretisch beliebige Skalierbarkeit,
- kein Eingriff in die Landschaft bei unterirdischer Bauweise.

Neben diesen Vorteilen weist der Typ »Powertower« relativ geringe Energiedichten auf. Ähnlich wie beim Typ »Hydraulic Rock Storage« lässt sich diese nur durch größere Abmessungen erhöhen.

Für eine theoretische Speicherkapazität von 10 MWh müsste der Powertower beispielsweise 100 m hoch und 30 m breit gebaut werden (s. [7]). Dies würde zu sehr hohen Investitionskosten führen und die Wirtschaftlichkeit infrage stellen. Für den Typ »Powertower« werden seitens der Entwickler an der Universität Innsbruck Baugrößen über 100 m als bautechnisch unrealistisch betrachtet.

Reale günstige Kosteneffekte werden seitens der Entwickler durch hohe Stückzahlen und durch die Einschränkung auf geologisch und bautechnisch bevorzugte Standorte erwartet.

Durch den zusätzlich in Planung befindlichen Einsatz von Federkonstruktionen könnte der Druck im unteren Reservoir erhöht werden. Damit ließe sich die Energiedichte des Speichersystems steigern (s. [78]). Die Betriebskosten hingegen sind aufgrund der robusten Technologie gering. Jedoch könnten zur Erhöhung der Speicherkapazität auch mehrere kleinere Lageenergiespeicher des Typs »Powertower« in Clustern angeordnet werden. Dies könnte ebenso gewährleisten, dass durch Zu- und Abschaltung einzelner Powertower die Energie feinstufiger ein- und ausgespeichert werden kann.

Die Investitionskosten für einen einsatzreifen Stromspeicher des Typs »Powertower« werden auf 1000–5000 €/kW bzw. 2000–5000 €/kWh abgeschätzt.

9.4 Zusammenfassung

- Die Speicherung von Energie in **mechanischer Form** durch vor allem **rotierende feste Massen** zählt zu den **ältesten Formen der Energiespeicherung** überhaupt. **Auch heute** haben **Schwungmassen** noch eine **große Bedeutung** für die **Energieversorgung**. Nicht zuletzt ist **jede Turbine und jeder elektrische Generator** eines herkömmlichen Kraftwerkes ein **Schwungradmassenspeicher**, der für die **Stabilität der Stromversorgung** eine wichtige Rolle spielt. Insgesamt zeichnen sich Schwungradspeicher dadurch aus, dass **innerhalb kurzer Zeiten eine hohe Leistung** abgerufen werden kann, die gespeicherten **Energiemengen** jedoch eher **gering** sind.
- **Höhere Energiedichten** mithilfe fester Medien strebt die Idee des **Lagenenergiespeichers** an, indem äquivalent zu Pumpspeicherwerken die Lage **großer Massen** (hier z. B. von Felsblöcken) **in der Höhe variiert** wird.
- Insgesamt lässt sich für mechanische Energiespeicher schließen, dass sie die **weltweit größten installierten Leistungen und Energiemengen in der Energiespeicherung** repräsentieren. Dies stimmt zumindest dann, wenn das Augenmerk **ausschließlich** auf die **elektrische Energieversorgung** gerichtet wird. Im folgenden ► Kap. 10 werden die **thermischen Energiespeicher** diskutiert. Diese erscheinen oft als unspektakulär, haben insgesamt aber eine **viel größere Verbreitung als jede Art der elektrischen Energiespeicher**. Nicht zuletzt steht in nahezu **jedem Gebäude** ein **Warmwasserspeicher**.

Literatur

1. Khammas AAW Buch der Synergie. ► http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_10_06_e_speichern_schwung_nahverkehr.htm. Zugegriffen: 01. Aug. 2013
2. ALACAES (2013) ALACAES SA: the AA-CAES technology. ► http://www.alacaes.com/. Zugegriffen: 13. Feb. 2013
3. Alber M (2000) Advance rates of hard rock TBMs and their effects on project economics. Tunn Undergr Sp Technol 15(1):55–64
4. Alibaba.com Hong Kong Limited. ► http://german.alibaba.com/product-gs/hdpe-waterproof-geomembrane-452569482.html. Zugegriffen: 2011
5. Allen RD, Doherty TJ, Kannberg LD (1985) Summary of selected compressed air energy storage studies, Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, S 112

6. Auer J (2012) Moderne Stromspeicher: Unverzichtbare Bausteine der Energiewende. ► http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD0000000000284196.PDF. Zugegriffen: 10. Dez. 2013
7. Aufleger M (2015) Powertower. Bayerischer Energiedialog. München
8. Aufleger M, Neisch V (2015) POWERTOWER – Energie speichern, wo sie erzeugt wird. Universität Innsbruck. ► http://www.powertower.eu/index.html
9. Bayerischer Rundfunk ► http://www.br.de/radio/bayern2/sendungen/notizbuch/energiespeicher-kugelspeicher-100.html. Zugegriffen: 04. Mai 2013
10. BBC (1986) Operating experience with the Huntorf air-storage gas turbine power station. Brown Boveri Rev 73(6):12
11. Berk B, Hurwitch JW, Schuller CR (1983) CAES and UPH technologies: an uncertain future. Undergr Sp 7:342, 346
12. Budt M, Wolf D, Prümper H-J (2012) LTA-CAES—a low-temperature approach to adiabatic compressed air energy storage. Präsentation auf Innostock 2012—the 12th international conference on energy storage, Lleida
13. Buffa F, Kemble S, Manfrida G, Milazzo A (2013) Exergy and exergoeconomic model of a ground-based CAES plant for peak-load energy production. Energies 6:1050–1067
14. BWE (2013) neue energie. ► www.neueenergie.net/index.php?id=657&tx_ttnews [tt_news]=4508&tx_ttnews[backPid]=621&cHash=614afaa09 f. Zugegriffen: 31. Jan. 2013
15. cand.-Ing. Florian Strößenreuther: Machbarkeitsstudie und Konzept einer stationären Schwungradanlage zur dezentralen, verbraucherorientierten Energiespeicherung
16. Collins S (1993) Commercial options for energy storage multiply. Power 137(1):55–57 (McGraw-Hill, New York)
17. cordis.europa.eu (2007) AA-CAES: advanced adiabatic compressed air energy storage Abschlussbericht, Auftrag ENK6-CT-2002 – 000611. ► http://cordis.europa.eu/. Zugegriffen: 14. Nov. 2007
18. Czisch G (2005) Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) im Fachbereich Elektrotechnik/Informatik, Universität Kassel, S 99–111, 409–411
19. Dämgen U (2013) Neuer Entwicklungsansatz bei Druckluftspeichern. BWK – Das Energie-Fachmagazin 1/2-2013:70–74
20. Dengel AJ, Fliß T (2009) Druckluftspeicher zur Energiespeicherung in stillgelegten Salzbergwerken und zur Stabilisierung der Grubenhohlräume, Abschlussbericht TP2/TP3, Forschungsbericht 032767 A, BMU, S 140
21. Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012) Druckluftsysteme in Industrie und Gewerbe: Ein Ratgeber zur systematischen energetischen Modernisierung. dena, Berlin, S 32
22. Deutsches Museum. Meisterwerke aus dem Deutschen Museum Band IV. ► http://www.deutsches-museum.de/sammlungen/ausgewaehlte-objekte/meisterwerke-iv/turbine/. Zugegriffen: 08.08.2013
23. Dipl.-Ing. Wolfgang Bärwald (DLG): Regelung von Reaktionsrädern ► http://www.dlr.de/os/desktopdefault.aspx/tabid-7148/11932_read-29205/. Zugegriffen: 28. Juli 2013
24. Doetsch C, Budt M, Wolf D, Kanngießer A (2012) Adiabates Niedertemperatur-Druckluft-speicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Abschlussbericht
25. Dr. sc.tech. Peter von Burg: Schnelldrehendes Schwungrad aus faserverstärktem Kunststoff ► http://www.aspes.ch/publications/diss.pdf. Zugegriffen: 26. Juli 2013
26. Dreißigacker V, Müller-Steinhagen H, Zunft S (2009) Thermo-mechanical investigation of packed beds for the large-scale storage of high temperature heat. Präsentation auf Effstock 2009 – thermal energy storage for energy efficiency and sustainability. 11th international conference, Stockholm, Sweden, S 8
27. Dünkel W (2006) Pumpspeicherwerk Goldisthal – 1.060 MW-Kavernenkraftwerk. Bericht – Exkursion in das Pumpspeicherwerk Goldisthal/Thüringer Wald. Kassel
28. Eckroad S, Gyuk I, Mears L, Gotschall H, Kamath H (2003) EPRI-DOE handbook of energy storage for transmission and distribution applications, EPRI-DOE Bericht Nr. 1001834, Palo Alto, CA, S 512
29. Eldridge FR (1976) Wind energy conversion systems using compressed air storage. The MITRE Corporation, McLean, VA, S 27
30. Elliott T (1995) Electric-energy storage hinges on three leading technologies. Power 139(8):42, 45 (McGraw-Hill, New York)
31. Erlei M, Dimmig A-K, Neumann C (2011) Forschungsbericht »Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke« Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, S 771–802, 840–856
32. Ernst Klett Verlag GmbH Geographie Infothek. ► http://www..klett.de/sixcms/list.php?page=geo_infothek&article=Infoblatt+Schalenaufbau+der+Erde. Zugegriffen: 12. April 2013
33. Forschungszentrum Jülich GmbH (2012) STE Preprint 04/2012 »Energiespeicher«. ► http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/preprint_04_2012.html
34. Frankfurter Allgeneine Zeitung GmbH (2011) Hohlkugeln speichern überschüssigen Windstrom. ► http://www.faz.net/aktuell/technik-motor/umwelt-technik/in-der-tiefe-der-meere-hohlkugeln-speichern-ueberschuessigen-windstrom-1608012.html. Zugegriffen: 04. Mai 2013
35. Gaelectric (2012) Gaelectric energy storage – project CAES – Larne, NI Presentation to Larne Borough Council, Larne. ► http://www.gaelectric.ie/wp-content/uploads/GES_LBC_Presentation_05032012.pdf. S 12. Zugegriffen: 10. Dez. 2013
36. Gay FW (1948) Means for storing fluids for power generation. US Patent Nr. 2433296, S 8
37. General Compression (2013) General compression. ► http://www.generalcompression.com/. Zugegriffen: 13. Feb. 2013
38. Giesecke J, Mosonyi E (2009) Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. 5. Aufl. Springer-Verlag, s.l

39. Gillhaus A, Crotogino F, Hubner S (2006) Verbesserte Integration großer Windstrommengen durch Zwischenspeicherung mittels CAES. Aachen
40. Glendenning I, Chew PE, Grant R, Glanville R, Moye MH (1979) Technical and economic assessment of advanced compressed air storage (ACAS) concepts, CEGB – Central Electricity Generation Board, England for EPRI – Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, S 519
41. Gottlieb Paludan Architects ▶ http://www.greenpowerisland.dk/. Zugegriffen: 04. Mai 2013
42. Graniteland.com (2011) Graniteland.com C & H Steimel GbR. ▶ http://www.graniteland.com/infos/production/quarry-equipment. Zugegriffen: 2011
43. Gravity Power (2014) Technology. ▶ http://www.gravitypower.net/technology-gravity-power-energy-storage/. Zugegriffen: 14. Okt. 2015
44. Gutt H-J, Komarek P, Kasper E (2002) Schwung-Energiespeicher-System mit supraleitenden Magnetlagern. ▶ http://elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2002/1087/pdf/3-8322-0167-x_dok.pdf. Zugegriffen: 05. Aug. 2013
45. Heidjann GmbH & Co.KG (2010) Windparks und Pumpspeicherkraftwerke. ▶ http://www.stromauskunft.de/blog/forschung/windparks-und-pumpspeicherkraftwerke. Zugegriffen: 24. Mai 2013
46. Heindl E (2012) Forschungsbericht »Der Lageenergiespeicher als Baustein der Energiewende« Hochschule Furtwangen, S 3–4, 6
47. Heindl E (2013) Hydraulic Hydro-Storage for grid scale energy storage. Furtwangen
48. Heindl E (2013a) Hydraulic hydro-storage for grid scale energy storage. Hochschule Furtwangen 09. März 2013, S 3–6, 9–12 (Heindl Internet AG, Abgerufen am 05. Januar 2013)
49. Heindl E (2013b) Präsentation »Der Lageenergiespeicher« Lehrertage Universität Regensburg. S 1, 24, 27, 38, 40
50. Heindl Energy. ▶ http://lageenergiespeicher.de
51. Heindl Energy Der Lageenergiespeicher. ▶http://www.heindl-energy.com/de/der-lageenergiespeicher/ueber-sicht.html
52. Heindl Energy Idee und Funktion. ▶http://www.heindl-energy.com/de/der-lageenergiespeicher/idee-funktion.html. Zugegriffen: 13. Okt. 2015
53. Heinrich Tischner Die Erfindung des Rads. ▶ http://www.heinrich-tischner.de/33-ge/kultur/rad-erf.htm. Zugegriffen: 08. Aug. 2013
54. Herbert W, Dieter M, Dieter J, Joachim V (2011) Roloff/Matek Maschinenelemente Tabellenbuch. 19. Aufl. Vieweg+Teubner, Wiesbaden
55. Herbert W, Dieter M, Dieter J, Joachim V (2013) Roloff/Matek Maschinenelemente Normung, Berechnung, Gestaltung. 19. Aufl. Vieweg+Teubner, Wiesbaden
56. Herbst CH, Hoffeins H, Stys ZS (1978) Huntorf 290 MW air storage system energy transfer (ASSET) plant design, construction and commissioning. Präsentation auf American Power Conference, Chicago, IL, S 17
57. Hobson MJ, Bahadur S, Driggs CL, James DC, Sangermano JC, Gerhardt JC, Hinkel RC, Hresko KA, Galola MK (1981) Conceptual design and engineering studies of adiabatic compressed air energy storage (CAES) with thermal energy storage. Acres American Incorporated for Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, S 216
58. HOCHTIEF Aktiengesellschaft (2012) Im Fokus: Hohlkugel-Energiespeicher im Meer. ▶ http://www.berichte.hochtief.de/gb12/57.jhtml#fn1. Zugegriffen: 04. Mai 2013
59. Innogy GmbH RWE Flyer »Energiepark Halde Sundern«. ▶ https://www.rwe.com/web/cms/de/1241776/rwe-innogy/presse- news/mediencenter/informationsmaterial
60. Innogy GmbH RWE (2012) Präsentation Integrierte Energiekonzepte auf Halden. ▶ http://www.tuev-nord.de/cps/rde/xbcr/SID-562D0207-AF98295B/tng_de/schramm.pdf
61. Internationale Gewässerschutzkommission für den Bodensee ▶ http://www.igkb.de/html/seedaten/index.html. Zugegriffen: 03. Mai 2013
62. Jakiel C, Zunft S, Nowi A (2007) Adiabatic compressed air energy storage plants for efficient peak load power supply from wind energy: the European project AA-CAES. Int J Energy Technol Policy 5(3):10
63. Kalhammer FR, Schneider TR (1976) Energy storage. Annu Rev Energy 1:311–343
64. Kentschke T (2004) Druckluftmaschinen als Generatorantrieb in Warmluftspeichern. Dissertation TU Clausthal, Institut für Tribologie und Energiewandlungsmaschinen, S 201
65. King M, Moridis G (2009) Technical feasibility of compressed-air energy storage in an aquifer storage vessel. Präsentation auf EESAT 2009 – electrical energy storage applications and technologies, Seattle, WA, S 6
66. Klett Verlag (2012) Infoblatt Schalenaufbau der Erde. Erdkruste, Erdmantel, Erdkern und ihre physikalischen Eigenschaften. ▶ https://www.klett.de/alias/1011308. Zugegriffen: 23. Okt. 2015
67. Lemofouet S, Rufer A (2006) Hybrid energy storage system based on compressed air and super-capacitors with maximum efficiency point tracking (MEPT). IEEE Trans Ind Electron 53(4):1005–1115
68. LightSailEnergy: Technology. Verfügbar unter: http://www.lightsail.com/tech/, 2013
69. Lindner H (2006) Physik für Ingenieure. 18 Aufl. Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verlag, München
70. Marchese, D.: Norton Energy Storage: CAES Resiliency in Uncertain Markets, Präsentation auf: Compressed Air Energy Storage (CAES) Scoping Workshop, Columbia University, New York, NY, 2008
71. Marquardt R, Moser P, Hoffmann S, Pazzi S, Klafki M, Zunft S (2008) AA-CAES – opportunities and challenges of advanced adiabatic compressed-air energy storage technology as a balancing tool in interconnected grids. Präsentation auf 40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2008, Dresden, S 14
72. Mattick W, Haddenhorst HG, Weber O, Stys ZS (1975) Huntorf – the world's first 290-MW gas turbine air-storage peaking plant. Präsentation auf American power conference, Bd 37, S 322–330
73. Mohamed Abd-El Fattah E-SF (2005) Uncooled compressed air storage for balancing of fluctuating wind

energy. Dissertation TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik, S 180
74. Mosonyi E (2009) Wasserkraftanlagen. Springer, Heidelberg, S 27–42, 55, 76, 114–117, 675–688
75. Nakayama, A.; H. Yamachi: Thermodynamic analysis of efficiency and safety of underground air energy storage system, Bericht des Research Center for Urban Safety and Security, Kobe University, 1999, Band 3, Seiten 247–254
76. Nakhamkin M, Marshall R, Swensen E (1988) Thermal energy storage for advanced compressed-air energy storage plants. Bericht aus Gibbs & Hill Inc., erstellt für EPRI, AP-5844, New York, S 142
77. Nakhamkin M, Andersson L, Swensen E, Howard J, Meyer R, Schainker R, Pollak R, Mehta B (1992) AEC 110 MW CAES plant: status of project. ASME J Eng Gas Turbines Power 114:695–700
78. Neisch V, Klar, Robert, Aufleger, Markus (2012) Powertower – Hydraulischer Energiespeicher. Graz
79. Neupert U, Euting T, Kretschmer T, Notthoff C, Ruhlig K, Weimert B (2009) Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, S 131–136
80. Nielsen L, Leithner R (2009) Dynamic simulation of an innovative compressed air energy storage plant – detailed modelling of the storage cavern. Beitrag in WSEAS transactions on power systems, Ausgabe 8, Bd. 4
81. Pimm AJ, Garvey SD, Drew RJ (2011) Shape and cost analysis of pressurized fabric structures for subsea compressed air energy storage. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Bd 225, Teil C: Journal Mechanical Engineering Science
82. PNNL (1982) Technology assessment report for the Soyland Power Cooperative, Inc., Compressed Air Energy Storage System (CAES), PNNL Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, S 106
83. Pollak R (1994) History of first U.S. compressed air energy storage CAES plant 110 MW 26h, Bd. 2, Construction, EPRI, Palo Alto, CA, S 202
84. Popp M (2010) Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Springer, Berlin
85. Popp M (2012a) Ringwallspeicher für die Energiewende. Spektrum der Wissenschaft, Ausgabe 2, S 84–87 (Prof. Dr.-Ing. Popp M, Abgerufen am 22. April 2013)
86. Popp M (2012b) Präsentation »Ringwallspeicher: ein essentieller Beitrag der Geotechnik zur Energiespeicherung Geotechnik-Tag Technische Universität München, S 14–16, 22
87. Power RWE (2010a) ADELE-Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung, Brochüre. ► http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/364316/data/364260/59668/rwe-power-ag/klimaschutz/adele/Broschuere-ADELE.pdf. Zugegriffen: 25. April 2010
88. Power RWE (2010b) ADELE-Ein Speicher für grünen Strom, Brochüre. ► http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/514008/data/365478/1/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele-adele-ing/Flyer-Sechs-Fragen-zum-Projekt-in-Stassfurt.pdf. Zugegriffen: 25. April 2010
89. Quast P (1981) The Huntorf Plant: over 3 years operating experience with compressed air caverns, KBB Kavernen Bau- und Betriebs-GmbH, S 11
90. Quaschning V (2009) Regenerative Energiesysteme. Hanser, München
91. Radgen P (2008) 30 years compressed air energy storage plant Huntorf-experiences and outlook. Präsentation auf 3rd international renewable energy storage conference (IRES 2008), Berlin, S 18
92. RWE Power AG ► http://www.rwe.com/web/cms/de/60012/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/hambach. Zugegriffen: 03. Mai 2013
93. Schiffshebewerk Lüneburg ► http://www.schiffshebewerk-scharnebeck.de/Schiffshebewerk000-kl.JPG. Zugegriffen: 14. Mai 2013
94. Schmidt M (2013) Auf dem Weg zum Nullemissionsgebäude. Springer, Wiesbaden, S 318, 324–325
95. Schulte RH, Critelli Jr N, Holst K, Huff F (2012) Lessons from Iowa: development of a 270 megawatt compressed air energy storage project in Midwest Independent System Operator – a study for the DOE energy. Storage Systems Program, Sandia Report SAND2012 – 0388
96. Schulz D (2009) Präsentation »Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere« Forum Netzintegration, Deutsche Umwelthilfe, Berlin, 30.09.2009, S 4–15
97. SEO (2012) SEO. ► www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/PSW-Vianden/Unterhalt. Zugegriffen: 11. Dez. 2012
98. Smith D (2001) The first CAES merchant. Mod Power Syst 21(9):21–25
99. Stahlbroker – LAXACON GmbH. ► http://www.stahlbroker.de. Zugegriffen: 2011
100. Staubly RK, Pedrick GA (2012) Seneca compressed air energy storage (CAES) project – final phase 1 technical report. ► http://www.smartgrid.gov/document/seneca_compressed_air_energy_storage_caes_project. S 66. Zugegriffen: 10. Dez. 2012
101. Stenzel P, Bongartz R, Kossi E (2013) Potentialanalyse für Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen in Deutschland. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN 63(3):54–57
102. Süddeutsche Zeitung GmbH ► http://www.sueddeutsche.de/wissen/erneuerbare-energie-windstrom-aus-dem-bergwerk-1.1018995. Zugegriffen: 07. November 2012
103. SustainX (2013) Technology. ► http://www.sustainx.com/technology-isothermal-caes.htm. Zugegriffen: 13. Feb. 2013
104. Terashita, F.; S. Takagi; S. Kohjiya; Y. Naito: Airtight butyl rubber under high pressures in the storage tank of CAES-G/T system power plant, Journal of Applied Polymer Science, Band 95, Nr. 1, 2005, Seiten 173–177
105. Tengborg P, Johansson J, Durup JG (2014) Storage of highly compressed gases in underground Lined Rock Caverns - More than 10 years of experience. Brazil

106. The Centre for Low Carbon Futures: Liquid Air in the energy and transport systems – Opportunities for industry and innovation in the UK. Vollständiger Bericht, 2013
107. Thema Energie (2013) ► www.thema-energie.de. Zugegriffen: 13. Feb. 2013
108. Tuschy I (2008) Druckluftspeicherkraftwerke als Option zur Netzintegration erneuerbarer Energiequellen: Ein Vergleich der Konzepte. Beitrag in 40. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2008, Dresden, S 12
109. Tuschy I, Althaus R, Gerdes R, Keller-Sornig P (2004) Entwicklung der Gasturbinen in der Luftspeicher-Technologie. VGB PowerTech 4/2004:84–87
110. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Bericht: »Exkursion in das Pumpspeicherwerk Goldisthal« S 3–12
111. Universität D-E ► http://www.uni-due.de/geotechnik/forschung/upw.shtml. Zugegriffen: 19. Mai 2013
112. Verein Deutscher Ingenieure e. V (2010) Schifffahrtskanäle werden dezentrale Pumpspeicher. ► http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Schifffahrtskanaele-werden-dezentrale-Pumpspeicher/50772/2. Zugegriffen: 10. Januar 2013
113. Wasser und Schifffahrtsverwaltung des Bundes ► http://www.wsv.de/service/karten_geoinformationen/bundeseinheitlich/pdf/w162.pdf. Zugegriffen: 10. Mai 2013
114. WAZ NewMedia GmbH & Co.KG ► http://www.derwesten.de/wirtschaft/oekostrom-von-bergehalde-id6500796.html. Zugegriffen: 29. Mai 2013
115. Wijk G (1991) Rotary drilling prediction. Int J Rock Mech Min Sci Geomech Abstr 28(1):35–42
116. Wiles LE, McCann RA (1983) Reservoir characterization and final pre-test analysis in support of the compressed air energy storage. Pittsfield Aquifer Field Test in Pike County, Illinois, Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, S 62
117. Wolf D (2011) Methods for design and application of adiabatic compressed air energy storage based on dynamic modeling. Dissertation Ruhr-Universität Bochum, urn:nbn:de:0011-n-1546519, ISBN: 978-3-87468-264-0 2011
118. ► http://www.ringwallspeicher.de
119. ► http://www.poppware.de
120. Zahoransky R (2010) Energietechnik. Vieweg+Teubner, Wiesbaden
121. Zaloudek, F.R.; R.W. Reilly: An Assessment of Second-generation Compressed Air Energy Storage Concepts, Pacific Northwest Laboratory, 1982
122. ZEIT ONLINE GmbH (2010) Speicherplatz für Ökostrom. ► http://www.zeit.de/2010/48/Pumpspeicherkraftwerk. Zugegriffen: 04. Mai 2013
123. ZEIT ONLINE GmbH (2013) Belgien plant Mega-Insel als Stromspeicher. ► http://blog.zeit.de/gruenegeschaefte/2013/01/24/belgien-plant-mega-insel-als-stromspeicher. Zugegriffen: 22. April 2013
124. Zunft S, Tamme R (2003) Entwicklung thermischer Speicher für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke. Das Projekt AA-CAES, DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Stuttgart, S 1
125. Zwerenz W, Schauberger H (1978) Stationäre Schwungrad-Energiespeicheranlage SSB. Fachinformationszentrum Energie, Physik, Mathematik, karlsruhe

Thermische Energiespeicher

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Dr. Andreas Hauer (ZAE Bayern): Abschnitte 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7

Übersicht

Thermische Energiespeicher können auf dem Weg zu einer regenerativen und effizienten Energieversorgung von **großer Bedeutung** sein. Zumal der Wärme- und Kältesektor mit einem Anteil von ca. 50 % noch vor dem Transport- und Elektrizitätssektor den größten Teil des Endenergieverbrauchs in Europa ausmacht.

Die verwendeten Technologien können in drei grundlegende Systeme unterteilt werden. Das wohl bekannteste Beispiel ist die Speicherung **sensibler Wärme**, wie sie als Pufferspeicher in Heizungsanlagen Verwendung findet. Zudem kann thermische Energie in sogenannten **Latentwärmespeichern** oder in **thermochemischen Speichern** erhalten werden. Die Eigenschaften dieser drei Technologien werden nachfolgend ausführlich beschrieben.

Unter dem Begriff Thermische Energiespeicher sind sowohl **Wärme**- als auch **Kältespeicher** zu verstehen. Wärme- und Kältespeicher haben ein entgegengesetztes Funktionsprinzip. Während ein Wärmespeicher beim Einspeichern Energie aufnimmt, gibt der Kältespeicher hierbei Energie in Form von Wärme ab. Liegt die gespeicherte Energie in einem Temperaturniveau unter der Umgebungstemperatur vor, wird von einem Kältespeicher gesprochen. Bei einer Temperatur oberhalb der Umgebungstemperatur hingegen handelt es sich um einen Wärmespeicher.

Die verschiedenen **Einsatzgebiete** der Speichertechnologien umfassen Zeiträume von **Kurzzeit**- bis hin zu **saisonalen Speichern**, die von **Niedertemperaturniveau** zur Brauchwassererwärmung bis zu Hochtemperaturspeichern in der **Elektrizitätserzeugung** (solarthermische Kraftwerke) reichen. Des Weiteren wird auch zwischen **mobilen und stationären Anwendungen** für Wärmespeicher unterschieden.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_10

10.1 Unterscheidungsmerkmale thermischer Speicher – 581

10.2 Speichertechnologien – 582
10.2.1 Sensible Wärmespeicherung – 582
10.2.2 Latente Wärmespeicherung – 582
10.2.3 Thermochemische Wärmespeicherung – 583

10.3 Thermodynamische Grundlagen – 583
10.3.1 Thermische Energie – 583
10.3.2 Wärmeübertragung – 584
10.3.3 Wärmedämmung – 585

10.4 Sensible thermische Energiespeicher – 586
10.4.1 Speichermaterialien – 587
10.4.2 Speicher mit festem Speichermedium – 589
10.4.3 Speicher mit flüssigem Speichermedium – 592
10.4.4 Zusammenfassung – 597

10.5 Latente thermische Energiespeicher – 598
10.5.1 Charakterisierung von Materialien zur Latentwärmespeicherung – 601
10.5.2 Materialien zur Latentwärmespeicherung – 602
10.5.3 Wärmeübertragungskonzepte – 607
10.5.4 Zusammenfassung – 610

10.6 Thermochemische Energiespeicher – 610
10.6.1 Speichermaterialien thermochemischer Prozesse – 611
10.6.2 Bauformen – 613
10.6.3 Zusammenfassung – 615

10.7 Kosten – 616

Literatur – 617

10.1 Unterscheidungsmerkmale thermischer Speicher

Im Folgenden werden die verschiedenen Einsatzgebiete und Eigenschaften thermischer Energiespeicher näher erläutert:

■ Temperaturbereich

Das wichtigste Merkmal eines thermischen Energiespeichers ist seine Temperatur. Die Temperatur, bei der ein thermischer Speicher geladen und entladen wird, legt seinen Einsatzbereich maßgeblich fest. Aufgeführt sind die verschiedenen Temperaturniveaus in den Anwendungsbereichen für thermische Energiespeicher:

Hochtemperatur-Anwendungen finden bei Temperaturen von über 300 bis 600 °C statt. Im Bereich der erneuerbaren Energien liegen hier die solarthermischen Kraftwerke im Fokus. Zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Stromerzeugung, auch wenn die Sonne in der Nacht nicht scheint, werden große Speicher mit flüssigem Salz bei Temperaturen von bis zu 450 °C tagsüber geladen und in der Nacht entladen. Auch bei der Druckluftspeicherung (Compressed Air Energy Storage, CAES) kommen thermische Speicher zum Einsatz, die mit Temperaturen von ca. 600 °C beladen werden. In der Glas- und Stahlindustrie werden für die Abwärmenutzung ebenfalls Hochtemperaturspeicher verwendet.

Der Temperaturbereich von über 100 bis 250 °C bei *Prozesswärme* wird vor allem für die Bereitstellung von Dampf für industrielle Prozesse verwendet. Mögliche Prozesse sind beispielsweise Pasteurisierung oder Sterilisation.

Bei Wärmespeicherung zum *Heizen* von Gebäuden reichen die Temperaturen von 25 °C bei Flächenheizsystemen (Fußbodenheizung) bis zu 90 °C für Radiatoren mit kleinen Flächen. Für die Brauchwasserbereitung in Haushalt und Gewerbe sind aus hygienischen Gründen zumindest zeitweise Temperaturen von über 60 °C notwendig.

Für Kältespeicher im Bereich der *Klimatisierung und Kühlung* sind Temperaturen von 5 bis 18 °C üblich. Das Kühlen von Lebensmitteln findet generell im Bereich von 5 bis 8 °C statt, während die Raumklimatisierung zwischen 6 und 18 °C abläuft. Zudem gibt es den Bereich des Gefrierens von Lebensmitteln, bei dem Temperaturen von unter −18 °C notwendig sind.

■ Lang-/Kurzzeitspeicher

Ein wesentliches Merkmal eines thermischen Energiespeichers, wie bei allen Energiespeichertechnologien, ist die Dauer des zu überbrückenden Zeitraums zwischen Laden und Entladen. Während Kurzzeitspeicher im Bereich von Stunden bis wenigen Tagen eingesetzt werden, können Langzeitspeicher Energie über Zeiträume von Wochen bis zu einem Jahr speichern.

Hierbei ist zu beachten, dass Kurzzeitspeicher im Vergleich zu Langzeitspeichern meist hohe Lade- und Entladeleistungen bereitstellen, jedoch nur eine geringe Energiemenge speichern können.

■ Zentrale/dezentrale Speicher

Der Standort eines Energiespeichers im Energiesystem ist ebenfalls ein wichtiges Kriterium zur Charakterisierung eines Energiespeichers. Es wird von »zentralen« und »dezentralen« Speichersystemen gesprochen. Eine offizielle und eindeutige Definition dieser Begriffe existiert nicht und kann hier nur anhand von Beispielen gegeben werden. So kommen bei großen solarthermischen Kraftwerken große, sich im Kraftwerk befindende Salzspeicher zum Einsatz. In diesem Fall handelt es sich eher um einen zentralen Speicher. Der Pufferspeicher einer Heizung in einem Einfamilienhaus oder der Latentwärmespeicher zur Klimatisierung von Bürogebäuden sind klassische dezentrale Speicher. Je näher sich ein Speicher auf der Verbraucherseite befindet, desto dezentraler ist er.

■ Stationäre/mobile Speicher

Unter stationären Energiespeichern sind an einem Standort fest installierte Systeme zu verstehen. Es kommen aber auch mobile Speicher zum Einsatz. Da hier vor allem die Energiespeicherdichte eine große Rolle spielt, werden meist Latentwärmespeicher bzw. thermochemische Speichersysteme eingesetzt. Die gespeicherte Energie kann in diesem Fall beispielsweise in Containern vom Ort der Beladung, an dem keine Verwertung der Energie stattfinden kann, zum Verbraucher transportiert werden.

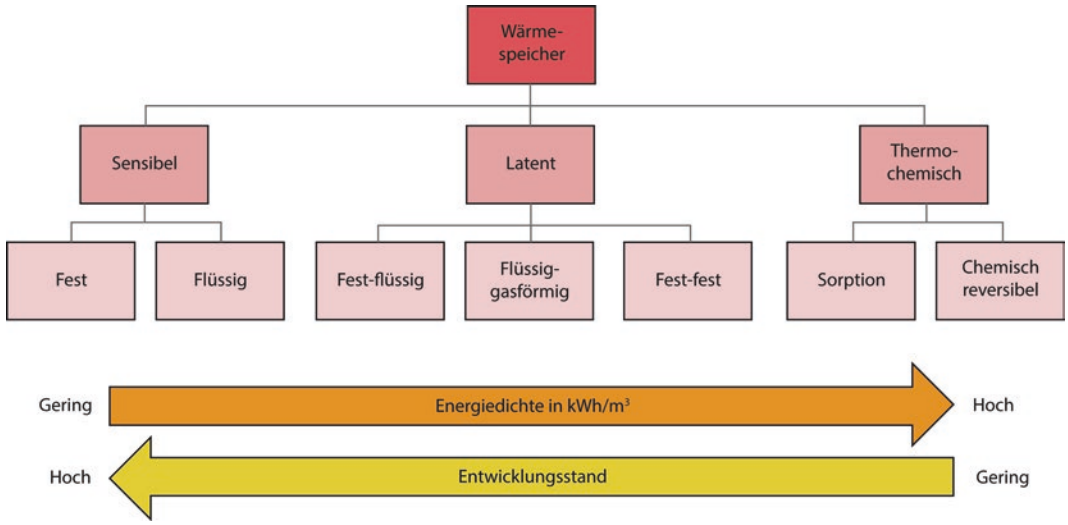


Abb. 10.1 Übersicht über die verschiedenen Technologien zur Speicherung thermischer Energie

10.2 Speichertechnologien

Thermische Energie kann auf verschiedene Weise gespeichert werden. In diesem Abschnitt werden die Begriffe sensible, latente und thermochemische Wärmespeicherung eingeführt (s. Abb. 10.1).

10.2.1 Sensible Wärmespeicherung

Bei der sensiblen Speicherung thermischer Energie erfolgt eine fühlbare Änderung der Temperatur. Ein Speichermedium wird erhitzt oder abgekühlt. Die Menge der gespeicherten Energie ist abhängig von der spezifischen Wärmekapazität (c_p-Wert) des Stoffes. Da bei sensiblen Energiespeichern die Temperaturdifferenzen zwischen Speichermedium und Umgebung in der Regel größer sind als bei den anderen Speicherarten, spielt hier die Wärmedämmung eine große Rolle.

Da Wasser eine hohe spezifische Wärmekapazität hat und über weitere Vorteile wie eine gute Umweltverträglichkeit, eine hohe Verfügbarkeit und geringe Kosten verfügt, werden viele sensible Wärmespeicher mit Wasser betrieben.

Die meisten Anwendungen dieser Speicherart befinden sich in der Heizungstechnik beim Betrieb von Pufferspeichern. Aber auch über mittlere und lange Zeiträume (saisonal) werden sensible Wärmespeicher verwendet. Dabei kann Wasser als Wärmeträgermedium z. B. zur Frostschutzsicherung durch Zugabe von Alkoholen modifiziert oder substituiert werden. So finden auch Feststoffe wie Kies oder Eisenoxidsteine bei sensiblen Wärmespeichern Verwendung.

Im Vergleich zu latenten oder thermochemischen Wärmespeichern weisen sensible Wärmespeicher niedrigere Energiedichten auf. Allerdings verfügen sensible Wärmespeicher über eine ausgereifte Technik und sind heute deutlich kostengünstiger verfügbar.

10.2.2 Latente Wärmespeicherung

Bei Latentwärmespeichern wird zusätzlich zur sensiblen Wärme die für einen Phasenwechsel notwendige Energie gespeichert. In der Praxis wird üblicherweise der Phasenübergang fest – flüssig genutzt. Bei diesem Phasenwechsel liegt die Volumenänderung in der Regel bei unter 10 % und ist somit technisch zu beherrschen. Die Übergangsenthalpie ist ebenfalls ausreichend hoch.

Der Phasenwechsel flüssig – gasförmig ist aufgrund der hohen Volumenänderung nur schwer zu beherrschen und wird daher eher nicht genutzt. Prinzipiell sind drei Varianten der Speicherung denkbar. Zum einen sind dies die isochore Speicherung, wobei sich der Druck mit der Temperatur erhöht und damit gleichzeitig die Verdampfungstemperatur. Bei der isobaren Speicherung müsste ein sehr großes Ausgleichsgefäß zur Verfügung stehen, diese Variante wird nicht verwendet. Die dritte Möglichkeit zur Nutzung des Phasenübergangs von flüssig zu gasförmig ist die Speicherung in einem offenen System bei Umgebungsdruck. Diese Art der Speicherung fällt aber in den Bereich der chemischen Speicherung und wird dort näher beschrieben, und zwar unter dem Begriff der »Adsorption« (s. [28]).

Latentspeicher haben einige Vorteile gegenüber sensiblen Speichern. So kann bei kleinen Temperaturunterschieden wesentlich mehr thermische Energie als bei sensiblen Speichern erhalten werden. Sie weisen also eine höhere Energiedichte auf. Des Weiteren ist die Temperatur beim Laden und Entladen über lange Zeit konstant. Dieser Umstand kann beispielsweise bei in die Gebäudestruktur integrierten *Phase Change Materials* (PCM) mit einer Schmelztemperatur von 20–25 °C genutzt werden. Die Raumtemperatur kann so auf einem komfortablen Niveau gehalten werden, da eine Unterkühlung oder auch Überhitzung des Raums wesentlich länger dauert. Aufgrund der hohen Speicherkapazität können Latentwärmespeicher wesentlich kompakter gebaut werden. Die Schmelztemperatur der verschiedenen Materialklassen reicht von −40 °C bis weit über 1000 °C.

Eine Interessante Variante, vor allem für den Transport thermischer Energie, sind sogenannte *Slurries*. Im Englischen werden sie *Phase Change Slurries* (PCS) genannt. Sie bieten den Vorteil, dass sie unabhängig vom Aggregatzustand immer pumpfähig sind. Um dies zu realisieren, wird das PCM in ein Trägerfluid mit geringerer Erstarrungstemperatur gegeben. Alternativ kann aber auch nur ein Teil der Wärmekapazität des PCM genutzt werden, damit noch genug der flüssigen Phase bestehen bleibt. Anwendung findet dies beispielsweise bei der Klimatisierung von Gebäuden oder Industrieanlagen. Hier werden beispielsweise Eis-*Slurries* eingesetzt.

10.2.3 Thermochemische Wärmespeicherung

Unter dem Begriff der thermochemischen Energiespeicherung sind strenggenommen **chemisch reversible Reaktionen** zu verstehen, bei denen die Reaktionsprodukte getrennt und über lange Zeit gespeichert werden können. Durch die Trennung treten keine Speicherverluste auf. Erst bei der Entladung gibt die exotherme Reaktion die gespeicherte Energie wieder frei. Thermochemische Energiespeicher erlauben **sehr hohe Energiespeicherdichten**, finden derzeit aber kaum Anwendung in der Praxis, da sich diese Technologie größtenteils noch in der Grundlagenforschung befindet.

Auch **Sorptionsspeicher** werden oft unter dem Begriff thermochemischer Speicher geführt. Der Forschungsschwerpunkt bei den Sorptionsspeichern liegt derzeit auf der Nutzung industrieller Abwärme. Diese Technologie eignet sich besonders für industrielle Trocknungsprozesse. Bei Ab- oder Adsorptionsprozessen handelt es sich vielmehr um einen physikalischen als um einen chemischen Vorgang. Da diese Art der Zuordnung allgemein üblich ist, werden die Sorptionsspeicher in diesem Kapitel jedoch den thermochemischen Energiespeichern zugeordnet.

10.3 Thermodynamische Grundlagen

10.3.1 Thermische Energie

Thermische Energiespeicher erhöhen durch Energiezufuhr bzw. durch Zufuhr eines Energieträgers ihren Energieinhalt (Laden), speichern diesen Energieinhalt über einen bestimmten Zeitraum möglichst verlustfrei (Speichern) und geben bei Bedarf Energie bzw. den Energieträger wieder ab (Entladen). Beim Entladen reduziert sich der Energieinhalt des Speichers (s. Abb. 10.2).

Thermische Energie – Wärme und Kälte – ist keine Zustandsgröße, die einen Systemzustand beschreibt, sondern eine Prozessgröße, die nur wäh-



Abb. 10.2 Vorgänge bei einer Energiespeicherung

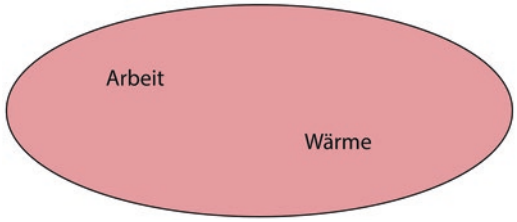


Abb. 10.3 Prozessgrößen

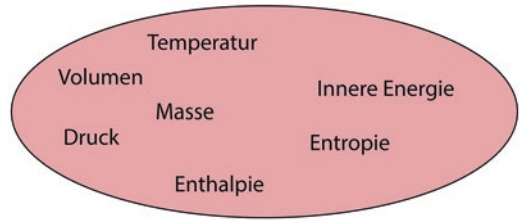


Abb. 10.4 Zustandsgrößen

rend Zustandsänderungen bzw. Prozessen auftritt (s. Abb. 10.3). Dies gilt insbesondere auch für die Speicherkapazität (bzw. Energiespeicherdichte), die gespeicherte thermische Energie im Verhältnis zur Masse oder zum Volumen des Speichers.

Ein Speicher enthält also keine bestimmte Wärme- oder Kältemenge, sondern der Speicher besitzt das thermodynamische Potenzial, eine Wärme- oder Kältemenge an ein anderes Medium zu übertragen (s. Abb. 10.4).

Auch der Ausdruck »Energieverbrauch« ist im physikalischen Sinne nicht korrekt, da Energie nicht verbraucht, sondern nur in eine andere Form umgewandelt werden kann. Daher ist der Begriff »Energiespeicherung« ebenfalls nicht ganz korrekt, da die Energie in jedem Fall erhalten bleibt, ggf. aber nicht mehr nutzbar ist. Folglich beschreibt der Begriff Exergie den Anteil der Energie, der unter Umgebungsbedingungen uneingeschränkt in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Je höher die Differenz von Speicher- zu Umgebungstemperatur ist, desto höher ist der Exergiegehalt und desto größer ist die Wertigkeit der Wärme. Der Begriff Anergie beschreibt hingegen den Anteil der Energie, die an die Umgebung abgegeben wird und somit nicht weiter nutzbar ist. Bei der Betrachtung eines verlustbehafteten Beladungs-, Speicher- und Entladevorgangs eines thermischen Energiespeichers erhöht sich der Anergiegehalt und der Exergiegehalt sinkt. Die Summe aus Anergie- und Exergiegehalt hingegen bleibt konstant. In Gl. 10.1 ist die Berechnung des Exergiegehaltes dargestellt:

$$E_{Exergie} = Q \cdot \frac{T_S - T_U}{T_S} = Q \cdot \left(1 - \frac{T_U}{T_S}\right). \quad (10.1)$$

Es wird deutlich, dass der Exergiegehalt von der Wärmemenge Q, der Speichertemperatur T_S und der Umgebungstemperatur T_U abhängt. Der Bruch entspricht dem Carnot'schen Wirkungsgrad, also der maximalen Arbeitsfähigkeit, die in der Wärme enthalten ist. Der Einfachheit halber werden im Folgenden die umgangssprachlich gebräuchlichen Begriffe Energiespeicherung, Wärmemenge etc. verwendet.

10.3.2 Wärmeübertragung

Bei der Wärmeübertragung werden die drei Arten Konvektion, Wärmestrahlung und Wärmeleitung unterschieden.

Die Konvektion beschreibt innerhalb eines strömenden Fluids den Transport von Teilchen, die thermische Energie mitführen, und wird daher auch als Wärmeströmung bezeichnet. So wird z. B. bei Schwerkraftheizungen die Wärme eines Wärmespeichers durch zirkulierendes Wasser, und somit durch Konvektion, zu den Heizkörpern transportiert. Diese Art der Konvektion wird auch als natürliche oder freie Konvektion bezeichnet. Bei erzwungener Konvektion wird der Teilchentransport hingegen durch mechanische Einwirkungen auf ein Fluid wie durch Pumpen oder Ventilatoren hervorgerufen (z. B. Umwälzpumpen bei Warmwasserheizungen). Auch an der Außenseite von Heizkörpern findet Konvektion statt. Dort dehnt

sich die erwärmte Luft aus, strömt nach oben und kalte Luft strömt von unten nach. Die Strömung des Fluids kann durch Temperatur-, Dichte-, Konzentrations- oder Druckunterschiede innerhalb eines Systems hervorgerufen werden.

Wärmestrahlung ist elektromagnetische Strahlung, die Materie aufgrund ihrer Temperatur aussendet. Bei thermischen Energiespeichern findet Wärmestrahlung im infraroten Bereich statt, bei höheren Temperaturen verschiebt sich das Strahlungsmaximum der Wärmestrahlung zu kürzeren Wellenlängen. Wärmestrahlung ist materialunabhängig und hängt nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz von der Temperatur T, der Oberfläche A und dem Emissionsgrad ε des abstrahlenden Körpers sowie von der Stefan-Boltzmann-Konstante $\sigma = 5{,}67 \cdot 10^{-8}\,\mathrm{W\,m^{-2}\,K^{-4}}$ ab:

$$\dot{Q} = \frac{\partial Q}{\partial t} = \varepsilon \sigma A T^4. \tag{10.2}$$

Da es sowohl eine (größere) Wärmestrahlung vom warmen zum kalten Medium als auch eine (kleinere) Wärmestrahlung vom kalten zum warmen Medium gibt, reduziert sich der resultierende Temperaturunterschied. Durch Emaillierung, Eloxierung oder Lackierung von metallischen Gegenständen wie Heizkörpern kann die Emission von Strahlen im Infrarotbereich und somit die Wärmestrahlung erhöht werden.

Wärmeleitung, auch Konduktion genannt, beschreibt die Übertragung kinetischer Energie zwischen benachbarten Atomen oder Molekülen in Feststoffen oder ruhenden Fluiden, ohne dass ein Materialtransport stattfindet. Grund für den Wärmefluss ist ein Temperaturunterschied, sodass ein Wärmestrom vom warmen zum kalten Medium fließt. Zur Bestimmung des Wärmestroms, der durch einen Gegenstand fließt, ist neben der Temperaturdifferenz zwischen einer warmen Oberfläche (T_2) und einer kalten Oberfläche (T_1) die Fläche A, die Dicke d des Körpers sowie die Wärmeleitfähigkeit λ entscheidend. Die Wärmeleitfähigkeit ist material- und temperaturabhängig und wird in W/(m K) angegeben. So werden Heizkörper aus Metallen mit hoher Wärmeleitfähigkeit gefertigt, damit eine möglichst große Wärmemenge des warmen Wassers an die Raumluft geleitet wird,

$$\dot{Q} = \frac{\lambda}{d} A (T_2 - T_1). \tag{10.3}$$

10.3.3 Wärmedämmung

Zur Reduzierung thermischer Verluste spielt die Wärmedämmung bei sensiblen Wärmespeichern eine besonders große Rolle. Latente und thermochemische Wärmespeicher müssen zwar auch gedämmt werden, die Dämmung steht aber aufgrund geringerer Temperaturdifferenzen zwischen Wärmespeicher und Umgebung bzw. wegen der ausschließlichen Notwendigkeit der Isolation während des Lade- und Entladeprozesses nicht derart im Fokus.

Der Zusammenhang zwischen Temperaturdifferenz und Wärmeverlusten eines Speichers ist in 10.4 dargestellt:

$$Q_{Verlust} = U \cdot A \cdot (T_S - T_U). \tag{10.4}$$

Neben der Fläche A, der Speichertemperatur T_S und der Umgebungstemperatur T_U ist der Wärmedurchgangskoeffizient U der entscheidende Kennwert der Wärmedämmung. Dieser Wert beschreibt, welche Leistung pro Kelvin Temperaturdifferenz durch eine einen Quadratmeter große Fläche hindurchgeht, und wird in der Einheit W/(m² K) angegeben. Er wird für n Schichten folgendermaßen bestimmt:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_i} + \frac{s_1}{\lambda_1} + \frac{s_2}{\lambda_2} + \cdots + \frac{s_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_a}} \tag{10.5}$$

Aus Gl. 10.5 wird ersichtlich, dass der Wärmedurchgangskoeffizient von der Wärmeleitfähigkeit λ, den Schichtdicken s_i der Materialien und von der Wärmeübergangszahl α abhängt. Diese ist ein Proportionalitätsfaktor, der die Intensität des Wärmeübergangs an einer Grenzfläche beschreibt. Die Wärmeübergangszahl ist keine Ma-

Tab. 10.1 Wärmeleitfähigkeit verschiedener Materialien

Material	Wärmeleitfähigkeit λ in W/(m K)
Wasser	0,562
Luft (78 % Stickstoff, 21 % Sauerstoff)	0,0262
Vakuum	0
Glas	0,76
Beton	2,1
Eisen	80
Kupfer	400
Aluminium	235
Diamant	1.000–2.500
Silber	430
Polyurethan (PUR)	0,021–0,035
Wolle/Kork	ca. 0,035

Tab. 10.2 Wärmedurchgangskoeffizient verschiedener Materialien

Material	Dicke in cm	Wärmedurchgangskoeffizient U in W/(m² K)
Beton	25	3,3
Porenbeton	40	0,163–0,210
Mauerziegel	24	1,5
Mauerziegel + Wärmeverbundsystem (PUR)	30	0,32
Massivholz	20,5	0,5
Einfach verglaste Fenster	–	5,9
Doppelt verglaste Fenster	–	3
Fenster nach Passivhausstandard	–	0,5–0,8
Polystyrol	2	1,7
Polystyrol	10	0,35

10

terialkonstante und von der Strömungsgeschwindigkeit, der Art des Fluids, den geometrischen Verhältnissen und der Oberflächenbeschaffenheit abhängig.

In den folgenden Tab. 10.1 und 10.2 werden die Materialkonstanten einiger Materialien dargestellt.

Hohe Dämmwirkung kann auch dadurch erzielt werden (analog zur doppelwandigen Thermoskanne), dass das Dämmmaterial durch ein Vakuum ersetzt wird. Wärmeverluste werden bei Drücken von weniger als 0,001 mbar quasi nur noch durch Wärmestrahlung hervorgerufen. Vakuumdämmung wird vor allem dann eingesetzt, wenn größere Dämmstärken konstruktiv nicht möglich sind.

Um schließlich auch die Wärmestrahlung in einer Vakuumisolation zu verringern, werden Pulver oder Faserdämmstoffe eingebracht. Mit solchen Vakuumsuperisolationen kann die Wärmeleitfähigkeit auf Werte von 0,01 W/mK bis zu 0,003 W/mK verringert werden. Dies ist eine um den Faktor 5- bis 10-mal so hohe Dämmeigenschaft wie die konventioneller Dämmmaterialien.

10.4 Sensible thermische Energiespeicher

Als sensible Wärme wird die Wärmeaufnahme oder Wärmeabgabe verstanden, die eine fühlbare Änderung der Temperatur zur Folge hat. Das verwendete Speichermedium wird erhitzt oder abgekühlt. Der Zusammenhang zwischen Wärmemenge Q und Temperaturänderung wird durch folgende Gleichung beschrieben:

$$Q = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1). \tag{10.6}$$

Neben der Temperaturdifferenz und der Stoffmasse m ist die Wärmemenge von der spezifischen Wärmekapazität c_p abhängig. Diese physikalische Stoffeigenschaft gibt die Wärme an, die einem Kilogramm des Stoffs zugeführt werden muss, um seine Temperatur um ein Kelvin zu erhöhen. In Tab. 10.3 werden c_p-Werte verschiedener Speichermaterialien genannt. Eine hohe spezifische Wärmekapazität ist für die Wärmespeicherung hilfreich, da für

Tab. 10.3 Temperaturbereich, Wärmekapazität, Dichte und Anwendungsbereiche verschiedener Materialien (s. [3, 8])

Medium	Temperaturbereich	Spezifische Wärmekapazität	Volumetrische Wärmekapazität	Dichte	Anwendungen
Einheit	°C	kJ/(kg K)	kJ/(m³ K)	kg/m³	
Wasser	0–100	4,19	4175	998	Brauchwasser, Heizungsanlagen
Sand, Kies, Gestein	0–800	0,71	1278–1420	1800–2000	Erdreich-Wärmespeicher
Granit	0–800	0,75	2062	2750	Erdreich-Wärmespeicher
Beton	0–500	0,88	1672–2074	1900–2300	Thermisch aktive Bauteile
Ziegelstein	0–1000	0,84	1176–1596	1400–1900	
Eisen	0–800	0,47	3655	7860	Speichermaterial bei solaren Speichern
Thermoöl	0–400	1,6–2,1	1360–1620	850–900	Solaranlagen mit Parabolrinnen-kollektor
Kies-Wasser-Schüttung	0–100	1,32	2904	2200	Erdreich-Wärmespeicher
Salzschmelze	150–450	1,3	1970–1725	2561–2243	Solarturmkraftwerke
Natrium	100–800	1,3	925–750	1203–975	Solarturmkraftwerke

eine zu speichernde Energiemenge eine geringere Menge des Stoffes benötigt wird und der Speicher damit kleiner ausfällt.

Verglichen mit latenten und thermochemischen Speichern weisen sensible Wärmespeicher eine eher geringe Energiedichte auf. Diese ist durch die spezifische Wärmekapazität und die maximal mögliche Temperaturdifferenz begrenzt. Die Temperaturdifferenz hängt von den Randbedingungen der Anwendung bzw. von den Temperaturen der Phasenwechsel (bei Wasser zwischen 0 und 100 °C) des Speichermediums ab.

Der Vorteil flüssiger sensibler Speichermedien ist die Übertragbarkeit hoher Leistungen. Die Leistung hängt hier lediglich von der Pumpleistung ab. Bei festen Speichermedien können hingegen sehr hohe Temperaturen gespeichert werden. Sensible Wärmespeicher haben im Vergleich zu den beiden anderen Wärmespeichertechnologien eher geringere Investitionskosten, sind am weitesten entwickelt und am Markt etabliert.

10.4.1 Speichermaterialien

Bei der Auswahl des Speichermaterials sind im Vorfeld folgende Aspekte zu klären:

- Betriebstemperatur des Systems
- Wahl des für den Wärmetransport geeigneten Materials
- Eignung des gleichen Materials für Transport und Speicherung
- Verfügbarkeit und Preis des Materials
- Umweltverträglichkeit des Materials.

In Tab. 10.3 werden einige Kennwerte für Materialien genannt, die in sensiblen Wärmespeichern Verwendung finden. Neben der spezifischen Wärmekapazität wird insbesondere im Gebäudebereich häufig die volumetrische Wärmekapazität angegeben, da dort weniger das Gewicht als das benötigte Raumvolumen von Bedeutung ist.

Das am häufigsten verwendete Medium bei sensiblen Wärmespeichern ist Wasser. Es besitzt die folgenden Eigenschaften (s. [39]):

- fast überall in großen Mengen verfügbar
- kostengünstig
- leicht zu transportieren
- umweltverträglich, da nicht toxisch, nicht aggressiv, nicht brennbar, nicht explosiv
- einfach zu handhaben (große Erfahrung im Umgang mit Wasser, die Technologie wird von Handwerkern beherrscht)
- hohe spezifische Wärmekapazität (4,219 – 4,185 kJ/(kg K))
- geringe Wärmeleitfähigkeit (0,562 – 0,560 W/(m K))
  - dies erschwert den Wärmeaustausch zwischen heißem und kaltem Wasser
  - Schichtung: direktes Abzapfen von warmem Wasser aus oberem Speicherbereich ohne zusätzliches Aufheizen möglich
- unterschiedliche Dichten bei verschiedenen Temperaturen
  - Schichtung möglich
- relativ niedrige Viskosität ($1{,}792 - 1{,}003 \cdot 10^{-6}$ m^2/s)
  - sehr gutes Wärmetransportmedium und erlaubt dadurch hohe Be- und Entladeleistungen
- sehr gute Lösungsmitteleigenschaften
- Bei der Brauchwassererwärmung ist Wasser nicht nur Wärmeträger- und Wärmespeichermedium, sondern auch das benötigte Produkt.

Der Haupteinsatzbereich von Wasser als Speichermaterial sind Pufferspeicher bei Heizungsanlagen. Diese gleichen kurzzeitige (einige Stunden/Tage) Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Wärme aus. Andere Einsatzbereiche von Wasser sind die Wärmespeicherung über mittlere Zeiträume (Wochen/Monate) bis hin zur saisonalen Wärmespeicherung (Sommer/Winter) im Temperaturbereich 0–100 °C. Saisonale Speicher werden häufig dazu verwendet, solare Wärme zu speichern und zum Heizen im Gebäudebereich einzusetzen. In Verbindung mit einem Nahwärmenetz erreichen diese Speicher oft einen solaren Anteil von etwa 50 % des Gesamtwärmebedarfs für Heizung und Brauchwarmwasser der versorgten Gebäude.

Bei Temperaturen über 100 °C steigt der Dampfdruck stark an, was die Druckanforderungen an den Behälter erhöht und zu entsprechend höheren Kosten des Speichers führt. Daher wird bei Temperaturen über 100 °C häufig Thermoöl als Wärmeträger verwendet. Dieses hat allerdings eine deutlich geringere Wärmeleitfähigkeit (ca. 0,1 W/(m K)) und eine niedrigere Wärmekapazität als Wasser. Durch Kombination von Thermoöl und Gesteinsschüttungen mit hoher Wärmekapazität kann einerseits die Speicherkapazität erhöht, andererseits die Menge an relativ teurem Thermoöl reduziert werden. Eine Alternative dazu sind Salzschmelzen, die bei Temperaturen von bis zu 450 °C eingesetzt werden.

Feststoffspeicher aus Beton (thermisch aktive Bauteile) oder Eisenoxidsteinen (Speicherheizungen) werden bei sehr hohen Temperaturen verwendet.

Wärme- und Kältespeicherung über längere Zeiträume findet größtenteils unterirdisch statt. Dabei bieten sich vor allem folgende Speichertypen an:

- Aquiferspeicher
- Kavernenspeicher
- Erdwärmesonden-Speicher
- Erdwärmekollektor-Speicher
- Kies/Wasser- oder Erdreich/Wasser-Speicher

Im Folgenden werden verschiedene Bauformen sensibler thermischer Energiespeicher beschrieben. Die Unterteilung der Speicher erfolgt hinsichtlich des Aggregatzustandes des Speichermediums. So werden zuerst Speicher mit festem Speichermedium, gefolgt von Speichern mit flüssigem Speichermedium genannt. Zuletzt werden Speicher erläutert, bei denen sowohl ein festes als auch ein flüssiges Speichermedium Anwendung findet.

10.4.2 Speicher mit festem Speichermedium

Im Folgenden werden drei Speicherarten beschrieben, die sich hinsichtlich Aufbau und Funktion relativ ähnlich sind. Sowohl bei Erdsonden als auch bei Erdkollektoren und Fundamentspeichern wird ein festes Speichermedium (Erdreich, Beton) über ein Wärmeträgerfluid indirekt be- und entladen. Bei Nachtspeicherheizungen wird zwar auch ein festes Speichermedium verwendet (Eisenoxidstein), die Wärmeübertragung erfolgt hingegen durch einen elektrischen Heizwiderstand.

10.4.2.1 Erdsondenspeicher

Bei Erdsondenspeichern wird Erdreich oder Felsgestein als Speichermedium verwendet. Besonders häufig werden Erdsonden bei wassergesättigten Tongesteinen mit hoher Wärmekapazität und geringer Durchlässigkeit genutzt. Bei hoher Grundwasserfließgeschwindigkeit würde die Wärme ansonsten schnell abtransportiert werden (s. [41]).

Die Wärmeübertragung geschieht über U-Rohre oder koaxiale Wärmeübertragerrohre (oft aus Polyethylen), die in einer senkrechten Bohrung 20–150 m ins Erdreich eingebracht werden. Der Durchmesser des Bohrlochs beträgt etwa 10–15 cm. Ab 100 m Bohrtiefe ist in Deutschland eine bergbaurechtliche Genehmigung notwendig (s. [39]).

Da Polyethylen eine relativ schlechte Wärmeleitfähigkeit besitzt (0,4 W/(m K)) und somit die Wärmeübertragungsleistung einschränkt, kann das Bohrrohr mit einer Bentonit-Zement-Sand-Mischung verfüllt werden, welche die Wärmeübertragung erhöht (s. [26]).

Als Wärmeträger findet ein Wasser-Frostschutz-Gemisch Anwendung, das mit ca. 0,5–1 m/s durch das Rohr gefördert wird, sodass eine turbulente Strömung entsteht, was die Wärmeübertragung erhöht. Die indirekte Be- und Entladung des Systems erfolgt dann größtenteils durch Wärmeleitung.

Bei der Verwendung mehrerer Erdsonden und deren Zusammenschluss zu einem Sondenfeld kann Erdreich als Speichermasse erschlossen werden. Der Sondenabstand liegt dabei zwischen 1,5 und 12 m. In der Regel werden Erdsondenfelder nicht überbaut und können Speichervolumen größer 50.000 m³ aufweisen. Die Speichertemperatur liegt meist bei ca. 40–80 °C.

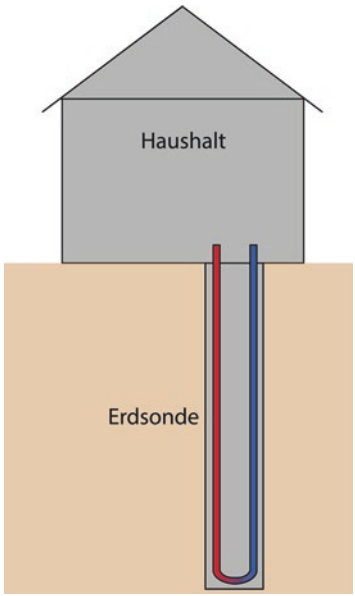


Abb. 10.5 Erdsonde

Erdsonden-Speicher sind sowohl als Wärme- als auch als Kältespeicher mit reversibler Wärmepumpe nutzbar und können bei geringen Temperaturspreizungen und niedrigen Vorlauftemperaturen (wie z. B. 35 °C bei Fußbodenheizungen) am effizientesten betrieben werden (s. Abb. 10.5 und [8]).

10.4.2.2 Erdkollektorspeicher

Erdkollektoren werden oberflächennah in lockerem Erdreich in ca. 1–2 m Tiefe verbaut und unterliegen somit jahreszeitlichen Temperaturschwankungen (s. [15]). Wie bei den Erdsonden dient auch bei den Erdkollektoren das Erdreich als Speichermedium. Ein Wärmeträgerfluid (Wasser-Frostschutz-Gemisch) strömt durch im Erdreich verlegte, horizontal verlaufende Kunststoffrohre mit einem Durchmesser von etwa 25 mm (s. [41]). Über eine Kopplung mit einer Wärmepumpe kann so Erdwärme zum Heizen nutzbar gemacht werden, im Kühlmodus wird überschüssige Wärme aus dem Gebäude ins Erdreich gebracht. Die einzelnen Rohrstränge sollten einzeln abschaltbar und

Tab. 10.4 Entzugsleistung verschiedener Böden bei Erdkollektoren

Bodenbeschaffenheit	Wärmeentzugsleistung in W/m²
Trocken, sandig	10–15
Feucht, sandig	15–20
Trocken, lehmig	20–25
Feucht, lehmig	25–30
Grundwasserführend	30–35

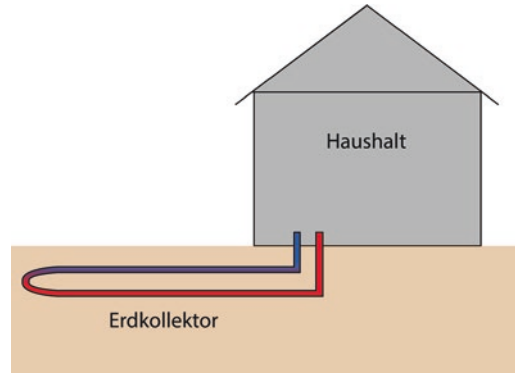


Abb. 10.6 Erdkollektor

nicht länger als 100 m sein, da sonst eine erhöhte Pumpenleistung erforderlich wird (s. [16]).

Erdkollektoren haben einen großen Flächenbedarf. Bei Wohnhäusern gilt der Richtwert, dass das Doppelte der Wohnfläche für die Erdkollektoren zur Gebäudeheizung benötigt wird. Dieser Bereich sollte zudem nicht überbaut oder durch Bepflasterung zu stark verdichtet sein und ist für Pflanzen mit tiefem Wurzelwerk nur eingeschränkt geeignet (s. [17]). Ein weiterer Nachteil ist, dass für das Verlegen der Rohre der kostenintensive Aushub einer Grube notwendig ist.

Tabelle 10.4 zeigt Wärmeentzugsleistungen verschiedener Bodenarten. Es wird deutlich, dass feuchten Böden mehr Wärme entzogen werden kann als trockenen Böden.

Da Erdkollektoren in der Regel keinen direkten Kontakt mit Grundwasser haben, können sie ohne spezifische Genehmigungen verbaut werden (s. Abb. 10.6 und [18]).

10.4.2.3 Fundamentspeicher

Fundamentspeicher sind ähnlich aufgebaut wie Erdsondensysteme. Allerdings werden hier Kunststoffrohre an der Bewehrung im Gründungsbereich von Bauwerken befestigt, durch die ein Wärmeträgermittel fließt. Das Gründungsbauwerk dient zum einen als Wärmeübertrager, andererseits bildet es als thermisch aktiviertes Bauteil mit dem umgebenen Erdreich die Speichermasse. Die Be- und Entladung findet somit indirekt statt (s. [39]).

Der Speicher wird in der Regel zu allen Seiten isoliert und häufig in Kombination mit solarthermischen Anlagen betrieben. So kann der im Sommer mit überschüssiger solarer Energie gefüllte Fundamentspeicher in den Wintermonaten über eine Wärmepumpe entladen werden (s. [19]).

Die Befestigung der Kunststoffrohre an der Bewehrung erfolgt in der Regel durch Kabelbinder. Die einzelnen Rohrstränge sind individuell ansteuerbar, wodurch im Störungsfall ein kompletter Ausfall des Systems vermieden werden kann (s. [8]).

Im Unterschied zu Erdsonden- oder Erdkollektorsystemen sind Fundamentspeicher überbaut (s. Abb. 10.7). Je nach Gründungsbauwerk unterscheidet man zwischen

- Energiepfählen: Pfahlgründung als Gründungsbauwerk (s. Abb. 10.8)
- Fundamentabsorber: Bodenplatte als Gründungsbauwerk
- Schlitzwand als Gründungsbauwerk.

Prinzipiell ist sowohl ein wärmepumpengestützter Heizbetrieb als auch ein kältemaschinengestützter Kühlbetrieb möglich. Die Temperaturen im Erdreich bewegen sich zwischen 4 und 20 °C. Niedrigere Temperaturen sind zu vermeiden, da es sonst zu einer Rissbildung im angrenzenden Betonbauwerk kommen kann.

10.4.2.4 Thermisch aktive Bauteile

Nicht nur im Gründungsbereich von Gebäuden, auch in den Gebäuden selbst können thermisch aktive Bauteile zur Speicherung thermischer Energie verwendet werden. Häufig wird in diesem Zusammenhang auch von einer thermischen Bauteilaktivierung oder Betonkernaktivierung gesprochen.

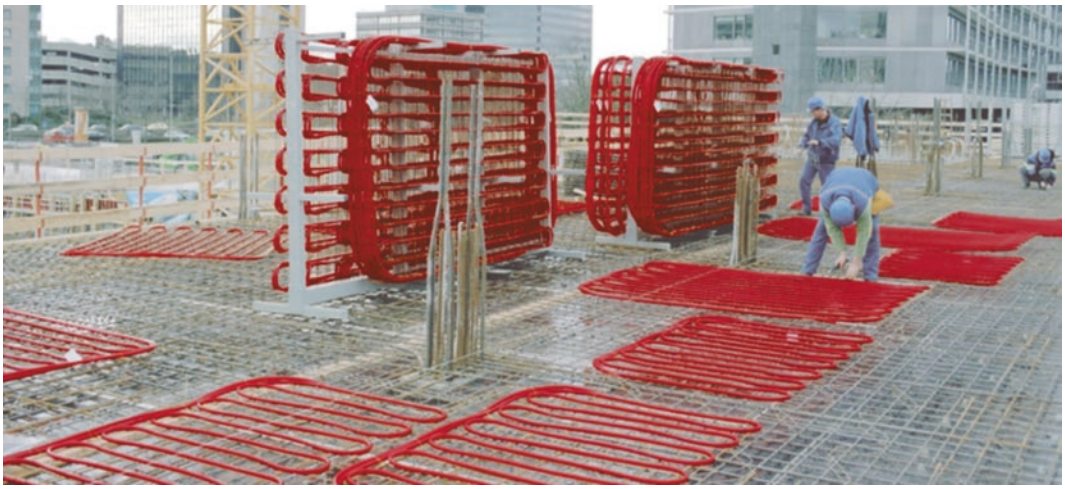


Abb. 10.7 Fundamentspeicher

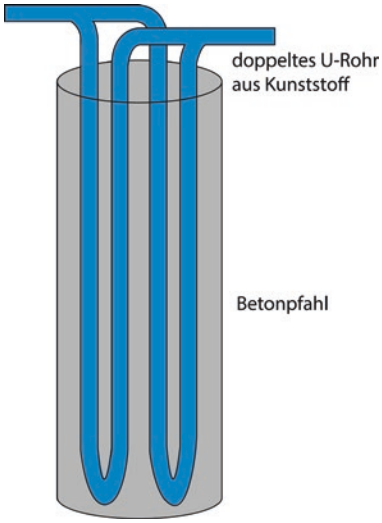


Abb. 10.8 Energiepfahl

Als Speichermassen dienen die Betonbauteile eines Gebäudes wie Decken, Wände oder der Boden. Die Be- und Entladung der Bauteile geschieht durch mit Wasser durchströmte Rohrschlangen, die im Betonkern integriert sind. Bekanntestes Beispiel ist die Fußbodenheizung.

Die Temperierung der Bauteile erfolgt in der Regel im Bereich von 18–35 °C. Bei Temperaturen unter 18 °C leidet zum einen die Behaglichkeit der Personen im Gebäude und zum anderen kann es



Abb. 10.9 Thermisch aktive Bauteile

zur Kondensatbildung an den aktivierten Bauteilen kommen. Massive Gebäude können Energie über längere Zeiträume als Leichtbauten speichern, und dementsprechend reagieren Träger auf Temperaturschwankungen, sodass die Raumlufttemperatur relativ konstant bleibt. Thermisch aktive Bauteile können sowohl für Heiz- als auch für Kühlzwecke verwendet werden (s. Abb. 10.9 und [8]).

10.4.2.5 Speicherheizungen

Eine andere Form der Energiespeicherung in sensiblen, thermischen Speichern sind Speicherheizungen (s. Abb. 10.10). Diese verfügen im Gegensatz zu allen anderen genannten sensiblen Energiespeichern über kein Wärmeträgermedium, welches den Speicher lädt. Die Wärmespeicherung erfolgt direkt durch die Konvertierung von Elektrizität in Wärme über Heizwiderstände und die Speicherung in Eisenoxidsteinen.



Abb. 10.10 Schnitt durch eine Speicherheizung

Die Speicherheizung nimmt elektrische Energie auf, wandelt diese in Wärme und speichert die Wärme in ihrem Kern. Verteilt über einen längeren Zeitraum gibt die Heizung ihre Wärme an den Raum wieder ab. Energieversorgungsunternehmen stellten in der Vergangenheit zur Versorgung der Nachtspeicherheizungen vergünstigten Nachtstrom zur Verfügung. In Zukunft könnte der Ladevorgang anderen Gesetzmäßigkeiten folgen, nämlich der Verfügbarkeit erneuerbarer Energiequellen, z. B. dem temporär auftretenden Überschuss aus Windkraft. Durch die Umwandlung von Elektrizität in Wärme können prinzipiell beliebig hohe Temperaturen gespeichert werden. In der Praxis werden hier deutlich höhere Temperaturen (bis zu 600 °C) gespeichert, als für die Anwendung »Raumheizung« notwendig.

Speicherheizungen können mit nicht steuerbarer Wärmeabgabe ausgeführt sein. Ihr Speicherkern ist dann komplett von einer schwachen Wärmeisolierung umgeben. Die Wärmeabgabe erfolgt über Konvektion und Strahlung. In Deutschland werden allerdings fast ausschließlich Speicherheizungen mit automatisch gesteuerter Wärmeabgabe eingesetzt. Die Steuerung der Wärmeabgabe erfolgt über einen Ventilator. Dieser saugt Kaltluft an, welche aufwärts strömt und sich teilt. Ein Teil der Luft durchstreicht die Speicherschächte und wird erwärmt. Dieser Teilstrom kann nach Verlassen des Speicherkerns sehr hohe Temperaturen aufweisen. Daher wird die Warmluft mit dem anderen Teilstrom gemischt, der durch eine Bypassklappe unmittelbar zur Austrittsöffnung gelangt und nicht erwärmt wird.

Das meist verwendete Speichermedium sind Eisenoxidsteine oder Magnesit mit den Handelsnamen Feolit (s. [5]). Bedingung für die Auswahl des Speichermediums ist neben der hohen Speicherfähigkeit die Möglichkeit, die gespeicherte Wärme bei Bedarf schnell wieder abzugeben, d. h., die Wärmeleitfähigkeit sollte möglichst groß sein.

Magnesit ist ein keramisches Material aus Eisenoxid und Magnesium. Seine spezifische Wärmekapazität ist temperaturabhängig. Sie beträgt bei Raumtemperatur ca. 0,245 Wh/(kg K) und bei einer Temperatur von 600 °C ca. 0,34 Wh/(kg K). Ein weiterer Vorteil von Magnesit liegt in der Temperaturabhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit. Sie liegt bei 200 °C bei ca. 9,3 W/(m K) und bei 600 °C bei 5,8 W/(m K). Dies bedeutet etwa eine Verdopplung der Wärmeleitfähigkeit bei niedrigen Temperaturen und ermöglicht auch noch bei niedrigen Temperaturdifferenzen eine hohe Wärmeentnahme (s. [30]).

10.4.3 Speicher mit flüssigem Speichermedium

Im folgenden Abschnitt werden Speicherbauformen beschrieben, bei denen ein flüssiges Speichermedium verwendet wird. Ein prinzipieller Vorteil besteht darin, dass in den meisten Anwendungen das Speichermedium auch gleichzeitig das Wärmeträgermedium darstellt. Damit können sehr hohe thermische Leistungen realisiert werden.

Das am häufigsten eingesetzte Material ist Wasser. Während Kavernenspeicher nur eine Randerscheinung bei der Speicherung von thermischer Energie sind, findet die Warm- bzw. Heißwasserspeicherung in Erdbecken und Tanks aus Stahl, Beton oder Kunststoff vielfältige Anwendungen. Auch auf die Kältespeicherung im Temperaturbereich von 0–20 °C wird in diesem Abschnitt eingegangen.

10.4.3.1 Warm- und Heißwasserspeicherung in Beton-, Stahl- und Kunststoffbehältern

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Speicher gehören zu dem mit Abstand am häufigsten verwendeten Speichertyp zur Speicherung sensibler Wärmeenergie. Das Speichermedium ist Wasser. Der

Temperaturbereich geht dabei bis zu 95 °C. Typische Anwendung finden diese Speicher in der Heizungstechnik in kleiner bis mittelgroßer Ausführung als Pufferspeicher zur Überbrückung kurzer Zeiträume. Größere Modelle werden für die Einbindung in Nah- oder Fernwärmeversorgungsnetze zur Überbrückung längerer Zeiträume verwendet.

Bei der Speicherung von Warm- bzw. Heißwasser werden Beton-, Stahl- und Kunststoffbehälter eingesetzt, wobei bei großen Speichern inzwischen wasserdichter Stahlbeton die ehemals verwendeten Stahlbleche verdrängen. Warmwasserspeicher für den häuslichen Gebrauch bestehen wegen eines geringen Sauerstoffeintrages in der Regel aus korrosionsunempfindlichen Materialien wie Edelstahl, beschichtetem Stahl oder Kupfer. Bei den als geschlossene Systeme ausgeführten Heizwasser- bzw. Pufferspeichern, die nur einen sehr geringen Sauerstoffeintrag haben, kann unveredelter und unbeschichteter Stahl verwendet werden (s. [8]). Auch glasfaserverstärkte Kunststoffe werden neuerdings eingesetzt (s. [20]).

Die Speicher sind sowohl oberirdisch, unterirdisch, halbversenkt als auch in Gebäuden stehend ausführbar (s. [39, 41]). Zur Vermeidung von Wärmeverlusten ist ein gutes Oberflächen-Volumen-Verhältnis vorteilhaft. Deshalb haben größere Speicher verhältnismäßig geringere Wärmeverluste. Optimal wären daher kugelförmige Speicher, die aber aus mehreren Gründen kaum verbaut werden. So gestalten sich Bau und Aufstellung eines Speichers in Kugelform schwierig, außerdem sollte wegen der Schichtung des Wassers im Speicher die Kontaktfläche von heißem und kaltem Wasser reduziert werden, um Wärmeleitung und somit die Zerstörung der Schichtung zu vermeiden. Daher werden in der Regel zylindrische Warm- und Heißwasserspeicher verwendet, die ebenfalls bei Überdruck arbeiten können. Typische Verhältnisse von Höhe zu Durchmesser des Speichers sind 2:1 bis 5:1 (s. [8]). Dämmstoffe sind z. B. Schaumstoffe, Mineralwolle, Schaumglas oder auch Glaswolle.

Bei Warm- und Heißwasserspeichern gibt es sowohl direkte als auch indirekte Be- und Entladungskonzepte. Bei der direkten Beladung ist das Wärmespeichermedium auch gleichzeitig das Wärmeüberträgerfluid. Es liegt keine hydraulische Trennung vor. Das erzeugte Warmwasser wird oben in den Speicher eingespeist und bleibt aufgrund der durch die höhere Temperatur geringeren Dichte oben. Dort kann es im Bedarfsfall auch entnommen werden. Es wird von »geschichteten« Speichern gesprochen. Ein Beispiel hierfür ist ein mit Heizwasser gefüllter Pufferspeicher, aus dem im Heizfall Wasser entnommen und durch ein Rohrnetz zu den Wärmeabgabebereichen (Heizkörper, Heizregister) geleitet wird. Vorteile bei der direkten Be- und Entladung sind die einfache Bauweise und der Wegfall innerer Speichereinbauten.

Bei der indirekten Beladung des Speichers wird über Wärmetauscher Wärme an das Speichermedium abgegeben. Dieses Konzept wird dann verwendet, wenn bei der Wärmeversorgung unterschiedliche Flüssigkeiten für Wärmetransport und Wärmespeicherung verwendet werden. Bei Bedarf wird über Wärmetauscher im oberen Teil des Speichers Wärme an den angeschlossenen Warmwasserkreislauf abgegeben (s. [8]). Ein Beispiel hierfür ist der Tank-im-Tank-Speicher, bei dem sogar drei verschiedene Wärmeträger zum Einsatz kommen (s. Abb. 10.11). Im Solarkollektor-Kreislauf wird ein frostschutz- und verdampfungssicheres Wasser-Alkohol-Gemisch verwendet, welches über einen Wärmetauscher Wärme an das Heizwasser im Tank abgibt. In diesem Tank befindet sich ein weiterer Tank, der mit Trinkwarmwasser gefüllt ist. Ein Vorteil der indirekten Be- und Entladung ist der bessere Schutz vor Korrosion, Verschmutzung und Speichermaterialverlust, da die Speicher geschlossene Systeme sind und keine Stoffanbindung an die Umwelt besteht.

Kleine und mittelgroße Speicher (0,1–200 m^3) werden häufig als zylinderförmige Druckbehälter mit zwei nach außen gewölbten Böden gebaut, größere Speicher (bis ca. 50.000 m^3) weisen eine Flachbodenform auf. Die Dämmung erfolgt entweder durch Ausschäumung des Zwischenraums zwischen Stahlwand und Verkleidungsblech oder durch das Verlegen von Dämmplatten. Wichtig ist hierbei die Verwendung von Wärmedämmstoffen mit großem Diffusionswiderstand, sodass der Dämmstoff als Dampfsperre fungiert. Weichschaum-Formteile bestehen häufig aus synthetischem Kautschuk (EPDM), bei Fugen und Dichtungen wird Polyurethan verwendet.

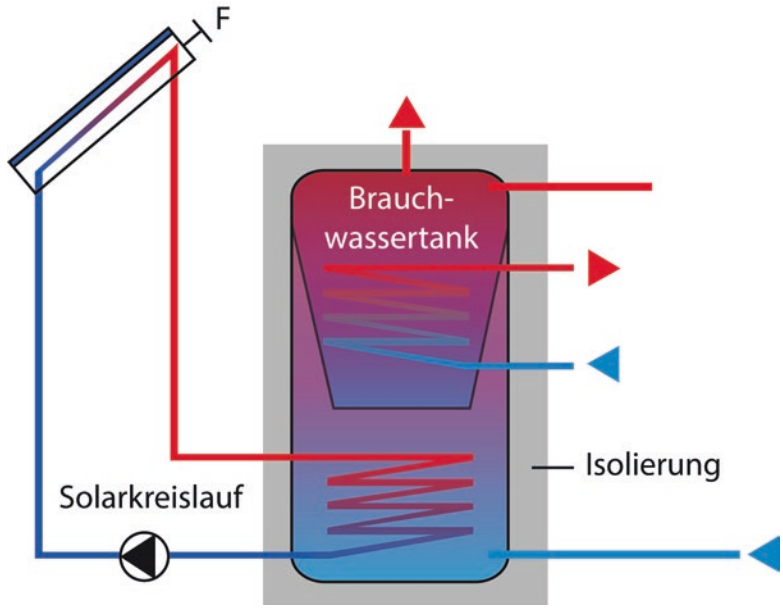


Abb. 10.11 Tank-im-Tank-Wärmespeicher

Behälter aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) erreichen nicht die Größen wie Stahlbehälter. Bisher gibt es einige 1500 m^3 große GFK-Tanks, erreicht werden sollen 6000 m^3. Die GFK-Tanks bestehen aus einer Mischung verschiedener Glassorten, ungesättigten Polyester- und Vinylharzen. Als Wärmedämmmaterial wird häufig Polyurethan-Hartschaum (PUR) verwendet.

Auch Beton-, Stahlbeton- oder Spannbetonbehälter werden zur Speicherung von Warmwasser verwendet, bisweilen auch bei Kaltwasser. Hochfester und ultrahochfester Beton übernimmt bei neueren Speichern sogar die Abdichtfunktion, sodass auf weitere Auskleidungen verzichtet werden kann.

10.4.3.1.1 Kaltwasserspeicher

Von Kaltwasserspeichern ist die Rede, wenn das gespeicherte Wasser eine Temperatur von 0–20 °C besitzt. Anwendung finden Kaltwasserspeicher beim Anschluss an die zentrale Kälteerzeugung eines Kaltwassersystems.

Der Aufbau dieser Speicherart ist dem der Warm- und Heißwasserspeicher sehr ähnlich. So gibt es auch bei den Kaltwasserspeichern Stahlbehälter, die aufgrund ihrer hohen mechanischen Belastbarkeit, ihrer Diffusionsdichte und der Tatsache, dass sie einfach form- und schweißbar sind, häufig zur Anwendung kommen.

Kaltwasserspeicher werden oberirdisch, unterirdisch und in Gebäuden verbaut. Die Be- und Entladung geschieht in der Regel direkt. Da sie eher für die Kurzzeitspeicherung gedacht sind, weisen sie hohe Be- und Entladeleistungen auf. Wie bei Warmwasserspeichern gibt es auch bei Kältespeichern eine Schichtung des Wassers. Allerdings sind wegen der geringen Temperaturdifferenzen auch die Dichtedifferenzen sehr gering, sodass Diffusoren für eine Strömungsbeeinflussung sorgen und so die Schichtung aufrechterhalten. Typische Vor- und Rücklauftemperaturen bei Kaltwasserspeichern sind 6 °C und 12 °C (s. [39]).

10.4.3.1.2 Salze, Öle und Natrium im Hochtemperaturbereich

Im Hochtemperaturbereich scheidet Wasser aufgrund der Verdampfung und der damit verbundenen Druckprobleme als Speichermedium aus. Alternativ werden Flüssigsalzspeicher verwendet.

Da das Salz einmalig über seine Schmelztemperatur erhitzt wird und dabei seinen Aggregatzustand von fest zu flüssig ändert und danach im flüssigen Zustand verbleibt, zählt diese Art nicht zu den latenten, sondern zu den sensiblen Wärmespeichern.

Diese Speichermethode wird z. B. bei solarthermischen Kraftwerken angewendet, wo die Speichertemperatur zwischen ca. 250 °C und 565 °C variiert. Da bei einer Unterschreitung der Schmelztemperatur bei ca. 240 °C das flüssige Salz kristallisieren und damit der Speicher zerstört würde, muss der Salzvorrat immer eine Mindesttemperatur von 250 °C haben. Bei zu hohen Temperaturen zersetzen sich die verwendeten Salze und brandfördernder Sauerstoff wird frei, sodass bei der Planung des Speichers sicherheitstechnische Maßnahmen ergriffen werden müssen.

Verwendete Stoffe sind Nitratsalze oder Salzschmelzen. Da Salze eine höhere Wärmeleitfähigkeit als Öle haben und zudem in einem höheren Temperaturbereich eingesetzt werden können, erlauben sie einen flexibleren Anlagenbetrieb. Die verwendbaren Mineral-, Synthetik- oder Silikonöle eignen sich nur für die thermische Kurzzeitspeicherung. Für die Speicherung größerer Energiemengen würden viele teure Drucktanks benötigt, deren Herstellung und Betrieb derzeit nur in kleinem Maßstab existieren.

Selten wird flüssiges Natrium als Speichermedium eingesetzt. Dieses weist zwar eine hervorragende Wärmeleitfähigkeit auf und ist in einem breiten Temperaturbereich einsetzbar, allerdings müssen auch hier Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, die stark exotherme Reaktionen mit z. B. Wasser verhindern.

10.4.3.1.3 Kavernen

Kavernen sind unterirdische, künstlich hergestellte (z. B. Bergbau: Erzabbau, Salzgewinnung) oder natürlich entstandene (z. B. durch Auswaschungen) Hohlräume, die mit Wasser gefüllt werden und so als Energiequelle oder -senke dienen. Die Be- und Entladung geschieht direkt.

Es gibt keine künstlichen Abdichtungen oder Wärmedämmungen, daher ist eine hohe Stabilität und Dichtheit der betroffenen Erdschichten erforderlich. Geeignete Gesteinsschichten sind Gneis, Granit, magmatische Gesteine und andere Sedimente mit hoher Festigkeit.

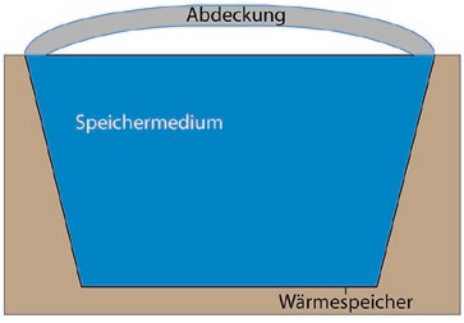
Kavernen können sowohl als Kurzzeit- als auch als Langzeitspeicher verwendet werden, allerdings sind nur wenige Kavernenspeicher weltweit in Betrieb, in denen Wasser als Speichermedium verwendet wird. Die meisten davon befinden sich in Skandinavien. Aufgrund der hohen Fixkosten eignen sich Kavernen vor allem als große Speicher, da so die einmalige Erschließung und Herstellung des Speichers im Verhältnis zum Speichervolumen kostengünstiger wird (s. [39]). Häufiger dienen Kavernenspeicher allerdings als Gasspeicher (Erdgas, Wasserstoff).

10.4.3.2 Warm- und Heißwasserspeicherung in Erdbecken

Ein großer Vorteil der unterirdisch verbauten Heißwasser-Wärmespeicher ist, dass sie mit dem Speichermedium Wasser ein kostengünstiges Material mit hoher Speicherkapazität und vergleichsweise einfacher Handhabung nutzen (s. [33]).

Während Wärmespeicher mit abgestützter oder selbsttragender Abdeckung höhere Lasten aushalten und somit begeh- und befahrbar sind (s. ◘ Abb. 10.12), bieten aufschwimmende Abdeckungen diesen Vorteil nicht, sind aber kostengünstiger. Zudem sind Wärmespeicher mit abgestützter oder selbsttragender Abdeckung besser zugänglich, was im Wartungsfall von Vorteil ist (s. ◘ Abb. 10.13).

Mit abgestützten Abdeckungen sind zwar beliebige Speichergrößen realisierbar, allerdings



◘ **Abb. 10.12** Aufbau eines Heißwasser-Wärmespeichers mit selbsttragender Abdeckung

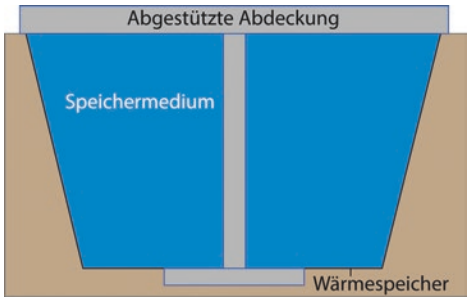


Abb. 10.13 Aufbau eines Heißwasser-Wärmespeichers mit abgestützter Abdeckung

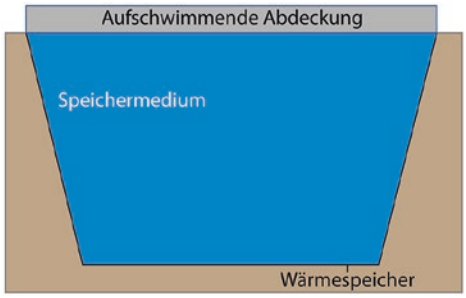


Abb. 10.14 Aufbau eines Heißwasserspeichers mit schwimmender Abdeckung

können durch notwendige Durchführungen durch Boden und Decke Undichtigkeiten und Wärmebrücken entstehen, was zusätzlich zum aufwendigeren Fundament auch die Montage verkompliziert.

Aufschwimmende Abdeckungen hingegen sind einfach, kostengünstig und für beliebige Speichergrößen konzipierbar, allerdings gestaltet sich die Be- und Entladung schwieriger (s. Abb. 10.14).

Erdbecken mit selbstragender Abdeckung sind derzeit in Planung und Konstruktion noch recht teuer und aufwendig. Zudem sind nur begrenzte Speichervolumen und Speicheroberflächen möglich (s. [33]).

10.4.3.3 Aquiferspeicher

Bei Aquiferen, auch Grundwasserleiter genannt, wird Wasser in die Hohlräume von lockerem oder auch festem Gestein im Erdreich geleitet und dort gespeichert. Das Aquifer wird an Ober- und Unterseite durch wasserundurchlässige Aquitarde (Geringleiter) oder Aquiclude (Nichtleiter) begrenzt. Es wird zwischen

- Poren-Grundwasserleitern: Sand, Kies,
- Kluft-Grundwasserleitern: Sand, Kalkstein, Basalt
- Karst-Grundwasserleitern: Kalkgestein

unterschieden (s. [39]). Das wassergesättigte Erdreich wird über eine oder häufig auch über mehrere räumlich getrennte Bohrungen erschlossen. Die Standorte der dort installierten Brunnensysteme richten sich an der natürlichen Grundwasserströmung aus.

Bei der Speicherung wird warmes oder kaltes Wasser über eine »warme« oder eine »kalte« Bohrung in den Speicher eingebracht. Dabei wird die Speicherkapazität des Wassers und des Erdreichs zur Energiespeicherung verwendet. Im Betrieb wird einer der Bohrungen Wasser entnommen, welches über ein Brunnensystem durch einen Wärmetauscher zur anderen Bohrung gepumpt wird. Am Wärmetauscher wird Wärme an einen Sekundärkreislauf abgegeben bzw. von diesem aufgenommen. So kann je nach Bedarf Wärme oder Kälte gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung gestellt werden. Die Be- und Entladung des Speichers findet somit direkt statt (s. [41]). Oberirdisch erfolgen zudem eine Filterung, eine chemische Wasseraufbereitung und die Druckhaltung des Systems. So können, z. B. bei der Beladung des Speichers mit Solarthermie im Sommer, durchaus Betriebstemperaturen größer 50 °C erreicht werden.

Aquiferspeicher werden als Langzeitspeicher eingesetzt. Sie speichern im Sommer überschüssige Wärme ein und in den Wintermonaten wieder aus. Generell können Aquiferspeicher über eine Kopplung mit Wärmepumpen oder Sorptionskältemaschinen sowohl für die Beheizung als auch für die Kühlung von Gebäuden verwendet werden.

Anwendungen finden Aquiferspeicher häufig in 100–500 m Tiefe, der Abstand der Bohrungen beträgt zwischen 50 und 300 m (s. [8]). Die meisten Projekte befinden sich in Skandinavien, den Niederlanden und Belgien. Typische Speichergrößen sind 5000–200.000 m^3. Geologisch geeignete Bereiche in Deutschland sind das Alpenvorland und Norddeutschland, realisierte Projekte sind z. B. ein Gebäude mit Aquiferspeicher in Rostock oder der Reichstag in Berlin (s. [10]). Beim Reichstag ergibt sich dabei ein Verhältnis von genutzter zu eingelagerter Wärme

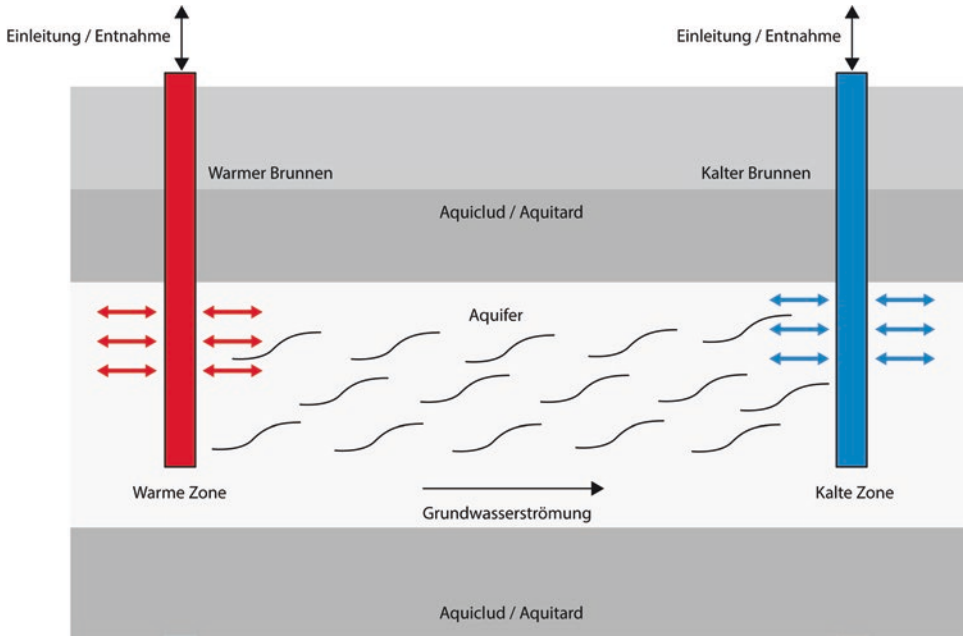


Abb. 10.15 Aquifer-Wärmespeicher

von ca. 77 % (bzw. 67 %, sofern die Pumpenergie berücksichtigt wird). Bei der Kältespeicherung beträgt das Verhältnis ca. 93 % (bzw. 88 %) (s. [9]).

Neben Wärmeverlusten stellen die Verschlammung der Wärmetauscher und der Pumpen ein Problem dar. Zudem kann es je nach Art des Erdreiches zu Eisenablagerungen in den Leitungen kommen (s. [41]).

Für den Bau von Aquiferspeichern (s. Abb. 10.15) ist eine wasserrechtliche Genehmigung notwendig, die für das Einleiten von Wasser in den Untergrund erforderlich ist.

10.4.3.4 Erdbecken

Erdbecken-Wärmespeicher werden anhand ihres Speichermaterials kategorisiert. So sind Kies-Wasser-Wärmespeicher und Erdreich-Wärmespeicher aus Sand-Wasser-Gemischen nahezu standortunabhängig einsetzbar (s. [32]).

Die ausgehobenen Erdbecken werden beim Bau zuerst mit Drainagematten ausgelegt, die verhindern, dass Oberflächenwasser in die darunterliegenden Wandschichten eindringt. Weitere Wandbestandteile sind Schutzvlies, Abdichtungsschichten, Wärmedämmung und Dampfsperre.

Bisher realisierte Projekte weisen Größen von ca. 100–10.000 m^3 auf (s. [31]).

Die Erdbecken können zum einen über ein durch Kunststoffrohre fließendes Wärmeträgermedium indirekt be- und entladen werden. Eine andere Möglichkeit ist die direkte Be- und Entladung durch vertikale und horizontale Kieswege, durch die Wasser gepumpt wird (s. [8]). In beiden Fällen dienen das verwendete Wärmeträgermedium (Wasser) und das Erdreich (Kies, Sand) als thermischer Energiespeicher (s. Abb. 10.16). Die Speichertemperatur ist wegen der verwendeten Wärmedämmmaterialien auf ca. 85 °C begrenzt (s. [36]).

10.4.4 Zusammenfassung

- Verglichen mit latenten und thermochemischen Speichern sind **sensible Wärmespeicher am weitesten entwickelt**. Es gibt daher weniger Entwicklungs- und Kostenreduzierungspotenziale als bei den beiden anderen Speicherarten. Trotzdem sorgen Innovationen bei den sensiblen Wärmespeichern immer wieder für Verbes-

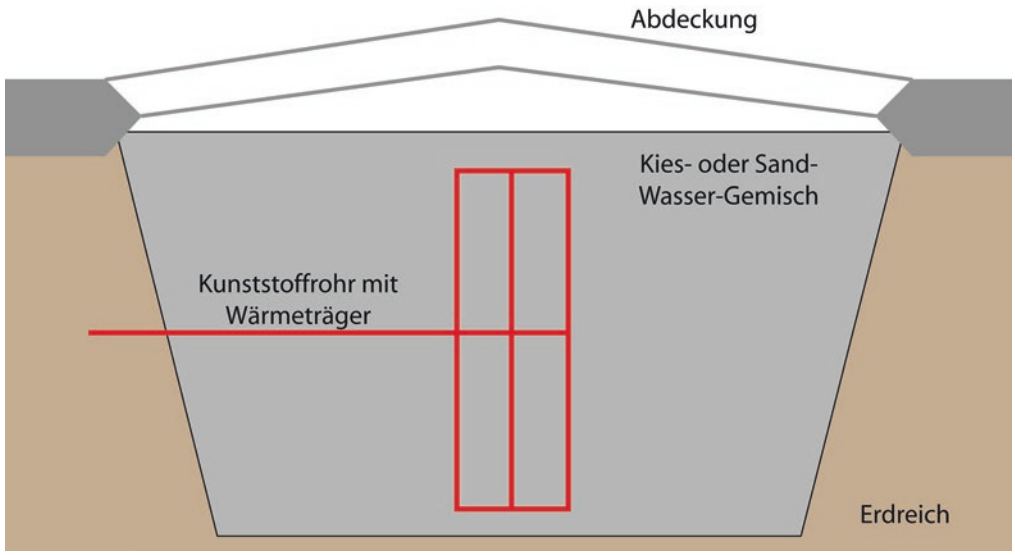


Abb. 10.16 Erdbecken-Wärmespeicher

serungen an bestehenden Systemen (z. B. weniger Wärmeverluste, bessere Schichtung) sowie neue Anwendungsfelder (s. [8]).

- Bei solarthermischen Kraftwerken wird beispielsweise der Einsatz neuer Speichertypen erprobt. So finden **Betonfeststoffspeicher** für den Hochtemperaturbereich bis ca. 500 °C Anwendung. Bei dieser Speicherart gibt das vom solarthermischen Kraftwerk kommende Wärmeträgermedium Wärme an den Beton ab (Beladung des Speichers) oder nimmt Wärme vom Betonspeicher auf (Entladung des Speichers) (s. [38]). Bei Solarturmkraftwerken mit Luftreceivern kann die dort erhitzte Luft zu einem **Regeneratorspeicher** mit festem Speichermaterial geleitet werden, das sich in einem Stahltank befindet. Die Energieabgabe erfolgt durch den direkten Kontakt von heißer Luft und Speichermaterial. Verwendete Materialien sind Oxidkeramiken oder Natursteine. Zudem werden Regeneratorspeicher häufig als Kurzzeitspeicher bei industriellen Prozessen verwendet, bei denen diskontinuierlich anfallende Abwärme gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt zur Luftvorwärmung verwendet wird.
- Im Bereich der saisonalen Speicherung solarer Wärme, die aufgrund der wirtschaftlichen Randbedingungen auf absehbare Zeit nur durch große Wasserspeicher realisiert werden kann, stehen zwei Themen im Vordergrund: **innovative Dämmkonzepte**, die sich für diese Anwendung vor allem durch Kostenreduktion auszeichnen müssen, und **geeignete Schichtladeeinheiten**, die bei direkter Beladung das Wärmeträgerfluid in der passenden Temperaturschicht einspeichern.

10.5 Latente thermische Energiespeicher

Zur Ermittlung der gespeicherten Wärme Q_{Lat} in einem Latentwärmespeicher wird die Gl. 10.6 mit der Schmelzenthalpie ΔH_{ls} beim Phasenübergang von fest zu flüssig erweitert:

$$Q_{Lat} = \int_{T_1}^{T_2} c_P dT + \Delta H_{ls} = \overline{T}\Delta S_{12} + \mathrm{T_{ls}}\Delta S_{\mathrm{ls}}$$
$$\approx \overline{T}\left(\Delta S_{12} + \Delta S_{\mathrm{ls}}\right) > Q_{Sens} = \int_{T_1}^{T_2} c_P dT \qquad (10.7)$$

Der Phasenwechsel findet bei der Temperatur T_{ls} statt und erfährt dabei die Entropieänderung ΔS_{ls}.

Die Gleichung zeigt, dass ein Latentwärmespeicher, bei kleinen Temperaturänderungen, mehr Wärme speichern kann als ein sensibler Wärmespeicher, vorausgesetzt es findet ein Phasenwechsel im Temperaturbereich zwischen T_1 und T_2 statt.

Ab wann ist der Einsatz eines Latentwärmespeichers sinnvoll? Wasser ist als Speichermedium für sensible Wärme, aber auch für latente Kälte etabliert. So wurden früher im Winter Eisblöcke aus zugefrorenen Seen geschnitten und in Kellergewölben, bis in den Sommer hinein, zur Kühlung von Lebensmitteln gelagert.

Wasser zeichnet sich durch seine hohe Verfügbarkeit, eine hohe spezifische Wärmekapazität c_p sowie einen geringen Preis und Umweltverträglichkeit aus. Allerdings gilt dies nur für den Temperaturbereich zwischen etwa 5 und 95 °C. Das folgende Beispiel zeigt exemplarisch, in welchen Temperaturbereichen PCM (Phase Change Material) Vorteile gegenüber einer sensiblen Wärmespeicherung bieten kann.

Allgemein gilt:

$$\Delta q^{\mathrm{PCM}} = c_p^{\mathrm{PCM}} \cdot \Delta T + \Delta h. \tag{10.8}$$

Da aber in der Regel die spezifische Wärmekapazität des PCM in der festen Phase nicht den gleichen Wert wie in der flüssigen Phase besitzt, setzt sich die gespeicherte thermische Energie in einem Latentwärmespeicher aus drei Termen zusammen:

$$\begin{aligned}\Delta q^{\mathrm{PCM}} &= c_p^{\mathrm{PCM}}(\mathrm{fest}) \cdot \Delta T_{fest} + \Delta h \\ &\quad + c_p^{\mathrm{PCM}}(\mathrm{flüssig}) \cdot \Delta T_{flüssig}.\end{aligned} \tag{10.9}$$

Die gespeicherte Wärme eines sensiblen, in diesem Falle eines Wasserspeichers, lässt sich so definieren:

$$\Delta q^{\mathrm{Wasser}} = c_p^{\mathrm{Wasser}} \cdot \Delta T, \tag{10.10}$$

mit den folgenden Materialdaten,

$$c_p^{\mathrm{Wasser}} \approx 4,2 \frac{\mathrm{J}}{\mathrm{g} \cdot \mathrm{K}}$$

$$c_p^{\mathrm{PCM}} \approx 2,1 \frac{\mathrm{J}}{\mathrm{g} \cdot \mathrm{K}} \text{ und } \Delta h \approx 150 \text{ J/g},$$

wobei c_p^{PCM} jetzt eine mittlere spezifische Wärmekapazität (gemittelt über feste und flüssige Phase) und ΔT die gesamte Temperaturdifferenz darstellt.

Damit ergibt sich

$$\frac{\Delta q^{\mathrm{PCM}}}{\Delta q^{\mathrm{Wasser}}} = \frac{c_p^{\mathrm{PCM}}}{c_p^{\mathrm{Wasser}}} + \frac{\Delta h}{c_p^{\mathrm{Wasser}} \cdot \Delta T}, \tag{10.11}$$

$$\frac{\Delta q^{\mathrm{PCM}}}{\Delta q^{\mathrm{Wasser}}} \approx 0,5 + \frac{35,7\mathrm{K}}{\Delta T}. \tag{10.12}$$

Bei diesem Beispiel ist die Speicherkapazität des Latentwärmespeichers bei einer Temperaturdifferenz kleiner als 70 K höher als die eines sensiblen Warmwasserspeichers.

Ein PCM mit einer Schmelzenthalpie von 250 J/g, was in etwa der durchschnittlichen Schmelzenthalpie bei Salzhydraten entspricht, vergrößert die mögliche Temperaturdifferenz auf 120 K. Es zeigt sich also, dass ein PCM-Speicher einem Warmwasserspeicher hinsichtlich der materialbezogenen Speicherdichte überlegen ist. Dies gilt vor allem, wenn durch die Anwendung die nutzbare Temperaturdifferenz eingeschränkt ist.

Ein sehr geeignetes Feld für Latentwärmespeicher ist daher die Kältespeicherung. Bei der Gebäudekühlung wird meist mit Systemen gearbeitet, die eine Temperaturdifferenz um die 6 K ausnutzen. Bei der Heizung von Gebäuden und der Warmwasserbereitung liegen die genutzten Temperaturunterschiede eher im Bereich von 20–50 K oder mehr. Geht es darum, Kälte bei etwa 0 °C zu speichern, ist Wasser mit seiner sehr hohen Schmelzenthalpie von 334 J/g das etablierte PCM (s. auch ◘ Tab. 10.5).

◘ Abbildung 10.17 zeigt schematisch den zuvor besprochenen Zusammenhang zwischen der Temperatur und der gespeicherten Wärme. Das grün dargestellte PCM 2 hat eine geringere Schmelzenthalpie als PCM 1. Daher kann es nur bei kleineren Temperaturdifferenzen sinnvoll eingesetzt werden. Bei zu großen Temperaturintervallen wird die Schmelzenthalpie des PCM durch die Wärmekapazität des Wassers wieder ausgeglichen. In dem Diagramm entspricht die Steigung der Geraden der spezifischen Wärmekapazität.

Tab. 10.5 Eigenschaften verschiedener PCM

Material-klasse	Material	Summenformel	Schmelz-temperatur in °C	Schmelz-enthalpie in kJ/kg	Wärmeleit-fähigkeit in W/m²K	Dichte In kg/m³
Eutektische Salzwasser-mischung	Wasser/Natriumchlorid	$H_2O/NaCl$	−21	222	–	1165 (flüssig 20 °C)
Wasser	Wasser	H_2O	0	334	0,597 (flüssig, 20 °C)	998 (flüssig, 20 °C) 917 (fest)
Salzhydrate	Calcium-chlorid Hexahydrat	$CaCl_2 \cdot 6H_2O$	29	171	0,54 (flüssig, 39 °C)	1562 (flüssig, 32 °C)
	Di-Natrium-hydrogen-phosphat Dodekahydrat	$Na_2HPO_4 \cdot 12H_2O$	35–40	280	0,476 (flüssig)	1442 (flüssig)
	Natriumthio-sulfat Pent-hahydrat	$Na_2S_2O_3 \cdot 5H_2O$	48	187	–	1670 (flüssig)
	Natriumace-tat Trihydrat	$Na(CH_3COO) \cdot 3H_2O$	58	226	–	1280 (flüssig)
	Magnesi-umnitrat Hexahydrat	$Mg(NO_3)_2 \cdot 6H_2O$	89	149	0,49 (flüssig, 95 °C)	(flüssig)
	Magnesi-umchlorid Hexahydrat	$MgCl_2 \cdot 6H_2O$	117	165	0,57 (flüssig, 120 °C)	(flüssig)
Salze	Natriumni-trat	$NaNO_3$	307	172	0,51 (flüssig)	1900 (flüssig)
	Kaliumnitrat	KNO_3	333	266	0,5 (flüssig)	1890 (flüssig)
Salzmi-schung	Natriumnit-rat + Kalium-nitrat	$KNO_3/NaNO_3$	222	100	–	1950 (flüssig)
Paraffin	Oktadekan	$C_{18}H_{38}$	28	245	0,15 (fest)	777 (flüssig)
Fettsäure	Laurinsäure	$CH_3(CH_2)_{10}COOH$	43	178	0,15 (flüssig, 50 °C)	870 (flüssig, 50 °C)
	Myristin-säure	$CH_3(CH_2)_{12}COOH$	58	186	–	861 (flüssig, 55 °C)
Zuckeral-kohol	Erythritol	$C_4H_5(OH)_6$	120	340	0,32 (flüssig, 140 °C)	1300 (flüssig, 140 °C)
PEG	PEG 6000	$HO–[CH_2–CH_2–O]_n–H$	60	190		1085 (flüssig, 70 °C)

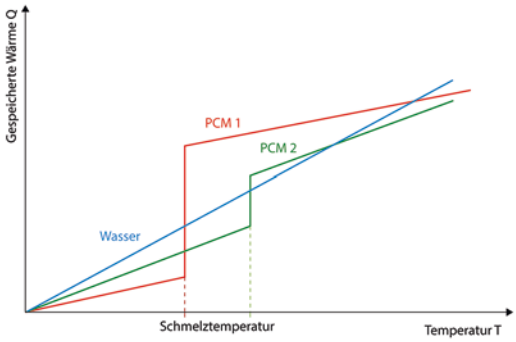


Abb. 10.17 Gespeicherte Wärmemenge in Abhängigkeit von der Temperatur

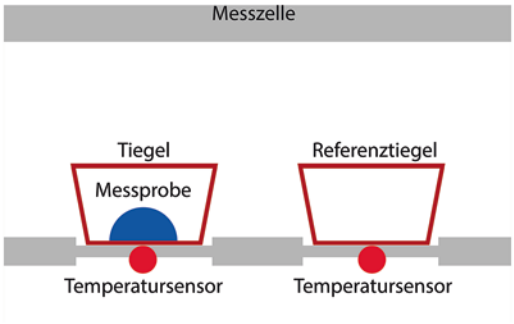


Abb. 10.18 Messzelle mit Probe- und Referenztiegel und Temperatursensoren unterhalb der Tiegel

Eigenschaften

Der große Vorteil von PCM-Speichern ist die Fähigkeit, in kleinen Temperaturintervallen große Mengen an Energie zu speichern. Der Exergieverlust bei der Speicherung ist dabei geringer als bei sensiblen Speicherkonzepten, da die Energiezufuhr nicht gleichzeitig die Temperaturdifferenz zur Umgebung erhöht. Die technische Umsetzung ist allerdings komplex. Je nach eingesetztem Material kann es zu Separierung, Unterkühlung oder auch zu nicht zu beherrschenden Volumenänderungen kommen. Häufig sind auch der Wärmeübergang und die damit einhergehende geringe Leistung ein Problem. Hier muss durch konstruktive Maßnahmen ein Weg gefunden werden, der es ermöglicht, den Speicher an die geforderten Parameter anzupassen. Aufgrund dieser Tatsache sind PCM-Speicher häufig teurer als vergleichbare sensible Speicher.

10.5.1 Charakterisierung von Materialien zur Latentwärmespeicherung

Die Standardmethode zur Charakterisierung von PCM ist die Differential Scanning Calorimetry (DSC). Hierbei werden sehr kleine Mengen einer Probe (5–10 mg) in einen Tiegel gegeben und in einer symmetrisch aufgebauten Messzelle zusammen mit einem leeren Tiegel (Referenz) einem definiertem Temperaturprogramm unterworfen. Man unterscheidet hierbei zwischen dynamischen Messungen mit Temperaturrampen von üblicherweise 2 K/min und Stufenmessungen, bei denen schrittweise die

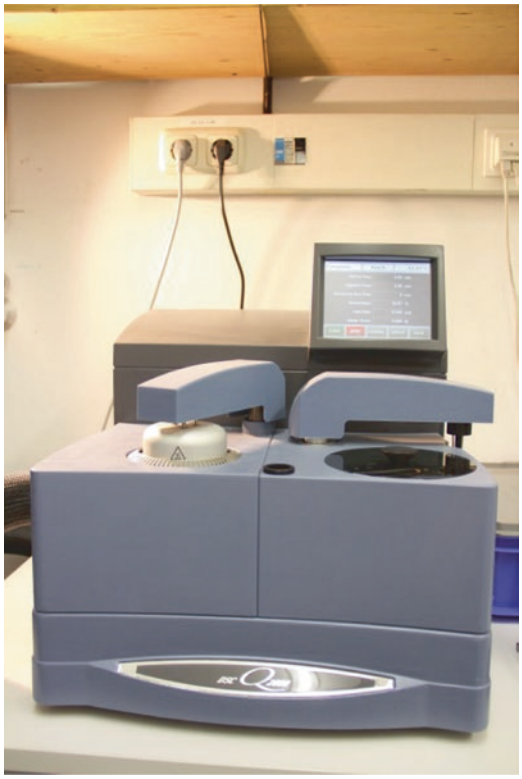


Abb. 10.19 DSC Q 2000

Temperatur variiert und das Erreichen des thermodynamischen Gleichgewichts abgewartet wird. Aus der Temperaturdifferenz zwischen den Temperatursensoren unter den zwei Tiegeln wird der Wärmefluss berechnet (s. Abb. 10.18 und 10.19). Aus diesen Daten können dann in einem weiteren Schritt Enthalpie-Temperatur-Diagramme generiert werden.

Abbildung 10.20 zeigt ein typisches Ergebnis einer dynamischen DSC-Messung mit einer Heiz- und Kühlrate von 2 K/min. Die Hysterese ist in diesem Fall nur schwach ausgeprägt, da es sich hierbei um die Messung von Pentadekan, einem Alkan, handelt. Der lineare Verlauf der Heizkurve bei niedrigen Temperaturen und der Kühlkurve bei hohen Temperaturen spiegelt die relativ konstant bleibende spezifische Wärmekapazität wider. Eine Auffälligkeit bei Pentadekan sind allerdings die zwei Phasenübergänge. Der erste Phasenübergang mit der geringeren Enthalpie entspricht einem Fest-fest-Phasenübergang. Der zweite Phasenübergang bei 5 bis 15 °C gibt den Fest-flüssig-Phasenübergang wieder.

Bei der Charakterisierung von PCM kann auch die T-History-Methode angewendet werden. Bei dieser Messprozedur werden zwei identische Behälter, einer mit dem zu prüfenden PCM und der andere mit einer Referenz-Substanz gefüllt, einem schnellen Sprung der Umgebungstemperatur ausgesetzt. Die Reaktionen der Proben werden dabei in einem Temperatur-Zeit-Diagramm festgehalten. Die Referenz-Substanz wird zur späteren Bestimmung der Wärmekapazität und der Übergangsenthalpie benötigt (s. [21]). In Abb. 10.21 ist das Ergebnis einer solchen Messung dargestellt. Man erkennt deutlich, dass das geprüfte PCM keine diskrete Phasenwechseltemperatur, sondern einen Schmelzbereich aufweist. Die Erstarrungs- und Schmelztemperaturen weichen voneinander ab. Dieser als Hysterese bezeichnete Effekt kann bei bestimmten Stoffen bis zu 10 K betragen. Die bereits bei den Salzhydraten erläuterte Unterkühlung ist ebenfalls zu sehen.

10.5.2 Materialien zur Latentwärmespeicherung

Es gibt eine Vielzahl von Materialien, welche sich für die Wärmespeicherung im Phasenübergang eignen. Einen Überblick über die verschiedenen Materialklassen sowie deren Schmelztemperatur und Schmelzenergie zeigt Abb. 10.22. In der Praxis wird hauptsächlich der Übergang von fest zu flüssig verwendet. Der Phasenwechsel von flüssig zu gasförmig wird trotz hoher Phasenübergangsenthalpien aufgrund der großen Volumenänderung gemieden.

Einige Materialklassen zeigen beim Abkühlen der flüssigen Phase eine sogenannte Unterkühlung. Dabei kühlt die Schmelze unter den Schmelzbereich ab ohne zu kristallisieren. Die Probe befindet sich in einem metastabilen Zustand. Wird die Kristallisation ausgelöst, kristallisiert das Material und setzt die Phasenübergangsenthalpie frei. Dabei erwärmt sich das Material bis maximal zur Kristallisationstemperatur, die (bei einem Material ohne Hysterese) der Schmelztemperatur entspricht. Welche maximale Temperatur wirklich erreicht wird, hängt von der Höhe der Unterkühlung, bei der die Kristallisation ausgelöst wurde, und dem während der Kristallisation an die Umgebung auftretenden Wärmeverlust ab.

Nicht jedes Material kann als PCM verwendet werden. Im Folgenden sind die zu erfüllenden Eignungskriterien thematisch aufgeführt (s. [27]).

- Physikalische Kriterien:
  - Hohe Phasenübergangsenthalpie und spezifische Wärmekapazität
  - Geeignete Schmelztemperatur
  - Gute Wärmeleitfähigkeit
  - Reproduzierbarer Phasenübergang
  - Beherrschbare Unterkühlung
- Technische Kriterien:
  - Physikalische und chemische Stabilität
  - Geringer Dampfdruck
  - Beherrschbare Volumenänderung
  - Geringe Korrosivität gegenüber Konstruktionswerkstoffen
  - Geeignetes Schmelz- und Erstarrungsverhalten; Zyklenstabilität
- Ökonomische Kriterien:
  - Niedriger Preis
  - Verfügbarkeit
  - Umweltverträglichkeit; geringe Toxizität

Die oben genannten Kriterien werden beispielsweise von Wasser erfüllt. Daher wird Wasser schon seit langem, auch aufgrund seiner Schmelztemperatur, gerade für Klimatisierungszwecke eingesetzt.

Tab. 10.5 zeigt eine Auswahl unterschiedlicher Materialklassen, deren Schmelzenthalpien und Schmelztemperaturen.

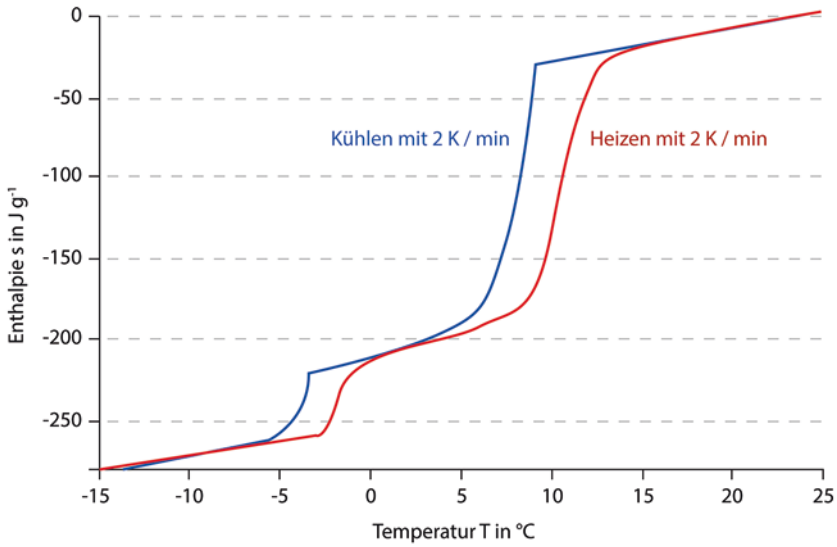


Abb. 10.20 Enthalpie-Temperatur-Diagramm als Resultat einer dynamischen DSC-Messung

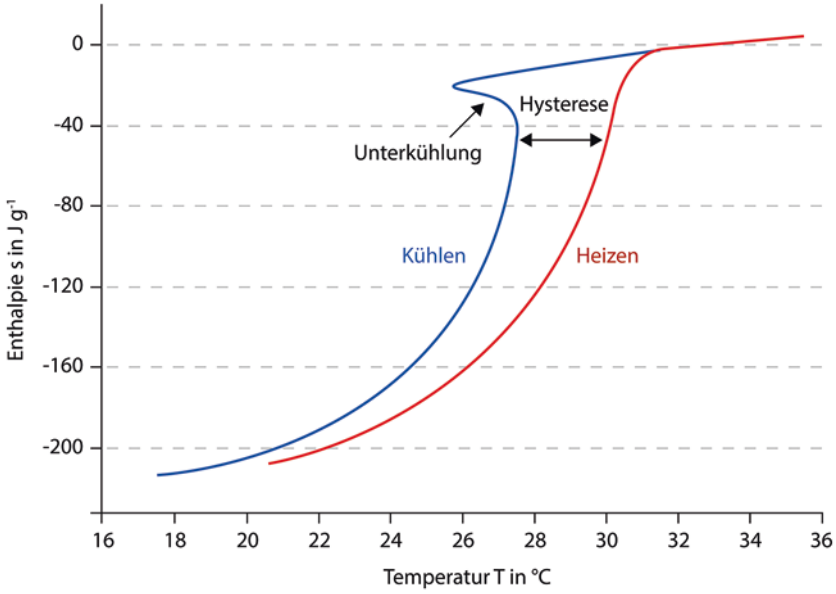


Abb. 10.21 Typische T-History-Messung an Calciumchlorid Hexahydrat als PCM

Da neben Wasser die Materialklassen Salzhydrate und Paraffine am häufigsten zur Realisierung von Latentwärmespeichern genutzt werden, sind diese im Folgenden näher beschrieben.

10.5.2.1 Salzhydrate

Als Salzhydrat werden Salze bezeichnet, die Wasser in stöchiometrisch festen Anteilen an die Kristallstruktur gebunden haben (s. Abb. 10.23). Die

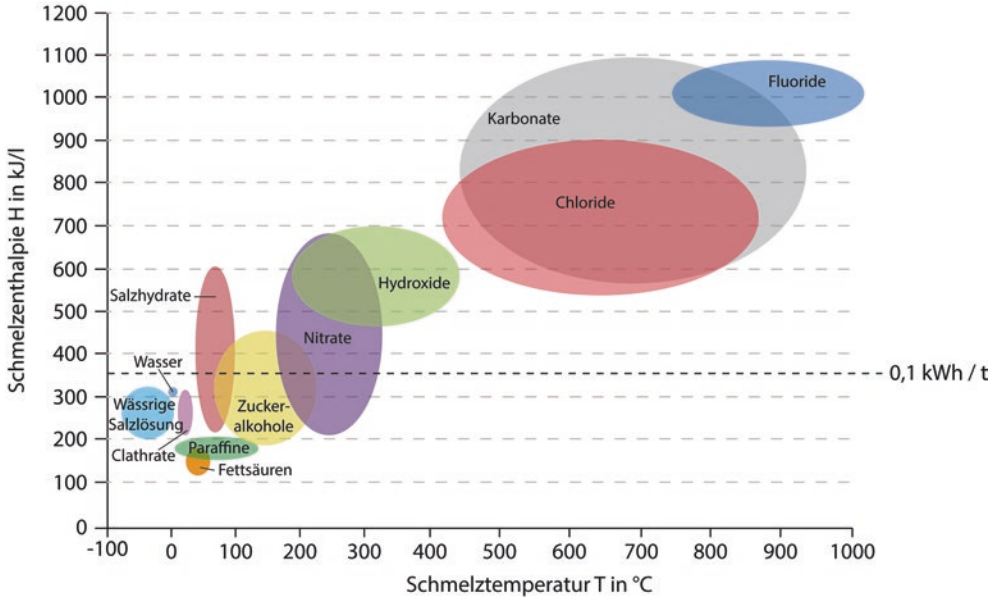


Abb. 10.22 Materialklassen von PCM

10

Übergangsenthalpie eines Salzhydrates kann bereits bei geringen Änderungen der stöchiometrischen Konzentration negativ beeinflusst werden. Ein Kriterium beim Einsatz von Salzhydraten als PCM ist somit ein über die Lebensdauer konstanter Wassergehalt. Ein weiteres Problem bei der Verwendung von Salzhydraten besteht in dem nicht kongruenten Schmelzverhalten. Beim Aufschmelzen bilden sich mehrere Phasen aus, welche sich aufgrund ihrer Dichteunterschiede räumlich trennen. Auf diese Weise verringert sich die Wärmekapazität mit zunehmender Zyklenzahl. Um dem entgegenzuwirken und eine hohe Zyklenstabilität zu erreichen, können die Salzhydrattanks umgerührt werden. Ebenso führt auch eine Makro- bzw. Mikroverkapselung oder auch das Impfen mit Borax zu einer Stabilisierung (s. [19, 20]).

Ein weiteres Problem beim Einsatz von vielen Salzhydraten ist die hohe Unterkühlungsneigung. In der Praxis bedeutet dies, dass die gespeicherte Wärme erst bei wesentlich niedrigeren Temperaturen oder evtl. gar nicht freigesetzt wird. Eine starke Unterkühlung kann aber auch, wie im Fall eines Taschenwärmers, gewollt und nützlich sein. Durch die Zugabe von anorganischen Feststoffen kann die Keimbildung beschleunigt und somit die Unterkühlungsneigung herabgesetzt werden (s. [6]). Dies verringert allerdings die spezifische Speicherkapazität.

Neben den aufgeführten Problemen in der technischen Umsetzung sind aber noch die inhärente, hohe erreichbare volumenbezogene Speicherdichte und die gute Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zu Paraffinen zu erwähnen. Auch die Beschaffungskosten sind geringer als bei Paraffinen.

10.5.2.2 Paraffine

Paraffine sind ein organisches, durch Destillation aus Erdöl gewonnenes Gemisch aus gesättigten Kohlenwasserstoffen. Sie setzen sich größtenteils aus langkettigen Alkanen zusammen. Durch die Variation der Kettenlänge lässt sich der Schmelzpunkt bedarfsgerecht einstellen. Kommerziell werden Paraffine zur Wärmespeicherung in einem Temperaturbereich von – 5 bis 120 °C eingesetzt. Da Paraffine auch im Gemisch nur aus Paraffinen verschiedener Kettenlängen bestehen, schmelzen sie kongruent und besitzen somit eine hohe Zyklenstabilität. Des Weiteren zeichnen sich Paraffine durch ihre ökologische Unbedenklichkeit und ihr nicht korrosives

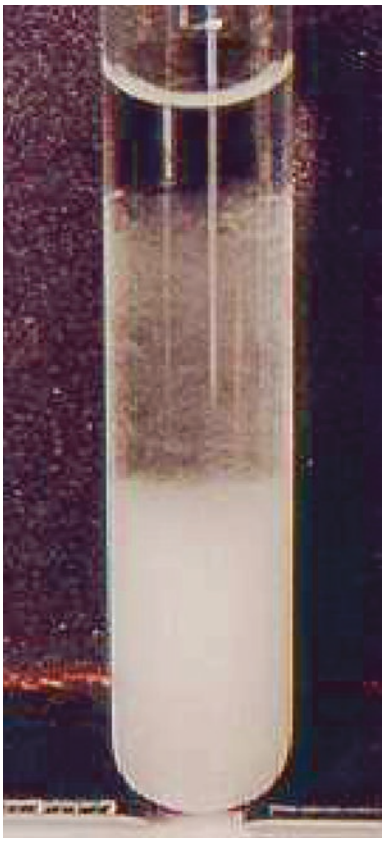


Abb. 10.23 Separiertes Glaubersalz ($NaSO_4 \cdot 10\ H_2O$), oben: gesättigte wässrige Lösung, Mitte: Glaubersalz, unten: wasserfreies Natriumsulfat

Verhalten gegenüber Metallen aus. Sie sind nicht gesundheitsschädlich und zeigen nur im Falle einer Mikroverkapselung Unterkühlungserscheinungen.

Nachteilig beim Einsatz von Paraffinen ist ihre Brennbarkeit. Deshalb werden sie nicht in jedem Umfeld eingesetzt. Sie sind im Vergleich zu Salzhydraten teurer und ihre Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,2 W/(m K) ist sehr gering. Außerdem kann beim Phasenwechsel eine Volumenänderung von bis zu 20 % auftreten (s. [6]).

Das wichtigste Kriterium bei der Wahl eines PCM ist seine Phasenwechseltemperatur. Sie wird durch das Mischen verschieden langer Alkanketten dem jeweiligen Zweck angepasst. Durch das Mischen von reinen/technischen Paraffinen wird in den meisten Fällen aber die Phasenübergangsenthalpie herabgesetzt und der Schmelzbereich verbreitert sich. Ähnliche Auswirkungen hat die Verwendung von technischen Paraffinen. Diese werden aufgrund des niedrigeren Preises häufig bevorzugt eingesetzt. Aus diesen Gründen ist der genauen Charakterisierung dieser Materialien eine hohe Aufmerksamkeit zu widmen. Die Qualitätssicherung sowie die notwendigen Messvorschriften sind beispielsweise durch das RAL-Gütezeichen *PhaseChangeMaterial* (RAL-GZ 896; ► http://www.pcm-ral.de) geregelt.

10.5.2.3 Verbundwerkstoffe

Phasenwechselmaterialien haben in ihrer reinen Form häufig eine geringe Wärmeleitfähigkeit, oder sie separieren sich mit steigender Zyklenzahl. Es gibt bereits eine Vielzahl an Lösungsansätzen, um diesen Problemen zu begegnen. Im Folgenden werden verschiedene Konzepte vorgestellt.

Um die Wärmeleitfähigkeit von PCM zu steigern, kann beispielsweise eine Graphitmatrix mit PCM getränkt werden. Am ZAE Bayern konnte die Wärmeleitfähigkeit auf diese Weise um den Faktor 8–100 erhöht werden, obwohl dem PCM nur ein Volumenanteil von 10 % Graphit hinzugefügt wurde.

Zur Vermeidung der schlechten Wärmeleitfähigkeit und der mangelnden Stabilität großer PCM-

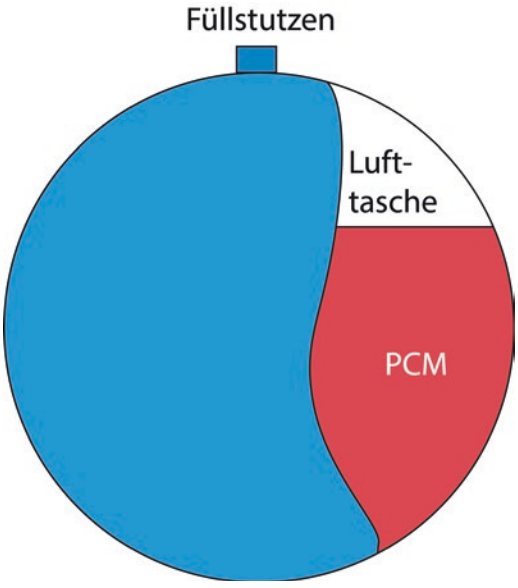


Abb. 10.24 Makroverkapseltes Paraffin

Einheiten, vor allem von PCM aus mehreren Komponenten, werden diese häufig in kleinere Einheiten verkapselt. Hier bieten sich Kunststoff- oder Metallbehälter sowie Beutel aus Kunststoff-Metall-Verbundmaterialien an. Bei dieser Art der Verkapselung ergibt sich durch den hermetischen Abschluss des PCM der Vorteil, dass kein stofflicher Austausch mit der Umgebung stattfinden kann. Dies bietet vor allem bei der Verwendung von Salzhydraten Vorteile. PCM in dieser Form kann auch zum einfachen Aufrüsten von bestehenden Wärmespeichern genutzt werden, da es aufgrund seiner kompakten Form ohne Probleme in z. B. Speichertanks gegeben werden kann. Um Problemen mit der auftretenden Volumenänderung entgegenzuwirken, wird häufig Luft mit eingekapselt (s. Abb. 10.24).

Neben der soeben beschriebenen sogenannten Makroverkapselung gibt es auch die Möglichkeit, PCM durch Mikroverkapselung zu verarbeiten (s. Abb. 10.25). Mikroverkapseltes PCM verhält sich wie Pulver unabhängig von seinem aktuellen Phasenzustand. Die Vorteile einer solchen Verkapselung liegen in der einfachen Handhabung. So kann es ohne große Umstände in Baustoffe aller Art, wie z. B. Gipsbauplatten, Putze, Holzwerkstoffe oder auch polymere Bindemittel, eingebracht werden. Aufgrund seiner Größe und der somit gering enthaltenen Menge an PCM tritt bei mechanischen Beschädigungen der Verkapselung nur sehr wenig PCM aus. Zudem bewirkt die Mikroverkapselung ein enormes Oberflächen/Volumen-Verhältnis, was den Wärmeübergang begünstigt (1ml entsprechen



Abb. 10.25 Mikroverkapseltes Paraffin des Produkts Micronal® PCM (Quelle: BASF SE)

30 m² Oberfläche). Mikroverkapselte PCM trennen die Aufgaben der Wärmeleitfähigkeit und -kapazität. Hierdurch kann jeder Parameter für sich optimiert werden. Kommerziell wird mikroverkapseltes PCM beispielsweise von der Firma BASF SE vertrieben. Die PCM-Kugeln mit einem Durchmesser von 2–20 µm bestehen aus mit Acryl ummanteltem Paraffin. Eingesetzt wird dieses Produkt vor allem in Kombination mit Baustoffen, die zur passiven Gebäudekühlung genutzt werden. Mikroverkapseltes PCM kann mit Farben, Gipskarton etc. vermengt werden. Die realisierten Modifizierungsraten reichen je nach Trägermatrix von 5 % bis 60 %.

Ein Verfahren, welches zum einen die Wärmeleitfähigkeit verbessert und zum anderen stabilisierend wirkt, ist das Einbringen von PCM in poröse Strukturen. So können beispielsweise Holzfaserplatten mit flüssigem PCM getränkt werden. Bei Paraffinen bietet sich die Möglichkeit zur Integration in eine Kunststoffmatrix. Ein solches Verbundmaterial bietet den Vorteil, dass es, wie auch verkapseltes PCM, als Schüttung in Speichern angewendet werden kann.

Am Fraunhofer-IFAM in Dresden wird in eine Metallmatrix eingebundenes PCM untersucht. Hier kommen Faser- oder Drahtstrukturen sowie infiltrierte metallische Schäume zur Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit zum Einsatz. Dabei ist es wichtig, ein ausgewogenes Verhältnis zwischen PCM und Trägersubstanz herzustellen, da mit steigendem PCM-Volumenanteil die Wärmeleitfähigkeit sinkt und die Speicherkapazität zunimmt (s. [29]).

10.5.3 Wärmeübertragungskonzepte

Die Wärmeübertragungskonzepte für latente Speichermaterialien sind vor allem auf die thermische Leistung hin optimiert. Dabei können verschiedene technische Varianten zur Verbesserung des Wärmeübergangs zum Einsatz kommen.

Im Folgenden werden verschiedene Wärmeübertragungskonzepte vorgestellt. Generell ist zwischen einer passiven und einer aktiven Wärmeübertragung zu unterscheiden. Bei der passiven Wärmeübertragung wird das PCM lediglich durch freie Konvektion bewegt und das Wärmeträgerfluid kommt nicht mit dem Speichermedium in Kontakt. Die Wärmeübertragung erfolgt über eine definierte Oberfläche (Wärmeübertrager). Bei dieser Art der Wärmeübertragung können Schmelzfronten auftreten, die den Wärmeübergangswiderstand negativ beeinflussen. Abbildung 10.26 zeigt Beispiele für einfache passive Speicherbauformen.

Wird das Speichermaterial zusätzlich durch ein Rührwerk in Bewegung gehalten, spricht man von einer aktiven Wärmeübertragung. Hier wird zwischen der indirekten und der direkten Wärmeübertragung unterschieden. Für den Fall, dass das PCM nicht mit dem Wärmeträgerfluid in Berührung kommt, ist die Rede von einer indirekten Beladung. Wird das Speichermedium vom Wärmeträgerfluid durchströmt, handelt es sich um eine direkte Beladung, es kommt kein Wärmeübertrager zum Einsatz (s. [35]).

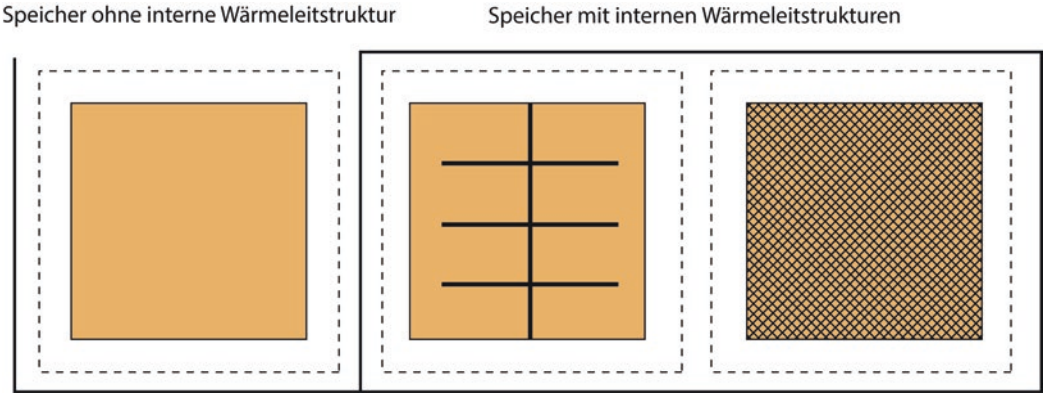


Abb. 10.26 Einfacher Speicher, ohne und mit internen Wärmeleitstrukturen

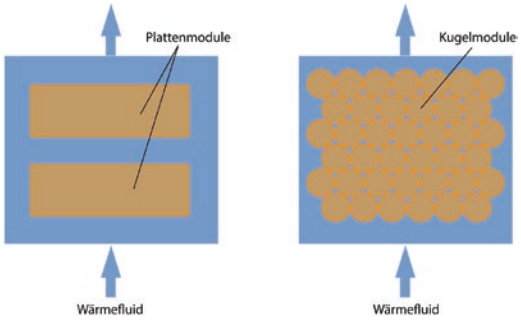


Abb. 10.27 Modul-Speicher, *links*: Plattenmodule, *rechts*: Kugelmodule (»*nodules*«)

Bei diesen Wärmeübertragungskonzepten wird die Wärme über die Systemgrenzen transportiert. Durch die Einbringung interner Wärmeleitstrukturen kann die thermische Leistung eines solchen Speichers gesteigert werden. Generell ist die Leistung aber eher gering.

Speicher dieser Art sind in der Regel günstig in der Anschaffung sowie im Betrieb und erreichen hohe Speicherdichten, da keine Peripherie notwendig ist. Da es sich um geschlossene Systeme handelt, ist ein stofflicher Austausch mit der Umgebung nicht möglich. Dies bietet Schutz vor Verschmutzung, Korrosion und Verlust an Speichermaterial. Kühlakkus oder auch makro- und mikroverkapselte PCMs sind Vertreter dieses Wärmeübertragungskonzeptes.

Eine Möglichkeit zur Steigerung der Lade- und Entladeleistung besteht in einem modularen Aufbau des Speichers (s. Abb. 10.27). Dabei kann makroverkapseltes PCM als Schüttung in einen Speicher eingebracht werden. Vorteilhaft bei diesem Konzept ist, dass das PCM einfach und flexibel im Hinblick auf die Tankgeometrie eingesetzt werden kann. Der Speicher und die PCM-Schüttung werden von einem Wärmeträgerfluid durchströmt. Aufgrund der großen Kontaktfläche steigt die gesamte Leistung eines solchen Speichers. Allerdings werden häufig nicht alle Module gleichmäßig angeströmt. Dies hat zur Folge, dass die Wärmeübertragung auf die einzelnen Module im Speicher nicht homogen ist. Bedingt durch das zusätzlich eingebrachte Verkapselungsmaterial sinkt der Anteil an PCM im Speicher und die spezifische Leistung sowie die Kapazität nehmen ab. Abbildung 10.27 zeigt den schematischen Aufbau dieses Konzeptes. Anwendung finden modulare Speicher häufig in Japan. Hier wird wegen der hohen Peak-Strompreise vor allem nachts Kälte zur Klimatisierung eingespeichert. Neben Schüttungen zählen aber auch PCM-Platten, welche in Lüftungskanäle montiert werden, zu diesem Wärmeübertragungskonzept.

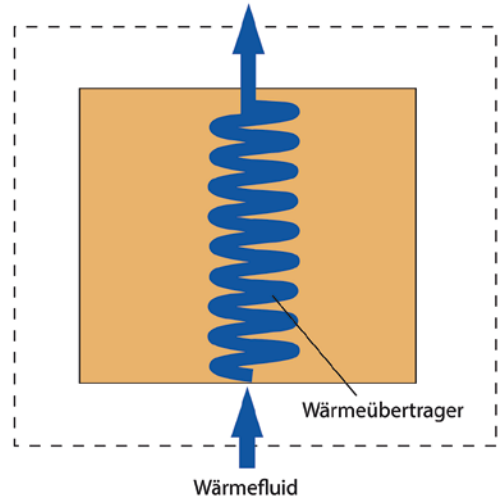


Abb. 10.28 Speicher mit innen liegendem Wärmeübertrager

Die einfachste Form der passiven Beladung findet häufig bei sensiblen Speichern Anwendung. Hier wird ein in seiner Geometrie an das PCM angepasster Wärmeübertrager in den Speicher integriert. Die Geometrie des Wärmeübertragers ist maßgeblich von den Wärmeleitungseigenschaften sowie von der geforderten Kapazität und Leistung abhängig. Dieses Konzept bietet den Vorteil, dass hohe Anteile an Speichermaterial (mehr als 90 %) eingebracht werden können. Die Nachteile sind die Ausbildung einer Schmelzfront, welche den Wärmeübergangswiderstand erhöht, sowie die Separationsneigung von Salzhydraten. In Abb. 10.28 ist der Aufbau eines solchen Speichers schematisch dargestellt.

Speicher mit einem innen liegenden Rührwerk und einem integrierten Wärmetauscher (s. Abb. 10.29) zählen zu den indirekten aktiven Wärmeübertragungskonzepten. Sie bieten den Vorteil, dass sie beispielsweise bei Salzhydraten einer Separation entgegenwirken und somit die

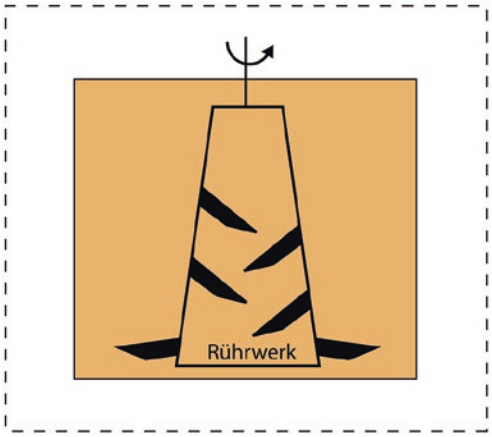


Abb. 10.29 Aktiver indirekter Speicher mit innen liegendem Rührwerk

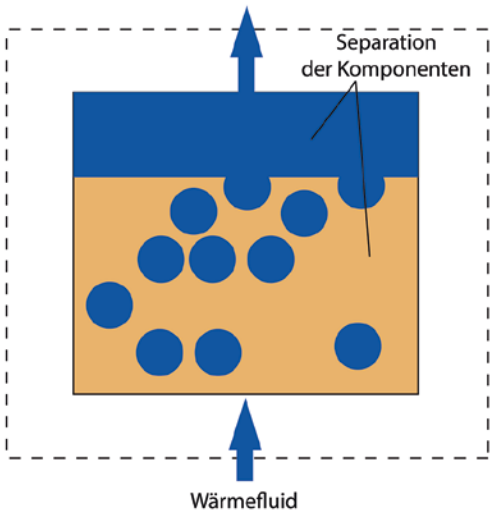


Abb. 10.30 Direkt-Kontakt-Speicher

Zyklenstabilität erhöhen. Durch das ständige Umrühren wird verhindert, dass sich eine Erstarrungsfront mit schlechteren Wärmeübergangskoeffizienten ausbildet. So kann eine gleichbleibende Leistungsaufnahme und -abgabe erreicht werden. Der Gesamtwirkungsgrad wird durch den zusätzlichen Leistungsbedarf des Motors negativ beeinflusst.

Es bietet sich an, das Rührwerk gleichzeitig als Wärmetauscher zu verwenden. Ein zusätzlicher Wärmetauscher würde den Anteil an Speichermaterial und somit die Wärmekapazität des Speichers herabsetzen. Es besteht auch die Möglichkeit, den gesamten Tank zu drehen und auf ein innenliegendes Rührwerk zu verzichten.

Ein »Direkt-Kontakt-Speicher« zählt zu den aktiven, direkten Wärmeübertragungskonzepten. Das Speichermaterial wird in diesem Fall vom Wärmeträgerfluid durchströmt und durchmengt dieses gleichzeitig. Vor allem bei Salzhydraten kann durch dieses Verfahren eine Separation der einzelnen Komponenten verhindert werden. Durch den notwendigen Dichteunterschied beider Materialien und die Speichergeometrie kann die Verweilzeit des Wärmeträgerfluids an den Wärmeübergangskoeffizienten des PCM angepasst werden. Allerdings kann nicht jedes Wärmeträgerfluid zum Einsatz kommen, da die Stoffe in direktem Kontakt stehen und sich vermengen können. »Direkt-Kontakt-Speicher« zeichnen sich aufgrund des fehlenden Wärmeübertragers durch eine kompakte Bauweise und hohe Leistungen aus. Allerdings ist die Regelung solcher Systeme schwierig und das PCM darf nicht vollständig erstarren. Dieser Umstand reduziert die Kapazität. Nur mit technischem Mehraufwand, beispielsweise einem Bypass, ist ein vollständiges Erstarren des PCM und somit eine Speicherung von sensibler Wärme möglich. Hierbei wird allerdings die Leistung reduziert, da sich die Kontaktfläche verkleinert. In Abb. 10.30 ist schematisch ein »Direkt-Kontakt-Speicher« dargestellt.

Ein weiteres Konzept, bei dem Wärmeträgerfluid und PCM in Berührung kommen können, sind sogenannte »Slurries«. Sie sind noch pumpfähig, auch wenn das PCM bereits erstarrt ist. Diese Tatsache bedingt, dass Slurries nicht nur der Speicherung von thermischer Energie dienen, sondern auch gleichzeitig zur Verteilung von Wärme oder Kälte genutzt werden können. Im Allgemeinen spricht man in diesem Zusammenhang von PCS (Phase Change Slurries). »Slurries« können in verschiedener Weise realisiert werden. Es können, wie im Falle von »Eis-Slurries«, Wärmeträgerfluid und PCM gleicher Substanz zum Einsatz kommen. Emulsionen mit Substanzen unterschiedlicher Hydrophilie, die mit Emulgatoren kombiniert sind, sind ebenfalls möglich. Auch die bereits angespro-

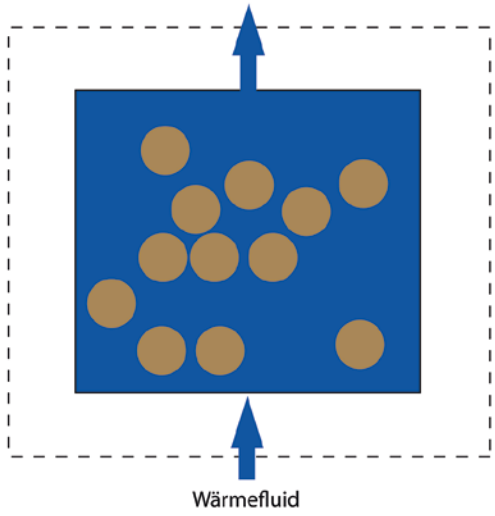


Abb. 10.31 Slurry-Speicher

chenen mikroverkapselten PCM können anteilig in das Wärmeträgerfluid eingebracht werden, sodass das Gemisch weiter pumpfähig bleibt. Bei dieser Variante muss allerdings darauf geachtet werden, dass die Verkapselung durch die Pumpe nicht beschädigt wird.

Typischerweise liegt der Anteil von PCM in Slurries bei ca. 20–40 %, in Ausnahmefällen auch bei bis zu 60 %. Je geringer der Anteil des Wärmeträgerfluids ist, desto größer wird die Viskosität. Es ist dann eine erhöhte Pumpleistung notwendig, wodurch Mehrkosten verursacht werden.

Bedingt durch die im Verbund beförderten Substanzen und das damit einhergehende, meist konstante Temperaturniveau, sind die Exergieverluste gegenüber konventionellen Konzepten geringer. Mit *Slurry*-Speichern ist es möglich, sehr hohe Leistungen zu realisieren.

Abbildung 10.31 zeigt das Schema eines *Slurry*-Speichers.

10.5.4 Zusammenfassung

- Auf dem Gebiet der Phasen-Wechsel-Materialien werden in vielen Forschungsvorhaben neue Materialien untersucht, die eine **möglichst hohe Schmelzenthalpie** bei einer durch die Anwendung festgelegten Schmelztemperatur aufweisen sollen (s. [1, 12, 34, 43]). **Heizung und Klimatisierung von Wohn- und Bürogebäuden** stehen dabei im Mittelpunkt.
- Materialforschung und Materialentwicklung nehmen sich der Frage nach den Ursachen der Unterkühlung und der die Kristallisation auslösenden Prozesse an (s. [13]). Momentan werden auch sogenannte »Fest-fest«-Übergänge und Phasenwechsel, bei dem das Material formstabil bleibt, für den Einsatz im Gebäudebereich untersucht (s. [2, 7, 42]).
- Bei den **Latentwärmespeicherkomponenten** geht es in der Forschung und Entwicklung hauptsächlich um **Verbesserungen des Wärmetransports** und damit um eine **Maximierung der thermischen Leistung beim Laden und Entladen**. Untersucht werden aber auch **passive Speichersysteme** zur Raumklimatisierung (»Passive Cooling«). Dabei wird PCM in den zu kühlenden Raum eingebracht (makro- oder mikroverkapselt), wo es bei der Erhöhung der Temperatur Wärme im Schmelzvorgang aufnimmt und so den Raum bis zu einem gewissen Grad kühlt. Wenn nachts die Temperaturen unter den Schmelzpunkt fallen, wird das PCM wieder fest und kann am nächsten Tag wieder zur Kühlung des Raums beitragen.

10.6 Thermochemische Energiespeicher

Die thermochemische Energiespeicherung nutzt die Reaktionsenergie von reversiblen chemischen Prozessen oder von physikalischen Oberflächenreaktionen und zeichnet sich besonders durch eine hohe Energiedichte aus. Die Reversibilität des Vorgangs ist hier von zentraler Bedeutung. Die Energie wird dabei nicht in Form von Wärme, sondern als Reaktionsenergie gespeichert. Dadurch treten keine thermischen Verluste während der Speicherung auf, was wiederum – zumindest technisch – sehr lange Speicherdauern ermöglicht. Aus wirtschaftlichen Gründen lässt sich diese Eigenschaft thermochemischer Speicher allerdings kaum nutzen. Erst

bei der Entladung, dem erneuten Zusammenführen der Reaktionspartner, gibt die exotherme Reaktion die gespeicherte Energie wieder frei.

Die thermochemischen Energiespeicher werden im Folgenden in chemisch reversible Prozesse, Adsorptions- und Absorptionsspeicher unterteilt.

Bei der thermischen Energiespeicherung kommt es im Idealfall zu einer endothermen und reversiblen Dissoziation einer kondensierten Verbindung AB in zwei Reaktionsprodukte, zum einen in ein kondensiertes Reaktionsprodukt A und zum anderen in ein Reaktionsprodukt B in Gasform. Die Abkürzungen *s*, *l* und *g* stehen hier für die verschiedenen Aggregatszustände der Reaktionsteilnehmer: fest (*solid*), flüssig (*liquid*) und gasförmig (*gaseous*),

$$AB(s,l) \leftrightarrow A(s,l) + B(g). \qquad (10.13)$$

Durch die unterschiedlichen Aggregatszustände der Reaktionsprodukte ist eine einfache Trennung sehr gut möglich, was wiederum eine verlustfreie Speicherung ohne ungewollte Rückreaktion ermöglicht. Allerdings sinkt die Energiespeicherdichte aufgrund des großen benötigten Volumens zur Gasspeicherung. Dies lässt sich durch Kondensation der gasförmigen Phase oder in einem »offenen« System, in dem die gasförmige Komponente in die Atmosphäre entlassen und auch wieder aus dieser bezogen werden kann, weitgehend vermeiden.

Chemisch reversible Prozesse

Jede reversible chemische Reaktion ist prinzipiell als thermischer Energiespeicher einsetzbar. Das entscheidende Kriterium ist hierbei die Gleichgewichtstemperatur, bei der sich die Produkte und Edukte im thermodynamischen Gleichgewicht befinden. Die Entladung des Speichers (exotherme Reaktion) erfolgt bei einer Temperatur unterhalb der Gleichgewichtstemperatur. Das Laden hingegen (endotherme Reaktion) muss auf einem höheren Temperaturniveau stattfinden.

Adsorptionsspeicher

Unter dem Begriff der Adsorption ist eine physikalische Anlagerung von Molekülen (Adsorbat) an die Oberfläche des meist porösen Adsorbens zu verstehen. Bei diesem Prozess gibt es im Gegensatz zu chemischen Reaktionen keine eindeutige Gleichgewichtstemperatur. Die Wärmefreisetzung ist abhängig von der variierenden Bindungsenergie der Beladungsplätze im Adsorbens und demnach nicht konstant. Die Speicherdichte des Adsorptionsspeichers ist von der Verdampfungsenthalpie des Adsorbats, den Bindungskräften zwischen Adsorbat und Adsorbens und dem Beladungshub zwischen der Lade- und Entladetemperatur abhängig.

Absorptionsspeicher

Bei der Absorption handelt es sich im Gegensatz zur Adsorption nicht um eine Anlagerung, sondern um eine Einlagerung eines Moleküls in die absorbierende Phase. Das Absorbat ist in diesem Zusammenhang der zu lösende Stoff, der im Lösungsmittel (Absorbens) gelöst wird. Die Absorption ist streng genommen kein chemischer Prozess, da keine chemische Reaktion stattfindet, sondern nur ein Verdünnungsprozess. Absorbentien sind flüssig (z. B. Salzlösungen, die Wasserdampf aufnehmen können), während Adsorbentien feste, mikroporöse Stoffe sind.

Die Energiespeicherdichte hängt bei der Absorption von der molaren Masse des Absorbats, der Affinität und den Aggregatszuständen des Absorbens und des Absorbats ab.

10.6.1 Speichermaterialien thermochemischer Prozesse

Die zur thermochemischen Energiespeicherung einsetzbaren Materialien lassen sich ebenfalls in drei Kategorien unterteilen: die Materialien für chemisch reversible Reaktionen, Adsorptionsmaterialien und Absorptionsmaterialien.

Die in thermochemischen Speichern ablaufenden Reaktionen können durch ihre Reaktionsgleichgewichte beschrieben werden. Diese Gleichgewichte hängen in der Regel von Druck und Temperatur ab. Bei einem Stoffpaar, wie z. B. Magnesiumoxid und Wasser, stellt sich nach Temperatur und Wasserdampfpartialdruck ein bestimmtes Reaktionsgleichgewicht ein. Dies kann in Form von

- Isothermen (Kurven gleicher Temperatur)
- Isobaren (Kurven gleichen Drucks)
- Isosteren (Kurven gleicher Wasserbeladung)

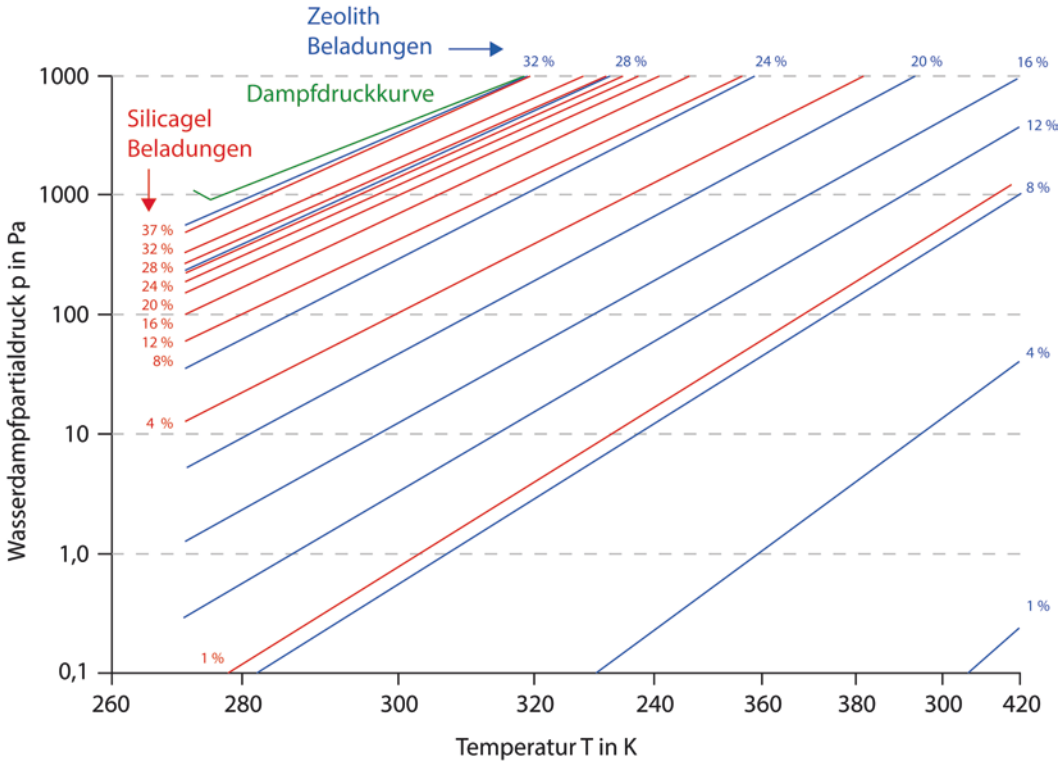


Abb. 10.32 Isosteren-Diagramm für Silicagel/Wasser und Zeolith/Wasser

dargestellt werden.

Abbildung 10.32 zeigt die Kurven gleicher Wasserbeladung. Die maximale Beladung wird erreicht, wenn sich die Isosteren der Dampfdruckkurve nähern. Hier ist die Luft mit Wasserdampf gesättigt. Unter diesen Bedingungen wird die maximale Wasserbeladung erreicht. Sie liegt für Silicagel bei 37 % und für Zeolith bei 32 %. Bei solchen Adsorptionssystemen ist zu beachten, dass die Steigung der Isosteren je nach Beladung variiert, was bei chemischen Reaktionen im Allgemeinen nicht der Fall ist.

Aus dem Diagramm ist auch zu entnehmen, dass bei konstantem Druck zum Erreichen niedriger Beladungen (entspricht in der Speicheranwendung dem Ladeprozess) für Zeolith deutlich höhere Temperaturen notwendig sind als für Silicagel. Dafür sind allerdings beim Entladen mit Zeolith auch höhere Temperaturhübe zu erwarten.

10.6.1.1 Chemisch reversible Reaktionen

Die verschiedenen Speichermaterialien für chemisch reversible Reaktionen unterscheiden sich einerseits durch die Gleichgewichtstemperatur bei Umgebungstemperatur und andererseits durch die in der Reaktion umgesetzte Energie. Diese Parameter sind in Tab. 10.6 dargestellt.

Die angegebene Energiespeicherdichte bezieht sich auf die Masse der Reaktanten und ist der maximal erreichbare Wert. Die höchsten Temperaturen von bis zu 1497 °C erreicht die Reaktion von Bariumcarbonat zu Bariumoxid und Kohlendioxid. Die theoretisch höchste Energiespeicherdichte ist bei der Dampfreformierung von Methan und Wasser zu Kohlenmonoxid und Wasserstoff zu erwarten. Sie beträgt im Idealfall 1,672 kWh/kg. Eine technische Umsetzung solcher Reaktionen in thermische Energiespeichersysteme bedarf noch großer Anstrengungen im F&E-Bereich.

10.6.1.2 Adsorption

Adsorptionsprozesse gelten als Untergruppe der thermochemischen Speicherreaktionen. Die bekanntesten Adsorbentien sind Zeolith und Silicagel. Die maximalen Wasserbeladungen und Energiedich-

Tab. 10.6 Materialien für chemisch reversible Reaktionen

Reaktionstyp	Gleichung	Gleichgewichts-temperatur (1 bar) in °C	Energiespeicher-dichte in kWh/kg
Salz Hydrate	$MgSO_4 \cdot 7H_2O \Leftrightarrow MgSO_4 + 7H_2O$ $CaCl_2 \cdot 2H_2O \Leftrightarrow CaCl_2 \cdot H_2O + H_2O$	122 174	0,463 0,091
Hydroxide	$Mg(OH)_2 \Leftrightarrow MgO + H_2O$ $Ca(OH)_2 \Leftrightarrow CaO + H_2O$	268 521	0,372 0,373
Carbonate	$CaCO_3 \Leftrightarrow CaO + CO_2$ $BaCO_3 \Leftrightarrow BaO + CO_2$	896 1497	0,463 0,298
Metall Hydride	$MgH_2 \Leftrightarrow Mg + H_2$	293	0,834
Katalytische Reaktionen	$SO_3 \Leftrightarrow SO_2 + 0.5O_2$	767	0,340
Dampfreformierung	$CH_4 + H_2O \Leftrightarrow CO+3H_2$	687	1,672

Tab. 10.7 Materialien für Adsorption

Adsorbens	Maximale Beladung in $kg_{H2O}/kg_{Adsorbens}$	Adsorptionsenthalpie in kWh/kg_{H2O}	Energiedichte in $kWh/kg_{Adsorbens}$
Zeolith 13X	0,32	0,964	0,308
Silicagel-Trockenperlen	0,37	0,758	0,280

ten der verschiedenen Materialien sind in Tab. 10.7 dargestellt. Auch hier ist die angegebene Energiespeicherdichte der maximal erreichbare Wert.

Ein wichtiges Kriterium für die Adsorbentien in Adsorptionsprozessen ist die spezifische Oberfläche des Materials. Je mehr Wasser an der Oberfläche angelagert werden kann, desto größer ist die speicherbare Energie. Tabelle 10.8 zeigt verschiedene Materialien für die Adsorption mit ihren spezifischen Oberflächen in m^2 pro Gramm.

Allerdings hängt die erreichbare Entladetemperatur von der spezifischen Adsorptionsenthalpie bzw. von der sogenannten Bindungsenergie (Adsorptionsenthalpie minus Verdampfungsenthalpie) ab. So können bestimmte Adsorbentien unter Umständen sehr viel Wasser aufnehmen. Da dies oft sehr schwach gebunden ist, wird relativ wenig nutzbare Wärme beim Entladen des Speichers frei.

10.6.1.3 Absorption

Tab. 10.9 zeigt verschiedene Absorbentien mit den zugehörigen Molmassen, der Absorptionsenthalpie und der theoretischen Energiespeicherdichte. Absorbentien verfügen im Allgemeinen über eher geringe Bindungsenergien, was im Vergleich zu festen Adsorbentien zu geringen Temperaturhüben beim Entladen führt.

10.6.2 Bauformen

Die Auslegung von thermochemischen Speichern ist im Vergleich zu latenten Wärmespeichern eine deutlich komplexere Angelegenheit. Neben dem Wärmeaustausch muss auch ein Stoffaustausch realisiert werden. Dabei muss eine Trennung bzw. ein Austausch der verwendeten Materialien bei

Tab. 10.8 Materialien für Adsorption und ihre Oberflächen

Adsorbens	Chem. Summenformel	Spez. Oberfläche in m^2/g
Aluminiumoxid	Al_2O_3	100–400
Adsorberharze	z. B. Styrol	100–800
Silicagel	SiO_2	500–800
Kohlenstoffmolekularsieb	C (als Anthrazit)	500–1000
Zeolithe	Al_2O_3, SiO_2	800–1200
Aktivkohle	C	800–2000

Tab. 10.9 Materialien für Absorption

Absorbens	Absorbat	Absorptionsenthalpie in $kJ/mol_{absorbat}$	Molmasse in $g/mol_{absorbat}$	Energiespeicherdichte in $kWh/kg_{absorbat}$
$H_2O(l)$	LiBr(s)	49,04	86,85	0,157
$H_2O(l)$	$NH_3(g)$	34,18	17,03	0,558
$H_2O(l)$	$H_2SO_4(l)$	95,28	98,08	0,270

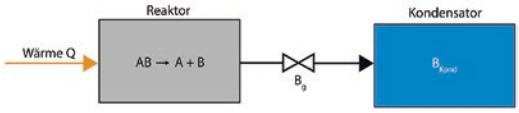


Abb. 10.33 Bauform der Gaskomponente Kondensator

gleichzeitiger Wärmezu- bzw. Wärmeabfuhr stattfinden. Die Herausforderung hierbei ist es, eine kompakte Bauweise des Speichers und eine möglichst hohe Effizienz der Wärme- und Stoffübertragung umzusetzen. Der Aufbau der thermochemischen Energiespeicher lässt sich grob in zwei Prinzipien unterteilen: geschlossene und offene Systeme.

Geschlossene Systeme sind in der Regel evakuierte und luftfreie Systeme, in denen die gasförmige Komponente frei wählbar ist. Für die Reaktion sind sehr niedrige Drücke im Vakuum erforderlich. Allerdings muss die gasförmige Komponente nach dem Ladevorgang im System gespeichert werden. Zur Verringerung des benötigten Volumens für die Komponente B kann diese kondensiert werden. Dies ist schematisch in Abb. 10.33 gezeigt.

Für die Rückreaktion muss jetzt die kondensierte Komponente B wieder verdampft werden. Dazu muss Wärme aus der Umgebung eingesetzt werden. Dieser Verdampfungsprozess hat wesentlichen Einfluss auf die nutzbare Energie bzw. Leistung des Speichers.

Geschlossene Systeme können, wenn sie thermisch geladen sind, sowohl Wärme durch das Freiwerden der Reaktionsenthalpie im Reaktor als auch Kälte durch das Aufnehmen der Verdampfungswärme im Kondensator bereitstellen. Die Kälteerzeugung kann z. B. mit dem Stoffpaar Zeolith/Wasser am Kondensator zu Eisbildung führen.

Bei offenen Systemen muss diese Komponente Teil der Atmosphäre sein, in die sie beim Laden entlassen und aus der sie beim Entladen wieder aufgenommen wird.

Offene Systeme lassen verschiedene Bauarten zu. Am häufigsten, da am einfachsten und kostengünstigsten, ist das Festbett. Hier liegt das Adsorbens als Schüttung vor und wird bei Umgebungsdruck vom Adsorbat (meist Wasserdampf) durchströmt (s. Abb. 10.34). Es kann aber auch ein Reaktor eingesetzt werden, der einen Massenstrom aus festem oder flüssigem Sorbens mit dem Adsorbatstrom in Austausch bringt. Der Vorteil solcher Reaktoren liegt in der Entkopplung von Leistung und Speicherkapazität. Die Leistung wird durch die Größe des Reaktors bestimmt, während die Kapazität von der Größe der Lager-

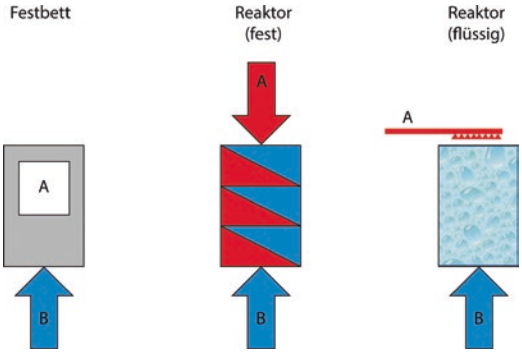


Abb. 10.34 Verschiedene Bauarten offener thermochemischer Speicher

behälter des Sorbens abhängig ist. Allerdings wird diese Variante in der Realität meist nur für flüssige Reaktionspartner in Betracht gezogen. Beim Adsorptionsspeicher, z. B. mit festem Zeolith, ist ein Transport des Zeolith in den Reaktor wegen der mechanischen Beanspruchung des Materials schwer umsetzbar.

Bei offenen Adsorptionssystemen kann auf die Speicherung der Gaskomponente B innerhalb des Speichersystems ganz verzichtet werden. Idealerweise ist diese Bestandteil der Atmosphäre und kann so in der Umgebungsluft zwischengespeichert werden. In diesem Fall steigt die Energiespeicherdichte um den Anteil des wegfallenden Volumens zur Speicherung der Gaskomponente. Beim Entladen des offenen Adsorptionsspeichers ist jedoch zu beachten, dass die gasförmige Komponente B in ausreichender Konzentration in der Umgebung vorhanden sein muss (s. Abb. 10.35).

Ein weit verbreitetes Beispiel für einen offenen Adsorptionsspeicher ist das Zeolith/Wasser-System. Hierbei handelt es sich mehr um einen physikalischen Vorgang als um eine chemische Reaktion. Das Funktionsprinzip dieses Speichers basiert auf der Adsorption von Wasserdampf durch elektrostatische Kräfte im mikroporösen Zeolith (s. Abb. 10.36). Dieser Vorgang entspricht dem Entladen des Speichers. Hierbei wird die Adsorptionsenthalpie in Form von Wärme frei.

Zum Beladen des Speichers muss Wärme aufgebracht werden, um das angelagerte Wasser im Zeolith zu lösen und zu verdampfen. Der hierbei entstehende Wasserdampf kann in die Umgebung über das Trägermedium Luft abgegeben und muss nicht zwischengespeichert werden. Beim Entladen muss jedoch ein Luftstrom mit ausreichender Feuchte zur Verfügung stehen. Daher eignet sich dieser thermische Speicher besonders für Trocknungsprozesse. Dieses Verfahren wird in modernen Geschirrspülern bereits angewendet.

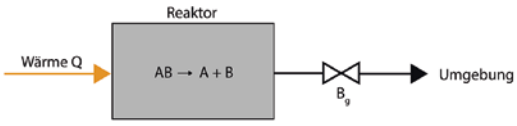


Abb. 10.35 Bauform der Gaskomponente Umgebung

10.6.3 Zusammenfassung

- Zur effizienteren Gestaltung thermochemischer Speichersysteme wird momentan viel an der **Entwicklung neuer Speichermaterialien** geforscht. Dabei soll bei geforderten Temperaturen eine möglichst hohe Reaktionsenthalpie (oder Sorptionsenthalpie) erreicht werden. Im Bereich der **Sorptionsspeicher** wird sowohl die Optimierung bekannter Adsorbentien (s. 37]), als auch die Entwicklung neuer Adsorbensklassen wie AlPos, Sapos und MOFs untersucht (s. [14, 23]). Auch Verbindungen flüssiger und fester Adsorbentien – sogenannte **Kompositmaterialien** – sind Gegenstand nationaler und internationaler Forschungsvorhaben (s. [11]). Neben den Sorptionsprozessen stehen aber auch andere chemische Reaktionen, vor allem im Hinblick auf **Hochtemperaturanwendungen** und **saisonale Wärmespeicherung**, im Fokus der Forschung und Entwicklung (s. [24, 40]).
- Allgemein werden auch **Stabilität** und **Alterungsmechanismen geeigneter Stoffpaare** unter Anwendungsbedingungen getestet.
- Neben den Speichermaterialien konzentrieren sich die Forschungsaktivitäten im Bereich thermochemischer Speicher auf das **Reaktordesign**. Ziel ist eine Optimierung der thermischen Leistung, am besten mit gleichzeitiger Reduzierung der Kosten, z. B. durch Minimierung der Hilfsenergien (s. [4, 25]). Für

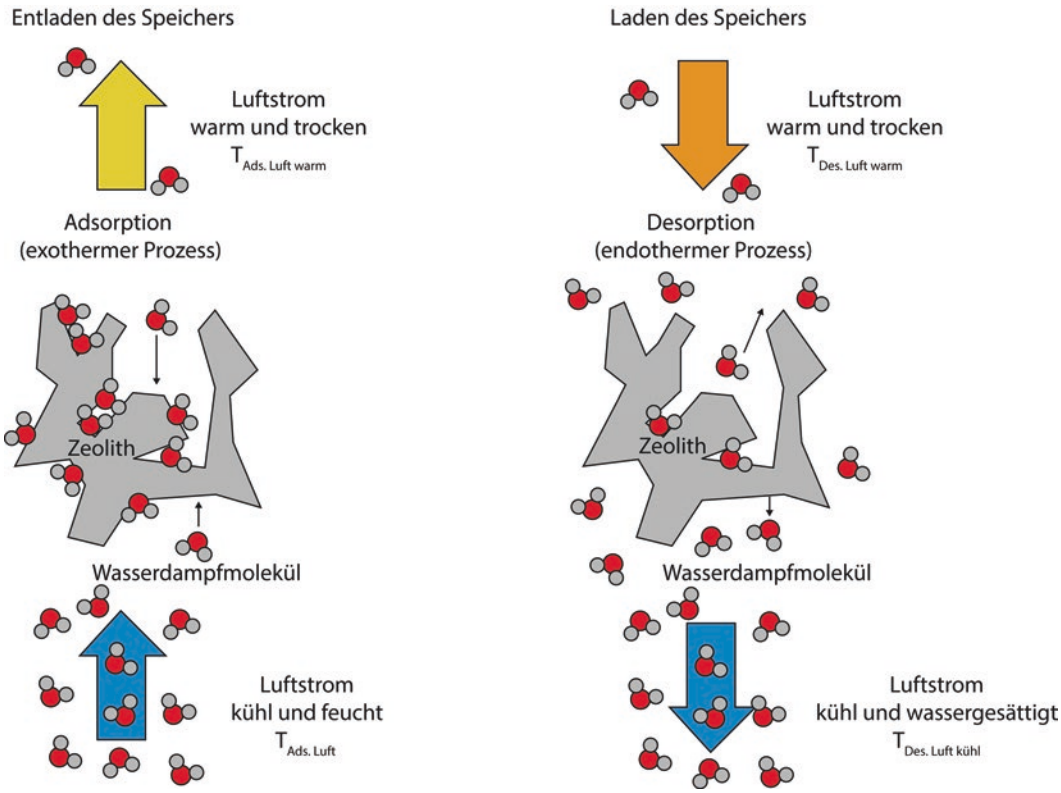


Abb. 10.36 Zeolith/Wasser-Speicher

eine Abschätzung möglicher Einsatzpotenziale werden Modellierungstools der verschiedenen Speicherreaktionen erarbeitet.

10.7 Kosten

Für den Einsatz von thermischen Energiespeichern sind die Kosten, wie für alle Speichertechnologien, ein entscheidender Faktor. Um eine Vergleichbarkeit der verschiedenen Technologien sicherzustellen, werden die spezifischen Investitionskosten in Euro pro Speicherkapazität, €/kWh, angegeben.

Oft werden die Kosten eines thermischen Energiespeichers an den Kosten des Speichermaterials festgemacht. In den meisten Fällen, vor allem bei latenten und thermochemischen Speichern, können aber die Kosten für Wärmetauscher oder Austauschflächen weit über den Kosten des Speichermaterials liegen. Hier sind allgemeine Aussagen kaum zu treffen.

Weiterhin wird die Wirtschaftlichkeit eines thermischen Energiespeichers entscheidend durch die Anwendung und die damit festgelegte Zyklenzahl pro Zeit beeinflusst. Die in diesem Kapitel vorgestellten sensiblen Speicher zur saisonalen Speicherung solarer Wärme laufen mit 1–1,5 Zyklen pro Jahr. Damit können nur extrem preiswerte Materialien wie Wasser und kostengünstige Speicherbehälter, z. B. aus Beton, zum Einsatz kommen. Ein thermischer Speicher zur Nutzung industrieller Abwärme mit 3 Zyklen pro Tag, kann hingegen deutlich teurer sein. In solchen Anwendungen können auch latente oder thermochemische Speicher wirtschaftlich betrieben werden.

Sensible Wärmespeicher

Die kostengünstigste Technologie, thermische Energie zu speichern, ist der sensible Wärmespeicher. Die eingesetzten Speichermaterialien (Wasser, Steine, Erdreich etc.) sind meist sehr günstig

und in großen Mengen überall verfügbar. Der benötigte Behälter muss jedoch eine gute Isolation aufweisen, die sich in den Gesamtkosten deutlich bemerkbar macht.

Die größten sensiblen Wärmespeicher in Deutschland sind saisonale Warmwasserspeicher mit Volumina von 5000 bis 10.000 m³ und liegen mit ihren spezifischen Investitionskosten bei 0,5 bis 3 €/kWh. Einen noch größeren Kostenbereich decken die Erdsonden-Speicher ab. In starker Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten variieren hier die Kosten zwischen 0,1 und 10 €/kWh.

Latentwärmespeicher

Die Kosten für Latentwärmespeicher liegen aktuell noch deutlich über denen der sensiblen Wärmespeicherung. Dieser Umstand ist neben den teureren Speichermaterialien und der vergleichsweise aufwendigen Konstruktion (Wärmeübertragung) auch auf den aktuellen Forschungsstand und die noch geringe Marktdurchdringung zurückzuführen. Häufig ist eine individuelle Speicheranfertigung notwendig. Hierbei werden beispielsweise Speicher- und Wärmeübertragergeometrie den kundenspezifischen Wünschen hinsichtlich der Kapazität und der Leistung des Speichers angepasst sowie die physikalischen Eigenschaften des verwendeten PCM berücksichtigt.

Die Kosten für einen PCM-Speicher liegen im Allgemeinen zwischen 10 und 50 € pro kWh Speicherkapazität, können aber auch wesentlich höher ausfallen. Mikroverkapseltes PCM hat den Vorteil, dass keine weitere Peripherie benötigt wird, um Wärme effektiv zu speichern. In manchen Fällen kann sich das Einbringen von mikroverkapseltem PCM zur passiven Gebäudekühlung bereits nach fünf Jahren amortisiert haben, da auf diese Weise Kosten für das Heizen bzw. Kühlen des Gebäudes wegfallen. Aktuell liegt der Preis für mikroverkapseltes PCM bei ca. 10 €/kg (s. [22]).

Die Speicherung von latenter Kälte mittels Wasser als Phasenwechselmaterial hingegen ist schon lange etabliert (z. B. in Japan) und liegt preislich etwa gleichauf mit den sensiblen Wärmespeichern.

Thermochemische Energiespeicher

Bei der thermochemischen Energiespeicherung liegen die Preise für die Speichermaterialien in der Größenordnung von PCM. Jedoch ist eine zusätzliche Bearbeitung der Materialien wie z. B. Pelletierung nötig und der Reaktor ist komplex und teuer. Die aufwendig gebauten Reaktoren, die sowohl einen Stoff- als auch Wärmeübergang gewährleisten müssen, sind in erster Linie für die Kosten thermochemischer Speichersysteme verantwortlich. Weiter ist zu berücksichtigen, dass noch zusätzliche Peripherie für den Betrieb notwendig sein kann, z. B. wird ein Kondensator oder Befeuchter gebraucht. Je nach Bauform und Betriebsbedingungen (Vakuum, Umgebungsdruck) liegen die Kosten zwischen 8 und 100 €/kWh für einen thermochemischen Energiespeicher.

Literatur

1. Acem Z, Lopez J, Del Barrio EP (2010) $KNO_3/NaNO_3$ – Graphite materials for thermal energy storage at high temperature: part I – elaboration methods and thermal properties. Appl Therm Eng 30:1580–1585
2. Alkan C, Günther E, Himpel M, Hiebler S (2012) Complexing blends of polyacrylic acid- polyethylene glycol and poly(ethylene-co-acrylic acid)-polyethylene glycol as shape stabilised phase change materials. Energy Convers Manage J 64:364–370
3. Baum S (2011) Langzeitausgleich Erneuerbarer Energie Mittels Energiespeicherung in Wasserstoff. FH Köln, Köln
4. Beek TJJ van, Rindt CCM, Zondag HA (2012) Performance analysis of an atmospheric packed bed thermo-chemical heat storage system. Proceedings of the 12th international conference on energy storage (Innostock 2012), 16–18 May 2012, Lleida, Spain
5. Borstelmann P, Rohne P (1989) Handbuch der elektrischen Raumheizung. Hüthig Buch Verlag GmbH, Heidelberg
6. Ebert H-P (2006) Forschungsnetzwerk Lwsnet: Grundlagenaspekte in der aktuellen Pcm-Forschung. Bayrisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e. V., S 167, Garching
7. Entwicklung neuartiger PCM, formstabiler PCM und PCM-Verbundmaterialien mit verbesserter Wärmeleitfähigkeit (ENFoVerM) (2009–2013) Projekt wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) unter FKZ 0327851D
8. Fisch N (2005) Wärmespeicher, 4. Aufl. TÜV-Verlag. ISBN 3-8249-0853-0. 120 S, Köln
9. Friedrich U (2003) Aquifer für das Reichstagsgebäude. BINE Informationsdienst. FIZ Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen
10. Friedrich U (2007) Aquifer speichert Überschusswärme aus Heizkraftwerk. BINE Informationsdienst. FIZ Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen

11. Gordeeva LG, Aristov YI (2012) Composites ‚salt inside porous matrix' for adsorption heat transformation: a current state-of-the-art and new trends. Int J Low- Carbon Technol 7:288–302
12. Gschwander S, Schossig P (2006) Phase change slurries as heat storage material for cooling applications. In ecostock – 10th international conference on thermal energy storage
13. Günther E, Mehling H, Hiebler S (2007) Modeling of subcooling and solidification of phase change materials. Model Simul Mater Sci Eng 15:879–892. doi:10.1088/0965-0393/15/8/005
14. Henninger S, Schmidt F, Henning H-M (2010) Water adsorption characteristics of novel materials for heat transformation applications. Appl Therm Eng 30(13):1692–1702
15. ► http://www.waermepumpen.info/erdwaermepumpe/erdkollektor
16. ► http://www.heiz-tipp.de/ratgeber-312-dimensionierung_erdkollektor.html
17. ► http://www.energiesparhaus.at/energie/wp-erdkollektor.htm
18. ► http://www.bosy-online.de/Erdkollektoren.htm
19. ► http://www.enregis.de/auftritt/daten/pdf/Referenz-Oldenburg-2012.pdf
20. ► http://www.abwaermeatlas-sachsen.de
21. ► http://www.zae.uni-wuerzburg.de/files/pcm_thist.pdf. Zugegriffen: 1. April 2013
22. ► http://www.eor.de/fileadmin/eor/docs/aktivitaeten/asue_eor_14_02_2006/Unterlagen/01_ASUE_PCM-Grundlagen+Wirtschaftlichkeit-A4.pdf. Zugegriffen: 30. Juni 2013
23. Jänchen J, Ackermann D, Weiler E, Stach H, Brösicke W (2005) Calorimetric investigation on zeolites, $AlPO_4$'s and $CaCl_2$ impregnated attapulgite for thermochemical storage of heat. Thermochim Acta 434(1–2):37–41
24. Kato Y, Takahashi R, Sekiguchi T, Ryu J (2009) Study on medium-temperature chemical heat storage using mixed hydroxides. Int J Refrig 32(4):661–666
25. Krönauer A, Lävemann E, Hauer A (2012) Mobile sorption heat storage in industrial waste heat recovery. 12th international conference on energy storage, Lleida, Spain, 16–18.05.2012
26. Meier F (2010) Erdgekoppelte Wärmepumpen für Neubauten. BINE Informationsdienst. FIZ Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen
27. Mehling H (2001) Latentwärmespeicherung: »Neue Materialien und Materialkonzepte«. ZAE Bayern_Abteilung Energieumwandlung und-speicherung, Garching
28. Mehling H (2008) Heat and cold storage with PCM, Springer-Verlag, Berlin
29. Meinert J (2009) Zellulare Metalle und Verbundwerkstoffe zur Optimierung des Be- und Entladeverhaltens thermischer Energiespeicher. Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung, Institutsteil Dresden, Dresden
30. Moditz H (1975) Elektrische Raumheizung. Springer-Verlag, Wien
31. Ochs F, Heidemann W, Müller-Steinhagen H, Koch H (2006) Erdreich/Wasser-Erdbecken- Wärmespeicher mit direktem Beladesystem. ITW Stuttgart, DLR Stuttgart, Pfeil und Koch Ingenieurgesellschaft, Stuttgart
32. Ochs F, Heidemann W, Müller-Steinhagen H (2007a) Langzeit-Wärmespeicher für solare unterstützte Nahwärmesysteme. ITW Stuttgart, Stuttgart
33. Ochs F, Heidemann W, Müller-Steinhagen H, Koch H, Lichtenfels A (2007b) Heißwasser- Erdbecken-Wärmespeicher mit freitragender Abdeckung für solare Nahwärmesysteme. ITW Stuttgart, Pfeil und Koch Ingenieurgesellschaft, DLR Stuttgart, Ingenieurbüro Lichtenfels, Keltern
34. Paksoy H (2007) Thermal energy storage for sustainable energy consumption: fundamentals, case studies and design, Springer Verlag. ISBN 978-1402052880
35. Scheffknecht G (1988) Ein Beitrag zur Dynamik des Latentwärmespeichers, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf
36. Schneider B (2009) Schulsanierung mit solarer Nahwärme verknüpft. BINE informationsdienst. FIZ Karlsruhe, Eggenstein-Leopoldshafen
37. Schumann K, Brandt A, Unger B, Scheffler F (2011) Bindemittelfreie zeolithische Molekularsiebe der Typen LTA und FAU, Chemie Ingenieur Technik, vol 83, 12 Aufl. WILEY-VCH Verlag, S 2237–2243
38. Stieglitz R, Heinzel V (2012) Thermische Solarenergie. Springer-Verlag, Berlin. doi:10.1007/978-3-642-29475-4_8
39. Urbaneck T (2012) Kältespeicher. Oldenbourgh Verlag. ISBN 978-3-486-70776-2
40. van Essen VM, Zondag HA, Gores JC, Bleijendaal LPJ, Bakker M, Schuitema R, van Helden WGJ, He Z, Rindt CCM (2009) Characterization of $MgSO_4$ hydrate for thermochemical seasonal heat storage. J Sol Energy Eng ASME 131(4):041014
41. Verein Deutscher Ingenieure (1994) Energiespeicher – Energiespeicher – VDI Berichte 1168, ISBN 3-18-091168-9
42. Whitman CA, Johnson MB, White MA (2012) Characterization of thermal performance of a solid–solid phase change material, di- n -hexylammonium bromide, for potential integration in building materials. Thermochim Acta 531:54–59. doi:10.1016/j.tca.2011.12.024
43. Zalba B, Marin JM, Cabeza LF, Mehling H (2002) Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications. Appl Therm Eng 23:251–283

Lastmanagement als Energiespeicher

Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 11.4, 11.5, 11.6

Übersicht

Wurden in den ► Kap. 6–9 vor allem Speicher diskutiert, die **elektrische Energie** in welcher Form auch immer speichern und im Anschluss diese wieder als **Elektrizität** freigeben, wurden in ► Kap. 10 **thermische Energiespeicher** zum Management des Wärmehaushalts behandelt.

Hier nun werden **Managementmaßnahmen** und somit Prozesse betrachtet, die meist **elektrische Energie** einsetzen, um diese in **eine andere Form der Endenergie** zu **wandeln**, welche ebenfalls gespeichert werden kann – häufig handelt es sich wieder um **thermische Energie**. Im Unterschied zu den vorangegangenen Kapiteln wird die gespeicherte Energie aber nicht wieder in Elektrizität gewandelt, sondern **in der Form genutzt, in der sie auch gespeichert wurde**.

Mit Sicht auf das Energieversorgungssystem erfüllen diese Maßnahmen exakt **dieselbe Aufgabe wie Energiespeicher**. Im Allgemeinen wird hier von **Lastmanagement** gesprochen. Dazu werden in diesem Kapitel die **Potenziale** des Lastmanagements und aktuelle **Trends** aufgezeigt.

11.1 Besonderheiten von Demand Response im Vergleich zu anderen Energiespeichern – 623

11.2 *Demand Response* in Haushalten und Querschnitttechnologien – 624

11.2.1 Speicherheizungen – 624

11.2.2 Elektrische Warmwasserbereitung – 626

11.2.3 Elektrische Kälteerzeugung – 628

11.2.4 Heizungsumwälzpumpen – 632

11.2.5 Lüftungsanlagen – 633

11.2.6 Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen – 634

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_11

11.3 *Demand Response* in der Industrie – 635

11.4 Zusammenfassung deutscher und europäischer Demand Response-Potenziale – 639

11.4.1 Demand Response-Potenziale in Deutschland – 639

11.4.2 Demand Response-Potenziale in Europa – 640

11.4.3 Vergleich einzelner DSM-Studien – 640

11.5 Entwicklungen und Trends – 640

11.5.1 Einsatz von Lastabwurf in der Industrie – 640

11.5.2 Entwicklung des technisch-ökonomischen Potenzials – 641

11.5.3 Gesicherte Leistung und Integration von erneuerbarer Energie – 642

11.5.4 Potenzial zur Reduzierung von Netzausbau und Jahreshöchstlast – 642

11.6 Zusammenfassung – 643

Literatur – 643

In der Literatur werden die verschiedensten Begriffe für den Energiebedarf beeinflussender Maßnahmen gebraucht. Hierzu zählen unter anderem Lastmanagement, Demand Side Management, Demand Response und Demand Side Bidding. Eine verlässliche und allgemein gültige Definition lässt sich schwer finden.

Nach den Begrifflichkeiten des »Implementing Agreement on Demand Side Management Technologies and Programmes« der Internationalen Energieagentur (IEA) werden die Bezeichnungen »Demand Side Management« und »Demand Side Bidding« unterschieden. Dabei sind Maßnahmen des Demand Side Managements als Aktionen definiert, die die Energieeffizienz im Allgemeinen betreffen und Energieverbräuche langfristig verändern.

Dagegen ist der Prozess des *Demand Side Biddings* als derjenige definiert, der die eher kurzfristige Flexibilität der Stromverbraucher betrifft und somit aktiv am Ausgleich von Stromgenerierung und Stromverbrauch mitwirkt. Die einzelnen Maßnahmen des *Demand Side Biddings*, die Flexibilisierung der Lasten, werden unter dem Oberbegriff »Demand Response« zusammengefasst. Damit ist *Demand Response* die eigentlich treffende Bezeichnung. Im deutschen Begriff »Lastmanagement« sind auch die Maßnahmen des *Demand Response* mit einbezogen.

Wieso wird *Demand Response* in einem Buch über Energiespeicher behandelt?

Die Aufgabe von Energiespeichern ist die Entkopplung der Stromproduktion (oder der Produktion anderer Energieträger) vom Strombedarf (bzw. von anderweitigem Energiebedarf). Im Falle der elektrischen Energieversorgung kann diese Entkopplung nicht ausschließlich durch eine Speicherung von Elektrizität erreicht werden.

Eine Verschiebung des Strombedarfs in Zeiten der Erzeugung von Strom aus z. B. Wind und Sonne erfüllt exakt denselben Zweck wie ein Energiespeicher.

Das ist der erste Grund, weshalb *Demand Response* in einem Buch zur Energiespeicherung auftaucht. Wird über Lastverlagerungen diskutiert, wird häufig der zeitlich verschobene Betrieb von Anwendungen wie Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern genannt. Eine Verschiebung dieser Lasten im Haushaltsbereich bringt jedoch eine Beeinträchtigung der Nutzer mit sich und bildet die Ausnahme. Auch ist hier keine Energiespeicherung im Spiel (es sei denn, die Geduld der Menschen, auf saubere Wäsche zu warten, wird als Speicher betrachtet).

Die meisten Prozesse für eine Lastverschiebung beinhalten Energiespeicherung, auch wenn es sich hierbei um nicht elektrische Energiespeicher handelt. Letztendlich wird Elektrizität bei Verbrauchern in viele unterschiedliche Formen der Endenergie gewandelt – sehr oft in Wärme und Kälte – und diese Formen der Endenergie können wesentlich besser und kostengünstiger gespeichert werden als Elektrizität. So speichert z. B. ein Kühlschrank thermische Energie und ist auch bei unterbrochener Stromzufuhr nach wie vor kalt, d. h., wann ein Kühlschrank wirklich elektrisch Leistung zur Kälteerzeugung aufnimmt, beeinflusst den Nutzer in seinem täglichen Leben nicht. Und das ist der zweite Grund, weshalb *Demand Response* in einem Buch zur Energiespeicherung betrachtet wird:

Die meisten Prozesse einer Lastverschiebung speichern Endenergie, die nicht wieder in Elektrizität zurückgewandelt wird, sondern in derselben Form zeitversetzt Verwendung findet.

Letztendlich ist das *Demand Response* die logische Konsequenz einer auf erneuerbaren Energien aufgebauten Energieversorgung, die aus einem mehrheitlich fossilen und nuklearen Energieversorgungssystems hervorgeht, wie dies in Abb. 11.1 in einem provokanten Vergleich dargestellt ist.

Fälschlicherweise wird eine nicht erneuerbare Elektrizitätsversorgung gerne so dargestellt, als wenn hier keine Energiespeicherung (abgesehen von wenigen Pumpspeicherkraftwerken) notwendig ist. Elektrizität wird immer dann »just in time« erzeugt, wenn der Bedarf dafür da ist (s. Knochen in Abb. 11.1 oben). Real beginnt das Energieversorgungssystem jedoch nicht im Kraftwerk, sondern es stellt eine weltumspannende Logistikaufgabe zur Versorgung von Kraftwerken dar. Und hier sind mannigfaltige Speicherprozesse involviert (s. auch ▶ Kap. 1).

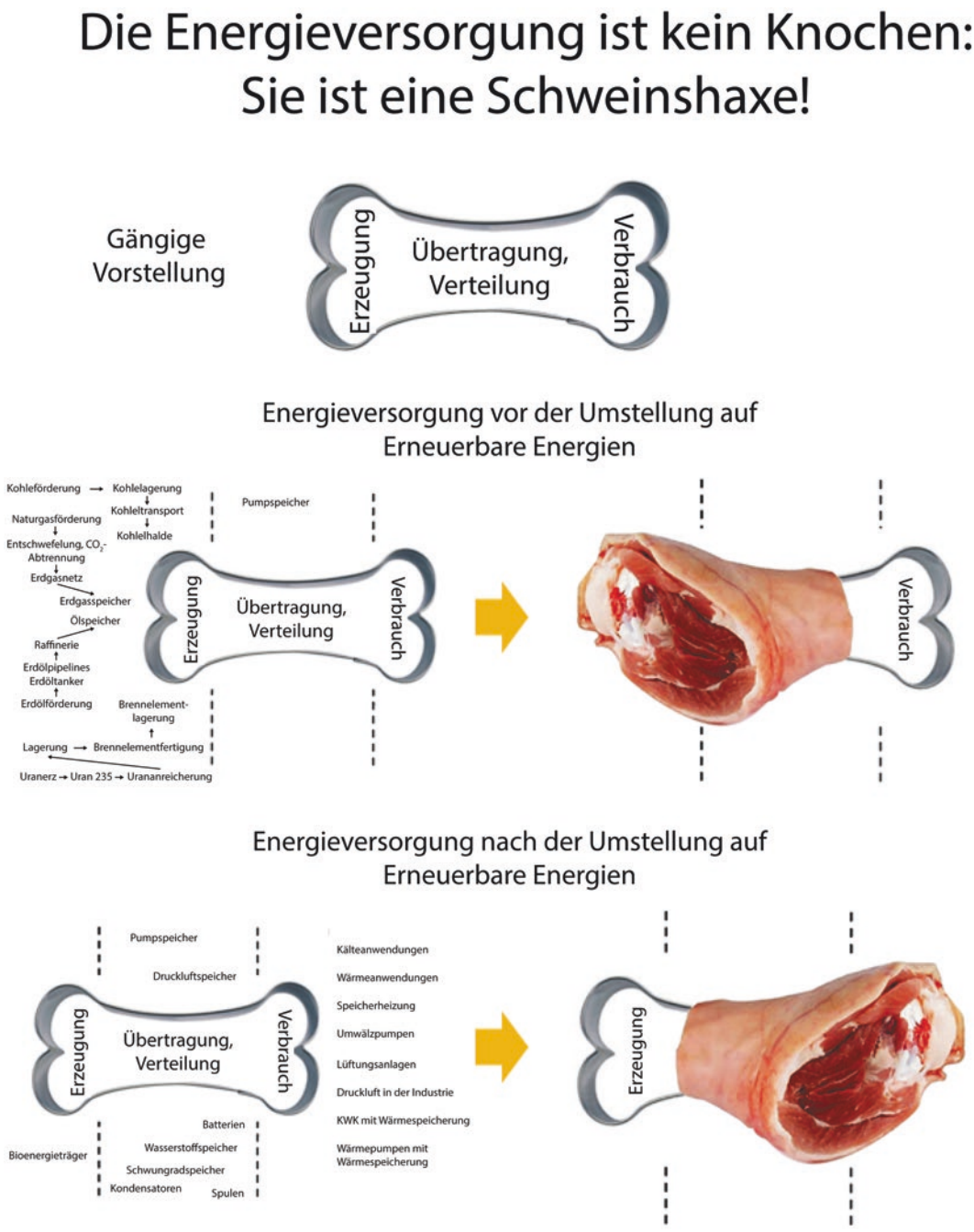


Abb. 11.1 Der Wandel von *Supply Side Management* zum *Demand Side Management*

Die Kohle fällt nicht direkt aus der Grube ins Kraftwerk. Steinkohle wird z. B. in Australien gefördert und auf einer Kohlehalde gespeichert, wird dann in Überseeschiffen gespeichert, im Hafen von Rotterdam gespeichert, in Binnenschiffen gespeichert und auf der Kohlehalde neben dem Kraftwerk

gespeichert, bevor dann viel später »*just in time*« Strom erzeugt wird. Ähnlich vorgelagerte Speicherprozesse existieren bei z. B. in Russland gefördertem Naturgas, bis es nach vielen Stationen als Erdgas in unterirdischen Salzkavernen in Deutschland gespeichert wird und dann viel später »*just in time*« in einem Gaskraftwerk in Elektrizität (und Wärme) gewandelt wird. Ein besonderer Fall liegt bei der Nutzung von Kernenergie vor. Auch hier existieren viele Prozesse mit zwischengelagerter Speicherung, bis aus z. B. in Kanada geförderten Uranerzen Brennelemente in deutschen Kernkraftwerken geworden sind. Das Besondere bei der Nutzung der Kernenergie ist, dass diese Brennelemente noch viele Jahre als radioaktiver Abfall gespeichert werden müssen, nachdem der Strom längst verbraucht ist.

Etwas provokativ lässt sich deshalb sagen, dass die Energieversorgung keinem Knochen, sondern eher einer Schweinshaxe gleicht. Hierbei stellt das Fleisch die gespeicherte Energie dar. In einem auf fossilen und nuklearen Energien basierenden Energiesystem befindet sich das Fleisch (die Energiespeicherung) auf der linken Seite, also vor der Stromerzeugung.

Bei einer erneuerbaren Energieversorgung entfällt diese Art der Energiespeicherung weitgehend. Wind und Sonne lassen sich vor der Stromerzeugung nicht speichern. Die einzigen erneuerbaren Energieträger, die nach demselben Prinzip wie fossile Energieträger betrieben werden können, sind Bioenergie und Speicherwasser. Diese beiden Formen der Strombereitstellung verfügen über eine Speicherbarkeit auch vor der Stromerzeugung. Ansonsten muss erneuerbare Energie als Sekundärenergie gespeichert werden, wie in den ► Kap. 6–10 ausführlich beschrieben wird. Meistens wird die hier gespeicherte Energie zu einem späteren Zeitpunkt (mit Konversionsverlusten) wieder in Elektrizität zurückgewandelt.

Die Alternative hierzu ist die Umkehrung des bestehenden Systems. Die Schweinshaxe wird so gedreht, dass sich das Fleisch (die gespeicherte Energie) auf der rechten Seite des Systems wiederfindet. Die Energie wird also gespeichert, nachdem der Strom bereits verbraucht wurde. Es handelt sich hierbei um Speicherung der Endenergie mit dem großen Vorteil, dass ein anschließender Wandlungsprozess mit Konversionsverlusten entfällt. Dies ist *Demand Response*. Diese Prozesse zur Energiespeicherung werden hier beschrieben.

11.1 Besonderheiten von *Demand Response* im Vergleich zu anderen Energiespeichern

Investitionskosten

Der größte Vorteil des *Demand Response* im Vergleich zu anderen Energiespeichern sind die Kosten für die Investitionen in Speicherkapazität. Diese sind gleich null! Die Besonderheit besteht gerade darin, bereits existierende Prozesse zu verwenden. Das heißt, es wird z. B. kein Kühlhaus mit dem Ziel gebaut, es als Energiespeicher zu verwenden. Das Kühlhaus wird zur Lagerung von leicht verderblicher Ware gebaut. Zufällig verfügt es über eine thermische Speicherkapazität, die es erlaubt, elektrisch betriebene Kälteaggregate bevorzugt dann zu betreiben, wenn Strom aus Wind und Sonne im Überfluss verfügbar ist.

Trotzdem entstehen beim *Demand Response* Kosten. Diese betreffen jedoch nicht die Speicherkapazität selbst.

Kommunikationstechnische Integration

Was nutzen all diese in großer Zahl herumstehenden Energiespeicher, die nur darauf warten, ihre Unterstützung für die Integration erneuerbarer Energien bereitzustellen? Diese wissen ja nicht, zu welchem Zeitpunkt und für wie lange ihre Leistung gefragt ist. Sie wissen auch nicht, ob sie gerade geladen oder entladen werden müssen. In der Konsequenz heißt dies, dass es zwar Unmengen an bereits existierenden Speichern gibt und man erst gar nicht in Speicherkapazität investieren muss, allerdings muss diese Vielzahl von Speichern kommunikationstechnisch in das Management der Energieversorgung integriert werden.

Ein Schlüssel zur Verwirklichung des *Demand-Response*-Gedankens ist die Tendenz von immer mehr Energiedienstleistern, ihre Abrechnungsdienste durch die Fernauslesung von Energiezählern vorzunehmen. Mit diesem Schritt werden alle Haushalte kommunikationstechnisch vernetzt. Das ist die Voraussetzung für ein breit angelegtes

Demand Response. Der Vorreiter war hier der italienische Energieversorger ENEL. In Italien wurden 30 Mio. herkömmliche durch elektronische, fernauslesbare Stromzähler ersetzt. Neben den Einsparungen im administrativen Bereich werden diese Zähler auch zur Leistungsbegrenzung während Spitzenlastzeiten, zur Vereinfachung von Tarif- und Anbieterwechsel sowie zur Fernabschaltung säumiger Zahler genutzt. Und so, wie säumige Zahler abgeschaltet werden können, können auch die in diesem Artikel beschriebenen Speicher zu- und abgeschaltet werden.

Haushalt versus Industrie

Potenziale zur Lastverschiebung sind in allen Bereichen von Stromanwendungen in hohem Maße zu finden. Dennoch lassen sich einige Unterschiede feststellen, gerade in der Frage, welche Potenziale lohnenswerter zu erschließen sind.

Häufig wird als Vorteil der industriellen Anwendungen gegenüber denen der Haushalte genannt, dass dort die Leistungen für eine Lastverschiebung erheblich größer sind. Zusammen mit den eben angestellten Überlegungen der kommunikationstechnischen Erschließung und mit der Tatsache, dass dieser Aufwand an beiden Orten ähnlich groß ist, ergibt sich ein klarer Vorteil von industriellen Prozessen. Demgegenüber muss einschränkend angemerkt werden, dass nicht alle industriellen Prozesse Energiespeicherprozesse darstellen und somit in Wirtschaftlichkeitsüberlegungen neben der Kommunikationstechnik auch Einflüsse nicht stattfindender Produktion mit einfließen.

Ein anderer Aspekt sind die absoluten Potenziale. Das Potenzial pro Anlage oder pro Liegenschaft ist in industriellen Anwendungen deutlich höher. Aufgrund der großen Anzahl von Haushalten gegenüber manchen Industrieprozessen ist das Potenzial in absoluten Zahlen jedoch in Haushalten deutlich größer. So übersteigt z. B. der elektrische Anschlusswert eines Kühlhauses denjenigen eines Kühlschranks um ein Vielfaches. Die Anzahl von Kühlschränken ist jedoch derart hoch, dass im Kältebereich das Potenzial privater Kühlschränke das von Kühlhäusern bei Weitem übersteigt.

Das Leistungs-Zeit-Dilemma

Wird das Potenzial von *Demand Response* mit dem anderer Energiespeicher verglichen, ergibt sich ein Bild, das den Sachverhalt mit wenigen Worten zusammenfasst. Die verfügbaren Leistungen sind derart hoch, dass im Zeitbereich des *Demand Response* keine anderen Speicher benötigt würden. Gerade der Zeitbereich ist hierbei jedoch die einschränkende Größe. Die meisten Prozesse erlauben eine zeitliche Verschiebung von Minuten bis einigen Stunden. Über einen Tag hinaus gibt es kaum infrage kommende Prozesse, es sei denn, es werden z. B. zusätzliche thermische Speicher implementiert.

Im Folgenden werden zunächst Potenziale in Haushalten sowie von sogenannten Querschnittechnologien, wie sie in vielen Gebäuden vorkommen, beschrieben, gefolgt von der Darstellung industrieller Prozesse.

11.2 *Demand Response* in Haushalten und Querschnitttechnologien

11.2.1 Speicherheizungen

Nachtspeicherheizungen zum *Demand Response* wurden lange vor dem enormen Wachstum erneuerbarer Energien in unser elektrisches Energieversorgungssystem integriert. Sie wurden in den 1960er-Jahren entwickelt, um die Auslastung von schlecht regelbaren Kraftwerken und damit deren Wirkungsgrad zu erhöhen. Das heißt, bezogen auf ihre Fähigkeit, um ein elektrisches Lastprofil zu decken, verfügen Kern- oder Braunkohlekraftwerke und Windkraftanlagen über dieselben Eigenschaften. Sie können nicht oder nur schlecht an ein vorgegebenes Lastprofil angepasst werden, und Speicherheizungen sind eine Möglichkeit, Erzeugung und Bedarf in Einklang zu bringen.

Die Nachtspeicherheizung nimmt während der Schwachlastzeit elektrische Energie auf, wandelt diese in Wärme und speichert die Wärme in ihrem Kern. Verteilt über den Rest des Tages gibt die Heizung ihre Wärme an den Raum wieder ab. Nachtspeicherheizungen sind sogenannte Einzelraumheizungen. Wird eine komplette Wohnung

mit Speicherheizungen beheizt, erhält jeder Raum ein Heizgerät.

Aus primärenergetischer bzw. ökologischer Sicht ist die Verwendung von elektrischer Energie zu Heizzwecken sicher nicht zu empfehlen – zumindest solange die Elektrizität in Kondensationskraftwerken durch die Verbrennung von Kohle generiert wurde. Wird in Speicherheizungen jedoch über den Bedarf generierte Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gespeichert, trifft diese Aussage nicht mehr zu. Dann nämlich können Speicherheizungen bei der Integration von großen Leistungen erneuerbarer Energien in Versorgungsnetze hervorragende Dienste leisten.

Da elektrische Speicherheizungen weit verbreitet sind, ein großes Speicherpotenzial darstellen und nicht ohne Weiteres auf z. B. Warmwasserheizungen umzustellen sind, werden die Speicherheizungen zumindest im Bestand noch lange vorhanden sein. Nur werden sie dann möglicherweise nicht mehr bevorzugt nachts geladen, sondern immer dann, wenn z. B. ein Überschuss aus Windkraft oder Solarstrom vorhanden ist.

In Bezug auf elektrische Bereitstellung von Raumwärme werden Direktheizungen, Speicherheizungen und Wärmepumpen unterschieden. Für das *Demand Response* sind ohne zusätzliche technische Erweiterungen (z. B. Warmwasserspeicher) lediglich die Speicherheizungen von Bedeutung. Speicherheizungen werden wiederum in Speicherheizgeräten, Fußbodenspeicherheizungen und Zentralspeicher unterschieden, wobei hier die Speicherheizgeräte den größten Teil (> 95 %) ausmachen (s.[1]).

1996 waren in Deutschland gut 2,5 Mio. Nachtspeicherheizungen installiert (s. [2]). Die meisten Anlagen (2,37 Mio.) befinden sich in Haushalten. Etwa 8 % der Haushalte in den alten Bundesländern und 3 % der Haushalte in den neuen Bundesländern heizen mit Nachtspeicheröfen (s. [3]). Insgesamt verbrauchten die Speicherheizungen in diesem Jahr knapp 27 TWh Strom (s. [2]). Die installierte Leistung wuchs zwischen 1970 von etwa 10 GW und 1995 auf knapp 40 GW. Durch gezielte Förderung von Nachtspeicherheizungen gelang es den Energieversorgungsunternehmen, das Lastprofil stark zu vergleichmäßigen. In den letzten 40 Jahren hat sich hingegen der Verlauf des Lastganges in den Sommermonaten nur unwesentlich verändert.

Das bedeutet, dass das Stromverlagerungspotenzial rund 27 TWh beträgt, die in den Speicheröfen gespeichert und zeitversetzt in Form von Wärme wieder freigegeben werden. Im Vergleich dazu betrug die Stromerzeugung aus Pumpwasser aller Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss in Deutschland 1996 lediglich 3,7 TWh. Der Beitrag der Speicherheizungen lag damit um mehr als das Siebenfache über dem der Pumpspeicherkraftwerke.

Der im Vergleich zu den Speicherheizungen geringe Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke erklärt sich vor allem durch den mit ca. 70 % geringen Wirkungsgrad der Pumpspeicherkraftwerke. Der Wirkungsgrad der Speicherheizungen kann mit nahezu 100 % angesetzt werden, sofern die Speicher nicht zu stark aufgeladen werden und sich dadurch eine Raumüberhitzung ergibt. Bei korrektem Speichermanagement wird die statische Selbstentladung der Speicherheizungen als Nutzwärme frei und beeinträchtigt den Wirkungsgrad nicht. Speicherheizungen sind ausführlich in ▶ Kap. 10 beschrieben.

Aus Abb. 11.2 geht hervor, wie Speicherheizungen zum positiven und negativen Lastausgleich bzw. zur Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung beitragen. Die Speicherheizung muss im Vergleich zu einer Elektrodirektheizung betrachtet werden, d. h. einer Heizung, die denselben »Brennstoff« verwendet, aber auf eine Speicherung der Wärmeenergie verzichtet. Der von der Außentemperatur abhängige konstante Leistungsbezug der Direktheizung ist durch die blaue Linie gekennzeichnet. Er nimmt mit steigender Außentemperatur ab. Der Leistungsbezug der Speicherheizung ist in der roten Kennlinie dargestellt.

Aus den Daten der installierten Speicherheizungsleistung in Deutschland und den Untersuchungen zum Betriebsverhalten lässt sich das Potenzial der Speicherheizungen für ein *Demand Response* ermitteln. Die negative Regelleistung, die durch Speicherheizungen bereitgestellt werden kann, entspricht gerade der Anschlussleistung der Speicherheizung abzüglich des Leistungsbezugs einer Direktheizung (Details s. [4]).

Das Entladen der Speicherheizungen ohne Strombezug entspricht gerade dem vermiedenen

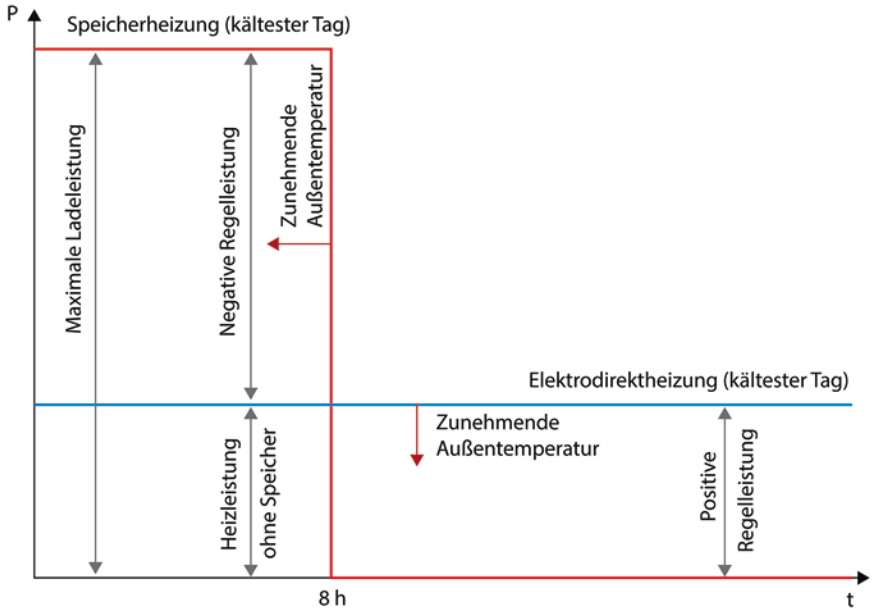


Abb. 11.2 Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung durch Speicherheizungen

Leistungsbezug einer Elektrodirektheizung. Somit ist das Leistungsniveau einer angenommenen Direktheizung genau die durch Speicherheizungen bereitgestellte positive Regelleistung. Für Deutschland ergibt sich zur Spitzenzeit eine positive Regelleistung von 14 GW (s. Abb. 11.3). Die positive Regelleistung hat demnach ihr höchstes Niveau bei der tiefsten Außentemperatur und nimmt kontinuierlich bis zu der Außentemperatur ab, bei der keine Raumheizung mehr stattfindet. Das negative Regelleistungspotenzial ist in [4] beschrieben.

11.2.2 Elektrische Warmwasserbereitung

Ähnlich wie Speicherheizungen Raumwärme durch den Einsatz von Elektrizität bereitstellen, erfolgt durch die elektrische Warmwasserversorgung das Erhitzen von kaltem Wasser zum Baden, Duschen, Händewaschen, Spülen etc. Und ähnlich wie die elektrischen Speicherheizungen bieten Elektrowarmwassergeräte die Möglichkeit, den elektrischen Lastverlauf zu verlagern und damit die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Netze und Kraftwerke zu erhöhen.

Erfolgt die elektrische Warmwasserbereitung durch Geräte mit integrierten Speichern, werden diese während der Schwachlastzeit geladen, um (vor allem während der Nacht) Lasttäler zu füllen. Auch Geräte ohne Speicherfunktion vergleichmäßigen den Lastgang, da die Spitzen des Warmwasserbedarfs (morgens, abends und an Wochenenden) zu anderen Zeiten liegen als die Lastspitzen z. B. in der Industrie. Geräte ohne Speicher dienen dem aktiven *Demand Response* jedoch nicht.

Gegenüber der Warmwasserbereitung mit Gas, Öl oder Fernwärme hat die elektrische Warmwasserbereitung den Vorteil, dass elektrische Energie quasi verlustlos im Haus verteilt werden kann und die Wärmeerzeugung direkt am Ort des Verbrauchs möglich ist. Dadurch können verlustreiche und lange Warmwasserleitungen oder auch Zirkulationsleitungen vermieden werden. Die Widerstandsheizkörper wandeln quasi 100 % der elektrischen Energie in Wärme um. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die vorgelagerten Verluste bei der Stromerzeugung in Kraftwerken

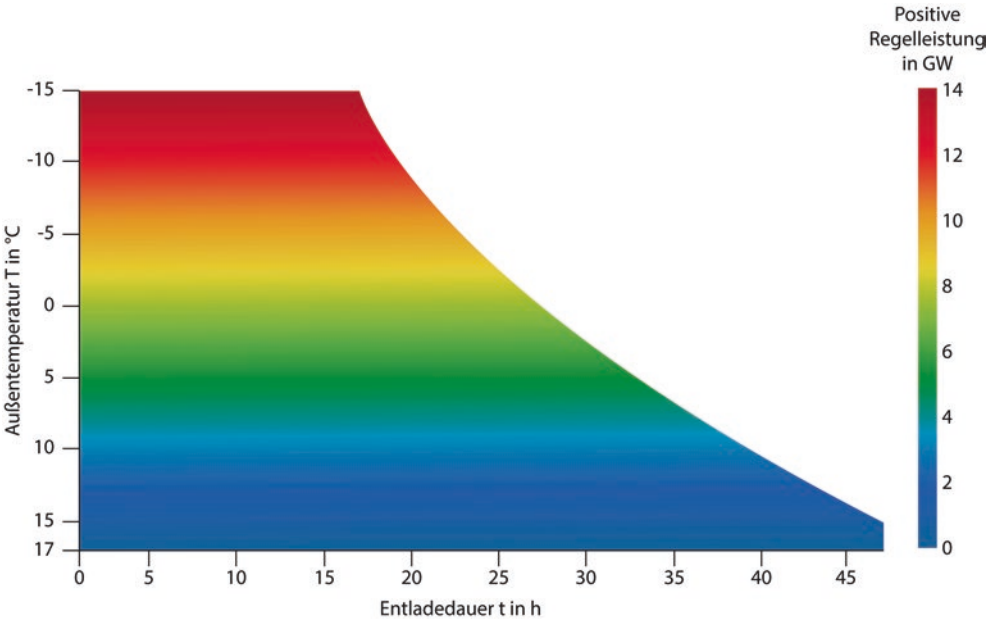


Abb. 11.3 Bereitstellung positiver Regelleistung nach Leistungsniveau und Dauer der in Deutschland installierten Speicherheizungen in Abhängigkeit von der Außentemperatur

die primärenergetische Betrachtung deutlich verändern. Abhängig von der Länge der Transportleitung können Warmwasserheizungen primärenergetisch trotzdem durchaus gut abschneiden.

Das gerätetechnische Verfahren, wie Wasser elektrisch erwärmt werden kann, ist äußerst vielfältig, und nicht alle Geräte zur Warmwassererwärmung eignen sich für den Einsatz im *Demand Response*. Zu den Geräten ohne festen Wasseranschluss zählen Tauchsieder, Wasserkocher und Kaffeemaschinen. Sie werden immer in dem Moment betrieben, in dem ein Bedarf an Warmwasser besteht. Sie verfügen über keine Speicherkapazität und sind für das *Demand Response* nicht geeignet.

Geräte mit festem Wasseranschluss werden in die Gruppen Boiler, Durchlauferhitzer und Speicher eingeteilt. Boiler erwärmen Wasser einmalig. Wird warmes Wasser benötigt, muss das Gerät jedes Mal wieder neu eingeschaltet werden. Das Wasser wird meistens unmittelbar nach dem Erwärmen entnommen. Boiler gehören zu den sogenannten offenen Geräten und sind ständig mit Wasser gefüllt. Durch Einlassen von Kaltwasser wird warmes Wasser durch ein Überlaufrohr nach außen gedrückt. Früher waren Boiler ungedämmt. Heute werden Boiler, die vorwiegend für den Ersatzbedarf gefertigt werden, auch mit Dämmung angeboten. Boiler eignen sich nur bedingt zum *Demand Response*. Auch Kochendwassergeräte, die vor allem in Küchen montiert werden, gehören zur Gruppe der Boiler. Sie haben meist ein Volumen von fünf Litern, in Ausnahmefällen auch bis zu 50 l. Auch sie eignen sich nicht für das *Demand Response* (s. [5]).

Durchlauferhitzer sind kompakte, geschlossene Warmwassergeräte mit sehr hoher Heizleistung, die zwischen 12 und 27 kW liegt. Sie können eine oder mehrere Entnahmestellen bedienen. Durch die hohen Anschlussleistungen kann das Wasser während des Durchfließens erwärmt werden, wodurch auf Speicher verzichtet werden kann. Auch unter den Durchlauferhitzern gibt es zahlreiche Bauformen, die sich aber alle aufgrund der fehlenden Speichermöglichkeit nicht zum *Demand Response* eignen (s. [5]).

Warmwasserspeicher sind Warmwassergeräte, in denen Wasser mittels einer elektrischen Widerstandsheizung erwärmt wird und in einem wärmegedämmten Behälter längere Zeit ohne

nennenswerte Verluste gespeichert werden kann. Übliche Speichervolumen liegen zwischen fünf und 1000 l. Aufgrund des veränderten Oberfläche/Volumen-Verhältnisses sinken die Verluste mit zunehmendem Speicherinhalt. Schon aufgrund der Verluste, aber auch wegen der zu überbrückenden Zeiten, kommen für das *Demand Response* nur größere Speicher infrage (s. [5]).

In einem SAVE-Projekt der Europäischen Kommission wurde im Rahmen einer Energieeffizienzanalyse für die elektrische Warmwasserbereitung in Haushalten eine Bestandsaufnahme in mehreren Mitgliedsstaaten unternommen. Demnach lag der Stromverbrauch für die elektrische Warmwasserbereitung in Europa bei 87 TWh (bezogen auf das Jahr 1997). Der Stromverbrauch für die elektrische Warmwasserbereitung entspricht damit in etwa 15 % des Haushaltstromverbrauchs der europäischen Union (s. [5]).

Für Deutschland wird angegeben, dass in 15,2 Mio. von insgesamt 34,6 Mio. Haushalten das Warmwasser elektrisch bereitet wird. Das entspricht 43,9 %. Etwa ein Drittel der in Europa installierten Warmwassergeräte befinden sich in Deutschland. Im Jahr 2003 betrug der Prozesswärmeverbrauch in Haushalten 123 TWh (s. [6]). Davon wurden rund 49 TWh elektrisch erzeugt. Darin enthalten sind die Verbräuche für elektrisches Kochen, Warmwasserbereitung und sonstige Verbraucher. Der Anteil der Warmwasserbereitung wird mit 15 TWh angegeben (s. [6–8]).

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) wird der elektrische Stromverbrauch für Prozesswärme mit 32,5 TWh angegeben, 40 % der Prozesswärme werden für die Bereitung von Warmwasser eingesetzt (s. [9]). Dies entspricht einem Verbrauch von 13 TWh. Insgesamt ergibt sich somit für Deutschland ein Verbrauch von 28 TWh Elektrizität für die elektrische Warmwasserbereitung.

Deutschland nimmt bezüglich der Art der Warmwasserbereitung eine Sonderstellung ein. Während das in Europa dominierende System eine zentrale Lösung ist, verfügen in Deutschland von den über 15 Mio. Haushalten nur vier Millionen über eine zentrale elektrische Warmwasserbereitung (s. [10]). Wird davon ausgegangen, dass ein Viertel des für die Warmwasserbereitung ermittelten Stromverbrauchs für ein *Demand Response* brauchbar ist, stehen somit zur Lastverschiebung 7 TWh pro Jahr zur Verfügung.

Abbildung 11.4 erklärt die Funktionsweise des *Demand Response* bei elektrischen Warmwassergeräten. Die waagrechte Linie zeigt die elektrische Leistungsaufnahme von vielen nicht koordiniert betriebenen Speichergeräten. Da hier ausschließlich der Energieverbrauch von Speichergeräten berücksichtigt wird, ist eine solche waagrechte Darstellung zulässig. Würden auch Durchlauferhitzer mit in die Betrachtungen einfließen, müsste das über den Tag variable Verbrauchsprofil Berücksichtigung finden.

In ein *Demand Response* integrierte Warmwassergeräte mit leerem Speicher können gezielt elektrische Leistung aufnehmen und somit eine negative Regelleistung bereitstellen. Sind die Speicher gefüllt, kann auf eine elektrische Leistungsaufnahme verzichtet und die durchschnittliche Leistungsaufnahme der unkoordiniert betriebenen Speichergeräte als positive Regelleistung zur Verfügung gestellt werden.

Ein Standspeicher ist für den höchsten, an einem Tag auftretenden Warmwasserbedarf dimensioniert. Von daher kann der elektrische Leistungsbezug zumindest um 24 h verschoben werden, bei kleineren täglichen Verbräuchen noch länger. Die Speicherkapazität der für ein *Demand Response* nutzbaren Warmwasserspeicher beträgt etwa 44 GWh bei einer maximalen positiven Regelleistung von etwas unter 800 MW (s. [4]).

Negative Regelleistung kann durch elektrisch betriebene Warmwasserspeicher dann zur Verfügung gestellt werden, wenn die Speicher nicht vollgeladen sind und durch den Einsatz elektrischer Energie Wasser erwärmt und gespeichert wird. Dabei sind die Geräte zur Nutzung der Niedertarifzeiten derart ausgelegt, dass sie ihren Speicher innerhalb von acht Stunden komplett laden können. Damit addiert sich die gesamt verfügbare negative Regelleistung zu etwa 5 GW (s. [4]).

11.2.3 Elektrische Kälteerzeugung

Die technische Erzeugung von Kälte ist in vielen Bereichen unseres täglichen Lebens von großer

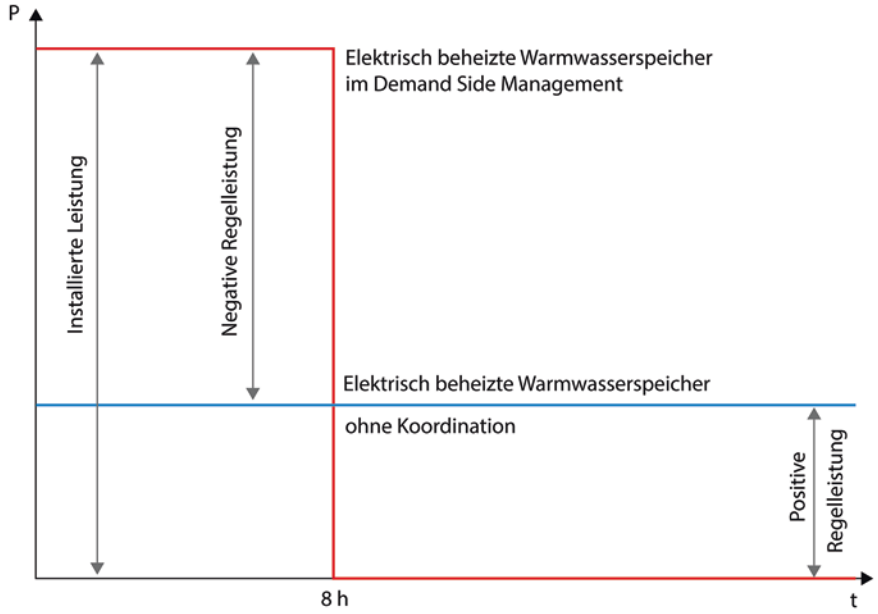


Abb. 11.4 Erläuterung der Bereitstellung von Regelleistung von im *Demand Response* betriebenen Speicher-Warmwassergeräten

Bedeutung. Kälte wird nicht nur in den privaten Haushalten in Kühl- und Gefriergeräten eingesetzt, sondern in der gesamten Nahrungsmittelkette von der Erzeugung über die Verteilung bis zur Lagerung in den Kühlschränken. Des Weiteren spielt Kälte in vielen Industriebereichen eine bedeutende Rolle – allen voran in der chemischen Industrie. Nicht zuletzt handelt es sich bei der zunehmenden Klimatisierung von Gebäuden auch um eine Kälteanwendung.

Durch die Wärmekapazität der gekühlten und gefrorenen Güter ist fast allen Kälteanwendungen eine Speicherwirkung inhärent. Durch die Ausnutzung dieser Wärmekapazitäten eignen sich Kälteanwendungen hervorragend für den Einsatz im *Demand Response*. Das heißt, ein Kälteaggregat kann ohne Weiteres für einen gewissen Zeitraum außer Betrieb genommen werden, ohne dass die Temperatur des zu kühlenden Mediums unmittelbar auf nicht tolerierbare Temperaturen ansteigt.

Der Gesamtenergiebedarf für die technische Erzeugung von Kälte für das Jahr 1999 wurde in einer Studie (s. [11]) zu 77.000 GWh ermittelt. Dabei entfallen 66.000 GWh auf den elektrischen und 11.000 GWh auf den nicht elektrischen Bedarf. Das entspricht einem Anteil von 14 % am Strombedarf. Dieser Energiebedarf zur technischen Erzeugung von Kälte in Deutschland teilt sich entsprechend Tab. 11.1 auf.

Der Bereich der Nahrungsmittelkühlung ist in die Erzeugung, den Transport sowie die Verteilung und Lagerung bis zum Verkauf und schließlich in die Kaltlagerung im Haushalt der Verbraucher aufgeteilt. Die Ergebnisse der Studie für die Kälteanwendung zur Nahrungsmittelkühlung zeigen, dass sowohl zu Beginn und Ende der Kühlkette bei der Erzeugung in Groß- und Kleinindustrie als auch bei der Endlagerung im Haushalt der größte Energiebedarf entsteht, wobei beide Bereiche etwa gleich groß sowohl hinsichtlich des Gesamtenergie- als auch des Primärenergiebedarfs sind. In zweiter Linie kommt der gesamte Bereich der Verteilung und Lagerung mit etwa der Hälfte des Energiebedarfs der beiden vorgenannten Bereiche. Der Transport im Bereich der Nahrungsmittelkühlkette hat den geringsten Energiebedarf bei der Kälteerzeugung (s. Tab. 11.2).

Die zur Erzeugung der Nahrungsmittel notwendige Kälte wird hier für die Relevanz des *Demand Response* nicht in Betracht gezogen, auch

Tab. 11.1 Energiebedarf zur technischen Erzeugung von Kälte in Deutschland [11]

	Gesamtenergiebedarf in GWh/a			Primärenergie in GWh/a	Gesamtkälte in GWh/a
	Elektr.	Nicht el.	Gesamt		
Nahrungsmittel	**48.050**	3071	51.121	153.909	108.058
Industriekälte	**6845**	0	6845	20.795	5255
Klimatisierung	**9705**	7.776	17.481	50.349	48.548
Sonstige	**1579**	65	1644	4981	3066
Gesamt	***66.179***	*10.912*	*77.091*	*230.034*	*164.927*

Tab. 11.2 Kälteeinsatz im Nahrungsmittelbereich [11]

	Gesamtenergiebedarf in GWh/a			Primärenergie in GWh/a	Gesamtkälte in GWh/a
	Elektr.	Nicht el.	Gesamt		
Erzeugung	**19.616**	0	19.616	59.436	54.929
Transport	**0**	3071	3071	8316	7751
Verteilung	**9805**	0	9805	29.708	19.146
Haushalt	**18.630**	0	18.630	56.449	26.232
Gesamt	***48.050***	*3071*	*51.121*	*153.909*	*108.058*

11

wenn der hohe Anteil am Stromverbrauch diesen Einsatz nahelegen würde. Da für manche Prozesse enge Zeitgrenzen eingehalten werden müssen – z. B. muss Milch spätestens drei Stunden nach dem Melkvorgang von 35 °C auf 5 °C abgekühlt werden – wird hier darauf verzichtet. Das bedeutet aber nicht, dass es auch in der Erzeugung von Nahrungsmitteln nicht Prozesse gibt, die sich für ein *Demand Response* eignen würden.

Unter die Rubrik Verteilung und Lagerung fallen alle Kälteanwendungen des Handels. Er wird von den Supermärkten dominiert, aber auch eine Reihe anderer Gewerbearten trägt zu dem Energiebedarf von knapp 10 GWh bei (s. Tab. 11.3).

Der Bereich der Haushaltskälte mit Einrichtungen zum Kühlen und Gefrieren wird mit 18,6 TWh beziffert. Im Vergleich zu anderen Quellen fällt diese Abschätzung sehr gering aus. So wird der Stromverbrauch für Kühlschränke und Gefriergeräte in einer anderen Quelle in privaten Haushalten mit zusammen 25,6 TWh angegeben (s. [12]). In einer weiteren Quelle (s. [13] mit Verweis auf [14, 15]) wird der Stromverbrauch dieser Kategorie mit 83 PJ (23 TWh) angegeben.

In dem vorliegenden Abschnitt wird lediglich auf die Aspekte der Nahrungsmittelkühlung, d. h. nur auf 73 % der für Kälte aufgewendeten Elektrizität eingegangen. Im Bereich der Nahrungsmittel wird wiederum nur der Bereich Lebensmittelhandel und private Haushalte betrachtet, und der große Bereich der Erzeugung wird außen vor gelassen und somit wiederum 41 % dieses Bereichs vernachlässigt. Das heißt aber nicht, dass in den Bereichen Klimatisierung, Industrie und Sonstige keine Möglichkeiten zum *Demand Response* vorhanden sind.

Haushaltskühlgeräte bestehen aus einem Gehäuse mit Tür und den Einbauten zur Aufnahme des Kühlgutes sowie der Kältemaschine. Je nach Temperaturbereich der Geräte unterscheidet man zwischen reinen Kühlgeräten (+5 °C), reinen Gefriergeräten (–18 °C) sowie Kühl- und Gefrierkombinationen (+5 °C und –18 °C). Gefriergeräte sind besser isoliert als Kühlgeräte und besitzen im Türbereich meist eine elektrische Heizung

Tab. 11.3 Kälteeinsatz bei Verteilung und Lagerung von Nahrungsmitteln (s. [11])

Nahrungsmittel, Verteilung und Lagerung	Gesamtenergiebedarf in GWh/a	Primärenergiebedarf in GWh/a	Gesamtkältebedarf in GWh/a
Supermärkte	6294	19.071	13.182
Gaststätten	984	2981	1801
Eisdielen	118	358	173
Imbisshallen	198	600	322
Kantinen	248	752	399
Hotels	375	1136	725
Jugendherbergen	1	3	2
Getränke-Einzelhandel	351	1065	497
Apotheken	33	99	49
Tankstellen	498	1510	675
Kühlhäuser	704	2133	1321
Gesamt	*9805*	*29.708*	*19.146*

oder eine Hochdruckleitung des Kältemittelkreislaufs, um das Einfrieren der Türdichtung zu vermeiden. In Kühl- und Gefrierkombinationen wird Wärme auf zwei Temperaturniveaus abgeführt.

Haushaltskühlgeräte werden je nach Aufstellungsort in verschiedene Klimaklassen eingeteilt (s. [16]). Für ein Gerät der Klimaklasse SN variiert die Kältelast durch Änderung der Umgebungstemperatur damit in einem Bereich von 18 % bis 100 %. Die Kältemaschine arbeitet daher grundsätzlich im Teillastbetrieb (s. [17]). Die aus diesen Rahmenbedingungen resultierende notwendige Überdimensionierung ist die Voraussetzung dafür, dass sich ein Kühlschrank überhaupt im *Demand Response* einsetzen lässt.

Das Erwärmungsverhalten und damit die Speicherkapazität des Kühlschranks hängen stark von seinem Inhalt ab, da Kühlschränke nach derzeitiger Bauart über so gut wie keine Wärmekapazität verfügen. Messungen am leeren Kühlschrank haben ergeben, dass bereits 20 min nach dem Ausschalten die Innenraumtemperatur annähernd auf Umgebungstemperatur angestiegen ist. Als Nischenprodukte werden Kühlschränke mit integrierten Phasenwechselmaterialien hergestellt, die Kompressorausschaltzeiten von mehreren Tagen überbrücken können (s. [18–23]).

In den weiteren Betrachtungen wird von einer Temperaturspreizung von +2 °C bis +7 °C ausgegangen. Angemerkt sei aber, dass sich bei einer Erhöhung der zulässigen Temperatur auf +10 °C die Ausschaltzeiten fast verdoppeln ließen.

Zusammen mit der numerisch ermittelten Abhängigkeit der Ausschaltzeit vom Füllgrad des Kühlgeräts ergibt sich die positive Regelleistung in Abhängigkeit der Zeit, in der sie zur Verfügung steht. Sie summiert sich zu etwa 1,5 GW. Die maximal negative Regelleistung ergibt sich, wenn alle Kühlschränke eine Kühlguttemperatur von +7 °C besitzen und gleichzeitig den Kompressor in Betrieb nehmen. Diese Leistung summiert sich zu etwa 4,3 GW.

Eine weitere Kälteanwendung in privaten Haushalten sind Gefrierschränke und -truhen. Die Speicherzeiten sind hier deutlich kürzer als bei Kühlschränken. Dafür gibt es zwei Gründe. Zum einen ist die Temperaturdifferenz zwischen dem Kühlschrankinnern und der Umgebungstemperatur deutlich höher und somit der Wärmeeintrag in den Kühlschrank größer. Zum anderen reduziert sich die Wärmekapazität von Wasser fast auf die Hälfte, wenn es zu Eis gefriert. Ähnlich verhält es sich auch mit anderen Lebensmitteln. Im Folgenden wird von einer Temperaturspreizung zwischen

–18 °C bis –12 °C ausgegangen. Die positive Regelleistung summiert sich hier wiederum zu zirka 1,4 GW (s. [4]).

Neben den Kühl- und Gefriergeräten in privaten Haushalten wird hier eine weitere große Gruppe von Kälteanwendungen diskutiert, die Gruppe der Kühl- und Gefriergeräte im Lebensmitteleinzelhandel. Lebensmittelmärkte stellen vor allem deswegen eine interessante Kategorie dar, weil der weitaus größte Teil ihres Energiebedarfs (73 %) die technische Erzeugung von Kälte ausmacht (s. [24]).

Die Formen der Kühlmöbel, die in Lebensmittelmärkten aufgestellt werden, sind äußerst vielfältig. Zu ihnen zählen Kältetheken, Kühlregale, Tiefkühlinseln, Tiefkühlschränke, Kühlräume und Tiefkühlräume. Diese Formen unterscheiden sich dann noch einmal dadurch, ob es sich um sogenannte steckerfertige Geräte oder sogenannte Verbundanlagen für Kühlmöbel bzw. Tiefkühlmöbel handelt. Bei steckerfertigen Geräten ist das Kälteaggregat bereits in das Möbel integriert, bei Verbundanlagen werden mehrere Kühlmöbel über eine Kältemittelleitung mit zentral angeordneten Verdichtern versorgt.

Entsprechend der Vorgehensweise bei Kühl- und Gefriergeräten für Haushalte ergeben sich für die Kälteaggregate im Lebensmittelhandel eine positive Regelleistung von 1,1 GW und eine negative Regelleistung von 2,8 GW (s. [4]).

11.2.4 Heizungsumwälzpumpen

Anders als elektrische Speicherheizungen verfügen Warmwasserheizungsanlagen über keine Speichereinheit. Des Weiteren nutzen sie keine Elektrizität zur Wärmeerzeugung. Die Wärme wird in der Regel durch die Verbrennung von Erdgas oder Erdöl erzeugt oder gelangt über ein Fernwärmenetz in das Gebäude.

Dennoch können Warmwasserheizungen zum *Demand Response* eingesetzt werden. Die Gebäude, die von den Warmwasserheizungen geheizt werden, verfügen über thermische Speicherkapazitäten, d. h., Wärme wird in der Baukonstruktion gespeichert. Beim Ausschalten der Heizung fällt die Raumtemperatur nicht unmittelbar ab, sondern behagliche Temperaturen bleiben über eine vom Gebäudestandard abhängige Zeit auch ohne Wärmezufuhr erhalten. ◘ Abbildung 11.5 zeigt das Auskühlverhalten eines Raumes in Abhängigkeit von seinem Wandaufbau.

Da die Wärme aus Erdgas oder Erdöl erzeugt wird, beschränkt sich der für das *Demand Response* bedeutende Anteil elektrischer Energie auf die sogenannte Hilfsenergie. Diese ist für den Transport der Wärme von der Erzeugung in einem Kessel bzw. von der Übergabestation im Falle der Fernwärmeheizung hin zur Wärmeabgabe in den Räumen über die Heizkörper bzw. Fußbodenheizungen zuständig. Mithilfe elektrischer Energie wird durch Umwälzpumpen warmes Wasser durch die Heizkreise gepumpt und somit die Wärme verteilt.

Da bei Warmwasserheizungen – mit denen Gebäude in Deutschland überwiegend beheizt werden – »nur« die Hilfsenergie zum *Demand Response* geeignet ist, kann leicht der Eindruck entstehen, dass dieser Anteil vernachlässigbar ist. Allerdings ist der Anteil der Umwälzpumpen am Stromverbrauch in privaten Haushalten einer der größten überhaupt. In Deutschland beträgt der jährliche Strombedarf von Umwälzpumpen ca. 15 TWh, also immerhin 3,5 % des deutschen Gesamtstrombedarfs, und somit ist dieser Anteil genauso groß wie der gesamte Strombedarf der Deutschen Bahn und aller Straßenbahnen zusammen (s. [25]).

Während die für das *Demand Response* zur Verfügung stehende Leistung alleinig von den Umwälzpumpen abhängt, wird die mögliche Dauer des Leistungsangebots von der Struktur eines Gebäudes und seinem Speichervermögen bestimmt.

Die Funktionsweise der heute üblichen Art der Regelung von Warmwasserheizungen basiert auf der Regelungsfunktion »Heizkurve«. Die »Heizkurve« bestimmt den Sollwert der Vorlauftemperatur und damit der Heizleistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur – unter der Voraussetzung eines konstanten Heizmediumdurchflusses.

Das bedeutet, dass im »Normalbetriebsfall« eines beheizten Raumes die Netzkennlinie bei konstanter Raumtemperatur ebenfalls konstant ist (die Thermostatventile verändern diese Kennlinie nicht). Der Durchfluss durch die Heizkörper ändert sich ebenfalls nicht, auch nicht bei einer veränderten Außentemperatur. Die Anpassung an die veränderte notwendige Heizleistung geschieht

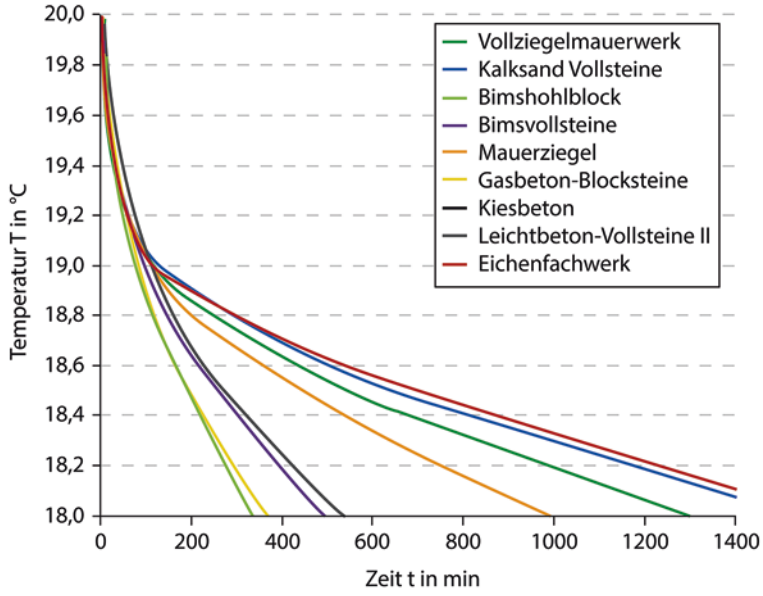


Abb. 11.5 Verlauf der Raumlufttemperatur bei neun verschiedenen Mauertypen und 12 cm Mineralwolldämmung, ausgehend von einem stationären Temperaturverlauf in der Mauer bei 0 °C Außentemperatur und 20 °C Raumlufttemperatur

durch die Veränderung der Heizwassertemperatur. Im »Normalbetriebsfall« ist der Arbeitspunkt einer Heizanlage also immer derselbe. Erst wenn es zu Änderungen kommt, die nicht über den Außentemperaturfühler erfasst werden (Wärmeeintrag durch solare Einstrahlung oder eine Zunahme innerer Wärmelasten), kommt es zu einer Verengung des Leitungsquerschnitts durch die Thermostatventile. Damit wird der Verlauf der Netzkennlinie steiler. Eine ungeregelte Pumpe reduziert zwar den Durchfluss, erhöht aber den Druckabfall. Eine drehzahlgeregelte Pumpe, die z. B. eine konstante Druckdifferenz Δ_p regelt, reduziert in diesem Fall den Durchfluss, ohne dass es zu einer Druckerhöhung kommt. Damit kann der Leistungsbedarf der Pumpe sinken.

Für die Bestimmung des potenziellen Beitrags der Warmwasserheizungen zum *Demand Response* sind die folgenden Rahmenbedingungen von Bedeutung: der jährliche elektrische Energieaufwand für Umwälzpumpen in Deutschland, die Anzahl der Umwälzpumpen, die in Deutschland in Betrieb sind, bzw. die Höhe der installierten Leistung und die Dauer, während der die Umwälzpumpen arbeiten. Zusammen mit der Jahresdauerlinie der Außentemperatur ergibt sich die Heizdauer in Abhängigkeit von der Heizgrenztemperatur. Das resultiert in einer positiven Regelleistung während der Heizperiode von ca. 2,3 GW über von der Wärmedämmung abhängige Zeiträume.

Im Falle der Umwälzpumpen gibt es nur positive Regelleistungen. Entweder ist eine Heizungsanlage in Betrieb, dann ist auch die Umwälzpumpe in Betrieb und kann für einen Zeitraum ausgeschaltet werden. Oder eine Heizungsanlage ist ausgeschaltet, dann ergibt ein Zuschalten der Pumpe ohne Heizleistung für ein *Demand Response* keinen Sinn.

11.2.5 Lüftungsanlagen

Die Aufgabe einer Lüftungsanlage ist es, innerhalb eines Raumes oder eines Gebäudes Luftzustände herzustellen oder zu erhalten, die für den Menschen als behaglich gelten oder für Produktionsprozesse wichtige Rahmenbedingungen darstellen. Dabei können die Kriterien für diese Ansprüche

sehr vielschichtig sein. Sie reichen von der Zufuhr von Frischluft bzw. Sauerstoff zur Beseitigung von Schadstoffen über die Reinigung der Zuluft, Einstellung behaglicher Temperaturen und Luftfeuchten, Abfuhr von Wärme, Druckhaltung zum Schutz gegen ungewollten Luftaustausch bis hin zur Einhaltung von Schallpegeln in Räumen.

Eine Lüftungsanlage selbst stellt noch keinen elektrischen Energiespeicher dar. Erst in Zusammenhang mit einem mit Luft gefüllten Raum oder mit einem Gebäude kann die Lüftungsanlage wie ein elektrischer Speicher betrieben werden.

Dabei ist das eigentliche Speichermedium die Luft und der Indikator des Ladezustandes des elektrischen Speichers die Luftqualität. Ist die Luftqualität gut, kann von einem vollen Speicher gesprochen werden. Infolgedessen kann die Lüftungsanlage solange ausgeschaltet – bzw. mit geringerer Leistung betrieben – werden, bis die Luftqualität auf einen zulässigen Grenzwert sinkt. Dann kann der Speicher als entladen angesehen und die Lüftungsanlage muss wieder eingeschaltet werden, um die Raumluftqualität wieder zu erhöhen.

Somit kann die Lüftungsanlage – durch die Fähigkeit der sich im Raum befindlichen Luft, auch ohne Lufterneuerung die Raumluftqualität aufrechtzuerhalten – zur Lastverschiebung eingesetzt werden. Und dies entspricht der Funktion eines elektrischen Energiespeichers.

In einer Reihe von Untersuchungen (s. [26–28]) wurde der Energieverbrauch für Deutschland und/oder Europa für elektrische Antriebe bzw. Ventilatoren ermittelt. Im Folgenden dienen die Ergebnisse des von der Europäischen Kommission unterstützten SAVE-Projektes »Market Study for Improving Energy Efficiency for Fans« als Grundlage für weitere Betrachtungen. Hierin wurde der Energieverbrauch von Ventilatoren mit einer Leistung zwischen einem und 500 kW auf 43.217 GWh für Deutschland für das Jahr 1997 ermittelt. Davon fielen 43 % auf die Industrie, 5 % auf den Verkehr und 52 % auf den Tertiärbereich. Für Europa beträgt der Energieverbrauch für Ventilatoren 197 TWh.

In derselben Studie wurde ein technisches Energieeinsparpotenzial von 10 % bis 15 % und ein realistisches Potenzial von 3,5 % bis 8,3 % ermittelt. Zusammen mit erwarteten Zuwächsen an Ventilatorleistung wird für das Jahr 2020 in Europa ein Energieverbrauch von 220 TWh unter Berücksichtigung der Energieeinsparungen bzw. ein Energieverbrauch von 290 TWh ohne Realisierung der Einsparpotenziale vorhergesagt.

Über Referenzanlagen und Modellbildungen wurden mögliche Abschaltzeiten für Lüftungsanlagen und daraus die sich ergebende positive (6 GW) und negative Regelleistung (16 GW) ermittelt (s. [4]).

11.2.6 Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen

Diese Kategorie nimmt eine Sonderstellung ein. Es ist die einzige Technologiegruppe, in der die Beeinflussung des elektrischen Lastverlaufs nicht auf dem Einsatz eines Energiespeichers beruht, sondern sich das *Demand Response* auf eine Beeinflussung durch den Menschen stützt, indem dieser durch ein geändertes Nutzerverhalten dazu veranlasst wird, eine Verschiebung der elektrischen Lasten vorzunehmen.

Damit sind die hier betrachteten auch die einzigen an dieser Stelle diskutierten Maßnahmen des *Demand Response*, von denen der Stromnutzer tatsächlich etwas mitbekommt, indem er nämlich seine Gewohnheiten bezüglich Waschen, Trocknen und Spülen den Bedürfnissen der elektrischen Energieversorgung anpasst. Bei allen anderen diskutierten Maßnahmen basiert die elektrische Lastverschiebung auf die inhärente Speicherwirkung der jeweiligen Stromanwendung.

Gerade weil es durch diese Maßnahmen des *Demand Response* zu durchaus erheblichen Beeinträchtigungen der Nutzer kommen kann, die vom Einzelnen sicherlich unterschiedlich aufgefasst werden, ist es fraglich, ob die in diesem Abschnitt ermittelten »Speicherpotenziale« – selbst mit automatisierten Einrichtungen – tatsächlich zu realisieren sind.

Sollen die Potenziale ermittelt werden, die in privaten Haushalten für eine Lastverschiebung durch eine Veränderung des Nutzerverhaltens vorhanden sind, muss der Stromverbrauch im Haushaltsbereich näher betrachtet werden.

Tab. 11.4 Stromverbrauch der Haushalte für das Jahr 2003 (RW: Raumwärme, PW: Prozesswärme, ME: Mechanische Energie, BL: Beleuchtung, IuK: Information und Kommunikation) [12]

Geräteart	Verbrauch in TWh/a					
	RW	PW	ME	BL	IuK	Summe
Speicherheizung	20,7	0,0	0,4	0,0	0,1	21,2
Elektroherd	0,0	15,0	0,1	0,1	0,1	15,3
Warmwasser	0,0	14,9	0,0	0,0	0,1	15,0
Beleuchtung	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0	14,8
Kühlschrank	0,0	0,1	13,1	0,0	0,1	13,3
Gefriergerät	0,0	0,1	12,2	0,0	0,1	12,3
Waschmaschine	0,0	4,4	1,4	0,0	0,1	5,8
Wäschetrockner	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	3,6
Geschirrspüler	0,0	4,4	1,4	0,0	0,0	5,8
Fernseher	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	10,2
Direktheizung	4,0	0,0	0,2	0,0	0,0	4,2
Sonstiges	0,0	3,5	10,5	0,4	3,2	17,6
Insgesamt	24,6	45,2	40,2	15,2	13,9	139,1

Im Jahr 2003 betrug der Gesamtstromverbrauch der deutschen Haushalte 139,1 TWh. Tabelle 11.4 gibt die Aufteilung des Stromverbrauchs verschiedener Stromanwendungen wieder (s. [12]).

Hierbei ist festzustellen, dass sich bis auf die Kategorien Elektroherd, Beleuchtung und Fernsehen alle Kategorien für eine Beteiligung am *Demand Response* eignen. Das sind immerhin 58 % oder jährlich rund 81,2 TWh. Elektrodirektheizungen können zumindest in gleichen Maßen verschoben werden wie die Last der Umwälzpumpen. Kälte (Kühlschrank und Gefriergerät), Speicherheizungen und Warmwasserbereitung wurden bereits in vorangehenden Abschnitten berücksichtigt. Über eine Beeinflussung des Nutzerverhaltens können die Anteile von Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler beeinflusst werden. Hierbei handelt es sich um 15,2 TWh.

In einer Studie wurde der deutsche Haushaltsstromverbrauch mit seinen Lastprofilen detailliert untersucht (s. [29]). Mit den Einzelenergieverbräuchen dieser Geräte ergibt sich dann das hier zugrunde gelegte und in Abb. 11.6 dargestellte Tageslastprofil für diese drei Lastgruppen Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler.

Wird eine maximal mögliche Flexibilisierung dieser drei Lastgruppen unterstellt, dann gibt das in Abb. 11.6 gezeigte Lastprofil gleichzeitig die maximal mögliche positive Regelleistung durch diese drei Gruppen wieder.

11.3 *Demand Response* in der Industrie

Wie bereits eingehend in diesem Kapitel beschrieben, ist das in einer einzigen Industrieanlage erschließbare Potenzial für das Lastmanagement größer als im Haushaltsbereich. Damit ergeben sich unter der Annahme ähnlicher kommunikationstechnischer Erschließungskosten deutlich geringere Realisierungskosten. Aus diesem Grund werden vermutlich auch zuerst diese Potenziale erschlossen werden, auch wenn das Gesamtpotenzial deutlich unter dem von Haushalten liegt.

Bei der Anwendung von *Demand Response* in großen Anlagen der Industrie ist zudem zu

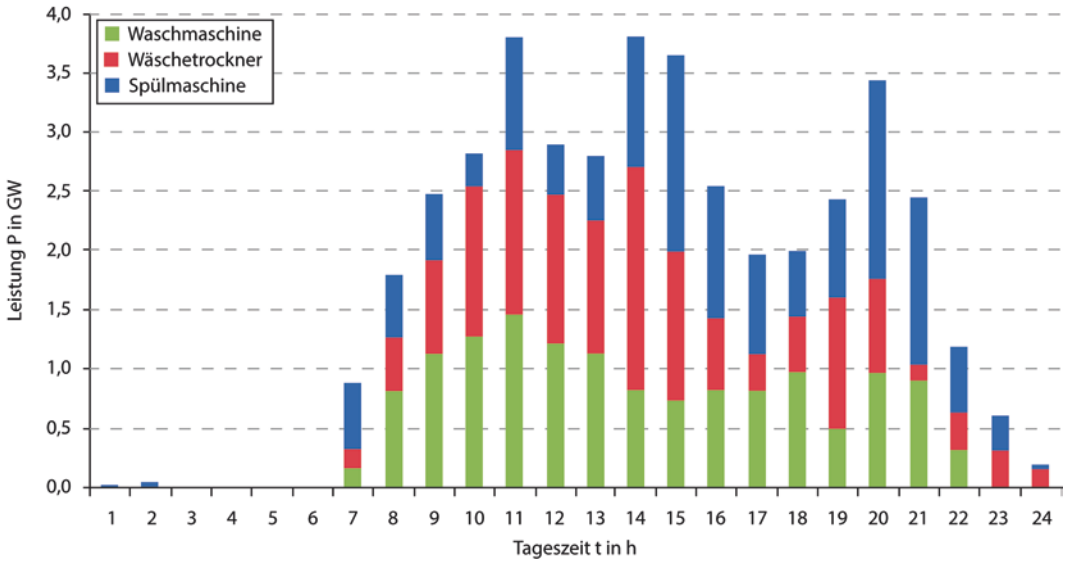


Abb. 11.6 Normierter Tagesenergiebedarf bzw. Lastprofil für Waschmaschinen, Wäschetrockner und Spülmaschinen. Dieses Lastprofil entspricht auch der theoretisch zur Verfügung stehenden positiven Regelleistung

beachten, dass diese nur zu einer sehr begrenzten Zeit für ein flexibles Lastmanagement zur Verfügung stehen. Die Kapitalkosten der Produktionsanlagen sind derart hoch, dass hier eine möglichst hohe zeitliche Auslastung angestrebt werden muss. Deshalb sind dem zeitlich flexiblen Betrieb enge Grenzen gesetzt. Des Weiteren können sich Auswirkungen auf die Qualität der hergestellten Produkte ergeben oder zusätzliche Kosten beim An- und Abfahren von Produktionsprozessen entstehen (s. [30]).

In Tab. 11.5 sind für ein *Demand Response* geeignete Branchen mit deren zur Lastverschiebung geeigneten Prozessen dargestellt. Tabelle 11.6 zeigt die Energieverbräuche der verschiedenen Industrien, die Häufigkeit der möglichen Verschiebungen, die Verschiebungsdauer sowie die verlagerbare Energiemenge und die maximalen Leistungen.

In der Chlor-Alkali-Elektrolyse kommen im Wesentlichen drei Elektrolyseverfahren zur Anwendung. Das Amalgam-Verfahren und das Membranverfahren können in ihrer Leistung reduziert werden, während dies beim Diaphragma-Verfahren nicht möglich ist. Hier würde die Membran zerstört werden. In [30] wird das Lastmanagementpotenzial der zehn deutschen Chlorproduzenten auf 730 MW geschätzt (s. [30] und (Tab. 11.6).

Bei der Luftzerlegung wird Luft erst komprimiert und dann durch Abkühlung verflüssigt. Dabei wird sie durch Rektifikation in ihre Bestandteile Stickstoff, Sauerstoff und Argon zerlegt. Gerade die Kompressoren können lastreduziert betrieben werden. [30] kommt somit auf ein Lastverschiebungspotenzial von 170 MW (Tab. 11.6).

Bei der Aluminiumherstellung wird zuerst das Bauxit im sogenannten Bayer-Prozess in Alumina (Al_2O_3) umgewandelt. Danach wird das Alumina per Elektrolyse zu reinem Aluminium reduziert. Der Strombedarf beträgt hierbei zwischen 12,9 und 17 Wh/t. [30] schätzt das Verlagerungspotenzial der Aluminiumindustrie auf 275–325 MW (Tab. 11.6).

In der Kupferherstellung stellen Lieferanten in der Regel ein Kupferkonzentrat mit einem Kupfergehalt von 30 % zur Verfügung. Dieses wird zusammen mit Sand bei über 1200 °C zu Kupferstein und Eisensilikatschlacke geschmolzen. Aus diesem Kupferstein entsteht im Konverter sogenanntes Blisterkupfer. Durch Reduktion mit Erdgas wird Sauerstoff entzogen. Das Material wird dann zu Anodenplatten gegossen, die bereits einen Kupferanteil von 99,5 % aufweisen. Der letzte Schritt umfasst die elektrolytische Veredelung mit einer Reinheit von über 99,99 %. Letztere eignet sich für ein Lastmanagement. [30] schätzt das Potenzial zu 5 bis

Tab. 11.5 Für Demand Response geeignete Branchen und Anwendungen (s. [30])

Branche	Anwendungen	Art der Laständerung
Chlorindustrie	Elektrolyse	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Aluminium	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Kupferindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Zink-Blei-Industrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Stahlindustrie	Lichtbogenöfen	Produktionsplanung, Abschaltung des Ofens
Papierindustrie	Zellstoff- und Thermomechanische Holzstoffherstellung	Abschalten von Schleifern bzw. Refinern
Zementindustrie	Zement- und Rohmühlen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Chemische Industrie	Luftzerlegung	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Bergbau	Wasserhaltung	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Wasserversorgung	Pumpen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Holzindustrie	Fräsmaschinen, Sägegatter	Produktionsplanung
Querschnittstechnologie	Mühlen, Pumpen, Verdichter, Klima-und Kälteanlagen	Abschalten bzw. zeitweise Teillastbetrieb

Tab. 11.6 Abschätzung der Demand Response Potenziale für die Industrie (s. [30])

Sektor	Anwendung	Strombedarf in TWh	Aktivierung pro Jahr	Max. Dauer in h	Verlagerbare Energie in GWh	Max. Leistungs Shift in MWh
Grundstoffchemie	Chlor-Elektrolyse (Membran & Hg)	8,8	40	4	117	730
	Luftzerlegung	5	40	4	27	170
NE-Metalle	Aluminium-Elektrolyse	10,5	40	4	48	300
	Kupfer-/ Zinkelektrolyse	1,1	40	4	5	30
Papier	Holzstoffherstellung	3,5	365	2	292	400
Metallerzeugung	E-Stahl (Lichtbogenöfen)	6,8	40	4	30	400
Steine & Erden	Zement- und Rohmühlen	3,2	365	3	394	180
Summe		38,9			913	2210

7,5 MW. Bei der Zinkproduktion wird ein Potenzial von 25 MW angenommen (Tab. 11.6).

In der Papierherstellung sind mehrere Prozesse für den Einsatz im *Demand Response* geeignet, insbesondere die Herstellung von Holzstoff bzw. Zellstoff. Hier wird Holz entweder an einem Schleifstein geschliffen oder mittels eines Refiners thermomechanisch zerfasert. Diese Prozesse sind sehr stromintensiv und können zumindest kurzzeitig unterbrochen werden. Eine weitere stromintensive

Anwendung ist die Aufbereitung von Altpapier. Dieses wird in Wasser gelöst und mithilfe von Stofflösern und Pulpern zerfassert. Auch dieser Prozess eignet sich für ein Lastmanagement. [30] geht von einer verlagerbaren Last von ca. 400 MW aus (Tab. 11.6).

Bei der Stahlherstellung werden vor allem zwei Prozesse eingesetzt, der Hochofenprozess und der Elektrostahlprozess. Letzterer ist sehr stromintensiv und für ein Lastmanagement geeignet. Zum Einschmelzen werden Elektrolichtbogenöfen eingesetzt, Grafitelektroden leiten den elektrischen Strom und bilden den Lichtbogen zum metallischen Einsatz. Nach Ende des Einschmelzprozesses wird der Ofen durch Kippen in eine Pfanne entleert. Bei einer gewissen Vorlaufzeit lässt sich der Prozessbeginn verschieben, oder der Schmelzvorgang kann kurz unterbrochen werden. [30] schätzt das Lastverlagerungspotenzial auf 400 MW (Tab. 11.6).

Die Zementproduktion durchläuft die vier Schritte Rohmaterialförderung, Rohmaterialaufbereitung, Brennen des Rohmaterials zu Klinkern und Mahlen des Klinkers zu Zement. Insbesondere die Mahlprozesse sind für ein Lastmanagement geeignet. Stromintensive Brecher und Mühlen können im Bedarfsfall ausgeschaltet werden. Motoranwendungen in Zementwerken sind für 70–80 % des Strombedarfs verantwortlich. [30] rechnet mit einem Potenzial zur Lastverschiebung von 90–235 MW (Tab. 11.6).

Exkurs: Industrielle Druckluftnutzung

Energie in Form von Druckluft zu speichern, ist keine neue Idee. Gerade für den Ausgleich zwischen Schwachlast- und Höchstlastzeiten sind derzeit die sogenannten Druckluftspeicherkraftwerke wieder vermehrt in der Diskussion. Dabei wird Energie mehrfach umgewandelt. Elektrische Energie speist einen Kompressor, Luft wird verdichtet und gespeichert. Zu einem späteren Zeitpunkt wird die Luft z. B. in einer Turbine wieder entspannt und in mechanische Energie gewandelt. Letzten Endes wird in einem Generator wiederum Strom erzeugt. Die vielen Wandlungsschritte bewirken entsprechende Verluste und führen zu einem relativ bescheidenen Gesamtwirkungsgrad. Auch von sogenannten, sich derzeit in der Entwicklung befindenden adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken mit thermischer Energiespeicherung werden keine Wirkungsgradwunder zu erwarten sein (s. ▶ Kap. 9 und ▶ Kap. 10).

Bei der Diskussion des *Demand Response* liegt es nahe, Druckluft dort zu speichern, wo sie nicht wieder in Strom zurückgewandelt werden muss, sondern als Druckluft selbst gebraucht wird: in der Industrie. Dort ist die Erzeugung von Druckluft der Bereich mit dem größten Elektrizitätsbedarf überhaupt.

Neben der Elektrizität ist die Druckluft der in Industrie und Handwerk am häufigsten genutzte Energieträger. In der Europäischen Union sind ca. 315.000 Druckluftkompressoren im Leistungsbereich zwischen 10 und 300 kW im Einsatz. Etwa 72 % dieser Anlagen besitzen elektrische Anschlussleistungen kleiner als 100 kW. Nur 28 % haben Leistungen im Bereich zwischen 110 und 300 kW. Der Stromverbrauch in der Industrie und der Kleinverbrauch ist in den Ländern der Europäischen Union und weltweit insbesondere mit dem Einsatz von Elektromotoren als Antriebsaggregate verbunden. Abschätzungen gehen für die Europäische Union von einem Stromverbrauch von ca. 800 TWh für Motoranwendungen aus. Wesentliche Verbrauchsschwerpunkte im Bereich der Motorenanwendung sind dabei Drucklufterzeugung, Ventilatoren und Pumpen. Davon entfallen auf die Drucklufterzeugung 80 TWh. In Deutschland werden jährlich 14 TWh für die Drucklufterzeugung benötigt [31].

Die Druckluftspeicherung in der Industrie stellt einen Prozess für das *Demand Response* dar, der eine nahezu verlustlose Energiespeicherung zulässt. Damit ist die Druckluftspeicherung weitaus effizienter als der Versuch, ein Druckluftspeicherkraftwerk zur Lastverschiebung einzusetzen. Allerdings sind Druckluftbehälter derart teuer, dass eine Energiespeicherung von in der Industrie üblichen Drücken nur weit jenseits eines wirtschaftlich interessanten Betriebs zu realisieren wäre. Ein Ausweg läge in der Erhöhung des Druckniveaus. Jedoch liegt der Energiemehraufwand für die Kompression dann so hoch, dass diese Variante wenig lohnenswert erscheint. Eine Alternative ist der drehzahlvariable Betrieb der Kompressoren mit dem Ziel, das Druckniveau in tolerierbaren Grenzen zur Bereitstellung von Regelleistung zu verändern. Vorsichtige Abschätzungen versprechen durch letztere Maßnahmen ein Regelleistungspotenzial von mehr als 200 MW.

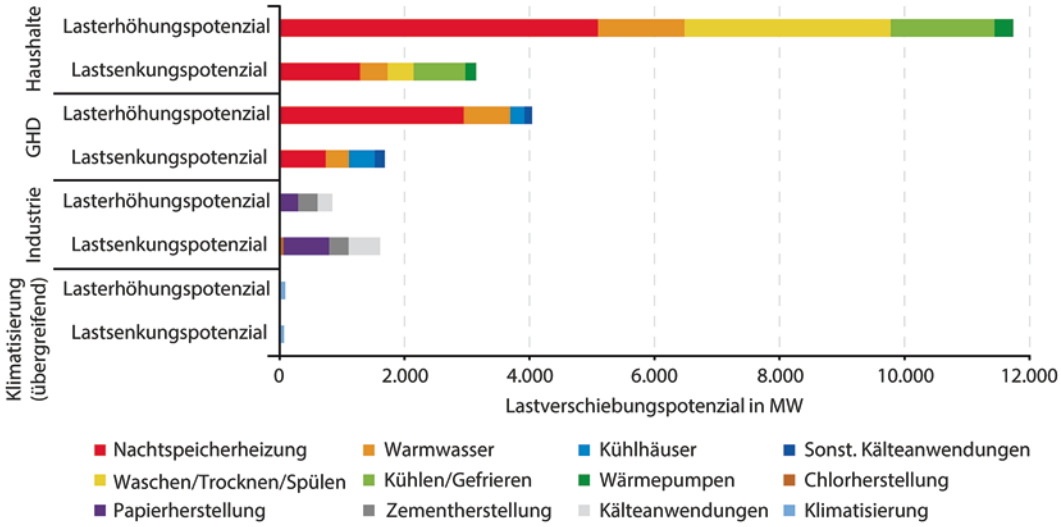


Abb. 11.7 DSM-Potenzial zur Lastsenkung und Lasterhöhung der einzelnen Sektoren, aufgeschlüsselt nach Anwendung, nach [32]

11.4 Zusammenfassung deutscher und europäischer Demand Response-Potenziale

11.4.1 Demand Response-Potenziale in Deutschland

Die Potenziale von *Demand Response* lassen sich in die Bereiche Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Haushalte gliedern. Dabei weist [32] das technisch-wirtschaftliche Potenzial von DSM zur Lastverschiebung in Deutschland aufgeschlüsselt nach Sektoren auf und separiert diese nach den jeweiligen Anwendungen (s. Abb. 11.7).

In der Industrie erweisen sich vor allem die Zementindustrie, die Chlorherstellung sowie die Papierherstellung als geeignet. Das dortige Potenzial zur Lasterhöhung wird mit 850 MW angegeben und zur Lastsenkung mit 1600 MW. Im Haushaltssektor und im Bereich GHD sind vor allem Wärmeanwendungen mit hohem Potenzial wie Nachtspeicherheizungen oder elektrische Warmwasserbereitung zu benennen, wobei Haushalte das größte Potenzial aufweisen. Neben den Wärmeanwendungen besitzen Haushaltsanwendungen wie Waschen, Trocknen und Spülen ein hohes Potenzial zur Lasterhöhung, wobei diese, wie eingangs des Kapitels beschrieben, nicht mit einer Energiespeicherung in Verbindung stehen, sondern mit einer Verhaltensänderung.

Für den Haushaltssektor wird mit einem Lasterhöhungspotenzial von 11.750 MW und einem Lastsenkungspotenzial von 3150 MW ausgegangen, im Bereich GHD von 4000 bzw. 1700 MW.

Sektorenübergreifend kommt das Potenzial der Klimatisierung noch hinzu, wobei deren Einsatz von der Außentemperatur abhängt. Da hier Luft als Speicher dient und dessen Speicherkapazität schnell erreicht ist sowie eine Unterkühlung (längere Lasterhöhung) oder eine Erhitzung der Raumtemperatur (längere Lastreduktion) dem Sinn der Klimatisierung widerspricht, sind hier lange Verschiebedauern kaum umsetzbar. Für die Zukunft ist dieser Bereich aber wichtig, da zum einen dessen Potenzial stark steigt und zum anderen der Einsatz meist mit einer erhöhten Einstrahlung zusammenhängt und somit Überschüsse aus der Photovoltaik aufgenommen werden können.

Insgesamt ergeben sich in allen Sektoren Deutschlands demnach ein Lastsenkungspotenzial von etwa 6400 MW und ein Lasterhöhungspotenzial von 16.600 MW. Die Lasterhöhungspotenziale

Tab. 11.7 Technisch-wirtschaftliches Potenzial von DSM in ausgewählten Ländern Europas, nach [32]

	Belgien	Finnland	Frankreich	Italien	Polen	Spanien
Lastsenkung in MW	310	2160	2920	1680	640	1850
Lasterhöhung in MW	700	820	6200	2940	1150	2280

sind meist höher, da die Last von mehreren Stunden in eine Stunde verlagert werden kann.

11.4.2 Demand Response-Potenziale in Europa

In [32] werden für die gleichen Anwendungen die Potenziale ausgewählter europäischer Länder bestimmt (s. Tab. 11.7). In den einzelnen Ländern herrschen geringere Potenziale als in Deutschland. Insgesamt ergeben sich ein Lastsenkungspotenzial von 24.000 MW und ein Potenzial von 41.000 MW zur Lasterhöhung.

Diese Größenordnung ist für den europäischen Verbundbetrieb relevant und sollte daher auch im Rahmen der Energy Union in den Leistungsbilanzen bzw. den Berechnungen der gesicherten Leistungen berücksichtigt werden, da Lastmanagement hier die Reduktion von Must-Run-Kapazitäten ermöglicht.

11.4.3 Vergleich einzelner DSM-Studien

Folgende Studien haben das Lastmanagementpotenzial in Deutschland untersucht:

- »dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025« von der Deutschen Energieagentur [33],
- VDE ETG Studie Demand Side Management [34] und
- IAEW RWTH Aachen Untersuchung in der ET [32].

Die Ergebnisse unterscheiden sich vor allem darin, dass in der dena-Netzstudie II das Potenzial der Nachtspeicherheizungen in Haushalt und Gewerbe sehr hoch eingeschätzt wird und welche Art des Potenzials verwendet wird. Die Studie im Auftrag des VDE bestimmt das theoretische Potenzial in Deutschland. Die dena-Netzstudie II untersucht das technische Potenzial, und die Studie unter der Leitung des IAEW am RWTH Aachen ermittelt das technisch-wirtschaftliche Potenzial, weshalb diese auch das niedrigste Potenzial ausweist. In der VDE-Studie wird zudem noch zwischen Winter und Sommer unterschieden, d. h., im Sommer ist eine Raumklimatisierung vorhanden, im Winter Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und ein erhöhter Warmwasserbedarf.

Dennoch weisen alle Studien aufgrund der (noch vorhandenen) Nachtspeicherheizungen den Sektoren Haushalt und GHD das größte Potenzial zu. Zudem ist bei allen das Lastsenkungspotenzial geringer als das Lasterhöhungspotenzial (Abb. 11.8).

11.5 Entwicklungen und Trends

Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und den Wegfall von konventionellen Kraftwerken entstehen Lücken in der Energieversorgung, die durch neue Konzepte zu füllen sind. Lastmanagement kann dabei eine wichtige Rolle spielen, um die nötige gesicherte Leistung des deutschen Kraftwerkparks zu senken, zu einer Integration erneuerbarer Überschüsse beizutragen und somit die Kosten des deutschen Stromsystems zu senken.

11.5.1 Einsatz von Lastabwurf in der Industrie

Die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vergütet einen Lastabwurf sowie die Bereitstellung von Industrieanlagen zum Lastabwurf. Dies

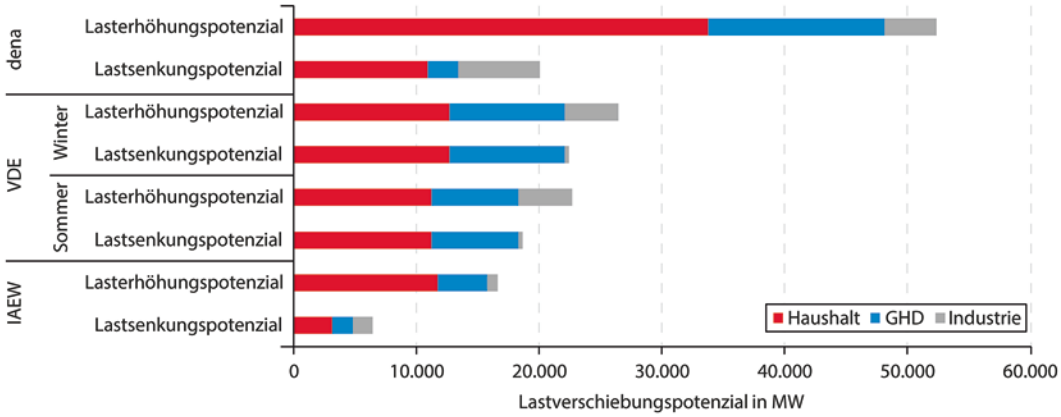


Abb. 11.8 Vergleich verschiedener Studien zum Lastmanagementpotenzial der verschiedenen Sektoren: Haushalt, GHD und Industrie, nach [32–34]

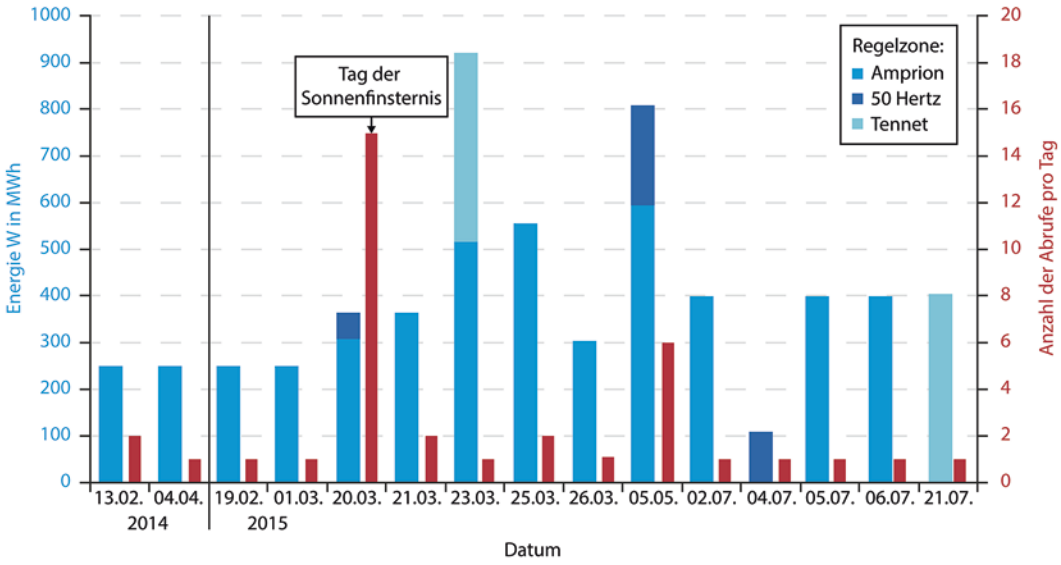


Abb. 11.9 Energiemenge und Anzahl der Abrufe pro Tag in der jeweiligen Regelzone, nach [35]

ist somit ein erster Schritt zum Lastmanagement. Abbildung 11.9 zeigt die Abrufe der abschaltbaren Lasten, aufgeschlüsselt nach Regelzone und Energiemenge. Besonders hervorzuheben ist der 20.03.2015, an dem eine Sonnenfinsternis stattfand. Dies macht sich besonders an der Anzahl der Abrufe an diesem Tag bemerkbar. Die Energiemenge von 360 MWh setzt sich aus insgesamt 15 Abrufen zusammen.

11.5.2 Entwicklung des technisch-ökonomischen Potenzials

Eine Abschätzung der technisch-wirtschaftlichen Potenziale für die Jahre 2020 oder 2030 ist sehr schwierig darzustellen, da viele Faktoren darauf Einfluss haben. Daher werden an dieser Stelle Tendenzen einzelner Studien betrachtet, die jedoch vom

theoretischen bis zum technisch-wirtschaftlichen Potenzial eine große Untersuchungsbandbreite aufweisen und deren Ergebnisse daher nur begrenzt miteinander vergleichbar sind.

Durch die starke Durchdringung neuer Verbraucher im Stromsektor (elektrische Wärmepumpen, Elektromobilität und Klimatisierung), die heute noch einen kleinen Anteil am Stromverbrauch haben, ergibt sich im Allgemeinen eine Steigerung der bestehenden Potenziale zum Lastmanagement.

Heute und 2020 ist das Potenzial im Winter höher als im Sommer. Ab 2030 dreht sich dieser Trend aufgrund der größeren Verbreitung der Klimatisierung und gleichzeitiger Effizienzsteigerung im Wärmesektor laut der VDE ETG-Studie um (s. [34]). Im Jahr 2030 ist das Lastmanagement bei einer vollen Durchdringung in der Lage, die minimale Last um den Faktor 2,7 zu erhöhen, was zu einer Glättung der Residuallast führt und somit zu geringeren Abschaltungen thermischer und erneuerbarer Energieanlagen. Diese Glättung der Last ist in Simulationen zukünftiger Energiesysteme zu berücksichtigten.

Würden alle Produktionskapazitäten in der Industrie für Lastmanagement eingesetzt werden, wäre die theoretische Speicherkapazität von 77 GWh größer als die aller deutschen Pumpspeicherwerke zusammen (40 GWh). Eine Ausschöpfung dieser Kapazitäten ist aber nicht möglich, da in den Anlagen immer Speicherfüllstände aufgrund der Produktion vorherrschen. In der Industrie können die vorhandenen Speicherkapazitäten erweitert werden, wenn es die entsprechenden Rahmenbedingungen zulassen.

Bis 2020 spielen Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien landesweit bei entsprechend ausgebauten Stromnetzen noch eine untergeordnete Rolle, weshalb Lastmanagement bis dahin eine Randerscheinung sein wird. Dennoch sind hier, wie auch bei Power-to-Gas, frühzeitig über entsprechende Rahmenbedingungen die Weichen zu stellen, um voll einsatzfähig zu sein, wenn das Energiesystem auf diese kostengünstige Flexibilitätsoption angewiesen ist.

Bei höheren EE-Anteilen weist Lastmanagement einen stark von der Tageszeit geprägten Verlauf auf, und die beschriebenen Potenziale werden durch diesen und weitere Parameter eingeschränkt. Dadurch wird vom in der IAEW-Studie ausgewiesenen technisch-wirtschaftlichen Potenzial nur 47 % zur Lastsenkung bzw. 18 % zur Lasterhöhung ausgeschöpft, vorwiegend wegen witterungs- und tageszeitlicher Restriktionen (s. [32]).

11.5.3 Gesicherte Leistung und Integration von erneuerbarer Energie

Lastmanagementanlagen können zur gesicherten Leistung beitragen und deren Bedarf gerade zu Spitzenlastzeiten deutlich verringern. Des Weiteren können durch Lastmanagement überschüssige erneuerbare Energien besser genutzt werden, und der bestehende Kraftwerkwerkspark ist energie- und kosteneffizienter einzusetzen, da die Auslastung der Kraftwerke verstetigt und somit technisch nachteiliges und kostenintensives häufiges An- und Abfahren gemindert wird.

Im Jahr 2030 können in Haushalten und GHD über Lastmanagement alleine 42 TWh/a an erneuerbaren Energien integriert werden, was der Erzeugung von 20.000 MW Onshore-Windkraftanlagen entspricht (s. [36]). Dieses Potenzial liegt aber vor allem in der Verteilnetzebene, wo der Großteil der Überschüsse aus PV und Wind bis 110 kV zu integrieren ist. Bis 2020 kann durch eine Verschiebung um 20 % der Last eine regionale Nutzung der vorhandenen erneuerbaren Energien von 80 % erreicht werden. Dies fördert eine Verringerung des Bedarfs an Netzausbau für Spitzenlasten. Ab 2030 führen erneuerbare Energien zu einer größeren Überdeckung der Last unter Annahme des geplanten Netzausbaus. Bei einem Anteil von 100 % erneuerbarer Energien am Strombedarf sinkt der Anteil der Energie, die durch Lastverschiebung vor Ort genutzt werden kann, auf 15 %. Deshalb ist hier der Einsatz von Kurz- und Langzeitspeichern sowie Einspeisemanagementmaßnahmen zwingend notwendig (s. [34]).

11.5.4 Potenzial zur Reduzierung von Netzausbau und Jahreshöchstlast

Lastmanagement hat das Potenzial, die maximale (positive) Residuallast zu reduzieren. Die Residuallast ist das Ergebnis aus Verbrauch (Last)

minus erneuerbarer Erzeugung. Positive Residuallast ergibt sich aus Defiziten an erneuerbaren Energien und der Deckung des restlichen Strombedarfs über konventionelle Kraftwerke. Negative Residuallast ergibt sich aus Überschüssen an erneuerbarer Erzeugung. Dies ist derzeit nur in vereinzelten Netzgebieten bei hoher EE-Einspeisung und geringer Last der Fall.

Zeiten mit negativer Residuallast werden mit ansteigendem Anteil an erneuerbaren Energien häufiger. Diese können durch Maßnahmen des Lastmanagements reduziert werden. Die Glättung der Residuallast hat eine Begünstigung der Auslastung günstiger Grundlastkraftwerke zur Folge. Dies induziert gleichzeitig einen Rückgang von teureren Spitzenlastkraftwerken, da die maximale Residuallast durch DSM sinkt (um bis zu 1800 MW laut [32]). Ein weiterer Vorteil ist, dass eine Verringerung der Residuallast eine Verringerung des konventionellen Kraftwerkparks bewirkt und somit einen Beitrag zur Reduzierung der gesicherten Leistung betragen kann. Nachteilig ist bei einer kohledominierten Grundlasterzeugung die Erhöhung der CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Flexibilitäten wie DSM. Die Lösung hierfür sollte jedoch nicht in der Abschaffung von Flexibilität wie DSM oder Speicher sein, sondern in der Korrektur der Wertigkeit von CO_2 im ETS (EU Emissions Trading System) liegen.

11.6 Zusammenfassung

- In diesem Kapitel wurde eine **Vielzahl von Prozessen** diskutiert, die auf das Energieversorgungssystem **dieselbe Wirkung** haben **wie Energiespeicher** und oft auch tatsächlich Energie speichern.
- Sie unterscheiden sich von allen anderen Energiespeichern dergestalt, dass es sich um **bereits existierende Prozesse** handelt und somit **für die Speicherkapazität keinerlei Kapitalkosten** anfallen. Sie können zu Kosten aktiviert werden, die für alle vorher beschriebenen Energiespeicher illusorisch sind. Ihr **theoretisches Potenzial** ist bezüglich der verfügbaren Leistung derart **riesig**, dass sie den gesamten Bedarf decken könnten. Allerdings gilt dies **nur für einen Zeitbereich von Minuten bis zu einigen Stunden**, in Ausnahmefallen noch bis zu einem Tag. Außerdem sind einige technische Anwendungen nur zu bestimmten Tages- und Jahreszeiten einsetzbar. **Zur Überbrückung längerer Zeiten** sind die Energiespeicher aus den ► Kap. 6 bis 10 **unerlässlich**.
- *Demand Response* kann ein **wichtiger Bestandteil der Energiewende** sein, indem die **Residuallast geglättet** wird, die **Jahreshöchstlast gesenkt** und somit die **gesicherte Leistung** durch fossile Kraftwerke **reduziert wird** und durch die vermehrte Nutzung von erneuerbaren Energien vor Ort der **Netzausbaubedarf gesenkt** werden kann. Dadurch können **mehr erneuerbare Energien** in das Energiesystem integriert werden, was zu **großem Umweltnutzen und zu Kostenersparnissen für Verbraucher** führt.
- Die **Zugangsbedingungen für das Lastmanagement** in der Industrie ähneln denen anderer Märkte wie dem Regelleistungsmarkt. Dennoch sind diese **Anforderungen hoch** und bieten derzeit **geringe Anreize**, daran teilzunehmen. Die **AbLaV ist ein erster Schritt**, um die Bekanntheit von regelbaren Lasten zu fördern, **dennoch müssen dort Anpassungen** umgesetzt werden, damit sich **Lastmanagement langfristig finanziell lohnt** und entsprechende Verbreitung findet.

Literatur

1. Borstelmann P, Rohne P (1989) Handbuch der elektrischen Raumheizung. Hüthig Buch Verlag GmbH, Heidelberg
2. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW e. V. (1998) Raumwärmemarkt – Strategie-Optionen deutscher Stromversorger. Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H. – VWEW, 1. Ausgabe
3. ► http://www.umweltlexikon-online.de/fp/archiv/RUBenergie/Elektrospeiherheizung.php
4. Stadler I (2006) Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, ISBN 3-86624-092-9
5. Kuhrwahl H, Wölfle W (1998) ABC der Elektro-Warmwasserversorgung. Energie-Verlag GmbH, Heidelberg, ISBN 3-87200-684-3

6. Geiger B, Nickel M, Wittke F (2005) Energieverbrauch in Deutschland: Daten, Fakten, Kommentare. BWK – Das Energie Fachmagazin, Bd 57, 1/2
7. VDEW (2004) Endenergieverbrauch in Deutschland 2002. VDEW Projektgruppe Nutzenergiebilanzen
8. ISI, DIW, GfK, IfE (März, 2004) Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Projektnummer 17/02, Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
9. Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung«, Schlussbericht
10. Lechner H et al (March, 1998) Analysis of Energy Efficiency of Domestic Electric Storage Water Heaters. Study for the Directorate General for Energy (DG XVII) of the Commission of the European Communities, Contract No. SAVE-4.1031/E/95-013, Final Report, ISBN 3-901381-59-7
11. Steimle F, Bruckmann O, Mai M, Elsenheimer F, Schikora H, Schrey R, Jahn K, Kruse H, Heidelck R, Benda U, Blömer M, Bobst E, Vollmer D ,Sussek W (Juni, 2002) Energiebedarf bei der technischen Erzeugung von Kälte in der Bundesrepublik Deutschland. Statusbericht des deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr. 22
12. Geiger B, Nickel M, Wittke F (2005) Energieverbrauch in Deutschland – Daten, Fakten, Kommentare. BWK, Das Energie-Fachmagazin, 1/2
13. Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung«, Schlussbericht
14. ► www.ag-energiebilanzen.de
15. ► www.hea.de
16. DIN EN 153 Methoden zur Messung der Aufnahme elektrischer Energie und damit zusammenhängender Eigenschaften für netzbetriebene Haushalt-Kühlgeräte, Tiefkühlgeräte, Gefriergeräte und deren Kombinationen. Deutsche Norm
17. Philipp J (2002) Optimierung von Haushaltskühlgeräten mittels numerischer Modellierung. Dissertation, TU Dresden
18. Setterwall F Advanced Thermal Energy Storage through Application of Phase Change Materials and Chemical Reactions – Feasibility Studies and Demonstration Projects. International Energy Agency (IEA), Energy Conservation through Energy Storage, Annex 17
19. NAPS Refrigerator for Vaccine Storage. NAPS Systems Oy, Finland, ► http://www.napssystems.com
20. Ewert MK, Bergeron DJ, Foster RE, LaFleur O Photovoltaic Direct-Drive, Battery-Free Solar Refrigerator Field Test Results. NASA Johnson Space Center, Houston, Texas, USA
21. Toure S, Fassinou WF (1999) Cold Storage and Autonomy in a three compartments photovoltaic solar refrigerator: experimental and thermodynamic study. Renew Energ 17(4):587–602
22. Ewert MK, Agrella M, Frahm J, Bergeron DJ, Berchowitz D Experimental evaluation of a solar pv refrigerator with thermoelectric, stirling and vapor compression heat pumps
23. BINE Informationsdienst (2002) Latentwärmespeicher. Themen Info IV/02, Fachinformationszentrum Karlsruhe
24. Hoppe H, Brier H, Nägele H (1990) Rationelle Energieverwendung beim Kühlen und Gefrieren. ISBN 3-88122-706-7
25. Brandt G Stromsparende Heizungsumwälzpumpen. Seminar-Dokumentation, Impuls Programm Hessen
26. Radgen P (Juli 2001) Market Study for Improving Energy Efficiency for Fans. SAVE Programme. Project XVII/4.1031/Z/99-313. Final Report. ISBN 3-8167-6137-2
27. Enquete Kommission Nachhaltige Energieversorgung »Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung«, Schlussbericht
28. Almeida AT et al (2000) Improving the penetration of energy efficient motors and drives. Final Report. European Commission. SAVE 4.1031/Z/96-044
29. Prior D (1997) Nachbildung der Energiebedarfsstrukturen der privaten Haushalte – Werkzeug zur Bewertung von Energiesparmaßnahmen. VDI Verlag, VDI Fortschrittsberichte, Reihe 6, Nr. 379, Düsseldorf
30. Klobasa M (2007) Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich, Diss ETH Nr. 17324
31. VDI-Gesellschaft (2002) Druckluft: Erzeugung, Aufbereitung, Verteilung, Anwendung und Planung. VDI-Berichte 1681, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf
32. Grote F, Drees T, Budkke J, Moser A (Dezember, 2013) Einfluss des Demand Side Managements auf den Kraftwerkseinsatz in Europa ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN, S 32–36
33. DENA (2011) dena-Netzstudie II, Berlin
34. ETG-Task Force Demand Side Management (06/12) Demand Side Integration- Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, Frankfurt a. M.
35. Heribert H (11. August 2015) Abschaltungen gemäß AbLaV. E-Mail
36. Deutsche Energie-Agentur (2015) Marktentwicklung Lastmanagement in Deutschland, Berlin

Vergleich der Speichersysteme

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)

Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 12.1, 12.2, 12.3, 12.4

Übersicht

Energiespeicher können vielfältig klassifiziert werden (s. ► Kap. 1 und 2). Sie existieren in einer **Vielzahl verschiedener Technologien** in unterschiedlichsten Anwendungsgebieten und Entwicklungsstadien (s. ► Kap. 3–5). Dieses Kapitel **stellt** die verschiedenen **Möglichkeiten** zur Energiespeicherung **gegenüber** und vergleicht sie nach folgenden **Aspekten**:

- Speicherkapazität
- Ausspeicherzeit
- Energiedichte
- Anwendungsfelder und Einsatzgebiete
- Investitionskosten
- Wirkungsgrad und Zyklenfestigkeit
- Marktreife und technologische Verfügbarkeit

Damit wird ein **vereinfachter Überblick** über Speichersysteme gegeben und ein Vergleich im Rahmen der Möglichkeiten gezogen.

12.1 Überblick über technische und ökonomische Parameter – 648

12.2 Bestimmung der Anwendungsfelder durch Speicherkapazität und Auspeicherdauer – 648

12.2.1 Elektrische Energiespeicher – Kondensatoren und Spulen – 654

12.2.2 Elektrochemische Energiespeicher – Batterien – 655

12.2.3 Mechanische Energiespeicher – Pumpspeicher, Druckluft und Schwungmassen – 656

12.2.4 Thermische Energiespeicher – Wärmespeicher – 656

12.2.5 Chemische Energiespeicher – Power-to-X – 656

12.2.6 Lastmanagement – 657

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_12

12.3 Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte im Vergleich – 658
12.3.1 Vergleich aller Speicher nach Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte – 658
12.3.2 Kostenvergleich von Stromspeichern nach Zyklendauer – 661

12.4 Entwicklungsstand, Stärken und Schwächen – 662
12.4.1 Technologischer Entwicklungsstand der Energiespeicher – 662
12.4.2 Stärken und Schwächen verschiedener Technologien – 663

12.5 Kostensenkungspotenziale für Batterien und Power-to-X – 663
12.5.1 Kostentrends und Kostenpotenziale von Lithium-Batterien – 664
12.5.2 Kostensenkungspotenziale von Power-to-Gas – 673

12.6 Perspektiven für Energiespeicher und gesellschaftliche Akzeptanz – 674

12.7 Zusammenfassung – 678

Literatur – 680

Bezugsgröße elektrische Energie

Beim Vergleich von Energiespeichern stellt sich zwangsläufig die Frage, auf welche Eigenschaften der Vergleich bezogen werden soll. Die Frage ist eng verwoben mit der Klassifizierung von Energiespeichern (s. ► Kap. 2): Werden sie hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften verglichen, ihrer Funktion oder der Anwendungsgebiete und Märkte oder des Einsatzortes oder Einsatzzeitpunktes?

Im Grunde genommen sind Energiespeicher pauschal nur schwer vergleichbar. Sie sind so unterschiedlich wie die physikalischen Prinzipien, auf denen ihre Funktion beruht. So liegt die gespeicherte (elektrische) Energie in Doppelschichtkondensatoren quasi direkt an der Oberfläche und kann ohne weitere Wandlungsschritte in einem elektrischen Energiesystem zur Verfügung stehen. Bei konventionellen Energieträgern wie Kohle, Erdöl oder Gas liegt die gespeicherte Energie in Form chemischer Bindungen vor. Um sie in einem elektrischen Energiesystem nutzbar zu machen, sind zunächst zusätzliche Wandlungsschritte nötig. Bei Batterien wiederum handelt es sich um einen »elektrochemischen Mittelweg«. Die mechanischen Lösungen wie Pumpspeicherwerke oder Schwungmassenspeicher wiederum nutzen potenzielle und kinetische Energie großer Massen, um auch hier über weitere Wandlungsschritte elektrische Energie zu erzeugen. In thermischen Speichern liegt die gespeicherte Energie in Form eines Temperaturunterschiedes, in Phasenübergängen oder chemischen Bindungen vor. All diese Energieformen sind nur bedingt direkt miteinander vergleichbar.

Welche gravierenden Unterschiede zwischen den Energieformen (elektrische, elektrochemische, chemische, mechanische und thermische Energie) bestehen, soll folgendes einfache Beispiel anhand der Wertigkeit einer Kilowattstunde elektrischer und thermischer Energie zeigen:

Beispiel

Eine Kilowattstunde (1 kWh) entspricht einer Energie von 3,6 Megajoule (MJ). Will man eine Waschmaschine (90 kg) auf einen 4000 m hohen Berg oder einen Sack Kartoffeln (50 kg) auf den Mount Everest schleppen, benötigt man genau diese Menge an Energie: eine Kilowattstunde (Gl. 12.1, 12.2 und 12.3).

Gegeben sind:

Masse:	$m = 90$ kg, 50 kg
Energie:	$E = 3{,}6$ MJ
Erdbeschleunigung:	$g = 9{,}81$ m/s²
Gesucht ist die Höhe:	h

Lösungsweg:

$$E_{pot} = m \cdot g \cdot h, \tag{12.1}$$

$$\begin{aligned} h_{Berg,\ Waschmaschine} &= \frac{E_{pot}}{m_{Waschmaschine} \cdot g} \\ &= \frac{3{,}6\,MJ}{90\ kg \cdot 9{,}81\ m/s^2} \\ &= 4080\,m, \end{aligned} \tag{12.2}$$

$$\begin{aligned} h_{Berg,Kartoffelsack} &= \frac{E_{pot}}{m \cdot g} = \frac{3{,}6\,MJ}{50\ kg \cdot 9{,}81\ m/s^2} \\ &= 7340\,m. \end{aligned} \tag{12.3}$$

Mit der gleichen Energie können mit einem elektrischen Heizstab gerade einmal 34 l Wasser um 25 Kelvin (25 °C) erwärmt werden. Diese Menge reicht aus, um knapp ein Viertel einer Badewanne auf eine angenehme Badetemperatur von 35 °C zu erhitzen, wenn das Leitungswasser 10 °C kalt ist (s. ◘ Abb. 12.1).

Gegeben:

Thermische Energie:	$Q = 3{,}6$ MJ
Wärmekapazität Wasser:	$c_w = 4{,}182$ kJ/kgK
Temperaturdifferenz:	$\Delta T = 25$K (Badewassertemperatur: 35 °C, Leitungswassertemperatur: 10 °C)
Gesucht: Masse:	m

Lösungsweg:

$$Q = c_w \cdot m_{Wasser} \cdot \Delta T, \tag{12.4}$$

$$\begin{aligned} m = \frac{Q}{c \cdot \Delta T} &= \frac{3{,}6\ MJ}{4{,}182 \frac{kJ}{kgK} \cdot 25K} \\ &= 34\ kg = 34\ l. \end{aligned} \tag{12.5}$$

Selbstverständlich haben die verschiedenen Energieformen unterschiedliche Wertigkeiten: Während mechanische und elektrische Energie zu 100 % Exergie sind, besteht die thermische Energie von 35 °C warmem Wasser fast ausschließlich aus Anergie.

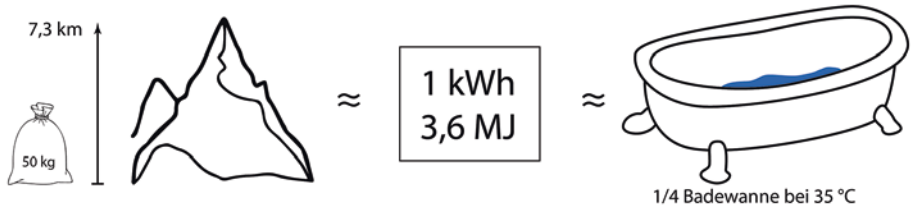


Abb. 12.1 Eine Kilowattstunde wird benötigt, um einen Sack Kartoffeln (50 kg) auf den Mount Everest zu tragen. Die gleiche Energie ist nötig, um nicht einmal ein Viertel des Badewassers für ein Vollbad zu erwärmen

Nach Gl. 12.6 kann Exergie in beliebig andere Energieformen umgewandelt werden, die Anergie nicht:

$$Energie = Exergie + Anergie. \tag{12.6}$$

Da elektrische Energie als »hochwertige« Energieform aus reiner Exergie bestehend vergleichsweise einfach in andere Energieformen überführt werden kann, soll sie an dieser Stelle als Richtschnur für alle Speichertechnologien gelten.

12.1 Überblick über technische und ökonomische Parameter

Zahlreiche Parameter und Kennwerte, welche in ▶ Kap. 2 definiert und hergeleitet wurden, sind im ▶ Teil III der Technologien in ▶ Kap. 6 bis 11 beschrieben und in die vorliegende Tab. 12.1 integriert. Die Bandbreiten sind aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes (s. ▶ Abschn. 12.4.1) teilweise sehr groß, weshalb zum besseren Überblick Mittelwerte aus den gängigsten Literaturwerten gebildet wurden. Etwa 70 Quellen fließen in diese Werte ein, welche im weiteren Verlauf des Kapitels technologieweise gegenübergestellt werden.

12.2 Bestimmung der Anwendungsfelder durch Speicherkapazität und Auspeicherdauer

Der Vergleich in Deutschland existierender Anlagen zur Speicherung von Energie nach deren Ausspeicherdauer t_{aus} und Speicherkapazität W in Abb. 12.2 verdeutlicht die diversen Eigenschaften und Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Speichertechnologien. Diese Darstellung wird auch Ragone-Diagramm genannt.

In doppelt logarithmischer Darstellung ist auf der Ordinate die Ausspeicherdauer t_{aus} bis zu etwa einem Jahr, auf der Abszisse die Kapazität der Speicher W aufgetragen. Zur Orientierung sind zusätzlich durchschnittliche Jahresstromverbräuche eines Zwei-Personen-Haushalts, eines Dorfes mit 100 Einwohnern, einer Stadt wie Regensburg mit 150.000 Einwohnern und einer Großstadt wie Berlin mit 3,5 Mio. Einwohnern angegeben.

Die Datenwolken geben Bereiche an, in denen sich einzelne, heute realisierte und in Betrieb befindliche Anlagen befinden. Es wird ersichtlich, dass die meisten Speichertechnologien im Bereich der Kurzzeitspeicherung von $t_{aus} < 24$ h liegen und deutlich weniger im Bereich der Langzeitspeicher.

Kurzzeitspeicher
- Kondensatoren, Spulen (alle rein elektrischen Energiespeicher)
- Schwungmassenspeicher
- Batterien (alle elektrochemischen Energiespeicher)
- latente Wärmespeicher
- Druckluftspeicher
- teilweise sensible Wärmespeicher wie Fernwärmespeicher
- die meisten Pumpspeicherwerke

Langzeitspeicher
- Kavernenspeicher (Power-to-Gas Wasserstoff und Methan)
- Porenspeicher (Power-to-Gas nur Methan)
- Viele sensible Wärmespeicher, einige Fernwärmespeicher
- Einige Pumpspeicherwerke

Tab. 12.1 Überblick über Mittelwerte der wichtigsten technischen und ökonomischen Parameter verschiedener Speichertechnologien, nach [1–64]

Technologie (heute)	Technik						Kosten		
	Energiedichte		Wirkungsgrad (%)	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX fix
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
Elektrische Energiespeicher									
Kondensatoren (DSK)	0,1–10	10	90–95	0,004–0,013	1 Mio.	10	5150–12.000	125–300	k.A.
Spulen (SMES)	1	10	92	10–12	>1 Mio.	30	13.570–75.670	300–915	k.A.
Elektrochemische Energiespeicher									
Niedertemperatur–Batterien									
Blei–Säure–Batterien	25–40	25–65	74–89	0,17	203–1500	10	90–355	200–490	0,16–0,76
Nickel–Batterien	55–75	60–105	71	k.A.	350–2000	k.A.	385–1100	385–1100	k.A.
Lithium–Batterien	110–190	190–375	90–97	0,008–0,041	400–6000	15	170–600	170–600	0,13–0,76
Hochtemperatur–Batterien									
Natrium–Batterien	100–165	155–255	72–81	k.A.	2500–8250	17	265–645	285–1075	0,07–0,76
Batterien mit externem Speicher									
Redox–Flow Batterien	16–41	20–60	70–79	0,3	7000–15.000	17,5	250–700	710–1790	k.A.

Tab. 12.1 Fortsetzung

Technologie (heute)	Technik						Kosten		
	Energiedichte		Wirkungsgrad (%)	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX fix
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
Chemische Energiespeicher									
Konventionelle chemische Speicher									
Flüssiggas/Autogas/LPG	12.870	6770	–	k.A.	–	–	k.A.	–	–
Heizöl/Rohölspeicher	11.830	10.315	99,9	k.A.	–	k.A.	k.A.	–	–
Biokraftstoffe									
Bioethanol	7410	5850	–	k.A.	–	–	k.A.	–	–
Biodiesel	10.305	8985	–	k.A.	–	–	k.A.	–	0,0002
Power-to-Gas – Speichertechnik									
Kavernenspeicher (Methan)	14.300	1100	99	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kavernenspeicher (Wasserstoff)	34.000	350	95	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Porenspeicher (Methan)	13.450	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Ladetechnik									
Alkalische Elektrolyse			61–79	k.A.	–	25–30	–	935–1500	k.A.
Membran–Elektrolyse (PEM)			67–82	k.A.	–	10–20	–	2000–6000	k.A.
Dampfelektrolyse			94	k.A.	–	2	–	2000	k.A.
Methanisierung thermochemisch (katalytisch)			80	k.A.	–	k.A.	–	800–1000	k.A.

Tab. 12.1 Fortsetzung

Technologie (heute)	Technik						Kosten		
	Energiedichte		Wirkungsgrad (%)	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX fix
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
Methanisierung biologisch			80	k.A.	–	k.A.	–	650	0,04
Entladetechnik									
Kraft–Wärme–Kopplung (KWK) in BHKW			85		–	30	–	350–1000	k.A.
Brennstoffzellen			43–53		–	k.A.	–	2305	47
Gasturbinenkraftwerk			35–38	k.A.	–	25	–	400	k.A.
Gas– und Dampf (GuD)			35–65		–	30	–	750	0,205
Power-to-Gas – Gesamtprozess									
Power-to-Wasserstoff (Kompr. 200 bar, Speicherung)			54–72	k.A.	–	–	–	k.A.	k.A.
Power-to-Methan (SNG, Kompr. 200 bar, Speicherung)			49–64						
Power-to-Wasserstoff (Kompr. 80 bar, Transport)			57–73						
Power-to-Methan (SNG, Kompr. 80 bar, Transport)			50–64						
Power-to-Wasserstoff (atmosphärisch)			64–77						

Tab. 12.1 Fortsetzung

Technologie (heute)	Technik						Kosten		
	Energiedichte		Wirkungsgrad (%)	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX fix
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
Power-to-Methan (atmosphärisch)			51–65						
Power-to-Wasserstoff-to-Power (el. Gen. Bei η = 0,6 u. Kompr. 80 bar)			34–44						
Power-to-Methan-to-Power (el. Gen. Bei η = 0,6 u. Kompr. 80 bar)			30–38						
Power-to-Wasserstoff-to-KWK (40 % Power, 45 % Heat, Kompr. 80 bar)			48–62						
Power-to-Methan-to-KWK (40 % Power, 45 % Heat, Kompr. 80 bar)			43–54						
Power–to–Methan mit Dampfelektrolyse			75						
Power–to–Liquid mit Dampfelektrolyse			65						
Mechanische Energiespeicher									
Pumpspeicherwerke	0,3–1,4	0,35–1,1	70–82	0–0,5	12.800–33.000	40–100	40–180	550–2040	0,08
Druckluftspeicher (CAES)									
diabat		2–7	40–55	0–10	8620–17.100	40	40–80	340–1145	0,01–0,26

Tab. 12.1 Fortsetzung

Technologie (heute)	Technik						Kosten		
	Energiedichte		Wirkungsgrad (%)	Selbstentladung	Lebensdauer		CAPEX		OPEX fix
	Gravimetrisch	Volumetrisch			Zyklisch	Kalendarisch			
	Wh/kg	kWh/m³	%	%/Tag	Zyklen	a	€/kWh	€/kW	€/kWh
adiabat		2–8	60–68	k.A.	–	k.A.	k.A.	600–800	k.A.
isotherm		25	95	k.A.	–	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Flüssigluftspeicher		120–200	k.A.	k.A.	–	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Schwungmassenspeicher	5–90	210	83–93	72–100	>1 Mio.	k.A.	650–2625	125–275	1
Thermische Energiespeicher									
Sensible Wärmespeicher	10–50	100–300	45–75	k.A.	5000	k.A.	0,2–8	80–130	0,1
Latentwärmespeicher (PCM)	49–97	113	75–90	k.A.	5000	k.A.	15–50	80–160	0,1–0,5
Thermochemische Speicher (TCS)	120–960	120–250	80–100	k.A.	3500	k.A.	8–100	k.A.	k.A.
Fernwärmespeicher	k.A.	350	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.

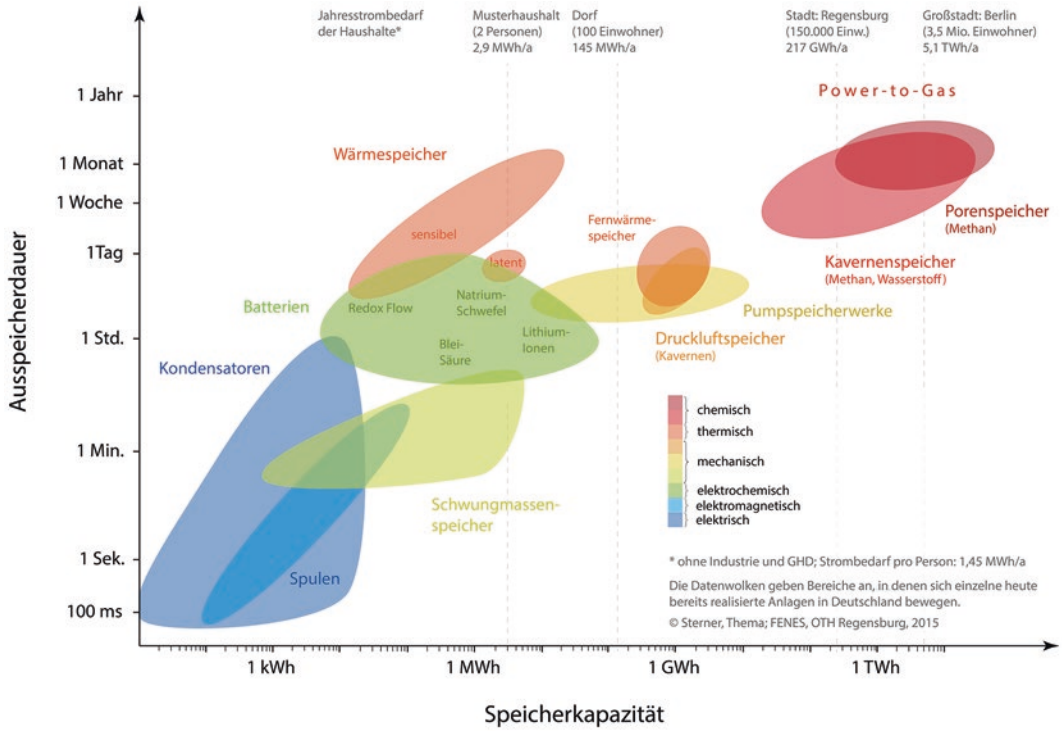


Abb. 12.2 Speicherarten im Vergleich nach Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (Ragone-Diagramm): Die Datenwolken repräsentieren in Deutschland existierende Anlagen im Jahr 2016 (© FENES OTH Regensburg, 2016)

12

Einzig die chemischen Energiespeicher (Kavernen- und Porenspeicher über Power-to-Gas) liegen in Größenordnungen wie die heutige gespeicherte fossile Energie in Form von Kohle und Erdgas mit ähnlichen Reichweiten.

Für die Energiewende sind damit genügend Speicherkapazitäten mit ausreichenden Ausspeicherdauern vorhanden. Das viel diskutierte »Speicherproblem« der erneuerbaren Energien ist gelöst.

In den folgenden Abschnitten wird nun auf Speicherkapazität, Ausspeicherdauer und Energiedichte der einzelnen Technologien sowie mögliche Anwendungsfelder und Einsatzgebiete eingegangen. Sie sind von der kleinsten Speicherkapazität und Ausspeicherdauer (elektrische Energiespeicher) bis hin zu den größten Werten gegliedert (chemische Energiespeicher). Den Abschluss bildet der Sonderfall Lastmanagement.

12.2.1 Elektrische Energiespeicher – Kondensatoren und Spulen

Elektrische Energiespeicher wie Kondensatoren und Spulen finden aufgrund geringer speicherbarer Energiemengen im Kilowattstunden-Bereich und extrem kurzen Ausspeicherdauern im Millisekunden- bis Sekundenbereich meist nur in Nischenbereichen Anwendung (s. Abb. 12.3). Ein Beispiel ist die Sicherung der Spannungsqualität in elektrischen Netzen.

Supraleitende magnetische Spulen (SMES) benötigen für ihren Betrieb eine Kühlung der Spulen bis nahe an den absoluten Nullpunkt. Dies stellt einen sehr hohen technischen Aufwand dar. So findet diese Technik nur in Kurzzeit- und Hochleistungs-Speichersystemen Anwendung, in denen elektrische Energie innerhalb kürzester Zeit und nur für kurze Dauer benötigt wird (s.

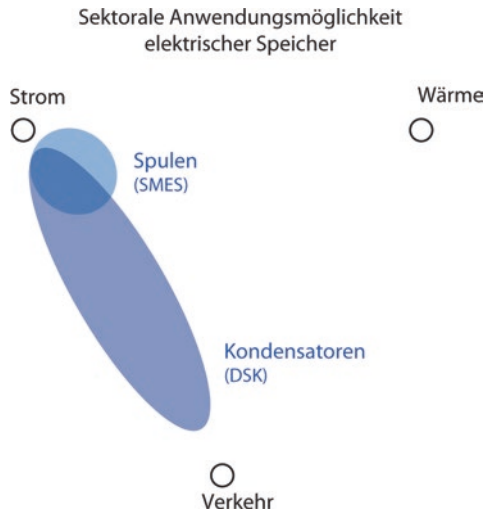


Abb. 12.3 Anwendungsfelder elektrischer Energiespeicher wie Kondensatoren und Spulen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

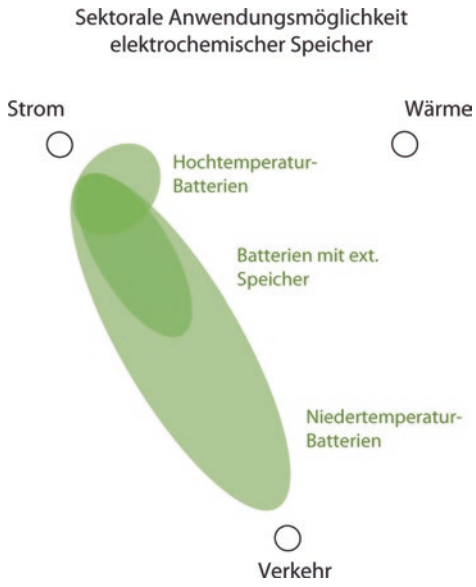


Abb. 12.4 Anwendungsfelder elektrochemischer Energiespeicher in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

[20]). Durch Abfangen und Ausgleichen großer Lastspitzen können so Stromnetze kurzfristig entlastet werden.

Insbesondere Doppelschichtkondensatoren (DSK) werden zusätzlich in Hybridsystemen mit Batterien zur Verlängerung deren Lebensdauer oder als »*Booster*« für den Antrieb im Verkehrssektor eingesetzt (s. Abb. 12.3). Ein großer Vorteil ist die hohe Zyklenfestigkeit und damit verbundene hohe Zyklenlebensdauer von über einer Million Zyklen.

12.2.2 Elektrochemische Energiespeicher – Batterien

Elektrochemische Speicher oder auch Batteriespeicher sind mit Kapazitäten bis zu einigen Megawattstunden verfügbar und können mit Ausspeicherdauern bis zu einem Tag als Kurzzeitspeicher fungieren.

Durch eine Vielzahl verschiedener Batterietechnologien kann ein breites Anwendungsspektrum von der Consumer-Zelle im Milliwatt-Maßstab bis hin zu »Batterieparks« als Speicherkraftwerke im Megawatt-Maßstab abgedeckt werden. Auch hier bleibt das Einsatzgebiet jedoch auf die Sektoren Strom und Verkehr beschränkt (s. Abb. 12.4).

Hochtemperaturen wie Natrium-Schwefel-Batterien können aufgrund des aufwendigen Handlings ihrer oft flüssigen und heißen Komponenten nur stationär zum Einsatz kommen. Batterien mit externem Speicher wie Redox-Flow-Batterien sind leicht in Leistung und Kapazität skalierbar und werden heute stationär genutzt. In Zukunft ist hier auch der Einsatz als Kraftstoff denkbar.

Niedertemperaturbatterien wie Blei-, Nickel- oder Lithium-Batterien sind zum Teil heute vollständig technisch ausgereift und beispielsweise essenzieller Bestandteil von unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) in wichtigen infrastrukturellen Einrichtungen wie Kraftwerken oder Krankenhäusern (vor allem Blei-Säure- und Nickel-Batterien). Sie kommen außerhalb des Stromsektors mit der Bereitstellung von Regelleistung als »Leistungsspeicher« im Kurzzeitbereich heute außerdem verstärkt in der Elektromobilität zum Einsatz (vor allem Lithium-Batterien).

12.2.3 Mechanische Energiespeicher – Pumpspeicher, Druckluft und Schwungmassen

Hinsichtlich mechanischer Speicheroptionen grenzen sich Schwungmassenspeicher von Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern ab. Sie sind bezüglich Kapazität und Leistung im Kurzzeitbereich zwischen elektrischen Speichern und Batterien anzuordnen, bieten deutlich höhere Kapazitäten, aber nur geringfügig längere Ausspeicherdauern als elektrische Speicher. Das Einsatzgebiet von Schwungmassenspeichern ist vielfältig. So dienen sie als Phasenschieber und zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung im Stromnetz oder zur Rekuperation von Bremsenergie im Verkehrssektor.

Druckluftspeicher bieten etwas geringere Kapazitäten im Tagesbereich als Pumpspeicherwerke und sind analog dazu an geografische Standorte gebunden – im Fall von Druckluftspeichern an Kavernenstandorte, die weitgehend nur in Norddeutschland zu finden sind. Sie eignen sich zur Bereitstellung positiver und negativer Regelenergie im Stromsektor und werden auch wegen der geografischen Besonderheit als »Pumpspeicher des Nordens« bezeichnet.

Pumpspeicher bieten mit mehreren Gigawattstunden Speicherkapazität pro Anlage ein großes Speicherpotenzial. Es existieren – abhängig von den Standortgegebenheiten – Anlagen in diversen Größenordnungen, die vorwiegend Regelleistung bereitstellen und aufnehmen können und teilweise im Phasenschieberbetrieb gefahren werden. Einige Pumpspeicher werden auch für den Erzeugungsausgleich eingesetzt. Die meisten Pumpspeicher wurden historisch als Kurzzeitspeicher zum Ausgleich von Tagesschwankungen (Tag – Nacht) mit mittleren Ausspeicherdauern von 6–8 h konzipiert. Es gibt aber auch einige Pumpspeicher als Langzeitspeicher mit Ausspeicherdauern von mehreren Tagen (s. ◘ Abb. 12.5).



◘ **Abb. 12.5** Anwendungsfelder mechanischer Energiespeicher in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

12.2.4 Thermische Energiespeicher – Wärmespeicher

Thermische Energiespeicher existieren vom Pufferspeicher für Haushalte mit einigen Kilowattstunden Wärmeinhalt über Saisonalspeicher in kleineren Nahwärmenetzen bis hin zu Fernwärmespeichern im Gigawattstunden-Maßstab. Latente und thermochemische Wärmespeicher werden noch vorwiegend in Nischenanwendungen eingesetzt wie Klimatisierung von Räumen (PCM) oder Wärmemanagement in Geschirrspülern (Zeolite).

Durch unterschiedliche Einspeichertechnik können sie sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor integriert werden (s. ◘ Abb. 12.6). So können sie beispielsweise die intermittierend anliegende Wärme aus solarthermischen Kraftwerken über Tagesspeicher und stromgeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bzw. Heizwerken puffern oder Stromüberschüsse aus dem Stromnetz über Speicheröfen, elektrische Widerstandsheizungen (Power-to-Heat) oder Elektrowärmepumpen aufnehmen. Im Verkehrssektor sind sie nur in sehr speziellen Anwendungen wie dem Einsatz von PCM-Materialien zur Motorblockvorwärmung zu finden.

Die bei Weitem gängigste Anwendung sind jedoch Pufferspeicher in Haushalten – vorwiegend für fossile Energie und zukünftig verstärkt für Solarwärme, Biowärme und Geothermie.

12.2.5 Chemische Energiespeicher – Power-to-X

Die Speicherung chemischer Energie war die Basis der bisherigen Energieversorgung in Form von

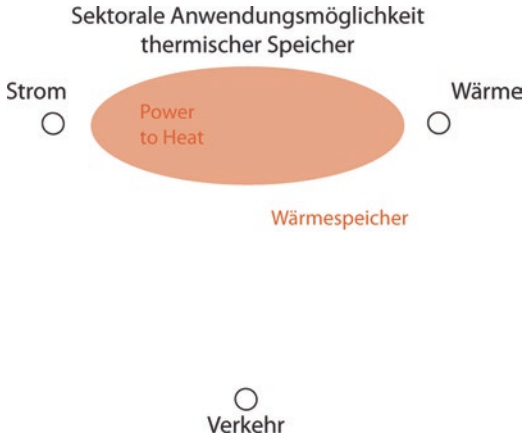


Abb. 12.6 Anwendungsfelder thermischer Energiespeicher in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

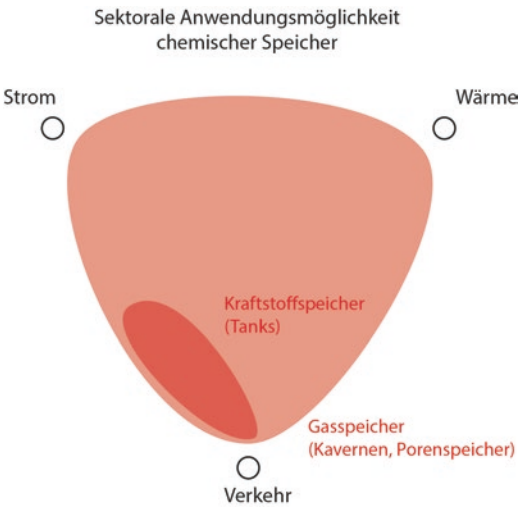


Abb. 12.7 Anwendungsfelder chemischer Energiespeicher in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Biomasse, Kohle und Gas und wird auch im zukünftigen erneuerbaren Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen. Sie bietet die bei Weitem größten Kapazitäten und ist bisher mit Speicherinhalten im Terawattstunden-Bereich pro Anlage die einzige nationale Option zur saisonalen Speicherung von Energie mittels der Einspeichertechnologie Power-to-Gas in Kombination mit der bestehenden Gasinfrastruktur zur Speicherung und Verstromung von Gas.

Die in Form von Wasserstoff oder Methan gespeicherte Energie in Gasspeichern steht allen drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zur Verfügung (s. Abb. 12.7). Für Methan existiert bereits eine breit angelegte Infrastruktur zum Transport, zur Verteilung und Nutzung über Gasthermen und KWK im Wärmesektor, Gasfahrzeugen und Gasschiffen (LNG) im Verkehrssektor und in Gasturbinen, GuD-Kraftwerken und KWK im Stromsektor. Für Wasserstoff befindet sich die Infrastruktur im Aufbau und ist bislang nur in Chemieparks zu finden. Überschüssige Energie aus erneuerbaren Energiequellen kann im Gasnetz samt Gasspeicher zwischengespeichert und zu Zeiten höheren Bedarfes auch an anderen Orten wieder abgerufen werden.

Diese Kombinationsmöglichkeit von Energiespeicherung und Energietransport ist in diesem Maßstab nur über die chemische Energiespeicherung gegeben. Die Übertragungskapazität einer großen Gaspipeline ist etwa um Faktor 10 höher als die einer Höchstspannungsleitung für Strom. Der Gasnetzausbau stößt auf deutlich höhere gesellschaftliche Akzeptanz als der Stromnetzausbau. Gleichwohl ist der Transport von Strom effizienter als die Wandlung von Strom in Gas samt Gastransport. Werden die beiden Netze im Einklang miteinander betrieben, so können Ausbaukosten und -aufwand minimal gehalten werden. Stromnetze und Gasnetze ergänzen sich damit sehr gut in ihren Stärken und Schwächen.

Eine weitere Möglichkeit der chemischen Energiespeicherung ist die Wandlung von Strom in chemische Grundstoffe (Methanol) oder flüssige Kraftstoffe (Power-to-Liquid). Letzteres ist besonders für Verkehrssegmente mit einem hohen Anspruch an Energiedichte wie den Flugverkehr entscheidend.

12.2.6 Lastmanagement

Lastmanagement ist zwar keine direkte Speichertechnologie, kann aber gewisse Speicherfunktionen erfüllen. Durch gezieltes Zuschalten und Abwerfen von Lasten werden vergleichbare Effekte wie mit dem Betrieb von Speichern zu deutlich günstigeren Kosten erzielt. So kann genauso positive und negative Regelenergie bereitgestellt werden, indem zur richti-



Abb. 12.8 Anwendungsfelder von Lastmanagement in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

gen Zeit zu- und abgeschaltet wird, und eine zeitliche Verschiebung der Stromnachfrage erreicht werden.

Je nachdem, welche technische Einrichtung von Kühlung über Wärmepumpen und Speichern in Elektrofahrzeugen bis zu Arbeitsmaschinen geregelt wird, kann Lastmanagement in allen drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr implementiert werden (s. Abb. 12.8). Da bisher die Elektromobilität noch keine große Rolle im Verkehrssektor spielt, bis auf die elektrische Bahn, sind die Möglichkeiten des Lastmanagements heute noch begrenzt. Insbesondere der Wärmesektor bietet hier jedoch mit großen potenziellen Anschlussleistungen bei flächendeckender Nutzung von Speicheröfen, Elektrowärmepumpen und Power-to-Heat ein großes Potenzial.

12.3 Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte im Vergleich

Aufbauend auf die technologiefokussierte Betrachtung im vorgehenden Abschnitt werden nun auf einfache Weise wesentliche technische mit ökonomischen Parametern verknüpft. Abbildung 12.9 vergleicht die verschiedenen in diesem Buch behandelten Speichertechnologien hinsichtlich volumetrischer Energiedichte w_V, Wirkungsgrad η und spezifischer Investitionskosten k_0.

12.3.1 Vergleich aller Speicher nach Kosten, Wirkungsgrad und Energiedichte

Diese drei Kenngrößen sind nur eine Auswahl wichtiger Parameter und nicht als einzig relevante Vergleichskriterien zu werten. Weitere wichtige Kenngrößen für Speicher sind in Tab. 12.1 aufgeführt und in ▶ Kap. 2 definiert. Hierzu zählen unter anderem die Speicherkapazität W in Wh und die Ausspeicherdauer t_{aus} in h, welche in ▶ Abschn. 12.2 zu betrachten sind. Auch die Zyklenzahl ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Speichern. Daher sind die folgend getroffenen Aussagen auf Basis von reinen Investitionskosten ohne genaue Zyklenbetrachtung nur deskriptiver Natur. Diese Grafik bewertet also nur drei wichtige Eigenschaften von vielen, welche aber für Wirtschaftlichkeit und Anwendung von großer Bedeutung sind.

Der Wirkungsgrad gibt Aussage über die Effizienz einer Technologie und damit indirekt über ihren Ressourcenverbrauch. Effiziente Technologie ist angesichts schwindender Ressourcen, KIimawandel und Umweltzerstörung den weniger effizienten Lösungen vorzuziehen, wenn andere wichtige Parameter wie Umweltverträglichkeit (z. B. Toxizität), Kosten und weiche Kriterien wie gesellschaftliche Akzeptanz dies zulassen.

Ein weiterer wichtiger Punkt in vielen Anwendungen ist die volumetrische Energiedichte (in kWh/m^3) einer Speicheroption. So kommen Technologien mit geringer volumetrischer Energiedichte für mobile oder andere räumlich begrenzte Anwendungsgebiete nicht in Frage. Aus diesem Grund ist dies die zweite betrachtete Größe.

Die dritte Größe sind die Kosten für die Errichtung einer Anlage bezogen auf ihre Kapazität (spezifische Investitionskosten k_0). Neben den Zyklenzahlen sowie den fixen und variablen Betriebskosten sind sie ausschlaggebender Faktor für die Wirtschaftlichkeit.

Zur anschließenden Interpretation der Grafik werden noch andere Parameter aus Tab. 12.1 wie Reaktionszeiten oder Lebensdauern und Zyklenzahlen hinzugezogen.

Elektrische Energiespeicher

Auffallend sind die großen Kreise der elektrischen Energiespeicher – Kondensatoren und Spulen in

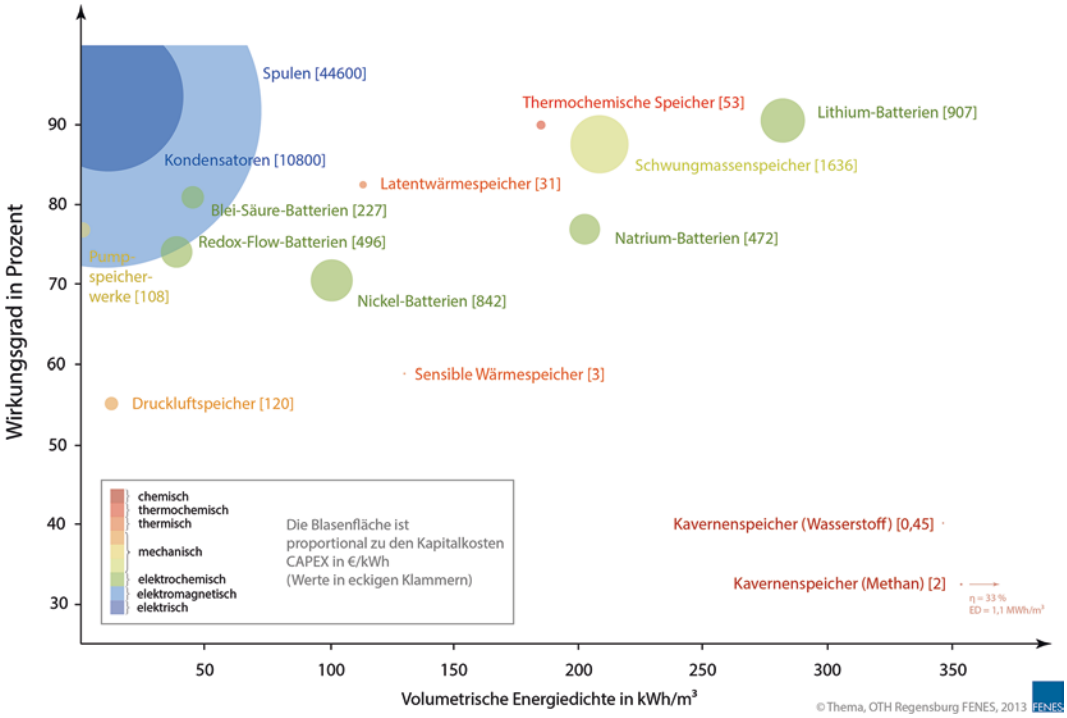


Abb. 12.9 Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien im Verhältnis zu deren Energiedichte und Wirkungsgraden. Zur Interpretation: Die Abbildung ist auf der y-Achse erst bei 30 % und der Punkt Kavernenspeicher Methan ist nicht mehr im Maßstab auf der x-Achse abgebildet (Quelle: © FENES, OTH Regensburg)

Abb. 12.9. Sie resultieren aus sehr hohen Wirkungsgraden, aber auch aus sehr großen Kosten und bilden sich wegen der sehr geringen volumetrischen Energiedichte links oben ab.

Extrem schnelle Reaktionszeiten schlagen sich in der Energietechnik sehr stark in den Kosten nieder. Mit 12.000 bis über 62.000 € pro installierter Kilowattstunde liegen die spezifischen Investitionskosten von Kondensatoren und Spulen um mehr als den Faktor 10 höher als bei allen anderen verfügbaren Speichertechnologien. Demgegenüber stehen die höchsten Wirkungsgrade bei äußerst geringer volumetrischer Energiedichte, welche der Hauptgrund dafür ist, dass die speicherbaren Energiemengen so gering sind. Die Zyklenlebensdauer elektrischer Energiespeicher ist mit Zyklenzahlen über einer Million höher als bei allen anderen Speichertechnologien, wodurch eine Wirtschaftlichkeit in speziellen Anwendungen mit hoher Zyklenzahl möglich ist (s. Tab. 12.1). Diese Betrachtung zeigt das begrenzte Anwendungsfeld dieser Technik: Anwendungen, bei denen Strom effizient über sehr kurze Zeiträume gespeichert und innerhalb kürzester Zeit abzugeben ist.

Elektrochemische Energiespeicher

Batterien sind über ihre unterschiedlichen Energiedichten über die gesamte Abbildung gestreut und bei Wirkungsgraden zwischen 70 und 95 % angesiedelt.

Die betrachteten elektrochemischen Speicher (Blei-Säure-, Redox-Flow-, Nickel-, Natrium- und Lithium-Batterien) bewegen sich im Vergleich zu anderen Speichern mit Kosten zwischen etwa 230 und 950 €/kWh im Mittelfeld hinsichtlich der Investitionskosten. Die verschiedenen Batteriegattungen heben sich vornehmlich durch unterschiedliche volumetrische Energiedichten voneinander ab. Da die theoretische Energiedichte von Batterien unter anderem von der Stellung der verwendeten Elemente in der voltaischen Spannungsreihe abhängt (s. ▶ Abschn. 7.1), finden sich hier die größten Differenzen.

Hinsichtlich der Wirkungsgrade sind Lithium-Batterien mit Werten über 90 % am effizientesten.

Sie bieten mit volumetrischen Energiedichten um 270 kWh/m³ das größte Potenzial für kompakte Speicherlösungen. Demgegenüber stehen jedoch – verglichen mit anderen Batterien wie Blei-Säure – mit die höchsten spezifischen Kosten. Die meisten Batteriespeicher weisen zyklische Lebensdauern zwischen 760 und 1200 Zyklen auf. Die Ausnahme bildet hier die Redox-Flow-Technologie mit ca. 5000 Zyklen, welche auf die getrennte Ladungsaufbewahrung und separierte Speichereinheit zurückzuführen ist.

Mechanische Energiespeicher

Die mechanischen Energiespeicher sind hinsichtlich Effizienz, Energiedichte und Investitionskosten vollkommen verschieden:

Schwungmassenspeicher schneiden bezüglich Effizienz und Energiedichte am besten ab, zeigen aber analog zu Lithium-Batterien mit die höchsten Kosten in ihrer Gruppe. Ähnlich zu elektrischen Speichern sind sie nur für Anwendungen im Subsekunden- bis Minutenbereich geeignet, was sie von den anderen Technologien ähnlicher Energiedichte unterscheidet.

Pumpspeicher punkten als ausgereifte Technologie mit niedrigen Investitionskosten pro installierter Leistung, haben aber einen Wirkungsgrad von gut 75 % und liegen damit verglichen mit den anderen Speichern nur im Mittelfeld. Ihre sehr geringe volumetrische Energiedichte, die nur mit steigendem Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterwasserbecken geringfügig zunimmt, bindet sie an wenige ausgewählte Standorte. Ihr Vorteil begründet sich in den möglichen Speicherkapazitäten, die mit die größten unter den Kurzzeitspeichern sind.

Druckluftspeicher sind bezüglich der Investitionskosten gleichauf mit Pumpspeichern. Ihre lediglich geringfügig höhere Energiedichte kann den Nachteil ihres geringen Wirkungsgrades unter 55 % nicht wettmachen. Dieser resultiert aus den heute im Betrieb befindlichen Druckluftspeichern, die noch auf fossile Energie in Form von Erdgas angewiesen sind. Konventionelle Druckluftspeicher sind zudem an Kavernenstandorte gebunden. Eine Ausnahme bilden isotherme Druckluftspeicher und Kombinationen aus Pneumatik und Hydraulik, die kleinteiliger und modular auch für dezentrale Anwendungen geeignet sind, sich aber noch fast ausschließlich in der Entwicklung befinden.

Bei allen mechanischen Energiespeichern kann eine hohe Zyklenlebensdauer erreicht werden, die sich sehr positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Pumpspeicher existieren beispielsweise schon seit über 100 Jahren und haben mit über 80 Jahren sehr lange Lebenszeiten.

Thermische Energiespeicher

Mit die geringsten Kosten haben die thermischen Speicher: Vor allem der Kreis der sensiblen Wärmespeicher wie Pufferspeicher und Fernwärmespeicher ist aufgrund der geringen Kosten von ca. 2 €/kWh kaum sichtbar. Hinsichtlich ihrer Kosten können sie als einzige mit chemischen Speichern konkurrieren. Mit Wirkungsgraden um 60 % geht jedoch aufgrund von Selbstentladung ein großer Teil der gespeicherten Energie verloren, ähnlich wie bei chemischen Speichern über Power-to-Gas.

Latentwärmespeicher und thermochemische Speicher haben zwar bessere Wirkungsgrade, aber auch höhere Kosten. In punkto volumetrischer Energiedichte liegen die Wärmespeicher im Bereich zwischen 130 und 170 kWh/m³ und damit im Mittelfeld. Die höchsten Wirkungsgrade und Energiedichten erreichen thermochemische Speicher. Auch hier wird deutlich, dass das größte Potenzial zur Speicherung von Energie in chemischen Verbindungen liegt.

Chemische Energiespeicher

Sehr geringe reine Speicherkosten weisen die chemischen Energiespeicher wie Kavernenspeicher mit ca. 0,5 bis 2 €/kWh auf. Kaum sichtbar sind ihre Kreise für Wasserstoff und Methan. Die höchste volumetrische Energiedichte aller im Buch betrachteten Speichertechnologien hat die Speicherung von Methan (Erdgas) über Power-to-Gas mit etwa 1.100 kWh/m³. Dieser Punkt ist nicht maßstabsgetreu auf der Abszisse abgebildet. Die Energiedichte der Speicherung von Wasserstoff in Kavernen ist mit ca. 350 kWh/m³ ebenfalls beachtlich.

Nachteilig sind die geringen Wirkungsgrade und hohen Kosten, die für die Wandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan und bei der Kompression auf den Arbeitsdruck der Speicher anfallen, welche nicht in Abb. 12.9 in Erscheinung treten.

Der Lebensdauer eines Kavernenspeichers sind, abgesehen vom Wartungsaufwand der peripheren Technik, keine Grenzen gesetzt.

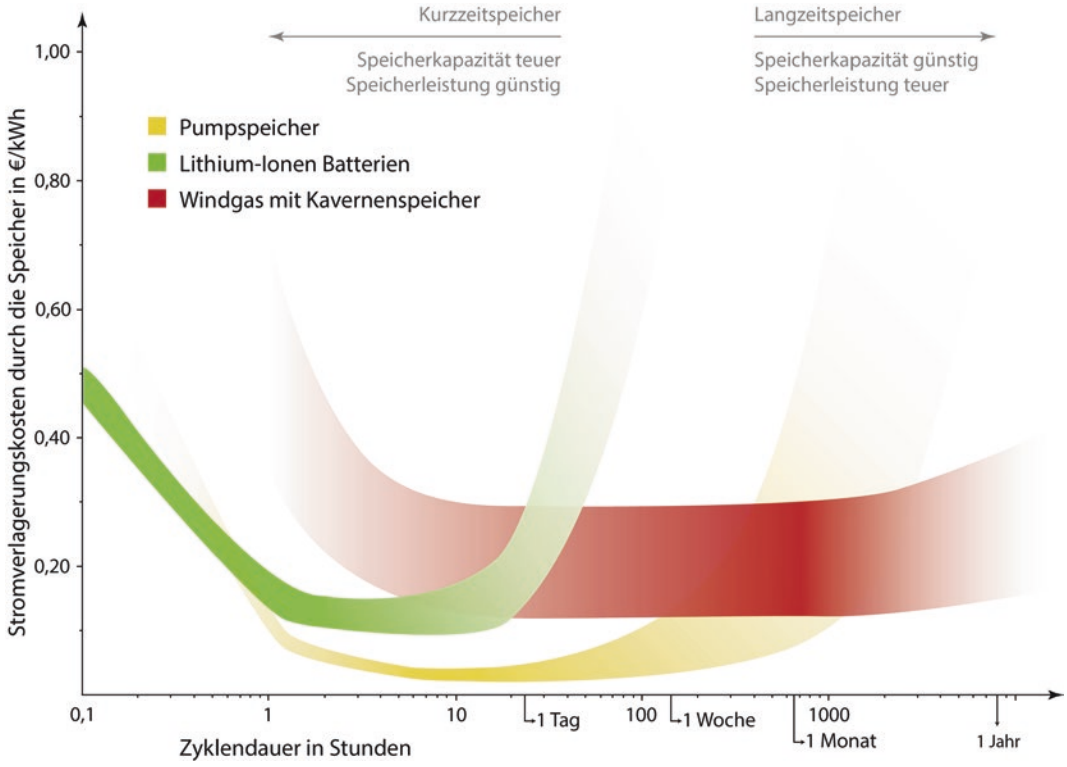


Abb. 12.10 Vergleich der Kosten einer ausgespeicherten Kilowattstunde aus Pumpspeichern (PSW), Batteriekraftwerken auf Lithium-Basis und Power-to-Gas Methan in Kavernenspeichern unter Berücksichtigung verschiedener Zyklendauern, nach [56]

Fazit

Insgesamt werden Energiespeicher für verschiedene Aufgaben und Einsatzbereiche benötigt, die unterschiedliche Anforderungen an Wirkungsgrade, Energiedichten und Kosten haben. Daher ist – wie eingangs erwähnt – ein technologieübergreifender Vergleich nur begrenzt möglich und sinnvoll.

12.3.2 Kostenvergleich von Stromspeichern nach Zyklendauer

Abbildung 12.10 stellt die Bandbreite der Stromverlagerungskosten für eine Kilowattstunde bei den drei gängigsten Technologien der Stromspeicherung nach [56] dar: Pumpspeicher, Batteriekraftwerke auf Lithium-Basis und Power-to-Gas Methan.

Annahmen

Die Kosten beinhalten dabei:

- die Investitionskosten für den Speicher (energiebezogen in €/kWh und leistungsbezogen in €/kW),
- die Kapitalkosten für den Anlagenbau (Annuitäten, Zinssatz),
- die Kosten der Speicherverluste.

Weitere Faktoren sind die Benutzungshäufigkeit des Speichers, seine kalendarische Lebensdauer und die spezifische Selbstentladung. Die Zahlenwerte stammen aus ► Abschn. 12.1. Alle Faktoren ergeben zusammen mit den verschiedenen Zyklendauern die resultierende Bandbreite. Als Vergleichswert für alle Speicher dient eine ausgespeicherte Kilowattstunde pro Zyklus. Die Strombezugskosten sind neutral zu 0 €/kWh angenommen, es werden also rein die Kosten für die zeitliche Verlagerung von Strom angegeben.

Da bei Lithium-Ionen-Batterien und Pumpspeicherwerken die Einspeichereinheit der Ausspeichereinheit entspricht, fallen dafür die Kosten nur einmalig an. Die kapazitätsbezogenen Gesamtkosten großer Batteriespeicher liegen bei etwa 1000 €/kWh, bei Porenspeichern hingegen nur bei etwa 0,1 €/kWh. Bei der Power-to-Gas-Technologie ist jedoch neben der Einspeichereinheit Elektrolyse und Methanisierung als Ausspeichereinheit eine Rückverstromung zu berücksichtigen. Die Kosten hierfür werden entsprechend den Stromgestehungskosten eines Gaskraftwerkes mit 8,65 ct pro ausgespeicherter Kilowattstunde nach [56] angesetzt. Diese kommen zu den zyklenbezogenen Investitionskosten hinzu.

Merit-Order der Stromspeicher

Jeder der drei Stromspeicher PSW, Lithium-Ionen-Batterien und Windgas hat gegenüber den anderen in einem bestimmten Zyklendauerbereich einen Kostenvorteil:

- **Batteriespeicher** haben kostenoptimale Zyklendauern im Bereich unter einer Stunde. Hier können die Anlagen mit sehr schnellen Lastwechseln reagieren und das Stromnetz im sehr kurzzeitigen Bereich stabilisieren (Spannungsqualität, Spannungshaltung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Momentanreserve, Primärregelleistung),
- **Pumpspeicher** sind für Zyklendauern von etwa einer Stunde bis hin zu mehreren Tagen die günstigsten Stromspeicher. Sie werden historisch im Tagesrhythmus zykliert bzw. heute vermehrt an Regel- und Ausgleichsenergiemärkten eingesetzt. Sehr wenige Pumpspeicher in Österreich haben auch die Kapazität, Wochenzyklen zu fahren. Daher ist – ebenso wie bei den Batterien ab mehreren Stunden – die Entwicklung der Kostenkurve für PSW ab einem Monat aus geologischen und monetären Gründen in der Praxis sehr teuer und damit nicht mehr relevant.
- **Power-to-Gas** ist der kostengünstigste Stromspeicher für Zyklendauern ab ca. einer Woche bzw. einem Monat. Gründe dafür sind die mit Abstand geringsten energiebezogenen Investitionskosten für die Speicherkapazität und die zu vernachlässigende Selbstentladungsrate. Speicherkapazitäten dieses Ausmaßes wären für Batteriekraftwerke nicht bezahlbar bzw. geologisch für Pumpspeicher nicht darstellbar. Die Gasspeicher können zwar in Teilzyklen auch im Kurzzeitbereich gefahren werden, sind dort aber insbesondere aufgrund des etwa nur halb so großen Wirkungsgrades von Power-to-Gas deutlich teurer als Batterien und Pumpspeicher. Dennoch können kurzfristig auftretende Überschüsse ohne nachteilige Wirkungsgradverluste in die Langzeitspeicherung mit Power-to-Gas aufgenommen werden, da die Elektrolyseure kurze Reaktionszeiten aufweisen.

Fazit

Je weiter der Fokus in Richtung Kurzzeitspeicherung gerichtet wird, desto wichtiger sind die Kosten für die Leistung und desto geringer fallen die Kosten für die Kapazität ins Gewicht. Batteriespeicher liegen hier bereits in den derzeitigen Kostenstrukturen für Zeiträume unter einer Stunde vor der etablierten Pumpspeichertechnologie. Dies wird sich mit zunehmend sinkenden Kosten für Batteriespeicher weiter verstärken und auf mehrere Stunden ausdehnen. Für Zeiträume von 6–12 h hingegen bleiben Pumpspeicher die kostengünstigsten Tagesspeicher.

In Richtung Langzeitspeicherung kehrt sich dieses Verhältnis um. Diese bietet einen zusätzlichen Kostenvorteil für Power-to-Gas, da es als einzige Langzeitspeichertechnologie langfristig große Energiemengen umsetzen und zu geringen Kosten nahezu verlustfrei über längere Zeiträume speichern kann. Power-to-Gas erweist sich damit im Vergleich zu Pumpspeichern und Batteriekraftwerken als kostengünstigster Langzeitspeicher für Strom (s. [56]).

Alle drei Technologien ergänzen sich demnach im Kostenspektrum der Stromspeicher.

12.4 Entwicklungsstand, Stärken und Schwächen

12.4.1 Technologischer Entwicklungsstand der Energiespeicher

Eine Möglichkeit, den Reifegrad verschiedener Technologien zu bestimmen, ist die im Jahr 1995 von Mankins (s. [41]) beschriebene Einordnung in

Tab. 12.2 Technologie-Reifegrad oder Technology Readyness Level (TRL) nach Mankins [41]

TRL 1	Grundlagenforschung	Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
TRL 2	Grundlagenforschung Machbarkeitsstudien	Beschreibung der Anwendung einer Technologie
TRL 3	Machbarkeitsstudien Technologieentwicklung	Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie
TRL 4	Technologieentwicklung	Versuchsaufbau im Labor
TRL 5	Technologieentwicklung Demonstration	Versuchsaufbau in Einsatzumgebung
TRL 6	Demonstration Systementwicklung	Prototyp in Einsatzumgebung
TRL 7	Systementwicklung	Prototyp im Einsatz
TRL 8	Systementwicklung Inbetriebnahme, Betrieb	Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
TRL 9	Inbetriebnahme, Betrieb	Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

sogenannte »Technology Readiness Levels« (TRL). Der Entwicklungsgrad wird dabei neun Ebenen zugeordnet, die die Entwicklung von der Grundlagenforschung bis zum laufenden Betrieb charakterisieren (s. Tab. 12.2).

Abbildung 12.11 illustriert den Reifegrad aller in diesem Buch behandelten Möglichkeiten zur Speicherung von Energie auf Basis von Experteninterviews und Umfragen. Ein großer Teil der Speichertechnik ist bereits als qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes einzuordnen und befindet sich somit auf TRL 9. Auf der 8. Stufe finden sich Technologien wie Lithium-Batterien, Power-to-Heat, Latentwärmespeicher und zwischen TRL 7 und 8 die chemische Methanisierung. Die am wenigsten fortgeschrittene Technik sind heute noch die Spulen. Sie existieren als Versuchsaufbauten und Prototypen in Einsatzumgebung – alle anderen Lösungen befinden sich in der Systementwicklung bis hin zur Inbetriebnahme.

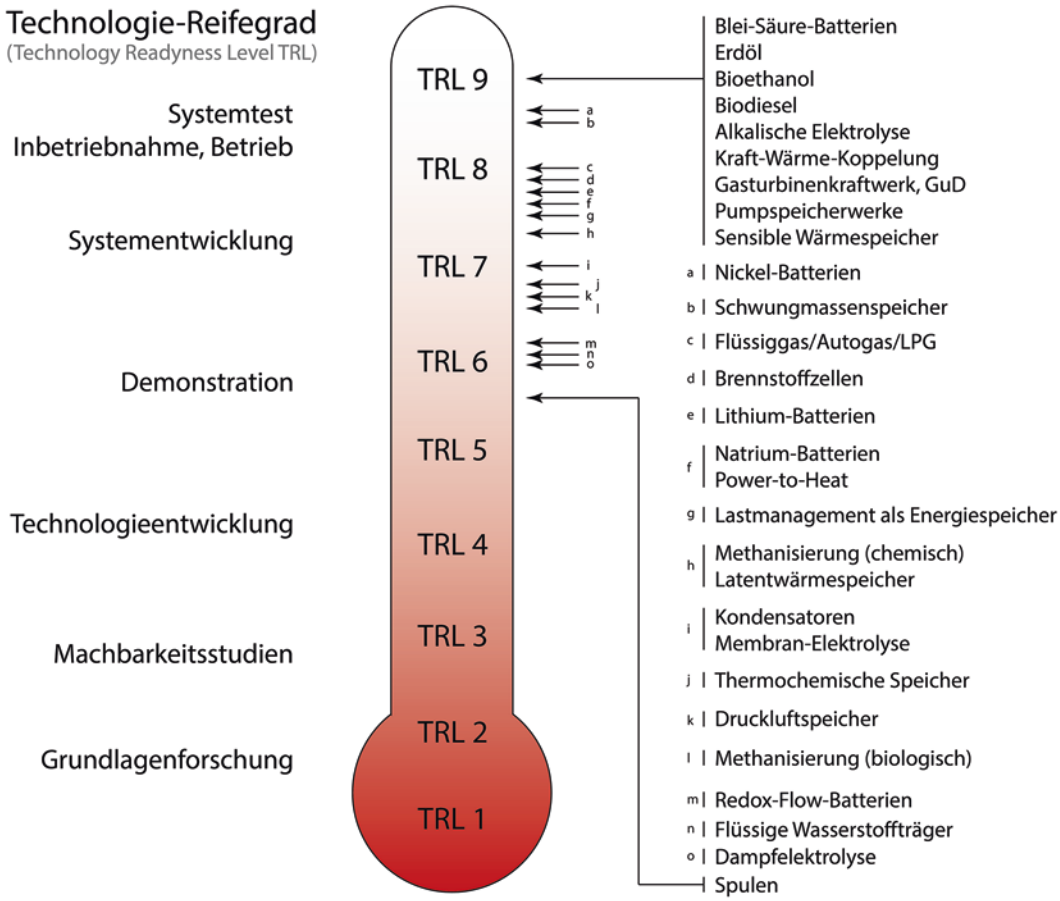
12.4.2 Stärken und Schwächen verschiedener Technologien

Die meisten Technologien zur Speicherung bieten bis heute noch großes Entwicklungspotenzial. Lediglich bei Pumpspeicherwerken, manchen elektrochemischen Speichern wie z. B. Blei-Säure-Batterien, sensiblen Wärmespeichern und Kavernen- sowie Porenspeichern für Methangas kann die Rede von vollständig ausgereifter Technik sein.

Jede Technik bietet für sich Vor- und Nachteile oder Stärken und Schwächen wie in Tab. 12.3 aufbauend auf Tab. 12.1, den Technologiekapiteln in Teil III und angelehnt an [20] zusammenfassend dargestellt ist.

12.5 Kostensenkungspotenziale für Batterien und Power-to-X

Derzeit stehen vor allem Batterien und Power-to-X im Fokus der Speicherentwicklung und Speicherforschung. Daher wird an dieser Stelle eine Betrachtung der Kostentrends und -potenziale anhand aktueller Entwicklungen und des Lernkurvenansatzes durchgeführt. Dafür werden Lithium-Batterien als Vertreter der Batterietechnologien aus ▶ Kap. 7 und Power-to-Gas repräsentativ für die chemischen Speichertechnologien von Power-to-X aus ▶ Kap. 8 ausgewählt.



TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
TRL 2: Beschreibung der Anwendung einer Technologie
TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie
TRL 4: Versuchsaufbau im Labor
TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgenbung
TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung
TRL 7: Prototyp im Einsatz
TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes

Abb. 12.11 Technologie-Reifegrad verschiedener Energiespeicher (Quelle: © FENES, OTH Regensburg)

12.5.1 Kostentrends und Kostenpotenziale von Lithium-Batterien

Aktuelle Entwicklung der Zellpreise

In den letzten fünf Jahren sanken durch den Anschub der Elektromobilität und Batteriekraftwerke die Kosten von Lithium-Batteriespeichern erheblich. So fielen die Preise für Lithium-Ionen-Zellen im Zeitraum von 2007 bis 2016 um knapp 60 % (s. Abb. 12.12). Dies entspricht einer jährlichen Preisdegression von ca. 6,5 % (s. [65]).

Weiterhin gehen aktuelle Studien davon aus, dass die Zellpreise für Lithium-Ionen-Batterien in den kommenden fünf Jahren unter 200 €/kWh fallen werden. Die Kosten pro nutzbarer Speicherkapazität hängen sowohl sehr stark von

Tab. 12.3 Stärken und Schwächen verschiedener Speichertechnologien angelehnt an [20] mit eigenen Ergänzungen und aufbauend auf Tab. 12.1 und den Technologiekapiteln in Teil III

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
Elektrische Energiespeicher		
Kondensatoren (DSK)	Sehr hoher Wirkungsgrad	Geringe Energiedichte
	Hohe Leistungsfähigkeit	Hohe Kosten pro installierter Energie
	Lange Zyklenlebensdauer	Hochleistungsanwendungen können von »Leistungsbatterien« übernommen werden
	Einsatz für Anwendungen mit höchsten Anforderungen an Reaktionszeiten (z. B. Spannungsqualität)	
Spulen (SMES)	Hohe Leistungsfähigkeit	Enorm hoher Kühlungsaufwand
	Hohe Zyklenlebensdauer	Teure Rohstoffe für Supraleiter
	Neue supraleitende Materialien	Hoher Aufwand (Messelektronik, Kühlung)
	Anwendung für dezentrale Kurzschluss-strombereitstellung	Sicherheitsanforderungen (niedrige Temperaturen, starke magnetische Felder)
		Unzureichend erprobt
		Mit die höchsten spezifischen Investitionskosten
Elektrochemische Energiespeicher		
Niedertemperatur-Batterien		
Blei-Säure-Batterien	Am meisten etablierte Batterietechnologie	Lade- und Entladefähigkeit nicht symmetrisch
	Kostengünstigstes Batteriesystem mit kurzen Amortisationszeiten	Schädliche Tiefentladungen
	Akzeptable Energie- und Leistungsdichte für stationäre Anwendungen	Lange Standzeiten mit tiefen Ladezuständen
	Hohe Sicherheit im Vergleich zu Lithium- oder Natrium-Batterien	Gutes Temperaturmanagement erforderlich
	Kein komplexes Zellmanagement erforderlich	Batterieraumlüftung erforderlich
	Weltweit lange Erfahrungen vorhanden	Begrenzte Zyklenlebensdauer
	Seit 150 Jahren im Einsatz	Konkurrenz durch Kostensenkung bei Lithium-Batterien
	Durch vollautomatisierte Massenproduktion Kostensenkung möglich	Begrenzte Bleilagerstätten
	Unabhängig von Standortbedingungen	
	Viele Hersteller weltweit	
	Günstigster Speicher für Inselnetze	
Nickel-Batterien	Sehr hohe zyklische und kalendarische Lebensdauer (geringes Dentritenwachstum)	Hohe Kosten für Nickel

Tab. 12.3 Fortsetzung

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
	Hohe Energiedichte	Konkurrenz durch Kostensenkung bei Lithium-Batterien
	Einsatz im Hochleistungsbereich	
	Anwendung im Consumer-Bereich und bei Hybridfahrzeugen	
	Einsatz bei tiefen Temperaturen und extremen Umgebungsbedingungen möglich	
	Tolerant gegenüber Tiefentladung und unterschiedlichen Ladezuständen	
Lithium-Batterien	Höchste Energiedichte	Keine inhärente Sicherheit (thermisches Durchgehen)
	Höchste Wirkungsgrade	Aufwendiges Batteriemanagementsystem für Sicherheit und lange Lebensdauern erforderlich
	Hohe Leistungsfähigkeit	Einzelzellüberwachung
	Große Stückzahlen führen zu Kostensenkung	Herstellung (Packaging) und Kühlung aufwendig
	Keine speziellen Anforderungen an Standorte	Schnellladefähigkeit
	Anwendung im stationären und mobilen Bereich (Batterieparks und Elektromobilität)	Lebensdauer begrenzt bei Ladezuständen außerhalb 30–70 %
	Größter Hoffnungsträger unter den Batterien in punkto Kostensenkung und Anwendungen	Hohe Kosten
	Entwicklung neuer Aktivmaterialien	Soziale Akzeptanzprobleme aufgrund Lithiumabbau
		Begrenzte Lithiumvorkommen
Hochtemperatur-Batterien		
Natrium-Batterien	Hohe Energiedichte	Hoher Aufwand für Heizung und Kühlung
	Hohe Zyklen-, lange kalendarische Lebensdauer	Thermische Verluste
	Viele bestehende stationäre Anlagen	Hohe Selbstentladung bei längeren Stillstandszeiten
	Viele auslaufende Patente, neue Hersteller	Gefahrenpotenzial aufgrund hoher Betriebstemperatur
	Keine lokalen Voraussetzungen	Nur wenige Hersteller
	Günstige Rohstoffe (Natrium und Schwefel)	Konkurrenz zu Blei-Säure- und Li-Ion-Batterien
	Wenig Einschränkung in Verfügbarkeit der Rohstoffe	Sicherheitsprobleme (Brand)

Tab. 12.3 Fortsetzung

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
		Isolation von Natrium gegenüber Umwelteinflüssen (vor allem Wasser)
Batterien mit externem Speicher		
Redox-Flow-Batterien	Energie und Leistung unabhängig skalierbar	Geringe Energiedichte
	Räumliche Trennung von Speicherbehälter und Reaktionszelle	Säurehaltige Flüssigkeiten verursachen Leckagen
	Hohe Zyklenlebensdauer	Teure Speichermedien
	Einsatz unterschiedlicher Redoxpaare möglich	Wartungsaufwand für Pumpen
	Ständig neue Materialkombinationen – kein Ressourcenengpass	Stromverbrauch der Pumpen
	Durch Materialverbesserungen Wirkungsgrade von bis zu 90 % und Kostenreduktionen möglich	Rechtliche Probleme bei Genehmigung durch große Säuremengen
	Standorte unbeschränkt	
	Viele auslaufende Patente, steigender Wettbewerbsdruck	
	Insbesondere für hohe Verhältnisse von Kapazität zu Leistung ökonomisch vorteilhaft (4:1 bis 10:1)	
Chemische Energiespeicher		
Konventionelle chemische Speicher		
Flüssiggas/Autogas/LPG	Technisch ausgereift	Fossiler Energieträger mit allen Folgen (Klimawandel, Umweltzerstörung, Importabhängigkeit, Ressourcenknappheit etc.)
Erdöl	Hohe Energiedichte	
	Verfügbare Infrastruktur	
	Verfügbare Anwendungstechnologie	
Biokraftstoffe		
Bioethanol	Ausgereifte Technik	Hoher Flächenbedarf für die Produktion
Biodiesel	Verfügbare Infrastruktur	Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion
	Hohe Energiedichte	Eingeschränktes nachhaltiges Potenzial
	Verfügbare und bezahlbare Fahrzeugtechnik	
Power-to-Gas		
Wasserstoffspeicherung	Neben Methan einzige Option zur Langzeitspeicherung	Hohe Kosten
	Geringer Flächenverbrauch	Geringer Wirkungsgrad

Tab. 12.3 Fortsetzung

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
	Sehr große Energiemengen speicherbar	Um ein Drittel geringere Speicherdichte als Methan
	Hohe Energiedichte	Keine Wasserstoffturbinen verfügbar
	Wasser unbegrenzt verfügbar	Wettbewerb mit anderen Langzeitspeichern (z. B. Wasserkraft Skandinavien) und Flexibilitätsoptionen
	Alternative zu Biogas (Landnutzung und Monokulturen)	Konkurrenz in Nutzung geeigneter Kavernen zu Druckluft-, Erdöl-, Erdgas- oder CO_2-Lagerung
	Wasserstoff in allen Energiesektoren nutzbar	Direkte Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz meist auf 2 % begrenzt
	LOHC als Wasserstoffträgermaterial ermöglicht Nutzung vorhandener Infrastruktur der flüssigen fossilen Energieträger	Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur (Transport, Verteilung, Anwendung) notwendig und Kostentreiber
Methanspeicherung	Neben Wasserstoff einzige Option zur Langzeitspeicherung	CO_2-Quelle notwendig oder Extraktion aus der Luft
	Geringer Flächenverbrauch	Hohe Kosten bzw. zusätzliche Kosten für Methanisierung und CO_2-Bereitstellung
	Sehr große Energiemengen speicherbar	Geringer Wirkungsgrad
	Sehr hohe Energiedichte	Wettbewerb mit anderen Langzeitspeichern (z. B. Wasserkraft Skandinavien) und Flexibilitätsoptionen
	Geringere energiebezogene Kosten verglichen mit Wasserstoffspeicherung, da höhere Energiedichte	Reifegrad der Technologie der CO_2-Methanisierung noch gering
	Energiespeicherung und -transport für Gasinfrastruktur möglich	
	Sehr hohe Speicherkapazitäten vorhanden	
	Alternative zu Biogas (Landnutzung und Monokulturen)	
	Wasser unbegrenzt verfügbar	
	Flexible Verwendung in allen Energiesektoren mit vorhandenen bezahlbaren Endanwendungen	
Mechanische Energiespeicher		
Pumpspeicher (PSW)	Ausgereifte, etablierte Technik	Sehr geringe Energiedichte
	Sehr lange Lebensdauer	Geografische Beschränkungen
	Geringe Selbstentladung	Hohe Investitionskosten
	Guter Wirkungsgrad	Langer Investitionsrückfluss
	Großes Potenzial in Norwegen und Schweden	Nur große Anlagen wirtschaftlich

Tab. 12.3 Fortsetzung

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
	Günstige Speicherkosten	Lange Genehmigungsverfahren
	Einsatz teilweise auch als Langzeitspeicher möglich	Hohe Umweltstandards
		Zunehmender Wettbewerb mit anderen Speichern (vor allem Batterieparks)
		Akzeptanz in Bevölkerung nicht immer gegeben
Druckluftspeicher (CAES)	Relativ geringe Kosten für den Speicher (Kaverne)	Geografische Beschränkungen
	Kleine Standfläche an der Erdoberfläche	Geologische Voraussetzungen (Dichtheit etc.)
	Lange Lebensdauer des Speichers (Kaverne) und der Kompressoren und Turbinen	Hohe Investitionskosten
	Geringe Selbstentladung	Geringer Wirkungsgrad
	Gute Korrelation zwischen Starkwindgebieten und Kavernenstandorten	Nur zwei alte Pilotanlagen in Betrieb, noch keine adiabaten Kraftwerke verfügbar
	Neue, dezentrale Konzepte (z. B. isotherm oder mit Hydraulik) vielversprechend	Langer Investitionsrückfluss
		Konkurrenz in Nutzung geeigneter Kavernen zu Wasserstoff-, Erdöl-, Erdgas- oder CO_2-Lagerung
		Zunehmender Wettbewerb mit anderen Speichern (vor allem Batterieparks)
Schwungmassenspeicher	Hohe Wirkungsgrade	Vakuumkammer erforderlich
	Hohe Energiedichte	Sicherheitsrisiken (rotierende Massen)
	Schnellladefähig	Kühlsystem für supraleitende Magnetlager
	Geringe Wartungsanforderungen	Hohe Selbstentladung
	Lange Lebensdauer	Konkurrierende Technologien
	Chance USV, Kurzschlussleistung und Mobilität	
Thermische Energiespeicher		
Sensible Wärmespeicher (Pufferspeicher, Fernwärmespeicher)	Kostengünstigster Speicher	Mittlere Wirkungsgrade
	Etablierte, bewährte, einfache Technik	Hohe Selbstentladung im Stand-by
	Viele Anlagen in Betrieb	
	Vielfach mit Solarenergie umgesetzt	
	Für Geothermie, Wärmepumpen und Flexibilisierung der KWK notwendig	

Tab. 12.3 Fortsetzung

Technologie	Stärken und Möglichkeiten	Schwächen und Hindernisse
	Chance Fernwärme, Wärmenetze, Langzeitspeicherung	
Latentwärmespeicher (PCM)	Hohe Wirkungsgrade	Noch nicht etabliert
	Geringe Investitionskosten	Mittlere Energiedichte
	Hohe Energiedichte	
	Chance Klimatisierung und Spezialanwendungen	
	Großes F&E-Potenzial	
Thermochemische Speicher	Sehr hohe Wirkungsgrade	Noch nicht etabliert
	Geringe Investitionskosten	
	Chance Spezialanwendungen, verlustfreier Wärmetransport und Langzeitspeicherung	
	Großes F&E-Potenzial	

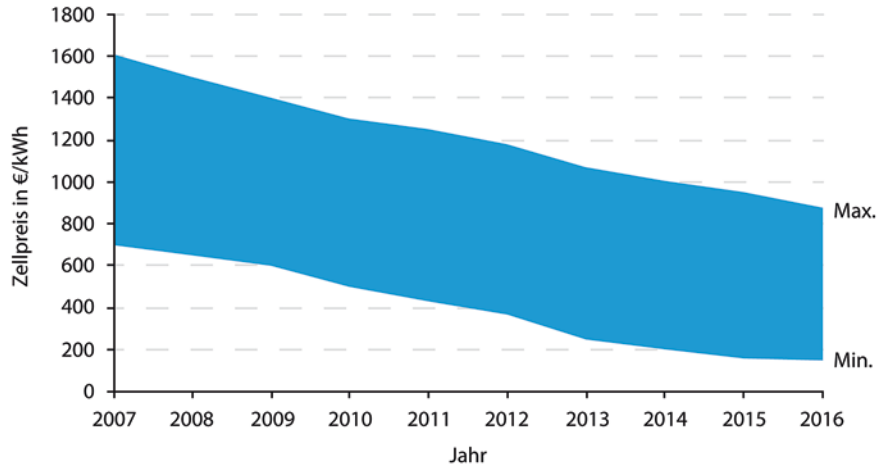


Abb. 12.12 Entwicklung der Lithium-Ionen-Zellpreise von 2007–2016, nach [34]

der Stückzahl der Zellen als auch von der Speichergröße (MW- oder kW-Maßstab) ab.

Die nutzbare Speicherkapazität ist das Produkt aus der angegebenen Nennkapazität und der zulässigen Entladetiefe (DOD). Nicht alle Systeme weisen die gleichen Entladetiefen auf: Während Bleibatterien nur bis etwa 50 % entladen werden, zeigen Lithium-Batterien nur geringen Verschleiß bei einer Entladung auf 20 % des Ladezustands (SOC), d. h. bei einer Entladetiefe von 80 %. Manche Hersteller integrieren diese Lade- und Entladegrenzen im Batteriemanagementsystem und geben nach außen eine Entladetiefe von 100 % an, welche intrinsisch im System einer Entladetiefe von max. 70–80 % entspricht.

Ferner ist folgende Unterscheidung elementar im Vergleich der Preise und Kosten für Batteriespeicher:

- Zelle: einzelne Zelle,
- Batteriepack: mehrere Zellen inkl. Sicherheitstechnik (meist Batteriemanagementsystem),
- Batteriesystem: 1-x zusammengeschaltete Batteriepacks inkl. Peripherie und Überwachung (Wechselrichter, Bedieneinheit, Energiemanagementsystem etc.).

Des Weiteren ist wie in der Energietechnik üblich zwischen Kosten und Preisen (exkl./inkl. Händlermargen und Installationskosten) zu unterscheiden.

Daher werden Batteriekraftwerke und Hausbatteriespeicher hier getrennt betrachtet. Weiterhin gehen Leistungspreise für Umrichter oder Peripherie sowie Transport-, Service- oder Installationskosten für Hausbatteriespeicher mit in die Kosten ein (s. [49]).

12.5.1.1 Batteriekraftwerke/ Großbatteriespeicher

Die Kosten für große Batteriespeicher ab 1 MW (sog. Batteriekraftwerke) liegen zum heutigen Stand zwischen 1000 und 1200 €/kW (s. [58]). Die gesamten Kosten des 5 MW Batteriekraftwerks der WEMAG/Younicos AG beliefen sich beispielsweise auf rund 6,5 Mio €, inklusive 1,3 Mio. € Zuschuss des Bundesumweltministeriums (s. [61]). Daraus errechnen sich die Kosten des Kraftwerks zu 1300 €/kW. Heute könnte das Batteriekraftwerk aufgrund der gesunkenen Zellpreise bereits ohne Zuschüsse errichtet werden.

■ Hausbatteriespeicher/Hausspeicher

Durch die fallenden Preise und das Förderprogramm der KfW-Bank für kleine Batterieanlagen herrscht in Deutschland derzeit großes Interesse an Hausbatteriespeichern mit kleinen Kapazitäten im kWh-Bereich (s. ▶ Kap. 15). Bis Ende 2014 wurde für ca. 8300 Anlagen dieses Förderprogramm in Anspruch genommen (s. [49]).

Beispiel

Die aktuellen Preise für Hausbatteriespeicher variieren sehr stark je nach Größe und Hersteller. Der Preis eines Batteriesystems inklusive System- und Installationskosten beträgt im Mittel etwa 1800 €/kWh (s. [26, 58]). Die US-Firma Tesla wirbt beispielsweise mit 360 €/kWh für das 10 kWh-Modul und etwa 450 €/kWh für das 7 kWh-Modul bei einem Wechselkurs von 1,1 US-$ = 1 € (s. [55]). Dies sind jedoch nur die reinen Kosten für den Batterieblock inklusive Batteriemanagementsystem im Großhandelspreis. Es fehlen in diesen Kosten der Wechselrichter, die Installationskosten, Händlermarge und weitere Komponenten. Das Hinzurechnen des Wechselrichters allein erhöht die Kosten für das Tesla-System auf etwa 750 €/kWh (s. [26, 32]).

Die Vollkostenrechnung für das 7 kWh-Modul für PV-Hausspeicher beläuft sich geschätzt auf insgesamt 10.600 $ oder 9640 €:

- Batterieblock: 3500 $,
- Wechselrichter: 2000 $,
- Energiemanager: 500 $,
- Messtechnik: 400 $,
- Farbdisplay: 500 $,
- Installateurs-/Wiederverkäufer-Marge: 1800 $,
- Installationskosten: 1900 $.

Der Aufwand für die Installation wird als hoch eingeschätzt, da das System aus vielen Einzelkomponenten besteht. Im Beispiel ergibt sich ein Systempreis von ca. 1377 €/kWh installierter Speicherkapazität, was etwa 25 % unter den Preisen deutscher Systeme liegt.

Ein echter Kostenvergleich kann jedoch nur auf Basis einer Rechnung der Kosten einer gespeicherten kWh erfolgen, welche sowohl die Entladetiefen (DOD) als auch die Zyklenfestigkeit und damit Lebensdauer einbeziehen. Letztere ist entscheidend für die Kostenkalkulation.

Tesla gibt eine 10-jährige Garantie auf den Batterieblock, wodurch sich bei täglicher Zyklierung in einem PV-System eine Zyklenzahl von 3650 Zyklen ergibt. Von Tesla werden 5000 Zyklen als zyklische Lebensdauer angegeben. Ein einfacher Vergleich auf Basis von Herstellerdaten zeigt, dass bei dieser Betrachtungsweise die Kosten entscheidend von dieser Lebensdauer und damit Zyklenfestigkeit abhängig sind (s. ◘ Tab. 12.4).

Tab. 12.4 Vergleich der Stromverlagerungskosten bei Hausspeichern eines deutschen Herstellers (Sonnenbatterie GmbH) und eines amerikanischen Herstellers (Tesla). Datenquelle: Herstellerangaben

	Sonnenbatterie eco	Tesla Powerwall
Installierte Speicherkapazität	8 kWh	7 kWh
Entladetiefe (DOD)	100 %	80 %
Nutzbare Speicherkapazität (= inst. Speicherkapazität · DOD)	8 kWh	5,6 kWh
Alterung der Zellen (Kapazitätsverlust bei »End of Life«)	– 15 %	– 5 %
Zyklenfestigkeit	10.000	5000
Endkundenpreis (netto, ohne Installation)	11.300 € (1413 €/kWh nutz)	7900 € (1411 €/kWh nutz)
Stromverlagerungskosten (= spezifischer Endkundenpreis/Alterung · Zyklenfestigkeit)	16,6 ct/kWh	33,2 ct/kWh

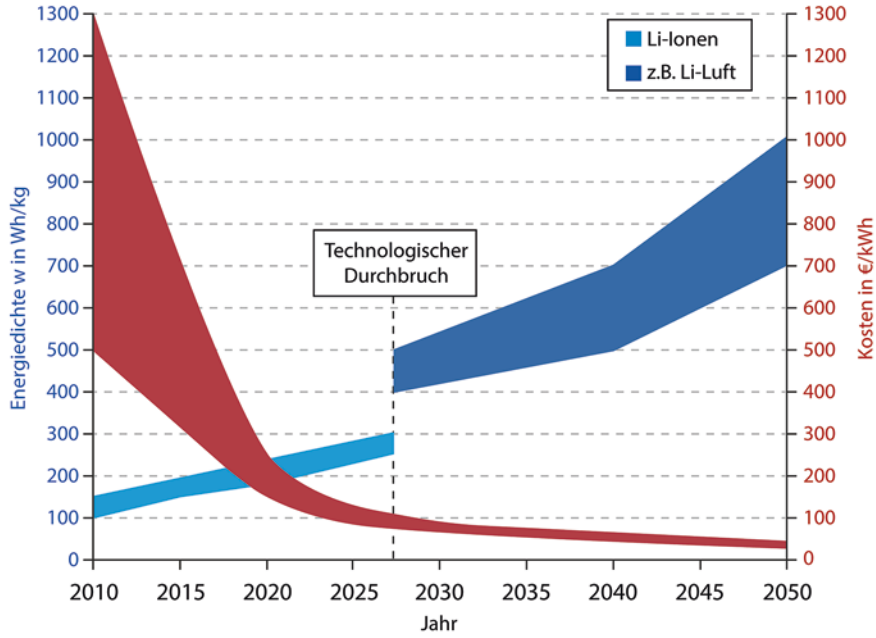


Abb. 12.13 Entwicklung technischer und wirtschaftlicher Parameter bis 2050 für Li-Batterien, nach [63]

Zukünftige Entwicklung der Kosten und Energiedichte von Lithium-Batterien

In Abb. 12.13 ist die Entwicklung der technischen und wirtschaftlichen Parameter der Lithium-Technologie bis zum Jahr 2050 nach einer Studie aufgezeigt. Hierbei wurde ein technologischer Durchbruch im Bereich von Li-Luft oder Li-Schwefel etwa für das Jahr 2025 angenommen. Da die Zellkosten den überwiegenden Teil der Systemkosten ausmachen, beziehen sich die Kostenangaben auf diese Werte.

Die in gängiger Literatur diskutierten Kosten beziehen sich auf Lithium-Ionen-Batterien in der Elektromobilität. Diese können auch auf stationäre Systeme angewandt werden (s. [2]). Demnach erreichen nach dieser Prognose die Lithium-Ionen-Batterien bis 2025 Energiedichten von bis zu 300 Wh/kg bei relativ niedrigen Zellpreisen. Mit der Annahme des Durchbruchs auf dem Gebiet neuer Zelltechnologien steigen die Energiedichten moderner Lithium-basierter Batterien auf Werte zwischen

Tab. 12.5 Aktuelle Bandbreite der Investitionskosten von Power-to-Gas im 100 kW- bis Megawatt-Maßstab, nach [52]

	Wasserstoff (H_2)		Methan (CH_4)	
	min.	max.	min.	max.
Leistungspreis in €/kW	1000	3000	2000	4000
Arbeitspreis in €/kWh	0,3	0,6	0,1	0,2

700 und 1000 Wh/kg, und die Zellkosten sinken entsprechend weiter ab. Bis 2050 sind außerdem kalendarische Lebensdauern größer 15 Jahre zu erwarten.

12.5.2 Kostensenkungspotenziale von Power-to-Gas

Mögliche Kostenentwicklung nach dem Lernkurvenansatz

Aus einer Literaturrecherche und Expertenbefragung der Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) wurden die Investitionskosten für Power-to-Gas Wasserstoff sowie Methan ermittelt (s. Tab. 12.5). Dabei kann zwischen Kosten pro installierter Einspeicherleistung (Leistung) und den fixen Betriebskosten (Arbeit), d. h. Fixkosten pro gespeicherter Energie, unterschieden werden. Bei Power-to-Gas Methan setzen sich die Kosten der Einspeichereinheit aus Elektrolyse und Methanisierung zusammen.

Wichtig ist, dass für Wasserstoff nur Kavernenspeicher zur Langzeitspeicherung eingesetzt werden können, während für Methan zusätzlich auch die größeren Porenspeicher infrage kommen. Eine Kaverne muss immer künstlich angelegt werden, weshalb die fixen Betriebskosten für Wasserstoff höher sind. Eine Speicherung in oberirdischen Druckbehältern ist ebenfalls möglich, wird aber aufgrund der geringen Mengen und deutlich höheren Kosten an dieser Stelle nicht weiter betrachtet (s. ▶ Abschn. 8.4).

Die angegebene Kostenbandbreite dient als Basis zur Abschätzung der zukünftigen Kostenentwicklung der installierten Leistung. Als Methode wird der Lernkurvenansatz gewählt: die Verringerung der Investitionskosten pro Verdopplung der Anlagenkapazitäten um einen gewissen Prozentsatz. So weist z. B. die Photovoltaik eine starke Kostendegression von 20 % pro Verdopplung der weltweit installierten Leistung auf (s. [18]). Die Kostendegressionen anderer ausgereifter Technologien bewegen sich bei breiter Markteinführung hingegen im einstelligen Prozentbereich.

In der chemischen Verfahrenstechnik ist eine Lernrate von 13 % ein durchschnittlicher, realistischer Wert. Dieser entspricht etwa dem Mittelwert aus einer progressiven Technologieentwicklung wie die der Photovoltaik und einer konservativen Abschätzung im Bereich von 5 % (s. [6]).

Ausgehend von dieser Lernrate, der heutigen Kostenbandbreite in Tab. 12.5 und der ermittelten maximalen und minimalen installierten Leistung von Power-to-Gas in den Stützjahren können die Leistungspreise einer Anlage für die Jahre 2025 und 2035 bestimmt werden (s. Abb. 12.14).

Eines der Hauptargumente gegen Power-to-Gas – die hohen Kosten – hängt also sehr stark von der Marktentwicklung ab. Dies bedingt sich gegenseitig: Ist der Markt zu klein, werden keine Investitionen zur Serienfertigung getätigt und die Kosten bleiben hoch. Aus diesen Gründen gab es für volkswirtschaftlich relevante Technologien wie die Photovoltaik immer auch eine Anschubfinanzierung. Im Falle von Power-to-Gas wäre eine zeitlich begrenzte Reduktion von Abgaben in Form von Stromnebenkosten dafür ausreichend (s. ▶ Kap. 15).

Es ist zu erwarten, dass die Kosten bei Markteinführung stark fallen werden und sich auf niedrigem Niveau einpendeln.

Kostensenkungspotenziale durch Power-to-Gas im Stromsystem

Einer weiteren Studie der Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) und Energy Brainpool im Auftrag von Green-

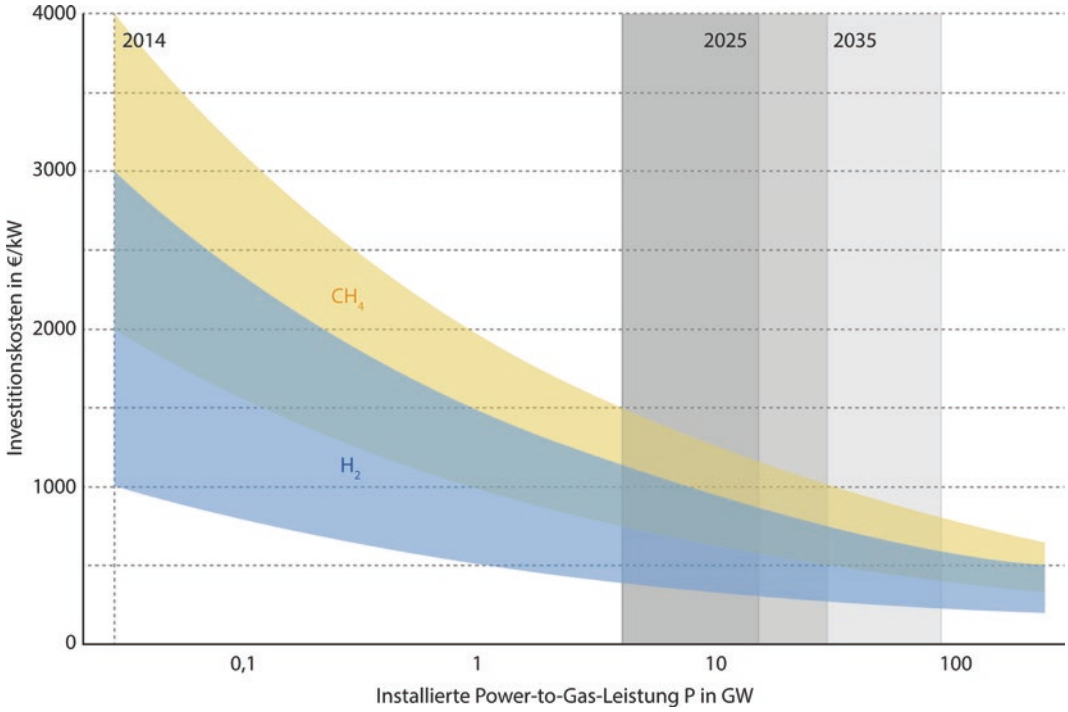


Abb. 12.14 Vergleich der Kostenentwicklung zwischen Power-to-Gas Wasserstoff (*blau*) und Power-to-Gas Methan (*gelb*) bei einer realistischen Kostendegression von 13 % pro Verdopplung der installierten Leitung. Schattiert sind die Bandbreiten für die Jahre 2025 und 2035 in Abhängigkeit der installierten Leistung aus [52], nach [56]

12

peace Energy zufolge birgt Power-to-Gas große Kostensenkungspotenziale für ein rein erneuerbares Stromsystem (s. [56]).

Darin werden in einem Trendszenario bis zum Jahr 2050 unter konservativer Vernachlässigung alternativer Flexibilitätsoptionen zwei Varianten von Stromsystemen unterschieden:

- ohne Power-to-Gas (Windgas): Entstehende Erzeugungslücken werden durch mit Erdgas betriebene Gaskraftwerke gedeckt, wozu Erdgas samt CO_2-Zertifikaten als Kosten anfallen; erneuerbare Stromüberschüsse werden nicht genutzt, aber vergütet, wodurch nur ein erneuerbarer Stromanteil von 86 % erreicht wird,
- mit Power-to-Gas (Windgas): Erneuerbare Überschüsse werden zu 0–35 €/MWh vergütet, als Windgas gespeichert und zum Schließen der Erzeugungslücken mit Gaskraftwerken genutzt, die Erdgasbeschaffung samt CO_2-Zertifikaten entfällt; das Stromsystem ist zu 100 % erneuerbar.

Nach anfänglichen Mehrkosten wird ein Stromsystem mit Power-to-Gas demnach ab etwa 2035 kostengünstiger als ein fossil abgesichertes System. Bis zum Jahr 2050 lassen sich der Studie zufolge so je nach Vergütungssatz für erneuerbaren Strom ca. 12–18 Mrd. € einsparen (s. Abb. 12.15). Aufgrund der angenommenen Randbedingungen sind diese Werte als Maximalwerte zu betrachten. Sie zeigen jedoch deutlich den kostensenkenden Effekt von Power-to-Gas.

12.6 Perspektiven für Energiespeicher und gesellschaftliche Akzeptanz

Energiespeicherung – die Achillesferse der Energiewende

Die Energiewende wird getragen von der Nutzung und dem Ausbau von Wind- und Solarenergie, da sie die einzigen Energiequellen mit ausreichend nachhaltigem, technischem und wirtschaftlichem Potenzial sind.

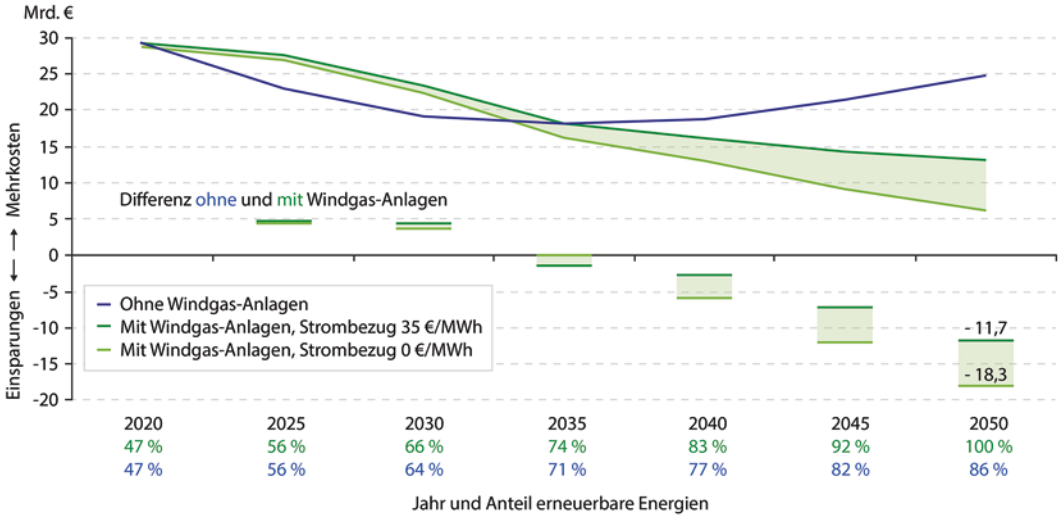


Abb. 12.15 Kosten der Stromversorgung bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien für ein Stromsystem (unter Strombezug aus Wind-/PV-Überschuss zu 0–35 €/MWh) mit und ohne Power-to-Gas (Windgas)-Anlagen sowie die Kostendifferenz zwischen beiden Systemvarianten. Im Vergleich der beiden Szenarien sind in dieser Abbildung nur die sich unterscheidenden Kosten berücksichtigt: Im System ohne Power-to-Gas-Anlagen sind dies die Stromkosten für Erdgaskraftwerke und Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen. Im System mit Power-to-Gas-Anlagen kommen Investitions- und Betriebskosten für Windgasanlagen hinzu (s. [56])

Die zentrale technische Herausforderung der Nutzung dieser Energiequellen liegt in ihrer Verstetigung und Speicherung. Die Schwankungen der Wind- und Solarenergie können zwar durch den großflächigen Stromverbund gemindert, aber nicht eliminiert werden. Es bleiben bei entsprechender Wetterlage Versorgungslücken von bis zu drei Wochen bestehen, die trotz massiver Überskalierung der Anlagen nicht abgedeckt werden können.

Selbst ein idealer Stromnetzausbau und ein ideales Lastmanagement können diese Lücke europaweit nicht schließen. Für die Stromversorgung bedeutet dies, dass in diesem Zeitraum auf fossile Stromerzeugung wie Gasturbinen zurückgegriffen werden muss, wenn kein Langzeitspeicher vorhanden ist. Die Achillesferse einer nachhaltigen Energieversorgung ist somit die Speicherung dieser Energieformen, um eine zeitlich und räumlich ausgeglichene Versorgung zu gewährleisten.

Höhere gesellschaftliche Akzeptanz von Energiespeichern als für andere Elemente der Energiewende

Die zentrale gesellschaftliche Herausforderung ist die Kommunikation der Energiewende und ihre Partizipation und Akzeptanz. Konkret geht es dabei sowohl um die Errichtung neuer Wind- und Solaranlagen als auch neuer Stromtrassen. Im Gegensatz zu diesen elementaren Bestandteilen der Energiewende sind Energiespeicher, mit Ausnahme der Pumpspeicher, gesellschaftlich weitgehend akzeptiert. Dieser Vorteil von Speichern kann sich als wichtig erweisen, wenn technologisch und wirtschaftlich vorzuziehende Maßnahmen nicht greifen oder umgesetzt werden können.

Einsatz von Kurzzeitspeichern wie Pumpspeicher oder Batterieparks

Die größten Schwankungen der Photovoltaik lassen sich im täglichen Rhythmus durch den Einsatz von Kurzzeitspeichern ausgleichen. Geeignete Tagesspeicher sind Pumpspeicher im großtechnischen Maßstab und Batteriesysteme auf allen Ebenen in Form von Hausbatteriespeichern oder Batterieparks. Daneben existiert die technische Möglichkeit der Druckluftspeicherung. Damit Druckluftspeicher rein regenerativ betrieben werden, ist ein schlüssiges Wärmekonzept notwendig, was derzeit noch Forschungs- und Demonstrationsgegenstand ist. Daher ist absehbar keine schnelle und wirtschaftliche Um-

setzung zu erwarten. In Nischen wie Spannungsqualität, Blindleistungsbereitstellung oder Kurzschlussleistung können auch Kondensatoren, Spulen oder Schwungradspeicher zum Einsatz kommen. Allen Kurzzeitspeichern ist jedoch gemeinsam, dass sie die Versorgungslücken nur für geringe Zeiten überbrücken und Langzeitspeicher als Wochen- und Saisonalspeicher nicht ersetzen können.

■ Einsatz von Langzeitspeichern wie Power-to-Gas

Die Funktion der Langzeitspeicher übernahmen bisher Energieträger mit hoher Energiedichte, also fossile und nukleare Energiequellen, die potenzialseitig auf lange Sicht begrenzt sind und weitere Probleme mit sich bringen: Die fossile Energienutzung kann durch den notwenigen Klimaschutz nur noch eingeschränkt möglich sein, und die nukleare Energienutzung ist gesellschaftlich in einigen Ländern nicht tragfähig. Ähnliches gilt für die Kernfusion, die aus heutiger Sicht auf absehbare Zeit außerhalb der wirtschaftlichen Reichweite der Energiewirtschaft bleiben wird. Die Nutzung der Kerntechnologie stellt damit keine Lösung für das Problem der Langzeitspeicherung und Ersatz fossiler Brenn- und Kraftstoffe dar.

Die skandinavische Wasserkraft wäre eine europäische Lösungsoption, wobei die Akzeptanz vor Ort für den notwendigen Ausbau der Stromnetze ähnlich problematisch ist wie in Deutschland. Zudem wäre der notwendige Umbau vieler Speicherwasserkraftanlagen zu Pumpspeichern mit einer Vermischung von Süß- und Salzwasser verbunden, was ebenfalls zu technischen und v. a. ökologischen Problemen führt. Die einzige nationale Lösung in Deutschland ist somit die Erschließung und Nutzung der vorhandenen Erdgasspeicher über Power-to-Gas mit der 1500- bis 3000-fachen Kapazität aller deutschen Pumpspeicher bei einem Rückverstromungsgrad von 28 bis 60 %. Die Speicherung reinen Wasserstoffs ist technisch beherrschbar, aber durch die dafür notwendige energieintensive Druckerhöhung aus energetischer Sicht wenig attraktiv. Des Weiteren ist die Infrastruktur für Wasserstoff bisher auf die chemische Industrie begrenzt. Aus diesen Gründen ist der prozentuale Anteil von Wasserstoff für die Nutzung in Gasturbinen, Gaskraftwerken, BHKW, Gasthermen, Gasspeichern und Gasmess- und Gastransportsystemen nach derzeitigem Stand der Technik auf den einstelligen Prozentbereich beschränkt.

Über die Methanisierung können einige Probleme der direkten Speicherung und Nutzung von Wasserstoff gelöst werden. Die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur kann mitsamt der Speicher, Transportleitungen und Gasanwendungen genutzt werden. Der Energieträger Methangas hat zudem eine dreifach höhere volumetrische Energiedichte im Vergleich zu Wasserstoff.

■ Mobilität als Treiber für Energiespeicher

Im Stromsektor ist kurz- bis mittelfristig kein großer Speicherbedarf absehbar. Anders sind die Verhältnisse in der Mobilität. Hier entsteht mittelfristig ein wachsender Bedarf an nachhaltigen Kraftstoffen und alternativen Antrieben. Die Abhängigkeit von Erdöl ist extrem hoch, die Alternativen sind spärlich und teuer. Ein großer Hoffnungsträger sind Biokraftstoffe, die jedoch potenzialseitig durch Nutzungskonkurrenzen begrenzt sind.

■ Elektromobilität und *Second-Life* als Entwicklungsförderung für Batterien

Hoffnungen liegen auf der Elektromobilität, die regenerativ betrieben 3- bis 4-mal effizienter ist als konventionelle Antriebe. Sie kann ein großer Treiber für die Entwicklung von Batterietechnologien wie die Lithium-Batterie sein. Damit einhergehend können starke Kostensenkungen erreicht werden, die die Anwendung von Lithium-Batterien im stationären Bereich in Batterieparks als Kurzzeitspeicher für den Stromsektor attraktiv machen.

Besonders vielversprechend erscheint hierbei das Thema »*Second-Life*«: Nachdem die Batterie primär in der Elektromobilität eingesetzt wurde, wird sie im Anschluss nach wenigen Jahren sekundär für die Stromspeicherung verwendet – zu deutlich geringeren Investitionskosten. Die hohe Kostenlast wird dadurch geteilt und verringert, was zu einem Geschäftsmodell führen kann. Auf diese Weise können Batterien doppelt genutzt werden.

Auch bereits während des Einsatzes in der Elektromobilität ist eine Doppelnutzung möglich: als mobiler Energiespeicher, der auch stationär für heimischen Solarstrom genutzt werden kann. Langfristig sind auch bivalente Konzepte denkbar, indem in einem Haushalt nicht zwei Batteriespeicher (Keller

und Auto), sondern nur noch der Batteriepack des Elektromobils genutzt und auch für stationäre Zwecke entladen wird. Im Bereich des Güterfernverkehrs werden Konzepte für hybride oder oberleitungsgebundene elektrische LkW ausgearbeitet. Die Elektrifizierung der Antriebsstränge unterstützt in jedem Fall die Entwicklung der elektrochemischen Energiespeicher.

Stromkraftstoffe als Anschub für Power-to-Gas und Power-to-Liquids

Das Problem der begrenzten Reichweite mit Batterietechnologien bleibt jedoch vorerst erhalten. Darüber hinaus werden die Abgasnormen heute und in Zukunft immer strenger und für konventionelle Verbrennungsmotoren unter Nutzung fossiler Kraftstoffe kaum mehr einzuhalten sein. Hier können Wind- und Solarkraftstoffe (Stromkraftstoffe) eine Lösung bringen und einen abgasarmen, CO_2-neutralen Energieträger mit hoher Energiedichte anbieten. Ihr Vorteil liegt darin, dass sie einfach transportiert, gespeichert und zentral oder dezentral genutzt werden können. Besonders die Segmente des Güter- und Fernverkehrs und Arbeitsmaschinen sind auf solche Energieträger angewiesen. Flugverkehr, Schiffsverkehr oder der Antrieb von Zugmaschinen und hydraulischen Maschinen wie Bagger auf reiner Basis von Batterien ist aus heutiger Sicht nicht umsetzbar.

Aus diesen technischen Betrachtungen heraus ergibt sich die Notwendigkeit für die Wandlung von erneuerbarem Strom in chemische Energieträger. Zu den Hoffnungsträgern zählen Technologien wie Power-to-Gas und Power-to-Liquids. Technische Herausforderungen in der Umsetzung dieser Konversionsanlagen liegen vor allem im flexiblen Betrieb der Komponenten wie Elektrolyse oder Methanisierung. Die wirtschaftlichen Herausforderungen liegen in der Erschließung von nachhaltigen Stromquellen mit ausreichender Auslastung. Stationäre Wind- und Solaranlagen weisen lediglich Volllaststunden im Bereich von 600–4000 h auf, die im Gegensatz zum Betrieb von üblichen chemischen Anlagen (ca. 8500 h) zu gering sind. Zudem ist die gesellschaftliche Akzeptanz für den notwendigen Ausbau von Wind- und Solarenergie bereits für den Stromsektor sehr eingeschränkt. Für die Mobilität wären Anlagen in der gleichen oder sogar höheren Stückzahl erforderlich, da die Umwandlungsverluste für Stromkraftstoffe in Herstellung und Nutzung immens sind.

Innovative Stromkraftstoffe vom Meer

Eine Abhilfe würde die Nutzung von entlegener Wasserkraft oder Geothermie schaffen, die an gewisse Standorte und damit Potenziale gebunden sind. Eine neue Idee, die diese Probleme überwindet, ist die Gewinnung von Stromkraftstoffen auf hoher See. Auf dem Meer liegt das größte globale Potenzial an Windenergie fast vollständig ungenutzt brach. Die Akzeptanz der Energienutzung ist höher als bei Technologien in unmittelbarer Reichweite von menschlichen Besiedlungen und die Umweltauswirkungen sind je nach angewandter Technologie vergleichsweise gering. Technologisch können diese Windkraftstoffe über Windplattformen und Segelenergie gewonnen werden. Die Segelenergie ist eine Kombination aus Wind-, Wasserkraft und Speichertechnologie. Sie ermöglicht die konstante Wandlung von Windenergie in gespeicherte chemische Energieträger, die über die vorhandene Infrastruktur zu nutzen sind. Eine Herausforderung für die neue Technologie stellen die hohen Kosten dar, was letztlich eine Frage der Ressourcenknappheit sein wird. Eine technische Lösung der Ressourcenknappheit ist mit den Stromkraftstoffen vom Land und vom Meer vorhanden.

Wärmespeicher und Integration des Wärmesektors am naheliegendsten

Trotz dieser Perspektiven für elektrochemische und chemische Energiespeicher ist das Potenzial von Wärmespeichern am greifbarsten. Die technische und wirtschaftliche Umsetzung dieses Potenzials ist in der jetzigen Phase der Energiewende am naheliegendsten; sensible Wärmespeicher wie Pufferspeicher und Fernwärmespeicher sind einfach zu errichten, sie sind Stand der Technik und haben nur einen Bruchteil der Kosten anderer Speichersysteme. Die Vorteile liegen auf der Hand: Die Kraft-Wärme-Kopplung kann flexibilisiert werden, Stromüberschüsse können über Power-to-Heat, Speicheröfen und Elektrowärmepumpen integriert werden und andere Verbraucher können über das Lastmanagement dem Stromsystem zusätzliche Flexibilität verleihen.

Power-to-Chemicals als langfristiger Weg für die chemische Industrie

Neben den in diesem Buch betrachteten »Energiespeichern« stellt die sich abzeichnende Ressourcen-

knappheit auch die Rohstoffbasis der chemischen Industrie infrage. Die meisten Produkte basieren auf Erdöl und Erdgas. Auch hier bieten Energiespeicher und Einspeichertechnologien über die Power-to-Chemicals-Technologie langfristige Perspektiven. Hier wird ebenso erneuerbarer Strom zur Primärenergie und Ausgangsbasis, um aus verschiedenen verfügbaren Rohstoffen wie Wasser und CO_2 Grundstoffe der chemischen Industrie wie Methan, Methanol oder Polymere herzustellen.

Fazit

Es ist offen, wie sich Energiespeicher zukünftig entwickeln. Sie werden in der künftigen Energieversorgung genauso unabkömmlich sein wie in der bisherigen. Daher sind die Perspektiven für Energiespeicher vielversprechend. Ihre gesellschaftliche Akzeptanz ist weitgehend gegeben und stellt nur in wenigen Fällen ein Hindernis dar. An technologischen Innovationen und Vielfalt mangelt es nicht.

12.7 Zusammenfassung

- Für die **Energiewende** sind **genügend Speicherkapazitäten** vorhanden. Das viel diskutierte »**Speicherproblem**« der erneuerbaren Energien **ist gelöst**.
- **Energiespeicher** können **nur begrenzt miteinander verglichen** werden, da sie so unterschiedlich sind wie die physikalischen Funktionsweisen, auf denen sie beruhen.
- Die Mehrzahl der Speichertechnologien ist **technologisch ausgereift**.
- Entscheidende Parameter für **Wirtschaftlichkeit** und Anwendung sind **Investitionskosten**, **Wirkungsgrade**, **Energiedichten** und **Zyklenzahlen**.
- **Kondensatoren** und Spulen haben die **höchsten Wirkungsgrade**, aber auch die **größten spezifischen Investitionskosten** und geringsten Energiedichten und Entlade- bzw. Ausspeicherdauern und finden nur in Nischen mit vielen Zyklen Anwendung.
- **Batterien** befinden sich in vielen Bereichen im **Mittelfeld** und werden als **Kurzzeitspeicher** und in der Mobilität eingesetzt. Neben der etablierten **Blei-Säure-Batterie** werden vor allem **Lithium-Batterien** Perspektiven eingeräumt. Das Thema ***Second-Life*** ist **vielversprechend** für den Strom- und Verkehrssektor, da die **Kosten geteilt** werden und dadurch in beiden Sektoren die Angebote **wettbewerbsfähiger** werden. Die **Kosten der Lithium-Batterien sinken** mit zunehmender technologischer Entwicklung und Markterschließung **weiter**, weshalb **Hausbatteriespeicher** und **Batteriekraftwerke** sich am Anfang einer **exponentiellen Wachstumskurve** befinden.
- **Pumpspeicher** sind die **einzige etablierte Großtechnologie** mit **guten Wirkungsgraden**, **akzeptablen Kosten** und großen Kapazitäten im **Kurzzeitspeicherbereich**, haben aber die Herausforderung der **gesellschaftlichen Akzeptanz** von Neuprojekten vor sich.
- Konventionelle **Druckluftspeicher** spielen bisher aufgrund geringer Wirkungsgrade und Energiedichten nur eine **untergeordnete Rolle**. **Innovative Ansätze** sind **vorhanden** und aussichtsreich.
- **Schwungradspeicher** zeigen **hohe Wirkungsgrade** und **Energiedichten**. Sie eignen sich zur Bereitstellung von **Kurzschlussleistung**, in der **USV** und der **Mobilität** zur Bremsenergierückgewinnung.
- **Chemische Energiespeicher** wie **Power-to-Gas** bilden das **Rückgrat** der bestehenden und zukünftigen Energieversorgung. Ihre **Energiedichte** und **Speicherkapazität** ist mit Abstand die **höchste** im Vergleich. Einzig die chemischen Energiespeicher (Kavernen- und Porenspeicher über Power-to-Gas) liegen in Größenordnungen wie die heutige gespeicherte fossile Energie in Form von Kohle und Erdgas mit **ähnlichen Reichweiten**.
- **Wärmespeicher** stellen unter allen die **günstigste Energiespeicherung** zu **passablen Wirkungsgraden** und Energiedichten dar. Ihre **Integration** in die erneuerbare Stromversorgung ist sehr **naheliegend** und ermöglicht die **Flexibilisierung** der **KWK** und die **Kopplung von Strom- und Wärmesektor**, die einen weiteren **Ausbau erneuerbarer Energien ermöglicht**.
- In der **Merit-Order der Stromspeicher ergänzen sich Lithium-Batteriespeicher** für Zyklendauern bis zu einer Stunde, **Pumpspeicher** im Bereich mehrerer Stunden und **Power-to-Gas** für Zeiträume ab einer Woche als **kostengünstigste Speichertechnologien**. Entscheidend sind leistungs- und energiebezogene Investitionskosten, Zyklendauern und Selbstentladungsraten.

- Für die **Kurzzeitspeicherung** von Strom sind die **Investitionskosten** für die **Leistung** entscheidend, für die **Langzeitspeicherung** die Investitionskosten für die **Speicherkapazität**.
- **Lithium-Batteriespeicher** und **Power-to-Gas** weisen die **höchsten Kostensenkungspotenziale** auf.
- Auch in der **Mobilität** entsteht durch **strengere Abgasnormen** ein **steigender Bedarf** an **neuen Speichern wie Batterien oder Stromkraftstoffen**.
- In der zukünftigen Energieversorgung sind **Energiespeicher** genauso **unabkömmlich** wie in der bisherigen. Daher sind die Perspektiven für Energiespeicher **vielversprechend**.
- Die gesellschaftliche **Akzeptanz** von Energiespeichern ist weitgehend **gegeben**.
- **An technologischen Innovationen** und Vielfalt im Bereich Energiespeicher **mangelt es nicht**.

… und zum Abschluss dieses Teils noch eine Karikatur von Gerhard Mester:



Literatur

1. Antrekowitsch H (2013) Wasserstoff. Rahmenbedingungen, Stand der Technik, Potential, Montanuniversität Leoben, Leoben
2. Aundrup T, Beck H, Becker A et al (2015) Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Frankfurt
3. Bieber M (2011) Compressed Air Energy Storage. VDI Wissensforum Energiespeicher, General Electric, Düsseldorf, München
4. Bieber M, Marquardt R, Moser P (2010) The ADELE Project – Development of an Adiabatic CAES Plant Towards Marketability. 5th International Renewable Energy Storage Conference, General Electric, Bonn, München
5. Braess H (2011) Vieweg Handbuch Kraftfahrzeugtechnik, 6., aktualisierte und erw. Aufl. ATZ-MTZ Fachbuch. Vieweg & Teubner, Wiesbaden
6. Breyer (2015) Kostendegression in der chemischen Verfahrenstechnik. mündlich
7. Brody R (2012) Isothermal CAES: Fuel-Free, Site-Flexible Compressed Air Energy Storage for Renewables Integration and T & D Substitution. VDI Wissensforum Stationäre Speichermöglichkeiten, SustainX, Düsseldorf
8. Buffa F, Kemble S, Manfrida G et al (2013) Exergy and exergoeconomic model of a ground-based CAES plant for peak-load energy production. Energies 6(3):1050–1067. doi:10.3390/en6021050
9. Burg P von (1998) Moderne Schwungmassenspeicher – eine alte Technik in neuem Aufschwung, VDI Tagung, Gelsenkirchen
10. Chen H, Cong TN, Yan W et al (2009) Progress in electrical energy storage system: a critical review. Prog Nat Sci 19(3):291–312
11. Crotogino F, Donadei S (2011) Zukünftige Nutzung von Gaskavernen und Umwandlung gasförmiger Medien in elektrische Energie. VDI Wissensforum Energiespeicher, KBB Underground Technologies, Düsseldorf, Hannover
12. Doetsch C, Budt M, Wolf D et al (2012) Adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Projektbericht, Fraunhofer Umsicht, Oberhausen
13. Eurosolar (Hg.) (2012) Electrical energy storage technologies and the built environment. 7th international renewable energy storage conference (IRES 2012)
14. Ewert M (2011) Flexibilität durch Wärmespeicherung in konzentrierenden Solarkraftwerken. egeb Forum Energie, E.ON Technology & Innovation, Düsseldorf
15. Fay P (2011) BHKW-Check, Energiereferat Frankfurt am Main, Frankfurt a. M
16. Feddeck P (2001) Thermochemische Speicher, BINE, Eggenstein-Leopoldshafen
17. FNR (2013) Basisdaten Bioenergie Deutschland. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow-Prüzen
18. Fraunhofer ISE (2014) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg
19. Freund S (2012) Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken. In: VDI Wissensforum Stationäre Speichermöglichkeiten für erneuerbare Energien
20. Fuchs G, Lunz B, Leuthold M, Sauer D (2012) Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP), Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen
21. Geitmann S (2012) Alternative Kraftstoffe. Erdgas & Flüssiggas – Biodiesel & Pflanzenöl – Wasserstoff & Strom – Womit fahre ich am besten? GRIN Verlag GmbH, München
22. Geitmann S (2012) Energiewende 3.0. Mit Wasserstoff und Brennstoffzellen; Sachbuch, 3., komplett überarb. und aktualisierte Aufl. Hydrogeit-Verl, Oberkrämer
23. Giesecke J, Mosonyi E, Heimerl S (2009) Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb, 5., aktualisierte und erw. Aufl. Springer, Heidelberg
24. Graf F, Bajohr S (2011) Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse. energie | wasser-praxis 4(2009):10–16
25. Graß C (2012) Dezentrale Erzeugung von Biodiesel. Möglichkeiten, Wirtschaftlichkeit, Qualitätssicherung. Fachtangung Biokraftstoffe für die Landwirtschaft, Berlin
26. Habi R (2014) Der Stromspeicher-Check: Wie günsitg ist Teslas Powerwall wirklich? ► http://green.wiwo.de/der-stromspeicher-check-wie-guenstig-ist-teslas-powerwall-wirklich/. Zugegriffen: 07. Juli 2015
27. Hauer A, Hiebler S, Reuß M (2013) Wärmespeicher, 5., vollst. überarb. Aufl. BINE-Fachbuch. Fraunhofer IRB Verl, Stuttgart
28. Hauer A, Specht M, Sterner M (2010) Energiespeicher – Steigerung der Energieeffizienz und Integration erneuerbarer Energien. In: FVEE Themen 2010 Forschen für das Zeitalter der erneuerbaren Energien, pp 110–114
29. Höflich B, Kreutzkamp P, Peinl H et al (2012) Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin
30. H-Tec Systems (2013) Wasserstoff-Erzeugung mit PEM-Elektrolyse, Lübeck
31. International Electrotechnical Comission (IEC) (2011) Electrical Energy Storage. White Paper, International Electrotechnical Comission (IEC), Genf
32. Ketterer B, Karl D, Möst S (2009) Lithium-Ionen-Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotential in Hybrid-, Plug-in Hybrid- und Elektrofahrzeugen
33. Klell M (2005) Wasserstoff. Allgemeines – Erzeugung – Verteilung – Speicherung – Anwendung, Graz
34. Kötz R (2002) Doppelschichtkondensatoren. Technik, Kosten, Perspektiven. In: Siebentes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, pp 138–149
35. Krassowski J (2012) Power-to-Gas-Technlogien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem. Ansätze zur Systemintegration. Das Energieversorgungskonzept

für die Hansestadt Stendal als strategischer Modellansatz, Fraunhofer Umsicht, Oberhausen
36. Kruck C (2008) Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken. Dissertation. Betreuer Voß, A. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
37. LaMonica M (2013) Abri´s Battery. A tiny startup called Ambri wants to transform our energy system with massive liquid-metal batteries. ► http://www.technologyreview.com/featuredstory/511081/ambris-better-grid-battery/. Zugegriffen: 30. Juni 2014
38. Laubach J, Wülbeck H (2003) Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt. Endbericht (Langfassung), Fichtner, Stuttgart
39. Leonhard W, Buenger U, Crotogino F et al (2008) Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, Energietechnische Gesellschaft. VDE, Frankfurt a. M
40. Mahnke E, Mühlenhoff J (2012) Strom Speichern. Renews Special. Ausgabe 57, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin
41. Mankins JC (1995) Technology readiness levels. A white paper, advanced concepts office of space access and technology, NASA, Washington, DC
42. Mauch W, Mezger T, Staudacher T (2009) Anforderungen an elektrische Energiespeicher. Stationärer und mobiler Einsatz, FFE, München
43. Neuhoff M (2013) Energiespeicher/ Energiebereitstellung für Elektrofahrzeuge – Alternativen zur Lithium-Ionen Batterie und deren Fertigung. Fertigungsautomatisierung und Montage, Universität Siegen, Siegen
44. Pehnt M, Höpfner U (2009) Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Kurzgutachten, IFEU Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg
45. Sauer D (2010) Energiespeicher für ein stabiles Stromnetz. In: 14. Fachkongress Zukunftsenergien, Aachen
46. Schnumberger W, Janßen H, Wittstadt U (2004) Wasserspaltung mit Strom und Wärme. Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie. FVS Themen, DLR; FZJ; Fraunhofer ISE, Berlin
47. Smolinka T, Günther M, Garche J (2011) Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung des Abschlussberichtes NOW-Studie, Freiburg im Breisgau
48. Sterner M (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Renewable Energies and Energy Efficiency, Bd. 14. Kassel University Press, Kassel
49. Sterner M, Eckert F, Thema M, Bauer F (2015) Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Regensburg
50. Sterner M, Gerhardt N, Saint-Drenan YM, Oehsen A von, Hochloff P, Kocmajewski M, Jentsch M, Lichtner P, Pape C, Bofinger S, Rohrig K (2010) Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Energieversorgungssystem, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Kassel, Kassel. ► http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf. Zugegriffen: 30. Juni 2014
51. Sterner M, Jentsch M (2011) Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy, Fraunhofer IWES, Kassel
52. Sterner M, Moser A, Thema M, Eckert F, Schäfer A, Drees T, Rehtanz C, Häger U, Kays J, Seack A, Sauer DU, Leuthold M, Stöcker P (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
53. Stöver B, Rehfeldt S, Alekseev A et al (2013) Process engineering and thermodynamic evaluation of concepts for liquid air energy storage. Liquid air energy storage (LAES): a flexible and widely applicable medium-therm large-scale energy storage concept, Linde AG Europe GmbH, München
54. Strauch N (2013) Einsatz von Energiespeicher-Technologien in Inselsystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berichte aus der Energietechnik. Shaker, Aachen
55. Tesla Motors (2015) POWERWALL. Tesla Stromspeichersystem. Tesla Motors. ► http://www.teslamotors.com/de_DE/powerwall
56. Thema M, Sterner M, Eckert F, Lenck T, Götz P (2015) Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Hamburg
57. Tiedemann A, Srikandam C, Kreutzkamp P et al (2008) Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Kurz: NNE-Pumpspeicher, Deutsche Energie-Agentur, Berlin
58. Unnerstall T (2015) Speicher als Baustein für den Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen. Berlin
59. VDE ETG (2012) Energiespeicher für die Energiewende, Energietechnische Gesellschaft im VDE, Frankfurt am Main
60. Wagner U (2012) Speichertechniken für die zukünftige Energieversorgung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart. ► http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Wagner_Energiespeicher_zuk_nftige_Energieversorgung.pdf. Zugegriffen: 30. Juni 2014

61. WEMAG AG (2014) Geschäftsbericht 2013, Schwerin
62. Wenske M (2011) Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff, ENERTRAG AG
63. Wohlfahrt-Mehrens M (2011) Energiespeicher für die Elektromobilität: Stand der Technik und Perspektiven. Baden-Württemberg
64. Wolf D (2011) Methods for design and application of adiabatic compressed air energy. Dissertation. Fraunhofer Umsicht, Ruhr-Universität Bochum
65. Wollersheim O (2014) Profitabilität stationärer Stromspeichertechnologien. 4. VDI-Fachkonferenz. Energiespeicher für die Energiewende 2014. Raunheim

Teil IV Integration und Anwendung von Energiespeichern

Kapitel 13 **Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren – 685**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 13.1, 13.2, 13.3
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 13.1

Kapitel 14 **Speicherintegration zur Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren – 769**
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)
Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.1, 14.2, 14.3
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.1
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitt 14.2
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.2, 14.3
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.2

Kapitel 15 **Rechtliche Rahmenbedingungen für Speicher in Deutschland – 819**
Henning Thomas, LL.M. (Becker Büttner Held)

Speicherintegration in einzelnen Energiesektoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 13.1, 13.2, 13.3
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitt 13.1

Übersicht

Wie werden **Energiespeicher** in die **Stromversorgung**, die **Wärmeversorgung** und die **Mobilität** integriert und heute bereits **eingesetzt**? Diese Frage wird im vorliegenden Kapitel in Theorie und Praxis beantwortet. Der **Fokus** richtet sich dabei auf die **Integration erneuerbarer Energien**. Sektorenkoppelnde Energiespeicher, mit deren Hilfe die Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität verbunden werden können, werden in ► Kap. 14 dargestellt.

Den Schwerpunkt bildet hier die Speicherintegration im **Stromsektor**. Neben Betrachtungen zu **Inselnetzen** wird auf die unterschiedlichen Anwendungen von Speichern im **Netzverbund** anhand praktischer Beispiele eingegangen. Im Anschluss daran wird die Integration von Speichern im **Wärme**- und **Verkehrssektor** erläutert.

13.1 Integration im Stromsektor – 687
13.1.1 Funktion und Nutzen von Speichern im Stromsektor – 687
13.1.2 Pumpspeicherwerke und Speicherkraftwerke – 694
13.1.3 Schwungradspeicher – 706
13.1.4 Batteriekraftwerke – 707
13.1.5 Dezentrale Batteriespeicher in Häusern und Quartieren – 710
13.1.6 Inselnetze mit erneuerbaren Energien und Speichern – 718
13.1.7 Wärmespeicher in solarthermischen Kraftwerken – 733

13.2 Integration im Wärmesektor – 736
13.2.1 Wärmespeicher für Solarthermie – 736

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_13

13.2.2 Latent- und Sorptionsspeicher in Gebäuden und Haushalt – 744
13.2.3 Holz als chemischer Speicher in Forst und Wald für die Wärmeversorgung – 747

13.3 Integration im Verkehrssektor – 752
13.3.1 Beimischung von Biokraftstoffen und Nutzung von Pflanzenöl – 752
13.3.2 Integration von Wasserstoff im Verkehr – 756
13.3.3 Integration von Schwungradspeichern im öffentlichen Nahverkehr – 759

13.4 Zusammenfassung – 762

Literatur – 764

13.1 Integration im Stromsektor

13.1.1 Funktion und Nutzen von Speichern im Stromsektor

Eine Unterteilung der Anwendungsgebiete für Energiespeicher im Stromsektor kann unterschiedlich erfolgen:

1. Nach Einsatzgebiet:
   - im Verbundnetz
   - im Inselbetrieb
2. Nach Netz- und Spannungsebenen:
   - Übertragungsnetz vs. Verteilernetz
   - 380 kV, 220 kV vs. 110 kV, 10/20 kV, 400 V
3. Nach Markt:
   - Stromhandel
     - Spotmärkte (*Intraday* (kontinuierlicher Handel), *Day-Ahead* (Auktionshandel))
     - Terminmärkte (bedingte und unbedingte Termingeschäfte (Börse vs. OTC, Optionen, Forward, *Futures* etc.)
     - ggf. zukünftige Kapazitätsmärkte
   - Reservemärkte (vor allem Regelleistung und Regelenergie)
     - Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung (Minutenreserve)
     - längerfristiger Ausgleich von Erzeugung und Bedarf
   - Optimierung des Eigenverbrauchs (Haushalt, Gewerbe, Industrie).

Entsprechend vielfältig gestaltet sich die Integration und Anwendung von Speichern im Stromsektor. Eine klassische Form der Unterteilung ist die folgende Zuordnung nach Funktion und Nutzen.

Speicher vs. Funktion und Nutzen

Speicher haben vielfältige Anwendungsmöglichkeiten und Nutzen im Stromsektor. Sie können für eine einzelne bestimmte Funktion eingesetzt werden oder gleich mehrere Funktionen erfüllen. Je mehr Funktionen und Geschäftsfelder ein Speicher gleichzeitig erschließen kann, desto besser stellt sich seine Wirtschaftlichkeit dar.

Abbildung 13.1 gibt einen Überblick über die möglichen Funktionen und Anwendungen der im Buch betrachteten Speicher im Stromsektor.

Die sektorenkoppelnden Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Speicher werden in ▶ Kap. 14 ausführlich behandelt. Im Folgenden sollen Einsatzoptionen zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sowie Systemdienstleistungen kurz erklärt und einige ausgewählte Beispiele von reinen Stromspeichern betrachtet werden.

13.1.1.1 Erzeugungsausgleich und Arbitrage

Die primäre Aufgabe von Stromspeichern ist der Ausgleich von Überschüssen und Defiziten im Last- und Erzeugungsverlauf. Der Treiber für das sogenannte »Arbitragegeschäft« sind die Preisdifferenzen an den Strommärkten. Neben den mengenmäßig begrenzten Reservemärkten liegt in diesem Bereich das größte zu erwartende Geschäft für Speicher in der Zukunft.

Speicher generieren dann die größten Einkünfte, wenn die Differenz zwischen teurem Spitzenstrom (große Nachfrage, geringes Angebot, *peaking prices*) und günstigem Strom (geringe Nachfrage, großes Angebot, *off-peak prices*), der sogenannte *Spread* (dt. Spreizung) des Strompreises (s. Abb. 13.2), maximal ist und je öfter und intensiver dieser zwischen *peak* und *off-peak* schwankt.

Bei jedem strommarktgetriebenen Speicherzyklus werden so aus der Preisdifferenz des verkauften, ausgespeicherten Stroms abzüglich des eingekauften, eingespeicherten Stroms und der Wirkungsgradverluste der Erlös und die Deckungsbeiträge generiert. Durch die zunehmende Wälzung von EEG-Strom über den Spotmarkt sind die Strompreise an der Börse stark gefallen. Aufgrund der erhöhten Einspeisung von PV-Strom gibt es nur noch selten die klassischen Spitzenstrompreise tagsüber, was auch zu einer deutlichen Verringerung der Strompreisspreizung führte. In einigen Fällen reicht der *Spread* nicht mehr zur Deckung der Betriebskosten bestehender, abgeschriebener Pumpspeicherkraftwerke aus. Diese Situation wird sich entsprechend mit dem weiteren Ausbau von Wind- und PV-Anlagen umkehren, bis in Zeiten von wenig Wind und Sonne entsprechend hohe Preise für die Ausspeicherung und bei Überangebot von Wind- und Sonnenstrom niedrige Preise für die Einspeicherung zur Verfügung stehen.

Der Großhandelsmarkt für Strom teilt sich strukturell in zwei Bereiche auf. Über direkte, meist bilaterale Verträge im OTC-Handel (*over the*

Anwendungsmöglichkeiten verschiedener Speichertechnologien		Erzeugungsausgleich		Systemdienstleistungen														
				Betriebsführung		Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung							Spannungshaltung und -qualität		Versorgungssicherheit- und -wiederaufbau			
						transient	Regel- und Reserveleistung											
		Spotmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)	Terminmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)	Netzengpassmanagement (Redispatch, z.T. auch zur Spannungshaltung)	Gradientensteuerung (Ramping) (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)	Momentanreserve (sofortige Frequenzstützung)	Primärregelleistung (Pos. und neg. gekoppelt)	Pos. * Sekundärregelleistung Neg.		Pos. * Tertiärregelleistung (Minutenbereich) Neg.		Langzeitreserve (Wind- oder Dauerreserve)	Bereitstellung von Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung, Fault-Ride-Through)	Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung)	Schwarzstartfähigkeit	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	Beitrag zur gesicherten Leistung (v. a. Reduktion & Sicherung der Höchstlast, u. a. auch Reduktion von Must-Run Kapazitäten)
Elektrische Energiespeicher	Doppelschichtkondensatoren (DSK)																	
	Spulen (SMES)																	
Elektrochemische Energiespeicher	Blei-Säure-Batterien																	
	Nickel-Batterien																	
	Lithium-Batterien																	
	Natrium-Batterien																	
	Redox-Flow-Batterien																	
Chemische Energiespeicher	Power-to-Gas-Strom - Ladetechnik Elektrolyse						nur neg.					nur neg.						
	Power-to-Gas-Strom - Entladetechnik Gaskraftwerk																	
	Power-to-Gas-Wärme -Power-to-Gas-to-Heat						nur neg.					nur neg.						
	Power-to-Gas, Power-to-Liquid - Stromkraftstoffe						nur neg.					nur neg.						
	Power-to-Chemicals - Chemische Grundstoffe						nur neg.					nur neg.						
Mechanische Energiespeicher	Pumpspeicherwerke																	
	Druckluftspeicher																	
	Schwungmassenspeicher																	
	Lageenergiespeicher																	
Thermische Energiespeicher u. Lastmanagement	Elektrowärmepumpe						nur neg.											
	Lastmanagement (Demand Response Integration) allgemein						nur neg.											
	Power-to-Heat - E-Heizer, WW, Nah-,Fern-, Prozesswärme						nur neg.											

Sehr gut geeignet | Gut geeignet | Prinzipiell geeignet / Forschungsbedarf | Nicht geeignet bzw. Einsatz nicht möglich

* die Abschaltung von Lasten kann bilanziell durch die „Freisetzung von Leistung" positive Regelleistung bereitstellen

Abb. 13.1 Überblick über mögliche Funktionen und Anwendungen sowie den Nutzen der betrachteten Speicher im Stromsektor

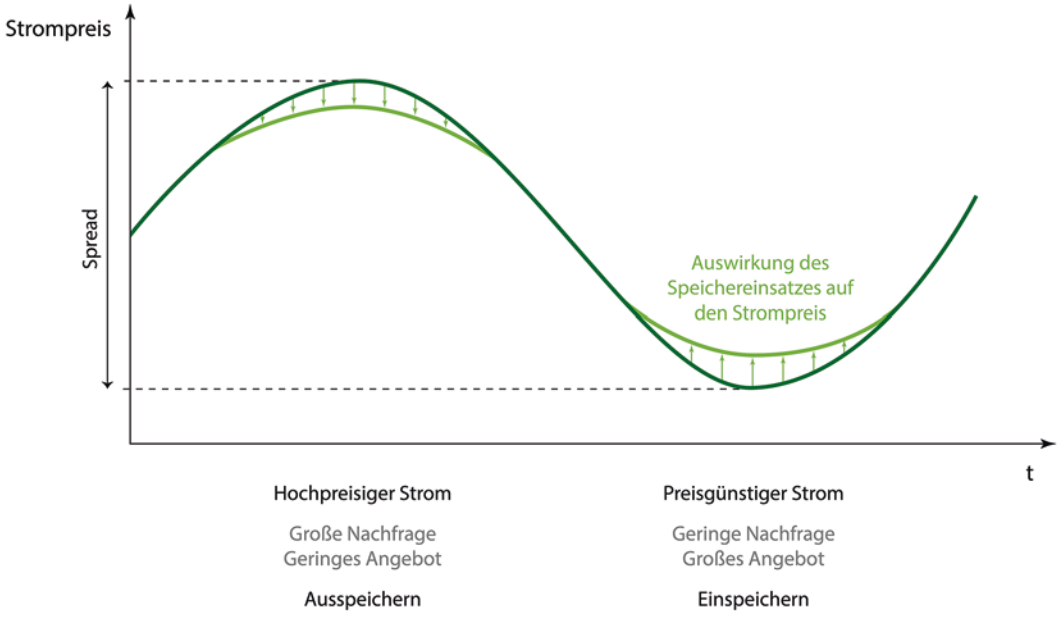


Abb. 13.2 Strommarktgetriebener Einsatz von Stromspeichern im Erzeugungsausgleich (Arbitragegeschäft)

counter) werden in Deutschland außerbörslich die größten Strommengen gehandelt. Der kleinere Anteil wird über die Börsen wie die EEX veräußert (s. [51, 72]). In beiden Fällen kommen Spot- und Terminmärkte zum Einsatz:

- Außerbörslicher OTC-Handel (Freiverkehr)
  - Spotmarkt (physische Erfüllung)
  - Terminmarkt (Forwards, Optionen, i. d. R nicht standardisierte Produkte; physische und finanzielle Erfüllung)
- Strombörse
  - Spotmarkt (physische Erfüllung)
  - Terminmarkt (Futures, Optionen, standardisierte Produkte; überwiegend finanzielle Erfüllung)

Im Folgenden sind Spot- und Terminmarkt an der Strombörse kurz erläutert.

Spotmarkt

Der Handelsplatz für kurzfristig lieferbaren Strom in Zentraleuropa ist der Spotmarkt der EEX in Paris (EPEX SPOT). Er bedient die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz. Hier wird Strom in der Handelseinheit MW – bzw. MWh, da die Handelszeit immer eine Stunde beträgt – im Intraday- (Verkauf am Tag der Lieferung) und Day-Ahead-Markt (Verkauf einen Tag vor der Lieferung) angeboten. Die Handelsbedingungen und Stromprodukte zu *Peakload*, *Baseload* und Stundenkontrakten ändern sich laufend und sind in [25] beschrieben.

Terminmarkt

An den Terminmärkten werden längerfristige Lieferverträge abgeschlossen, sogenannte Terminkontrakte und *Futures*. Sie beziehen sich auf Lieferzeiträume zwischen Monaten, Quartalen und Jahren und auf gewisse Blockgrößen, die über Leistung und Lieferdauer in einem Energiepaket definiert sind (s. [51]). Das Volumen des Terminmarkts ist deutlich größer als des Spotmarkts.

An der Energiebörse EEX werden außer Strom auch Erdgas, Kohle und CO_2-Zertifikate gehandelt.

Der zweite wichtige Markt für Energiespeicher im Stromsektor ist der Regelleistungsmarkt, der die Systemdienstleistung der Frequenzhaltung erfüllt.

13.1.1.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Die Rolle von Systemdienstleistungen in der Stromversorgung

Systemdienstleistungen sind für eine zuverlässige, sichere und stabile Stromversorgung essenzielle

Tab. 13.1 Zeitlicher Ablauf der Bereitstellung von Regelleistung vom Zeitpunkt einer Störung an. Art der Auslösung bzw. Anforderung und Zeitraum, über den die Regelleistungsart verfügbar zu sein hat

	Anforderung/Auslösung	Zeit bis zur vollen Verfügbarkeit nach Fehlerfall	Dauer der vorgeschriebenen Verfügbarkeit
Momentanreserve	Intrinsisch	Sofort	ca. 30 s
Primärregelleistung (PRL)	Automatisiert	Max. 30 s	15 min
Sekundärregelleistung (SRL)	Automatisiert	Max. 5 min	15 min
Tertiärregelleistung/Minutenreserve (MRL)	Telefonisch/automatisiert	Max. 15 min	ca. 45 min

Bestandteile. Sie dienen dazu, Spannung, Frequenz und Belastung der Stromnetze im Rahmen zulässiger Bandbreiten zu halten oder auf die Ursache von Störungen zurückzuführen.

Systemdienstleistungsprodukte kommen immer dann zum Einsatz, wenn das Stromsystem den sicheren Betriebsbereich zu verlassen droht.

Die wichtigsten Aspekte in der Systemdienstleistung sind Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau. Diese sogenannten Systemdienstleistungsprodukte wurden bisher maßgeblich aus fossilen Kraftwerken, Pumpspeicherwerken und angepasstem Nutzung von Betriebsmitteln wie dem Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen oder Blindleistungskompensationsanlagen bereitgestellt. Energiespeicher spielen heute und in Zukunft eine tragende Rolle bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Welche Rolle Systemdienstleistungen in Energieversorgungssystemen mit hohen erneuerbaren Anteilen spielen, wird in der dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 »Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien« der TU Dortmund/ef.Ruhr ausführlich erläutert (s. [62]).

Mit der »Verordnungsermächtigung zu Systemdienstleistungen« (§ 64, s. [17]) wurde die Grundlage für die am 3. Juli 2009 in Kraft getretene »Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen« (SDLWindV, s. [17]) gelegt, auf deren Basis die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen wie die Reduktion ihrer Wirkleistung innerhalb einer Minute oder der Beitrag zur Spannungshaltung verpflichtend wird. Für die Nutzung und Umsetzung dieser Möglichkeit sind eine Anpassung der Kommunikationstechnologie in den Leitwarten der Netzbetreiber sowie regulatorische Änderungen der Marktzugangsbedingungen notwendig. Unabhängig von dieser Verordnung sind heute auch andere erneuerbare Anlagen und Energiespeicher in der Lage, diese Funktionen zu erfüllen.

Frequenzhaltung durch Regel- und Reserveleistung

Die Netzfrequenz ist in Wechselspannungs- und Drehstromnetzen die Führungsgröße, die mit dem Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch korreliert. Um kritische Abweichungen von der Nennfrequenz (im europäischen Verbundnetz 50 Hz) und damit einhergehende Schwingungseffekte in am Netz hängenden Lasten und Erzeugern, die bis zur Notabschaltung führen können, zu vermeiden, wird das Netz so ausgeregelt, dass die Frequenz ein Toleranzband von ± 0,01 Hz nicht verlässt. Es wird also positive und negative Regelenergie bzw. Regelleistung benötigt, um das Leistungsgleichgewicht beizubehalten.

Je nachdem, wie schnell und für welche Dauer diese Regelenergie benötigt wird, wird zwischen Momentanreserve (MR), Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung (auch Minutenreserveleistung (MRL)) unterschieden (s. Tab. 13.1 und Abb. 13.3).

Die Momentanreserve wird von mechanischen Energiespeichern (Schwungmassenspeichern) bereitgestellt. Sie ist die in rotierenden Anlagenteilen (z. B. Turbinen, Synchronmaschinen, Rotoren von Windkraftanlagen) gespeicherte kinetische, in Wicklungen der Synchronmaschinen gespeicherte magnetische oder in Kondensatoren von Umrichtern gespeicherte elektrische Energie. Sie stellt eine intrinsische Reserve dar, die innerhalb von

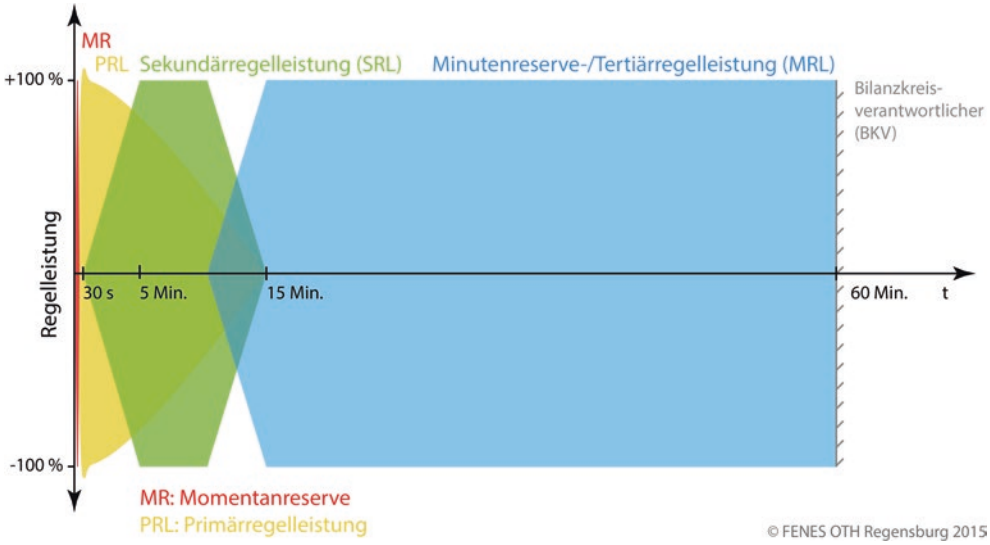


Abb. 13.3 Zeitlicher Ablauf der Regelenergiebereitstellung im Stromsystem nach einer Frequenzabweichung

Sekundenbruchteilen nach einer Störung im Netz deren Auswirkungen entgegenwirkt und damit die Frequenz stützt, bis die automatisch aktivierte Primärregelleistung übernimmt, welche nach spätestens 30 s voll angefahren sein muss.

Die PRL ist so schnell wie möglich von der SRL abzulösen, um erneut für den Störungsfall zur Verfügung zu stehen. Die SRL ist dabei nach spätestens 30 Sekunden anzufahren und hat nach spätestens fünf Minuten in voller Leistung verfügbar zu sein.

Innerhalb von 15 Minuten nach Eintritt der Störung ist die Regelenergie von der Minutenreserve zu übernehmen. Diese wird im Viertelstundentakt teils automatisiert, teils manuell per Telefon durch die Übertragungsnetzbetreiber für maximal eine Stunde pro Störung abgerufen. In dieser Zeit können weitere, trägere Kraftwerkskapazitäten bzw. planbare erneuerbare Energieanlagen die entstandene Erzeugungslücke schließen oder den Erzeugungsüberschuss aufnehmen.

Energiespeicher in Verbindung mit passender Leistungselektronik können im Regelleistungsmarkt an verschiedenen Stellen vielseitig eingesetzt werden. So kann beispielsweise mit Batteriekraftwerken positive und negative Regelleistung bereitgestellt werden, Gleiches gilt für Pump- und Druckluftspeicher. Kondensatoren und Spulen sind insbesondere für positive Regelenergie im Primärregel- und Momentanreserve-Bereich geeignet, während Power-to-Heat (Wärmespeicher) und Power-to-Gas (Gasspeicher, Elektrolyse) insbesondere negative Regelleistung bereitstellen können.

Spannungshaltung und Spannungsqualität durch ausgeglichenen Blindleistungshaushalt

Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sind für die Einhaltung zulässiger Spannungsbandbreiten ihrer jeweiligen Netzgebiete zuständig. So haben sie beispielsweise dafür zu sorgen, dass bei auftretenden Kurzschlüssen keine Spannungseinbrüche auftreten. Maßgeblich für die Spannungsqualität sind ein ausgeglichener, ortsgerechter Blindleistungshaushalt und eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung, damit im Fehlerfall Schutzeinrichtungen rechtzeitig auslösen (s. [62]).

Die Kurzschlussleistung an einem Verknüpfungspunkt im Stromnetz ist diejenige Leistung, welche bei einem Kurzschluss vom vorgelagerten Netz aufgenommen wird, wenn keine Sicherheitseinrichtungen ansprechen und keine sonstigen Beschädigungen an technischen Einrichtungen entstehen.

Dabei handelt es sich um eine Bemessungsgröße, einen theoretischen Wert, der Größen miteinander verknüpft, die in der Realität nicht gleichzeitig auftreten. Sie dient jedoch dazu, die Beanspruchung elektrischer Anlagen, das Schaltvermögen

von Leistungsschaltern und die Netzrückwirkung zu quantifizieren (s. [62]).

Diese Kurzschlussleistung wurde lange Zeit nur von den rotierenden Massen in (konventionellen) Erzeugungsanlagen bereitgestellt. Leistungselektronik und Steuerung dezentraler erneuerbarer Anlagen waren dazu bisher nicht in der Lage bzw. seitens der Netzbetreiber kommunikationstechnisch nur aufwändig einzubinden oder nicht gewünscht.

Heute kann durch schnelle Regelungstechnik und angepasste Leistungselektronik auch von dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen und verschiedenen Speichertechnologien Kurzschlussleistung bereitgestellt werden. Der Vorgang des »Durchfahrens eines Fehlers« wird auch »Fault-Ride-Through« genannt.

Der zweite wichtige Baustein der Spannungshaltung, der ausgeglichene Blindleistungshaushalt, wird in den verschiedenen Netzabschnitten durch lokale Einrichtungen (Kraftwerke, dezentrale Erzeugungsanlagen, Kompensationsmaßnahmen) sichergestellt. Auch Energiespeicher können entsprechend Blindleistung liefern. Mit Pumpspeicherwerken und rotierenden Massen (Schwungmassenspeicher, Phasenschieber) wird dies schon seit langer Zeit praktiziert, aber auch Ausspeichereinheiten mit Generatoren (z. B. Gasturbinen für Power-to-Gas), Batteriespeicher und alle anderen über Umrichter mit dem Netz gekoppelten Speicher können dazu ertüchtigt werden.

Bisher gibt es in Deutschland noch keinen Markt für Blindleistung, womit auch die Teilnahme von Energiespeichern an dieser Dienstleistung nur über die natürlichen Netzmonopole möglich ist. Diese Marktkomponente könnte wie die Netzentlastung (Redispatch) und der Versorgungswiderаufbau (Schwarzstartfähigkeit) auch regional ausgestaltet werden, da diese drei Probleme regionaler Natur sind und die Dienstleistung auch über einige Energiespeichertypen erbracht werden könnte.

13.1.1.3 Netzbetriebsführung und weitere Markt- und Systembeiträge

Die Betriebsführung der Netze obliegt den jeweils verantwortlichen Netzbetreibern und soll einen sicheren und störungsfreien Netzbetrieb gewährleisten. Durch kontinuierliche Überwachung und Steuerung der Netze und großer Verbrauchs- sowie Erzeugungsanlagen wird die Einhaltung von Grenzwerten sichergestellt.

Über die messtechnische Überwachung hinaus haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, durch regulatorische Maßnahmen wie Netzanschlussbedingungen und gesetzliche Regelungen Erzeugung und Verbrauch ihren Ansprüchen gerecht zu steuern. Betriebsmittel wie beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) können flexibel eingesetzt werden und tragen so zu einem stabilen Betrieb bei. Als dritte Möglichkeit steht die vertragliche Inanspruchnahme von Dienstleistungen zur Stabilisierung des Netzbetriebs wie beispielsweise der Einsatz von Speicherwerken oder *Redispatch* zur Vermeidung von Netzengpässen zur Verfügung.

- **Netzengpassmanagement, Netzentlastung – Redispatch**

Stromüberschüsse entstehen meist durch Engpässe im Stromnetz. In der Folge wird die Kraftwerkseinsatzplanung (*Dispatch*) kurzfristig und nachträglich geändert, was als Kraftwerks-Redispatch bezeichnet wird.

Redispatch, der auch zur Spannungshaltung auf Ebene des Übertragungsnetzes eingesetzt wird, ist Bestandteil des sogenannten Netzengpassmanagements, mit dem die Netzbetreiber Überlastungen der Stromnetze zu verhindern suchen (s. [62]). Kraftwerke (sowohl erneuerbare als auch konventionelle) können in diesem Rahmen außerplanmäßig gedrosselt, heruntergefahren oder nachträglich abgerufen werden.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert erneuerbaren Erzeugungsanlagen die Einspeisung all ihrer produzierten Energie (s. [18]). Werden aufgrund von Netzengpässen beispielsweise Windkraftanlagen gedrosselt oder abgeschaltet, hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber die Vergütungseinbußen zu erstatten.

Dies führt insofern zu Irritationen, als dass es oft billiger ist, erneuerbare Energien abzuregeln und für die entstandenen Ausfälle aufzukommen, als träge fossile Kraftwerke abzuschalten.

Mit weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien wird dieser Aspekt mehr und mehr ins Gewicht fallen und letzten Endes zur Grundsatzfrage über die Verdrängung fossiler durch erneuerbare Energien werden.

Beitrag zur Betriebsführung, gesicherten Leistung und Reduktion der Must-run-Kapazitäten

In der Betriebsführung der Stromnetze werden Energiespeicher künftig eine entscheidende Rolle spielen. Durch ihren Beitrag zur Verstetigung von erneuerbaren Energien über Erzeugungs- und Prognoseausgleich sowie schneller Gradientensteuerung werden sie Übertragungs- und insbesondere Verteilnetze entlasten, die Versorgungssicherheit erhöhen, einen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen und fossile Must-Run-Kapazitäten verdrängen. Auch wenn einige dieser Leistungen von Speichern zur technischen Versorgungssicherheit derzeit in Deutschland nicht honoriert werden, können wie in anderen Ländern Produkte und passende Märkte dazu geschaffen werden.

Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Speicher, sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen, wird sowohl kurz- als auch langfristig für die Netzbetriebsführung von großer, auch wirtschaftlicher Bedeutung sein (s. [62]).

Unterbrechungsfreie Stromversorgung

Eine weitere Speicheranwendung, die mehr oder weniger zur Betriebsführung gezählt werden kann, ist die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Zur Überbrückung von Netzausfällen werden seit vielen Jahren in wichtigen infrastrukturellen Einrichtungen wie Krankenhäusern, Rechen- und Telekommunikationszentren, Polizeistationen etc. meist batteriebasierte Energiespeicher für den Betrieb sicherheitsrelevanter und überlebensnotwendiger Anlagen eingesetzt. Dieses Feld war bisher, abgesehen vom Beitrag zur Netzstabilität in einigen Ländern, der Haupteinsatzbereich von Stromspeichern.

Langzeitreserve: Wind- oder Dauerreserve

Für den sicheren Betrieb über längere Zeiträume mit saisonal schwankenden erneuerbaren Energien gewinnt auch eine Langzeitreserve (Wind- oder Dauerreserve) an Bedeutung hinzu. Saisonale Überschüsse aus Systemen mit hohen erneuerbaren Anteilen können in chemische Energieträger gewandelt und eingespeichert werden, um saisonal auftretende Mängel auszugleichen.

Versorgungswiederaufbau und Schwarzstartfähigkeit

Lokal begrenzte Störungen liegen normalerweise im Verantwortungsbereich der Verteilnetzbetreiber. Weiten sich diese aber zu einem großflächigen Stromausfall (*Blackout*) aus, fällt die möglichst kurzfristige Wiederherstellung der Versorgung in den Zuständigkeitsbereich der Übertragungsnetzbetreiber. Diese steuern dann, unterstützt von den Verteilnetzbetreibern nach dafür vorgesehenen Plänen, den sukzessiven Aufbau zunächst mehrerer kleinerer Inselnetze, die dann synchronisiert und wieder gekoppelt werden. Diese Teilnetze benötigen zu Beginn schwarzstartfähige Kraftwerke, die aus eigener Kraft ohne Energieversorgung von außen in der Lage sind hochzufahren. Auch hier kommen seit jeher Batteriesysteme zum Einsatz, die ein Anfahren der Großkraftwerke erst ermöglichen. Zu den Pumpspeichern, die für diesen Vorgang seit Langem eingesetzt werden, werden in Zukunft weitere Speicherkraftwerke wie Batteriekraftwerke oder Gaskraftwerke mit einem aus Power-to-Gas gespeisten Gasspeicher hinzukommen.

Kapazitätsmarkt vs. Flexibilitätsmarkt vs. Regelleistungsmarkt

In der Debatte um die Gewährleistung der technischen Versorgungssicherheit in Deutschland werden Kapazitätsmärkte als ein Mittel diskutiert. Der bestehende Regelleistungsmarkt stellt im Grunde einen Kapazitätsmarkt da, der jedoch aus der Geschichte heraus stark erzeugungsseitig geprägt und auf Großkraftwerke im Grundlastbetrieb ausgelegt war. Dies änderte sich in den letzten Jahren schrittweise. Dennoch sind die Ausschreibungskriterien mit wöchentlichen Erfüllungszeiträumen in einem System mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien nicht mehr zeitgemäß, da mit Windkraft- und Photovoltaikanlagen wetterbedingt ein maximaler Vorhersagezeitraum von 1–3 Tagen existiert und diesen Anlagen damit der Zugang zum Regelleistungsmarkt verwehrt ist. Darüber hinaus besteht eine Debatte, ob es sinnvoll ist, Flexibilitätsmärkte zu etablieren, um den steigenden Bedarf an Flexibilität zu decken.

Alle drei Problemstellungen ließen sich in einem »Markt« lösen, indem der bestehende Regelleistungsmarkt nach folgenden fünf Bedingungen angepasst wird:

- Technologieneutralität
- Marktbasierte Preisfindung
- Vorgaben zu Gradientenfähigkeit in der Präqualifikation
- Beitrag zur gesicherten Leistung
- Einbeziehung von erneuerbaren Energieanlagen und der Verbraucherseite (Lastmanagement – *Demand Side Integration*) über kürzere Lieferzeiträume und kleinere Losgrößen

Sind diese einfachen Bedingungen erfüllt, können neben erneuerbaren Energieanlagen und der Verbraucherseite, die ein großes Potenzial hat (s. ► Kap. 11), welches aufgrund fehlender Anreize nicht gehoben wird, auch Energiespeicher neue Märkte darin finden.

13.1.2 Pumpspeicherwerke und Speicherkraftwerke

Pump- und Speicherwerke sind Wasserkraftwerke, welche die potenzielle Energie von Wasser auf verschiedenen Höhenniveaus zur Energieerzeugung und Speicherung nutzen. Indem Wasser auf höher gelegenem Niveau zurückgehalten wird, verschaffen sie sich gewisse Speicherkapazitäten. Pumpspeicherwerke unterscheiden sich dabei von reinen Speicherkraftwerken insofern, als dass sie durch das Zurückpumpen von bereits genutztem Wasser von einem Unterbecken oder Flussbett in das Oberbecken Energie aus dem Stromnetz aufnehmen und einspeichern können.

Pumpspeicher sind heute in großem Maßstab die meistetablierte, über Jahrzehnte erprobte, effizienteste und auch kostengünstigste Form der Stromspeicherung für kurze Zeiten. Eine Herausforderung bei Neubauprojekten ist die ökologische Verträglichkeit und die gesellschaftliche Akzeptanz von neuen großen Pumpspeichern.

Pumpspeicher zum Erzeugungsausgleich von Wind- und Solarenergie

Pump- und Speicherkraftwerke besitzen die Fähigkeit schnell an- und abzufahren, und zwar je nach Anlagentyp innerhalb von etwa ein bis drei Minuten. Dadurch können große Leistungsschwankungen im Netz ausgeglichen werden. Das Pumpspeicherwerk Goldisthal benötigt beispielsweise vom Stillstand bis zum Turbinenbetrieb lediglich 75 s. So können Pumpspeicher zum Ausgleich von Prognosefehlern und zur Verlagerung der Einspeisespitzen aus er-

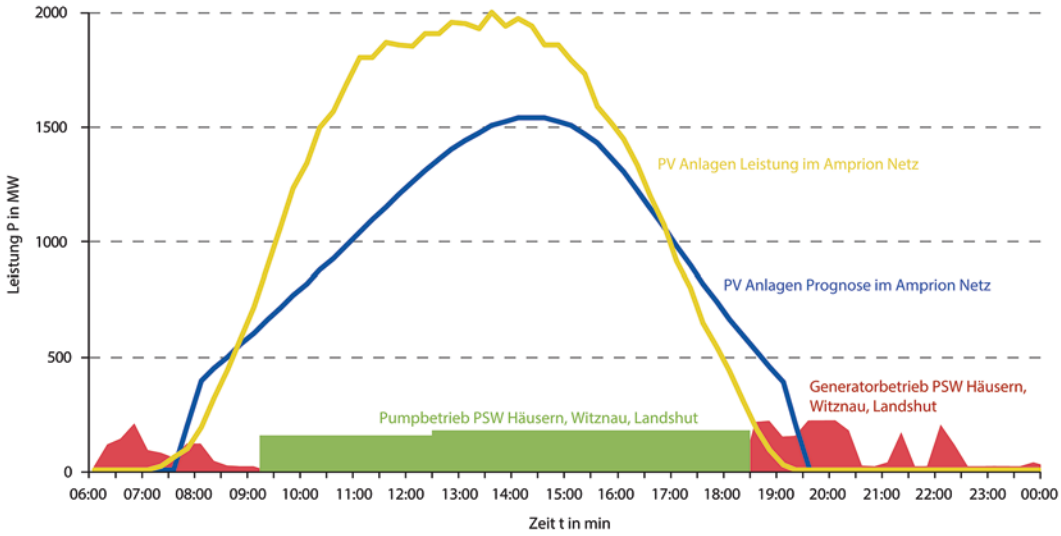


Abb. 13.4 Maschineneinsatz von Pumpspeichern der Schluchseewerk AG in Häusern, Witznau und Waldshut, Südbaden, zum Ausgleich von Prognosefehlern und Verlagerung von Überschüssen aus Solarenergie in verbrauchsärmere Zeiträume mit wenig Solarstrom im Vergleich zur Solarstromprognose und -einspeisung im Netzgebiet von Amprion (Quelle: Schluchseewerk AG)

neuerbaren Energien in verbrauchsstärkere Zeiten im Arbitragegeschäft genutzt werden, wie aus Abb. 13.4 hervorgeht.

Die Grafik zeigt die im Netz von Amprion eingespeiste Energie aus Photovoltaikanlagen am 29.10.2010 und die Betriebszustände von Pumpspeichern der Schluchseewerk AG im gleichen Zeitraum. In verbrauchsstarken Zeiten am Morgen und am Abend, wenn noch keine Einspeisung aus der Photovoltaik vorliegt, speichern die Pumpspeicher aus. Tagsüber übersteigt der PV-Ertrag die Prognosen teils um mehr als 400 MW. Diesem Ungleichgewicht wirken die Pumpspeicher entgegen, indem sie mit voller Leistung einspeichern.

Systemdienstleistungen von Pumpspeichern

Durch die gute Regelbarkeit, d. h. die sehr schnelle Wechselfähigkeit zwischen Pumpen und Turbinieren, werden die Kraftwerke auch zur Blindleistungskompensation und zur Frequenzerhaltung eingesetzt. Große rotierende Massen der Turbinen- und Generatoranlagen tragen zur Momentanreserve und gesicherten Leistung bei.

Darüber hinaus sind Pump- und Speicherkraftwerke zum Schwarzstart fähig. Dies bedeutet, dass sie unabhängig vom Stromnetz anfahren und selbst bei komplettem Netzausfall anderen Kraftwerken Energie zum Hochfahren zur Verfügung stellen können.

Durch große Flexibilität und schnelle Reaktionszeit der Leistungsbereitstellung und -aufnahme erfüllen Pumpspeicher in der Regel die hohen Präqualifikationsanforderungen zum Angebot von Sekundärregelleistungsprodukten.

Primärregelleistung durch hydraulischen Kurzschluss

Um gleichzeitig positive und negative Regelenergie vorhalten zu können und damit primärregelleistungsfähig zu sein, besteht für Pumpspeicherwerke zusätzlich zum Rückpumpen in das Speicherbecken die Möglichkeit des hydraulischen Kurzschlusses (s. Abb. 13.5).

Die Fördermenge des Pumpensatzes an sich ist für gewöhnlich nicht regelbar und benötigt dadurch stets die gleiche Leistung. Für den hydraulischen Kurzschluss sind Pumpensatz und Turbine direkt miteinander gekoppelt. Durch das Öffnen der Drosseln des Turbinensatzes wird – gleichzeitig zur Leistungsaufnahme der Pumpe – mechanische Leistung in elektrische Leistung gewandelt, die den Bedarf der Pumpe teilweise kompensiert. Wasser wird so sprichwörtlich im Kreis gepumpt und Energie im Kurzschluss »vernichtet«, was technisch nicht sinnvoll erscheint, sich aber betriebswirtschaftlich bei geschickter Vermarktung am Regelleistungsmarkt lohnt. Durch Verschiebung des

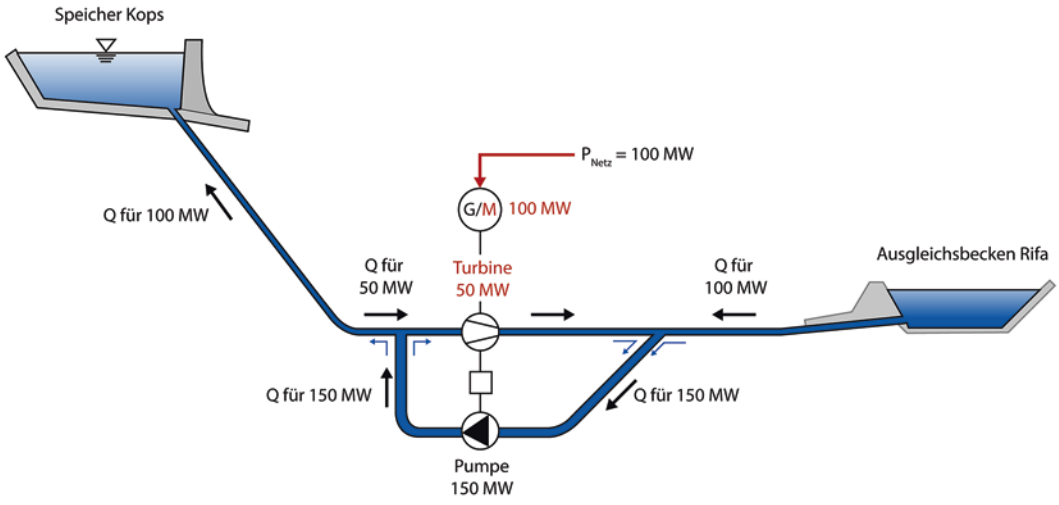


Abb. 13.5 Primärregelleistung von Pumpspeichern durch den hydraulischen Kurzschluss am Beispiel Kopswerk II der Vorarlberger Illwerke AG. Über die gekoppelte Leistungsregelung der Turbine wird die indirekte Regelung der Pumpe möglich (Quelle: Vorarlberger Illwerke AG)

Tab. 13.2 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Goldisthal

Turbinenleistung	1,06 GW
Speicherkapazität/Arbeitsvermögen	8,48 GWh
Ausspeicherdauer	8 h (unter Volllast)
Inbetriebnahme	2004
Einsatzregelzone	50 Hz (Ostdeutschland, Berlin und Hamburg)
Fallhöhe	ca. 300 m
Speichervolumen Oberbecken	ca. 12 Mio. m^3
Speichervolumen Unterwasser	ca. 18,9 Mio. m^3
Betreiber	Vattenfall

Arbeitspunktes in diesem Betriebszustand ist das Kraftwerk in der Lage, sich dem Regelleistungsbedarf kontinuierlich anzupassen. Damit ist das System auch im negativen Leistungsbereich, also bei Leistungsüberschuss im Netz, voll regelfähig.

Abbildung 13.5 illustriert diesen sogenannten Regelpumpbetrieb im Kraftwerk Kopswerk II der Vorarlberger Illwerke AG. Es besteht ein Bedarf an 100 MW negativer Regelleistung. 100 MW sollen also aus dem Netz entnommen werden, wobei die Pumpleistung 150 MW beträgt. Die gekoppelte Turbine stellt eine Leistung von 50 MW bereit, wodurch exakt 100 MW Strom aus dem Netz gezogen werden (s. [79]). Der reale Aufbau des gekoppelten Turbinen- und Pumpensatzes ist in Abb. 13.6 zu sehen.

Nicht alle Pumpspeicher und Speicherkraftwerke erfüllen die beschriebenen Eigenschaften gleichermaßen. Je nach geografischen und technischen Gegebenheiten fallen unterschiedliche Eigenschaften mehr oder weniger ins Gewicht. Einige Kraftwerke werden in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellt.



Abb. 13.6 Pumpensatz des Kopswerks II der Vorarlberger Illwerke AG, der mit dem Generator (*oben durch die Decke*) zur Umsetzung des hydraulischen Kurzschlusses gekoppelt ist (Quelle: Vorarlberger Illwerke AG)

13.1.2.1 Pumpspeicherwerke in Deutschland

Deutschland verfügt derzeit (2014) über ca. 40 Pumpspeicher mit einer Pumpspeicherleistung von ca. 7 GW und einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh.

Die folgenden Abbildungen zeigen eine Auswahl deutscher Pumpspeicher. Es gibt weitere kleinere Pumpspeicherwerke mit Leistungen zwischen 0,5 und 120 MW. Dazu zählt das Kraftwerk Geehsthacht, das kein separates Unterbecken besitzt, sondern direkt mit der Elbe verbunden ist. Das Pumpspeicherwerk Langenprozelten hat die Besonderheit, dass es ausschließlich der Elektrizitätsversorgung der Deutschen Bahn in Spitzenlastzeiten dient.

- **Pumpspeicherwerk Goldisthal (Thüringen)**

Das derzeit größte deutsche Pumpspeicherwerk Goldisthal in Thüringen (s. Tab. 13.2 und



Abb. 13.7 Oberbecken des Pumpspeichers Goldisthal mit einem Speichervolumen von ca. 12 Mio. m^3 Wasser (Quelle: Vattenfall Europe AG)

Tab. 13.3 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Atdorf, nach [69]

Turbinenleistung	1,4 GW
Speicherkapazität/Arbeitsvermögen	13 GWh
Ausspeicherdauer	9 h
Genehmigungsbescheid (voraussichtlich)	2016
Inbetriebnahme voraussichtlich	–/–
Einsatzregelzone	TransnetBW (Baden-Württemberg)
Fallhöhe	ca. 600 m
Speichervolumen Oberbecken	9 Mio. m^3 (Hornbergbecken I)
Speichervolumen Unterwasser	9 Mio. m^3 (Haselbecken)
Betreiber	Schluchseewerk AG
Investitionsvolumen	ca. 1,6 Mrd. €

Abb. 13.7) ging 2004 mit einer Leistung von 1060 MW in Betrieb. Der Speicher kann einen Bedarf von 8 h im Volllastbetrieb decken und besitzt ein Arbeitsvermögen von 8480 MWh.

Pumpspeicherwerk Atdorf

Die Schluchseewerk AG plant das Pumpspeicherwerk Atdorf im Schwarzwald mit einer Leistung von 1400 MW und einem Arbeitsvermögen von



Abb. 13.8 Koepchenwerk Herdecke, Pumpspeicherwerk der RWE AG mit 153 MW im Amprionnetz (Quelle: RWE Power AG)



Abb. 13.9 Bleilochtalsperre an der aufgestauten Saale in Thüringen als Pumpspeicher für Vattenfall Europe (Quelle: Vattenfall Europe AG)

13 GWh (s. Tab. 13.3). Es wäre damit das größte Pumpspeicherwerk in Deutschland und würde das PSW Goldisthal ablösen (s. [69]).

Neubauprojekte haben von der Konzeption bis zur Realisierung eine Planungszeit von ca. 10 Jahren. Ihre Lebensdauer beträgt 60–100 Jahre und darüber hinaus. Pumpspeicher sind daher eine sehr langfristige Investition mit hohen Ansprüchen an Qualität und Wartung.

Pumpspeicherwerk Herdecke

Das RWE-Pumpspeicherwerk Herdecke hat als Nachfolgekraftwerk im Jahr 1989 das ehemalige Koepchenwerk ersetzt, welches sich dort seit 1927 befand, nach einem Energiepionier des Ruhrgebiets benannt ist und nach einem Maschinenschaden rückgebaut wurde. Das neue Kraftwerk nutzt Ober- und Unterbecken der alten Anlage (s. Tab. 13.4 und Abb. 13.8). Das damalige Koepchenwerk war gemeinsam mit dem Pumpspeicherwerk Niederwartha an der Elbe eines der ersten beiden großtechnisch realisierten Pumpspeicherwerke Deutschlands. Damals dienten die Kraftwerke ausschließlich der besseren Auslastung thermischer Kraftwerke (s. [66]).

Auch heute dienen Pumpspeicher durch Stromveredelung im Arbitragegeschäft der Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks. Um eine Erhöhung des CO_2-Ausstoßes im Strommix durch den Einsatz von Flexibilitäten wie Pumpspeicher zu vermeiden, ist ein signifikanter Preis für die Entsorgung von CO_2 über CO_2-Zertifikate von 30–70 €/t notwendig. Über die sehr lange Lebensdauer eines PSW ist damit zu rechnen, dass in der Energiewende Pumpspeicher überwiegend erneuerbaren Strom »veredeln« und speichern.

Tab. 13.4 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Koepchenwerk, nach [66]

Turbinenleistung	153 MW
Anfahrzeit zum Turbinenbetrieb	75 s
Pumpleistung	153 MW
Speicherkapazität/Arbeitsvermögen	590 MWh
Ausspeicherdauer	3,8 h
Inbetriebnahme	1989
Einsatzregelzone	Amprion
Fallhöhe	ca. 150 m
Speichervolumen Oberbecken	1,6 Mio. m^3
Betreiber	RWE

Pumpspeicherwerke Bleiloch und Hohenwarte 1

Die Kraftwerke Bleichloch und Hohenwarte 1 sind zwei Pumpspeicherwerke in der fünffach aufgestauten Saale (Saalekaskade) in Thüringen (s. Abb. 13.9). Sie wurden Anfang und Mitte des 20. Jahrhunderts gebaut. Mit einem Speichervolumen von ca. 200 Mio. m^3 und einer Leistung von 80 bzw. 63 MW liegen die beiden von Vattenfall Europe betriebenen Kraftwerke in einer etwa gleichen Größenordnung. Hohenwarte 1 liefert eine durchschnittliche Strommenge von 74 GWh im Jahr.



Abb. 13.10 Turbinenhalle des Kavernenkraftwerks Säckingen (Quelle: Schluchseewerk AG)



Abb. 13.11 Eggbergbecken (*Oberbecken*) des Pumpspeichers Säckingen (Quelle: Schluchseewerk AG)

Pumpspeicherwerk Säckingen

Das Kraftwerk Säckingen der Schluchseewerk AG ist mit einer Fallhöhe von etwa 400 m eine klassische Hochdruckanlage. Abbildung 13.10 zeigt eine der vier Francisturbinen mit einem Laufraddurchmesser von 2,1 m, einer Maximalleistung von 92,5 MW und einer Schluckwassermenge von 24.500 Litern pro Sekunde. Im 400 m höher gelegenen Eggbergbecken sind rund 2,1 Mio. m^3 Wasser enthalten, wodurch ein sechsstündiger Volllastbetrieb möglich ist (s. Abb. 13.11). Als Unterbecken dienen Stauräume am Rhein, aus denen das Wasser wie beim klassischen Pumpspeicherwerk zurück ins Oberbecken gepumpt werden kann. Circa 18 % der Erzeugung entsteht durch einen natürlichen Zufluss. Die Turbinen können innerhalb von 90 s vom Stillstand auf volle Leistung hochgefahren werden und zählen damit zu den flexiblen Pumpspeicherwerken (s. [68]).

Pumpspeicherwerk Wehr

Mit Abstand die größte effektive Fallhöhe unter den deutschen Pumpspeicherwerken besitzt mit 630 m das Kraftwerk Wehr in Baden-Württemberg. Diese Fallhöhe konnte durch das über 1000 m höher liegende Hornbergbecken realisiert werden. Das Kraftwerk hat eine Ausspeicherleistung von 910 MW und wird ebenfalls von der Schluchseewerk AG betrieben Abb. 13.12 zeigt die 219 m lange, 19 m breite und 35 m hohe Maschinenkaverne des Kavernenkraftwerks.

13.1.2.2 Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke weltweit

Wasserkraft als global größte genutzte erneuerbare Energiequelle und als Energiespeicher

In vielen Ländern ist der Wasserkraftanteil an der Energieversorgung aufgrund des größeren verfügbaren Potenzials im Verhältnis zum Energiebedarf um ein Vielfaches höher als in Deutschland. Im Jahr 2012 lag der globale Anteil der Wasserkraft bei 6,4 % an der Primärenergie (s. ▶ Kap. 1). Weltweit sind 2012 ca. 990 GW Wasserkraftwerke ohne



Abb. 13.12 Maschinenhalle des Pumpspeicherwerks Wehr (Quelle: Schluchseewerk AG)

Pumpspeicherwerke installiert, die 16,5 % des globalen Strombedarfs decken. Die meiste Wasserkraft (23 %) wird in China eingesetzt, wo auch über die Hälfte der 2012 neu installierten Wasserkraftwerke entstanden, wovon 1,5 GW Pumpspeicher sind und weitere 3,6 GW sich im Bau befinden (s. [63]).

In Europa nimmt Norwegen eine Sonderstellung ein, wo nahezu die gesamte Stromversorgung auf Wasserkraft beruht, aber auch in Österreich und in der Schweiz werden durch die Wasservorkommen in den Alpenregionen mehr als 50 % der elektrischen Energie mit Wasserkraftwerken bereitgestellt.

Das technische Ausbaupotenzial in Asien, Afrika und Lateinamerika ist sehr hoch. Durch einen Ausbau könnten Regionen mit Elektrizität versorgt werden, die bis jetzt noch ohne Stromversorgung sind. Die ökologischen und soziokulturellen Auswirkungen von Großprojekten in der Wasserkraft (Drei-Schluchten-Staudamm, Itaipú) sind jedoch oftmals von großem Nachteil für die Bevölkerung und Umwelt vor Ort. Millionen von Einwohnern wurden bei diesen Projekten gegen ihren Willen umgesiedelt und verloren ihre Heimat. Kulturschätze und ökologisch wertvolle Gebiete fielen den Stauseen zum Opfer. Neue Wasserkraft- und auch Pumpspeicherprojekte bedürfen daher eines starken Fokus auf diese nicht-technischen Faktoren, um den Schaden für Mensch und Umwelt möglichst gering zu halten.

Pumpspeicher als global größte genutzte Stromspeichertechnologie mit dem stärksten Wachstum

Insgesamt sind 2012 weltweit 138 GW Pumpspeicher installiert, deren größte Potenziale sich mit 45 GW auf Europa, ca. 26 GW auf Japan, ca. 22 GW auf die USA und 20,3 GW auf China verteilen. 2012 wurden weltweit 3 GW neue Pumpspeicher in Betrieb genommen, Länder wie Indonesien wollen in den nächsten Jahren 3 GW zubauen, Spanien auf ca. 9 GW kommen, China von 20,3 auf 30 GW. Damit ist der Pumpspeichermarkt der größte Wachstumsmarkt für Stromspeicher, der weitgehend von den größten Herstellern Alstrom, Andritz, IMPSA und Voith Hydro bedient wird (s. [63]).

In der EU gibt es aktuelle Abschätzungen über GIS-Auswertungen zum Potenzial von Pumpspeichern. Das realisierbare Potenzial bei einem maximalen Abstand von 5 km zwischen Ober- und Unterbecken wird mit 10 TWh in Europa beziffert, wovon 40 % in der EU liegen (s. [37]).

Tabelle 13.5 zeigt eine Aufstellung der Nennleistungen von Pump- und Speicherkraftwerken in Europa sowie ihr Speichervermögen, Jahresstromerzeugung und ihre Auslastung. Deutschlands Pumpspeicher haben in Europa den größten Jahresumsatz.

Pumpspeicherwerk Vianden (Luxemburg)

Das Pumpspeicherwerk Vianden in Luxemburg gehört zu den großen Pumpspeicherwerken Europas (s. Tab. 13.6 und Abb. 13.13). Das Unterbecken liegt zum Teil in Deutschland und der erzeugte Spitzenstrom wird in das deutsche Übertragungsnetz eingespeist. Der benötigte Strom für den Pumpbetrieb wird ebenfalls vom deutschen Übertragungsnetz bezogen. Ein neuer elfter Maschinensatz mit zusätzlichen 190 MW Pumpleistung und 195 MW Turbinenleistung ergänzt den Betrieb des flexiblen Kraftwerks (s. [73]).

Tab. 13.5 Übersicht zu Leistungsdaten, Kapazitäten und Jahresstromerzeugung von Pumpspeicherkraftwerken in europäischen Länder von 2011, nach [28, 37]

Land	Nennleistung in MW	Kapazität in GWh	Jahresstromerzeugung in GWh
Belgien	1307	8	1217
Bulgarien	864	2	765
Deutschland	6777	39	6099
Frankreich	6985	184	5074
Griechenland	699	21	264
Großbritannien	2744	33	2895
Irland	292	2	0
Italien	7544	k. A.	2539
Kroatien (2010)	293	k. A.	106
Litauen	900	49,3	564
Luxemburg	1096	6,1	1069
Norwegen	1326	11.000	406
Österreich	3365	125	3504
Polen	1406	11	422
Portugal	1029	107	564
Rumänien	92	k. A.	218
Schweden	99	k. A.	122
Schweiz	1817	369	1746
Slowakei	916	3,7	368
Slowenien	180	k. A.	143
Spanien	5260	1530	2275
Tschechien	1147	6,7	701

Albanien, Dänemark, Estland, Finnland, Lettland, Lichtenstein, Malta, Niederlande, Türkei, Ungarn und Zypern und die Stadtstaaten haben keine Pumpspeicherkraftwerke installiert und sind daher nicht aufgeführt.
Für Bosnien und Herzegowina, Island, Russland, Ukraine und Weißrussland liegen keine Daten vor.

Pumpspeicherwerk Bath-County (USA)

Das Bath-County-Kraftwerk im Norden Virginias an der Grenze zu West Virginia in den USA ging im Januar 1985 in Betrieb. Es ist mit 3 GW Ausspeicherleistung das leistungsstärkste Pumpspeicherwerk der Welt und besteht aus 6 Francis-Turbinen mit je 510 MW (s. Tab. 13.7 und [20]).

Pumpspeicherwerk Malta (Österreich)

Das leistungsstärkste Pumpspeicherwerk in Österreich ist das Kraftwerk Malta (s. Tab. 13.8). Es hat mit 633 h oder 26 Tagen den Charakter eines Langzeitspeichers und mit fast einem Monat die längste Ausspeicherdauer in Europa. Mit einer Leistung von 116 MW erzeugt das Kraftwerk eine Jahresenergie von 618.400 MWh. Dabei wird ein Wasservolumen von 200 Mio. m^3 im Oberbecken (Kölnbreinspeicher) gespeichert. Das Wasser wird von einem Vorspeicher mit mehreren Zuflüssen und dem Fluss Möll in das Speicherbecken gepumpt (s. [89]).

Tab. 13.6 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Vianden, nach [73]

Turbinenleistung	1096 MW
Pumpleistung	850 MW
Arbeitsvermögen Turbinieren/Pumpen	4630/6240 MWh (ca. 4/7 h)
Inbetriebnahme	1964
Fallhöhe	ca. 280 m
Speichervolumen Oberbecken	6,8 Mio. m^3
Speichervolumen Unterbecken	6,8 Mio. m^3
Betreiber	Société Électrique de l'Our (SEO)



Abb. 13.13 Das Pumpspeicherwerk nahe Vianden in Luxemburg entlang des Grenzflusses Our zwischen Deutschland und Luxemburg. Der Fluss wird als Unterbecken genutzt (Quelle: Société Électrique de l'Our)

Tab. 13.7 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Bath-County, nach [20]

Turbinenleistung	3 GW
Inbetriebnahme	1985
Speichervolumen Oberbecken	44 Mio. m^3
Speichervolumen Unterwasser	34,5 Mio. m^3
Fallhöhe	ca. 380 m
Betreiber	Allegheny Power System, Dominion

Tab. 13.8 Steckbrief: Pumpspeicherwerk Malta Oberstufe (Österreich), nach [89]

Turbinenleistung	120 MW
Pumpleistung	116 MW
Speicherkapazität/ Ausspeicherdauer	76 GWh/26 Tage
Inbetriebnahme	1979
Fallhöhe	198 m
Betreiber	Verbund AG

Tab. 13.9 Steckbrief: Drei-Schluchten-Talsperre, nach [3]

Turbinenleistung	18,2 GW
Jahresproduktion	84,7 TWh/a
Auslastung	ca. 4650 VLh
Gewässer	Jangtse
Umsiedlungen	1,3 Mio. Menschen, 1600 Fabriken
Kosten offiziell/inoffiziell	21/39 Mrd. €
Inbetriebnahme	2009

Abbildung 13.14 zeigt die Malta Oberstufe, die im Jahr 1979 in Österreich in Betrieb genommen wurde. Der Bau dauerte von 1971 bis 1977.

Speicherkraftwerk Drei-Schluchten-Talsperre (China)

Die Drei-Schluchten-Talsperre in China ist das weltweit größte Wasserkraftwerk (s. Tab. 13.9). Derzeit verfügt es über eine Leistung von 18,2 GW und generiert ca. 85 TWh pro Jahr, was einem Neuntel der gesamten Stromproduktion Chinas entspricht.

Der Bau dient der Stromproduktion und dem Hochwasserschutz, erforderte jedoch die Umsiedlungen von ganzen Städten und Regionen mit Millionen von Menschen und hat negative Auswirkungen auf Umwelt und Kulturgüter. Auch Jahre nach seiner Fertigstellung treten immer wieder große Probleme rund um das Großprojekt auf. So ist das natürliche Gleichgewicht des Jangtse-Stroms empfindlich gestört. Provinzen flussabwärts leiden unter Wassermangel und eingeschränkter Schiffbarkeit des Flusses, am Reservoir selbst drohen Erdrutsche (s. [21, 30]). Daher ist das Großprojekt immer wieder in der Kritik.

Itaipú (Brasilien/Paraguay)

Das Kraftwerk Itaipú an der Grenze zwischen Brasilien und Paraguay wurde von 1975 bis 1991 erbaut und im Jahr 2004 auf die derzeitige Leistung von 14 GW erweitert (s. Tab. 13.10). Im Jahr 2013 erzeugte das Kraftwerk 98,6 TWh elektrische Energie und konnte damit zu 75 % den Elektrizitätsbedarf Paraguays und zu 16,9 % denjenigen Brasiliens decken (s. [46]). Von Itaipú aus geht direkt eine HGÜ-Leitung nach São Paulo, um den Großraum São Paulo und Rio de Janeiro mit Wasserkraft zu versorgen.

Das Großkraftwerk ist ein Gemeinschaftsprojekt der Länder Brasilien und Paraguay und versorgt mit der generierten Energie aus dem Grenzfluss Río Paraná beide Länder. Während die Anteile des Kraftwerks auf beide Länder hälftig aufgeteilt sind, benötigt Brasilien deutlich mehr Energie, die es von Paraguay abkauft und importiert.

Assuan-Staudamm (Ägypten)

Durch die gigantischen Ausmaße des Nassersees, der durch das Aufstauen des Nils entstand, besitzt der Assuan-Staudamm im südlichen Ägypten eines der größten künstlichen Wasservolumen weltweit (s. Tab. 13.11).

Ziel des Baus war nicht allein die Stromproduktion, sondern auch die Verbesserung der Schiffbarkeit, die Bewässerung von landwirtschaftlichen Nutzflächen und der Aufbau neuer Industrien sowie die Sicherung der Trinkwasserversorgung. Gleichzeitig entstanden auch hier Probleme wie fehlende Nährstoffe im Wasser, wodurch der Fischbestand im Nil und sogar im Mittelmeer stark zurückgegangen ist.



Abb. 13.14 Pumpspeicher Malta Oberstufe in Österreich, der mit 26 Tagen Ausspeicherdauer den Charakter eines Langzeitspeichers hat (Quelle: Verbund AG)

Tab. 13.10 Steckbrief: Itaipú, nach [91]

Turbinenleistung	14 GW
Jahresproduktion	98,6 TWh
Auslastung	ca. 7050 VLh
Gewässer	Paraná
Inbetriebnahme	1984

Tab. 13.11 Steckbrief: Assuan-Staudamm, nach [26]

Turbinenleistung	2,1 GW (12 Francis-Turbinen)
Speichervolumen	135–169 Mrd. m^3
Gewässer	Nil
Umsiedlungen	100.000 Menschen
Inbetriebnahme	1970
Investitionsvolumen	ca. 2,2 Mrd. €

Einige Kulturgüter sind umgesetzt worden, u. a. der berühmte Tempel von Abu Simbel, oder in den Fluten versunken (s. [26]). Durch das Bauwerk wurde in die Gewässerökologie des Nils eingegriffen. Der fruchtbare Schlamm, der bis dahin die Felder stromabwärts belebte, bleibt seit dem Bau des Damms aus. Am Staudamm selbst wurde in den 1970er-Jahren auch eine große alkalische Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion für die Ammoniaksynthese und Düngemittelgewinnung in Betrieb genommen (s. ► Kap. 8).

13.1.2.3 Sonderform Windpumpspeicher – der Naturstromspeicher Gaildorf

In der Nähe von Gaildorf in Baden-Württemberg sind vier Windkraftanlagen mit einer Leistung von jeweils 5,0 MW im Bau und werden mit einem Pumpspeicher zu einem »Naturstromspeicher« kombiniert (s. Abb. 13.15). Die Turmfundamente der Windenergieanlagen werden dabei als Wasserspeicher

genutzt. Das so genannte Aktivbecken befindet sich im unteren Teil des Windturms. Er steht im so genannten Passivbecken, einem Außenbecken, das den größten Teil der Wassermenge von 40.000 m³ je Turm aufnimmt. Gleichzeitig werden mit diesem Sonderfundament 40 m mehr Nabenhöhe für die Windanlagen erreicht.

Wie bei einem Pumpspeicher wird Wasser mithilfe von Windstrom vom Unterbecken mit 160.000 m³ Fassungsvermögen in die Turmfundamente gepumpt. Die elektrische Speicherkapazität beträgt 70 MWh (s. [53]).

Ein Druckrohr aus Polyethylen (PE) verbindet das Krafthaus mit den Speicherfundamenten. Es erlaubt eine flexible Verlegung entlang der bestehender Wege. Der Pumpspeicher fügt sich somit ohne größere Einschnitte gut in die Landschaft ein. Aufgrund der flexiblen Maschinentechnik mit mehreren drehzahlvariablen Pumpturbinen kann das Kraftwerk neben der Energiespeicherung gleichzeitig für die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt werden. Der bauliche Teil wie auch die Maschinentechnik des Naturstromspeichers ist durchgängig standardisiert und modular aufgebaut. Der Vorfertigungsgrad ist mit Hilfe von Betonfertigteilen und vormontierter Maschinentechnik sehr hoch.

Das Vorhaben wird mit Mitteln in Höhe von 7,15 Mio. € aus dem Umweltinnovationsprogramm des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit gefördert.

13.1.3 Schwungradspeicher

Neben der Standard-Stromspeichertechnologie der Pumpspeicher kommen auch andere mechanische Energiespeicher in Spezialanwendungen zum Einsatz. Anhand der technischen Eigenschaften von Schwungradspeichern ergeben sich folgende Anwendungsgebiete:

- Stand-by-Speicher zum Abfangen von Netzschwankungen, kurzzeitigen Unterbrechungen, Netzfilterung, Frequenz- und Spannungsregelung
- als Energiereserve für Lastspitzen, Einschalt- und Anfahrvorgänge.

13.1.3.1 Ausgleich von Netzschwankungen

Ein Schwungradspeicher von Beacon Power mit einer kommerziellen Größe von 20 MW Pufferleistung ist im Bundesstaat New York zur Frequenzregulierung im Netzgebiet des NYISO (New York Independent System Operator) eingesetzt. Der Speicher ist seit 2011 in Betrieb und an das 115 kV-Verteilnetz angeschlossen. Bis dato wurden Netz-

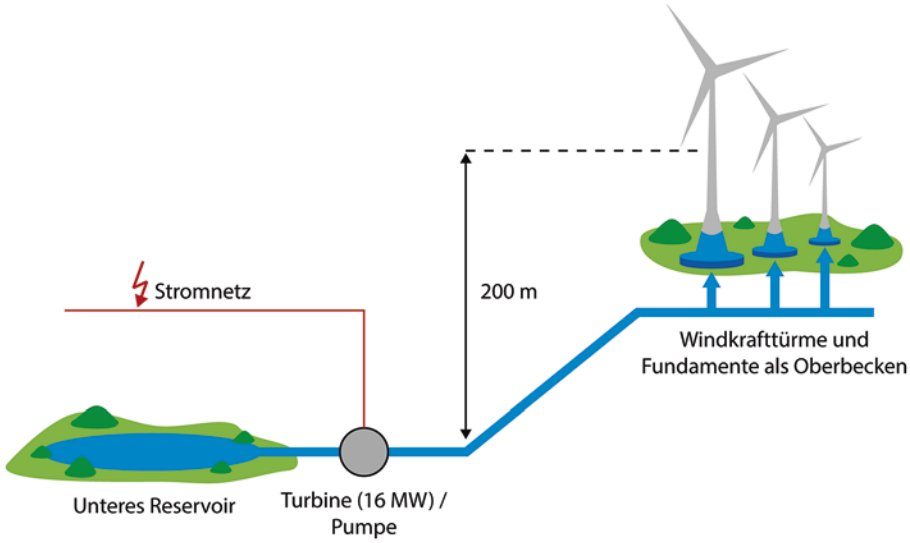


Abb. 13.15 Schematische Darstellung des »Naturstromspeichers« in Gaildorf, der eine Kombination aus Windkraftanlagen und einem Pumpspeicher ist, wobei die Fundamente und Türme der Windkraftanlagen als Oberbecken genutzt werden, nach [53]

frequenzschwankungen durch Generatoren mit fossilem Brennstoff oder Wasserkraftgeneratoren ausgeglichen. Um schneller auf Netzschwankungen reagieren zu können, werden Schwungradspeicher mit einer Reaktionszeit von Millisekunden eingesetzt.

Am Standort Stephentown sind 200 Schwungräder in Betrieb, welche pro Jahr zwischen 3000 und 5000 Vollzyklen absolvieren (s. ◘ Abb. 13.16). Tests in New England zeigten, dass das System in der Lage ist, 150.000 Lade-/Entladezyklen ohne Verluste in der Ladekapazität zu durchlaufen. Die mechanische Robustheit dieser Technologie wurde damit unter Beweis gestellt. Der mechanische Wirkungsgrad liegt bei über 97 % und der elektrische Wirkungsgrad bei 85 % (s. [9]).

Die Firma baut weitere Anlagen in der gleichen Größenordnung in Pennsylvania und eine kleinere Anlage in Massachusetts. Zu den Investitionskosten liegen keine Zahlen vor.

13.1.3.2 Unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen

Zur stationären Anwendung als unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen eignen sich Schwungradspeicher durch ihre schnelle Energiebereitstellung und ihre geringen Wartungskosten. Die Firma Piller produziert USV-Anlagen im Leistungsbereich von bis zu 2,4 MW und Speicherkapazitäten von 6–21 MWs (1,7–5,8 kWh). Im vollen Leistungsbereich sind die Ausspeicherdauern mit 2,5–8,8 s entsprechend kurz.

Die Vorteile gegenüber herkömmlichen USV-Anlagen liegen vor allem in der hohen Leistungsdichte, was wiederum zu einem geringeren Flächenbedarf führt. Zudem ist eine Klimatisierung der Anlage wie bei Batterien nicht notwendig. Eine Kostenersparnis gegenüber Batterieparks ist abhängig von den Investitionskosten und den Zyklenzahlen. USV-Anlagen mit Batteriesystemen benötigen im Bereich von 5–10 Jahren einen Batterietausch. Schwungradspeicher haben hingegen eine längere Lebensdauer. Lediglich die anfänglichen Investitionskosten sind deutlich höher, was den Herstellungskosten des Schwungrads geschuldet ist (s. [59]).

13.1.3.3 Kurzzeitige Hochleistungsenergie

Für spezielle Experimente der Plasmaphysik sind große Leistungen von bis zu 300 MW und Energiemengen in kurzen Zyklen nötig, die das öffentliche Stromnetz nicht abfangen könnte. Das Max-Plank-Institut nutzt mehrere Schwungradspeicher, um den starken Wechselbelastungen standzuhalten, die bei der Forschung an den Grundlagen eines Fusionskraftwerks entstehen.

Dieselbe Technik kommt ebenfalls beim Cern, der Europäischen Organisation für Kernforschung, Schweiz, in der Einrichtung zur Teilchenforschung zum Einsatz. Dort wird mithilfe des derzeit größten Teilchenbeschleunigers der Welt an den Grundlagen des Universums geforscht.

13.1.4 Batteriekraftwerke

Batteriekraftwerke zur Regelung von Stromnetzen existieren international schon seit vielen Jahren. In instabilen Netzregionen sorgen sie für die nötige Netzqualität oder gleichen Differenzen zwischen



◘ **Abb. 13.16** 20 MW-Schwungradspeicher für Frequenzstabilisierung im Bundesstaat New York (Quelle: Beacon Power LLC)



Abb. 13.17 Batteriekraftwerk der WEMAG/Younicos AG auf Basis von Lithium-Ionen-Akkus in Schwerin, Mecklenburg-Vorpommern. Aufnahme beim Einbau der Transformatoren (Quelle: Younicos AG)

Verbrauch und Erzeugung aus, primär in der konventionellen Energieversorgung.

In Zeiten sich wandelnder Energiesysteme können Batterieparks oder Batteriekraftwerke zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien beitragen, indem sie Systemdienstleistungen übernehmen und fossile Must-run-Kapazitäten ersetzen und zur gesicherten Leistung beitragen.

Größtes kommerzielles Batteriekraftwerk Europas in Deutschland

Batterieparks können auch in Regionen mit sehr hohen erneuerbaren Überschüssen eingesetzt werden. 2014 wird der größte kommerziell betriebene Batteriepark Europas in einer sehr windreichen Region in Nordostdeutschland fertiggestellt (s. Abb. 13.17, 13.18 und Tab. 13.12). Die Anlage der Kooperationspartner der Batteriefirma Younicos AG und des Stadtwerks WEMAG wird an dieser Stelle exemplarisch für diesen Anlagentyp vorgestellt.

Das Batteriekraftwerk stellt positive und negative Regelleistung als Systemdienstleistung am Primärregelenergiemarkt zur Verfügung, gleicht also kurzfristige Netzschwankungen aus und wird dafür mit einem Leistungspreis vergütet. Die Leistungselektronik ist auch in der Lage, transiente Anforderungen (Kurzschlussleistung/*Fault-Ride-Through*/Momentanreserve) abzudecken.

Trotz des Pilotcharakters des Projekts wird ein wirtschaftlicher Betrieb über 20 Jahre hinweg angestrebt und erwartet. Der Hersteller Samsung SDI gibt auf seine Batteriezellen 20 Jahre Garantie, wenn sie mit der Software und dem Batteriemanagement der Younicos AG betrieben werden. Abgesehen von Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken wurde in Deutschland bisher Regelleistung maßgeblich von konventionellen Kraftwerken zur Verfügung gestellt. Die damit einhergehenden Treibhausgasemissionen können durch solche Batteriekraftwerke in Kombination mit erneuerbaren Energien vermieden werden.

Die Steuerung des Kraftwerks erfolgt über die Netzfrequenz. Sinkt diese unter einen definierten Wert unterhalb der Sollfrequenz von 50 Hz, spei-

Tab. 13.12 Steckbrief: Batteriekraftwerk der WEMAG/Younicos AG in Mecklenburg-Vorpommern

Kapazität	5 MWh
Leistung	5 MW
Zelllieferant	Samsung SDI
Verbaute Zellen	25.600 Stück
Garantierte Laufzeit	20 Jahre
Systemdienstleistung	Primärregelleistung
Kooperationspartner	WEMAG, Younicos AG
Förderung	Zuschuss des Bundesumweltministeriums 1,3 Mio. €

chert das Kraftwerk aus und trägt damit zur Frequenzhaltung bei. Übersteigt die Frequenz einen Schwellwert oberhalb der Sollfrequenz, speichert das Kraftwerk ein. Die Batterien werden jeweils nur zur Hälfte geladen und entladen, womit jederzeit Spielraum für die Bereitstellung sowohl positiver als auch negativer Regelleistung erhalten bleibt.

Größtes kommerzielles Batteriekraftwerk in Nordamerika

Der weltweit größte Nickel-Cadmium-Speicher wurde 2010 von ABB und der Saft AG beim Unternehmen GVEA in Golden Valley, Fairbanks in Alaska in Betrieb genommen (s. Tab. 13.13). Er dient zur Netzunterstützung und gewährleistet eine unterbrechungsfreie Stromversorgung eines dort vorhandenen Inselnetzes. Das ca. 1300 t schwere System besteht aus 13.760 einzelnen Nickel-Cadmium-Zellen, welche in 4 Strängen angeordnet sind. Die Leistung beträgt 27 MW bei einer Kapazität von 6,75 MWh, d. h., das System kann eine Leistung von 27 MW für 15 min bereitstellen. In Ausnahmefällen ist für eine kurze Dauer von 7 min eine Leistung von 46 MW abrufbar. Die Nickel-Cadmium-Batterie erreicht bei 100 Vollzyklen und 500 Teilzyklen eine Lebensdauer von 20 Jahren.

Bei der Installation des Speichers wurde eine Investitionssumme von 35 Mio. US-$ aufgewendet. Daraus errechnet sich für das Jahr 2013 ein inflationsbereinigter Wert von 36,4 Mio. €. Unter der

Tab. 13.13 Steckbrief: Batteriekraftwerk der GVEA/Saft AG auf Basis von Nickel-Cadmium-Batterien in Alaska, USA, nach [23, 41, 85]

Kapazität	6,75 MWh
Leistung	27 MW (kurzzeitig max. 46 MW)
Investitionskosten zur Bauzeit	35 Mio. US-$
Hersteller	Saft (Zellen), ABB (Leistungselektronik)
Verbaute Zellen	13.760 Stück, Ni-Cd
Abmessung und Gewicht der Batterie	120 · 26 m, 1300 t
Laufzeit	20 Jahre (bei 100 Voll-, 500 Teilzyklen)
Systemdienstleistung/ Anwendung	USV, Wirk- und Blindleistungsbezug und -abgabe
Kooperationspartner	Golden Valley Electric Association, Saft, ABB
Inbetriebnahme	August 2010

Annahme, dass etwa ein Drittel der Gesamtkosten (ca. 12,2 Mio. €) auf den eigentlichen Speicher entfallen, resultieren spezifische Investitionskosten von 452 €/kW bzw. 1807 €/kWh (s. [81]).

Aus anderer Quelle gehen Werte von 250 US-$/kW und 900 US-$/kWh hervor, die sich jeweils auf das Jahr der Installation beziehen. Unter Beachtung der Inflation ergeben sich spezifische Kosten von 260 €/kW bzw. 936 €/kWh (s. [82]).

Das System reduziert Versorgungsengpässe um 65 % und kann in unterschiedlichen Betriebsweisen gefahren werden (s. [23]):

- Spannungsstabilisierung durch Blindleistungsbereitstellung im Dauer- oder Überlastbetrieb
- Frequenzstabilisierung (Momentanreserve als vorrangige Betriebsweise)
- automatische Ablaufplanung zur sofortigen Bereitstellung von Leistung bei Spannungseinbrüchen auf Übertragungsleitungen oder Generatoren in der Umgebung
- Ausgleich großer vorhersehbarer Lastschwankungen durch aktives Lastmanagement.



Abb. 13.18 Innenansicht des Batteriekraftwerkes der WEMAG/Younicos AG auf Basis von Lithium-Ionen-Akkus in Schwerin, Mecklenburg-Vorpommern (Quelle: Younicos AG)

13.1.5 Dezentrale Batteriespeicher in Häusern und Quartieren

13.1.5.1 Innovationen und Trends

13

Hausbatteriespeicher zählen zu den Stromspeichern und sind eine etablierte Technologie, die sich durch die aktuellen Kostendegressionen neue Märkte erschließt und dadurch ein breites Anwendungsspektrum bietet (s. [24] und ► Abschn. 12.5).

Bereits heute sind Spannungshaltung, Überlastung der Netzbetriebsmittel, zu geringe Kurzschlussleistungen und unsymmetrische Belastung im Netz aufgrund des Systemwandels drängende Probleme im Stromnetzbetrieb, die in Zukunft weiter zunehmen werden. Batteriespeicher sind dafür eine Lösungsmöglichkeit (s. ► Abschn. 13.1.1).

- **Innovationen in der Batterietechnologie und -anwendung**

Durch das erhöhte Interesse aus der Automobilbranche wurden Verbesserungen in der Zelltechnologie erreicht, neue Materialien entwickelt, die Kosten der Batteriespeicher erheblich gesenkt sowie neue und größere Produktionskapazitäten geschaffen. Von dieser Entwicklung profitieren auch andere Sparten wie die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) oder netzferne Systeme sowie Batteriespeicher zur Netzstabilisierung oder zur Optimierung des Eigenverbrauchs. Letztere werden durch die fallenden Preise für Lithium-Ionen-Batterien und die steigende Preisdifferenz zwischen Strombezugspreis und EEG-Einspeisevergütung in Deutschland für viele PV-Anlagenbetreiber zunehmend interessant.

Besonders auf dem Gebiet der intelligenten Steuerung von dezentraler Erzeugung samt Wetterprognosen, Eigenverbrauch und Optimierung des Gesamtsystems gewinnt das Batteriesystem als integraler Bestandteil der Gebäudetechnik an Bedeutung.

Zwischen 2009 und 2012 sanken die Systempreise um 30 %, diese Tendenz wird sich aus heutiger Sicht fortsetzen (s. [39]). Der Aufbau von großen Produktionskapazitäten, wie z. B. der »Gigafabrik« von Tesla, die 2020 eine Produktionsrate von 35 GWh/a sowohl für den Mobilitätssek-

tor als auch für stationäre Energiespeicher leisten soll (s. [14]), trägt zu dieser Kostenreduktion bei (s. ► Abschn. 12.5).

Steigende Zahl installierter Hausbatteriespeicher

Parallel dazu nahm während der letzten Jahre unter anderem aufgrund des Speicherförderprogramms der KfW-Bankengruppe die Zahl installierter dezentraler Hausbatterien in Deutschland deutlich zu. ► Abb. 13.19 zeigt die Entwicklung von den Hausbatteriespeicher auf Basis von Lithium und Blei. Während die Kosten pro nutzbarer Kapazität bei Bleibatterien nahezu konstant geblieben sind, hat sich der Preis für Lithiumsystemen deutlich reduziert. Dies rührt vor allem aus der höheren Zyklenfestigkeit von Lithium-Ionen-Batterien. Bleibt der Kostentrend in Zukunft bestehen, von dem wie oben beschrieben auszugehen ist, hat die Bleibatterie auf lange Sicht keine Zukunft im Hausbatteriespeicher-Markt. Neben der Absicherung gegen steigende Strompreise spielen weiche Faktoren wie ein Beitrag zur Energiewende und generelles Interesse an der Speichertechnologie entscheidende Rollen für eine Kaufentscheidung (s. [48]).

Weitere Ziele der Speicherbetreiber sind die Maximierung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen und die Erhöhung des Autarkiegrades. Werden Batteriespeicher rein zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt und Solarstrom morgens prioritär eingespeichert, geht bei Erreichen des maximalen Ladezustandes eine hohe PV-Einspeisespitze in das Netz. In diesem Fall verschärft der Speichereinsatz die Netzproblematik, anstatt sie zu lindern. Darüber hinaus können Batteriespeicher auch mit Strom aus dem Netz geladen werden. Erfolgt dies marktgetrieben über einen Pool zu Zeiten mit hohem Stromverbrauch, erhöht sich durch den Speichereinsatz ebenfalls die Belastung des lokalen Netzes (s. [48]).

Notwendiger systemdienlicher Betrieb

Aus diesen Gründen ist es elementar, Speicher netz- und systemdienlich einzusetzen, woraus sich Synergien zum Vorteil von Speicher- und Netzbetreiber ergeben können. Systemdienlich ist ein (Batterie-)Speicher oder auch eine Erzeugungsanlage dann, wenn ihr Verhalten das übergeordnete Ziel der Flexibilisierung des gesamten Energiesystems begünstigt. Dazu gehört, dass ihr Einsatz bestmöglich das fluktuierende Dargebot an den Strombedarf anpasst und damit Schwankungen der Residuallast minimiert.

Die bisher genannten Möglichkeiten der Batteriespeicher kommen vor allem auf Nieder- und Mittelspannungsebene des Verteilnetzes in Betracht. Sie können aber auch in den höheren Spannungsebenen entfaltet und analog zu Pumpspeichern nicht nur im Arbitragegeschäft für den Erzeugungsausgleich eingesetzt werden, sondern auch viele Systemdienstleistungen übernehmen. Diese Dienstleistungen können auch einen Beitrag zum rentablen Speicherbetrieb leisten. In Deutschland sind bereits erste Anlagen installiert, die eine Leistung im Bereich einiger MW und Kapazitäten von einigen MWh besitzen (s. ► Abschn. 13.1.4.1).

Ein einzelner Hausbatteriespeicher darf aus regulatorischer Sicht derzeit nicht am Regelenergiemarkt teilnehmen. Abhilfe schafft ein Zusammenschluss vieler kleiner Anlagen zu einem virtuellen Großspeicher, was als *Pooling* bezeichnet wird. Es können auch andere Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zusammen mit Batteriespeichern kombiniert und so als virtuelles Kraftwerk betrieben werden.

Beispiel Hausbatteriespeicher als virtuelles Schwarmkraftwerk in der Primärregelleistung

Der Nürnberger Stadtwerkekonzern und Verteilnetzbetreiber N-Ergie führt in Zusammenarbeit mit der Siemens-Tochter Caterva das Pilotprojekt SWARM durch. Dabei werden ca. 60 einzelne Batteriespeicher mit je 21 kWh und 20 kW, die über ein Mobilfunkmodul verfügen, zu einem Schwarm zusammengeschaltet. Das somit aus Hausbatteriespeichern entstandene virtuelle Kraftwerk ist das erste in Deutschland, welches für die Primärregelleistung präqualifiziert wurde. Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist dabei allein Caterva verantwortlich, sodass keine zusätzliche Belastung für den Hausbesitzer entsteht (s. [22]).

Die Speicherkapazität des Systems beträgt 20 kWh, wovon 4 kWh für den Hausbesitzer zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung reserviert sind und 16 kWh für den Schwarmbetrieb des Verteilnetzbetreibers zurückgehalten werden. Caterva hat die Steuerungssoftware und das Batteriesystem entwickelt. N-Ergie erarbeitete die Präqualifikation samt energierechtlichem Rahmen und bindet den Schwarm in den Leitstellenbetrieb ein.

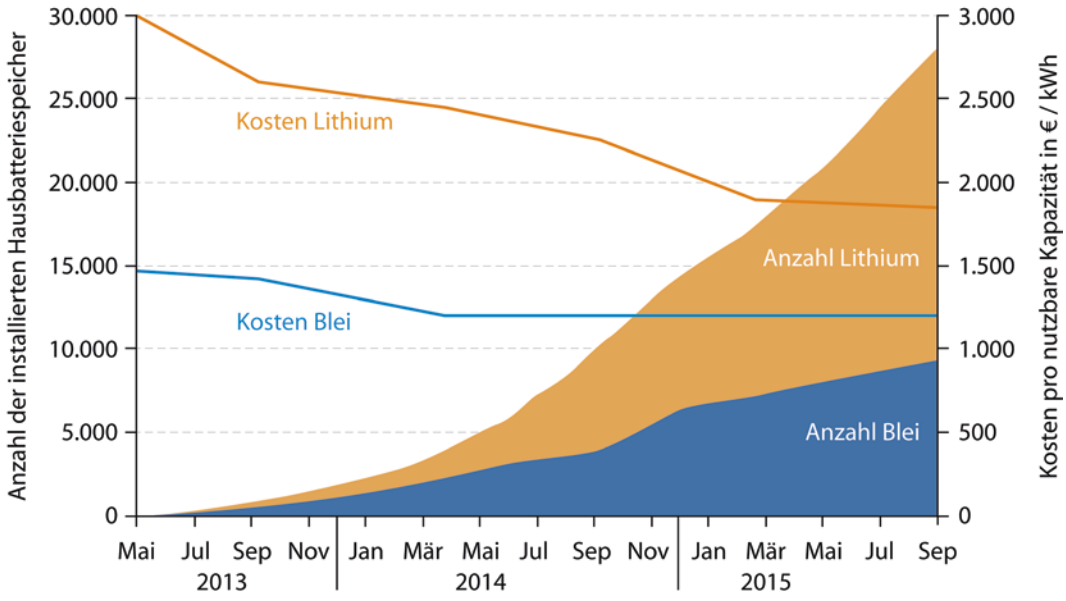


Abb. 13.19 Entwicklung der Anzahl installierter Hausbatteriespeicher und Kosten pro nutzbarer Kapazität von Lithium und Blei seit Einführung der KfW-Förderung im Vergleich

Vergütung von Systemdienstleistungen

Offen ist jedoch, wie zusätzliche Dienstleistungen im Stromsystem vergütet werden können. Klar ist, dass für die Nutzung eines privaten Eigentums (Batteriespeicher) zu einem übergeordneten Zweck (stabile Stromversorgung) dem privaten Betreiber auch eine entsprechende Entlohnung zusteht und nicht zu seinem Nachteil sein darf. Ein Stromspeicher ist im Vergleich mit anderen Bestandteilen des Stromsystems ein außerordentlich flexibler Baustein, der auch kurzfristig bei unvorhersehbaren Entwicklungen wie einem verzögerten Netzausbau zugebaut werden kann.

13.1.5.2 Beitrag zur Erhöhung des Autarkiegrades

Eine Batterie wird häufig dazu verwendet, die Autarkie eines Haushalts zu steigern. Eine 100 %ige Autarkie ist jedoch selbst mit einer unendlich großen Batterie zusammen mit einer durch das Hausdach flächenmäßig begrenzten PV-Anlage nicht möglich. Ausnahmen bilden Haushalte, die eine große PV-Anlage besitzen und/oder einen sehr niedrigen Energieverbrauch aufweisen (s. Abb. 13.20).

Mit einem Hausbatteriespeicher soll auch die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage gesteigert werden. Die Spreizung zwischen Börsenpreis bzw. Einspeisevergütung und Strompreis des Energieversorgers steigt stetig an. Diese Spreizung führt dazu, dass der Eigenverbrauch wirtschaftlich immer attraktiver wird. Ohne Speicherung ist lediglich eine typische Eigenverbrauchsquote von ca. 30 % umsetzbar, ohne Lebensstandard oder Tagesablauf zu ändern. Durch eine Batterielösung lässt sich diese Quote auf ca. 60–65 % steigern (s. [75]).

Abbildung 13.20 zeigt den Autarkiegrad über die Batteriegröße in Abhängigkeit von der PV-Stromerzeugung. Zwei Aspekte sind dabei sehr interessant: Zum einen trägt eine Erhöhung der Batteriekapazität ab einem gewissen Punkt nicht mehr viel zur Steigerung der Autarkie bei. Dies ist dann der Fall, wenn die Batterie mehr speichert, als für den täglichen Bedarf nötig ist. Der optimale Punkt liegt hier bei 2 kWh Speicherkapazität pro 1000 kWh Verbrauch (s. [92]).

Zum anderen kann ein sehr großer Speicher sogar als saisonaler Speicher dienen, der Stromüberschüsse vom Sommer in den Winter verlagert. Dafür wäre eine Batteriekapazität von über 100 kWh notwendig, die aus heutiger Sicht finanziell für einen Privathaushalt uninteressant ist.

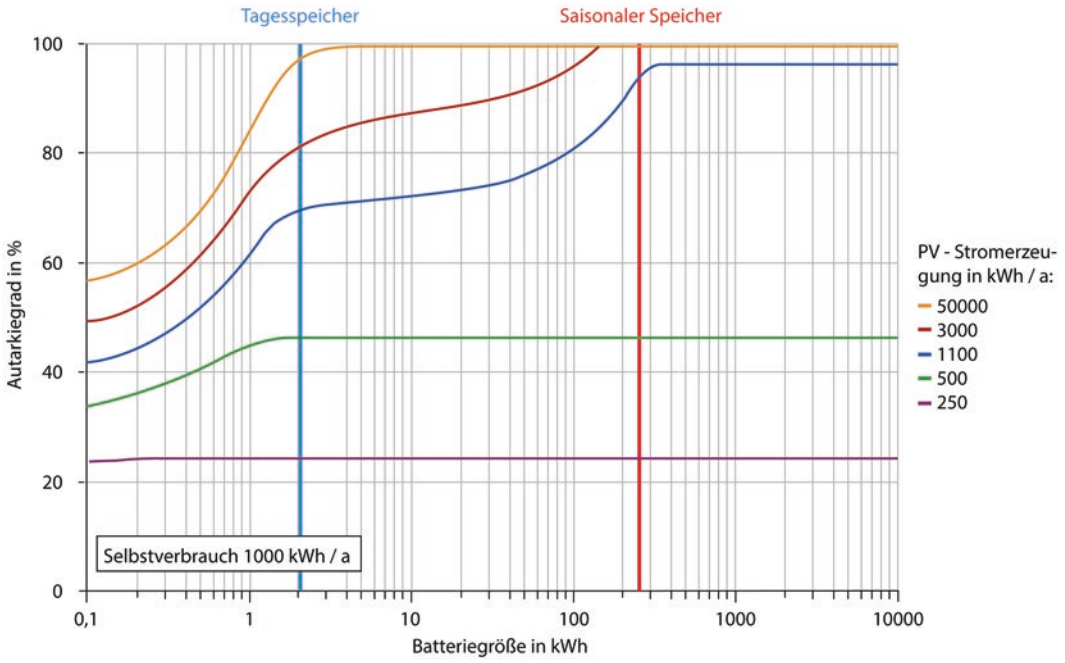


Abb. 13.20 Autarkiegrad als Funktion der Batteriegröße und des jährlichen PV-Ertrags, nach [92]

Eine vollständige Autarkie ist nur zu erreichen, wenn die Überschüsse des Sommers mithilfe der Batterie in den strahlungsarmen Winter transferiert werden oder die PV-Anlage so groß ist, dass sie auch im Winter genügend Energie liefert. Beide Systeme sind sehr kostspielig oder nur mit einem erheblichen Mehraufwand zu realisieren.

13.1.5.3 Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes

In den folgenden Abschnitten wird das technische Potenzial dezentraler Batteriespeicher analysiert und es wird aufgezeigt, welche Optionen heute verfügbar sind und welche mittelfristig erschlossen werden können.

Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom

Die Maximierung des Eigenverbrauchs von Solarstrom über Batteriespeicher dient dazu, einen möglichst großen Anteil des Eigenbedarfes an Strom direkt vor Ort aus der eigenen Erzeugung zu decken. Da Solarstrom stark wetterabhängigen Fluktuationen unterworfen ist, können Batteriespeicher hier als Puffer wirken. Ihren finanziellen Nutzen für den Betreiber generieren sie aus der Arbitrage zwischen EEG-geförderter Einspeisevergütung der PV-Anlage und dem Endkundenstrompreis inklusive aller Umlagen.

Es werden vier gängige Fahrweisen genutzt (s. [10, 48]):

1. Direktes Laden
   Solarstrom wird zunächst vor Ort verbraucht. Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch, wird der Solarstrom eingespeichert und bei Unterdeckung wieder ausgespeichert. Ein Nachteil dieser Fahrweise sind Einspeisespitzen mit steilen Gradienten, sobald der Speicher mittags bei voller Einstrahlung vollgeladen ist. Einschränkend gilt, dass dieser Effekt durch die Vielzahl verschiedener Anlagen mit unterschiedlichen Leistungsgrößen in Summe tendenziell nicht gleichzeitig auftritt und sich somit verteilt (s. [33]).
2. Verzögertes Laden
   Beim verzögerten Laden wird mit einer Regeleinheit über den Tag verteilt bis zu einem vorgegebenen Ladezustand der Batterie der erzeugte Solarstrom teilweise eingespeichert und teilweise in das Netz eingespeist. So werden hohe Einspeisespitzen verhindert.

3. Peak-Shaving
   Bei diesem, mit den anderen beiden Fahrweisen verglichen netzverträglicheren Betrieb wird die Leistungsspitze der PV-Einspeisung oberhalb 60 % der PV-Generatorleistung eingespeichert. Dadurch werden zwar die netzkritischen Mittagsspitzen der PV-Erzeugung abgefangen, jedoch hat der Eigenverbrauch nicht oberste Priorität.
4. Prognosebasiertes Laden
   Hierbei handelt sich es sich um eine Kombination aus den drei genannten Möglichkeiten. Dabei bestimmt eine Last- und Wetterprognose, zu welchem Zeitpunkt des Tages eine Beladung netzentlastend wirkt. Diese Methode erreicht nach dem direkten Laden den höchsten Eigenverbrauch und ist gleichzeitig netzdienlich. Vor allem bei einer Leistungsreduktion der PV-Einspeisung auf 70 % der installierten Leistung oder in Zukunft niedrigere Werte, ist hier im Laufe des Jahres mit geringster abgeregelter Energie zu rechnen (s. [10, 48]).

Abbildung 13.21 zeigt die grundsätzlichen Unterschiede der vier Fahrweisen. Die heute bereits angewendeten Formen der Eigenverbrauchsmaximierung einschließlich des *Peak-Shavings* sind zusammen mit den technischen Anschlussrichtlinien des FNN ein erster Schritt in Richtung Netz- und Systemdienlichkeit. Die Maximierung des Eigenverbrauches kann zwar dazu führen, dass auf systemdienliche Weise größtmögliche erneuerbare Energiemengen integriert werden können, gleichzeitig werden aber wichtige Aspekte der Systemdienlichkeit im übergeordneten Sinn nicht berücksichtigt: Beispielsweise wenn beim Laden eines Batteriespeichers mit Solarstrom an anderer Stelle im Verteilnetz ein Defizit an Strom herrscht und konventionelle Kraftwerke Strom liefern. Umgekehrt kann der Fall eintreten, dass in einem Netzgebiet mit vielen Windkraftanlagen diese abgeregelt werden, wenn zu wenig Stromverbraucher und Transportkapazitäten vorhanden und die dezentralen Batteriespeicher voll sind.

Um Kriterien der Netz- und Systemverträglichkeit stärker zu adressieren, sollten Eigenverbrauchssysteme mit PV-Speichern in Zukunft Vorhersagen zu Verbrauch und Wetter sowie die aktuelle Netzsituation in ihre Regelung integrieren. Erste Systemlösungen, die diesen Anforderungen entsprechen und dezentral ohne übergeordnete Steuerung systemdienlich wirken, sind bereits am Markt verfügbar und unter prognosebasiertem Laden beschrieben.

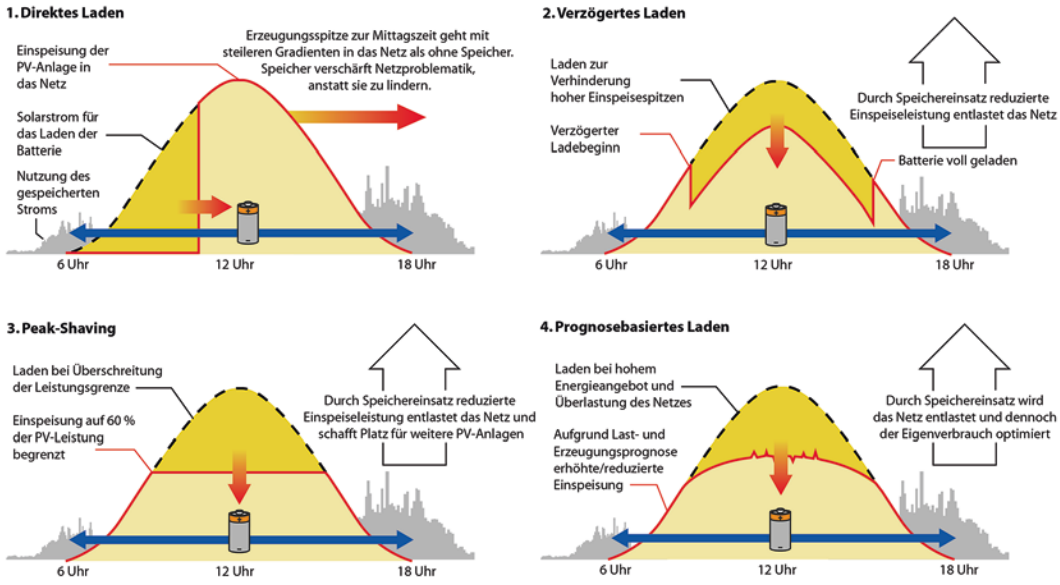


Abb. 13.21 Vier unterschiedliche Fahrweisen von Batteriespeichern im Vergleich: direktes Laden, verzögertes Laden, *Peak-Shaving* sowie prognosebasiertes Laden als solide Basis für einen systemdienlichen Speicherbetrieb, nach [10, 48],[62]

Eigenverbrauchssysteme sollten zudem in der Lage sein, steile Gradienten sowohl bei Strombezug aus dem Netz als auch bei Stromeinspeisung in das Netz zu dämpfen (*Ramping*). Dadurch wird das Verhalten dieser Systeme gegenüber dem Netz grundsätzlich verstetigt. Zudem darf ein Speichereinsatz nicht dazu führen, dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke aufrechterhalten wird und damit der CO_2-Ausstoß der Energieversorgung steigt.

■ Spannungshaltung und Spannungsqualität

Die generellen Anforderungen zur Spannungshaltung und Spannungsqualität sind in ▶ Abschn. 13.1.1.2 beschrieben. Dezentrale Batteriespeicher sind technisch in der Lage, Blindleistung bereitzustellen. Diese Fähigkeit wird in der FNN-Richtlinie vorgeschrieben, jedoch nicht vergütet.

Durch den Umstieg auf eine umrichterbasierte Erzeugung wie Wind und Photovoltaik fehlt diese Bereitstellung von Blindleistung zunehmend, da die Umrichter sich im Störungsfall vom Netz trennen und dadurch das Problem eher verschärfen. Batteriespeicher können in Zukunft diesen Trend umkehren und im Kollektiv auf Mittelspannungsebene Kurzschlussleistung bereitstellen.

Durch lokale Einspeicherung einhergehend mit einer Wirkleistungsreduktion kann der durch die erneuerbare Einspeisung verursachten Spannungsanhebung im Verteilnetz entgegengewirkt und damit zur Einhaltung des vorgeschriebenen Toleranzbandes beigetragen werden. Grundsätzlich zeigt sich, dass der integrierbare Anteil erneuerbarer Energien durch den Speichereinsatz erhöht werden kann (s. [33, 95]).

■ Netzbetriebsführung – Gradientensteuerung und Netzengpassmanagement

Im Stromsystem spielen Batteriespeicher derzeit für den sicheren und störungsfreien Netzbetrieb keine nennenswerte Rolle. Bei Netzengpässen können auch Erzeugungseinheiten gezielt ab- und zugeschaltet werden (Kraftwerks-Redispatch). Batterien können künftig im Verteilnetz gezielt an überlasteten Netzpunkten eingesetzt werden, um die Engpasssituation zu entschärfen und beispielsweise eine Abregelung erneuerbarer Erzeuger zu verhindern. [62] zufolge kann der Batterieeinsatz künftig in speziellen Fällen wirtschaftlicher sein als eine Abregelung.

Spitzenlastregelung kann bei größeren Verbrauchern durch Einsatz dezentraler Batteriespeicher die Stromnachfragespitze reduzieren, das Netz entlasten und somit einen wirtschaftlich optimierten Betrieb gewährleisten.

Zunehmend werden auch die steilen Gradienten in der Residuallast, hervorgerufen durch die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Erzeuger, zur Herausforderung in der Netzbetriebsführung. Dezentrale Batteriespeicher sind in der Lage, insbesondere Gradienten in der Erzeugungsleistung schon am Ort der Entstehung entgegenzuwirken, indem sie bei schnellen Lastwechseln geregelt ein- und ausspeichern.

In speziellen Fällen können Batteriespeicher eine günstigere Flexibilitätsoption im Verteilnetz sein als der klassische Netzausbau, wenn gleichzeitig eine Spannungsproblematik auf ein Überlastproblem trifft und die Zielnetzplanung von der aktuell genehmigungsfähigen Netzausbaumaßnahme abweicht und im Grunde überflüssig ist.

■ Regel- und Reserveleistung – Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung

Batteriespeicher sind technisch aufgrund ihrer geringen Reaktionszeiten im Millisekundenbereich bestens zur Bereitstellung von Regelenergie bis in den Minutenbereich geeignet. Daher sind sie in der Lage, Momentanreserve bereitzustellen (s. [62]). Erste Systeme kommen bereits im Primärregelungsbereich rentabel zum Einsatz, wie z. B. das Younicos-Batteriekraftwerk (s. ▶ Abschn. 13.1.4.1). Für Regelenergiebereitstellung im Sekundärregel- und Minutenreservebereich wurde bisher die Wirtschaftlichkeit in der Praxis noch nicht nachgewiesen (s. ▶ Abschn. 13.1.1), und diese wird auch in Zukunft nur mit sehr günstigen Kostenentwicklungen realisierbar sein. Auch eine Erhöhung der Vorhaltedauer wirkt sich negativ auf den Einsatz im Sekundär- und Minutenreservemarkt aus, da der Preis für Batteriespeicher vor allem durch die Kapazitätskosten (€/kWh) geprägt ist (s. [27]).

Berechnungen der Deutschen Energie-Agentur (dena) zufolge reicht die PRL aus hydraulischen und kalorischen Kraftwerken im Jahr 2033 nicht mehr aus, um den Bedarf vollständig zu decken (s. [62]). Batteriespeicher können in Zukunft bei

verminderter Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke die wirtschaftlichste Lösung zur dezentralen Bereitstellung von Primärregelleistung werden (s. [62]). Um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können, müssen dezentrale Batteriespeicher in einem Schwarm zusammengefasst (gepoolt) werden, um die Anforderungen zu erfüllen.

Beispiel Hausbatteriespeicher in Kombination mit Power-to-Heat als Großspeicher in der Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Die Firma Deutsche Energieversorgung bietet in Zusammenarbeit mit der Firma SENEC Blei-Batteriespeicher des Typs Storage G2 mit einer nutzbaren Kapazität von 8,2 kWh und einer Speicherleistung von 2,5 kW an, die durch zentrale Koordination zu einem virtuellen, dynamischen Großspeicher zusammengefasst werden.

Durch dieses Konzept namens »Econamic Grid« wird Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung für die Ein- und Ausspeicherung der Batteriespeicher bzw. das Betreiben eines Heizstabes (Power-to-Heat) bereitgestellt. Der entnommene Strom wird dabei den Betreibern kostenlos zur Verfügung gestellt: bis zu 800 kWh Strom für den Haushalt und bis zu 2500 kWh für den Heizstab. Neben Batterie und Heizstab ist eine entsprechende Informations- und Kommunikationstechnologie wie Relais, Zähler und Router zu installieren. Der Anbieter verspricht den Kunden dadurch eine Amortisation des Systems innerhalb von 10 Jahren und eine ebenso lange Garantiezeit. Vertraglich tritt der Hausbesitzer über eine Vollmacht die Rechte zur Präqualifikation (ÜNB, VNB, Bilanzkreisverantwortlicher) an SENEC ab, welche dann die dezentralen Komponenten als Pool in der Sekundärregelleistung und Minutenreserve betreibt (s. [19]).

Beispiel Quartierbatteriespeicher als Strombank

Der Batteriesystemhersteller ads-tech hat zusammen mit den Mannheimer Stadtwerken MVV das Konzept der »Strombank« entwickelt. Hier sind mehrere Lithium-Batterien in einem Container untergebracht, die überschüssige Energie aus dezentraler Erzeugung aus Photovoltaik und Blockheizkraftwerken aufnehmen. Die Speicherung erfolgt auf Ebene des Niederspannungsnetzes.

Die Strombank funktioniert nach den Prinzipien einer Bank: Wenn Überschüsse aus Photovoltaik oder dem BHKW-Betrieb eines Prosumers (gleichzeitig »Verbraucher und Erzeuger« von Energie) vorhanden sind, werden diese auf das Strombankkonto »eingezahlt« und bei Defiziten »ausgezahlt« (s. Abb. 13.22). In den Eigenheimen ist als Installation nur eine über Funk angebundene Messbox erforderlich.

Anders als in den Beispielen SENEC oder CATERVA wird der Speicher nicht im Haushalt des Verbrauchers platziert, sondern zentral als Quartierspeicher. Dadurch wird die Wartung einfacher (Zugänglichkeit 24 h), die Kosten werden gesenkt (MWh statt kWh)

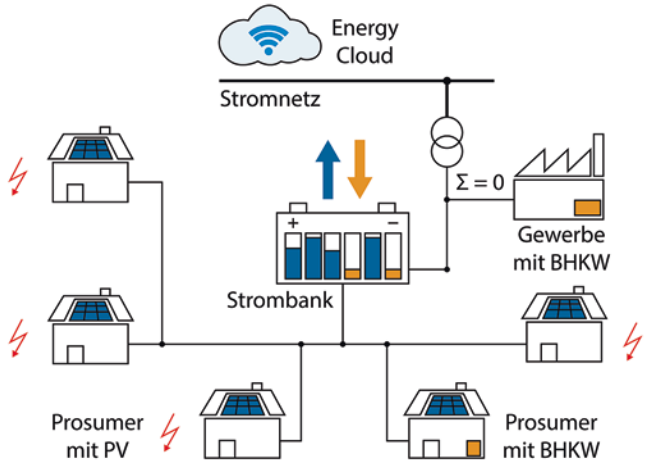


Abb. 13.22 Quartierbatteriespeicher im Konzept »Strombank« von ads-tech und MVV, nach [56]

und in der ungenutzten Zeit lässt sich die Strombank über die Regelleistungsmärkte vermarkten. Daher wird dieses Konzept als ein vielversprechendes neues Geschäftsmodell für Stadtwerke gehandelt (s. [48]).

- **Versorgungssicherheit und -wiederaufbau**

Im heutigen Stromsystem spielen insbesondere die schwarzstartfähigen Pumpspeicher eine entscheidende Rolle im Versorgungswiederaufbau. Batteriespeicher können diese Aufgabe jedoch ebenso übernehmen. Voraussetzung ist lediglich eine ausreichend zur Verfügung stehende Leistung samt Speicherkapazität und geeignete Steuerungsmechanismen. Wenn kleine dezentrale Speichersysteme in Zukunft am Versorgungswiederaufbau teilnehmen sollen, ist ein Verfahren zur Wiederzuschaltung nach Blackouts notwendig. Mit Batteriespeichern können mit entsprechender Leistungselektronik und Schnittstellen auch Windparks, Gasturbinen und Blockheizkraftwerke zu Schwarzstartfähigkeit ertüchtigt werden, indem beispielsweise Gondeldrehung, Rotorblatt-Pitch und Erregerspannung auch ohne vorhandenes Netz eingestellt werden (s. [62]).

Zudem ist es denkbar, Batteriespeicher zur Erhöhung der gesicherten Leistung von Erzeugungsanlagen einzusetzen. Batteriespeicher können bei kurzfristigen, aber prognostizierbaren Spitzenlastfällen in Reaktion auf Preisschwankungen vorab geladen werden, um gesicherte Leistung für die Abdeckung der Verbrauchsspitzen bereitzustellen. Einen Batteriespeicher über lange Zeit vollgeladen vorzuhalten, um diese Funktion bei Bedarf zu erfüllen, ist aus heutiger Sicht nicht wirtschaftlich.

In der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), die kurze Versorgungslücken überbrückt und bei längeren Ausfällen ein geregeltes Abschalten sensibler Lasten ermöglicht, sind Batteriespeicher –insbesondere Bleibatteriesysteme – Stand der Technik. Derzeit etablieren sich für diesen Zweck auch andere Zelltechnologien wie die Lithium-Ionen-Technologie.

- **Erzeugungsausgleich an Spotmärkten – Börse und OTC**

Die Teilnahme von Batteriespeichern an den Strommärkten ist technisch möglich und wird bei weiterer Kostendegression voraussichtlich insbesondere zum kurzfristigen Ausgleich der Prognosefehler von Wind- und PV-Einspeisung am Intraday-Spotmarkt der Strombörse und im außerbörslichen Handel interessant werden.

Heute ist der Einsatz von Batteriespeichern an den konventionellen Strommärkten nicht wirtschaftlich. Bei Annahme konstanter Strompreise sind auch in Zukunft Batteriespeichersysteme an den Spotmärkten von einer signifikanten Degression ihrer Kosten abhängig (s. [27]).

13.1.5.4 Mögliche Entwicklung der Hausbatteriespeicher

Derzeit sind in Deutschland etwa 20.000 Hausbatteriespeicher installiert. Unter der Annahme, dass jede Anlage eine Leistung von 3–4 kW aufweist, ergibt dies eine kumulierte Leistung von 45–80 MW.

- **Preisdifferenz zwischen Strombezug und PV-Strom als Anreiz**

Der Markt wird sich aller Voraussicht nach sehr dynamisch entwickeln. Grund dafür ist, dass bisher das Zwischenspeichern von Strom aus der PV-Anlage nicht wirtschaftlich war. Seitdem die Vergütungen des EEG für PV-Anlagen unter das Preisniveau für den Strombezug aus dem Netz gesunken sind, ändert sich dies. Zukünftig ist mit einer anwachsenden Kostendifferenz zwischen selbst erzeugtem und aus dem Netz bezogenem Strom zu rechnen. Zusammen mit den fallenden Kosten für Batteriezellen wird das Speichern von Strom vor Ort für einen größeren Nutzerkreis wirtschaftlich attraktiv.

Ab dem Jahr 2029 läuft für einen großen Teil der PV-Anlagen die EEG-Förderung aus. Dies könnte zu einem Anwachsen der Speicherleistung von Hausbatteriespeichern von bis zu 15 GW führen, da die meisten installierten PV-Systeme auch nach 20 Jahren über 80 % ihrer Nennleistung liefern und eine Lebensdauer von bis zu 3035 Jahren haben können.

In Abb. 13.23 sind zur Veranschaulichung der Bestand der PV-Anlagen ohne EEG-Förderung und die Bandbreite der installierten Speicherleistung aufgezeigt (s. [81]). Die Kurve der Bestandsanlagen ohne EEG-Vergütung ergibt sich unter der Annahme, dass die aktuell installierten Anlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Förderung fallen. Die meisten PV-Anlagen in Deutschland wurden 2009–2011 installiert. Daraus ergibt sich ein steiler

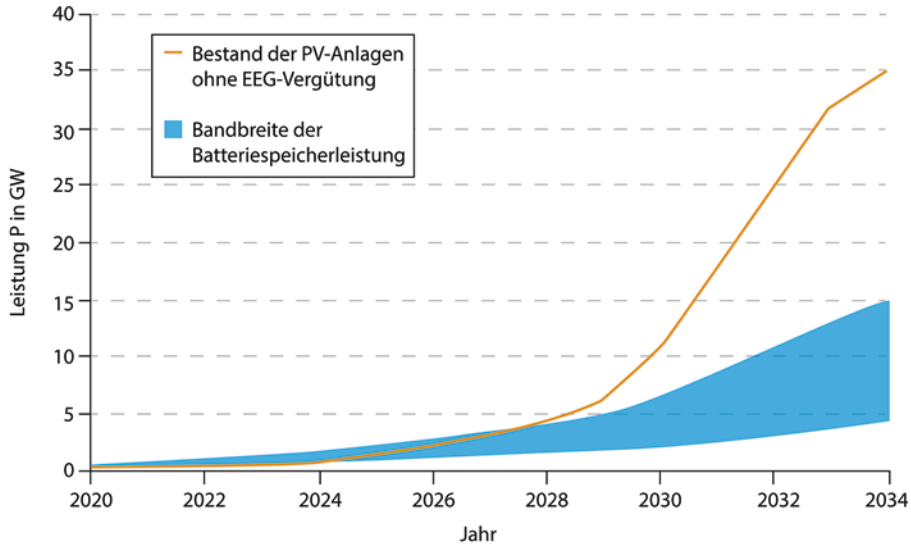


Abb. 13.23 Kumulierte Leistung der PV-Anlagen ohne EEG-Förderung und Bandbreite der Batteriespeicherleistung bis 2034, nach [81]

Anstieg der installierten Batterieleistung ab 2030. Die Speicherleistung einer Anlage wurde pauschal zu 4 kW angenommen. Die Bandbreite der Speicherleistung berechnet sich aus einer minimalen Leistung von 5 % und einer maximalen Leistung von 30 % der installierten PV-Nennleistung für die Bestandsanlagen, die aus der EEG-Förderung fallen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2030 etwa 700.000 PV-Anlagen in Kombination mit einem Speicher installiert werden (s. [81]).

- **PV-Einspeisespitzen im Netz trotz Speichereinsatz**

Simulationen eines Übertragungsnetzbetreibers mit ca. 7,5 Mio. Hausspeichern zeigen, dass im Sommer trotz Speichereinsatz die PV-Einspeisespitzen in das Netz gelangen, da die Speicher im Sommer meist voll sind und im Winter tendenziell eher leer. Daher ist bei entsprechend niedrig dimensionierten Speichersystemen im Sommer nicht mit einer Reduktion der Spitzeneinspeisung zu rechnen. Generell kann aber durch den Einsatz von Batteriespeichern in stationären und mobilen Anwendungen von einer Glättung des Lastgangs ausgegangen werden, was in den Netzsimulationen zu berücksichtigen ist.

Diese mögliche hohe Anzahl an Batteriespeichern, die aus privatwirtschaftlichen Gründen in das Stromsystem drängen und kommen, ist für den Betrieb der Stromnetze von Relevanz. Ihr Betrieb sollte daher wie beschrieben netz- und systemdienlich sein.

13.1.6 Inselnetze mit erneuerbaren Energien und Speichern

Die ersten elektrischen Netze waren Inselnetze. Über ihre Zusammenlegung im letzten Jahrhundert entstanden die kontinentalen Verbundnetze. Auch heute gibt es in Industrieländern noch Inselnetze. Vorwiegend in entlegenen Regionen wie den Alpen kommen sogenannte »Solar Home Systems« zum Einsatz. Sie bestehen aus einer Photovoltaikanlage, einer Steuerung samt Lasten und einem Batteriespeicher. Solche »Offgrid«-Versorgungen existieren auch mit Windkraftanlagen.

Das größte Potenzial für Inselsysteme liegt jedoch in den ländlichen, nicht elektrifizierten Regionen der Welt und den hunderttausenden von Inseln selbst. Im Folgenden wird beispielhaft auf drei Inseln mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien und Speichersystemen eingegangen.

13.1.6.1 Hintergrund und Potenzial

Für Industrienationen ist die ständige Verfügbarkeit von Elektrizität eine Selbstverständlichkeit. Auf die Fläche bezogen ist jedoch nicht einmal die Hälfte der Welt elektrifiziert. Dabei handelt es sich vorwiegend um den ländlichen Raum fernab von Übertragungsnetzen (s. ◘ Abb. 13.24). Etwa 1,3 Mrd. Menschen, ein Fünftel der Weltbevölkerung hat keinen direkten Zugang zu Strom (s. [60]).

Inselnetze sind die einzige Möglichkeit, auch abgelegene Gebiete und Inseln ohne Zugang zum Strom- oder Gasnetz mit Elektrizität zu versorgen. Vielfach werden über weite Wege fossile Kraftstoffe wie Diesel herangeschafft und in Generatoren zur Verstromung eingesetzt.

Die Abhängigkeit bestehender Inselnetze von fossilen Energieträgern mit hohem Transportaufkommen macht bei steigenden Brennstoffkosten und sinkenden Preisen von erneuerbaren Energien eine Umstellung der Versorgung interessant. Neben der Wirtschaftlichkeit sind auch volkswirtschaftliche Kriterien wie die Unabhängigkeit von fossilen



◘ **Abb. 13.24** Die Erde bei Nacht – die elektrifizierten Orte werden durch Beleuchtung sichtbar (Quelle: © [M] 1xpert, fotolia)

Importen oder Umweltaspekte für Inselnetze mit Speichern entscheidend.

Photovoltaik in Konkurrenz zu Dieselgeneratoren als Treiber für Speicher

PV-Anlagen sind bereits heute in vielen der nicht elektrifizierten Regionen wirtschaftlich. Einzig die oftmals hohen Subventionen von fossilem Diesel und die Verfügbarkeit der Technologie samt Wartungsinfrastruktur verhindern ihren Durchbruch.

Die Kosten zur Stromerzeugung in einem dieselbetriebenen Inselnetz liegen weltweit derzeit zwischen 0,02 und 2,60 €/kWh, d. h. zwischen 0,2 und 26 €/l Diesel. Die breite Spreizung ergibt sich einerseits aus den Subventionen für diesen fossilen Kraftstoff und andererseits aus dem großen Transportaufwand bei der Lieferung in entlegene Regionen sowie aus der Knappheit des Gutes. Ab Stromgestehungskosten von 0,25 €/kWh (2,5 €/l Diesel) ist die Einbindung von PV-Anlagen in Inselnetze wirtschaftlich attraktiv; vor allem in Regionen mit hoher solarer Einstrahlung und hohen Dieselpreisen, wie Abb. 13.25 deutlich macht (s. [60]).

In diesen Regionen können PV-Systeme eine Amortisationszeit von weniger als vier Jahren erreichen und darüber hinaus Einsparpotenziale von bis zu 2,25 €/kWh erzielt werden. Dort ist ein großes Potenzial zum Aufbau von erneuerbaren Inselnetzen samt Speichern vorhanden.

Technische Umsetzung von erneuerbaren Inselnetzen nur durch Speicher

Da sowohl Wind und Wetter als auch die Stromnachfrage auf einer Insel stark schwanken, ist der technische Aufwand zur Sicherstellung der Netzstabilität sehr hoch. Neben der erforderlichen Informations- und Kommunikationstechnik und einem Energiemanagementsystem ist eine rein erneuerbare Energieversorgung ohne Speicher nicht möglich.

Zum Aufbau eines Inselsystems zählen folgende Komponenten (s. Tab. 13.14):

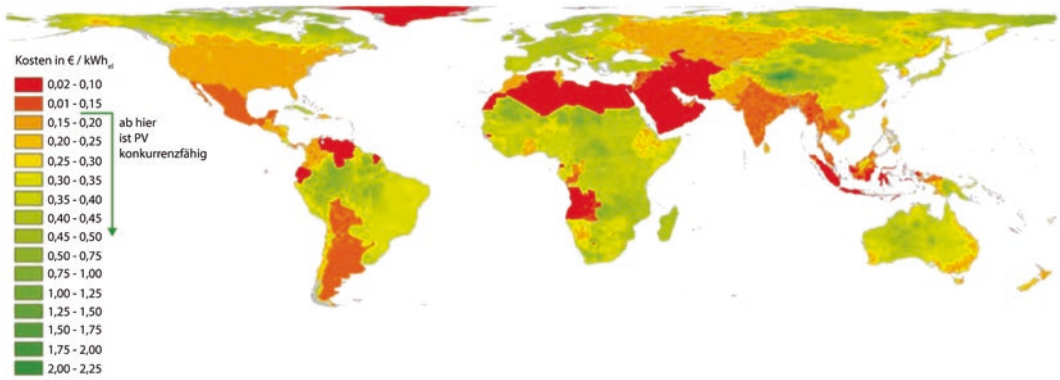


Abb. 13.25 Stromgestehungskosten in verschiedenen Ländern auf Basis von Diesel. Gebiete mit eigenen Ölvorkommen und hohen Dieselsubventionen sind als rote Regionen erkennbar (Quelle: [60])

Tab. 13.14 Komponenten eines Inselsystems

Erzeugungseinheit(en)	Photovoltaik- und Windkraftanlagen, ggf. ein Backup-Generator auf Basis von Diesel oder Biokraftstoffen, selten Wasserkraftanlagen
Energiespeicher	Vorwiegend Batteriespeichersysteme, selten andere wie etwa Power-to-Gas-Anlagen
Energiemanagementsystem	Regelungstechnik, die die Anlage steuert und in der Leitwarte integriert ist
Verbraucher	Haushalte, Gewerbe, ggf. Industrie

Die Auslegung und Kombination der Komponenten für ein Inselnetz ist so individuell wie die Insel oder die Region selbst. Neben den meteorologischen Gegebenheiten sind die örtlichen Anforderungen höchst unterschiedlich. Allein ein imaginärer Vergleich des industrialisierten amerikanischen Inselstaats Hawaii mit der schlichten ostafrikanischen Insel Sansibar führt dies vor Augen.

Im Folgenden werden anhand bestehender oder geplanter Inselnetze die gewählten Variationen von erneuerbaren Energien und Energiespeichern näher betrachtet und hinsichtlich Steuerung und finanzieller Aspekte analysiert.

13.1.6.2 Speicherintegration auf der Azoren-Insel Graciosa

Die portugiesische Insel Graciosa gehört zu der Inselgruppe der Azoren im Atlantischen Ozean. Sie hat eine Fläche von rund 70 km² und ca. 4500 Einwohner. Die Younicos AG errichtet dort für den Energieversorger EDA eine Inselstromversorgung auf Basis von Batteriespeichern und einem sehr hohen Anteil an Wind- und Solarstrom. Der Strombezugsvertrag (PPA) wurde bereits unterzeichnet (s. [32, 86]).

▪ Bisherige Stromversorgung

Der durchschnittliche jährliche Strombedarf der Insel liegt bei etwa 14 GWh. Die höchste anfallende Spitzenlast beträgt etwa 3 MW. Bisher wurde der Strombedarf zu rund 85 % durch fossile Kraftstoffe und zu 15 % durch Windkraftanlagen abgedeckt. Die Dieselgeneratoren haben eine Gesamtleistung von 4,2 MW und bei 11,9 GWh eine Auslastung von gut 2800 h. Jährlich werden für die Dieselgeneratoren 4 Millionen l fossiler Kraftstoff auf die Insel transportiert.

▪ Geplante Stromversorgung

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll von heute 15 auf 60–70 % bzw. 100 % gesteigert werden. Hierfür sind PV-Anlagen mit einer Leistung von 1 MW und fester Neigung vorgesehen. Weiterhin sind 6 Enercon-E44-Windkraftanlagen mit einer spezifischen Leistung von 900 kW (insgesamt 5,4 MW) geplant. Bis auf eine Leitung zum Windpark wird kein Netzausbau notwendig. Der verbleibende Strombedarf von ca. 30–40 % wird durch ca. 3×1 MW Backup-Generatoren zunächst fossil und zukünftig erneuerbar durch Pflanzendiesel aus organischen Abfällen, mit erneuerbarem Strom pyrolytisch erzeugt, gedeckt. Der Backup-Generator kommt nur in den seltenen Phasen zum Einsatz, wenn kein Wind- und Solarstrom zur Verfügung steht und der Batteriespeicher einen niedrigen Ladezustand aufweist.

▪ Speichereinsatz

Für einen stabilen Netzbetrieb wird zum Erzeugungsausgleich und zur Bereitstellung aller notwendigen Systemdienstleistungen ein Batteriepark in das System integriert. Als »Leistungsbatterie« wird ein 1,5 MW Lithium-Ionen-System mit einer Kapazität von 1,5 MWh genutzt. Für den mehrstündigen Ausgleich kommt ein Hochtemperatur-Natrium-Schwefel-System mit einer Gesamtleistung von 1,2 MW und einer Kapazität von 8,5 MWh als »Energiebatterie« zum Einsatz. Sie hat bei einer mittleren Zyklenzahl und entsprechenden Steuerung eine Lebenszeit von durchschnittlich 15 Jahren. Das Batteriesystem hat eine schnelle AC-Reaktionszeit, die unter 100 ms beträgt.

Das geplante Gesamtsystem wird in ◘ Abb. 13.26 abgebildet.

▪ Steuerung und Energiemanagement

Eine der größten Herausforderungen beim Aufbau eines Inselnetzes auf Basis erneuerbarer Energien ist seine Steuerung. Das System hat die Aufgabe, eine sichere Versorgung und eine Leistungsqualität nach EN50160 zu gewährleisten.

Dazu werden die Anforderungen in zentrale und dezentrale Kontrolleinheiten differenziert (s. ◘ Abb. 13.27).

Der zentrale Kontroller sorgt für einen optimalen Betrieb des Netzes und den Erzeugungsausgleich. Des Weiteren ist er für das Batteriemanagement und die Einhaltung einer langfristigen Versorgungssicherheit zuständig. Diese Vorgänge sind durch die Speicherkapazität der Batterien zeitlich unkritisch.

Die dezentralen Kontroller sichern über den Ausgleich der Leistung die Netzstabilität. Sie führen nach Anforderung selbstständig stabilisierende Maßnahmen durch. Diese laufen innerhalb eines Zeitraums von Mikrosekunden bis zu Sekunden ab und sorgen durch eine Entkoppelung der Stromnetze von den Netzen

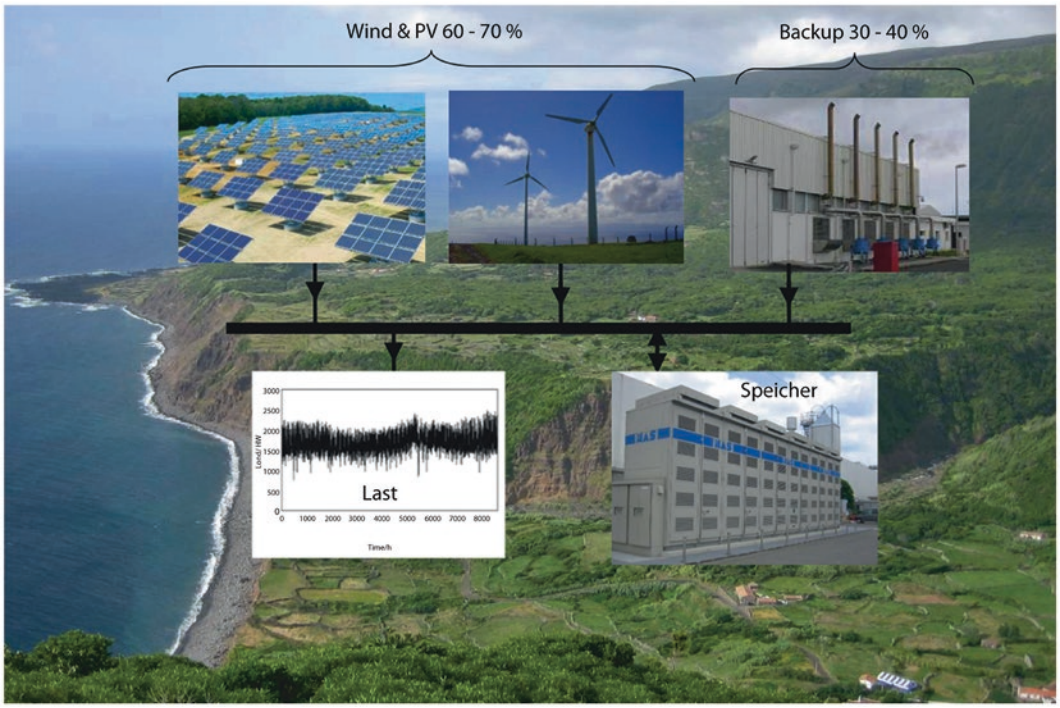


Abb. 13.26 Setup der erneuerbaren Stromversorgung inklusive Batteriespeicher auf der Insel Graciosa, nach [90]

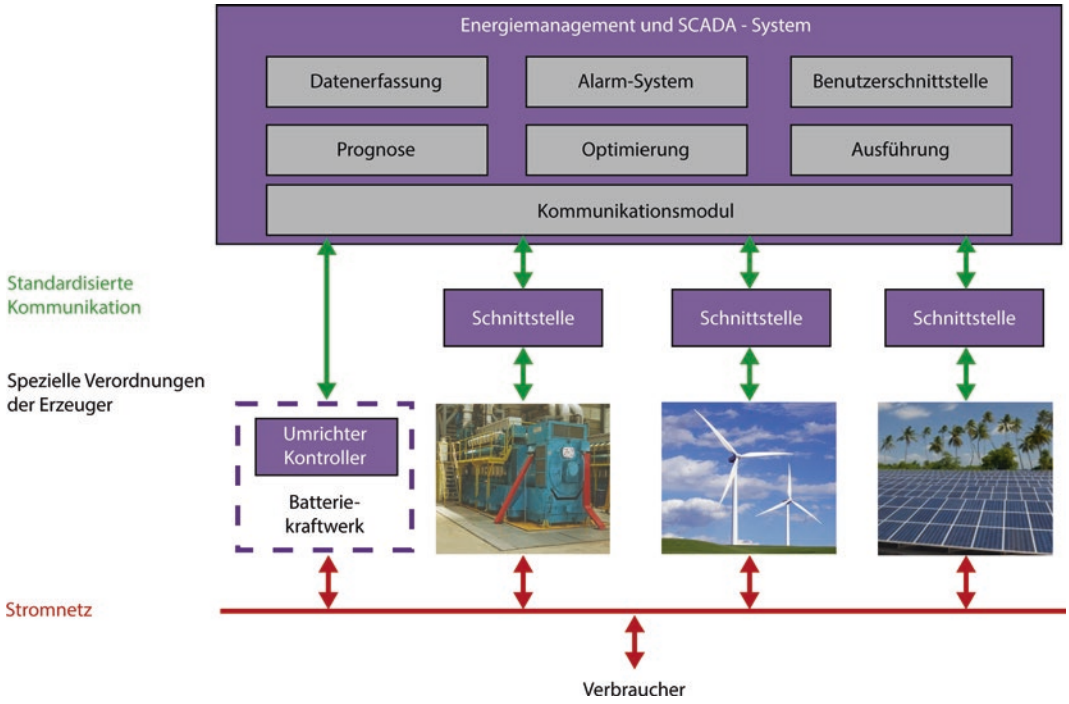


Abb. 13.27 Steuerung des Inselsystems Graciosa (Quelle: Younicos AG)

der Kommunikationsmedien für einen stabilen Netzbetrieb.

Eine der zu erfüllenden Anforderungen der EN50160 ist die Einhaltung der Justierungsgrenzen, welche von den Ansprüchen an die Leistungsqualität zur Frequenz- und Spannungsregelung vorgegeben werden. Dabei sind insbesondere die einzuhaltenden Toleranzen und die qualitativen Anforderungen einschränkende Parameter. Die Regelung erfolgt über leistungsfähige Computer in der Umrichter-Steuerelektronik der Batterien. Diese kontrollieren schnell und akkurat den Netzzustand.

Die Abfragen ermöglichen es dem Umrichter, alle geforderten Punkte im P-Q-Bereich abzufahren. Somit wird im Gegensatz zu den rotierenden Massen die Netzfrequenz nicht durch Verlangsamung oder Beschleunigung der Maschine verändert, sondern durch die Modulierung der Kontrollalgorithmen der Batterieleistung. Sowohl Frequenz- als auch Spannungshaltung werden dadurch bei einem System mit 100 % erneuerbaren Energien und entsprechenden Fluktuationen durch intelligent gesteuerte Speicher ermöglicht.

Die dezentralen Kontrolleinheiten nutzen Frequenz-Leistungs-Kurven, wodurch sie als Spannungsquellen gemäß EN50160 parallel betrieben werden können. Dadurch kann der erneuerbare Kraftwerkspark nachträglich auf einfache Weise erweitert werden.

Als Leit- und Regelgröße dient die Netzfrequenz. Die Frequenzabweichungen lassen sich über den Be- bzw. Entladezustand der Batterie detektieren. Anhand dessen können die Reaktionen der anderen Komponenten im Inselnetz gesteuert werden. Erzeuger und Lasten werden damit intelligent einander angepasst, sodass im System möglichst geringe Verluste auftreten. Durch die Wahl der Frequenz als Kommunikationsmedium kann ein stabiler Netzbetrieb gewährleistet werden, selbst wenn die IT-Kommunikation zwischen dezentralen Komponenten und dem Energiemanagement zusammenbricht.

Die Bereitstellung eines ausreichend hohen Kurzschlussstroms, sodass im Falle eines Netzfehlers die Sicherungen ansprechen, ist eine weitere Forderung der EN50160. Der Kurzschlussstrom wird für das Inselnetz Graciosa über die Batterie-

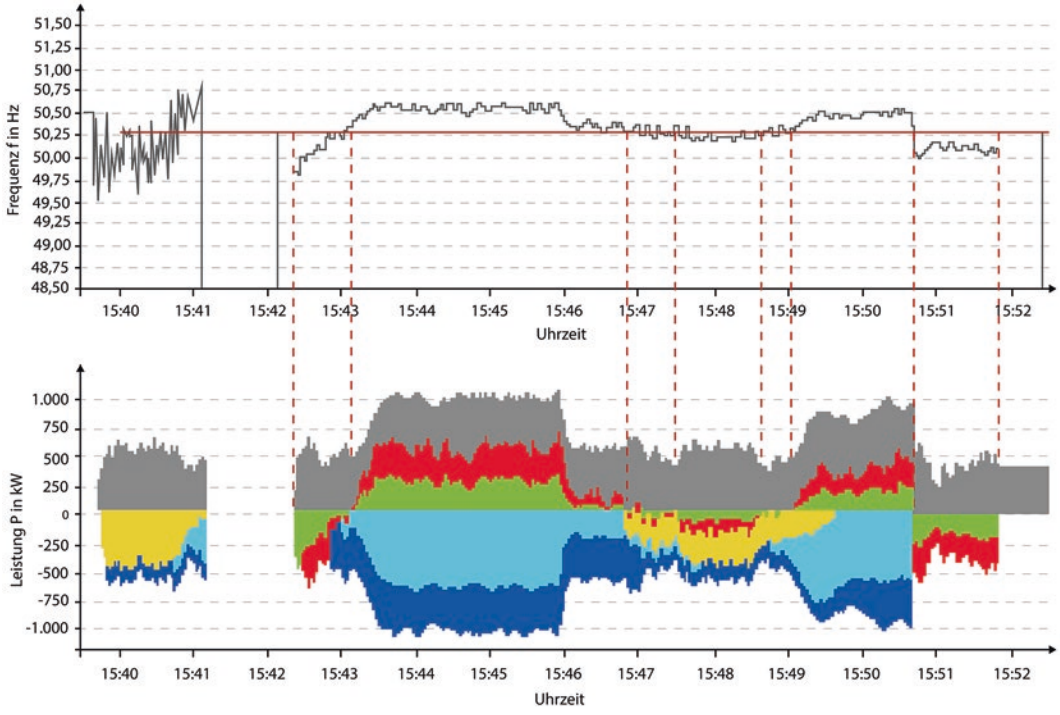


Abb. 13.28 Testbetrieb zur Frequenzhaltung im Maßstab 1:3 der Insel Graciosa, nach [86]

umrichter zur Verfügung gestellt. Eine schnelle Steuerung der Batterieinverter ermöglicht eine Modulierung des Kurzschlussstroms, wodurch der Normvorgabe entsprochen und zudem ein Schutz der Umrichter vor Überspannungen umgesetzt werden kann.

Abbildung 13.28 veranschaulicht einen Testbetrieb in der Nachbildung des Inselsystems im Maßstab 1:3 in Berlin. Ersichtlich wird der schnelle Ausgleich durch das System und die Batteriespeicher 1 (Li-Ionen) und 2 (Natrium-Schwefel).

Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten des gesamten Projekts belaufen sich auf rund 25 Mio. €, in denen nicht nur die Speicher erfasst sind, sondern auch die Windkraft- und Photovoltaikanlagen, das Kontroll- und Steuersystem, die Stromleitungen, Grundstücke, Finanzierungskosten und die Projektentwicklungskosten. Hinzu kommen jährliche Wartungskosten in der Größenordnung der üblichen 2 % der Investitionskosten (s. ▶ Kap. 2). Über einen Zeitraum von 20–25 Jahren können jährlich rund 8,5 GWh elektrische Energie durch das Inselsystem erneuerbar bereitgestellt und somit eine kosteneffiziente, nachhaltige Energieerzeugung gewährleistet werden.

13.1.6.3 Speicherintegration auf der Nordsee-Insel Pellworm

Beim zweiten vorgestellten Inselnetz handelt es sich um die SmartRegion Pellworm auf der nordfriesischen Insel Pellworm im Nationalpark Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer. Auf einer Fläche von 37,44 km^2 leben auf Pellworm 1180 Einwohner, verteilt über ca. 560 Haushalte (s. [71]).

Bisherige Stromversorgung

Die Insel Pellworm hat eine lange Tradition in der dezentralen Energieversorgung. Bereits 1983 wurde ein Solarkraftwerk mit einer Spitzenleistung von 300 kW gebaut, welches 1992 durch den Zubau von drei Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 100 kW zu einem Hybridkraftwerk erweitert wurde. Das Hybridkraftwerk wird von der E.ON Hanse Wärme GmbH betrieben und besitzt im gegenwärtigen Ausbauzustand eine installierte elektrische Leistung von 1072 kW als Kombination aus 772 kW PV-Anlagen und 300 kW durch Windkraftanlagen. Neben dem Hybridkraftwerk sind auf der Insel Pellworm eine hohe Anzahl von Wind-, Solar- und Biomasseanlagen und ein Bürgerwindpark installiert. Die Insel ist über zwei 20 kV-Seekabel mit dem Festland verbunden, welche die Kompensation von Leistungsüberschüssen und Engpässen ermöglichen.

Im Zuge der Innovationsstudie SmartRegion Pellworm wurden alle Erzeuger und Verbraucher auf der Insel Pellworm erfasst und bewertet. Die Studie kam zu dem Schluss, dass die Stromerzeugung den Stromverbrauch gut um den Faktor 3 übersteigt (s. Tab. 13.15). Ein großer Anteil der Leistung (11,9 %) und des Energieertrags (6,3 %) wird von dem Hybridkraftwerk zur Verfügung gestellt. 14 % der erzeugten Energie werden zur Bereitstellung von Wärme genutzt (s. [71]).

Um die Bevölkerung aktiv in die Studie mit einzubeziehen, wurde eine Bürgerbefragung zur Akzeptanz der Erzeugungsanlagen und zum Ausbau des Stromnetzes durchgeführt. Die Befragung ergab, dass mehr als zwei Drittel der befragten Haushalte den Aufbau eines intelligenten Stromnetzes für sinnvoll hielten.

Neue Stromversorgung

Ziel der SmartRegion Pellworm ist es, den erneuerbaren Strom so gut wie möglich zum Eigenverbrauch der Insel Pellworm zu nutzen, um weniger Strom vom Festland zu beziehen. Des Weiteren sollen Erfahrungen bei der Umstellung eines Netzes auf eine erneuerbare Stromversorgung gesammelt und die Möglichkeit der Übertragung auf andere Regionen untersucht werden.

Um diese Ziele erreichen zu können, werden Speicher in das System integriert, die den überschüssigen Strom aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben können. Zudem findet ein intelligenter Netzausbau statt (*Smart Grid*), um die Netzstabilität zu gewährleisten: Hierfür werden Erzeuger, Verbraucher und Netzkomponenten miteinander gekoppelt, um im Verbund auf Abweichungen reagieren zu können. Zudem werden neue Technologien wie der regelbare Ortsnetztransformator eingesetzt (s. [71, 74]).

Abbildung 13.29 veranschaulicht eine Momentaufnahme von Erzeugung, Transport, Speicherung und Verbrauch auf der Insel, die online eingesetzt werden kann.

Die Kenngrößen der erneuerbaren Energieanlagen sind für die geplante Stromversorgung in Tab. 13.15 auf Basis realer Erzeugungsdaten von

Tab. 13.15 Geplante jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf Basis realer Daten für 2011, nach [11, 71]

Erzeugungseinheit	Installierte Leistung in kW	Eingespeiste Energiemenge 2011 in MWh/a	Volllaststundenzahl in h/a
Hybridkraftwerk WKA	330	946	2868
Hybridkraftwerk PVA	772	745	965
WKA Grüner Deich 1+2	400	1082	2705
WKA Schütting	225	693	3080
Windpark Pellworm	4800	13.866	2889
Biogasanlage	530	4463	8422
Private PV-Anlagen	3404	3740	1099
Summe	10.461	25.535	2441
Verbrauchseinheit	**Zähleranzahl**	**Jahresenergiebezug in MWh pro Jahr**	
Haushalte	731	3275	
Gewerbebetriebe	185	1179	
Sondervereinbarungen	57	815	
Speicheröfen	148	1498	
Elektrowärmepumpen	20	179	
Landwirtschaft	15	123	
Summe	1156	7069	

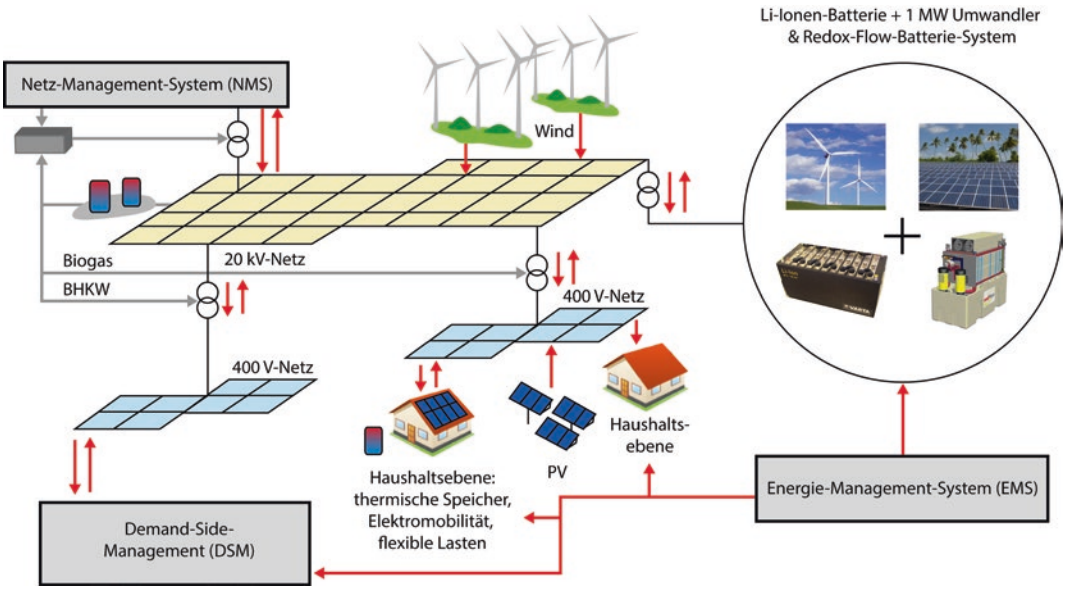


Abb. 13.29 Aktuelle Einspeise-, Verbrauchs- und Wetterdaten der SmartRegion Pellworm, nach [74]

2011 zusammengefasst und dem Verbrauch gegenübergestellt (s. [11, 71]).

Speichereinsatz

Auf Pellworm kommen zwei Kurzzeitspeicher als »Leistungsbatterie« und »Energiebatterie« zum Einsatz (s. [74]):

Um überschüssige Energie über längere Zeiträume möglichst verlustarm zu speichern und für wind- und sonnenarme Zeiten verfügbar zu machen, kommt eine Redox-Flow-Batterie als Energiespeicher zum Einsatz. Als Elektrolyte werden Vanadiumsalze verwendet, die in unterschiedlichen Tanks gelagert werden. Dies ermöglicht eine unabhängige Dimensionierung der Leistung und Kapazität der Redox-Flow-Batterie. Sie hat eine Ein- und Ausspeicherleistung von 200 kW und eine Speicherkapazität von 1600 kWh, woraus sich für den Kurzzeitspeicher eine Ausspeicherdauer von 8 h ergibt.

Zum Ausgleich der Fluktuationen und zur Bereitstellung einer höheren Leistung wird eine Lithium-Ionen-Batterie als Leistungsspeicher verwendet. Um die Speicherkapazität von 560 kWh zu erreichen, werden viele Lithium-Ionen-Zellen zu immer größeren Einheiten (Batteriepack) zusammengefasst, die mit dem Batteriemanagementsystem einen Container füllen. Die maximale Einspeicherleistung beträgt 560 kW; die Ausspeicherleistung 1100 kW. Damit kann der Batteriecontainer in einer Stunde geladen und in 30 min entladen werden.

Neben der Redox-Flow- und der Lithium-Ionen-Batterie werden in 11 Haushalten auf Pellworm mit bereits existierenden Photovoltaikanlagen Hausbatteriespeicher installiert. Die kleinere der zwei Varianten besitzt eine Speicherkapazität von 6 kWh und eine Leistung von 4,5 kW. Die größere Version der Haushaltsspeicher verfügt über 9 kWh Speicherkapazität mit einer mehr als doppelt so großen Leistung von 10,5 kW. Durch das Energiemanagementsystem von Pellworm ist es möglich, die 11 Haushaltsspeicher als virtuelle Speicher mit einer Speicherkapazität von 80 kWh und einer Leistung von 80 kW als Stundenspeicher zu steuern.

Die Auslastung der Batteriesysteme ist stark vom gewählten Anwendungsfeld und von der Betriebsstrategie abhängig. Verschiedene Möglichkeiten wie der Erzeugungsausgleich am Strommarkt, eine Netzentlastung über das Netzengpassmanagement, die Steigerung des Eigenverbrauchs oder eine Kombination aus allen Varianten ist möglich (s. ▶ Abschn. 13.1.1)

Speicheröfen werden als flexible Lasten im Lastmanagement (Power-to-Heat) eingesetzt. Die gespeicherte Elektrowärme kann bei Bedarf zum jeweiligen Zeitpunkt zur Beheizung der Wohnräume genutzt werden. Durch ein Modul wird eine Prognose für den Wärmebedarf erstellt. Damit kann einerseits mehr erneuerbarer Strom integriert und andererseits der Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Zukünftig sollen auch Elektromobile in diese Steuerung eingebunden werden.

Steuerung und Energiemanagement

Zwei regelbare Ortsnetz-Transformatoren halten während der Lastschwankungen die Spannung konstant auf 400 V. Die Laststufenschalter in den Transformatoren passen das Übersetzungsverhältnis entsprechend an. Die Leistungselektronik der Li-Ionen-Batterie dient zur Bereitstellung von Regelleistung und Blindleistung und wird für Systemdienstleistungen zur Netzstabilisierung verwendet (s. [74]).

Um die Einspeisung, den Verbrauch und die Netzqualität in Echtzeit zu erfassen, wurden alle Erzeuger, Verbraucher und Speicher mit intelligenten Zählern und Kommunikationsmitteln ausgestattet (s. ◘ Abb. 13.30).

In einem intelligenten Energiemanagementsystem laufen alle Daten zur Auswertung und Erstellung von Fahrplänen und Energieprognosen zusammen. Die Energieprongosen werden aus Wetterdaten (Windstärke, Windrichtung, Globalstrahlung, Temperatur, Niederschlag), Verbrauchs- und Erzeugungsdaten, historischen Daten und besonderen Ereignissen wie Feiertagen oder Veranstaltungen erstellt. Die zentrale Steuerung und die Vorhersagen ermöglichen es, auf Laständerungen zu reagieren, die durch Veränderung der meteorologischen Bedingungen oder den Ausfall von Anlagen entstehen.

Wirtschaftlichkeit

Da es sich bei dem Projekt SmartRegion Pellworm um ein Innovationsprojekt handelt, ist die Wirtschaftlichkeit zweitrangig. Das Augenmerk liegt auf der Sammlung von Erfahrungen in der Integration

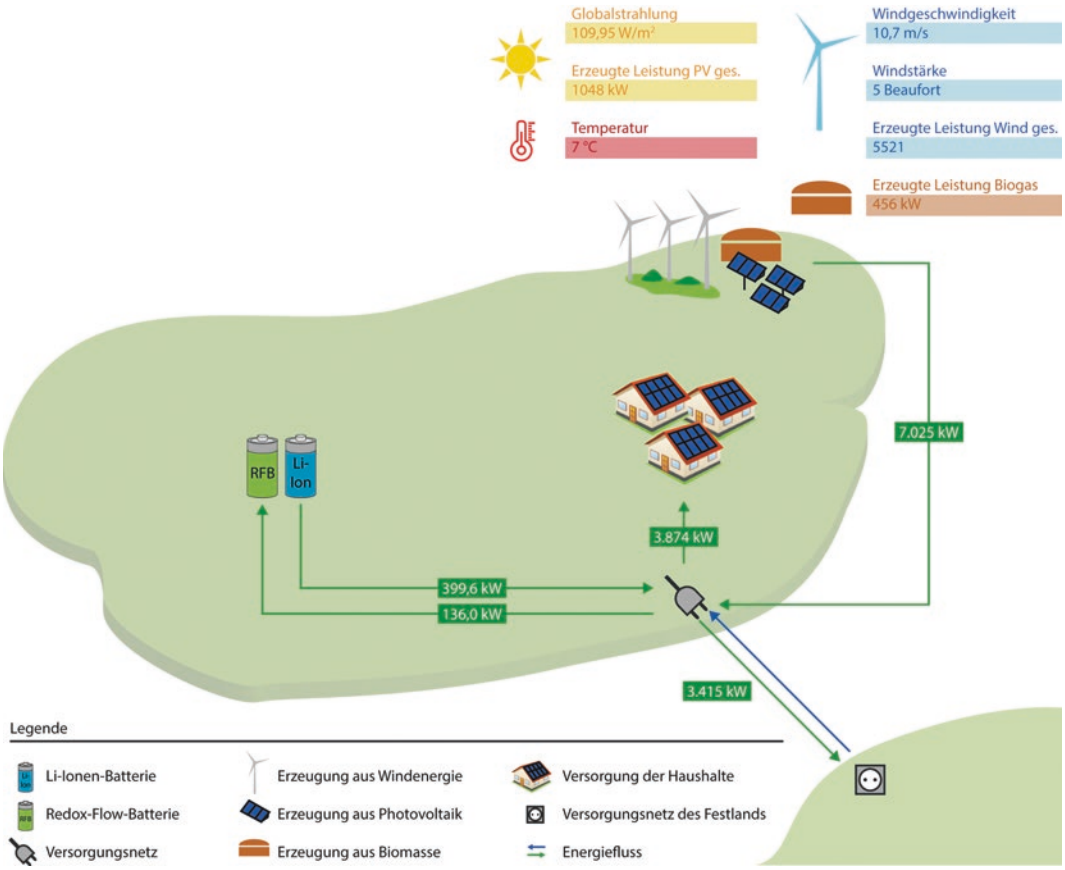


Abb. 13.30 Integriertes Energiemanagementsystem in der SmartRegion Pellworm (Quelle: [11])

erneuerbarer Energien in ein bestehendes Netz, die unter Umständen auf andere Regionen übertragbar sind. Das Projekt hat ein Investitionsvolumen von knapp 10 Mio. €, von dem rund 4 Mio. € vom Bundesumweltministerium als Leuchtturmprojekt bewerkstelligt werden.

13.1.6.4 Speicherintegration auf der Pazifik-Insel Tokelau

Die Inselgruppe Tokelau, welche politisch zu Neuseeland gehört, besteht aus drei Atollen – Atafu, Fakaofo und Nukunonu – und liegt ca. 500 km nördlich von Samoa im Südpazifik. Auf den 12 km² Landfläche leben ca. 1400 Menschen. Des Weiteren gibt es in Tokelau weder einen Flughafen noch einen Anlegeplatz für größere Schiffe. Sämtliche Waren, die importiert werden (u. a. Diesel), werden auf kleine Boote umgeladen und von Hand an Land gebracht. Dabei kam es in der Vergangenheit immer wieder bei der Umladung der Fässer auf See zu einem Austritt von Diesel mit negativen Auswirkungen auf die fragile Umwelt der Insel (Riffe, etc.).

Auf der tropischen Insel herrscht ein feuchtwarmes Klima. Die mittlere solare Einstrahlung beträgt ca. 2000 kWh m^{-2} a^{-1}, wodurch sich die Nutzung von Photovoltaik anbietet (s. [47]).

Die höchste Landerhebung auf der Insel beträgt lediglich fünf Meter über dem Meeresspiegel, wodurch Tokelau durch einen steigenden Meeresspiegel bedroht wird und ein existenzielles Interesse am Klimaschutz und dem Ausbau erneuerbarer Energien hat.

Bisherige Stromversorgung

Vor der Energiewende auf Tokelau wurden zur Stromerzeugung fast ausschließlich Dieselgeneratoren eingesetzt. Der jährliche Strombedarf von 655 MWh wurde über 160.000 l Diesel gedeckt. Je-

der Haushalt der Tropeninsel ist an das Stromnetz angeschlossen und kann ganztägig mit Strom versorgt werden. Um Strom einzusparen und große Lastspitzen zu vermeiden, hat die Regierung von Tokelau Klimaanlagen und Elektroherde verboten.

Im Jahr 2005 wurde die komplette Strominfrastruktur modernisiert und ausgetauscht. Neue Generatoren, Kraftwerkshäuser und Leitungen erhöhen die Effizienz und die Versorgungssicherheit. Da jedes Atoll ein eigenständiges Stromnetz besitzt, gibt es auf Tokelau drei vollständig voneinander entkoppelte Systeme (s. [52]).

In ◘ Tab. 13.16 sind die jährlichen Verbrauchsdaten des Stromsektors der jeweiligen Atolle aufgeführt, wobei eine annähernd gleichmäßige Verteilung des Strombedarfs auf jeden Inselteil vorliegt. Der Lastgang jedes Atolls ist sehr ähnlich: Nachts liegt die Last bei 20–25 kW, tagsüber steigt sie leicht auf 25–30 kW an – der Stromverbrauch ist annähernd konstant. Nach 18 Uhr steigt die Last um ca. 50 % stark zur Spitzenlast auf 30–40 kW (20 h) an und sinkt dann wieder annähernd linear auf 20–25 kW ab. Im Folgenden werden die Stromnetze der drei Atolle als eines angesehen.

Neue Stromversorgung

Die Regierung von Tokelau hat sich im Jahr 2010 dazu entschlossen, im Rahmen des »Tokelau Renewable Energy Projects (TREP)« die Stromversorgung von Tokelau umzugestalten. Um das Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung zu erreichen, wird der Import von Diesel zur Stromerzeugung minimiert und ein Photovoltaiksystem samt Batteriespeichern installiert. Die Kombination aus PV und Batterien soll durchschnittlich 90 % des Strombedarfs von Tokelau decken. Die restlichen 10 % werden mit den vorhandenen Dieselgeneratoren abgedeckt. Die Umsetzung dieses Projekts wurde im Oktober 2012 erfolgreich abgeschlossen (s. [52]).

Das neue Stromversorgungssystem ist in Clusterbauweise aufgebaut. Dabei sind in ◘ Tab. 13.17 die jeweiligen Kenndaten sowie in ◘ Abb. 13.31 der schematische Aufbau eines Clusters dargestellt. Insgesamt sind auf Tokelau 28 dieser identischen Cluster installiert.

Dabei wird ein Teil der von den PV-Modulen (1a) erzeugten Energie mittels String-Umrichter (2) direkt in das Stromnetz eingespeist. Der verbleibende PV-Strom (1b) wird auf 48 V Gleichspannung (3) transformiert und je nach Netzsituation in den Batterien (5) zwischengespeichert oder durch die Batterieumrichter (4) in das Netz eingespeist. Wenn die aktuelle PV-Stromerzeugung bzw. die Energie der Batteriebänke nicht ausreicht, wird das vorhandene Dieselsystem (6) dazugeschaltet. Dabei werden die Diesel-Generatoren unabhängig

13

◘ Tab. 13.16 Kenndaten der ehemaligen Stromerzeugung, verteilt auf die drei Atolle, nach [52]

Atoll	Peak- Load in kW	Strombedarf in kWh/a	Diesel-Verbrauch in l/a
Fakaofo	51,2	255.100	60.290
Atafu	38,0	201.800	47.692
Nukunonu	36,7	219.400	52.018
Gesamt	–	676.300 (brutto), ca. 655.000 (netto)	ca. 160.000

◘ Tab. 13.17 Kenndaten des neuen Stromerzeugungssystems je Cluster und für die insgesamt 28 Cluster auf Tokelau, nach [52]

	Cluster	Gesamt-Tokelau
Leistung PV-Module (1)	33,1 kW	930 kW
Leistung String-Umrichter (2)	21,0 kW	588 kW
Leistung Batterie Laderegler (3)	9,6 kW	269 kW
Leistung Batterie Umrichter (4)	13,5 kW	380 kW
Speicherkapazität Batterie (5)	288 kWh	8,1 MWh

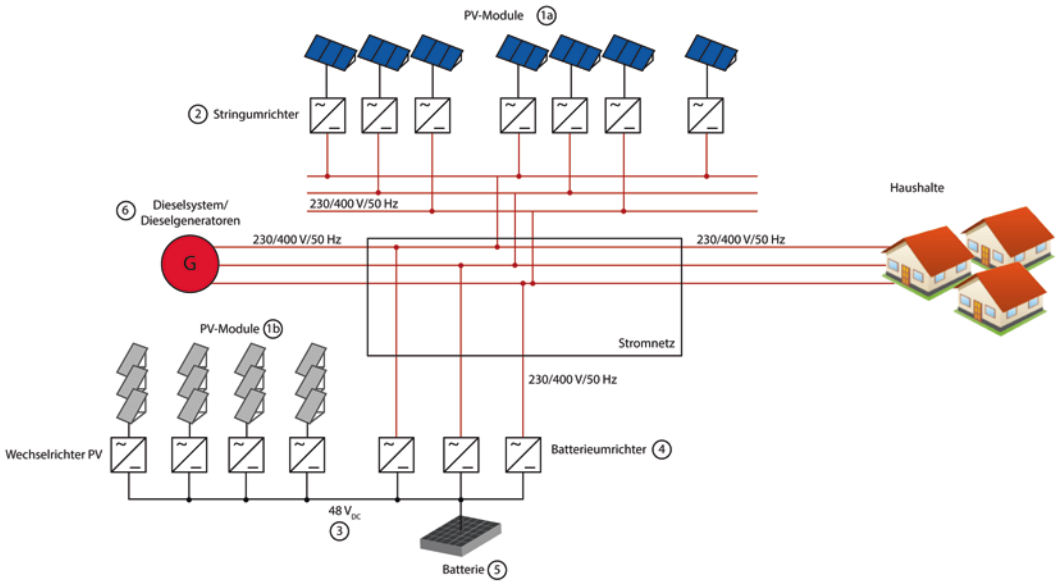


Abb. 13.31 Aufbau eines Clusters auf Tokelau

von dem aktuellen Leistungsbedarf auf ihrem optimalen Betriebspunkt betrieben. Somit erzeugen die Generatoren eine definierte Leistung, wobei der nicht benötigte Anteil in den neu installierten Batterien gespeichert wird.

Speichereinsatz

Um etwa 90 % des Jahresbedarfs an elektrischer Energie durch PV-Strom bereitzustellen, ist selbst in Gebieten mit sehr hoher solarer Einstrahlung wie in Tokelau eine Zwischenspeicherung notwendig. Idealerweise wird tagsüber der Stromspeicher mit dem überschüssigen PV-Strom geladen und nachts entladen.

In Tokelau wurden für diesen Fall 1344 Batterien mit einer gesamten Speicherkapazität von 8063 kWh installiert. Aus Kostengründen und wegen der Forderung nach Robustheit, Zuverlässigkeit, Sicherheit und Wartungsfreundlichkeit wurden Bleisäure-Batterien gewählt. Sie sind allerdings empfindlich gegenüber Tiefentladung. Daher werden sie auf maximal 60 % entladen. Sinkt der Ladezustand (*State-of-Charge, SOC*) unter diesen Wert, wird in diesen seltenen Fällen der Dieselgenerator manuell zugeschaltet. Falls kein Diesel vorhanden ist oder der Generator nicht funktioniert, werden ab einem $SOC < 30\,\%$ die Batterien vom Netz getrennt, um eine dauerhafte Beschädigung zu vermeiden. Insgesamt reicht die im Normalfall verwendete Batteriekapazität aus, um den Strombedarf auf Tokelau zwischen ein und drei Tagen zu bedienen. Die Lebensdauer der Bleibatterien beträgt bei gutem Lademanagement etwa neun Jahre (s. [52]).

Steuerung und Energiemanagement

Eine der Herausforderungen bei der Energiewende stellt die Steuerung bzw. die Einhaltung von Frequenz- und Spannungstoleranzen dar. Diese könnte jedoch auf Tokelau nicht von höchster Priorität sein, da sehr wenig spannungs- bzw. frequenzempfindliche Verbraucher vorhanden sind.

Die Batterieumrichter übernehmen in dem auf Tokelau vorhandenen Cluster-Design die Aufgabe der Steuerung des Systems.

Jedes Cluster enthält drei Batterieumrichter, von denen einer der Hauptumrichter des Clusters ist (*Master*) und die beiden anderen (*Slaves*) steuert (s. Abb. 13.31). Alle Cluster sind über eine sogenannte Multicluster (MC-) Box miteinander verbunden. Dabei übernehmen sie die Aufgabe der Frequenz- und Spannungshaltung. Zudem wird der *SOC* der Batterien überwacht, wobei entweder die Stromerzeugung aus den PV-Modulen gedrosselt oder bei einem selten auftretenden $SOC < 60\,\%$ ein Alarm zum manuellen Zuschalten der Diesel-Generatoren ausgelöst wird (s. [52]).

Wirtschaftlichkeit

Neben den Umweltaspekten sind steigende Dieselpreise in den kommenden Dekaden ein weiterer Grund für die Umstellung der Stromversorgung von fossilen auf erneuerbare Energien. Für eine Projektlaufzeit von 25 Jahren ergeben sich laut Tab. 13.18 folgende wirtschaftliche Ergebnisse des Vergleichs eines fossilen mit einem nachhaltigen Stromversorgungssystem, wobei das Dieselnetz bereits vorhanden ist und somit keinen Investitionsbedarf aufweist.

Innerhalb 25 Jahren sind bei dem PV-System die Umrichter einmal und die Batterien zweimal zu wechseln, während der Dieselgenerator aufgrund der geringen Auslastung nicht ausgetauscht werden muss. Im selben Zeitraum sind aufgrund der hohen Auslastung bei einer alleinigen Dieselstromerzeugung die Generatoren einmal zu ersetzen.

Der größte Kostenblock fällt für den Ersatz der Batterien an (s. Tab. 13.18). Ziel ist es, durch gutes Lademanagement die Lebenszeit der Batterien zu maximieren (s. [52]).

In der Betrachtung sind die jährlichen eingesparten Ausgaben für Diesel der ausschlaggebende Faktor. Hierbei wurde konservativ angenommen, dass sich der Dieselpreis in den nächsten 25 Jahren nicht verändert und damit jährlich 540.000 € durch den Umbau eingespart werden. Steigen die Dieselkosten um 3 % jährlich an, liegt die Einsparung sogar bei 1,2 Mio. € pro Jahr.

In Abb. 13.32 wird nur die Ausgabensituation der beiden Erzeugungsvarianten über den Projektzeitraum dargestellt, da beide Systeme die gleichwertigen Einnahmen besitzen. Dabei wurde der konservative Fall mit konstanten Dieselpreisen gewählt.

Die Ausgaben für das Dieselsystem steigen annähernd linear an, da die jährlich konstanten Aufwendungen für Diesel der bestimmende Kostenfaktor sind. Der Austausch des Dieselgenerators nach 13 Jahren fällt aufgrund der niedrigen Kosten im Vergleich zum Kraftstoff nicht ins Gewicht.

Für das PV-Batteriesystem liegt der Startpunkt durch die Investitionskosten von ca. 5 Mio. € zunächst sehr hoch. Die jährlichen Ausgaben hingegen sind vor allem durch den eingesparten Dieseleinkauf um 540.000 € geringer als bei der Dieselvariante, wodurch der Anstieg der Ausgabengerade deutlich flacher ausfällt. Zudem sind die Kosten für den einmaligen Austausch der Umrichter (Punkt 1 in Abb. 13.32) und der zweimalige Austausch der Batterien (Punkt 2 in Abb. 13.32) viel stärker gewichtet.

Das PV-Batteriesystem ist insgesamt jedoch nicht nur ökologisch und volkswirtschaftlich sinnvoller, sondern auch ökonomisch vorteilhaft. Ab dem 13. Betriebsjahr fallen die Ausgaben des PV-Batteriesystems unter die des Diesel-Systems. Es werden Kosten eingespart und ein wirtschaftlicher Vorteil generiert. Dieser Vorteil wird auch in der Berechnung der Stromgestehungskosten deutlich (s. Tab. 13.18).

Tab. 13.18 Vergleich der Stromgestehungskosten für das PV-Batteriesystem im Vergleich zum Dieselsystem für einen Betrachtungszeitraum von 25 Jahren, nach [52]

	PV-Batteriesystem	Dieselsystem
Investitionskosten	5.070.000 €	–
Jährliche Kosten für den Dieseleinkauf	60.000 €	600.000 €
Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten	33.000 €	69.000 €
Kosten für Umrichterwechsel (1)	600.000 €	–
Kosten für Batteriewechsel (2)	2.250.000 €	–
Kosten für Diesel-Generatorwechsel	–	126.000 €
Jährliche Stromerzeugung	775.000 kWh	775.000 kWh
Stromgestehungskosten	0,81 €/kWh	0,9 €/kWh

Die Geld-Beträge wurden von Neuseeländischen Dollar auf Euro umgerechnet (Kurs Ende 2013: 1,00 NZ $ = 0,60 €)

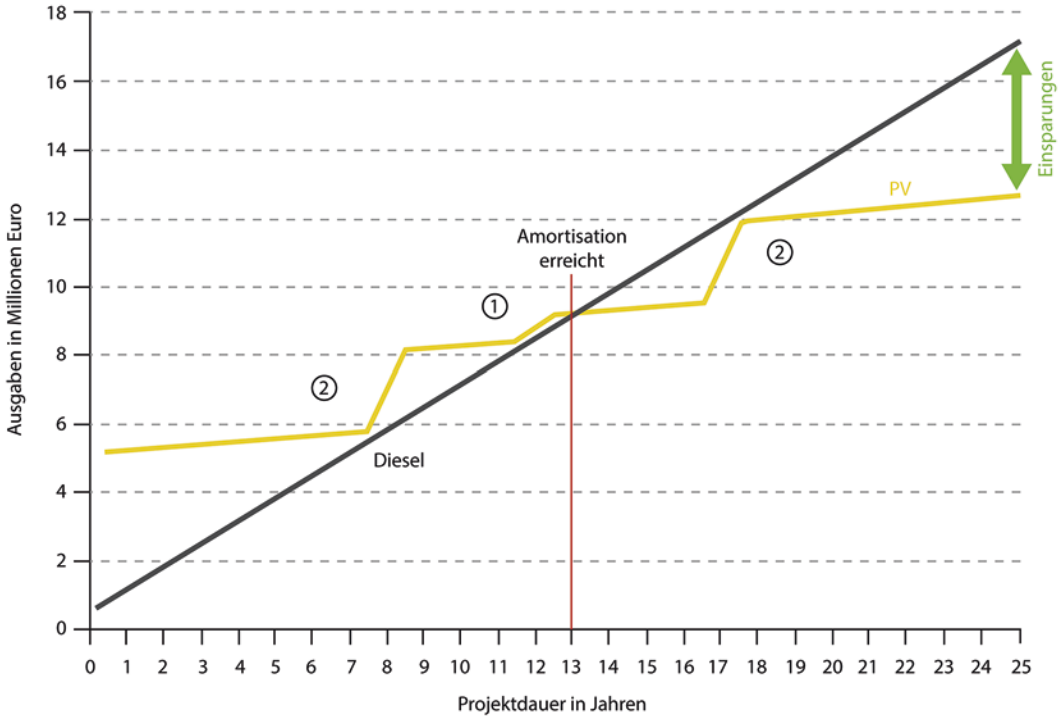


Abb. 13.32 Vergleich der finanziellen Ausgaben von PV- und Dieselsystem für die Projektdauer von 25 Jahren, nach [52]



Abb. 13.33 Die neue Stromversorgung auf Tokelau

Herausforderungen und Ausblick

In den sonnenschwächsten Monaten von November 2012 bis Februar 2013 konnten auf Tokelau 88 % der Last durch Photovoltaik und Batterien gedeckt werden. In dieser Zeit waren aufgrund von Hardware-Problemen 8 % der PV-Module nicht angeschlossen.

Im Hinblick auf den Beitrag dieser bisher ungenutzten PV-Leistung und die Berücksichtigung von sonnenreichen Monaten wird eine Lastdeckung durch erneuerbare Energien über das ganze Jahr von mehr als 90 % erwartet, wodurch das Ziel des Projektes erreicht wird (s. Abb. 13.33).

Aktuell werden die restlichen 10 % des jährlichen Strombedarfs noch durch Dieselgeneratoren bedient. Um zukünftig 100 % des Strombedarfs nachhaltig zu erzeugen, soll anstatt des Diesels konzentriertes Kokosnussöl als Biokraftstoff vor Ort verwendet werden (s. [52]).

Tab. 13.19 Vergleich der wichtigsten Kenndaten der beschriebenen Inselnetze

	Graciosa	Pellworm	Tokelau
Standort	**Azoren**	**Nordsee**	**Pazifik**
Fläche in km^2	70	37	12
Einwohner	4500	1180	1400
Strombedarf pro Kopf in MWh a^{-1} $cap.^{-1}$	3,1	6,0	0,47
Bisherige Stromversorgung			
Energiequellen	Diesel, Wind	Seekabel, Wind, PV, Biogas	Diesel
Brennstoffmenge in l/a	4.000.000	–	160.000
Spitzenlast in kW	3000	1156	115
Strombedarf in MWh/a	14.000	7069	655
Geplante, umgesetzte neue Stromversorgung			
Erneuerbare Energiequellen	Wind, PV, Pflanzenöl	Wind, PV, Biogas	PV, Pflanzenöl
Installierte Leistung in kW	Wind 5400	Wind 5725	PV 930
	PV 1000	PV 2742	
		Biogas 520	
Erneuerbare Energie in MWh	8500	22.290	~590
Ziel der erneuerbaren Lastdeckung	70–90 % (100 %)	60 %	90 % (100 %)
Stromspeicher			
Speicherart	Natrium-Schwefel-Batterie Lithium-Ionen-Batterie	Redox-Flow-Batterie Lithium-Ionen-Batterie	Blei-Säure-Batterie
Speicherkapazität in MWh und Speicherleistung in kW	8,5 MWh/1,2 kW (NaS) 1,5 MWh/1,5 MW (Li)	1,6 MWh/0,2 MW (RF) 0,64 MWh/0,64 MW (Laden) bzw. 1,18 MW (Entladen)	8,1 MWh/0,38 MW
Wirtschaftlichkeit			
Investitionsvolumen in Mio. €	25 (rein privatwirtschaflich)	10 (4 Mio. öffentlicher Zuschuss)	5,15 (4,2 Mio. öffentlicher Kredit)
Brennstoffkosteneinsparung in Mio. €/a	3,0–3,4[a]	–	0,55

[a]basierend auf einem Dieselpreis von 35–40 €-ct/kWh und Einbeziehung der bestehenden Windkraftanlagen

13.1.6.5 Vergleich der Inselsysteme

Nun werden die beschriebenen Beispiele für Speicherintegrationen in Inselnetzen in Tab. 13.19 einander gegenübergestellt.

Auffallend ist der 13-fach höhere Strombedarf pro Kopf in Pellworm im Vergleich zu den Pazifikinseln Tokelau, was mit den unterschiedlichen klimatischen Bedingungen und dem anderen Lebensstandard zu begründen ist. Die größten Speicherkapazitäten sind auf der vom Festland am weitesten entfernten Insel zu finden: auf Tokelau.

Bemerkenswert ist die deutlich geringere Dimensionierung der Speicher auf Graciosa vs. Toke-

lau. Der Grund liegt einerseits in der Nutzung der Windkraft auf Graciosa und dem höheren verbleibenden Dieselanteil andererseits.

Für die Auswahl der Batterietypen waren in Tokelau rein die Kosten und die Robustheit der Technologie entscheidend. Für Pellworm und Graciosa wurde eine Mischung aus »Leistungsbatterien« für den Ausgleich kurzzeitiger Schwankungen und Netzstabilisierung und »Energiebatterien« für mehrstündige Stromschwankungen gewählt.

Das Inselnetz Graciosa wird rein privatwirtschaftlich finanziert, während 40 % der Kosten in Pellworm von öffentlicher Hand übernommen werden und in Tokelau ca. 80 % der Kosten über einen günstigen Kredit von der Verwaltung vorfinanziert wurden.

Insgesamt werden bei der Realisierung von erneuerbaren Inselnetzen wertvolle Erfahrungen gesammelt, welche sich auch auf die Energiewende an Land, d. h. auf den kontinentalen Netzverbund übertragen lassen.

13.1.7 Wärmespeicher in solarthermischen Kraftwerken

Solarthermische Kraftwerke wandeln solare Strahlung über einen thermischen Kreislauf in elektrische Energie und nutzen zur Pufferung der Solarenergie Wärmespeicher. Über Kollektoren wird die Sonnenstrahlung absorbiert und in Wärme gewandelt. In den gemäßigten Breiten wird Solarthermie überwiegend zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung genutzt. In Ländern mit hoher direkter Sonneneinstrahlung kann diese konzentriert werden und sehr hohe Temperaturen erreichen, wodurch ein Dampfkraftprozess zur Stromerzeugung betrieben werden kann.

Ein Vorteil solarthermischer Kraftwerke gegenüber der Photovoltaik liegt in der Speichermöglichkeit der solar erzeugten Wärme. Wärme lässt sich einfacher speichern als Strom, wodurch Energiespeicher in solarthermischen Kraftwerken günstiger zu realisieren sind. Durch den Zubau von Wärmespeichern wird die Stromerzeugung planbarer.

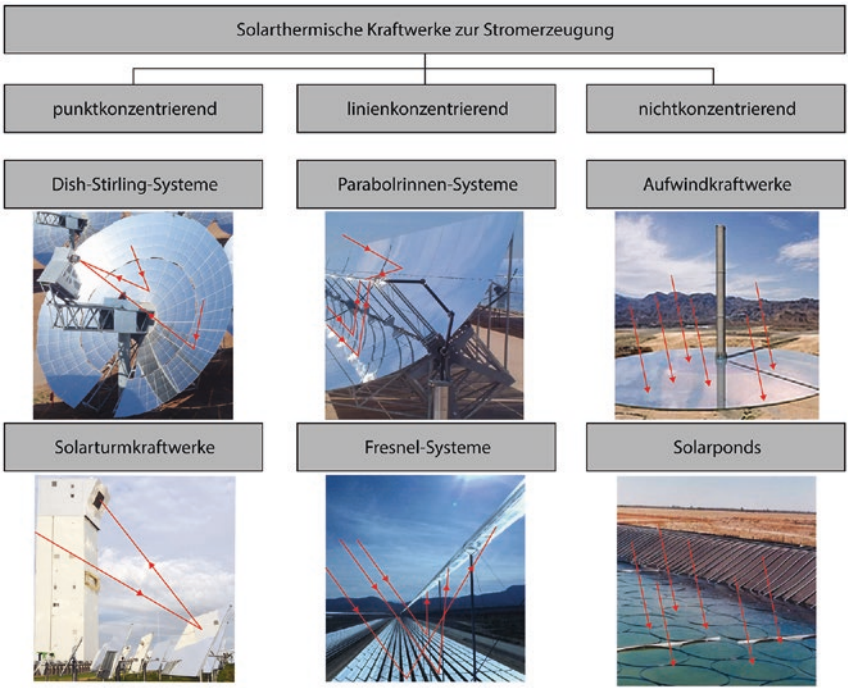


Abb. 13.34 Übersicht über solarthermische Kraftwerke zur Stromerzeugung, nach [79]

13.1.7.1 Funktionsweise solarthermischer Kraftwerke

Solarthermische Kraftwerke können in konzentrierende und nichtkonzentrierende Anlagen unterteilt werden. Zu den konzentrierenden Anlagetypen gehören linienkonzentrierende Systeme, wie z. B. Parabolrinnen- und Fresnelkraftwerke, und punktkonzentrierende Systeme, zu denen Turmkraftwerke und Dish-Sterling-Systeme zählen. Für den Betrieb dieser Anlagen ist eine Konzentration der Sonnenstrahlung notwendig. Zur Bündelung der Sonnenstrahlen werden Reflektorflächen verwendet, die der Sonne nachgeführt werden. Das gebündelte Licht wird auf einen Absorber gelenkt, in dem ein Wärmeträgermedium erhitzt wird. Daneben gibt es solarthermische Kraftwerke, die keine Bündelung der Solarstrahlung benötigen. Sie werden nichtkonzentrierende Anlagen genannt. Zu ihnen zählen die Aufwindkraftwerke (s. ◘ Abb. 13.34).

Im Folgenden wird der Einsatz von Wärmespeichern in solarthermischen Kraftwerken erläutert.

13.1.7.2 Wärmespeicher in Parabolrinnenkraftwerken

■ **Funktionsweise von Parabolrinnenkraftwerken**

Parabolrinnenkraftwerke gehören zu den konzentrierenden solarthermischen Anlagen. Das ausschlaggebende Merkmal dieser Kraftwerke sind Reflektoren, die aus parabolisch geformten Spiegeln bestehen. Diese Spiegel werden in Nord-Süd-Richtung aufgestellt. Die einachsige Nachführung erlaubt es, die Spiegel von Osten nach Westen der Sonne nachzuführen. Die Solarstrahlung wird auf eine Brennlinie – das Absorberrohr – konzentriert, weshalb dieser Anlagentyp zu den linienfokussierenden Systemen gehört. Im Absorberrohr strömt ein Wärmeträgermedium, meist ein synthetisches und hitzebeständiges Öl, das bis auf 400 °C erhitzt werden kann. Das Öl gibt seine Wärme über einen Wärmetauscher an einen klassischen Dampfkraftprozess ab.

■ **Einsatz von Wärmespeichern in der Praxis**

In der südspanischen Provinz Granada wurden die ersten Parabolrinnenkraftwerke Europas errichtet. Dort befinden sich die drei Anlagen Andasol 1–3, welche insgesamt über eine Kollektorfläche von über 1,5 Mio. m^2 verfügen und von dem deutschen Unternehmen Solar Millennium AG realisiert wurden (s. [76, 83]).

Zur Speicherung überschüssiger Wärme verfügt jede der drei Anlagen über einen thermischen Speicher, der nach dem Zwei-Tank-Prinzip arbeitet. Mit einer Mischung aus rund 30.000 t Kalium-Natrium-Nitratsalzen pro Kraftwerk kann auch nachts Wärme für den Dampfkraftprozess bereitgestellt werden (s. ◘ Abb. 13.35). Das Salz kann in den Tanks über mehrere Wochen warm gehalten werden. In sonnenreichen Monaten ist ein nahezu ganztägiger Betrieb dieses solarthermischen Kraftwerks möglich. Die drei Kraftwerke können rund eine halbe Mio. Menschen mit Solarstrom versorgen und dabei im heutigen spanischen Strommix ca. 450.000 t CO_2 pro Jahr einsparen (s. ◘ Tab. 13.20).

13.1.7.3 Wärmespeicher in Solarturmkraftwerken

■ **Funktionsweise von Solarturmkraftwerken**

Solarturmkraftwerke bestehen aus hunderten oder sogar tausenden einzelner Spiegel, die in einem Feld um den Turm herum angeordnet sind. Die einzelnen Spiegel, welche auch Heliostaten genannt werden, können zweiachsig nachgeführt werden und fokussieren die Sonnenstrahlung auf einen sich in der Spitze des Turmes befindlichen punktförmigen Receiver. Deshalb zählt dieses solarthermische Anlagenkonzept zu den punktfokussierenden Systemen. Der Receiver wird durch die fokussierte Sonneneinstrahlung erhitzt und gibt Wärme an die Umgebungsluft ab, die an ihm vorbeigesaugt wird. Die Luft kann Temperaturen von 650–850 °C erreichen und wird zur Verdampfung von Wasser verwendet, um einen Dampfturbinenkreislauf anzutreiben (s. [61, 83]).

■ **Einsatz von Wärmespeichern in der Praxis**

Das Solarkraftwerk PS10 ist das erste kommerziell genutzte Solarturmkraftwerk und wird von Abengoa Solar betrieben. Die Anlage wurde nahe der spanischen Stadt Sevilla errichtet und ging 2007 in Betrieb. Insgesamt 624 Heliostaten konzentrieren die Sonnenstrahlung auf einen 115 m hohen Turm. Zusätzlich verfügt dieses Kraftwerk über einen thermischen Speicher mit vier Tanks, womit der Turbinenbetrieb bei voller Leistung 30 min und bei



Abb. 13.35 Salztanks als Wärmespeicher im solarthermischen Kraftwerk Andasol I bei Guadix, Spanien (Quelle: DLR)

Tab. 13.20 Daten zu den Kraftwerken Andasol 1–3, nach [76]

	Andasol 1 + 2	Andasol 3
Solarfeld		
Solarfeldgröße	510.120 m^2	497.040 m^2
Anzahl der Parabolspiegel	209.664	204.288
Anzahl der Absorberrohre mit jeweils einer Länge von 4 m	22.464	21.888
Jährliche Direkteinstrahlung	2136 kWh/m^2a	2136 kWh/m^2a
Wirkungsgrad Solarfeld	ca. 70 % Spitzenwirkungsgrad, ca. 50 % Jahresmittel	ca. 70 % Spitzenwirkungsgrad, ca. 50 % Jahresmittel
Speicherkapazität des Wärmespeichers	28.500 t Salz für 7,5 VLh	30.000 t Salz für 8 VLh
Kraftwerk		
Turbinenleistung	49,9 MW	49,9 MW
Jährliche Betriebsstunden	ca. 3500 VLh	ca. 3700 VLh
Kalkulierte Netto-Strommenge	150 GWh	165,41 GWh
Wirkungsgrad der Gesamtanlage	ca. 28 % Spitzenwirkungsgrad, ca. 15 % Jahresmittel	ca. 28 % Spitzenwirkungsgrad, ca. 15 % Jahresmittel

Tab. 13.21 Daten zum solarthermischen Turmkraftwerk PS10 in Spanien, nach [1]

Elektrische Leistung	11 MW
Jährliche Stromerzeugung	23 GWh
Anzahl der Heliostaten mit einer Fläche von jeweils 120 m²	624
Turmhöhe	115 m
Thermische Speicherkapazität	20 MWh
Investitionskosten	35 Mio. €

Tab. 13.22 Daten zum solarthermischen Turmkraftwerk Gemasolar in Spanien, nach [77]

Elektrische Leistung	19,9 MW
Jährliche Stromerzeugung	110 GWh
Anzahl der Heliostaten mit einer Fläche von jeweils ca. 100 m²	2650
Turmhöhe	140 m
Thermische Speicherkapazität	15 h, Wärmeträger: Salz

halber Leistung 50 min auch ohne Solarstrahlung überbrücken kann (s. Tab. 13.21 und [1]).

Ein weiteres Beispiel für die Nutzung von Wärmespeichern bei Turmkraftwerken ist das Kraftwerk Gemasolar in Spanien. Diese Anlage verfügt über einen Flüssigsalzspeicher mit einer Speicherkapazität von 15 h, wodurch das Kraftwerk bei guter Solarstrahlung Grundlast liefern kann. In der Anlage kommen als Wärmespeicher 8500 t flüssiges Natrium- und Kaliumnitratsalz zum Einsatz, das auf 565 °C erhitzt in einem Zwei-Tank-Flüssigspeicher gespeichert wird (s. Tab. 13.22). Bemerkenswert ist, dass das Flüssigsalz direkt als Wärmeträger dient und somit durch den Receiver fließt. Es ist also keine Wärmeübertragung von einem Wärmeträgermedium, wie z. B. Öl, auf das Flüssigsalz notwendig (s. [77]).

13

13.2 Integration im Wärmesektor

Wärme- und Kältespeicher sind elementarer Bestandteil des Wärme- und Kältesektors. Die Grundlagen der einzelnen Technologien sind ausführlich in ▶ Kap. 10 dargestellt.

Abbildung 13.36 gibt einen Überblick über den Einsatz verschiedener Speichertypen in Haushalten, die verwendete Wärmeübertragung und die Möglichkeit, den Wärmespeicher direkt oder indirekt für eine bivalente Heizungsauslegung einzusetzen.

13.2.1 Wärmespeicher für Solarthermie

Unter dem Begriff Solarthermie wird die Umwandlung von Solarenergie in Wärmeenergie verstanden. Bei Solarenergie im Gebäudebereich wird zwischen einer passiven und einer aktiven Nutzungsweise unterschieden.

▪ Passive Nutzung von Solarstrahlung für Raumwärme und Beleuchtung

Die passive Nutzung der Solarenergie wird ausschließlich zur Gebäudeheizung und -beleuchtung verwendet. Sonnenstrahlen gelangen durch die Fensterscheiben und erwärmen bzw. erhellen das Gebäudeinnere. Durch eine optimale Ausrichtung des Hauses und durch den Einsatz wärmespeichernder und wärmedämmender Materialien kann die passive Nutzung zur Reduktion von fossilem Energieeinsatz dienen.

Die Umlenkung von Sonnenstrahlen im oberen Bereich des Fensters an die helle Decke des Raumes und die anschließende diffuse Rückstreuung schafft ein angenehmeres Raumklima und führt zu einer erheblichen Einsparung an Stromkosten für die Beleuchtung. Dabei wird die Lichtumlenkung bevorzugt durch passive kombinierte Mikroprismen-Mikrolinsenplatten bewirkt (s. [50, 55]).

▪ Aktive Nutzung von Solarstrahlung über Kollektoren

Bei der aktiven Nutzung absorbieren Kollektoren die Solarstrahlung und geben sie an ein Wärmeträgermedium ab. Das Prinzip ist dasselbe wie bei solarthermischen Kraftwerken. Die Wärme wird vom Kollektor zum Pufferspeicher mittels einer Umwälzpumpe transportiert. Wärmespeicher kompensieren die Schwankungen der Solarstrahlung.

▪ Kurz- und Langzeitwärmespeicher

In Haushalten kommen fast ausschließlich Warmwasserspeicher zum Einsatz, welche in Kurz- und

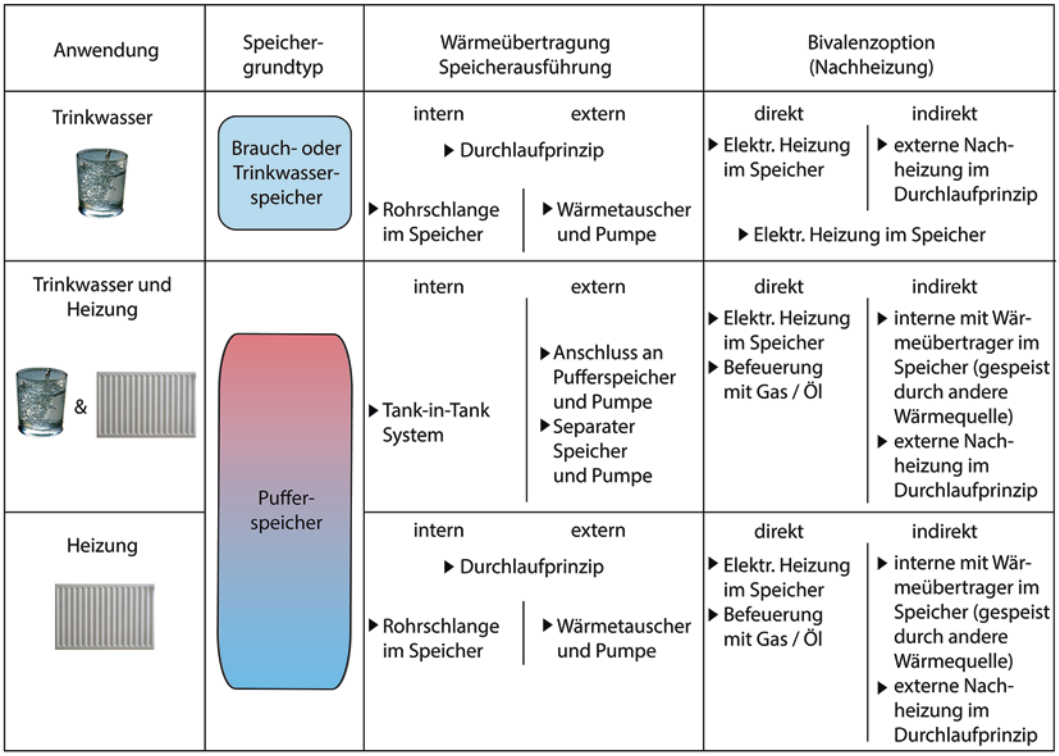


Abb. 13.36 Übersicht der Integration verschiedener Wärmespeicher für unterschiedliche Anwendungen, nach [83]

Langzeitwärmespeicher unterteilt werden. Kurzzeitwärmespeicher können die Wärme nur für wenige Stunden zur Verfügung stellen und einzelne Tage überbrücken. Die Warmwasserbereitstellung kann in vielen Fällen von Übergangszeit zu Übergangszeit, also von Frühling bis Herbst, ausschließlich über die Solaranlage samt Wärmespeicher erfolgen.

Für die Verlagerung der Solarwärme vom Sommer auf den Winter werden saisonale Speicher benötigt. Der Wärmespeicher nimmt in Zeiten eines Überangebotes Wärme auf und gibt sie nach Bedarf wieder an den Nutzer ab. Die aktive Nutzung der Sonnenenergie kann sowohl zur Trink- und Brauchwassererwärmung als auch zur Heizungsunterstützung verwendet werden. Auch eine Kombination beider Varianten ist möglich.

Im Weiteren wird die aktive Nutzung der Solarenergie zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung in Verbindung mit Speichern erörtert, vor allem mit der Warmwasserspeicherung. Die Beschreibung der Funktionsweise einzelner Solarkollektoren ist der Literatur zu entnehmen (s. [13, 83]).

13.2.1.1 Funktionsprinzip von Solaranlagen

Das technische Grundprinzip von Solaranlagen unterscheidet sich nach Art des Wärmetransports in Schwerkraft- oder Thermosiphonanlagen und Zwangsumlaufsysteme.

Schwerkraft- oder Thermosiphonanlagen

Thermosiphonanlagen arbeiten völlig ohne Pumpeinrichtung. Der Wärmetransport erfolgt ausschließlich durch die physikalische Tatsache, dass warmes Wasser eine geringere Dichte aufweist als kälteres und somit nach oben steigt. Der Wärmespeicher wird entsprechend über dem Solarkollektor angebracht. Kühlt Wasser im Wärmespeicher ab, so sinkt es nach unten und fließt über das Rücklaufrohr wieder in den Kollektor, wo es durch Sonnenstrahlen erneut erwärmt wird (s. Abb. 13.37).

Eine weitere Unterteilung der Thermosiphonanlagen erfolgt in Ein- und Zweikreisanlagen. Der Unterschied ist in Abb. 13.37 zu sehen. Bei einer Einkreisanlage fließt Trinkwasser direkt durch den

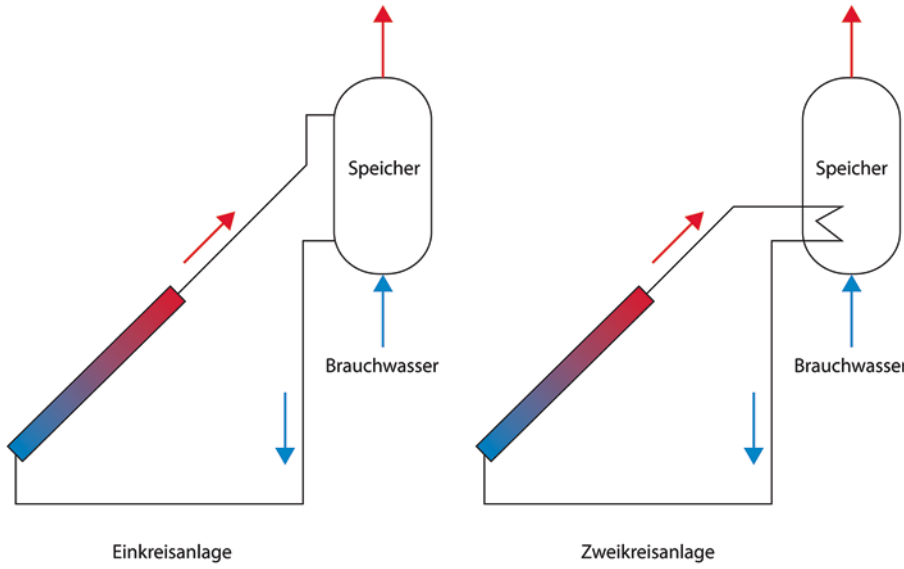


Abb. 13.37 Aufbau und Funktionsweise von Thermosiphonanlagen, Einkreisanlage: Der Kollektor wird direkt vom Trinkwasser durchflossen (*links*); Zweikreisanlage: Ein Wärmeträgermedium fließt durch den Kollektor. Über einen Wärmetauscher wird die Wärme des Wärmeträgermediums an das Trinkwasser im Wärmespeicher abgegeben (*rechts*), nach [83]

Kollektor. Das erwärmte Wasser wird an den Speicher abgegeben. Ein Wärmetauscher, wie er bei der Zweikreisanlage benötigt wird, ist bei diesem Konzept nicht erforderlich.

Bei der Zweikreisanlage fließt das Wasser, welches in dem Kollektor erwärmt wird, durch einen separaten Kreislauf, den Solarkreislauf. Die Wärme aus dem Solarkreislauf wird über einen Wärmetauscher an das Brauchwasser im Wärmespeicher abgegeben. Der Solarkreislauf und das Brauchwasser sind folglich getrennt, was im Hinblick auf die Hygiene ein Vorteil ist.

Thermosiphonanlagen erreichen nur geringe Wirkungsgrade, da die Zirkulation des Wassers in nördlichen Breitengraden sehr träge ist. In Mitteleuropa werden Schwerkraftanlagen deshalb selten verwendet. Dennoch haben sie aufgrund geringer Anschaffungskosten und des stromlosen Betriebes auch Vorteile. Da keine Pumpen- und Regelungstechnik nötig ist, ist der Betrieb zudem sehr wartungsarm (s. [83]).

Damit eignen sie sich hervorragend für den Einsatz in tropischen Ländern. Die einfachen Anlagen sind sehr robust und in Afrika, Lateinamerika und Asien weitverbreitet im Einsatz.

Zwangsumlaufsysteme

Die Montage des Wärmespeichers oberhalb des Solarkollektors bleibt Thermosiphonanlagen in Ländern ohne Winter und Frost vorbehalten. In Gebieten mit Frost werden die Warmwasserspeicher in den Gebäuden selbst untergebracht, und die Zirkulation des Wassers wird mithilfe einer elektrisch betriebenen Pumpe erzwungen. Diese Anlagen werden als Zwangsumlaufsysteme bezeichnet. Auch hier werden zwei Arten von Zwangsumlaufsystemen unterschieden. Die Unterteilung erfolgt, wie bei den Thermosiphonsystemen, in Anlagen mit einem offenen oder einem geschlossenen Kreislauf.

Bei Anlagen mit einem offenen Kreislauf ist der Kollektorkreis direkt mit dem Verbraucherkreis verbunden. Das Brauchwasser fließt hier direkt durch den Kollektor und absorbiert die Wärme der Sonneneinstrahlung. Dieses Anlagenkonzept ist jedoch für den Ganzjahresbetrieb in Mittel- und Nordeuropa ungeeignet, da das Wasser in den Leitungen sowie in den Kollektoren gefrieren kann. Deshalb wird in diesen Regionen ausschließlich ein geschlossener Kreislauf verwendet, in dem Solarkreis und Verbraucherkreis voneinander getrennt sind. Im Solar-

kreislauf befindet sich ein Wärmeträgermedium, das mit einem Frostschutzmittel versetzt wird.

Eine ständige Zirkulation durch den Pumpenbetrieb ist nicht ratsam, da die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektor und dem Wärmespeicher teilweise zu gering ist, um das Brauchwasser nennenswert zu erwärmen. Deshalb wird die Umwälzpumpe mithilfe einer Regelung gesteuert. Mit Temperatursensoren an Kollektor und Wärmespeicher wird die Temperaturdifferenz dieser beiden Punkte bestimmt. Liegt die gemessene Temperaturdifferenz über einem festgelegten Wert, wird durch die Regelung die Umwälzpumpe eingeschaltet. Die Einschaltdifferenz liegt meist zwischen 5 und 10 °C. Wird diese Temperaturdifferenz wieder unterschritten, schaltet die Pumpe ab. Die Regelungseinstellung ist entscheidend für hohe Wirkungsgrade (s. [61, 83]).

13.2.1.2 Pufferspeicher für kleine Solaranlagen

Eine richtig ausgelegte Solaranlage kann in den Sommermonaten den gesamten Warmwasserbedarf decken. Somit kann sie über ein ganzes Jahr gesehen rund 60 % des Brauchwassers bereitstellen. Dazu wird die Anlage an den Wasserverbrauch angepasst. Nur dann arbeitet das System wirklich effizient. Das Kernstück einer solarthermischen Anlage ist der Warmwasserspeicher. Dabei werden mehrere Varianten der Speicherung unterschieden (s. [15]).

Schichtungsvorgänge im Speicher

Für die effiziente solarthermische Nutzung ist eine Temperaturschichtung im Speicher hilfreich. Eine natürliche Temperaturschichtung entsteht durch einen Dichteunterschied des Wassers, der von dessen Temperatur abhängig ist. Wird Wasser erwärmt, so nimmt dessen Dichte ab. Bereits erhitztes Wasser sammelt sich folglich im obersten Bereich des Speichers an, wo es vom Verbraucher entnommen werden kann. Frisches Wasser hingegen strömt in den unteren Bereich des Wärmespeichers ein. Im Warmwasserspeicher entstehen dadurch mehrere verschiedene Temperaturniveaus, welche umso ausgeprägter sind, je höher und schlanker der Wärmespeicher gebaut ist.

Die absorbierte Wärme aus den Solarkollektoren wird an unterster und somit kältester Stelle des Warmwasserspeichers eingespeist. Durch die Temperaturschichtung wird erreicht, dass die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektor und dem Speicher am größten ist und das erwärmte Wasser immer genau an der richtigen Stelle im Wärmespeicher eingetragen wird (s. Abb. 13.38).

Für eine effiziente Nutzung von Warmwasser ist die Stabilisierung der Temperaturschichtung wichtig. Verwirbelungen beim Einfließen des Wassers in den Tank oder auch bei der Entnahme sind zu vermeiden. Die Temperaturschichtung wird dadurch instabil, und durch die Vermischung des Wassers nimmt der Speicherwirkungsgrad ab.

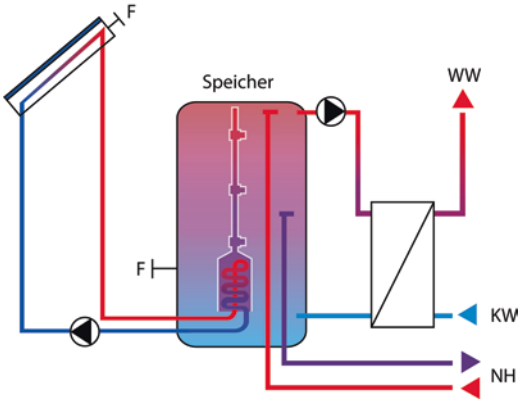


Abb. 13.38 Temperaturschichtung in einem zentralen Speicher zur Warmwasserbereitstellung, nach [83]

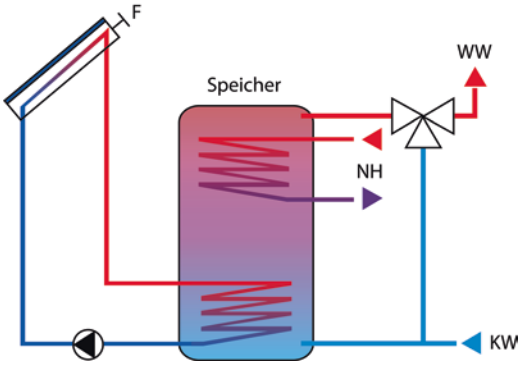


Abb. 13.39 Zentraler Speicher zur Trinkwassererwärmung über ein Mischventil und mit der Möglichkeit zur Nachheizung, nach [83]

Abbildung 13.38 zeigt die Temperaturschichtung in einem gängigen zentralen Speicher, in dem Frischwasser über einen Wärmetauscher zu Warmwasser erwärmt wird. Eine Nachheizung ermöglicht einen ganzjährigen Einsatz. Auch die Kombination als Trink- und Heizwassersystem ist möglich.

Zentraler Speicher

Die Verwendung eines zentralen Speichers entweder für die Trink- oder Heizwassererwärmung ist eine gängige Standardvariante der Wärmespeicherung. Falls die Solarwärme nicht ausreicht, wird das Wasser mit einer konventionellen Heizung auf die benötigte Temperatur nacherwärmt (s. Abb. 13.39).

Das Konzept der Heizungswassererwärmung ist dem der Trinkwassererwärmung sehr ähnlich. Bei der Speicherung von Heizungswasser werden jedoch kostengünstigere Tanksysteme verwendet. So sind z. B. keine Edelstahlbehälter notwendig. Auch die Problematik der Legionellengefahr ist nicht gegeben.

Beide Konzepte werden in der solaren Brauchwassererwärmung verwendet. Gerade in kleineren Wohneinheiten können sie den Bedarf an Wärme aus Brennstoffen oder anderen Quellen deutlich reduzieren (s. [83]).

Kombispeicher

In diesem Konzept ist die Trinkwassererwärmung mit einer zusätzlichen Heizungsunterstützung vereint. Kollektorfläche und Speicher werden größer ausgelegt als bei einem einfachen Trinkwasserspeicher. Ein Kombispeicher kann mit Durchlaufverfahren und oder einem Doppelspeicher ausgeführt werden.

Bei einem Doppelspeicher befinden sich zwei Speichertanks ineinander, weshalb dieses Konzept oftmals auch als Tank-in-Tank-System bezeichnet wird. Der innenliegende Tank enthält das Trink- bzw. Brauchwasser und wird von einem Heizungswassertank umschlossen. Diese Speicheranlagen sind relativ teuer in ihrer Anschaffung, weshalb sie nur selten zum Einsatz kommen (s. [16]).

Zweispeichersysteme

Das Zweispeichersystem besteht aus einem Trink- bzw. Brauchwasserspeicher und einem zusätzlichen Pufferspeicher für die Heizungsanlage, welche in Reihe geschaltet sind. Brauch- und Heizungswasser befinden sich folglich in zwei getrennten Speichern. In erster Linie wird der Brauchwasserspeicher erwärmt.

Zum Einsatz kommen Zweispeichersysteme immer dann, wenn aus Platzgründen die Verwendung eines großen Speichers ausgeschlossen ist. Aufgrund einer zu geringen Deckenhöhe oder Türbreite werden anstatt eines großen Warmwasserspeichers zwei kleinere verwendet. Außerdem kann eine bereits bestehende Anlage erweitert werden, wenn deren Speicherkapazität nicht ausreicht (s. [58]).

13.2.1.3 Saisonale Wärmespeicher für große Solaranlagen

Große Solaranlagen in Nahwärmenetzen

Neben den Wärmespeichern in Haushalten für den Brauchwasserbedarf und die Heizungsunterstützung gibt es auch größere solarthermische Anlagen, die samt saisonalen Wärmespeichern in ein Nahwärmesystem eingebunden sind.

Die Solarkollektoren werden auf den Dächern von ausgewählten Wohngebäuden installiert. Als Wärmeträgermedium wird meistens Wasser verwendet, was über unterirdisch verlegte Rohre geleitet wird. Die gewonnene solare Wärme wird über ein Solarnetz zu einer Heizzentrale geleitet und in einem großen saisonalen Wärmespeicher, welcher meist zum Teil oder vollständig in den Untergrund eingebaut ist, gespeichert. Das Warmwasser wird nach Bedarf an die angebundenen Gebäude verteilt und, falls notwendig, mit einer konventionellen Heizung nachgeheizt.

Darüber hinaus kommen in Fernwämenetzen ebenfalls größere Wärmespeicher zur Pufferung zum Einsatz.

Bauarten

Es werden vier verschiedene Bauarten saisonaler Wärmespeicher unterschieden: Heißwasser-, Kies/Wasser-, Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher (s. ▶ Kap. 9). Die Wahl der jeweiligen Bauart ist stark abhängig von der Geologie und der Hydrogeologie des Untergrundes. Außerdem haben auch baurechtliche Bestimmungen einen entscheidenden Einfluss, denn gerade für Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeicher sind exakte Untersuchungen des Untergrundes notwendig. Durch eine gute

Wärmedämmung des Speichers können die Wärmeverluste gering gehalten werden, wodurch eine saisonale Energiespeicherung möglich wird.

Heißwasser-Wärmespeicher

Heißwasser-Wärmespeicher können unabhängig von der Geologie eingesetzt werden. Auch kleinere Baugrößen sind möglich. Diese Speicher werden hauptsächlich aus Stahlbeton hergestellt und teilweise ganz oder nur zum Teil in die Erde eingebaut. Gerade in reinen Wohngebieten werden sie aus optischen Gründen unterirdisch verbaut. Um Wärmeverluste zu reduzieren, wird eine zusätzliche Wärmedämmung an der Behälteraußenwand angebracht. Sowohl die Seitenwände als auch der Boden und der Deckel sind gedämmt.

In Deutschland gibt es mehrere Projekte mit größeren Heißwasser-Wärmespeichern (s. Tab. 13.23), von denen zwei exemplarisch beschrieben werden.

Eine Pilotanlage wurde 1995 in Rottweil gebaut. Bei dem Wärmespeicher handelt es sich um einen 600 m³ großen Behälter, der teilweise oberirdisch liegt. Er hat eine zylindrische Form mit einem Innendurchmesser von 13 m und einer Höhe von 5 m. Die Wärmedämmung besteht aus Mineralwolle und ist zwischen 20 und 30 cm dick. Zusammen mit einem Blockheizkraftwerk dient der Wärmespeicher als Kurzzeitspeicher. Das verwendete Baukonzept des Projektes Rottweil ist auch auf Langzeitspeicher übertragbar.

Ein anderes Beispiel findet sich in Friedrichshafen. Dort wurde 1996 ein Heißwasserspeicher erbaut, welcher für die solare Wärmeversorgung einer Wohnsiedlung sorgt. Die Wohnsiedlung umfasst acht Gebäude mit 586 Wohnungen. Die gesamte Wohnfläche dieser Siedlung beträgt 39.500 m². Das Speichervolumen des Wärmespeichers ergibt 12.000 m³. Solarkollektoren mit einer Fläche von rund 5400 m² liefern die solare Energie zur Erwärmung des Wassers. Das Speicherwasser wird mithilfe der Sonnenkollektoren auf Temperaturen zwischen 40 und 90 °C erwärmt.

Kies/Wasser-Wärmespeicher

Bei diesem Wärmespeicher dient ein Gemisch aus Kies bzw. Sand und Wasser als Wärmespeichermedium. Er wird in ein Erdbecken eingebracht, das mit wasser- und wasserdampfdichten Materialen ausgekleidet und mit Kies bzw. Sand und Wasser aufgefüllt wird. Das Be- und Entladen erfolgt entweder mit den Brunnenpaaren oder über Rohrschlangen im Speicherinneren. Der Wärmespeicher ist durch die Kiesfüllung selbstragend, wodurch theoretisch unbegrenzte Speichergrößen realisiert werden können. Die Wärmekapazität von Kies oder Sand ist jedoch deutlich geringer als von reinem Wasser. Deshalb werden diese Wärmespeicher bei gleicher Wärmekapazität im Vergleich zu Heißwasserspeichern größer gebaut.

In Eggenstein-Leopoldshafen erfolgt die Wärmeversorgung des Schul- und Sportzentrums über eine Kollektorfläche von 1600 m² und einen 4500 m³ großen Kies/Wasser-Wärmespeicher. Der Wärmespeicher ist am Boden und an den Seitenwänden mit einem 50 cm dicken Blähglasgranulat und auf dem Speicherdeckel mit 90 cm dickem Schaumglasschotter gedämmt. Zusätzlich wird der Wärmespeicher mit einer 2,5 mm dicken Kunststoffbahn wasserdampfdicht abgedichtet. Der Bau dieses Speichers konnte innerhalb von drei Monaten für 550.000 € realisiert werden (s. [88]).

Tab. 13.23 Übersicht der Projekte mit Heißwasserspeichern (s. [88])

Projekt	Speichervolumen in m³	Baukosten in €	Auf das Nutzvolumen bezogene Baukosten in €/m³
Rottweil (1995)	600	271.950	453
Friedrichshafen (1996)	12.000	1.351.650	113
Hamburg (1996)	4500	960.500	213
Ilmenau (1997/98)	300	140.500	468
Hannover (2000)	2750	665.000	242

Aquifer-Wärmespeicher

Bei dieser Speicherart werden Grundwasser führende Schichten, auch Aquifere genannt, zur Wärmespeicherung im Untergrund genutzt. Der Aquifer-Wärmespeicher wird in der Regel mit zwei Bohrungen, also einem Bohrungspaar, erschlossen und besteht aus zwei unterirdischen Hohlräumen.

Einer dieser Hohlräume ist mit warmem, der andere mit kaltem Wasser gefüllt. Beim Beladen des Wärmespeichers wird kaltes Wasser aus einem Aquifer entnommen, erwärmt und dem anderen Aquifer zugeführt. Beim Entladen des Speichers ist die Strömungsrichtung umgekehrt. Außerdem kann im Sommer kaltes Wasser aus dem Aquifer entnommen und über die bestehenden Heizkreisläufe zur Klimatisierung von Gebäuden verwendet werden. Eine Wärmedämmung dieses Speichers ist nicht möglich. Die Baukosten sind deutlich geringer als bei anderen saisonalen Wärmespeicherarten.

In Rostock-Brinckmannshöhe wurde 1999/2000 eine Wohnanlage mit insgesamt 108 Wohnungen gebaut und mit einem Aquifer-Speicher versehen. Auf den insgesamt 11 Dächern des Wohnkomplexes sind Solarkollektoren mit einer Gesamtfläche von 1000 m² installiert. Unter dem Grundstück befindet sich ein Aquifer, das durch zwei Bohrungen erschlossen wurde. Aus dem kalten Aquifer wird im Sommer Wasser mit einer Temperatur von 10 °C entnommen und in den Solarkollektoren erwärmt.

Das erwärmte Wasser wird in das warme Aquifer zur saisonalen Speicherung eingeleitet. Im Winter wird die Strömungsrichtung umgekehrt. Das warme Wasser kann jederzeit nach Bedarf entnommen werden. Zu Beginn des Entladens beträgt die Fördertemperatur rund 45 °C. Im weiteren Verlauf der Heizungsperiode sinkt sie ab, weshalb in dieses System zusätzlich eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 100 kW integriert wurde. Diese Wärmepumpe deckt den Wärmebedarf, wenn der saisonale Wärmespeicher oder die Solarenergie nicht ausreicht. Mithilfe des Wärmespeichers kann etwa 63 % der im Boden eingelagerten solaren Wärme bis in die Wintermonate verschoben werden (s. [4, 40, 70]).

Schwimmbäder und Schwimmbecken

Die Energiekosten zur Beheizung eines Schwimmbeckens mit Strom oder fossilen Energiequellen sind meist sehr hoch. Deshalb wird die solarthermische Nutzung zur Erwärmung von Schwimmbecken stetig attraktiver. Viele Schwimmbadbetreiber stellen daher ihre Energieversorgung auf diese kostengünstige Alternative um. Für die Beheizung eines Schwimmbeckens werden keine großen Temperaturdifferenzen benötigt. Dafür ist die zu erwärmende Wassermenge umso größer.

Aus diesem Grund werden Solaranlagen zur Erwärmung von Schwimmbecken mit einer großen Durchflussmenge betrieben. Das Temperaturniveau ist relativ niedrig. Die Schwimmbadabsorber sind sehr einfach aufgebaut, robust und günstig. Sie bestehen aus schwarzen Matten oder Schläuchen, die überwiegend aus kostengünstigen Kunststoffen hergestellt sind. Auf eine spezielle Wärmedämmung und eine Glasabdeckung wie bei häuslichen Solarkollektoren wird verzichtet. Die Reflexionsverluste durch die Glasabdeckung entfallen dadurch vollständig. Da das System bei geringen Temperaturen arbeitet, treten nur geringe Konvektionsverluste auf. Für die geforderte Anwendung ergeben sich relativ hohe Wirkungsgrade. Auch auf einen Wärmetauscher wird bei diesen Anlagen vollständig verzichtet, da das Schwimmbadwasser direkt durch den Absorber geleitet wird (s. [78]).

Die Solarthermie eignet sich bestens zur Beheizung von Freibädern, die nur im Sommer genutzt werden. Die solarthermische Anlage kann in diesen Monaten den Wärmebedarf ohne Weiteres decken. Nicht geeignet ist die Solarheizung hingegen für Schwimmbäder, die das ganze Jahr über betrieben werden. Die Wärmebereitstellung im Frühling und Herbst reicht nicht aus, um die großen Wassermassen auf eine ausreichende Temperatur zu erwärmen. Der Einsatz von Solaranlagen in Freibädern hat einen entscheidenden Vorteil: Die Ganglinien von solaren Energie- und Besucheraufkommen stimmen weitgehend überein.

Beispiel

Ein Beispiel für die solare Nutzung bei Schwimmbädern bietet das Hallenbad Azuqueca de Henares bei Madrid. Durch eine Sonnenkollektorfläche von 347 m² kann es 70 % seiner jährlichen Energiekosten einsparen. Mit der Solarenergie werden ein Schwimmbecken in einer Größe von 1250 m², ein Whirlpool und 16 Duschen beheizt.

Ein weiteres Beispiel der solaren Nutzung von Freibädern stellt das Wöhrdbad in Regensburg dar. Das Freibad verfügt über zwei Becken – ein 50 m langes Sportbecken und ein Nichtschwimmerbecken – und ist von Mai bis September täglich geöffnet. Seit 1993 ist in diesem Freibad eine Solaranlage mit einer Kollektorfläche von rund 1000 m² in Betrieb. Mit dieser Anlage ist es möglich, den ganzen Sommer über das Wasser der beiden Schwimmbecken ohne zusätzliche Heizung zu erwärmen. Lediglich das Duschwasser wird mit einer Gasheizung beheizt.

Sonnenkollektoren zur Schwimmbaderwärmung als Energiespeicher werden auch von privaten Poolbesitzern genutzt. Ein nicht überdachter Pool mit einer Wasseroberfläche von 20 m² benötigt eine Kollektorfläche von 20 m², um die notwendige Energie aus der Umwelt aufzubringen. In den Sommermonaten kann auf die zusätzliche Beheizung des Wassers vollständig verzichtet werden, wodurch CO_2-Emissionen und Kosten eingespart werden können (s. [31, 78]).

Anwendung sehr großer Wärmespeicher im Sonnenhaus

Ein Sonnenhaus nutzt zu mindestens 50 % die Energie der Sonne zum Beheizen der Räume. Dem Hausbewohner soll ein möglichst großer Wohnkomfort bei geringen Heizkosten geboten werden. Ziel ist es, einen Großteil der Wärme durch erneuerbare Energien bereitzustellen, um so autark von fossilen Brennstoffen zu sein.

Während Trinkwasser- und Kombispeicher in erster Linie der Warmwassergewinnung und der Unterstützung der Raumheizung dienen, steht beim Sonnenhaus die Nutzung der Sonne als Primärenergie zur Gebäudeheizung im Vordergrund. Erreicht wird dies durch eine Speicherung der Sonnenenergie in großen, im Haus integrierten Wassertanks und massiven Ziegelwänden. Dadurch wird eine Wärmeversorgung auf Basis von Solarenergie fast ganzjährig möglich. In den Wintermonaten bieten kleine Scheitholz- oder Pelletöfen eine ökologische Heizungsunterstützung.

Der Großspeicher bietet eine Lösung für die zeitliche Verschiebung des großen Angebots von Solarwärme im Sommer hin zur Deckung des großen Wärmebedarfs des Haushalts im Winter. Der große Wassertank kann in den Wohnbereich integriert oder im Erdboden versenkt werden.



Abb. 13.40 Erstes zu 100 % solar beheiztes Mehrfamilienhaus Europas in Bern, Schweiz (Quelle: Jenni Energietechnik AG)

Erste rein solar beheizte Mehrfamilienhäuser Europas mit großem Solarspeicher

Das erste zu 100 % solar beheizte Mehrfamilienhaus Europas befindet sich in Bern, Schweiz. Es umfasst acht Wohnungen und wurde 2007 fertig gestellt (s. Abb. 13.40).

Bei einer Nutzfläche von 1230 m² ergibt sich ein Heizwärmebedarf von 9,8 kW. Die Hauptkomponenten dieses Hauses sind die 300 m² große Kollektorfläche und der 205.000 l fassende Solarspeicher. Entsprechend groß sind die Ausmaße des Speichers, wie Abb. 13.41 veranschaulicht.

Der solare Deckungsgrad dieses Hauses beträgt 100 %. Durch den großen Pufferspeicher ist eine zusätzliche Wärmequelle zur Solaranlage nicht mehr notwendig.

Das Solarzentrum in Kienberg, Oberbayern, ist ein Büro- und Ausstellungsgebäude, das 2007 fertiggestellt wurde und eine Nutzfläche von 466 m² besitzt. Die notwendige Heizleistung beträgt 9 kW bei einem Heizwärmebedarf von 11,1 MWh pro Jahr. Die 107 m² große Kollektorfläche ist nach Süden ausgerichtet. Der 25.400 l fassende Pufferspeicher hat einen Durchmesser von 2 m und eine Höhe von 8,5 m. Mithilfe dieses Speichers wird ein solarer Deckungsgrad von 90 % erreicht. Die optionale Nachheizung erfolgt über einen Pelletheizkessel (s. [65]).



Abb. 13.41 Speicher des zu 100 % solar beheizten Mehrfamilienhauses in Bern, Schweiz (Quelle: Jenni Energietechnik AG)

13.2.2 Latent- und Sorptionsspeicher in Gebäuden und Haushalt

13.2.2.1 Gebäudeklimatisierung mit Latentwärmespeichern

Neben der häufigsten und einfachsten Art der sensiblen Wärmespeicherung kommt zunehmend auch die Nutzung von Latentwärmespeichern im Gebäudebereich zum Einsatz.

▪ Passive Kühlung mit PCM

Im Innern massiver Bauten herrscht auch bei hohen Außentemperaturen noch eine angenehme Kühle, da deren Wände ein hohes Wärmespeichervermögen aufweisen. Bei Leichtbauten ist meist eine aktive Kälteerzeugung mit z. B. Kompressions- oder Adsorptionskältemaschinen erforderlich (s. ► Abschn. 8.5). Dies bedeutet zusätzlichen Primärenergieverbrauch sowie hohe Stromkosten bei Spitzenlast.

Eine alternative Klimatisierung von Leichtbauten stellen Systeme zur passiven Kühlung mit Phasenwechselmaterialien (PCM) dar. Die Speicherung der latenten Wärme eines Phasenwechsels, zumeist fest-flüssig, kann als Ersatz für fehlende massive Wände dienen. Die durch Sonneneinstrahlung und

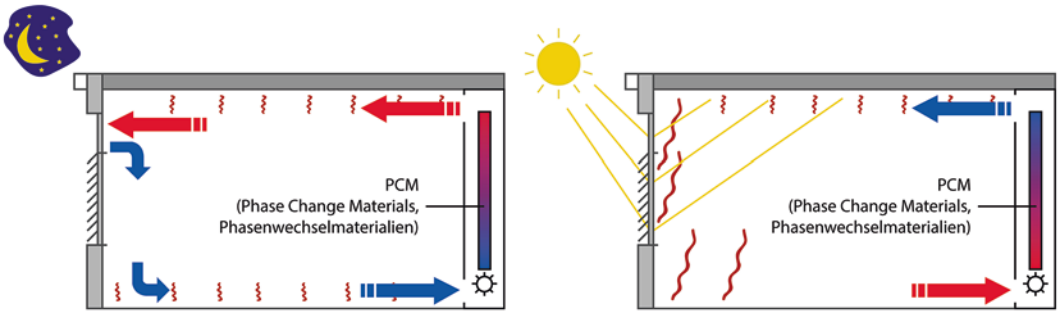


Abb. 13.42 Kältespeicherung im PCM in der Nacht (*links*) und Kühlung des Innenraums am folgenden Tag (*rechts*), nach [94]

interne Quellen am Tag in den Raum eingebrachte Wärme wird im PCM gespeichert. In der Nacht wird die ausreichend verfügbare und kostenlose Kälte der Umgebung dazu genutzt, die tagsüber gespeicherte Wärme wieder abzugeben und das PCM für eine erneute Aufladung mit Wärme am nächsten Tag zu präparieren (s. Abb. 13.42, 13.45).

Der Wärmetransport zum PCM kann entweder mit freier und oder mit erzwungener Konvektion erfolgen. Systeme mit freier Konvektion nutzen PCM-Speicherelemente (z. B. makroverkapselte PCM, Abb. 13.43 links) für Wände und Decken oder speziellen Putz, dem PCM beigemischt ist. Für die erzwungene Konvektion sind zusätzlich Ventilatoren mit geringem Stromverbrauch zu installieren bzw. separate PCM-Speicher, die direkt in die Klimaanlage integriert werden.

Bei der Auslegung von Systemen zur passiven Kühlung mit PCM ist darauf zu achten, dass die Schmelztemperatur T_m des PCMs zum Temperaturbereich der Anwendung passt. Die Schmelztemperatur T_m sollte einerseits ausreichend niedriger sein als die tagsüber erreichte Raumtemperatur, um das Aufschmelzen des PCMs zu gewährleisten. Andererseits sollte T_m ausreichend höher als die nächtliche Umgebungstemperatur sein, damit die vollständige Kristallisation des PCMs gelingt. Für Europa sind je nach Standort PCM mit einer Schmelztemperatur im Bereich 20–30 °C zu verwenden.

Zur Bestimmung der Wärmespeicherfähigkeit eines PCMs ist dessen Enthalpiekurve, d. h. die Veränderung der Enthalpie mit der Temperatur $h(T)$, mit hoher Genauigkeit zu messen. Kommerzielle PCM enthalten oft Zusatzstoffe bzw. bestehen aus Verbundmaterialien und weisen daher einen sich über mehrere Grad Celsius erstreckenden Schmelzbereich auf. Ein Temperaturmessfehler von nur 1 °C kann aufgrund des geringen Temperaturhubs bei



Abb. 13.43 PCM-Speicherelement (*links*), das an der Decke eines Besprechungsraums installiert wurde (*rechts*) (Quelle: [94])

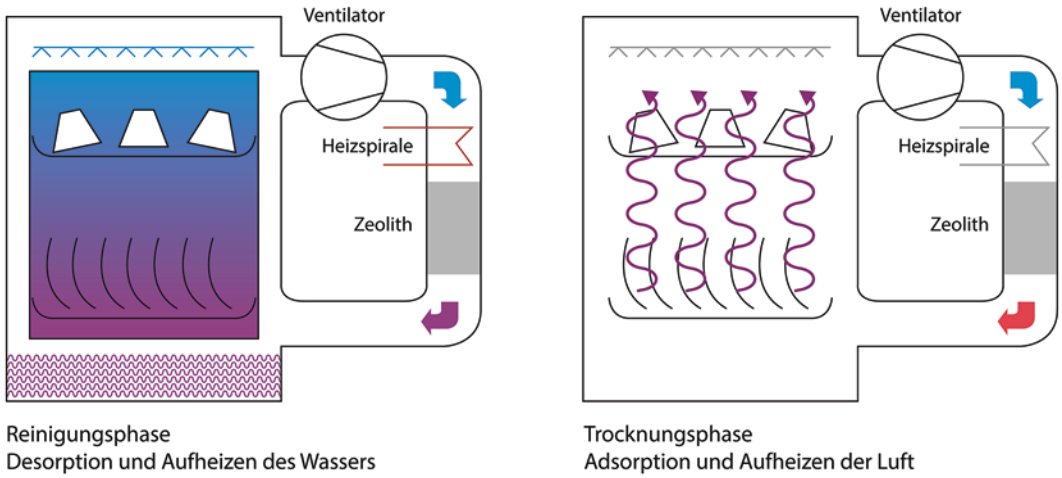


Abb. 13.44 Funktionsprinzip einer Spülmaschine mit einem thermochemischen Energiespeicher, nach [57]

Systemen zur passiven Kühlung mit PCM bereits eine deutliche Erniedrigung der nutzbaren Wärmespeicherfähigkeit zur Folge haben (s. [94]).

In Zukunft werden weitere PCM zur Gebäudeklimatisierung und anderen Anwendungen erforscht.

13.2.2.2 Spülmaschine mit thermochemischem Energiespeicher

Auch thermochemische Energiespeicher werden im Alltag z. B. in Adsorptionsspülmaschinen mit Zeolith eingesetzt.

Die Zeolith-Kugeln haben eine extrem hohe spezifische Oberfläche von 800–1000 m^2/g mit einer Porengröße von weniger als 1 nm. In diese Poren werden die Wassermoleküle adsorbiert. Bei der Einlagerung von Wasser wird Energie frei, welche bei der Desorption von außen aufgewendet wird. Die Zeolith-Kugeln sind in der Lage bis zu 30 % ihres Eigengewichts an Wasser zu adsorbieren. Anwendung findet das Zeolith bei einem Spülgang in der sogenannten Reinigungsphase und der Trocknungsphase (s. [57]).

Funktionsprinzip

Während der Reinigungsphase wird dem Zeolith – durch eine Heizspirale auf eine Temperatur von 240 °C erhitzt – das Wasser ausgetrieben (desorbiert), welches vom vorherigen Waschgang noch eingelagert ist (s. Abb. 13.44). Diese ist zwar energieintensiver als eine Reinigungsphase ohne Zeolith, aber zum einen wird dadurch Wasser gespart, da das Wasser zur Reinigung teilweise aus dem vorherigen Spülgang stammt und zur Befeuchtung und zum Aufwärmen des Geschirrs dient. Zum anderen ist später bei der Trocknungsphase kaum mehr Energie aufzuwenden.

In der Trocknungsphase wird nur Energie für den Ventilator benötigt, indem die durch die Reinigungs- und Spülphase feuchte Luft mittels Ventilator durch das Zeolith geblasen wird, in dem die Wassermoleküle adsorbiert werden. Bei der Adsorption wird Wärme frei, welche die getrocknete Luft aufnimmt. Im Anschluss wird die trockene und heiße Luft über das Geschirr geleitet, wobei sie wieder Wasser aufnehmen kann. So wird innerhalb kurzer Zeit das Geschirr getrocknet und sogar Tröpfchen auf Kunststoffgeschirr bzw. kleine Pfützen in Vertiefungen von Gefäßen restlos entfernt. Die Luftfeuchte fällt während der Adsorption von 100 auf ca. 10 %. Damit schlägt dem Nutzer beim Öffnen der Spülmaschine kein heißer Dampf entgegen, was einen erhöhten Nutzungskomfort darstellt.

Der Energieverbrauch kann durch diesen Speichereinsatz deutlich reduziert werden, entsprechend auch die CO_2-Emissionen im Haushalt (s. [57]).

13.2.3 Holz als chemischer Speicher in Forst und Wald für die Wärmeversorgung

13.2.3.1 Große Potenziale für Klimaschutz und Wärmeversorgung

Holz ist der größte Energiespeicher Deutschlands. Die über Photosynthese gespeicherte Solarenergie der Wälder in Deutschland und global ist immens. Die Eigenschaft von Wäldern, CO_2 zu binden, wird in der Aufforstung und der Waldwirtschaft generell genutzt und bietet sehr kostengünstigen Klimaschutz im Vergleich zu anderen Maßnahmen (s. ▶ Kap. 1). Holz bindet im Mittelwert in Deutschland ca. 18 t CO_2 ha^{-1} a^{-1} (s. [6]).

In allen Energieszenarien der Zukunft spielt Biomasse eine wichtige Rolle, wobei der Anbau von Energiepflanzen in Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln steht und diese vorwiegend über Biogasanlagen für Strom und über Biokraftstoffe für den Verkehr verwendet werden. In der Wärmeversorgung Deutschlands finden sich 10 % erneuerbare Energieträger, die fast ausschließlich aus Holz sind (s. ▶ Kap. 3 und 4).

Holzvorräte sehr groß und Zuwachs unterschätzt

Laut der Bundeswaldinventur 2002 gibt es in Deutschland einen Vorrat von ca. 3.400 Mio. Festmeter Holz. Dieser Vorrat entspricht energetisch bei 200 l Heizöl-Äquivalent pro Festmeter etwa 680 Mrd. l oder 4,3 Mrd. Barrel Heizöl, was 500 % des jährlichen deutschen Erdölverbrauchs entspricht (s. [6]).

Ein Drittel dieses Vorrates von ca. 1 Mrd. Vorratsfestmeter befindet sich in Bayern, welcher als größter Flächenstaat Deutschlands auch über die größten Waldflächen verfügt. Im Vergleich zur ersten Bundeswaldinventur 1988 ist der Vorrat bis 2002 um 23 % deutlich gestiegen. Die Gründe dafür liegen einerseits in besseren Wachstumsbedingungen: durch den Klimawandel sind die Vegetationszeiten um etwa vier Wochen länger, ein erhöhter Stickstoffeintrag aus der Atmosphäre und höherer CO_2-Gehalt in der Atmosphäre tragen ebenfalls dazu bei. Darüber hinaus hat sich die Nährstoffsituation in den Waldböden nach Aufgabe der Streunutzung nach dem 2. Weltkrieg deutlich verbessert. Galten vor 100 Jahren Werte von 4–6 m^3 Zuwachs pro Hektar und Jahr als Durschnitt, liegt heute dieser Wert bei 12–14 m^3 ha^{-1} a^{-1}. Hierbei ist die Unterscheidung von Holzvorrat und Holzernte wichtig: Bei Erntefestmetern wird das Derbholz unter 7 cm Durchmesser abgezogen, was etwa 10 % des Vorrates ausmacht.

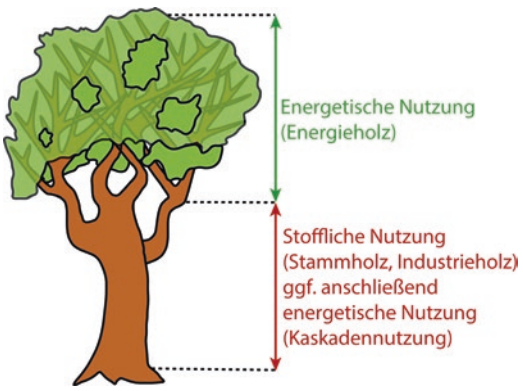
Andererseits war die Holznutzung je nach Besitzer sehr unterschiedlich. Nur 61 % des Zuwachs in Bayern werden laut der letzten Bundeswaldinventur genutzt (s. [6]). Damit liegt im Wald noch ein großes ungenutztes Potenzial gespeicherter erneuerbarer Energie für die Wärmeversorgung. Diese ungenutzten Mengen liegen vorwiegend im Privatwald, bzw. besonders im Kleinprivatwald. Derzeit werden ca. 12–15 Mio. Erntefestmeter in allen Besitzarten in Bayern genutzt, das mögliche Potenzial liegt um das 1,5–2-fache höher.

Großes preiswertes Wärmepotenzial vorhanden

Holz kann stofflich oder energetisch genutzt werden (s. ◘ Abb. 13.45):

- Stoffliche Nutzung
  - Stammholz für Möbel, Baukonstruktionen, etc.
  - Industrieholz, wie Papierholz zur Papierherstellung oder Spannplatten
- Energetische Nutzung für Wärme und Strom
  - Brennholz, Scheitholz
  - Pellets
  - Hackschnitzel

Während in Afrika und Asien Holz überwiegend energetisch genutzt wird, gelangt das eingeschlage-



◘ **Abb. 13.45** Nutzungsarten von Holz

ne Holz in Europa und Nordamerika überwiegend in die stoffliche Nutzung (s. ► Abschn. 1.1).

Die energetische Nutzung von Holz nimmt jedoch mit steigenden Öl- und Gaspreisen in Europa zu. Vor allem in der Wärmeanwendung ist die gespeicherte Holzenergie interessant.

Die Hackschnitzelpreise haben sich in den letzten 10 Jahren verdoppelt, die Preise für Pellets ebenfalls um über 50 % an Wertsteigerung erfahren. Dennoch sind beide Holzprodukte immer noch günstiger als Heizöl oder Erdgas: Pellets liegen ein Drittel unter dem aktuellen Preis von Heizöl (2015) und sind 20 % günstiger als Erdgas. Holzhackschnitzel sind sogar um mehr als die Hälfte günstiger als Heizöl und Erdgas. Während Heizöl- und Erdgaspreise globalen Preisschwankungen ausgesetzt sind, werden Holzprodukte überwiegend lokal gehandelt. Ihre Preisentwicklung ist daher stabiler (s. ◘ Abb. 13.46).

Holz als nachwachsender Rohstoff ist zudem ein heimisches Gut, welches den Import der fossilen Energieträger ersetzen kann. Das Potenzial des Waldes als chemischer Speicher von Solarenergie für Wärme ist immens, wie folgendes Beispiel für Bayern verdeutlicht.

Beispiel

In Bayern wächst umgerechnet jede Sekunde ein Festmeter (m^3) nach. Die Waldfläche beträgt 2,56 Mio. ha, der Zuwachs beträgt 12–14 $m^3\,ha^{-1}\,a^{-1}$.

Welcher Zuwachs an Holz erfolgt in einem Jahr?

Wieviel Tonnen CO_2 werden im Wald jedes Jahr gebunden, absolut und pro Einwohner?

Welchem Heizöl-Äquivalent entspricht dies bei 200 l/m^3? Welcher Anteil des bayerischen Heizölverbrauchs könnte bei einer rein energetischen Nutzung dieses Zuwachses ersetzt werden? Welchen Gegenwert hat diese Energiemenge bei einem Heizölpreis von 90 €-ct/l, absolut und pro Einwohner?

Welche Einspeicherleistung setzt der Energiespeicher Wald in Bayern über die Photosynthese um?

Gegeben:

Heizwert Holz: ca. 2000 kWh/m^3, entspricht ca. 200 l Heizöl/m^3(Mischung aus Hart- und Weichholz)

Bevölkerung Bayerns: 12,56 Mio.

Heizölverbrauch Bayerns: ca. 6000 Mio. l/a (2011)

Lösung:

Zuwachs (konservativ):

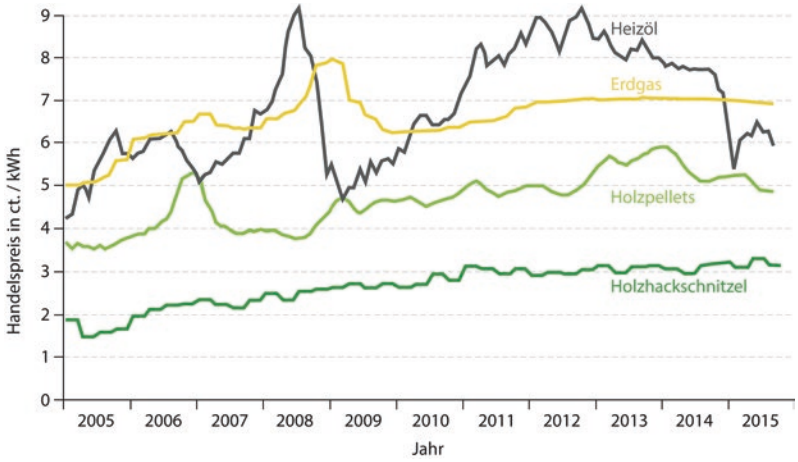
$$E_{Holz} = 2{,}56 \cdot 10^6\ ha \cdot 12 \frac{m^3}{ha \cdot a} = 30{,}72\ Mio. \cdot \frac{m^3}{a}$$

CO_2-Bindung durch Zuwachs:

$$m_{CO_2} = 2{,}56 \cdot 10^6\ ha \cdot 18 \frac{t}{ha \cdot a} = 46\,Mio. \cdot \frac{t}{a}$$

CO_2-Bindung pro Einwohner:

$$m_{CO_2,EW} = \frac{46\,Mio. \cdot \frac{t}{a}}{12{,}56\,Mio.} = 3{,}7 \frac{t}{a}\ per\ capita$$



◘ **Abb. 13.46** Preisentwicklung von Heizöl, Erdgas, Holzpellets und Holzhackschnitzel in den vergangenen Jahren (Quelle: Carmen e. V.)

Heizöl-Äquivalent:

$$E_{Holz\text{-}äqu.} = 30{,}72 \cdot 10^6 \frac{m^3}{a} \cdot 200 \frac{l}{m^3} = 6144\ Mio. \cdot \frac{l}{a}$$

Anteil Heizöl: $\frac{E_{Holz\text{-}äqu.}}{E_{Heizöl}} = \frac{6144}{6000} = 102\,\%$

Monetärer Gegenwert:

$$k_{Holz} = 6144\ Mio. \cdot \frac{l}{a} \cdot 0{,}9 \frac{€}{l} = 5{,}53\ Mrd.\ €$$

Gegenwert pro Einwohner:

$$k_{Holz,EW} = \frac{5{,}53\ Mrd.\ €}{12{,}56\ Mio.} = 440 \frac{€}{a}\ per\ capita$$

Einspeicherleistung des Waldes:

$$P_{Solar\text{-}Holz,Ein} = 30{,}72 \cdot 10^6 \frac{m^3}{365 \cdot 24h} \cdot 2000 \frac{kWh}{m^3} = 7014\ MW$$

Damit speichert der Wald mit einer Leistung von über 7000 MW mehr Energie ein als alle 2013 noch im Betrieb befindlichen bayerischen Atomkraftwerke mit 5508 MW.

Wenn 30–50 % des Zuwachses im Wald über Holzheizungen für Wärmeenergie genutzt werden würde, könnte entsprechend über 2–3 Mrd. Liter fossiles Heizöl ersetzt und damit ca. 14–23 Mio. t CO_2 pro Jahr vermieden werden.

Die energetische Nutzung erfolgt idealerweise in einer Kaskadennutzung nach der stofflichen Nutzung. Ca. 50 % des Ernteholzes wird als Stammholz meist zunächst als Rohstoff im Baugewerbe und dem Unterhalt von Gebäuden genutzt, ein weiterer Teil für Papier- und Industrieholz.

Ein weiterer positiver Effekt ist die Erschließung einer heimischen Wertschöpfungskette, die gerade in Zeiten des demografischen Wandels für ländliche Regionen wichtig ist.

13.2.3.2 Steigerung des Zuwachses durch ausgeglichenes Wald-Wild-Gleichgewicht

Der nachwachsende Rohstoff Holz wächst unter normalen Bedingungen auf natürliche Art und Weise nach, wenn das Gleichgewicht zwischen Wald und Wild stimmt. In der Waldnutzung gibt es neben der Forstwirtschaft jedoch noch andere Interessensträger. Neben der Jägerschaft, die an einem gesunden Wildbestand interessiert ist, findet zunehmend eine Nutzung des Waldes für Freizeitzwecke statt, der das Leben im Wald beeinträchtigt.

Das natürliche Gleichgewicht in der Ernährungspyramide im Wald war seit jeher durch verschiedene Produzenten und Konsumenten geregelt (s. Abb. 13.47). Nachdem die Spitze der Endkonsumenten (z. B. Wölfe, Luchse, Bären) durch zunehmende Besiedelung und Jagd zurückgedrängt wurde, wurde der Ersatz der natürlichen Jagd der

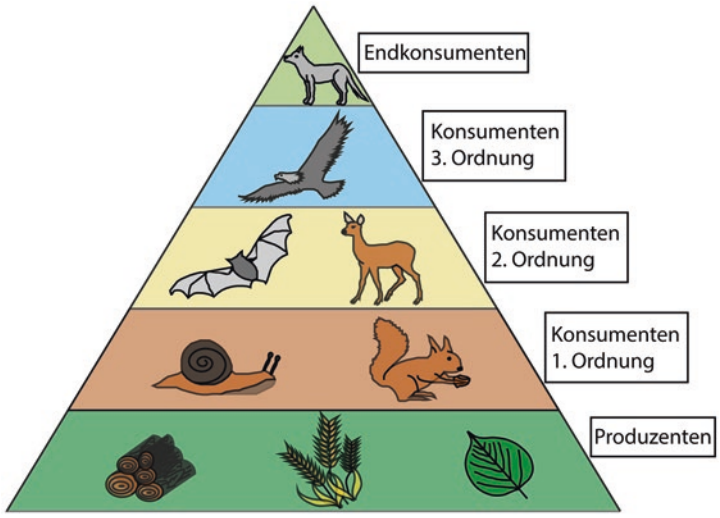


Abb. 13.47 Ernährungspyramide im Wald

untergeordneten Konsumenten (z. B. Rot- und Schwarzwild) durch eine künstliche, menschengemachte Jagd notwendig. Diese war über lange Zeit dem Adel vorbehalten, bis sie vor einigen Jahrhunderten in Europa zu Beruf und Hobby der Mittelschicht wurde.

Mit dem Fehlen natürlicher Feinde und der bewussten Förderung durch Fütterung vermehrten sich die Konsumenten zweiter und dritter Ordnung verstärkt. Wenn der Wildbestand nicht auf einem natürlichen Niveau gehalten wird, erhöht sich der Bedarf an Nahrungsmitteln für das Reh- und Rotwild zulasten der Produzenten im Wald. Daraus entstand in der Vergangenheit ein Konflikt zwischen Waldbesitzern und Jägerschaft, der bis heute problematisch ist. Bei zu hoher Wildpopulation verbeißen die Tiere die nachwachsenden jungen Baumpflanzen; ein sogenannter »Wildverbiss« entsteht und »waldbauliche Ziele« werden verfehlt. Für die Waldbesitzer stellt dies einen Sachschaden dar, der von der Jägerschaft zu entschädigen ist. Da der natürliche Aufwuchs sehr mühsam ist und viele Jahre dauert, errichten viele Waldbesitzer Zäune und pflanzen »künstlich« Pflanzen an.

Die Errichtung von Zäunen verursacht hohe Kosten. Für einen Hektar werden 2000–7000 Pflanzen zu je 50–120 €-ct und 400 m Zaun je 8 €/m benötigt. Wird die Arbeit des Einpflanzens mit 50 €-ct je Pflanze hinzugerechnet, entstehen Kosten pro Hektar abhängig von der Baumart von bis zu 10.000 €. Abbildung 13.48 veranschaulicht diesen Missstand: während auf dem offenen Waldboden kein nachwachsender Rohstoff entsteht, wächst der Wald im geschützten Umfeld von selbst empor.

Um diesem Missstand entgegenzuwirken, wurden in der einschlägigen Jagd- und Waldgesetzgebung entsprechende Regelungen vorgegeben (s. [5]):

- In einem ausgewogenen Verhältnis zu seinen natürlichen Lebensgrundlagen ist ein artenreicher und gesunder Wildbestand zu erhalten.
- Beeinträchtigungen der ordnungsgemäßen land-, forst- und fischereiwirtschaftlichen Nutzung durch das Wild sind möglichst zu vermeiden.



Abb. 13.48 Naturverjüngung vs. Pflanzenanbau und Einzäunung. Nur über eine kosten- und arbeitsintensive Einzäunung verjüngt sich der Wald von selbst. Ein negatives Beispiel aus Niederbayern.

- Die Bejagung soll insbesondere die natürliche Verjüngung der standortsgemäßen Baumarten im Wesentlichen ohne Schutzmaßnahmen ermöglichen.
- Ein standortsgemäßer und möglichst naturnaher Zustand des Waldes ist unter Berücksichtigung des Grundsatzes »Wald vor Wild« zu bewahren bzw. herzustellen.
- Die Schutzfähigkeit, Gesundheit und Leistungsstärke des Waldes ist dauerhaft zu sichern und zu stärken.

Förster erfassen in regelmäßigen Abstand den Grad des Wildverbisses und erstellen daraus Gutachten zum Zustand des Waldes und der Naturverjüngung (s. [7]). Auf dieser Basis werden zwischen den Vereinigungen der Waldbesitzer (sog. »Jagdgenossenschaften«) und Jägern die Abschusszahlen festgelegt, welche in machen Orten umgesetzt werden und in anderen nicht. Da die Eigenjagd für Waldbesitzer erst ab einer sehr großen zusammenhängenden Waldfläche von über 80 ha erlaubt ist, verpachten die Waldbesitzer in Vereinigungen (»Jagdgenossenschaften«) die Jagd in einem sehr langen Turnus von 9–12 Jahre an Jäger (s. [2]).

Ist Wald und Wild im Gleichgewicht, verjüngt sich der Wald von selbst und erzielt höhere Erträge: Bei einem gesunden Waldnachwuchs können die 80–100 jährigen Umtriebszeiten um 10–20 Jahre verkürzt und der Ertrag entsprechend gesteigert werden. Während die alten »reifen« Bäume Zug um Zug entnommen werden, entwickelt sich im Schutze des Altholzschirmes eine stabile und mischungsreiche Verjüngung durch natürliche Ansamung (s. Abb. 13.49). Der höhere Ertrag wird über die stoffliche oder energetische Nutzung geldwert umgesetzt. Auch für den Klimawandel birgt ein gesunder Wald viele Vorteile: durch mehr



Abb. 13.49 Naturverjüngung durch ein ausgeglichenes Wald-Wild-Verhältnis. Der Wald wächst von selbst nach. Ein positives Beispiel aus Niederbayern.

Zuwachs entsteht mehr kostenloser Klimaschutz. Gemischte und natürlich verjüngte Wälder sind robuster im Kampf gegen den Klimawandel, bieten mehr Schutz gegen Hochwasser und ermöglichen mehr Biodiversität.

Zudem verringert ein ausgeglichener Wildbestand die Anzahl der Wildunfälle und damit einhergehende Personen- und Sachschäden. Jährlich ereignen sich in Deutschland etwa 200.000 Rehwildunfälle, was einem Fünftel der erlegten Tiere entspricht (sog. »Fallwild«). Die daraus jährlich entstehenden Sachschäden belaufen sich auf ca. 500–600 Mio. €. Etwa 3000 Personen kommen zu Schaden. Eine Auswertung von Unfallstatistiken und forstlichen Gutachten zum Wildverbiss der LMU München legt nahe, dass eine hohe Korrelation von Wildverbiss und Wildunfällen besteht (s. [43]).

In der Praxis zeigen Erfahrungswerte, dass in Gebieten mit hoher Anzahl an Wildunfällen nach Beginn der Eigenbewirtschaftung der Jagdreviere durch die Waldbesitzer selbst, mit einhergehender Erhöhung des Abschusses, die Wildunfälle stark reduziert werden konnten. Ein angepasster Wildbestand sorgt demnach nicht nur für einen gesünderen Waldaufwuchs, sondern auch für mehr Verkehrssicherheit (s. [2]).

Positive Aspekte der Naturverjüngung

Eine natürliche Waldverjüngung bringt demnach viele Vorteile:

- für Energie, Klima und Umwelt
  - Mehr Ertrag, mehr Energie
  - Mehr kostenloser Klimaschutz
  - Robustere Wälder gegen Klimawandel
  - Mehr kostenloser Hochwasserschutz
  - Mehr Biodiversität
- für Personen und Tiere
  - Weniger Wildunfälle
  - Geringere Personen- und Sachschaden
  - Besserer Schutz für Tiere

Da die mit Laubholz und Tanne gemischte Naturverjüngung aus forstwirtschaftlichen, ökologischen und sicherheitstechnischen Gründen so wertvoll ist, wird sie in Bayern derzeit mit 1000 € pro Hektar gefördert.

Entscheidend für die Erschließung des zusätzlichen Speicher- und Energiepotenzials ist das Engagement aller Beteiligten, sowohl von Behörden, Jägerschaft als auch von den Waldbesitzern selbst. Gerade in der Waldpflege und einer lukrativen Bewirtschaftung zusammen mit allen Interessensgruppen liegt eine große Aufgabe für Waldbesitzer.

Der Wald wird nach wie vor als CO_2-Senke und Energiespeicher unterschätzt. Die Wälder Deutschlands und Europa bergen noch ein großes Potenzial zur Wärmeversorgung über gespeicherte Solarenergie, welches es zu erschließen gilt.

13.3 Integration im Verkehrssektor

Energiespeicher sind im Verkehr in Form von Batterien seit über 100 Jahren in fast allen Fahrzeugen für den »Schwarzstart« und die Bordstromversorgung integriert. Im Folgenden wird daher lediglich die Integration von Energiespeichern in den Verkehr im Kontext erneuerbarer Energien betrachtet. Die Elektromobilität und Stromkraftstoffe werden als Kopplung von Strom- und Verkehrssektor unter Nutzung sektorenübergreifender Speicher in ► Abschn. 14.3 beschrieben.

13.3.1 Beimischung von Biokraftstoffen und Nutzung von Pflanzenöl

13.3.1.1 Potenzial und Umweltauswirkungen

Biokraftstoffe sind analog zu Waldholz über den Einspeicherprozess der Photosynthese gespeicherte Energieträger auf Basis von Solarenergie, Wasser und Luft. Sie können in Reinform wie Pflanzenöl oder Bioethanol in Fahrzeugen mit speziellen Verbrennungsmotoren genutzt oder in gewandelter Form als Biodiesel in konventionellen Antrieben verwendet werden. Auch holzartige Biomasse kann über die Biomassevergasung (Biomass-to-Liquid etc.) in Biokraftstoff gewandelt werden (s. ► Abschn. 8.3). Eine Herausforderung bei dieser thermochemischen Umwandlung ist die Logistik einer weitverteilten Rohstoffsammlung hin zu einer räumlich stark konzentrierten Holzvergasung und Kraftstoffsynthese.

Während Biomass-to-Liquid als Biokraftstoffe der zweiten Generation eher ein Forschungsthema ist, ist die Beimischung von Biodiesel und Bioethanol zu fossilen Kraftstoffen als Integration von ge-

speicherter erneuerbarer Energie in den Verkehrssektor gängig (s. ◘ Abb. 13.50).

▪ Flächenpotenzial und Reststoffe

Das Potenzial der Integration von Biokraftstoffen im Verkehr ist eng an das Flächenpotenzial für Energiepflanzen gebunden. Biokraftstoffe können prinzipiell über zwei Substratwege gewonnen werden:

- Energiepflanzenanbau und
- Rest- und Abfallstoffe (auch Kaskadennutzung).

Unter Energiepflanzen werden Raps für Biodiesel, Getreide für Bioethanol, Pflanzen für Pflanzenöl und Biogaserzeugung usw. verstanden. In Deutschland werden ca. 2 Mio. ha von knapp 12 Mio. ha Ackerfläche für Energiepflanzen verwendet. Bei sinkender Bevölkerungszahl und steigenden Hektarerträgen aller Fruchtarten kann die potenzielle Fläche entsprechend ausgeweitet werden. Allerdings stehen diese Flächen nicht nur für Biokraftstoffe zur Verfügung, sondern werden auch für die Biogasproduktion für den Gas- und Stromsektor und zur Verwendung von biologischen Rohstoffen in der Industrie eingesetzt.

Biokraftstoffe können lediglich eine Ergänzung in der zukünftigen Energieversorgung der Mobilität sein, da selbst bei optimistischsten Annahmen die Fläche nicht ausreicht, um alle Mineralölkraftstoffe nachhaltig zu ersetzen. Neben Elektromobilität und Stromkraftstoffen ist der Import von Energiepflanzen bzw. entsprechender Produkte eine weitere Option. Durch den Einsatz von Biokraftstoffen stellen sich nur dann ökologische Vorteile ein, wenn deren Gewinnung keine Umweltschäden durch z. B. Rodung von Regenwäldern und den Umbruch von Naturflächen entstehen (s. [93]).

Deutlich weniger Umweltkonflikte verursachen Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen, die kaum in Konkurrenz zu Nahrungs- und Futtermitteln wie Energiepflanzen stehen.

▪ Umweltauswirkungen

Die Eigenschaften von Biokraftstoffen, deren Herstellung und der Vergleich mit fossilen Kraftstoffen werden näher in ► Abschn. 8.4.2 beschrieben. An dieser Stelle werden die Umweltaspekte der verschiedenen Biokraftstoffe näher beleuchtet.

Generell gilt, dass Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen positivere Treibhausgasbilanzen haben als Kraftstoffe aus Energiepflanzen, da die direkten und indirekten Emissionen aus Landnutzungsänderungen entfallen (s. [35, 80, 93]).

- Pflanzenöl hat eine positive Energiebilanz, d. h. der Aufwand zur Herstellung ist geringer als der Energiegehalt des Rohstoffes, wodurch CO_2-Einsparungen erzielt werden können. Außerdem ist das Pflanzenöl leicht biologisch abbaubar. Mit dem Potenzial, die CO_2-Emissionen bei einem nachhaltigen Anbau um mehr als 80 % zu vermindern, hat Pflanzenöl den höchsten Umweltnutzen aller Biokraftstoffe.
- Eine ebenfalls positive Energiebilanz weist Biodiesel mit einem Output/Input-Verhältnis von 3:1 auf. Des Weiteren ist Biodiesel nur schwach wassergefährdend, während konventioneller Diesel als wassergefährdend eingestuft wird (s. [29]).
- Obwohl die Herstellung von Bioethanol sehr energieintensiv ist, wird über Bioethanol durch die Photosynthese mehr Energie gebunden als in der Herstellung aufgewandt wird. Bioethanol hat eine gute biologische Abbaubarkeit.
- Holz, Rest- und Abfallstoffe können über die Biomassevergasung oder Pyrolyse in Kraftstoffe gewandelt werden (Biomass-to-Liquid). Ihr CO_2-Minderungspotenzial ist höher als von Biokraftstoffen der ersten Generation, ebenso der Hektarertrag (s. [29]).

Entscheidend in der Klimawirkung von Biokraftstoffen aus Energiepflanzen ist die Art und Weise des Anbaus, die damit ggf. verbundenen Landnutzungsänderungen und der ersetzte fossile Energieträger (s. [80]). Stromkraftstoffe schneiden im Vergleich zu Biokraftstoffen in punkto Hektarertrag und CO_2-Minderungspotenzial auf Basis von erneuerbarem Strom aus Wind, Solar und Wasserkraft deutlich besser ab.

13.3.1.2 Beimischung und Integration

▪ Politische Rahmenbedingungen

Die EU hat das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien in jedem Mitgliedsland bis 2020 auf 10 % zu steigern. Da aber Biokraftstoffe teurer sind als fossile Kraftstoffe, ist diese Quote ohne Weiteres nicht

zu erreichen. Daher hat die EU ihren Mitgliedsstaaten erlaubt, Biokraftstoffe von der Mineralölsteuer befreien zu dürfen. In Deutschland waren Biokraftstoffe zunächst steuerbefreit, ab 2006 wurde der Steuersatz dann stufenweise bis 2012 auf Mineralölsteuersatz erhöht. Eine Ausnahme bildet Bioethanol, das bis 2015 steuerbefreit ist.

Seit dem 01.01.2007 ist in Deutschland das Biokraftstoffquotengesetz in Kraft, in dem die Höhe der Beimischung von Biokraftstoffen in konventionellen Kraftstoffen und die Besteuerung festgelegt sind. Die Mineralölwirtschaft ist dazu verpflichtet, einen gewissen Anteil an Biokraftstoffen in Relation zur verkauften Gesamtmenge an fossilen Otto- und Dieselkraftstoffen auf den Markt zu bringen. Dies erfolgt fast ausschließlich durch Biodiesel und Bioethanol. Das Ziel lautet, bis 2015 einen Anteil von 8,0 % zu erreichen (s. [12]).

Pflanzenölkraftstoffe weisen die beste Umweltbilanz und die geringsten Umwandlungsverluste unter allen Biokraftstoffen auf. Ihre technische Integration hingegen ist nur in der Landwirtschaft und im Lkw-Verkehr einfach umsetzbar. Im Individualverkehr haben Biodiesel und Bioethanol zudem nicht das Potenzial, große Beiträge zu liefern; in der Landwirtschaft hingegen schon. Nach dem sogenannten »Haferprinzip«, das sich auf die Zeit vor dem Einsatz von Traktoren bezieht in der ein Drittel der Ackerfläche für den »Antrieb« der Pferde vorgesehen war, würde das Flächenpotenzial zum Ersatz des fossilen Diesels in der Landwirtschaft ausreichen. Landwirtschaftliche Arbeitsmaschinen sind nicht durch Batteriespeicher zu elektrifizieren und daher auf einen Energieträger mit hoher Energiedichte angewiesen. Stromkraftstoffe sind voraussichtlich zu hochpreisig und werden tendenziell eher im Flugverkehr eingesetzt. Daher bietet sich die Nutzung von Pflanzenölkraftstoffen in Traktoren an.

Pflanzenölkraftstoffe waren bis 2006 nach dem alten Mineralölsteuergesetz von der Steuer in Höhe von ca. 47 €-ct/l befreit, womit Pflanzenöl gegenüber fossilen Kraftstoffen wirtschaftlich attraktiv war. Im Zuge der Ablösung des alten Gesetzes durch das neue Energiesteuergesetz wurde diese Befreiung schrittweise aufgehoben, sodass im Jahr 2013 netto nur noch ca. 2 €-ct/l Steuerermäßigungen greifen. Die Herstellung von Pflanzenöl erfordert eine Zulassung als Energiesteuerbetrieb inklusive Zolllager, Zolllageranerkennung und Nachhaltigkeitszertifizierung, was eine dezentrale Gewinnung und Nutzung von Pflanzenöl bei fast voller Steuerbelastung unwirtschaftlich macht. Nach der Änderung des Energiesteuergesetzes wurden deswegen viele dezentrale Pflanzenölmühlen geschlossen. Eine Anpassung dieser Gesetzeslage könnte das Potenzial zur Integration von heimischem Pflanzenöl im Verkehr abermals heben.

Für die Land- und Forstwirtschaft waren über Sonderregelungen die Entlastungen höher, aber ebenfalls relativ gering. Seit 2013 greifen jedoch Steuerentlastungen von ca. 45 €-ct/l, womit dieser Bereich bereits für Pflanzenöl wieder attraktiv wurde.

Technische Integration

Neben den politischen bestehen auch technische Rahmenbedingungen, die zur Integration von Biokraftstoffen zu erfüllen sind. Dafür stehen verschiedene Ansätze und Maßnahmen zur Verfügung. So kann der gespeicherte Biokraftstoff als Reinkraftstoff oder als Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen in den Verkehrssektor integriert werden. Dazu ist für die unterschiedlichen Sorten folgendes zu beachten:

- Pflanzenöl (z. B. Rapsöl): Da reines Pflanzenöl andere Eigenschaften als Diesel besitzt, kann es nur nach einer Umrüstung des Verbrennungsmotors eingesetzt werden. Durch die höhere Viskosität hat ein herkömmlicher Dieselmotor bei niedrigen Umgebungstemperaturen Probleme mit dem Kaltstart. Eine Umrüstung kann auf zwei Varianten erfolgen. Beim »Ein-Tanksystem« wird nur Pflanzenöl als Kraftstoff verwendet. Die Anpassungen erfolgen so, dass ein Kaltstart möglich ist. Die andere Variante ist ein System mit zwei Tanks, bei dem herkömmlicher Diesel zum Start verwendet und bei Erreichen der Betriebstemperatur auf Pflanzenöl umgestellt wird.
- Biodiesel: Durch die Umesterung des Pflanzenöls zu Biodiesel kann analog zu Power-to-Gas eine vorhandene Infrastruktur genutzt werden. Die Automobilhersteller geben die Modelle für Biodiesel frei, um sicherzustellen, dass durch Biodiesel keine Kunststoffteile wie Dichtungen angegriffen werden. Viele Modelle, vor allem mit Partikelfilter, sind nicht für den Einsatz von Biodiesel geeignet, weshalb eine Beimischung nur bis maximal 7 % erlaubt

ist. 2011 lag der Anteil von Biodiesel am Kraftstoffverbrauch bei knapp 4 % und ist damit wie bei Pflanzenöl rückläufig (s. [4]), was auf die jährliche Erhöhung der Besteuerung seit 2006 zurückzuführen ist. Heute wird Biodiesel mit dem vollen Mineralölsteuersatz besteuert.

- Bioethanol: Bioethanol kann wie Biodiesel ohne Anpassung des Motors zu herkömmlichen Benzin beigemischt und verwendet werden. Dieser kann in geringen Mengen sogar die Verbrennungseigenschaften der Ottokraftstoffe verbessern, da Ethanol als Alkohol eine höhere Oktanzahl aufweist als Benzin. Heute ist eine Beimischung von bis zu 5 % erlaubt. Bis zu dieser Grenze ist keine Anpassung der Fahrzeuge nötig. Für eine Verwendung des sogenannten E10 (s. ◘ Abb. 13.50), d. h. 10 % Ethanolbeimischung, sind die Modelle von den Herstellern freizugeben, wobei Neufahrzeuge grundsätzlich geeignet sind. Sogenannte Flexible-Fuel-Vehicles (FFV) verschiedener Hersteller erlauben die Verwendung von Kraftstoffen unterschiedlichster Zusammensetzung bis maximal 85 % Ethanolgehalt. Reiner Bioethanol wird nicht angeboten, um weiterhin eine Kaltstartfähigkeit zu gewährleisten. Bioethanol hat durch die Einführung von E10 den einzigen steigenden Marktanteil unter den großen Biokraftstoffen. Daneben sorgt die Verbreitung von FFV für eine Zunahme der Tankstellendichte von E85 Tankstellen auf über 300 in 2013 und damit zu einer potenziell steigenden Anzahl an Abnehmern (s. [8]).
- Biomethan: Anders als die beschrieben Biokraftstoffe entspricht Biomethan 1:1 seinem konventionellen Pendant, dem Erdgas. Damit sind analog zu Power-to-Gas alle Erdgasfahrzeuge für die Verwendung von Biomethan ohne Adaption der Motoren geeignet. Auch die Tankstellendichte ist mit über 900 Tankstellen deutlich besser als bei E85 (300) oder Wasserstoff (<10). Dennoch ist der Marktanteil von Erdgasfahrzeugen gering (s. [3]). Gleichwohl kann 100 %iges Biomethan bereits an über 100 Tankstellen in Deutschland getankt werden. Neben Biomethan aus der Vergärung gibt es auch Biomethan aus der Biomassevergasung.
- Biomass-to-Liquid: Unter hohem Druck und Wärme wird Biomasse bei der Vergasung zerlegt, wobei Synthesegas entsteht, welches sich für Synthesegasverfahren, wie Methanolsynthese (s. ▶ Abschn. 8.3.4) bzw. Fischer-Tropsch-Synthese (s. ▶ Abschn. 8.3.5), verwenden lässt. Über die Integration dieses Prozesses in eine Raffinerie können Biokraftstoffe der zweiten Generation hergestellt werden, welche die gleichen Eigenschaften wie herkömmlicher Diesel bzw. Benzin haben. Daraus folgt, dass sie ohne Aufbereitung und Anpassung in der gegebenen Infrastruktur und den vorhandenen Fahrzeugen verwendbar sind.



◘ **Abb. 13.50** Tankstelle mit dem Kraftstoff E10, in dem 10 % Biokraftstoffe zum fossilen Kraftstoff beigemischt sind (Quelle: © Tom Bayer, fotolia)

Werden diese technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen erfüllt, können Biokraftstoffe als gespeicherte Solarenergie im Verkehr integriert und zur Kreislaufwirtschaft und Dekarbonisierung beitragen.

13.3.2 Integration von Wasserstoff im Verkehr

13.3.2.1 Nutzung von Wasserstoff in Erdölraffinerien

Wasserstoff wird bei größeren Abnehmern in der chemischen Industrie in einer Anlage eines Industriegasunternehmens direkt vor Ort (*on site*) erzeugt oder andernfalls von Händlern bezogen. Die Herstellung von Wasserstoff ist detailliert in ▶ Abschn. 8.1.3 beschrieben.

Die weltweite jährliche Wasserstoffnachfrage nimmt zu, was vor allem auf den steigenden Bedarf in Raffinerien zurückzuführen ist. Dort werden einerseits vermehrt schwere Öle (langkettige Kohlenwasserstoffe) bearbeitet, andererseits wird eine immer höhere Reinheit der Rohölprodukte gefordert.

In Raffinerien werden neben Grundstoffen für die chemische Industrie vorwiegend Kraftstoffe gewonnen (s. ◘ Abb. 13.51). Daher handelt es sich bei der Integration von Wasserstoff in Raffinerieprozessen im Grunde um die Herstellung von Stromkraftstoffen. Da aber dieser Pfad unter die stoffliche Nutzung fällt, wird er an dieser Stelle aufgeführt. Eine Beimischung zu Erdgas via Power-to-Gas ist in ▶ Abschn. 8.6.2 erläutert. Der indirekte, aber naheliegendste Weg von Wasserstoff in die Mobilität ohne große Anpassungen an Verteilungsinfrastruktur und Nutzfahrzeuge erfolgt über die Zugabe von Wasserstoff beim sogenannten Hydrocracken (s. ◘ Abb. 13.51).

Beim Hydrocracking-Verfahren werden schwere Rohöle oder Bitumen (z. B. Teersandöle), die immer mehr aufgrund der Erschöpfung der leichten Rohöle (»*sweet oil*«) in den Fokus rücken, in Raffinerien zu Mineralölprodukten gewandelt. Durch das Hydrocracken ist aufgrund des beigefügten Wasserstoffs der Anteil an Alkanen (C_nH_{2n+2}) sehr hoch. Die Spaltung von den schweren, langkettigen Kohlenwasserstoffen erfolgt an Katalysatoren bei Temperaturen um ca. 500 °C und einem Wasserstoffdruck von bis 200 bar (s. [42]).

Die allgemeine Reaktionsformel (s. Gl. 13.1) lautet



◘ **Abb. 13.51** Raffinerie, in der Wasserstoff auf Erdgasbasis durch erneuerbaren Wasserstoff aus Power-to-Gas ersetzt und damit über das Hydrocracking indirekt als Stromkraftstoff in die Mobilität integriert werden kann (Quelle: © Marco2811, fotolia)

$$C_N H_{2N+2} + H_2 \rightarrow C_n H_{2n+2} + C_n H_{2m+2} \quad (13.1)$$

mit

$$N = n + m.$$

Chancen zur Integration von erneuerbarem Wasserstoff

Da mit der Nutzung von Wasserstoff keine CO_2-Emissionen verbunden sind, besteht ein wirtschaftliches Interesse seitens Industrieunternehmen, grünen Wasserstoff zu verwenden, sollten sich die Preise für die am europäischen Emissionshandel gehandelten CO_2-Zertifikate in Zukunft erhöhen. Zwischen dem Mehrwert von Wasserstoff und dem Preis für CO_2-Zertifikate besteht ein linearer Zusammenhang, was bedeutet, dass eine Verdoppelung beim Zertifikatspreis einer Verdoppelung des Mehrwertes durch Wasserstoff gegenübersteht. 2014 liegt der Preis zwischen 5–7 €/t_{CO2}, was einen Mehrwert von Wasserstoff unter 0,1 €/kg entspricht. Dieser Mehrwert reicht jedoch in der Regel für die Mobilität nicht aus, um grünen Wasserstoff als wirtschaftliche Alternative zu positionieren (s. [84]).

Eine weitere Möglichkeit erneuerbaren Wasserstoff attraktiv für ein Unternehmen einzusetzen, ist die Reduktion von CO_2-Emissionen bei der Herstellung von Produkten. Hieraus könnte sich ein ganzer Industriezweig entwickeln, der den Kunden Produkte liefert, die gegen einen Aufpreis klimaneutral hergestellt werden. Dies könnte eine Möglichkeit sein, ohne Förderung Wasserstoff zu integrieren. So bestehen bereits heute Nischenmärkte, wie bei der Herstellung von Parfüm, in denen der Rohstoffpreis eine untergeordnete Rolle in der Preisbildung spielt und dem Mehrwert eines grünen Produktes auch eine Kaufbereitschaft gegenübersteht.

13.3.2.2 Nutzung von Wasserstoff in der Wasserstoffmobilität

Neben der direkten Integration von grünem Wasserstoff in Erdölraffinerien zur Steigerung des »Bio«-kraftstoffanteils im Verkehr gibt es die theoretische Möglichkeit, eine Wasserstoffwirtschaft aufzubauen und zu erweitern. In Deutschland besteht diese in Form von Wasserstoffpipelines zurzeit lediglich bei Wasserstoff-Inselnetzen im Ruhrgebiet und auf dem Gebiet der Chemieindustrie bei Halle und Bitterfeld, welche lediglich von zwei Firmen (Air Liquide und Linde) betrieben werden.

Eine Erweiterung des Wasserstoffnetzes durch eine Wasserstoffkaverne, die aus einer Erdgaskaverne umgesolt würde und die erste in Deutschland wäre, wurde beim Hypos-Projekt in Ostdeutschland angedacht. Ebenso ist die direkten Integration eines Wind- und PV-Parks zur Wasserstoffgewinnung in einem Chemiepark geplant (s. [45]).

Transport und Distribution

Je nach Menge, Entfernung zum Verbraucher und Anforderung an den Wasserstoff kann zwischen folgenden Transport- und Verteilungswegen unterschieden werden (s. [84]):

- Pipelines: Diese werden eingesetzt, falls Gasunternehmen und Verbraucher (z. B. in einem Chemiepark) nahe zusammen liegen oder eine hohe Dichte an Verbrauchern in einer Region vorhanden ist. Die Pipelines werden je nach verwendetem Material auf einem Druck zwischen 40–70 bar betrieben.
- Flüssigtankwagen: Mit speziellen Flüssigtankwagen lassen sich große Mengen (35.000–40.000 Nm^3) über weite Strecken von bis zu 1000 km verteilen. Nachteilig ist, dass zur Verflüssigung erhebliche Energiemengen aufzuwenden sind: pro Kubikmeter 0,9–1,2 kWh Strom. Hinzu kommen Energieaufwände für die Kühlung des flüssigen Wasserstoffes in Transport und Lagerung. Dies verschlechtert den Wirkungsgrad der Herstellung und Verteilung von Wasserstoff deutlich.
- Lkw-Auflieger (Trailer): Auf einem Trailer werden zwischen 3000 und 6000 Nm^3 Wasserstoff in Druckbehältern bei 200 bar transportiert. Vor Ort kann entweder der Auflieger durch einen leeren Tank ausgetauscht oder der Inhalt in einen vorinstallierten Tank übergeben werden. Der Vorteil ist, dass die Verdichtung einen geringeren Energiebedarf hat als die Verflüssigung. Nachteilig ist aber, dass dadurch die zu transportierende Menge relativ gering ist und daher voraussichtlich nur kurze Fahrten rentabel sind.
- In kleineren Mengen wird Wasserstoff über Druckflaschen unterschiedlicher Größe verteilt.

Tab. 13.24 Umweltnutzen und Potenzial verschiedener Anwendungen von Power-to-Gas Wasserstoff im Vergleich, nach [84] und eigene Berechnungen.

	zu ersetzender Energieträger	Substitutionspotenzial fossile kWh zu Wasserstoff kWh	vermeidbare CO_2-Emissionen in g $CO_{2\text{-äq.}}$ pro therm. kWh	Marktpotenzial	Wirtschaftlichkeit	Hindernisse
Power-to-Gas	Erdgas	0,8–1	208–585[a]	Hoch	Sehr niedrig	Fehlende Förderung, CO_2-Quellen; geringe Stromüberschüsse; H_2-Toleranzen
Verstromung via GuD-Kraftwerke	Erdgas	1	260 ($\eta = 0{,}90$)	Sehr hoch	Sehr niedrig	Anpassung Gasturbine an höhere H_2 Konzentration
Industrie	Erdgas	1,31	350	Hoch	Niedrig	Keine
Mobilität (Brennstoffzellenfahrzeug)	Benzin, Diesel, Erdgas	1,5–2,2	465–680[b]	Aktuell niedrig/ zukünftig sehr hoch	Niedrig	Wenig Fahrzeuge, fehlende Infrastruktur

[a]Erdgas 234 g $CO_{2\text{-äq}}$. pro therm. kWh, Wirkungsgrad Wärmesektor 90 %, Stromsektor 60 %, Verkehrssektor 40 %
[b]Benzin 311 g $CO_{2\text{-äq}}$. pro therm. kWh, Diesel 316 g $CO_{2\text{-äq}}$. pro therm. kWh

Nutzung von Wasserstoff

Über Power-to-Gas können grüne Stromüberschüsse in grünen Wasserstoff gewandelt werden. Neben der direkten Verwendung besteht die Möglichkeit der weiteren Umsetzung mit CO_2 zu Methan oder anderen Stromkraftstoffen und der vielfältigen Verwendung in der Energieinfrastruktur (s. ▶ Kap. 8). Dabei stellt sich die Frage, bei welcher Anwendung wie viel Treibhausgase eingespart werden und damit eine Substitution fossiler Kraftstoffe am sinnvollsten ist. Des Weiteren werden die benötigten Mengen und die Wirtschaftlichkeit näher betrachtet.

Die höchsten CO_2-Reduktionspoenziale werden nach [84] in der Mobilität und in der Industrie gesehen. Brennstoffzellenfahrzeuge haben zum einen deutlich höhere Wirkungsgrade als normale Verbrenner, und Diesel oder Benzin haben deutlich höhere CO_2-Emissionen pro Energiegehalt als beispielsweise fossiles Erdgas, das bei der Verstromung oder bei der Erzeugung von erneuerbarem Methan substituiert wird. In der Mobilität kann demnach 1 kWh Wasserstoff zwischen 1,5 und 2,2 kWh fossile Energieträger ersetzen. Aus heutiger Sicht ist der Bedarf an Wasserstoff in diesem Sektor noch sehr gering, wobei aber mit einer deutlichen Steigerung gerechnet wird (s. ▶ Abschn. 5.2.3). In der Industrie kann 1 kWh Wasserstoff bis zu 1,31 kWh fossile Energieträger ersetzen, da Wirkungsgradverluste bei der Reformierung vermieden werden (s. [84]).

In beiden Fällen reichen diese Vorteile jedoch nicht aus, um erneuerbaren Wasserstoff zum aktuellen Zeitpunkt wirtschaftlich darzustellen. In Tab. 13.24 werden die Ergebnisse zusammenfassend gezeigt.

Weiteres Potenzial bietet sich durch die Erfüllung politisch gesetzter Quoten. So kann eine Biokraftstoffquote, eine Vorgabe zur Treibhausgasreduzierung o. ä. dazu führen, dass erneuerbares Gas wie Wasserstoff oder Methan einen Mehrwert gegenüber der fossilen Alternative hat, der das Gas wirtschaftlich attraktiv macht und in den Markt integriert.

13.3.3 Integration von Schwungradspeichern im öffentlichen Nahverkehr

Zur Integration von Schwungradspeichern im öffentlichen Nahverkehr gibt es verschiedene Ansätze (s. ▶ Kap. 9). In Bussen ist eine Integration nicht ohne Weiteres möglich, denn der Aufwand für die Umrüstung auf Elektroantrieb, der hohe Platzbedarf für das Schwungrad und die Verschlechterung der Fahreigenschaften schränken den Speichereinsatz stark ein. Ein solcher Bus (»Gyrobus«) wurde in den 1950er-Jahren in der Schweiz betrieben. Diese Nachteile fallen im Schienenverkehr nicht an, weshalb im nachfolgenden Abschnitt die Integration von Schwungradspeichern im öffentlichen Schienennahverkehr näher betrachtet wird.

▪ Beispiele für Schwungradspeicher in Verkehrsbetrieben

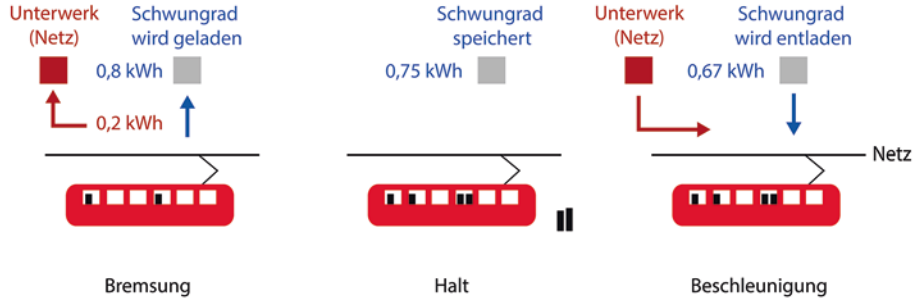
In Zwickau wird die Schwungradspeichertechnik für Straßenbahnen eingesetzt. Straßenbahnen bieten sich aufgrund ihres Gewichts für die Bremsenergiespeicherung in Schwungrädern an. Wegen Überlastungsgefahr lassen sich die beim Bremsen zurückgewonnenen Stromspitzen nicht immer in das Stromnetz rückspeisen. Diese Leistungsspitzen lassen sich in ortsfesten Schwungrädern einspeichern und beim Beschleunigen der Straßenbahn wieder ausspeichern. In Zwickau wird über diese Speichertechnik eine Energieeinsparung von 200 MWh bzw. 20–30 % erreicht (s. [64]).

Ein anderes Beispiel ist eine Schwungradspeicheranlage, die die Freiburger Verkehrs AG (VAG) Anfang 2013 in Probelauf genommen hat. Im Normalfall findet eine Energierückeinspeisung in das Stromnetz der Straßenbahn bei jeder Bremsung statt. Jedoch ist in Freiburg auf einer wenig befahrenen Strecke die Nutzung der Bremsenergie nur möglich, wenn sich eine andere Straßenbahn in der Nähe befindet, die diese Bremsenergie für den Beschleunigungsvorgang benötigt. Aus diesem Grund setzt die VAG einen Schwungradenergiespeicher zur Bremsenergierückgewinnung an der abgelegenen Strecke der Linie 1 ein, wodurch Energiemengen von ca. 250 MWh im Jahr und CO_2-Emissionen von 145 t eingespart werden (s. [34]).

▪ Wirkungsweise des Schwungradspeichersystems im Nahverkehr

Die Einsparung von Energie über einen Schwungradspeicher wird anhand eines Beispiels der Rosseta Technik GmbH an der Niederflurbahn MGT 6D der HAVAG Halle veranschaulicht. Das Bremsen der Straßenbahn bewirkt eine Rückspeisung von 0,2 kWh pro Bremsung in das Netz. Dies entspricht 20 % der Bremsenergie. Für das Anfahren werden pro Start 1,77 kWh Strom benötigt (s. ◘ Abb. 13.52).

Der Einsatz des Schwungradspeichers ermöglicht die Nutzung von 0,8 kWh der verlorenen Bremsenergie pro Bremsung. Von dieser Energie können 0,75 kWh wirkungsgradbereinigt gespeichert werden. Dadurch sinkt beim Beschleunigen die benötigte Energie auf 1,1 kWh. Pro Fahrzyklus werden damit 38 % weniger Energie verbraucht. In der Berechnung sind Beeinträchtigungen wie beispiels-



◘ **Abb. 13.52** Einsatz eines Schwungradspeichers zur Bremsenergierückgewinnung an einer Straßenbahn, nach [64]

weise Stromverbrauch von Heizung, Zusatzaggregaten etc. berücksichtigt, womit aus Sicht des Stromnetzes 20–25 % weniger Energie benötigt werden.

Weitere Einsparungen von 5 % an Netzverlusten ergeben sich, wenn der Energiespeicher zwischen zwei Unterwerken angeschlossen ist. Ein Unterwerk ist ein Umspannwerk, welches aus dem öffentlichen Stromnetz den Strom für die Straßenbahn zur Verfügung stellt.

Aufbau einer ortsfesten Schwungradspeicheranlage

Die Schwungradspeicheranlage der Straßenbahn in Zwickau ist in Abb. 13.53 dargestellt. Die kompakte Anlage hat keine besonderen Anforderungen an den Aufstellungsort. Alle benötigten Komponenten sind in der Anlage untergebracht. Das System ist über einen Netzanschluss an das Stromnetz angebunden oder über eine Eigenversorgungseinheit auch weitgehend autark zu betreiben.

Die Rosseta Technik GmbH ist auf die Entwicklung und den Vertrieb von Schwungradspeicheranlagen zur Bremsenergierückgewinnung bei Straßenbahnen oder Trolleybussen spezialisiert. Parallel zur Entwicklung von Schwungradspeichern wurde ein System zur Analyse von Energieflüssen im Stromnetz entwickelt (s. Tab. 13.25).

Das kleinste System hat eine Leistung von 10 oder 15 kW und kann über eine nutzbare Speicherkapazität von 300 kWs bis zu 20 s lang Energie ein- oder ausspeichern. Der Wirkungsgrad liegt zwischen 81 und 84 % bei einer Arbeitsdrehzahl von 3000–6000 U/min. Die Lagerung erfolgt über ölgeschmierte Kugellager, wodurch Leerlaufverluste von 0,4 kW bzw. bei voller Leistung 2,1–2,4 kW anfallen. Neben der Bremsenergierückgewinnung

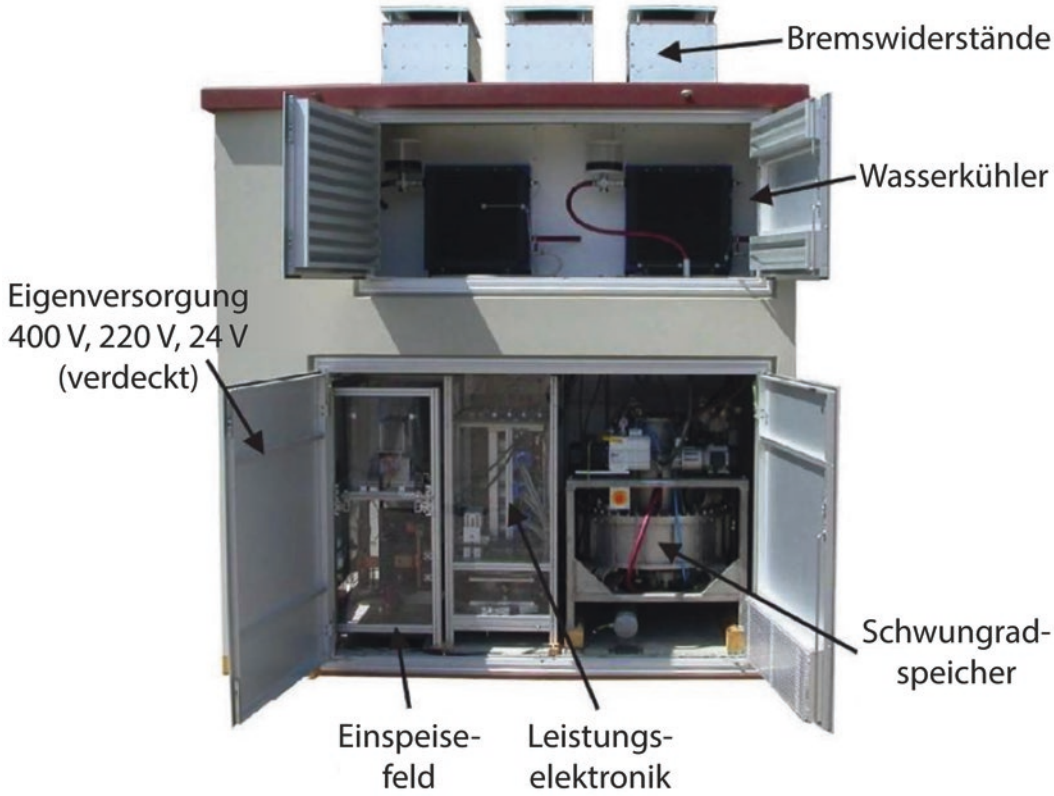


Abb. 13.53 Gesamtansicht der Schwungradspeicheranlage der Rosetta Technik GmbH für die Straßenbahn in Zwickau (Quelle: [64])

wird das System in der unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt.

Die größeren Systeme wurden speziell für den Einsatz in Nutzfahrzeugen mit elektrischem Antriebsstrang entwickelt. Ein robustes Gehäuse mit fester Verankerung schützt im Fall des Zerberstens des Schwungrades die Umgebung vor Schaden. Das Schwungrad besteht aus Kohlenstofffasern und rotiert im Vakuum. Durch das Verwenden von Magnetlagern können Drehzahlen von bis zu 50.000 U/min im Betrieb erreicht werden. Die Maximalleistung liegt je nach Ausführung zwischen 60 und 150 kW mit einer nutzbaren Energie von 1,5 kWh. In ◘ Tab. 13.25 ist ein Vergleich der verschiedenen Modelle und ihrer Einsatzgebiete dargestellt (s. [64]).

Beispiel

Das Potenzial zur Energie- und Kosteneinsparung der beschriebenen Schwungradspeicher im Schienennahverkehr soll anhand einer technischen Betrachtung einer Linie des Münchner U-Bahn-Netzes veranschaulicht werden.

Das Netz hat eine Streckenlänge von 95 km, auf der 576 Züge rund 140-mal auf jeder Strecke verkehren. Die Züge wiegen zwischen 50 und 160 t (s. [54]). Der eingesetzte 750 V-Elektromotor dient beim Beschleunigen als Antriebsmaschine und beim Bremsen als Generator. Bisher wird die Bremsenergie nicht genutzt, sofern sie nicht gleichzeitig zum Antrieb eines anderen Zuges eingesetzt werden kann.

Die Linie U1 hat 15 Haltestellen und täglich 121 Fahrten pro Richtung bei einer Zugmasse von 62 t. Die Durchschnittsgeschwindigkeit liegt bei ca. 36 km/h. Beschleunigt der Zug zwischen den Haltestellen auf 72 km/h, beträgt die kinetische Energie dieses Zuges ungeachtet des Luftwiderstands und der Reibung bei einer Bremsung:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 = 12{,}6\,MJ = 3{,}44\,kWh.$$

An einem Tag wird so auf der Linie U1 folgende Bremsenergie frei:

$$E_{ges} = 3{,}44\,kWh \cdot 15 \cdot 2 \cdot 121 = 12503\,kWh.$$

Wird angenommen, dass diese Bremsenergie ungenutzt ist, könnte ein Schwungradspeichersystem die frei werdende Energie aufnehmen und zum erneuten Beschleunigen wieder freigeben. Für die Linie U1 wären demnach 15 Anlagen mit einer Kapazität von jeweils 4,2 kWh aufzustellen, die sich aus der Höchstgeschwindigkeit von 80 km/h ergibt.

Anlagen erreichen im realen Einsatz einen Rückgewinnungsanteil von 40 % und können im Anschluss wieder 80 % rückspeisen, was einem Gesamtwirkungsgrad von 32 % entspricht. Bei der Übertragung der Ergebnisse aus dem Beispiel in ◘ Abb. 13.52, in dem durch den Schwungradspeicher knapp 1,1 kWh wiederverwendet werden, ließen sich an einem Tag für die Linie U1 etwa 4000 kWh einsparen. Bei einem Strompreis von 10 €-ct/kWh ergibt sich daraus eine Ersparnis von 400 € pro Tag und mehr als 100.000 € pro Jahr. Die Investition für den Schwungradspeicher amortisiert sich in diesem Fall in kurzer Zeit mit entsprechenden fortlaufenden Einsparungen an Kosten, Energie und CO_2.

◘ Tab. 13.25 Technische Parameter einer Auswahl von Schwungradspeichern des Herstellers Rosetta Technik GmbH, nach [64]

Modell	T3	T3+	T4
Leistung in kW	3	10 oder 15	60–150
Nutzbare Speicherkapazität in kWs	45	300	5400
DC-Spannung in V	–	400	650
Max. Drehzahl in U/min	9000	6000	50.000
Material des Schwungrads	Stahl	Stahl	CFK
Einsatzgebiet	Bremsenergie	Bremsenergie/USV	Nutzfahrzeug

13.4 Zusammenfassung

- Speicher können sehr **vielfältig** im Stromsektor integriert werden und viele **Anwendungen** finden. Je **mehr Funktionen** und Geschäftsfelder ein Speicher gleichzeitig erschließen kann, desto besser stellt sich seine **Wirtschaftlichkeit** dar.
- Der Betrieb von Speichern wird dann interessant, wenn die **Strompreisdifferenz** bei Ein- und Ausspeicherung möglichst groß ist und die **Preisschwankungen** möglichst häufig auftreten.
- Neben diesem Abitragegeschäft sind darüber hinaus das Angebot von **Systemdienstleistungen** wie vor allem **Regelleistungsmärkte** für Speicher hochattraktiv.
- Auch die Möglichkeit des **Schwarzstartes**, die schnelle **Gradientensteuerung** und der Beitrag zur **gesicherten Leistung** sind **Alleinstellungsmerkmale** vieler Stromspeicher, die bis dato noch monetär **zu wenig honoriert** werden im Vergleich zu ihrer systemrelevanten Funktion im Stromnetz.
- Die Funktionen eines **Kapazitätsmarkts** (gesicherte Leistung), des Regelleistungsmarktes (Frequenzhaltung) und eines **Flexibilitätsmarkts** können in den bestehenden **Regelleistungsmarkt** integriert werden, indem er unter den Voraussetzungen **Technologieneutralität**, **Marktorientierung**, Vorgaben zur **Gradientenfähigkeit**, Beitrag zur **gesicherten Leistung** und **Einbeziehung** von **erneuerbaren Energieanlagen** und der **Verbraucherseite** über kürzere Lieferzeiträume und kleinere Losgrößen neu gestaltet wird.
- In Kombination mit erneuerbaren Energien können **primärregelleistungsfähige Stromspeicher** wie Batterieparks oder Pumpspeicher konventionelle **fossile Kraftwerke ersetzen** und einen **technisch stabilen Betrieb** der **Stromversorgung** bei gleichzeitiger **Reduktion** des **CO_2-Ausstoßes** ermöglichen.
- **Pumpspeicher** sind heute die **etablierteste**, über Jahrzehnte **erprobte**, **effizienteste** und auch **kostengünstigste Form** der Stromspeicherung für **kurze Zeiten** im **großen Maßstab**.
- Das Potenzial zur Erweiterung der Pumpspeicherkapazitäten in Europa ist vorhanden. Eine Herausforderung bei Neubauprojekten ist die **ökologische Verträglichkeit** und die **gesellschaftliche Akzeptanz** von neuen großen Pumpspeichern.
- Auch heute dienen Pumpspeicher zur Stromveredelung im **Arbitragegeschäft** der Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks. Um eine **Erhöhung** des **CO_2-Ausstoßes** im Strommix durch den Einsatz von Flexibilitäten wie Pumpspeichern zu vermeiden, ist ein signifikanter Preis für die Entsorgung von CO_2 über **CO_2-Zertifikate** von über **30–70 €/t** notwendig. Über die sehr lange Lebensdauer eines PSW ist damit zu rechnen, dass in der Energiewende Pumpspeicher überwiegend erneuerbaren Strom »veredeln« und speichern.
- Pumpspeicher sind neben Batterien und Warmwasserspeichern die weltweit am meisten genutzte Speichertechnologie. Unter **Stromspeichern** sind **Pumpspeicher** die **global größte genutzte Speichertechnologie** (ca. 140 GW) mit dem stärksten Wachstum.
- **Schwungradspeicher** kommen in wenigen Fällen zur **Netzstabilisierung** und bei der Spezialanwendung von Forschungsprojekten zum Einsatz.
- **Batterieparks** können alle Bandbreiten von **Systemdienstleistungen** erbringen und über eine **Mehrfachnutzung** und Teilnahme in verschiedenen Märkten **heute wirtschaftlich** zur Integration erneuerbarer Energien auf Verteilnetzebene eingesetzt werden.
- **Batteriespeicher** können **im künftigen Stromsystem im Verbund Regelleistung bereitstellen**, die bisher maßgeblich von konventionellen Kraftwerken erbracht wurde. Erste **Batteriekraftwerke** sind im Primärregelleistungsbereich bereits **wirtschaftlich**.
- **Batteriespeicher** sind in entsprechender Auslegung **schwarzstartfähig** und können damit zum **Versorgungswiederaufbau** beitragen und Windparks, Gasturbinen und Blockheizkraftwerke dazu ertüchtigen. Innerhalb gewisser Grenzen können **Batteriespeicher** die **gesicherte Leistung fluktuierender Erzeuger erhöhen**

- **Hausbatteriespeicher erschließen sich** durch die **aktuellen Kostendegressionen neue Märkte** außerhalb des Strommarktes. Die **Treiber** sind die steigende Differenz zwischen **Strombezugskosten** für Haushaltskunden und **EEG-Vergütung** für Solarstrom bzw. der Wegfall der EEG-Vergütung für alte PV-Anlagen ab 2020.
- **PV-Eigenverbrauchssysteme** sollten **netz- und systemdienlich** betrieben werden durch z. B. Einbezug von Wetter- und Lastprognosen, Berücksichtigung der Netzsituation und Optimierung des Gesamtsystems und damit vorrangig **lokal** und **global Schwankungen** der **Residuallast minimieren**.
- **Quartierbatteriespeicher** können gezielt an überlasteten Netzpunkten die **Abregelung** erneuerbarer Erzeuger **verhindern** und **kritische Netzsituationen entschärfen**. Zusätzlich können sie durch Reduktion der maximalen Stromnachfrage sowie das Abfangen steiler Gradienten in der Residuallast **netzentlastend** wirken.
- **Batteriespeicher** können allgemein über die **Erhöhung des Eigenverbrauchs** hinaus einzeln oder im Verbund mit vielen anderen Speichern **Beiträge zur Systemstabilität leisten** und dadurch ihre **Wirtschaftlichkeit verbessern**.
- Ein **netzdienlicher Einsatz** von Batteriespeichern zur **aktiven Stabilisierung** des Netzes **senkt** im Gegensatz zu einem marktgetriebenen Einsatz die **Kosten** des **Verteilnetzausbaus**.
- **Inselnetze** weisen die **Extrembedingungen** von hohen **fossilen Rohstoffpreisen** und sehr schnell **hohen Anteilen erneuerbarer Energien** im Stromsystem auf. Daher lassen sich bei der Realisierung von erneuerbaren Inselnetzen **wertvolle Erfahrungen** gewinnen, welche sich auch auf die Energiewende an Land, d. h. auf den **kontinentalen Netzverbund übertragen** lassen.
- Zudem lassen sich viele **Inselprojekte** mit Energiespeichern **wirtschaftlich darstellen**. Eine **Herausforderung** sind die **Logistik**, die unterschiedlichen **Rechtssituationen** in der Umsetzung und das Know-how hinsichtlich Transfer und **Wartung** der Systeme.
- **Wärmespeicher** in **solarthermischen Kraftwerken** ermöglichen die Ausdehnung des Kraftwerksbetriebs auch über Zeiten geringer Solareinstrahlung. Wärme lässt sich einfacher speichern als Strom, wodurch Energiespeicher in solarthermischen Kraftwerken **günstiger** zu realisieren sind. Durch den Zubau von Wärmespeichern wird die **Stromerzeugung planbarer**, jedoch nicht »grundlastfähig«, da die meisten Wärmespeicher nur weniger als 10 h überbrücken können.
- Eine richtig ausgelegte **Solaranlage** kann in den **Sommermonaten** in Kombination mit **Wärmespeichern** den gesamten **Warmwasserbedarf** decken. Somit kann eine Solaranlage über ein ganzes Jahr gesehen rund 60 % des Brauchwassers bereitstellen.
- **Sensible Wärmespeicher** eignen sich als **kostengünstige Langzeitspeicher** für die solare Wärmeversorgung von **Ein-** und **Mehrfamilienhäusern** mit Solaranlagen. Sie sind konstruktiv entsprechend im Hausbau einzuplanen und technisch einfach zu integrieren.
- Der Bedarf an **Raumklimatisierung** wird im Zuge des Klimawandels deutlich zunehmen. Eine alternative Klimatisierung von Leichtbauten stellen Systeme zur passiven Kühlung mit **Phasenwechselmaterialien** (PCM) dar. Die Speicherung der latenten Wärme eines Phasenwechsels, zumeist fest-flüssig, kann als Ersatz für fehlende massive Wände dienen.
- Über den Einsatz von **thermochemischen Sorptionsspeichern** kann der Energieverbrauch von **Geschirrspülern** deutlich reduziert und gleichzeitig der **Nutzungskomfort** erhöht werden.
- Die **Holzvorräte** in Deutschland sind **sehr groß** und ihr **Zuwachs** wird **unterschätzt**. Der Wald ist über die Photosynthese mengen- und flächenmäßig der **größte Energiespeicher Deutschlands**. Darüber hinaus steht im Wald ein großes nachhaltiges Potenzial zu CO_2 Bindung und Wärmenutzung zur Verfügung. Neben der direkten Nutzung für energetische Zwecke erscheint die **Kaskadennutzung** sinnvoll. Allein in Bayern wächst soviel Holz nach, wie **Heizöl** jährlich verbraucht wird. Die Einspeicherleistung des Waldes übersteigt ener-

getisch betrachtet die Kraftwerksleistung aller bayerischen **Atomkraftwerke**.

- **Holz** bietet wirtschaftlich **lukrative Speicherpotenziale** für die **Wärmenutzung**: Die Hackschnitzelpreise haben sich in den letzten zehn Jahren verdoppelt, die Preise für Pellets sind ebenfalls um über 50 % gestiegen. Dennoch sind beide Holzprodukte immer noch deutlich günstiger als Heizöl oder Erdgas. Holz ist als **nachwachsender Rohstoff** zudem ein heimisches Gut, welches den Import der fossilen Energieträger ersetzen und **regionale Wertschöpfung** generieren kann.
- Das **Potenzial** zur Energie- und CO_2-Speicherung lässt sich durch die **natürliche Waldverjüngung deutlich steigern**. Dafür ist ein funktionierendes **Gleichgewicht** zwischen **Wald** und **Wild** notwendig, wozu mehr Engagement seitens Waldbesitzer, Jägerschaft und Behörden notwendig ist. Die **Vorteile** einer **Naturverjüngung** sind für Energie, Klima und Umwelt ein höherer Ertrag, mehr **gespeicherte** Energie, mehr kostenloser **Klimaschutz**, eine höhere **Robustheit** des Waldes gegenüber dem Klimawandel, mehr kostenloser **Hochwasserschutz** und mehr **Biodiversität**. Darüber hinaus entstehen **weniger Wildunfälle** sowie geringere **Personen**- und **Sachschäden** und es gibt einen besseren Schutz für die Tiere in dichteren Wäldern. Die Naturverjüngung wird von staatlicher Seite mit attraktiven Prämien angereizt.
- **Biokraftstoffe** sind wie Holz **gespeicherte Solarenergie** und ein wichtiger Baustein zu einer **nachhaltigen Mobilität** für eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors ausreichend, allerdings erst im Mix mit anderen erneuerbaren Kraftstoffen bzw. mit Elektromobilität. Kraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen sind umweltverträglicher als Kraftstoffe aus Energiepflanzen.
- **Pflanzenöl** spielt in der Landwirtschaft eine **Sonderrolle**, da es fast die **einzige Speicheralternative** ist und die Elektrifizierung mit Batterien oder Wasserstoff nicht möglich oder zu teuer ist. Derzeit wird sein Einsatz in Deutschland **regulatorisch unterbunden**, obwohl die **Vorteile** einer regionalen Wertschöpfung und technisch relativ einfachen Integration **auf der Hand** liegen.
- **Bioethanol** und **Biodiesel** können technisch einfacher integriert werden als Pflanzenöl und werden regulatorisch auch bevorzugt. Biokraftstoffe können allgemein sehr gut im Verkehr integriert und zur **Kreislaufwirtschaft** beitragen.
- **Wasserstoff** kann relativ **einfach** in bestehende **Raffinerieprozesse integriert** werden und ist über eine Mehrfachanrechnung auf die **Biokraftstoffquote** im Verkehr und unabhängig davon auch in der **stofflichen Produktkette** wirtschaftlich **vielversprechend**. Solange Wasserstoff direkt vor Ort integriert werden kann, sind weitere Umwandlungsschritte nicht notwendig.
- Auch wenn die Integration von **Wasserstoff** in eine eigene **Wasserstoffinfrastruktur** aus ökologischen und technischen Aspekten vielversprechend ist, kann sie **derzeit nicht wirtschaftlich** dargestellt werden.
- **Schwungradspeicher** eignen sich zur Einsparung von Kosten, Energie und CO_2 im **Schienennahverkehr** und sind in der Praxis erprobt.

Literatur

1. Abengoa Solar (2014) PS10, the first solar power tower worldwide, Abengoa Solar, Sevilla. ▶ http://www.abengoasolar.com/web/en/nuestras_plantas/plantas_en_operacion/espana/PS10_la_primera_torre_comercial_del_mundo.html. Zugegriffen: 15. März 2014
2. Ammer C, Vor T, Knoke T et al (2010) Der Wald-Wild-Konflikt. Analyse und Lösungsansätze vor dem Hintergrund rechtlicher, ökologischer und ökonomischer Zusammenhänge. Göttinger Forstwissenschaften, vol 5. Univ.-Verl. Göttingen; Niedersächsische Staats-und Universitätsbibliothek Göttingen, Göttingen
3. Aßmann J, Uhlenbrock K (2011) Infoblatt Drei-Schluchten-Staudamm. Projektdaten, Planung, Bau, Probleme, Leipzig. ▶ http://www.klett.de/sixcms/list.php?page=geo_infothek&node=Drei-Schluchten-Staudamm&miniinfothek&article=Infoblatt+Drei-Schluchten-Staudamm. Zugegriffen: 13. Juli 2013
4. Bauer D, Marx R, Nußbicker-Lux J et al (2010) German central solar heating plants with seasonal heat storage. Solar Energy 84(4):612–623. doi:10.1016/j.solener.2009.05.013

5. Bayerische Staatsregierung (2005) Waldgesetz für Bayern. BayWaldG, München
6. Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (2002) Vorrat, Zuwachs und Nutzung. Die zweite Bundeswaldinventur 2002. LFW Wissen, München
7. Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (2012) Forstliches Gutachten zur Situation der Waldverjüngung 2012. München
8. BDBe (2013) E85 – Mobil mit bis zu 85 % Bioethanol, Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e. V. ► http://www.bdbe.de/bioethanol/e85/. Zugegriffen: 8. April 2014
9. Beacon (2014) Operating plants, Beacon Power LLC, Tyngsboro, MA. ► www.beaconpower.com. Zugegriffen: 5. März 2014
10. BINE Informationsdienst (2015) Akkus im Niederspannungsnetz für mehr PV-Erträge. BINE Informationsdienst. ► http://www.bine.info/newsuebersicht/news/akkus-im-niederspannungsnetz-fuer-mehr-pv-energie/
11. Blank T (2014) Informationen zur Smart-Region Pellworm. Email von E.ON, Essen
12. BMAS (2006) Bundesgesetzblatt Jahrgang 2006 Teil I Nr. 62. Bundesministerium für Arbeit und Soziales, Bonn
13. Bollin E (2008) Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden. Komponenten, Systeme, Anlagenbeispiele, 1. Aufl. Studium Technik. Vieweg, F, Wiesbaden
14. Callman G (2015) Tesla Stationary Storage: Tools for the Electrical Grid. Energy Storage Europe 2015, Düsseldorf
15. DENA (2013) Deckung des Warmwasserbedarfs, Deutsche Energie-Agentur. ► http://www.thema-energie.de/heizung-warmwasser/heiztechnik/solarwaerme/deckung-des-warmwasserbedarfs.html. Zugegriffen: 7. Okt. 2013
16. DENA (2013) Kombianlagen, Deutsche Energie-Agentur. ► http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/solarwaerme/einsatzmoeglichkeiten/kombianlagen.html. Zugegriffen: 7. Okt. 2013
17. Deutscher Bundestag (2009) Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV), Bonn
18. Deutscher Bundestag (2011) Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Bonn
19. DEV und SolarInvert GmbH (2014) Econamic Grid Broschüre
20. Dominion (2014) Bath county pumped storage station. Dominion Generation, Bath County. ► http://www.dom.com/about/stations/hydro/bath-county-pumped-storage-station.jsp. Zugegriffen: 14. März 2014
21. dpa (2010) Millionen Menschen müssen umsiedeln. Nachdem bereits eine Million Menschen dem Bau des Drei-Schluchten-Damms in China weichen mussten, sollen nun weitere vier Millionen folgen, Süddeutsche.de, München. ► http://www.sueddeutsche.de/panorama/drei-schluchten-damm-millionen-menschen-muessen-umsiedeln-1.344584. Zugegriffen: 17. Mai 2010
22. Dunker R (2015) Das Caterva Energiespeichersystem (ESS)
23. Dvorak P (2011) Battery stores 40 MW for Fairbanks, Alaska emergencies. Windpower Engineering & Development, Fairbanks. ► http://www.windpowerengineering.com/design/electrical/battery-stores-40-mw-for-anko-rage-emergencies/. Zugegriffen: 13. Feb. 2014
24. Echternacht D (2015) Stromspeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene, Frankfurt
25. EEX (2014) EEX ist die führende Energiebörse in Europa, European Energy Exchange AG, Leipzig. ► http://www.eex.com/de#/de. Zugegriffen: 14. Feb. 2014
26. Ellrich M (2012) Infoblatt Nasser-Stausee (Assuan-Staudamm). Informationen rund um den Nasser-Stausee in Ägypten, Leipzig
27. Energietechnische Gesellschaft im VDE (2015) Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main
28. Eurelectric (2011) Pumpstore – Developed and potential. ► http://www.eurelectric.org/factsfolders/factsfolder.asp?FolderID=5236. Zugegriffen: 1. April 2014
29. FNR (2007) Biokraftstoffe – Pflanzen, Rohstoffe, Produkte, 3. Ausg., FNR – Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. FNR, Gülzow
30. Focus (2011) Drei-Schluchten-Damm: Folgeschäden und Folgekosten, Focus, München. ► http://www.focus.de/wissen/klima/klimaprognosen/drei-schluchten-damm-folgeschaeden-und-folgekosten_aid_629078.html. Zugegriffen: 19. Mai 2011
31. Frahm T (2013) Pool Solarheizungen, solaranlagen-portal.com. ► http://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/nutzung/pool. Zugegriffen: 8. Okt. 2013
32. Franzen E (2013) Inselnetze. E-Mail von Younicos
33. Fraunhofer ISE (2012) AP2: Effekte und Auswirkungen im Verteilnetz. Abschätzung und Einordnung von energiewirtschaftlichen, ökonomischen Abschätzung und Einordnung von energiewirtschaftlichen, ökonomischen und anderen Effekten bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Foliensammlung zu AP2, Freiburg
34. Freiburger Verkehrs AG (2013) Innovationsprojekt »Schwungradspeicher« wird bei der Freiburger Verkehrs AG erprobt, Freiburg im Breisgau
35. Fritsche UR, Wiegmann K (2008) Ökobilanzierung der Umweltauswirkungen von Bioenergie-Konversionspfaden. Expertise für das WBGU-Hauptgutachten »Welt im Wandel: Bioenergie und nachhaltige Landnutzung«, Ökoinstitut e. V. WBGU, Berlin
36. Fuchs G, Lunz B, Leuthold M, Sauer D (2012) Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Im Auftrag der Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). In-

stitut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen
37. Gimeno-Gutiérrez M, Lacal-Arántegui R (2013) Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential. EUR, Scientific and technical research series, vol 25940, European Commission – JRC. Publications Office, Luxembourg
38. Goldbeck J (2015) Auf die richtige Speicherung kommt es an. Sonnenstrom zeitversetzt nutzen entlastet Stromnetze. www.solarwirtschaft.de
39. Goldie-Scot L (2015) 2015 Global Energy Storage Market Overview. Energy Storage Europe. Energy Storage Europe VDE Financial Dialogue, Düsseldorf
40. GtV (2013) Energie speichern mit Geothermie, GtV Bundesverband Geothermie e. V., Berlin. ► http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/technologien/energie-speichern-mit-geothermie.html. Zugegriffen: 7. Okt. 2013
41. GVEA (2014) Battery Energy Storage System (BESS), Fairbanks. ► http://www.gvea.com/energy/bess. Zugegriffen: 6. Feb. 2014
42. Haack D (2012) Klimakonferenz Smart grid. SmartRegion Pellworm, Flensburg
43. Hothorn T, Brandl R, Müller J et al (2012) Large-scale model-based assessment of deer-vehicle collision risk. PLoS One 7(2):e29510. doi:10.1371/journal.pone.0029510
44. Hummel P, Houchois P, Dewhurst J, Gandolfi A (2014) Global Utilities, Auto & Chemicals. Will solar, batteries and electric cars re-shape the electric system?
45. HYPOS (2014) Hydrogen power storage & solutions East Germany, BMBF, Halle (Saale). ► http://www.hypos-eastgermany.de/. Zugegriffen: 14. März 2014
46. IHDI (2014) Consumption increases and Itaipu beats 2012 record, Usina Hidreléctrica de Itaipu, Foz do Iguaçu. ► http://www.itaipu.gov.br/en/press-office/news/consumption-increases-and-itaipu-beats-2012-record. Zugegriffen: 20. März 2014
47. Isaka M, Mofor L, Wade H (2013) Tokelau. Renewable energy opportunities and challenges in the Pacific Islands region. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
48. Kairies K, Haberschusz D, Magnor D, Leuthold M, Badeda J, Sauer DU (2015) Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2015, Aachen
49. Kays J, Seack A, Haebler J, Rehtanz C (2014) Evaluation of Storage Systems in Distribution Networks by Means of an Agent Based Simusation System, Wrocław
50. Klammt S, Neyer A, Müller HF (2012) Redirection of sunlight by microstructured components – Simulation, fabrication and experimental results. Solar Energy 86(5):1660–1666. doi:10.1016/j.solener.2012.02.034
51. Konstantin P (2013) Praxisbuch Energiewirtschaft. Springer-Verlag, Berlin
52. Mayhew T, McCracken P (2013) Tokelau. Renewable energy project. Case study, Government of Tokelau, IT Power
53. MBS Naturstromspeicher GmbH (2015) Naturstromspeicher Gaildorf, Sengenthal
54. MVG (2014) U-Bahn, Bus und Tram für München. Technische Daten, Münchner Verkehrsgesellschaft mbH, München. ► http://www.mvg-mobil.de/ueberuns/fahrzeuge/technik.html. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
55. Neyer A, Müller HF, Klammt S (2014) Effiziente Lichtumkehrvorrichtung mit zweiseitiger prismatischer und linsenartiger Oberflächenstrukturierung (Deutsches Patent Nr. DE 10 2008 055 857)
56. Ossenbrink R (2014) »Strombank« puffert die lokale Erzeugung. Sonne Wind und Wärme. ► http://www.sonnewindwaerme.de/photovoltaik/strombank-puffert-lokale-erzeugung
57. Paintner K (2012) Nutzung offener Sorptionsspeicher in Hausgeräten. OTTI Kolleg – Anwenderforum Thermische Energiespeicher, OTTI Regensburg, Neumarkt i. d. Oberpfalz
58. Philipps R (2013) Solarthermie Zweispeichersysteme, 321-sun.de, Düsseldorf. ► http://www.321-sun.de/solarthermie/solarthermie-speicher/zweispeichersysteme/. Zugegriffen: 7. Okt. 2013
59. Piller (2013) Energiespeicher. Powerbridge – kinetischer Energiespeicher, Piller Power Systems, Osterode. ► http://www.piller.com/205/energy-storage. Zugegriffen: 20. März 2014
60. Pleßmann G, Erdmann M, Hlusiak M et al (2014) Global energy storage demand for a 100 % renewable electricity supply. Energy Procedia 46:22–31. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.154
61. Quaschning V (2011) Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung – Simulation, 7., aktualisierte Auflage. Hanser, München
62. Rehtanz C, Greve M, Häger U et al (2014) dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Technische Universität Dortmund/ef.Ruhr GmbH, Berlin
63. REN21 (2013) Renewables 2013 – Global Status Report. REN21 Sekretariat, Paris
64. rosetta Technik GmbH (2006) Energiespeicher für das Straßenbahnnetz. Stand 08/06, rosetta Technik GmbH, Roßlau
65. Rubeck P (2013) Sonnenhäuser. Solarzentrum Kienberg, Sonnenhaus-Institut e. V., Schleching. ► http://www.sonnenhaus-institut.de/solar-haeuser.php5?p=Solarzentrum+Kienberg. Zugegriffen: 8. Okt. 2013
66. RWE (2014) PSW Herdecke, RWE Power AG, Essen. ► http://www.rwe.com/web/cms/de/1439312/rwe-power-ag/standorte/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/psw-herdecke/. Zugegriffen: 13. Feb. 2014
67. Sauer DU, Lunz B, Magnor D (2013) Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Kurzgutachten für das BMU, ISEA RWTH Aachen, Aachen

68. Schluchseewerk AG (2014) Das Kavernenkraftwerk Säckingen, Schluchseewerk AG. ► http://www.schluchseewerk.de/standorte/hotzenwaldgruppe/kraftwerk-saeckingen/. Zugegriffen: 24. Feb. 2014
69. Schluchseewerk AG (2014) Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Atdorf, Schluchseewerk AG. ► http://www.schluchseewerk.de/index.php?id=174. Zugegriffen: 24. Feb. 2014
70. Schmitt B, Vajen K, Jordan U (2008) Integration of solar heating systems for process heat generation in Breweries. EUROSUN 2008 – 1st international congress on heating, cooling and buildings, Kassel
71. Schütt R (2012) Dezentrale Energieversorgung am Beispiel der Insel Pellworm. SmartRegion Pellworm, Braunschweig
72. Schwill J, Sämisch H (2014) Spotmarkt (EPEX SPOT), Next Kraftwerke, Köln. ► http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot. Zugegriffen: 3. Feb. 2014
73. SEO (2014) PSW Vianden. Technische Daten, Société Electrique de l'Our, Vianden, Luxembourg. ► http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/PSW-Vianden/Anlagen/Technische-Daten. Zugegriffen: 26. März 2014
74. SHN AG Energie-Region mit Zukunftsanschluss. SmartRegion Pellworm. ► http://www.smartregion-pellworm.de/home.html. Zugegriffen: 19. Dez. 2013
75. SMA (2013) Planungsleitfaden SMA Smart Home. Die Systemlösung für mehr Unabhängigkeit. SMA Solar Technology AG, Kassel
76. Solar Millennium AG (2013) Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3 – Die größten Solarkraftwerke der Welt. Solar Millennium AG, Erlangen
77. solarserver (2011) Solarthermie der Zukunft: Gemasolar, das Solarturm-Kraftwerk von Torresol Energy mit Flüssigsalz-Speicher, Heindl Server GmbH, Reutlingen. ► http://www.solarserver.de/solar-magazin/anlage-des-monats/solarthermie-der-zukunft-gemasolar-das-solarturm-kraftwerk-von-torresol-energy-mit-fluessigsalz-speicher.html. Zugegriffen: 8. Okt. 2013
78. solarserver (2012) Schwimmbad-Heizung mit Solarthermie ermöglicht regeneratives Sportvergnügen, solarserver.de. ► http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/archiv-2012/2012/kw29/schwimmbad-heizung-mit-solarthermie-ermoeglicht-regeneratives-sportvergnuegen.html. Zugegriffen: 8. Okt. 2013
79. Spannagel J (2013) Evaluation von Maschinenüberholungen in Speicherkraftwerken im energiewirtschaftlichen Kontext. Bachelorarbeit. Betreuer Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner. FENES, Ostbayerische Technische Hochschule (OTH)
80. Sterner M (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Renewable Energies and Energy Efficiency, vol 14. Kassel University Press, Kassel
81. Sterner M, Moser A, Thema M, Eckert F, Schäfer A, Drees T, Rehtanz C, Häger U, Kays J, Seack A, Sauer DU, Leuthold M, Stöcker P (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
82. Steward D, Saur G, Penev M et al (2009) Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden
83. Stieglitz R, Heinzel V (2012) Thermische Solarenergie. Grundlagen, Technologie, Anwendungen. Lehrbuch. Springer Vieweg, Berlin
84. Stiller C (2014) Nutzung von konventionellem und grünem Wasserstoff in der chemischen Industrie. In: Töpler J, Lehmann J (Hrsg) Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven. Springer, Berlin
85. Tillmetz W (2010) Überblick elektrochemische Energiespeicher. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Ulm
86. Triebel C (2012) Regelung eines Inselnetzes im MW-Bereich mit Hilfe stationärer Speicher. VDI Wissensforum Stationäre Energiespeicher, Karlsruhe
87. ÜNB (2014) Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH, Berlin, Pulheim, Stuttgart, Bayreuth. ► http://www.regelleistung.net/ip/action/index. Zugegriffen: 20. März 2014
88. Universität Stuttgart (2013) Solar unterstützte Nahwärme. Heißwasser-Wärmespeicher, Universität Stuttgart. ► http://www.itw.uni-stuttgart.de/abteilungen/rationelleEnergie/technik/heisswasserws.php. Zugegriffen: 7. Okt. 2013
89. VERBUND (2014) Pumpspeicherkraftwerk Malta Oberstufe, Wien. ► http://www.verbund.com/pp/de/pumpspeicherkraftwerk/malta-oberstufe. Zugegriffen: 16. März 2014
90. Voight A (2012) Graciosa project overview, Younicos AG, Berlin
91. Voith (2014) Itaipú, Brasilien, Heidenheim. ► http://www.voith.com/de/maerkte-branchen/branchen/wasserkraft/large-hydro-kraftwerke/itaipu_main-9768–9768.html. Zugegriffen: 10. März 2014
92. Waffenschmidt E (2014) Dimensioning of decentralized photovoltaic storages with limited feed-in power and their impact on the distribution grid. Energy Procedia 46:88–97. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.161
93. WBGU (2008) Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008, Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU). WBGU, Berlin
94. Weinleder H (2011) Abschlussbericht PCM. Demoprojekt: Report ZAE 2. ZAE Bayern, Würzburg
95. Weniger J, Bergner, Joseph, Tjaden, Tjarko, Kretzer J, Schnorr F, Quaschning V (4–2015) Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme, Bad Staffelstein

Speicherintegration zur Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner (FENES OTH Regensburg)
Prof. Dr. Ingo Stadler (CIRE TH Köln)

Fabian Eckert (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.1, 14.2, 14.3
Norman Gerhardt (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.1
Christian von Olshausen (sunfire GmbH): Abschnitt 14.2
Martin Thema (FENES OTH Regensburg): Abschnitte 14.2, 14.3
Tobias Trost (Fraunhofer IWES): Abschnitt 14.2

Übersicht

Strom wird zur Primärenergie – dies wird vor allem in der **Kopplung** des **Stromsektors** mit den **anderen Energiesektoren** sichtbar.
Neben der bereits etablierten **Zusammenführung** von **Strom- und Wärmesektor** durch die Kraft-Wärme-Kopplung, die durch strombasierte Wärmebereitstellung über Elektrowärmepumpen und Power-to-Heat ergänzt wird, zeichnen sich weitere neue Verbindungen ab: im **Strom- und Verkehrssektor** über die **Elektromobilität** und **Stromkraftstoffe**; im **Strom- und Gassektor** über **Power-to-Gas**. Zukünftig wird auch die Herstellung von **chemischen Grundstoffen** wie Methanol oder Polymeren aus elektrischer Energie, Wasser und CO_2 eine Rolle spielen. Letzteres wird hier nicht explizit behandelt, die anderen Aspekte von Strom als Primärenergie und die Integration und Anwendung in Bezug auf Energiespeicher dagegen durchaus.

14.1 Kopplung von Strom- und Wärmesektor – 771
14.1.1 Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung über Wärmespeicher und Wärmenetze – 771
14.1.2 Integration von Elektrowärmepumpen über Wärmespeicher und Wärmenetze – 777

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_14

14.1.3 Integration von Power-to-Heat über Wärmespeicher und Wärmenetze – 780
14.1.4 Batteriespeicher vs. Lastverschiebung vs. Wärmespeicher – ein Beispiel – 786

14.2 Kopplung von Strom- und Verkehrssektor – 788
14.2.1 Elektromobilität – 788
14.2.2 Stromkraftstoffe – 792

14.3 Kopplung von Strom- und Gassektor: Power-to-Gas – 798
14.3.1 Power-to-Gas im Kontext der Energieversorgung – 798
14.3.2 Entwicklung von Power-to-Gas in Deutschland und in den Nachbarländern – 801

14.4 Zusammenfassung – 814

Literatur – 817

14.1 Kopplung von Strom- und Wärmesektor

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien wird es immer wichtiger, die drei großen Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr miteinander zu verbinden. Speicher spielen dabei eine wichtige Rolle zur zeitlichen Entzerrung von Angebot und Nachfrage. Damit wird das »Stromspeicherproblem« über Wärmespeicher teilweise im Wärmesektor gelöst. Für das Stromsystem stellt das eine kostengünstige Flexibilität dar. Unter diesem Aspekt werden hier insbesondere:

- die Kraft-Wärme-Kopplung,
- die Integration von Elektrowärmepumpen und
- die Integration von Power-to-Heat in Ergänzung zu ▶ Kap. 11

behandelt.

In ▶ Kap. 11 wird ausführlich auf die Integration von Haushaltsgeräten und Anlagen zur Wärme- und Kältebereitstellung im Zuge des Lastmanagements (*Demand Response*) eingegangen. Dort sind folgende Punkte abgehandelt, die in diesem Abschnitt bis auf Power-to-Heat für die Wärmebereitstellung nicht ausführlich berücksichtigt werden:

- Lastmanagement in Haushalten über
  - Speicherheizungen,
  - elektrische Warmwasserbereitstellung,
  - elektrische Kälteerzeugung,
  - Heizungsumwälzpumpen,
  - Lüftungsanlagen und
  - Waschmaschinen, Wäschetrockner, Geschirrspülmaschinen sowie
- Lastmanagement in der Industrie.

14.1.1 Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung über Wärmespeicher und Wärmenetze

Dieser Abschnitt bietet einen Überblick über den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Außerdem wird beschrieben, wie die KWK zusammen mit dem Einsatz von Wärmespeichern und Wärmenetzen effizienter zur Integration erneuerbarer Energien genutzt werden kann.

14.1.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung als Klassiker der Kopplung von Strom- und Wärmesektor

Grundprinzip der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist der klassische Fall der Kopplung von Strom- und Wärmesektor unter Nutzung von Wärmespeichern.

Konventionelle thermische Kraftwerke wandeln den eingesetzten Brennstoff unter hohen Wärmeverlusten in Strom. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad liegt bei etwa 38 %. Die Abwärme wird über einen Kühlturm an die Umgebung abgegeben. Anderseits weisen moderne Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) Wirkungsgrade von über 60 % auf, sodass Abwärmeverluste geringer ausfallen.

Über die KWK wird elektrische und thermische Energie gleichzeitig genutzt und der Wirkungsgrad der Energiewandlung auf bis zu 90 % gesteigert. Dafür ist jedoch bis auf BHKW-Technologien oder Gasturbinen mit Abhitzekesseln ein »Stromverlust« in Kauf zu nehmen. Es verringert sich also das Verhältnis zwischen Strom und Wärme und damit die exergetische Wirksamkeit des Prozesses (s. [1]). KWK-Anlagen können sowohl mit fossilen Brennstoffen wie Kohle, Heizöl oder Erdgas betrieben werden als auch mit erneuerbaren Brennstoffen wie Biogas, Biomethan, erneuerbarem Methan, Klärgas, Pflanzenöl, Holz oder Holzgas. Der häufigste verwendete Brennstoff ist nach wie vor Erdgas.

Für einen Vergleich zwischen KWK-Anlagen und Kondensationskraftwerken bei gleicher Versorgungsaufgabe ist entscheidend, wie hoch der Wärmeanteil des Spitzenlastkessels an der Fernwärme ist und welche alternative Wärmeerzeugungstechnologie im Fall der Kondensationskraftwerke bilanziert wird.

Für den in ◘ Abb. 14.1 dargestellten Fall einer dezentralen Anlage ohne Wärmenetz weist die KWK (rechts) deutliche Effizienzvorteile gegenüber der Kombination aus Kondensationskraftwerk und Gaskessel (links) auf. Bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme werden hier insgesamt 100 % Brennstoff zu einer Nutzenergie von 54 % Wärme und 27 % Strom führen. Bei der getrennten Erzeugung hingegen sind insgesamt (60,5 + 75) % an Brennstoff aufzubringen, um die gleiche Menge

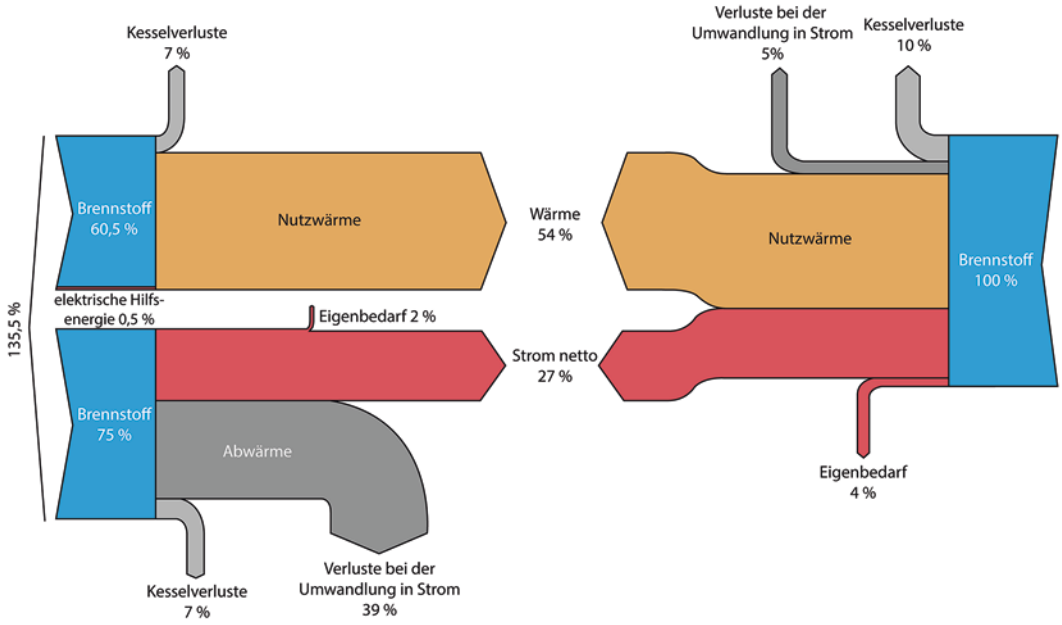


Abb. 14.1 Getrennte Erzeugung von elektrischer und thermischer Nutzenergie im Vergleich zur gekoppelten Erzeugung, nach [35]

an Nutzenergie zu erhalten wie bei der getrennten Erzeugung. Damit können bis zu einem Drittel Primärenergie eingespart werden. Anderseits könnten die Primärenergieeinsparungen auch deutlich geringer ausfallen, wenn andere Referenzanlagen gewählt werden (s. [35]).

Einsatzpotenzial von KWK-Anlagen

Das elektrische und thermische Leistungsspektrum von KWK-Anlagen ist sehr breit und reicht von wenigen Kilowatt bis hin zu mehreren hundert Megawatt. Entsprechend groß ist der Einsatzbereich von KWK-Anlagen samt Wärmespeichern. Quasi überall, wo Wärme benötigt wird, kann die KWK als eine Versorgungslösung herangezogen werden: in Nah- und Fernwärmenetzen, für Prozesswärme der Industrie bei Temperaturen von bis zu 500 °C oder auch in der dezentralen, privaten Nutzung. Die Wärmespeicher dienen dabei als Puffer. Wirtschaftlich geeignete Einsatzgebiete finden sich vor allem dort, wo ein hoher Wärmeverbrauch bei gleichzeitigem Strombedarf vorliegt: in hochverdichteten Räumen und in Industrieanlagen. An den bestehenden Fernwärmesystemen sind insbesondere Mehrfamilienhäuser, Gewerbe- und teilweise auch Industriebetriebe angeschlossen (s. [35]).

KWK-Anlagen sind für Ein- und Zweifamilienhäuser hingegen meist unwirtschaftlich. Einzig Mini-BHKW eignen sich wirtschaftlich als Einzelanlagen in Mehrfamilienhäusern. Nahwärmenetze sind eine Möglichkeit, neue Stadtteile zu erschließen und können mittelfristig zu einem Fernwärmenetz zusammengeführt werden. Im Zuge des Ausbaus der KWK mit Biomasse wurden auch ländliche Nahwärmenetze trotz geringer Bebauungsdichte wie z. B. Biogasanlagen in Dörfern und Gemeinden umgesetzt.

Auslegung und Dimensionierung von KWK-Anlagen

Eine KWK-Anlage wird je nach Bedarf unterschiedlich dimensioniert und ausgelegt, was für ihre Wirtschaftlichkeit entscheidend ist. Die unterschiedlichen Betriebsweisen werden in ► Abschn. 8.5.1.4 erklärt. Letztlich ist jedes Projekt und damit jede Auslegung individuell.

Der Standard ist, die Anlagen weder zu übernoch zu unterdimensionieren (s. [35]). Durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien

zeichnet sich eine andere Herangehensweise ab. Überdimensionierte Anlagen können das Potenzial von Wärmespeichern effizienter ausnutzen und ermöglichen deutlich höhere KWK-Anteile an der Fernwärme, sodass der Einsatz von Heizkesseln stark reduziert werden kann. Damit werden bessere Primärenergiefaktoren erreicht, welche im Hinblick auf die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) für den Anschluss von Neubauten an ein bestehendes oder neues Wärmenetz wirtschaftlich relevant sind (s. [24]).

Beispiel Dänemark und Niederlande

In der Diskussion zum Ausbau von KWK-Anlagen in Deutschland werden zum Vergleich oftmals Dänemark und die Niederlande herangezogen. In den Niederlanden liegt der KWK-Anteil an der Stromversorgung derzeit bei rund 30 % und in Dänemark bei über 50 %. Dabei hat sich der KWK-Ausbau in diesen beiden Ländern sehr unterschiedlich entwickelt. In Dänemark hat insbesondere der Fernwärmemarkt die Entwicklung der KWK vorangetrieben und geprägt. Im Gegensatz zu Deutschland ist hier eine historisch gewachsene, flächendeckende Wärmenetzinfrastruktur auch in kleineren Kommunen mit geringen Bebauungsdichten vorhanden, wobei die Netze über geringere Vorlauftemperaturen deutlich unter 90 °C verfügen und damit auch für komplementäre Wärmeerzeuger wie Freiflächen-Solarthermie und Wärmepumpen geeignet sind. In den Niederlanden hingegen dominiert vor allem die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung (s. [13]).

Übersicht verschiedener KWK-Systeme

Es gibt eine Vielzahl verschiedener KWK-Systeme wie z. B.:

- Heizkraftwerke mit Verbrennungsmotoren mit elektrischen Leistung von 2–20 MW für Fernwärmenetze mit hoher Flexibilität bei vertretbaren Investitionskosten,
- Gasturbinen-Heizkraftwerke mit Abhitzekesseln,
- Gasturbinen-Dampfturbinen-Heizkraftwerke (GuD-Anlagen mit Wärmenutzung),
- Dampf-Heizkraftwerke auf Basis von Kohle, Müllabfällen und Klärschlamm sowie Holz. Eine Sonderform bei der Nutzung von Holz sind ORC-Anlagen,
- KWK-Anlagen mit Dampfkessel und Dampfmotor und
- KWK-Anlagen mit Stirlingmotor oder Brennstoffzelle.

Auf eine detaillierte Funktionsbeschreibung der Anlagentypen wird an dieser Stelle jedoch verzichtet und stattdessen auf [35] verwiesen.

Begrenzte Potenziale für Kraft-Wärme-Kopplung im Sommer

Gerade in den Sommermonaten ist der Verbrauch an Wärme wegen des fehlenden Heizwärmebedarfs nicht groß genug. Im Fall von Biogas-BHKW wird dabei die Wärme oft ungenutzt abgeführt, und die Effizienz der KWK-Anlagen ist sehr gering. Abhilfe bieten saisonale Wärmespeicher, die die thermische Energie der Sommermonate für die kalten Monate des Jahres speichern. Doch aufgrund der Wärmeverluste und des niedrigen Temperaturniveaus sind hierzu andere Technologien wie Solarthermie oder Geothermie besser geeignet (s. ► Abschn. 4.5).

Für eine Sonderform der KWK, die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK), ist die Klimatisierung von Gebäuden im Sommer ein interessantes Einsatzfeld. In wärmegetriebenen Kältemaschinen kann die Jahresnutzungsdauer der KWK deutlich gesteigert werden (s. [35]). Zu den thermischen Kältemaschinen zählen die Absorptions-, Adsorptions-, Diffusions- und Dampfstrahlkälteanlagen, wie sie in ► Abschn. 8.5.2 beschrieben werden. Dennoch zeigt sich in der Praxis meist, dass der Brennstoff Erdgas zu teuer und damit auch die KWK-Wärme zu wertvoll ist, um daraus Kälte zu erzeugen. Zudem wurden bei Kompressionskälteanlagen in den letzten Jahren deutliche Wirkungsgradsteigerungen und Preisreduktionen erzielt. Damit erscheinen für wärmegetriebene Kälteanlagen nur Nischenanwendungen bei industrieller Abwärme oder Solarthermie wirtschaftlich.

Nahwärme vs. Fernwärme

In großen Heizkraftwerken wird Strom und Wärme gekoppelt erzeugt. Eine optimale Wärmenutzung ist vor Ort oft nicht möglich. Zum Wärmetransport wird das Wasser über ein gut isoliertes Rohrleitungsnetz, das Nah- oder Fernwärmenetz, zum Verbraucher geleitet. Beim Endverbraucher

wird die Wärme in einer Übergabestation abgegeben. Dies ist in den meisten Fällen ein Wärmeübertrager samt Wärmetauscher, der den Fernwärmekreislauf vom Verbraucherkreislauf trennt. Nur in den seltensten Fällen wird der Fernwärmekreislauf direkt an den Großverbraucher gekoppelt. Die Verluste liegen im Bereich von 6–20 % (s. [42]).

Der Unterschied zwischen Nah- und Fernwärme ist nicht eindeutig beschreibbar. Es gibt keine einheitliche Definition dafür, bis zu welcher Leitungslänge von »Nahwärme« gesprochen wird und ab welcher Länge eine Netzstruktur als »Fernwärme« gilt. Der Begriff »Nahwärme« beschreibt allgemein kleine, dezentrale Wärmenetze. Fernwärme bezeichnet hingegen größere Netze mit sehr langen Transportleitungen. Technisch gesehen gibt es jedoch keinen grundlegenden Unterschied zwischen Nah- und Fernwärme. Aus diesem Grund wird meist vereinfachend nur der Begriff Fernwärme verwendet. Analog zum Gasnetz stellt auch ein Wärmenetz einen Energiespeicher dar, wenn auch nur mit geringen Energiemengen. Das zeichnet diese beiden Netze gegenüber dem Stromnetz aus, welches rein physikalisch bis auf minimalste kapazitive und induktive Anteile kein Energiespeicher ist.

14.1.1.2 Einsatz von Wärmespeichern in der stromorientieren KWK zur Integration erneuerbarer Energien

14

- **Wärmegeführte vs. stromgeführte vs. stromorientierte Betriebsweise**

Im Betrieb der KWK wird nach wärmegeführter und stromgeführter Betriebsweise unterschieden. Die herkömmliche Betriebsweise ist – bedingt durch die wirtschaftlichste Auslegung – die Wärmeführung: Die KWK-Erzeugung folgt der Wärmelast, und Strom ist das Nebenprodukt. Da damit Strom auch zu Zeiten erzeugt wird, wenn er nicht gebraucht wird, werden die wärmegeführten KWK-Anlagen als »Must-Run«-Einheiten bezeichnet. Diese steigern den Speicherbedarf im Stromsektor unnötigerweise (s. ► Kap. 3). Abhilfe können die stromgeführte und die stromorientierte Betriebsweise leisten.

In der stromorientierten Betriebsweise wird die KWK-Anlage nach dem Bedarf des Stromnetzes betrieben und ebenso der Wärmebedarf gedeckt. Im Gegensatz zur stromgeführten Betriebsweise wird bei Wärmeüberschuss keine Wärme weggekühlt, sondern gespeichert. Wärmespeicher entkoppeln die zeitlichen Schwankungen in Strom- und Wärmebedarf.

In Zukunft wird es immer wichtiger, dass KWK-Anlagen ihre Strom- und Wärmeproduktion zeitlich entkoppeln können. Wärmegeführte KWK-Anlagen werden teilweise auch bei niedrigen Strompreisen nicht abgeschaltet und stehen damit der Integration von erneuerbarem Strom im Wege. Dies ist aber im Normalfall nicht technisch bedingt, da die Anlagen über eine zusätzliche elektrische Heizleistung verfügen, die bei niedrigen Strompreisen die Wärmeversorgung übernehmen können. Dies ist bei gleichzeitig hoher erneuerbarer Einspeisung und fehlender Grenzkostendeckung der KWK der Fall. Dadurch wird jedoch die Effizienz der Wärmeversorgung vermindert.

Neben den wärmegeführten KWK-Anlagen gibt es Anlagen, welche aufgrund des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens eine Must-Run-Charakteristik aufweisen. Dazu zählen die Industrie-KWK zur Eigenstromerzeugung und die BHKW kleinerer Leistungsklassen, welche meist gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) nach »üblichem Preis« eine feste Vergütung erhalten. Auch dieser Fall steht der Integration von erneuerbaren Energien entgegen.

Bei einem stromorientierten Betrieb wird durch eine höhere elektrische Anlagenleistung auch die thermische Leistung gesteigert. Gleichzeitig kann aber auch so viel Wärme produziert werden, dass diese bis auf kalte Tage nicht mehr komplett in das Fernwärmenetz eingespeist werden kann (s. [17]).

Wärmespeicher ermöglichen in unterschiedlichsten Auslegungen die Entkopplung der Wärmeerzeugung von der Wärmenachfrage und können dadurch die auf der Stromseite fehlende Flexibilität relativ günstig bereitstellen.

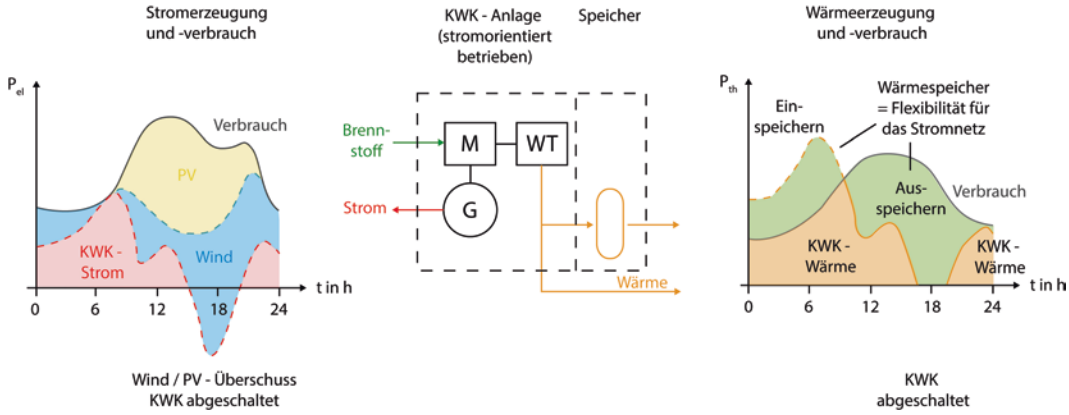


Abb. 14.2 Kombination aus KWK und Wärmespeicher zur Flexibilisierung der KWK und Energiespeicherung

Flexibilität durch Wärmespeicher und Zusatzkomponenten

Die KWK wird durch die Kombination mit Wärmespeicher, Spitzenlastkessel, Elektroheizkessel und/oder Großwärmepumpen zu einem flexiblen System. Dadurch kann die Wärmeversorgung und der Betrieb der KWK an die Erfordernisse des Stromsystems samt fluktuierendem Wind- und Solarstrom angepasst werden (s. [3]).

Eine besondere Bedeutung kommt dabei dem Wärmespeicher zu (s. Abb. 14.2). Die überschüssige Wärme kann mit geringem technischem Aufwand gespeichert werden. Die Kosten von Wärmespeichern sind deutlich geringer als die von Stromspeichern, auch in Kombination mit den Kosten einer Überdimensionierung der Anlagenleistung. Durch den Einsatz von Wärmespeichern wird die Wärme- von der Stromerzeugung entkoppelt; die KWK kann flexibler auf Lastschwankungen reagieren (s. [4]).

Flexibilisierung des Heizkraftwerkes Sandreuth durch Wärmespeicher und Elektrodenheizkessel

Im Nürnberger Stadtteil Sandreuth betreibt die N-Ergie Kraftwerke GmbH ein Heizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 225 MW und einer thermischen Leistung von 462 MW, vorwiegend auf Basis von Erdgas. Das Heizkraftwerk speist die Wärme neben anderen reinen Heizwerken in ein Fernwärmenetz ein, an dem über 60.000 Wärmekunden angeschlossen sind. Das Netz hat einen Anschlusswert von 913 MW mit einer Wärmeabgabe von ca. 1,15 TWh und einer Trassenlänge von 311 km.

Um das Heizkraftwerk am Fernwärmenetz zu flexibilisieren, wurde es 2014 um einen großen Wärmespeicher mit 94 MW und zwei Elektroheizkesseln mit je 25 MW erweitert.

Bis dato war die Stromerzeugung starr mit der Wärmeerzeugung gekoppelt. Dadurch wurde einerseits Strom aus Erdgas unwirtschaftlich in das Stromnetz eingespeist zu Zeiten geringen Strombedarfs oder eines Überangebots an erneuerbarem Strom und damit geringen Strompreisen. Andererseits fehlte bei hohen Strompreisen und geringer erneuerbarer Stromeinspeisung beispielsweise im Sommer die Wärmesenke für die KWK-Anlage. Über die Erweiterung durch Wärmespeicher können diese beiden Missstände nun behoben werden:

- Bei geringer Stromnachfrage wird die Stromerzeugung gedrosselt und der Wärmebedarf aus dem Wärmespeicher gedeckt,
- bei hoher Stromnachfrage wird die Stromerzeugung erhöht und überschüssige Wärme im Wärmespeicher gepuffert.

Der Wärmespeicher wurde als atmosphärischer 2-Zonen-Speicher installiert, der mit einer maximalen Temperatur von 113 °C eine Speicherkapazität von 1500 MWh aufweist. Das Verdampfen des Wassers bei Temperaturen über 100 °C in der unteren Zone verhindert der Druck des 60–90 °C warmen Wassers in der oberen Zone. Diese Art

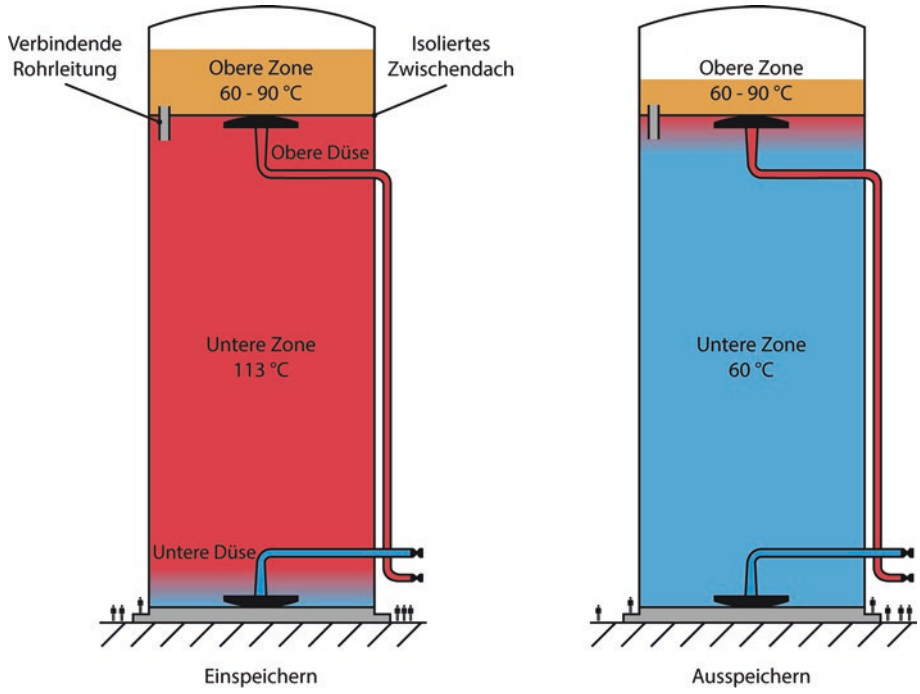


Abb. 14.3 Funktionsprinzip des Wärmespeichers im Heizkraftwerk Sandreuth mit einer thermischen Ein- und Ausspeicherleistung von 94 MW (Quelle: nach N-Ergie Kraftwerke GmbH)

der Installation ist ein Novum in Deutschland (s. Abb. 14.3).

Der Speicher wurde mit einer Höhe von 70 m ausgelegt, um die Versorgung der Fernwärme auch bei abgeschaltetem Heizkraftwerk an Wochenenden in den Sommermonaten mit dem erforderlichen Druck übernehmen zu können. Bei einem Durchmesser von etwa 26 m resultiert dies in einem Speichervolumen von 33.000 m^3 Wasser (s. Abb. 14.4).

Zusätzlich kommen in der Erweiterung Power-to-Heat zwei Elektrodenheizkessel der Firma Parat zum Einsatz (s. Abb. 14.10), die direkt mit dem Generator der Gasturbine verbunden sind, um die Abgaben für Endverbraucher zu vermeiden. Dies ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll, aus volkswirtschaftlicher Sicht jedoch nicht zu Zeiten, in denen parallel Erdgas zur Stromerzeugung verbrannt wird, um aus diesem Strom letztlich wieder Wärme zu erzeugen.

Der Hauptzweck der Elektrodenheizkessel ist der Einsatz im negativen Sekundär- und Minutenreserveleistungsmarkt auch im *Pooling* mit anderen Energieversorgern, was eine zusätzliche Flexibilität für die Stromversorgung bietet (s. ▶ Abschn. 13.1). Die wirtschaftliche Investition in diese Flexibilisierung mit Wärmespeicher und Power-to-Heat beläuft sich auf ca. 17 Mio. €, wobei ca. 20 % durch das KWK-Gesetz gefördert werden (s. [26]).

Abbildung 14.4 zeigt die Dimension des Wärmespeichers in der Umgebung. Damit dieser große Wärmespeicher optisch in das Stadtbild Nürnbergs passt, wurde er mit einer speziellen Fassade aus Trapezblech ausgestattet. Für den Fall eines Lecks wurde das Gelände mit einem Retentionswall ausgestattet. Der Speicher wurde in einer speziellen Spiralmontage Stück für Stück aus Stahlteilen aufgebaut und ist mit einer 50 cm dicken Wärmedämmung ausgestattet (s. Abb. 14.4 und 14.5).



Abb. 14.4 Wärmespeicher des Heizkraftwerks Sandreuth in Nürnberg zur Flexibilisierung der KWK inklusive Power-to-Heat mit einer Höhe von 70 m (Quelle: N-Ergie Kraftwerke GmbH)

14.1.2 Integration von Elektrowärmepumpen über Wärmespeicher und Wärmenetze

Wärmepumpen vermeiden die Emissionen fossiler Heizsysteme, wenn sie auf Basis erneuerbarer Energien betrieben werden.

14.1.2.1 Kombination von Wärmepumpen mit Wärmequellen

Für den Betrieb von Wärmepumpen werden Niedertemperaturquellen benötigt. Gespeicherte Wärmeenergie kann dem Erdreich, dem Wasser oder der Luft entzogen und für Raumwärme und Warmwasser genutzt werden. Die genutzte Wärmequelle bedingt die Art der Wärmepumpe (s. [8]):

- Erdreich: Sole/Wasser-Wärmepumpen mit Erdsonden oder Erdkollektoren,
- Wasser: Wasser/Wasser-Wärmepumpen mit Grundwassernutzung,
- Luft: Luft/Wasser-Wärmepumpen mit einem Absorbersystem für Umgebungsluft.

Die Wahl der Wärmequelle ist dabei stark von den geologischen Bedingungen am jeweiligen Standort und dem verfügbaren Budget abhängig: Die geringsten Betriebskosten bei höchsten Wirkungsgraden weist eine Sole/Wasser-Wärmepumpe mit Erdwärmesonden auf; sie verursacht aber auch die größten Investitionskosten. Eine Luft/Wasser-Wärmepumpe hingegen hat geringe Investitionskosten, aber dafür auch die höchsten Betriebskosten, vor allem im Winter, wenn die Luft mit einer Außentemperatur von minus 10–20 °C als »Wärmequelle« genutzt werden soll. Hier ist die Erdwärme mit konstanten plus 10 °C im Vorteil.

Erdsonden und Erdkollektoren werden auch als Wärmespeicher genutzt und sind in ▶ Abschn. 10.4.2 beschrieben.

In ▶ Abschn. 8.5.2 wird das Funktionsprinzip der unterschiedlichen Wärmepumpentypen näher erläutert. Ähnlich zu den gasbetriebenen Wärmepumpen gibt es ebenso strombetriebene Kompressionswärmepumpen sowie Ab- und Adsorptionswärmepumpen, welche vereinfachend im Weiteren als Elektrowärmepumpen bezeichnet werden.

14.1.2.2 Kombination von Wärmepumpen mit Solaranlagen oder Photovoltaik

Kopplung von Wärmepumpen mit thermischen Solaranlagen

Wärmepumpen lassen sich technisch gut mit thermischen Solaranlagen kombinieren. So kann im Sommer ein großer Teil des Warmwasserbedarfs und in den Übergangszeiten ein Teil des Heizbedarfs gedeckt werden. Dabei sind mehrere Einsatzmöglichkeiten denkbar. Eine Solaranlage kann einen Warmwasserspeicher erwärmen, der bei Bedarf zusätzlich von der Wärmepumpe geladen wird. Die Bereitstellung der Raumwärme wird in diesem Fall ausschließlich von der Wärmepumpe übernommen. Die Regelung der Wärmepumpe



Abb. 14.5 Fassade und 50 cm dicke Wärmedämmung des Wärmespeichers Sandreuth zur Flexibilisierung der KWK und zum Einsatz von Power-to-Heat (Quelle: N-Ergie Kraftwerke GmbH)

soll dabei der solaren Wärmeerzeugung Vorrang gewähren, damit so wenig Strom wie möglich benötigt wird. Im Sommer kann damit der Warmwasserbedarf rein von der Solaranlage über mehrere Monate gedeckt werden.

Außerdem gibt es die Möglichkeit, die solarthermische Anlage auf der Quellenseite der Wärmepumpe einzubinden. Die solare Wärme wird somit als alleinige oder zusätzliche Wärmequelle für die Wärmepumpe verwendet. In diesem Fall kann die Solarenergie im Sommer zu einer Regeneration des Erdreiches beitragen und das Erdreich als Wärmequelle und Wärmespeicher stabilisieren (s. [6]).

Je nachdem bleibt dabei offen, ob die zusätzlichen Investitionskosten der Solaranlage durch die Effizienzgewinne der Wärmepumpe refinanziert werden können. Da Wärmepumpen selbst eine kapitalintensive Technologie darstellen, erfordert eine wirtschaftliche Systemauslegung auch eine relativ hohe Auslastung.

Kopplung von Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen und Wärmespeichern

Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) erzeugen primär elektrische Energie. Neben elektrischen Speichern (Batterien) können auch thermische Speicher wie Pufferspeicher für überschüssigen Solarstrom genutzt werden. Dies wird durch die Kombination einer PV-Anlage mit einer Wärmepumpe oder einem Heizstab (Power-to-Heat) ermöglicht, welche auch immer über einen Wärmespeicher verfügt.

Durch diese Kombination kann die Rentabilität des Gesamtsystems gesteigert werden, da damit der Eigenverbrauch an selbst erzeugtem, günstigem Solarstrom durch den Bedarf der Wärmepumpe steigt. Da jedoch Heizenergiebedarf und Solareinstrahlung saisonal stark gegenläufig sind, reduziert sich der Effekt primär auf die Warmwasserbereitstellung und sekundär auf eine Heizungsunterstützung im Frühling und Herbst. Wie in ► Abschn. 4.5.2 beschrieben, ist für die Flexibi-

lisierung der Wärmepumpe aufgrund ihrer Leistungszahl ein sehr großer Speicher im Verhältnis zur verschiebbaren Stromlast notwendig. Durch die PV-Eigenstromerzeugung besteht zudem ein Anreiz, die Temperatur des Wärmespeichers deutlich zu erhöhen, worunter wiederum die Effizienz durch größere Temperaturunterschiede leidet.

Das Deckungspotenzial für PV-Strom am Wärmebedarf liegt ohne optimierten Anlageneinsatz im Neubau zwischen 10 und 30 % und im Altbau zwischen 5 und 20 %. Für eine eigenstromoptimierte Wärmepumpe können überschlägig Steigerungen von ca. 15 % erreicht werden. Im konkreten Anwendungsfall sind größere Abweichungen möglich.

14.1.2.3 Integration von Wärmepumpen, Wärmespeichern und Eisspeichern in Haushalten, Gewerbe und Industrie

- **Wärmepumpen in Haushalten, Gewerbe und Fernwärme**

Wärmepumpen werden fast ausschließlich in Einzelgebäuden installiert. In den letzten Jahren ist der Absatz dabei aufgrund der steigenden Steuern und Abgaben auf Strombezugskosten rückläufig und beschränkt sich auf Neubauten, welche aufgrund der EnEV anderen Effizienzanforderungen unterliegen. Im Gewerbebereich kann eine Wärmepumpe auch für die Kühlung im Sommer eingesetzt werden, wodurch Wirtschaftlichkeit und Effizienz verbessert werden. Im Einzelgebäude können die Fußbodenheizung und die Gebäudemasse als Wärmespeicher für einen flexiblen Anlageneinsatz genutzt werden (s. ► Abschn. 4.5.2).

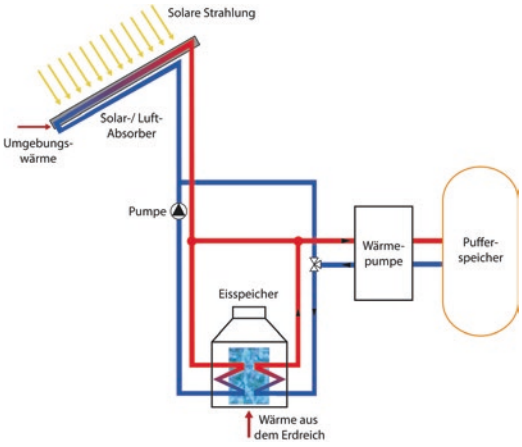
Zusätzliche Flexibilisierungsmöglichkeiten sind Wärmespeicher und eine Überdimensionierung der Anlagenleistung. Der Standard der derzeitigen Flexibilisierungsmaßnahmen im Zuge des Lastmanagements ist die Abschaltung der Wärmepumpen durch den Verteilnetzbetreiber für zweimal drei Stunden pro Tag. Damit wird eine netzentlastende Wirkung im Verteilnetz erreicht. Auch erste Wärmepumpen werden in virtuellen Kraftwerken gepoolt, um flexibel am Strommarkt eingesetzt zu werden (s. [7]).

Haushalte und Gewerbe dominieren auch den Bereich der Fernwärme. In Dänemark werden in wenigen Netzen bereits auch große Wärmepumpen eingesetzt, welche den nächsten Effizienzschritt nach dem Einsatz von Elektroheizkesseln darstellen. Möglich wird dies dort aufgrund der geringen Vorlauftemperaturen der Fernwärme. In Deutschland ist eine Temperaturabsenkung der Fernwärme grundsätzlich langfristig vorstellbar, womit sich weitere Einsatzpotenziale und Flexibilität für Wärmepumpen ergeben können (s. [29]).

- **Wärmepumpen in Kombination mit Eisspeichern und Solaranlagen für die Wärme- und Kälteversorgung**

Auch die Nutzung von sogenannten Eisspeichern ist in der Kombination mit Solaranlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern vielversprechend und technisch heute umsetzbar, aber auch kapitalintensiv (s. ◘ Abb. 14.6). Sie können in Haushalten und größeren Gebäudekomplexen verwendet werden. Der Eisspeicher nutzt die latente Wärme von Wasser zur Energiespeicherung. Er besteht aus einem Behälter mit Wasser und zwei Wärmetauschern. Der Behälter mit einem Volumen von mehreren Kubikmetern ist meist im Erdboden versenkt.

Ein spezieller Solaranlage-Luftabsorber versorgt das Gebäude über eine Sole/Wasser-Wärmepumpe samt Pufferspeicher mit Raumwärme und Warmwasser. Kann der Wärmebedarf nicht aus der



◘ **Abb. 14.6** Kombination eines Heiz- und Kühlsystems aus Eisspeicher, Solaranlage, Wärmepumpe und Pufferspeicher, nach [43]

solaren Umgebungswärme gedeckt werden, entzieht die Wärmepumpe dem Eisspeicher Wärme, bis das Wasser vollständig gefroren ist. Dieser Phasenwechsel wird beim Einspeichern in den Eisspeicher umgekehrt, wenn überschüssige Solarenergie zum Schmelzen des Eises verwendet wird. Auf diese Weise kann Solarenergie über längere Zeiträume durch das Erstarren und Schmelzen von Wasser gespeichert werden (s. [43]). Das System kann alternativ zu den solarthermischen Absorbern auch rein mit einer PV-Anlage betrieben werden.

Wie viel latente Wärme steckt in 10 m³ Wasser?
Beim Gefrieren des Wassers wird latente Wärme frei, die für Heizzwecke verwendet werden kann. Wasser ist mit seiner sehr hohen Schmelzenthalpie von 334 J/g und der einfachen Handhabung ein sehr gut geeignetes Phasenwechselmaterial (PCM). Es hat eine Dichte von 1 kg/l. Beim Erstarren oder Schmelzen von 10 m³ Wasser ergibt sich damit eine Speicherkapazität von 928 kWh:

$$\Delta Q_{Wasser} = m_{Wasser} \cdot \Delta h_{S,Wasser} = 10.000\ kg \cdot 334 \frac{kJ}{kg}$$
$$= 3340\ MJ = 928\ kWh.$$

Diese Energiemenge entspricht etwa 100 l Heizöl mit einem Heizwert von 10 kWh/l.

Ein weiterer Vorteil dieses Systems ist der Einsatz zur Kälteversorgung und Klimatisierung, die im Zuge des Klimawandels immer wichtiger werden und die Stromnetze zusätzlich belasten (s. ► Kap. 3). Rein durch einen Wasserkreislauf – ohne den Betrieb der Wärmepumpe – kann Wasser durch den Eisspeicher geführt werden und das Eis zum Schmelzen bringen. Dabei kühlt sich das Wasser ab und transportiert die Kälte durch das bestehende Rohrsystem in die Räume des Hauses.

Eisspeicher sind keine neue Technologie, sondern werden seit Beginn des 20. Jahrhunderts in Molkereien und Brauereien eingesetzt und seit mehreren Jahren für die Gebäudeklimatisierung diskutiert (s. [31]).

- **Wärmepumpen in der Industrie**

In der Industrie besteht einerseits ein hoher Bedarf an Prozesswärme unter 100 °C. Andererseits gibt es große Potenziale an industrieller Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau. Wo beides an einem Standort anfällt, bieten sich große Wärmepumpen an, die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung zu verbessern. Der heutige Stand der Technik erlaubt derzeit Vorlauftemperaturen von ca. 80 °C. Geringe Steigerungen sind dabei noch möglich (s. [29]).

14.1.3 Integration von Power-to-Heat über Wärmespeicher und Wärmenetze

Die Grundzüge von Power-to-Heat sind in ► Kap. 4 beschrieben. In diesem Abschnitt wird auf die Integration von Power-to-Heat in Haushalten, Gewerbe und Industrie eingegangen. Dabei ist zwischen der starken Dynamik der Eigenstromnutzung und Power-to-Heat aus Systemsicht zu unterscheiden.

14.1.3.1 Integration von Power-to-Heat in Haushalten und Gewerbebetrieben

- **Anreiz des Eigenstromverbrauchs von PV-Strom in Haushalten**

Aus heutiger Sicht wird es für Betreiber von Photovoltaikanlagen immer interessanter, den erzeugten Strom selbst zu nutzen. Derzeit liegt die EEG-Vergütung für den in das Netz eingespeisten Strom noch über den Gasbezugskosten. In gewissen Fällen ist es jedoch bereits heute wirtschaftlich sinnvoll, den PV-Strom erst in das öffentliche Netz einzuspeisen, wenn der Strom- und Wärmebedarf im Haushalt unter maximaler Nutzung des Solarstroms abgedeckt ist. Kleine Systeme sind dann auch ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich. Der Warmwasserbedarf kann über günstige Warmwasserwärmepumpen mit Solarstrom bereitgestellt werden. Die Solarenergie reicht aber in der Regel nicht aus, um auch das Beheizen der Wohnräume zu übernehmen. Die dafür erforderlichen Langzeitspeicher für Wärme sind noch zu teuer. In diesem Fall kann zusätzlich mit konventionellen Wärmeerzeugern nachgeheizt werden.

Heizen mit Photovoltaik zur Eigenversorgung

Für die Nutzung der Überschüsse aus PV-Anlagen gibt es mehrere Möglichkeiten, wie beispielsweise die Speicherung des Stroms in Batterien. Hausbatteriespeicher sind momentan jedoch noch teuer, und ein wirtschaftlicher Einsatz ist in Deutschland selten gegeben (s. ▶ Abschn. 14.1.4).

Daher wird die Verwertung der PV-Überschüsse für Warmwasser und Heizungsunterstützung interessant, da bestehende Wärmespeicher mit kostengünstigen Heizstäben technisch sehr einfach nachgerüstet werden können (s. ◘ Abb. 14.7). Für diese Einsatzalternative sind neben PV-Anlage, Wärmespeicher und Heizstäben eine Steuer- und Regeleinheit von entscheidender Bedeutung. Eine optionale Komponente ist ein Hausbatteriespeicher. Der Mikrocontroller der Regelung misst die Leistungsgrößen von Wechselrichter, Batteriespeicher und Strombedarf und steuert entsprechend die Leistungselektronik des Heizstabes.

Diese Regelung der Anlage sorgt dafür, dass der erzeugte Strom der PV-Anlage zunächst direkt im Haushalt selbst verbraucht wird, um den Strombezug aus dem Netz zu minimieren. Erst wenn zeitgleich kein Strom benötigt wird und PV-Strom vorhanden ist, werden die Überschüsse für den späteren Eigenverbrauch in Batterien gespeichert oder über den Heizstab oder Wärmepumpen im Wärmespeicher in thermische Energie gewandelt. So kann der Brennstoff zum Erzeugen der Wärme samt Kosten und Emissionen eingespart werden. Das Potenzial dieser Technologie wird im GW-Bereich eingeschätzt (s. [33]).

Photothermie als wirtschaftliche Verwertung von Solarstrom für Warmwasser

Besonders interessant wird Power-to-Heat in Form von Heizstäben und Wärmepumpen für die Warmwasserbereitstellung. In Anlehnung an die Solarthermie wird der neue Begriff Photothermie eingeführt.

Definition

Photothermie ist die Bereitstellung von Wärme für Warmwasser und Raumwärme über Power-to-Heat (Heizstäbe oder Wärmepumpen) unter Nutzung von Strom aus einer Photovoltaikanlage.

Es gibt Konstellationen, in denen eine Warmwasserbereitung mit PV-Strom, Heizstab bzw. Wärmepumpe und Pufferspeicher günstiger ist als mit einem konventionellen Heizkessel oder einer solarthermischen Anlage.

Die Photothermie hat folgende Vorteile gegenüber der Solarthermie:

- geringere Investitionskosten,
- geringerer Wartungsaufwand,
- Nutzung von Strom für alle drei Bereiche Elektrizität, Wärme und Elektromobilität möglich,
- energiekostensenkend, da neben Warmwasserbereitstellung zusätzlich der teure Stromeinkauf verringert wird,
- weniger Energieüberschüsse im Sommer und damit höherer Nutzungsgrad der Solarenergie.

Für eine Heizungsunterstützung ist jedoch die Solarthermie in einigen Fällen wirtschaftlicher und vorteilhafter als die Photothermie, vor allem in der Ausführung mit PV-Heizstab.

Die Photothermie ist vorwiegend in der Warmwasserbereitung vom Spätfrühling über den Sommer bis zum Frühherbst wirtschaftlich. Entscheidend dafür ist der Wirkungsgrad der konventionellen Heizungsanlage in dieser heizfreien Zeit. Dieser ist für das Erhitzen des täglichen Warmwassers sehr gering, da die Anlage nur kurze Zeit im Teillastbetrieb läuft und dabei erst alle Komponenten auf Betriebstemperatur zu bringen sind. Heizungsanlagen mit großer Heizleistung können Wirkungsgrade zur reinen Warmwasserbereitung von nur 35 % erreichen (s. [34]). Folgende Beispielrechnung zeigt die Auswirkung des Wirkungsgrades:

Beispiel

Die EEG-Vergütung für eine Einspeisung für PV-Anlagen kleiner 10 kW im August 2015 liegt bei 12,35 ct/kWh. Der Heizölpreis zum gleichen Zeitpunkt liegt bei niedrigen 58 ct/l inkl. MwSt. bzw. 5,8 ct/kWh bei einem Heizwert von rund 10 kWh/l. Unter Vernachlässigung der geringen Investitionskosten für einen Heizstab und dessen Ansteuerung wird der

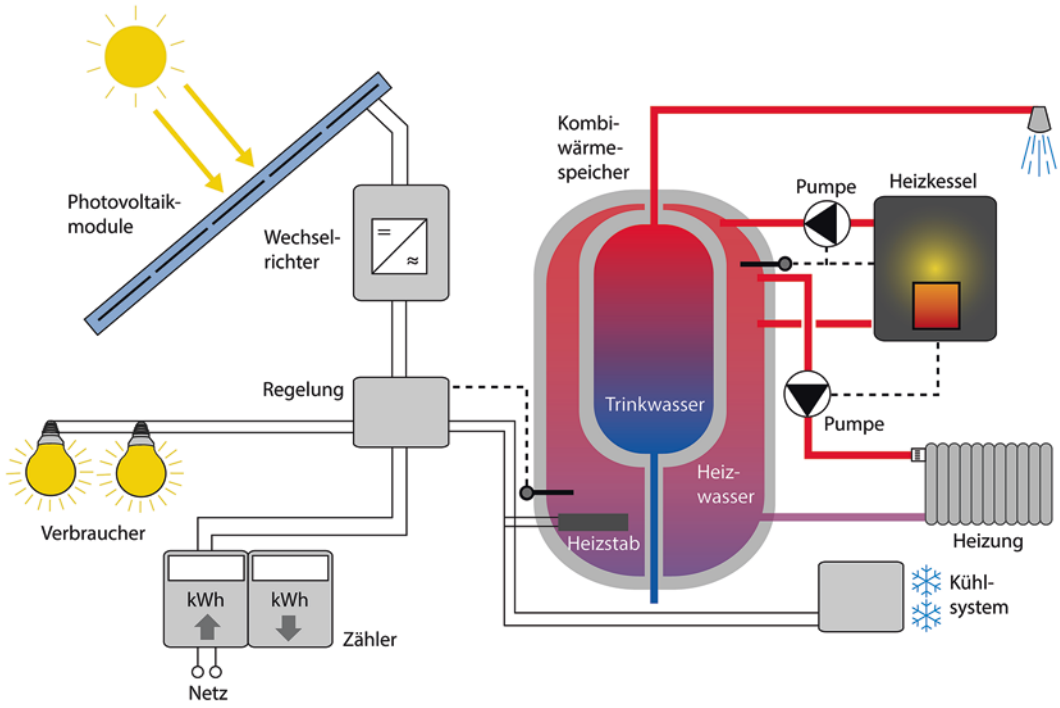


Abb. 14.7 Schematische Darstellung der Integration von Power-to-Heat in Pufferspeichern in einem Haushalt, nach [33]

Wirkungsgrad bestimmt, ab dem eine Warmwasserbereitung mit Solarstrom günstiger ist als dessen Einspeisung:

$$\eta_{ww} = \frac{5{,}8}{12{,}35} = 47\,\%.$$

Durch den Verkauf von Solarstrom wird der Betreiber einer PV-Anlage zum Unternehmer. Damit gilt nach aktueller Gesetzeslage Eigenverbrauch als unentgeltliche Wertabgabe, die umsatzsteuerrechtlich zu behandeln ist. Nachteilig sieht der Gesetzgeber vor, dass die Basis zur Berechnung der Umsatzsteuer der vermiedene Strombezug inkl. anteilige Grundgebühr ist. Bei einem Nettostrompreis von 23 ct/kWh liegt die anfallende Umsatzsteuer pro kWh bei 4,37 ct, vereinfacht ohne anteilige Grundgebühr. Dies bedeutet, dass als Grenzwert der Wirtschaftlichkeit die EEG-Vergütung zzgl. 4,37 ct/kWh gilt. Der Wirkungsgrad der konventionellen Heizungsanlage für die reine Warmwasserbereitstellung hat daher noch schlechter zu sein, um Photothermie wirtschaftlich einzusetzen:

$$\eta_{ww} = \frac{5{,}8}{12{,}35 + 4{,}37} = 35\,\%.$$

Dies ist jedoch nur eine Momentaufnahme bei niedrigen Ölpreisen und EEG-Vergütung von über 12 ct/kWh. Beide Faktoren werden sich in Zukunft ändern.

Abbildung 14.8 zeigt einen beispielhaften Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Konzepte zur Warmwasserbereitstellung auf Basis von Photovoltaik und Solarthermie. Als solarer Deckungsanteil wird für alle Konzepte 60 % angesetzt. Anlagengrößen über 10 kW werden nicht berücksichtigt, da im EEG 2014 eine verringerte EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch verankert ist, die sich nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Die Ergebnisse im Vergleich zur reinen EEG-Einspeisung im Überblick:

- Unter der aktuellen Marktlage lohnt sich die Solarthermie kaum,

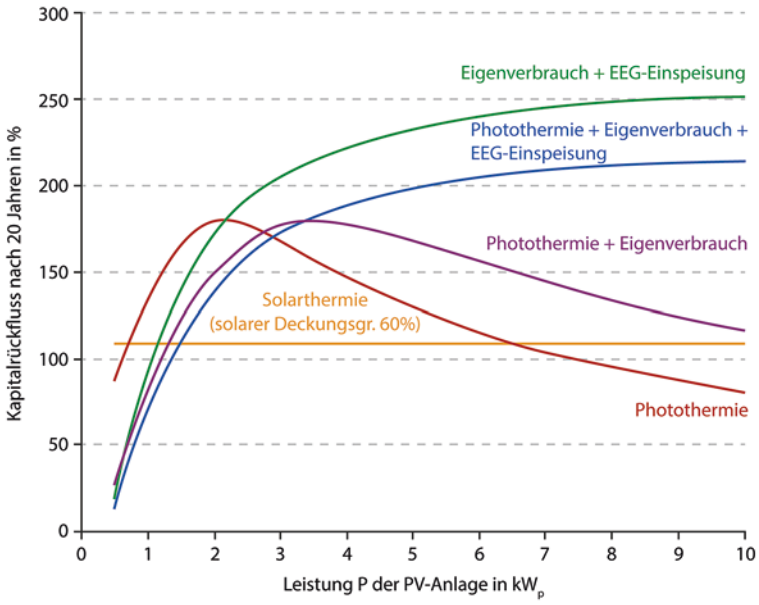


Abb. 14.8 Wirtschaftlicher Vergleich verschiedener Anlagen zur Solarenergienutzung für Warmwasser und Strom in Abhängigkeit der PV-Anlagengröße bei einem Kapitalfluss über einen Zeitraum von 20 Jahren, nach [32]

- Photovoltaik für Warmwasser, Stromeigenverbrauch und EEG-Einspeisung zeigt die besten Werte bei größeren Anlagen,
- bei kleineren Anlagen ist eine reine Photothermieanlage am wirtschaftlichsten, da kein Wechselrichter zu installieren ist und die steuerlichen Nachteile der EEG-Einspeisung und des Stromeigenverbrauchs vermieden werden,
- mit steigender PV-Anlagengröße ist ähnlich zur Solarthermie mit ungenutzten Überschüssen zu rechnen, weshalb Anlagen ohne EEG-Einspeisung nicht mehr konkurrenzfähig sind.

Auslegung von Power-to-Heat für Warmwasser in Haushalten

Die Auslegung der einzelnen Komponenten ist stark von der Größe der installierten PV-Anlage abhängig. Erfahrungen zeigen, dass eine photothermische Anlage über ein gesamtes Jahr gesehen den Warmwasserbedarf decken kann. Soll sie zusätzlich zum Beheizen der Wohnräume eingesetzt werden, werden ihre Leistungsgrenzen erreicht. Für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme wäre eine sehr große PV-Anlage mit entsprechender Überproduktion im Sommer und saisonalem Wärmespeicher mit bis zu 120 m^3 Wasservolumen notwendig, was diese Nutzungsvariante wirtschaftlich uninteressant macht und zusätzlich durch die verfügbaren Flächenpotenziale am Standort begrenzt ist. Ein Lösungsansatz ist der Einsatz eines Hybridkollektors als Kombination von PV und Solarkollektor zur Verbesserung der Flächeneffizienz, der allerdings teuer ist. Am wirtschaftlichsten ist eine Kombination aus PV-Anlage und Wärmepumpe statt eines Heizstabs, um die Nutzungseffizienz des Stroms zu steigern. Solche PV-Warmwasserpumpen samt Pufferspeicher sind ab 2000 € erhältlich.

Power-to-Heat aus Gesamtsystemsicht

Power-to-Heat besitzt neben der Nutzung von Eigenstrom prinzipiell ein großes Potenzial für die Integration von erneuerbaren Stromüberschüssen (s. ▶ Abschn. 4.5.3).

Die Kopplung von PV-Anlagen mit der Wärmeerzeugung kann für viele Eigenheimbesitzer betriebswirtschaftlich sinnvoll werden, auch wenn dies aus volkswirtschaftlicher Betrachtung des Gesamtsystems als ineffizient erscheint, solange direkt genutzter Solarstrom CO_2-intensiven Kohlestrom ersetzen kann. Dennoch ist Eigenstrom aus netz- und markttechnischer Sicht kein überschüssiger

Strom und für den Stromerzeuger vor Ort durch den Autarkiegedanken im Haushalt von größerem Wert als in der öffentlichen Versorgung. Für die Sektorenkopplung von Strom und Wärme ergeben sich aus einem wärmegetriebenen PV-Ausbau und Power-to-Heat im Allgemeinen zukünftig starke Wechselwirkungen, die für Wärmespeicher relevant werden.

Die vollständige Wärmedeckung durch Power-to-Heat ist zumindest mit Heizstäben nicht sinnvoll, da bei einer ausschließlich elektrischen Heizung im Winter im schlimmsten Fall sehr viele Haushalte gleichzeitig Strom beziehen, was die Netzstabilität schwer planbar macht, die Jahreshöchstlast erhöht und damit die volkswirtschaftlichen Kosten der Sicherung der Jahreshöchstlast über z. B. Gasturbinen unnötig in die Höhe treibt.

Daher sollten Heizstäbe in Haushalten nur als Heizungsergänzung eingesetzt werden (bivalente Heizung). Für die Wärmeversorgung von Haushalten gibt es andere, teils effizientere erneuerbare Alternativen wie Wärmepumpen, Holzheizungen, Solaranlagen und Gasbrennwertthermen auf Basis von erneuerbarem Gas.

Anwendungen im Bereich Industrie, Fernwärme oder die Kombination mit effizienten Wärmeerzeugungsanlagen wie Mini-BHKW bei geringen Wärmedeckungsanteilen für Power-to-Heat erscheinen dagegen vielversprechend.

14.1.3.2 Integration von Power-to-Heat in industriellen Anwendungen und Prozesswärme

Power-to-Heat aus Eigenstromversorgungssicht

Im Bereich der Industrie sind die Anreize zur PV-Eigenstromerzeugung abhängig von den individuellen Befreiungstatbeständen. Da die energieintensive Industrie von vielen Steuern und Abgaben befreit ist und die Photovoltaik im Gegensatz zur KWK keine gesicherte Leistung zur Vermeidung von Netzentgelten bereitstellen kann, ist auch der Anreiz zur direkten Wärmeerzeugung mit Solarstrom meist gering. Anders stellt sich dies im produzierenden Gewerbe oder nicht EEG-umlagereduzierten Branchen dar.

Power-to-Heat aus Gesamtsystemsicht

In der Industrie besteht ein großer Bedarf an Hochtemperatur-Prozesswärme. Hier gibt es neben KWK-Anlagen und Gasheizwerken kaum technologische Alternativen. Beide Anwendungen können mit Elektroheizwerken kombiniert werden. Damit ergeben sich hybride Systeme, die sich äußerst effizient an die Erfordernisse des Strommarktes bei erneuerbaren Überschüssen und Deckungslücken anpassen können.

Aus heutiger Sicht ist Power-to-Heat im industriellen Maßstab nur im Regelleistungsmarkt wirtschaftlich einsetzbar.

Einbindung eines Elektrodenheizkessels in bestehende industrielle Wärmekreisläufe

Beispielhaft wird an dieser Stelle die Umsetzung von Power-to-Heat in bestehende Wärme- und Dampfkreisläufe in der Industrie beschrieben. Dafür bietet sich der Elektrodenheizkessel als bewährte Technologie an. Durch eine intelligente Einbindung in die Prozesswärme können kurzfristige Stromüberschüsse als negative Regelenergie fossile Energie über die Produktion von Warmwasser oder Dampf ersetzen.

Voraussetzung für einen Einsatz am Regelenergiemarkt sind geeignete Anlagenstandorte mit einer ganzjährig nutzbaren Wärmesenke und einem standortnahen Stromnetzanschluss mit ausreichender elektrischer Leistungsreserve.

Als Technologie kommen vorrangig Elektrodenkessel (E-Kessel) zum Einsatz (s. Abb. 14.9). Folgende Kriterien sind für die Standortwahl wichtig:

- Im Dampfnetz besteht die Voraussetzung, dass möglichst ganzjährig 5–20 MW Sattdampf in einen nicht kritischen Teil des Dampfnetzes zur sinnvollen Nutzung aufgenommen werden kann. Der Elektrodenheizkessel kann Heißwasser und/oder Sattdampf mit einem maximalen Druck von 30 bar bei einer Temperatur von 230 °C liefern und binnen 30 s auf Volllast fahren, womit er prinzipiell auch eine – im Regelleistungsmarkt noch nicht akzeptierte – negative Primärregelung erbringen könnte. Für den Sekundärregelleistungsmarkt sind die Anforderungen geringer: Die volle Leistung ist innerhalb



Abb. 14.9 Ausführung eines Elektrodenkessels für die industrielle Umsetzung von Power-to-Heat

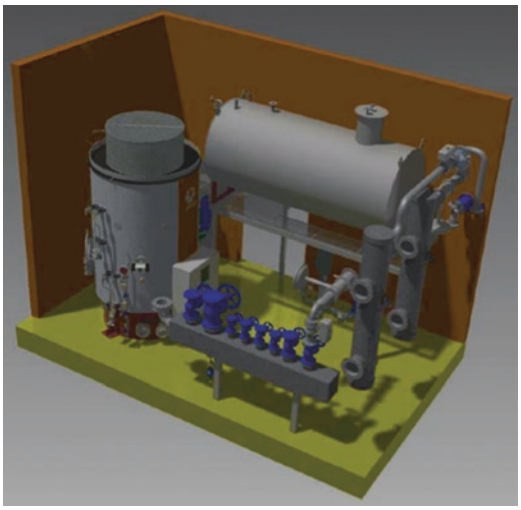


Abb. 14.10 Schematische Darstellung des Aufbaus einer Power-to-Heat-Anlage in Form eines Elektrodenheizkessels zum Einsatz im Regelleistungsmarkt (Quelle: Parat)

von 5 min bereitzustellen und die zur Verfügung stehende Leistung auf Wochenbasis vorzugeben.

- Im Stromanschluss existieren idealerweise ungenutzte Leistungsreserven in Höhe der Leistung des Kessels von mindestens 5 MW (weitere Bedingung des derzeitigen Regelleistungsregimes) auf Mittelspannungsebene.
- Für den Betrieb ist eine Wasseraufbereitung notwendig. Der Kessel benötigt Wasser mit einer Leitfähigkeit von 60 µS/cm (s. Leitfähigkeitsmessung von Wasser in ► Abschn. 8.1). Hierfür wird zum Start eine minimale Dosis Kalk zugegeben. Der produzierte Dampf hat keine Leitfähigkeit, weshalb im laufenden Betrieb keine weiteren Zusatzstoffe notwendig sind. Die nicht verdampfenden Stoffe im Wasser können sich aufkonzentrieren, weshalb ein Teil des Wassers ständig dem Kessel entnommen werden muss. Aus der Qualität des Speisewassers ergibt sich die Menge dieser Absalzung oder »Abschlämmung«.

Die Power-to-Heat-Gesamtanlage umfasst folgende Bestandteile (s. Abb. 14.10):

- Bautechnik: Fundamente, Rohrleitungstrassen etc.,
- Elektrotechnik: Leistungstransformator nach Bedarf inkl. Trafozelle, MS-Schaltanlagen, Verkabelung Mittel- und Niederspannung, Hilfsstromversorgung, Kabeltrassen, Mess- und Schutztechnik,
- Kesseltechnik: Elektrodenkessel inkl. Peripherie wie Heizkreispumpen, Armaturen und Verrohrung am Kessel, Sicherheitsventile, Steuerschrank, Leitfähigkeitsmessung,
- Regelungstechnik: Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik der Neuanlage inkl. Notabschalt-, Status- und Bereitschaftssignale,
- Hydraulik: Anbindung von Dampf, Wasser und Druckluft speisewasserseitig an die Bestandsanlage, Rohrleitungen für Kesselwarmhaltung, Überdruckventile, Entleerung, Probenahme inkl. Wärmemengenzähler für Dampferzeugung und -bezug.

Der norwegische Hersteller Parat hat laut Firmenangaben in Deutschland bereits drei verschiedene Power-to-Heat-Systeme im Betrieb bzw. in der Planung, welche alle im Sekundärregelleistungsmarkt eingesetzt werden:

- 2×25 MW Elektrodenheizkessel für einen 70 m Warmwasserspeicher der N-Ergie Kraftwerke GmbH in Nürnberg am Fernwärmenetz (s. ▶ Abschn. 14.1.1.2),
- 2×20 MW Elektrodenheizkessel im Industriepark der Infraserv GmbH in Höchst bei Frankfurt zur Einspeisung in das 16 bar Dampfnetz bei ca. 200 °C (Standby: 12 bar, 200 °C; Verluste im Standby aufgrund der Isolierung ca. 20 kW),
- 2×10 MW Elektrodenheizkessel in einer Papierfabrik bei Berlin.

14.1.4 Batteriespeicher vs. Lastverschiebung vs. Wärmespeicher – ein Beispiel

Beispiel

Wieso ist die Kopplung von Strom- und Wärmesektor so entscheidend für das Gelingen einer kostengünstigen Energiewende?

Zur Beantwortung dieser Frage werden die Kosten betrachtet, die entstehen, um eine Kilowattstunde elektrische Energie von einem Zeitpunkt zu einem anderen Zeitpunkt zu verlagern. Naheliegend und sehr leicht verständlich ist es, diese Kilowattstunde z. B. in eine Batterie zu laden und zum späteren Zeitpunkt wieder zu entladen. Diese Option wird im 1. Fall untersucht.

Alternativ zum Einspeichern in eine Batterie können verschiebbare Lasten mehr Strom beziehen und dann die Endenergie z. B. in Form von Kälte in einem Kühlschrank speichern. Zum Zeitpunkt der Batterieentladung würden diese Lasten dann keinen Strom beziehen. Der stromseitige Verlagerungseffekt ist derselbe. Diese Option wird im 2. Fall untersucht.

Als dritte Alternative wird anstatt Strom in eine Batterie einzuspeichern eine Wärmepumpe betrieben und die generierte Wärme in einem Warmwasserspeicher gespeichert. Zum Zeitpunkt der Batterieentladung ist die Wärmepumpe außer Betrieb und das Gebäude wird mit Wärme aus dem Wärmespeicher geheizt. Der stromseitige Verlagerungseffekt ist wiederum derselbe. Diese Option wird im 3. Fall untersucht. In allen Fällen werden ein Speicherzyklus pro Tag und ein Zinssatz von 5 % zugrunde gelegt.

1. *Fall: Batteriespeicher*

Mit angenommenen Investitionskosten von 350 €/kWh für eine Lithium-Ionen-Batterie mit einer Lebensdauer von 10 Jahren ergibt sich eine Annuität von

$$A_{Bat} = K \cdot \frac{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{n}} \cdot \mathrm{i}}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{n}} - 1} = \frac{350\ €}{\mathrm{kWh}} \cdot \frac{(1+0{,}05)^{10} \cdot 0{,}05}{(1+0{,}05)^{10} - 1} = 45{,}33 \frac{€}{\mathrm{kWh} \cdot \mathrm{a}}.$$

Damit ergeben sich bei einer maximalen Entladetiefe DOD von 80 % folgende Kosten für jede zeitlich verschobene Kilowattstunde $K_{v,Bat}$ von

$$K_{v,Bat}\ €\text{-ct} = 45{,}33 \cdot \frac{\mathrm{a}}{365\mathrm{d}} \cdot \frac{\mathrm{d}}{1} \cdot \frac{1}{0{,}8} = 16 \frac{€\text{-ct}}{\mathrm{kWh}}.$$

2. *Fall: Lastverschiebung*

Im Rahmen einer Studie wurde das Lastverschiebungspotenzial für ein exemplarisches Einfamilienhaus ohne Stromeinsatz für Heizung und Warmwasser auf geringe 2,14 kWh/d ermittelt (Kühlaggregate, Umwälzpumpe, einige Haushaltsgeräte). Investitionskosten in Speicherkapazität sind hier keine vorhanden, jedoch schlagen bei nur geringfügig verlagerbarer Last die Kosten für Kommunikationstechnik für einen intelligenten Zähler (300 € im Pilotstadium, später anteilig mit 100 € angesetzt) und Inhouse-Kommunikation zu Buche (100 € im Pilotstadium und 3 € pro Endgerät mit z. B. Zigbee-Standard). Bei einer Lebensdauer von 25 Jahren ergibt sich eine Annuität von

$$A_{DSM,Pilot} = K \cdot \frac{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{n}} \cdot \mathrm{i}}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{n}} - 1} = (300\ € + 3 \cdot 100\ €) \cdot \frac{(1+0{,}05)^{25} \cdot 0{,}05}{(1+0{,}05)^{25} - 1} = 42{,}57 \frac{€}{\mathrm{a}}$$

bzw.

$$A_{DSM,Serie} = K \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1}$$
$$= (100\ € + 3 \cdot 3\ €) \cdot \frac{(1+0{,}05)^{25} \cdot 0{,}05}{(1+0{,}05)^{25} - 1}$$
$$= 7{,}73 \frac{€}{a}.$$

Daraus ergeben sich Kosten $K_{v,DSM,Pilot}$ bzw. $K_{v,DSM,Serie}$ für jede zeitlich verschobene Kilowattstunde von nur

$$K_{v,DSM,Pilot} = 42{,}57 \frac{€}{a} \cdot \frac{a}{365\ d} \cdot \frac{d}{2{,}14\ kWh}$$
$$= 5{,}45 \frac{€\text{-ct}}{kWh}$$

bzw.

$$K_{v,DSM,Pilot} = 7{,}73 \frac{€}{a} \cdot \frac{a}{365\ d} \cdot \frac{d}{2{,}14\ kWh}$$
$$= 0{,}99 \frac{€\text{-ct}}{kWh}.$$

Wird dieselbe Rechnung für ein Einfamilienhaus mit elektrischer Wärmebereitstellung durchgeführt, ergeben sich wesentlich höhere täglich verschiebbare Energiemengen. In derselben Studie wurden diese mit 96 kWh/d berechnet (s. [37]). Bei denselben Kosten für den Anschluss an die Kommunikation ergeben sich in dem Fall sogar $K_{v,DSM,Pilot} = 0{,}1 €\text{-ct} / kWh$ bzw. $K_{v,DSM,Serie} = 0{,}02 €\text{-ct} / kWh$.

3. *Fall: Thermische Energiespeicherung*

Wird Wärme elektrisch z. B. über eine Widerstandsheizung oder effizienter über eine Wärmepumpe erzeugt, in einem Warmwasserspeicher gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt entladen, fallen die Kosten für den Speicher zusätzlich an. Werden die Kosten für einen Pufferspeicher mit 300 l Inhalt zu 800 € angenommen, ergeben sich die spezifischen Speicherkosten bei einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 55 K, der spezifischen Wärme von Wasser von 4,19 kJ/kgK und der Dichte von 1000 kg/m³ zu

$$e_{Warmwasser} = 4{,}19 \frac{kJ}{kgK} \cdot 55\ K \cdot 1000 \frac{kg}{m^3} \cdot \frac{1h}{3600s}$$
$$= 64 \frac{kWh}{m^3}.$$

Dies ergibt spezifische Speicherkosten von

$$k_{v,Warmwasser} = \frac{800\ €}{300l} \cdot \frac{1000l}{m^3} \cdot \frac{m^3}{64\ kWh}$$
$$= 41{,}66 \frac{€}{kWh}.$$

Mit einer Lebensdauer von wiederum 25 Jahren ergibt sich eine Annuität von

$$A_{Warmwasser} = 41{,}66 \frac{€}{kWh} \cdot \frac{(1+0{,}05)^{25} \cdot 0{,}05}{(1+0{,}05)^{25} - 1}$$
$$= 2{,}96 \frac{€}{kWh \cdot a}$$

und Kosten $K_{v,Warmwasser}$ für jede verschobene Kilowattstunde von

$$K_{v,Warmwasser} = 2{,}96 \frac{€}{kWh \cdot a} \cdot \frac{a}{365d} \cdot \frac{d}{1}$$
$$= 0{,}8 \frac{€\text{-ct}}{kWh}.$$

Wird dieselbe Rechnung mit großen Fernwärmespeichern mit mehreren tausend Kubikmetern Volumen und deutlich geringeren spezifischen Kosten durchgeführt, errechnen sich Kosten für die verschobene Kilowattstunde $K_{v,Fernwärme}$ von deutlich unter 0,1 €-ct/kWh.

In Abb. 14.11 wird die Bedeutung der Kopplung von Strom und Wärme und damit die Bedeutung für eine kostengünstige Umsetzung der Integration erneuerbarer Energien als wesentlicher Bestandteil der Energiewende deutlich. Eine Anpassung zwischen Stromerzeugung und Strombedarf – also Energiespeicherung – ist unerlässlich. Mit angenommenen Stromgestehungskosten von 6 €-ct/kWh verteuert sich die Elektrizität nach dem Speichervorgang in der Batterie um ein Vielfaches, während sich dieselbe Aufgabe bei Verknüpfung der Sektoren von Strom und Wärme mit thermischer Energiespeiche-

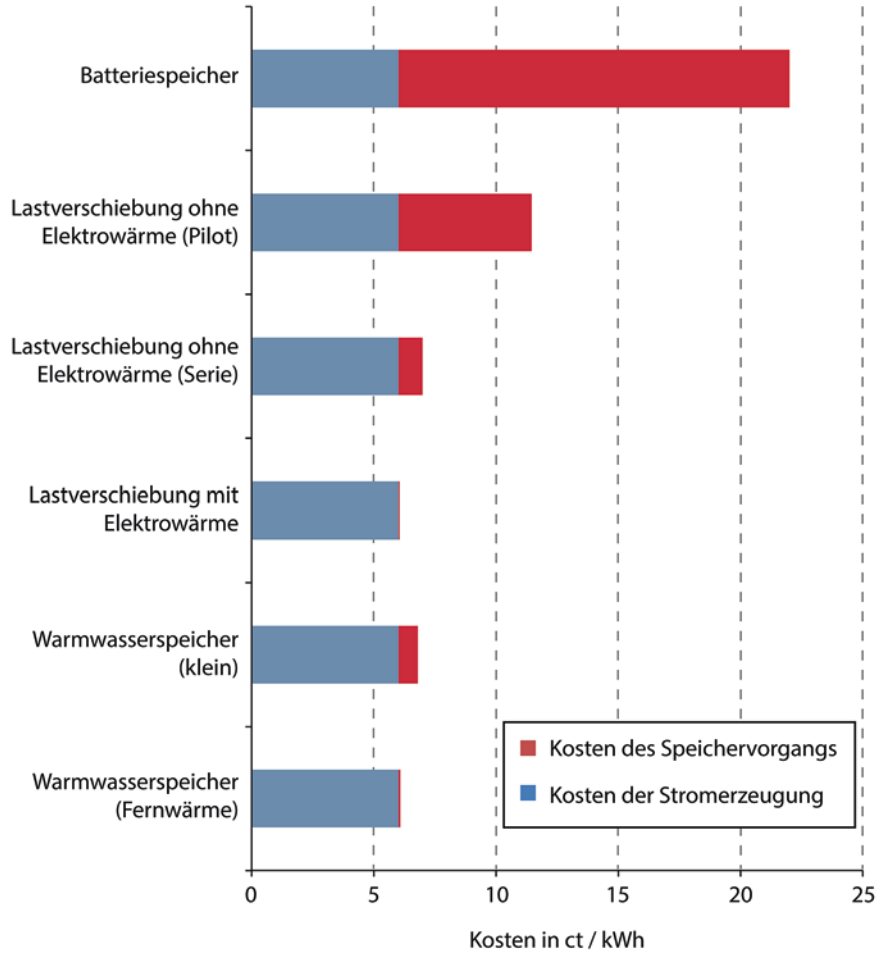


Abb. 14.11 Vergleich der Speicherkosten für unterschiedliche Alternativen mit und ohne Kopplung des Strom- und-Wärmesektors am Beispiel eines Haushalts

rung kaum bemerkbar macht. Selbst eine deutliche Kostendegression bei Batteriespeichern ändert an dieser grundsätzlichen Erkenntnis nichts.

14.2 Kopplung von Strom- und Verkehrssektor

Im Straßenverkehr wird insbesondere die Elektromobilität einschließlich der Nutzung sowohl von Wasserstoff als auch weiterer Stromkraftstoffe als Lösungsbausteine diskutiert, die nachfolgend teilweise anhand von Beispielen näher vorgestellt werden. Oberleitungsfahrzeuge und elektrischer Schienenverkehr werden in diesem Kontext nicht betrachtet, da sie zwar den Strom- und Verkehrssektor koppeln, aber durch das Fehlen eines integrierten Speichers nicht dem Lastenausgleich dienen.

14.2.1 Elektromobilität

Die Elektromobilität im Straßenverkehr wird als ein zentraler Lösungsbaustein für eine nachhaltige Mobilitätsentwicklung diskutiert und ermöglicht in Abhängigkeit vom jeweiligen Antriebskonzept eine direkte Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor (s. ► Kap. 5). Dafür ist es jedoch erforderlich, die Elektrofahrzeuge intelligent in das Energiesystem einzubinden und erneuerbare Energien zur Ladung der Fahrzeuge zu nutzen.

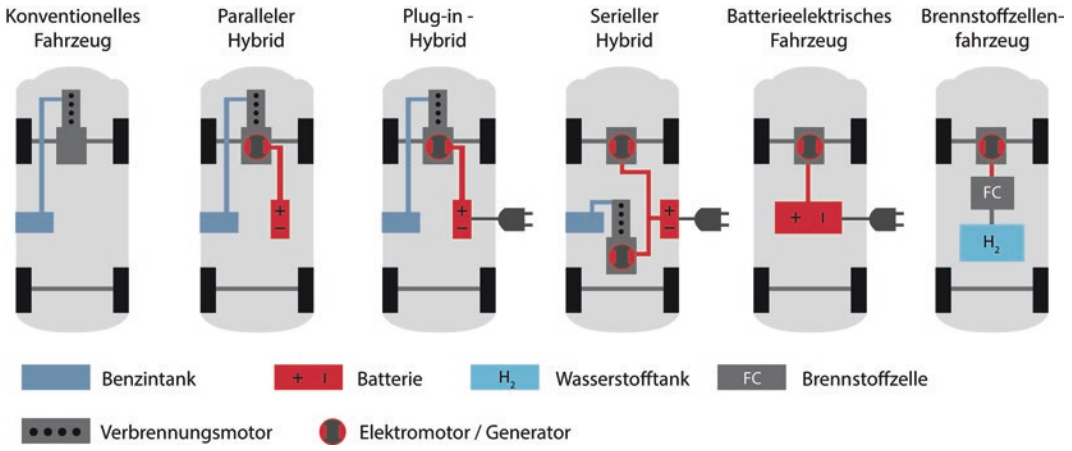


Abb. 14.12 Übersicht über heute und zukünftig wesentliche Antriebskonzepte im Pkw-Sektor

14.2.1.1 Antriebskonzepte

Abbildung 14.12 zeigt neben dem konventionellen Fahrzeug die wesentlichen alternativen Antriebskonzepte, die teilweise oder vollständig elektrisch betrieben werden können. Hierzu zählen Hybridelektrofahrzeuge ohne externen Stromanschluss (HEV), Plug-in-Hybridelektrofahrzeuge (PHEV), Elektrofahrzeuge mit *Range Extender* (REEV), rein batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) sowie Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV). Die einzelnen Konzepte unterscheiden sich im Wesentlichen durch die unterschiedliche Dimensionierung des elektrischen Antriebsstrangs und die Fahrzeugarchitektur insgesamt.

Beim Hybridfahrzeug kommt vorrangig ein konventioneller Verbrennungsmotor zum Einsatz, der durch einen Elektromotor ergänzt wird. Die Aufladung der Batterie für den Antrieb des Elektromotors erfolgt über die Rückgewinnung von Bremsenergie (Rekuperation) sowie beim Fahren durch den Verbrennungsmotor. Somit lassen sich kürzere Reichweiten teilweise rein elektrisch zurücklegen, ein externer Stromanschluss zur Beladung der Batterie besteht jedoch nicht. Ein Batteriefahrzeug wird im Gegensatz dazu ausschließlich über einen Elektromotor angetrieben, die hierfür benötigte Energie wird in der Traktionsbatterie des Fahrzeugs gespeichert. Die Batterie wird über das Stromnetz sowie mittels Rekuperation geladen. Der Plug-in-Hybrid sowie das Elektrofahrzeug mit *Range Extender* stellen vereinfacht Mischformen zwischen Hybrid- und Batteriefahrzeug dar und ermöglichen es, die Reichweitenbegrenzung eines reinen Batteriefahrzeugs zu überwinden.

Der prinzipielle Aufbau eines Plug-in-Hybriden entspricht dem eines Hybridfahrzeugs, wobei die Möglichkeit der externen Batterieladung gegeben ist und sich die Komponentenauslegung unterscheidet. Beim Elektrofahrzeug mit *Range Extender* erfolgt der Antrieb rein elektrisch, jedoch wird bei Bedarf ein modifizierter Verbrennungsmotor zur Beladung der Batterie eingesetzt. Die externe Aufladung der Batterie ist analog zum Plug-in-Hybrid ebenfalls vorgesehen. Beim Brennstoffzellenfahrzeug erfolgt die Stromerzeugung für den Antrieb des Elektromotors direkt im Fahrzeug über eine Brennstoffzelle, die chemisch gespeicherte Energie in Form von Wasserstoff in elektrische Energie umwandelt.

Die beschriebenen Antriebskonzepte haben aufgrund der verschiedenen Fahrzeugarchitekturen, Komponentenauslegungen und Kraftstoffe unterschiedliche Rückwirkungen auf das elektrische Energieversorgungssystem und damit auf den Stromsektor.

In Leuchtturmprojekten sollen verschiedene Themencluster im Rahmen der nationalen Plattform Elektromobilität erarbeitet werden und die Einführung der Elektromobilität vorbereiten (s. [28]). Die Cluster umfassen die Themen

- Batterie
- Antriebstechnologie

- Leichtbau
- IKT & Infrastruktur
- Recycling
- Fahrzeugintegration.

Gerade Fahrzeughersteller aus den USA wie Tesla Motors gehen die Entwicklung der Elektromobilität progressiv an und planen die Stückzahlen, wie sie in Deutschland gewünscht wären. Eine Kostendegression in der Batterieherstellung ist durch die Serienproduktion von Elektromobilen in großen Stückzahlen zu erwarten.

14.2.1.2 Infrastruktur und Ladekonzepte



Abb. 14.13 Elektrofahrzeug lädt mit mobilem Stromzähler im Ladekabel an Lichtmast mit integrierter Systemsteckdose (Quelle: ubitricity GmbH, Robert Lehmann)

Infrastruktur

Eine flächendeckende und bedarfsgerechte Infrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Verteilung von alternativen Kraftstoffen bestimmt maßgeblich den Erfolg entsprechender Kraftstoffoptionen.

Im Bereich der Beladung von Elektrofahrzeugen wird von der nationalen Plattform Elektromobilität ein Bedarf von 1,2 Mio. Ladepunkten für das Jahr 2020 prognostiziert. Dabei liegen 85 % der Ladepunkte im privaten Raum, 9 % im halböffentlichen und 6 % im öffentlichen Raum. Des Weiteren werden 2020 etwa 7100 Schnellladepunkte eingesetzt. Bis 2014 wird der Aufbau einer ersten öffentlichen Ladeinfrastruktur für insgesamt 100.000 Fahrzeuge vorgesehen (s. [28]). Technisch steht hierbei eine Vielzahl an Optionen zur Auswahl:

- konventionelles konduktives Laden über Plug-in/Ladesteckdose und Ladekabel,
- induktives Laden über Ladespulen und
- Batteriewechsel.

Eine große Herausforderung sind in diesem Zusammenhang die hohen Investitionskosten für den Aufbau, aber auch die Kosten während des Betriebs der Ladeinfrastruktur. Während das Laden von Elektromobilen im Eigenheim prinzipiell möglich ist, wird für den öffentlichen Raum eine eigene Ladeinfrastruktur notwendig.

Nicht zu unterschätzen ist dabei der Strombedarf für die Heizung der Ladesäulen, um eine für die Elektronik schädliche Taubildung zu unterbinden. Die Heizungsleistung kann bis zu 300 W pro Säule betragen, was sich bei den 0,9 Mio. Ladepunkten auf 270 MW aufsummieren kann. Ein weiterer Nachteil eigens errichteter Ladesäulen sind ferner die hohen Kosten: Die von der EU veranschlagten 150.000 Ladestationen würden ca. 750 Mio. € kosten. Die Technik zur Abrechnung der Ladevorgänge verursacht dabei den größten Posten. Hinzu kommen Kosten für Wartung und Reparatur.

Daher sind innovative Konzepte wie die Integration der Ladepunkte in die bestehende Infrastruktur vielversprechend. Über die Integration der Mess-, Zähl- und Abrechnungstechnik in ein spezielles, im Fahrzeug mitgeführtes Ladekabel kann die Infrastruktur des Ladepunkts auf ein Minimum reduziert werden. Entsprechend geringer fallen die Kosten für die Ladestation mit 500 € statt 5000 € für eine eigene Ladesäule an. Die Mehrkosten für das spezielle Ladekabel betragen laut Hersteller und Konzeptentwickler Ubitricity rund 100 € (s. [15]).

Als Ladepunkte können einfache Systemsteckdosen in Wandmontage dienen oder vorhandene Straßenlaternen genutzt werden. Letzteres wird bereits in verschiedenen Städten wie Berlin demonstriert (s. Abb. 14.13).

Auch die Ladestrategien sind für die Kopplung von Strom- und Verkehrssektor wichtig. Nachfolgend werden zwei mögliche Ladestrategien zur Einbindung von Elektrofahrzeugen in das Energieversorgungssystem vorgestellt.

Unidirektionales Laden

Unter dem Begriff unidirektionales Laden, auch als *Grid-to-Vehicle* (G2V) bekannt, wird die Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz und anschließende Speicherung in Elektrofahrzeugen verstanden. Prinzipiell lässt sich hierbei zwischen gesteuerter und ungesteuerter Ladung unterscheiden. Bei der ungesteuerten unidirektionalen Ladung wird die Fahrzeugbatterie direkt beim Anschluss an das Stromnetz geladen, wohingegen beim gesteuerten Laden ein Steuersignal vorgibt, wann idealerweise geladen werden soll. Dies eröffnet beispielsweise die Möglichkeit, in Zeiten von erhöhter Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien zu laden oder bei auftretenden Netzengpässen die Ladung zeitlich zu verschieben.

In der Annahme, dass das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen in Deutschland im Jahr 2020 erreicht wird, ergibt sich somit eine zur Verfügung stehende Batteriekapazität von 3,8 GWh mit einer durchschnittlichen Speicherleistung von 1,8 GW. Dies entspricht etwa 25 % der Leistung und etwa 10 % der Kapazität aller existierenden Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland.

Bidirektionales Laden

Im Vergleich zur unidirektionalen Ladung ist beim bidirektionalen Laden (*Vehicle-to-Grid*) zusätzlich eine Rückspeisung von elektrischer Energie aus der Fahrzeugbatterie in das öffentliche Stromnetz vorgesehen. Erst dadurch wird die Elektromobilität zum vollwertigen Stromspeicher aus Sicht des Stromsektors.

Für die Umsetzung von *Vehicle-to-Grid* ist entsprechend dafür ausgelegte Kommunikations- und Ladeinfrastruktur erforderlich. Dadurch könnten mit den Fahrzeugen auch Systemdienstleistungen für das Stromnetz erbracht werden. Derzeit existiert dieses Konzept nur theoretisch, da es einerseits die Geschäftsmodelle dafür noch nicht gibt und andererseits fast alle Anbieter von Elektrofahrzeugen das bidirektionale Laden bzw. den dafür notwendigen Zugriff auf die Batterie nicht zulassen. Der Grund dafür liegt in der Befürchtung, dass die Lebensdauer der Batterie durch die zusätzliche Beanspruchung und Fremdeinwirkung des Netzbetreibers oder des Kunden verringert wird.

14.2.1.3 Mögliche Entwicklung der Elektromobilität bis 2050

Batteriespeicher werden sich vor allem außerhalb des Strommarktes weltweit langfristig etablieren. Die Treiber der neuen Märkte sind vor allem die Elektromobilität und neue PV-Anlagen in Verbindung mit Batteriespeichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie aus der Förderung fallende PV-Anlagen.

Die wesentlichen Treiber für eine positive Entwicklung sind feste CO_2-Grenzwerte für Fahrzeuge und steigende Strombezugskosten für Haushaltskunden bzw. Wegfall der EEG-Vergütung. Von der gleichzeitig ablaufenden Kostenreduktion für Batteriespeicher profitieren beide Anwendungen zusätzlich.

Darüber hinaus gibt es bereits heute die Doppelnutzung von Batterien: Daimler errichtet mit Partnern in Lünen bei Dortmund das erste Batteriekraftwerk auf Basis ausrangierter Akkumulatoren von etwa 650 Elektrosmarts. Das 13 MW-Kraftwerk wird zur Netzstabilisierung in der Primärregelleistung eingesetzt. Am Standort selbst werden die Batterien am Ende ihrer Lebenszeit von einer dort ansässigen Firma recyclet.

In der Elektromobilität lag der Bestand an Fahrzeugen im Jahr 2012 bei ungefähr 4000, im Jahr 2015 bei 16.000. Nach [41] wird die Netzanschlussleistung der batterieelektrischen Fahrzeuge bis zum Jahr 2050 bei einer Bandbreite von minimal 23 GW bis maximal 126 GW liegen (s. Abb. 14.14).

Dabei wird vorausgesetzt, dass der Fahrzeugbestand in Deutschland bis zum Jahr 2050 konstant bei 43,9 Mio. liegt. Zudem wird angenommen, dass die minimale Netzanschlussleistung pro einer Million Elektrofahrzeuge 3 GW beträgt.

Die Bandbreite der Leistung in Abb. 14.14 resultiert aus verschiedenen Szenarien. Der untere Wert beruht auf der konservativen Annahme, dass der Verbrennungsmotor bis zum Jahr 2050 weiterhin den Markt dominiert. Der obere Wert ergibt sich aus einem Szenario, in dem unterstellt wird, dass der Verbrennungsmotor bis 2050 vollständig vom Markt verdrängt wird. Mit dem Anstieg der Elektrofahrzeuge wird in Zukunft der Einsatz von Demand Side Management zwingend nötig sein.

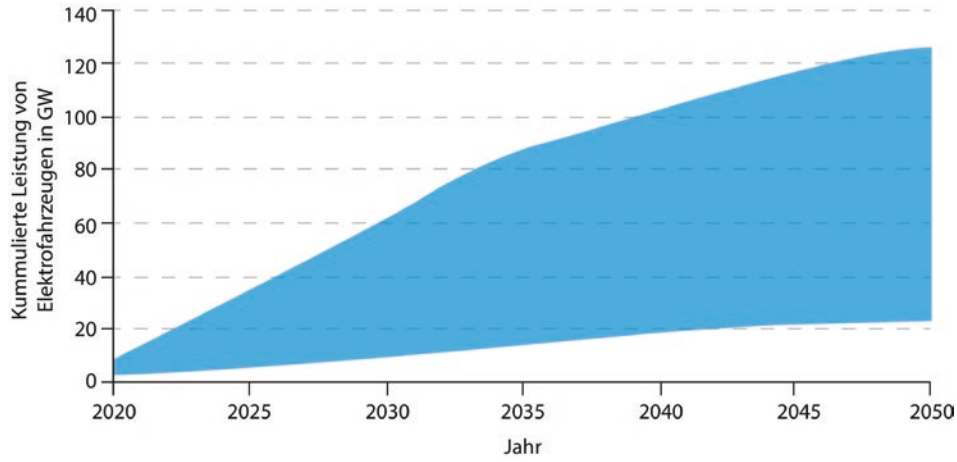


Abb. 14.14 Mögliche Entwicklung der kumulierten Einspeicherleistung von Elektrofahrzeugen am Stromnetz bis 2050, nach [41]

Beispiel

Werden nach dem Ziel der Bundesregierung eine Million Elektrofahrzeuge bis 2020 auf den deutschen Straßen unterwegs sein, ergibt dies eine Anschlussleistung von ca. 3 GW mit einer Speicherkapazität von 60 GWh bei der Annahme einer Speicherkapazität von 60 kWh pro Fahrzeug. Bei einer Fahrzeugzahl von 10–45 Mio. steigt die Leistung auf 30–135 GW bei einer Kapazität von 600–2700 GWh. In den Abendstunden ist gegen 18 Uhr eine Erhöhung der Spitzenlast zu erwarten, da nach der Heimkehr die meisten Elektromobile eine Minimalladung benötigen, um die erforderliche Notreichweite beispielsweise für voreingestellte Entfernungen zu Krankenhäusern sicher bereitstellen zu können. Werden alleine 50 % der Fahrzeuge an das Netz angeschlossen, resultiert eine Leistungsbandbreite von 1,5–67,5 GW.

Das Beispiel zeigt, dass das Laden von Elektrofahrzeugen zwingend im Lastmanagement erforderlich ist, um zusätzliche Spitzenlasten und damit Netzüberlastungen in den Abendstunden zu vermeiden. Aus diesem Grund sind sinnvolle Infrastrukturmaßnahmen und Ladekonzepte notwendig, die in ► Abschn. 14.2.1.2 beschrieben werden.

14.2.2 Stromkraftstoffe

Neben dem direkten Einsatz von Strom als Energieträger im Straßenverkehr besteht auch die Möglichkeit, Strom in Form von chemischer Energie zu speichern und somit dem Verkehrssektor als Kraftstoff zuzuführen. In diesem Zusammenhang werden insbesondere gasförmige und flüssige Kraftstoffe als mögliche Optionen diskutiert, um Verkehrsbereiche zu erreichen, in denen sich der direkte Einsatz von Strom als schwierig erweist. Nachfolgend werden an Beispielen die bereits bekannten Speicherkonzepte Power-to-Gas und Power-to-Liquid im Kontext des Verkehrssektors diskutiert (s. ► Abschn. 8.6 und 8.7).

14.2.2.1 Wasserstofftankstelle HafenCity in Hamburg

Seit Mitte Februar 2012 ist in Hamburg eine Wasserstofftankstelle in Betrieb, welche der Energieversorger Vattenfall betreibt. Diese Anlage wurde im Rahmen der Clean Energy Partnership (CEP) aufgebaut, ein Konsortium aus Automobil-, Mineralöl-, Energie- und Technologiekonzernen, welches sich um den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur bemüht. Gefördert wird das Projekt durch das nationale Innovationsprogramm »Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie« der Bundesministerien für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Forschung, Wirtschaft und Arbeit und des Bundesumweltministeriums. Ziel ist es, bis 2015 die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu erreichen (s. [27]).

Wasserstoff kann entweder zentral erzeugt und per Pipeline oder Trailer verteilt oder de-



Abb. 14.15 Wasserstofftankstelle HafenCity mit dem Brennstoffzellen- und Batteriefahrzeug »Sauberbus« (Quelle: Hamburger Hochbahn AG)

zentral vor Ort erzeugt und vertankt werden (s. ▶ Abschn. 5.3). In Hamburg werden beide Konzepte umgesetzt: Rund die Hälfte des Wasserstoffes wird direkt an der Tankstelle mittels Elektrolyse erzeugt. Für den Strombezug werden Zertifikate für erneuerbare Energien gekauft. Der andere Teil wird extern angeliefert. Wasserstoff kann entweder flüssig, bei sehr niedrigen Temperaturen, oder gasförmig, bei sehr hohem Druck, gespeichert und getankt werden. In Hamburg wird der Wasserstoff gasförmig bei einem Druck von 800 bar gespeichert.

2013 konnten durch die Tankstelle sieben Brennstoffzellenhybridbusse, sogenannte »SauberBusse«, der Hamburger Verkehrsgesellschaft Hochbahn betrieben werden (s. Abb. 14.15). Die Busse besitzen neben der Brennstoffzelle zusätzlich Lithium-Ionen-Batterien, die eine Bremsrückgewinnung ermöglichen sowie zusätzliche Energie bei Anfahrvorgängen bereitstellen. Insgesamt können 1435 l bzw. 35 kg Wasserstoff bei 350 bar getankt werden. Der Wirkungsgrad des Brennstoffzellensystems liegt bei ca. 60 %, was zu einem Verbrauch zwischen 8 und 10 kg pro 100 km führt (s. [21]). Brennstoffzellenfahrzeuge verschiedener Hersteller befinden sich momentan in der Testphase.

In einer weiteren Ausbaustufe können mit einer Kapazität von 750 kg pro Tag insgesamt 20 Linienbusse betrieben werden.

14.2.2.2 Methanerzeugung für Langstreckenmobilität in Niedersachsen

In der industriellen Power-to-Gas-Anlage der Audi AG in Werlte, Niedersachsen, wird mittels eines alkalischen Elektrolyseurs aufbereitetes Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten (s. ▶ Abschn. 8.2). Die drei Elektrolyseure haben jeweils eine elektrische Leistung von 2 MW, also insgesamt 6 MW. Die maximale 6,3 MW Gesamtleistung ergibt sich durch zusätzliche elektrische Verbraucher zum Betrieb der Anlage (s. Abb. 14.16). Der erzeugte Wasserstoff wird in einem Speicher bis zu einer Stunde zwischengelagert und für die anschließende Methanisierungsstufe auf 10 bar komprimiert (s. [14]).



Abb. 14.16 Zwei der drei alkalischen Elektrolyseure von McPhy Energy Deutschland GmbH aus Berlin mit je 2 MW elektrischer Anschlussleistung zur Herstellung von Wasserstoff für die Methanisierung in der Audi e-gas-Anlage in Werlte, Niedersachsen



Abb. 14.17 Chemische Methanisierungsanlage der MAN Diesel & Turbo SE aus Deggendorf zur Umsetzung des Sabatier-Prozesses für die Gewinnung von Stromkraftstoff in der Audi e-gas-Anlage in Werlte (Quelle: Audi AG)

Über eine chemische Methanisierungsanlage wird das Gas zu Methan aufbereitet (s. Abb. 14.17). Der Rohrbündelreaktor arbeitet als Festbettreaktor mit gestufter Gaszugabe im Normalbetrieb bei einem Druck von 5–10 bar und einem Temperaturbereich von 200–350 °C (s. ► Abschn. 8.3). Über ein einstufiges Verfahren wird durch einen Nickelkatalysator eine Methanqualität >90 Vol.-% CH_4 erreicht. Der Reaktor wird im Stand-by auf Betriebstemperatur gehalten und hat eine Warmstartzeit von 5–10 min. Das Vor- und Nachspülen des Reaktors erfolgt mit Inertgas; im Stand-by wird er mit Wasserstoff befüllt. Die Eduktgase werden entschwefelt, um katalysatorschädigende Schwefelverbindungen zu entfernen. Die Produktgase werden vor der Einspeisung in das Gasnetz getrocknet und aufbereitet. Das thermische Management des Reaktors läuft über eine Wandkühlung mit Salzschmelzen als latente Wärmespeicher und zur Nutzung der Abwärme für den Betrieb der Biogasanlage und der Biogasaufbereitungsanlage, insbesondere für die Abtrennung des CO_2 vom Rohbiogas (s. [14, 20]).

Als Kohlendioxidquelle dient Biogas einer benachbarten Reststoffbiogasanlage. Die anfallende Abwärme aus Elektrolyse und Methanisierung wird in der Aufbereitungsanlage zur Hygienisierung der Reststoffbiomasse sowie zur Abtrennung des Kohlendioxids in der Aminwäsche verwendet (s. Abb. 14.18). Biogas kann optional auch ohne Aufbereitung dem Methanisierungsreaktor zugeführt werden (s. [14, 20]).

Die Anlage wird nach Prognosen des Betreibers Audi im Jahr bis zu 1000 t Methan produzieren, das in das Erdgasnetz eingespeist, gespeichert, transportiert und dann an anderer Stelle als Stromkraftstoff zur Nutzung in der Langstreckenmobilität eingesetzt werden kann. Mit dieser Menge können etwa 1500 Audi A3 Sportback g-tron mit einer Fahrleistung von 15.000 km betankt werden (s. Abb. 14.19 und [2]).

Das Projekt entstand aus der Entwicklung der Power-to-Gas-Technologie in Stuttgart und Kassel durch das ZSW Stuttgart, dem Fraunhofer IWES und der SolarFuel GmbH (heute ETOGAS GmbH) (s. ► Abschn. 8.6). Die weltweit erste industrielle Power-to-Gas-Anlage wurde von der Audi AG zusammen mit den oben genannten Partnern sowie der EWE AG, der MAN Diesel & Turbo und der MT Biomethan GmbH umgesetzt. Die Begleitforschung wird vom Bundesumweltministerium gefördert, und die Anlage wurde im Juni 2013 eingeweiht.



Abb. 14.18 Aminwäsche zur Biogasaufbereitung der Abfallbiogasanlage in Werlte. In dieser Anlage wird das Kohlendioxid vom Biogas abgetrennt, um es als Biomethan in das Gasnetz einzuspeisen. Das abgetrennte CO_2 wird anschließend in der Methanisierungsanlage der Audi e-gas-Anlage verwendet (Quelle: Audi AG)



Abb. 14.19 Das erzeugte erneuerbare Gas wird in Fahrzeugen von Audi wie dem A3 Sportback g-tron als Kraftstoff für die Langstreckenmobilität eingesetzt (Quelle: Audi AG)

Ziel des Projektes ist es, vor dem Hintergrund der Etablierung der Elektromobilität den Ausbau erneuerbarer Energien voranzubringen und zusätzlich auch eine CO_2-neutrale Langstreckenmobilität zu ermöglichen. Dafür wird erneuerbares CO_2 aus dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf genutzt und erneuerbarer Strom für den Betrieb der Anlage eingesetzt. In der Audi e-fuels-Strategie wird darüber hinaus in einer Forschungsanlage in New Mexico, USA, die Herstellung von Ethanol und Diesel aus Wasser, Solarenergie und CO_2 über Mikroorganismen erprobt (s. [2]).

14.2.2.3 Methanolherstellung für die Benzinbeimischung in Island

In der Stadt Grindavik auf der isländischen Halbinsel Reykjanes ist eine Anlage der Carbon Recycling International (CRI) in Betrieb, die wirtschaftlich Methanol mithilfe von erneuerbaren Energien erzeugt (s. Abb. 14.20).

Das sogenannte »George Olah carbon dioxid to renewable methanol plant« ist nach dem Nobelpreisträger der Chemie George Olah benannt. Es wurde von Oktober 2009 bis Ende 2011 erbaut und im April 2012 eröffnet. Bereits im August 2007 star-



Abb. 14.20 Die Methanolanlage »George Olah carbon dioxid to renewable methanol plant« der Carbon Recycling International in Grindavik, Island (Quelle: CRI)

tete die Firma eine Pilotanlage, die 1 l Methanol pro Tag produziert (s. [9, 10, 38]).

Island ist in der Hinsicht ein besonderer Standort, da ca. ein Drittel der Elektrizität aus geothermischen Anlagen und zwei Drittel aus Wasserkraft erzeugt werden. Die Produktion von erneuerbarem Methanol lässt sich so überall dort auf ähnliche Weise reproduzieren, wo Geothermie, Wind, Wasser oder Solarenergie zur Verfügung stehen und CO_2 aus der Atmosphäre verwendet wird.

Die Anlage produziert mit dem isländischen Strommix erneuerbaren Wasserstoff über eine alkalische Elektrolyse für die Methanol-Synthese. Die Methanolisierung findet bei im Vergleich zur Dampfreformierung niedriger Temperatur und niedrigem Druck statt, d. h. die Reaktionen laufen in einer Niederdruck-Synthese ab (s. ▶ Abschn. 8.3.3). Der eingesetzte Rohrbündelreaktor arbeitet mit einem Katalysator auf Nickelbasis.

Die Anlage erzeugt im Grundlastbetrieb aus etwa 40 GWh Geothermiestrom 1,7 Mio. l Methanol pro Jahr, was einer Energiemenge von ca. 8,7 GWh entspricht und einen Anlagenwirkungsgrad von ca. 22 % ergibt (s. [9, 10]).

Die Produktion der Anlage soll im Herbst 2014 von jährlich 1,7 auf 5 Mio. l Methanol gesteigert werden, was in etwa 2,5 % des isländischen Benzinumsatzes entspricht (s. [38]). Nach der Anlagenerweiterung wird die elektrische Nennleistung der Elektrolyseanlage 5 MW betragen und für die Methanolsynthese jährlich 4500 t fossiles CO_2 aus dem Boden entnommen. In den EU-Mitgliedsstaaten, Norwegen, Island und der Schweiz ist derzeit eine Beimischung von bis zu 3 % Methanol zu Benzin bzw. E10 erlaubt, wobei der Grenzwert bis 2020 in Island auf 10 % angehoben werden soll (s. [5]). Die Vorzüge bzw. Nachteile von Methanol und dessen Eigenschaften werden in ▶ Abschn. 8.4.2 näher beschrieben.

Power-to-Liquid wird in dieser Anlage als *Emission-to-liquid* (ETL) bezeichnet, da fossiles CO_2 unter Einsatz von erneuerbaren Energien in flüssige Kraftstoffe bzw. chemische Grundstoffe umgewandelt wird.

Aus dem Pilotprojekt in Grindavik sollen Erkenntnisse über den Vertrieb und die Logistik von Methanol in Europa und Island gewonnen werden. Demnächst will CRI in Island eine weitere Anlage bauen, die bis zu 50 Mio. l Methanol für den europäischen Raum erzeugen soll (s. [9, 10]).

14.2.2.4 Dieselherstellung über die Fischer-Tropsch-Synthese in Dresden

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projekts »sunfire« arbeiteten zwischen 2012 und 2015 insgesamt zehn Partner an der Realisierung der Power-to-Liquid-Technologie unter Einsatz einer Hochtemperatur-Dampfelektrolyse. Die wichtigsten Ergebnisse des Projektes sind:

1. Entwicklung und Betrieb des ersten Dampfelektrolyse-Prototypen mit einer elektrischen Eingangsleistung von ca. 10 kW unter bis zu 30 bar Druck. Das entspricht einer Wasserstoffleistung von etwas über 3 m^3/h. Der Dampf wird über die Nutzung der Abwärme der Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen, wodurch der Wirkungsgrad des Prozesses auf ca. 65–70 % gesteigert werden kann.
2. Aufbau und Betrieb einer Power-to-Liquid-Anlage, die unter Nutzung von CO_2 und H_2 über ein Barrel (159 l) Fischer-Tropsch-Rohprodukt pro Tag herstellen kann. Die Fischer-Tropsch-Synthese wird bei ca. 20 bar und einem Temperaturbereich von 200–230 °C in einem Rohrbündelreaktor betrieben. Als Katalysator wird Cobalt eingesetzt. Das thermische Management des Reaktors wird über eine Siedewasserkühlung realisiert, die wiederum den Dampf für die Dampfelektrolyse (s. Punkt 1) bereitstellt.

Wesentliche Herausforderung war, neben der Entwicklung der Einzelkomponenten (RWGS-Konvertierung und Dampfelektrolyse unter Druck s. Abb. 14.21), die verschiedenen Komponenten miteinander zu verbinden und die Abstimmung der kontinuierlichen Prozesstechnik im leistungsflexiblen Betrieb vorzunehmen. Die Theorie der Technologie und das Zusammenwirken der beiden



Abb. 14.21 Hochtemperaturelektrolyse der sunfire-Power-to-Liquids-Anlage in Dresden (Quelle: sunfire GmbH)

Komponenten ist ausführlich in ▶ Abschn. 8.7 beschrieben.

Die Anlage hat folgende Eckdaten:

- Projektname: Sunfire Fuel 1
- Elektrische Leistung: 190 kW
- Kraftstoffproduktion CH_2 (Diesel): 9 kg/h
- CO_2-Quelle: Tank mit grünem CO_2 sowie Validierung von Oxyfuel-CO_2 aus dem Vattenfall-Kraftwerksstandort »Schwarze Pumpe«
- Einspeichertechnologie: Hochtemperatur-Elektrolyse (s. ▶ Abschn. 8.3)
- Speichertechnologie: Kraftstofftank
- Ausspeichertechnologie: Fahrzeuge im Verkehr und chemischer Rohstoff in Raffinerien

Die Anlage wurde im November 2014 in Betrieb genommen, im April 2015 konnte ein Pkw mit den ersten Litern Fischer-Tropsch-Kraftstoff aus CO_2 und H_2O betankt werden. Der Kraftstoff zeigte in verschiedenen Tests, unter anderem bei der Audi AG, die bekannt gute Qualität von Fischer-Tropsch-Produkten.

Zeitgleich zur Inbetriebnahme der Anlage »Fuel 1« entwickelte die sunfire GmbH eine reversible Brennstoffzelle (s. ▶ Abschn. 8.2.5) mit 120 kW Elektrolyseeingangsleistung für die amerikanische Firma Boeing. Die Anlage wurde im Juli 2015 erfolgreich getestet. Neben der Machbarkeit der Reversibilität im industriellen Prototypenmaßstab zeigt diese Entwicklung vor allem die Skalierbarkeit der Technologie.

Abbildung 14.22 zeigt den Reverse-Wassergas-Shift-Reaktor der Anlage »Sunfire Fuel 1«.



Abb. 14.22 Hochtemperaturelektrolyse der sunfire-Power-to-Liquids-Anlage in Dresden zur Produktion von Stromkraftstoffen durch die Fischer-Tropsch-Synthese über Power-to-Liquid (Bildquelle: sunfire GmbH)

14.3 Kopplung von Strom- und Gassektor: Power-to-Gas

14.3.1 Power-to-Gas im Kontext der Energieversorgung

14.3.1.1 Power-to-Gas als Schnittstelle zwischen den Energiesektoren

Innerhalb der vergangenen 15 Jahre stieg der Anteil erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung stark an. Zukünftig werden dabei Wind und Photovoltaik eine tragende Rolle übernehmen. Einerseits haben sie das größte Potenzial aller erneuerbaren Energien, weisen andererseits jedoch die stärksten Schwankungen und Wetterabhängigkeiten auf. Wind und Photovoltaik alleine werden somit nicht in der Lage sein, den heutigen hohen Standard an Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Neben flexiblen Kraftwerken wie Gaskraftwerken, Lastmanagement und Netzausbau stellt die Speicherung von Energie einen integralen Bestandteil zum Erhalt dieser Versorgungssicherheit dar. Power-to-Gas ist aufgrund der größten verfügbaren Speicherkapazität in Deutschland und der Integration in die vorhandene Gasinfrastruktur eine der vielversprechendsten Technologien (s. ▶ Abschn. 8.6).

Durch die Kopplung der Energienetze und Systeme in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr kann Power-to-Gas zu einer Stabilisierung der Energieversorgung beitragen und andere Problemfelder der Energieversorgung wie z. B. die »Tank-Teller«-Problematik von Biokraftstoffen entschärfen. Darüber hinaus kann Power-to-Gas in Form von Power-to-Chemicals die Rohstoffbasis der chemischen Industrie erneuerbar machen.

- **Kurze Beschreibung von Power-to-Gas**

Power-to-Gas (PtG), Windgas oder e-Gas (elektrisches, erneuerbares Gas) bezeichnen eine mögliche technische Nachbildung der natürlichen Photosynthesevorgänge in Pflanzen (s. [39, 40]). Diese haben den Prozess über Jahrmillionen entwickelt, um Energie über lange Zeiträume speichern zu können. Trotz ihres für die Energietechnik vergleichsweise geringen Wirkungsgrades von etwa einem Prozent hat sich die Photosynthese in der Evolution bewährt. Kohlendioxid (CO_2) und Wasser (H_2O) werden dabei mit Sonnenenergie in zwei Stufen zu Kohlenhydraten ($C_6H_{12}O_6$) umgewandelt, Sauerstoff (O_2) wird freigesetzt (s. ▶ Abschn. 1.1).

Den ersten Schritt, die Spaltung von Wasser, ahmt PtG über Elektrolyse nach, wobei heute alkalische, Membran-, Druck- und Hochtemperaturelektrolyse theoretisch zur Verfügung stehen. Bei allen drei Verfahren besteht hinsichtlich des intermittierenden Betriebes mit erneuerbaren Energien noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf (s. ▶ Abschn. 8.2).

Im zweiten Schritt der Photosynthese reagiert Wasserstoff mit Kohlendioxid, das idealerweise aus der Atmosphäre entnommen wird. Im Unterschied zur Pflanze erzeugt PtG als Produkt jedoch Methan (CH_4). Für die Methanisierung stehen heute zwei Verfahrensoptionen zur Verfügung: die chemische und die biologische Methanisierung. Als CO_2-Quellen dienen biogene und fossile Energienutzungspfade (s. ▶ Abschn. 8.3).

Der erzeugte Wasserstoff kann jedoch auch je nach Standort der Anlage und abhängig vom Durchfluss am Verknüpfungspunkt unter Einhaltung aktueller Zumischgrenzen direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden (s. [19]).

- **Vielfältige Integrationsmöglichkeiten von Power-to-Gas zur Kopplung der Energiesektoren**

Für die Kopplung von Strom- und Gasnetzen im Energiesystem ergeben sich u. a. folgende Möglichkeiten (s. Abb. 14.23):

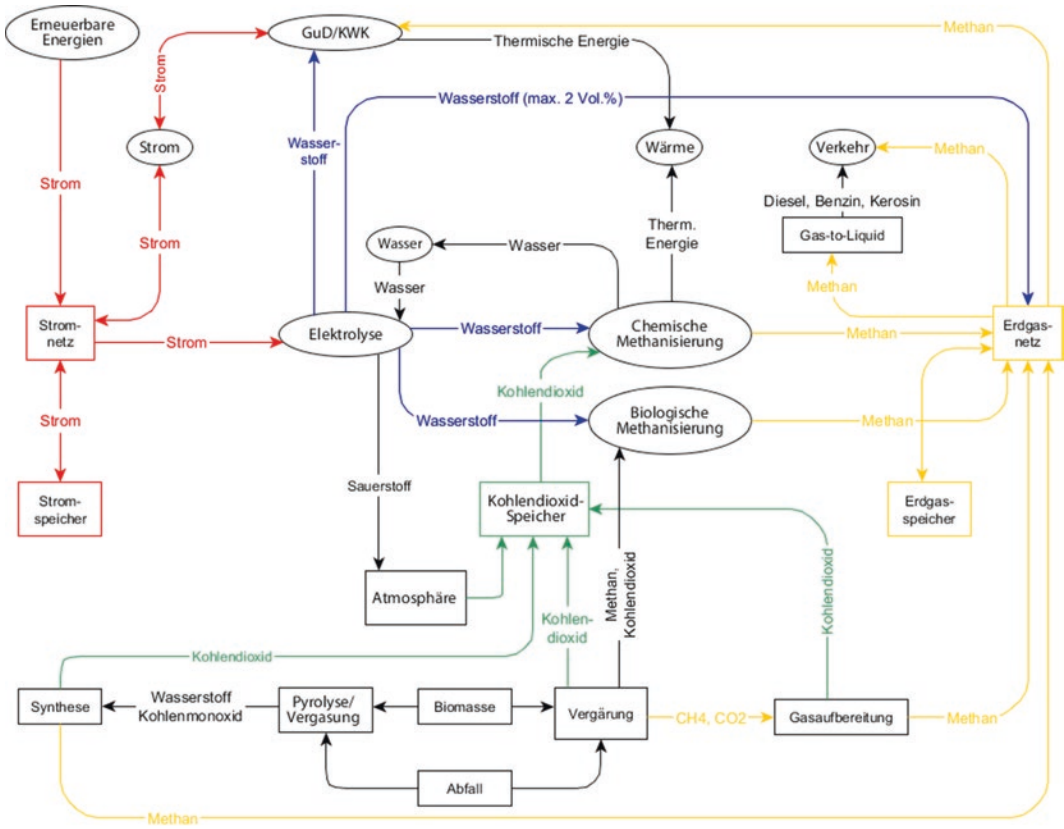


Abb. 14.23 Multifunktionale Integrationsmöglichkeiten von Power-to-Gas im Energiesystem. Strom-, Wärme- und Verkehrssektor werden miteinander gekoppelt

- Mit (überschüssiger) Energie aus dem Stromnetz wird über Elektrolyse und optional Methanisierung Wasserstoff bzw. Methan generiert.
- Je nach Anwendung kann Kohlendioxid z. B. aus der Gasaufbereitung von Klär- und Biogasanlagen oder aus der Atmosphäre dem Kreislauf zugeführt werden, womit das CO_2 eine sinnvolle Verwendung findet.
- Im Gasnetz können große Mengen dieser Energie zwischengespeichert und zeitlich vom Stromnetz entkoppelt übertragen werden.
- Der Weg in die Mobilität wird über das Gasnetz möglich, sodass Strom- und Verkehrssektor gekoppelt werden können (s. ► Abschn. 14.2.2).
- Durch Rückverstromung des Gases in thermischen Kraftwerken (Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, KWK-Anlagen) oder Brennstoffzellen schließt sich der Nutzungspfad in entgegengesetzter Richtung. Dabei wird in aller Regel zusätzlich Wärme frei, die wiederum eine Kopplung an den Wärmesektor ermöglicht (s. ► Abschn. 14.1).

14.3.1.2 Chancen, Risiken und Rahmenbedingungen

Risiken von Power-to-Gas

Die Grundtechnologien von Power-to-Gas, Elektrolyse und Methanisierung sind zwar schon seit längerer Zeit bekannt. Die geänderten Anforde-

rungen der Energietechnik in Kombination mit erneuerbaren Energien führen jedoch zu einem neuen Bedarf an Entwicklung und Kostensenkung. Es ist zudem sinnvoll, die Technologie frühzeitig in die Ziele und Umsetzungspläne der Energiewende zu integrieren, um sie einerseits im Hinblick auf Kostensenkung weiterzuentwickeln und andererseits die Erwartungen nicht zu überziehen (s. [30]).

Ein weiteres Anwendungsrisiko stellt das *Greenwashing* konventioneller Energieerzeugung dar. Die CO_2-Quelle der Methanisierung ist für die Klimabilanz des an sich klimaneutralen Power-to-Gas-Prozesses irrelevant. Trotzdem kann PtG nicht als Senke für Emissionen aus fossilen Kraftwerken angesehen werden, da die Emissionen letztlich beim Nutzer des fossilen Brennstoffes bleiben und selbst nach Recycling und Nutzung des CO_2 (*Carbon Capture and Use – CCU*) bei der Verbrennung des Produktes wieder in die Atmosphäre gelangen (s. [39]).

Zudem besteht das Risiko eines »energetischen Kurzschlusses«, wenn die eingesetzte elektrische Energie aus konventionellen Energieträgern stammt und aus einem gespeicherten chemischen Energieträger wie Braunkohle zunächst elektrische Energie und schließlich über Power-to-Gas wieder ein gespeicherter chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder Methan wird. Abgesehen von der energietechnischen und ökologischen Unsinnigkeit einer solchen Variante von Power-to-Gas wäre durch die hohen Verluste eine Wirtschaftlichkeit dieses »Kohlegases« oder »Graugases« nicht zu erwarten. Ähnlich verhält es sich mit »Atomgas« in der Veredelung von Atomstrom über Power-to-Gas. Am Wärmemarkt ist es in diesen Fällen sinnvoller, den Strom aus konventioneller Erzeugung direkt über Power-to-Heat in einem Heizstab in Wärme zu wandeln. Doch auch ohne die Diskussion um diese Power-to-Gas-Varianten stehen zahlreiche effizientere erneuerbare Wärmeversorgungskonzepte zur Verfügung.

Chancen von Power-to-Gas

Den genannten Risiken steht jedoch eine Reihe von Chancen gegenüber: So kann die vorhandene Erdgas-Infrastruktur samt Pipelines, Speicher, Kraftwerken, BHKW, Herden, Heizungen und Fahrzeugen eins zu eins für das Austauschgas Methan im Allgemeinen, aber auch eingeschränkt für das Zusatzgas Wasserstoff ohne größere Umbauten genutzt werden.

Mit dem Gasnetz können enorme vorhandene und technisch erprobte Speicherkapazitäten konvergent zum Stromnetz genutzt werden. Im Wärmesektor erschließen Power-to-Gas oder Windgas ca. 50 % der deutschen Haushalte für einen klimaneutralen Wärmeenergieträger. Besonders in Mietwohnungen, in denen es keine Möglichkeit zum Umbau des Heizsystems oder Dämmmaßnahmen seitens des Mieters gibt, ist die Wärmeversorgung über Power-to-Gas eine technisch praktikable Option der erneuerbaren Wärmeversorgung (ohne die Gefahr von Monokulturen durch Energiepflanzen, wie es bei Biogas der Fall sein kann). Sie wird im Idealfall als KWK umgesetzt (s. [40]).

Auch dem Verkehrssektor steht mit Methan aus erneuerbaren Energien ein CO_2-neutraler Energieträger zur Verfügung, mit dem sich zum einen durch die hohe Energiedichte Reichweiten vergrößern lassen und zum anderen die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion durch Biokraftstoffe verringert werden kann. Zuletzt kann diese Technologie Importabhängigkeiten von Erdgas und Transportstaus von elektrischer Energie vermindern. Die Übertragungskapazität von Gas in Pipelines gegenüber Strom in Freileitungen liegt um etwa eine Größenordnung höher. Wird das Gasnetz konvergent zum Stromnetz als Übertragungsnetz genutzt, können Netzengpässe (*Redispatch*) und deren Kosten reduziert werden.

Rahmenbedingungen für Power-to-Gas

Werden die Rahmenbedingungen seitens der Energiepolitik intelligent gesetzt und Missbrauch vermieden, überwiegen die Vorteile der Technologie, und Power-to-Gas samt Konvergenz der Strom- und Gasnetze kann sich zu einem Eckpfeiler der Energiewende entwickeln.

Wird die Einspeichertechnologie Power-to-Gas zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes verwendet, verstetigt sie die kostengünstigste Energieform in der Merit-Order des Strommarktes, welche derzeit vorwiegend Braunkohlestrom ist. Ebenso wird bei einem Strombezug für Power-to-Gas-Anlagen aus dem Regelleistungsmarkt per Definition »Graustrom« eingespeichert. In beiden Fällen ist mit dem heutigen Strommix die CO_2-Bilanz des erzeugten

Gases negativer als von fossilem Erdgas und damit die Klimaschutzwirkung des Energiespeichers und ein wesentlicher Teil des volkswirtschaftlichen Nutzens obsolet (s. ► Kap. 3). Auch die bisher praktizierte bilanzielle Nachweisführung durch den Kauf von Grünstromzertifikaten löst dieses Dilemma nicht, da die Erzeugung des erneuerbaren Stroms sowohl zeitlich als auch räumlich von der Einspeicherung getrennt ist und damit weder einen entlastenden Effekt auf den Netzengpass hat noch zur notwendigen Integration von fluktuierenden, erneuerbaren Stromüberschüssen beiträgt. Dies ist ein Grundproblem aller Flexibilitätsoptionen, nicht nur von Power-to-Gas.

Die Grundidee in der Erfindung von Power-to-Gas ist die Speicherung von überschüssigen fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie zur Entlastung von Netzengpässen und Langzeitspeicherung (s. [36, 39]). Nur wenn Power-to-Gas nach diesen Maßgaben eingesetzt wird, entfaltet es seinen volkswirtschaftlichen Nutzen wie die Reduktion von Treibhausgasen und die Integration erneuerbarer Energien. Mögliche Befreiungen von gesetzlichen Abgaben sind entsprechend an diese Kriterien und den netzdienlichen Betrieb zu binden.

Um sicherzustellen, dass nur Stromüberschüsse verwertet werden und nicht ein gespeicherter chemischer Energieträger in Strom und dann in Gas gewandelt wird, das CO_2-intensiver ist als fossiles Erdgas, sollte der Strompreis für die Power-to-Gas-Anlage unter den Grenzkosten des günstigsten fossilen Kraftwerks in der Merit-Order liegen (s. [22, 23]).

Der Strompreis für Überschussstrom kann sich nach den gleichen Prinzipien wie auf dem gewöhnlichen Strommarkt (EOM) über Angebot und Nachfrage bilden. Das Angebot stellen dabei günstige Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien, die unter den Grenzkosten fossiler Kraftwerke liegen, dar. Die Nachfrage ergibt sich aus Power-to-Gas-Anlagen und andere Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat, Lastmanagement, flexible Kraftwerke, flexible KWK-Anlagen oder Kurzzeitspeicher, die technologieneutral um den günstigen Stromüberschuss werben. Die technologieneutrale Ausgestaltung dieses Marktes für Überschussstrom ist wichtig, damit negative volkswirtschaftliche Effekte wie die Erhöhung der Treibhausgasemissionen des Stromsektors durch technologiespezifische Bevorzugung einer ineffizienteren und kostenintensiveren Technologie vermieden werden. Es ist zu diskutieren, ob eine solche Marktfunktion für Flexibilität auch im bestehenden *Energy Only Market* zu implementieren ist (s. [22, 23]).

Findet das Ausspeichern in einen anderen Sektor als den Stromsektor statt (Wärme, Mobilität, Industrie), handelt es sich bei der Einspeichertechnologie Power-to-Gas aus Sicht des Stromsektors um einen Letztverbraucher, der das Stromsystem im Idealfall über den Einsatz als Lastmanagement nutzt. Bei Power-to-Gas handelt es sich nur dann um einen Stromspeicher, wenn die gespeicherte Energie wieder dem Stromsektor über eine »Gas-to-Power« Ausspeichereinheit zugeführt wird. Diese »Rückverstromung« kann z. B. über Gaskraftwerke, BHKW oder Brennstoffzellen erfolgen.

Kurz- bis mittelfristig ist es sinnvoll, Ausnahmen zu Letztverbraucherabgaben über eine geeignete kriteriengebundene Reduktion zu gewährleisten, um eine Marktbildung und die Erprobung der Technologie zu ermöglichen; auch wenn Power-to-Gas nicht als Stromspeicher dient.

Langfristig ist Power-to-Gas an den Kosten der Dekarbonisierung anderer Sektoren angemessen zu beteiligen. Wenn Strom zur Primärenergie wird und in der Dekarbonisierung andere Sektoren wie den Wärme- und Verkehrssektor und die chemische Industrie entlastet und diese Sektoren entsprechend volkswirtschaftlich davon profitieren, sollte der Stromsektor nicht alleine die Kosten dafür tragen, sondern Kosten und Nutzen sollten gerecht nach dem Solidaritätsprinzip auf alle nutznießenden Sektoren verteilt werden.

14.3.2 Entwicklung von Power-to-Gas in Deutschland und in den Nachbarländern

14.3.2.1 Übersicht der Entwicklung

Power-to-Gas ist ein essenzieller Bestandteil der Energiewende, um den zukünftigen Langzeitspeicherbedarf zu decken (s.► Kap. 3), Gaswärmepumpen und KWK-Anlagen mit erneuerbarem Gas zu versorgen (s. ► Kap. 4) und im Verkehr und in

der chemischen Industrie energiedichte Kraft- und Rohstoffe zu ersetzen (s. ▶ Kap. 5 und 8).

Um diese Technologie für eine breite Anwendung in der Energietechnik in naher Zukunft zu ertüchtigen, laufen seit zehn Jahren Projekte, wie die Übersicht über PtG-Pilotanlagen in Deutschland in Abb. 14.24 und Tab. 14.1 hervorhebt. Darüber hinaus wurden auch Anlagen in Österreich, Spanien, Frankreich, Italien, Dänemark, Argentinien, den USA sowie Südkorea errichtet.

Entwicklung und Anlagen bis 2016

Schon seit Langem wird das Thema Wasserstoffwirtschaft diskutiert. Im Jahr 2005 kam das Unternehmen Enertrag in Deutschland zu dem Schluss, dass ein chemischer Energieträger wie Wasserstoff die einzige großtechnische Möglichkeit zur Langzeitspeicherung in Deutschland ist. Daraufhin begann Enertrag mit der Planung des Hybridkraftwerkes Prenzlau, welches seit 2011 in Betrieb ist. Die Idee der angeschlossenen Methanisierung und der Einspeisung in das vorhandene Gasnetz kam 2009 hinzu, was im Jahr 2011– auch durch die Reaktorkatastrophe in Fukushima – in einem Durchbruch der Power-to-Gas-Technologie in Wissenschaft und Forschung mündete (s. [39]). Im Jahr 2011 gingen knapp 20 MW Power-to-Gas-Leistung in Planung, wodurch die installierte Elektrolyseleistung in Pilotanlagen dieser Technologie bis zum Jahr 2013 rasant auf etwa 13 MW anstieg. 2015 beträgt die installierte Elektrolyseleistung in Power-to-Gas-Projekten knapp 25 MW (s. Abb. 14.24). Tabelle 14.1 gibt (ohne Anspruch auf Vollständigkeit) einen Überblick über die meisten relevanten Power-to-Gas-Projekte. Eine Erklärung für den nachlassenden Trend im PtG-Zubau ab dem Jahr 2014 sind die derzeit ungünstigen regulatorischen

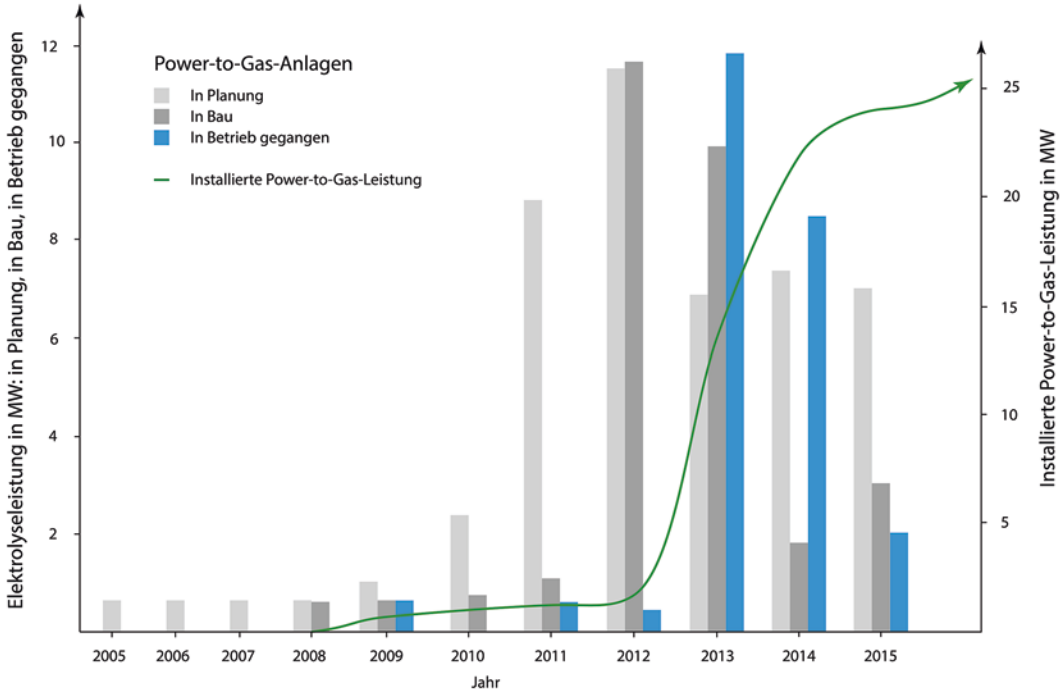


Abb. 14.24 Hybridkraftwerk Prenzlau der Enertrag AG, in dem ein selbst angefertigter alkalischer Elektrolyseur Windgas für Kunden der Greenpeace Energy eG herstellt und in das Gasnetz einspeist. Optional wird das Gas in Stahltanks zwischengelagert und für Trailer abgefüllt oder durch die Beimischung zu Biogas im vorhandenen Gas-BHKW mit verfeuert (Quelle: Enertrag AG)

Rahmenbedingungen wie der vollen Belastung des Strombezugs mit der EEG-Umlage (s. ► Kap. 15).

Obwohl es sich bei Power-to-Gas aus vielen Gründen um eine volkswirtschaftlich sinnvolle Technologie handelt, lohnt sich ihr Einsatz damit derzeit betriebswirtschaftlich nicht in Deutschland. Erst über entsprechende energiepolitische Unterstützung können weitere große Projektvolumina erschlossen werden.

Unternehmen verschiedenster Größe und aus diversen Branchen beteiligen sich an den laufenden Pilotprojekten: Automobilindustrie, Energieversorger, Windkraftbetreiber und -projektierer, Elektrolyseur-Hersteller, Forschungsinstitute, Global Player sowie diverse Stadtwerke.

In Anlagen zwischen 25 kW und 6 MW elektrischer Leistung der Elektrolyse werden auf breiter Basis Erfahrungen gesammelt. Dabei kommen verschiedenste technische Varianten zum Einsatz. So werden beispielsweise alkalische und Membran-Elektrolyseure ebenso getestet und weiterentwickelt wie die Methanisierung auf chemischem und biologischem Weg. Die Betriebszustände der Anlagen reichen von Forschung und Entwicklung über Planungs- und Bauphase bis hin zum Versuchs- und Dauerbetrieb. Der Schwerpunkt der Projekte liegt auf der Erprobung der Wasserstofftechnologie und der Wasserstoffeinspeisung. Einige Projekte sind bereits abgeschlossen.

▪ Ziele der Vorhaben

Die Projektziele sind vielfältig. Vom technischen Standpunkt aus geht es um die Weiterentwicklung und Erprobung verschiedener Elektrolyse- und Methanisierungsarten und -prototypen. So sollen Effizienz, Laufzeit oder dynamischer Betrieb optimiert und verschiedene Betriebsweisen wie Optimierung nach Gasproduktion, Grundlast- und Spitzenlastbetrieb getestet werden. Ein Ziel vieler Projekte ist es, nachzuweisen, dass die Technik als dynamische Netzkomponente geeignet ist und die steilen Leistungsgradienten erneuerbarer Energieerzeugung abfahren kann. Im Großen und Ganzen geht es technisch um die Betriebsoptimierung, die Einfügung in den Energiemarkt wie z. B. die Teilnahme am Regelenergiemarkt, die Demonstration der Prozesskette, die Weiterentwicklung der Anlagen und die Vorbereitung auf die Skalierung auf großtechnischen Maßstab.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht wird die Kostenstruktur verbessert und die Wertschöpfungskette über Fertigungskonzepte bis zum Anlagenbau optimiert. Passende Geschäftsmodelle werden mit dem Ziel entwickelt, die Kommerzialisierungsphase vorzubereiten. Hierzu werden auch technisch-regulatorische Herausforderungen beim Bau und Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen ausgelotet.

Auch ökologische Gesichtspunkte werden mit der Quantifizierung des Beitrags zur Dekarbonisierung über Treibhausgasbilanzen in Projekten berücksichtigt. Letztlich spielen auch volkswirtschaftliche Aspekte wie Feldtests zur Anpassungsfähigkeit in das vorhandene Strommarktdesign und in die Infrastruktur, die Bewertung des Speicherbetriebes im erneuerbaren Energiesystem und der volkswirtschaftliche Nutzen im Allgemeinen eine Rolle.

▪ Aktueller Stand der Projekte

Nachfolgend soll auf einige Projekte näher eingegangen werden. Aktuelle Informationen zu Projekten sind auf der Strategieplattform »Power to Gas« der Deutschen Energie-Agentur (dena) unter ► www.powert-ogas.info, der DVGW Innovationsoffensive ► www.dvgw-innovation.de oder auf der Homepage der Autoren unter ► www.power-to-gas.de einzusehen.

14.3.2.2 Power-to-Gas-Anlagen (Wasserstoff)

▪ Hybridkraftwerk Prenzlau und Greenpeace Energy eG [18]

Im Hybridkraftwerk in Prenzlau sind Windenergieanlagen, die Elektrolyse, die oberirdische Wasser-



Abb. 14.25 Power-to-Gas-Pilotanlage der E.ON SE in Falkenhagen zwischen Berlin und Hamburg mit einer elektrischen Nennleistung von 2 MW als erste Anlage zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgashochdrucknetz (Quelle: E.ON SE)

Tab. 14.1 Übersicht über ausgewählte abgeschlossene, laufende und geplante Power-to-Gas-Projekte weltweit, Stand Anfang 2016, weitere größere EU-Projekte sind in Planung, nach [31, 32]

Projekt und Standort	Unternehmen und Partner	Inbetriebnahme, Projektbeginn	El. Leistung in kW	H_2-Produktionsrate in Nm^3/h	CH_4-Produktionsrate in Nm^3/h
Argentinien					
Hychico, Comodoro	Hychico	2008	k. A.	120	–
Dänemark					
P2G-Foulum, Foulum	E.ON, Erdgas Zürich, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), NEAS, Universität Arhus, Dänische Energieagentur (EUDP)	2013	250	50	–
BioCat, Kopenhagen	Electrochaea.dk ApS, Audi AG, Hydrogenics Europe, BIOFOS, HMN Gashandel, NEAS Energy, Insero Business Services	2016	1000	200	50
Deutschland					
BioPower2Gas, Allendorf (Eder)	MicrobEnergy GmbH (Viessmann), EnergieNetz Mitte GmbH, EAM EnergiePlus GmbH, Ingenieurbüro CUBE Engineering GmbH, Institut dezentrale Energietechnologien (IdE) gGmbH, Bioenergiedorf Jühnde	2015	300	60	15
Methanisierung am Eichhof, Bad Hersfeld	Fraunhofer IWES, ZSW Stuttgart, SolarFuel GmbH, ETOGAS	2012	25	6	4
H2BER, Berlin	Total, Enertrag, Linde AG, McPhy Energy, 2G Energietechnik	2014	500	230	–
PtG Berlin-Schöneberg	NBB netzgesellschaft Berlin Brandenburg GmbH & Co. KG	2014	7	1	–
H2 Forschungszentrum Cottbus	Enertrag, Total, Vattenfall, Deutsche Bahn	2012	145	30	–
PtG Emden	Hoschschule Emden/Leer	2013	312	60	14
H2-Kavernenspeicherung Etzel	IVG Caverns GmbH	2013	2000–6000	1000	–
WindGas Falkenhagen	E.ON Gas Storage GmbH, E.ON edis AG, E.ON New Build & Technology GmbH	2015	2000	360	–
Strom-zu-Gas, Frankfurt/Main	Thüga	2014	300	60	–

Tab. 14.1 Fortsetzung

Projekt und Standort	Unternehmen und Partner	Inbetriebnahme, Projektbeginn	El. Leistung in kW	H_2-Produktionsrate in Nm^3/h	CH_4-Produktionsrate in Nm^3/h
H2Move, Freiburg	Fraunhofer ISE	2012	16	6	–
RH2-WKA, Grapzow	WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), HaasEngineering, Architekturbüro Karten Klünder, Hydrogenics, Senergie GmbH, Drehpunkt	2013	1000	210	–
Wasserstofftankstelle HafenCity, Hamburg	Vattenfall Europe AG	2013	850	180	–
PtG Hamburg-Reitbrook	E.ON Gas Storage GmbH, E.ON Hanse AG, Hydrogenics GmbH, SolviCore GmbH & Co. KG, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)	2014	1000	265	–
H2Herten, Herten	AHG mbH	2013	280	30	–
Pilotanlage Ibbenbühren	RWE Deutschland AG, CERAM HYD, Westnetz GmbH	2013	150	20	–
HELMETH, Karlsruhe	Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Polytechnische Universität Turin, sunfire GmbH, European Research Institute of Catalysis, Ethos Energy, Nationale Technische Universität Athen, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.	2016	30	–	3,9 kg/h
Energiepark Mainz	Stadtwerke Mainz AG, Linde AG, Siemens AG, Hochschule RheinMain	2014	6000	1000	–
CO2RRECT, Niederaußem	Bayer Technology Services, Bayer Material Science, RWE, Siemens	2013	300	50	1,25
Hybridkraftwerk, Prenzlau	Enertrag AG, FH Stralsund, TU Braunschweig, Deutscher Wasserstoff Verband	2011	600	120	–
Stromlückenfüller, Reußenköge	GP Joule, H-Tec Systems	2015	200	40	–
PtG am Eucolino, Schwandorf	MicrobEnergy GmbH	2013	108	21,3	5,3

Tab. 14.1 Fortsetzung

Projekt und Standort	Unternehmen und Partner	Inbetriebnahme, Projektbeginn	El. Leistung in kW	H_2-Produktionsrate in Nm^3/h	CH_4-Produktionsrate in Nm^3/h
Mikrobielle Methanisierung, Schwandorf	MicrobEnergy GmbH, Zweckverband Verbandskläranlage Schwandorf Wackersdorf	2015	275	30	7,5
Biogasbooster, Straubing	MicroPyros	2014	k. A.	k. A.	0,4
PtG Stuttgart	EnBW Regional AG, Nationale Organisation für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW), Clean-Energy-Partnership (CEP)	2013	400	60	–
SolarFuel-Alpha-Anlage, Stuttgart	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), SolarFuel GmbH, Fraunhofer IWES	2009	25	4	2,4
Stuttgart	ZSW, Enertrag AG, ETOGAS GmbH	2014	370	90	–
Stuttgart	ZSW, ETOGAS GmbH, Fraunhofer IWES	2012	250	50	12,5
e-gas-Anlage, Werlte	Audi AG, EWE AG, MT BioMethan GmbH, ETOGAS GmbH	2013	6000	1300	300–340
Frankreich					
Myrte, Corsica	University of Corsica (Project Manager), Areva Renewables, CEA	2009	110	23	k. A.
Italien					
Ingrid FCH JU project, Puglia	7 Kooperatonspartner	k. A.	1000	200	k. A.
Niederlande					
P2G project, Rozenburg	DNV Kema, Stedin.net, Resort Wonen, Gemeente Rozenburg	2012	7	k. A.	2
Schweiz					
PtG Rapperswil	Erdgas Obersee, Audi, Climeworks	2015	25	4	1

stoffspeicherung, eine Biogasanlage und die Strom- und Wärmeerzeugung mittels BHKW integriert. Darüber hinaus bietet das Kraftwerk die Direktvermarktung des produzierten Wasserstoffes für Verkehr und Industrie über die Abfüllung an Trailer an.

Der von Enertrag selbst konstruierte und gebaute 600 kW alkalische Elektrolyseur wandelt Stromüberschüsse in 120 m^3/h Wasserstoff, der wiederum in Drucktanks gespeichert wird (s. Abb. 14.25). Ab hier kann der Wasserstoff entweder direkt für In-

dustrie oder Brennstoffzellenfahrzeuge verwendet werden oder er wird bei niedriger erneuerbarer Einspeisung rückverstromt. Dabei wird ihm Biogas aus einer Biogasanlage beigemischt und in zwei Blockheizkraftwerken umgesetzt, die eine Wasserstofftoleranz von 15 % aufweisen. Zur Wirkungsgradsteigerung wird die Abwärme der Stromproduktion in ein Fernwärmenetz gespeist. Untersucht werden außerdem der flexible Betrieb und das Potenzial zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung.

Der Grundstein der Anlage wurde 2009 gelegt, im Oktober 2011 wurde die Anlage eingeweiht und in die Testphase genommen. Seit Anfang 2013 ist sie in Betrieb, und 2014 wird der Wasserstoff erstmalig in das Erdgasnetz eingespeist, um ihn an ca. 8000 Kunden des Ökostrom- und Windgasvermarkters Greenpeace Energy eG zu liefern.

Greenpeace Energy eG fördert mit dem Gastarif proWindgas als erster Energieversorger Power-to-Gas über die Direktvermarktung an den Kunden, um die Energiewende zur 100 % erneuerbaren Energieversorgung durch die Entwicklung der wichtigen Speichertechnologie zu fördern. Angeboten wird ein Gas, das ökologisch hochwertigen Kriterien wie der Emissionsfreiheit entspricht und im Vergleich zu Biogas ohne Massentierhaltung bzw. Intensivlandwirtschaft erzeugt werden kann (s. [18]).

▪ WindGas Falkenhagen

Im August 2013 wurde von der E.ON SE in Falkenhagen eine Pilotanlage zur Umsetzung von Strom aus Windenergie in Wasserstoff in Betrieb genommen (s. ◘ Abb. 14.26). Der Anlagenstandort in der Mitte zwischen Berlin und Hamburg wurde aufgrund des hohen Windaufkommens in Brandenburg und der Nähe zur Gasinfrastruktur gewählt. Die Demonstrationsanlage soll die komplette Prozesskette von fluktuierender Windstromerzeugung hin zur Einspeisung des erneuerbaren Wasserstoffes abbilden. Die alkalischen Elektrolyseure des Herstellers Hydrogenics aus Belgien haben eine Nennleistung von 2 MW und produzieren 360 m^3/h Wasserstoff. Der Wirkungsgrad bezogen auf den



◘ **Abb. 14.26** Die Strom-zu-Gas-Demonstrationsanlage der Thüga AG in Frankfurt mit einer Nennleistung von 315 kW (Quelle: Thüga AG)

Brennwert der Gesamtkette beträgt 66 %. Die Anlage war die erste, die Wasserstoff in das deutsche Fernleitungsnetz eingespeist hat. Sie wird von einer E.ON Tochter betrieben. Partner sind die E.ON edis AG, E.ON New Build & Technology GmbH sowie die Swissgas AG, welche einen Teil des Wasserstoffs abkaufen und in der Schweiz vermarkten.

Strom-zu-Gas-Demonstrationsanlage in Frankfurt

Die Thüga AG errichtet und betreibt als Stadtwerkekonsortium mit 12 Projektpartnern zusammen die erste Power-to-Gas-Anlage, die Wasserstoff in das Gasverteilnetz einspeist (s. Abb. 14.27). In Frankfurt ist seit 2013 eine PEM-Elektrolyse des Herstellers ITM Power aus England mit einer Nennleistung von 315 kW in Betrieb, welche in Überlast auf 385 kW hochgefahren werden kann. Sie erzeugt dabei 60–70 m^3/h Wasserstoff mit einer erwarteten Anlageneffizienz von 4,9–5,2 kWh/m^3 und einer Gasqualität von 99,8 Vol.-% reinem Wasserstoff. Über eine Gasdruckregelmess- und Mischanlage wird dieser Wasserstoffvolumenstrom einem über das Jahr konstanten Gasverteilnetzstrom von 3000 m^3/h Erdgas beigemischt. Eine Verdichtung des Wasserstoffs ist nicht notwendig, da der Wasserstoff die Elektrolyseeinheit mit 3,2 bar verlässt. Die Gasgrenzwerte wie 3 Vol.-% Sauerstoffanteil werden dabei ohne Weiteres eingehalten. Neben dem Ziel der Erfahrungssammlung zu Technik und Kosten ist eine Erweiterung um eine Methanisierungseinheit geplant. Aufgrund des dezentralen Maßstabs und der Gegebenheiten vor Ort bieten sich die biologische Methanisierung und als CO_2-Quelle eine Biomassekompostieranlage in unmittelbarer Nachbarschaft der Anlage an (s. [14]).



Abb. 14.27 Power-to-Gas-Pilotanlage im 25 kW-Maßstab am ZSW in Stuttgart: Alpha-Anlage (Quelle: ZSW Stuttgart)

Regeneratives Regelkraftwerk RH_2-WKA in Grapzow

Der Windpark »RH_2-Werder/Kessin/Altentreptow« wurde als Windpark mit Wasserstoffspeicher gebaut und ist mit einer Leistung von 140 MW einer der größten Onshore-Windparks in Deutschland. RH_2 steht für regenerativen Wasserstoff. Ein alkalischer Elektrolyseur mit einer Leistung von 1 MW erzeugt 200 m^3/h Wasserstoff primär zur Deckung des Eigenstrombedarfs im Windpark. Der Windpark soll nach außen gegenüber dem Verteilnetz als autarkes CO_2-freies »Regel«-Kraftwerk betrieben werden, wozu die Wind-Wasserstoff-Anlage primär dient. Die Anlage wurde Ende 2012 eingeweiht und ist seit 2013 in der Testphase. In weiteren Projektstufen sollen lokale Verbraucher mit Strom, Wärme, Wasserstoff und Sauerstoff versorgt werden. Dafür ist der Aufbau eines Nahwärmenetzes, die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz und die Errichtung einer Stromtankstelle für Elektromobilität geplant.

Energiepark Mainz

Im Energiepark Mainz der Stadtwerke Mainz AG soll ab 2015 überschüssiger Strom aus benachbarten Windkraftanlagen im Gasnetz gespeichert werden und dort zeitlich von den Überschüssen entkoppelt Energie liefern. Des Weiteren soll Wasserstoff in Trailern abgefüllt und optional an einer Tankstelle genutzt werden. In diesem Zusammenhang werden innovative Technologien wie die PEM-Elektrolyse im industriellen Maßstab

von 6 MW erprobt. Die Wasserstoffproduktion ist mit einer maximalen Produktionsmenge von 1000 m^3/h angesetzt. Partner im Forschungsprojekt sind die Linde AG, die Siemens AG und die Hochschule RheinMain.

- **H_2-Kavernenspeicherung Etzel**

Aufgrund ihrer großen Speicherkapazität sind Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff von besonderem Interesse. In der Nähe bestehender Gasspeicher der IVG Caverns GmbH in Etzel im Norden Deutschlands sollen Salzkavernen in Verbindung mit Power-to-Gas-Anlagen betrieben und verschiedene Nutzungspfade wie die Gasnetzeinspeisung und die Nutzung in Industrie, Mobilität und im Wärmemarkt erprobt und erschlossen werden. Ziel ist die Realisierung einer Pilot- und Demonstrationsanlage zur großvolumigen Speicherung von überschüssigem Windstrom mittels Wasserstoff in Salzkavernen. Dafür soll ein Elektrolyseur mit einer Anschlussleistung von 2–6 MW zur Produktion von 1000 m^3/h errichtet werden.

- **Power-to-Gas-Demonstrationsanlage in Hamburg-Reitbrook**

In Hamburg-Reitbrook wird der Prototyp eines 1 MW PEM-Elektrolyseurs des Herstellers Hydrogenics GmbH durch die E.ON Gas Storage GmbH im MW-Maßstab getestet. Die Produktion von 265 m^3/h wird wissenschaftlich durch das Fraunhofer ISE und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) begleitet. Durch den Feldtest werden Eingangsleistungsbereich und Infrastruktur erprobt und Geschäftsmodelle entwickelt.

- **Wasserstofftankstelle HafenCity Hamburg**

Der alkalische Elektrolyseur der Wasserstofftankstelle der Vattenfall Europa AG erzeugt maximal 180 m^3/h. Sie wird von der Hamburger Hochbahn AG genutzt und vom Verkehrsministerium gefördert (s. ► Abschn. 14.2.2.1).

- **Wasserstoffforschungszentrum der BTU in Cottbus**

Die Brandenburgisch Technische Universität (BTU) in Cottbus entwickelt am Lehrstuhl Kraftwerkstechnik die Technologie der Druckelektrolyse weiter. Ein entsprechendes Forschungszentrum wurde 2012 eingeweiht und eine Druckelektrolyse mit 145 kW elektrischer Leistung und 20–30 m^3/h in Betrieb genommen. Die Hochdruckelektrolyse hat den Vorteil, dass die Bauweise kompakter und das Produktgas nicht extra energieintensiv mittels Kompressor zur Speicherung zu verdichten ist. Die Nebenanlagen der Elektrolyse wie Speisewasseraufbereitung, Stickstoffversorgung, Gasreinigung und -trocknung und Kühlung werden ebenso wie die Speicherung des Produktgases näher erforscht. Im Fokus ist ferner die Anpassungsfähigkeit der Elektrolyse bei stark fluktuierender Einspeisung im Hinblick auf ihre Funktion als Netzregelkomponente.

- **»Hychico« Power-to-Gas-Anlage mit Wasserstoff-Rückverstromung in einer Gasturbine**

In der Power-to-Gas-Anlage Hychico im argentinischen Comodoro Rivadavia (Provinz Chubut) wird Windstrom in zwei Elektrolyseuren mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 120 Nm^3/h umgesetzt. Der erzeugte Wasserstoff wird mit Erdgas vermischt und in einer Gasturbine mit einem CH_4-Gehalt bis zu 42 % rückverstromt, wobei die Turbine bis zu einem H_2-Gehalt von 27 % unter Volllast gefahren werden kann. Nach Optimierung der Turbine erwartet der Betreiber höhere mögliche Wasserstoffanteile im Brenngas. Durch die Wasserstoffbeimischung wurden zudem verbesserte CO_2-, CO- und NO_x-Emissionswerte erreicht.

- **Großtechnische Wasserstoff-Rückverstromung in Brennstoffzellen-Kraftwerken**

Um gespeicherten Wasserstoff in Strom zu wandeln, stehen neben Blockheizkraftwerken und Gasturbinen u. a. Brennstoffzellen zur Verfügung (s. ► Abschn. 8.5.1). Diese können auch zu großtechnischen Einheiten kombiniert werden, wie das derzeit größte Brennstoffzellen-Kraftwerk mit einer Leistung von 59 MW in Hwasung, Südkorea demonstriert. Das Kraftwerk erzeugt Strom und speist entstehende Abwärme in ein Fernwärmenetz ein. Im US-amerikanischen Connecticut ist ein größerer Kraftwerkspark mit 63,3 MW Brennstoffzellenleistung in Planung [16].

Tab. 14.2 In Betrieb befindliche, näher beschriebene Power-to-Gas-Wasserstoff-Speichersysteme; Stand Anfang 2016, nach [11, 12]

Projekt	Einspeicherung	Speicherung	Ausspeicherung
Hybridkraftwerk Prenzlau (Enertrag AG und Greenpeace Energy eG)	AEL	Oberirdischer Tank; Gasnetz	Brennstoffzelle im Kfz; BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung
E.ON Power-to-Gas Falkenhagen	AEL	Gasfernleitungsnetz	Wärme, Mobilität, Chemie, Stromerzeugung
Strom-zu-Gas- Demonstrations-anlage der Thüga AG in Frankfurt	PEM, Erweiterung um Methanisierung geplant	Gasverteilnetz	Offen
Windpark RH_2-WKA	AEL	Oberirdischer Drucktank	Eigenstromversorgung, Wärme, Mobilität
PtG-Demonstrationsanlage, Hamburg-Reitbrook	PEM	Gasnetz	–
Wasserstofftankstelle HafenCity Hamburg	AEL	Trailer, Drucktank	Busverkehr, Fahrzeuge
Wasserstoffforschungszentrum Cottbus	AEL, Druckelektro-lyse	Oberirdischer Drucktank	Brennstoffzelle zur Rück-verstromung
Hychico	PEM	k. A.	Gasturbine

AEL Alkalische Elektrolyse, *PEM* PEM-Elektrolyse

Tab. 14.3 In Betrieb befindliche Power-to-Gas Methan-Speichersysteme in Deutschland und Nachbarländern nach [11, 12]

Projekt	Einspeicherung	CO_2-Quelle	Speicherung	Ausspeicherung
Alpha-Anlage in Stuttgart und am Eichhof	AEL	Atmosphäre, Biogas	Drucktank	Mobilität, BHKW
Beta-Anlage in Stuttgart	AEL	CO_2-Flaschen	Drucktank	Mobilität, Fahrzeuge
Audi e-gas-Anlage in Werlte	AEL	Biogas	Gasnetz	Mobilität, Fahrzeuge
Power-to-Biogas in Schwandorf	PEM	Klärgas	Gasnetz	BHKW
Power-to-Biogas im Eucolino	AEL	Biogas	Gasspeicher; Erdgasnetz	BHKW
DVGW EBI Dreiphasenreaktor	Gasflaschen	Rohbiogas	–	–
Krajete Prozess (AT)	Gasflaschen	Rohbiogas	–	–
PtG-Foulum-Project (DK)	Gasflaschen	Rohbiogas	–	BHKW
CO_2RRECT	PEM	Braunkohlekraft-werk Niederaußem	–	Stoffliche Nutzung
BioPower2Gas in Allendorf (Eder)	PEM	Biomethananlage	Gasspeicher, Erdgasnetz	Aus Erdgasnetz

AEL Alkalische Elektrolyse, *PEM* PEM-Elektrolyse

Weitere Forschungs- und Entwicklungsanlagen

Neben den beschriebenen Anlagen gibt es weitere geplante oder bereits betriebene Forschungs- und Entwicklungsanlagen im Bereich Wasserstoff wie H_2Herten, RWE Ibbenbüren, NBB Berlin-Brandenburg, Stadtwerke Emden, EnBW Stuttgart, ZSW Stuttgart, Fraunhofer ISE Freiburg und am Flughafen Berlin-Brandenburg, die in Tab. 14.1 aufgeführt sind.

Tabelle 14.2 zeigt einen Überblick über die 2014 in Deutschland in Betrieb befindlichen, näher beschriebenen Power-to-Gas-Anlagen für Wasserstoff und deren wichtigste Eigenschaften als Energiespeicher.

14.3.2.3 Power-to-Gas-Anlagen (Methan)

Tabelle 14.3 gibt einen Überblick über die 2014 in Deutschland existierenden Power-to-Gas-Anlagen für Methan. Ihre Hintergründe und Eigenschaften als Energiespeicher werden im Folgenden beschrieben.

25 kW-Alphaanlage in Stuttgart

Das ZSW Stuttgart entschied mit dem Partner Fraunhofer IWES die erste Verwertung der Idee Power-to-Gas mit dem Partner SolarFuel GmbH umzusetzen. Im Auftrag der von Gregor Waldstein neu gegründeten Firma errichtete das ZSW Stuttgart 2009 die erste Power-to-Gas-Methananlage (s. Abb. 14.28). Damit konnte in Stuttgart die technische Machbarkeit des patentierten Konzepts Power-to-Gas nachgewiesen und weitere Erkenntnisse zur CO_2-Methanisierung gewonnen werden, die im Energiebereich weitgehend unerforscht war (s. [36]). Das Fraunhofer IWES ergründete die energiewirtschaftliche Einbindung der Anlagen in der Begleitforschung über optimale Betriebsstrategien und Konzepte zur hohen Auslastung der Anlagen an Windparks bei gleichzeitiger Netzdienlichkeit über einen Prognoseausgleich.



Abb. 14.28 Power-to-Gas-Forschungsanlage im 250 kW-Maßstab am ZSW in Stuttgart: Beta-Anlage (Quelle: ZSW Stuttgart)

Diese sogenannte Alpha-Anlage besteht aus zwei Container und nutzt als CO_2-Quelle die Luft. Im ersten Container ist dafür ein Wäscher zur CO_2-Aufnahme in einer Waschlösung enthalten und eine Elektrodialyse, die das CO_2 aus dem Waschmedium wieder austreibt. Im zweiten Container befindet sich ein alkalischer Elektrolyseur mit einer elektrischen Anschlussleistung von 25 kW. Der Wasserstoff wird in einem chemischen Festbettreaktor in Rohren mit Außenwandkühlung in Methan umgesetzt, welches über einen »Fuel Maker« an Fahrzeuge vertankt werden kann. Da bei dieser Anlage das Augenmerk auf die Demonstration der Technologie gelegt wurde, erfolgte keine Prozessoptimierung, womit der Wirkungsgrad der Anlage in der Wandlung von Strom zu Gas bei 40 % liegt.

250 kW-Betaanlage im Verbundprojekt »Power-to-Gas«

Als zweite Anlage wurde in Stuttgart im gleichen Konsortium mit der Förderung des Bundesumweltministeriums eine Anlage mit 250 kW errichtet (s. Abb. 14.29). Diese Anlage dient auch als Forschungsanlage. Dabei werden die Bereitstellung von Regelenergie, die Lastdynamik, das Optimierungspotenzial, die Wirtschaftlichkeit im energiewirtschaftlichen Kontext, verschiedene CO_2-Quellen und ein mögliches *Upscaling* in den Megawattbereich untersucht. Es werden zwei verschiedene Festbettreaktoren (Rohrbündel- und Plattenreaktor) zur chemischen Methanisierung erprobt und verglichen. Ferner werden die Ergebnisse auf die Audi e-gas-Anlage in Werlte übertragen. Die Anlage liefert 50 m^3/h Wasserstoff, welche über die beiden verschiedene Wege der chemischen Methanisierung in eine Gasleistung von ca. 125 kW (LHV) umge-



Abb. 14.29 Power-to-Biogas-Anlage der MicrobEnergy GmbH (Viessmann-Gruppe) mit PEM-Elektrolyseur (Mitte), Mischanlage (vorne links) und Faulturm (hinten links) in der Nähe eines alten Kraftwerksstandorts (Quelle: MicrobEnergy GmbH)

setzt werden, was einem Produktgasstrom von 12,5 m^3/h entspricht. Das Gas besteht überwiegend aus Methan.

BioPower2Gas in Allendorf (Eder)

Im Rahmen des Forschungsprogramms »Energetische Biomassenutzung« des BMWi wird im Projekt »BioPower2Gas« eine Power-to-Gas-Anlage mit biologischer Methanisierung hinsichtlich ihrer Langzeitstabilität, Integrationsfähigkeit in eine Biomethananlage sowie Erreichbarkeit einer stabilen und einspeisefähigen Gasqualität untersucht. Ziel ist es, eine prozesssichere, dynamische Fahrweise zu erreichen. Darüber hinaus finden Untersuchungen zu Regelenergiebetrieb und schwankenden Eingangsqualitäten von Edukten und Umgebungsbedingungen statt. Ein Bilanzierungs-, Nachweis- und Zertifizierungsverfahren für das produzierte SNG eröffnet durch Qualifizierung für den Biokraftstoffmarkt neue Geschäftsmodelle. Das Ökogas wird an die Audi AG vermarket.

Die Anlage mit 300 kW Elektrolyseleistung ist seit Anfang 2015 in Betrieb und erzeugt 60 Nm^3/h Wasserstoff und 15 Nm^3/h Methan. Die Anlage ist deutschlandweit die erste, welche in einer biologischen Methanisierung erzeugtes SNG ohne weitere Aufbereitung ins Erdgasnetz einspeist.

Audi e-gas-Anlage in Werlte

Die sogenannte e-gas-Anlage des Automobilkonzerns Audi wird in ► Abschn. 14.2.2.2 näher beschrieben.

Power-to-Biogas an der Verbundkläranlage in Schwandorf

In Schwandorf in Bayern wird die biologische Methanisierung erstmals an einer Kläranlage umgesetzt. An der Verbundkläranlage Schwandorf betreibt die MicrobEnergy GmbH aus der Viessmann-Gruppe einen PEM-Elektrolyseur von Proton mit einer Leistung von maximal 275 kW, welcher 30 m^3/h Wasserstoff generiert (s. Abb. 14.30). Dieser



Abb. 14.30 Rührtankreaktor mit einem Fassungsvermögen von 10.000 l für die biologische Methanisierung in Dänemark, realisiert und betrieben von Electrochaea.dk (Quelle: Electrochaea.dk)

wird über verschiedene Technologien in den Faulturm der Kläranlage eingebracht und von den dort vorhandenen und speziell adaptierten Mikroorganismen in Methan umgesetzt. Die Anforderungen an die Reinheit des Wasserstoffs sind sehr gering. Die Forschungsarbeiten werden vom bayerischen Wirtschaftsministerium unterstützt. Partner sind die Verbundkläranlage Schwandorf und die OTH Regensburg, die sowohl die Analyse und Bewertung der technischen, ökonomischen und ökologischen Parameter der Anlage durchführt als auch Geschäftsmodelle für die Technologie entwickelt und ihre volkswirtschaftliche Rolle identifiziert. Weitere Projektergebnisse sind in ► Abschn. 8.3.3 aufgeführt.

Power-to-Gas im Eucolino

Am selben Standort der MicrobEnergy GmbH wird die biologische Methanisierung in Reinkulturen erprobt. Als CO_2-Quelle wird eine Biogasanlage verwendet, die Biogas mit der Zusammensetzung von 52 % Methan und 48 % Kohlenstoffdioxid erzeugt. Dabei wandeln Mikroorganismen H_2 und CO_2 in reines Methan. Die Elektrolyseleistung beträgt 108 kW, womit maximal 21,3 m^3/h Wasserstoff erzeugt werden. Mit diesem Wasserstoff ist der Biogasfermenter in der Lage, 5,3 m^3/h Methan zu produzieren. Die Anlage ist für eine diskontinuierliche Wasserstoffproduktion ausgelegt.

Methanisierung am Eichhof

Die Stuttgarter 25 kW-Methanisierungsanlage wurde nach Bad Hersfeld zum Fraunhofer IWES gebracht, um sie mit Biogas aus einer Biogasanlage zu testen. Da Biogas nur zu ca. 60 % aus Methan besteht, ist normalerweise das Gas noch aufzubereiten, um für Erdgasqualität zu sorgen. Mit der direkten Methanisierung kann diese Aufbereitung entfallen. Die Tests wurden erfolgreich abgeschlossen und haben auch gezeigt, dass der Katalysator der Anlage bei Verunreinigung durch Schwefelverbindungen innerhalb kürzester Zeit deaktiviert wird.

Dreiphasenreaktor des DVGW am Engler-Bunte-Institut

Ein Laborreaktor mit einem Dreiphasenreaktor zur Erprobung der chemischen Methanisierung wird vom DVGW am EBI in Karlsruhe in Zusammenarbeit mit mehreren Partnern erprobt. Die spezielle Technologie erzeugt maximal 1 m^3/h Methan und wird in ► Abschn. 8.3.3 erläutert.

Krajete-Prozess in Österreich

Der 10 Liter-Bioreaktor zur Umsetzung der biologischen Methanisierung in Linz wird in ► Abschn. 8.3.3 näher beschrieben.

Projekte PtG-Foulum und PtG BioCat in Dänemark

Diese erste dänische Pilotanlage PtG-Foulum wurde von Juli bis November 2013 betrieben und nutzte Rohbiogas aus anaerober Vergärung als Kohlendioxidquelle sowie Wasserstoff aus Flaschen, um die biologische Methanisierung auf vorkommerzieller Größe zu erproben. Zum Einsatz kam ein Rührtankreaktor mit 10.000 l Fassungsvermögen, der bis zu einem Höchststand von 4500 l mit einer Reinkultur des Mikroorganismus *Methanothermobacter thermautotrophicus* gefüllt war (s. ◘ Abb. 14.31). In über 3200 h Betriebszeit wurden verschiedene Betriebsparameter der biologischen Methanisierung erprobt. Obwohl der Rührtankreaktor dafür nicht optimiert war, über geringe Rührkraft verfügte und nur unter atmosphärischem Druck betrieben werden konnte, wurden CO_2-Umwandlungsraten von bis zu 95 % gemessen. Der Biokatalysator erwies sich als sehr robust und hat u. a. rohes Biogas mit bis zu 2000 ppm H_2S als CO_2-Quelle akzeptiert sowie



Abb. 14.31 Rührtankreaktor mit einem Fassungsvermögen von 10.000 l für die biologische Methanisierung in Dänemark, realisiert und betrieben von Electrochaea.dk (Quelle: Electrochaea.dk)

mehrere Kontaminierungsvorfälle mit O_2 überlebt. Außerdem konnte nachgewiesen werden, dass sich das biologische System aktiv steuern lässt, robust und skalierbar ist und sich viele Charakteristiken der Mikroorganismen gezielt beeinflussen lassen, um für die Methanisierung optimale Umweltbedingungen zu schaffen. Das erzeugte Gas wurde in einem BHKW vor Ort in Strom und Wärme gewandelt.

Die Anlage wurde von der dänischen Firma Electrochaea.dk entwickelt und betrieben und stand am Biogas Research Centre der Universität Aarhus in Foulum, Dänemark. Das Projekt wurde von der Dänischen Energieagentur (EUDP) gefördert und durch die Universität Aarhus, Erdgas Zürich, das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ), NEAS Energy und E.ON unterstützt.

Im Projekt PtG-Foulum wurde gezeigt, dass die biologische Methanisierung selbst in einem nicht dafür vorgesehenen Rührkesselreaktor effizient funktioniert und direkt mit Biogas betrieben werden kann. Nun wird eine neue Anlage im Rahmen des zu 55 % vom dänischen Staat geförderten Projekts PtG-BioCat auf Basis von optimierten Bioreaktoren in 2016 fertiggestellt.

Die Anlage hat eine elektrische Einspeicherleistung von 1 MW und befindet sich auf dem Grundstück einer Abwasserreinigungsanlage in Avedøre, Dänemark. Sie wird auch zur Frequenzstabilisierung im Stromnetz eingesetzt. Projektpartner sind Hydrogenics, Audi AG, NeasEnergy, HMN Naturgas, BioFos und Insero.

Der Wasserstoff wird über eine weiterentwickelte alkalische Wasserelektrolyse gewonnen. Das CO_2 wird aus rohem Biogas oder in aufgereinigter Form aus Biogas genutzt. Das generierte hochwertige Methangas wird direkt in das Gasnetz eingespeist.

CO_2RRECT

CO_2RRECT steht als Abkürzung für »CO_2-Reaction using regenerative energies and catalytic technologies« und ist ein Zusammenschluss verschiedenster Partner aus Wirtschaft und Wissenschaft, der durch die Power-to-Gas-Idee inspiriert wurde. Als CO_2-Quelle dient das Braunkohlekraftwerk Niederaußem. Anders als bei den anderen Projekten steht hier nicht die energetische Nutzung des Gases im Vordergrund, sondern die stoffliche Verwendung. So werden unterschiedlichste Methoden und Katalysatoren zur Umsetzung von CO_2 untersucht, um Kohlenstoffmonoxid oder Ameisensäure (HCOOH) als Zwischenprodukt zur Herstellung von Chemikalien oder Polymeren zu erzeugen. Daher kann das Projekt auch als »Power-to-Chemicals« gewertet werden.

14.4 Zusammenfassung

- Die **Kopplung von Strom und Wärme** stellt die **kostengünstigste Form** der **Integration erneuerbarer Energien** dar. Die zeitliche Verlagerung von Stromerzeugung und Stromverbrauch durch Energiespeicherung über Batterien verursacht ein Vielfaches an Kosten gegenüber der Verknüpfung von Strom- und Wärmesektoren mittels thermischer Energiespeicherung.
- Die KWK kann in einer **stromorientierten Betriebsweise** in Verbindung mit **Wärmespeichern** eine **kosteneffiziente Flexibilitätsoption** darstellen, wenn die Auslegung von Strom-

erzeugung, Wärmesenke und Wärmespeicher optimal aufeinander abgestimmt wird.

- Die **Energiespeicherung von überschüssiger Wärme in Nah- und Fernwärmenetzen** ist Stand der Technik und in vielen Ländern erprobt. Power-to-Heat eröffnet die Möglichkeit, auf diese bestehende Infrastruktur zurückzugreifen – analog zu Power-to-Gas im Gasnetz.
- Die **Kombination von Wärmepumpen, Solarthermie, Wärme- und Kältespeicher** hat ein großes Potenzial in allen Bereichen der **Wärme- und Kälteversorgung**.
- Das Potenzial von Power-to-Heat zur **Integration von PV-Strom** ist immens. Die Auslegung von Power-to-Heat hat als **bivalentes Heizelement** zu erfolgen, um eine nachteilige Erhöhung der Jahreshöchstlast im Stromsystem zu vermeiden.
- Power-to-Heat in Industrieprozessen ist deutlich **kostengünstiger** umzusetzen als Power-to-Gas bei gleichem Nutzen aus Sicht des Stromsektors in Form von Lastmanagement und dem Einsatz im Regelleistungsmarkt. Wird **Erdgas über Power-to-Heat ersetzt**, ist der Prozess zudem **effizienter** als Power-to-Gas.
- Die **Photothermie** ist **günstiger und wartungsärmer als** die **Solarthermie** und **ermöglicht** eine **effizientere Nutzung von Solarenergie** für Strom, Wärme und Mobilität **bei geringeren Überschüssen**.
- **kleine Photothermie-Systeme** für Warmwasser sind auch **ohne EEG-Vergütung wirtschaftlich, größere Systeme** sind für die **Kombination aus Warmwasser, Stromeigenverbrauch und EEG-Einspeisung** interessant.
- In der **Elektromobilität** zeichnet sich die erste wesentliche Kopplung von Strom- und Verkehrssektor ab. Dafür ist die **Elektrifizierung des Antriebsstrangs** notwendig, der Aufbau einer **Ladeinfrastruktur** und die **Kostensenkung der Komponenten**, vor allem der **Batterien**, die durch eine **Serienproduktion von Elektromobilen** erreicht werden kann.
- Elektromobile werden durch das vorherrschende **unidirektionale Laden** nur als **Lastmanagement** für den Stromsektor zugänglich. Erst über die zukünftige **bidirektionale Ladung** können die Batteriespeicher der Elektroautos **auch für das Stromnetz** verfügbar werden, auch wenn die theoretischen Speicherkapazitäten gering ausfallen und maximal das 10-Fache der heutigen Pumpspeicherkapazitäten erreichen.
- Stromkraftstoffe haben ein großes Potenzial, Verkehrsbereiche zu erreichen, in denen sich der direkte Einsatz von Strom als schwierig erweist. In Pilotprojekten werden bereits heute **gasförmige und flüssige Kraftstoffe** wie Diesel und Benzin für **Langstreckenmobilität**, **Busse** und den **Flugverkehr** hergestellt.
- Power-to-Gas ist ein Eckpfeiler der Energiewende als **Langzeitspeicher** zur **Sicherung der Stromversorgung**, als **Gasspeicher für die Wärmeversorgung** und als **energiedichter Kraft- und Rohstoff für Verkehr und chemische Industrie**. Die Technologie verbindet viele Welten in der Energieversorgung.
- Die Chancen von Power-to-Gas liegen klar in der **Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur** samt Endnutzergeräten wie Gasthermen, Gasautos und Gaskraftwerken. Die **Gasmobilität** zählt zu den ersten Märkten, die sich für Power-to-Gas abzeichnen. Auch die Brücke in die chemische Industrie kann geschlagen werden, da **Methan ein wichtiger Rohstoff** für die Branche ist.
- Die **Risiken** liegen wie bei vielen neuen Technologien in ihrem **Missbrauch**. Die ursprüngliche Idee, **Wind- und Solarüberschüsse zu nutzen**, kann durch den wirtschaftlichen Zwang eines günstigen Stromeinkaufs, der möglichst die Auslage konstant auslastet, zur **verstärkten Nutzung von Kohle- oder Atomstrom** führen. Im Falle von Kohlestrom würde damit aus einem gespeicherten chemischen Energieträger über den Umweg von Strom wieder ein gespeicherter Energieträger erzeugt werden, mit einem deutlich höheren CO_2-Rucksack als fossiles Gas, was sowohl technisch als auch ökologisch nicht sinnvoll ist. Ferner kann mit der Technologie **Greenwashing** betrieben werden.
- Aufgrund der Risiken sind klare **Rahmenbedingungen** notwendig, die Missbrauch vermeiden. Während eine zeitlich und mengenmäßig befristete **Ausnahme der Letztverbraucherabgaben** sinnvoll ist, um die Techno-

logie zu entwickeln, bedarf es langfristig einer klaren **Bindung von Power-to-Gas** und anderen Flexibilitätsoptionen **an überschüssigem erneuerbarem Strom** und **netzdienlichem Betrieb**.

- Sektorenübergreifend kann nicht ein Sektor (z. B. Stromsektor) die Kosten der Dekarbonisierung anderer Sektoren (z. B. Chemie, Wärme- oder Verkehrssektor) tragen. Daher sind **alle Technologien**, die Strom als Primärenergie für andere Sektoren nutzen, auch für die **Finanzierung des Stromsektors über Umlagen** als prinzipielle Letztverbraucher angemessen zu beteiligen.
- Die Grundidee bei der Erfindung von Power-to-Gas ist die **Speicherung von überschüssigen fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Entlastung von Netzengpässen und Langzeitspeicherung**. Nur wenn Power-to-Gas nach diesen Maßgaben eingesetzt wird, entfaltet es seinen **volkswirtschaftlichen Nutzen** wie **Reduktion von Treibhausgasen** und **Integration erneuerbarer Energien**.
- Um sicherzustellen, dass nur **Stromüberschüsse** verwertet werden, sollte der **Strompreis** für die Power-to-Gas-Anlage **unter den Grenzkosten des günstigsten fossilen Kraftwerks** in der Merit-Order liegen.
- Zahlreiche **Pilot- und Demonstrationsanlagen** in Deutschland und Europa zeigen die technische Machbarkeit von Power-to-Gas.
- Die **biologische Methanisierung** erweist sich in der Praxis deutlich **robuster gegen Schadstoffe im Eduktgas** wie Schwefelverbindungen als die chemische Methanisierung.
- Die Herausforderung in der weiteren Entwicklung von Power-to-Gas liegt in der **Flexibilisierung der Anlagen für den Einsatz in der Energiewende**, in der **Kostenreduktion der Komponenten** und im **nachhaltigen Betrieb über erneuerbare Strombezugskonzepte**.

… und zum Abschluss dieses Teils noch eine Karikatur von Gerhard Mester:



Literatur

1. AGFW (2009) AGFW-Regelwerk – Arbeitsblatt FW 308. Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes. Bundesanzeiger, 61, 145a. Bundesanzeiger-Verl.-Ges, Köln
2. Audi (2013) Energiewende im Tank, Audi AG, Ingolstadt. ▶ http://www.audi.de/content/de/brand/de/vorsprung_durch_technik/content/2013/08/energiewende-im-tank.html. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
3. Beer M (2011a) Potenzial funktionaler Speicher mit flexibler Kraft-Wärme-Kopplung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61(12):8–10
4. Beer M (2011b) Wärmespeicher. Mehr Freiheitsgrade für KWK, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. FfE, München
5. Bertau M, Offermanns H, Plass L et al (Hrsg) (2014) Methanol. The basic chemical and energy feedstock of the future. Springer, Heidelberg
6. Braungardt S, Günther D, Miara M et al (2013) Elektrisch angetriebene Wärmepumpen. Aktuelle Ergebnisse aus Forschung und Feldtests. BINE-Info, Fraunhofer ISE, Eggenstein-Leopoldshafen, Freiburg
7. Bruckner T, Götz M, Böttger D et al (2013) Potential von Power-to-Heat in der Regelzone von 50 Hertz. 3. VDI-Fachkonferenz Energiespeicher für die Energiewende 2013, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig, Mainz
8. Büttner W, Fritzer T (2013) Erdwärme – die Energiequelle aus der Tiefe, Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), Augsburg
9. Chemical Technology (2013) George Olah CO_2 to Renewable Methanol Plant, Reykjanes, Iceland, Net Resources International, London. ▶ http://www.chemicals-technology.com/projects/george-olah-renewable-methanol-plant-iceland/. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
10. CRI (2014) First Commercial Plant, Carbon Recycling International, Reykjavík, Island. ▶ http://www.carbonrecycling.is/. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
11. DENA (2014) Strategieplattform Power-to-Gas, DENA – Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin. ▶ http://www.powertogas.info/. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
12. DVGW (2013) Power-to-Gas-Landkarte. Power-to-Gas Demo-Projekte in Deutschland, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Bonn. ▶ http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/. Zugegriffen: 10. Feb. 2014
13. Erdmann G, Dittmar L (2010) Technologische und energiepolitische Bewertung der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. TU Berlin, Berlin
14. Estermann T (2014) Entwicklung eines Konzeptes zur Erweiterung der Thüga-Power-to-Gas-Demonstrationsanlage um eine Methanisierungseinheit. Development of a concept to expand the Power-to-Gas demonstration plant of the Thüga group about a methanation unit. Bachelorarbeit. Betreuer Wanke, Elke, Sterner, Michael. Thüga AG und Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher, OTH Regensburg
15. Etspüler M (2014) Stromtanken an der Laterne. VDI nachrichten 2014 (3)
16. Geitmann S (2015) Weltweit größte Brennstoffzellen-Installation in den USA, HZwei-Blog. ▶ http://www.hzwei.info/blog/2015/09/11/weltweit-groesste-brennstoffzellen-installation-in-usa/. Zugegriffen: 11. Sept. 2015
17. Gerhardt N, Sandau F, Scholz A, Hahn H, Schumacher P, Sager C, Bergk F, Kämper C, Knörr W, Kräck J, Lambrecht U (2015) Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor, Kassel
18. Greenpeace Energy eG (2014) Rückenwind für die Energiewende: der Gastarif proWindgas, Greenpeace Energy eG, Hamburg. ▶ http://www.windgas.de/
19. Henel M (2012) Power-to-Gas: Potenziale und technische Konzepte. Stationäre Energiespeicher für Erneuerbare Energien, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Karlsruhe
20. Hentschel J (2014) Potenziale nachhaltiger Power-to-Gas Kraftstoffe aus Elektrizitätsüberschüssen im Jahr 2030. Dissertation, Betreuer Erdmann, Georg, Sterner, Michael. Fakultät III – Prozesswissenschaften, TU Berlin
21. HHA (2013) Technische Daten Sauberbus, Hamburger Hochbahn AG, Hamburg. ▶ www.sauberbus.de/wps/portal/sauberbus/sauberbus_de/sauberbus/inhalt/technologie/technischedaten/. Zugegriffen: 11. Feb. 2014
22. Jentsch M (2013) Perspektiven der Langzeitspeicheroption Power-to-Gas. Bestimmung einer volkswirtschaftlich optimierten PtG-Leistung. Brennstoff Wärme Kraft 10/2013:54–56 (Springer VDI Verlag)
23. Jentsch M, Trost T, Sterner M (2014) Optimal Use of Power-to-Gas energy storage systems in an 85 % renewable energy scenario. Energy Procedia 46:254–261. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.180
24. Jungmann U, Lambrecht K (2013) EnEV 2013/2014 im Bild, 1. Aufl. Müller Rudolf, Köln
25. Milles U (2008) Wärmepumpen. BINE Info, Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur, Eggenstein-Leopoldshafen
26. Morgenstern W (2015) Wärmespeicher im HKW Sandreuth. Ein Baustein der Energiewende. Energiespeicher in der Energiewende, Fürth
27. NOW (2013) Clean Energy Partnership (CEP): Wasserstofftankstelle Hafencity Hamburg, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH, Berlin. ▶ http://www.now-gmbh.de/de/projektfinder.html. Zugegriffen: 14. Feb. 2014
28. NPE (2011) Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, Nationale Plattform Elektromobili-

tät, Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilität der Bundesregierung (GGEMO), Berlin
29. Paar A, Huther H, Kühne J et al (2013) Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien. BMU-Studie von ifeu, GEF und AGFW, BMU, Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main
30. Pehnt M, Sterner M, Gerhardt N et al (2012) Fahrplan Energiewende, IFEU, Fraunhofer IBP, OTH Regensburg
31. Peschen P (1995) Eisspeicher zur Gebäudeklimatisierung. Projekt Info-Service/BINE Informationsdienst, Deutschland; Fachinformationszentrum. BINE, Eggenstein-Leopoldshafen
32. Philemon Wrensch (2015) Vergleich verschiedener Lösungen zur solaren Warmwasserbereitstellung hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit. Master-Thesis, Regensburg
33. Quaschning V (2012) Sonnenstrom selbst genutzt – die solare Revolution. Der fortschrittliche Landwirt 14/2012:70–71
34. Raith T (2015) Optimierung der Photovoltaik-Anlagengröße und des Photovoltaik-Eigenverbrauchs anhand von Erzeugungs- bzw. Lastprofilen und der Integration von thermischen Bedarfen durch Wärmepumpen und Heizstäben. Master-Thesis, Regensburg
35. Schmitz KW, Schaumann G (Hrsg) (2005) Kraft-Wärme-Kopplung, 3., vollst. überarb. und erw. Aufl. Springer, Heidelberg
36. Specht M, Sterner M, Stuermer B, Frick V, Hahn B (2009) Renewable Power Methane – Stromspeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz – Wind/PV-to-SNG (Deutsches Patent DE 10 2009 018 126.1)
37. Stadler I (2008) Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020. Studie der FH Köln als Zuarbeit zur dena II – Netzstudie, FH Köln, Köln
38. Stefánsson B (2014) Data, Photos, Grants – Information about the Georgh Olah CO_2 to renewable methanol plant. Email
39. Sterner M (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Renewable energies and energy efficiency, Bd 14. Kassel University Press, Kassel
40. Sterner M, Jentsch M (2011) Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes. Gutachten für Greenpeace Energy, Fraunhofer IWES, Kassel
41. Sterner M, Moser A, Thema M, Eckert F, Schäfer A, Drees T, Rehtanz C, Häger U, Kays J, Seack A, Sauer DU, Leuthold M, Stöcker P (2014) Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
42. UIU (2010) Informationssammlung zur Kraft-Wärme-Kopplung, Unabhängiges Institut für Umweltfragen, Berlin. ► http://www.ufu.de/media/content/files/Fachgebiete/Klimaschutz/KWK/kwk_informationssammlung.pdf. Zugegriffen: 11. Feb. 14
43. Viessmann (2013) Eisspeicher-System. Innovative Energiequelle für Wärmepumpen, Viessmann Deutschland GmbH, Allendorf

Rechtliche Rahmenbedingungen für Speicher in Deutschland

Dr. Henning Thomas, LL.M. (Dong Energy)

Übersicht

Um Energiespeicher zu errichten und zu integrieren, ist die Beachtung **rechtlicher Vorschriften** notwendig.

Wie werden Energiespeicher im Recht der Energiewirtschaft **eingestuft**? Handelt es sich bei Stromspeichern um **Erzeugungsanlagen** oder um **Letztverbraucher**? Welche Belastungen mit **Netznutzungsentgelten, EEG-Umlage** und **Stromsteuer** fallen beim Strombezug eines Speichers an? Welche **rechtlichen Rahmenbedingungen** sind bei der Nutzung der gespeicherten Energie zu beachten? Welche **Vermarktungsmöglichkeiten** bestehen? Welche **Vorschriften** gelten für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeichern? Das vorliegende Kapitel gibt Antworten auf diese Fragen zur Behandlung von Speichern im **Energiewirtschaftsrecht**. Viele der Antworten machen einen **genauen Blick** auf die Speichertechnologie und die **konkrete Betriebsweise** eines Speicherkonzepts erforderlich. Die **Unterschiedlichkeit** der **Speichertechnologien** und -anwendungen spiegelt sich daher auch bei ihrer rechtlichen Behandlung wider.

15.1 Rechtsvorschriften für die Energiespeicherung – 821

15.1.1 Vorrang von EnWG, EEG und KWKG – 821

15.2 Aktuelle Einordnung in das Energiewirtschaftsrecht – 821

15.2.1 Speicher im EnWG – 821

15.2.2 Speicher im EEG – 822

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*,
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5_15

15.2.3 Zuordnung des Speichers zu Erzeugung und Vertrieb oder zum Netz – 823

15.3 Netzanschluss von Stromspeichern – 824
15.3.1 Anschluss nach dem EnWG – 824
15.3.2 Anschluss nach dem EEG – 824

15.4 Stromkostenbelastungen bei der Einspeicherung – 825
15.4.1 Speicherung als Letztverbrauch von Strom – 825
15.4.2 Netznutzungsentgelte – 826
15.4.3 EEG-Umlage – 827
15.4.4 Stromsteuer – 830
15.4.5 Übersicht für Pumpspeicher, Batterien und Power-to-Gas – 831

15.5 Teilnahme von Energiespeichern an den Energiemärkten – 831
15.5.1 Vermarktungsmöglichkeiten im Energiewirtschaftsrecht – 833
15.5.2 Vermarktungsmöglichkeiten im EEG – 836
15.5.3 Förderprogramme – 839

15.6 Sonderfall Power-to-Gas – 839
15.6.1 Privilegierte Einspeisung in das Erdgasnetz – 840
15.6.2 Einsatz als Biokraftstoff – 841

15.7 Genehmigung von Energiespeichern – 841
15.7.1 Planerische Voraussetzungen – 841
15.7.2 Genehmigungserfordernisse – 841

15.8 Zusammenfassung – 842

Literatur – 844

15.1 Rechtsvorschriften für die Energiespeicherung

Im deutschen Recht gibt es bislang kein eigenes Gesetz zur Regelung der Energiespeicherung. Speicher sind noch nicht als viertes Element neben Erzeugung, Transport und Verbrauch geregelt. Stattdessen ergibt sich der heutige Rechtsrahmen für Energiespeicher aus den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen und öffentlich-rechtlichen Regelungen und spezifischen Einzelregelungen, die für bestimmte Fragen der Speicherung geschaffen worden sind. Eine sektorenübergreifende, eigenständige Einordnung fehlt bislang, was mitunter auch der Anwendung der technologischen Möglichkeiten und Innovationen aus ▶ Kap. 14 entgegensteht. Dieser bestehende Rechtsrahmen wird im folgenden Kapitel überblicksartig vorgestellt. Der Fokus liegt dabei auf der Stromspeicherung.

15.1.1 Vorrang von EnWG, EEG und KWKG

Für Energiespeicher sind zunächst die Regelungen des Energiewirtschaftsrechts für ihre Einordnung und Vermarktungsmöglichkeiten von großer Bedeutung. Hierzu zählen insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Die Genehmigung zur Errichtung und zum Betrieb eines Energiespeichers richtet sich hingegen nach den Vorschriften des öffentlichen Rechts. Je nach der verwandten Speichertechnologie, der Leistung und den Eigenschaften des Speichers können Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG), des Baugesetzbuches (BauGB), der Bauordnungen der Länder, des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG), des Raumordnungsgesetzes (ROG) und des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) Anwendung finden.

Neben den spezifischen energiewirtschaftlichen Regelungen spielen für die Ausgestaltung von Verträgen, die für Anschaffung, Errichtung und Betrieb der Speicher erforderlich sind, natürlich auch die allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen unter anderem aus dem Bürgerlichen Gesetzbuch (BGB) und dem Handelsgesetzbuch (HGB) eine wichtige Rolle. Zudem können auch Themenbereiche wie das Patentgesetz (PatentG) für Energiespeicher relevant sein.

15.2 Aktuelle Einordnung in das Energiewirtschaftsrecht

Das deutsche Recht kennt bislang im Gegensatz zu den klaren energietechnischen Definitionen in ▶ Kap. 2 keine einheitliche juristische Definition der »Energiespeicher« oder der »Stromspeicher«. Stattdessen können Energiespeicher je nach dem gesetzlichen Kontext unterschiedlich bezeichnet sein. Auch der Inhalt der verwendeten Begriffe für die Energiespeicherung kann voneinander abweichen. Daher ist in dem jeweiligen Regelungszusammenhang stets zu überlegen, ob die konkrete Speichertechnologie unter eine bestimmte Begrifflichkeit fällt. Dies ist oft von großer Bedeutung, damit eine für den Speicherbetrieb angedachte Rechtsfolge – beispielsweise die Befreiung von der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten für den Strombezug des Speichers – eingreift. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden auf wichtige speicherbezogene Begrifflichkeiten im Energiewirtschaftsrecht eingegangen und jeweils dargestellt, welche Speicher der Gesetzgeber mit dem entsprechenden Begriff meint.

15.2.1 Speicher im EnWG

Im EnWG stehen folgende rechtliche Begriffe im Zusammenhang mit Energiespeichern.

- **Energieanlage**

Anlagen zur Speicherung von Energie werden ebenso wie Anlagen zur Erzeugung von Energie als »Energieanlagen« in § 3 Nr. 15 EnWG definiert. Auf diese Weise gelten die für andere Energieanlagen geltenden Vorschriften des EnWG auch für Anlagen zur Speicherung von Energie. Dies betrifft beispielsweise die Anforderung zum sicheren und zuverlässigen Betrieb der Energieanlagen nach § 49 EnWG. Energieanlagen – und damit auch Anlagen zur Speicherung von Energie – sind danach so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Hierbei

sind insbesondere die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Diese rechtliche Einordnung der Energiespeicher schließt gleichwohl nicht aus, dass über die im Einzelfall von den Speichereinrichtungen einzuhaltenden technischen Vorgaben angesichts der Besonderheiten der Speicherung durchaus Klärungsbedarf bestehen kann (s. ► Abschn. 15.3.1).

- **Anlage zur Speicherung elektrischer Energie**

In der Übergangsregelung des § 118 Abs. 6 EnWG verwendet der Gesetzgeber den Begriff der »Anlage zur Speicherung elektrischer Energie«. In dieser Vorschrift geht es im Wesentlichen um Stromspeicher und Power-to-Gas-Einrichtungen, die unter bestimmten Bedingungen von den Netzentgelten für den Strombezug des Speichers für eine bestimmte Zeitdauer freigestellt werden (s. ► Abschn. 15.4.2).

- **Speicheranlage (Gasspeicher)**

Im Gegensatz dazu meint der Begriff der »Speicheranlage« in § 3 Nr. 31 EnWG eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas. Vielleicht verwirrend, hat der Gesetzgeber bislang mit dem Begriff der »Speicheranlage« daher nur Gasspeicher im Blick. Weiter ausgenommen wird nach der Definition der Teil der Anlage zur Speicherung von Gas, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird. Ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind. Die Definition der Speicheranlage beschränkt sich damit im Wesentlichen auf den einer Marktteilnahme offen stehenden Teil eines Gasspeichers. Dies hat den Hintergrund, dass für Speicheranlagen in § 28 EnWG Vorgaben zum diskriminierungsfreien Zugang aufgestellt werden. Betreiber von Speicheranlagen haben danach anderen Unternehmen Zugang zu ihren Speicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen zu gewähren, sofern die Möglichkeit für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden erforderlich ist.

15.2.2 Speicher im EEG

Im EEG stehen folgende rechtliche Begriffe im Zusammenhang mit Energiespeichern.

- **Anlage**

Im EEG gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als »Anlage« im Sinne des Gesetzes, § 5 Nr. 1 EEG 2014/2017. Speichereinrichtungen sind unter diesen Voraussetzungen – ähnlich wie eine Windenergieanlage oder eine Photovoltaik-Anlage – als Anlage im Sinne des EEG einzustufen. In der Folge können die Vorschriften des EEG zum privilegierenden Netzanschluss und Netzzugang sowie zur Förderung von Strom auch für Speichereinrichtungen anwendbar sein. Nähere Ausführungen dazu finden sich in ► Abschn. 15.3.2 und 15.5.2.

- **Speichergas**

Mit dem Begriff »Speichergas« in § 5 Nr. 29 EEG 2014/2017 greift der Gesetzgeber Power-to-Gas als Stromspeicher auf (s. ► Kap. 8, 13 und 14). »Speichergas« wird danach definiert als Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Das erzeugte Gas einer Power-to-Gas-Anlage wird von dieser Definition also nur dann erfasst, wenn der Bezugsstrom aus erneuerbaren Energien stammt. Dies hat den Hintergrund, dass bei einer Rückverstromung des Speichergases wiederum Förderansprüche nach dem EEG eingreifen können. Diese wollte der Gesetzgeber nur gewähren, wenn das Speichergas auch wirklich »grün« ist, also aus erneuerbaren Energien stammt (s. [1, 2]). In der Praxis verhindern oft noch die hohe Abgabenbelastung und geringe Wirkungsgrade einen betriebswirtschaftlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen zur Nutzung von Speichergas, obwohl dieser langfristig volkswirtschaftlich sinnvoll ist (s. ► Abschn. 12.3 und [3]).

Stromspeicher

Für die Befreiung von der EEG-Umlage bei der Speicherung von Strom ist außerdem die im Gesetz verwendete, aber nicht weiter definierte Begrifflichkeit des »Stromspeichers« in § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014/§ 61 a Abs. 1 EEG 2017 von Relevanz. Eine energietechnisch eindeutige Definition von Stromspeichern und Energiespeichern ist in ► Kap. 2 gegeben. Unter bestimmten Voraussetzungen kann nach § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014/§ 61 a Abs. 1 EEG 2017 für den Strombezug eines Stromspeichers eine Befreiung von der EEG-Umlage erfolgen (s. ► Abschn. 15.4.3).

15.2.3 Zuordnung des Speichers zu Erzeugung und Vertrieb oder zum Netz

Infolge der Liberalisierung der Energiemärkte sind die Tätigkeiten des Netzbetriebs von denen der Erzeugung sowie des Vertriebs von Strom zu unterscheiden. Gemäß den Vorgaben zur Entflechtung (*Unbundling*) ist die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung – vor allem vom Energiehandel – zu gewährleisten. Das Energiewirtschaftsgesetz enthält detaillierte Vorgaben zur rechtlichen, operationellen und buchhalterischen Entflechtung dieser Tätigkeitsbereiche.

Welchem dieser Bereiche sind nun die Speicher zuzuordnen? Für die Gasspeicher wurde bereits ausgeführt, dass die Definition der »Speicheranlage« in § 3 Nr. 31 EnWG differenzierend im Blick hat, dass unter bestimmten Umständen auch der Betreiber des Leitungsnetzes als Betreiber des Gasspeichers in Betracht kommt. Allerdings ist die Zuordnung für den Gasspeicher gleichwohl nach der Lage im Einzelfall zu treffen. Dabei ist die Frage der Finanzierung der Speicherkosten stets zu bedenken. Ob sich der Gasspeicher bei der ausschließlichen Nutzung durch den Gasnetzbetreiber oder bei dem ausschließlichen Einsatz am Markt entsprechend des jeweiligen Refinanzierungsmechanismus wirtschaftlich betreiben lässt, ist keinesfalls unproblematisch.

Für die Stromspeicher fehlt es aber sogar an einer den Gasspeichern entsprechenden Vorschrift. Die Pumpspeicherkraftwerke wurden historisch dem Bereich Erzeugung und Vertrieb zugeordnet und finanzierten sich weitgehend über Arbitragegeschäfte im Erzeugungsausgleich am Strommarkt und in der jüngsten Zeit zunehmend an den Regelleistungsmärkten (s. ► Abschn. 13.1). Derzeit stehen aufgrund der gesunkenen Börsenpreise mit stark verringerten Preisspreizungen die meisten Pumpspeicher in Deutschland nach Betreiberangaben jedoch an den Grenzen ihrer Wirtschaftlichkeit.

Im Zuge der Diskussion um den Einsatz von Stromspeichern zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien stellt sich aber die Frage neu, ob unter Umständen auch Netzbetreiber als Betreiber eines Stromspeichers in Betracht kommen. Wenn der Stromspeicher ausschließlich Funktionen für Zwecke des Netzbetriebs übernimmt, erscheint dies grundsätzlich möglich (s. [4]). Die Bundesnetzagentur stellt sich den Betrieb von Stromspeichern aber zuvorderst durch die Marktakteure vor und sieht allenfalls einen geringen Einsatzbereich für netzdienliche Speicher (s. [5]). Stromspeicher können aber bereits heute schon in bestimmten Fällen wirtschaftlicher sein als dieser konventionelle Netzausbau, vor allem wenn die genehmigte Netzverstärkungsmaßnahme durch eine weitere Zielnetzplanung innerhalb weniger Jahre obsolet wird, aber über Jahrzehnte über die Netznutzungsentgelte abgeschrieben wird.

Studien eines großen deutschen Verteilnetzbetreibers zeigen, dass bei gleichzeitigem Auftreten von Spannungs- und Überlastproblemen Batteriespeicher die günstigere Alternative zum konventionellen Netzausbau sein können. Reine spannungslösende Maßnahmen wie der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators sind hierbei nicht mehr ausreichend (s. [6]). Eine Abrechnung eines Stromspeichers als Netzbetriebsmittel über die Netznutzungsentgelte wäre aus dieser Sichtweise bei Nachweis der Wirtschaftlichkeit gegenüber einem konventionellen Netzausbau vorstellbar, ohne die Entflechtung zu beeinträchtigen. Vor allem werden auch andere Energiespeicher wie z. B. die Dieseltanks in den Backup-BHKW der Leitwarten bereits heute so abgerechnet.

Die Diskussion um die Einordnung der Speicher ist keinesfalls abgeschlossen. Eine besondere regulierungsrechtliche Aufgabe wird darin liegen, die

Rechtsvorschriften so offen auszugestalten bzw. zu handhaben, dass Speicher und andere Flexibilitätsinstrumente dort, wo dies technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, zeitabschnittsweise oder anteilig entweder dem Netz oder dem Markt ihren Einsatz anbieten können. Ein technologieneutraler Wettbewerb von Speichern unter den Flexibilitätsoptionen ist auch Ziel und Gegenstand der Gesetzgebung zur Reform des Strommarktes (s. [7, 8]).

15.3 Netzanschluss von Stromspeichern

Eine der ersten Fragen für ein Speicherprojekt ist stets, wie der Speicher an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden kann. Die Vorgaben zum Netzanschluss unterscheiden sich danach, ob ein »normaler« Speicher nach dem allgemeinen Energiewirtschaftsrecht oder ein Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien nach dem EEG angeschlossen werden soll.

15.3.1 Anschluss nach dem EnWG

Nach § 17 Abs. 1 EnWG sind auch »Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie« zu angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an das jeweilige Energieversorgungsnetz anzuschließen. Der Netzanschluss darf nur verweigert werden, wenn der Anschluss aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist. Daneben kann sich je nach Lage des Einzelfalls ein Anschlussanspruch auch aus § 18 EnWG ergeben (s. [1, 9]).

Für die Ausführung des Netzanschlusses gilt im EnWG ebenso wie im EEG (s. § 10 Abs. 2 EEG 2014/2017) im Kern die Vorgabe, dass die technische Sicherheit zu gewährleisten ist, wofür insbesondere die allgemein anerkannten Regeln der Technik einzuhalten sind (§ 49 EnWG). Den technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. kommt für die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik eine Vermutungswirkung zu. Daher ist hervorzuheben, dass der VDE eine VDE-Anwendungsregel mit Sicherheitsanforderungen für die Planung, die Errichtung, den Betrieb, die Deinstallation und die Entsorgung für stationäre elektrische Energiespeichersysteme zum Festanschluss an ortsfeste elektrische Anlagen veröffentlicht hat (VDE-AR-E 2510-2). Außerdem ist die VDE-Anwendungsregel für stationäre Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien zu erwähnen (E VDE-AR-E 2510-50). (Beide Anwendungsregeln lagen zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Kapitels als Entwurf vor.) Die Netzbetreiber können ihrerseits technische Anschlussbedingungen vorgeben.

Zu den einzuhaltenden technischen Anschlussbedingungen und auch zum Messkonzept treten im Einzelfall angesichts der Verschiedenartigkeit der Speichertechnologien und der vielen innovativen Produkte mitunter Fragen auf. Der BGH hat in einer Entscheidung vom 14.04.2015 im Zusammenhang mit dem Anbringungsort für Messeinrichtungen in einem »Zuhause-Kraftwerk« einerseits betont, dass der Netzbetreiber durch die Möglichkeit der Festlegung der technischen Anschlussbedingungen maßgeblichen Einfluss auf den Anbringungsort und die Art und Weise der Anbringung habe. Andererseits dürfe er dabei nicht gegen höherrangiges Recht verstoßen, wobei als gesetzlicher Maßstab über § 49 EnWG insbesondere die allgemein anerkannten Regeln der Technik heranzuziehen seien. In diesem Rahmen komme dem Netzbetreiber kein Vorrang bei der Auswahl zwischen mehreren technisch unbedenklichen Anordnungsmöglichkeiten einer Messeinrichtung zu (s. [10]).

15.3.2 Anschluss nach dem EEG

Wenn es sich bei dem Speicher um eine Anlage im Sinne des EEG handelt (s. ▶ Abschn. 15.2.2), greifen für diesen auch die Vorschriften zum Netzanschluss in § 8 EEG 2014/2017. Anlagen im Sinne des EEG sind danach »unverzüglich« und »vorrangig« anzuschließen.

§ 8 EEG 2014/2017 gibt im Einzelnen vor, wie der Verknüpfungspunkt zwischen Anlage und Netz und zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zu ermitteln ist. Der Anlagenbetreiber trägt (lediglich) die Kosten zum Anschluss der Anlage an den so ermittelten Verknüpfungspunkt.

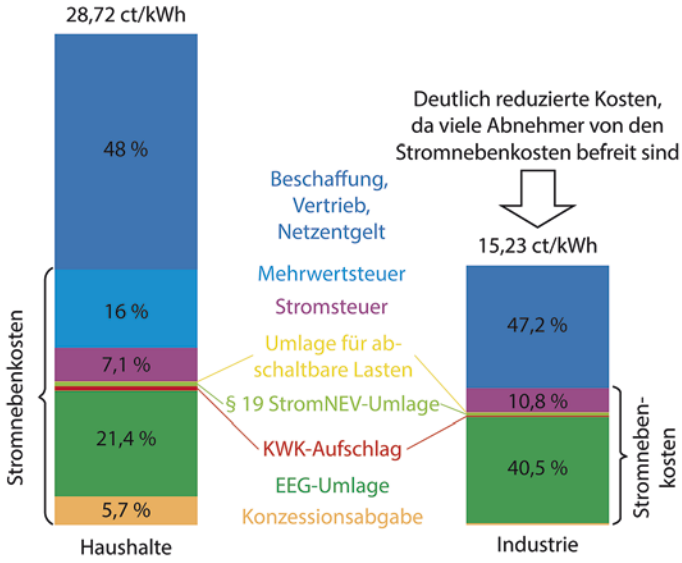


Abb. 15.1 Mittlere Anteile der Stromnebenkosten an den Strompreisen für Haushalte und Unternehmen im Jahr 2015.

Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung oder des Ausbaus des Netzes hat nach § 17 EEG 2014/2017 hingegen der Netzbetreiber zu tragen. Nur soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist, muss der Netzbetreiber sein Netz nicht optimieren, verstärken und ausbauen (§ 12 Abs. 3 EEG 2014/2017). Fällt ein Speicher als »Anlage« unter die Vorschriften des EEG, so ist er daher zu privilegierenden Bedingungen an das Netz anzuschließen.

15.4 Stromkostenbelastungen bei der Einspeicherung

Für die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten sind die »Stromnebenkosten« des Strombezugs entscheidend. Selbst wenn durch Einspeisemanagementmaßnahmen im *Redispatch* des Kraftwerkseinsatzes zahlreiche Strommengen aus EEG-Anlagen ungenutzt bleiben, können diese Strommengen nicht »kostenlos« für die Einspeicherung genutzt werden. Selbst wenn der Strom für 0 € bezogen werden könnte, sind in verschiedenen Fällen die »Stromnebenkosten« zu zahlen, was einem wirtschaftlichen Speicherbetrieb entgegensteht.

Mit »Stromnebenkosten« werden die gesetzlich auferlegten Kostenpositionen des Strombezugs bezeichnet, die zusätzlich zu dem reinen Energiepreis für eine Stromlieferung zu zahlen sind. Als solche Stromnebenkosten werden hier die Netzentgelte, die EEG-Umlage und die Stromsteuer betrachtet. Aber auch an weitere Stromkostenbestandteile wie die Offshore-Umlage, die KWK-Umlage und die Konzessionsabgaben ist zu denken. Abbildung 15.1 zeigt die mittleren Anteile der Stromnebenkosten an den Strompreisen für Haushalte und Unternehmen im Jahr 2015.

Die Frage des Anfallens sämtlicher nachfolgend dargestellter Entgelte, Abgaben und Umlagen sowie des Eingreifens von Ausnahmetatbeständen ist stets im jeweiligen Einzelfall zu prüfen. Vorgestellt werden können nachfolgend nur die für Speicher besonders relevanten Regelungen und deren wichtigste Voraussetzungen, was eine Prüfung im Einzelfall aber nicht ersetzen kann.

15.4.1 Speicherung als Letztverbrauch von Strom

In einigen Speichertechnologien findet eine Umwandlung von elektrischer Energie in einen »speicherbaren« Energieträger statt. Diesem physikalischen Vorgang folgend hat der Bundesgerichtshof (BGH) in

einer Entscheidung zu einem Pumpspeicherwerk entschieden, dass die Entnahme von Strom für den Pumpvorgang in dem Pumpspeicherwerk als netzentgeltpflichtiger Letztverbrauch anzusehen ist (s. [11]).

Von dieser in weiteren Entscheidungen bekräftigten Rechtsprechung des BGH ist heute in der Praxis auszugehen, auch wenn die Einstufung von Speichern als Letztverbraucher in der Rechtswissenschaft durchaus umstritten ist (s. [12]). Neben den Netzentgelten dürfte die Sichtweise des BGH in ähnlicher Weise auch für die EEG-Umlage gelten. Ebenso spricht viel dafür, dass diese Sichtweise auch auf andere Speichertechnologien übertragbar ist, zumindest auf solche, bei denen eine Umwandlung von Strom in eine andere Energieform stattfindet. Erst recht gilt diese Betrachtung für Speichertechnologien, in denen Strom nicht »zwischengespeichert« wird. Bei Power-to-Heat wird aus der erzeugten Wärme nicht wieder Strom erzeugt, sodass der Stromverbrauch der Power-to-Heat-Anlage als netzentgeltpflichtiger Letztverbrauch anzusehen ist.

Der Gesetzgeber hat allerdings gesehen, dass die Pflicht zur Zahlung von Stromnebenkosten beim Strombezug eines Speichers den Zubau oder sogar schon den Erhalt von bereits bestehenden Speichereinrichtungen erheblich beeinträchtigen würde. Vor diesem Hintergrund hat er mehrere Ausnahmetatbestände geschaffen, die im Folgenden überblicksartig dargestellt werden. Diese Ausnahmetatbestände sollen insbesondere eine doppelte Belastung mit den Stromnebenkosten sowohl beim Strombezug eines Speichers als auch – im Falle eines »Zwischenspeichers« – bei einer Ausspeisung und nochmaligen Lieferung des zwischengespeicherten Stroms vermeiden.

15.4.2 Netznutzungsentgelte

Wird der Strom für eine Speichereinrichtung über das Energieversorgungsnetz bezogen, so handelt es sich dabei – der erwähnten Rechtsprechung des BGH folgend – zunächst um einen netzentgeltpflichtigen Letztverbrauch. In der Übergangsregelung des § 118 Abs. 6 EnWG ist aber eine zeitlich befristete Befreiung von den Netzentgelten für neue Speicheranlagen und modernisierte Pumpspeicherkraftwerke vorgesehen.

Freistellung für neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie

Nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab dem 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind danach für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.

Wichtig ist, dass die Freistellung von den Netzentgelten grundsätzlich nur dann erfolgt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Es bedarf damit einer Rückverstromung und Wiedereinspeisung in dasselbe Netz. Damit kann die Netzentgeltbefreiung insbesondere für Power-to-Heat regelmäßig keine Anwendung finden (s. [13]). Die Netzentgeltbefreiung zielt vielmehr auf Anlagen ab, in denen Strom »zwischengespeichert« wird.

Erweiterung für Power-to-Gas

Die soeben genannte einschränkende Anforderung der Wiedereinspeisung in dasselbe Netz gilt allerdings nicht für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder aus dem so erzeugten Wasserstoff und anschließender Methanisierung Gas oder Biogas hergestellt wird. Für Power-to-Gas-Anlagen bedeutet dies zunächst, dass für sie ebenfalls eine Möglichkeit zur zeitlich befristeten Freistellung von den Netzentgelten für den Strombezug der Power-to-Gas-Einrichtung gilt. Es spricht einiges dafür, dass die Freistellung bei Power-to-Gas auch dann eingreift, wenn der Wasserstoff oder das Methan nicht rückverstromt, sondern zu anderen Zwecken beispielsweise in der Mobilität verwendet werden (s. [1, 2]). Dies ist allerdings umstritten (s. [9]). Eine zeitlich befristete Ausnahme/Reduzierung zugunsten der Förderung und Etablierung von jungen Technologien zur Sektorenkopplung sollte daher angedacht werden.

- **Netzentgeltbefreiung für modernisierte Pumpspeicherwerke**

Eine zeitlich auf zehn Jahre ab Inbetriebnahme beschränkte Freistellung von den Netzentgelten hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie kann auch bei der Modernisierung von Pumpspeicherkraftwerken greifen. Dazu ist ihre elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 % oder ihre speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 % nach dem 04.08.2011 zu erhöhen. Aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten ist dabei nachzuweisen, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Für die Freistellung von den Netzentgelten ist bei den modernisierten Pumpspeicherkraftwerken eine Genehmigung erforderlich.

- **Reichweite der Freistellung – andere Umlagen und Abgaben erfasst?**

Umstritten ist, ob mit der Ausnahmevorschrift in § 118 Abs. 6 EnWG neben den Netznutzungsentgelten im engeren Sinne auch weitere Kostenbestandteile entfallen, die zusammen mit den Netznutzungsentgelten erhoben werden. Dies betrifft die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage, die § 19 StromNEV-Umlage, die AbLaV-Umlage und die Konzessionsabgaben (s. [9, 13, 14]).

- **Andere Befreiungstatbestände**

Sollte die besondere Freistellung von den Netzentgelten für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie aus § 118 Abs. 6 EnWG im Einzelfall nicht eingreifen, kommt in Betracht, dass aus anderen Gründen kein oder nur ein verringertes Netzentgelt zu zahlen ist. So ist stets die Frage zu klären, ob der Energiespeicher Strom überhaupt über ein Energieversorgungsnetz bezieht und ob damit Netzentgelte anfallen. Zur Beantwortung dieser Frage ist gegebenenfalls näher aufzuklären, wo das Energieversorgungsnetz im Einzelfall beginnt.

Eine Reduzierung der Netzentgelte kann bei Speichern über ein individuelles Netzentgelt für eine atypische Netznutzung erfolgen. Hierfür sind die Voraussetzungen nach § 19 Abs. 2 Satz 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) einzuhalten. Aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder aufgrund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten ist nachzuweisen, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Die atypische Netznutzung, für die Speicher prinzipiell geeignet sind, kann daher je nach dem Einsatz des Speichers mit einem geringeren individuellen Netzentgelt unterstützt werden.

15.4.3 EEG-Umlage

Wird die in ▶ Abschn. 15.4.2 dargestellte Rechtsprechung des BGH zur Netzentgeltpflicht von Speichern auf die EEG-Umlage übertragen, ist für den Strombezug eines Speichers grundsätzlich auch die EEG-Umlage zu entrichten. Nach § 60 Abs. 1 EEG 2014/2017 fällt die EEG-Umlage stets an, wenn Elektrizitätsversorgungsunternehmen Strom an Letztverbraucher liefern. Der Betreiber einer Speichereinrichtung ist dabei unter Zugrundelegung der Rechtsprechung des BGH in der Regel als ein Letztverbraucher anzusehen.

Für den Strombezug eines Speichers ist nach geltender Rechtslage grundsätzlich auch die EEG-Umlage abzuführen. Dabei ist hervorzuheben, dass das Anfallen der EEG-Umlage anders als das der Netzentgelte nicht daran gekoppelt ist, dass für die Stromlieferung ein Energieversorgungsnetz oder Netz für die allgemeine Versorgung genutzt wird. Stattdessen ist in der Rechtsprechung des BGH geklärt, dass die EEG-Umlage auch für Stromlieferungen außerhalb des Netzes für die allgemeine Versorgung zu zahlen ist (s. [15]).

- **Befreiungsvorschrift für Stromspeicher im EEG 2014**

Ähnlich wie im Bereich der Netzentgelte existiert aber auch hinsichtlich der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage eine Ausnahmevorschrift für Stromspeicher. Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, entfällt nach § 60 Abs. 3 Satz 1 EEG 2014 der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn dem Stromspeicher Energie

ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Auch in diesem Fall besteht eine Befreiungsmöglichkeit also nur dann, wenn Strom zwischengespeichert und anschließend wieder in das Netz eingespeist wird. Im Anwendungsbereich des EEG ist mit dem Netz das Netz für die allgemeine Versorgung gemeint.

Diese Befreiung von der EEG-Umlage setzt nach dem Wortlaut allerdings – strenger als im Wortlaut der Freistellungsvorschrift zu den Netzentgelten – voraus, dass dem Stromspeicher »ausschließlich« Energie zur Wiedereinspeisung in das Netz für die allgemeine Versorgung entnommen werden darf. In der Praxis fallen insbesondere aus diesem Grunde nicht alle Speichereinrichtungen unter diese Befreiung von der EEG-Umlage für ihren Strombezug. Teils soll nicht die gesamte zwischengespeicherte Energie auch rückverstromt werden, teils ergeben sich Schwierigkeiten aus dem Standort des Speichers innerhalb einer Kundenanlage und aus der fehlenden Rückspeisung in das Netz für die allgemeine Versorgung. Ob die engen Voraussetzungen der EEG-Umlagebefreiung erfüllt werden, ist daher besonders zu prüfen.

■ Erweiterung der Befreiungsvorschrift für Stromspeicher im EEG 2017

Mit dem EEG 2017 wurde die Befreiung von der EEG-Umlage für den Strombezug von Stromspeichern in § 61a EEG 2017 erweitert und enthält nun zwei Varianten, unter denen eine Befreiung eingreift. Die Vorschrift befasst sich weiterhin mit Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird. Die EEG-Umlage entfällt sodann zum einen dann, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Das enge Ausschließlichkeitskriterium ist in dieser Variante daher weiterhin enthalten. Jedoch wird nicht mehr von der „Wieder"einspeisung von Strom in das Netz gesprochen. Stattdessen wird lediglich vorausgesetzt, dass dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung in ein Netz für die allgemeine Versorgung entnommen wird.

Noch wichtiger für dezentrale Speicherkonzepte ist, dass die EEG-Umlage in der zweiten Variante auch dann entfällt, wenn für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 oder § 61 Abs. 1 EEG 2017 gezahlt wird. Der Gesetzgeber sieht damit eine EEG-Umlagebefreiung für den Vorgang der Einspeicherung (Strombezug des Stromspeichers) auch dann vor, wenn für den gesamten dem Speicher entnommenen Strom im Vorgang der Ausspeicherung (Strombezug eines Letztverbrauchers) die EEG-Umlage entrichtet wird. Hiermit soll eine Doppelbelastung bei der Ein- und Ausspeicherung vermieden werden (s. [16]). Indem der Gesetzgeber hier auch auf die EEG-Umlage nach § 61 Abs. 1 EEG 2017 verweist, reicht es aus, wenn im Vorgang der Ausspeicherung die reduzierte EEG-Umlage im Fall einer Eigenversorgung geleistet wird (für welche die entsprechenden Voraussetzungen vorliegen müssen). Entscheidend ist allerdings, dass EEG-Umlage auf den gesamten aus dem Speicher entnommenen Strom gezahlt werden muss. Fälle einer „Mischnutzung" des Speichers bleiben problematisch und können ggf. nicht unter eine Umlagebefreiung fallen. Der Gesetzgeber begründet dies damit, dass Missbrauchsfällen vorgebeugt werden soll (s. [16]).

Insgesamt ist erfreulich, dass die Neuregelung mit dem EEG 2017 Fälle des dezentralen Einsatzes von Stromspeichern klarer erfasst und die Problematik der doppelten EEG-Umlage eindämmt. Gleichwohl muss weiterhin im Einzelfall geprüft werden, ob die Befreiung eingreift – sie gilt weiterhin nur in bestimmten Konstellationen.

■ Befreiung für Power-to-Gas mit EE-Strom im EEG 2017

In § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2014/§ 61a Abs. 2 EEG 2017 wird für Power-to-Gas zudem eine gesonderte Ausnahmemöglichkeit vorgesehen. Die EEG-Umlage entfällt danach auch für die Lieferung von Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird. Voraussetzung ist also zunächst, dass Speichergas im Sinne des § 5 Nr. 29 EEG 2014/§ 3 Nr. 42 EEG 2017 vorliegt – dieses darf also ausschließlich unter Einsatz von erneuerbarem Strom im Sinne des EEG erzeugt worden sein (s. ► Abschn. 15.2.2). Außerdem ist das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 47 Abs. 6 Nrn. 1 und 2 EEG 2014/§ 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG 2017 zur Stromerzeugung einzusetzen und der Strom tatsächlich in

das Netz einzuspeisen. Auch hier findet sich also das Erfordernis einer Rückverstromung. Zudem hat die Einspeisung in das Erdgasnetz – kurz gesagt – den Anforderungen an eine ausgeglichene Bilanz im Kalenderjahr und an die Verwendung von Massenbilanzsystemen zu genügen.

Eigenversorgungsprivileg

Für Stromspeicher spielt auch das sogenannte Eigenversorgungsprivileg des EEG eine große Rolle – insbesondere in den Fällen, in denen die besondere EEG-Umlagebefreiung für Stromspeicher nicht eingreift. Vor Inkrafttreten des EEG 2014 war die Eigenversorgung mit Strom noch vollständig von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage ausgenommen. Während diese Rechtslage für bestimmte Bestandsanlagen weiterhin Gültigkeit hat, ist seit dem EEG 2014 nunmehr im Grundsatz auch die Eigenversorgung mit Strom EEG-umlagepflichtig. Für die Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien oder aus einer hocheffizienten KWK-Anlage sind allerdings nur verringerte Anteile der EEG-Umlage von zunächst 30 %, 35 % in 2016 und 40 % ab 2017 zu zahlen.

Für viele Speicherkonzepte stellt sich daher im jeweiligen Einzelfall die Frage, ob und inwieweit die Anforderungen an eine Eigenversorgung erfüllt sind und damit nur eine reduzierte oder im Einzelfall sogar keine EEG-Umlage zu entrichten ist. Hierfür ist von großer Relevanz, dass eine Reduzierung oder gegebenenfalls sogar Befreiung von der EEG-Umlage durch das Eigenversorgungsprivileg nur eingreift, wenn eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt wird. Hierzu gehört insbesondere, dass dieselbe natürliche oder juristische Person sowohl Betreiber der Stromerzeugungsanlage als auch Betreiber der Verbrauchseinrichtung zu sein hat. Dieses Kriterium wird von der Rechtsprechung streng formal verstanden: Selbst bei einer Stromlieferung von einer Muttergesellschaft an ein Tochterunternehmen liegt keine Personenidentität mehr vor, weil es sich um zwei selbstständige juristische Personen handelt – eine Berufung auf das Eigenversorgungsprivileg scheidet dann aus (s. [15]). Weitere Voraussetzungen bestehen im Hinblick auf die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch des Stroms und die räumliche Nähe zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher.

Die grundsätzliche Pflicht zur Zahlung einer EEG-Umlage auch bei der Eigenversorgung kann sich auf Speicherprojekte zunächst gegenüber dem vorherigen Rechtszustand negativ auswirken.

Unter bestimmten engen Voraussetzungen entfällt allerdings auch bei einer Eigenversorgung ein Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage gemäß § 61 Abs. 2 EEG 2014/2017 sogar vollständig. Diese Ausnahmefälle erfassen zunächst Eigenversorgungen eines Kraftwerkseigenverbrauchs, bei denen der Strom in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird (§ 61 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014/2017).

Begünstigt sind außerdem Eigenversorgungen, bei denen der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist (§ 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014/2017), was bei bestimmten Inselkonzepten unter Einbeziehung eines Speichers von Relevanz sein kann. Eine von der EEG-Umlage befreite Eigenversorgung kann auch vorliegen, wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit erneuerbarem Strom versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlung nach dem EEG in Anspruch nimmt (§ 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014/2017).

Am meisten Relevanz für Speicherprojekte dürfte indes die Befreiung von der EEG-Umlage bei einer Eigenversorgung haben, wenn Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 10 kW erzeugt wird, für höchstens 10 MWh selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr (§ 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014/2017). Diese letzte Befreiung gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Zu berücksichtigen ist auch, dass die Verklammerungsvorschrift zur Zusammenfassung mehrerer EEG-Anlagen im Hinblick auf die Leistung von 10 kW entsprechend anzuwenden ist.

Wie das Eigenversorgungsprivileg und insbesondere die erwähnten Ausnahmebestimmungen auf Stromspeicher (sinnvoll) angewendet werden können, ist noch in der Diskussion. Wird die erwähnte Rechtsprechung des BGH zu den Netzentgelten auf Eigenversorgungskonstellationen des EEG übertragen, dann dürfte bereits der Stromspeicher selbst als Verbrauchseinrichtung anzusehen sein. Die EEG-Umlage könnte dann grund-

sätzlich zweimal – sowohl bei der Lieferung von Strom aus einer Erzeugungsanlage an den Speicher als auch bei Lieferung aus dem Speicher an eine Verbrauchseinrichtung – anfallen, und bei jedem dieser Vorgänge wäre zu untersuchen, ob infolge des EEG-Eigenversorgungsprivilegs eine Reduzierung oder Ausnahme von der EEG-Umlage stattfindet.

Diesen Ansatz verfolgt die Clearingstelle EEG, welche zur Klärung von Auslegungsfragen des EEG berufen wurde, in einer Empfehlung vom Juni 2015. Sie kommt dann folgerichtig zu dem Ergebnis, dass die Anforderung der Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch auch bei Zwischenschaltung eines Speichers eingehalten werden kann. Auch folgert sie, dass die Voraussetzungen einer Befreiung von der EEG-Umlage nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014 eingehalten werden können, wenn eine Eigenversorgung aus einer Photovoltaik-Anlage bis 10 kW erfolgt und ein Speicher mit einer Leistung bis 10 kW eingebunden ist (s. [17]).

Zwar sind die Empfehlungen der Clearingstelle EEG rechtlich unverbindlich. In der Praxis spricht aber viel dafür, dass entsprechend dieser Ansicht der Clearingstelle EEG bei kleinen Speichern zur ausschließlichen Zwischenspeicherung von selbst erzeugtem Solarstrom die EEG-Umlagebefreiung des § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014/2017 in vielen Fällen eingreifen kann. Dabei sind insbesondere die Anforderungen an eine Eigenversorgung einzuhalten und zu überprüfen.

Für die Erhebung der EEG-Umlage in Eigenversorgungskonstellationen ist der »Leitfaden zur Eigenversorgung« der Bundesnetzagentur (BNetzA) von erheblicher praktischer Bedeutung. Ebenso wie die Clearingstelle EEG unterscheidet auch die BNetzA in dem Leitfaden zwischen der Einspeicherung des Stroms in den Speicher und der Ausspeicherung und Lieferung aus dem Speicher an einen Letztverbraucher. In beiden Lieferbeziehungen ist daher nach Sichtweise der BNetzA zu prüfen, ob die Voraussetzungen für eine Befreiung von der EEG-Umlage – z. B. nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014/2017 – vorliegen. Dabei kommt es auch nach der BNetzA zunächst auf die Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage, dem Betreiber des Stromspeichers und dem Letztverbraucher an, außerdem sind die weiteren räumlichen und zeitlichen Voraussetzungen der Eigenversorgung einzuhalten.

Zudem sollen die Leistung der Stromerzeugungsanlagen maximal 10 kW sowie auch die Leistung des Stromspeichers maximal 10 kW betragen dürfen, wenn die Privilegierung nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014/2017 in beiden Liefervorgängen in Anspruch genommen werden soll. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass der Leitfaden selbst keine Rechtsvorschrift ist, sondern das »Grundverständnis« der BNetzA angibt. Die Aussagen im Leitfaden können daher von einem Gericht in der einen oder anderen Richtung durchaus kritisch hinterfragt und gegebenenfalls anders beurteilt werden (s. [18]).

Besondere Ausgleichsregelung und Ausblick

Im Einzelfall können auch weitere Regelungen zur Höhe der EEG-Umlage wie die besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen eine wichtige Rolle für Speichereinrichtungen spielen. Das Thema EEG-Umlage ist angesichts der in den letzten Jahren signifikant gestiegenen Höhe dieser Umlage für die meisten Speicherprojekte das wirtschaftlich entscheidende Kriterium. Aus diesem maßgeblichen Grund liegt es nahe, eine zeitlich befristete starke Reduzierung der EEG-Umlage zugunsten der Förderung und Etablierung neuer Speichertechnologien zu diskutieren. Damit wäre es möglich, betriebswirtschaftlich noch defizitäre, aber volkswirtschaftlich langfristig sinnvolle Technologien auf den Weg zu bringen (s. [3]).

Für Speicherbetreiber ist wichtig, dass die EEG-Umlage grundsätzlich auch bei einem Strombezug des Speichers außerhalb des Netzes für die allgemeine Versorgung anfallen kann und dass bei Einbindung eines Speichers sogar ein doppeltes Anfallen der EEG-Umlage in Betracht kommt. Den hier in einem Überblick dargestellten Ausnahmetatbeständen kommt daher für Speicherprojekte in der Praxis eine hohe wirtschaftliche Bedeutung zu. Die Entwicklung der Befreiung mit dem EEG 2017 wird dabei viele – wenn auch nicht alle – Fälle besser darstellen können.

15.4.4 Stromsteuer

Anwendungserlass des BMF für Batteriespeicher

Bei der Stromsteuer stellt sich zunächst ebenfalls die Frage, ob diese für den Strombezug eines

Stromspeichers überhaupt anfällt. Nach einem Anwendungserlass des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) soll die Stromsteuer in bestimmten Fällen des Strombezugs eines stationären Batteriespeichers wohl bereits nicht entstehen (s. [19]).

Zunächst heißt es in dem Erlass allerdings, dass die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz zum Aufladen eines Batteriespeichers grundsätzlich zur Entstehung der Stromsteuer führe. Eine Problematik ergebe sich jedoch für stationäre Batteriespeicher, die in das Versorgungsnetz eingebunden sind und bei denen der zur Zwischenspeicherung entnommene Strom zeitlich verzögert wieder in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll. Hier könnte mit der erneuten Entnahme des zunächst zwischengespeicherten Stroms aus dem Versorgungsnetz die Stromsteuer ein zweites Mal entstehen, was vom Gesetzgeber nicht beabsichtigt sei. Bis zu einer gesetzlichen Anpassung könnten aus Sicht des BMF die Batteriespeicher einschließlich der erforderlichen Netzanschlüsse daher vorübergehend als Bestandteil des Versorgungsnetzes behandelt werden, um das Ergebnis einer doppelten Stromsteuerentstehung zu vermeiden.

Befreiungstatbestände

Im Bereich der Stromsteuer kommen je nach Speicherkonzept und Speicherstandort zudem mehrere Tatbestände für eine Stromsteuerbefreiung in Betracht.

Für Strom »zur Stromerzeugung« ist nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG eine Stromsteuerbefreiung möglich. Eine konkretisierende Regelung in § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV bezieht sich in diesem Zusammenhang allerdings nur auf Pumpspeicherwerke, was nicht technologieneutral im Sinne des angestrebten Wettbewerbs zwischen allen Flexibilitätsoptionen ist. Demgemäß wird Strom, der in Pumpspeicherwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien verbraucht wird, als Strom zur Stromerzeugung angesehen. Für andere Speichertechnologien ist hingegen fraglich, ob die Stromsteuerbefreiung für Strom zur Stromerzeugung eingreift (s. [20]).

In der Praxis relevant ist weiter die Stromsteuerbefreiung für grünen Strom aus grünen Netzen nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG kann eine Stromsteuerbefreiung außerdem für Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen, eine Stromsteuerbefreiung eingreifen. Nach diesen beiden Befreiungstatbeständen kann je nach konkretem Speicherkonzept im Einzelfall die Stromsteuer entfallen.

Ein Erlass der Stromsteuer kommt für Power-to-Gas-Anlagen bei Entnahme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht, § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Diese Vorschrift hat für Speicherkonzepte unter Einbeziehung eines Elektrolyseurs hohe Bedeutung.

Ebenso wie im Bereich der EEG-Umlage und bei den Netzentgelten gilt auch bei der Stromsteuer, dass der Anlagenbetreiber einer Speichereinrichtung dieses für die Wirtschaftlichkeit wichtige Thema der Stromnebenkosten vor Verwirklichung seines Projektes abzuklären hat. Insbesondere werden auch die für Speicher relevanten Bestimmungen des StromStG von einer in 2017 beabsichtigten Novellierung betroffen sein.

15.4.5 Übersicht für Pumpspeicher, Batterien und Power-to-Gas

In ◘ Tab. 15.1 werden die denkbaren Entlastungstatbestände für die Technologien Power-to-Gas, Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher übersichtsartig zusammengefasst. Die Tabelle zeigt auf, welche Entlastungen überhaupt denkbar sind – ob diese eingreifen, ist anhand der jeweiligen Voraussetzungen im Einzelfall zu prüfen.

15.5 Teilnahme von Energiespeichern an den Energiemärkten

Stromspeicher können sich auf verschiedene Art und Weise an den Energiemärkten beteiligen. Bereits nach dem allgemeinen Energiewirtschaftsrecht stehen für eine Marktteilnahme vielfältige Möglichkeiten offen (s. ▶ Abschn. 15.5.1). Besonderheiten bestehen, wenn der Stromspeicher mit er-

Tab. 15.1 Befreiungs-/Reduzierungsmöglichkeiten von Stromkostenbelastungen für Strombezug Power-to-Gas, Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher

Entgelt/Abgabe/ Umlage	Befreiungs- oder Reduzierungsmöglichkeit für Strombezug Power-to-Gas Anlage	Befreiungs- oder Reduzierungsmöglichkeit für Strombezug Pumpspeicherkraftwerk	Befreiungs- oder Reduzierungsmöglichkeit für Strombezug Batteriespeicher
Netznutzungsentgelte	- kein Bezug über das Energieversorgungsnetz - befristete Freistellung für neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, § 118 Abs. 6 S. 1, 7 EnWG - individuelles Netzentgelt für atypische Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	- kein Bezug über das Energieversorgungsnetz - befristete Freistellung für neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG - befristete Freistellung für modernisierte Pumpspeicherkraftwerke, § 118 Abs. 6 S. 2, 4, 5 EnWG, - individuelles Netzentgelt für atypische Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	- kein Bezug über das Energieversorgungsnetz - befristete Freistellung für neue Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG - individuelles Netzentgelt für atypische Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV
KWK-Umlage, Offshore-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage, Konzessionsabgaben	Umstritten, ob diese zusammen mit Freistellung von den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen	Umstritten, ob diese zusammen mit Freistellung von den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen	Umstritten, ob diese zusammen mit Freistellung von den Netznutzungsentgelten nach § 118 Abs. 6 EnWG entfallen
EEG-Umlage	- Freistellung bei Verwendung als „Stromspeicher" nach § 61a Abs. 1 EEG 2017 denkbar, § 60 Abs. 3 S. 1 EEG 2014, - Befreiung bei Erzeugung von Speichergas, Gasabtausch über Erdgasnetz und Stromeinspeisung, § 60 Abs. 3 S. 2 EEG 2014/§ 61a Abs. 2 EEG 2017 - Befreiung/Reduzierung durch Eigenversorgungsprivileg, § 61 EEG 2014/2017 - Reduzierung durch besondere Ausgleichsregelung, §§ 63 ff. EEG 2014/2017	- Freistellung bei Zwischenspeicherung und ausschließlicher Einspeisung, § 61a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 - Freistellung bei Zwischenspeicherung und Zahlung EEG-Umlage für gesamten Strom, der Speicher entnommen wird, §61a Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 - Befreiung/Reduzierung durch Eigenversorgungsprivileg, § 61 EEG 2014/2017	- Freistellung bei Zwischenspeicherung und ausschließlicher Einspeisung, § 61a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 - Freistellung bei Zwischenspeicherung und Zahlung EEG-Umlage für gesamten Strom, der Speicher entnommen wird, §61a Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 - Befreiung/Reduzierung durch Eigenversorgungsprivileg, § 61 EEG 2014/2017, bei kleinen PV-Anlagen und Batteriespeichern insbesondere § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2014/2017
Stromsteuer	- Elektrolyse bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes, § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG - grüner Strom aus grünen Netzen, § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG - Strom aus Anlagen mit Nennleistung max. 2 MW im räumlichen Zusammenhang, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG	- Strom zur Stromerzeugung, § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG, § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV	- Anwendungserlass des BMF zu stationären Batteriespeichern - Grüner Strom aus grünen Netzen, § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG - Strom aus Anlagen mit Nennleistung max. 2 MW im räumlichen Zusammenhang, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG

neuerbarem Strom betrieben werden soll (s. dazu ► Abschn. 15.5.2). Heute spielen für die Verwirklichung von Speicherprojekten außerdem Förderprogramme für die Speicherung eine wichtige Rolle (s. ► Abschn. 15.5.3).

15.5.1 Vermarktungsmöglichkeiten im Energiewirtschaftsrecht

Stromspeicher können sich wie andere Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen unter den Regelungen des allgemeinen Energiewirtschaftsrechts an den verschiedenen Energiemärkten beteiligen. Da die Stromspeicher sowohl ihre Einspeicher- als auch ihre Ausspeicherkapazitäten und -leistungen vermarkten können, besteht hier eine Reihe von Möglichkeiten.

■ Lieferverträge

Der Bezug von Strom für den Betrieb des Speichers kann auf der Basis normaler Energielieferverträge erfolgen. Das klassische Betriebsmodell der Pumpspeicherkraftwerke war hier, sich durch die Unterschiede in den Marktpreisen im Rahmen sogenannter Arbitragegeschäfte zu finanzieren (s. ► Abschn. 13.1). Strom wurde für die Einspeicherung zu Zeiten günstiger Strompreise eingekauft und in der Ausspeicherung zu Zeiten hoher Preise verkauft. Grundsätzlich können sich Stromspeicher aber auch über langfristige Lieferverträge mit dem notwendigen Strombedarf eindecken.

■ Teilnahme an den Regelenergiemärkten

Eingehend diskutiert wird die Teilnahme von Stromspeichern an den Regelenergiemärkten. Um die Systemstabilität in den Stromnetzen aufrechtzuerhalten, schreiben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die erforderliche positive und negative Regelenergie aus. Dies erfolgt über eine gemeinsame Internetplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber (s. [21]). Darin wird die benötigte Regelleistung nach den Formen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung ausgeschrieben.

Bei Stromspeichern besteht die Besonderheit, dass sie aufgrund ihrer »Doppelfunktion« sowohl negative als auch positive Regelleistung anbieten können. Gleichwohl sind die Hürden für eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten nicht unerheblich. Um an den Regelenergiemärkten teilnehmen zu dürfen, sind sogenannte Präqualifikationsbedingungen zu erfüllen. Diese werden zunächst von Festlegungen der BNetzA für die einzelnen Arten der Regelenergie bestimmt (s. [22]). Im Transmission Code 2007 zu den »Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber« haben sich die Übertragungsnetzbetreiber zudem auf gemeinsame Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten verständigt. Zukünftig werden die Präqualifikationsbedingungen auch von europäischer Ebene über die Network Codes mitbestimmt werden.

Die Präqualifikationsanforderungen befinden sich gerade für die Einbindung neuer Stromspeicher wie Batteriespeicher stark in der Diskussion. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben im August 2015 ein Papier zu den »Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung« vorgelegt (s. [23]). Hierin spezifizieren die Übertragungsnetzbetreiber die Mindestanforderungen in Abhängigkeit davon, ob die Batteriespeicher singulär im eigenständigen Betrieb oder integriert in einen Pool auch mit anderen technischen Einheiten betrieben werden. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber davon aus, dass ein kontinuierlicher Vollabruf der präqualifizierten Primärregelleistung für mindestens 30 min zu gewährleisten ist, obwohl diese nach spätestens 5 min von der Sekundärregelleistung abgelöst werden soll und für alle anderen Technologien nur für einen Störungszeitraum von 15 min vorzuhalten ist.

In Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität zur präqualifizierten Primärregelleistung geben die Übertragungsnetzbetreiber darauf aufbauend einen Arbeitsbereich für den Ladestand des Batteriespeichers im Normalbetrieb vor. Faktisch werden die Speicherbetreiber dazu angehalten, eine möglichst große Speicherkapazität vorzuhalten und/oder sich in einem Pool zu integrieren, da ihnen andernfalls nach Sichtweise der Übertragungsnetzbetreiber nur ein sehr geringer Handlungsspielraum für die Fahrweise des Speichers bei der Teilnahme am Primärregelmarkt verbleibt. Ob die Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber in dieser Weise zulässig sind, wird bereits kritisch hinterfragt.

Grundsätzlich ist zu bedenken, dass Batteriespeicher anders als andere technische Einheiten an den Regelenergiemärkten nur über begrenzte Speichervolumina verfügen, aber beispielsweise in Bezug auf Schnelligkeit und Genauigkeit der Regelleistungsbereitstellung wiederum deutliche Vorteile gegenüber anderen Technologien erbringen können.

Ein technologieneutraler, offener Wettbewerb zwischen allen geeigneten technischen Einheiten mit ihren unterschiedlichen Eigenschaften ist zielführend für eine volkswirtschaftlich effiziente Bereitstellung der Regelleistung.

Entsprechend einer Festlegung der BNetzA erfolgt beispielsweise die Ausschreibung der Minutenreserve täglich und findet grundsätzlich am Vortag statt. Die Mindestangebotsgröße für eine Teilnahme an der Ausschreibung der Minutenreserve wird in der Festlegung der BNetzA auf 5 MW für positive und negative Minutenreserve festgesetzt. Dabei beträgt das Angebotsinkrement 1 MW. Für kleinere Speichereinheiten ist auch ein Poolen von Anlagen zum Zweck der Erbringung von Minutenreserve innerhalb der gleichen Regelzone grundsätzlich möglich. Ein regelzonenübergreifendes Poolen von Anlagen ist zur Erreichung der Mindestangebotsgröße ebenfalls zulässig (s. [24]).

Die Erteilung eines Zuschlags erfolgt auf der Basis des Leistungspreises, der Abruf bei Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung über die Höhe des Arbeitspreises.

Speicherbetreiber können sich über die Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber eingehend über alle Daten, Präqualifikationsanforderungen und die Funktionsweise des jeweiligen Regelleistungsmarktes informieren. Für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes bei Teilnahme an den Regelenergiemärkten ist die Prognose über die zukünftige Entwicklung der erzielbaren Preise von hoher Bedeutung. Relevant sind auch die Rahmenverträge der Übertragungsnetzbetreiber, welche zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten abzuschließen sind. Die Vorgaben sind von den Speicherbetreibern zu erfüllen.

Speicher im Strommarkt 2.0 und im Strommarktgesetz

Im Jahr 2015 hat sich das BMWi im Weißbuch »Ein Strommarkt für die Energiewende« für eine Grundsatzentscheidung zur Weiterentwicklung des bestehenden Strommarkts zu einem »Strommarkt 2.0« ausgesprochen (s. [7]). Angestrebt ist, den heutigen Strommarkt fortzuentwickeln und durch eine Kapazitätsreserve zu ergänzen. Hingegen lehnt das BMWi die lange diskutierte Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmarktes in dem Weißbuch ab.

Für die zukünftigen Rahmenbedingungen für Stromspeicher enthält das Weißbuch des BMWi wichtige Aussagen. Das BMWi möchte die bestehenden Marktmechanismen stärken und spricht sich für eine wettbewerbliche Preisbildung aus. Der Netzausbau sei in der Regel die kosteneffizienteste Flexibilitätsoption. Nur in einigen wenigen Fällen könnten Stromspeicher den Netzausbau auf der Niederspannungsebene ersetzen (s. [25]). Der Strommarkt 2.0 soll einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen eröffnen, zu denen auch die Stromspeicher gehören. Sehr viele Flexibilitätsoptionen seien bereits wirtschaftlich oder würden es bei veränderten Strompreisen, sodass sie keine gesonderte Förderung benötigten. Stromspeicher würden sich voraussichtlich erst mittel- bis langfristig im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durchsetzen können.

Zu den im Weißbuch genannten Anwendungsfeldern für Speicher gehören Batteriespeicher in der Elektromobilität und die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (»Power-to-X«), welche das Weißbuch als Sektorenkopplung besonders betont. Im Weißbuch wird angekündigt, dass die Teilnahme an den Regelenergiemärkten für neue Anbieter und insbesondere Speicher vereinfacht werden soll, was konträr zu den genannten Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber zu den Präqualifikationsbedingungen für Batteriespeicher ist. Ein Mittel zur vereinfachten Teilnahme seien kürzere Vorlaufzeiten und Produktzeitscheiben, aber auch ein Sekundärmarkt für Sekundärregelleistung wird diskutiert. Zudem ist geplant, durch ein weiterentwickeltes Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem die Anreize zur Bilanzkreistreue zu stärken. Angekündigt wird außerdem, dass die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile mit dem Ziel eines flexiblen Reagierens auf die Preissignale überarbeitet werden sollen, wobei auch die effiziente Kopplung der Sektoren ermöglicht werden soll.

Die konkrete Umsetzung der ersten im Weißbuch genannten Maßnahmen erfolgte mit Ände-

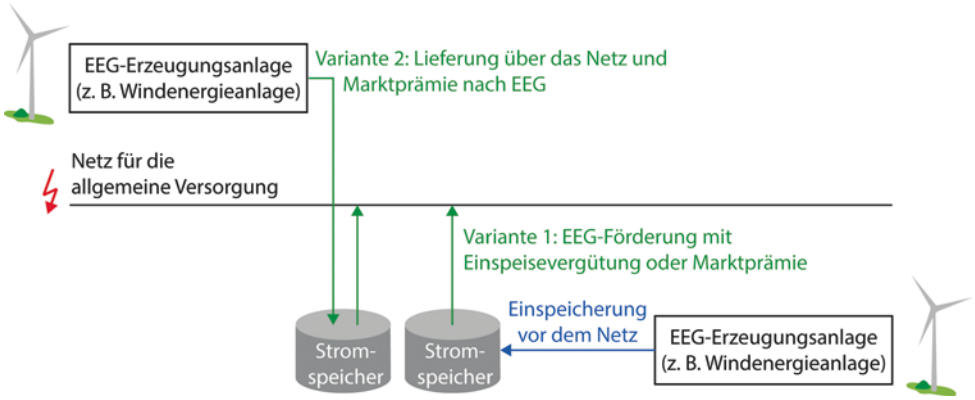


Abb. 15.2 Übersicht der Vergütungsvarianten bei Ausspeicherung im EEG

rungen am EnWG und weiteren Gesetzen durch ein Strommarktgesetz (StrommarktG). Das Strommarktgesetz schreibt die freie Preisbildung am Strommarkt fest. Aus Sicht der Speicher sind die Maßnahmen zur Bilanzkreistreue mit Änderungen an § 8 StromNZV hervorzuheben. Übertragungsnetzbetreiber haben nach dieser Vorschrift den Nutzern der Übertragungsnetze die Kosten für Primärregelleistung und -arbeit, für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung als eigenständige Systemdienstleistungen in Rechnung zu stellen. Zukünftig soll die BnetzA durch Festlegung die Kosten für den Teil der Vorhaltung von Regelleistung aus Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung, der durch das Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen insgesamt verursacht wird, zur Abrechnung über die Ausgleichsenergie bestimmen können. Damit sollen die Kosten zur Vorhaltung von Regelleistung zukünftig verstärkt auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt werden. Außerdem sollen die Bilanzkreise auch für die Bereitstellung von Sekundärregelung geöffnet werden. Mit dem neuen Strommarktgesetz wird Verteilnetzbetreibern außerdem ermöglicht, eine Abregelung von Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen um bis zu 3 % der Jahresenergie und damit je nach Ausmaß auch hohe Leistungsspitzen als Alternative bei der Netzplanung einzubeziehen. Dies könnte dazu führen, dass noch umfangreichere »Überschussstrommengen« von Speichern nutzbar gemacht werden könnten, sofern seitens des Einspeisemanagements auch ein Anreiz besteht und nicht eingespeiste Strommengen auch nicht oder nur teilweise vergütet werden.

Entsprechend der politischen Zielsetzungen aus dem Weißbuch wurden mit dem Strommarktgesetz aber keine speicherspezifischen Bestimmungen geschaffen. Stattdessen werden Energiespeicher als eine der Flexibilitätsoptionen im künftigen Strommarkt behandelt.

Entgelt für dezentrale Einspeisung

Für die Einspeisung von Strom aus Stromspeichern kommt auch die Inanspruchnahme eines Entgelts für die dezentrale Einspeisung nach § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) in Betracht. Allerdings ist nicht zweifelsfrei geregelt, ob für Stromspeicher dieses Entgelt für die dezentrale Einspeisung geltend gemacht werden kann (s. [14]). Ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung ist jedenfalls dann nicht erhältlich, wenn die Stromeinspeisung über das EEG 2014 finanziell gefördert wird. In den übrigen Fällen sollten sich Speicherbetreiber aber mit der Möglichkeit zur Beanspruchung eines entsprechenden Entgelts auseinandersetzen, wenn eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung in ein Stromnetz geplant ist.

Allerdings beabsichtigt das BMWi eine Abschaffung oder Anpassung des Entgelts für die dezentrale Einspeisung für neue Erzeugungsanlagen nach einer angemessenen Übergangszeit. Insbesondere die KWK-Branche kritisiert die geplante Abschaffung indes bereits, sodass die weitere Entwicklung abzuwarten bleibt.

- **Zuschaltbare Lasten im Netzengpassgebiet**

Im Zuge der EEG-Novelle 2016 hat der Gesetzgeber zugleich ein Instrument für zuschaltbare Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG aufgenommen. Dieses soll den Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern im Zusammenspiel mit KWK-Anlagen ermöglichen, um in besonders stark von Abregelungen von EEG-Anlagen betroffenen Gebieten Strom auch dann sinnvoll nutzen zu können, wenn er aufgrund bestehender Netzengpässe nicht abtransportiert werden kann. Hintergrund der Regelung sind vor allem die erheblichen Abschaltungen von Windenergieanlagen in Norddeutschland im EEG-Einspeisemanagement, die infolge von Netzengpässen in den letzten Jahren vorgenommen wurden.

Mit der neuen Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG können Übertragungsnetzbetreiber mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung schließen. Voraussetzungen sind unter anderem, dass die KWK-Anlage technisch zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Netzsicherheit bzw. Zuverlässigkeit aufgrund von Netzengpässen geeignet ist, vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden ist und eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 kW hat. Außerdem müssen sich die Anlagen im Bereich des Netzausbaugebietes befinden, das auf der Grundlage des EEG 2017 festgelegt wird. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen nach der hierüber zu treffenden Vereinbarung eine angemessene Vergütung zahlen und die Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie erstatten. Außerdem sollen sie die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung einmalig erstatten. Der Gesetzgeber begründet die Beschränkung dieses Instruments auf zuschaltbare Lasten an KWK-Anlagen mit der doppelten Entlastungswirkung, die bei gleichzeitiger Abschaltung der KWK-Anlage erreicht werden könnte (s. [26]). Zum ansonsten angestrebten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen steht diese technologiespezifische Förderung allerdings in einem merkbaren Kontrast. Zukünftig werden daher weitere Instrumente wie beispielsweise technologieoffene Ausschreibungen für die Abnahme der Strommengen aus dem Einspeisemanagement benötigt.

15.5.2 Vermarktungsmöglichkeiten im EEG

Wird ein Stromspeicher mit erneuerbarem Strom betrieben, so kann auch der Speicher als Anlage im Sinne des EEG angesehen werden (s. ► Abschn. 15.2.2).

- **EEG-Förderung bei Rückverstromung und Einspeisung in ein Netz**

Wird der erneuerbare Strom bereits vor der Einspeisung in ein Netz für die allgemeine Versorgung in einer Speichereinrichtung zwischengespeichert, so kann im Fall einer späteren Ausspeicherung des Stroms in ein Netz für die allgemeine Versorgung ein Anspruch auf eine finanzielle Förderung nach dem EEG bestehen. Hierfür enthält das Gesetz in § 19 Abs. 4 EEG 2014/§ 19 Abs. 3 EEG 2017 eine eigenständige Norm, welche die Möglichkeit einer Förderung nach dem EEG durch Einspeisevergütung oder Marktprämie bei der Ausspeisung regelt.

Wenn diese Möglichkeit genutzt werden soll, ist der Speicher vor dem Netz für die allgemeine Versorgung unmittelbar an eine EEG-Erzeugungsanlage wie eine Windenergieanlage oder eine Photovoltaik-Anlage anzuschließen (s. Variante 1 in ◘ Abb. 15.2). Außerdem ist erneuerbarer Strom zu speichern, für den die allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen des EEG eingehalten werden. Wird der Strom aus dem Speicher sodann in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist, so bezieht sich der Anspruch auf eine finanzielle Förderung nur noch auf die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird. Wenngleich dies nicht völlig unumstritten ist, so spricht die gesetzliche Formulierung dafür, dass lediglich die ausgespeiste Strommenge nach dem EEG gefördert wird. Die Speicherverluste gehen daher zulasten des Betreibers der Speichereinrichtung (s. [1, 27]).

Außerdem wiegt schwer, dass das EEG keinen eigenen Vergütungssatz und auch keinen Bonus für die Zwischenspeicherung kennt. Die Förderhöhe bestimmt sich stattdessen nach der Höhe der finan-

ziellen Förderung, welche bei einer Einspeisung des Stroms in das Netz für die allgemeine Versorgung ohne Zwischenspeicherung zu zahlen ist. Entscheidend ist danach letztlich die Förderhöhe für Strom aus der EEG-Erzeugungsanlage, der eingespeichert wurde. Diese Höhe der Förderung wird aber auf die in das Netz für die allgemeine Versorgung ausgespeicherte Strommenge bezogen (s. [27]).

EEG-Direktvermarktung und Speicher

Die vorangegangenen Ausführungen machen deutlich, dass die Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung für Strom aus einem Speicher nur in besonderen Fällen wirtschaftlich interessant wird. Größere Deckungsbeiträge können eher über die Möglichkeiten der Direktvermarktung im EEG erzielt werden. Seit dem EEG 2014 wurde die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend ausgestaltet. Größere Neuanlagen über bestimmten Leistungsgrenzen sind nur über die Direktvermarktung zu platzieren und können grundsätzlich keine Einspeisevergütung mehr beanspruchen. Dies hat unmittelbar und mittelbar auch auf Speichereinrichtungen Auswirkungen. Unmittelbar bedeutet dies, dass Speicher über bestimmten Leistungsgrenzen bei einem Betrieb mit erneuerbarem Strom ebenfalls grundsätzlich in die Direktvermarktung zu wechseln haben. Mittelbar hat die verpflichtende Direktvermarktung im EEG positive Auswirkungen für Speicher, da ein Speicher für die Vermarktung von Strom aus anderen EEG-Anlagen durchaus ein interessanter Abnehmer sein kann.

Die Direktvermarktung nach dem EEG zeichnet sich dadurch aus, dass Anlagenbetreiber ihren Strom auf den »normalen« Strommärkten veräußern und dafür einen Marktpreis erzielen. Zusätzlich dazu können sie bei Einhaltung der allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen nach dem EEG vom Netzbetreiber eine Marktprämie in Anspruch nehmen. Diese Marktprämie gleicht – kurz gesagt – die höheren Stromgestehungskosten für erneuerbaren Strom aus.

Wenn Speichereinrichtungen in das System der EEG-Direktvermarktung eingebettet werden sollen, so ist danach zu unterscheiden, ob der Speicher vor dem Netz oder über das Netz für die allgemeine Versorgung betrieben wird (s. Variante 2 in Abb. 15.2). Wird der Speicher bereits vor dem Netz betrieben, so kann bei der Ausspeicherung des erneuerbaren Stroms in das Netz eine Direktvermarktung unter Inanspruchnahme einer Marktprämie durchgeführt werden. Für diesen Fall gelten die Vorgaben des § 19 Abs. 4 EEG 2014/§ 19 Abs. 3 EEG 2017 für die Förderung des zwischengespeicherten Stroms.

Wird der Speicher hingegen über das Netz für die allgemeine Versorgung betrieben, so könnte bereits die Stromlieferung an den Speicher auf dem Wege der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme einer Marktprämie erfolgen. In diesem zweiten Fall können für den zwischengespeicherten Strom aber bei seiner Ausspeicherung keine Förderungen nach dem EEG geltend gemacht werden. Auch ist das Doppelvermarktungsverbot des EEG zu beachten, welches eine Vermarktung des zwischengespeicherten Stroms als »Grünstrom« in dieser Konstellation regelmäßig untersagt. Gleichwohl kann auch das Laden eines Speichers auf dem Wege der EEG-Direktvermarktung eine interessante Option sein, weil die Marktprämie bereits bei der Einspeicherung beansprucht werden und der zwischengespeicherte Strom wiederum – wenn auch als »Graustrom« – bedarfsgerecht an weitere Abnehmer geliefert werden kann (s. [28]).

Der Anlagenbetreiber hat je nach Zielsetzung im Einzelfall zu entscheiden, wie die Vermarktungsmöglichkeiten des EEG genutzt werden.

Fördervoraussetzungen des EEG

Sollen für den in einem Stromspeicher zwischengespeicherten Strom Förderungen nach dem EEG geltend gemacht werden, sind die allgemeinen und besonderen Fördervoraussetzungen des EEG hierfür einzuhalten. Hierzu gehören beispielsweise sowohl die Einhaltung der technischen Vorgaben aus § 9 EEG 2014/2017 zur ferngesteuerten Regelbarkeit der Anlagen als auch die Wechselvorgaben zwischen den verschiedenen Formen der Förderung.

Für Speichereinrichtungen spielt von den Fördervoraussetzungen des EEG insbesondere das Ausschließlichkeitsprinzip eine Rolle. Bereits in der Definition der Speichereinrichtungen als »Anlage« im Sinne des EEG wird vorausgesetzt, dass die Einrichtungen »zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien (…) stammt, aufnehmen und in elektrische Energie

umwandeln müssen«. Klar ist damit, dass die zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien zu stammen hat, wenn bei der Ausspeicherung Förderansprüche nach dem EEG geltend gemacht werden sollen.

Unklar und umstritten ist jedoch, ob auch das allgemeine Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2014/2017 für Speichereinrichtungen Anwendung findet. Förderansprüche durch eine Marktprämie oder eine Einspeisevergütung bestehen danach für Betreiber von »Anlagen, in denen ausschließlich erneuerbare Energien (…) eingesetzt werden«. An dieser Stelle zeigt sich bereits im Wortlaut der Vorschrift, dass das Ausschließlichkeitsprinzip anlagenbezogen ist: In der Anlage dürfen nur erneuerbare Energien eingesetzt werden. Wenn man dies für den Fall der Inanspruchnahme einer Förderung bei der Ausspeicherung auf Speicher übertragen wollte, dann wäre ein grundsätzlich durchgehend erneuerbarer Speicherbetrieb notwendig, damit bei der Ausspeicherung des Stroms Förderungen geltend gemacht werden können.

Gegen diese Sichtweise spricht jedoch bereits, dass in § 5 Nr. 1 2. HS EEG 2014/§ 3 Nr. 1 2. HS EEG 2017 für Speichereinrichtungen nur vorausgesetzt wird, dass die zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt. Dies würde die Möglichkeit offenlassen, den Speicher zu anderen Zeiträumen oder auch strommengenanteilig nicht mit erneuerbarem Strom zu betreiben, für diese Zeiträume oder Anteile dann aber auch keine Förderansprüche nach dem EEG geltend zu machen. Für die Richtigkeit dieser Herangehensweise spricht auch, dass für die Zwischenspeicherung die besondere Vorschrift des § 19 Abs. 4 EEG 2014/§ 19 Abs. 3 EEG 2017 gilt. Das Ausschließlichkeitsprinzip des § 19 Abs. 1 EEG 2014/2017 würde nach dieser Sichtweise auf Speicher keine Anwendung finden (s. [29]). In der Sache spricht hierfür auch, dass die Zwischenspeicherung von Strom im EEG nicht besonders gefördert wird. Anders als bei den geförderten EEG-Erzeugungsanlagen erscheint es daher auch schwerlich angemessen, Anforderungen an eine rein erneuerbare Betriebsweise der Speichereinrichtungen zu stellen. Eine Schwierigkeit zum Einsatz von Speichern im Zusammenspiel mit neuen EEG-Anlagen, die an den mit dem EEG 2017 eingeführten Ausschreibungen teilnehmen, ergibt sich durch eine Neuregelung in § 27a EEG 2017. Sofern die Förderung für eine EEG-Anlage im Weg von Ausschreibungen bestimmt wird, beschränkt diese Vorschrift die Möglichkeiten der Eigenversorgung mit dem Strom aus diesen EEG-Anlagen. Grundsätzlich dürfen die Betreiber dieser EEG-Anlagen in dem gesamten Zeitraum, in dem sie Zahlungen nach dem EEG 2017 in Anspruch nehmen, den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Hiervon werden allerdings mehrere Ausnahmen gemacht, die auch für Speicher relevant sein können. Ausgenommen ist unter anderem Strom, der zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste oder in Stunden mit negativen Marktpreisen verbraucht wird. Auch möglich ist ein Verbrauch von Strom in den Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung durch das EEG-Einspeisemanagement reduziert wird.

Einsatz von Überschussstrom aus dem Einspeisemanagement

Diskussionsbedarf wirft auch die Nutzung von »Überschussstrom« aus dem Einspeisemanagement für Speichereinrichtungen auf. Nach den Regelungen zum Einspeisemanagement in § 14 EEG 2014/2017 können Netzbetreiber zur Vermeidung eines Netzengpasses ausnahmsweise auch EEG- und KWK-Anlagen in ihrer Einspeiseleistung reduzieren. Zwar ist auch im Einspeisemanagement der Vorrang für Strom aus diesen Energiequellen soweit wie möglich zu gewähren. Insbesondere in Norddeutschland treten Situationen des Einspeisemanagements aber immer häufiger auf, da der physikalische Stromnetzbetrieb aufgrund von Netzengpässen und zeitlich verzögertem Stromnetzausbau den abgeschlossenen Stromhandel nicht abbilden kann. Die Folge sind hohe abgeregelte erneuerbare Strommengen und Kosten für den sogenannten *Redispatch* oder geänderte Kraftwerkseinsatzplanung im steigenden Millionenbereich.

Die Frage ist, ob anstelle einer Leistungsreduzierung der EEG- und gegebenenfalls auch KWK-Anlagen diese zur Versorgung eines zugeschalteten Stromspeichers in Zeiten eines EEG-Einspeisemanagements weiterbetrieben werden dürfen. Die »Einspeiseleistung« ist allerdings sicher und zuverlässig auf den vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert zu reduzieren, um zu einem stabilen

Stromnetzbetrieb beizutragen. Daher kann der Strom an den Speicher in Zeiten eines Einspeisemanagements nach geltender Rechtslage jedenfalls nicht über das Netz für die allgemeine Versorgung geleitet werden. Ist der Speicher mit den Erzeugungsanlagen vor dem Netz für die allgemeine Versorgung verbunden, stellt sich hingegen schon die Frage, ob dann nicht eine Beladung des Speichers möglich ist, wenn am Netzverknüpfungspunkt die vom Netzbetreiber erhaltene Vorgabe für die Einspeisung umgesetzt wird.

Selbst wenn man diese Frage – was bereits umstritten ist – positiv beantworten wollte, sind aber die Auswirkungen der Einspeicherung auf die Härtefallentschädigung zu bedenken. Nach der Härtefallregelung in § 15 EEG 2014/2017 werden Betreiber von Anlagen, deren Einspeisung wegen eines Einspeisemanagements reduziert wird, im Grundsatz in Höhe von 95 % der entgangenen Einnahmen entschädigt. Die Entschädigung wird »zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen« gewährt. In diesem Kontext könnten die durch eine Zwischenspeicherung »geretteten Erlöse« mindernd bei der Härtefallentschädigung in Abzug zu bringen sein, da insoweit schon keine entgangenen Einnahmen vorliegen könnten (s. [30]). Dies ist indes nicht zwingend, da die Einnahmen aus der unmittelbaren Einspeisung der EEG-Erzeugungsanlage zunächst tatsächlich entgangen sind und der Speicher eben nur eine »Behelfslösung« darstellt, um den nicht einspeisbaren Strom doch noch einer sinnvollen Verwertung zuzuführen. Daher wird auch vertreten, dass sich die zu entschädigende Strommenge auch bei einer Speicherung nicht reduziert (s. [31]).

Wie der Strom aus dem Einspeisemanagement rechtssicher für andere Anwendungen wie insbesondere zur Speicherung genutzt werden kann und dabei der Zweck des Einspeisemanagements weiterhin erfüllt wird, bleibt angesichts dieser Fragen ein Gestaltungsauftrag an den Gesetzgeber. Klar ist, dass politisch kaum tragbar sein wird, dauerhaft über Jahre erneuerbaren Strom im GWh-Maßstab ungenutzt zu vergüten. Ein Speichereinsatz kann an dieser Stelle auch die Stromnebenkosten insgesamt senken, da zumindest ein Teil des erneuerbaren Stroms genutzt wird und einen Wert bekommt.

15.5.3 Förderprogramme

Energiespeicher werden im Hinblick auf die Bedeutung, die ihnen mit einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im System zukommen wird, gezielt durch unterschiedliche Förderprogramme unterstützt. So werden mit der »Förderinitiative Energiespeicher« vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) in einer ersten Phase etwa 200 Mio. € für die Forschung bereitgestellt (s. [32]). Über 250 Projekte sind in der Förderinitiative Energiespeicher bewilligt worden. Außerdem können Förderungen für Energiespeicher auch aus Landesmitteln zur Verfügung gestellt werden, wofür auf Landesebene eine Reihe unterschiedlicher Programme z. B. in Niedersachsen, NRW und Baden-Württemberg existieren.

Den über eine Forschungsförderung hinausgehenden Ansatz eines Marktanreizprogramms verfolgt die Fördermaßnahme »Erneuerbare Energien – Speicher« der KfW. In diesem »Kredit 275« der KfW werden Batteriespeichersysteme, die mit einer Photovoltaikanlage betrieben werden, gefördert. Dabei darf die installierte Leistung der Photovoltaikanlage maximal 30 kW betragen. Zur Förderung werden ein günstiger Kredit und darin vor allem auch ein Tilgungszuschuss gewährt. Die Förderung ist an mehrere Voraussetzungen geknüpft (s. [33]). Hiervon ist hervorzuheben, dass die maximale Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage 60 % der installierten Leistung betragen darf und also Kriterien der Netzdienlichkeit zu erfüllen sind.

Darüber hinaus gibt es für Wärmespeicher Förderungen innerhalb des Marktanreizprogramms im Wärmesektor und beim KWKG. Daneben können sich auch aus den Vorschriften für Neubauten und energetische Sanierungen in der Energieeinsparverordnung (EnEV) Anreize zur Verwendung von Wärmespeichern ergeben.

15.6 Sonderfall Power-to-Gas

Bei der Speichertechnologie Power-to-Gas bestehen aus rechtlicher Sicht mehrere Besonderheiten. Diese liegen letztlich darin begründet, dass bei

Power-to-Gas eine Kopplung zwischen Stromnetz und Erdgasnetz geschaffen wird und dass der erzeugte Wasserstoff bzw. das erzeugte Methan nicht zwingend für die Rückverstromung einzusetzen ist, sondern auch anderen Anwendungszwecken offensteht. Der Gesetzgeber hat daher mehrere besondere Vorschriften mit Blick auf Power-to-Gas geschaffen (s. ▶ Abschn. 15.2.2, 15.4.2 und 15.4.3).

15.6.1 Privilegierte Einspeisung in das Erdgasnetz

Mit dem Energiewirtschaftsgesetz in der Novelle von 2011 wurden die Möglichkeiten zur Einspeisung von Wasserstoff/Methan in das Erdgasnetz verbessert.

Die privilegierenden Vorschriften für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz hat der Gesetzgeber auch auf Wasserstoff und Methan aus der Elektrolyse erstreckt. Hierfür wurde die Definition für »Biogas« im Sinne des EnWG in § 3 Nr. 10c EnWG erweitert um »Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG« stammen. Damit werden in diesem Kontext auch Anforderungen an die Herkunft des Kohlendioxids oder Kohlenmonoxids gestellt.

Eine privilegierte Einspeisemöglichkeit in das Erdgasnetz wird also nur dann erreicht, wenn weit überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird. In der Gesetzesbegründung werden für den weit überwiegenden Anteil mindestens 80 % vorausgesetzt (s. [34]). Indem an dieser Stelle auf erneuerbare Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG – der Europäischen Richtlinie zur Förderung der erneuerbaren Energien – verwiesen wird, greift ein potenziell weiteres Verständnis der erneuerbaren Energien als unter dem nationalen EEG. Insbesondere wird für die Gasnetzeinspeisung nicht vorausgesetzt, dass für den Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der bei der Elektrolyse eingesetzt wird, andernfalls eine Vergütung nach dem EEG geltend gemacht werden könnte. Ferner ist nicht näher spezifiziert, welche Qualität der erneuerbare Strom haben soll.

Wird die Einstufung als Biogas erreicht, so sind damit die Vorschriften zur privilegierten Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz in §§ 31 ff. der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) grundsätzlich anwendbar. Hieraus sei die Netzanschlusspflicht in § 33 GasNZV hervorgehoben, nach welcher Netzbetreiber Anlagen vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen und grundsätzlich vorbehaltlich bestimmter Situationen wie insbesondere einer langen Verbindungsleitung 75 % der Kosten des Netzanschlusses zu tragen haben. Der Einspeiser von Biogas hat nach § 36 GasNZV sicherzustellen, dass das Gas den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW entspricht.

Die Einzelheiten der Gasnetzeinspeisung von Wasserstoff/Methan werden für die Praxis durch ein Positionspapier der BNetzA zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze konkretisiert (s. [35]). In dem Positionspapier hat die BNetzA mit Blick auf die Einspeisung von Wasserstoff die Verantwortung des Einspeisers für die Netzkompatibilität hervorgehoben. Wasserstoff könne lediglich als Zusatzgas in die Gasversorgungsnetze eingespeist werden. Restriktionen für die Wasserstoffeinspeisung liegen vor allem in den Fahrzeugtanks, Gasturbinen und Porenspeichern vor. Diese technisch bedingten Einschränkungen schmälern das Potenzial von Power-to-Gas-Konzepten mit Wasserstoff im Vergleich zu Methankonzepten, welche die vollständige Gasinfrastruktur nutzen können (s. ▶ Abschn. 8.6).

Die BNetzA stellt bei der Wasserstoffeinspeisung in dem Papier verschiedene Umstände dar, die sich begrenzend auf den Beimischungsgrad auswirken könnten. Unter bestimmten Bedingungen müsse der Wasserstoffeinspeiser auch eine spätere Minderung der Beimischquote hinnehmen, wenn sich Veränderungen der Gasflüsse im Einspeisenetz ergeben. Dies stellt eine deutliche Einschränkung für die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle dar. Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen sollten sich daher mit dem Positionspapier eingehend auseinandersetzen und die Relevanz für ihr Projekt abklären.

15.6.2 Einsatz als Biokraftstoff

Eine Besonderheit von Power-to-Gas als Energiespeichertechnologie ist, dass die Rückverstromung des Gases nur einen der möglichen Anwendungspfade darstellt und dass die Betreiber angesichts der noch niedrigen Wirkungsgrade der Rückverstromung gerade auch andere Anwendungen anstreben können. Ein interessanter Pfad ist dabei die Nutzung des Wasserstoffs oder Methans als Stromkraftstoff. Von der Erreichung der Klimaschutzziele für den Verkehrssektor ist die Europäische Union noch weit entfernt. Dabei hat die EU in der Richtlinie 2009/28/EG das Ziel ausgegeben, dass in jedem EU-Mitgliedstaat der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen bei allen Verkehrsträgern im Jahr 2020 mindestens 10 % des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ausmachen soll (s. ► Kap. 5).

Nach heutigem Stand ist eine Berücksichtigung von Wasserstoff oder Methan aus Power-to-Gas-Anlagen bei diesen Zielen sowie im Rahmen der nationalen Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien im Verkehrssektor allerdings problematisch, weil diese vor allem auf Biokraftstoffe zugeschnitten sind. Mit einer Änderung der europäischen Richtlinie für Erneuerbare Energien 2009/28/EG werden zukünftig aber »im Verkehrssektor eingesetzte flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs« mit dem Doppelten ihres Energiegehalts bei den nationalen Zielen für erneuerbare Energien im Verkehrssektor angerechnet. Außerdem soll jeder Mitgliedstaat einen Mindestanteil an fortschrittlichen Biokraftstoffen anstreben, zu denen auch die flüssigen oder gasförmigen Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs zählen. Als ein Richtwert für dieses Ziel soll ein Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe, welche in diesem Buch als Stromkraftstoffe bezeichnet werden, von 0,5 % im Jahr 2020 eingreifen.

Diese europäischen Vorgaben gehen in die Richtung einer Forderung der dena Strategieplattform Power-to-Gas und des Netzwerks performing energy, welche für die nationalen Biokraftstoffquoten sogar eine vierfache Anrechnung von Wasserstoff oder Methan aus der Elektrolyse mit erneuerbarem Strom vorgeschlagen haben. Von entscheidender Bedeutung ist letztlich, wie der deutsche Gesetzgeber die neuen Vorgaben aus Brüssel in nationales Recht umsetzen wird – konkret: welche Anerkennung von Wasserstoff/Methan aus erneuerbaren Quellen bei den Biokraftstoffquoten zukünftig im deutschen Recht möglich sein wird.

15.7 Genehmigung von Energiespeichern

Die Errichtung und der Betrieb von Speichereinrichtungen bedürfen oft einer Genehmigung. Nach welchen Vorschriften sich die Genehmigungserteilung richtet und welche Voraussetzungen hierfür einzuhalten sind, ist je nach der verwendeten Speichertechnologie und nach Umfang und Merkmalen des konkreten Projektes sehr unterschiedlich.

15.7.1 Planerische Voraussetzungen

Wenn ein Speicherprojekt raumbedeutsam ist, kann ein Raumordnungsverfahren im Hinblick auf das Projekt erforderlich werden. Dies gilt insbesondere oft für Pumpspeicherwerke aufgrund des für sie notwendigen Speicherreservoirs. Denn die Herstellung oder wesentliche Umgestaltung eines Gewässers können nach § 1 Nr. 7 Raumordnungsverordnung (RoV) ein Raumordnungsverfahren erforderlich machen (s. [36]).

Aber auch andere Speichertechnologien können eine planerische Berücksichtigung gebieten. Bei vielen Projekten wird insbesondere eine Berücksichtigung der entsprechenden Speichereinrichtungen in den Flächennutzungsplänen oder Bebauungsplänen sinnvoll oder sogar erforderlich sein.

15.7.2 Genehmigungserfordernisse

Die konkrete Errichtungs- und Betriebsgenehmigung für einen Speicher kann sich wiederum nach unterschiedlichen Rechtsregimen richten.

Für größere Power-to-Gas-Anlagen ist eine Genehmigung nach den Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) erforderlich. Dies setzt allerdings einen industriellen Umfang der Wasserstoffgewinnung voraus, sodass bei klei-

neren Anlagen unter Umständen keine Genehmigung nach dem BImSchG notwendig sein kann. Alternativ kommen dafür dann andere Gesetze wie das Baugesetzbuch zum Zuge.

Bedarf es einer Genehmigung nach dem BImSchG, so ist regelmäßig ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Dies stellt verfahrensmäßig durchaus Anforderungen an alle Beteiligten. Eine Genehmigung nach dem BImSchG hat wiederum aber den Vorteil des Konzentrationseffekts. Dies bedeutet, dass grundsätzlich auch alle anderen etwaig erforderlichen Genehmigungen bereits in der Genehmigung nach dem BImSchG »enthalten« und nicht separat zu beantragen sind.

Ist die Speichertechnologie mit der Nutzung eines Gewässers verbunden, so kann auch eine Erlaubnis oder Bewilligung nach dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) erforderlich werden. Insbesondere die Zulassung von Pumpspeicherwerken richtet sich regelmäßig nach den wasserrechtlichen Vorgaben. Ist ein Gewässerausbau erforderlich und ist für dieses Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen, so ist nach § 68 WHG sogar ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen (s. [36]).

Ansonsten richtet sich die Genehmigung oft nach den Vorschriften der Bauordnung des jeweiligen Bundeslandes. Bei der Frage, welche inhaltlichen Anforderungen bei einer Genehmigung zu beachten sind, können je nach Lage im Einzelfall diverse rechtliche Vorgaben nach unterschiedlichen Fachgesetzen wie dem Bundes-Naturschutzgesetz, dem Wasserhaushaltsgesetz und dem Baugesetzbuch eine Rolle spielen.

In allen Fällen ist auch eine frühe Beteiligung von betroffenen Bürgern und Anwohnern über entsprechende Informationen und Einbindung sicherzustellen, die letztlich die gesellschaftliche Akzeptanz des Speicherprojekts ermöglicht.

15.8 Zusammenfassung

- Mangels eines eigenen Gesetzes für die Energiespeicherung bestimmen sich die rechtlichen Rahmenbedingungen für Energiespeicher nach den **allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen und öffentlich-rechtlichen Regelungen** sowie nach **spezifischen Einzelregelungen**, die für bestimmte Fragen der Speicherung geschaffen worden sind – meist **historisch** für die einzelnen Sektoren Strom und Gas.
- Eine sektorenübergreifende, eigenständige Einordnung von Energiespeichern als **eigenständiges Element** ist geboten, um **kostensenkende Synergien** in der Integration erneuerbarer Energien durch Energiespeicher zu ermöglichen.
- Das deutsche Recht kennt **keine einheitliche Definition** der **»Energiespeicher«** oder der **»Stromspeicher«**. Stattdessen können Speicher je nach ihren Eigenschaften und ihrer Betriebsweise unter unterschiedliche Begrifflichkeiten fallen – z. B. »Energieanlage« und »Anlage zur Speicherung elektrischer Energie« im EnWG und »Anlage« im EEG. Die relevanten Regelungen des EnWG und EEG gelten dann auch für die hiervon betroffenen Speicher.
- **Stromspeicher** werden derzeit vor den Entflechtungsvorgaben eher dem Bereich **»Erzeugung/Vertrieb«** als dem Bereich »Netz« **zugeordnet.** Stromspeicher stellen im Stromverteilnetz jedoch in gewissen Fällen eine **wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Netzausbau** dar, weshalb eine **Abrechnung als Netzbetriebsmittel** über Netznutzungsentgelte im Netzbetrieb im Einzelfall **vorstellbar** ist.
- Ein **Anspruch auf Netzanschluss** ergibt sich **für »normale« Speicher** nach dem allgemeinen Energiewirtschaftsrecht. Für Speicher für **erneuerbaren Strom** gelten die **privilegierenden Netzanschlussregelungen** des EEG.
- Der **BGH** behandelt die Entnahme von **Strom für** den **Pumpvorgang** in einem **Pumpspeicherwerk** als **netzentgeltpflichtigen Letztverbrauch**. Dieser Entscheidungslogik folgend dürften bereits für den Strombezug eines Stromspeichers im Grundsatz sämtliche Kostenbelastungen durch Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer etc. anfallen können. Die **EEG-Umlage** kann sogar bei Stromlieferungen an einen Speicher **außerhalb des Netzes** für die allgemeine Versorgung **anfallen**.

- Der **Gesetzgeber** hat aber die **Problematik gesehen**, dass die **Stromnebenkosten** dann gegebenenfalls sogar **doppelt anfallen** können – für den **Strombezug** des Speichers und bei der **Ausspeicherung** und Lieferung an einen Letztverbraucher. Deshalb bestehen für Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer weitgehende **Befreiungsmöglichkeiten**, nach denen der Strombezug des Speichers von den Kostenbelastungen freigestellt sein kann. Ob die Bedingungen für die jeweilige Entlastung eingehalten werden, ist **im Einzelfall** anhand der Speichertechnologie und der konkreten Betriebsweise **zu prüfen**. Darüber hinaus sind Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände für **weitere Speicheranwendungen** – insbesondere die Sektorenkopplung – **prüfenswert**. Eine zeitlich befristete Ausnahme/Reduzierung zugunsten der Förderung und Etablierung von jungen Technologien zur Sektorenkopplung wäre begrüßenswert.
- **Stromspeicher** können ihren **Strombedarf** und ihre **Stromlieferungen** über **Energielieferverträge abdecken** und **Arbitragegeschäfte** eingehen. Auch eine Teilnahme von Stromspeichern an den **Regelenergiemärkten** ist **prinzipiell möglich**, erfordert aber eine genaue Auseinandersetzung mit den Anforderungen des jeweiligen Regelenergiemarktes. Im **Strommarkt 2.0** haben sich Speicher unter den **verschiedenen Flexibilitätsoptionen** zu behaupten.
- Wird ein **Stromspeicher** vor dem Netz für die allgemeine Versorgung mit erneuerbarem Strom **im Sinne des EEG 2014** betrieben, können bei der **Ausspeicherung** des Stroms in das Netz **Förderansprüche** nach dem EEG 2014 geltend gemacht werden. Diese beziehen sich aber auf die aus dem Speicher ausgespeicherte Strommenge, sodass **Speicherverluste zulasten des Betreibers** gehen. Die Höhe der Förderung richtet sich nach der Förderhöhe für Strom aus der EEG-Erzeugungsanlage, aus welcher der eingespeicherte Strom stammte.
- Interessante **Vermarktungsmöglichkeiten** unter dem EEG 2014 können sich ergeben, wenn der Speicher im Wege der **EEG-Direktvermarktung** beliefert wird oder selbst Strom in der EEG-Direktvermarktung liefert. Wird der Speicher bereits selbst im Wege der geförderten EEG-Direktvermarktung beliefert, kann der ausgespeicherte Strom zwar nicht mehr als »grüner Strom« vermarktet, aber bedarfsgerecht an einen Abnehmer geliefert werden.
- Im **Einspeisemanagement** werden zunehmend **große erneuerbare Strommengen** im GWh-Maßstab **ungenutzt vergütet**. Ein Speichereinsatz kann an dieser Stelle auch die **Stromnebenkosten** wie die EEG-Umlage insgesamt **senken**, da zumindest ein Teil des erneuerbaren Stroms genutzt wird und einen Wert bekommt. Hierbei stellen sich aber rechtlich **noch ungeklärte Fragen.**
- **Förderprogramme** wie die »Förderinitiative Energiespeicher« und Förderprogramme der Länder besitzen **erhebliche Relevanz für** die heute verwirklichten **Speicherprojekte**. Dasselbe gilt für das **Marktanreizprogramm** »Erneuerbare Energien – Speicher« der KfW **für Batteriespeicher** im Zusammenspiel mit **kleinen Photovoltaikanlagen**. Des Weiteren gibt es Fördermöglichkeiten für **Wärmespeicher**.
- Für **Power-to-Gas** bestehen angesichts der Besonderheiten dieser Technologie **weitere Regelungen** insbesondere zur **privilegierenden Einspeisung** in das Erdgasnetz, die an die Einspeisung von Biogas anknüpfen. Zukünftig könnte infolge einer Änderung europäischer Richtlinien im nationalen Recht auch vorgesehen werden, dass erneuerbarer Wasserstoff/Methan auf die Biokraftstoffquoten **doppelt angerechnet** wird.
- **Errichtung** und **Betrieb** eines Energiespeichers bedürfen oft einer **Genehmigung**, wobei sich das anwendbare Zulassungsregime je nach der Speichertechnologie und nach Umfang und Merkmalen des konkreten Projektes unterscheidet. Relevant können unter anderem das **Baugesetzbuch**, das **Bundes-Immissionsschutzgesetz** und das **Wasserhaushaltsgesetz** sein. Die **gesellschaftliche Akzeptanz** ist über eine frühe Einbindung und Beteiligung der betroffenen Bürger zu sichern.

Literatur

1. Sailer F (2012) Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende: die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG. ZNER 2012, 153
2. Thomas H (2011) In der Entwicklung: Der Rechtsrahmen für erneuerbares Gas aus der Elektrolyse mit (Wind-) Strom. ZNER 2011, 608
3. STMWI Handlungsempfehlungen »Power-to-Gas«. ► http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Publikationen/2013/Informationsbroschuere_Power-to-Gas_03.pdf. Zugegriffen: 8. Okt. 2015
4. Weyer H, Lietz F (2014) Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern. Teil 1. ZNER 2014, 214
5. Franke P (2015) Netzausbau ist grundsätzlich kostengünstiger. Energie & Management 01.03.2015
6. Nykamp S (2015) Speicher für das Verteilnetz. VDI Energiespeichertagung Fürth, Fürth
7. BMWi (2015) Ein Strommarkt für die Energiewende: Weißbuch
8. Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes: Strommarktgesetz
9. Lehnert W, Vollprecht J (2012) Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug. ZNER 2012, 356
10. BGH Urteil vom 14.04.2015, EnVR 45/13
11. BGH Urteil vom 17.11.2009, EnVR 45/13
12. Lietz F (2014) Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher: Eine kritische Betrachtung. EWeRK 2014, 96
13. Stappert H, Vallone A, Groß F-R (2015) Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG. RdE 2015, 62
14. Heller H (2013) Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie. EWeRK 2013, 177
15. BGH Urteil vom 09.12.2009. NVwZ-RR 2010, 315 (VIII ZR 35/09)
16. Br-Drs. 310/16, S. 284
17. Clearingstelle EEG Empfehlung vom 02.06.2015-2014/13, Leitsätze 9 und 10, Rn. 140 ff.
18. Bundesnetzagentur (2015) Leitfaden zur Eigenversorgung, Bonn
19. Bundesministerium der Finanzen. E-VSF-Nachrichten N 40 2014 184 vom 26.09.2014. V 4220/14/10001 DOK 2014/0679957 vom 31.07.2014
20. BFH Urteil vom 19.06.2012. VII R 33/10
21. ÜNB (2014) Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. ► https://www.regelleistung.net/ip/action/index. Zugegriffen: 20. März 2014
22. BNetzA BK6-10-097 (Primärregelenergie), BK6-10-098 (Sekundärregelenergie) und BK6-10-099 (Minutenreserve); Beschlüsse vom 12.04.2011 und 18.10.2011
23. ÜNB (2015) Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung
24. BNetzA Beschl. v. 18.10.2011 – BK6-10-099 (Minutenreserve)
25. Sterner M, Thema M, Eckert F et al. (2014) Stromspeicher in der Energiewende: Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Studie, Berlin
26. BR-Drs. 210/16, S. 400
27. Lehnert W , Thomas H in Altrock M, Oschmann V, Theobald C (2013) EEG, Kommentar (4. Aufl.) § 16, Rn. 55 f.
28. Thomas H, Altrock M (2013) Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher. ZUR 2013, 579
29. Wieser M (2011) Energiespeicher als zentrale Elemente eines intelligenten Energieversorgungsnetzes – Rechtliche Einordnung. ZUR 2011, 240
30. Hoppenbrock V in Altrock M, Oschmann V, Theobald C (2013) EEG, Kommentar (4. Aufl.) § 12, Rn. 73
31. Schäfermeier A in Reshöft J, Schäfermeier A (2014) EEG, Kommentar (4. Aufl.) § 12, Rn. 16
32. Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (2015) Förderinitiative Energiespeicher. ► www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Speicher/foerderinitiative-energiespeicher.html
33. KfW (2015) KfW-Programm Erneuerbare Energien »Speicher«: Merkblatt Erneuerbare Energien. ► www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf
34. BT-Drs. 17/6072, S. 94
35. BNetzA (2015) Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze. ► www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangundMesswesen/Gas/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4/Einspeisung_v_H2_u_synth_CH4.html
36. Reuter S (2013) Rechtsfragen bei der Zulassung von Pumpspeicherkraftwerken. ZUR 2013, 458

Serviceteil

Epilog – 846

Stichwortverzeichnis – 847



© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017
M. Sterner, I. Stadler (Hrsg.), *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*
DOI 10.1007/978-3-662-48893-5.

Epilog

Die technischen Mittel sind da, um die Energie zu wenden.
Daher sollten wir keine Zeit verschwenden
und der Umwelt & dem Klima die Zeit spenden,
den Transformationsplan zu vollenden.

Denn was sind wir ohne unsere natürlichen Lebensgrundlagen?
Kein Wirtschaften wär' möglich, umsonst wär' alles Mühen und Plagen!
Können wir es daher überhaupt wagen,
das alles auf's Spiel zu setzen und zu versagen?

Wir haben das Wissen gesammelt, das Know-How ist vorhanden,
die Herausforderung ist uns bewusst, wir haben verstanden,
doch nicht an Worten, an Taten sind wir zu messen,
zu verfangen sind wir, zu besessen,
von Profit, Wachstum, und der Kurzfristigkeit,
unnatürlicher Wettbewerb statt Einigkeit.

Doch die Ökonomisierung unseres Lebens,
treibt uns nicht in den Wohlstand, ist vergebens,
wenn wir keinen Lebensraum mehr haben,
uns überwerfen, uns nicht mehr vertragen.

Die Dinge sind aber nicht starr, sondern immer zu Wandeln,
Es bleibt uns nur noch zu Handeln
und an dem anzubandeln,
was uns gegeben ist:

Das Universum ist 14 Mrd. Jahre alt
und einmalig in seiner Gestalt.
Was es gelernt hat, steckt in uns, in Fleisch und |Blut, in jedem Atem,
die Natur macht es uns vor – legt in uns Ideen wie Saaten,
treibt die spirale Dynamik voran, schreit nach Ta-|ten!
Also los, worauf noch warten?

MS (Regensburg, April 2014)

Stichwortverzeichnis

A

Abfall, biogener 145
Abgasrekuperator 501
Abhitzekessel 771
Abregelung 58, 85, 94, 99, 104
Abschaltung 115, 642, 779, 836
Abscheidung, metallische 291
Absorption Enhanced Reforming Process 450
Absorptionsspeicher 611
Absorptionsverfahren 458
Absorptionswärmepumpe mit Gas 443
Abwärme 8, 78, 156, 368, 378, 583, 794
Adsorptionsspeicher 611
Adsorptionsspülmaschine mit Zeolith 746
Adsorptionsverfahren 458
Adsorptionswärmepumpe 444
Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) 509
Ah-Kapazität 244
Akkumulator 37, 244
Aktivkohle 202
Aktivmaterial 290
Alkane 371
Aluminiumherstellung 636
Amperestunden-Wirkungsgrad 241
Anergie 584, 647
Anion 200
Anlage, solarthermische 28
Anlagenkosten 467
Anode 207, 238, 344
Anolyt 323
Antimonvergiftung 256
Antominfrei-Effekt 262
Antriebsenergie 169
Antriebskonzept 172, 789
Antriebskraft 549
Antriebstechnologie 178
Äqivalentleitfähigkeit 350
Aquifer 406, 408, 517
– Formationen 411
– Wärmespeicher 596, 742
Äquivalentmasse 237
Arbeitsgasvolumen 415
Arbeitsmaschine 14, 174, 447, 658, 677
Arbitragegeschäft 687, 833
Archaeabakterien 382
Archaeen, thermophile 389
Arrhenius-Verhalten 303
Asynchronmaschine 560
Atomenergie 17
Aufwindkraftwerk 734
Ausbauoptimierung 111
Ausbauplanung
– europäische 104
– in Deutschland 104
Ausgleich 19, 31, 34, 56, 88, 232, 516, 687, 717
Ausgleichsregelung 830
Ausspeichern 43
Ausspeichertechnologie 63, 431
Ausspeicherwirkungsgrad 42
Austreiber 443
Autarkiegrad 712
Autogas 416
Avogadro-Konstante 8, 237

B

Bandbreite 173, 187, 387, 648
Basislast, residuale 83, 84
Batterie 26, 37, 179, 655, 659
– Autarkiegrad 712
– Bauformen 244
– Elektromobilität 676
– Kostensenkungspotenziale 663
– Second Life 676
Batteriefahrzeug 180, 181, 184
Batteriegröße 274, 712
Batteriekraftwerk 47, 130, 671, 707
– in Deutschland 708
– in Nordamerika 709
– Kosten 671
Batteriemanagementsystem 306, 316
Batteriepark 127, 675, 708
Batteriespeicher 133, 134, 662, 786, 791
– Anwendungserlass des BMF 830
– außerhalb des Strommarkts 134
– dezentraler 710
– Kosten 670
– Netzbetriebsführung 715
– Netzengpassmanagement 715
– Regel- und Reserveleistung 715
– Spannungshaltung 715
– Spannungsqualität 715
– Spotmärkte 717
– Versorgungssicherheit 717
– Versorgungswiederaufbau 717
Batterietechnologie, Innovationen 710
Batteriezustand 245
Battery Electric Vehicle BEV 180
Belastung 214, 262, 272, 480
Belüftung 255
Benzin 421
Bergbaurevier-Nachnutzung 540
Bergwerk, aufgelassenes 412, 413
Betonhohlkugel 534
Betonspeicher 508
Betriebskosten 46, 110
Betriebstemperatur 213, 304, 312, 346, 377
Bevölkerungsentwicklung 72, 173
BHKW, siehe Blockheizkraftwerk
Bilanzierung 90
– Flexibilität 91
Bindungsenergie 613
Bindungsenthalpie 343, 435
Binnenschifffahrt 420
Biodiesel 14, 422, 752, 754
Biodruckreaktor 388
Bioenergie 108, 487
Bioenergiepotenzial 12
Bioethanol 14, 183, 373, 421, 753, 755
Biogas 78, 87, 145, 147, 449, 460, 794, 840
– Aufbereitungsverfahren 372, 459
– Überschuss 156
Biogasspeicher 122
Biokoks 396
Biokraftstoff 14, 171, 175, 177, 182, 183, 421, 752, 841
– Beimischung 753
– Energiebilanz 753
– Flächenpotenzial 753
– globale Nutzung 14
– Integration 753
– Lagerung 422
– Potenzial 752
– Reststoffe 753
– technische Integration 754
– Umweltauswirkungen 752, 753
Biokraftstoffquotengesetz 754
Biomasse 5, 6, 144, 150, 388, 429, 449, 470
– aus Abfall 75
– gespeicherte 12
– Lagerung 429
– im Freien 430
– in Gebäuden 431
Biomassenutzung 330
Biomassevergasung 340, 459
Biomasseverstromung
– flexible 119
– starre 119
Biomass-to-Liquid 755
Biomethan 459, 755
Bipolarelektrode 316, 322

Bitumen 756
Bleibatterie, siehe Blei-Säure-Batterie
Blei-Säure-Batterie
– Alterungsmechanismen 262
– Aufbau 247
– Entladecharakteristik 250
– Gleichgewicht 249
– Grundreaktionen 249
– Laden 257
– Nebenreaktionen 254
– Speicherfähigkeit 250
– Stoffmengenbilanz 250
– verschlossene 259
– Zellenspannung 249
Bleisulfatkristall 258
Blindleistungshaushalt 691, 692
Blockheizkraftwerk (BHKW) 14, 439
– dezentrales 156
– Satelliten-BHKW 156
Blow out 407
Bode-Diagramm 268, 269
Bodenlebewesen 17
Boiler 627
Boost-Charge-Verfahren 277
Braunkohle 15, 390, 427
Braunkohlestrom 98, 465
Bremsenergie 217, 759
Brenngas 372, 432, 809
Brennholz 12
Brennkammer 437, 448, 516
Brennstoff, synthetischer 154
Brennstoffeinsatz 132
Brennstoffkosten 113
Brennstoffzelle 242, 431, 797
– Funktionsprinzip 432
– reversible 360
– technische Anwendung 436
– thermodynamische Grundlagen 434
– Typen 433
Brennstoffzellenfahrzeug 789
– und Stromkraftstoff 181
Brennstoffzellenhybridbus 793
Brennwertkessel 441
Bruttoprimärproduktion 8
Bruttostromerzeugung 63
Bruttostromverbrauch 96
Bundeswasserstraßen 535
Bus-Hybrid 175
Butan 452
Butler-Volmer-Gleichung 239, 252

C

Cadmium-Elektrode 265
Cadmiumhydroxid 266
Calvin-Zyklus 6
Carbon Capture and Use (CCU) 800
Carbonat 15, 271, 458
Carotinoide 8
Carsharing 179
Chemiesektor 187, 190
Chlor-Alkali-Elektrolyse 337, 407, 636
Chlorid-Ion 257
Chlor-Knallgas 337
Chlorophyll 8
Chloroplasten 5
C-H-O-System 330, 472
Chromophoren 8
Cl-carrier 385
CO, siehe Kohlenmonoxid
CO_2, siehe Kohlendioxid
Cobalt 285
Coefficient of Performance (COP) 158, 441
Coffee-Bag-Zelle 296, 297
Compressed Natural Gas 416
Cooper-Paar 218, 219
Coulomb 197
Cracken 420
Current Interrupt Device 295
Cyanobakterien 341

D

Dampf 149, 277, 378, 434, 581, 785
Dampfdruckkurve 612
Dampfelektrolyse 462, 797
Dampferzeugung 488, 785
Dampfmaschine 15, 549
Dampfreformierung 337
Dampfturbine 437
Dauerreserve 693
Dauerstrom 222
Defizite 34, 58, 82, 465
Dekarbonisierung 134, 188, 472, 801
Demand Response 621, 771
– in der Industrie 635
– in Haushalten 624
– Investitionskosten 623
– kommunikationstechnische Integration
– Leistungs-Zeit-Dilemma 624
– Potenziale
  – in Deutschland 639
  – in Europa 640
– Querschnitttechnologien 624
Demand Side Management 90
Destillation, fraktionierte 418
Dibenzyltoluol 426
Dichtung 333, 470, 561, 565, 570
Dielektrikum 197, 204, 210
Diesel 421
Dieselherstellung über die Fischer-Tropsch-Synthese 797
Dieselkraftstoff 171, 179, 421
Dieselmotor 447
Dieselöl 400
Differential Scanning Calorimetry (DSC) 601
Diffusion 239, 252, 292, 346
Diffusionskoeffizient 293
Dimethylether (DME) 394, 422
Dipol 197
Direkt-Kontakt-Speicher 609
Dish-Sterling-System 734
Dispatch 692
Dissoziation 288, 351, 611
Doppelschichtkapazität 200, 201
Doppelschichtkondensator 200, 202, 655
– im Transportbereich 217
– Wirkungsgradbestimmung 212
Dreiphasen-Reaktor 381, 401
Druck 15, 37, 232, 278, 391, 402, 516, 565
Druckelektrolyse 354
Druckgasbehälter 403
Druckluft 408, 415, 497, 509, 516, 638, 656
Druckluftnutzung, industrielle 638
Druckluftspeicher 124, 126, 656, 660, 675
– adiabater 504–506
  – Ausführungsformen 509
– diabater 504
– einsetzbare Wärmespeicher 507
– Entwicklungen in den USA 499
– isothermer 513
– Klassifizierung 505
– Speicherkapazitäten 519
– ungekühlter 506
Druckluftspeicherkraftwerk 497, 518, 638
– Huntorf 497
– McIntosh 500
– Zykluswirkungsgrad 504
Druckluftspeicherprozess, erneuerbarer emissionsfreier 506
Druckluftspeichervolumen 515
– isobares 516
– isochores 515
– unterirdisches 517
Druckwechselabsorptionsanlage 377
Druckwechseladsorption 458
Dunkelreaktion 5, 6
Durchflutungsgesetz 222
Durchgehen, thermisches 302
Durchlauferhitzer 627
Durchsatz 382
Durchtrittspolarisation 239

E

Eduktgas 372
Effizienz 148
Eigenbedarf 378, 713
Eigenstromverbrauch 159
– von PV-Strom in Haushalten 780
Eigenversorgungsprivileg 829
Einlagerungsstufe (intercalation stage) 294
Einspeicherdauer 43
Einspeicherleistung 38, 95
Einspeichertechnologie 354
Einspeicherwirkungsgrad 42
Einspeisemanagement 838
– erneuerbares 96
Einspeisung, dezentrale 835
Ein-Tank-System 508
Einzelraumheizung 624
Eisen-Chrom-Redox-Flow-Zelle 319
Eisenoxidstein 592
Eisspeicher 77, 159
Elektrifizierung des Verkehrs/der Mobilität 174, 179
Elektrochemie 232, 347
Elektrode 209, 234
– elektrochemische Umsätze 237
– negative 254
– positive 255
– Potenzialausbildung 233
– Reaktionszone 240
Elektrodengleichgewicht 235
Elektrodenheizkessel 775, 784
– Einbindung in bestehende industrielle Wärmekreisläufe 784
Elektrodenpolarisation 239
Elektrodenpotenzial 236
Elektrodenseite 294
Elektrodenwiderstand 352
Elektrodialyse 373, 458
Elektrodirektheizung 625, 635
Elektroenergie 26
Elektrofahrzeug 79
– mit Range Extender 181
Elektrolyse 336, 347
– alkalische 356, 369
– Anlage 361
  – Kühlmittelpumpe 366
  – nachgeschaltete Anlagenkomponenten 362
  – Rohrsystem 365
  – Steigerung des Gesamtwirkungsgrads 370
  – übergeordnete Anlagenkomponenten 362
  – vorgeschaltete Anlagenkomponenten 362
  – Wärmetauscher 367
– atmosphärische 354
– Hochtemperatur 359
– Membran (PEM) 357
– Peripherie 361
Elektrolyseabwärme 364
– Auslegungs- und Berechnungsgrundlagen 365
– Auswirkungen der Abwärmenutzung 370
– Integrationsmöglichkeiten 368
– Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 370
Elektrolysearten 356
Elektrolyseblock 361
Elektrolyseur 88, 178, 361
Elektrolysezelle 356
– kinetische Effekte 346
– Spannungsabfälle 346
Elektrolyt 200, 209, 243, 432
– elektrische Leitfähigkeit 243
– festgelegter 271
– flüssiger 287
– Herleitung der Ladungen 348
– ternärer 271
Elektrolyt-Gas-Gemisch 346
Elektrolytinterface 269
Elektrolytlösung
– Herleitung
  – der Ionenbewegung 349
  – der Stromstärke 349
  – des Ohm'schen Widerstands 349
Elektrolytwiderstand 203, 311
Elektromagnet 36
Elektromobilität 77, 79, 106, 171, 176, 179, 183, 478, 676, 788, 790
– Effizienzgewinn 177
– mögliche Entwicklung 791
– Redox-Flow-Batterien 324
Elektromotor 180, 550, 561, 789
Elektron 5
Elektronendonator 385
Elektroneutralitätsprinzip 238
Elektronik 270, 302, 790
Elektrowärmepumpe 150, 158, 161
– Integration 777
Elementarladung 197
Emission-to-Liquid (ETL) 796
Endenergie 59, 62
Endenergieabgabe 31
Endenergiebedarf 62
Endenergieverbrauch 60
Endkonsument 749
Energie
– biogene 17
– elektrische 37, 646, 822
  – technische und ökonomische Parameter 648
– erneuerbare 5, 17, 20, 74, 100, 115, 178, 623
  – Ausbau 104
  – Einspeiseverhalten 80
  – gesicherte Leistung 642
  – Integration 642
  – Zeitreihe 102
– fossile 15, 17, 94
– mechanische 74
– natürliche 5
– thermische 583
– vom Meer 476
Energie- und Kraftstoffversorgung 173
Energiebatterie 726, 733
Energiebedarf eines dekarbonisierten Verkehrssektors 186
Energiebilanz 79, 212
– Auswertung 87
Energiedichte 41
Energiedienstleistung 14, 62
Energiedurchsatzkosten 95
Energieeffizienz 21, 124
Energieeinsparverordnung (EnEV) 773
Energieeintrag 364, 389
Energieform 36
Energiegröße 38, 40
Energiemix 173, 189
Energiepark Mainz 808
Energiepflanze 10, 14, 753
Energieschiff 485
Energiespeicher 26, 687
– Ausspeichern 26
– Bedeutung 22
– chemischer 36, 37, 327, 656, 660
– Definition 25
– dezentraler 45
– Einspeichern 26
– elektrischer 195, 654
  – Energiedichte 658
  – Kosten 658
  – Wirkungsgrad 658
– elektrochemischer 36, 37, 229, 242, 655, 659
– elektromagnetischer 36, 37
– elektrostatischer 37
– Energieversorgung 34
– Entladen 26
– Förderprogramme 839
– fossiler 22
– für die Energiewende 89
– Genehmigung 841
– geopolitischer Zweck 34
– gesellschaftliche Akzeptanz 674
– im Strommarkt 2.0 834
– im Strommarktgesetz 834
– im Wandel der Zeit 3
– Kenngrößen 38, 244

- Klassifizierung 25, 36
- Laden 26
- Lastmanagement 619
- Lebensdauer 43
- magnetischer 36
- mechanischer 36, 37, 495, 656, 660, 690
- mit Doppelnutzen 45
- mobiler 46
- Mobilität als Treiber 676
- ökonomische Klassifizierung 46
- ortsfester 46
- Perspektiven 674
- physikalischer Nutzen 31
- räumliche Klassifizierung 45
- sektoraler 28
- sektorenkoppelnder 28–30
- sekundärer 27
- supraleitfähiger elektromagnetischer 217, 219
  - Energiespeicherung 222
  - Entladevorgang 223
  - Ladevorgang 223
- supraleitfähiger magnetischer
  - Einsatzgebiete 225
  - Verluste 224
  - Wirkungsgrad 224
- technologischer Entwicklungsstand 662
- Teilnahme an den Energiemärkten 831
- thermischer 37, 579, 656, 660
  - chemisch reversible Prozesse 611
  - Hochtemperaturbereiche 594
  - Kosten 616
  - Lang-/Kurzzeitspeicher 581
  - latenter 598
  - mit festem Speichermedium 589, 592
  - sensibler 586
  - Speichermaterialien 587
  - stationärer/mobiler 581
  - Temperaturbereich 581
  - thermisch aktive Bauteile 590
  - zentraler/dezentraler 581
- thermochemischer 610, 746
  - Absorption 613
  - Adsorption 612
  - Bauformen 613
  - chemisch reversible Prozesse 612
  - Kosten 617
  - Speichermaterialien 611
- Unterkategorie 27
- Verkehrssektor 752
- Vermeidung von Leistungsspitzen 94
- Wirkungsgrad 42
- Zeitgröße 42
- zeitliche Klassifizierung 44
- zentraler 45
- Zuordnung
  - zu Erzeugung und Vertrieb 823
  - zum Netz 823

Energiespeicherung
- als Letztverbrauch von Strom 825
- in Batterien, physikalische Grundzusammenhänge 232
- Kosten 100
- natürliche 5
- rechtliche Rahmenbedingungen 819
- Rechtsvorschriften 821
- thermische 787

Energiesystem
- CO_2-minderndes 485
- Deutschland 205, 127, 153

Energieträger 26
- fossiler 16, 176

Energieverlust 41
Energieversorgung 20, 68
- Stromsektor 60
- Verkehrssektor 62
- Wärmesektor 61

Energieverteilung 78
Energiewandler 26
- elektrochemischer 242

Energiewandlungskette 34
Energiewende 21, 59, 126, 135, 171, 674
- chemische Grundstoffe 478
- globale 17
- Mobilität 478

Energiewirtschaft, fossile 330
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 821
- Energieanlagen 821
- Vermarktungsmöglichkeiten 833

Energiezufuhr 37, 392, 583, 601
Enthalpie-Temperatur-Diagramm 601
Entladedauer 43
Entladekennlinie 270
Entladeleistung 97
Entladeschlussspannung 250, 299
Entladespannung 206
Entladestrom 207
Entwaldung 13
Entwicklung, wirtschaftliche 72
Erdatmosphäre 19
Erdbecken-Wärmespeicher 597
Erderwärmung 19
Erdgas 15, 34, 171, 184, 454, 469
- als Energieträger 371
- Dampfreformierung 377
- komprimiertes 416
- Speicherung 408
- Substitut 376
- verflüssigtes 416

Erdgasnetz, privilegierte Einspeisung 840
Erdgasreformierung 467
Erdgasspeicher 412
Erdkollektorspeicher 589
Erdoberfläche 12, 478, 526
Erdöl 15, 21, 34
- Speicherung 420
- technische Eigenschaften 418
- Transport 420

Erdölprodukt 421
Erdreich 365, 529, 589, 596, 777
Erdsondenspeicher 589
Erdwärme 144, 545, 589
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 821
- Direktvermarktung 837
- Energiespeicher 822
- Förderung
  - bei Einspeisung in ein Netz 836
  - bei Rückverstromung 836
  - Voraussetzungen 837
- Speicher 837
- Umlage 827
- Vermarktungsmöglichkeiten 836

Erregung, magnetische 221
Ersatzschaltbild 207, 211
Erzeugungsausgleich 687
Erzeugungssituation 109
Erzeugungsspitze 95
Erzeugungsüberschussenergie 97
Ethanol 422
Ethylcarbazol 426
Ethylencarbonat 288
Euryarchaeota 383
Exergie 647
Exfoliation 290
Export 67

F

Fahrleistung 173, 794
Faraday-Konstante 232, 236
Faraday'sches Gesetz 342
Faserstrukturelektrode 272
Faserstrukturtechnologie 273
Faserverbundrad 551
Fault-Ride-Through 692
Faulturm 389
Feld, elektrisches 197
Feldstärke
- elektrische 349
- magnetische 221

Felskaverne 412, 421
Feolit 592

Fernverkehr 677
Fernwärme 773, 779
Fernwärmenetz 160
Fernwärmespeicher 160
Festbettreaktor 380, 393
Festigkeitshypothese 554
Festkörperelektrolyt 305
Festoxid-Elektrolyse, reversible 360
Fischer-Tropsch-Synthese 395, 472, 474, 797
– Ablauf 397
– chemische Reaktionen 395
– Katalysator 401
– Kettenwachstumswahrscheinlichkeit 399
– Produktaufbereitung 400
– Reaktorkonzepte 401
Fixierleiste 272
Flexibilitätsbedarf 56, 58, 94, 129
Flexibilitätsmarkt 693
Flexibilitätsoption 129, 131, 134, 147
Float-Charge-Ladespannung 277
Flow-Zelle 242
Flugbenzin 482
Flugkraftstoff 175
Flugverkehr 155, 448, 677, 754
Flüssiggas 416
Flüssigluftenergiespeicher 514
Förderbohrung 410
Formaldehyd 394
Full-Hybrid 180

G

Galvanipotenzial 234
Gas 31
Gas- und Dampf-Kombikraftwerk 437, 771
Gasblase 346
Gasbrennwertkessel 128, 152
Gasdichte 274
Gasflasche 515
Gasgenerator 448
Gasgestehungskosten 467
Gasheizung 440
Gasinfrastruktur 402, 454
Gaskanal 255
Gaskaverne 407
Gaskessel 147, 771
Gaskraftwerk 130
Gaslagerstätte 409
Gasmobilität 181
Gasmotor 439, 442
Gasnachkühlung 362
Gasnetz 800
Gasnetzeinspeisung 840
Gasometer 403
Gaspipeline 405
Gasqualität 380, 386, 470, 808
Gasraumgeschwindigkeit 401
Gasspeicher 40, 85, 86, 153, 161, 457, 822, 823
Gasspeicherkapazität 86
Gastherme 30, 147, 657
Gasturbine 80, 438
Gasturbinenkraftwerk 436
Gasungsspannung 258
Gaswärmepumpe 128, 152, 161, 441
– Effizienz 441
Gebäude, Wärme- und Kälteversorgung 440
Gebäudeklimatisierung 744
Gebäudemasse 161
Gebirge 412
Gefrierschrank 631
Gegenstromprinzip 367
Generatorbetrieb 560
Geothermie 87, 108, 331, 485
Gesamtlast, residuale 83, 84
Gibbs Free Energy 238
Gibb'sches Potenzial 434
Gibbs-Helmholtz-Gleichung 342
Gibbs'sche Energie 241
Gitterelektrode 248
Gitterkorrosion 255
Gitterplatte 248
Glasfasermatte 260
Gleichgewichtskonzentration 236
Gleichgewichtsspannung 233
Gleichspannung 224, 352, 728
Gleichspannungsquelle 224
Gleichstrommaschine 559
Gleichstromprinzip 367
Gleitlager 557
Globalstrahlung 7, 15
Glockengasbehälter 403
Glukose, Photosynthese 5
Goldcap 216
Graphit 283
– Redoxpotenzial 285
Graphitelektrode 286
Graphitfilz 315
Graustrom 29, 465, 468
Green Ship 485
Greenwashing 374, 800
Grenzfläche 234, 279, 585
Grid-to-Vehicle 791
Großbatteriespeicher 671
Großoberflächenelektrode 248
Großoberflächenplatte 248
Grundlastkraftwerk 97, 131
Grundwasserleiter 596
Gütertransport 173, 179
Güterverkehr, Entwicklung 173, 175
Gyrobus 759

H

Haber-Bosch-Verfahren 187
Halbleiter 294
Halbzelle 249
Haldenlagerung 428
Halden-Pumpspeicher 541
Hausbatteriespeicher 671, 710, 711, 716, 717
– PV-Einspeisespitzen 718
Haushaltskühlgerät 630
Heißsiegelnaht 297
Heißwasserspeicher 592, 593, 741
– in Erdbecken 595
Heizen mit Photovoltaik zur Eigenversorgung 781
Heizkörper 440, 584, 593
Heizkraftwerk 775
Heizkurve 632
Heizleistung 308, 441, 632, 774
Heizspirale 746
Heizstab 29, 45, 145, 647, 778
Heizung, bivalente 784
Heizungsmodernisierung 162
Heizungsumwälzpumpe 632
Helmholtzschicht 200, 201, 207
Hilfsaggregat 26
Hilfsenergie 434, 632
Hochdruckkompressor 498
Hochdruckturbine 499, 502
Hochenergiezelle 300
Hochleistungsenergie, kurzzeitige 707
Hochtemperaturbatterie 304
Hochtemperatur-Elektrolyse (HTES) 185, 359, 462, 475
Höhenunterschied 516, 525, 660
Hohlraum, bergmännisch aufgefahrener 412
Holz 10
– als chemischer Speicher 747
– nachhaltige Nutzung 12
– nachwachsendes 76
Holzentnahme 13
Holzhackschnitzel 340, 431, 748
Holzpellets 748
Hybridfahrzeug 789
Hybridkapazität 203
Hybridkondensator 202
Hybridkraftwerk 802
– Prenzlau 803
Hydration 200
Hydrocracking 400, 756
Hydrogenese 384
Hystereseverlust 224

I

Impedanzanalyse, elektrochemische 239
Individualverkehr 178
Induktion 220
Induktionsgesetz 220
Induktionsspannung 220
Induktivität 224
Industrieholz 12, 747
Inertgas 362
Infrastruktur 790
Innenluftverschmutzung 13
Inselnetz 718
– Hintergrund 719
– Potenzial 719
– technische Umsetzung 720
– Vergleich der Inselsysteme 732
Inselstromversorgung 721
Integration von Power-to-Heat
– in Haushalten und Gewerbebetrieben 780
– in industriellen Anwendungen und Prozesswärme 784
Interkalationselektrode 292
Investition 95
Investitionskosten 95, 106
– annuitätische 46, 100
– Kurzzeitspeicher 107
– Langzeitspeicher 107
Ion, Herleitung von Kräften 347
Ionenelektrode 234
Ionenwanderung 347
Isolierung 42, 291, 307, 365
Isothermal Compressed Air Energy Storage (I-CAES) 513
Isothermreaktor von Linde 393

J

Jahresbetriebssimulation 91–93
Jahresganglinie 92
Jahreshöchstlastreduzierung 642
Joule-Prozess 437, 505

K

Kaliumhydroxidlösung 270
Kältebedarf 143
Kälteerzeugung 78
– elektrische 628
Kältemaschine 631
Kältemittelkreislauf 631
Kaltwasserspeicher 594
Kapazität 198
Kapazitätsmarkt 693
Kapitalkosten 46
Kapitalzins 47
Kaskadennutzung 749
Katalysator 377, 379
Katalysatormaterial, bioinspiriertes 341
Kathode 207, 238, 344
Kathodenbehälter 304
Katholyt 323
Kaverne 595
Kavernenspeicher 34, 76
– Etzel 809
– unterirdischer 519
Kernenergie 623
Kernkraftwerk, Überschuss 156
Kerosin 421, 448
Kettenpolymerisation 397
Kies/Wasser-Wärmespeicher 741
Kirchhoff'sches Gesetz 206
Klärgasanlage 389, 460
Klimaanlage 161
Klimaschutz 128, 152, 747
Klimatisierung 77, 79
Klimawandel 17, 20, 751
– anthropogener 17, 18
Knallgas 255, 332
Kohle 427, 622
Kohlekraftwerk, Überschuss 156
Kohlendioxid (CO_2) 9, 338
– Abscheidung aus der Luft 373
– als Bestandteil von Bio- und Klärgas 460
– Aufnahme 6, 811
– aus Biogasaufbereitungsanlagen 458
– aus dem Rauchgas von Kohlekraftwerken 461
– aus der Luft 457
– aus Kraftwerks- oder Industrieanlagen 374
– biogenes 372
– Emission 17, 152, 154, 462, 466
– Fixierung 9
– Gasqualität 385
– Gasreinheit 385
– Konzentration 9, 10
– Kosten 462
– Methanisierung 376
– Methanolisierung 450
– Recycling 374
  – aus Gaskraftwerken 462
– Reduktion 6
– Speicherung im Meer 17
– Synthese 6
– Zertifikate 757
Kohlenspeicher 428
Kohlenstoffelektrode 290
Kohlenstoffkreislauf 15, 16, 331
Kohlenwasserstoff 410
Kohleverflüssigung 395
Kohlrausch'sches Quadratwurzelgesetz 350
Kolbenmaschine 513
Kompressor 354, 388, 442, 497, 638
Kondensatabscheider 362
Kondensationskraftwerk 771
Kondensationswärme 443
Kondensator 26, 197, 198, 654
– Alterung 214
– Anwendungsgebiet 216
– Aufladung 203
– Durchschlag 214
– elektrostatischer 200
– Energiedichte 212
– Energieverlust 209
– Entladung 205
– gespeicherte Energie 199
– Grundlage 197
– Ladestrom 205
– Lebensdauer 213, 215
– Lebensdauerabschätzung 215
– Selbstentladung 210
– Temperatureinfluss 214
– Verlustbestimmung 211
Kondensatorspannung 204
Konduktion 585
Konduktometer 352
Konstantspannungsladung 299
Konstantstromladung 299
Konvektion 584
Konzentrationszelle 238
Kopfblei 248
Kopplung
– von Strom- und Gassektor 798
– von Strom- und Verkehrssektor 788
– von Strom- und Wärmesektor 771
– von Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen und Wärmespeichern 778
– von Wärmepumpen mit thermischen Solaranlagen 777
Korrosionsgeschwindigkeit 256
Kostenanalyse 92, 94
Kosten-Nutzen-Bilanzierung 110
Kraftstoff
– erneuerbarer 173
– fossiler 182
– mineralölbasierter 171
Kraftstoffspeicher 28, 29
Kraftstoffstrategie 172
Kraftstofftank 27, 29, 797
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 144, 156, 161, 431, 677
– Anlage
  – Auslegung 772
  – Dimensionierung 772
  – Einsatzpotenzial 772

– begrenzte Potenziale im Sommer 773
– Betriebsweise
  – stromgeführte 774
  – stromorientierte 774
  – wärmegeführte 774
– Flexibilisierung 771
– Grundprinzip 771
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) 774, 821
Kraftwerk
– solarthermisches 22, 104, 108, 733
– thermisches 96
Kraftwerkseinsatz, europäischer 104
Kraftwerkseinsatzmodellierung 65
Kraftwerkspark-Flexibilisierung 105
Kristallisation 239, 306, 602
Kryogasbehälter 404
Kugelgasbehälter 404
Kugelpumpspeicher 531
– Anwendung 534
– Bau 534
– Energiedichte 534
– Speicherkapazität 534
– Standorte 534
– Wirkungsgrad 533
– Wirtschaftlichkeit 534
Kühlmittelpumpe 366
Kühlmöbel 632
Kühlschrank 631
Kühlung, passive 744
Kunststoff, faserverstärkter 556
Kupfer 291
Kupferherstellung 636
Kupferplatte 93, 123, 124
Kuppelstelle 56, 111
Kurzschluss 314
– chemischer 462
– hydraulischer 695
Kurzschlussleistung 691
Kurzschlussstrom 723
Kurzstrecke 181
Kurzzeitspeicher 44, 69, 132, 736
– hoher Zykluswirkungsgrad 91
– Klimaschutz 97
– Kostenberechnung 99
– Pumpspeicher 83

L

Ladegerät 257, 270
Ladekonzept 790
Ladeleistung 38
Laden
– bidirektionales 791
– unidirektionales 791
Ladeschlussspannung 299
Ladespannung 204, 258, 276
Ladestrom 205
Ladezustand 38, 237, 261, 268, 299, 310, 634
Ladung 203
Lageenergiespeicher 198, 562
– Abtrennen der Bodenplatte 568
– Bau 567
– Dichtung 570
– Druck 565
– Energiespeichervolumen 563
– Flächenbedarf 565
– Freilegen der Zylinderwand 567
– Funktionsweise 563
– Kapazität 563
– Kosten 567
– Tunnelsystem 567
– Typ Gravitiy Power 570
– Typ Hydraulic Rock Storage 563
– Typ Powertower 572
– Wasserbedarf 566
– Wirkungsgrad 563
– Wirtschaftlichkeit 567
Landfläche 12, 478, 727
Landnutzungsänderung 12
Langstreckenmobilität 155
Langzeitreserve 693
Langzeitspeicher 45, 132, 676, 736
– geringer Zykluswirkungsgrad 91
– Klimaschutz 97
– Kostenberechnung 99
– Power-to-Gas 85
Lastabwurf in der Industrie 640
Lasterhöhung 639
Lastganglinie 93
Lastmanagement 68, 74, 77, 90, 106, 111, 621, 642, 657
– als Energiespeicher 619
Lastmanagementpotenzial
– ökonomisches 67
– technisches 67
Lastverschiebung 621, 786
Latentwärmespeicher 77, 161, 582, 598, 660
– Charakterisierung von Materialien 601
– Gebäudeklimatisierung 744
– Kältespeicherung 599
– Kosten 617
– Materialien 602
Laufwasserkraft 87
Laugenkreislauf 362
Leerlaufspannung 318
Leistung, installierte 63, 64
Leistungsbatterie 726
Leistungsdichte 213
Leistungsgradient 88
Leistungsgröße 38
Leistungsverlust 557
Leistungszahl 158
Leitfähigkeit
– elektrolytische 347
  – Messung 351
– molare 349
– spezifische 349
Leitfläche 305
Leitsalz 289
Leitschicht 306
Leitstudie 186
Lenz'sche Regel 558
Lichtatmung 9
Lichtbogenprozess, strombasierter 187
Lichtenergie 341
Lichtreaktion 5, 341
Liefervertrag 833
Lignocellulosepflanze 373
Linde-Verfahren 514
Lined Rock Cavern (LRC) 519
Liquefied Natural Gas 416
Liquefied Petroleum Gas 416
Liquid Air Energy Storage (LAES) 505, 514
Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) 423
– Einsatzgebiete 426
– Materialien 424
– Sicherheit 424
– Vor- und Nachteile 426
Lithium-Batterie 281, 655, 659, 711
– Aktivmaterialien 283
– Anwendungsgebiete 295
– Bauformen 295
– Betriebsweise 299
– chemische Reaktionen 283
– Dimensionierung 297
– elektrochemisches Stabilitätsfenster 287
– Elektrodenaufbau 297
– Elektrolyt 287
– Energiedichte 672
– Entladecharakteristik 300
– Funktionsbetrieb 283
– Kosten 672
– Kostensenkungspotenziale 664
– Kostentrends 664
– Laden und Entladen 299
– Lebensdauer 301
– Leitfähigkeit der Elektrodenmaterialien 292
– Preise 664
– Selbstentladung 301
– Sicherheit 302
– Temperaturverhalten 301
– typische Leistungskenndaten 299
– Zellspannung 284

Lithiumcobaltat 282
Lithiumhexafluorarsenat 289
Lithiumhexyfluorphosphat 289
Lithium-Ionen-Batterie, siehe Lithium-Batterie
Lithiumionen-Polymerzelle 287
Lithiumionen-Zelle, siehe Lithium-Batterie
Lithiumperchlorat 289
Lkw-Verkehr 175, 179
Lochblech 272
Luftelektrode 264
Luftenergiespeicher 506
Luftfahrt 447
Lüftungsanlage 633
Luftverkehr 171
Luftzerlegungsanlage (LZA) 461

M

Magnesit 592
Magnetfeld 218, 558, 559
Magnetlager 557
Makroverkapselung 606
Mangandioxid-Elektrode 264
Maschinenkaverne 700
Massenträgheitsmoment 548
– Berechnung 552
Meereskraftstoff 485
Mehrfamilienhaus, rein solar beheiztes 743
Meißner-Ochsenfeld-Effekt 218, 558
Membran-Brennstoffzelle 433
Membran-Druckausdehnungsgefäß (MAG) 156
Membrane Electrode Assembly (MEA) 357
Membran-Elektrolyse 357
Metallgewebe 272
Metall-Lamellen, perforierte 272
Metalloxid 399
Methan 85, 388, 455, 468, 657, 800
– als Energieträger 370
– erneuerbares 181
– Speicherkapazitäten 415
Methanerzeugung für Langstreckenmobilität 793
Methangas 10, 100
Methanisierung 370, 455, 460, 470
– biologische 371, 382, 460
  – Grundlagen 383
  – Reaktorkonzepte 386
– chemische 371, 374, 376, 794
  – Abwärmenutzung 378
  – Anforderungen an die CO_2-Quelle 377
  – Anwendung 379
  – Forschung 379
  – Reaktorkonzepte 378
Methanofuran 385
Methanogenese 382, 383, 385
– biologische Reaktionen 384
Methanol 422, 473
– Produktaufbereitung 393
– Synthese 796
– Verwendung 393
Methanolherstellung 391
– für die Benzinbeimischung 795
Methanolisierung 796
Methanolsynthese 390, 475
– chemische Reaktionen 390
– Reaktorkonzepte/-typen 392, 393
– Syntheseverfahren 392
Methanol-to-Gasoline (MTG) 394
Methanol-to-Olefin (MTo) 395
Methanreaktion 339
Methanspeicher 153
Methylcyclohexan 425
Methyl-Tertiär-Butyl-Ether (MTBE) 394
Micro-Hybrid 180
Mikrogasturbine 436
Mikroorganismus, photosynthetischer 341
Mikroverkapselung 606
Mild-Hybrid 180
Mindesterzeugung, technische 66
Mineralölprodukt 421, 756
Mineralölsteuer 754
Minutenspeicher 45
Mischkultur 389
– in Bio- oder Klärgasanlagen 389
Mobilität 446
Mobilitätsbedarf 188
– Entwicklung 172
Mobilitätsstrategie 172
Modellbildung 79
Molalität 249
Momentanreserve 690
Monatsspeicher 122
Moor 13
Mooring 480
Must-run-Kapazität 66, 69, 693

N

Nachheizung 739, 740
Nachtspeicherheizung 29, 156, 624
Nafion 315, 317
Nahrungsmittelkühlung 629
Nahverkehr 179, 550, 759
Nahwärme 773
Nahwärmenetz 740
Naphtha 337
National Renewable Action Plans (NREAP) 115
Natriumpentasulfid 308
Natriumpolysulfid 305
Natrium-Schwefel-Batterie 304, 655
– Elektroden 304
– Elektrolyt/Separator 305
– Energie 312
– Formen 307
– Gefahren 313
– Heizsystem 306
– Kapazitäten 311
– Lade- und Entladevorgang 308
– Lebensdauer 311
– Leistung 312
– Modulgrößen 307
– Sicherheit 313
– Wirkungsgrad 312
– Zyklen 311
Natriumtetrasulfid 310
Natriumtrisulfid 310
Naturstromspeicher Gaildorf 705
Naturverjüngung 752
Nebenprodukt 5, 337, 374
Nebenreaktion 241, 254, 319
Nennkapazität 250, 262, 282, 298, 670
Nernst'sche Gleichung 233, 235, 258, 309, 316, 318, 353
Net Transfer Capacities (NTC) 123
Nettoprimärproduktion (NPP) 8, 11
Nettostromverbrauch 73
Netzanschluss 824
– nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 824
– nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 824
Netzausbau 107, 124
– Reduzierung 642
– verzögerter 109, 114
Netzbetriebsführung 692
Netzbetriebssimulation 109, 116
Netzengpass 116
– zuschaltbare Lasten 836
Netzengpassmanagement 692
Netzentgeltbefreiung 827
– Befreiungstatbestände 827
Netzentlastung 692
Netzentwicklungsplan 107, 119
– europäischer 111
Netzfrequenz 723
– Regel- und Reserveleistung 690
Netzmodell, europäisches 129
Netznutzungsentgelt 826
Netzüberlastung 792, 838
Netzumbau 133

Netzwerk 207, 841
Nickel-Batterie 264
Nickel-Cadmium-Batterie
– Anwendungsgebiete 274
– Aufbauformen 274
– Bereitschafts-Parallelbetrieb 276
– Eigenschaften 274
– Elektrolyte 270
– negative Elektrode 269
– positive Elektrode 266
– Technologien für alkalische Zellen 271
– Wasserzersetzung beim Laden 277
– Zellen 266
Nickelhydroxid 266, 267
Nickel-Metall-Hydrid-Batterie 278
– Anwendungen 279
– chemische Reaktionen 278
– negative Speicherelektrode 278
Nickeloxyhydroxid 266, 267
Nickelpulver 268
Nickelschaum 273
Nickel-Zink-Zelle 265
Niederdruckturbine 499, 502
Niedertemperaturbatterie 655
Niedertemperaturkessel 440
Niedertemperaturwärme 152, 164
Normalwasserstoffelektrode 233
Nutzenergie 62
Nutzfahrzeug 756, 761
Nutzungsgrad 62, 186, 483

O

Ober-/Unterbecken 26, 521, 537, 699
Oberleitung 127, 171
Obertagespeicher 405
Ocean fuel 476
Offgrid-Versorgung 718
Offshore-Windenergie 75, 109, 478
Offshore-Windleistung 126
Ohm'scher Verlust 219, 346
Ohm'scher Widerstand 352
Ohm'sches Gesetz 352
Onshore-Windenergie 74, 109, 126
Organic-Rankine-Cycle 29
Ortsnetztransformator, regelbarer 133
Ostwald'sches Verdünnungsgesetz 351
Ottokraftstoff 400
Ottomotor 446
Oxidation 15
– partielle 338, 392
– von organischen Substanzen 256
Oxyfuel-Verfahren 374, 461

P

Panzerplatte 248
Papierherstellung 637
Parabolrinnenkraftwerk 734
Paradigmenwechsel 189
Paraffin 604
Parallelschaltung 307, 352
Peak-Oil 15, 20
Peikert-Koeffizient 252
PEM-Elektrolyse, siehe Membran-Elektrolyse
Perhydro-Dibenzyltoluol 426
Permittivität 197
Peroxoschwefelsäure 257
Personenkilometer 74
Personenverkehr 173
Peukert-Charakteristik 249
Pflanzenöl 422, 752, 754
Pflanzenölkraftstoff 754
Phase Change Material (PCM), siehe Phasenwechselmaterial
Phase Change Slurry (PCS) 583, 609
Phasenschieberbetrieb 521
Phasenwechselmaterial (PCM) 161, 599, 605
– passive Kühlung 744
– PCM-Speicher 599
– Eigenschaften 601
Phosphorsäureelektrolyt-Brennstoffzelle 242
Photon 8
Photosynthese 5, 341
– als Energiespeicherung 10
– Bruttogleichung 6
– Kerngleichung 7
– künstliche 330
– natürliche 330
– Nettogleichung 6
– realer Wirkungsgrad 9
– theoretischer Wirkungsgrad 8
– Wirkungsgrad 7
Photothermie 781
Photovoltaik 74, 81, 87, 103, 145, 342, 782
– als Treiber für Speicher 720
– Anlage 778
Pkw-Hybrid 175
Planck'sches Wirkungsquantum 8
Plattenkondensator 199
Plattenreaktor 381
Platzwechselvorgang 292
Plug-in-Hybridelektrofahrzeug 180, 789
Polarisation 252, 352
Polyacrylnitril 287
Polyethylen 291, 589
Polyethylenglykol 287
Polymerelektrolyt 287
Polypropylen 291
Polysulfidanion 308
Polysulfid-Bromid-Redox-Flow-Zelle 319
Polysulfidsalz 306
Polyvinylidenfluorid 287, 297
Pooling 711, 776
Porenspeicher 76, 406, 409
Potenzialdifferenz 200
Potenziale, chemische 235
Power-to-Chemicals 677
Power-to-Gas 22, 29, 31, 34, 99, 110, 124, 126, 127, 132, 144, 150, 161, 188, 330, 372, 449, 662, 676, 829
– als Langzeitspeicher 85
– als Schnittstelle zwischen den Energiesektoren 798
– außerhalb des Strommarkts 134
– Beschreibung 798
– Chancen 800
– CO_2-Emissionen 465
– Entwicklung 801
– Erweiterung 826
– Fallstudie 114
– Kosten 467
– Kostensenkungspotenziale 673
– Marktrahmen 467
– Methan 455, 470
– Anlagenkonzepte 456, 811
– Patent 451
– Potenziale für die Energiespeicherung 464
– Projekte 451
– Rahmenbedingungen 800
– Risiken 799
– Studien 451
– Wasserstoff-Anlagen 452, 468, 803
– Wirkungsgrade 464
– Wirtschaftlichkeit 467, 475
Power-to-Gas Anlage
– Bedeutung des Standorts 116
– Bewertung 117
– Einfluss auf das Stromerzeugungssystem 115
– marktbasierte Potenziale 115
– Volllaststundenzahl 117
Power-to-Heat 29, 107, 147, 149, 150, 158, 161, 163
– aus Eigenstromversorgungssicht 784
– aus Gesamtsystemsicht 783
– Definition 151
– für Warmwasser in Haushalten 783
– Integration 780
– Leistungspotenzial 164

Power-to-Liquid 31, 181
– Energiewende 470
– erste Märkte 475
– Kosten 475
– Wirkungsgrade 475
– Wirtschaftlichkeit 475
– zur Gewinnung von Fischer-Tropsch-Flüssigkraftstoffen 473
– zur Gewinnung von Methanol 473
Power-to-X 31, 370, 656, 834
– chemische Industrie 188
– CO_2-Quellen 372
– Entwicklung 185
– Kostensenkungspotenziale 663
Präqualifikationsanforderung 833
Primärbatterie 242
Primärenergie 59
Primärenergiebedarf 148
Primärenergieberechnung 62
Primärenergieeinsparung 772
Primärenergieversorgung 21
Primärregelleistung durch hydraulischen Kurzschluss 695
Produktgas 362
Prognose 20, 56, 67, 726
Prognosefehler 56, 104, 694
Prognosenzeitreihe 103
Propan 452
Propylencarbonat 290
Proton 5
Proton Exchange Membrane (PEM) 357
Prozessabwärme 364
Prozessschritt 298, 384, 437
Prozesskälte 141
Prozesstemperatur 377, 505
Prozesswärme 74, 143, 149, 628
Pseudokapazität 201
Pseudokondensator 202
Pufferspeicher 77, 593
– für kleine Solaranlagen 739
– Kombispeicher 740
– Schichtungsvorgänge 739
– zentraler 740
– Zweispeichersystem 740
Pumpspeicher 70, 110, 124, 656, 660, 662, 675
– als Kurzzeitspeicher 83
– Erzeugungsausgleich von Wind- und Solarenergie 694
– Systemdienstleistungen 695
Pumpspeicherleistung 69
Pumpspeicher(kraft)werk 26, 43, 76, 465, 520, 521, 625, 694, 823
– Atdorf im Schwarzwald 697
– Bath-County in den USA 702
– Bleichloch 699
– Goldisthal in Thüringen 696
– Herdecke 699
– Hohenwarte 1 699
– in Deutschland 696
– Kennwerte 522
– Kosten 524
– Malta in Österreich 702
– Säckingen 700
– Vianden in Luxemburg 701
– Wehr 700
Pumpstrom 70
Pumpturbine 532, 572, 706
Punktmodell 93, 124
PV-Batteriesystem 730
Pyrolyse 338, 340

Q

Quartierbatteriespeicher 716
Quench 220
Quenchdetektor 220

R

Radialgetriebekompressor 512
Ragone-Diagramm 245, 648
Ramping 715
Range Extender 181, 789
Raps 183
Rapspflanze 15
Raumluftüberwachung 362
Raumwärme 73, 74, 143
Reaktionsenthalpie 232, 238
Reaktor 337, 373, 378, 386, 393, 614
Redispatch 59, 103, 114, 692, 825
Redoxelektrode 234
Redox-Flow-Batterie/Zelle 315, 320, 655
– Anwendungsbereiche 323
– Aufbau 315
– Energiedichte 322
– Ersatzschaltbild 321
– Funktionsweise 315
– Lade- und Entladestrategien 320
– Lebensdauer 323
– Leistungsdichte 322
– Recycling 324
– Sicherheit 324
– Strom-Spannungscharakteristik 320
– Umwelt 324
– Wirkungsgrad 322
Redoxpotenzial 285
Redoxreaktion 237
Reduktion der Systemtemperatur 146
Referenztiegel 601
Reflexion 8
Reforming, autothermes 392
Regelenergiemarkt 833
Regelkraftwerk, regeneratives 808
Regelleistung 71
Regelleistungsbereitstellung 88
Regelleistungsmarkt 693
Regelpumpbetrieb 696
Regelung 224, 632
Regenerator 508
Regionenverbund 78
Reihenschaltung 202, 307, 559
Reinigungs- und Trocknungsanlage 362
Reinkraftstoff 394, 422, 754
Reinkultur 386
Rekombination 259, 270
Rekuperation 217, 367, 789
Reluktanzmaschine 561
Repowering 76
Reserveleistung 93
Residuallast 57, 64, 88, 97, 106, 642
– Auswertung 82
– Ermittlung 92
– negative 643
– Zeitreihe 103
Ressourcenknappheit 17, 20
Restlast 57
Reversible Solid Oxide Cell (rSOC) 360
Revolution, industrielle 5
Ringwallspeicher 525
– Bau 531
– Energiedichte 526
– Erdbauvolumen 529
– Flächenbedarf 530
– Funktionsweise 526
– Hybridkraftwerk 531
– Kosten 531
– Speicherkapazität 526
– Wasserbedarf 530
– Wirkungsgrad 526
– Wirtschaftlichkeit 531
Roadmap Speicher 101, 107
– methodisches Vorgehen 102
– Studie 114
Rohbenzin 421
Rohbiogas 373
Rohholz 12
Rohöl 34, 756
Rohrbündelreaktor 381, 401
Rohrbündelwärmeübertrager 511
Röhrchenelektrode 248
Röhrenspeicher 405
Rohrleitung 366, 563
Rohstoffverbrauch 187
Rotationsenergie 552, 553
Routenoptimierung 484

Rückkopplungseffekt 261
Rücklauf 369
Rückverstromung 123
Ruhespannung 238
Rührkesselrekator 387
Rührwerk 607

S

Sabatier-Prozess 373, 374
Sabatier-Reaktor 473
Saisonalspeicher 656
Salzgestein 407
Salzhydrat 603, 608
Salzkaverne 407, 414, 420, 500, 517
Salzkavernenspeicher 406
Sankey-Diagramm 370
SauberBus 793
Sauerstoffbildung 345
Sauerstoffrekombinationszyklus 259
Säuredichte 249, 254
Säurekonstante 351
Schacht 407, 543, 571
Schalterprellen 209
Scheibengasbehälter 404
Schichtoxid 302
Schiefergas 20
Schieferöl 20
Schienenverkehr 175
Schiffsverkehr 175
Schmelzelektrolyt-Brennstoffzelle 242
Schmelztemperatur 289, 583, 602, 745
Schubdüse 448
Schulz-Flory-Verteilung 399
Schüttung 381, 507, 607, 614
Schwammblei 247
Schwarmkraftwerk, virtuelles 711
Schwarze Raucher 383
Schwarzstartfähigkeit 693
Schwefelelektrode 308
Schwefelsäure 258
Schwerkraftanlage 737
Schwimmkörper 480
Schwungmassenspeicher 656, 660, 706
– Ausgleich von Netzschwankungen 706
Schwungrad, Bauformen 553
Schwungradspeicher 548
– aktive Lagerung 558
– Aufbau 553
– Berstverhalten 552
– dynamische Vorgänge 561
– in Verkehrsbetrieben 759
– Integration im öffentlichen Nahverkehr 759
– Laden und Entladen 559
– Verluste 561
– Lageranordnung 557, 559
– Lagerungsarten 557
– Materialien 552
– ortsfeste Anlage 760
– passive Lagerung 558
– physikalische Grundlagen 551
– Werkstoffeigenschaften 556
Sediment 17, 595
Sedimentschicht 15
Segelenergie
– Funktionsprinzip 482
– Potenzial 482
– Wirkungsgrad 482
Sektorenkopplung 27, 31, 147
– Strom-Wärme 151
Sekundärbatterie 27, 242, 262
Sekundenspeicher 45
Selbstentladung 42, 210, 261
Selbstinduktion 220
Semi-Fuel-Cell 242
Separator 248, 257, 279, 291, 305
Shutdown 291
Sicherheitseinrichtung 295, 691
Sicherung 314, 553
Siedewasser 797
Silber/Silberoxid-Elektrode 264
Silicagel 612
Sinter 272
Sinterzelle 272
Slurry 583, 609
Slurry-Reaktor 393, 401
SMES, siehe Energiespeicher, supraleitfähiger magnetischer
SOFC, siehe Solid Oxide Fuel Cell
Solar Cooling 159
Solaranlage
– Funktionsprinzip 737
– Nahwärmesystem 740
– Zwangsumlaufsysteme 738
Solarbatterie 263
Solarenergie 5, 331, 476
– gespeicherte 10, 11
– Überschuss 155
Solargas 154
Solarkreislauf 156, 738
Solarstrahlung
– aktive Nutzung 736
– passive Nutzung 736
Solarstrom
– Maximierung des Eigenverbrauchs 713
– Peak Shaving 714
Solarthermie 145, 152, 782
– konzentrierte 340
– Schwimmbäder/Schwimmbecken 742
Solarturmkraftwerk 734
Solarwärme 73, 341, 737, 743
Solependelbecken 518
Solid Electrolyte Interface (SEI) 290
Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) 360
– Brennstoffzelle 242
Solid Polymer Electrolyte (SPE) 357
Solprozess 407
Solvathülle 201
Sonne 5
Sonnenhaus 743
Sorptionskältemaschine 445
Sorptionsspeicher 583
Spaltung von Wasser 5
Spannungsfenster, elektrochemisches 289
Spannungshaltung 691
Spannungsqualität 691
Spannungssack 253
Speicher, siehe Energiespeicher
Speicherbecken 521, 543
Speicherbedarf 56, 58, 68, 80, 101
– Ausgleichseffekt 104
– Auswirkung von Lastmanagement 67
– Definition 57
– Detailbetrachtung Deutschland 112
– durch Regelleistung 71
– dynamische Simulation zur Bestimmung 64
– Einflussfaktor 56
– Entwicklung 157
– Fraunhoferstudie 184
– für Biokraftstoff 183
– für die Strom-Wärme-Kopplung 157, 158
– für Erdöl, Kohle und Gas 157
– für konventionellen Kraftstoff 183
– für Solaranlagen 159
– für Stromantrieb 183
– für Stromkraftstoff 183
– im Chemiesektor 169
– im Klimaschutzszenario 129
– im Stromsektor 128
– im Verkehrssektor 169, 182
– Import/Export 65
– in der chemischen Industrie 186
– in der Wärmeversorgung 141
– in Deutschland 59
– Klimazielszenario 151
– marktbasierter 89
– Mindesterzeugung 65
– minimaler im europäischen Netzverbund 117
– netzbasierter 114
– SRU-Szenario 125

Speicherbehälter 403
Speicherdauer 43
Speichereinheit 26, 32
Speichereinsatz
– im Wärmebereich 152
– bei erneuerbarem Anteil 69
Speichergas 822
Speicherheizung 591, 624
– elektrische 625
Speicherintegration
– auf der Azoren-Insel Graciosa 721
– auf der Nord see-Insel Pellworm 724
– auf der Pazifik-Insel Tokelau 727
– in einzelnen Energiesektoren 685
– zur Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren 769
Speicherkapazität 40
Speicherkonzept, hydrodynamisches 412, 421
Speicherkosten 105
Speicherkraftwerk 521, 694
– Kennwerte 522
– Lebensdauer 524
Speichermedium
– festes 427, 548
– flüssiges 416, 520
  – Speicherung potenzieller Energie 525
– gasförmiges 402, 497
Speichersimulation
– gesamtwirtschaftliche 103
– langfristige 111
– mittelfristige 108
Speichersystem, Vergleiche 645
Speichertechnologie 420, 582
Speicherungsbedarf 93
Speicherverlust 41
Speicherverlustleistung 38
Speichervolumen 91, 160, 418
Speicherwasserkraftwerk 700
Speicherwende 20
Speicherwirkungsgrad 42
Speicherzubau 90, 98
Speicherzyklus 38, 41
Speisewasseraufbereitung 809
Spill Point 411
Spitzenlastkraftwerk 131
Spotmarkt 689
Sprungtemperatur 217, 224
Spule 654
Spulenschutz 219
Spülmaschine mit thermochemischem Energiespeicher 746
Stabilitätsfenster 286
– elektrochemisches 299
Stack 354
Stackdesign 361
– bipolares 361
– monopolares 361
Stadtgas 340
– wasserstoffreiches 408
Stahlherstellung 638
Stahltriebwerk 447
Starterbatterie 247, 256, 263
Staumauer 524
Staustufenspeicher 535
– Anwendung 539
– Bau 539
– Funktionsweise 535
– Speicherkapazität 537
– Standorte 537
– Wirkungsgrad 537
Steam Reforming 337, 473
Steinkohle 15, 427, 622
Stoke'sche Reibung 288
StoRES 119
Strahlungsenergie, elektromagnetische 5, 334
Straßenverkehr 788
Strom
– als Primärenergie 150, 179
– erneuerbarer 150, 173
Strom- und Gasnetz, gekoppeltes 450, 465
Stromableiter 263, 291
Strombedarf 62
Strombezugskosten 468, 475, 661, 779
Strombörse 689
Stromdichte 220, 239, 346, 354
Stromerzeugung 78
– direkte 59
– Modellierung 102
Stromfluss, elektrischer 347
Stromgestehungskosten 96
Stromimport 85
Stromkostenbelastungen bei der Einspeicherung 825
Stromkraftstoff 175, 177, 179, 181, 183, 677, 792
– Definition 171
– vom Meer 677
Strommarkt 834
Strommarktmodell 129
Strommix 62, 69, 70
– heutiger 62
– in der Zukunft 63
Stromnachfrage 102, 104
Stromnebenkosten 825
Stromnetz 34, 56
– Fluktuation 65
– Stabilisierung 713
Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) 835
Strompreis, negativer 59
Stromsektor 60, 687
Stromspeicher 31, 34, 823
– Befreiungsvorschrift 827
– Energiewende 130
– Kostenvergleich nach Zyklendauer 661
– Merit-Order 662
– Netzanschluss 824
– Pumpspeicherwerk 28
Stromspeicherbedarf
– auf Verteilnetzebene 133
– für Systemdienstleistung 134
– langfristig auf Übertragungsebene 132
– mittelfristige Übertragungsebene 130
Stromsteuer 830
– Befreiungstatbestände 831
Stromüberschuss 56, 117, 129, 152, 374
– dynamische Simulation zur Bestimmung 64
– grauer 67
– marktbasierter 58
– netzbasierter 58
– ungenutzter 112
Stromverbrauch
– angenommener 73
– Einsparpotenzial 73
– im Verkehrssektor 74
– in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistung 74
– privater Haushalt 73
– Rahmenbedingung 72
Stromversorgung
– Bereitstellung von Systemdienstleistungen 689
– erneuerbare 83
– Speicherbedarf 53
– unterbrechungsfreie 693, 707
– zukünftige 78
Stromversorgungssystem
– europäisches 102
– Flexibilitätsbedarf 94
Strom-zu-Gas-Demonstrationsanlage in Frankfurt 808
Stundenspeicher 121
Substitutionsmethode 18
Suffizienz-Effekt 175
Sulfatation 263
Supercap 37, 197, 200
– Aufbau 202
– Familienbildung 202
Superkondensator, siehe auch Supercap
– Anwendungsgebiet 216
– Ladeverhalten 207
– Lebensdauer 215
– Leistungsdichte 213

– reale Lade-/Entladekurve 209
– schneller Ladevorgang 208
– Windkraftanlage 217
Supraleiter 218
Supraleitfähigkeit 217
Supraleitung 37
Synchronmaschine 560
Synthese, chemische 370
Synthesegas 187, 336, 340, 391
– Gasaufbereitung 397
– Gasreinigung 397
– Gewinnung 396
Systemdienstleistung 689
– Vergütung 712
Systemdienstleistungsprodukt 690
Systemtemperatur 146

T

Tafel'sche Gerade 252
Tagebaurestloch 546
Tagebauspeicher 545
Tagesspeicher 44, 656, 675
Tank-im-Tank-Speicher 593
Tankstelle 178
Tantaldisulfid 282
Taschenplattenzelle 272
Teilentladung 224, 269
Teilstrom 240
Teleskopgasbehälter 403
Temperaturdifferenz 28, 225, 365, 582, 585, 599, 631, 739
Temperaturerhöhung 214, 270, 349, 502
Temperatursensor 601, 739
Tension-Leg-Plattform 481
Terminmarkt 689
Tetrahydromethanopterin 385
Theorie von Debey-Hückel-Onsager 350
Thermodynamik 334
– chemische 235
– der Wasserspaltung 342
Thermosensor 306
Thermosiphonanlage 737
T-History-Methode 602
Tiefengeothermie 75, 82
Tier
– Energiedienstleistung 14
– mechanische Arbeit 14
Titandisulfid 282
Toluol 425
Torf 10, 13
Trägerblech 272
Traktionsenergie 184
Traktionszyklen 263
Transformation des Wärmesektors 145
Transformationsszenario 127
Transformator 464, 479, 521, 533, 563, 726
Transmission 833
Transport 5, 14, 159, 232, 418, 420, 525, 720, 757
Transportnetz 56
Transportsystem 273
Treibhausgasemission 18
Treibhausgasreduzierung 758
TREMP-Verfahren 381
Trennmodul 388
Trinkwasser 704, 737
Turbine 447
Turbo-Luftstrahltriebwerk 448
Turmkraftwerk 734

U

UBA-100%-Studie 72, 82
Überdruckventil 295
Übergangsmetalloxid 302
Überladung 244, 255, 258, 270
Überschlag, dielektrischer 311
Überschuss 83
– marktbasierter 114
Überschussstrom 835, 838
Überspannung 252
Übertragungsnetz 108
– Engpasssituation 109
– europäisches 107, 130
Umrichter 559, 671, 715, 730
Umspannwerk 760
Umwälzpumpe 633
Umwandlungsverlust 677, 754
Umweltbundesamt 72
Umweltwärme 146, 442
Unbundling 823
Unterflurpumpspeicher 542
– Bau 543
– Kosten 545
– Wirtschaftlichkeit 545
Unterkühlung 602
Untertagepumpspeicher 542
Untertagespeicher 405
– geologisch-geotechnische Voraussetzungen 407
Uran 21, 478
Urbakterien 382
Urenergie 34

V

Vakuumpumpe 458, 558, 561
Van der Waals-Kräfte 201
Vanadium 323
Vanadium-Brom-Redox-Flow-Zelle 319
Vanadiumpentoxid 318
Vanadium-Redox-Flow-Zelle 323
Vanadium-Zelle 317
VDE-ETG-Studie 76, 89
– Eingangsdaten 92
– Methodik 90
– Modellbildung 92
Vehicle-to-Grid 791
Verbrennung 5, 7, 17, 330, 374, 423, 445, 447, 462, 504, 625
Verbrennungsmotor 446
Verbrennungsprodukt 330
Verbundwerkstoff 605
Verdampfung 289, 378, 418, 462, 594
Verdichter 437, 448, 469, 510
Vergasung 338, 396, 472
Verkehr 78, 446
Verkehrssektor 190, 752
– Elektrifizierung 178
– Energiemix 176
– Energieträger 172
– Entwicklung 171
– Hybridisierung 178
– Infrastruktur 172
– notwendige Power-to-X-Leistung 186
– Paradigmenwechsel 178
– Speicherbedarf 182
– Zielsetzung 171
Verkehrsträger 172, 841
Verlustenergie 211
Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) 640
Versorgungssicherheit 20, 80, 93
– gesicherte Leistung 88
Versorgungswiederaufbau 693
Verteilnetz 133
Verteilnetzbetreiber 823
Vier-Takt-Motor 446
Volllaststunde 63, 74, 87, 95, 117, 188, 482
Voltapotenzial 234
Vorlauf 458

W

Wachs 331, 401, 462
Wald 12
– gesunder 751
Waldverjüngung 752
Wald-Wild-Gleichgewicht 749
Wälzlager 557
Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden 440

Wärmebedarf
– Entwicklung 143
– Gewerbe, Handel und Dienstleistung 147
– Haushalt 146
– Industrie 148
Wärmebereitstellung
– erneuerbare 144
– fossile 144
Wärmedämmung 585
Wärmeenergieträger 150
Wärmeerzeugung 78
Wärmefluid 367
Wärmelast 162, 163
Wärmeleitung 585
Wärmemix 144
Wärmenetz 66
Wärmepumpe 77–79, 146, 149, 441
– Ausbau 147
– gasmotorbetriebene 442
– in der Industrie 780
– in Fernwärme 779
– in Gewerbe 779
– in Haushalten 779
– in Kombination mit Eisspeichern und Solaranlagen 779
– Kombination mit Solaranlagen/Photovoltaik 777
– Kombination mit Wärmequellen 777
– monovalente elektrische 158
Wärmeschwachlastfall 164
Wärmesektor 736
– Dekarbonisierung 145
– Paradigmenwechsel 149
– Speicherpotenzial 159
– Transformation 145
– Überschuss 155
– Ziel 143
Wärmespeicher 28, 37, 70, 107, 507, 656, 677, 775, 786
– dezentraler 152
– Entwicklung 155
– für große Solaranlagen 740
– für KWK 157
– für Solarthermie 736
– im Sonnenhaus 743
– in der stromorientierten Kraft-Wärme-Kopplung 774
– in Parabolrinnenkraftwerken 734
– in solarthermischen Kraftwerken 733
– latenter 161
– saisonaler 740
– sensibler 160, 660
  – Kosten 616
– Solarturmkraftwerken 734
– thermochemischer 161
– zentraler 152
Wärmespeicherung
– latente 582
– sensible 582
– thermochemische 583
Wärmestarklastfall 164
Wärmestrahlung 585
Wärmetauscher 367, 608
Wärmeübertragung 584
– aktive 607
– passive 607
Wärmeübertragungskonzept 607
Wärmeversorgung, Holz 747
Warmwasseraufbereitung 73
Warmwasserbedarf 143
Warmwasserbereitstellung 781
Warmwasserbereitung, elektrische 626
Warmwasserspeicher 34, 40, 592, 593, 627, 739
– in Erdbecken 595
Warmwasserverbrauch 73
Wäschetrockner 634
Waschmaschine 634
Wasserdampfelektrolyse 340, 360
Wasserdampfpartialdruck 611
Wasserelektrolyse 336, 342, 344, 354, 364
Wasser-Gas-Shift-Reaktion 339, 396
Wasserkraft 17, 75, 82, 126, 331, 520
– Anteil an der Energieversorgung 700
Wasserkraftwerk
– Assuan-Staudamm in Ägypten 704
– Drei-Schluchten-Talsperre in China 704
– Grundlagen 521
– Itaipú (Brasilien/Paraguay) 704
– Kosten 524
– Lebensdauer 524
Wasserkreislauf 35, 437, 780
Wasserschloss 521
Wasserspaltung 5
– thermochemische 340
Wasserstoff 99, 449, 468, 657
– als Energieträger 332, 333
– Brennstoffzelle 242
– Distribution 757
– Eigenschaften 333
– Entladetechnologien 454
– erneuerbarer 757
– grüner 758
– Herstellung 334
– Kenngrößen 333
– Nutzung 758
  – in der Wasserstoffmobilität 757
  – in Erdölraffinerien 756
– Pipelines 757
– Rückverstromung 809
– Speicherkapazitäten 415
– Speichertechnologien 414
– Transport 757
– Wirtschaftlichkeit 468
Wasserstoffbildung, Standard-Elektrodenpotenzial 344
Wasserstoffelektrode 236
Wasserstoffkaverne 409
Wasserstoffmobilität 181
Wasserstoffspeicher 409, 410
Wasserstoffträger, flüssiger 423
Wasserstoffträgermaterialien 423
Wasserstoffwirtschaft 330
– energetische Nutzung 453
Wasserstraße 537
Wasserverlust 259, 270, 524
WBGU-Bioenergiegutachten 450
Wechselrichter 224
Wechselspannungsmessung 352
Weltklimarat 20
Wertigkeit 62, 266, 476, 584, 647
– elektromagnetische 350
– exergetische 62
Wheatstone'sche Brückenschaltung 354
Wicklung 295
Windenergie 75, 87, 103, 476
Windgas 154
Windgeschwindigkeit 65, 217, 479, 485
Windkraft 87, 331
– an Land 81
– auf 81
– Kondensator 217
Windkraftplattform, schwimmende 480, 481
Windpark-Cluster 449
Windpotenzial, globales 478
Windpumpspeicher 705
Windreserve 693
Windüberschuss 122
Wind-Wasserstoff-System 122
Wirbelschichtreaktor 401
Wirkungsgradmethode 17, 22, 62
Wirtschaftsleistung 173
Wochenspeicher 45

X

Xantophylle 8

Z

Zeitkonstante 204
Zeitreihe der Stromerzeugung 103
Zelle
– Bauformen 244
– elektrochemische 237
  – Energie- und Wirkungsgradbetrachtungen 241
  – Nebenreaktionen 241
Zellspannung 211, 237, 241, 264, 284, 299, 310, 343
Zementproduktion 638
Zeolith 445, 612, 615, 746
– Gas-Adsorptionswärmepumpe 445
– Katalysator 394
Zersetzung
– pyrolytische 396
– thermische 302
Zielenergie 62
Zink-Braunstein-System 266
Zink-Brom-Zelle 319, 323
Zink-Cerium-Zelle 320
Zink-Elektrode 264, 265
Zubau von Stromspeichern 110, 112, 122
Zuleitung 199, 209, 223, 498
Zuschaltung 116
Zweizonen-MAN-Reaktor 377
Zwischenspeicherung 826
– von Strom 34
Zyklenzahl 43
Zykluswirkungsgrad 92, 98