

Thomas Schabbach
Viktor Wesselak

Energie

Den Erneuerbaren
gehört die Zukunft

SACHBUCH



Springer

Technik im Fokus

Die Buchreihe Technik im Fokus bringt kompakte, gut verständliche Einführungen in ein aktuelles Technik-Thema.

Jedes Buch konzentriert sich auf die wesentlichen Grundlagen, die Anwendungen der Technologien anhand ausgewählter Beispiele und die absehbaren Trends.

Es bietet klare Übersichten, Daten und Fakten sowie gezielte Literaturhinweise für die weitergehende Lektüre.

Weitere Bände in der Reihe <http://www.springer.com/series/8887>

Thomas Schabbach ·
Viktor Wesselak

Energie

Den Erneuerbaren gehört die
Zukunft

2., vollständig überarbeitete und neu
strukturierte Auflage

Thomas Schabbach
Institut für Regenerative
Energietechnik
Hochschule Nordhausen
Nordhausen, Deutschland

Viktor Wesselak
Institut für Regenerative
Energietechnik
Hochschule Nordhausen
Nordhausen, Deutschland

Konzeption der Energie-Bände in der Reihe Technik im Fokus: Prof. Dr.-Ing. Viktor Wesselak, Institut für Regenerative Energiesysteme, Hochschule Nordhausen

ISSN 2194-0770
Technik im Fokus

ISSN 2194-0789 (electronic)

ISBN 978-3-662-58048-6

ISBN 978-3-662-58049-3 (eBook)

<https://doi.org/10.1007/978-3-662-58049-3>

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

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012, 2020

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 allgemein beschreibenden Bezeichnungen, Marken, Unternehmensnamen etc. in diesem Werk bedeutet nicht, dass diese frei durch jedermann benutzt werden dürfen. Die Berechtigung zur Benutzung unterliegt, auch ohne gesonderten Hinweis hierzu, den Regeln des Markenrechts. Die Rechte des jeweiligen Zeicheninhabers sind zu beachten.

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. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Springer ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer-Verlag GmbH, DE und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Heidelberger Platz 3, 14197 Berlin, Germany

Vorwort

Der Klimawandel und die Verknappung natürlicher Ressourcen fordern die menschliche Zivilisation in einer nie gekannten Weise heraus. Zunehmende Wetterextreme, abschmelzende Gletscher und ein Anstieg des Meeresspiegels sind die Vorboten kommenden Wandels. Dass diese mit der Freisetzung von Treibhausgasen – insbesondere durch die Verbrennung fossiler Energieträger – zusammenhängen, wird wissenschaftlich schon lange nicht mehr in Zweifel gezogen. Die internationale Politik hat darauf reagiert und mit dem 2016 in Kraft getretenen Pariser Weltklimaabkommen klare Leitlinien für unsere zukünftige Entwicklung vorgegeben: um die Erderwärmung bis zum Jahr 2050 auf unter zwei Grad zu begrenzen, sollen die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2050 auf null zurückgefahren werden.

Denkt man die vor uns liegende Entwicklung von diesem Ende her, so sind die uns zur Verfügung stehenden Zeiträume für den Technologiewandel überschaubar: wenn 2050 keine Kohlekraftwerke mehr am Netz sein sollen, dürfen heute keine mehr errichtet werden; wenn 2050 keine fossil befeuerten Heizungskessel mehr im Einsatz sein sollen, dürfen nach 2030 keine mehr eingebaut werden; wenn 2050 keine fossil angetriebenen Kraftfahrzeuge mehr im Verkehr sein sollen, dürfen nach 2035 keine mehr neu zugelassen werden.

Wie kann ein solches, treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2050 für ein Industrieland wie Deutschland aussehen? Welche Technologien stehen uns zur Verfügung, um unseren Energiebedarf an Strom, Wärme und Mobilität zu decken?

Welche Speicher werden dafür benötigt? Und schließlich: welche Schritte müssen Politik und Gesellschaft dafür gehen?

Auf diese Fragen werden wir im Rahmen dieses Buches Antworten geben. Dabei ist uns bewusst, dass wir nur einen ersten Einblick in das komplexe und faszinierende Thema Energie geben können. Wir haben uns bemüht, weitestgehend auf eine ingenieurtechnische Fachsprache zu verzichten. Sollte dennoch an der einen oder anderen Stelle der Ingenieur durchscheinen, bitten wir dies zu entschuldigen – ebenso wie Fehler, die trotz sorgfältigen Bemühens unerkannt blieben.

Wir danken dem Springer-Verlag für die Gelegenheit, uns mit diesem Sachbuch in einer aktualisierten und vollständig überarbeiteten Auflage erneut an eine breitere Öffentlichkeit wenden zu dürfen. Nach unserer Ansicht kann die anstehende grundlegende Umgestaltung unseres Energiesystems nur dann erreicht werden, wenn die Betroffenen – wir alle – über die nötigen ideologiefreien Informationen und Sachkenntnisse zum Thema Energie verfügen.

im Mai 2019

Thomas Schabbach
Viktor Wesselak
Professoren am Institut für
Regenerative Energietechnik (in.RET)
der Hochschule Nordhausen, Nordhausen

Inhaltsverzeichnis

1	Eine kurze Geschichte der Energienutzung	1
1.1	Produktivität und Effizienz	2
1.2	Der Mensch als Energiewandler	3
1.3	Von der Steinzeit zur neolithischen Revolution	5
1.4	Bewässerungskulturen	7
1.5	Die merkantil-sklavistischen Reiche	11
1.6	Exkurs: Das normannische Grönland	15
1.7	Die Holzkrise des Mittelalters und die industrielle Revolution	17
1.8	Energiegeschichte als Geschichte der Energiekrisen	22
1.9	Die solare Revolution?	24
	Literatur	26
2	Energieformen und Energiebedarf	27
2.1	Der Energiebegriff	27
2.2	Energieformen	28
2.3	Energiewandlungen	35
2.4	Der globale Energiebedarf und seine Deckung	41
2.5	Der deutsche Energiebedarf und seine Deckung	44
2.6	Energiebereitstellung im Wandel – am Beispiel von Sachsen und Thüringen	47
	Literatur	50

3	Stromerzeugung und -speicherung	53
3.1	Kohlekraftwerke	55
3.1.1	Der Kraftwerksprozess	55
3.1.2	Heizkraftwerke	60
3.1.3	Rauchgasreinigung	60
3.1.4	CO ₂ -Abtrennung	62
3.2	Gas-Kraftwerke	65
3.2.1	Gasturbinen-Kraftwerke	65
3.2.2	GuD-Kraftwerke	66
3.3	Nuklearkraftwerke	67
3.3.1	Radioaktivität – Strahlung – Wirkung	69
3.3.2	Kernspaltung	71
3.3.3	Kraftwerkstechnik	75
3.3.4	Sicherheit und Risiken	77
3.3.5	Radioaktive Abfälle	81
3.3.6	Fusionsreaktoren	82
3.4	Photovoltaik	83
3.5	Solarthermische Stromerzeugung	90
3.6	Geothermische Stromerzeugung	93
3.7	Windenergieanlagen	95
3.8	Wasserkraftwerke	99
3.9	Biomasse-Kraftwerke	102
3.9.1	Biomasseproduktion	103
3.9.2	Biomasse als Brennstoff	103
3.10	Biogas-Anlagen	107
3.11	Brennstoffzellen	110
3.12	Elektrische Energiespeicher	112
3.12.1	Speicherwasserkraftwerke	113
3.12.2	Druckluftspeicherkraftwerk	114
3.12.3	Power-to-Gas	117
3.12.4	Schwungmassenspeicher	121
3.12.5	Elektrochemische Energiespeicher	122
	Literatur	124

4	Wärmebereitstellung	127
4.1	Wärme und Energiequalität	128
4.2	Öl- und Gasheizkessel	130
4.3	Biomasse-Heizungen	132
4.4	Wärmepumpen	135
4.4.1	Erdgekoppelte Wärmepumpen	138
4.4.2	Außenluft-Wärmepumpen	141
4.5	Solarthermieranlagen	143
4.5.1	Kollektortechnik	143
4.5.2	Solaranlagen	149
4.6	Wärmenetze	153
4.6.1	Fernwärmenetze	154
4.6.2	Nahwärmenetze	154
4.6.3	Niedertemperatur-Wärmenetze	155
4.6.4	Solare Wärmenetze	157
	Literatur	159
5	Mobilität	161
5.1	Biokraftstoffe	163
5.2	Synthetische Kraftstoffe	165
5.3	Elektromobilität	167
5.4	Mobilität in der Zukunft	168
	Literatur	171
6	Grundprobleme der Energieversorgung	173
6.1	Endlichkeit der Ressourcen	173
6.2	Klimawandel	178
6.3	Gerechtigkeit der Verteilung	183
6.4	Bausteine für eine nachhaltige Energieversorgung	185
	Literatur	192
7	Energiepolitik in Deutschland	195
7.1	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	199
7.2	Energie-Einsparverordnung (EnEV)	202
7.3	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	207

7.4	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)	209
7.5	Klimaschutzgesetz	211
7.6	Atomausstieg	212
	Literatur.	214
8	Die Zukunft der Energieversorgung	217
8.1	Energiepotenziale.	217
8.2	Energieszenarien	220
8.3	Sektorkopplung	224
8.4	Leitstudie 2050.	226
8.5	World Energy Outlook 2018	231
	Literatur.	233
9	Forderungen an die künftige Energiepolitik	235
9.1	Bestandsaufnahme	235
9.2	Welche Zielsetzungen hat die deutsche Klimapolitik?	237
9.3	Welche Möglichkeiten stehen der Politik zur Verfügung?	238
9.4	Gebäude und Verkehr als blinde Flecken der Energiepolitik.	242
9.5	Fazit	243
	Literatur.	244
	Stichwortverzeichnis	245

Eine kurze Geschichte der Energienutzung

1

Zusammenfassung

Energie ist die Voraussetzung aller natürlichen Prozesse. Keine Bewegung, keine Umwandlung eines Stoffes, keine chemische Reaktion und schließlich kein Leben ist ohne die Beteiligung von Energie denkbar. Genauer gesagt: jeder dieser Prozesse basiert auf der Umwandlung von Energie. Energie ist auch die Grundbedingung für die Existenz des Menschen und seiner Gesellschaften. Im Lauf der Geschichte hat der Mensch gelernt, sich unterschiedliche Energieträger anzueignen und durch geeignete Energietechniken nutzbar zu machen. Diese Entwicklung lässt sich jedoch nicht nur auf technische Fragestellungen reduzieren, sondern ist immer eng mit gesellschaftlichen Prozessen verknüpft.

Der Nutzen, den der Mensch aus Energie zieht, lässt sich grob in die vier Bereiche Nahrung, Wärme, Arbeit und Verkehr einteilen. *Nahrung* stellt die unmittelbare Energienutzung dar: dem menschlichen Stoffwechsel wird chemische Energie in Form von organischen Verbindungen zugeführt. Der Aufbau dieser Energie erfolgt durch die Umwandlung von Sonnenenergie mittels der Photosynthese der Pflanzen bzw. den Stoffwechsel der Tiere. *Wärme* dient der Nahrungszubereitung und sorgt damit für einen verbesserten energetischen Aufschluss. Sie dient der Erwärmung von Wohnstätten und ermöglicht so die Besiedlung

eines Großteils der Landfläche. Und schließlich ist sie als Prozesswärme die Grundlage vieler industrieller Produktionsprozesse. Unter *Arbeit* wird die vielfältige Nutzung mechanischer Energien durch die Muskelkraft von Menschen und Tieren sowie Maschinen zusammengefasst. *Verkehr* schließlich ermöglicht einen regionalen und überregionalen Austausch von Waren, Dienstleistungen sowie Informationen und gleicht damit beispielsweise gegebene oder entstandene Ungleichgewichte der ersten drei Bereiche aus.

1.1 Produktivität und Effizienz

Die Geschichte der Energietechnik ist sowohl von Entwicklungen auf dem Gebiet der Energiebereitstellung als auch der Energienutzung geprägt. In ihrem Zusammenspiel entscheiden sie über den Erfolg eines Energiesystems, d. h. über sein Vermögen eine Gesellschaft zu erhalten und zu entwickeln.

Die Qualität von Energiebereitstellung und Energienutzung lassen sich durch die Produktivität und die Effizienz beschreiben. Die Produktivität der Energiebereitstellung wird durch den Erntefaktor ausgedrückt: eine bestimmte Energiemenge wird in die Nutzung einer Energiequelle investiert und dafür wird eine die investierte Energie möglichst übersteigende Energiemenge geerntet. Der *Erntefaktor* e wird durch das Verhältnis

$$e = \frac{\text{geerntete Energie}}{\text{investierte Energie}}$$

beschrieben. So ist die Produktivität einer Ackerbaugesellschaft beispielsweise gegeben durch das Verhältnis von geernteten Nahrungsmitteln zu dem eingesetzten Saatgut sowie der investierten Arbeit. Die Produktivität des elektrischen Energiesystems einer Industriegesellschaft bestimmt sich aus dem Verhältnis der gewonnenen elektrischen Energie zu der eingesetzten Arbeit zur Gewinnung der Energieträger, zum Bau und Betrieb der Kraftwerke sowie ggf. dem Energieinhalt der eingesetzten Brennstoffe.

Die *Effizienz* beschreibt den Wirkungsgrad der Energienutzung und wird häufig mit dem griechischen Buchstaben η (eta) bezeichnet. Sie gibt das Verhältnis von Nutzenergie zur für diese Zwecke eingesetzten, konsumierten Energie an:

$$\eta = \frac{\text{Nutzenergie}}{\text{konsumierte Energie}}$$

In einer Ackerbaugesellschaft steht beispielsweise die menschliche Arbeitskraft im Vordergrund. Die in Form von Nahrung konsumierte Energie kann zu einem bestimmten Teil wieder in Arbeit umgesetzt werden. Diese stellt dann die Nutzenergie dar, die wieder in den Nahrungsanbau investiert werden kann. In einer Industriegesellschaft werden unterschiedlichste Kraft- und Arbeitsmaschinen eingesetzt, um mechanische Arbeit zum Zweck des Antriebs, der Förderung oder der Verformung zu verrichten. Diese Maschinen konsumieren Energie in Form von Brennstoffen, sofern sie von einer Dampfmaschine oder einem Verbrennungsmotor angetrieben werden, beziehungsweise Elektrizität, wenn sie von einem Elektromotor angetrieben werden.

Produktivität und Effizienz sind also die beiden Stellrauben jedes Energiesystems: Je höher der Erntefaktor, desto mehr Energie steht bei gleichem Einsatz zur Verfügung; je höher der Wirkungsgrad, desto weniger Energie muss bei gleichem Nutzen aufgewendet werden.

1.2 Der Mensch als Energiewandler

Bis weit in das 19. Jahrhundert war die menschliche Muskelkraft die Hauptquelle für mechanische Arbeit. Neue Erfindungen, wie die 1712 von Thomas Newcomen konstruierte und ab 1769 von James Watt verbesserte Dampfmaschine, die 1804 von Richard Trevithick vorgestellte Lokomotive oder die 1834 von Cyrus McCormick patentierte Mähmaschine setzten sich nur langsam durch. Abb. 1.1 zeigt den Anteil der menschlichen Muskelkraft an der in einer Gesellschaft verrichteten Nutzarbeit. Bemerkenswert ist u. a. der vergleichsweise geringe Anteil der Arbeitskraft von Tieren.

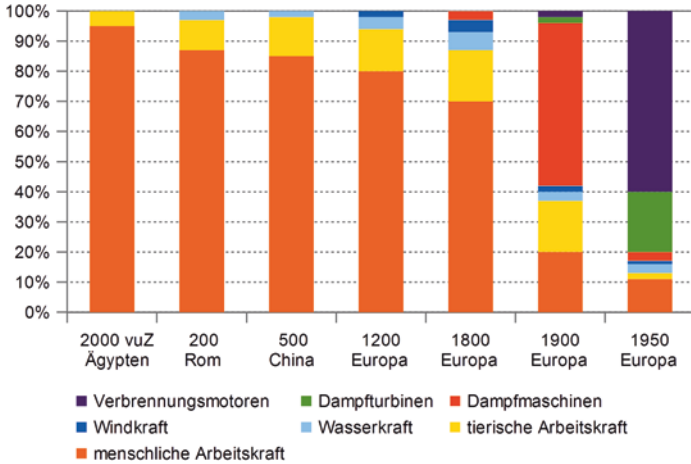


Abb. 1.1 Anteil unterschiedlicher Energiewandler an der in einer Gesellschaft verrichteten Nutzarbeit. (Nach Smil [6])

Ein erwachsener Mensch benötigt je nach körperlicher Belastung eine Energiezufuhr zwischen 2000 und 4000 Kilokalorien pro Tag. Das entspricht etwa 2,3 bis 4,6 kWh, die Umrechnung von Energieeinheiten kann mit Hilfe von Tab. 2.1 erfolgen. Diese Energie nimmt der Mensch durch Nahrungsmittel pflanzlicher und tierischer Herkunft auf und ist damit in der Lage, über einen längeren Zeitraum eine Leistung zwischen 75 und 100 W zu erbringen. Kurzzeitig – beispielsweise bei einem Kurzstreckenlauf – sind Spitzenleistungen bis zu 1000 W möglich. Setzt man die über einen Arbeitstag erbrachte Dauerleistung ins Verhältnis zu der konsumierten Energie, so ergibt sich für den Menschen ein Wirkungsgrad von etwa 20 %. Demgegenüber liegt die Effizienz der Hauptarbeitstiere Pferd und Rind mit maximal 10 % deutlich darunter. Das macht den Einsatz von Arbeitstieren teuer und erklärt die jahrtausendlange intensive Nutzung der menschlichen Muskelkraft in unterschiedlichen Systemen der gesellschaftlichen Arbeitsorganisation.

1.3 Von der Steinzeit zur neolithischen Revolution

Die Nutzung von Feuer ist die erste „Energietechnik“ des Menschen und lässt sich über 500.000 Jahre zurückverfolgen. Der Einsatz des Brennstoffs Holz zur Wärmegegewinnung, Beleuchtung und Nahrungszubereitung schaffte eine zentrale Voraussetzung für die Entwicklung der Menschheit und veränderte fundamental das Alltagsleben. Das Feuer hatte nicht nur den beschriebenen Nutzwert, sondern wirkte auch gemeinschaftsbildend: das Feuer schaffte einen beleuchteten Raum um die Feuerstelle herum, der sich dadurch von der Umwelt abgrenzte. Es diente als Versammlungspunkt der Gemeinschaft und führte mit der Notwendigkeit, Feuer zu machen, es zu unterhalten und Brennholz zu beschaffen, zu neuen Aufgaben.

Die Menschen der Steinzeit lebten als Jäger und Sammler. Diese Form der Nahrungsgewinnung beschränkte die Bevölkerungsdichte rigoros. Je nach Ökosystem ist auf diese Weise eine Bevölkerungsdichte von einem Bewohner auf ein bis zehn Quadratkilometer möglich, woraus sich Gruppengrößen von einigen Dutzend Menschen ableiten lassen. Die Entnahme von Nahrungsmitteln – eine Erneuerung der Ressourcen vorausgesetzt – wird durch die Produktivität des Ökosystems begrenzt. Dabei ist der Wirkungsgrad vorgegeben: Pflanzen wandeln ein bis zwei Prozent der Strahlungsenergie der Sonne in Biomasse, d. h. in chemische Energie um; Tiere wandeln pflanzliche Biomasse mit einem Wirkungsgrad von maximal 20 % in tierische Biomasse um. Der Tagesenergiebedarf eines Menschen ist aufgrund der Lebensumstände in der Steinzeit mit etwa 4500 Kilokalorien etwas über dem heutiger Menschen anzusetzen. Arbeit wurde durch menschliche Muskelkraft verrichtet, wobei einfache Steinwerkzeuge wie Faustkeile oder zusammengesetzte Werkzeuge wie Speere für die Jagd am Ende der Eiszeit benutzt wurden.

Vor etwa 10.000 Jahren vollzog sich ein Übergang von den Jäger- und Sammlerkulturen hin zu Ackerbau und Viehzucht betreibenden Gesellschaften. Der britische Archäologe Gordon

Childe hat dafür den Begriff der „Neolithischen Revolution“ geprägt. Wenngleich sich dieser Übergang über viele Tausend Jahre erstreckte, so kam er doch in seinen Auswirkungen einer Revolution gleich: Einerseits erhöhte der Mensch durch die Kontrolle der biologischen Umwandler die Produktivität der Nahrungserzeugung. Dies setzte eine Domestizierung von Wildpflanzen und -tieren voraus, sowie geeignete Anbau- und Lagerungstechniken. Andererseits entstand eine zeitliche Entkopplung der durch menschliche Arbeit investierten Energie und der geernteten pflanzlichen oder tierischen Nutzenergie.

Durch diese Neuerungen erreichte das von den Menschen genutzte Energiesystem eine bisher nicht gekannte Stabilität. Die aktive Produktion von Nahrungsmitteln ermöglichte die Erzielung von Überschüssen an speicherbarer Energie. Damit wurde es nicht nur möglich, Krisen besser zu bewältigen, die Überschüsse ermöglichten der neolithischen Gesellschaft auch ein quantitatives und qualitatives Wachstum. Steigende Bevölkerungszahlen und neue Bedürfnisse schafften die Voraussetzungen für technische Entwicklungen, die sich vor allem im Keramik-, Töpfer- und metallverarbeitenden Handwerk niederschlugen. Diese ersten Ansätze einer Arbeitsteilung, die investierte Arbeit beim Anlegen von Feldern und Weiden sowie die gemeinschaftliche Arbeit in der Landwirtschaft beförderten die dauerhafte Niederlassung menschlicher Gruppen im Umfeld der Nahrungsmittelreserven.

Abb. 1.2 fasst die wesentlichen Merkmale der neolithischen Revolution noch einmal zusammen: Ackerbau und Viehzucht bedeuten durch die Kontrolle der biologischen Umwandler eine

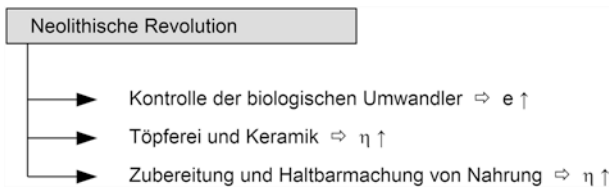


Abb. 1.2 Energetische Stellschrauben der neolithischen Gesellschaft

deutliche Steigerung der landwirtschaftlichen Produktivität, der Erntefaktor steigt. Die Zubereitung von Nahrung verbessert den energetischen Aufschluss durch den Körper, Lagerhaltung und Konservierung vermindern die Verluste. Beide Maßnahmen tragen zu einem effizienteren Umgang mit Nahrungsmitteln bei.

Aus den jungsteinzeitlichen Konzentrationspunkten entwickelten sich vor etwa 6000 Jahren die ersten geschichtlichen Kulturen. In Vorder- und Südostasien entstanden ausdifferenzierte Gesellschaften in den großen Schwemmlandgebieten der Flüsse Indus, Nil, Euphrat und Tigris sowie des Gelben Flusses. All diesen Gesellschaften gemeinsam ist ein Energiesystem, das auf mit aufwendigen Bewässerungstechniken betriebenen Getreideanbau beruht.

1.4 Bewässerungskulturen

Zunächst soll das pharaonische Ägypten betrachtet werden. Die Bewässerung der Felder entlang des Nils ermöglichte eine Intensivierung der Landwirtschaft. Zum einen stieg die Produktivität der bewirtschafteten Fläche, zum anderen konnte durch Bewässerung die Anbaufläche ausgeweitet werden. Zugleich ließ sich über die Nutzung der Hochwasserperioden des Nils eine Düngung der Felder durch den mitgeführten Schlamm erreichen. Die dadurch erzielte Steigerung der Nahrungsmittelproduktion ermöglichte ein massives Bevölkerungswachstum und das Entstehen großer Städte. In der Spätzeit des ägyptischen Reiches wird von einer Einwohnerzahl von bis zu 7 Mio. Menschen ausgegangen.

Das Funktionieren dieses Energiesystems erforderte ausgedehnte Deich- und Kanalsysteme sowie tier- oder menschenbetriebene Maschinen zur Be- und Entwässerung. Damit war nicht nur ein gegenüber den neolithischen Gesellschaften größerer zeitlicher Horizont der investierten Arbeit verbunden, sondern die Durchführung und Organisation dieser Arbeiten setzte eine zentrale Planung sowie die Zusammenfassung der Arbeitskraft zehntausender Menschen voraus. Der amerikanische Soziologe Lewis Mumford bezeichnete die pharaonische

Arbeitsorganisation als eine „Megamaschine“, als die erste große Kraftmaschine der Menschheit, die die Arbeitskraft von bis zu 100.000 Menschen zusammenfasste [3]. Geht man von einer Dauerleistung von 75 W aus, die ein Mensch an Arbeit erbringen kann, so mobilisierte diese Megamaschine eine mechanische Leistung von 7,5 MW. Diese Leistung wurde zum Bau und Unterhalt des Bewässerungssystems, zum Getreideanbau und während der landwirtschaftlichen Ruhephasen zur Errichtung großer symbolischer Bauwerke wie der Pyramiden eingesetzt.

Der Landtransport war trotz der Erfindung des Wagens aufgrund des (Nahrungs-)Energiebedarfs der Lasttiere auf das lokale Umfeld beschränkt oder erstreckte sich auf Luxusgüter. Baumaterial, Getreide, handwerkliche Produkte oder Salz wurden mit Schiffen entlang des Nils transportiert. Flussabwärts wurde dabei die Strömung des Wassers, flussaufwärts die Strömung des Windes genutzt. Beide Antriebsarten nutzen nicht-biologische Energieträger und ermöglichen einen zusätzlichen energetischen Nutzen, ohne dass das zur Verfügung stehende Nahrungsangebot dadurch beeinträchtigt wurde.

Die pharaonische Arbeitsorganisation benötigte eine effiziente Verwaltung, die die Arbeiten koordinierte, Nahrungsmittel und Saatgut verwaltete sowie die Versorgung beispielsweise der beim Bau der großen Pyramiden beschäftigten Menschen sicherstellte. Dazu waren Maße, Gewichte, Schrift und ein Zahlensystem notwendig sowie ein Überschuss des Energiesystems, um diese von Priestern und Staatsbeamten gebildete Verwaltung über Steuern und Abgaben zu unterhalten. Darüber hinaus waren für die Arbeitsorganisation zweifelsohne enorme gesellschaftliche Zwangsmaßnahmen erforderlich, wenngleich die alt-ägyptische Gesellschaft keine Sklavenhaltergesellschaft war. Dem dafür notwendigen Staatsapparat stand ein Gottkönig vor, dessen absolute Macht durch eine Staatskirche legitimiert und durch symbolische Prachtbauten verherrlicht wurde (Abb. 1.3).

Als zweites Beispiel einer Bewässerungskultur soll das chinesische Energiesystem herangezogen werden. Vor etwa 5000 Jahren begann sich der Reisanbau in China allgemein auszubreiten und drängte bis ins 8. Jahrhundert unserer Zeitrechnung den

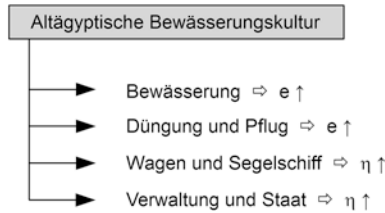


Abb. 1.3 Energetische Stellschrauben der altägyptischen Bewässerungskultur

Trockenanbau von Hirse, Gerste und Weizen auf das Gebiet des trockeneren Nordens zurück. Wesentliche Elemente des chinesischen Energiesystems waren eine intensive Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen mittels Dauerbewässerung, geeignete Fruchtfolgen mit mehreren Ernten im Jahr, organische Düngung anstelle der Brache und der massive Einsatz menschlicher Arbeit. Zwischen dem 8. und 13. Jahrhundert unserer Zeitrechnung kam es zu einer weiteren Steigerung der Produktivität durch die Technik des Pikierens, der getrennten Anzucht des Saatguts und anschließenden Vereinzelung auf dem Feld. Dadurch konnte die Reifeperiode auf den Feldern so verkürzt werden, dass bis zu drei Ernten pro Jahr möglich waren. Dies ermöglichte ein Anwachsen der Bevölkerung von 53 Mio. auf über 100 Mio. Menschen in diesem Zeitraum. Die Verdoppelung der Bevölkerung in einem Zeitraum von etwa 500 Jahren wurde durch den enormen Produktivitätszuwachs des Energiesystems ermöglicht. Gleichzeitig erforderte aber die beschriebene Intensivierung der chinesischen Landwirtschaft auch einen steigenden Arbeitsaufwand, der nur von einer wachsenden Bevölkerung zu leisten war. Eine Steigerung der Nahrungsmittelproduktion ist also direkt an einen Anstieg der investierten Arbeit gekoppelt, z. T. sogar bei sinkender Produktivität. Die konsequente Nutzung der künstlichen Wasserwege des Bewässerungssystems auch zum Transport ermöglichte eine hocheffiziente Verkehrsinfrastruktur.

Die Aufrechterhaltung der Bewässerungssysteme und die Verteilung des in den Monaten des Sommermonsuns anfallenden Wassers auf die gesamte landwirtschaftlich nutzbare Fläche und die gesamte Vegetationsperiode waren nur mittels einer zentralen staatlichen Organisation möglich. Diese musste die Deich- und Kanalbauten planen, errichten und instandhalten. Darüber hinaus musste der Staat für eine „Wassergerechtigkeit“ sorgen und Streitigkeiten um die Wassernutzung schlichten. Die chinesische Arbeitsorganisation beruhte auf einem kollektiven Frondienst, der einen Monat im Jahr umfasste (Abb. 1.4).

Beim Vergleich der chinesischen und altägyptischen Bewässerungskultur fallen eine Reihe von Gemeinsamkeiten auf: Im Zentrum des Energiesystems steht der landwirtschaftliche Arbeitsprozess, in den der Großteil der Menschen unmittelbar eingebunden ist. Die Aneignung der Energie durch die Gesellschaft erfolgt über die Vermittlung des Staates, der über Staatsbeamte, den Klerus oder lokale Lehnsherren Grundbesitz und Produktion organisiert und kontrolliert. Der Staat garantiert die Durchführung der für den Bewässerungsbau notwendigen Arbeiten und schafft die Grundvoraussetzung für eine Gesellschaft dieser Größe und Komplexität. Die politische Stabilität des Staates garantiert somit die Stabilität des Energiesystems.

Zwei Faktoren begünstigten das Scheitern des chinesischen und altägyptischen Energiesystems. Zum einen ist jeweils eine steigende wirtschaftliche Belastung des Energiesystems durch

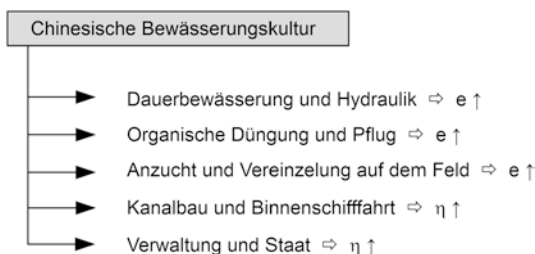


Abb. 1.4 Energetische Stellschrauben der chinesischen Bewässerungskultur

„parasitäre“ Klassen wie beispielsweise den Klerus zu verzeichnen. So kontrollierte um 1200 vor unserer Zeitrechnung (v. u. Z.) die ägyptische Priesterschaft ein Siebtel der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche und um das Jahr 800 beanspruchten buddhistische Klöster rund 10 % der chinesischen Getreide- und Gemüseproduktion. Die Effizienzsteigerung einer zentralen Planung und Arbeitsorganisation wurde so zunichtegemacht. Zum anderen führte eine durch das Bevölkerungswachstum getriebene militärische Expansion zu einer Ausweitung des Energiesystems auf Gebiete, die nur bedingt in das Bewässerungssystem eingebracht werden konnten. Die Möglichkeit anstatt drei Ernten nur zwei oder eine Ernte pro Jahr einbringen zu können, hatte einen dramatischen Einbruch der Produktivität zur Folge.

1.5 Die merkantil-sklavistischen Reiche

Der Begriff der merkantil-sklavistischen Reiche wurde durch den brasilianischen Soziologen Darcy Ribeiro für Gesellschaften eingeführt, die einerseits durch einen intensiven Warenaustausch über ihre Grenzen hinweg und andererseits durch den Verlust der persönlichen Freiheit eines großen Teils ihrer Bevölkerung geprägt sind [4]. Zu den merkantil-sklavistischen Reichen zählen insbesondere Griechenland, Karthago und Rom. Ihr Energiesystem ist gekennzeichnet durch eine immer weiter fortschreitende Verlagerung aus ihrem ursprünglichen Territorium heraus. Ihr Ursprung liegt in den Stadtstaaten, die als Handelszentren fungierten und zunächst nur die umliegenden landwirtschaftlichen Gebiete beherrschten. Eine im Vergleich zu den Bewässerungskulturen extensive Landwirtschaft führte zu einem ständigen Missverhältnis zwischen Produktion und Konsum.

Die griechischen Stadtstaaten begannen ab dem 6. Jahrhundert vor unserer Zeitrechnung mit einer Spezialisierung ihrer Landwirtschaft auf den Wein- und Olivenanbau sowie auf die Produktion von Handelsgütern. Der Aufbau einer Handels- und Kriegsflotte sicherte einen Welthandel, der auf einem breiten Spektrum von Gütern beruhte und in dem Griechenland insbesondere Energieträger importierte, wie z. B. Holz

aus dem Libanon oder Getreide aus Kleinasien und Nordafrika. Aus Effizienzgründen kam nur der Schiffstransport infrage. Zum einen verhinderte ein schlecht ausgebautes Straßennetz überregionale Transporte. Zum anderen wies der Landtransport mittels Ochsespannen oder Lastträgern selbst auf dem gut ausgebauten römischen Straßennetz immer noch eine geringe Effizienz auf: die benötigten Nahrungsmittel – und damit die benötigte Energie – zum Unterhalt dieses Transportsystems beschränkten das Einzugsgebiet, aus dem sich ein Landtransport von Lebensmitteln lohnte.

Das griechische Energiesystem war abhängig von der Lieferung wichtiger Energieträger, die es militärisch abzusichern galt. Steigende Investitionen in das Militärwesen und die durch die permanente Kriegsführung dem Energiesystem entzogenen Arbeitskräfte wurden nicht durch eine Erhöhung der Produktivität, sondern durch eine Effizienzsteigerung innerhalb des Energiesystems abgedeckt. Neben zahlreichen mechanischen Verfahren zur Erhöhung der Effizienz wie Hebel, Flaschenzüge oder wasserbetriebene Arbeitsmaschinen erreichte man dies vor allem durch den massiven Einsatz von Sklaven, d. h. durch eine Minimierung der Reproduktionskosten der Arbeitskraft. Die Arbeitskraft eines Sklaven musste nur auf dem biologischen Minimum erhalten werden, weder für Kindheit, Erziehung noch Alter musste die nutznießende Gesellschaft aufkommen.

Das griechische Energiesystem wurde von dem römischen Staat weiter forciert. Eine gegen Ende des 3. Jahrhunderts vor unserer Zeitrechnung beginnende militärische Expansion hatte die Aufgabe, Konkurrenten um die Energiequellen (allen voran Karthago) auszuschalten und einen stetigen Zustrom an Nahrungsmitteln und Sklaven zu garantieren. Dieser Prozess führte über eine jahrhundertelange Folge von Kriegen zum Imperium Romanum. Allein Cäsar soll in seinen Kriegen mehr als eine Million Sklaven erbeutet und Rom zugeführt haben.

Gegen Ende des 2. Jahrhunderts unserer Zeitrechnung hatte das römische Reich die Grenzen seiner Expansion erreicht. Alle über die Schifffahrt erreichbaren Gebiete waren Bestandteil der

Ausbeutungsstruktur geworden. Es wird geschätzt, dass zwischen einem Drittel und der Hälfte der Einwohner des römischen Reiches Sklaven gewesen sind. Die Entfernung zu den weiter landeinwärts gelegenen Provinzen war so groß geworden, dass die Transportkosten und der Unterhalt der dort stationierten Legionen den dort produzierten Überschuss völlig aufzehrten. Das auf Expansion angelegte Energiesystem kollabierte schließlich. Dies machte sich zuerst auf dem Sklavenmarkt und damit auf der Grundlage jeder Produktion bemerkbar: der Sklaven-nachschub kam ins Stocken und die Preise für Sklaven erhöhten sich dramatisch. Dies erfolgte zu einem Zeitpunkt, wo die „freien“ Arbeitskräfte in vielen Berufsgruppen durch einen ruinösen Wettbewerb mit Sklavenarbeit bereits verdrängt oder in der Minderheit waren. Eine Abwärtsspirale setzte sich in Gang, die in den nächsten 200 Jahren den vollständigen Zusammenbruch des römischen Reiches zur Folge hatte.

Merkmal der merkantil-sklavistischen Gesellschaften ist die Konzentration auf Maßnahmen zur Effizienzsteigerung. Dies betrifft insbesondere die Entwicklung der Handelsschifffahrt und die Nutzung von Sklavenarbeit. Letztere hatte insbesondere in der militärischen Expansionsphase negative Rückwirkungen auf den technischen Fortschritt und damit auf die Produktivität (vgl. Kasten). So setzten sich beispielsweise Wassermühlen erst ab dem 3. Jahrhundert unserer Zeitrechnung gegen durch Muskelkraft betriebene Mühlen durch, d. h. erst mit der Verknappung billiger Arbeitskräfte (Abb. 1.5).



Abb. 1.5 Energetische Stellschrauben der merkantil-sklavistischen Reiche

Die Apparate des Heron von Alexandrien

Über das Leben des Naturwissenschaftlers Heron ist wenig bekannt. Vermutlich lebte er im 1. Jahrhundert unserer Zeitrechnung im ägyptischen Alexandria und arbeitete dort als Lehrer. Seine Schriften zur Mechanik, Hydraulik und Pneumatik – vermutlich Skripten seiner Vorlesungen – sind jedoch erhalten und erlauben einen Einblick in das technische Verständnis der Antike. Insbesondere beschäftigte sich Heron mit der technischen Nutzung von Wärme, Wind- und Wasserkraft. In seinen Aufzeichnungen findet sich mit der Aeolipile (Abb. 1.6 links) eine Wärmekraftmaschine, bei der durch das Erhitzen eines Wasserbehälters (A, B) aus zwei Düsen (H, K) Dampf ausgestoßen und dadurch eine Kugel (G) in Bewegung gesetzt wird. Eine weitere Konstruktion beschreibt eine Orgel (Abb. 1.6 rechts), die durch ein Windrad mittels eines pneumatischen Zylinders (F, K) angetrieben wird.

Eine technische Nutzung von Wärmekraftmaschinen und Windkraftanlagen fand in Europa erst über tausend Jahre später statt. Die von Heron beschriebenen Apparate haben den Charakter mechanischer Kuriosa. Sie dokumentieren das ingenieurtechnische Grundverständnis

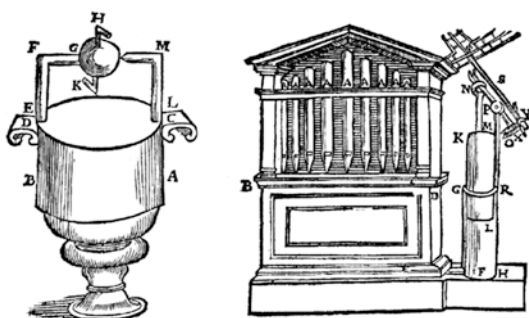


Abb. 1.6 Aeolipile (links) und windkraftbetriebene Orgel (rechts). (Aus: Heronis Alexandrini: Buch von den Luft- und Wasser-Künsten, Bamberg 1688)

wichtiger Naturzusammenhänge, ohne dass daraus aber technische Konsequenzen für den von billiger Sklavenarbeit geprägten Produktionsprozess resultierten.

1.6 Exkurs: Das normannische Grönland

In den vorangegangenen Abschnitten wurden weiträumige Energiesysteme beschrieben, die über lange Zeiträume bestanden. Der nachfolgende Exkurs illustriert die Bedeutung des Energiesystems auch für kleinräumige Gesellschaften.

Im 8. Jahrhundert begann eine durch eine zu hohe Bevölkerungsdichte in Norwegen ausgelöste Besiedlung weitgehend menschenleerer Regionen des Nordatlantiks durch die Wikinger. Nach den Orkney- und Shetlandinseln folgten um 800 die Färöerinseln und 870 Island. Von Island aus wurde ab 980 Grönland und im Jahr 1000 Neufundland (Vinland) besiedelt. Die Siedlung in Neufundland musste nach wenigen Jahren wegen des starken Widerstands der indigenen Bevölkerung wieder aufgegeben werden. Die Besiedlung Grönlands dauerte vermutlich bis Mitte des 15. Jahrhunderts. Über ihr Ende gibt es keine Aufzeichnungen, jedoch haben Ausgrabungen eine Reihe von Erkenntnissen über den Niedergang des normannischen Grönlands erbracht.

Die Wikinger siedelten vor allem in zwei Fjorden an der Westküste Grönlands. Insgesamt dürfte die Anzahl der Siedler in der Blütezeit zwischen 3000 und 5000 Menschen gelegen haben. Die Wikinger hatten ihr Energiesystem nach Grönland importiert. Grundlage der landwirtschaftlichen Produktion war die Rinder- und in späteren Jahren vermehrt die Schaf- und Ziegenhaltung. Der gesellschaftliche Status eines Wikingers wurde wesentlich durch die Größe seines Stalls, d. h. die Anzahl seiner Rinder bestimmt. Durch die kurze Vegetationsperiode musste während der Sommerweide ausreichend Heu für den Stallaufenthalt eingebracht werden. Die empfindlichen Böden waren jedoch durch die intensive Beweidung einer starken Erosion ausgesetzt, was die Produktivität weiter verringerte.

Einen zentralen Konfliktpunkt stellte das praktisch kaum vorhandene Holz dar. Während die ersten Siedler die niedrigen Birken- und Wacholderwälder noch niederbrannten, um Weideflächen zu schaffen, machte sich bald ein empfindlicher Holz-mangel bemerkbar. Dieser schlug auf alle Bereiche des täglichen Lebens durch, betraf jedoch insbesondere das Energiesystem in Form von Brennstoff und Baumaterial für Schiffe. Für den Schiffbau benötigtes Holz fand sich in Grönland nur in Form von Treibholz oder musste beispielsweise aus Labrador eingeführt werden. Dies schränkte die Möglichkeiten zum Schiffbau massiv ein, sodass man davon ausgeht, dass in Grönland nur wenige, gegen Ende der Besiedlung gar keine hochseetauglichen Schiffe mehr vorhanden waren. Der notwendige Austausch mit der restlichen Welt war also eine einseitige Angelegenheit, die durch äußere Faktoren wie beispielsweise Pestepidemien in Island oder politische Verwerfungen in Norwegen dominiert wurden. Das letzte schriftlich belegte Handelsschiff aus Norwegen traf 1369 in Grönland ein. Zu diesem Zeitpunkt war die nördlichere der beiden Siedlungen vermutlich bereits aufgegeben. Das letzte schriftliche Zeugnis stammt aus dem Jahr 1408 und berichtet Alltägliches aus dem grönländischen Leben. Ausgrabungen an den jüngsten Siedlungsstellen haben überwiegend Knochen von Jungtieren, Vögeln und Hunden erbracht, sodass vermutlich ein Hungerwinter das abrupte Ende des normannischen Grönlands bedeutet hat.

Das importierte Energiesystem der Wikinger arbeitete in der grönländischen Umgebung aufgrund geringer Produktivität und Effizienz permanent an der Grenze seiner Leistungsfähigkeit. Es war nicht in der Lage, eine Krise, wie sie beispielsweise die im 15. Jahrhundert einsetzende kleine Eiszeit darstellte, zu überleben (Abb. 1.7). Dennoch hielten die Wikinger bis zum Ende daran fest, was beispielsweise das fast vollständige Fehlen maritimer Nahrungsreste in besagten Ausgrabungen belegt. Dies ist umso bemerkenswerter, weil parallel zu der normannischen Besiedlung mit den Inuit eine weitere Bevölkerungsgruppe auf Grönland dieselbe Krise offensichtlich überlebte. Die Inuit wanderten etwa zur selben Zeit wie die Wikinger aus dem Gebiet der Behringstraße nach Grönland ein. Ihr Energiesystem war

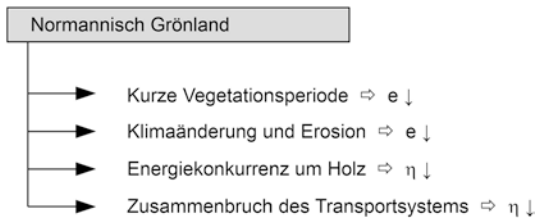


Abb. 1.7 Energetische Stellschrauben des normannischen Grönlands

hervorragend an die Umgebung angepasst: Nahrungsmittel wurden überwiegend aus dem Meer bezogen und als Brennmaterial diente Walrosstran. Sporadische, überwiegend gewalttätige Kontakte zwischen Wikingern und Inuit sind überliefert, aber eine intensive Begegnung oder ein kultureller Austausch lassen sich auf beiden Seiten nicht belegen.

1.7 Die Holzkrise des Mittelalters und die industrielle Revolution

Das Energiesystem des europäischen Mittelalters war überwiegend geprägt durch die biologischen Umwandler Holz und Getreide sowie Wasser- und Windkraft. Das Kummel-Geschirr ersetzte das bis dahin auch für Pferde übliche Widerrist-Geschirr und mobilisierte damit deren Zugkraft im vollen Umfang. Seine Anwendung führte zu einer deutlichen Produktivitätssteigerung bei der Nutzung von Zugtieren und leitete eine erste Mechanisierung der Landwirtschaft ein. Zunehmend wurde menschliche Muskelkraft durch die Zugkraft von Pferden und Ochsen ersetzt und zahlreiche aus Holz oder Eisen gefertigte Gerätschaften kamen zum Einsatz. Die landwirtschaftliche Nutzfläche weitete sich zwischen dem 11. und 13. Jahrhundert massiv auf Kosten des Waldes aus, sodass gegen Ende des 13. Jahrhunderts erste Schutzmaßnahmen beispielsweise in Frankreich in Form von königlichen Verordnungen notwendig wurden. Landwirtschaftliche Nutzfläche, Holz als Bau- und Brennstoff sowie Wald

standen in Mitteleuropa ab dem 14. Jahrhundert in einer permanenten Konkurrenz zueinander. Diese *Holzkrise* wurde von zeitgenössischen Autoren durchaus als solche erkannt (vgl. Kasten) und setzte sowohl der landwirtschaftlichen als auch der gewerblichen Produktion Grenzen, insbesondere den energieintensiven Branchen der Metall- und Glasverhüttung.

Denis Diderot: Holz (1752)

(...) Ich kann diesen Artikel zum Thema Holz, das nicht nur als Brennholz, sondern ebenso im Bau- und Zimmererhandwerk eingesetzt wird, nicht beenden, ohne darauf hinzuweisen, dass wir uns hier in Kürze einem schwerwiegenden Mangel gegenübersehen werden und die Nutzung von Holz als Brennstoff einen erheblichen Einfluss auf das Wohlergehen des Königreichs haben kann. Brennholz muss nicht erst so knapp und teuer werden, dass es eine große Anzahl der Einwohner der Hauptstadt aus der Stadt treibt und dieses Problem der Hauptstadt im ganzen Rest des Landes spürbar wird.

Eine Lösung dieses Problems sehe ich naturgemäß nur darin, seine Entstehung unmittelbar zu verhindern. Wenn die Wälder um unsere Städte erschöpft sind, wird sich jemand Geschäftstüchtiges finden, der gegen eine entsprechende Summe Geld Holz aus entfernteren Wäldern herbeischafft. Und wenn er damit Erfolg hat, tragen wir die Verantwortung dafür, dass auch die entfernteren Wälder zerstört werden. Schließlich werden wir auf Kohle als Brennstoff zurückgreifen müssen, die glücklicherweise überall gefunden werden kann. Warum ergreifen wir diese Option nicht schon heute? Warum verbieten wir nicht den Gebrauch von Holz in den Fällern, in denen es leicht ersetzt werden kann? Wenn wir dies schon heute und nicht erst später tun, werden sich die Wälder früher beginnen zu regenerieren. Treffen wir dann noch ähnliche Schutzmaßnahmen wie in der Vergangenheit, werden die Wälder, so sie sich wieder im Gleichgewicht befinden, alle unsere Bedürfnisse befriedigen können. So sinnvoll diese

Überlegungen erscheinen, so weisen sie doch den nicht unerheblichen Mangel auf, dass wir dazu neigen unsere heutigen Bedürfnisse über die der Nachkommenden zu stellen. (...)

Übersetzung nach Diderot und d'Alembert [2]

Die Mechanisierung erfasste nicht nur die Landwirtschaft, sondern über Wasser- und Windräder auch die Bereiche des Mühlenwesens, der Stoffproduktion oder des Hüttenwesens. Die handwerkliche Produktion erlebte eine Blüte und erste Manufakturen entstanden. Die ökonomische und gesellschaftliche Entwicklung blieb jedoch regional verortet, da die Effizienz des Transportwesens mit dem Ende des römischen Reiches weiter abgenommen hatte. Das römische Straßennetz verfiel und wurde nur noch lokal in Stand gehalten, sodass sich die Energiekosten des Landtransports im Vergleich zum Seetransport weiter erhöhten. Der Handel konzentrierte sich vor allem auf die europäischen Küstenstädte, die ein rasantes Wachstum erlebten. Trotz einer Weiterentwicklung der Mechanik und einer Vielzahl von Erfindungen wie optischen Instrumenten, Schießpulver, Druckerpresse oder auf dem Gebiet der Metallurgie stagnierte das europäische Energiesystem. Dieser Stillstand wird letztlich erst mit der industriellen Revolution des 18. Jahrhunderts überwunden, die für eine Reihe tief greifender Veränderungen im Energiesystem steht (Abb. 1.8).

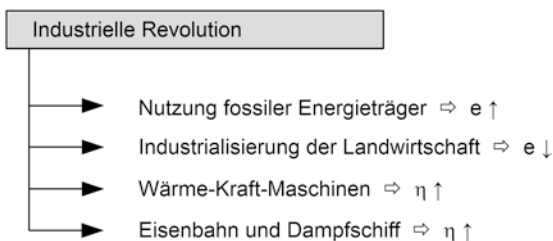


Abb. 1.8 Energetische Stellschrauben der Industriellen Revolution

Allen voran ist hier die Ablösung des biologischen Energieträgers Holz durch Kohle und später Erdöl und Erdgas zu nennen. Die Nutzung fossiler Energieträger war gleichbedeutend mit einem riesigen Produktivitätsschub: Steinkohle hat im Vergleich zu Holz etwa den doppelten Energieinhalt und lässt sich zentral abbauen. Die gute Anbindung der englischen Kohleminen an Wasserstraßen ermöglichte einen kostengünstigen Transport zu den Industriezentren. Der zweite Produktivitätsschub ging von der Erfindung der Dampfmaschine (Abb. 1.9) aus, die es mit wachsender Effizienz ermöglichte, die bei der Verbrennung von Holz oder Kohle entstehende Wärme in mechanische Energie umzuwandeln. Damit konnten die Standortbeschränkungen von Wasser- und Windrädern überwunden und die Nutzung mechanischer Energie vervielfältigt werden. Der Einsatz von Dampfmaschinen in Lokomotiven revolutionierte das Transportwesen und steigerte die Effizienz des Landtransports. Gleichzeitig wurde die Eisenbahn zum integrierenden Bestandteil des Energiesystems, da sie durch den weiträumigen Transport des Energieträgers Kohle eine räumliche Trennung von Energiequelle und Energieverbrauch auch im Binnenland ermöglichte. Es entstand das erste globale Energienetz.

Die Ausweitung der Produktion und eine stetige Steigerung der Produktivität waren jedoch mit steigenden Investitionen beispielsweise in Maschinen oder Infrastruktur wie dem Eisenbahnnetz verbunden. Dies hatte einerseits zur Folge, dass sich die Zyklen zwischen investierter Energie und geernteter Energie kontinuierlich verlängerte. Andererseits erforderte die Ausweitung der Produktion mehr Arbeitskräfte, die der landwirtschaftlichen Produktion entzogen wurden. Eine Grundbedingung der industriellen Revolution stellte also die Industrialisierung der Landwirtschaft dar. Diese war gleichbedeutend mit einer Ablösung von menschlicher und tierischer Arbeitskraft durch einen erhöhten Energieeinsatz in Form von Maschinen und mineralischem Dünger. So konnten von Mitte des 19. Jahrhunderts an bis heute die Ernteerträge je Flächeneinheit zwar etwa um den Faktor vier bis acht gesteigert werden, d. h. die flächenbezogene Produktivität stieg. Gleichzeitig nahm aber der durchschnittliche Energieeinsatz je Flächeneinheit etwa um den Faktor 80 zu [6], sodass der Erntefaktor, d. h. die energetische Produktivität der Landwirtschaft, insgesamt gesunken ist.

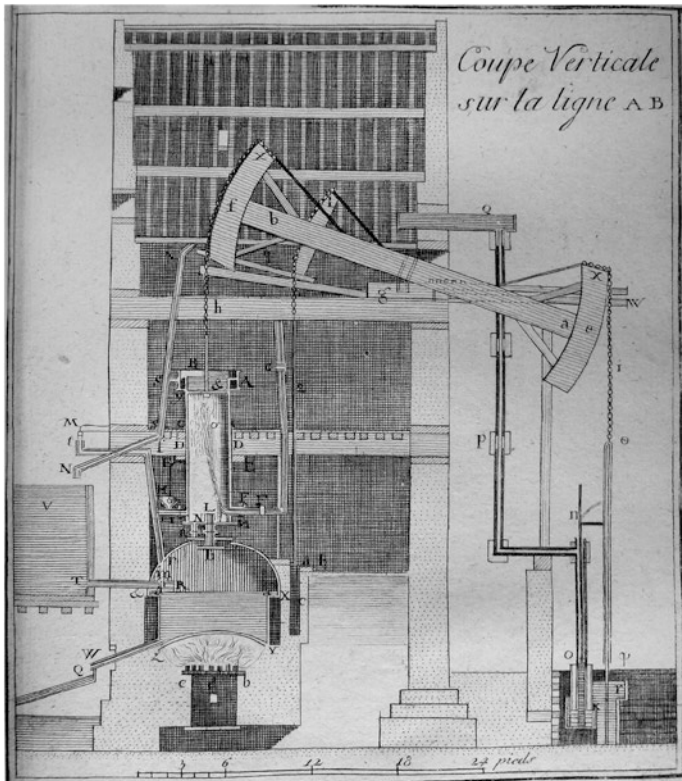


Abb. 1.9 Dampfmaschine zum Betrieb einer Pumpe. (Aus: Denis Diderot, Jean le Rond d'Alembert: Encyclopedie, Basel, 1782 [Foto: P. Leibbrandt])

Die mit der Industrialisierung der Landwirtschaft gesunkene Produktivität der Nahrungsmittelerzeugung ist nur ein Ausdruck der Entkopplung des derzeitigen Energiesystems von den biologischen Umwandlern. Über die verschiedenen Perioden der menschlichen Geschichte ist der Anteil der Endenergie, der von den Menschen unmittelbar als Nahrung benötigt wird, unterschiedlich groß gewesen. Wie Abb. 1.10 zeigt, macht dieser Anteil in den heutigen Industriegesellschaften nur noch wenige Prozent aus.

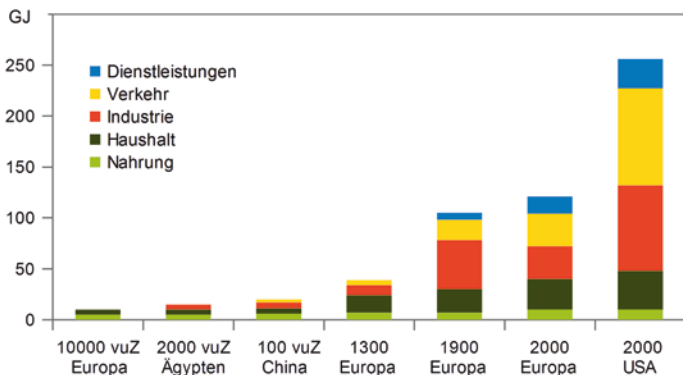


Abb. 1.10 Jährlicher Endenergieverbrauch pro Kopf nach Sektoren in unterschiedlichen Gesellschaften. (Nach Smil [6])

1.8 Energiegeschichte als Geschichte der Energiekrisen

Der Erfolg eines Energiesystems zeigt sich in seiner Fähigkeit, eine Gesellschaft zu erhalten und zu entwickeln. Die hier nur angerissene Geschichte der Energiesysteme [1] kann auch als eine Geschichte der Energiekrisen gelesen werden. Diese treten immer dann auf, wenn das Energiesystem an seine Begrenzungen stößt. Die betroffenen Gesellschaften begegnen Energiekrisen in der Regel mit einer Forcierung ihres bestehenden Energiesystems. Die angewandten Forcierungsstrategien können qualitativer oder quantitativer Natur sein – erstere in Form technischer Innovationen, letztere beispielsweise in Form einer räumlichen Expansion. Ein Scheitern dieser Forcierungsstrategien zieht in der Regel einen gesellschaftlichen Einschnitt bis hin zu einem Zusammenbruch der Zivilisation nach sich.

Die Expansion der chinesischen und altägyptischen Bewässerungskultur scheiterte an der Ausdehnung ihres Energiesystems auf Gebiete, die dafür nicht geeignet waren. Die intensive Bewirtschaftung der landwirtschaftlichen Flächen benötigte

einen enormen Einsatz von Arbeitskräften, der sich nur bei entsprechender Produktivität, d. h. mehreren Ernten pro Jahr, darstellen ließ. Das römische Energiesystem basierte auf einem permanenten Zustrom an Sklaven, der durch militärische Expansion sichergestellt wurde. Als die Expansion „am Ende der bekannten Welt“ zum Stillstand gekommen war, kollabierte das System. Die Frage, ob das mittelalterliche Energiesystem an der Holzkrise zugrunde gegangen wäre, ist müßig, da es im Rahmen der industriellen Revolution durch das fossile Energiesystem abgelöst wurde. Insofern stellen die neolithische Revolution und die industrielle Revolution Ausnahmen dar: hier konnten die Gesellschaften die durch ihr bisheriges Energiesystem aufgegebenen Begrenzungen durch einen Wechsel zu einem neuen Energiesystem überwinden.

Unser heutiges Energiesystem kann als Forcierung des aus der industriellen Revolution hervorgegangenen Energiesystems betrachtet werden. Enorme Investitionen in Kraftwerke, Leitungsnetze, aber auch in Forschung und Technologie, engen den gesellschaftlichen Spielraum für Alternativen ein und schaffen damit einen Sachzwang, d. h. eine von der Gesellschaft lange Zeit als zwingend interpretierte Festlegung. Die folgenden Beispiele illustrieren die vor allem auf Expansion angelegte Forcierungsstrategie.

1973 löste eine Drosselung der Ölförderung die sogenannte „Ölkrise“ aus. Die Abhängigkeit des globalen Energiesystems von dem Energieträger Erdöl wurde sichtbar. Diese politisch motivierte Verknappung wurde in dem selben Zeitraum durch die Diskussion der Studie *Die Grenzen des Wachstums* (siehe dazu Kap. 6) durch das Bewusstsein der generellen Endlichkeit des Energieträgers ergänzt. Wenn man die vorrangig privat initiierten Maßnahmen zur Energieeinsparung einmal vernachlässigt, so ist die Folge der Ölkrise nicht eine Intensivierung der Suche nach Alternativen, sondern die Forcierung der Anstrengungen, politische Kontrolle über bestehende oder vermutete Ölreserven zu erlangen.

Aktuelle Forcierungsstrategien sind die Ausbeutung nicht-konventioneller Öl- und Gasvorkommen mittels Fracking, die in vielen Staaten beschlossene Laufzeitverlängerung

für Kernkraftwerke von 40 auf 60 Jahre sowie die Produktion von Biotreibstoffen zur Substitution von fossilen Kraftstoffen. Beim Einsatz von Biotreibstoffen wird das bestehende Mobilitätskonzept mit dem zugehörigen Energiesystem auf Kosten der Nahrungsmittelproduktion fortgeschrieben. Das Festhalten am bestehenden Energiesystem – inklusive der Importabhängigkeit der Industriestaaten – löst bereits heute eine spürbare Verteuerung von Lebensmitteln in vielen Staaten der Dritten Welt aus, die nun zu Produzenten von Bioethanol oder Palmöl werden. Diese Forcierungsstrategie trifft allerdings nicht nur die Nahrungsmittelproduktion, sondern mit der Einführung einer Beimischungspflicht auch die dezentrale Produktion von Biotreibstoffen in Europa.

1.9 Die solare Revolution?

Wir verdanken der Sonne nicht nur Tag und Nacht oder Frühling und Herbst – vielmehr ist es die Energie der Sonne, die gespeichert in der Kohle, in den Wasserfällen, in der Nahrung alle Arbeit in der Welt verrichtet. (Sir J.J. Thomson 1909)

Wie sieht nun das Energiesystem der Zukunft aus und welche gesellschaftlichen Bedingungen müssen dafür vorherrschen? Der deutsche Politiker Hermann Scheer sprach von der Notwendigkeit einer „schöpferischen Zerstörung der Energiewirtschaft“, die als Kernelement eine Regionalisierung der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien beinhaltet [5]. Tatsächlich haben sich in den vergangenen Jahren jenseits der Forcierungsstrategien des fossilen und nuklearen Energiesystems Technologien entwickelt, die das Potenzial haben, die Energieversorgung der Menschheit sicherzustellen. Sieht man einmal von der Geothermie ab, so bedienen sich all diese Technologien der Strahlungsenergie der Sonne: unmittelbar in Form von Solarthermie und Photovoltaik oder mittelbar in Form von Biomasse, Wind- und Wasserkraft.

Die Nutzung erneuerbarer Energien ist gleichbedeutend mit einer neuen Qualität der energetischen Produktivität: Bei der

Betrachtung von fossilen oder nuklearen Kraftwerksprozessen wird heute meist die erzeugte elektrische Energie mit dem Aufwand zur Errichtung und zum Betrieb des Kraftwerks sowie zur Gewinnung des Brennstoffs ins Verhältnis gesetzt. Damit lassen sich Erntefaktoren $e > 1$ erzielen (Tab. 1.1). Bilanziert man jedoch die in den Brennstoffen enthaltenen Energien mit – und es spricht viel dafür, dies aufgrund ihrer Begrenztheit zu tun – so ergibt sich aufgrund von Umwandlungsverlusten immer ein Erntefaktor $e < 1$. Bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger muss demgegenüber nur die Energie für Herstellung, Betrieb und Entsorgung des Umwandlers investiert werden. Der „Brennstoff“ – beispielsweise die Sonnenstrahlung – kann der Umgebung entnommen werden, ohne dass er sich verbraucht. Berücksichtigt man also den Brennstoff konventioneller Kraftwerke als ein sich verbrauchendes Gut, so sind nur mit erneuerbaren Energien Erntefaktoren $e > 1$ erreichbar.

Die durch den Klimawandel und die Endlichkeit der fossilen und nuklearen Ressourcen vorgegebenen Begrenzungen des derzeitigen Energiesystems lassen sich durch eine weitere Forcierung nicht lösen (siehe dazu Kap. 6). Sie können ohne negative Folgen für die menschliche Zivilisation nur durch einen konsequenten Umstieg auf ein erneuerbares Energiesystem überwunden werden.

Tab. 1.1 Erntefaktoren unterschiedlicher Kraftwerke zur Stromerzeugung mit und ohne Berücksichtigung des vorgelagerten Energieaufwands zur Bereitstellung des eingesetzten Brennstoffs. Die angegebenen Bandbreiten geben unterschiedliche Bauformen und Lebensdauern wieder

	Erntefaktor e (ohne Brennstoff)	Erntefaktor e (mit Brennstoff)
Kernkraftwerk	5–20	0,34
Braunkohlekraftwerk	10–20	0,42
Gas- und Dampfturbinenkraftwerk	100–200	0,50
Wasserkraftwerk	15	
Windkraftanlage	20–40	
Photovoltaikanlage	5–12	

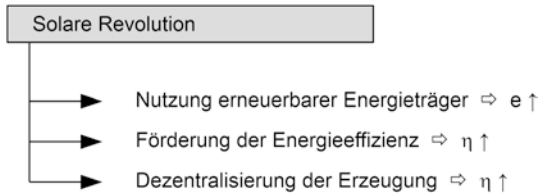


Abb. 1.11 Energetische Stellschrauben der Solaren Revolution

Die dafür notwendigen Veränderungen des Energiesystems sind in ihrer Tragweite mit der industriellen Revolution vergleichbar und kämen in ihren Auswirkungen zweifelsohne einer *Solaren Revolution* gleich (Abb. 1.11).

Literatur

1. Debeir, J., Deléage, J., Hémary, D.: Prometheus auf der Titanic. Campus, Frankfurt a. M. (1989)
2. Diderot, D., d'Alembert, J.: Bois. Encyclopedie. LeBreton Paris (1752)
3. Mumford, L.: Mythos der Maschine – Kultur, Technik und Macht. Europa, Wien (1974)
4. Ribeiro, D.: Der zivilisatorische Prozess. Suhrkamp, Frankfurt a. M. (1971)
5. Scheer, H.: Solare Weltwirtschaft – Strategien für die ökologische Moderne. Kunstmann, München (1999)
6. Smil, V.: Energy in World History. Westview Press, Boulder (1994)

Energieformen und Energiebedarf

2

Zusammenfassung

Energie ist eine physikalische Größe und tritt in unterschiedlichen Erscheinungsformen auf. In ihrer natürlichen, noch nicht technisch aufbereiteten Form, wird sie als Primärenergie bezeichnet. Dazu zählen Naturgas, Rohöl, Sonnenstrahlung oder Wind. Um Primärenergie als Wärme oder Arbeit nutzbar zu machen sind in der Regel Umwandlungsprozesse notwendig. Allerdings lassen sich Energieformen nicht beliebig ineinander überführen, sondern unterliegen technischen Grenzen, die durch die Thermodynamik beschrieben werden.

Der weltweite Primärenergieverbrauch beträgt derzeit knapp 600 Exajoule – das ist eine sechs mit 20 Nullen – und beruht überwiegend auf fossilen Energieträgern. Bezieht man diese Zahl auf die gesamte Weltbevölkerung, so ergibt sich ein täglicher Primärenergiebedarf von etwa 60 kWh pro Einwohner. Der weltweite Primärenergiebedarf ist jedoch sehr ungleich verteilt: während ein Einwohner Deutschlands rechnerisch etwa doppelt so viel verbraucht, beträgt dieser Wert für einen Einwohner Indiens nur ein Drittel.

2.1 Der Energiebegriff

Energie ist eine physikalische Größe, die den Zustand eines abgegrenzten räumlichen Bereichs, eines Systems, beschreibt. Sie ist eine Erhaltungsgröße, da Energie weder vernichtet noch

Tab. 2.1 Umrechnungsfaktoren für unterschiedliche Energieeinheiten

	J	kcal	kWh	tSKE
1 J =	1	$0,239 \cdot 10^{-3}$	$0,278 \cdot 10^{-6}$	$0,034 \cdot 10^{-9}$
1 kcal =	$4,187 \cdot 10^3$	1	$1,160 \cdot 10^{-3}$	$0,143 \cdot 10^{-6}$
1 kWh =	$3,600 \cdot 10^6$	$0,860 \cdot 10^3$	1	$0,123 \cdot 10^{-3}$
1 tSKE =	$29,30 \cdot 10^9$	$7,000 \cdot 10^6$	$8,140 \cdot 10^3$	1

erzeugt werden kann. Im mechanischen Sinne ist Energie die Fähigkeit eines Systems Arbeit zu verrichten. Die Einheit der Energie ist *Joule*, mit

$$1 \text{ J} = 1 \text{ Ws} = 1 \text{ Nm} = 1 \text{ kg m}^2/\text{s}^2.$$

Für bestimmte Anwendungsgebiete haben sich auch andere Einheiten für die Energie entwickelt. So wird die elektrische Energie in Kilowattstunden oder der Brennwert von Lebensmitteln in Kilokalorien angegeben. Eine *Kilokalorie* (kcal) bezeichnet die benötigte Energie, um ein Kilogramm Wasser um ein Grad zu erwärmen. Große Energiemengen, beispielsweise zur Beschreibung von Kraftwerkskapazitäten, werden oft in *Tonnen Steinkohleeinheiten* bilanziert. Eine Tonne Steinkohleeinheiten (tSKE) beschreibt die Wärmeenergie, die bei der Verbrennung von einer Tonne Steinkohle freigesetzt wird. Die Tab. 2.1 gibt die Umrechnungsfaktoren zwischen diesen Energieeinheiten an.

Die umgesetzte Energie pro Zeiteinheit wird als *Leistung* bezeichnet. Sie wird in der Einheit *Watt* (W) angegeben. Eine historische Einheit für die Leistung ist die *Pferdestärke* (PS), welche aus der Dauerleistung eines Pferdes abgeleitet wurde. Sie entstand aus dem Wunsch, die Leistung von Dampfmaschinen anschaulich zu illustrieren. Eine Pferdestärke entspricht 735,5 W.

2.2 Energieformen

Energie tritt in unterschiedlichen Erscheinungsformen auf. Man unterscheidet mechanische, thermische, elektromagnetische und Bindungsenergie (vgl. Abb. 2.1). *Mechanische Energie* tritt

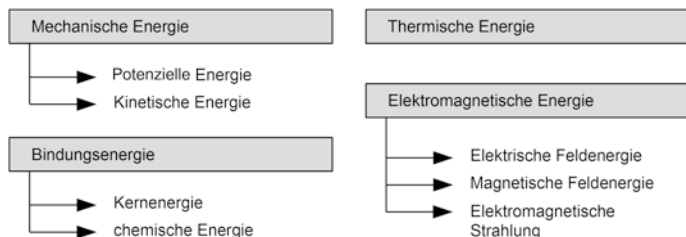


Abb. 2.1 Erscheinungsformen von Energie

als potenzielle oder kinetische Energie auf. *Potenzielle Energie* besitzt ein Körper aufgrund seiner Lage in einem Kraftfeld, wie dem Gravitationsfeld der Erde. Sie wird daher häufig auch als Lageenergie bezeichnet. *Kinetische Energie* kann in Form einer Drehbewegung – beispielsweise bei einer Turbine oder einem Wasserrad – oder einer geradlinigen Bewegung – so in einer Wind- oder Wasserströmung – vorliegen. Als *thermische Energie* wird die wahrnehmbare Summe der ungeordneten Bewegungs- und Lageenergie der Moleküle eines Stoffes bezeichnet, messbar durch Temperatur und Druck. *Elektromagnetische Energie* ist der Oberbegriff für die in elektrischen oder magnetischen Feldern gespeicherte sowie die durch elektromagnetische Strahlung transportierte Energie. Schließlich unterscheidet man noch chemische und nukleare *Bindungsenergie*. Diese umfasst sowohl die in der chemischen Verbindung einzelner Atome zu Molekülen als auch die in der Verbindung von einzelnen Kernbausteinen zu Atomkernen gespeicherte Energie.

Thermische Energie

Während die mechanische Energie sich auf sichtbare Körper (oder allgemeiner: Systeme) bezieht, bezeichnet die thermische Energie die potenzielle und kinetische Energie der Materie, der Atome und Moleküle. Zwischen der mechanisch-kinetischen Energie eines makroskopischen Körpers und der thermisch-kinetischen Energie seiner Moleküle besteht ein wesentlicher Unterschied: Während

die molekularen Bestandteile z. B. eines geworfenen Steins sich zueinander ausgerichtet in parallelen Bahnen bewegen, führen sie aufgrund ihrer thermischen Energie zusätzlich zufällige, ungeordnete Bewegungen, Drehungen und Schwingungen in alle Richtungen aus (Abb. 2.2). Die mechanische Energie ist als Arbeit direkt nutzbar, die thermische Energie nur mithilfe aufwendiger thermodynamischer Kreisprozesse (siehe dazu Abschn. 2.3).

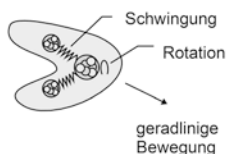
Ein wahrnehmbares Maß für die mittlere kinetische Energie ist die Temperatur: je schneller sich die Moleküle bewegen, je höher ist auch die messbare Temperatur. Der Druck in einem Gas oder einer Flüssigkeit ist ebenfalls auf die thermisch-kinetische Energie zurückzuführen. Immer wieder treffen die Atome oder Moleküle aufeinander und ändern dabei Richtung und Geschwindigkeit bzw. Impuls. Die auf die Begrenzungsflächen der Materie wirkenden Stoßkräfte summieren sich zum messbaren Druck.

Die zwischen den Molekülen bzw. Atomen wirkenden zwischen- oder intermolekularen Wechselwirkungskräfte bilden die thermisch-potenzielle Energie. Diese Anziehungs- und Abstoßungskräfte zeigen eine starke Abhängigkeit vom Abstand der Moleküle zueinander. Wird durch Volumenänderung die Dichte eines Stoffes erhöht, verringert sich der Abstand zwischen den Molekülen und die Abstoßungskräfte erhöhen sich, makroskopisch zeigt sich eine Druckerhöhung.

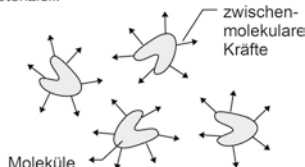
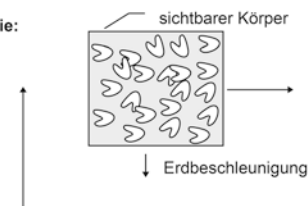
Die Wechselwirkungskräfte auf molekularer Ebene werden auch bei Änderung des Aggregatzustands eines Stoffes sichtbar. Es muss sehr viel Energie aufgebracht werden, um die durch das Wirken von Anziehungs- und Abstoßungskräften festgelegte stabile Lage der Moleküle in einer festen oder flüssigen Phase zueinander zu verändern. Man unterscheidet je nach Art des Phasenwechsels die Schmelzenergie, die Verdampfungsenergie und die Sublimationsenergie. Sublimation ist der direkte Aggregatzustandswechsel von gasförmig zu fest.

Thermische Energie:

kinetisch:



potenziell:

**Mechanische Energie:****Abb. 2.2** Thermische und mechanische Energie eines Körpers

Eine zentrale Rolle in unserem heutigen Energiesystem spielt die chemische Energie, die über die Verbrennung der *fossilen Energieträger* Steinkohle, Braunkohle, Rohöl und Naturgas über 80 % des weltweiten Energiebedarfs deckt. Alle genannten Energieträger sind organischen Ursprungs und bestehen aus chemischen Verbindungen der Elemente Kohlenstoff, Stickstoff, Sauerstoff und Wasserstoff. Sie sind aus pflanzlichen und tierischen Organismen entstanden, deren Überreste sich über Jahrmillionen unter Einwirkung hoher Drücke und Temperaturen infolge geologischer Prozesse zu komplexen Kohlenwasserstoffverbindungen wandelten.

Hinsichtlich ihrer Entstehung unterscheiden sich die fossilen Energieträger damit nicht von der lebenden Biomasse. Ursprung ist jeweils die solare Strahlungsenergie, mit deren Hilfe Kohlendioxid (CO_2) aus der Atmosphäre photosynthetisch in organische Materialien eingebunden wird. Bei der Verbrennung wird der Kohlenstoff oxidiert und wieder als Kohlendioxid freigesetzt. Energieträger wie Holz oder Stroh zählen jedoch zu den *regenerativen Energieträgern*, da der Prozess des Bindens und

Freisetzens von CO_2 innerhalb weniger Jahre bzw. Jahrzehnte abläuft und die globale CO_2 -Bilanz sich damit nicht verändert. Bei der Verbrennung fossiler Energieträger werden dagegen vor Jahrmillionen gebundene CO_2 -Mengen freigesetzt, die den Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre nun drastisch erhöhen. Auf die damit verbundenen Folgen wird in Abschn. 6.2 ausführlich eingegangen.

Grundlage unseres derzeitigen Energiesystems ist also die in Form chemischer Bindungsenergie gespeicherte Strahlungsenergie der Sonne. Tab. 2.2 gibt den Energieinhalt einiger Energieträger in Form von Brennwerten wieder. Als *Brennwert* wird die gesamte bei einer Verbrennung freiwerdende thermische Energie eines Stoffes bezeichnet (zur Definition siehe auch Abb. 4.1).

Die in fossilen Energieträgern enthaltene Energie liegt i. a. nicht in der Form vor, in der sie genutzt werden soll. So werden Kohle oder Rohöl nicht direkt genutzt, sondern müssen zunächst durch technische Prozesse beispielsweise in Elektrizität oder Kraftstoffe umgewandelt werden. Abb. 2.3 zeigt einige technische Energiewandler und die Energieformen, zwischen denen sie vermitteln.

In den vergangenen Jahrzehnten hat die Bedeutung regenerativer Energieträger kontinuierlich zugenommen. Die wichtigste Rolle spielt dabei das Strahlungsangebot der Sonne, auf das sich die meisten regenerativen Energieträger zurückführen lassen: die mechanische Energie von Wind und Wasser, die in Biomasse gespeicherte chemische Energie und natürlich die Energie der elektromagnetischen Strahlung selbst. Neben der Solarstrahlung stellt die innere Energie der Erde die zweite regenerative Energiequelle dar. Sie wird in Form von Erdwärme genutzt. Mit einer

Tab. 2.2 Typischer Brennwert einiger Energieträger. (Nach Wesselak et al. [8])

1 kg frisches Holz	9,4 MJ	1 m ³ Erdgas	40,0 MJ
1 kg trockenes Holz	19,0 MJ	1 kg Erdgas	50,0 MJ
1 kg Braunkohle	19,0 MJ	1 l Heizöl	38,4 MJ
1 kg Steinkohle	31,0 MJ	1 kg Heizöl	45,4 MJ

deutlich geringeren technischen Bedeutung sind schließlich noch die Gravitationskräfte von Sonne und Mond zu berücksichtigen, die zur Meeresenergie in Form von Gezeiten und Wellen beitragen.

Der Ausbau der regenerativen Energien wurde sowohl durch die Weiterentwicklung bekannter Energiewandler wie der Windturbine als auch durch die Erfindung völlig neuartiger Energiewandler wie die Solarzelle befördert. In Abb. 2.4 ist neben technischen Energiewandlern mit der Photosynthese auch ein wichtiger natürlicher Wandlungsprozess für regenerative Energieträger dargestellt.

Energiewandlungen sind mit Verlusten verbunden. Die eingesetzte Energiemenge vor einem Wandlungsprozess kann stark von der nutzbaren Energiemenge nach dem Wandlungsprozess abweichen. Man unterscheidet daher zwischen Primärenergie, Endenergie und Nutzenergie. *Primärenergie* ist Energie in ihrem natürlichen, noch nicht technisch aufbereiteten Zustand z. B. in Form von Kohle, Naturgas, Rohöl, Wind-, Wasser- oder Sonnenenergie. *Endenergie* bezeichnet die dem Verbraucher nach

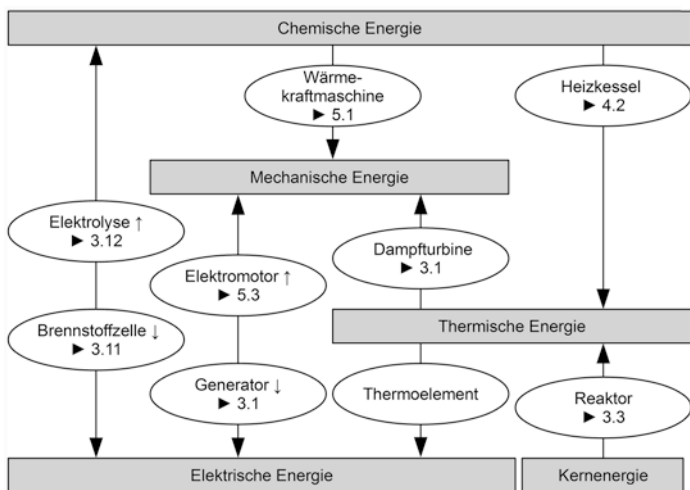


Abb. 2.3 Energieformen und einige technische Energiewandler. Die Ziffern (▶) verweisen auf die Buchkapitel, in denen die Energiewandler behandelt werden

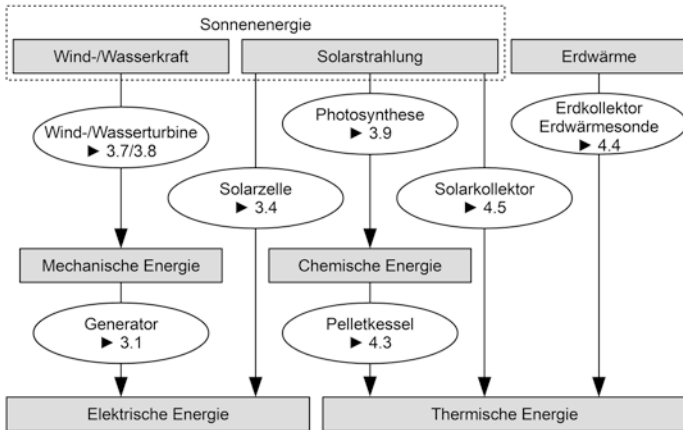


Abb. 2.4 Regenerative Energieträger und ihre wichtigsten Umwandlungspfade. Die Ziffern (►) verweisen auf die Buchkapitel, in denen die Energiewandler behandelt werden

Aufbereitungs- und Umwandlungsprozessen in Form von Kohlebriketts, Erdgas, Benzin, Holzpellets oder Elektrizität zugeführte Energie. Die Energienutzung durch den Verbraucher beinhaltet weitere Umwandlungsprozesse, die zur *Nutzenergie* in Form von Wärme, mechanischer Arbeit, Licht oder Kommunikation führen.

Die Bedeutung dieser Begriffe soll an dem in Abb. 2.5 gezeigten Beispiel illustriert werden, in dem die Erwärmung von Wasser mittels eines Gas- und eines Elektroherds verglichen wird. Die Nutzenergie besteht jeweils in der Erwärmung des Wassers (Temperaturerhöhung). Bei dem Gasherdd ist die Primärenergie Naturgas, das nach Aufbereitung und Transport in Form von Erdgas den Verbraucher erreicht. Bei dem Elektroherd wurde als Primärenergie Braunkohle angenommen, die mit einem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad von 38 % verstromt wird. Die Endenergie ist hier die elektrische Energie. Trotz des deutlich höheren Wirkungsgrads des Elektroherdes – hier gehen 50 bis 60 % der Endenergie in das Wasser über, bei einem Gasherdd nur 30 bis 40 % – weist der Gasherdd eine bessere Ausnutzung der Primärenergie auf.

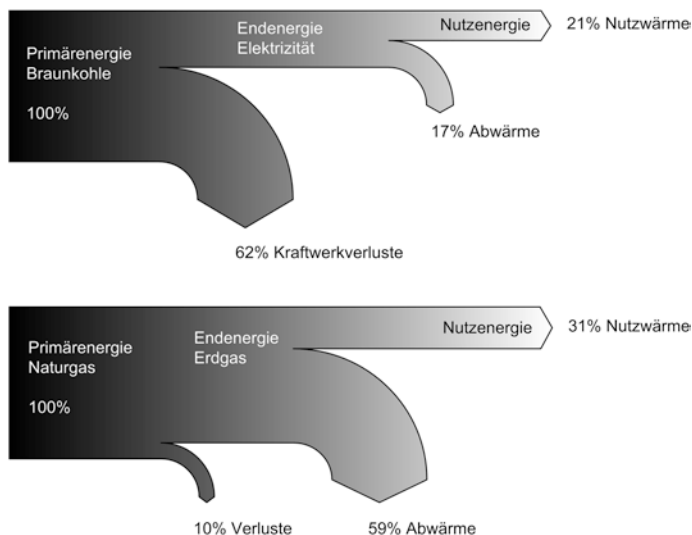


Abb. 2.5 Energieflussbild für einen Elektroherd (oben) und einen Gasherd (unten)

2.3 Energiewandlungen

Überall, wo ein Temperaturunterschied besteht, kann die Erzeugung von bewegender Kraft stattfinden.

(Leonard Sadi Carnot 1824)

Die Energienutzung geht in der Regel mit einer Umwandlung von einer Energieform in eine andere einher. Energieformen lassen sich jedoch nicht beliebig ineinander überführen. Während elektrische Energie nahezu verlustfrei in thermische oder mechanische Energie umgewandelt werden kann, lässt sich thermische Energie nur bedingt in elektrische oder mechanische Energie umwandeln. Alle Energiewandlungen unterliegen dabei bestimmten Grenzen, die durch die Hauptsätze der Thermodynamik beschrieben werden.

Der *Erste Hauptsatz der Thermodynamik* gilt der Energieerhaltung: in einem abgeschlossenen System kann Energie weder

produziert noch vernichtet, sondern nur von einer Form in eine andere umgewandelt werden. Der *Zweite Hauptsatz der Thermodynamik* führt dabei eine zeitliche Richtung ein. Er besagt, dass alle natürlichen Prozesse irreversibel sind. Irreversibel in diesem Zusammenhang bedeutet, dass der Prozess nicht mehr rückgängig gemacht werden kann, ohne dass in der Umwelt Spuren zurückbleiben. Auf Energiewandlungen übertragen bedeutet diese Aussage, dass jede Umwandlung verlustbehaftet ist. Worin liegt aber dieser Verlust, wenn der erste Hauptsatz doch die Energieerhaltung postuliert? Für jede Energieform gilt allgemein die Beziehung

$$\text{Energie} = \text{Exergie} + \text{Anergie}.$$

Exergie gibt dabei den Energieanteil an, der mittels eines geeigneten Wandlers – z. B. Motor, Turbine oder Solarzelle – in jede andere Energieform umwandelbar ist. *Anergie* stellt den nicht umwandelbaren Anteil dar. Die einzelnen Anteile können auch verschwinden. So sind beispielsweise elektrische und mechanische Energie reine Exergien, während der Exergieanteil der in der Umgebung gespeicherten thermischen Energie gleich null ist.

Der Erste Hauptsatz der Thermodynamik

Die Entdeckung des Ersten Hauptsatzes von der Energieerhaltung wird drei Forschern zugeschrieben. Der Heilbronner Arzt Robert Julius Mayer erkannte als einer der Ersten im Jahr 1845 die Äquivalenz von Wärme und mechanischer Arbeit und die Erhaltung der Energie. Dem englischen Gelehrten James Prescott Joule gelangen zu gleicher Zeit sehr genaue Messungen des mechanischen Wärmeäquivalents und Hermann Ludwig Ferdinand von Helmholtz schließlich formulierte den Energieerhaltungssatz erstmals mathematisch korrekt.

Als Erhaltungsgröße kann Energie weder erzeugt noch vernichtet werden. Diese Feststellung lässt sich graphisch leicht fassen (siehe Abb. 2.6 oben): Die in einem System gespeicherte Menge an Energie kann nur durch einen Energietransport von außen über die Systemgrenze verändert werden. Energietransport ist in Form von Arbeit

oder Wärme möglich, aber auch mit Materie wird Energie transportiert.

In der unteren Hälfte der Abbildung sind ein Verbrennungsmotor und ein Elektromotor dargestellt, die jeweils ein Gewicht anheben. Wenn der Motor als System betrachtet wird, so verrichtet das System (mechanische) Arbeit an der Umgebung, indem es die Masse anhebt. Im Fall des Verbrennungsmotors verringert sich nach dem Energiesatz die im System gespeicherte Energie um das entsprechende Energieäquivalent: es wird die chemische Energie des Brennstoffs umgewandelt und damit die im System gespeicherte Energie verringert. Im Falle des Elektromotors bleibt die gespeicherte Energie des Systems konstant: das Energieäquivalent zur Verrichtung der Hebearbeit wird dem System von außen in Form elektrischer Energie zugeführt.

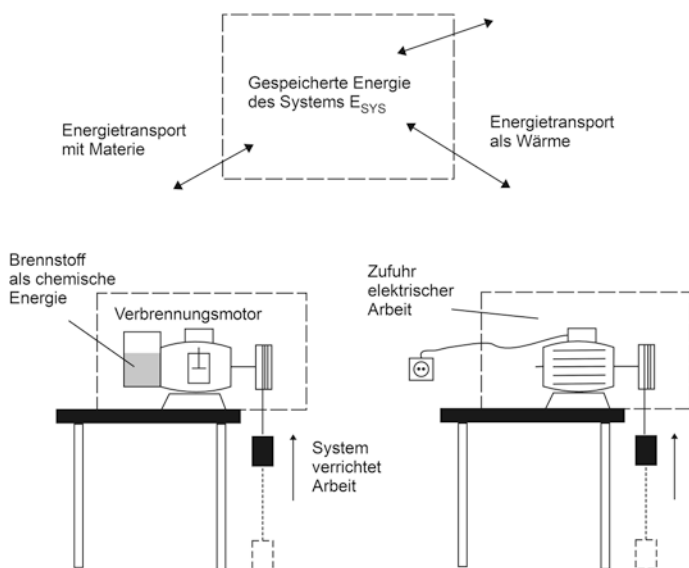


Abb. 2.6 Zur Visualisierung des Ersten Hauptsatzes

Mit den Begriffen Exergie und Anergie kann die Aussage des Zweiten Hauptsatzes nun umformuliert werden: Bei allen realen und damit irreversiblen Prozessen verwandelt sich Exergie in Anergie; es ist unmöglich, Anergie in Exergie zu verwandeln. Bei Energieumwandlungen geht somit keine Energie verloren, jedoch wird die Energie thermodynamisch immer weniger wert, da ihr Exergieanteil sinkt.

Ein Beispiel für die mittels thermodynamischer Überlegungen gewonnen Grenzen von Energiewandlungen ist der nach einem französischen Wissenschaftler benannte Carnot-Faktor η_C , der den Exergieanteil einer Wärmemenge der Temperatur T angibt:

$$\eta_C = 1 - \frac{T_U}{T}$$

Dabei ist T_U die Umgebungstemperatur. Die Temperaturen müssen dabei als Absoluttemperaturen in Kelvin eingesetzt werden. Der Carnot-Faktor gibt also beispielsweise die maximal gewinnbare mechanische Energie an, die mittels einer (idealen) Wärme-Kraft-Maschine aus thermischer Energie gewonnen werden kann. Da Kraftwerke aus Kohle, Erdöl oder Erdgas durch Verbrennung thermische Energie erzeugen, unterliegen auch sie dieser Begrenzung (siehe Abschn. 3.1).

Der Zweite Hauptsatz der Thermodynamik

Interessanterweise wurde der Zweite Hauptsatz der Thermodynamik schon fast 20 Jahre vor dem Ersten Hauptsatz gefunden. Dies gelang im Jahr 1824 dem damals 28-jährigen Franzosen Nicolas Leonard Sadi Carnot in seiner Abhandlung „Betrachtungen über die bewegende Kraft des Feuers“. Darin beantwortete er die mit der damals fortschreitenden Entwicklung der Dampfmaschinenteknik aktuelle Frage nach dem maximal erreichbaren Wirkungsgrad. Jedoch erst Rudolf Clausius gelang es in mehreren Aufsätzen zwischen 1850 und 1865, beide Hauptsätze exakt und fehlerfrei zu formulieren. Clausius führte schließlich auch den Begriff der *Entropie*

ein, mit dem der Zweite Hauptsatz der Thermodynamik heute formuliert wird: *Bei jedem natürlichen Prozess nimmt die Entropie des Gesamtsystems zu.*

Da die Anergie an die Entropie gekoppelt ist, nimmt diese ebenfalls zu und in Folge die Exergie ab. Dem österreichischen Physiker Ludwig Boltzmann gelang es dann im Jahr 1871 mit seiner kinetischen Gastheorie, die Entropie auf Basis der klassischen Mechanik zu definieren.

Nach Boltzmann ist die Entropie ein Maß für die Anzahl der Realisierungsmöglichkeiten des Zustandes eines Systems. Eine wahrscheinlichkeitstheoretische Überlegung kommt immer zu dem Ergebnis, dass der Zustand mit der größeren Anzahl von Realisierungsmöglichkeiten auch der wahrscheinlichere ist. Entsprechend ändern sich Systeme immer in Richtung wahrscheinlicherer Zustände. Bei Anwendung des Begriffs der Entropie bedeutet dies, dass sich Systeme in Richtung größerer Entropie ändern.

Diese etwas sperrige Definition soll an einem (hoffentlich) anschaulicheren Beispiel erläutert werden: In einem italienischen Eis-Café werde ein perfekter Latte macchiato serviert, wie ihn Abb. 2.7 zeigt. In der unteren Glashälfte befindet sich Milch, darüber eine gleich hohe Schicht Espresso. Es sei hier angenommen, dass sich die beiden Flüssigkeiten trotz unterschiedlicher Dichte und chemischer Eigenschaften beliebig mischen lassen. Nach ausgiebigem Verrühren ergibt sich ein vollständiges Milch-Kaffee-Gemisch, das nach menschlicher Erfahrung nicht mehr durch bloßes Weiterrühren in seinen Ausgangszustand getrennter Flüssigkeitsschichten zurückgeführt werden kann. Wie ist das zu erklären?

Man nehme an, dass beim Kaffeerösten N Farbpartikel entstanden sind, die nun die schwarzbraune Färbung des Espresso verursachen. Nach den mathematischen Gesetzen der Kombinatorik gibt es 2^N Realisierungsmöglichkeiten, wie sich diese N Partikel in der oberen oder unteren Glashälfte anordnen können. Nur in genau einer dieser 2^N Möglichkeiten sind jedoch alle Farbpartikel in der oberen

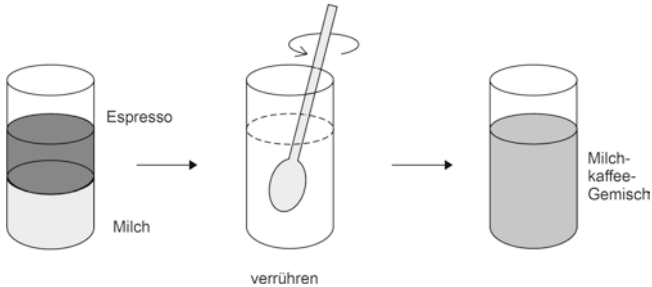


Abb. 2.7 Zur Visualisierung des Zweiten Hauptsatzes

Glashälfte zu finden, wie es im Ausgangszustand der Fall war. Entsprechend beträgt die Eintrittswahrscheinlichkeit für die Partikelanordnung zu Beginn $p = 1/2^N$. Schon bei $N = 100$ Partikeln wäre diese nur noch $p = 7,9 \cdot 10^{-29}\%$ hoch. Die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Partikel beim Rühren alle in der oberen Glashälfte wiederfinden, ist also nahezu gleich Null.

Die Wahrscheinlichkeit, dass sich von 100 Partikeln genau 1 Partikel in der unteren Hälfte aufhält, ist schon N -fach größer, also $p = 100/2^N$. Die Wahrscheinlichkeit für 2 Partikel in der Milch ist mit $p = 4950/2^N = 3,9 \cdot 10^{-25} \%$ wieder größer, aber immer noch sehr gering. Die Wahrscheinlichkeit aber, dass sich jeweils die Hälfte der Partikel oben und unten aufhalten, beträgt $p = 8 \%$, weil es $1,3 \cdot 10^{30}$ Realisierungsmöglichkeiten für diesen Fall gibt! Für den Fall, dass mehr als die Hälfte der Partikel in der Milch sich aufhalten sollen, sinkt die Eintrittswahrscheinlichkeit wieder ab.

Der unwahrscheinliche Ausgangszustand zu Beginn war ein Zustand sehr geringer Entropie. Das System erhöhte mit dem Mischen nach den Gesetzen der Wahrscheinlichkeitsrechnung seine Entropie und erreichte bei vollständiger Durchmischung einen Zustand mit maximaler Entropie. Eine Rückkehr zu einem Zustand geringerer

Entropie mit weniger Realisierungsmöglichkeiten ist nicht ausgeschlossen, aber sehr unwahrscheinlich. Macht man sich die Tatsache bewusst, dass sich allein in einem Liter Gas mehr als 10^{23} Atome befinden (also $N=10^{23}$ gilt), dann sind Zustandsänderungen mit Entropieabnahme in Wirklichkeit quasi unmöglich.

Der Zweite Hauptsatz ist im Übrigen das einzige Naturgesetz der Physik, das die Richtung der Zeit festlegt. Würde man das oben beschriebene Experiment im Eis-Café mit einer Kamera aufnehmen und den Film später rückwärts ablaufen lassen, würde jeder Mensch dies an der „unnatürlichen“ Entmischung erkennen können.

Auch jeder andere denkbare Vorgang, beispielsweise das Zersplittern des Latte-macchiato-Glases nach dem Sturz vom Tisch, verletzt kein physikalisches Grundgesetz, wenn er rückwärts abläuft: Die kinetische Energie der Glassplitter ist in der Summe genau so groß wie zuvor die potenzielle Energie des unversehrten Glases auf dem Tisch war, die Energiebilanz stimmt also. Nur die Entropieabnahme zeigt, dass der Vorgang in der Realität doch sehr unwahrscheinlich wäre.

2.4 Der globale Energiebedarf und seine Deckung

Der weltweite Energiebedarf ist in den letzten 150 Jahren kontinuierlich angestiegen. Nur singuläre Ereignisse wie die Weltwirtschaftskrise 1929 oder die Ölkrise 1973 haben zu einem kurzzeitigen Rückgang geführt. In Abb. 2.8 ist die Entwicklung des weltweiten Primärenergiebedarfs von 1860 bis 2016 unterschieden nach den einzelnen Energieträgern aufgetragen. Wie schon in Kap. 1 dargestellt, dominiert die Biomasse die Energiebereitstellung bis weit in das 19. Jahrhundert. Erst gegen Ende des 19. Jahrhunderts übertreffen Stein- und Braunkohle

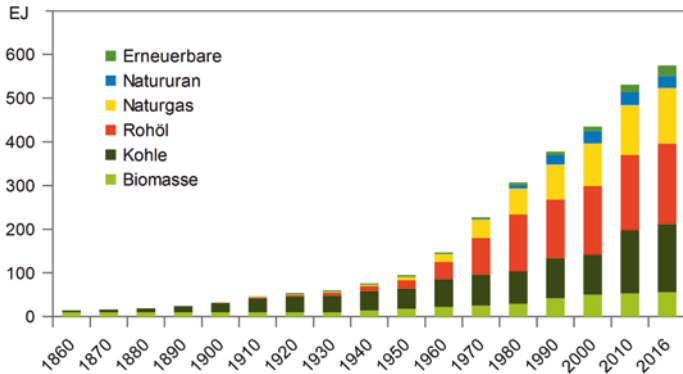


Abb. 2.8 Weltweiter Primärenergiebedarf von 1860 bis 2016 nach Energieträgern. Die Daten im Feld „Erneuerbare“ enthalten Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Solarthermie und Geothermie [3, 4, 5]

die Nutzung von Biomasse. In den 1920er Jahren tritt zunächst Rohöl und später auch Naturgas hinzu. Bemerkenswert ist dabei, dass die neuen Energieträger keinen alten abgelöst haben, sondern jeweils hinzugetreten sind. So hat sich beispielsweise die weltweite Nutzung von Stein- und Braunkohle durch das aufkommende Rohöl nicht vermindert, sondern wächst bis heute an, um den steigenden Energiebedarf zu decken. Nur die relative Bedeutung der Kohle hat sich in den letzten 100 Jahren von 70 % auf heute 27 % des Primärenergiebedarfs reduziert.

Seit den 1960er Jahren steigt der weltweite Primärenergiebedarf annähernd linear an und betrug im Jahr 2016 576 EJ. Der jährliche Zuwachs lag in den letzten 50 Jahren bei etwa 8 EJ – das entspricht dem Primärenergiebedarf von etwa 100 großen Kohlekraftwerken, die rechnerisch jährlich neu hinzukommen. Diese Entwicklung verlief jedoch nicht in allen Regionen der Erde gleichmäßig. Während der Energieverbrauch in den „alten“ Industriestaaten, d. h. Nordamerika, Europa, Japan und die Nachfolgestaaten der Sowjetunion, über diesem Zeitraum nur zwischen 25 und 50 % angewachsen ist, hat er sich in den Entwicklungs- und Schwellenländern vervielfacht. Dies betrifft

insbesondere China, Indien und die Staaten des mittleren Osten (Abb. 2.9).

Die Aufteilung auf Energieträger ist seit vielen Jahren weitgehend ähnlich: etwa ein Drittel des Primärenergieverbrauchs wird durch Rohöl gedeckt, Braun- und Steinkohle tragen ein gutes Viertel, Naturgas ein Fünftel bei. Der Anteil regenerativer Energien lag 2016 bei einem Siebtel. Davon entfällt allerdings der überwiegende Anteil auf die traditionelle Nutzung von Biomasse in Entwicklungsländern.

Knapp 70 % der Primärenergie werden den Verbrauchern als Endenergie in Form von Mineralölprodukten, Erdgas oder Elektrizität zur Verfügung gestellt (Abb. 2.10). Der absolute Unterschied zwischen Primär- und Endenergieverbrauch ergibt sich vor allem aus den Umwandlungsverlusten bei der Elektrizitätsproduktion sowie aus dem Eigenverbrauch der Energiewirtschaft.

Der weltweite Endenergiebedarf wird zu gut einem Viertel von dem Verkehrssektor verursacht, fast ausschließlich in Form von Mineralölprodukten. Ein weiteres gutes Viertel wird von

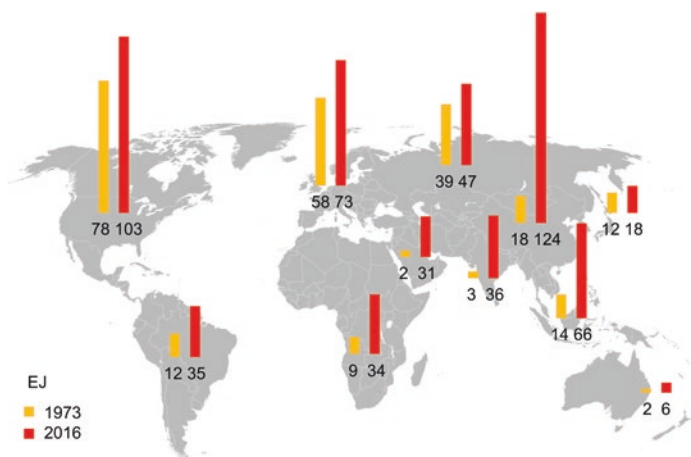


Abb. 2.9 Primärenergieverbrauch nach Regionen in EJ für die Jahre 1973 (links) und 2016 (rechts). (Nach IEA – Internationale Energie Agentur [3])

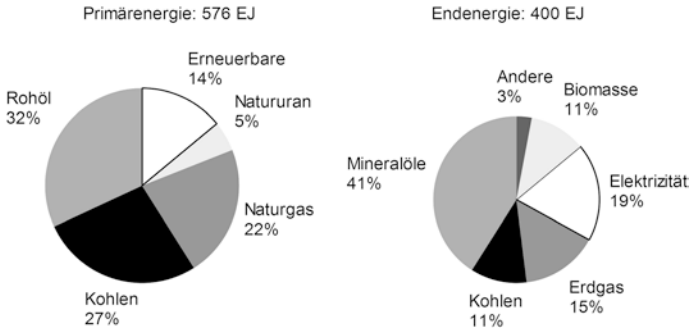


Abb. 2.10 Weltweiter Primär- und Endenergieverbrauch nach Energieträgern 2016. (Nach IEA – Internationale Energie Agentur [3])

der Industrie für Arbeit und Prozesswärme abgenommen. Etwa 10 % der Endenergie werden nichtenergetisch verbraucht, beispielsweise in Form von Grundstoffen für die chemische Industrie. Die verbleibenden knapp 40 % der Endenergie werden von den privaten Haushalten, Handel und Dienstleistungsgewerbe bezogen, insbesondere zur Deckung des Raumwärmebedarfs.

Ein erkennbarer Trend ist die wachsende Rolle der Elektrizität. Ihr Anteil am Endenergiebedarf hat sich in den letzten 40 Jahren verdoppelt – vor allem auf Kosten von Kohle und Erdöl als Endenergieträger. Es ist davon auszugehen, dass dieser Trend anhalten wird: neue Stromanwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen ersetzen fossile Energieträger im Verkehrs- und Wärmesektor. Auf diese als *Sektorkopplung* bezeichnete Entwicklung wird in Abschn. 8.3 ausführlich eingegangen.

2.5 Der deutsche Energiebedarf und seine Deckung

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist in den letzten 25 Jahren im Gegensatz zu der weltweiten Entwicklung tendenziell zurückgegangen. Während der globale Primärenergieverbrauch

jährlich im Durchschnitt um zwei Prozent gestiegen ist, kann in Deutschland seit 2007 ein deutlicher Rückgang des Primärenergieverbrauchs beobachtet werden. Für die Aufteilung nach Energieträgern ergibt sich für Deutschland ein der globalen Situation vergleichbares Bild (Abb. 2.11).

Trotz des zurückgehenden Primärenergieverbrauchs ist der Endenergieverbrauch in Deutschland in den letzten 25 Jahren annähernd gleichgeblieben. Durch einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien muss für die gleiche Menge Endenergie immer weniger Primärenergie aufgewendet werden. Im Endenergieverbrauch dominieren neben den Mineralölprodukten vor allem die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas (Abb. 2.12). Sie spielen in einem Industrieland typischerweise eine größere Rolle als im globalen Durchschnitt. Regenerative Endenergieträger wie Brennholz, Holzpellets oder Solarwärme sind in der Sparte „Andere“ enthalten.

Schlüsselt man den Endenergieverbrauch Deutschlands nach Anwendungsgebieten auf (Abb. 2.13 links), so erkennt man, dass mehr als die Hälfte zur Raumheizung, Trinkwassererwärmung oder für industrielle Prozesswärme genutzt wird. Darin enthalten sind auch die energetischen Aufwendungen für die Bereitstellung von Kälte. Weitere 38 % werden in Verbrennungs- und

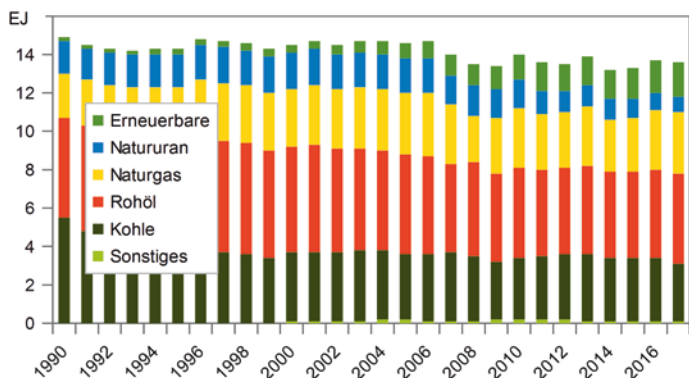


Abb. 2.11 Primärenergieverbrauch 1990–2017 in Deutschland nach Energieträgern [2]

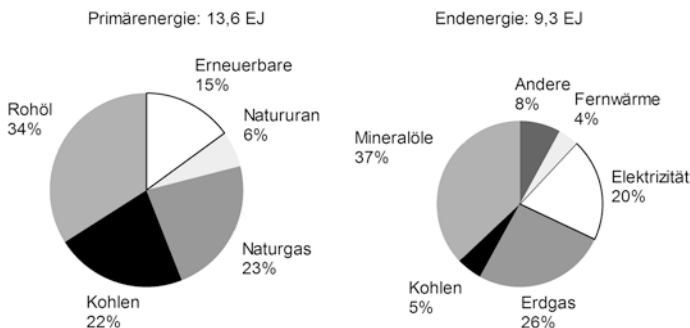


Abb. 2.12 Primär- und Endenergieverbrauch in Deutschland 2017 nach Energieträgern [2]

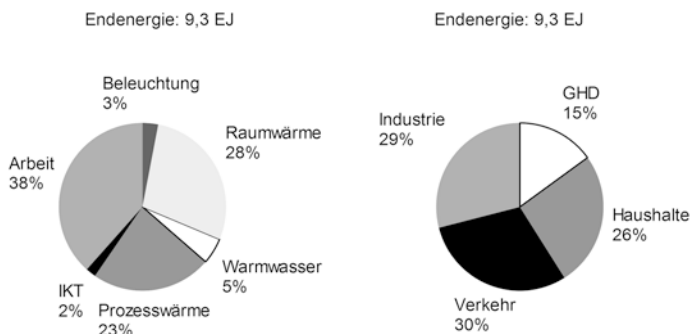


Abb. 2.13 Endenergieverbrauch in Deutschland 2017 nach Anwendungsgebieten (links) und Verbrauchssektoren (rechts) [2]

Elektromotoren in mechanische Arbeit umgewandelt. Alle weiteren Verbraucher wie Beleuchtung oder Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) spielen nur eine untergeordnete Rolle.

In Abb. 2.13 (rechts) ist schließlich der Endenergieverbrauch den vier Sektoren Verkehr, Industrie, private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zugeordnet. Die Nutzung der Endenergie in diesen Verbrauchssektoren ist jedoch sehr heterogen: Während im Verkehrssektor die Endenergie

fast ausschließlich in mechanische Energie zur Fortbewegung umgesetzt wird, dominiert beispielsweise in den privaten Haushalten die Beheizung von Wohnraum den Endenergieverbrauch.

Deutschland kann seinen Primärenergiebedarf derzeit nur zu einem guten Drittel aus eigenen Quellen decken [1]. Dabei gibt es bei den einzelnen Primärenergieträgern deutliche Unterschiede: Während bei Rohöl und Naturgas mit 2 bzw. 8 % nur ein Bruchteil aus heimischer Förderung stammt, werden die erneuerbaren Energieträger vollständig in Deutschland gewonnen. Bei der Kohle muss man zwischen Stein- und Braunkohle unterscheiden, die beide etwa zu gleichen Teilen zum deutschen Kohleverbrauch beitragen. Während Braunkohle ausschließlich aus heimischer Förderung stammt, wird Steinkohle seit Anfang 2019 vollständig importiert. Die Hauptbezugsländer sind Russland, Südafrika, Australien, Kolumbien und die USA. Natururan wird seit Schließung der SDAG Wismut im Jahr 1990 nicht mehr in Deutschland gefördert, sondern vollständig importiert.

2.6 Energiebereitstellung im Wandel – am Beispiel von Sachsen und Thüringen

Wenngleich sich der Primärenergiebedarf Deutschlands in den letzten 20 Jahren nur geringfügig verändert hat, so trifft dies für die Energiebereitstellung in den Neuen Bundesländern nicht zu. In nur wenigen Jahren fand hier ein grundlegender Wandel der Erzeugungsstruktur statt, wie im Folgenden an den Bundesländern Sachsen und Thüringen illustriert werden soll.

In Sachsen und Thüringen hat mit der Wiedervereinigung ein dramatischer Umbau der Industrielandschaft stattgefunden, der sich auch im Primärenergieverbrauch niedergeschlagen hat. Zum einen hat sich der Primärenergieverbrauch seit 1990 jeweils etwa um 30 % reduziert. Zum anderen hat sich auch die Zusammensetzung nach Energieträgern deutlich verändert. 1990 wurden noch mehr als zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs durch Braunkohle und in geringem Umfang auch durch Steinkohle bereitgestellt.

In *Thüringen* spielt Kohle seit 1998 praktisch keine Rolle mehr. Bemerkenswert ist der deutliche Anstieg der erneuerbaren Energien, der Anfang der 2000er Jahre vor allem durch den Ausbau der Bioenergie erreicht werden konnte. Bereits 2007 wurde ein Anteil der erneuerbaren Energien von knapp 19 % erreicht. Aufgrund geringer eigener Kraftwerkskapazitäten ist Thüringen auf den Bezug eines Teils seines Elektrizitätsbedarfs aus anderen Bundesländern angewiesen. Dieser Strombezug ist in der Primärenergiestatistik (Abb. 2.14 unten) enthalten, ohne dass eine primärenergetische Bewertung der dahinterliegenden Kraftwerksprozesse erfolgt ist. Dadurch ergibt sich für Thüringen rechnerisch ein zu geringer Primärenergiebedarf.

Seit 2010 kommt es in Thüringen zu einem starken Ausbau der Photovoltaik und zunehmend auch der Windkraft. Dadurch konnte der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf über 26 % im Jahr 2016 gesteigert werden – einer der höchsten Werte in Deutschland. Gleichzeitig sank der Anteil des Strombezugs von 70 % im Jahr 2007 auf 33 % in 2016.

Neben drei mittelgroßen gasbetriebenen Heizkraftwerken existieren eine Reihe kleinerer, z. T. biomassebetriebener Heizkraftwerke sowie eine große Anzahl von dezentralen regenerativen Energieerzeugungsanlagen. Eine Sonderrolle spielt die Elektrizitätserzeugung der in Thüringen liegenden Wasserkraftwerke, die von den großen Pumpspeicherkraftwerken Goldisthal (1060 MW) und Hohenwarte (320 MW) dominiert wird. So wird etwa ein Viertel des Strombezugs im Primärenergieverbrauch als Pumpenstrom eingesetzt und zu etwa 80 % wieder als Endenergie abgegeben.

Auch in *Sachsen* ist die Bedeutung der Kohle zurückgegangen. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch liegt seit 2002 stabil bei etwa 40 %. Sachsen ist ein traditioneller Braunkohlestandort mit Anteilen am Mitteldeutschen und Lausitzer Braunkohlerevier, in denen die Braunkohleverstromung auch heute noch eine große Rolle spielt: so wurden am Standort Lippendorf bis zum Jahr 2000 vier Blöcke mit zusammen 400 MW und einem Wirkungsgrad von 26 % durch zwei Blöcke mit insgesamt 1860 MW und einem Wirkungsgrad von 42,5 % ersetzt (Abb. 2.15). Am Standort Boxberg wurden zwölf Blöcke mit je 210 MW Leistung bis 1998

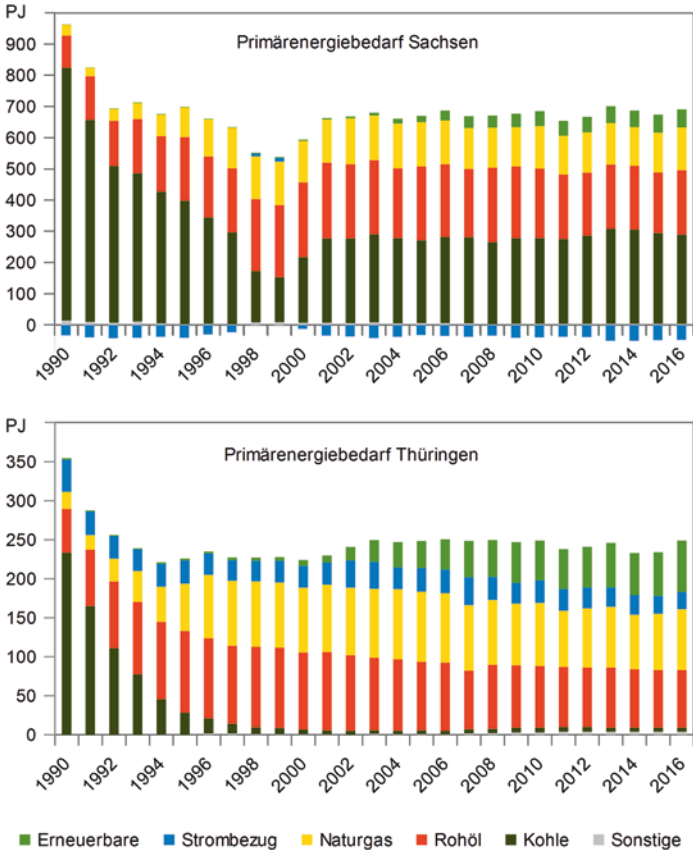


Abb. 2.14 Primärenergieverbrauch in Sachsen und Thüringen in PJ nach Energieträgern [6, 7]

stillgelegt und zwei Blöcke mit jeweils 500 MW Leistung modernisiert. Zwei weitere Blöcke wurden neu gebaut und gingen 2000 (900 MW) und 2011 (675 MW) in Betrieb. Sieht man von den beiden Jahren vor der Inbetriebnahme des Neubaublocks in Boxberg ab, produziert Sachsen mehr elektrische Energie, als es verbraucht.

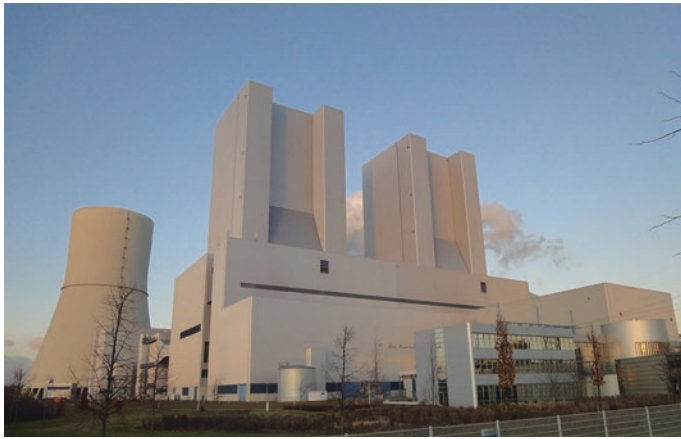


Abb. 2.15 Braunkohlekraftwerk Lippendorf. (Foto: P. Leibbrandt)

Die beiden Beispiele zeigen, dass auch räumlich eng beieinanderliegende Regionen eine völlig unterschiedliche Struktur ihrer Energieversorgung aufweisen können und nur wenige Jahre notwendig sind, um die Energieerzeugungsstruktur einer ganzen Region völlig umzustellen. Mit dem bevorstehenden Ausstieg Deutschlands aus der Kohleverstromung steht der sächsischen Energiewirtschaft ein weiterer Strukturwandel bevor.

Literatur

1. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.): Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (2017)
2. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin (2018)
3. IEA – Internationale Energie Agentur (Hrsg.): Key World Energy Statistics 2018. IEA, Paris (2018)
4. Marchetti, C., Nakicenovic, N.: The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model. International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg (1979)

5. Schilling, H., Hildebrandt, R.: Primärenergie – Elektrische Energie. Die Entwicklung des Verbrauchs an Primärenergieträgern und an elektrischer Energie in der Welt, in den USA und in Deutschland seit 1860 bzw. 1925. Glückauf, Essen (1977)
6. Statistisches Landesamt des Freistaats Sachsen (Hrsg.): Energiebilanz 2016. Statistisches Landesamt des Freistaats Sachsen, Kamenz (2018)
7. Thüringer Landesamt für Statistik (Hrsg.): Energiebilanz und CO₂-Bilanz Thüringens 2016. Thüringer Landesamt für Statistik, Erfurt (2018)
8. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)

Stromerzeugung und -speicherung

3

Zusammenfassung

Elektrizität oder umgangssprachlich „Strom“ ist ein wichtiger Endenergieträger, dessen Bedeutung mit Fortschreiten der Energiewende weiter zunehmen wird. Wie wird der elektrische Strom gewonnen? Für die Bereitstellung von elektrischer Energie sind einige Umwege zu gehen, da die Energieformen nicht beliebig ineinander umwandelbar sind. So wird in einem Kohle- oder Gaskraftwerk aus der im Brennstoff gebundenen chemischen Energie über den Umweg der thermischen Energie zunächst mechanische und dann im Generator elektrische Energie gewonnen. Dieser klassische Kraftwerksprozess und seine klimaschädigenden Folgen sollen zu Beginn dieses Kapitels ausführlich beschrieben werden.

In Kernkraftwerken macht man sich Kernbindungskräfte durch Kernspaltung oder -fusion zunutze, um thermische Energie und daraus mit einem konventionellen Kraftwerksprozess elektrische Energie zu gewinnen. Trotz erprobter Kraftwerkstechnik und hoher Sicherheitsstandards besteht jedoch ein Restrisiko für große Unfälle, wie zuletzt die Katastrophe von Fukushima belegt. Gibt es eine sichere nukleare Energieerzeugung? Löst die Kernfusion unsere Energie- und Klimaprobleme? Mit diesen Fragen beschäftigt sich dieses Kapitel ebenso wie mit der nach dem Verbleib des Atommülls.

Regenerative Energien wie Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Biogas sind ebenso Ausgangspunkt von Energiewandlungsketten, die zu Elektrizität führen: aus Solarenergie gewinnen Photovoltaik-Anlagen die Elektrizität direkt und solarthermische Kraftwerke (CSP) über den Umweg thermischer Energie. Windenergieanlagen nutzen die kinetische Energie des Windes, Wasserkraftwerke die kinetische oder potenzielle Energie von Wasser.

Auch aus Biomasse und Biogas wird über den Zwischenschritt der Verbrennung elektrische Energie gewonnen, im Gegensatz zu den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken aber CO₂-neutral. Bei Geothermie-Kraftwerken wird die thermische Energie zum Antrieb des Kraftwerksprozesses nicht durch Verbrennung gewonnen, sondern den Tiefen des Untergrunds entnommen.

Die Brennstoffzelle wandelt die chemische Energie von Wasserstoff, Methan oder Methanol durch eine sog. kalte Verbrennung mit Luftsauerstoff direkt in elektrische Energie um. Diese Technologie könnte in einem zukünftigen Energiesystem große Bedeutung erlangen.

Die Elektrischen Energiespeicher beenden das Kapitel. Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien wird den Bedarf an Energiespeichern innerhalb der Systeme zur Strom- und Wärmebereitstellung aufgrund des volatilen bzw. saisonalen Angebots zukünftig erheblich erhöhen. Energiespeicher sind keine Energiewandler, die aus einer Form von Primärenergie (fossil, nuklear oder regenerativ) Endenergie erzeugen. Die Aufgabe von elektrischen Energiespeichern besteht vielmehr darin, bereits erzeugten, aber nicht benötigten Strom zu lagern, bis wieder ein Bedarf entsteht. Die Speicherung der elektrischen Energie kann direkt in Kondensatoren oder Spulen und indirekt als chemische Energie in Batterien und Akkumulatoren sowie als mechanische Energie in Schwungradspeichern erfolgen. Die in der Diskussion stehenden Power-to-X-Technologien schließen diesen Abschnitt ab.

3.1 Kohlekraftwerke

Die Bunderegierung hatte in ihrem Koalitionsvertrag von 2017 festgelegt, dass die Bedingungen für den Ausstieg Deutschlands aus der Kohleverstromung von einem paritätisch besetzten Gremium ermittelt werden sollen. Die 2018 eingesetzte „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hatte den Auftrag, neben einem konsensfähigen Zeitplan auch Maßnahmen vorzuschlagen, wie die Abwicklung des Braunkohletagebaus in den betroffenen Regionen sozial und strukturell zu kompensieren ist.

Der im Januar 2019 vorgelegte Abschlussbericht enthält eine Reihe von Maßnahmen, die einen sozialverträglichen schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 ermöglichen sollen. Im Braunkohletagebau arbeiteten im Jahr 2018 direkt noch etwa 20.000 Beschäftigte. Mit der Braunkohlewirtschaft im Zusammenhang standen etwa 60.000 Arbeitsplätze [1].

3.1.1 Der Kraftwerksprozess

Die in fossilen Energieträgern chemisch gebundene Energie wird in thermischen Kraftwerken (Abb. 3.1) durch eine Verbrennungsreaktion mit Luftsauerstoff freigesetzt. Die Verbrennungsgase bestehen aus Kohlendioxid (CO_2), Wasserdampf (H_2O) und Stickoxiden (NO_x); der weitaus größte Anteil wird jedoch von Stickstoff (N_2) gebildet, der in der zugeführten Verbrennungsluft enthalten ist und an der Verbrennungsreaktion (fast) nicht teilnimmt. Die bei der Verbrennung freigesetzte Reaktionsenergie wird vom Verbrennungsgas als thermische Energie aufgenommen.

Der den thermischen Kraftwerken zugrunde liegende thermodynamische Kreisprozess wurde von Clausius und Rankine bereits im 19. Jahrhundert beschrieben. Man benötigt einen Arbeitsstoff, der im Kreislauf geführt wird, also periodisch



Abb. 3.1 Kohle-Heizkraftwerk Kassel

immer wieder den gleichen Zustand bezüglich Druck, Temperatur und Entropie einnimmt. Wasser zeigt dabei die besten Eigenschaften, da es billig, ungiftig sowie thermisch stabil ist. Es verfügt zudem über eine hohe spezifische Wärmekapazität, kann also große Mengen thermischer Energie je Masseinheit und Grad Temperaturerhöhung speichern.

Abb. 3.2 gibt in vereinfachter Weise den Kreisprozess eines thermischen Kraftwerks wieder, der nachfolgend näher beschrieben werden soll. Die Speisewasserpumpe führt das Arbeitsmittel unter hohem Druck in den Kessel. Dort erfolgt die Übertragung der thermischen Energie der Verbrennungsgase auf das Arbeitsmittel, das hierdurch verdampft, also vom flüssigen in den gasförmigen Zustand übergeht. Bei der Verdampfung eines Stoffes werden sehr große Energiemengen aufgenommen. Nach einer anschließenden Überhitzung wird der nun als Frischdampf bezeichnete Arbeitsstoff über die Hochdruckleitung (HD) in die Turbine geführt.

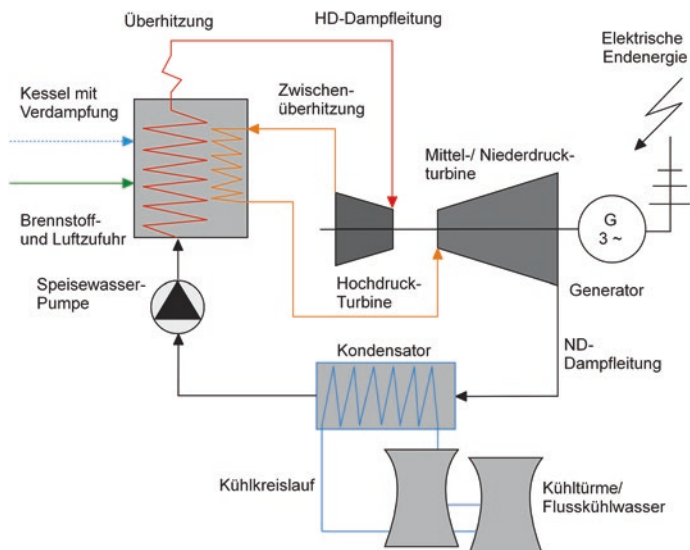


Abb. 3.2 Schema eines thermischen Kondensations-Kraftwerks

Beispiel

Zur Verdampfung von 1 kg Wasser wird die gleiche Energiemenge benötigt wie zur Erwärmung von etwa 5 kg flüssigem Wasser von 0 °C bis zum Siedepunkt bei 100 °C. Mit derselben Energie (rund 2250 kJ/kg, entsprechend 625 kWh/kg) wäre es auch möglich, nahezu 7 kg Wassereis vollständig zu schmelzen.

Schon Mitte des 19. Jahrhunderts gelangten Carnot und Clausius zu der Erkenntnis, dass der Umwandlungswirkungsgrad des Kraftwerksprozesses mit der Temperatur des Frischdampfes ansteigt. In modernen Steinkohlekraftwerken werden heute Temperaturen bis 600 °C bei Drücken bis etwa 200 bar erreicht.

Der Frischdampfstrom wird im Innern der Turbine über Leitschaufeln ausgerichtet und beschleunigt, um dann mit hohem Impuls auf die Laufradschaufeln zu treffen. Beim Aufprall auf die Schaufeln erfolgt eine Energieübertragung an das Laufrad,

das wiederum die Turbinenwelle in Rotation versetzt. Diese ist mit dem Generator verbunden, der die mechanische Rotationsenergie in elektrische Energie umwandelt.

In der Turbine gibt der Dampf einen großen Teil seiner thermischen Energie als mechanische Arbeit ab, dadurch sinken Temperatur und Druck, erste Flüssigkeitströpfchen entstehen bei der einsetzenden Kondensation. Je niedriger die Temperatur am Turbinenaustritt ist, desto höher ist der erreichbare Wirkungsgrad. Die Turbine ist meist in einen Hochdruck-, einen Mitteldruck- und einen Niederdruckteil unterteilt, damit die Schaufelgeometrie optimal an die Geschwindigkeits- und Druckverhältnisse des Dampfes angepasst werden kann. Da bei der Kondensation von Wasser Druck und Temperatur fest miteinander verknüpft sind, muss der Gegendruck am Turbinenaustritt im Bereich von 0,05 bar liegen, um bei der nachfolgenden Kondensation Temperaturen von rund 30 °C zu erreichen. Bei der Auslegung des Kreisprozesses ist darauf zu achten, dass in der letzten Stufe der Turbine nicht mehr als 10 bis 15 % des Dampfes zu Flüssigkeit kondensieren, sonst sind Schädigungen zu befürchten.

Beispiel

Würde die Kondensation bei einem Umgebungsdruck von etwa 1 bar stattfinden, wäre die Kondensationstemperatur entsprechend 100 °C. Der erreichbare Wirkungsgrad des Kraftwerksprozesses betrüge bei einer Frischdampf Temperatur von 600 °C dann max. 57,3 % anstatt 65,3 %, die bei einer Kondensationstemperatur von 30 °C erreichbar sind.

Bevor das Wasser im Kreislauf wieder von der Speisewasserpumpe auf Hochdruck gebracht werden kann, muss es erst vollständig kondensieren, also zu Flüssigkeit werden. Dazu wird ein sehr großer Wärmetauscher – ein Kondensator – benötigt, in dem die abzuführende thermische Energie auf einen Kühlkreislauf übertragen wird. Die Temperatur im Kühlkreislauf muss einige Grad unter der Kondensationstemperatur liegen, damit der Wärmestrom übertragen werden kann. Zur Kondensation sind im Kühlkreislauf eines Kraftwerks sehr große Wassermengen erforderlich, die in der Regel einem Fluss entnommen werden.

Das Flusswasser darf sich dabei nur um einige Grad erwärmen, da sonst dessen ökologisches Gleichgewicht gestört wird.

Die Kondensation wird bei sommerlichem Niedrigwasser durch Kühltürme unterstützt, in denen die thermische Energie aus dem Kreislauf durch Verdunstung großer Wassermengen abgeführt wird. Die von den Kühltürmen produzierten großen Dampfschwaden sind weithin sichtbar, wie Abb. 3.3 zeigt.

Einem Großkraftwerk mit 1000 MW elektrischer Nennleistung muss bei Annahme eines Wirkungsgrads von rund 40 % eine Feuerungsleistung von 2500 MW zugeführt werden. Das entspricht mehr als 300 t Steinkohle je Stunde – das sind fast fünf Eisenbahnwaggons.

Die Differenz von 1500 MW zwischen Feuerungs- und elektrischer Nennleistung wird überwiegend als Kondensationswärmestrom bei dem Temperaturniveau von rund 30 °C an die Umwelt abgeführt, dazu müssen im Kühlturm mehr als 200 t Wasser pro Stunde verdampft werden. Bei dem geringen



Abb. 3.3 Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe mit Dampfschwaden aus den Nasskühltürmen

Temperaturniveau von rund 30 °C ist eine Nutzung der Kondensationswärme nicht möglich.

In den vergangenen Jahrzehnten wurde eine Reihe von Verbesserungsmaßnahmen für den thermischen Kraftwerkprozess entwickelt, so die Zwischenüberhitzung des Dampfes nach dem Austritt aus der Hochdruckturbine, kreislaufinterne Luft- und Speisewasservorwärmungen sowie die Anhebung der Frischdampftemperaturen. Hierbei sind die Grenzen durch die Temperaturbeständigkeit der im Kesseldampfüberhitzer verwendeten Werkstoffe gesetzt. Die Nettowirkungsgrade moderner Steinkohlekraftwerke (Frischdampftemperatur 600 °C, Kondensations-temperatur 30 °C) bewegen sich bei über 40 % – nach Carnot liegt die thermodynamisch gegebene Obergrenze bei 65 %.

3.1.2 Heizkraftwerke

In Heizkraftwerken wird die Entspannung des Dampfes in der Turbine bei 70 bis 120 °C gestoppt, um anschließend einen Teil seiner verbliebenen thermischen Energie noch zum Betrieb von Fernwärmenetzen nutzen zu können. Der Stromwirkungsgrad sinkt durch diese Maßnahme im Vergleich zu den reinen Kondensationskraftwerken ab, der Gesamtnutzungsgrad des Prozesses wird jedoch stark erhöht, da ein Großteil der Kondensationswärme zu Heizzwecken genutzt werden kann. Bei Gegendruckheizkraftwerken ist das Verhältnis der elektrischen Leistung zur Heizleistung fest vorgegeben, bei Entnahmekondensations-Kraftwerken kann – z. B. im Sommer – die Heizleistung zugunsten einer höheren Stromproduktion reduziert werden, indem ein größerer Anteil des Frischdampfes bis auf Kondensationsdruck vollständig entspannt wird (Abb. 3.4).

3.1.3 Rauchgasreinigung

Zu einem modernen thermischen Kraftwerk gehört auch eine aufwendige Rauchgasreinigungsanlage, die die Verbrennungs-

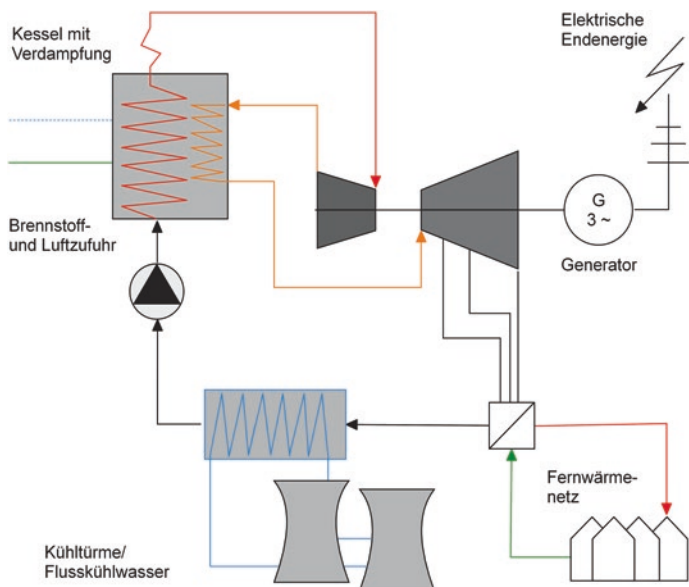


Abb. 3.4 Anlagenschema eines Heizkraftwerks mit Fernwärmeauskopplung

gase entstaubt sowie von Schwefel- und Stickoxiden befreit. Dazu sind nicht nur chemische Zuschlagstoffe, sondern auch große Mengen an elektrischer Hilfsenergie erforderlich, die den Netto-Wirkungsgrad des Kraftwerks senken. Die Rauchgase der Kraftwerke führten noch in den 1970er-Jahren nicht nur zu Schäden an Gebäuden und der Umwelt (Saurer Regen), sondern auch zu ernsthaften Gesundheitsbeeinträchtigungen für die Bevölkerung. Mit der Einführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) im Jahr 1974 wurde für westdeutsche Kraftwerke erstmals eine Rauchgasbehandlung vorgeschrieben und seitdem der Schadstoffausstoß der Kraftwerke kontinuierlich gesenkt.

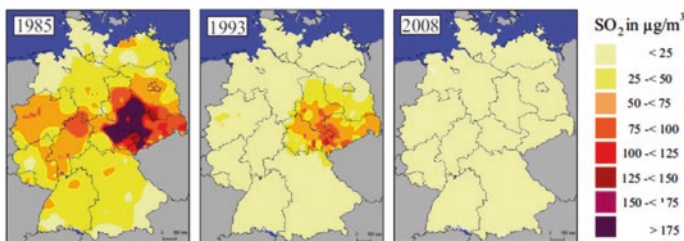


Abb. 3.5 Luftschadstoffkonzentration (SO₂) in den Jahren 1985, 1993 und 2008. (Quelle: Umweltbundesamt)

Luftverschmutzung in der DDR

Während die Bundesrepublik 1974 mit der Einführung des BImSchG auf die zunehmende Umweltverschmutzung reagierte, mussten die Bürger der Deutschen Demokratischen Republik noch bis 1990 warten. Erst mit der Verabschiedung des Umweltrahmengesetzes wurden die bundesdeutschen Vorgaben zum Immissionsschutz im Zuge der Wiedervereinigung übernommen. Innerhalb von wenigen Jahren – beschleunigt durch die Stilllegung ineffizienter Kraft- und Heizwerke – verbesserte sich die Luftqualität erheblich, wie Abb. 3.5 zeigt.

3.1.4 CO₂-Abtrennung

Die Rauchgasreinigung fossiler Wärmekraftwerke wirkt sich nicht auf das im Rauchgas enthaltene CO₂ aus – dessen Freisetzung in die Erdatmosphäre gilt jedoch als eine der Hauptursachen des Klimawandels, wie Abschn. 6.3 aufzeigt. In den vergangenen Jahren unternahmen die Kraftwerksbetreiber einige Forschungsanstrengungen, um die technische Abtrennung und Speicherung des CO₂ zu erreichen. Dazu soll das in den fossilen Kraftwerken entstehende CO₂ aufgefangen und in geeigneten geologischen Formationen langfristig eingelagert werden. In Deutschland kommen zur Speicherung vor allem ausgediente

Erdöl- oder Erdgasfelder sowie tiefe wasserführende Gesteinsschichten (saline Aquifere) infrage. Bereits im Jahr 2012 wurde ein deutsches CCS-Gesetz (Carbon Capture Storage) verabschiedet, das zunächst die rechtlichen Voraussetzungen für die unterirdische Lagerung von CO_2 in Demonstrationsanlagen geschaffen hat [2].

CO_2 -Speicher

Nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind erschöpfte Erdgaslagerstätten besonders gut zur CO_2 -Einlagerung geeignet. Deren Speicherkapazität schätzt sie auf 2,75 Mrd. Tonnen. Auf weitere rund 9 Mrd. Tonnen CO_2 Speicherkapazität wird die Aufnahmefähigkeit der Tiefenwässer (saline Aquifere) vom BGR geschätzt [3]. Andere Quellen gehen von einer Speicherkapazität von 17 Mrd. Tonnen aus [4].

Die CO_2 -Emissionen Deutschlands betrugen 2016 rund 0,9 Mrd. Tonnen im Jahr, davon etwa die Hälfte durch Energiewirtschaft und Industrie. Der Rest wurde dezentral in Gewerbe, Haushalten, in der Landwirtschaft und im Verkehrsbereich emittiert und ist damit für eine Einspeicherung grundsätzlich ungeeignet.

Die Rauchgase von fossilen Kraftwerken bestehen nur zum Teil aus CO_2 , den überwiegenden Anteil macht der mit der Verbrennungsluft zugeführte Stickstoff aus. Um das CO_2 von den anderen Gasen abzutrennen, werden vor allem drei technische Ansätze verfolgt: die der Verbrennung nachgelagerte Auswaschung von CO_2 aus dem Rauchgas (post-combustion), die Vergasung und partielle Oxidation des Brennstoffs bei gleichzeitiger Abtrennung von CO_2 (pre-combustion) und schließlich die Oxidation des Brennstoffs in einer reinen Sauerstoffatmosphäre (oxyfuel). Nur das erste Verfahren ist für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignet.

Alle Verfahren benötigen zur Abscheidung zusätzliche Hilfsenergie. Hinzu kommen die Kosten für die Verdichtung, den

Transport und die Speicherung des CO_2 . Über die gesamte Prozesskette hinweg verursacht jedes dieser Verfahren eine Verringerung des effektiven Kraftwerkswirkungsgrads um etwa 10 Prozentpunkte. Die Kosten für die CO_2 -Einspeicherung werden in [4] in einer Bandbreite von 30 bis 70 €/t für Kraftwerke und 28 bis 143 €/t für industrielle Prozesse angegeben.

Beispiel

Der Energiekonzern Vattenfall betrieb von 2008 bis 2014 eine 30 MW-Pilotanlage zur CO_2 -Abtrennung nach dem oxyfuel-Verfahren am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg. Nach Firmeninformationen wurden etwa 90 % des beim Betrieb des Kraftwerks anfallenden CO_2 abgetrennt, dessen Reinheitsgrad über 99 % betrug. Der Wirkungsgradverlust des Kraftwerksprozesses betrug hier 7,5 bis 8 Prozentpunkte. Von den insgesamt abgetrennten 10,65 Mio. Tonnen CO_2 wurden 1,5 Mio. Tonnen in einem CCS-Forschungsspeicher versenkt, der Rest wieder in die Atmosphäre freigesetzt [5].

Der RWE-Konzern setzt auf das postcombustion-Verfahren, das in einer Pilotanlage am Kraftwerksstandort Nieder-aurum 2008 bis 2013 getestet wurde. Das zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignete Verfahren mit CO_2 -Rauchgaswäsche wies nach RWE-Angaben einen Wirkungsgradverlust von weniger als 10 Prozentpunkten auf [6].

Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, das freigesetzte CO_2 biologisch oder ozeanisch zu speichern. Bei der biologischen Speicherung wird bereits in der Atmosphäre befindliches CO_2 durch Aufforstungsmaßnahmen oder durch Förderung von Algenwachstum gebunden. Bei der sich verstärkenden Flächenkonkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Energiepflanzenproduktion sind jedoch die dafür zur Verfügung stehenden Flächen begrenzt. Bei der ozeanischen Speicherung wird CO_2 in der Wassersäule des Meeres oder am Meeresgrund eingelagert. Da CO_2 in hohen Konzentrationen toxisch wirkt und eine pH-Wert-Verschiebung hin zu kleineren Werten verursacht, ist diese Form der Speicherung für die Meeresökologie problematisch.

3.2 Gas-Kraftwerke

Neben dem beschriebenen Dampfkreisprozess nach Clausius-Rankine werden flüssige und gasförmige fossile Energieträger auch in Gasturbinen-Kraftwerken zur Stromproduktion eingesetzt. Deren Leistung ist konstruktionsbedingt zwar begrenzt (derzeit bis rund $500 \text{ MW}_{\text{el}}$), sie besitzen jedoch den Vorteil schneller Regelfähigkeit und sind damit besonders zum kurzzeitigen Betrieb in Spitzenlastzeiten geeignet.

3.2.1 Gasturbinen-Kraftwerke

Auch bei Gasturbinen-Kraftwerken wird die chemische Energie des Brennstoffs über den Umweg thermischer Energie umgewandelt. Als Arbeitsfluid kommt hier jedoch nicht Wasserdampf, sondern das Verbrennungsgas selbst zum Einsatz. Verdichter, Turbine und Generator sind hier auf einer gemeinsamen Welle angebracht, wie Abb. 3.6 zeigt.

Der Verdichter saugt Umgebungsluft an und verdichtet diese auf Drücke von 20 bis 30 bar. Dabei erwärmt sich die Luft physikalisch bedingt auf Temperaturen von 400°C und mehr. In der Brennkammer wird die Druckluft mit zugeführtem Brennstoff vermischt und gezündet. Die Verbrennungsgase erreichen Temperaturen bis etwa 1500°C .

Auch bei Gasturbinen-Kraftwerken gilt der Satz von Carnot, nach dem der maximal erreichbare Wirkungsgrad von der höchsten Temperatur im System abhängig ist. Die realen Wirkungsgrade von Gasturbinenkraftwerken sind jedoch nicht höher als die von Dampfkraftwerken, weil die Verbrennungsabgase noch mehr als 500°C heiß sind. Der theoretisch maximal erreichbare Wirkungsgrad liegt dadurch bei etwa 56 %.

Die Gasturbine wandelt die thermische Energie des Verbrennungsgases in mechanische Rotationsenergie und der Generator diese in elektrische Energie um. Der Gasturbinenprozess kann durch Luftvorwärmung, Zwischenkühlung im Verdichter

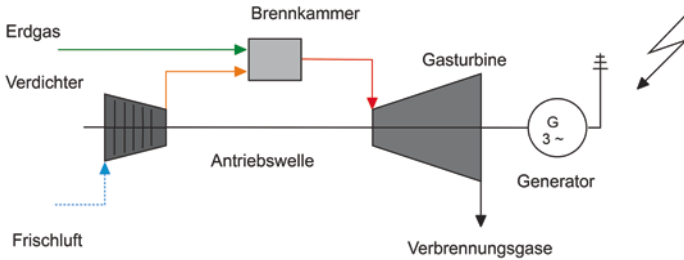


Abb. 3.6 Schema eines Gasturbinen-Kraftwerks

und Zwischenüberhitzung in der Turbine effizienter gestaltet werden, so werden Wirkungsgrade von etwa 35 bis 40 % erreicht.

3.2.2 GuD-Kraftwerke

Die Verbrennungsabgase entströmen einer Gasturbine mit Temperaturen von noch immer 500 bis 600 °C. Die darin enthaltene thermische Energie kann intern zur Verbesserung des Gasturbinen-Prozesses genutzt werden (Luftvorwärmung vor der Brennkammer) oder in einem angeschlossenen Dampfkraftwerk zur Dampfproduktion. Solche Kraftwerke werden auch als Gas-Dampf-Kombi- oder einfacher als Gas- und Dampf-(GuD)-Kraftwerke bezeichnet.

Die Dampferzeugung findet hier nicht in einem Kessel durch Verbrennung statt, sondern in einem Abhitzekeßel durch Wärmeübertragung von den Gasturbinen-Abgasen (Abb. 3.7). Mit GuD-Kraftwerken sind Nettowirkungsgrade von 57 bis 58 % erreichbar, der maximale Wirkungsgrad nach Carnot beträgt bei der Temperaturdifferenz 30/1500 °C fast 83 %.

Die beschriebenen GuD-Anlagen sind aufgrund der notwendigen Reinheit der Verbrennungsgase beim Durchgang durch die Turbine hauptsächlich für die hochwertigen und damit teuren

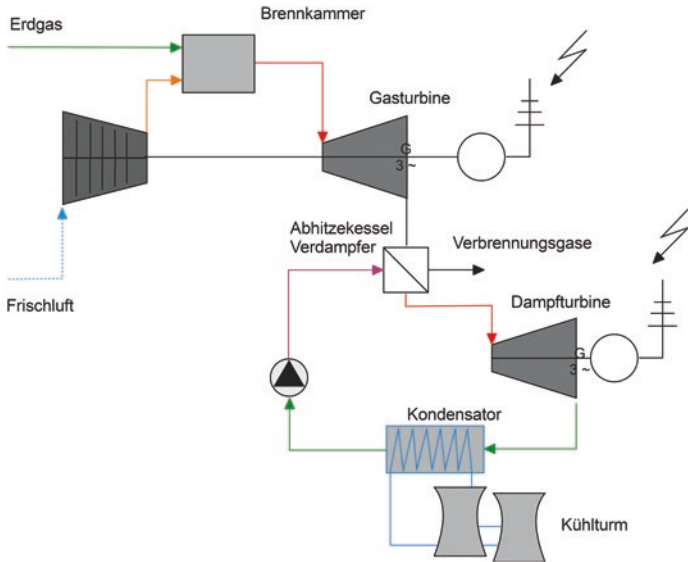


Abb. 3.7 Anlagenschema eines GuD-Kraftwerks

Brennstoffe Erdgas und Erdöl geeignet. Bei einer Kohlenstaubfeuerung muss zwischen Brennkammer und Turbine eine aufwendige Gasreinigung einschaltet werden, die teuer ist und den Wirkungsgrad deutlich absenkt.

3.3 Nuklearkraftwerke

Nuklear- oder Kernkraftwerke (KKW) sind Dampfkraftwerke, die mit nuklearem anstatt fossilem Brennstoff betrieben werden. An die Stelle der Feuerung tritt der Reaktor. Die thermische Energie wird nicht von den Verbrennungsgasen, sondern direkt von den Brennstäben auf das Arbeitsmedium zur Frischdampferzeugung übertragen.

KKW werden derzeit aufgrund der Anlagengrößen – die Kernkraftwerke Deutschlands erreichen je Block elektrische Leistungen von 700 bis 1400 MW_{el} – ausschließlich zur



Abb. 3.8 Das Kernkraftwerk Grohnde mit 1300 MW Leistung wird voraussichtlich Ende 2021 abgeschaltet

Elektrizitätserzeugung eingesetzt (Abb. 3.8). Aufgrund der hohen Abwärmeleistungen von 1500 bis 2500 MW_{th} je Block und den abseits großer Städte gelegenen Standorten ist eine Nutzung der Kondensationsabwärme in Fernwärmenetzen nicht möglich. Aus dem gleichen Grund werden auch die großen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke praktisch ausschließlich zur Stromerzeugung betrieben.

Die Nutzung nuklearer Energie erfolgt in kommerziellen KKW durch die Spaltung schwerer Atomkerne. Prinzipiell ist eine Energienutzung aber auch durch die Fusion leichter Atomkerne möglich. Zunächst sollen die Kernspaltung selbst, die dazu erforderliche Kraftwerkstechnik und deren Sicherheitsaspekte beschrieben werden. Danach werden die Konzepte zum Kernfusionsreaktor vorgestellt. Zu Beginn sind jedoch die wichtigsten Fakten zur Radioaktivität zu erläutern.

3.3.1 Radioaktivität – Strahlung – Wirkung

Radioaktivität ist eine natürliche Eigenschaft von Materie, der die Menschheit schon immer ausgesetzt ist. Radioaktive Strahlung entsteht beim Zerfall von Atomen, den Grundbausteinen aller Materie. Das Atom selbst ist aus den schweren Nukleonen und den leichten Elektronen aufgebaut. Bei den Nukleonen unterscheidet man Protonen mit einfacher positiver Elementarladung und Neutronen ohne elektrische Ladung. Ist die Zahl von Protonen und Elektronen gleich, dann ist das Atom elektrisch ungeladen, trägt es eine Ladung, wird es als Ion bezeichnet.

Die Anzahl der Protonen im Atomkern, die *Kernladungszahl*, macht das Atom zu einem bestimmten chemischen Element. Ein Atom mit 92 Protonen z. B. ist immer ein Uran-Atom. Die Anzahl der Neutronen in einem Atom kann variieren, die Summe aus Neutronen- und Protonenzahl heißt Massezahl. „Varianten“ eines chemischen Elements mit unterschiedlicher Massezahl (Neutronenzahl) werden als *Isotope* bezeichnet. Man unterscheidet über 100 verschiedene chemische Elemente, aber fast 3000 unterschiedliche Isotope, von denen nur etwa 260 stabil sind. Instabile Isotope (als Radionuklide bezeichnet) zerfallen unter Abgabe von Energie und auch Materie, wie Abb. 3.9 zeigt:

- Beim α -Zerfall spaltet sich aus dem instabilen Atomkern ein Teilchen mit 2 Protonen und 2 Neutronen, das α -Teilchen ${}^4_2\text{He}$ ab.
- Radioaktive Isotope mit β -Zerfall emittieren Elektronen e^- , die bei der Umwandlung eines Neutrons in ein Proton freigesetzt werden.
- Beim γ -Zerfall wird ausschließlich Energie in Form extrem energiereicher elektromagnetischer γ -Strahlung emittiert.

Radioaktive Isotope sind unterschiedlich stabil, manche zerfallen schon innerhalb von Millisekunden, andere erst nach Jahrtausenden. Die Anzahl der Kernzerfälle je Sekunde wird mit der Einheit Becquerel (Bq) angegeben. Die Halbwertszeit gibt die

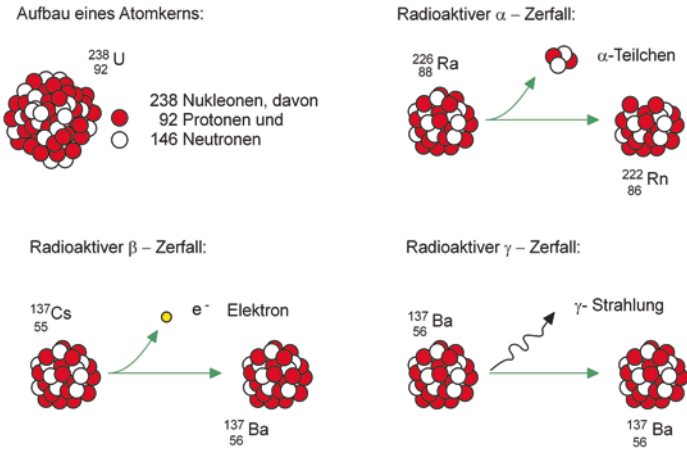


Abb. 3.9 Atomaufbau und radioaktive Zerfallsarten

Zeitdauer an, nach der die Hälfte der ursprünglich vorhandenen Atomkerne zerfallen ist. Bei radioaktivem ^{131}Jod beträgt diese z. B. nur 8 Tage, bei Plutonium dagegen über 24.000 Jahre.

Die alleinige Angabe der Zerfallsrate in Bq ist zur Beurteilung der Schädlichkeit radioaktiver Strahlung ungeeignet, da α -, β - oder γ -Strahlung für den Menschen unterschiedlich gefährlich sind. Zum einen hat die mitgeführte Energie, zum anderen die Empfindlichkeit des absorbierenden Gewebes gegenüber der Strahlungsart einen Einfluss. Die Einheit *Sievert* (Sv) gibt die sogenannte „Äquivalentdosis“ an, die nicht nur die Menge, sondern auch die biologische Wirksamkeit der Strahlung mitberücksichtigt.

Durchschnittlich 2 Millisievert pro Jahr (Einheit: mSv/a) beträgt die Äquivalentdosis, die ein Einwohner Deutschlands nur aufgrund natürlicher radioaktiver Strahlung aus der Umgebung aufnimmt. Hierzu zählt die terrestrische Strahlung des Erdbodens (durchschnittlich 0,4 mSv/a), das Einatmen des radioaktiven Inertgases Radon, das in der Erdkruste gebildet wird und auch die kosmische Strahlung aus dem All. Im Thüringer Wald oder im Bayerischen Wald werden allein infolge terrestrischer

Strahlung aufgrund der dort vorherrschenden Gesteinsart rund 1,2 mSv/a, an einigen Orten sogar bis 5 mSv/a erreicht.

Zu der natürlichen radioaktiven Strahlung addiert sich die zivilisatorische Strahlendosis mit weiteren 2 mSv/a, vor allem verursacht durch medizinische Anwendungen (1,9 mSv/a), sodass in der Summe mit einer Strahlendosis von 4 mSv/a zu rechnen ist. Die in Deutschland betriebenen kerntechnischen Anlagen einschließlich der Kernkraftwerke tragen mit weniger als 0,01 mSv/a zu dieser Gesamtdosis bei. Im Jahr 2008 betrug in Deutschland die zusätzliche Strahlenbelastung durch den Reaktorunfall von Tschernobyl noch etwa 0,012 mSv. Zum Vergleich: Bei einem einzigen Flug von 3 h Dauer in 10 km Höhe wird mit rund mit 0,010 mSv etwa die gleiche Strahlungsdosis aufgenommen.

Für beruflich strahlungsexponierte Personen gilt in Europa ein Grenzwert von 20 mSv/a, die maximal zulässige Berufslebensdosis beträgt nach der Strahlenschutzverordnung 400 mSv. Nach derzeitigem Wissensstand beträgt die Schwellendosis, bei der medizinisch fassbare Strahlungseffekte feststellbar sind, etwa 250 mSv. Bei fehlender medizinischer Versorgung gilt eine Dosis ab etwa 7000 mSv als tödlich.

In Fukushima wurde im August 2011 an einer Rohrleitung außerhalb der Reaktorgebäude eine Höchstdosisleistung von mehr als 10.000 mSv/h gemessen. Für die am havarierten Reaktor tätigen Arbeiter wurde von den japanischen Behörden der Dosisgrenzwert auf 250 mSv/a heraufgesetzt.

3.3.2 Kernspaltung

Bei der Spaltung schwerer Atomkerne wie Uran, Thorium oder Plutonium in mittelschwere Kerne entsteht ein Massendefekt, der in thermische Energie umgesetzt wird. Grundlage des Kernbrennstoffs ist vor allem Natururan, das zu 99,3 % aus dem Isotop ^{238}U und zu 0,7 % aus dem Isotop ^{235}U besteht. Im Bereich der zivilen Energieerzeugung kommt als Spaltstoff überwiegend ^{235}U zum Einsatz. Dazu wird das Isotop durch Zentrifugieren auf eine Konzentration von etwa 2 bis 4 % angereichert, wie Abb. 3.10 zeigt.

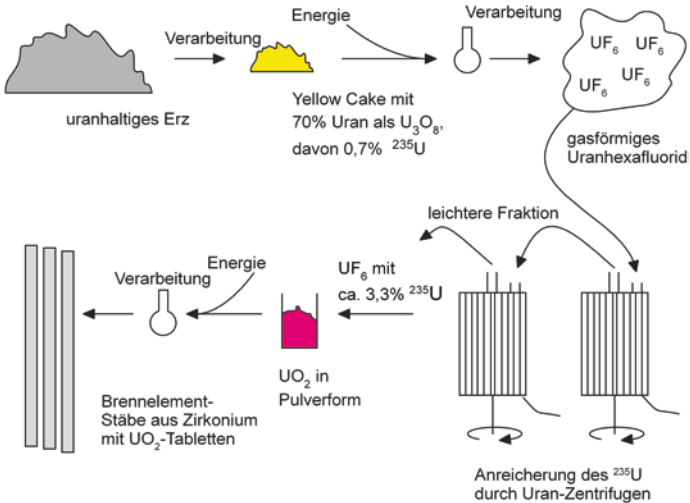


Abb. 3.10 Schritte der Urananreicherung vom uranhaltigen Erz bis zum Brennelement

Abb. 3.11 veranschaulicht einen typischen Spaltvorgang: Ein Neutron spaltet einen Urankern in zwei Spaltprodukte – hier Barium und Krypton – und setzt damit einen Teil der Kernbindungsenergie als thermische Energie frei. Aus 1 kg Uran kann im Vergleich zur gleichen Masse Steinkohle die 20.000-fache Energiemenge gewonnen werden [7].

Neben der thermischen Energie ΔE , die in dem nachgeschalteten Kraftwerksprozess genutzt wird, entstehen bei jeder Kernspaltung 2 bis 3 schnelle Neutronen mit hoher kinetischer Energie, die für weitere Spaltvorgänge zur Verfügung stehen und damit eine Kettenreaktion ermöglichen. Dazu müssen die Neutronen zunächst durch einen als Moderator bezeichneten Stoff abgebremst werden, indem sie mit dessen Atomen wiederholt Zusammenstöße ausführen und so einen Großteil ihrer Geschwindigkeit einbüßen. Das ^{235}U -Isotop wird von langsamen (thermischen) Neutronen mit wesentlich höherer Wahrscheinlichkeit gespalten als von schnellen.

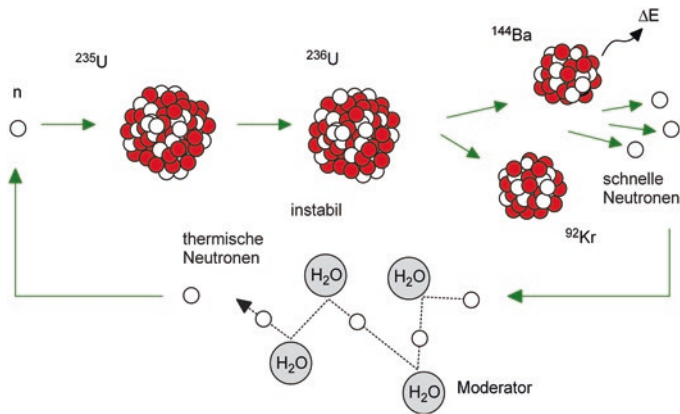


Abb. 3.11 Typischer Spaltvorgang in einem Leichtwasserreaktor

Als Moderator haben sich (leichtes) Wasser (H_2O), schweres Wasser (D_2O) und Graphit bewährt. Deuterium (D) ist ein Wasserstoffisotop, dessen Kern zusätzlich zu dem Proton noch ein Neutron enthält. Leichtwasserreaktoren zeigen zusätzlich zu den geringeren Kosten den Vorteil, dass der Moderator zugleich als Wärmeträgermedium zum Abtransport der thermischen Energie nutzbar ist.

Die Verwendung des deutlich häufigeren Isotops ^{238}U erfordert ein Reaktorkonzept, das einen Spaltvorgang mit schnellen Neutronen ermöglicht. Der Spaltvorgang (Abb. 3.12) läuft in zwei Schritten ab: Zunächst entsteht durch das Einfangen eines Neutrons ^{239}U , ein instabiles Uranisotop, das nach kurzer Zeit über das instabile Zwischenprodukt Neptunium zu Plutonium ^{239}Pu zerfällt. Im zweiten Schritt wird Plutonium als Ausgangsstoff für eine Kernspaltung eingesetzt. Durch Absorption eines weiteren Neutrons entstehen dann unter Freisetzung von Energie die Spaltprodukte Strontium und Barium. Beide Prozessschritte benötigen schnelle Neutronen, sodass kein Moderator notwendig ist. Die Kühlung erfolgt mit flüssigen Metallen wie beispielsweise Natrium, das keine moderierenden Eigenschaften aufweist. Da der eigentliche Spaltstoff ^{239}Pu innerhalb der

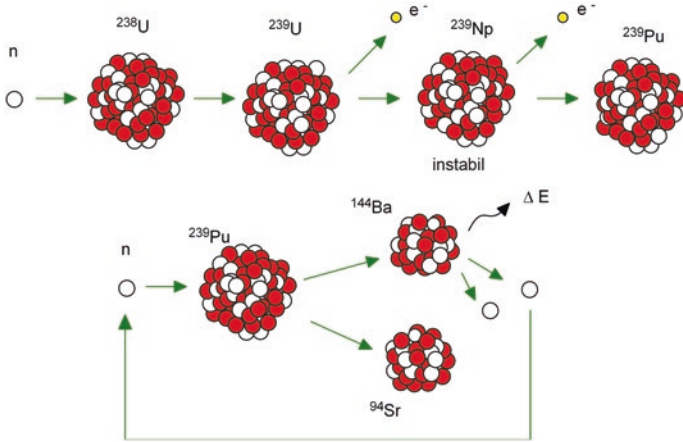


Abb. 3.12 Typischer Spaltvorgang in einem Brutreaktor

Kernreaktion erst erzeugt wird, werden diese Reaktoren auch als Brutreaktoren bezeichnet.

Brutreaktoren ermöglichen eine deutlich bessere Ausnutzung des Natururans, sind jedoch u. a. aufgrund des Natriumkühlkreislaufts technologisch sehr aufwendig. Der produzierte Spaltstoff Plutonium wird auch in Kernwaffen eingesetzt, sodass der Betrieb von Brutreaktoren häufig einen militärischen Hintergrund hat. Die Nutzung der Kernenergie erfolgt heute praktisch ausschließlich in wasser- oder graphitmoderierten Reaktoren auf Basis von ^{235}U .

Derzeit werden weltweit nur zwei kommerzielle Brutreaktoren am Standort Belojarsk in Russland (600 bzw. 800 MW, seit 1980 bzw. 2014) betrieben. Forschungsreaktoren arbeiten v. a. in China (seit 2010 mit 20 MW) und in Indien (1985, 13 MW). Frankreich betrieb ab 1986 den Brutreaktor Superphénix mit 1180 MW, der 1986 wegen einiger Zwischenfälle vom Netz genommen und dann 1998 aus Kostengründen endgültig abgeschaltet wurde. Damit steht diese Technologie derzeit nicht zur Verfügung.

3.3.3 Kraftwerkstechnik

In Deutschland wurden zwischen 1969 und 1989 zwei unterschiedliche kommerzielle Kraftwerkstypen erbaut, Siedewasser- und Druckwasserreaktoren. In beiden Fällen handelt es sich um Leichtwasserreaktoren mit Wasser als Moderator und Wärmeträger. Die Nennleistungen der Reaktorblöcke betragen zwischen $700 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $1400 \text{ MW}_{\text{el}}$. Abb. 3.13 zeigt stark vereinfacht den Aufbau eines Siedewasserreaktors (SWR). Wie in einem fossilen Dampfkraftwerk wird mit Hilfe von Frischdampf in einem konventionellen Kraftwerksteil der elektrische Generator durch eine Turbine angetrieben. Der Frischdampf wird hier jedoch im stählernen Reaktordruckbehälter erzeugt, der von einem Sicherheitsbehälter aus Stahlbeton umschlossen ist. Herzstück des nuklearen Kraftwerksteils ist der Reaktorkern, der aus den Brennelementen besteht. Die nach Anlaufen der Kernspaltprozesse freiwerdende thermische Energie bringt das auch als Moderator dienende Wasser bei einem Druck von etwa 70 bar zum Sieden. Dabei steigt dessen Temperatur auf rund 285°C an.

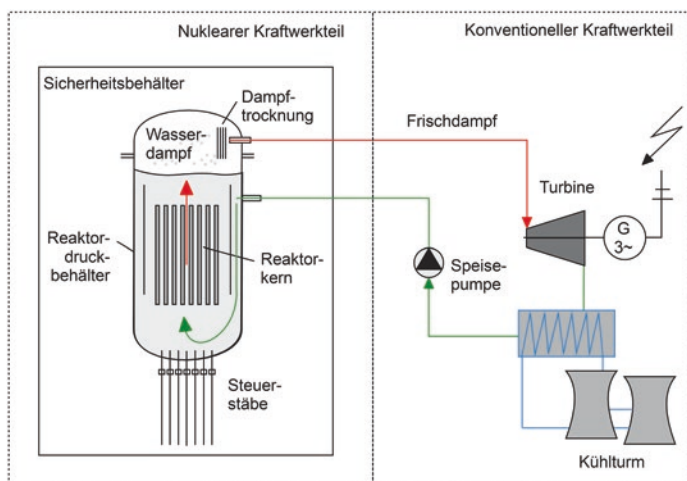


Abb. 3.13 Aufbau eines Siedewasserreaktors

Im oberen Teil des Reaktordruckbehälters sammelt sich der beim Sieden entstehende Wasserdampf, der die gleiche Temperatur aufweist. Dieser Wasserdampf wird nach Trocknung – der mechanischen Entfernung von Wassertröpfchen – über die Frischdampfleitung direkt auf die Turbine geleitet. Der Brennstoff Uran-dioxid UO_2 und die entstehenden Spaltstoffe sind in den Brennelementen in Hüllrohren aus Zirkoniumoxid druck- und gasdicht eingeschlossen. Daher ist das über Turbine, Kondensator und Speisepumpe zirkulierende Wasser nur sehr gering radioaktiv belastet.

Um die Spaltprozesse im Reaktorinnern und damit die thermische Leistung zu kontrollieren, können Steuerstäbe von unten zwischen die Brennelemente eingefahren werden. Diese enthalten das chemische Element Bor, das als „Neutronengift“ wirkt und die bei den Kernspaltungen freigesetzten Neutronen einfängt (absorbiert). Ohne Neutronen kommt der Kernspaltprozess sehr schnell zum Erliegen – im Notfall kann so durch Einfahren der Steuerstäbe in Sekundenschnelle die Reaktorleistung von 100 % auf unter 7 % heruntergefahren werden.

Etwa 70 % aller Kernkraftwerke weltweit sind Druckwasserreaktoren (DWR), die gegenüber dem Siedewasserreaktor einige abweichende Konstruktionsmerkmale aufweisen. Wie Abb. 3.14 zeigt, wird das radioaktiv belastete Wasser hier ausschließlich innerhalb des Sicherheitsbehälters im Primärkreislauf geführt. Die Verdampfung des Wärmeträgers findet nicht wie beim SWR-Typ im Reaktordruckbehälter, sondern in separaten Dampferzeugern im Sekundärkreislauf statt. Der dort gebildete Wasserdampf wird in der Turbine entspannt und nach der Kondensation wieder dem Dampferzeuger als Speisewasser zugeführt. Da im Reaktordruckbehälter kein Dampf erzeugt wird und keine Trocknung erfolgen muss, können die Steuerstäbe im Gegensatz zum Siedewasserreaktor oberhalb angeordnet werden. Im Notfall genügt bei dieser Anordnung die Schwerkraft zur Schnellabschaltung.

Der Druck im Primärkreis des Druckwasserreaktors beträgt etwa 160 bar, die Temperaturen zwischen 290 und 325 °C. Da die druckbedingte Verdampfungstemperatur von 350 °C nicht erreicht wird, bleibt das Wasser im Primärkreis flüssig. Im

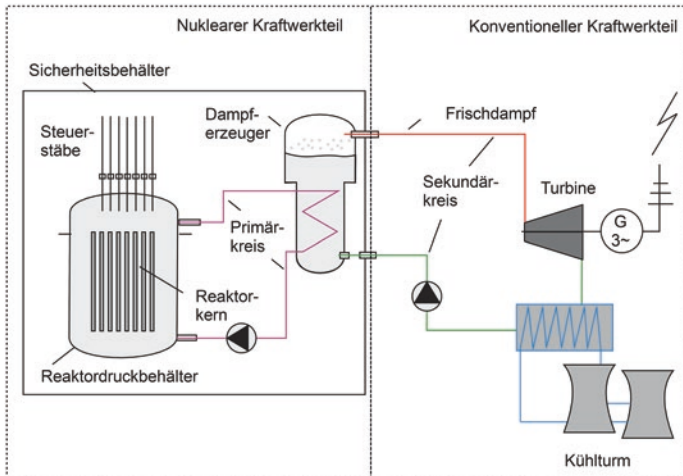


Abb. 3.14 Aufbau eines Druckwasserreaktors

Sekundärkreis dagegen beträgt der Druck nur etwas über 60 bar, die vom Primärkreis übertragene thermische Energie führt damit zur Bildung von Wasserdampf bei Temperaturen von etwa 280 °C, der als Frischdampf die Turbine antreibt. Beide Reaktortypen, Druckwasserreaktor und Siedewasserreaktor, erreichen aufgrund der relativ geringen Frischdampftemperaturen thermische Wirkungsgrade von nur 30 bis 35 %.

3.3.4 Sicherheit und Risiken

Das Erdbeben vom März 2011 in Japan und der dadurch ausgelöste Tsunami führten zu einer Neubewertung der Rolle der Kernenergie in der Energieversorgung. Die Auswirkungen auf die deutsche Energiepolitik beschreibt Abschn. 7.6 dieses Buchs. Das Versagen der japanischen Sicherheitskonzepte führte gleich zu mehreren partiellen Kernschmelzen in den Reaktoren von Fukushima.

Warum sind die Folgen kerntechnischer Unfälle so dramatisch? Tschernobyl und Fukushima haben gezeigt, dass Störfälle in kerntechnischen Anlagen sich nicht nur auf das unmittelbare lokale Umfeld beschränken wie bei konventionellen Kraftwerkstypen. Vielmehr werden durch die Freisetzung des radioaktiven Inventars aus dem Reaktorkern ganze Regionen, im Fall Tschernobyl sogar der gesamte europäische Kontinent in Mitleidenschaft gezogen. Radioaktivität ist je nach Strahlungsart und Strahlungsintensität nicht nur unmittelbar gesundheitsgefährdend oder tödlich, sondern auch über Jahre und Jahrzehnte hinaus bedrohlich, wie zahlreiche Krebsstatistiken zeigen.

Für die deutschen Kernkraftwerke wurden in den letzten Jahrzehnten aufwendige Sicherheitskonzepte entwickelt, die durch groß angelegte Risikostudien immer weiter verbessert wurden. Durch die mehrfache Anordnung sicherheitsrelevanter Bauteile („Redundanz“, z. B. Bereitstellung mehrerer Notstromaggregate) und die Verwendung technisch-physikalisch unterschiedlicher Einrichtungen zum gleichen Zweck („Diversität“, z. B. durch elektrische und turbinengetriebene Pumpen) oder durch Fail-Save- Maßnahmen (bei Auftreten von Fehlern wird die Anlage automatisiert in einen sicheren Zustand gefahren) wurde das Restrisiko eines nicht beherrschbaren Störfalls immer weiter vermindert.

Welche besonderen Gefahren bestehen beim Betrieb von Kernkraftwerken? Durch die Kernspaltprozesse wird eine sehr hohe Leistungsdichte von etwa $100 \text{ MW}_{\text{th}}/\text{m}^3$ im Reaktorkern erreicht [7]. Um diese gewaltige thermische Leistung abführen zu können, werden im Betrieb große Wassermengen benötigt, die an den Hüllrohren vorbeigeführt werden müssen. Bei einer Schnellabschaltung des Reaktors durch Einfahren der Steuerstäbe ist es zwar möglich, innerhalb von Sekunden die Leistung auf weniger als 7 % der Nennleistung zu reduzieren, dennoch wird noch immer eine sehr hohe thermische Energiemenge freigesetzt, die über einen sehr langen Zeitraum abzuführen ist.

Diese Nachzerfallswärmeleistung beträgt eine Stunde nach der Schnellabschaltung noch ca. 1,6 %, nach einem Tag noch ca. 0,8 % und nach einem Monat noch immer 0,15 % der Ausgangsleistung. Grund dafür sind radioaktive Zerfallsprozesse der

Spaltstoffe, die z. T. über Jahrhunderte fortdauern. Bei einem 1300-MW_{el}-Kernreaktor mit einer thermischen Nennleistung von 3800 MW_{th} sind dies nach einem Monat beispielsweise noch immer 5 MW_{th}: Rund 10 t Wasser müssen pro Stunde verdampft werden, um diese Energie abzuführen. Ein Jahr nach der Reaktorabschaltung sind noch immer etwa 1 MW_{th} thermischer Leistung abzuführen.

Gelingt der Abtransport der Nachzerfallswärmeleistung nach einer Schnellabschaltung nicht, kommt es zu einer Temperaturerhöhung in den Brennelementen und dann schließlich bei etwa 1800 °C zu einem Schmelzen der Zirkonium-Hüllrohre. Dadurch gelangt radioaktives Material in den Reaktordruckbehälter und ggfs. in den Kühlkreislauf. Eine besondere Gefahr besteht darin, dass die extrem heiße Kernschmelze sich durch die stählerne Sicherheitshülle hindurch brennt und so nach außen gelangt. Dampf- oder Wasserstoffexplosionen infolge der einsetzenden Kernschmelze gefährden ebenfalls die Unversehrtheit von Reaktordruckbehälter und Sicherheitshülle. Durch solche Explosionen können große Mengen des radioaktiven Inventars in die Umwelt freigesetzt werden und sich dann unkontrolliert in der Atmosphäre verbreiten.

Nach der letzten großen Risikostudie in Deutschland von 1990 [8] beträgt die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Kernschmelze in einem Kernkraftwerk etwa $3,6 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr. Danach tritt im statistischen Durchschnitt alle 278.000 Jahre einmal eine Kernschmelze auf. Beim gleichzeitigen Betrieb der bis 2011 aktiven 17 deutschen Kernkraftwerke reduziert sich die statistische Zeitspanne zwischen zwei Kernschmelzen auf etwa 16.000 Jahre. Bei einer Betrachtung über alle etwa 450 Kernkraftwerke weltweit wäre alle 600 Jahre mit einem solchen Unfall zu rechnen, sofern deren Sicherheitsstandard mit dem deutschen als vergleichbar angenommen wird. Tatsächlich liegen zwischen Harrisburg (1979), Tschernobyl (1986) und Fukushima (2011) lediglich 25 Jahre oder weniger.

In der Reaktorsicherheitsstudie von 1990 wurde das Restrisiko für einen nicht mehr beherrschbaren kerntechnischen Unfall infolge von „Auslegungsstörfällen“ berechnet. Diese umfassen Einwirkungen von außen wie Erdbeben einer bestimmten

Maximalstärke, Flugzeugabstürze eines bestimmten Typs, Hochwasser einer bestimmten Maximalhöhe u.ä. Die angegebene Eintrittswahrscheinlichkeit für einen nicht beherrschbaren Störfall gilt, solange tatsächlich auftretende Störfälle die angenommenen Auslegungsgrenzen nicht überschreiten oder keine neue Gefahren wie terroristische Anschläge hinzukommen.

Die Reaktorkatastrophe von Fukushima

Am Kernkraftwerksstandort Fukushima Daiichi wurden vier der sechs Reaktorblöcke vom SWR-Typ gegen einen Tsunami von 5,7 m Maximalhöhe ausgelegt. Tatsächlich betrug die Maximalhöhe der durch das Erdbeben ausgelösten Scheitelwelle am Kraftwerksstandort am 11. März 2011 jedoch mehr als das Doppelte. Zwar funktionierte die Notfallschnellabschaltung der drei in Betrieb befindlichen Blöcke bestimmungsgemäß, die Notkühlung zur Abfuhr der Nachzerfallswärme versagte jedoch in allen Fällen. Grund dafür waren die Zerstörung der Notstromaggregate durch die Wassermassen. Die Folge waren partielle Kernschmelzen und mehrere Wasserstoffexplosionen, die zu einer Beschädigung und Leckage der Reaktorsicherheitsbehälter führten.

Noch ein Jahr nach der Katastrophe wurden die Reaktorkerne durch Zufuhr von Wasser von außen gekühlt, in der ersten Zeit sehr improvisiert mit Betonpumpen und Feuerwehrausrüstung. Ein geschlossenes Kühlsystem konnte erst nach Monaten wieder installiert werden. Große Mengen des zugeführten Kühlwassers sind durch den Kontakt mit den radioaktiven Spaltstoffen hochgradig kontaminiert und lagern im Reaktorgebäude, auf dem Betriebsgelände oder wurden z. T. bereits in das Meer entsorgt.

Der Anlagenbetreiber TEPCO schätzte 2016 die jährlichen Kosten der Reaktorkatastrophe auf rund 0,7 Mrd. EUR und ging davon aus, dass diese bald auf mehrere Mrd. EUR jährlich ansteigen werden. TEPCO geht davon aus, dass Abriss und Entsorgung noch Jahrzehnte benötigen werden [9].

Die IAEA (Internationale Atomenergiebehörde) betreibt ein Kraftwerks-Informationssystem, das über <https://pris.iaea.org/pris/> erreichbar ist. Nach dortigen Angaben wurden in den Jahren vor der Reaktorkatastrophe weltweit durchschnittlich 6 Kernreaktoren in Betrieb genommen. Die Zahl der begonnenen Neubauten lag in den vergangenen Jahren bei etwa 5 Stück und damit ebenso hoch wie die Zahl der Reaktoren, die endgültig stillgelegt wurden. Die Zahl der aktiven Kernkraftwerke betrug 2019 rund 450 Stück, davon etwa 100 in den USA, 60 in Frankreich, 50 in China und 40 in Japan. 52 Reaktoren befinden sich im Bau, davon allein 10 in China, 7 in Indien und jeweils 4 in Russland, Südkorea und den Vereinigten Arabischen Emiraten.

3.3.5 Radioaktive Abfälle

Ein Leichtwasserreaktor mit 1300 MW produziert in einem Jahr rund 1,1 Tonnen Spaltprodukte und 350 kg Plutonium. Dazu werden 32 t ^{235}U eingesetzt, die aus 63.000 t Uranerz gewonnen werden [10].

Grundsätzlich gibt es mehrere Möglichkeiten zur Entsorgung des hochradioaktiven Abfalls: die Wiederaufarbeitung, die energetische Nutzung im Schnellen Brüter, die sog. Partitionierung und Transmutation und schließlich die direkte Endlagerung. Bei der Wiederaufarbeitung werden Uran und Plutonium aus den abgebrannten Brennelementen auf chemisch-physikalischem Wege getrennt und in Mischoxid-Brennelementen erneut genutzt. Der Schnelle Brüter kann Plutonium abbauen und energetisch nutzen. Durch Partitionierung wird Uran von Plutonium und anderen Spaltprodukten zur Wiederverwendung getrennt und das Plutonium dann durch Bestrahlung in kurzlebige Spaltprodukte überführt (Transmutation). Bereits 2002 hat der Bundestag festgelegt, dass in Deutschland die Entsorgung nur noch auf die direkte Endlagerung beschränkt wird.

Die Verantwortung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle wurde der 2016 gegründeten staatseigenen Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) übergeben [31]. Diese betreibt die Endlagerprojekte Konrad, Morsleben, Asse sowie den Erhaltungsbetrieb von

Gorleben. Zudem ist sie mit der Standortsuche für das nationale Endlager betraut. Die BGE berichtet ausführlich und transparent über die vorhandenen Mengen an schwach- und mittelradioaktivem Abfall, der bereits in der Schachtanlage Asse II (47.000 m^3), Konrad (303.000 m^3) und Morsleben (37.000 m^3) lagert. Die Abfälle aus Asse müssen nach einem Beschluss des Bundestags von 2013 zurückgeholt werden. Die hochradioaktiven Abfälle – nach Angaben der Endlagerkommission rund 30.000 m^3 – werden bis zur Inbetriebnahme eines genehmigten Endlagers in Castor-Behältern zwischengelagert [11].

3.3.6 Fusionsreaktoren

Fusionsreaktoren sollen – ähnlich den Prozessen im Sonnenkern – die bei der Verschmelzung leichter zu schwereren Atomkernen freiwerdende Energie nutzbar machen. Der Fusionsprozess nutzt die starken Kernkräfte, die innerhalb eines Atomkerns wirken und nur eine extrem kurze Reichweite haben. Dem stehen die auch auf große Entfernungen wirkenden elektromagnetischen Abstoßungskräfte gegenüber. Wenn zwei positiv geladene Atomkerne miteinander verschmelzen sollen, ist zunächst diese Abstoßungskraft zu überwinden. Dazu müssen die Kerne eine ausreichend hohe Relativgeschwindigkeit zueinander aufweisen, die gleichbedeutend mit einer Temperatur von vielen Millionen Kelvin ist. Um die Wahrscheinlichkeit eines Aufeinandertreffens zu erhöhen, müssen die Teilchen in hoher Dichte und hinreichend lange eingeschlossen bleiben. Vor dem selbstständigen Brennen des Plasmas muss dieses zunächst auf seine Betriebstemperatur aufgeheizt werden.

Plasma

Bei extrem hohen Temperaturen erreicht Materie nach dem festen, flüssigen und gasförmigen Aggregatzustand einen weiteren Zustand, der als Plasmazustand bezeichnet wird. Kennzeichnend gegenüber dem Gaszustand ist die vollständige Ionisierung – Atomkerne und Elektronen bewegen sich voneinander getrennt im Raum.

Diese Rahmenbedingungen können auf der Erde nur in einem Reaktor realisiert werden, bei dem das extrem heiße Plasma von einem Magnetfeld eingeschlossen und damit „gehalten“ wird. Derzeit werden mit dem Tokamak- und dem Stellarator-Prinzip zwei unterschiedliche Bauformen in internationalen Gemeinschaftsprojekten verfolgt. Im Rahmen des ITER-Forschungsprojekts entsteht derzeit im französischen Cadarache ein Fusionsreaktor nach dem Tokamak-Prinzip, mit dem die prinzipielle Eignung der Kernfusion zur Energieerzeugung experimentell nachgewiesen werden soll. Mit belastbaren Ergebnissen wird nicht vor 2025 gerechnet, mit dem Betrieb des ersten kommerziellen Kraftwerks ab 2050.

Die Kernfusion steht damit als Technologie auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung und wird daher in dem Zeitfenster, das durch die in Kap. 6 geschilderten Probleme vorgegeben wird, keinen Beitrag zur Energieversorgung leisten können.

3.4 Photovoltaik

Photovoltaik bezeichnet die direkte Umwandlung solarer Strahlungsenergie in elektrische Energie mittels Solarzellen. Die Solarzelle ist einer der elegantesten Energiewandler, den die Ingenieurwissenschaften hervorgebracht haben, da sie die direkte Umwandlung der frei verfügbaren Sonnenstrahlung in eine hochwertige und in nahezu jede andere Energieform umwandelbare Energie erlaubt. Weitere Vorteile sind die universelle Einsetzbarkeit, geringe Betriebskosten und eine lange Lebensdauer. Dem stehen die geringe Energiedichte der Sonnenstrahlung und der ausgeprägte Tagesverlauf gegenüber.

Die Solarstrahlung ist aus physikalischer Sicht elektromagnetische Strahlung wie die uns bekannte Gamma- und Röntgenstrahlung, ebenso wie Mikrowellen oder auch Radiowellen. Die Aufteilung des gesamten Strahlungsspektrums (Abb. 3.15) erfolgt über die Wellenlänge, die bei Solarstrahlung den Bereich von 0,3 bis 3 μm umfasst, bei Radiowellen z. B. dagegen 1 bis 10.000 m beträgt. Ein μm entspricht 10^{-6} m, also einem Millionstel Meter. Der für das menschliche Auge sichtbare Strahlungsbereich mit Wellenlängen von 0,4 bis 0,8 μm

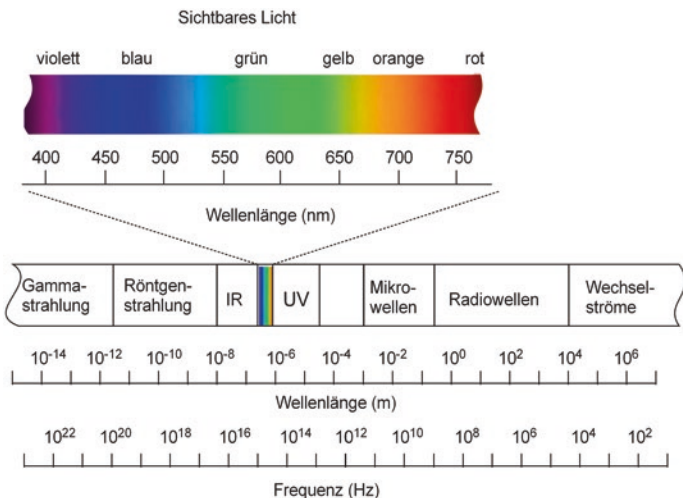


Abb. 3.15 Elektromagnetisches Strahlungsspektrum

wird als Licht bezeichnet. Das kurzwelligere und damit energiereichere ultraviolette (UV-)Licht begrenzt den sichtbaren Bereich auf der einen, das langwelligere und energieärmere infrarote (IR-)Licht auf der anderen Seite. Für den Zusammenhang zwischen Wellenlänge λ (in m) und Frequenz ν (in Hz, also 1/s) gilt $c_0 = \lambda \cdot \nu$, mit der Lichtgeschwindigkeit c_0 von etwa $3 \cdot 10^8$ m/s.

Die Grundlagen der Photovoltaik wurden bereits 1839 von dem französischen Physiker Becquerel gelegt, aber erst Einstein entwickelte 1907 mit seiner Lichtquantenhypothese die physikalische Theorie zur Funktionsweise von Solarzellen. Die Raumfahrtprogramme in den 1960er und 70er-Jahren legten den Grundstein für die kommerzielle Nutzung der Photovoltaik, die mit dem 1000-Dächerprogramm, dem Stromeinspeisegesetz ab 1990 und schließlich ab 2000 dem Erneuerbare-Energien-Gesetz massiv forciert werden konnte.

Abb. 3.16 beschreibt – stark vereinfacht – die Funktionsweise einer Solarzelle. Man stelle sich die solare Strahlung als stetigen Strom von Lichtquanten (Photonen) vor, die in die Oberfläche der Zelle eindringen. Jedes Photon besitzt eine

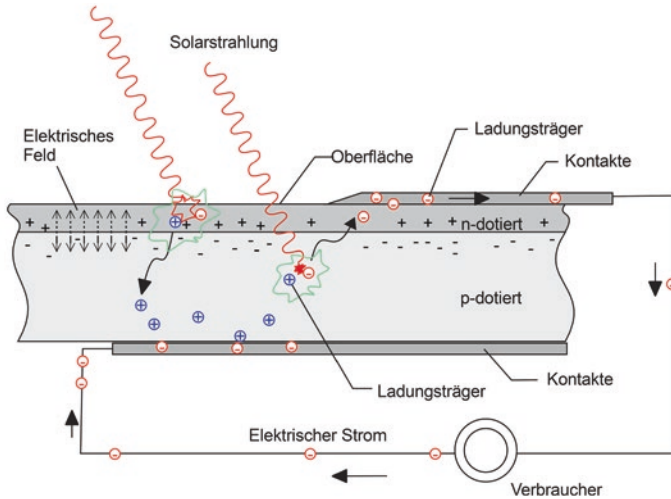


Abb. 3.16 Stark vereinfachtes Modell einer kristallinen Solarzelle

bestimmte Menge an Energie, die von dem Zellenmaterial aufgenommen (absorbiert) werden kann. Häufig genügt die zugeführte Energiemenge, um die Bildung frei beweglicher Ladungsträger anzuregen. Dies sind zum einen aus den Atomhüllen gelöste Elektronen mit negativer Elementarladung, zum anderen „Fehlstellen“ oder „Löcher“ mit positiver Elementarladung, die durch die Entfernung der Elektronen entstanden sind. Ein durch gezielte Verunreinigungen innerhalb des Zellmaterials im Herstellungsprozess (Dotierung) aufgebautes inneres elektrisches Feld trennt die durch die Strahlungsabsorption gebildeten Ladungsträger: die negativ geladenen Elektronen werden in Richtung der Zellvorderseite, die positiv geladenen Elektronenlöcher werden in Richtung der Zellrückseite beschleunigt. Rekombinationsprozesse und Diffusionsvorgänge wirken dem entgegen, sodass nur ein Teil der Ladungsträger bis an die Oberflächen des Halbleiters gelangt und dort eine Spannung aufbaut. Verbindet man die beiden Oberflächen mittels geeigneter Kontaktierungen leitend, so stellt sich ein Stromfluss ein, der in einem elektrischen Verbraucher Arbeit verrichten kann.

Solarzellen

Solarzellen werden aus Halbleitermaterialien hergestellt, also Stoffen wie z. B. Silizium, deren elektrische Leitfähigkeit zwischen denen von Metallen und Isolatoren liegt. Meist wird hochreines kristallines Silizium eingesetzt, das durch energieintensive Prozesse aus Quarzsand entsteht. Die Siliziumkristalle werden zu Scheiben mit Dicken von nur 180 bis 300 μm gesägt. Dem Ausgangsmaterial wurde vor der Kristallisation bereits eine geringe Menge Bor für die gewünschte p-Dotierung zugesetzt. Zur n-Dotierung wird die Oberseite der Scheibe einer phosphorhaltigen Atmosphäre ausgesetzt, deren Atome in das Si-Kristall eindiffundieren. Durch die Dotierung entstehen zwei unterschiedliche Halbleiterschichten, im n-dotierten Silizium dominiert die Zahl der negativen Ladungsträger (Elektronen), im p-dotierten Silizium die der positiven Ladungsträger (Elektronenlöcher). Aufgrund von Diffusion wandern Elektronen vom n- in das p-Gebiet und Löcher vom p- in das n-Gebiet. Zurück bleiben jeweils ionisierte Dotierungsatome, die ein elektrisches Feld ausbilden. Das elektrische Feld wiederum ruft einen Feldstrom hervor, der dem Diffusionsstrom entgegen gerichtet ist und ihn im Gleichgewichtszustand aufhebt. Diese Prozesse laufen nur in einem eng abgegrenzten Bereich ab ($\approx 1 \mu\text{m}$). Dieser Bereich wird als Raumladungszone bzw. aufgrund des Fehlens von Elektronen im n-Gebiet und Löchern im p-Gebiet als Verarmungszone bezeichnet.

Durch Absorption von Lichtquanten mit ausreichender Energie bilden sich in der n- und in der p-Schicht Elektron-Lochpaare und das elektrische Feld trennt diese: die negativen Ladungsträger werden zur Zellenvorderseite, die positiven Ladungsträger zur Rückseite beschleunigt.

Eine unbelastete Zelle erzeugt bei solarem Strahlungseinfall eine elektrische Gleichspannung von rund 0,6 V zwischen Ober- und Unterseite. In diesem Fall spricht man von Leerlaufspannung.

Wird ein elektrischer Verbraucher an die Solarzelle angeschlossen, sinkt die Spannung ab und es stellt sich ein direkt zur Bestrahlungsstärke proportionaler Strom ein.

Die Größe der Zellenoberfläche bestimmt den Fluss an Ladungsträgern, also den elektrischen Strom. Da die elektrische Leistung einer Solarzelle nur in wenigen Ausnahmen zum Betrieb eines Verbrauchers ausreichend ist, werden mehrere Solarzellen in Modulen zusammengeschaltet. Um ohmsche Verluste so gering wie möglich zu halten, werden sie seriell zu sogenannten Zellstrings im Modul verschaltet. Dadurch entstehen je nach Anzahl der Zellen im Modul Ausgangsspannungen von 12 bis 120 V.

Eine Antireflexionsbeschichtung auf der Vorderseite erhöht den Transmissionsgrad für Lichtquanten und verleiht der Solarzelle die typische dunkelblaue Färbung (Abb. 3.17). Zum Schutz vor Witterungseinflüssen werden die Solarzellen in einem Modul gekapselt.

Die Gesamtspannung ergibt sich aus der Anzahl der in Reihe geschalteten Module. Sie wird durch den Wechselrichter begrenzt und liegt im Bereich von 400 bis 900 V. Wechselrichter generieren aus der Gleich- eine Wechselspannung mit der netzüblichen Frequenz von 50 Hz, um eine Einspeisung in das Stromnetz zu ermöglichen.

Neben Solarmodulen aus kristallinen Solarzellen gibt es sogenannte Dünnschichtphotovoltaikmodule. Die Schichtdicke der Solarzellen beträgt hier nur 1–2 μm , sodass mit erheblichen Materialeinsparungen, geringerem Energieeinsatz und damit geringeren Kosten produziert werden kann. Auf eine Trägerplatte aus Glas werden unter Teilvakuumbedingungen aufeinanderfolgend mehrere nur wenige μm dicke Schichten verschiedener Halbleitermaterialien aufgebracht. Dünnschichtmodule verschiedener Bauart (z. B. a-Si, $\mu\text{c-Si}$, CIS, CIGS) sind bereits seit einigen Jahren am Markt erhältlich. Den teilweise geringeren Herstellungskosten steht jedoch ein niedriger Wirkungsgrad gegenüber. Dennoch wird Dünnschichtphotovoltaikmodulen aufgrund ihrer Vielseitigkeit ein entsprechendes Potenzial zugeschrieben. So können Dünnschichtsolarzellen auf biegsamer Kunststoffolie abgeschieden



Abb. 3.17 Detailansicht eines Photovoltaik-Kraftwerks

werden und z. B. in Textilien oder auf Autodächern integriert werden.

Photovoltaikanlagen sind in der Lage, das solare Strahlungsspektrum zwischen $0,3\ \mu\text{m}$ und etwa $1,1\ \mu\text{m}$ in elektrischen Strom zu wandeln, die elektrische Leistung der Solarzelle steigt proportional mit der Einstrahlungsleistung. Der Wirkungsgrad von Serienprodukten liegt je nach Zelltyp zwischen 9 % bei Dünnschichtphotovoltaikmodulen aus amorphen Silizium, 16 % bei CIGS-Dünnschichtphotovoltaikmodulen und 18 % bzw. 22 % bei polykristallinen bzw. monokristallinen Siliziumsolarmodulen.

In Deutschland werden auf eine horizontale Fläche von $1\ \text{m}^2$ im Jahresmittel etwa 900 bis 950 kWh eingestrahlt, an einem Tag im Sommer etwa $5\ \text{kWh}/\text{m}^2$, im Winter nur rund $0,5\ \text{kWh}/\text{m}^2$. Wenn die Module in einem Neigungswinkel von ungefähr 30° in Südrichtung aufgestellt werden, beträgt die Jahressumme der Einstrahlung etwa 10 % mehr, also rund 1000 kWh/m^2 . Eine Photovoltaik-Anlage mit einer Nennleistung von 1 kW „erntet“ im

Jahr etwa 1000 kWh elektrische Energie und benötigt dafür eine Modulfläche von 7 bis 12 m², je nach Zelltyp und Wirkungsgrad. Bezogen auf die Nennleistung arbeitet das PV-Modul also mit durchschnittlich 1000 Vollbenutzungsstunden. Um eine gegenseitige Verschattung zu vermeiden, sind die Modulreihen in einem Abstand von etwa der dreifachen Modulhöhe gegeneinander versetzt installiert, je kW wird deshalb eine Aufstellfläche von etwa 40 m² benötigt.

Vollbenutzungsstunden

Energieerzeugungsanlagen arbeiten innerhalb eines Jahres nicht immer mit ihrer Nennleistung. Bei einem fossilen Kraftwerk sind Unterbrechungen beispielsweise für Wartungen und Instandhaltungen erforderlich. Windkraftanlagen arbeiten im Jahresverlauf mit ständig wechselnden Leistungen, da immer wieder Starkwindphasen und Phasen ohne nennenswerten Wind abwechseln. Bezieht man die jährlich produzierte Energiemenge (in kWh/a oder MWh/a) auf die Nennleistung der Energieerzeugungsanlage (in kW oder MW), so erhält man die Vollbenutzungsstunden (in h/a), d. h. die Zeit, die die Anlage zur Erzeugung dieser Energiemenge benötigen würde, wenn sie mit Nennleistung durchlaufen würde.

PV-Anlagen werden in allen Größenordnungen gebaut: als Kleinanlagen im 5 bis 10 kW- Bereich oder als Großanlagen auf Freiflächen im Megawatt-Bereich. Der Anlagenpreis sinkt durch die steigenden Produktionsmengen von Jahr zu Jahr deutlich, im Jahr 2011 lag er noch zwischen etwa 2000 und 2500 €/kW je nach Anlagengröße, in 2019 können kleine PV-Anlagen (<10 kW, incl. Wechselrichter und Installation) für unter 1300 €/kW erworben werden, die Investitionskosten von großen Freiflächenanlagen unterschreiten bereits 700 €/kW.

Die durch das EEG (siehe Abschn. 7.1) über 20 Jahre garantierte Einspeisevergütung führt dazu, dass eine wirtschaftliche Amortisation nach etwa 8 bis 12 Betriebsjahren erreicht wird.

Über die (Mindest-)Lebensdauer der Module von 20 Jahren sind so effektive Verzinsungsraten von 3 bis 6 %/a erreichbar. Der primärenergetische Aufwand zur Produktion der Module ist bereits nach wenigen Betriebsjahren ausgeglichen. Diese Zeitdauer bis zur „Rückzahlung“ der zur Produktion verwendeten fossilen Primärenergie wird auch als Energetische Amortisationszeit bezeichnet. Der in Abschn. 1.1 eingeführte Erntefaktor e ergibt sich somit aus der Lebensdauer der Anlage, geteilt durch die Energetische Amortisationszeit.

3.5 Solarthermische Stromerzeugung

Aus Solarenergie kann auch über den Umweg der (solar)thermischen Energieerzeugung elektrische Energie produziert werden. Dazu wird ein konventioneller Kraftwerksprozess mit Turbine, Kondensator und Generator eingesetzt. Die international übliche Bezeichnung für Solarthermische Kraftwerke lautet CSP – Concentrated Solar Power.

Um Frischdampftemperaturen von zumindest 400 °C zu erreichen, muss die Solarstrahlung vor der Umwandlung aufkonzentriert werden. Dazu werden vor allem Spiegelsysteme, aber auch Linsen eingesetzt. Für Deutschland sind solche Kraftwerkskonzepte wegen des vergleichsweise geringen Anteils direkter – und damit konzentrierbarer – Solarstrahlung nicht sinnvoll. Im Süden Spaniens und in Kalifornien werden Solar-kraftwerke dagegen schon heute erfolgreich betrieben. Abb. 3.18 zeigt schematisch eine Auswahl von Strahlungskonzentratoren. Für solarthermische Kraftwerke werden vorwiegend Parabolrinnenkollektoren und Turmkraftwerke mit Heliostatenfeldern eingesetzt, weil hier Strahlungskonzentrationsfaktoren zwischen 100 und 1000 erreicht werden können.

Überraschend ist die Tatsache, dass bereits 1912 am Nil bei Kairo ein solares Parabolrinnen-Kraftwerk mit einer Leistung von unter 50 kW in Betrieb war. Gebaut wurde es von Frank Shuman, einem Ingenieur und Erfinder aus Philadelphia, USA. Mit dem solar erzeugten Dampf wurde damals eine Pumpenanlage zur Bewässerung betrieben. Technische Probleme, der

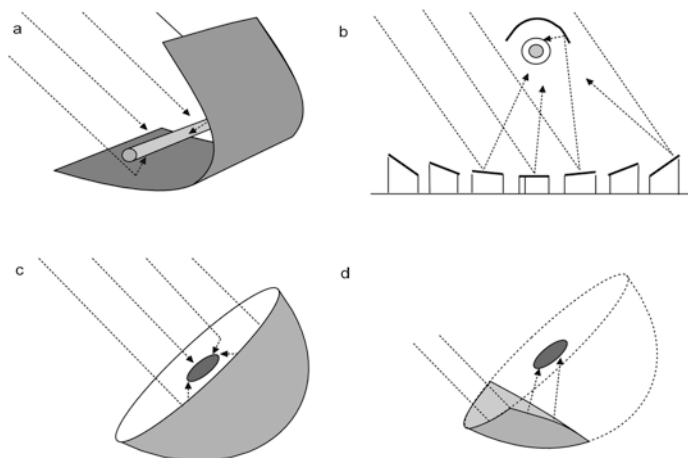


Abb. 3.18 Systeme zur Strahlungskonzentration: **a** Parabolrinne, **b** Turmkraftwerk mit Heliostatenfeld, **c** Paraboloid, **d** Schefflerkollektor

Beginn des Ersten Weltkriegs und das Aufkommen der Erdölindustrie beendeten diese Entwicklungslinie.

Auf der Hochebene von Guadix (Granada, Spanien) sind seit einigen Jahren die Parabolrinnen-Solarkraftwerke Andasol 1 bis 3 in Betrieb. Die Anlagen verfügen jeweils über eine Nennleistung von $50 \text{ MW}_{\text{el}}$ und erreichen aufgrund der guten Strahlungsbedingungen 3500 Vollbenutzungsstunden und mehr. Der elektrische Nettowirkungsgrad der Gesamtanlage, bezogen auf die solare Einstrahlung, beträgt 15 % im Jahresmittel und 28 % zu Spitzenzeiten. Die energetische Amortisationszeit wird vom Hersteller mit rund 5 Monaten angegeben.

Um eine möglichst hohe Auslastung zu erreichen, wird bei den Andasol-Kraftwerken ein Teil der solarthermisch gewonnenen Energie nicht direkt an die Turbine abgegeben, sondern in einem Salzspeicher bei Temperaturen um 390°C zwischengespeichert (Abb. 3.19). Dazu sind je Kraftwerk etwa 30.000 t einer speziellen Flüssigsalzmischung nötig, die von 290°C auf 390°C erwärmt werden. Mit einem vollen Speicher kann

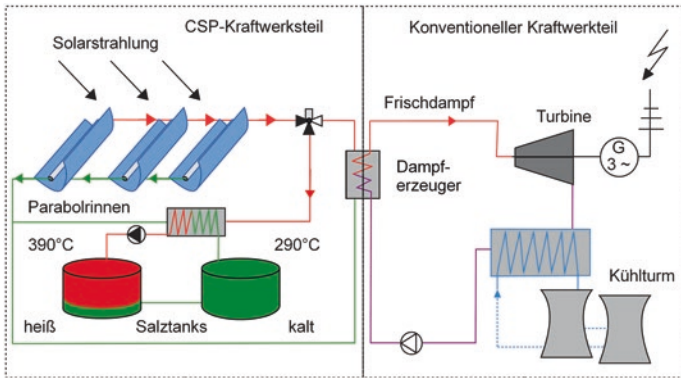


Abb. 3.19 Solarthermisches Kraftwerk mit Salztanks zur Verlängerung der Betriebszeiten

jedes Kraftwerk bis zu 7,5 h ohne Solarstrahlung mit Nennleistung betrieben werden, sodass in den Sommermonaten ein Betrieb teilweise rund um die Uhr möglich ist.

Spanien förderte bis vor wenigen Jahren den Aufbau von CSP-Kraftwerken in besonderer Weise, indem eine Einspeisevergütung für den solar erzeugten Strom mit rund 26 Ct/kWh_{el} über 25 Jahre garantiert wurde. Damit sollten die hohen Entwicklungs- und Investitionskosten gedeckt werden. Nach Aussage des Kraftwerksbetreibers war es bei diesen Förderbedingungen und den Einnahmen aus dem Stromverkauf möglich, den Solarstrom wirtschaftlich zu erzeugen [12].

Bis Ende 2016 waren nach [13] weltweit 5,2 GW_{el} installiert, im Jahr 2012 waren es noch 3 GW_{el}. Die heutigen Stromgestehungskosten von CSP-Kraftwerken werden mit 6 Ct/kWh_{el} angegeben, PV-Kraftwerke sollen bereits 3 Ct/kWh_{el} unterschreiten. Die aktuellen Marktprognosen für CSP-Kraftwerke sind entsprechend eher ungünstig. Dennoch bietet dieser Kraftwerkstyp mit der Möglichkeit der zeitversetzten Stromerzeugung durch die Wärmespeicher einen prinzipiellen technologischen Vorteil gegenüber Wind und PV-Strom und könnte zukünftig auch als Stromspeicher eingesetzt werden (siehe Abschn. 3.12.3).

3.6 Geothermische Stromerzeugung

Weltweit waren im Jahr 2015 geothermische Kraftwerke mit einer summierten Nennleistung von über 12.500 MW_{el} installiert, wie Tab. 3.1 zeigt. Die USA führte mit nahezu 30 % die Liste geothermischer Stromerzeuger an, die meisten dieser Anlagen wurden im Bundesstaat Kalifornien betrieben, das dort befindliche weltweit größte Geothermiefeld „The Geysers“ wird seit 1960 genutzt. Aber auch in Alaska wird in einer Anlage geothermisch Strom erzeugt. 2015 nahm Deutschland mit 27 MW_{el} den Platz 21 der Liste ein.

Im Jahr 2019 werden in Deutschland immerhin 8 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 37 MW betrieben [14], 3 weitere Anlagen befinden sich im Bau. Die elektrische Leistung der im Betrieb befindlichen Anlagen bewegt sich zwischen 0,7 und 5,5 MW_{el}, man erreicht in Tiefen zwischen 2500 und 5000 m Temperaturen von 113 bis maximal 165 °C.

Tab. 3.1 Weltweit im Jahr 2015 installierte geothermische Kraftwerksleistung, produzierte Strommengen und rechnerische Vollbenutzungsstunden, nach [29]

Land	Installierte Leistung [MW]	Energieproduktion [GWh/a]	Vollbenutzungsstunden [h/a]	Anteil Leistung [%]
USA	3450	16.600	4812	27
Philippinen	1870	9646	5158	15
Indonesien	1340	9600	7164	11
Mexiko	1017	6071	5970	8
Neuseeland	1005	7000	6965	8
Italien	916	5660	6179	7
Island	665	5245	7887	5
Kenia	594	2848	4795	5
Japan	519	2687	5177	4
Türkei	397	3127	7877	3
Welt	12.635	73.549	5821	100

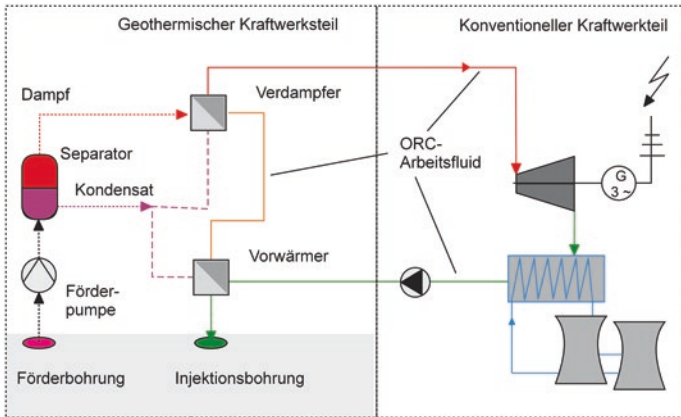


Abb. 3.20 Aufbau eines geothermischen Kraftwerks

Aufgrund der im Vergleich zu fossilen Kraftwerken sehr geringen Frischdampftemperaturen sind hier neuartige Kreisprozesse mit niedrigsiedenden organischen Lösungsmitteln (ORC-Prozesse) oder Zweiphasengemischen (Kalina-Prozess) einzusetzen. Abb. 3.20 zeigt den typischen Aufbau eines geothermischen Kraftwerkes nach dem ORC-Prozess. Auch hier ist ein konventioneller Kraftwerksteil mit Turbine, Kondensator und Generator erforderlich, um Strom zu produzieren. Beim ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) wird in der Turbine jedoch nicht Wasserdampf, sondern der Dampf eines organischen Arbeitsmediums auf Kohlenwasserstoffbasis entspannt. Oft wird Pentan oder Butan verwendet, da diese Stoffe bei den erreichbaren geringen Frischdampftemperaturen bessere thermodynamische Eigenschaften aufweisen.

Aus der Tiefenbohrung wird meist ein Gemisch aus Wasser und Dampf gefördert, das in einem Separator voneinander getrennt werden muss. Mit Hilfe der bei der Kondensation der Dampfphase freiwerdenden Energie wird das ORC-Arbeitsmittel verdampft. Das Kondensat und die im Separator abgetrennte Flüssigphase werden genutzt, um das ORC-Arbeitsfluid vorzuwärmen. Bei Frischdampftemperaturen

von 130 bis 180 °C beträgt der maximal erreichbare Wirkungsgrad nach Carnot kaum 35 %, in der Praxis werden elektrische Nettowirkungsgrade – nach Abzug aller kraftwerksinternen Verbraucher – von oft nur 10 bis 20 % erreicht. Die in Deutschland betriebenen geothermischen Kraftwerke arbeiten in Kraft-Wärme-Kopplung und bedienen ein Nah- oder Fernwärmenetz, um eine bessere Wirtschaftlichkeit zu erzielen (Abb. 3.21).

Die Geothermie weist im Vergleich zu anderer regenerativer Energienutzung einige Besonderheiten auf. Grundsätzlich ist die (tiefe) Geothermie eine regenerative Energiequelle mit sehr großem – im menschlichen Maßstab nahezu unbegrenztem – Potenzial. Mit dem in Entwicklung befindlichen HDR-Verfahren wäre es möglich, aus jedem beliebigen Untergrund thermische Energie zu entnehmen. Selbstverständlich ist auch die Geothermie durch wirtschaftliche Gesichtspunkte in ihrer Anwendung beschränkt. In vielen Fällen wird eine alternative regenerative Energieversorgung – über Solarthermie oder Biomasse – günstiger sein. Im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie unterliegt das geothermische Energieangebot des tiefen Untergrundes keiner zeitlichen Fluktuation, daher ist theoretisch eine Stromerzeugung in Grundlast denkbar. Aus den in Tab. 3.1 angegebenen produzierten Jahresleistungen errechnen sich für die realisierten geothermischen Kraftwerke entsprechend Vollbenutzungsstunden von 5000 bis 8500 h/a.

3.7 Windenergieanlagen

In der Geschichte der Energieversorgung ist neben Wasserkraftanlagen die Nutzung des Windes eine der ältesten Möglichkeiten, mechanische Arbeit zu erzeugen. Aus dem asiatischen Raum ist die Nutzung einfacher Windräder bereits ab dem 6. Jahrhundert überliefert, wobei andere Quellen von einem wesentlich früheren Einsatz ausgehen.

In Europa lässt sich die Windkraftnutzung in Windmühlen bis auf das 12. Jahrhundert zurückdatieren. Die damals eingesetzten Bockwindmühlen bestanden aus einem Mühlenhaus, das drehbar



Abb. 3.21 Geothermisches Kraftwerk Ribeira Grande (Sao Miguel, Azoren)

auf einem Bock gelagert wurde. Die Ausrichtung des Mühlenhauses entsprechend der Windrichtung erfolgte manuell. Eine Weiterentwicklung der Bockwindmühlen sind die bekannten Holländer-Windmühlen.

Windkraftanlagen lassen sich in Widerstands- und Auftriebsläufer unterscheiden, wie in Abb. 3.22 gezeigt wird. Windkraftanlagen mit Widerstandsläufer bestehen aus einem geeignet geformten Flügelrad, das durch die Kraft des anströmenden Windes in Bewegung versetzt wird. Hierbei muss die Rückseite des Flügels gegenüber der Vorderseite einen geringeren Strömungswiderstand aufweisen. Historische Windkraftanlagen sind ausschließlich Widerstandsläufer.

Moderne Windkraftanlagen sind Auftriebsläufer, welche nach den gleichen Gesetzen arbeiten, die auch ein Flugzeug in der Luft halten. Die Querschnittsflächen der Rotorblätter sind geformt wie ein Flugzeugflügel. Wird der Flügel in den Wind hineingedreht (Abb. 3.22, rechts), strömt ein Luftstrom an Ober- und Unterseite entlang. Die stärker gewölbte Oberseite zwingt

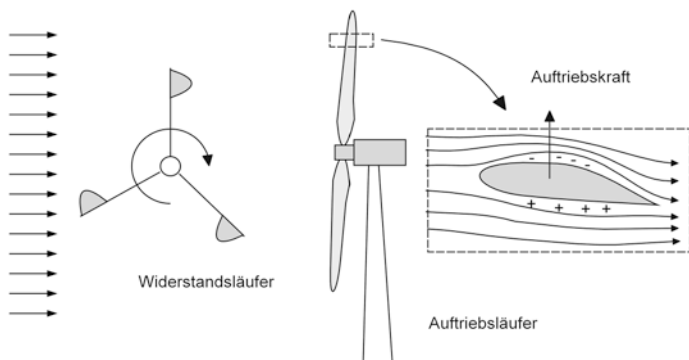


Abb. 3.22 Nutzung der Windenergie. Links: Widerstandsläufer, Mitte: Auftriebsläufer, rechts: Entstehung des Auftriebs

dabei die Luft zu einem längeren Weg und die Strömungsgeschwindigkeit erhöht sich. Aus Gründen der Energieerhaltung sinkt gleichzeitig mit der Erhöhung der Geschwindigkeit der statische Luftdruck an der Oberseite. Die entstehende Druckdifferenz zwischen Ober- und Unterseite erzeugt eine Auftriebskraft, die die Flügel in Bewegung setzt. Die Veränderung des Rotorblatt-Anstellwinkels wird zur Anpassung der Rotorgeschwindigkeit an die Windbedingungen und allgemein zur Regelung der Windkraftanlage genutzt.

Das von den Rotorblättern erzeugte Drehmoment versetzt die zentrale Achse der Windkraftanlage in Rotation. Über ein Getriebe wird schließlich ein Generator bewegt, der elektrische Energie erzeugt. Nach der in den 1920er Jahren von Albert Betz entwickelten Theorie wird dem anströmenden Wind dann die meiste Energie entzogen, wenn die Windgeschwindigkeit beim Durchgang durch die Windkraftanlage um genau $2/3$ reduziert wird. Der Wirkungsgrad einer idealen Windkraftanlage erreicht bei diesen Bedingungen einen Maximalwert von 59 %.

Weltweit waren bis zum Jahr 2016 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 487.000 MW installiert, davon 53 % in Asien, 23 % in Europa und 16 % in Nordamerika [15]. In Deutschland waren zum Jahresende 2018 insgesamt 29.213



Abb. 3.23 Bau einer Windenergieanlage im Energiepark Morbach/Hunsrück

Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 52.931 MW_{el} installiert. Der Zubau 2018 erfolgte mit einer durchschnittlichen Leistung von 3,2 MW_{el}, einem Rotordurchmesser von 118 m und einer Nabenhöhe (entsprechend der Höhe der Maschinengondel über dem Erdboden) von 133 m [16] (Abb. 3.23).

Windkraftanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m sind genehmigungsbedürftig nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), wobei die Gesamthöhe ermittelt wird aus der Nabenhöhe zuzüglich des halben Rotordurchmessers. Bei der zuständigen Immissionsschutzbehörde ist ein Antrag mit umfangreichen Antragsunterlagen zur Durchführung des Genehmigungsverfahrens einzureichen. Windkraftanlagen mit einer geringeren Höhe, sogenannte Kleinwindkraftanlagen, werden über eine baurechtliche Genehmigung zugelassen.

Im Durchschnitt erreichen Windkraftanlagen im Binnenland rund 2000 bis 2800 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Eine 3-MW-Anlage im deutschen Mittelgebirge produziert auf diese Weise pro Jahr rund 7000 MWh, bei einem angenommenen Jahresbedarf von 3500 kWh können also statistisch betrachtet 2000 Haushalte mit Strom versorgt werden. Die energetische Amortisationszeit von Windkraftanlagen im Binnenland beträgt

nach [17] lediglich 4,7 bis 6,8 Monate, je nach Windverfügbarkeit des Standorts. Die für den offshore-Betrieb auf dem offenen Meer konstruierten Windkraftanlagen erreichen bei Nennleistungen um 5 MW eher 3500 Vollbenutzungsstunden und mehr, Kleinwindkraftanlagen im Leistungsbereich von 50 kW oft nur weniger als 1000 Vollbenutzungsstunden.

Die massive Zunahme des regenerativen Anteils an der deutschen Bruttostromerzeugung in den vergangenen Jahren ist wesentlich auf den Ausbau der Windkraft zurückzuführen. Während noch 1996 der Anteil von 4,8 % nahezu vollständig auf den Einsatz von Wasserkraftwerken zurückzuführen war, betrug im Jahr 2016 allein der Anteil der Windkraftanlagen an der Bruttostromerzeugung 13 % [18]. Mit dem Ausbau der onshore- und offshore-Windkraftanlagen in der kommenden Dekade wird dieser Anteil weiter steigen.

3.8 Wasserkraftwerke

Die Nutzung der Wasserkraft lässt sich historisch bis ins 3. Jahrhundert vor unserer Zeitrechnung zurückverfolgen. Die Einteilung in ober- bzw. unterschlächtige Wasserräder bezieht sich dabei auf die Lage der Wasserzuströmung in Bezug auf die Drehachse des Rades (Abb. 3.24). Die Bauart des ober- und unterschlächtigen Wasserrads hat sich im grundsätzlichen Aufbau bis heute erhalten und wird auf dem Markt auch zur Nutzung in Kleinanlagen angeboten.

Die theoretischen Grundlagen, die letztendlich von den Wasserrädern zu den Wasserturbinen führten, legten Mitte des 18. Jahrhunderts die Wissenschaftler Segner und Euler. Die heute gebräuchlichen Bauformen wurden nach Patenten von Francis im Jahre 1849, Pelton im Jahr 1890 und von Kaplan im Jahr 1913 entwickelt. Abb. 3.25 zeigt die bekanntesten Bauformen.

Wasserkraftwerke unterscheiden sich in Laufwasser-, Speicher- und Gezeitenkraftwerke. Laufwasserkraftwerke arbeiten in zahlreichen Flussläufen Deutschlands – vielfach integriert in die

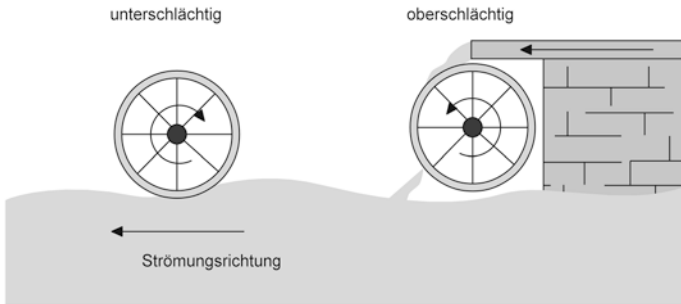


Abb. 3.24 Wasserräder, links unter-, rechts überschlächtig

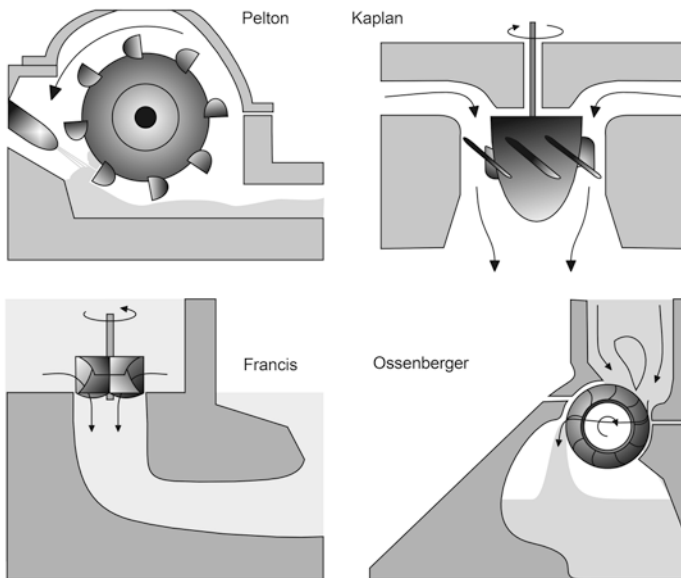


Abb. 3.25 Bauarten von Wasserturbinen: Pelton, Kaplan, Francis und Ossenberger

zur Schiffbarmachung der Flüsse gebauten Schleusen. Sie nutzen die potenzielle Energie des vor der Staumauer aufgestauten Wassers. Die oft nur wenigen Meter Fallhöhe genügen den Kaplan-Turbinen, um Elektrizität zu produzieren.

In Hochdruckkraftwerken werden vor allem Pelton-Turbinen eingesetzt, hier wird die große Fallhöhe des Wassers in Düsen in hohe Geschwindigkeit umgesetzt. Der Wasserstrahl trifft auf die Schaufeln eines Laufrades und setzt dieses in Rotation. Ein Generator sorgt für die Umwandlung in elektrische Energie.

Speicherwasserkraftwerke finden sich vor allem in gebirgigen Landstrichen, so in der Schweiz, in Norwegen und auch in Thüringen. Hier wird bei geringem Strombedarf in Grundlastkraftwerken (Braunkohle- und Atomkraftwerke) sowie von Solar- und Windkraftanlagen produzierter und nicht benötigter Strom dazu verwendet, um mit Pumpen Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken zu fördern. Bei hohem Strombedarf am Morgen oder um die Mittagszeit erzeugen Wasserturbinen aus der gespeicherten potenziellen Energie des Wassers im Oberbecken wieder elektrischen Strom. Der Gesamtwirkungsgrad moderner Pumpspeicherkraftwerke liegt bei etwa 80 %.

Der Anteil der Wasserkraft an der Bruttostromerzeugung in Deutschland beträgt seit Jahren etwa 3,5 %. Es ist nicht zu erwarten, dass er noch weiter gesteigert werden kann, da der Bau von (größeren) Wasserkraftwerken immer einen massiven Eingriff in die Landschaft und die Natur darstellt. Das Potenzial der Wasserkraft ist also weitgehend ausgeschöpft.

Gezeitenkraftwerke nutzen den Tidenhub, also den Höhenunterschied des Meeresspiegels zwischen Ebbe und Flut. Nur an wenigen Küstenabschnitten der Weltmeere erreicht der Tidenhub Höhen von 6 m und mehr, die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich sind. Das noch immer weltweit größte Gezeitenkraftwerk La Rance wurde bereits 1966 im französischen Saint Malo an der Atlantikküste in der Bretagne gebaut. Dort beträgt der Tidenhub oft mehr als 12 m, die Anlage verfügt über eine Nennleistung von 240 MW. Die Anlage kann bei Stromüberschuss im Netz auch als Speicherwasserkraftwerk betrieben werden.

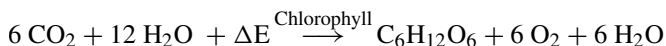
Große Hoffnungen wurden in den vergangenen Jahren in die Entwicklung von Kraftwerken zur Nutzung der Wellen- oder allgemein Meeresenergie gesetzt. Einige Entwicklungsrichtungen bevorzugen die Nutzung unterseeischer Wasserströmungen, die vor vielen Buchten zu beobachten sind. Die eingesetzte Technik entspricht weitgehend der von Windkraftanlagen. Aufgrund der um den Faktor 1000 höheren Dichte des Wassers können die Anlagen bei gleicher Leistung erheblich kleiner ausgeführt werden. Andere technische Ansätze nutzen die kinetische Energie von Wellen, die je nach Verfahren einen an der Oberfläche schwimmenden vielgliedrigen Rohrkörper gegeneinander bewegen und so einen hydraulischen Druck erzeugen oder auch eine Luftsäule zusammenpressen. In beiden Fällen wird der Flüssigkeits- oder Luftdruck anschließend über Laufräder in Rotationsenergie und dann über einen Generator in elektrischen Strom umgewandelt. Alle Entwicklungsansätze befinden sich noch im Anfangsstadium, eine kommerzielle Nutzung mit nennenswerter Stromproduktion steht noch in weiter Ferne.

3.9 Biomasse-Kraftwerke

Die Nutzung von Biomasse stellt die älteste von Menschen angewandte Energietechnik dar. Holz wird als Brennstoff bereits seit etwa 500.000 Jahren genutzt. Als in chemischer Energie gespeicherte Strahlungsenergie der Sonne besitzt Biomasse den Vorteil, dass Produktion und Nutzung zeitlich entkoppelt sind. Unter Biomasse werden sämtliche Stoffe organischer Herkunft zusammengefasst. Damit umfasst der Begriff die in der Natur vorkommenden Organismen, deren Bestandteile und Rückstände sowie alle Stoffe, die durch eine technische Umwandlung oder eine stoffliche Nutzung entstanden sind. Die Abgrenzung der Biomasse gegenüber den fossilen Energieträgern beginnt beim Torf, der im strengeren Sinn nicht mehr zur Biomasse zählt.

3.9.1 Biomasseproduktion

Jede Pflanze baut Biomasse auf, indem sie einen Teil der einfallenden Strahlungsenergie in Kohlenhydrate und Sauerstoff unter Nutzung von Kohlendioxid und Wasser umwandelt. Die folgende chemische Summenformel beschreibt die photosynthetische Umwandlung von Kohlendioxid in Glucose:



Bei heimischen Pflanzen werden zwischen 1 und 2 % der Strahlungsenergie mittels Photosynthese in Biomasse umgewandelt, bei tropischen Pflanzen wie Mais oder Zuckerrohr bis zu 4 %.

Biomasse kann durch technische Prozesse in vielfältiger Form in feste, flüssige oder gasförmige Energieträger umgewandelt werden (vgl. Abb. 3.26), sodass es viele Nutzungsmöglichkeiten gibt. Inzwischen werden Bioenergieträger verstärkt zur partiellen Substitution fossiler Energieträger eingesetzt, so beispielsweise durch die Beimischung von Biokraftstoffen in Otto- und Dieselmotoren oder durch die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz. Selbst die traditionelle Nutzung von fester Biomasse zur Wärmebereitstellung hat einen technologischen Wandel erfahren: Holzpellets und Hackschnitzel ermöglichen eine weitgehend automatische Feuerungsbeschickung bei hohen Nutzungsgraden und stellen dadurch eine ähnlich komfortable Alternative zu fossilen Energieträgern dar.

3.9.2 Biomasse als Brennstoff

Biomasse als Brennstoff verfügt gegenüber fossilen Energieträgern über einen niedrigeren Heiz- und Brennwert. Auch nach Trocknung verbleibt ein Restwassergehalt, der die Energiedichte zusätzlich mindert. Aufgrund dieser Eigenschaften sollte Biomasse möglichst nur als regionaler Energieträger ohne längere Transportwege eingesetzt werden.

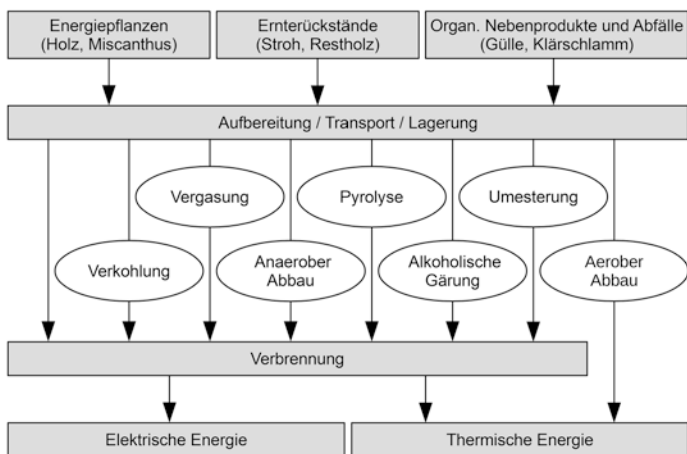


Abb. 3.26 Wandlungsketten für Bioenergie

Biomassefeuerungen decken einen weiten Leistungsbereich ab. Im Kleinf Feuerungsbereich bis etwa 100 kW werden sie als Pellet-, Hackschnitzel- oder Scheitholz-Heizkessel nahezu ausschließlich zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung eingesetzt. Im Unterschied zu den Zentralheizkesseln sind Öfen (Kaminöfen, Pelletöfen) als Einzelfeuerstätten im Wohnbereich aufgestellt.

Kessel mit größerer Leistung bis in den MW-Bereich finden im Kleingewerbe, in Industriebetrieben und bei der Nah- bzw. Fernwärmeversorgung Anwendung. Hier sind auch schon vereinzelt Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu finden. Die Stromproduktion erfolgt in der Regel nach dem Dampfkraftprozess über Dampfmaschinen bzw. -turbinen und einen nachgeschalteten Generator, oft wird der ORC-Prozess mit organischen Arbeitsmitteln (vgl. dazu Abschn. 3.6) verwendet. Wenige Anlagen arbeiten mit Stirlingmotoren, einer Gasmotorvariante, bei der die Antriebswärme von außen zugeführt werden kann.

Biomassefeuerungen ab einer Nennleistung größer 1000 kW gelten nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz als Großfeuerungen und sind genehmigungspflichtig. Hier werden die

konventionellen, aus der Kohleverbrennung bekannten Technologien wie Festbett-, Wirbelschicht- oder Staubverbrennung eingesetzt. In großen Dampfkraftwerken zur Stromerzeugung dient Biomasse häufig auch als Ergänzungsbrennstoff zur Mitverbrennung.

Biomasse-Kraftwerk Bischofferode

Seit Ende 2005 wird im nordthüringischen Bischofferode ein Biomasse-Kraftwerk (Abb. 3.27) betrieben, das ausschließlich Waldrestholz und aus der Region angelieferte Hackschnitzel einsetzt. Jährlich werden davon etwa 160.000 t in einer zirkulierenden Wirbelschicht verbrannt und mit der freigesetzten thermischen Energie knapp 60 t/h Wasserdampf mit 130 bar und 535 °C erzeugt. Die zweistufige Turbine mit Zwischenüberhitzung produziert daraus nach Abzug des Eigenbedarfs – u. a. zum Betrieb der Ventilatoren im Luftkondensator – eine Einspeiseleistung von 20 MW_{el}. Bei fast 8000 Vollbenutzungsstunden können pro Jahr 158 Mio. kWh erneuerbaren Stroms bereitgestellt werden. Das Kraftwerk soll in den kommenden Jahren erweitert werden, um einem nahe gelegenen Industriebetrieb mit Prozesswärme zu versorgen.

Neben der Verbrennung mit vollständiger Oxidation kann Biomasse durch unvollständige Oxidation auch in einen gasförmigen Sekundärbrennstoff umgewandelt werden, dessen Hauptbestandteile Kohlenmonoxid, Wasserstoff, Kohlendioxid, Methan, Wasser und Stickstoff sind. Bei der *autothermen Vergasung* wird die zur thermochemischen Wandlung benötigte Reaktionsenergie durch eine teilweise Verbrennung gewonnen. Bei der *allothermen Biomassevergasung* wird dem Reaktor Wärme von außen zugeführt. Das so erzeugte Holzgas kann direkt verbrannt werden, aber auch, nach vorgeschalteter Gasreinigung, als Brennstoff für Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen dienen.

Die Renaissance der Bioenergie in Industrieländern wie Deutschland lässt sich durch ihre guten Einsatzmöglichkeiten



Abb. 3.27 Biomasse-Kraftwerk Bischofferode, Transport der Hackschnitzel zum Brennstoffbunker (links), Anlieferung von Hackschnitzeln (rechts)

sowohl im Strom-, Wärme- als auch im Mobilitätssektor (als Biotreibstoff) erklären. Gleichzeitig kann die nachhaltige Nutzung von Biomasse als weitgehend CO_2 -neutral angesehen werden, sodass Bioenergieträger einen Beitrag zur Reduktion der klimarelevanten Treibhausgase leisten können, wenn sie fossile Brennstoffe ersetzen. Ferner ist Biomasse ein regionaler Energieträger, der wertvolle Impulse in die Land- und Forstwirtschaft liefern kann.

Die regionalen Potenziale von Biomasse sind in Deutschland jedoch begrenzt, zudem bereits weitgehend ausgeschöpft und können nur einen Bruchteil des jeweiligen Energiebedarfs decken (vgl. Kap. 8). Ein sich entwickelnder globaler Markt für Bioenergieträger ist in diesem Zusammenhang eher kritisch zu bewerten, da bereits eine Zunahme von Landnutzungskonkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Energiepflanzenproduktion und die Zerstörung von Regenwäldern oder anderer naturnaher Ökosysteme beobachtet werden kann.

3.10 Biogas-Anlagen

Neben der thermochemischen Umwandlung bei der Verbrennung kann Biomasse auch über biochemische Prozesse energetisch genutzt werden: Bei der *aeroben Fermentation* wird die organische Substanz unter Einwirkung von Luftsauerstoff abgebaut. Die bei diesem auch als Kompostierung bekannten Prozess auf geringem Temperaturniveau freigesetzte Wärme ist jedoch technisch nicht nutzbar. Durch die *alkoholische Gärung* erfolgt die Herstellung von Bioalkohol als Alternative zu fossilen Kraftstoffen. Bei *anaerober Vergärung* unter Luftabschluss entsteht ein brennbares Gas mit hohem Methananteil.

Einen besonderen Stellenwert bei der energetischen Nutzung von Biomasse nehmen die Biogasanlagen (Abb. 3.28) ein, die den letztgenannten Umwandlungsprozess der anaeroben Vergärung nutzen. Die Biogasbildung findet als natürlicher Prozess im Pansen der Wiederkäuer statt, in den Mooren oder in den Faultürmen von Kläranlagen. Wie bei allen biologischen Vorgängen handelt es sich um einen komplizierten Ablauf, der aus vielen, ineinandergreifenden Einzelschritten besteht.

Abb. 3.29 zeigt stark vereinfacht die vier wichtigsten Umwandlungsschritte, die im Anaerobreaktor (Fermenter)



Abb. 3.28 Fermenter einer bäuerlich betriebenen Biogasanlage

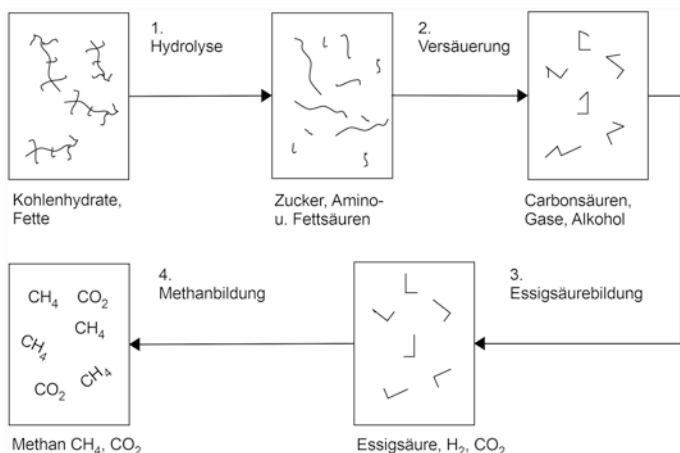


Abb. 3.29 Einzelschritte bei der Biogasbildung

ablaufen. Ausgangsstoff der Biogaserzeugung sind Kohlenhydrate und Fette, die als Gülle, Mais- und Grassilage oder organische Produktionsreststoffe wie Biertreber oder Rapskuchen zugeführt werden. Im ersten Schritt der Hydrolyse werden diese großen Moleküle in ihre Grundbausteine wie Zucker, Amino- und Fettsäuren zerlegt. Die dazu erforderlichen Enzyme liefern die Mikroorganismen. Die genannten Grundbausteine dienen säurebildenden Bakterien als „Nahrung“, die diese im zweiten Schritt in Essig-, Propion- und Buttersäure, aber auch zu Kohlendioxid und Wasser umwandeln. Im dritten Schritt werden die verschiedenen organischen Säuren zu Essigsäure und Wasserstoff von acetogenen Bakterien umgewandelt. Den letzten Schritt der Methanbildung vollziehen die anaeroben Methanbakterien.

Im einstufigen Biogasfermenter erfolgen alle Schritte in einem Behälter. Durch Substratzugabe, Temperatur- und pH-Wertkontrolle, Durchmischung und Vorgabe der Verweilzeit muss der Prozess so gesteuert werden, dass die verschiedenen Mikroorganismen jeweils optimale Lebensbedingungen erhalten. Beim zweistufigen Fermentationsprozess kann dies einfacher erreicht werden, indem die Hydrolyse in einem eigenen, dem

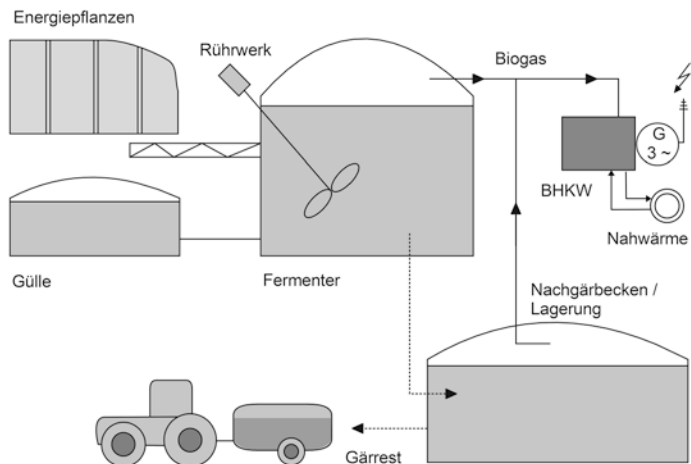


Abb. 3.30 Schematischer Aufbau einer einstufigen Biogasanlage

Fermenter vorgeschalteten Behälter erfolgt – um den Preis höheren apparativen Aufwands und damit höherer Kosten. Abb. 3.30 zeigt den Aufbau einer einstufigen Biogasanlage. Der Gärrest aus dem Nachgärbecken eignet sich vorzüglich zur Düngung landwirtschaftlicher Felder, da er über große Mengen aufgeschlossener Pflanzennährstoffe verfügt.

Das im Fermenter und zum geringeren Anteil auch im Nachgärbecken entstandene Biogas hat einen energetisch verwertbaren Methananteil von 50 bis 75 %, je nach Substratzusammensetzung und Betriebsbedingungen. Entsprechend schwankt der Heizwert zwischen 4 und 7,5 kWh/Nm³. Erdgas wird – zum Vergleich – mit einem Heizwert von rund 11 kWh/Nm³ geliefert. Neben Kohlendioxid (25 bis 50 %), Wasserdampf und Stickstoff finden sich im Biogas auch Spuren von Schwefelwasserstoff, Ammoniak und Wasserstoff.

Zur Stromerzeugung verbrennt das Biogas direkt in einem mit einem speziellen Gasmotor ausgestatteten BHKW, die anfallende Restwärme wird idealerweise in ein benachbartes Nahwärmenetz eingespeist oder z. B. zur Trocknung von Hackschnitzeln genutzt.

3.11 Brennstoffzellen

Die einzelne Zelle besteht aus einer Anode und einer Kathode, die durch einen Elektrolyten (Ionenleiter) oder eine Membran voneinander getrennt sind. Abb. 3.31 zeigt die grundsätzliche Funktionsweise. Auf der Anodenseite muss kontinuierlich ein Brennstoff wie hier Wasserstoff (H_2) zugeführt werden. Es gibt auch Brennstoffzellen, die Methan oder Methanol verarbeiten. An der Kathode wird als Oxidationsmittel Sauerstoff (O_2) zur Verfügung gestellt.

In allen Brennstoffzellen ist Wasser vorhanden. Flüssige Wassermoleküle liegen immer auch in ionisierter Form als H_3O^+ und OH^- vor. Bei „neutralem“ Wasser beträgt die Konzentration an H_3O^+ -Ionen 10^{-7} Teilchen je Liter (pH-Wert: 7), bei säurehaltigem Wasser ist deren Konzentration um Zehnerpotenzen höher. Zitronensaft z. B. hat einen pH-Wert von 2,4, die Konzentration an H_3O^+ -Ionen beträgt also $10^{-2.4}$ Teilchen je Liter.

An der meist als Platte ausgeführten, mit einem Katalysator beschichteten Anode wird der zugeführte Wasserstoff (H_2) unter Elektronenabgabe zu H^+ oxidiert:

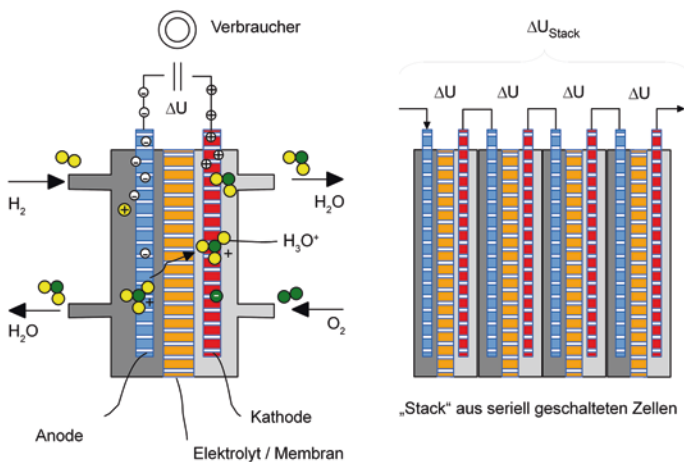
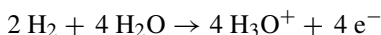
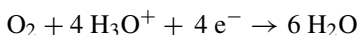


Abb. 3.31 Wirkprinzip der Brennstoffzelle (links) und Stack (rechts)



Das sich mit einem vorhandenen Wassermolekül bildende H_3O^+ -Ion gelangt durch die selektiv durchlässige Membran bzw. den Ionenleiter auf die Kathodenseite, wo es unter Aufnahme von Elektronen wieder zu Wasser reduziert wird:



Die dabei benötigten Elektronen waren bei der Anodenreaktion freigesetzt worden. Während ihres Transports über elektrische Leiter zur Kathode haben sie beim Verbraucher elektrische Arbeit verrichtet. Die chemische Reaktion läuft aufgrund des Elektronen- bzw. H_3O^+ -Ionengefälles zwischen beiden Seiten der Membran so lange fort, bis die Zufuhr des Brennstoffs oder des Oxidationsmittels unterbrochen wird.

Je Zelle entsteht eine maximale Gleichspannung ΔU von 0,5 bis 1 V, die durch serielle Verschaltung vieler Zellen in einem Stapel oder „Stack“ auf eine technisch sinnvolle Größe ΔU_{Stack} gebracht wird. Wenn die Brennstoffzelle an einem Verbraucher unter Last arbeitet, sinkt i. A. die Spannung ab.

Der zur Oxidation benötigte Sauerstoff wird der Zelle mit der Umgebungsluft zugeführt. Wasserstoff als Brennstoff könnte zukünftig durch Einsatz von regenerativem Überschussstrom aus der Wasserelektrolyse gewonnen werden (siehe dazu das Abschn. 3.12.2). Derzeit wird er jedoch noch in sog. Reformern unter Energiezufuhr aus Methan produziert, dem Hauptbestandteil von Erdgas.

Es gibt verschiedene Zellentypen, die sich durch die verwendeten Materialien für Anoden, Kathoden, den Elektrolyten und den eingesetzten Brennstoff unterscheiden. Die bekanntesten H_2 -nutzenden Typen sind die PEMFC, die PAFC und die SOFC, FC steht immer für die englische Bezeichnung fuel cell. Während PEM-Zellen (Proton Exchange Membrane) bei einer Betriebstemperatur von 70–90 °C und PA-Zellen (Phosphor Acid) bei 110–220 °C arbeiten, benötigt die SOFC (Solid Oxide) eine Arbeitstemperatur von 650–1000 °C. Für Heizgeräte im Ein- und Zweifamilienhaus und auch zum Fahrzeugantrieb werden PEMFC und SOFC eingesetzt, PAFC dagegen eher in großen BHKW [19].

Je nach Anzahl und Größe der verwendeten Stacks können Brennstoffzellen elektrische Leistungen von 0,1 kW bis 100 MW erreichen. Der Wirkungsgrad – die produzierte elektrische Energie in Bezug auf die zugeführte chemische Energie – erreicht mit H_2 als Brennstoff Werte von 30 bis 60 %. Der Einsatz von Erdgas-Reformern reduziert diese um rund ein Drittel.

Ein nicht unerheblicher Teil der bei den chemischen Reaktionen in der Brennstoffzelle umgesetzten Energie wird als thermische Energie freigesetzt. Daher ist es naheliegend, Brennstoffzellen in Kraft-Wärmekopplung zu Heizzwecken einzusetzen. Japan ist hier Vorreiter mit über 100.000 installierten Geräten [30]. Auch in Deutschland wird diese Anwendungsform erforscht und auch mit staatlichen Zuschüssen forciert. So wurden in einem Forschungsprojekt 2008 bis 2015 verschiedene Geräte im Praxistest in Eigenheimen untersucht [20].

Brennstoffzellen werden als Vollheizgeräte mit integrierter Gas-Brennwert-Heizung angeboten oder als Beistellgeräte zu anderen Heizsystemen. Die thermische Leistung sollte etwa 20 % der im Jahr maximal erforderlichen Heizlast betragen, um Betriebsstunden von 4500 h und mehr zu erreichen. Entsprechend haben die am Markt angebotenen Geräte eher geringe Leistungen (rund 0,6 bis 2 kW_{th} und etwa 0,7–1,5 kW_{el}). Das integrierte Gasbrennwertmodul erhöht die thermische Leistung bei Bedarf auf 11 bis 30 kW [20].

3.12 Elektrische Energiespeicher

Im Zuge des Umbaus unseres Energiesystems auf regenerative Energieträger gewinnen große Energiespeicher für elektrische Energie zunehmend an Bedeutung. Elektrische Energie ist in Kondensatoren (Super-Caps) und supraleitenden Spulen (SEMS) direkt speicherbar, in Form chemischer Energie in Akkumulatoren (Li-Ionen-Akkus, Blei-Säure-Batterien), aber auch als Wasserstoff/Methan und in Form mechanischer Energie (Schwungmassenspeicher, Speicherwasserkraftwerke). Neben der Speicherenergieform erfolgt die Einteilung der Speicher auch nach der Nennleistung und der Speicherdauer, wie Abb. 3.32 zeigt.

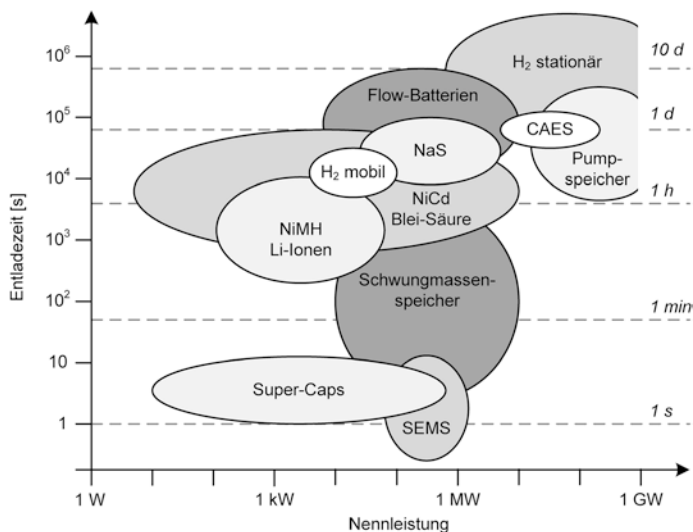


Abb. 3.32 Nennleistung und Entladezeit bei Nennleistung elektrischer Speicher im logarithmischen Maßstab, nach [28]

3.12.1 Speicherwasserkraftwerke

Großtechnisch nutzbar sind bisher nur Speicherkraftwerke, die bereits produzierten elektrischen Strom in mechanische potenzielle Energie einer Wassermasse umwandeln und bei Bedarf über eine Wasserturbine aus diesem Energiespeicher wieder elektrischen Strom produzieren. In Abschn. 3.8 wurden diese bereits angesprochen.

Abb. 3.33 zeigt den Aufbau eines Speicherwasserkraftwerks. Bei Stromüberschuss im Netz wird mithilfe einer motorisch betriebenen Pumpe Wasser aus dem Unterbecken in ein Oberbecken gepumpt. Zu Spitzenlastzeiten treibt das Wasser aus dem Oberbecken die Pumpen-Turbinen-Kombination an, die über einen Generator wiederum elektrischen Strom erzeugt. Speicherwasserkraftwerke erreichen elektrische Nennleistungen von einigen $100 \text{ MW}_{\text{el}}$, die rund 4 bis 8 h geliefert werden können. Moderne Pumpspeicherkraftwerke erreichen Gesamtwirkungsgrade von

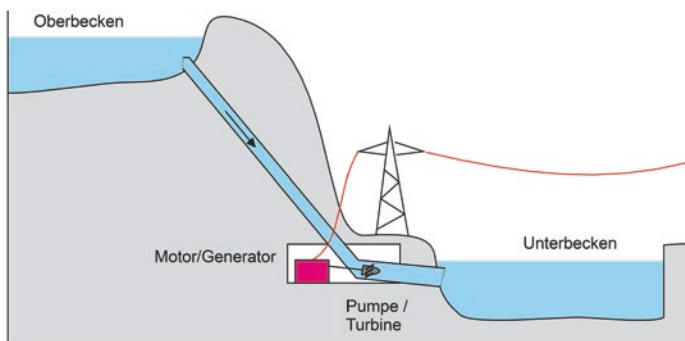


Abb. 3.33 Aufbau eines Pumpwasserspeicherkraftwerks

über 80 % und sind in der Lage, innerhalb von Minuten eine große Leistung in das Stromnetz abzugeben.

Das größte deutsche Kraftwerk mit einer Leistung von $1060 \text{ MW}_{\text{el}}$ befindet sich im thüringischen Goldisthal, der Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken beträgt hier etwa 300 m. Die durchschnittliche jährliche Energieabgabe beträgt 1806 GWh. Damit kommt das Kraftwerk auf 1700 Volllaststunden im Jahr.

Österreich ist durch seine alpinen Regionen in der Lage, mehr als 75 % seines Strombedarfs aus erneuerbaren Energien zu produzieren, davon stammen rund $\frac{2}{3}$ aus Wasserkraft. Allein der auf über 1900 Höhe gelegene Kölnbrein-See (Abb. 3.34) fasst 200 Mio. m^3 Wasser und wird von dem Energieversorger VERBUND als Saisonal- oder Jahresspeicher verwendet. Allein die mit der Kölnbreinsperre verbundene Kraftwerksgruppe Malta verfügt über eine Turbinenleistung von $891 \text{ MW}_{\text{el}}$ sowie eine Pumpleistung von $406 \text{ MW}_{\text{el}}$.

3.12.2 Druckluftspeicherkraftwerk

Eine weitere großtechnisch einsetzbare Variante eines elektrischen Energiespeichers stellt das Druckluftspeicherkraftwerk



Abb. 3.34 Kölnbreinsperre im Maltatal

dar, dessen Aufbau in Abb. 3.35 dargestellt ist. Basis ist ein gewöhnliches Gasturbinen-Kraftwerk, wie es in Abschn. 3.2.1 erläutert wurde.

Bei Stromüberschuss wird mit ausgekuppelter Turbine mithilfe eines Elektromotors der Verdichter betrieben und die komprimierte Luft in eine unterirdische Kaverne gepresst. Von der einfachen Fahrradluftpumpe her ist der Effekt bekannt, dass sich Luft bei der Kompression erwärmt. Diese thermische Energie wird der Luft vor der Einlagerung in die Kaverne entzogen und in einem thermischen Hochtemperaturspeicher zwischengelagert. Soll das Druckspeicher-Kraftwerk Strom produzieren, so wird die komprimierte Luft aus der Kaverne mithilfe der gespeicherten Wärme wieder erhitzt und dann in der Turbine entspannt. Eine erdgasbefeuerte Nachbrennkammer sorgt für ausreichend hohe Temperaturen.

Die beschriebene Technik ist auch unter dem Begriff CAES-Kraftwerk (Compressed Air Energy Storage) bekannt. Bisher sind weltweit erst zwei Anlagen in Betrieb gegangen,

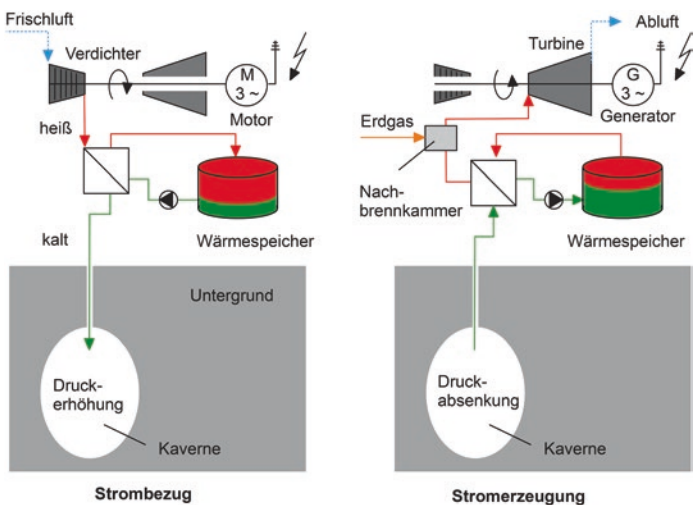


Abb. 3.35 Aufbau eines Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerks mit adiabater Wärmespeicherung

eine in den USA, die zweite bereits Ende der 1970er Jahre in Huntorf/Niedersachsen. Zur Druckluftspeicherung spülte man dort zwei riesige Kavernen mit einem Fassungsvermögen von insgesamt 310.000 m^3 in mehr als 650 m Tiefe in das Salzgestein. Zur Speicherbefüllung wird der Druck in den Kavernen mit einer Verdichterleistung von rund $60 \text{ MW}_{\text{el}}$ in weniger als 12 h von 43 auf 70 bar gebracht. Bei der Entladung konnte über eine Zeitdauer bis zu 3 h eine Leistung von $290 \text{ MW}_{\text{el}}$ abgegeben werden, nach einer Ertüchtigung in 2010 dann $321 \text{ MW}_{\text{el}}$.

Das Kraftwerk in Huntorf arbeitet ohne Wärmespeicher, hier sind $0,8 \text{ kWh}$ Grundlaststrom und $1,6 \text{ kWh}$ Erdgas erforderlich, um 1 kWh elektrische Energie zu erzeugen [22]. Wendet man die Primärenergiefaktoren nach EnEV an, so müssen in der Summe $3,2 \text{ kWh}$ je kWh eingesetzt werden, der Wirkungsgrad des Druckluft-Speicherkraftwerks beträgt damit nur 31 %.

Bei Einsatz eines Wärmespeichers könnte nach Ansicht von Planern der Zusatzbrennstoff Erdgas wegfallen, zur Erzeugung

von 1 kWh Spitzenlaststrom wären nur noch 1,4 kWh Schwachlaststrom erforderlich. Der Speicher-Wirkungsgrad läge bei diesen AA-CAES genannten Kraftwerken bei etwa 70 %. AA steht für „advanced adiabate“.

AA-CAES in Deutschland

Von 2009 bis 2017 untersuchten Wissenschaftler im ADELE-Verbundprojekt den Einsatz eines AA-CAES-Kraftwerks in Deutschland [23]. Im Anschlussprojekt ADELE-ING sollte eine erste Demonstrationsanlage in Staßfurt/Sachsen-Anhalt mit 90 MW errichtet und 2019 in Betrieb genommen werden. Die derzeit niedrigen Großhandelsstrompreise und damit die fehlende betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit führten jedoch zu einem Ausstieg der Investoren und einer Änderung der Forschungsziele – der Bau eines AA-CAES-Kraftwerks ist nun nicht mehr vorgesehen.

3.12.3 Power-to-Gas

Eine noch nicht großtechnisch umgesetzte, aber derzeit diskutierte Form der Speicherung überschüssiger elektrischer Energie ist die Produktion von Wasserstoff und/oder eine anschließende Methanisierung. Diese Form der Speicherung elektrischer Energie wird auch als „Power-to-Gas“ oder „PtG“ bezeichnet. Der verwandte Begriff „Power-to-Heat“ bezeichnet die direkte Umwandlung von Überschussstrom in thermische Energie mithilfe großer Heizstäbe oder Wärmepumpen. Als weitere Variante ist die Umwandlung elektrischer Energie in flüssige Kraftstoffe zu nennen, „Power-to-Liquid (PtL)“. Alle genannten Varianten werden unter der Bezeichnung „Power-to-X“ oder „PtX“ zusammengefasst.

Wie in Abb. 3.36 dargestellt, erfolgt die Methan-Synthese (CH_4) in zwei aufeinanderfolgenden Schritten. Das Grundprinzip der Wasserstoffbildung durch Elektrolyse ist seit langem

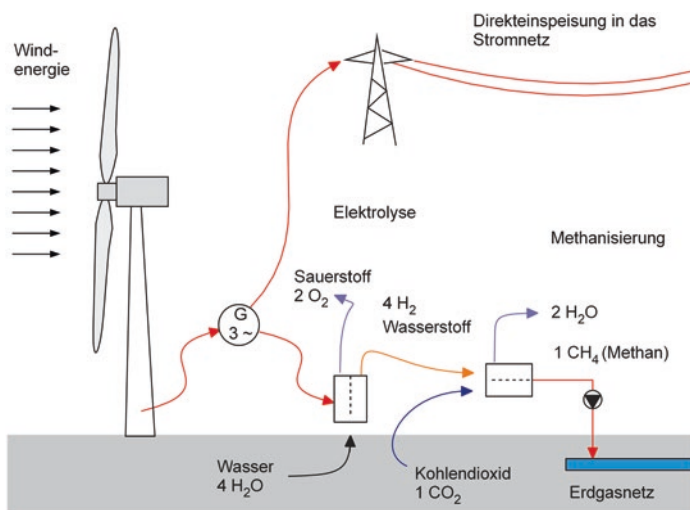


Abb. 3.36 Funktionsweise der Methanisierung von Windstrom

bekannt. Wenn eine direkte Einspeisung des regenerativ erzeugten Stroms aufgrund fehlender Nachfrage und drohender Netzüberlastung nicht möglich ist, wird in dem Elektrolyseur mit einem Wirkungsgrad von bis zu 75 % durch Wasserzerlegung PtG-Wasserstoff (H_2) und als Abfallprodukt Sauerstoff (O_2) gewonnen. In einem zweiten Prozessschritt entsteht mithilfe der sogenannten Sabatier-Reaktion durch Hinzufügung von Kohlendioxid Methan und als Abfallprodukt wieder Wasser. Nach [24] kann dieser Prozessschritt mit einem Nutzungsgrad von 80 % geführt werden, sodass sich ein Gesamtwirkungsgrad für die Methanherstellung von etwa 60 % ergeben kann. Bei der späteren Rückverstromung des Methans in einem modernen GuD-Kraftwerk (die Technik wurde in Abschn. 3.2.2 beschrieben, der max. Wirkungsgrad beträgt bis 60 %) könnten am Ende theoretisch 35 % des ursprünglich regenerativ erzeugten Stroms wiedergewonnen werden.

Wirkungsgrad der PtG-Methanherstellung

Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts HEL-METH ist es Forschern am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) gelungen, den Gesamtwirkungsgrad einer Hochtemperaturelektrolyse mit Methanisierung auf über 75 % zu steigern. Die Anlage arbeitet bisher noch im Technikumsmaßstab [25].

Soll aus dem PtG-Methan wieder elektrische Energie gewonnen werden, muss ein Stromerzeuger nachgeschaltet werden. GuD-Kraftwerke erreichen mit 55 bis 60 % die besten elektrischen Wirkungsgrade, der Gesamt-Wirkungsgrad der Speicherung elektrischer Energie im Speichermedium „PtG-Methan“ betrüge damit bis 45 %.

Welche Vorteile hat Methan gegenüber dem Wasserstoff? Wasserstoff ist zwar ebenfalls speicherbar und könnte auch in anderen Energiesektoren wie Verkehr eingesetzt werden, hat aber zwei Nachteile: Zum einen existiert keine Verteilungs- und Speicher-Infrastruktur, zum anderen beträgt der volumenbezogene Energiegehalt von Wasserstoff im Vergleich zu Methan nur etwa ein Drittel (Heizwert von Wasserstoff: 3 kWh/Nm³, von Methan: 10 kWh/Nm³). Der Energiegehalt von Wasserstoff kann mit einer Druckerhöhung z. B. auf 250 bar auf 750 kWh/m³ angehoben werden, dazu ist aber wiederum ein zusätzlicher Energieaufwand verbunden. Wasserstoff könnte auch direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden, nach [26] sind wohl bis 10 Vol.-% H₂ ohne technische Schwierigkeiten zusetzbar. Damit würde sich aufgrund des geringeren Energiegehalts aber Heizwert und Speicherkapazität des Gasgemischs verringern.

Stoffliche Nutzung von PtG-Wasserstoff

In einigen industriellen Prozessen werden große Mengen Wasserstoff benötigt, so bei der Produktion von Ammoniak und Methanol sowie der Entschwefelung von Kohlenwasserstoffen in Raffinerien. Der Jahresbedarf lag 2010

bei über 60 TWh [26]. Der Ersatz dieses derzeit praktisch ausschließlich aus fossilen Brennstoffen hergestellten Wasserstoffs durch PtG-Wasserstoff würde zu einer erheblichen Dekarbonisierung dieser Prozesse führen.

Auch in der Stahlproduktion könnte PtG-Wasserstoff die derzeit verwendete Koks-kohle ersetzen und damit große Mengen an CO_2 -Emissionen einsparen. Der im Koks enthaltene Kohlenstoff entfernt im Hochofen den Sauerstoff aus dem Eisenoxid, um Roheisen zu gewinnen. Dabei entstehen große Mengen an CO_2 . In einem umfangreichen Projekt wird aktuell die Direktreduktion mit H_2 zu H_2O untersucht [21].

Methan als Hauptbestandteil von Erdgas verfügt über günstigere Eigenschaften als Wasserstoff. Die Infrastruktur zur Verteilung und Speicherung ist mit dem Erdgasnetz bereits vorhanden, nach [26] beträgt dessen Kapazität etwas über $200 \text{ TWh}_{\text{th}}$. Mit dem vorhandenen großen Erdgasspeichern in unterirdischen Kavernen und ehemaligen Gaslagerstätten ist eine saisonale Speicherung sommerlichen Überschussstroms technisch möglich.

Über das Erdgasnetz kann regenerativ erzeugtes Methan auch im Wärmesektor eingesetzt werden, etwa in kleinen Blockheizkraftwerken zur kombinierten Strom- und Wärmebereitstellung. Eine Nutzung von Erdgas im Verkehrssektor ist ebenfalls möglich.

Das beschriebene Verfahren beschränkt sich natürlich nicht nur auf die Speicherung überschüssigen Windstroms, auch alle anderen Verfahren zur regenerativen Stromerzeugung mit schwankendem Angebot (v. a. Photovoltaik, Meeresenergien etc.) sind nutzbar. Zwar weisen Pumpspeicherkraftwerke gegenüber der Methanisierung wesentlich bessere Wirkungsgrade auf, doch sind sie zur langfristigen Energiespeicherung nur bedingt geeignet.

Solkraftwerke als Stromspeicher?

Ein interessanter Ansatz zur Stromspeicherung wurde jüngst vom DLR im Rahmen des DLR-Strategieprojekts IsEn untersucht [27]. Die Wissenschaftler prüften, inwieweit überschüssiger Photovoltaik- oder Windstrom genutzt werden kann, um die in den Solarthermischen (CSP-) Kraftwerken verbauten Salzspeicher zu beladen. Die zusätzlichen Investitionskosten für die Heizstäbe wären sehr gering und das hohe Temperaturniveau des flüssigen Salzes mit rund 400 °C kein Problem, da elektrischer Strom vollständig aus Exergie besteht.

Die Hochtemperaturspeicher von CSP-Anlagen sind so ausgelegt, dass sie die zugeführte Energie bis zu 18 h speichern können. Nimmt die Stromnachfrage wieder zu, wird Frischdampf erzeugt und im konventionellen Kraftwerksteil des CSP verstromt. Da der elektrische Heizer ohne Energieverluste arbeitet, entspricht der Gesamtwirkungsgrad für diese Art der Stromspeicherung etwa dem Nettowirkungsgrad des CSP-Kraftwerks, je nach Temperaturniveau also bis 40 %. Damit wäre diese Variante elektrischer Stromspeicherung ähnlich (in-)effizient wie die beschriebene Power-to-Gas-Technologie, im Vergleich zu dieser aber nur zum kurzzeitigen Ausgleich von Stunden- und Tageslasten nutzbar.

3.12.4 Schwungmassenspeicher

Im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien sind Schwungmassenspeicher für deutlich kleinere Leistungen und Energiemengen im Bereich weniger kW ausgelegt. Hierbei wird ein Rotor aus einem Material mit hoher Zugfestigkeit in einem evakuierten Sicherheitskäfig von einer Motor-Generator-Einheit in Rotation versetzt und in der Regel nach kürzester Zeit wieder über den Generator entladen. Wegen der kurzen Zugriffszeiten eignen sie sich besonders zur Bereitstellung der sogenannten Sekundenreserve, also zur Deckung sehr kurzer, hoher Lastspitzen.

3.12.5 Elektrochemische Energiespeicher

Die Basis aller Arten elektrochemischer Energiespeicherung ist die bereits aus dem Chemie-Unterricht bekannte Reduktions-Oxidations-Reaktion, kurz Redox-Reaktion. In zwei gleichzeitig ablaufenden Teilreaktionen wandelt sich hierbei ein anorganischer Stoff A unter Abgabe von n Elektronen zu einem positiv geladenen Ion A^{n+} , ein zweiter Stoff B unter Elektronenaufnahme in ein negativ geladenes Ion B^{m-} . Der Elektronenaustausch benötigt Energie, die durch Anlegen einer elektrischen Spannung zwischen zwei Elektroden aufgebracht wird (Beladung). Bei Umkehrung der Reaktion wird diese Energie wieder nutzbar, indem zwischen die Elektroden ein elektrischer Verbraucher geschaltet wird (Entladung). Eine elektrochemische Zelle besteht immer aus zwei Elektroden und einem Elektrolyten, der den Ionentransport ermöglicht. Die verwendeten Materialien bestimmen die Eigenschaften der Zelle.

Die Redoxreaktion ist nicht beliebig oft wiederholbar, herkömmliche Batterien können nur einmal be- und entladen werden, Akkus dagegen mehrfach, aber mit begrenzter Zyklenzahl.

Der klassische *Blei-Schwefelsäure-Akku* (Auto-Starter- „Batterie“) verwendet Elektroden aus Blei bzw. Bleioxid, hat einen recht hohen Wirkungsgrad und verträgt rund 2000 Volllade-/Entladezyklen. Die in Mobiltelefonen, Notebooks und Elektrofahrzeugen verwendeten *Lithium-Ionen-Akkus* erreichen dagegen eine mehr als zwei- bis dreifach höhere Zyklenzahl, die doppelte Energiedichte ($100\text{--}200 \text{ kWh}_e/\text{m}^3$) und können im Gegensatz zu Blei-Akkus vollständig entladen werden. Wesentliches Problem der Li-Ionen-Akkus sind die Kosten, wie der geringe Anteil von Elektroautos am bundesdeutschen Fahrzeugbestand zeigt.

Die bisher genannten Akku-Typen speichern ihre Energie in einer chemischen Veränderung der Elektrodenmaterialien, die sog. „*Redox-Flow-Batterien*“ nutzen dagegen den Elektrolyten als Energiespeicher. Bei deren Beladung werden über eine Graphit-Elektrode einem gelösten Salz Elektronen zugeführt (Auf-oxidation), über eine weitere Graphit-Elektrode einer durch eine Membran getrennten zweiten Salzlösung Elektronen entzogen.

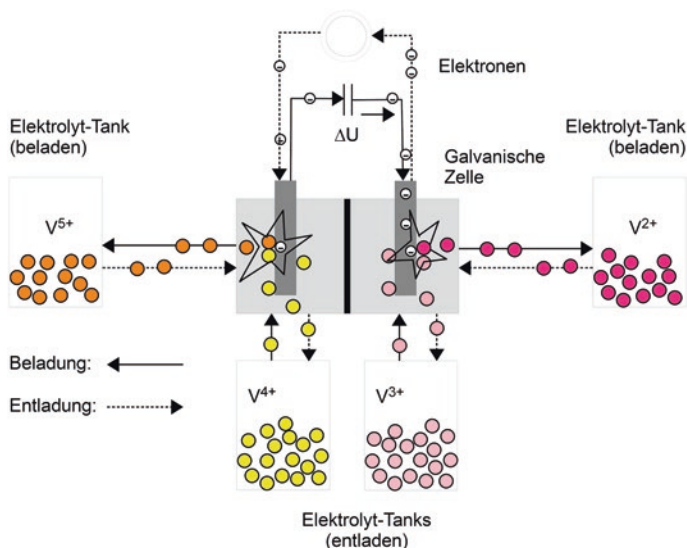


Abb. 3.37 Funktionsweise des Vanadium-Redox-Akkumulators

Zur Aufrechterhaltung des Ladungsgleichgewichts diffundieren H_3O^+ -Ionen über eine Membran von einer zur anderen Seite, die Elektronen in entgegengesetzter Richtung (Beladung). Die so veränderten beiden Salzlösungen werden aus der galvanischen Zelle abgezogen und außerhalb der Zelle in getrennten Vorrats-speichern gelagert.

Abb. 3.37 zeigt den in Entwicklung befindlichen Vanadium-Redox-Akkumulator, der mit in Wasser gelösten Vanadium-Ionenverbindungen in unterschiedlicher Oxidationsstufe arbeitet. Bei der Beladung wird an der Anode das in Vanadium-oxidsulfat enthaltene V^{4+} unter Elektronenentzug zu V^{5+} oxidiert. Die Sulfatlösung wird dabei kontinuierlich aus einem Vorrats-tank der Zelle zugeführt und nach „Aufladung“ in einem zweiten Elektrolyttank gespeichert. Auf der Kathodenseite werden gleichzeitig die in einer Vanadium(III)-Sulfat-Lösung befindlichen V^{3+} - Ionen zu V^{2+} - Ionen reduziert. Die dazu nötigen Elektronen werden von der Spannungsquelle zur Verfügung gestellt.

Bei Bedarf ist die elektrische Energie durch Zusammenführen der aufgeladenen Salzlösungen wieder zurückgewinnbar (Entladung). Die Speicherverluste sind mit denen von Blei- oder Li-Ionen-Akkus vergleichbar, ebenso die Energiedichte, man erwartet jedoch eine wesentliche höhere Beständigkeit mit >10.000 Zyklen. In Redox-Flow-Batterien ist die speicherbare Energiemenge nur von der Größe der Lagertanks für die Salzlösungen abhängig und kann damit einfach und kostengünstig erhöht werden. Die Größe der galvanischen Zelle dagegen bestimmt die Leistung des Akkus.

2017 wurden weltweit mehr als große 40 Vanadium-Redox-Akkumulatoren im MW-Leistungsbereich gezählt. Der größte Akkumulator wurde 2016 in Japan mit 15 MW elektrischer Leistung und einer Speicherkapazität von 60 MWh in Betrieb genommen. Hauptanwendung ist der Lastausgleich bzw. die Abdeckung von Spitzenlasten im Stromnetz.

Literatur

1. Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Abschlussbericht (2019)
2. Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist
3. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/FAQ/faq_inhalt.html?nn=1547466#doc-1547494bodyText2. Zugegriffen: 27. Febr. 2019
4. Deutsche Energie-Agentur (Hg.): Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin (2018)
5. <https://www.stefanschroeter.com/824-vattenfall-schliesst-seine-oxyfuel-pilotanlage.html#XBZGVMTZBaQ>. Zugegriffen: 27. Jan. 2019
6. Ahrens, R.: Effizienz der CO₂-Trennung und -Speicherung macht Fortschritte. VDI-Nachrichten (2011)
7. Strauß, K.: Kraftwerkstechnik. Springer, Berlin (1998)
8. Gesellschaft für Reaktorsicherheit (Hrsg.): Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B. Verlag TÜV Rheinland, Köln (1990)
9. ZEIT online (Hrsg.): Fukushima kostet Japan jedes Jahr Milliarden (2016). <https://www.zeit.de/politik/ausland/2016-10/nuklearkatastrophe-fukushima-japan-kosten-folgen>. Zugegriffen: 19. Jan. 2019

10. Michaelis, H. (Hrsg.): Handbuch der Kernenergie. Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik 1995. VWEW-Verlag, Frankfurt a. M. (1995)
11. Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“ Abschlussbericht. K-Drs. 268 (2016)
12. Solar Millenium AG (Hrsg.): Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3. Erlangen (2011)
13. Forschungsverbund Erneuerbare Energien (FVEE): Innovationen für die Energiewende, Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2017. Berlin (2017)
14. Bundesverband Geothermie e. V.: Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland, Stand Januar 2019, https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Geothermie/Geothermie_in_Zahlen/Projektliste_Tiefe_Geothermie_Januar_2019.pdf. Zugegriffen: 16. Febr. 2019
15. Welt-Windenergie Verband: [windea.org](http://www.windea.org). Zugegriffen: 19. Jan. 2019
16. Deutsche Windguard GmbH (Hrsg.): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. Jahr 2018. Varel. <http://www.windguard.de/> (2018). Zugegriffen: 10. Febr. 2019
17. Thomas, T.: Mehr Windkraft an Land rückt Ökologie ins Blickfeld. VDI-Nachrichten 35 (2011)
18. BMWi (Hrsg.): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin (2017)
19. <http://www.chemie.de/lexikon/Brennstoffzelle>. Zugegriffen: 28. Aug. 2018
20. <https://www.now-gmbh.de/de/bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/strom-und-waerme-mit-brennstoffzellen/callux>. Zugegriffen: 28. Aug. 2018
21. Salzgitter, A.G.: Informationen zum Projekt SALCOS – <https://salcos.salzgitter-ag.com/>. Zugegriffen: 25. Jan. 2019
22. FIZ Karlsruhe (Hrsg.): Druckluftspeicher-Kraftwerke. BINE Projektinfo 05/07, Karlsruhe (2007)
23. ADELE-ING: Engineering-Vorhaben für die Errichtung der ersten Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik: öffentlicher Schlussbericht. <https://doi.org/10.2314/GBV:1018187456>. Zugegriffen: 25. Jan. 2019
24. Sterner, M., et al.: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. Solarzeitalter 1, 51–58 (2010)
25. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR): Pressemitteilung vom 16.02.2018, 11:41 Uhr. <https://www.iwr.de/news.php?id=35044>. Zugegriffen: 20. Jan. 2019
26. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)
27. Recknagel online (Hrsg.): <https://www.recknagel-online.de/aktuell/forschung-entwicklung/08-02-2019-energiespeicherung-umwandlung-von-strom-zu-waerme-zu-strom-wirtschaftlich>. Zugegriffen: 15. Febr. 2019

28. Hanning, F., et.al.: Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie. Abschlussbericht, BMWi-Auftragsstudie 08/28, Freiburg (2009)
29. Bertani, R.: Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report. In: Proceedings World Geothermal Congress (2015)
30. <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/japan-will-mit-wasserstoff-und-kohle-die-energiewende-schaffen-15524955.html>. Zugriffen: 29. Aug. 2018
31. Bundesgesellschaft für Endlagerung, Webseite: <https://www.bge.de/>. Zugriffen: Aug 2018

Zusammenfassung

Mehr als die Hälfte des bundesdeutschen Endenergieverbrauchs wird zur Raumheizung, Trinkwassererwärmung oder für industrielle Prozesswärme genutzt. Nur ein kleiner Teil davon – weniger als $1/7$ – entstammt regenerativen Energiequellen wie Solar- und Geothermie, Biomasse oder Umweltwärme. Die traditionellen biogenen Energieträger machen davon knapp 90 % aus, vor allem wird Holz als Brennstoff genutzt. Der weitaus größte Teil des Wärmebedarfs wird nach wie vor über fossile Energieträger gedeckt, hier vor allem Erdgas.

Wie wird Wärme erzeugt? Nach wie vor dominierend ist die Wärmeerzeugung durch Verbrennung. Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser werden von Heizwert- und Brennwert-Gaskesseln beheizt, immer seltener durch Ölkessel. Gaskessel versorgen vorrangig auch Nah- und Fernwärmenetze mit Wärme, meist aber nur in Zeiten hohen Bedarfs. Die Grundlast der Wärmebereitstellung übernehmen Blockheizkraftwerke und in großen Netzen Heizkraftwerke, die gleichzeitig und hocheffizient elektrischen Strom und Wärme produzieren. Gas-BHKW und Brennstoffzellengeräte im kleineren Leistungsbereich versorgen zunehmend auch Industrieanlagen, Gewerbebetriebe und Mehrfamilienhäuser mit Strom und Wärme.

Elektromotorisch angetriebene Wärmepumpen sind vermutlich die Wärmeerzeuger der Zukunft. Bislang beträgt ihr Anteil

am Heizkesselmarkt zwar nur rund 11,5 %, doch erwarten Studien zur Zukunft unseres Energiesystems für 2050, dass Wärmepumpen über 40 % der Wärme bereitstellen werden [3]. Als Energiequelle nutzen Wärmepumpen Grundwasser, das Erdreich oder die Umgebungsluft. Hochtemperatur-Wärmepumpen können auch dazu eingesetzt werden, solare vorgewärmtes Speicherwasser oder Abwärme auf das für Wärmenetze erforderliche Temperaturniveau von 90 bis 120 °C zu bringen. Dänemark ist Vorreiter bei der Nutzung dieser Technologie.

Auch Solarthermie-Anlagen werden nach [3] zukünftig mit etwa 20 % einen bedeutenden Beitrag zur Wärmeversorgung leisten. Hauptanwendungsgebiet ist heute noch die sommerliche Trinkwassererwärmung, möglich ist grundsätzlich aber auch die Bereitstellung industrieller oder gewerblicher Prozesswärme, die Heizungsunterstützung, die Trocknung landwirtschaftlicher Produkte oder die solare Kühlung. Im Jahr 2050 werden nach [3] die meisten Nah- und Fernwärmenetze solar unterstützt sein, die ersten Anlagen wurden in Deutschland bereits in Betrieb genommen.

4.1 Wärme und Energiequalität

Was ist eigentlich Wärme? Der Thermodynamiker unterscheidet sehr sorgfältig zwischen den Begriffen Wärme und thermischer Energiegehalt. Wenn ein Körper eine hohe Temperatur hat, besitzt er einen großen thermischen Energieinhalt. Wärme dagegen ist allein aufgrund von Temperaturdifferenzen transportierte Energie – gibt ein Körper Wärme an seine Umgebung ab, verringert sich sein thermischer Energiegehalt. Die Erfahrung lehrt uns, dass Wärme immer nur von einem Körper mit höherem Temperaturniveau auf einen anderen Körper mit geringerer Temperatur übertragen werden kann.

Das Temperaturniveau der benötigten Wärme ist sehr unterschiedlich und damit auch die benötigte Energiequalität: Das Nutztemperaturniveau der Raumheizung liegt bei 20 bis 25 °C, je nach Heizsystem werden dazu maximale Heizungsvorlauftemperaturen von 30 bis 70 °C benötigt. Zum Schutz des Trinkwasserspeichers vor mikrobieller Verkeimung

(Stichwort: Legionellenbildung) muss hier eine Temperatur von 60 °C gehalten werden, auf der Heizungsseite sind zur Nachheizung Vorlauftemperaturen von rund 70 °C erforderlich. Der Prozesswärmebereich umfasst ein weites Spektrum, das von Reinigungsprozessen mit etwa 40 °C Nutzttemperatur bis zur Beheizung von Schmelzwannen zur Glasherstellung bei Nutzttemperaturen von rund 1500 °C reicht.

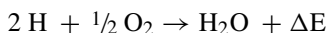
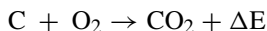
Energiequalität

Die Energiequalität wird durch ihren Exergiegehalt bestimmt. Bei einem Wärmestrom z. B. entspricht dieser dem Carnotfaktor, der bereits in Abschn. 2.3 eingeführt wurde. Bei einem Temperaturniveau von 60 °C und einer Umgebungstemperatur von 15 °C beträgt der Exergiegehalt dieses Wärmestroms lediglich

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\text{Exergie}}{\text{Energie}} = 1 - \frac{273,15 + 15}{273,15 + 60} = 13,5 \, \%.$$

Der Exergiegehalt der chemischen Energie fossiler Brennstoffe beträgt dagegen rund 100 %, wenn der Energiegehalt als Brennwert angegeben wird. Die Exergiebilanz für die Wärmebereitstellung zur Raumheizung oder Trinkwassererwärmung mit einer Nutzttemperatur von 60 °C auf Basis fossiler Energie zeigt, dass der größte Anteil der Exergie des Brennstoffs hierbei vernichtet wird, nur 13,5 % werden im Wärmetauscher an das Trinkwasser abgegeben. Sinnvoller ist es daher, Wärmeströme auf niedrigem Temperaturniveau vollständig regenerativ zu gewinnen oder mithilfe einer Wärmepumpe fossile Energie effizienter einzusetzen.

Die Wärmebereitstellung auf Basis chemischer Energien geschieht durch Verbrennung von Kohlen- und Wasserstoff unter Zufuhr von Luftsauerstoff. Die Reaktionsenergie liefernden Reaktionsgleichungen lauten:



Mit dem Luftsauerstoff wird der Verbrennung auch Stickstoff (N_2) zugeführt, der sich zum größten Teil ohne Reaktion in den Verbrennungsgasen wiederfindet. Bei ungünstigen Temperaturbedingungen entstehen allerdings schädliche Stickoxide (NO_x). Die bei der Verbrennung freiwerdende Energie wird als Heizwert oder Brennwert bezeichnet, auf deren Unterscheidung soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

Bei vollständiger Oxidation ohne Wärmeverluste an die Umgebung werden sog. „adiabate“ Verbrennungstemperaturen von $1500\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $2400\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht, je nach Brennstoff und zugeführter Luftmenge. Als adiabat wird ein System bezeichnet, wenn keinerlei Wärmeströme über die Systemgrenzen treten.

Die je kg Brennstoff bei der Abkühlung der Verbrennungsgase auf $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ freiwerdende thermische Energie wird Heizwert (H_i) genannt, wenn der bei der Verbrennung entstandene Wasserdampf gasförmig verbleibt (siehe dazu auch Abb. 4.1). Wird der Wasserdampf zusätzlich verflüssigt und dessen Kondensationsenergie zum Heizwert hinzuaddiert, so erhält man den Brennwert (H_s).

Der Brennwert von Erdgas liegt etwa 11 %, der von Heizöl nur etwa 6 % über dem Heizwert. Grund dafür ist das geringere Wasserstoff-/Kohlenstoffverhältnis in den molekularen Bestandteilen des Heizöls, bei der Heizölverbrennung wird also weniger Wasser gebildet.

4.2 Öl- und Gasheizkessel

Ein moderner *Erdgas-Brennwertkessel* kann auf dem Prüfstand bei Nennbedingungen einen energetischen Wirkungsgrad von 108 % erreichen. Diese Zahl widerspricht nur scheinbar der Aussage des Ersten Hauptsatzes der Thermodynamik, nach dem Energie ja als Erhaltungsgröße nicht neu erschaffen werden kann. Der Grund liegt darin, dass der Energiegehalt des zugeführten Brennstoffs bei der Wirkungsgraddefinition noch oft als Heizwert H_i angegeben wird. In Abb. 4.1 wurde gezeigt, dass tatsächlich mehr Energie im Brennstoff „steckt“, wenn die Kondensationsenthalpie des Wasserdampfs mit genutzt wird. Inzwischen wird der Wirkungsgrad mit Bezug auf den Brennwert H_s angegeben.

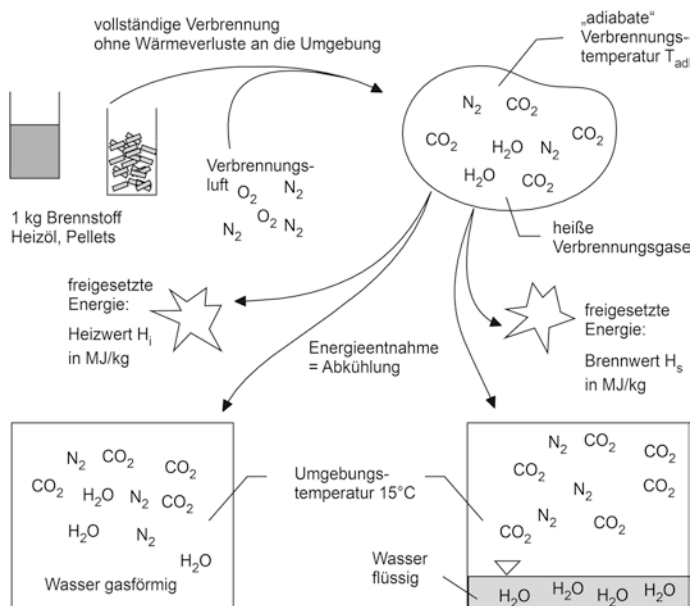


Abb. 4.1 Definition von Heizwert und Brennwert

Um die Kondensation zu ermöglichen, muss das Abgas auf Temperaturen unterhalb des Taupunktes abgekühlt werden. Die Aufnahmefähigkeit des Abgases für Wasserdampf sinkt mit der Temperatur. Beim sog. Taupunkt kondensieren erste Wassertropfen aus. Der Abgastaupunkt von Erdgasgeräten liegt bei etwa $55^\circ C$, der von Heizölkesseln eher bei $45^\circ C$. Im Kondensat lösen sich Stickoxide und bilden Säuren. Das Brennwertgerät selbst und die Abgasanlage müssen also säurekorrosionsfest sein, das Kondensat muss zudem bei größeren Kesselleistungen vor Ableitung in das Abwassernetz neutralisiert werden.

Bei *Standardkesseln* (auch: Heizwertkessel, Niedertemperaturkessel) dürfen sich die Verbrennungsgase nicht soweit abkühlen, dass Kondensation auftritt. Sie verlassen den Kessel daher mit Temperaturen von $120^\circ C$ und mehr. Der Wirkungsgrad dieser Kessel, bezogen auf den Brennwert, beträgt rund 90 %. Seit 2015 sind Niedertemperatur-Heizkessel in der EU aus

Effizienzgründen verboten und dürfen nur noch in Ausnahmefällen vertrieben werden.

Während des Betriebs innerhalb der Heizperiode arbeitet der Kessel nur selten bei Nennleistung, da die maximale Leistung nur im Auslegungspunkt bei Außentemperaturen von -12 bis -16 °C erforderlich ist. Ein modulierender Kessel ist in der Lage, seine Leistung an den aktuellen Bedarf anzupassen, minimal sind bei Gasgeräten 10 %, bei Ölheizungen 50 % der Nennleistung möglich.

Nicht modulierende Kessel arbeiten während des Teillastbetriebs taktend, schalten also immer wieder ein und aus. Bei häufigen Start- und Stoppvorgängen erhöhen sich die Schadstoffemissionen und der Brennstoffverbrauch gegenüber dem stationären Betrieb erheblich, da der Kessel immer wieder an die Umgebung auskühlt. Im Jahresdurchschnitt erreichen Kessel daher meist nur Nutzungsgrade von etwa 85 bis 90 %. Der *Nutzungsgrad* berücksichtigt gegenüber dem Wirkungsgrad die unterschiedlichen Betriebsbedingungen innerhalb eines längeren Zeitraums.

Außerhalb der Heizperiode muss der Kessel nur ein- bis zweimal pro Tag zur Trinkwassererwärmung starten, in dieser Betriebsperiode sind die sogenannten Bereitschaftsverluste besonders hoch. Der Nutzungsgrad im Sommer beträgt daher je nach Masse des Kessels nur 45 bis 65 %.

4.3 Biomasse-Heizungen

Biomasse-Heizungen umfassen Kamine und Kaminofeneinsätze, Scheitholzöfen, Pelletöfen oder Zentralheizungskessel für Scheitholz, Pellets und Hackschnitzel. Kamine und Öfen beheizen als Einzelfeuerstätten nur Räume, durch Integration eines Wärmetauschers sind 40 bis 70 % der erzeugten Wärme anderweitig nutzbar. Bei Zentralheizungskesseln handelt es sich um wasserführende Systeme, die ihre Wärme über einen Heizkreis zu den Heizflächen führen.

Man unterscheidet zudem hand- und automatisch beschickte Feuerungen. Letztere erfordern einen homogenen, zerkleinerten Brennstoff wie Pellets oder Hackschnitzel.

Vor allem im ländlichen Raum trifft man auf die weit verbreiteten *Scheitholz-Zentralheizkessel*, die in einem Leistungsbereich von 10 kW bis 800 kW angeboten werden. Die sog. Sturzbrandkessel erreichen dabei die höchsten Wirkungsgrade und geringsten Emissionen – hier werden die in der ersten Phase der Verbrennung gebildeten Gase durch einen Rost nach unten gezogen, mit Sekundärluft vermischt und dann vollständig verbrannt (Abb. 4.2).

Sowohl *Pelletöfen* als auch *Pelletkessel* besitzen ein Gebläse, das den Verbrennungsprozess durch die Veränderung der Verbrennungsluftmenge regelt. Beide Systeme sind üblicherweise mit einem Brennstoffvorratsbehälter, einem Zuführsystem, einem Verbrennungsluftgebläse, einer Brennkammer und einem Abgasabführungssystem ausgestattet. Aufgrund ihrer hohen Schüttdichte zeichnen sich Pellets durch einen geringen Lagerbedarf

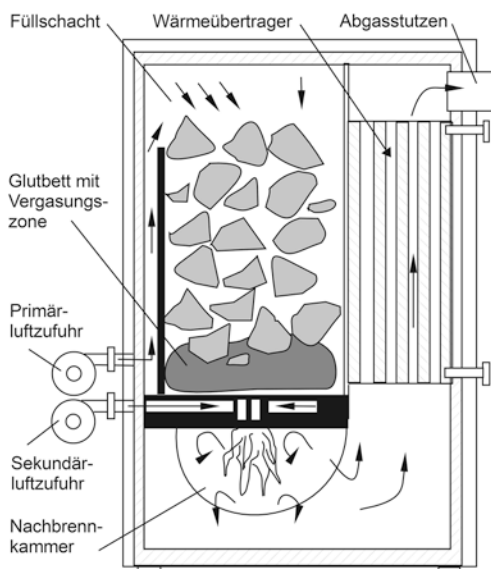


Abb. 4.2 Schnittbild durch einen Sturzbrandkessel [9]

aus, der diesen Brennstoff gerade für Wohnhäuser interessant macht. Dem komfortablen, weitgehend automatisierten Anlagenbetrieb stehen allerdings höhere Brennstoffkosten im Vergleich zu Scheitholz oder Hackschnitzeln gegenüber.

Holz hackschnitzel-Kessel werden vor allem im größeren Leistungsbereich gebaut, um z. B. Schulen und Gewerbebetriebe zu beheizen oder ein Wärmenetz zu versorgen (Abb. 4.3). Hackschnitzel verfügen im Vergleich zu Scheitholz und Pellets über einen noch hohen Wassergehalt, der eine aufwendigere Regelung der Primär- und Sekundärluftzufuhr erfordert.



Abb. 4.3 Hackschnitzelkessel mit 800 kW Leistung in der Heizzentrale eines Fernwärmenetzes [9]

4.4 Wärmepumpen

Wärmepumpen sind laut Definition Arbeitsmaschinen, die mithilfe zugeführter mechanischer Arbeit Wärmeströme von niedrigem Temperaturniveau auf ein höheres Temperaturniveau transformieren. Was bedeutet das?

Die im Prinzip recht einfach aufgebauten Wärmepumpen sind ein sehr anschauliches Beispiel für angewandte Thermodynamik. Abb. 4.4 zeigt den vereinfachten Aufbau einer Wärmepumpe, an dem die Funktionsweise erläutert werden soll: Im Abschn. 2.3 wurden bereits die beiden Hauptsätze sowie die Begriffe Exergie und Anergie eingeführt – Exergie ist der hochwertige Anteil der Energie, der in beliebig andere Energieformen gewandelt werden kann. Ein aus der Umwelt entnommener Wärmestrom mit einer Temperatur von z. B. $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ enthält definitionsgemäß nur Anergie. Mit diesem kann man dennoch ein Kältemittel bei einer Verdampfungstemperatur von $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ aus der flüssigen in die Gasphase überführen, da aufgrund des Temperaturgefälles Wärme in den Verdampfer strömen wird.

Der Verdichter erhöht den Druck des verdampften Kältemittels, mit dem Druck steigt auch die Temperatur an. Die

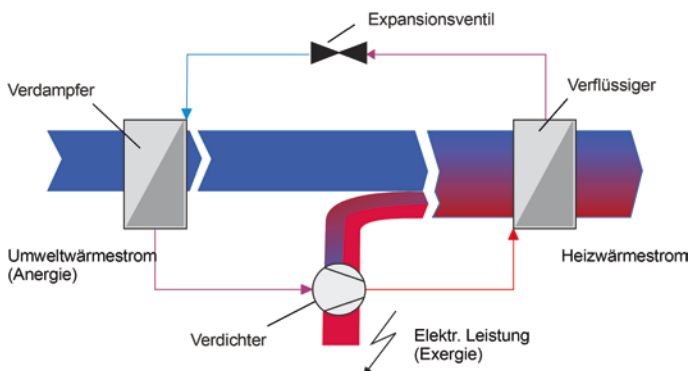


Abb. 4.4 Exergie- und Anergieströme in einer Wärmepumpe sowie deren wichtigste Komponenten

Antriebsleistung des Verdichters ist reine Exergie und wird dabei dem Kältemittel zugeführt. In einem anschließenden Kondensationsprozess im Verflüssiger wird nun der Heizwärme-
strom der Wärme auf einem höheren Temperaturniveau frei.

Beispiel

Der Exergiegehalt eines Heizwärmestroms bei einer Heiztemperatur von 55 °C beträgt 16,7 %. Wird der Umwelt ein Wärmestrom (reine Anergie) von 10 kW entnommen werden, muss der Verdichter den fehlenden Exergiestrom als Antriebsleistung zuliefern. Im günstigsten Fall wären das 16,7 % von 10 kW, also 1,67 kW. In der Praxis geht jedoch rund die Hälfte der zugeführten Exergie durch Reibung und andere Unzulänglichkeiten verloren, entsprechend ist dem Verdichter eher die doppelte Leistung, also 3,4 kW zuzuführen. Die Leistungszahl COP der Wärmepumpe beträgt dann noch $10/3,4 \approx 2,9$, im Idealfall wären es $10/1,67 \approx 6$ gewesen.

Das Verhältnis der von der Wärmepumpe abgegebenen Heizleistung zur elektrischen Leistungsaufnahme des Verdichters wird *Leistungszahl* oder COP genannt. In günstigen Betriebspunkten beträgt der Wert 4 oder mehr, je kW Heizleistung muss also 0,25 kW elektrische Leistung aufgebracht werden. Je geringer die Temperaturen des Umgebungswärmestroms und je höher die Heizkreisvorlauftemperaturen sind, umso niedriger wird die Leistungszahl. Im Jahresmittel werden Werte von 3 bis max. 4 erzielt (Jahresarbeitszahl).

Kältemittel

Das Arbeitsmittel wird als Kältemittel bezeichnet, da Wärmepumpen auf Basis der Kältemaschinentechnik entwickelt wurden. Das Kältemittel – meist ein Fluorkohlenwasserstoff (FKW) – vollzieht innerhalb des Kreisprozesses periodisch einen Aggregatzustandswechsel. Der Übergang von flüssig nach gasförmig erfolgt im Verdampfer unterhalb der Umgebungstemperatur.

Die in Wärmepumpen verwendeten Kältemittel müssen so ausgewählt werden, dass sie chemisch langzeitstabil, nicht explosiv, nicht brennbar, nicht toxisch und gesundheitlich unbedenklich sind. Es muss zudem sichergestellt sein, dass die Verdampfung und Kondensation auf einem Druckniveau stattfindet, das bei geringen Baukosten technisch beherrschbar ist. Zur Bewertung der Umwelteigenschaften von Kältemitteln wurden die Kriterien ODP, TEWI und GWP eingeführt.

Das Ozonabbaupotential ODP (Ozone Depletion Potential) drückt den Beitrag des Kältemittels zum Ozonabbau als Vergleichswert zum nicht mehr zulässigen Kältemittel R11 aus. Das bei Wärmepumpen häufig verwendete Kältemittel R407c hat z. B. einen ODP-Wert von 0. Seit 2015 ist in Deutschland der Einsatz von Kältemitteln mit $ODP > 0$ verboten.

Der GWP-Wert (Global Warming Potenzial) ist ein Relativmaß für den Beitrag des Kältemittels zum Treibhauseffekt. Das Kältemittel R407c mit dem GWP-Wert von 1610 verursacht in 100 Jahren die 1610-fache klimaschädigende Wirkung von CO_2 .

Der TEWI-Wert (Total Equivalent Warming Impact) erfasst neben dem direkten Beitrag des Kältemittels zum Treibhauseffekt auch die indirekten CO_2 -Emissionen, die bei der Herstellung des Kältemittels durch Energiewandlung entstanden sind. Die direkten Emissionen werden durch Kältemittelverluste im Betrieb (ca. 2 % pro Jahr) und bei Servicearbeiten verursacht.

Mit der F-Gase-Verordnung aus dem Jahr 2015 hat die EU festgelegt, dass zwischen 2015 und 2030 die in der EU gehandelten Jahresmengen an klimawirksamen Kältemittel nach einem vorgegebenen Fahrplan reduziert werden. Unter anderem mit gezielten Verboten von F-Gasen (fluorierte Kohlenwasserstoffe) mit hohem GWP soll das potenzielle THG-Potenzial der am Markt gehandelten Kältemittel auf nur noch etwa 20 % des Wertes von 2015 gebracht werden.

4.4.1 Erdgekoppelte Wärmepumpen

Bei der *oberflächennahen* Erdwärmennutzung wird der Untergrund als thermischer Speicher genutzt. Die geothermische Wärmestromdichte aus dem Erdinneren zur Oberfläche hin beträgt im Mittel nur $0,063 \text{ W/m}^2$ und reicht damit nicht zur direkten Beheizung des Wohnraums aus. Dem Untergrund muss also erheblich mehr Energie entnommen werden, als aus dem Erdinneren nachfließt. Der geothermischen Nutzungszeit in der Heizperiode hat daher immer eine Regenerationszeit im Sommer zu folgen, damit sich der thermische Speicher wieder auflädt. Aufgrund der notwendigen Regenerationszeiten sind die spezifischen Entzugsleistungen und die Energiemengen, die dem Untergrund entnommen werden können, beschränkt. Voraussetzung einer nachhaltigen geothermischen Nutzung ist die sorgfältige und korrekte Auslegung der Wärmequellenanlagen.

Die geothermische Nutzung oberflächennaher Bodenschichten und des Grundwassers steht in Konkurrenz mit der Nutzung als Trinkwasser, da sich aus gesundheitlich-hygienischen Gründen eine Doppelnutzung ausschließt. Aus diesem Grund fungieren die Wasserwirtschaftsämter als Genehmigungsbehörden für geothermische Anlagen.

Etwas weniger als die Hälfte der derzeit rund 1 Mio. in Deutschland installierten Wärmepumpenanlagen beziehen ihre Energie über *Erdwärmesonden* aus dem Untergrund. Hierzu werden im ausreichenden Abstand (6 bis 10 m) zueinander und zu den Grundstücksgrenzen (5 m) vertikale Bohrungen vorgenommen (Abb. 4.5). In die maximal 100 m tiefen Bohrungen mit einem Durchmesser von 10 bis 18 cm wird dann die Erdwärmesonde eingebracht (Abb. 4.6), diese besteht zumeist aus mehreren Polyethylen-Kunststoffrohren mit einer 180°-Umlenkung am unteren Ende. Der Zwischenraum zwischen Bohrlochwand und Sonde muss mit einem betonartigen Zementationsmaterial verfüllt werden, um eine gute Wärmeleitung zwischen Sondenwandung und Erdreich zu ermöglichen und gleichzeitig die Vermischung unterschiedlicher Grundwasserschichten zu verhindern.



Abb. 4.5 Bohrung für eine Erdwärmesonde

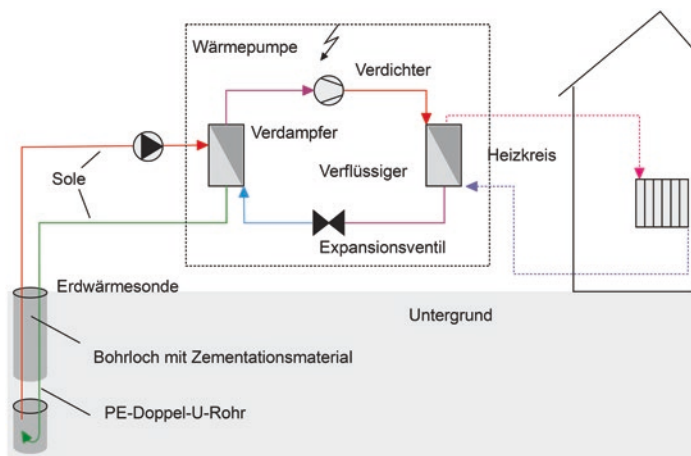


Abb. 4.6 Geothermische Wärmepumpenanlage mit Erdwärmesonden

Die Untergrundtemperaturen im Umfeld einer Sonde können zu Beginn der Heizperiode mit etwa 10 °C angenommen werden. Durch die Erdwärmesonden zirkuliert frostsicheres Wasser (Sole genannt), das aufgrund seiner geringeren Temperatur (anfangs rund 5 °C) dem Erdreich Wärme zu entziehen vermag. Im Laufe der Heizperiode und mit fortgesetzter Energieentnahme sinken die Untergrundtemperaturen im Umfeld der Sonde, es bildet sich um die Sonde ein „Temperaturtrichter“ mit einem Radius von einigen Metern aus. Hierin liegt der Grund, warum Sonden einen Mindestabstand von 6 m zueinander benötigen. Bis zum Ende der Heizperiode kühlt sich die Bohrlochwandung bis auf Temperaturen um den Gefrierpunkt ab. In der Sommerperiode „füllt“ sich der Temperaturtrichter durch nachströmende Wärme aus dem Umfeld der Sonde wieder auf.

Wurde die Wärmequellenanlage nicht sorgfältig und korrekt ausgelegt, sinken die Untergrundtemperaturen um die Sonde von Jahr zu Jahr mehr ab. Dadurch arbeitet die Wärmepumpenanlage immer ineffizienter, die Jahresarbeitszahl sinkt und die jährlichen Betriebskosten durch den zunehmenden Strombezug steigen. Die Festlegung der Sondengesamtlänge erfordert geologische Fachkenntnisse und sollte daher immer von einem Experten vorgenommen werden.

Die geothermische Nutzung von Grundwasser ist anlagentechnisch einfacher, da in der Regel nur zwei Bohrungen von geringer Tiefe gesetzt werden müssen. Eine der Bohrungen dient dem Fördern, eine zweite zur Rückführung des ausgekühlten Wassers, wie Abb. 4.7 links zeigt. Grundwasser-Wärmepumpen-Anlagen arbeiten noch effizienter als Sondenanlagen, da das Grundwasser über die Heizperiode eine Temperatur von etwa 10 °C beibehält.

Nahezu ausschließlich im Neubaubereich werden *Erdkollektoren* eingesetzt (Abb. 4.7 rechts). Dazu werden Rohrmatten oder parallel in einem Abstand von 0,3 bis 1 m verlegte Einzelrohre in einer horizontalen Ebene in etwa 1 bis 1,2 m Tiefe eingebracht. Hierbei müssen große Flächen erschlossen werden, um eine sommerliche Erdreichregeneration zu erreichen – meist doppelt so groß wie die zu beheizende Wohnfläche. Erdkollektoren dürfen nicht überbaut werden, da die Energie zur

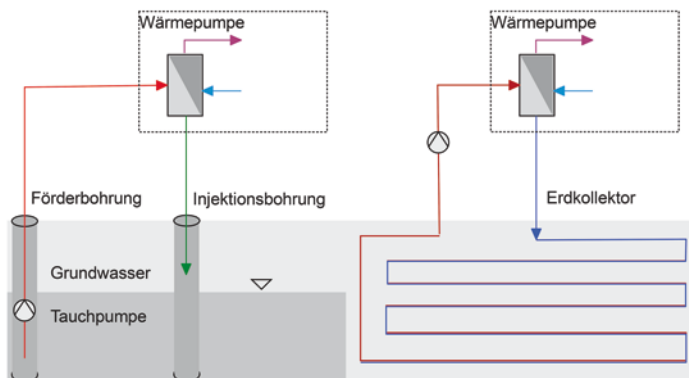


Abb. 4.7 Wärmepumpenanlage mit Grundwassernutzung (links) und mit einem Erdreichkollektor (rechts)

Regeneration mit absorbierte Solarstrahlung und Niederschlagswasser zugeführt wird.

4.4.2 Außenluft-Wärmepumpen

Im Jahr 2018 erreichten *Außenluft-Wärmepumpen* bei den fast 100.000 neu installierten Geräten einen Marktanteil von 60 %. Dieser ist in den letzten 10 Jahren stark angestiegen, vor allem im Neubau dominieren Außenluft- Wärmepumpen als Wärme-erzeuger. Abb. 4.8 (links) zeigt den Aufbau und die Funktion einer Außenluft-Wärmepumpe. Die Verdampfung des Kältemittels findet hier in einem speziellen Wärmetauscher statt, der in seiner Konstruktion an einen Autokühler erinnert. Ein Ventilator sorgt für die Abfuhr der um einige Grad ausgekühlten Außenluft. Es gibt auch sog. *Split-Geräte*, bei denen nur der über die Kältemittelleitungen mit dem Grundgerät verbundene Verdampfer draußen steht.

Die Wärmequelle Außenluft hat gegenüber Erdreich oder Grundwasser einen erheblichen Nachteil: Mit Abnahme der Außentemperatur erhöht sich die zur Beheizung des Gebäudes erforderliche Heizlast, die Heizleistung der Außenluft-Wärmepumpe und deren Leistungszahl sinken jedoch. Soll

die Wärmepumpe bei niedrigen Temperaturen das Gebäude allein versorgen, muss ein leistungsstarkes Gerät gewählt werden. Das führt dann dazu, dass die Wärmepumpe bei steigenden Außentemperaturen eine zu hohe Heizleistung hat und in einen Taktbetrieb gehen muss. Moderne Bauarten verfügen inzwischen über einen leistungsgeregelten Verdichter, um die Heizleistung bei höheren Außentemperatur abzusenken (sog. „Inverter-Wärmepumpen“). Meist ist zudem ein elektrischer Heizstab eingebaut, der bei sehr niedrigen Außentemperaturen die notwendige Heizleistung sicherstellt.

Bereits bei Temperaturen über dem Nullpunkt gefriert das ausfallende Kondensat an der Oberfläche des Verdampfers, der von dem um einige Grad kühleren Kältemittel durchströmt wird. Die Vereisung des Verdampfers würde zu einem erhöhten Stromverbrauch führen, daher muss die Außenluft-Wärmepumpe bei niedrigen Temperaturen regelmäßig durch Kreislaufumkehr abtauen (Abb. 4.8, rechts). Während dieser Betriebsphase wird der vom Verdichter komprimierte und dadurch heiße Kältemitteldampf direkt in den Verdampfer geleitet, um das Eis auf der Oberfläche abzutauen.

Ein weiteres Problem von Außenluft-Wärmepumpen stellt der Lärm dar, der vom Ventilator verursacht wird: eine 10-kW-Wärmepumpe muss mit rund 3500 m³ Frischluft pro Stunde versorgt werden, dies erfordert ein leistungsstarkes Gebläse. Gerade in Neubaugebieten mit hohem Anteil an Außenluft-Wärmepumpen sind dann schnell die niedrigen nächtlichen Lärm-Grenzwerte erreicht oder überschritten.

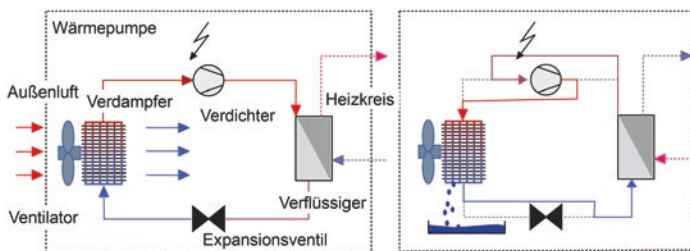


Abb. 4.8 Aufbau und Funktion einer Außenluft-Wärmepumpe (links), Wärmepumpe im Abtau-Modus bei Kreislaufumkehr (rechts)

4.5 Solarthermieranlagen

Im Gegensatz zur photovoltaischen Nutzung wandelt die solarthermische Anlage (Abb. 4.9) die einfallende Solarstrahlung nicht in elektrische, sondern in thermische Energie um. Die Zunahme thermischer Energie im Innern des Solarkollektors ist verknüpft mit einer Temperaturerhöhung in der Solarflüssigkeit. Die Solarflüssigkeit dient zum Transport der thermischen Energie zu einem Verbraucher oder Speicher und wird daher auch als Wärmeträgerfluid bezeichnet.

4.5.1 Kollektortechnik

Grundlage der solarthermischen Energienutzung ist die photothermische Wandlung. Die Energie der Photonen im Wellenlängenbereich der Solarstrahlung (ca. $0,3\text{ }\mu\text{m}$ bis $3\text{ }\mu\text{m}$, siehe



Abb. 4.9 Solarthermische Anlage auf dem Dach eines Mehrfamilienhauses. (Foto: P. Steinert)

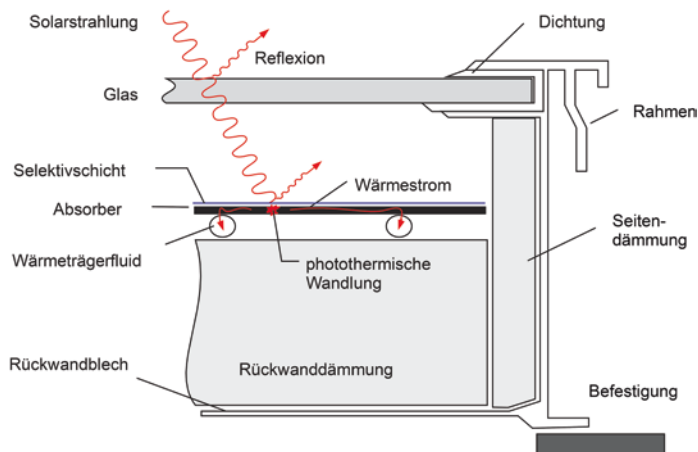


Abb. 4.10 Schnittdarstellung eines Solarkollektors

auch Abb. 3.15) wird hierbei in der Absorberschicht durch Strahlungsabsorption in thermische Energie umgewandelt, wie Abb. 4.10 zeigt.

Mit einer speziellen Selektivbeschichtung sind Absorptionsgrade bis 95 % erreichbar. Die Absorberschicht mit einer Dicke von nur wenigen 100 µm wird auf ein gut wärmeleitendes Kupfer- oder Aluminiumblech mit einer Stärke von 0,2 bzw. 0,5 mm aufgetragen. Das Absorberblech erwärmt sich und gibt gleichzeitig über angeschweißte Kupfer- oder Aluminiumrohre die gewonnene thermische Energie als Wärmestrom an das darin zirkulierende Wärmeträgerfluid ab. Dieses besteht aus einem Gemisch von Wasser und etwa 40 bis 50 % Frostschutzmittel, ergänzt um Inhaltsstoffe zum Korrosionsschutz.

Bei einem *Flachkollektor* schützt eine gut solarstrahlungsdurchlässige Abdeckung aus Glas den Absorber von oben gegen Witterungseinflüsse und reduziert gleichzeitig die Wärmeverluste. Meist wird spezielles, gegenüber Fensterglas besonders eisenarmes Solarglas verwendet. Die Solargläser mancher Kollektoren sind mit einer zusätzlichen Antireflexschicht ausgestattet, die den Glastransmissionsgrad gegenüber den üblichen

Werten von etwa 88 bis 90 % um bis 5 Prozentpunkte steigern. Der Transmissionsgrad gibt an, welcher Anteil der Solarstrahlung das Glas durchdringt und damit im Kollektor nutzbar wird.

Nach unten und seitlich wird der Schutz gegen Wärmeverluste mit Mineralwolledämmung erreicht. Das Kollektorgehäuse aus dem Aluminiumrückwandblech und Aluminiumseitenprofilen gibt dem Kollektor Struktur, Festigkeit und Schutz vor Witterungseinflüssen. Ein großer Anteil der Wärmeverluste wird vom Absorber selbst durch Abgabe thermischer Wärmestrahlung im nicht sichtbaren langwelligen Bereich durch die Glasscheibe verursacht. Abhilfe schafft eine besondere Ausführung der Absorberbeschichtung (Selektivbeschichtung), die durch einen speziellen Schichtaufbau die langwelligen Strahlungsverluste auf etwa 5 % des physikalisch möglichen Maximalwertes zu reduzieren vermag.

Der *Vakuumröhrenkollektor* (Abb. 4.13) setzt auf eine andere Form der Wärmedämmung: er nutzt die Tatsache, dass Wärmeleitung und Konvektion durch eine Teilevakuation – der Entfernung der Luftmoleküle aus einem geschlossenen Raum – nahezu vollständig unterdrückt werden. Der Absorber im Innern einer Glasröhre gibt dann Energie nur noch in Form von Wärmestrahlung ab, die durch die Selektivbeschichtung minimiert ist. Röhrenförmige Gläser nehmen im Gegensatz zu Flachglas große Kräfte auf und können damit ohne innere Stützen bei Teilevakuation dem äußeren Luftdruck standhalten.

Ein technisches Problem stellen die Übergänge zwischen Glas und Metallrohren dar, die dauerhaft dicht sein müssen. Zur Vermeidung dieses Problems hat man die kostengünstigste Variante des CPC-Röhrenkollektors entwickelt, bei der das Vakuum im Innern eines Doppelglasrohres gezogen ist. Die CPC-Röhre nach dem Thermoskannenprinzip ist in Abb. 4.11 im Schnitt dargestellt. Die Außenseite der Innenröhre ist mit der Absorberbeschichtung versehen und durch das Vakuum optimal vor Witterungseinflüssen geschützt. Die Fluidrohre zur Abnahme der thermischen Energie sind mit Wärmeleitblechen versehen und in das einseitig offene Rohr eingeschoben. Ein speziell geformter Reflektor (siehe Abb. 4.13b) hinter den Röhren erhöht den Wirkungsgrad, indem er die Solarstrahlung auf die nicht

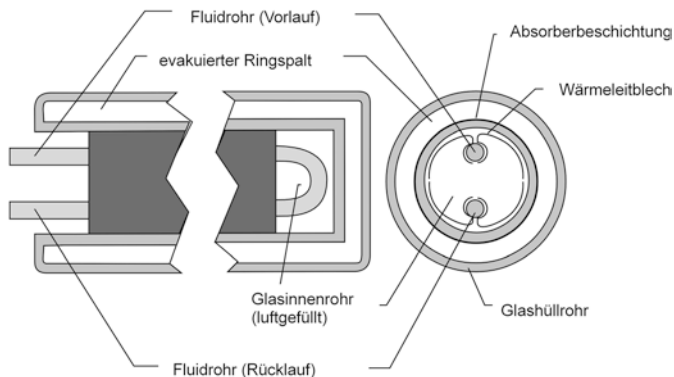


Abb. 4.11 Schnittdarstellung eines Vakuumröhrenkollektors

direkt bestrahlte Rückseite des Innenrohres leitet. Abb. 4.13d zeigt eine weitere Bauart von Vakuumröhrenkollektoren, die Vollvakuumröhre mit Heatpipeanbindung.

Heatpipe

Eine Heatpipe (Wärmerohr) ist ein hermetisch verschlossenes Rohr, das mit Alkohol oder Wasser im Nassdampfzustand gefüllt ist (Abb. 4.12). Nassdampf besteht aus zwei Phasen, der siedenden Flüssigkeit und dem Sattdampf. Bei Umgebungsdruck siedet Wasser bei etwa 100 °C, bei 0,5 bar aber schon bei 81 °C und bei 0,074 bar bei 40 °C.

Bei Wärmezufuhr, hier durch Absorption der Solarstrahlung, verdampft die siedende Flüssigkeit und steigt wegen der geringen Dichte nach oben. Das obere Ende der Heatpipe steht in Kontakt mit der vorbeiströmenden, noch kühlen Wärmeträgerflüssigkeit, die sich nun erwärmt. Durch den Wärmeentzug setzt Kondensation ein, die Schwerkraft oder in das Wärmerohr eingearbeitete Kapillarstrukturen ziehen die Flüssigkeitströpfchen wieder nach unten, wo der Kreislauf erneut beginnt.

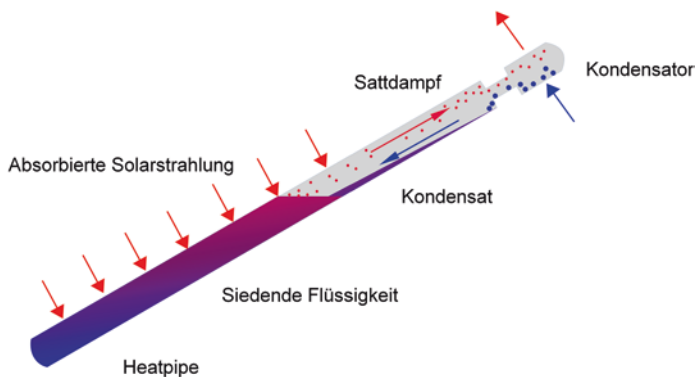


Abb. 4.12 Arbeitsweise einer Heatpipe

Der Wirkungsgrad des Kollektors wird nicht nur durch seine Bauweise, sondern auch durch den jeweiligen Betriebszustand bestimmt. Je größer die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung ist, desto höher sind die Wärmeverluste und desto geringer ist die Nutzleistung. Ein solarthermischer Kollektor erreicht seinen maximalen Wirkungsgrad also nur dann, wenn die Solarflüssigkeit sich auf Umgebungstemperatur befindet, in diesem Fall kann aber keine Nutzwärme entnommen werden. Soll z. B. Trinkwasser solar erwärmt werden, muss die Solarflüssigkeit in den Fluidrohren auf Temperaturen von 40 bis 60 °C gebracht werden. Die Absorberblechtemperaturen müssen um weitere 5 bis 20 °C höher sein, damit der Wärmestrom auf die Solarflüssigkeit übertragen werden kann.

Auch bei verschwindender Temperaturdifferenz zwischen Solarflüssigkeit und Umgebung würde der Wirkungsgrad eines Solarkollektors nicht 100 % erreichen, da durch Reflexion an Glas und Absorber immer auch optische Verluste in der Größenordnung von 15 bis 25 % auftreten. Der maximal erreichbare Wirkungsgrad – auch optischer Wirkungsgrad genannt – beträgt etwa 75 bis 85 %.

Schwimmbadabsorber (Abb. 4.14, links) werden zum Erwärmen kalten Schwimmbadwassers auf Temperaturen von 20 bis 30 °C eingesetzt. Die mittlere Flüssigkeitstemperatur

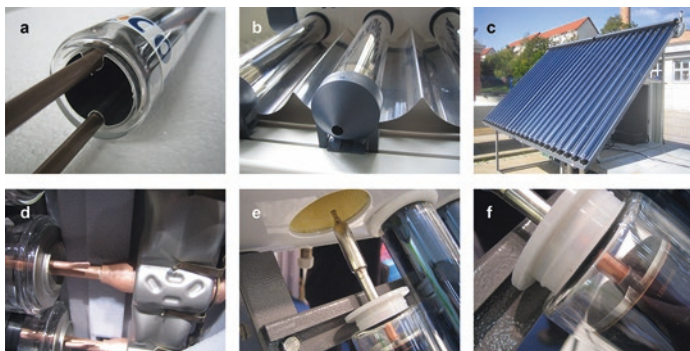


Abb. 4.13 Vakuumröhren unterschiedlicher Bauart. **a** CPC-Röhre mit Wärmeleitblech und Fluidrohr, **b** CPC-Röhre mit Blick auf den speziell geformten Reflektor, **c** CPC-Vakuumröhrenkollektorfeld, **d** Heatpipe-Anbindung mit Vollvakuumröhre, **e** Heatpipeanbindung einer CPC-Röhre, **f** CPC-Röhre



Abb. 4.14 Einfacher Schwimmbadabsorber aus Rohrmatten (links), Rückseite eines PVT-Moduls mit aufgeklemmtem Kupferrohr (rechts) [4]

im Absorber liegt hier oft in Höhe der Umgebungstemperatur. Daher sind weder Wärmedämmung noch transparente Abdeckungen erforderlich.

Immer wieder werden auch *PVT-Kollektoren* erwähnt, das sind Photovoltaikmodule, die gleichzeitig Strom und (etwas) Wärme produzieren (Bild 4.14 rechts). PVT steht dabei für „PhotoVoltaisch und Thermisch“. Ausgangspunkt dieser Produktidee ist die Tatsache, dass die elektrische Leistung von PV-Modulen mit zunehmender Zelltemperatur abnimmt. Da auf Dächern installierte Module sich bei Sonneneinstrahlung und hohen Umgebungstemperaturen auf 60 °C und mehr

erwärmen, ist der Gedanke naheliegend, durch Kühlung der Module die elektrische Energieausbeute zu erhöhen und die dabei gewonnene thermische Energie nutzbringend einzusetzen. Im einfachsten Fall wird eine flüssigkeitsdurchströmte Kunststoffrohrrmatte auf der Rückseite befestigt, es gibt aber auch Varianten mit rückseitiger Dämmung und zusätzlicher vorderer Verglasung zur Minderung der Wärmeverluste.

Solarkollektoren erreichen je nach Einsatzzweck sehr unterschiedliche flächenspezifische Jahreserträge, da die angestrebten Nutztemperaturen einen großen Einfluss auf den Wirkungsgrad haben. Grundsätzlich gilt, dass mit höherem solaren Deckungsanteil durch Zunahme der *Stagnationszeiten* der erreichbare Jahresertrag sinkt. Wird dem Solarkollektor trotz anhaltender solarer Einstrahlung keine Energie entnommen, so steigt die Kollektortemperatur an, bis absorbierte Strahlungsenergie und Wärmeverluste im Gleichgewicht sind. Diesen Zustand nennt man Stagnation oder Stillstand. Vakuumröhrenkollektoren erreichen aufgrund ihrer Vakuumisolierung bei Solarbestrahlung ohne Energieentnahme Stillstandstemperaturen von 280 bis über 300 °C, Flachkollektoren von 200 bis 240 °C.

4.5.2 Solaranlagen

Kleine Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung in Ein- und Zweifamilienhäusern sind meist so ausgelegt, dass sie etwa 50 bis 60 % des Endenergiebedarfs decken können. Beträgt der Tagesbedarf einer vierköpfigen Familie an Warmwasser z. B. 160 l, so sind im Jahr (einschließlich der Speicherwärmeverluste) zu deren Erwärmung und Bereitstellung gut 3000 kWh Nutzenergie erforderlich. Dazu müssen bei ausschließlich konventioneller Erwärmung rund 350 l Heizöl bzw. 350 m³ Erdgas aufgewendet werden. Die Solaranlage spart davon etwa 50 bis 60 % ein, sodass sich der fossile Energiebedarf auf 140 bis 175 l Heizöl bzw. m³ Erdgas reduziert. Der auf die installierte Kollektorfläche bezogene solare Jahresertrag beträgt bei einer solchen Auslegung rund 350 kWh/(m²a), es werden also 4 bis 5 m² Kollektorfläche benötigt, die dann die erforderlichen 1500 bis 1800 kWh/a Nutzenergie bereitstellen.

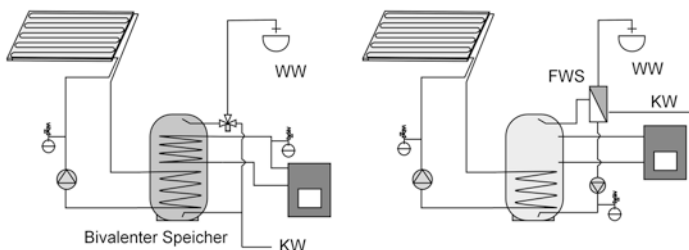


Abb. 4.15 Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung im Ein- und Zweifamilienhaus mit bivalentem Trinkwasserspeicher (links) und Pufferspeicher mit Frischwasserstation (rechts)

Meist wird die Solarenergie über den unteren Rohrwendelwärmeübertrager in einem bivalenten Speicher direkt in das Trinkwasser übertragen (Abb. 4.15, links). Eine weitere Variante stellt Abb. 4.15 rechts dar, hier erwärmt die Solaranlage einen Pufferspeicher, aus dem über einen Wärmetauscher das Trinkwasser nach dem Durchlauferhitzerprinzip in einer Frischwasserstation erhitzt wird.

In Mehrfamilienhäusern, Krankenhäusern oder Pflegeheimen werden *solare Trinkwassererwärmungsanlagen* kleiner dimensioniert, um eine höhere Wirtschaftlichkeit zu erreichen (vgl. dazu [7]). Bei einem Deckungsanteil von etwa 35 % erhöht sich der Kollektorjahresertrag aufgrund der verminderten Stagnationszeiten und der geringeren Kollektormitteltemperaturen auf 500 kWh/(m²a) und mehr. Abb. 4.16 zeigt den hydraulischen Aufbau einer solchen Solaranlage. Zum Schutz vor der Verkeimung des Trinkwassers wird die solare Wärme nicht im Trinkwasser selbst, sondern in einem Pufferspeicher bevorratet und erst während der Warmwasserzapfung auf das Trinkwasser übertragen. Zudem wird das Trinkwasser in den Warmwasserleitungen ständig umgewälzt, dazu sind die Zirkulationsleitungen und eine zusätzliche Pumpe erforderlich.

Krankheitserreger wie Legionellen sind in der Lage, sich im Trinkwasser bei Temperaturen zwischen 20 und 50 °C sehr stark zu vermehren. Um dieses zu verhindern, muss der Zirkulationsrücklauf eine Temperatur von mindestens 55 °C aufweisen, der

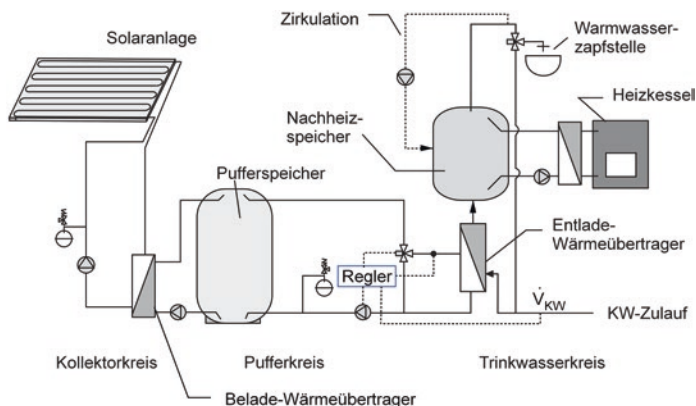


Abb. 4.16 Hydraulikplan einer großen Solaranlage, wie sie in Mehrfamilienhäusern, Krankenhäusern etc. realisiert wird

Trinkwasservorrat im Nachheizspeicher mindestens 60 °C. Ein ggfs. vorhandener Vorwärmespeicher ist zudem nach den aktuellen Hygiene-Richtlinien mindestens einmal täglich auf 60 °C zu erwärmen [2, 8]. Das Legionellenproblem betrifft grundsätzlich alle Trinkwassererwärmungsanlagen und damit auch die Ein- und Zweifamilienhäuser. Entsprechend wird auch dort der Betrieb eines Zirkulationssystems und ausreichend hohe Solltemperaturen empfohlen.

Thermische Solaranlagen müssen immer mit einem zweiten konventionellen Wärmeerzeuger kombiniert werden, der so dimensioniert sein muss, dass er die Heizlast auch vollständig alleine decken kann. Durch den Einbau einer Solaranlage können die Investitionskosten für das konventionelle Heizsystem also nicht gemindert werden. Eine wirtschaftliche Betriebsweise wird folglich nur dann erreicht, wenn die auf die Betriebsjahre bezogenen Investitions- und Betriebskosten der Solaranlage geringer sind als die eingesparten fossilen Brennstoffkosten des konventionellen Wärmeerzeugers. Berechnungen zeigen, dass große Solaranlagen die Gesamtkosten zur Trinkwassererwärmung schon dann reduzieren können, wenn eine Preissteigerung für fossile Endenergie von 5 % pro Jahr über die Anlagenlebensdauer von 20 Jahren angenommen wird [9].

Solaranlagen können bei größerer Auslegung auch einen Teil der erforderlichen Nutzenergie zur *Raumheizung* abdecken. Die am Markt für Ein- und Zweifamilienhäuser angebotenen Anlagen mit typisch 10 bis 20 m² Kollektorfläche erreichen solare Deckungsanteile (hier bezogen auf den gesamten Nutzenergiebedarf zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung) von etwa 20 bis 30 %, natürlich abhängig von vielen Einflussfaktoren. Der spezifische Kollektorjahresertrag ist mit 200 bis 300 kWh/(m²a) aufgrund der langen Stagnationsphasen im Sommer erheblich geringer als bei Solaranlagen zur ausschließlichen Trinkwassererwärmung. Entsprechend höher sind die Wärmegestehungskosten – die Gesamtkosten zur Produktion einer kWh Wärme, die neben den Brennstoffkosten und weiteren Betriebskosten auch die Investitionskosten beinhalten.

Ein wesentliches zukünftiges Anwendungsfeld für Solarthermie wird die *Prozesswärme* sein – Wärme, die in Betrieben zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten oder zur Erbringung einer Dienstleistung mit Prozesswärmebedarf genutzt wird. Abb. 4.17 zeigt die Solarthermieanlage einer Brauerei in Nordhessen. Studien zeigen ein enormes Potenzial, vor allem im Nutztemperaturbereich <100 °C



Abb. 4.17 Kollektorfeld der Hütt-Brauerei in Baunatal, Nordhessen

für Flachkollektoren und darüber für Vakuumröhrenkollektoren [6]. Bei Annahme eines mittleren Systemertrags von 450 kWh/(m²a) errechnet sich daraus eine zu installierende Gesamtkollektorfläche von ca. 35 Mio. m², entsprechend einer Leistung von ca. 25 GW_{th}. Zum Vergleich: In Deutschland waren bis Ende 2018 insgesamt knapp 15 GW bzw. 21 Mio. m² installiert.

Auch die *Fern- und Nahwärmenetze* werden zukünftig mit Solarthermieranlagen ausgestattet sein, um den geringen sommerlichen Wärmebedarf decken zu können, dazu später mehr.

4.6 Wärmenetze

Zur Einführung in das Kapitel Wärmebereitstellung wurde bereits darauf hingewiesen, dass Wärmenetze zukünftig vermutlich (wieder) große Bedeutung erlangen werden. Heute werden nur etwa 9 % des gesamten Wärmebedarfs in Deutschland leitungsgebunden gedeckt, seit 1990 ist dieser Anteil um 25 % gestiegen.

Bei Nah- und Fernwärme wird an zentraler Stelle Heizungswasser erwärmt und in einem Rohrleitungsnetz den Verbrauchern zugeführt. In Hausanschlussstationen wird die Nutzwärme übergeben und dort über Wärmeübertrager das Heizungswasser im Haus bzw. das Trinkwasser erwärmt. Der Einsatz einer zentralen Feuerungsanlage mit großer Heizleistung ermöglicht es, Festbrennstoffe wie Steinkohle, Ersatzbrennstoffe wie Müll sowie Alt- und Restholz in Kraft-Wärme-Kopplung einzusetzen.

Es können aber auch regenerative Energien in Wärmenetze eingebunden werden, besonders dann, wenn es sich um Nieder-temperatur-Netze handelt: große Solarthermieranlagen, Hoch-temperatur-Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und große Saisonalspeicher eignen sich dazu hervorragend, Gas-BHKW können mit netzgespeistem Biomethan versorgt werden. Bei kleineren Leistungen werden Anlagen mit ORC-Kreisprozessen (vgl. Abschn. 3.6) bevorzugt.

4.6.1 Fernwärmenetze

Fernwärmenetze werden noch häufig mit Heißwasservorlauftemperaturen von 110 °C und mehr oder mit Dampf betrieben. Neuere Anlagen sind auf geringere Maximaltemperaturen ausgelegt. Die Vorlauftemperaturen werden der Außentemperatur i. d. R. gleitend bis minimal 70 °C angepasst; diese Mindesttemperatur ist zur (hygienischen) Trinkwassererwärmung nötig. Die Netzurücklauftemperaturen werden durch entsprechende Maßnahmen auf 55 °C bis minimal 30 °C geregelt, um die umlaufende Wassermenge und damit die Investitionskosten für das Rohrnetz möglichst gering zu halten. Die durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden aller Fernwärmenetze Deutschlands betragen nur rund 1800 h/a. In Netzen mit einem hohen Anteil industrieller und gewerblicher Abnehmer können aber auch 2000 bis 8000 h/a erreicht werden [9].

Viele Wärmenetze wurden inzwischen mit wärmegeführten Heizkraftwerken nachgerüstet, die in Kraft-Wärme-Kopplung zusätzlich Strom erzeugen, der in das Stromnetz eingespeist wird. Neben Gasturbinen werden GuD-Anlagen und Gasmotoren eingesetzt. Um für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichend hohe Vollbenutzungsstunden erzielen zu können, wird bei der Nachrüstung eine Auslegung von etwa 25 bis 30 % der Nennleistung des vorhandenen Wärmeerzeugers gewählt. Große Heißwasserpufferspeicher erhöhen zusätzlich die Laufzeit der KWK-Anlagen. Die vorhandenen Wärmeerzeuger übernehmen die Abdeckung der Spitzenlasten in der Heizperiode. Die meisten KWK-Turbinen und -Motoren sind erdgasbetrieben und lassen sich einfach in die bestehende Anlage integrieren.

4.6.2 Nahwärmenetze

Die Unterscheidung zwischen Fernwärme- und *Nahwärmenetzen* ist nicht genau festgelegt, der Übergang ist fließend. Die typische Anschlussleistung von Nahwärmenetzen beträgt eher zwischen 50 kW und einigen MW, in großen Fernwärmenetzen erreichen die Heizkraftwerke thermische Leistungen von einigen 100 MW.



Abb. 4.18 Solarthermiefeld mit 1422 m² Kollektorfeldfläche (links) sowie Heizzentrale mit zwei Hackschnitzelkesseln (900 kW, 360 kW) und zwei großen Pufferspeichern mit je 60 m³ (rechts) in Neuerkirch-Külz

An dieser Stelle sind auch die *Bioenergiedörfer* zu erwähnen – Kommunen, die den überwiegenden Teil ihres Strom- und Wärmebedarfs regional decken. Dazu werden in Nahwärmenetzen meist durch Biogasanlagen gespeiste KWK-BHKW betrieben oder – nur zur Wärmeversorgung – Hackschnitzelkessel, die regional aus dem Umland versorgt werden. Vorreiter dieser „Bewegung“ war 2006 das Dorf Jühnde im Landkreis Göttingen. Abb. 4.18 zeigt die Nahwärmeversorgung von Neuerkirch-Külz im Hunsrück. Die 2016 in Betrieb gegangene Anlage produziert im Jahr 3,1 Mio. kWh regenerative Wärme. Ein 1422 m² großes Kollektorfeld mit CPC-Röhren erzeugt davon rund 20 % solar. Die 142 angeschlossenen Gebäude sind über insgesamt 6000 m Rohrleitung mit der Heizzentrale verbunden.

4.6.3 Niedertemperatur-Wärmenetze

Bedingt durch die hohen Systemtemperaturen verlieren die Rohrleitungen Wärme an den umgebenden Untergrund, diese sog. Netzverluste bewegen sich je nach Ausführung und Nutzung zwischen 10 bis 20 % der im Jahr bereitgestellten Wärme. *Low-ex-Wärmenetze* sollen diese weiter senken. Die Bezeichnung „Low-ex“ – kurz für „Niedrig-Exergie“ – erklärt bereits etwas umständlich, was gemeint ist: Wärmenetze mit geringeren Vorlauf- und Rücklauftemperaturen und

damit niedrigem Exergiegehalt. Wärmenetze der 3. Generation sollen ganzjährig mit Vorlauftemperaturen unter $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ auskommen, Wärmenetze der 4. Generation unter $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Niedertemperatur-Wärmenetze bieten hervorragende Möglichkeiten zur Einbindung regenerativer Energieträger.

Es gibt auch bereits erste Pilotprojekte mit *Kalten Wärmenetzen*. Diese scheinbar paradoxe Bezeichnung weist darauf hin, dass die Vorlauftemperaturen sich nahe der Umgebungstemperaturen bewegen, statt Netzverlusten sind nun sogar Netzgewinne möglich. Mit Kalten Netzen ist natürlich keine direkte Beheizung mehr möglich, das umlaufende Wasser dient hier als Wärmequelle für dezentrale Wärmepumpen. Abb. 4.19 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Kalt-Wärmenetzes, das hier durch Auskühlung von Fluss- und Abwasser und durch Nutzung gewerblicher oder industrieller Abwärme versorgt wird. Als Wärmequellen sind aber auch große Erdreichkollektoren und große Solarabsorberfelder denkbar.

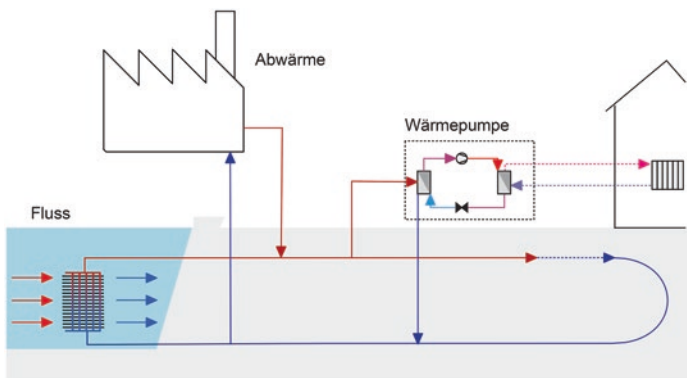


Abb. 4.19 Prinzip des Kalten Wärmenetzes: als Wärmequelle für die dezentral angeschlossenen Wärmepumpen dient nicht nur Flusswasser, es können auch Erdkolektor- und Solarabsorberfelder oder Abwärmequellen eingebunden werden

4.6.4 Solare Wärmenetze

Dänemark gilt als Vorreiter der solaren Fernwärmeversorgung: Bis 2016 waren dort über 130 Anlagen mit einer Gesamtfläche von 1,3 Mio. m² Kollektorfläche verbaut. Im Internet sind die Kenndaten und die aktuelle Energieproduktion der Anlagen online abrufbar [1].

Dänemark hat sich zum Ziel gesetzt, im Jahr 2050 rund 40 % seines Wärmebedarfs durch Solarthermie bereitzustellen – davon 80 % in Form solarer Nah- und Fernwärme. Die politischen Rahmenbedingungen dazu wurden u. a. durch hohe Steuerabgaben auf fossile Energien geschaffen. Zudem sind die auch im ländlichen Raum weit verbreiteten Wärmenetze meist von Genossenschaften in Bürgerhand betrieben, bei denen die Gewinnoptimierung nicht im Vordergrund steht.

Großanlagen mit mehreren 10.000 m² Kollektorfläche sind schon heute für 200 bis 250 €/m² bei einem solaren Systemertrag von 400 bis 500 kWh/(m²a) realisierbar. Die solaren Wärmegestehungskosten der in Dänemark betriebenen Anlagen werden mit einer Spanne von 0,03 bis 0,06 €/kWh angegeben. Diese sehr niedrigen Gestehungskosten sind auf die sehr einfache und kostengünstige Anlagentechnik zurückzuführen, u. a. werden die Saisonspeicher als einfache „water pit“ ausgeführt. Diese Erdbeckenspeicher sind eine dänische Besonderheit: Das Erdbecken wird ausgehoben, mit einer 2,5 mm dicken HDPE-Folie ausgekleidet und dann mit Wasser befüllt. Nur die Wasseroberfläche des Beckens ist mit einer Wärmedämmung ausgestattet, auf einer schwimmenden Auskleidefolie sind dazu PU-Schaumplatten in mehreren Lagen verlegt. Wand und Boden sind nicht gedämmt.

Schon seit dem Jahr 1962 wurde die Kleinstadt Marstal auf der dänischen Insel Aerö mit (konventioneller) Fernwärme versorgt (Abb. 4.20). Im Jahr 1996 erweiterte man die Anlage erstmals um ein solarthermisches Kollektorfeld mit 8000 m² und einen Stahltank-Wärmespeicher mit 2100 m³. Im Jahr 2003 wurde das Kollektorfeld dann im Rahmen eines EU-Projektes auf 18.300 m² vergrößert und ein erster Erdbecken-Wasserspeicher („water pit“) mit 10.000 m³ errichtet. Schon damals lag der solare Deckungsgrad der Anlage bei 30 %.



Abb. 4.20 Übersicht der Fernwärmanlage in Marstal, DK [9]

Im Rahmen des Vorhabens „SUNSTORE 4“ wurde die Anlage 2012 erneut erweitert, nun stehen in der Summe 33.300 m^2 Kollektorfläche mit einer Nennleistung von $23,4 \text{ MW}_{\text{th}}$ und ein weiterer Erdbeckenspeicher mit 75.000 m^3 zur Verfügung.

Das Gesamtsystem ermöglicht eine nahezu 100-prozentige Deckung mit nachhaltigen Energieträgern. Dazu tragen neben der Solaranlage eine in Kraft-Wärme-Kopplung geführte ORC-Anlage mit $750 \text{ kW}_{\text{el}}$, eine Wärmepumpe ($1,5 \text{ MW}_{\text{th}}$) und ein Biomassekessel (4 MW_{th}) bei. Selbst die Spitzenlastwärmeerzeuger zur Lastdeckung in Zeiten hoher Nachfrage arbeiten regenerativ ($18,3 \text{ MW}_{\text{th}}$ Bio-Öl-Kessel). Die spezifischen Investitionskosten des zuletzt in Betrieb genommenen Kollektorfeldes betrugen nur rund 175 €/m^2 . Die Anlage liefert insgesamt solare Wärme zu Gestehungskosten von $0,03$ bis $0,04 \text{ €/kWh}_{\text{th}}$ [5]. Die Solaranlage soll lt. Planung jährlich 13.400 MWh Wärme liefern, rund 40% des Energiebedarfs des gesamten Fernwärmenetzes. Dies würde einem spezifischen Systemertrag von etwa $400 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ entsprechen.

Literatur

1. Danish District Heating Association: Portal for large solar heating systems, containing both current and historical production data. <http://solar-heatdata.eu>
2. DIN 1988-100: Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen – Teil 100: Schutz des Trinkwassers, Erhaltung der Trinkwassergüte; Technische Regel des DVGW. Beuth, Berlin (2011)
3. Henning, H.-M., Palzer, A.: Energiesystem Deutschland 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg (2013)
4. Bildquelle: ISFH – Institut für Solarenergieforschung, Hameln
5. Schmidt, B., Mangold, D.: Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher – das dänische Projekt „SUNSTORE 4“. 23. OTTI Symposium Solarthermie, Bad Staffelstein (2013)
6. VDI 3988: Solare Prozesswärme. Beuth, Berlin (2019)
7. VDI 6002 Blatt 1: Solare Trinkwassererwärmung. Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau. Beuth, Berlin (2011)
8. VDI/DVGW 6023: 2012-04 Hygiene in Trinkwasser-Installationen. Anforderungen an Planung, Ausführung, Betrieb und Instandhaltung (Entwurf). Beuth, Berlin (2012)
9. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)

Zusammenfassung

Bei der Frage nach der Zukunft der Mobilität konkurrieren derzeit Konzepte, die auf Verbrennungsmotoren basieren, aber veränderte Kraftstoffstrategien verfolgen und Konzepte, die auf Elektromotoren basieren und unterschiedliche Speichertechnologien verwenden. Von der Automobilindustrie werden diese sehr verschiedenen Ansätze weitgehend parallel verfolgt. Auch eine förderpolitische Festlegung in dieser konzeptionellen Vielfalt ist zurzeit noch nicht erkennbar.

Kaum eine technische Erfindung hat so große Veränderungen ausgelöst wie die Entwicklung des Kraftfahrzeugs. Mobilität ist im letzten Jahrhundert zu einem wichtigen Merkmal der Zivilisation geworden und bestimmt in einem Maß wie nie zuvor unser Alltagsleben. Weltweit sind heute rund 600 Mio. Kraftfahrzeuge im Einsatz, die Tendenz ist steigend. Berücksichtigt man, dass diese Fahrzeugflotte fast ausschließlich auf fossile Energieträger angewiesen ist, so wird die Bedeutung der Frage nach einer nachhaltigen Sicherung dieser Mobilität überdeutlich.

In Deutschland sind alleine über 45 Mio. PKW zugelassen. Der Kraftstoffverbrauch stagniert seit 2002, wobei Effizienzgewinne in der Motorentechnik durch einen Trend zu größeren Fahrzeugen bzw. zu Fahrzeugen größerer Leistung aufgezehrt werden. Im Jahr 2017 waren 30 % des gesamten Endenergieverbrauchs Deutschlands dem Verkehrssektor zuzurechnen.

Benötigt wird hier fast ausschließlich mechanische Energie, also reine Exergie. Entsprechend kommen auch nur hochexergetische Endenergieträger wie Treibstoffe (gasförmig oder flüssig) oder Elektrizität zum Einsatz.

Noch wird der Endenergiebedarf im Verkehrssektor zu 94 % mit Mineralölen gedeckt, davon etwa zur Hälfte mit Diesel. Elektrischer Strom liefert nur 1,5 %, Biokraftstoffe 4 % der Endenergie. Die Abb. 5.1 zeigt, dass der erneuerbare Anteil am Endenergieverbrauch nach einem förderpolitisch erzeugten Boom von Biotreibstoffen ab der Jahrtausendwende seit Wegfall der Förderung im Jahr 2008 tendenziell sogar rückläufig ist. Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor setzt sich zu 62 % aus Biodiesel, zu 25 % aus Bioethanol und zu 13 % erneuerbar produziertem Strom zusammen. Biodiesel wird dem fossilen Diesel mit einem Anteil von 7 % beigemischt oder in der Land- und Forstwirtschaft unverdünnt verwendet. Bioethanol wird dem Ottokraftstoff beigesetzt; die von Tankstellen bekannte Bezeichnung E10 weist z. B. auf einen Anteil von bis zu 10 Vol.-Prozent Ethanol im Superbenzin hin.

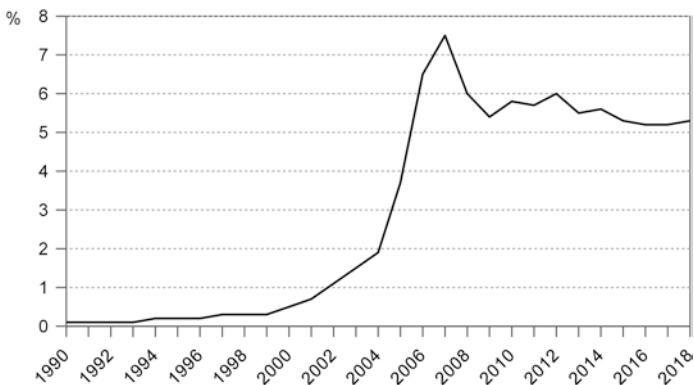


Abb. 5.1 Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Personen- und Tonnenkilometer

Was wird im Verkehrssektor bewegt? Nach aktuellen Zahlen werden in Deutschland jedes Jahr 1072 Mrd. Personenkilometer zurückgelegt und 757 Mrd. Tonnenkilometer an Gütern transportiert.

Der *Personenkilometer* ist eine Kennzahl der Verkehrstatistik, die sich aus dem Produkt der Zahl der zu Lande, zu Wasser und in der Luft beförderten Personen und der von ihnen zurückgelegten Entfernungen ergibt. Entsprechend ist der *Tonnenkilometer* definiert als Produkt aus dem Gewicht der beförderten Güter und der Transportentfernung.

6 % der angegebenen Personenverkehrsleistung werden durch Flüge verursacht, 9 % durch den Schienenverkehr und die verbleibenden 85 % durch PKW. Umgerechnet auf die 82,5 Mio. Einwohner Deutschlands beträgt der individuelle Anteil rund 13.000 km pro Jahr.

Pro Kopf werden im Jahr zusätzlich auch 9200 Tonnenkilometer an Gütern bewegt. Der Gütertransport erfolgt nur zu etwa einem Sechstel über die Schiene und zu immerhin 7 % mit der Binnenschifffahrt. Der Flugverkehr fällt mit 2 Mrd. Tonnenkilometer jährlich (0,3 %) praktisch nicht ins Gewicht, sodass LKW und leichte Nutzfahrzeuge drei Viertel der Güterverkehrsleistung erbringen.

5.1 Biokraftstoffe

Die Nutzung von biomassebasierten Kraftstoffen ist keine grundsätzlich neue Idee: so zielte bereits Rudolf Diesel mit seinem Motor auf die Nutzung von Pflanzenölen ab. Das heute wieder aufgegriffene Verfahren der *Fischer-Tropsch-Synthese* zur Gewinnung von Kraftstoffen aus organischen Rohstoffen wie Holz oder Stroh wurde Ende der 1920er Jahre entwickelt. Zur selben Zeit wurden vielfach Holzvergaser eingesetzt, deren

Entwicklung durch die knappe Verfügbarkeit von fossilen Energieträgern während des 2. Weltkriegs ihren Höhepunkt erreichte.

Auslöser des Biokraftstoff-Booms zu Beginn des 21. Jahrhunderts war der Ende 2005 von der EU-Kommission veröffentlichte Biomasse-Aktionsplan, der europaweit einen Anteil der Biokraftstoffe von 5,25 % als Zielvorgabe für das Jahr 2010 festlegte. In Deutschland wirkte die Befreiung von der Mineralölsteuer als effiziente energiepolitische Maßnahme und führte zu umfangreichen Neuinvestitionen in Anlagen zur Erzeugung von Biokraftstoffen. Seit 2008 hat sich das Klima für Biokraftstoffe deutlich abgekühlt. Ursache hierfür ist u. a. eine veränderte Förderpolitik in Deutschland, die anstelle der Mineralölsteuerbefreiung für reine Biokraftstoffe die Beimischungspflicht zu fossilen Kraftstoffen präferiert: Die Mineralölsteuerbefreiung für Biokraftstoffe wurde schrittweise bis 2011 aufgehoben, gleichzeitig wurde eine jährlich steigende Beimischungsquote für Diesel- und Ottokraftstoffe eingeführt. Seit 2015 wird anstelle einer festen Biokraftstoffquote eine Quote der durch Biokraftstoffe vermiedenen Treibhausgase festgeschrieben: bis zum Jahr 2020 müssen 6 % der durch den Kraftstoffverbrauch emittierten Treibhausgase durch den Einsatz von Biokraftstoffen eingespart werden.

Biokraftstoffe lassen sich aus unterschiedlichsten Biomassefraktionen erzeugen. Neben Substituten für die heute überwiegend genutzten Otto- und Dieselmotorkraftstoffe können gasförmige Biokraftstoffe aber auch biogener Wasserstoff gewonnen werden. Die Optionen der Biokraftstofferzeugung werden in unterschiedliche Kategorien – sogenannte Generationen – untergliedert:

- Bei der *1. Generation* handelt es sich um Kraftstoffe, die heute bereits kommerziell verfügbar sind und u. a. über Tankstellen in Reinform oder als Beimischungskomponente vertrieben werden. Zu dieser Kategorie gehören beispielsweise Pflanzenölkraftstoffe, Biodiesel, Bioethanol sowie Biogas.
- In die *2. Generation* werden Biokraftstoffe eingeordnet, die sich zurzeit im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium befinden oder bereits über Pilotanlagen vertrieben werden. In diese

Gruppe fallen synthetisch erzeugte Biokraftstoffe wie Bio-methanol oder die Bioethanolherstellung aus Cellulose.

- Zur 3. *Generation* werden Herstellverfahren gezählt, die sich heute noch weitgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden. Hierzu zählt beispielsweise die Erzeugung von Biodiesel aus Mikroalgen und die Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse.

Effizientere Produktions- und Konversionsverfahren führen zu einer besseren Ausnutzung der benötigten landwirtschaftlichen Nutzfläche. So zeichnen sich die Herstellverfahren für die Biokraftstoffe der 2. Generation dadurch aus, dass nicht mehr nur ein bestimmter Bestandteil der Pflanzen (wie z. B. das Öl oder der Zucker) sondern die gesamte Pflanze als Rohstoffquelle genutzt wird. Dennoch führt eine Steigerung der Nachfrage nach Biokraftstoffen zwangsläufig zu einem steigenden Landbedarf für die Gewinnung der Rohstoffe. Dies kann zu spürbaren Verwerfungen in den globalen Agrarmärkten führen, die letztlich vorrangig die ärmeren Länder mit ungesicherter Ernährungssituation treffen würden.

Derzeit ist offen, in welchem Umfang Biokraftstoffe in Zukunft zu einer Substitution fossiler Kraftstoffe beitragen können. Klar ist jedoch, dass Biokraftstoffe alleine nicht die Antwort auf die steigende Nachfrage nach Kraftstoffen durch eine global stark ansteigende Mobilität sein können, sondern bestenfalls einen mehr oder weniger großen Anteil am gesamten Treibstoffmarkt ausmachen werden.

5.2 Synthetische Kraftstoffe

Im Unterschied zu den Biokraftstoffen nutzen synthetische Kraftstoffe nicht die Kohlenwasserstoffverbindungen der Biomasse, sondern synthetisieren die gewünschten Kohlenwasserstoffe aus Wasserstoff und einer Kohlenstoffquelle. Da hierzu elektrische Energie benötigt wird, werden diese Verfahren unter dem Schlagwort *Power-to-X (PtX)* zusammengefasst. Dabei steht das X als Platzhalter für unterschiedliche Energieträger:

- Bei dem *Power-to-Gas* Verfahren wird zunächst mittels einer Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff hergestellt. In einem zweiten Verfahrensschritt reagiert der Wasserstoff mit Kohlendioxid zu Methan. Beide Verfahrensschritte benötigen Energie, der zweite zusätzlich Kohlendioxid als Kohlenstoffquelle. Synthetisches Methan kann ohne weiteres in Gasmotoren eingesetzt werden und das fossile Erdgas ersetzen. Im Prinzip ist auch eine direkte Verbrennung von Wasserstoff in einem Gasmotor möglich; allerdings weist Wasserstoff eine um den Faktor 3 geringere volumenbezogene Energiedichte im Vergleich zu Methan auf, sodass höhere Speicherdrücke bzw. -volumina erforderlich wären.
- Bei dem *Power-to-Liquid* Verfahren wird ebenfalls zunächst Wasserstoff elektrolysiert. Ähnlich der Power-to-Gas Technologie reagiert in dem nachfolgenden Verfahrensschritt dieser Wasserstoff mit Kohlendioxid, wobei die sogenannte umgekehrte Wassergas-Shiftreaktion abläuft. Dabei bilden sich als Reaktionsprodukte Kohlenmonoxid und Wasserdampf. Während der Wasserdampf wieder in die Elektrolysezelle zurückgeführt wird, gelangt das Kohlenmonoxid in die nachgeschaltete Kraftstoffsynthese, die nach dem Prinzip der Fischer-Tropsch-Synthese arbeitet. Unter erneuter Zuführung von Wasserdampf reagiert das Kohlenmonoxid mit Wasserstoff, wodurch sich je nach Prozessparametern unterschiedlich lange Kohlenwasserstoffketten bilden. Diese Kohlenwasserstoffe können dann zu Benzin, Diesel oder Kerosin aufbereitet werden.

Beide PtX-Kraftstoffe setzen bei der Verbrennung nur das CO_2 frei, das während der Synthese eingebunden wurde. Die Treibhausgasneutralität dieser Kraftstoffe hängt also wesentlich von der Kohlenstoffquelle des Verfahrens ab. Grundsätzlich sind dafür alle großen CO_2 -Punktquellen interessant, die nicht auf die Nutzung fossiler Brennstoffe zurückgehen. Hierzu gehören Anlagen zur Erzeugung von Biomethan aus Biogas, da bei der Biogasaufbereitung konzentriertes regeneratives CO_2 anfällt, oder Biomasse-Feuerungsanlagen. Theoretisch könnte CO_2

auch aus der Atmosphäre abgetrennt und nutzbar gemacht werden. Dazu wäre jedoch ein hoher Energiebedarf erforderlich, der diese Option zurzeit energiewirtschaftlich uninteressant erscheinen lässt.

5.3 Elektromobilität

Elektrofahrzeuge zeichnen sich durch eine Reihe von Vorteilen gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren aus: Die Energiewandlung im Elektromotor weist einen hohen Wirkungsgrad von über 90 % auf. Elektrofahrzeuge sind im Betrieb geräuscharm und emissionsfrei, allerdings entstehen u. U. Emissionen am Ort der Strom- bzw. Wasserstoffherzeugung und bei der energieintensiven Produktion der Batterien. Technische Probleme bereitet die Speicherung der mitzuführenden Energie, was sich nachteilig auf die Reichweite auswirkt.

Derzeit setzen Politik und Autohersteller stark auf einen Ausbau von Elektromobilität. So wurde seitens der Bundesregierung 2008 ein „Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität“ verabschiedet und das Ziel von 1 Mio. Elektroautos im Jahr 2020 ausgegeben. Man unterscheidet nach der Art des mitgeführten Speichers batterie- und brennstoffzellengespeiste Elektrofahrzeuge:

- *Batteriegespeiste Elektrofahrzeuge* bedienen sich elektrochemischer Speicher, die nach Möglichkeit eine hohe Energiedichte, kurze Ladezeiten und eine hohe Zyklenfestigkeit aufweisen. Bei den derzeit am Markt erhältlichen Elektrofahrzeugen haben sich Li-Ionen-Akkumulatoren aufgrund ihrer vergleichsweise hohen gravimetrischen Energiedichte von etwa 0,12 kWh/kg durchgesetzt. Der Speicherwirkungsgrad kann bei über 90 % angesetzt werden.
- Bei *brennstoffzellengespeisten Elektrofahrzeugen* erfolgt die Energiespeicherung in chemischer Energie. Die elektrische Energie für die Elektromotoren wird hier mittels einer Brennstoffzelle bereitgestellt, die Wasserstoff, Methan oder Methanol verarbeitet. Die Speicherung des eingesetzten

Brennstoffes kann in Druck-, Flüssig- oder Metallhydridspeichern erfolgen, bzw. im Fall von Methanol in Tanks. Die realisierte Energiedichte beispielsweise von Wasserstoffspeichern liegt zwischen 1,3 und 1,9 kWh/kg und damit deutlich über der von Akkumulatoren. Allerdings ist für einen Vergleich der beiden Antriebskonzepte noch der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle von etwa 50 % mit in Betracht zu ziehen.

Ende 2019 waren in Deutschland etwa 130.000 Elektrofahrzeuge zugelassen, davon nur gut 500 mit Brennstoffzelle.

5.4 Mobilität in der Zukunft

Szenarien zur Zukunft des Energiesystems – wie die in Abschn. 8.4 ausführlich vorgestellte dena-Leitstudie [1] – gehen davon aus, dass die Güterverkehrsleistung in Deutschland bis zum Jahr 2050 noch deutlich zunehmen wird, allerdings bei einem steigenden Anteil der Schiene. Die Personenverkehrsleistung wird dagegen weitgehend konstant bleiben, auch die Verteilung auf Straße, Schiene und Luft wird sich nur wenig ändern. Konzepte wie *Sharing Economy* werden sich noch kaum auf den Individualverkehr mit PKW auswirken.

Mit welchen Energieträgern werden diese Transportleistungen in der Zukunft bewältigt werden? Um eine Dekarbonisierung von 80 bis 95 %, bezogen auf das Jahr 1990, zu erreichen, wird der heute noch dominierende Anteil der Mineralöle (Diesel, Kerosin, Benzin) dramatisch reduziert werden müssen. Als Ersatz stehen elektrische Energie sowie klimaneutral erzeugte flüssige und gasförmige Treibstoffe zur Verfügung, wie sie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben wurden.

Tab. 5.1 fasst die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kraftstoffe bzw. Antriebssysteme zusammen. Während Biokraftstoffe aufgrund ihres begrenzten Potenzials bzw. der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion eher als Brückentechnologie verstanden werden müssen, weisen sowohl Elektromobilität als

Tab. 5.1 Vor- und Nachteile unterschiedlicher Kraftstoffe und Antriebskonzepte, nach [4]

Kraftstoff/Antrieb	Vor-/Nachteile	Anmerkungen
Biokraftstoffe der 1. Generation	+ CO ₂ -Vorteil ggü. Diesel – Emissionen wie Diesel – Wirkungsgrad <25 %	Negative Treibhaus-effekte bei Import-kraftstoffen wie z. B. Palmöl
Biokraftstoffe der 2. Generation	+ CO ₂ -Vorteil ggü. Diesel – Emissionen wie Diesel – Wirkungsgrad <25 %	Keine Festlegung auf bestimmte Arten von Biomasse, auch Rest-stoffe verwertbar
Synthetische PtX-Kraftstoffe	+ CO ₂ -Vorteil ggü. Diesel + niedrige Emissionen + Reichweite – Wirkungsgrad <30 %	Tankstelleninfrastruktur vorhanden
E-Mobilität mit Brennstoffzelle	+ keine Emissionen + Reichweite O Wirkungsgrad <50 % – aufwendige Speicher	Aufbau einer Tank-stelleninfrastruktur erst am Anfang
E-Mobilität mit Batterien	+ keine Emissionen + Wirkungsgrad >70 % O Reichweite – Speichergewicht	Aufbau einer Tank-stelleninfrastruktur (Ladestationen) fort-geschritten

auch synthetische Kraftstoff unterschiedliche Vor- und Nachteile auf: während Verbrennungsmotoren einen schlechten Systemwirkungsgrad und damit höhere Betriebskosten aufweisen, benötigen elektrische Antriebskonzepte aufwendige Speicher und damit höhere Investitionskosten. Eine technologische Richtungsentscheidung für den PKW-Bereich ist hier noch nicht getroffen worden.

Die genannten Kraftstoffe bzw. Antriebsvarianten werden auch für den LKW-, Bus- und Schienenverkehr diskutiert. So werden u. a. in Stuttgart und Hamburg brennstoffzellengespeiste Elektrobusse im Linienbetrieb eingesetzt. Hauptprobleme sind hier die Versorgung mit Wasserstoff, dessen Speicherung in mobilen Tanks und die Entwärmung (Kühlung) der Brennstoffzellen im Betrieb. Auch der Betrieb von Nahverkehrszügen

mit Brennstoffzellenantrieb wird bereits geprobt. Diese sollen zukünftig auf nicht elektrifizierten Strecken ältere Loks mit Dieselmotoren ersetzen. Für den Straßengüterverkehr werden derzeit in Schleswig-Holstein, Hessen und Baden-Württemberg drei Teststrecken für Oberleitungs-LKW betrieben. Eine Auswertung des Testbetriebs ist für 2021 vorgesehen.

Die EU und der Flottenverbrauch

Bereits im Mai 2014 hat die EU mit der Verordnung EU 333/2014 [2, 3] rechtsverbindlich vorgegeben, dass für die Zeit ab 2020 die Emissionen der Flotte neuer Personenkraftwagen den Zielwert von durchschnittlich 95 g CO₂/km nicht mehr überschreiten dürfen. Diese Vorgabe gilt für alle Unternehmen, die mehr als 1000 Neuwagen im Jahr produzieren und verkaufen. Die Ermittlung der herstellerspezifischen Grenzwerte zum Flottenverbrauch erfolgt über eine aufwendige Berechnung, die neben dem Fahrzeuggewicht (je schwerer, desto höher der zulässige Emissionsgrenzwert) u. a. auch ein Bonussystem für innovative Technologien und besonders emissionsarme Fahrzeuge enthält.

Überschreitet der Hersteller mit seiner Fahrzeugflotte den berechneten Emissionsgrenzwert, so wird jährlich eine Abgabe von 95 EUR je g CO₂/km Überschreitung, multipliziert mit der Anzahl in Verkehr gebrachter PKW fällig. Bei dem größten deutschen Automobilhersteller mit einer Jahresproduktion von fast 11 Mio. Fahrzeugen würde eine Zielverfehlung von nur 1 g CO₂/km im Flottenverbrauch daher eine Strafzahlung in Höhe von jährlich 1,045 Mrd. EUR zur Folge haben.

Wenngleich der öffentliche Fokus derzeit besonders stark auf batteriegespeiste Elektrofahrzeuge gerichtet ist, ist für das Jahr 2050 auch ein Mix aus Elektroantrieben mit Batterie oder Brennstoffzelle und PtX-Fahrzeugen mit klassischem

Verbrennungsmotor plausibel. Die Autoren der bereits zitierten dena-Leitstudie [] zum klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2050 haben dementsprechend zwei Varianten – Elektrifizierungs- und TechnologiemiX-Szenario – durchgerechnet (siehe Abschn. 8.4). Beide Szenarien bewirken aber eine deutliche Zunahme der Nachfrage nach elektrischer Energie: entweder zum direkten Laden von Batterien oder zur Elektrolyse und Synthese von gasförmigen bzw. flüssigen Kraftstoffen.

Literatur

1. dena (Hrsg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin (2018)
2. Verordnung (EU) Nr. 333/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. März 2014 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 443/2009 hinsichtlich der Festlegung der Modalitäten für das Erreichen des Ziels für 2020 zur Verringerung der CO₂-Emissionen neuer Personenkraftwagen
3. Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen
4. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)

Grundprobleme der Energieversorgung

6

Zusammenfassung

Die vorangegangenen Kapitel haben gezeigt, dass unser heutiges Energiesystem überwiegend von der Nutzung fossiler Energieträger abhängig ist. Daraus erwachsen eine Reihe von Problemen, die sich in den drei Punkten

- Endlichkeit der fossilen und nuklearen Energieträger,
- Emission klimarelevanter Treibhausgase und
- Verteilung von Energieressourcen

zusammenfassen lassen. Jeder einzelne Problembereich beschränkt die Entwicklungsmöglichkeiten heutiger und die Handlungsmöglichkeiten zukünftiger Generationen. Insbesondere die Risiken des Klimawandels rücken dabei immer stärker in den Vordergrund. Die sich innerhalb dieser Rahmenbedingungen stellende Zukunftsaufgabe eines nachhaltigen Energiesystems ist nur in einem globalen Kontext zu lösen. Bausteine hierfür sind die Sustainable Development Goals der Vereinten Nationen und das Pariser Klimaabkommen.

6.1 Endlichkeit der Ressourcen

Sowohl der globale (vgl. Abb. 2.10) als auch der deutsche (Abb. 2.12) Primärenergieverbrauch beruht zu 80 % auf den fossilen Energieträgern Rohöl, Naturgas sowie Stein- und Braunkohle.

Weitere 5 % werden durch Natururan gedeckt. Diese Energieträger haben sich über lange erdgeschichtliche Zeiträume gebildet und unterliegen einem Verbrauch. Die Diskussion über ihre Endlichkeit fokussiert sich seit vielen Jahren besonders stark auf das Rohöl. Jedoch weisen auch die anderen genannten Energieträger nur noch eingeschränkte Verfügbarkeiten auf. Bezieht man die weltweit nachgewiesenen und mit bekannter Technologie wirtschaftlich gewinnbaren Reserven eines Energieträgers auf den derzeitigen Verbrauch, so können die in Tab. 6.1 angegebenen globalen Reichweiten berechnet werden:

Dabei wurde vorausgesetzt, dass sich der in Abb. 2.10 angegebene Primärenergieverbrauch des Jahres 2016 weder in seinem Betrag noch in seiner Aufteilung auf die einzelnen Primärenergieträger verändert. Dies ist insbesondere hinsichtlich der ersten Annahme wenig realistisch, sodass die angegebenen Reichweiten eher eine Abschätzung nach oben darstellen. Andererseits wurden geologisch mögliche, aber noch nicht nachgewiesene Lagerstätten – die sogenannten Ressourcen – bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Diese liegen bei Rohöl und Naturgas in der Größenordnung der Reserven, bei Braun- und Steinkohle sowie dem Natururan aber bei gut dem Zehnfachen [1].

Die Problematik der Begrenztheit fossiler Ressourcen soll am Beispiel des Rohöls näher betrachtet werden. Abb. 6.1 zeigt den durchschnittlichen Rohölverbrauch der jeweils letzten fünf Jahre sowie die in diesem Zeitraum neuentdeckten Rohölvorkommen. Es ist deutlich zu erkennen, dass seit Ende der 1980er Jahren die jährlich neuentdeckten Vorkommen den Verbrauch nicht mehr kompensieren können. Gleichzeitig stieg letzterer – mit

Tab. 6.1 Reichweite fossiler und nuklearer Energieträger, bei Annahme gleichbleibenden Verbrauchs, nach [1]

Rohöl	57 Jahre
Naturgas	55 Jahre
Stein- und Braunkohle	142 Jahre
Kernbrennstoffe	19 Jahre

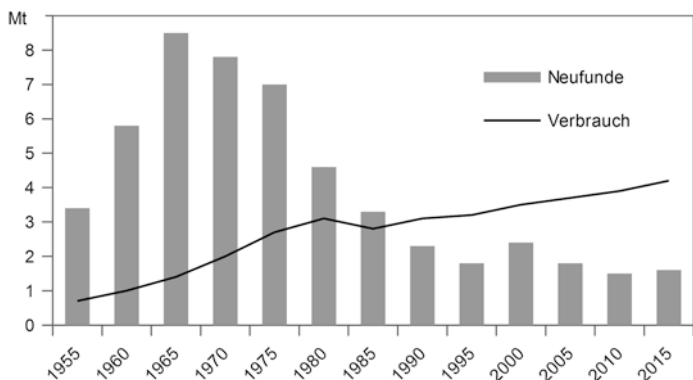


Abb. 6.1 Jährlicher Rohölverbrauch und neuentdeckte Rohölvorkommen in Megatonnen (Mt) weltweit im 5-Jahresdurchschnitt, nach [1]

einer kleinen Delle in Folge der zweiten Ölkrise 1979/1980 – kontinuierlich an. Die sich auftuende Schere wird aus den Welt-erdölreserven gedeckt (vgl. Kasten).

Beispiel Welterdölreserven

Um einen Eindruck von der Größe der Welterdölreserven zu erhalten, soll folgende Überslagsrechnung dienen: Die weltweiten Erdölreserven betragen etwa 1750 Mrd. Barrel [1]. Um sich diese Zahl vorstellbar zu machen, soll eine Umrechnung pro Kopf der Weltbevölkerung erfolgen. Bei knapp 8 Mrd. Menschen betragen die Welterdölreserven jedes jetzt lebenden Menschen noch etwa 220 Barrel, was etwa 34.000 l entspricht.

Das klingt zunächst viel. Die Zahl relativiert sich aber, wenn man berücksichtigt, dass eine Ölheizung in Deutschland jährlich etwa 2000 l Heizöl verbraucht oder ein durchschnittlicher Autofahrer knapp 1000 l Kraftstoff pro Jahr tankt.

Aber auch die Möglichkeiten, die Ölförderung aus den bekannten Quellen weiter zu steigern, sind begrenzt. So verlagert sich die Erschließung neuer Erdölfelder immer weiter in den offshore-Bereich, also in das offene Meer weitab der Küstenregionen. Dies ist mit hohen Kosten und Risiken verbunden, wie der Untergang der Ölplattform „Deep Water Horizon“ im Golf von Mexiko und die anschließende Ölkatastrophe im Jahr 2010 eindrucksvoll vor Augen geführt haben. Insbesondere in den USA wird seit Anfang der 2010er Jahre die Erschließung nicht-konventioneller Vorkommen forciert. Dabei handelt es sich um Kohlenwasserstoffe, die eine hohe Viskosität haben (Schwerstöl) oder in sehr dichten Gesteinsschichten gebunden sind (Schieferöl). In beiden Fällen ist es nicht direkt förderbar. Um es zu fördern, muss die Durchlässigkeit der entsprechenden Schichten zunächst künstlich erhöht werden. Bei diesem als *fracking* bezeichneten Verfahren wird unter Hochdruck Flüssigkeit in eine Vielzahl von Bohrlöchern gepresst, um das Gestein aufzusprengen. Der Flüssigkeit werden chemische Additive zugesetzt, um die entstandenen Risse offen zu halten und die Kohlenwasserstoffe zu lösen. Da diese Additive z. T. in der Gesteinschicht verbleiben oder in Einzelfällen sogar in das Grundwasser gelangen können, ist das Verfahren wegen möglicher Umweltauswirkungen stark umstritten [2].

Es wird allgemein davon ausgegangen, dass das globale Ölfördermaximum – der sogenannte *peak-oil* – derzeit erreicht ist. Die meisten Förderländer haben ihr Ölfördermaximum bereits hinter sich: z. B. Großbritannien im Jahr 1999, Norwegen 2001 oder Mexiko 2004. Lediglich den USA ist es gelungen, durch die massive Förderung nichtkonventionellen Rohöls ihr historisches Fördermaximum von 1971 im Jahr 2015 wieder zu erreichen. Welche Auswirkungen haben die angeführten Punkte nun auf die zukünftige Rolle des Erdöls in der weltweiten Energieversorgung? Zwei Szenarien sind denkbar, je nachdem ob die Erdölnachfrage weiter ansteigt oder zurückgeht:

1. Das Erreichen des peak-oils bedeutet, dass eine weiter ansteigende Nachfrage nicht durch eine Erhöhung der Förderung ohne Weiteres kompensiert werden kann. Die Folge ist

- ein stark steigender Preis für Rohöl. Dadurch können heute unwirtschaftliche Förderstätten erschlossen und ausgebeutet werden. Insgesamt wird ein Großteil der Welterdölreserven in den nächsten 50 Jahren als Brennstoff genutzt und der darin gebundene Kohlenstoff als CO_2 freigesetzt.
2. Ein Rückgang der Nachfrage führt zu einem Überangebot an Förder-, Transport- und Raffineriekapazitäten und in der Folge zu einem Preisverfall. Um im Markt zu bleiben, werden stark vom Rohölexport abhängige Volkswirtschaften im Zweifelsfall auch zu *Grenzkosten* anbieten. Im Energiesektor entsprechen die Grenzkosten den variablen Kosten, die durch Brennstoffeinsatz, Hilfsstoffe und Verschleiß entstehen. Die statischen (fixen) Kosten für Kapitaldienst etc. bleiben unberücksichtigt. Insbesondere die Förderung nichtkonventioneller Ölvorkommen wird dadurch unwirtschaftlich und unterbleibt.

Beide Szenarien haben jedoch Rückkopplungen mit anderen Energieoptionen: Ein hoher Ölpreis begünstigt die Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger und wirkt nachfragesenkend. Umgekehrt erschwert ein niedriger Ölpreis die Markteinführung beispielsweise erneuerbarer Wärmesysteme und hält Ölheizungen länger im Markt. Aus heutiger Sicht ist eher Szenario 2 wahrscheinlicher, verbunden mit einer CO_2 -Besteuerung fossiler Energieträger, um erneuerbaren Energien einen einfacheren Marktzugang zu ermöglichen (siehe dazu auch Kap. 9).

Ähnliche Untersuchungen lassen sich auch für Erdgas, Kohle und die Kernbrennstoffe Uran und Thorium anstellen. So zeigen die Zahlen zur Reichweite auch, dass die Kernenergie, losgelöst von den Risiko- und Endlagerdiskussionen, keine langfristige Alternative darstellt. Bei einem derzeitigen Anteil der Kernenergie am Weltenergiebedarf von etwa fünf Prozent beträgt die Reichweite der Kernbrennstoffe bei einem Einsatz in Leichtwasserreaktoren knapp 20 Jahre. Wollte man den Anteil der Kernenergie verdoppeln, so würde sich die Reichweite entsprechend halbieren. Durch Brutreaktoren, die das Uranisotop ^{238}U nutzen, könnte die Reichweite erheblich ausgeweitet werden (vgl. Abschn. 3.2). Gegen dieses Reaktorkonzept sprechen

erhebliche technologische Bedenken, die dazu geführt haben, dass unter den rund 450 kommerziell betriebenen Kernkraftwerken nur zwei Brutreaktoren sind.

Angesichts der im folgenden Kapitel dargestellten Herausforderungen des Klimawandels steht heute nicht mehr die theoretische Reichweite eines Energieträgers im Vordergrund, sondern eher die Frage, welchen Anteil der weltweiten Reserven wir noch nutzen wollen. Entscheidend dafür wird eine Bepreisung fossiler Energieträger sein, die die Folgen der bei der Nutzung entstehenden Treibhausgasemissionen berücksichtigt. Ansätze dafür werden in Abschn. 6.4 diskutiert.

6.2 Klimawandel

Die Erdatmosphäre kann man sich als Filter vorstellen, das wellenlängenabhängige Transmissionseigenschaften hat, d. h. für Strahlungsanteile unterschiedlicher Wellenlänge unterschiedlich gut passierbar ist. Diese Transmissionseigenschaften sind dadurch gekennzeichnet, dass kurzwellige Strahlung vergleichsweise gut, langwellige Strahlung vergleichsweise schlecht passieren kann. Dabei ist es für den Strahlungsdurchgang zunächst unerheblich, aus welcher Richtung die Strahlung kommt. Bei der Anordnung Sonne – Erde tritt kurzwellige Strahlung von außen durch die Atmosphäre und wird auf der Erdoberfläche absorbiert. Die Erde erwärmt sich dadurch und sendet langwellige Wärmestrahlung aus, die nun ihrerseits teilweise durch die Atmosphäre in das Weltall abgestrahlt wird. Ein anderer Teil wird in der Atmosphäre absorbiert und verbleibt damit auf der Erde. Die in Abb. 6.2 noch einmal grafisch dargestellten Vorgänge erinnern an ein Treibhaus. Dieser natürliche Treibhauseffekt hat zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Temperatur um etwa 10 Grad auf der Erde geführt und damit erst das Leben auf diesem Planeten ermöglicht.

Verändert man nun die Zusammensetzung der Atmosphäre, so hat dies auch Auswirkungen auf die wellenlängenabhängigen Transmissionseigenschaften. Das Kohlendioxid und andere sogenannte Treibhausgase wie Methan (CH_4) wirken im langwelligen Bereich als Filter, d. h. sie reduzieren die Durch-

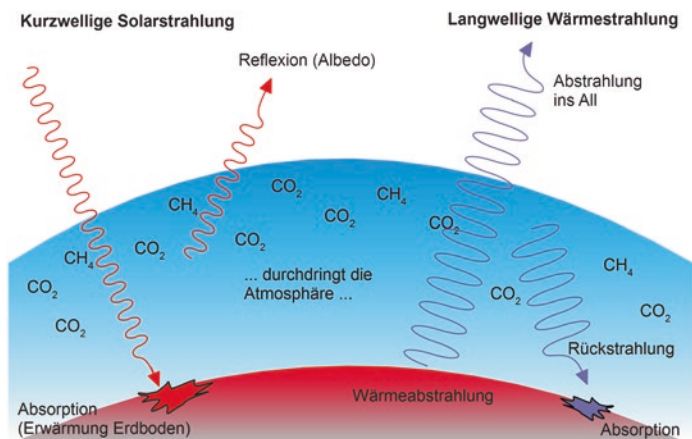


Abb. 6.2 Die Erdatmosphäre als Treibhaus

lässigkeit der Atmosphäre hinsichtlich der Wärmestrahlung. Andere Bestandteile der Atmosphäre haben ebenfalls nur in bestimmten Wellenlängenbereichen einen Einfluss, wie beispielsweise das Ozon, das für UV-Strahlung als Filter wirkt, indem es diesen Strahlungsanteil absorbiert. Erhöht sich der Anteil der Treibhausgase in der Atmosphäre, so wird die Filterwirkung verstärkt, d. h. die Durchlässigkeit hinsichtlich der langwelligeren Strahlung verschlechtert sich. Die Konsequenz ist, dass sich die Wärmeabstrahlung in das Weltall verringert und in der Folge eine Erwärmung unseres Planeten stattfindet. Eine höhere Temperatur führt wiederum zu einer stärkeren Wärmeabstrahlung, sodass sich nach einem Ausgleichsvorgang über einen gewissen Zeitraum ein neuer Gleichgewichtszustand zwischen einfallender kurzwelliger und abgestrahlter langwelliger Strahlung einstellt, der aber auf einem höheren Temperaturniveau des Planeten liegt.

Die Emissionen klimarelevanter Treibhausgase – und hier insbesondere das Kohlendioxid – haben in den letzten 150 Jahren zu einem dramatischen Konzentrationsanstieg in der Erdatmosphäre geführt. Die seit dem Beginn der Industrialisierung im 19. Jahrhundert zunehmende Verbrennung fossiler Energieträger führt zu einer kurzfristigen Freisetzung von Kohlendioxid,

das über Jahrmillionen in Form von Kohle, Rohöl oder Naturgas in der Erdkruste eingeschlossen war. Neben Kohlendioxid gibt es weitere klimarelevante Treibhausgase wie beispielsweise Methan oder Lachgas. Während Kohlendioxid für etwa 75 % des vom Menschen gemachten Treibhauseffektes verantwortlich ist und überwiegend durch Prozesse im Energiesektor freigesetzt wird, werden Methan und Lachgas durch Landwirtschaft und Viehzucht verursacht. Die weiteren Treibhausgase werden entsprechend ihrer Klimawirksamkeit in CO_2 -Äquivalente umgerechnet und mit den Kohlendioxidemissionen zusammengefasst.

In Abb. 6.3 ist die zeitliche Entwicklung der Kohlendioxidkonzentration in der Erdatmosphäre dargestellt. Die Werte vor 1960 wurden auf der Basis von Eisbohrkernen ermittelt. Nach 1960 sind die mittleren jährlichen (links) bzw. mittleren monatlichen Messwerte (rechts) der Station Mauna Loa auf Hawaii aufgetragen. Bei den monatlichen Messwerten fällt eine dem Anstieg überlagerte Schwankung der Kohlendioxidkonzentration auf, die in jedem Jahr durchlaufen wird: Im Frühjahr findet eine vermehrte Aufnahme von Kohlendioxid durch den Stoffwechsel der Pflanzen statt, während im Herbst durch Zersetzungsprozesse eine vermehrte Freisetzung aus der Biomasse beobachtet werden kann.

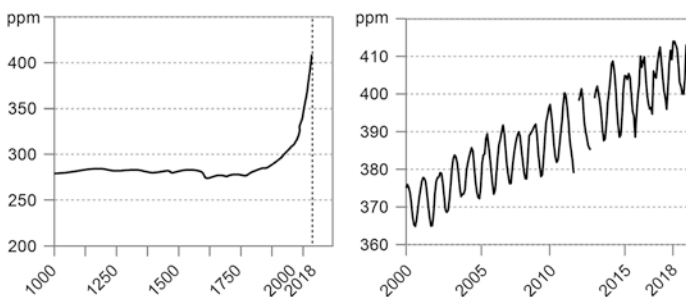


Abb. 6.3 Jährlicher (links) und monatlicher (rechts) Mittelwert der Konzentration des klimawirksamen Treibhausgases CO_2 in der Erdatmosphäre, nach [3, 4]

Der vom Menschen gemachte Treibhauseffekt wird sich bis zum Ende des 21. Jahrhunderts nur dann auf eine durchschnittliche Temperaturerhöhung von 1,5 bis 2 Grad begrenzen lassen, wenn die Treibhausgasemissionen sofort drastisch eingeschränkt werden. Dies ist wissenschaftlich inzwischen unbestritten. Ein Temperaturanstieg von 2 Grad wird als an der Grenze des Beherrschbaren angesehen, wenngleich auch er einen starken Einfluss auf das Klima nach sich ziehen wird. Zu erwarten sind Veränderungen in der Niederschlagsverteilung, Verschiebung von Klima- und Vegetationszonen, Degradationserscheinungen von Böden und ein Anstieg des Meeresspiegels aufgrund schmelzenden Inlandeises. Die steigende Kohlendioxidkonzentration in der Erdatmosphäre führt auch zu einer verstärkten Lösung von Kohlendioxid in den Ozeanen. Dies bremst einerseits den Anstieg, da die Ozeane als Kohlendioxidsenken wirken. Andererseits wird dadurch der pH-Wert des Meerwassers hin zu saureren Werten verändert – mit bisher noch nicht abzusehenden Konsequenzen für die Ökosysteme der Ozeane.

Konkret bedeutet die Forderung nach einer drastischen Beschränkung der Treibhausgasemissionen, dass bis zum Jahr 2050 der weltweite Netto-Treibhausgasausstoß auf null zurückgefahren werden muss. Netto heißt in diesem Zusammenhang, dass nur noch so viel Treibhausgas emittiert werden darf, wie an anderer Stelle wieder eingebunden wird. Damit wäre eine Stabilisierung der Kohlendioxidkonzentration in der Erdatmosphäre bei einem Wert von 450 ppm erreichbar, was einer durchschnittlichen Temperaturerhöhung von 2 Grad bis zum Ende des Jahrhunderts entsprechen würde.

Die meisten Entwicklungs- und Schwellenländer setzen für die wirtschaftliche Entwicklung ihrer Volkswirtschaften auf eine verstärkte Nutzung fossiler Energieträger. So ist der wirtschaftliche Aufstieg Chinas in den letzten 25 Jahren mit einer Vervierfachung des CO₂-Ausstoßes einhergegangen (Abb. 6.4 links). Es wird die Aufgabe der Industriestaaten sein, im Rahmen ihrer Energie- und Klimapolitik zu zeigen, dass eine Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Treibhausgasausstoß möglich ist. Erste Ansätze dazu sind z. B. in der deutschen Treibhausgasbilanz zu erkennen (Abb. 6.4 rechts).

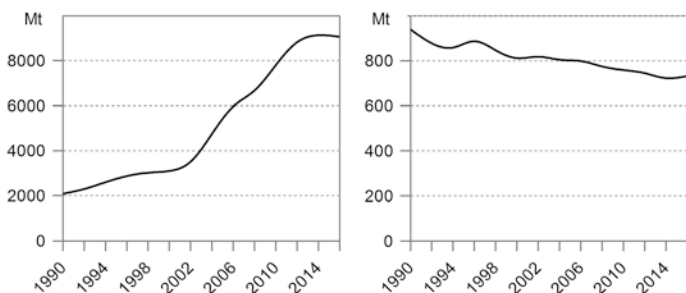


Abb. 6.4 Jährliche Treibhausgasemissionen des Energie- und Industriesektors in China (links) und Deutschland (rechts), nach [5]

Die Verbrennung fossiler Energieträger im Energie- und Industriesektor ist für etwa zwei Drittel der klimarelevanten Treibhausgasemissionen verantwortlich. Eine Reduktion der Treibhausgasemissionen muss also vorrangig hier ansetzen. Tab. 6.2 vergleicht die durchschnittlichen Emissionen klimarelevanter

Tab. 6.2 Durchschnittliche Emissionen klimarelevanter Treibhausgase bei der Stromerzeugung für unterschiedliche Kraftwerksprozesse an deutschen Standorten und ohne die Berücksichtigung von Kraft-Wärme-Kopplung [6, 7]

Kraftwerksprozess	Emissionen in CO ₂ -Äquivalenten [g/kWh _{el}]
Kernkraft	68
Steinkohle	847
Braunkohle	1148
Erdgas-GuD	382
Windpark (onshore)	10
Windpark (offshore)	6
Photovoltaik	68
Wasserkraft (Laufwasser)	12
Biogas (Gülle)	148
Biogas (Mais)	288
<i>Strommix 2017</i>	489

Treibhausgase bei der Stromerzeugung mit unterschiedlichen Technologien. Dabei wurden neben den betriebsbedingten CO₂-Emissionen auch die CO₂-Emissionen berücksichtigt, die vorgelagert bei der Herstellung der Kraftwerkstechnik angefallen sind. Man sieht, dass Stein- und Braunkohle zu den emissionsintensivsten Stromerzeugungstechnologien gehören.

Eine wichtige Rolle in der wissenschaftlichen Diskussion über Ursache und Folgen des Klimawandels kommt dem 1988 vom Umweltprogramm der Vereinten Nationen und der Weltorganisation für Meteorologie ins Leben gerufenen Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) zu. Seine Aufgabe ist es, den wissenschaftlichen Kenntnisstand zum Klimawandel zusammenzutragen, Folgen abzuschätzen und Lösungsstrategien zu entwickeln. Die Ergebnisse dieser Arbeit werden regelmäßig in Sachstandsberichten zusammengefasst, die als Stand der Wissenschaft auf dem Gebiet des Klimawandels gelten [8].

6.3 Gerechtigkeit der Verteilung

Der Energieverbrauch und damit einhergehend auch die Kohlendioxidemissionen sind weltweit sehr ungleichmäßig verteilt. Sie konzentrieren sich auf die Industrieländer und China. Tab. 6.3 gibt einen Überblick über den Primärenergieverbrauch und die energiebedingten Kohlendioxidemissionen unterschiedlicher Regionen sowie deren Anteil an der Weltbevölkerung.

So sind beispielsweise 5 % der Weltbevölkerung in Nordamerika für 18 % des Weltenergieverbrauchs und 17 % des Kohlendioxidausstoßes verantwortlich. Umgekehrt hat Indien mit einem Anteil von 18 % der Weltbevölkerung nur einen Anteil von 6 % am Weltenergieverbrauch bzw. Treibhausgasausstoß. Sich dynamisch entwickelnde Schwellenländer wie Brasilien oder Indien haben derzeit noch einen geringeren Anteil am Weltenergieverbrauch als es ihrem Anteil an der Weltbevölkerung entspricht. Die ökonomische Entwicklung dieser Länder mit zum Teil zweistelligen jährlichen Wachstumsraten geht mit einem steigenden Energiebedarf einher und verschärft die Klima- und Ressourcenproblematik zusätzlich. Insbesondere in der Dis-

Tab. 6.3 Bevölkerung, Primärenergieverbrauch und energiebedingte Treibhausgasemissionen nach Weltregionen 2016, nach [5]

	Bevölkerung		Primärenergieverbrauch		CO ₂ -Äquivalente	
	in Mio.	anteilig (%)	in EJ	anteilig (%)	in Mt	anteilig (%)
Welt	7429	100	576	100	32.316	100
Afrika	1225	16	34	6	1158	4
Asien	4170	56	245	43	15.845	50
• davon China	1386	19	124	22	9102	28
• davon Indien	1324	18	36	6	2077	6
Europa	690	9	82	14	3930	12
• davon Deutschland	82	1	13	2	731	2
Japan & Ozeanien	156	2	24	4	1569	5
Latein-amerika	629	9	35	6	1629	5
Nordamerika	359	5	103	18	5374	17
Russland	144	2	31	6	1439	5

kussion um das Weltklimaabkommen forderten zahlreiche Entwicklungs- und Schwellenländer daher ein *Recht auf Entwicklung* und zunächst substanzielle Beiträge der Industrienationen ein.

In Abb. 6.5 sind der tägliche Primärenergieverbrauch und die täglichen energiebedingten Kohlendioxidemissionen auf die Einwohner jedes Landes umgerechnet worden. Man erkennt das bereits erwähnte Nord-Süd-Gefälle sowie die durch die Nutzung fossiler Energieträger verursachte Korrelation von Primärenergieeinsatz und Emissionen. Eine Entkopplung ist nur in den Ländern festzustellen, die entweder einen hohen Anteil regenerative Energien (Island) oder einen hohen Anteil Kernenergie (Frankreich) oder beides (Finnland) aufweisen.

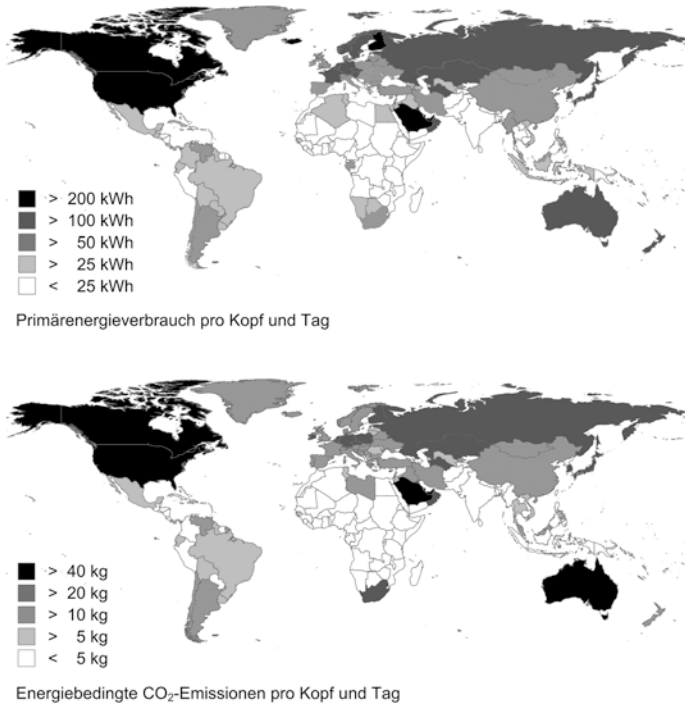


Abb. 6.5 Primärenergiebedarf und energiebedingte CO₂-Emissionen 2016, nach [5]

6.4 Bausteine für eine nachhaltige Energieversorgung

Die Lösung der drei genannten Problemkomplexe stellt eine enorme Zukunftsaufgabe dar und ist nur in einem globalen Kontext möglich. Die dafür notwendigen politischen Entscheidungsprozesse verlaufen nicht immer linear und entlang der wissenschaftlichen Erkenntnisse. Häufig sind Kompromisse zu schließen oder Partikularinteressen dominieren bzw. blockieren den Entscheidungsprozess. Sowohl die Klimaproblematik als auch die Beschränktheit der Ressourcen geben ein enges

Zeitfenster von wenigen Jahrzehnten vor, in dem die globale Energieversorgung auf eine völlig neue Grundlage gestellt werden muss: die erneuerbaren Energien. Meilensteine auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem stellen auf internationaler Ebene die UNCED-Konferenz und die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen dar.

1992 fand in Rio de Janeiro die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (UNCED) statt. Die Konferenz formulierte im Rahmen ihrer Abschlusserklärung das Ziel einer nachhaltigen Entwicklung der Erde. Der Begriff der *Nachhaltigkeit* stammt ursprünglich aus der Forstwirtschaft und bezeichnet eine Waldbewirtschaftung, die lediglich den jährlichen Holzzuwachs nutzt und damit den Bestand dauerhaft zu erhalten vermag. Seit den 70er-Jahren des letzten Jahrhunderts wird der Begriff auch auf den Bereich der Umwelt- und Entwicklungspolitik übertragen und ist heute zum zentralen Schlagwort der Zukunftsdiskussion geworden. Dabei bezeichnet Nachhaltigkeit eine Entwicklung, die im Rahmen des von der Umwelt Verkraftbaren verbleibt, die Lebenschancen zukünftiger Generationen nicht schmälert sowie einen Ausgleich zwischen Nord und Süd herbeiführt. Die Berücksichtigung von Aspekten der Nachhaltigkeit beinhaltet einen Perspektivwechsel von Politik, da politische Entscheidungen nicht aus der Perspektive der jetzigen, sondern aus der Sicht zukünftiger Generationen getroffen werden müssen.

Gleichzeitig wurden 1992 in Rio de Janeiro Versuche zur politischen Umsetzung unternommen, die über die bisher praktizierte staatliche Umwelt- und Entwicklungspolitik hinausgehen. Neben der Verabschiedung der Klimarahmenkonvention, die zu den Abkommen von Kyoto und Paris führte, wurde mit der Agenda 21 ein Aktionsprogramm für das 21. Jahrhundert verabschiedet, zu dessen Umsetzung sich über 170 Regierungen verpflichteten. Diese hohe Zustimmung wurde jedoch durch rechtlich unverbindliche Formulierungen ermöglicht, sodass sich die Agenda 21 besser als ein Orientierungsrahmen gesellschaftlicher Entwicklung charakterisieren lässt.

Die Agenda 21 wurde im Jahr 2000 von den Vereinten Nationen durch acht globale Entwicklungsziele ergänzt. Diese *Millennium*

Development Goals hatten insbesondere die Bekämpfung von Armut und schlechten Lebensbedingungen zum Ziel und sollten bis 2015 erreicht sein. Sie wurden durch die 2015 verabschiedeten *Sustainable Development Goals* (SDGs) für das Jahr 2030 abgelöst [9]. Der Energiebereich ist in dem Ziel 7 abgebildet, das den Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und zeitgemäßer Energie für alle zum Inhalt hat und in mehrere Unterziele aufgegliedert ist (Abb. 6.6).

Wie können nun die Zielstellungen für eine nachhaltige Entwicklung erreicht werden? Grundsätzlich unterscheidet man *Konsistenz-, Effizienz- und Suffizienzstrategien*. Konsistenzstrategien suchen nach einer Vereinbarkeit von Natur und Technik. Sie setzen vorwiegend an den Produktionsprozessen an und versuchen diese so zu gestalten, dass sich geschlossene Kreisläufe ergeben und Abfälle oder Emissionen nach Möglichkeit vollkommen vermieden werden. Beispiele sind recyclinggerechte Konstruktions- und Produktionsverfahren, die häufig unter dem Begriff *cradle-to-cradle* zusammengefasst werden, sowie der Einsatz nachwachsender Rohstoffe oder erneuerbarer Energien. Effizienzstrategien setzen dagegen am Verhältnis von Aufwand zu Nutzen an und versuchen dieses meist durch den Einsatz neuer Technologien zu verbessern. Beispiele sind Produktionsprozesse mit einem verminderten Energie- oder Rohstoffeinsatz, Wärmedämmung in Gebäuden oder effizientere

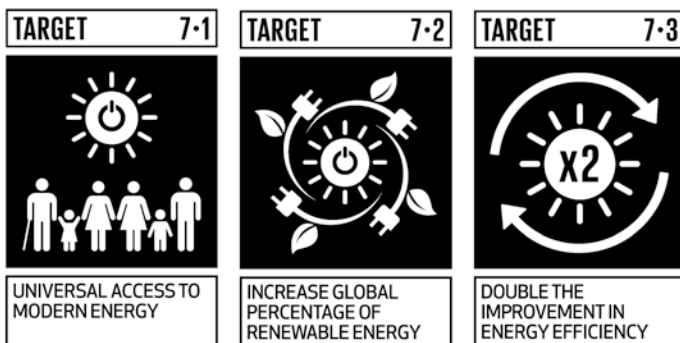


Abb. 6.6 Visualisierung der Unterziele des SDG 7 [10]

Leuchtmittel. Ein wichtiger Vertreter von Effizienzstrategien in Deutschland ist das von Ernst-Ulrich von Weizsäcker gegründete Wuppertal Institut, das unter der Formel *Faktor X* eine intelligentere Ausnutzung von Energie, Rohstoffen, Wasser und Fläche als den Schlüssel für eine nachhaltige Wirtschaftspolitik propagiert [12]. Suffizienzstrategien schließlich zielen auf eine Selbstbegrenzung insbesondere beim Konsum ab. Sie setzen auf eine Entkopplung von Konsum und Lebensqualität z. B. durch langlebige Produkte, Veränderung der Lebensführung oder Sharing Economy und kritisieren die gesellschaftliche Fixierung auf Wirtschaftswachstum als Maßstab für Entwicklung. Wichtige Beiträge dazu liefern seit 1972 die Veröffentlichungen des Club of Rome zu den Grenzen des Wachstums [11]. Politische Programme zur Umsetzung von Nachhaltigkeitszielen setzen i. d. R. auf Konsistenz- und/oder Effizienzstrategien, wie in Kap. 7 am Beispiel der deutschen Energie- und Klimapolitik zu sehen ist.

1997 verabschiedete die 3. Konferenz der Klimarahmenkonvention das *Kyoto-Protokoll*. Darin wurden erstmals konkrete Reduktionsziele für die wichtigsten klimarelevanten Treibhausgase und für unterschiedliche Staatengruppen festgeschrieben sowie Instrumente für einen Handel mit Emissionen vorgesehen. Insgesamt hatten sich die Industriestaaten vertraglich verpflichtet, ihre Emissionen klimarelevanter Treibhausgase bis 2012 um mindestens 5,2 % unter das Niveau von 1990 zu senken. Dabei wurden je nach Ausgangslage unterschiedliche Reduktionsziele für die einzelnen Staaten festgelegt. So hat sich beispielsweise Deutschland zu einer Reduktion von 21 % verpflichtet. Insbesondere der Transformationsprozess der osteuropäischen Industrien hatte im Jahr der Verabschiedung in den betroffenen Staaten bereits zu einem deutlichen Rückgang der Emissionen im Vergleich zu 1990 geführt – so auch in Deutschland.

Neben den Reduktionszielen wurden drei Mechanismen definiert, über die Staaten ihre Reduktionsverpflichtungen in anderen Staaten erbringen können: *Emissionshandel* zwischen Industrieländern, Klimaschutzprojekte zwischen Industrieländern und Klimaschutzprojekte zwischen Industrie- und Entwicklungsländern. Dabei wird einerseits das Ziel verfolgt,

Emissionen handelbar zu machen und damit als Kosten zu internalisieren (siehe Kasten). Andererseits werden dadurch Klimaschutzprojekte dort gefördert, wo sie bezogen auf die Investitionssumme den größten Effekt erzielen. Ein weiterer Mechanismus erlaubt bis zu einer bestimmten Obergrenze die Anrechnung von Kohlendioxidsenken auf die eigenen Reduktionsverpflichtungen. Dabei kann es sich beispielsweise um Projekte zur Wiederaufforstung handeln, mit denen Kohlendioxid aus der Atmosphäre in Biomasse eingebunden wird.

Das Kyoto-Protokoll war nur ein erster Schritt zur Reduzierung der Emission klimarelevanter Treibhausgase. Auf der einen Seite war das Inkrafttreten des Protokolls ein Beleg für die Handlungsfähigkeit der internationalen Staatengemeinschaft angesichts des Klimawandels und für den Stellenwert, den dieser inzwischen einnimmt. Auf der anderen Seite waren die vereinbarten Reduktionsziele von 5,2 % für die Industriestaaten zu gering und wurden durch eine Steigerung der Emissionen in den Entwicklungs- und Schwellenländern – allen voran China – kompensiert. Darüber hinaus beruhte der Rückgang der Emissionen in den Industrieländern überwiegend auf Sondereffekten wie dem Zerfall des Ostblocks und weniger auf eigenen Klimaschutzbemühungen.

Die internationalen Verhandlungen über ein Nachfolgeabkommen im Rahmen der UN-Weltklimakonferenz waren zunächst von Rückschlägen gekennzeichnet. Insbesondere auf der 15. Weltklimakonferenz 2009 in Kopenhagen traten die unterschiedlichen Vorstellungen deutlich zutage: Schwellenländer wie China und Indien lehnten eine Begrenzung der CO₂-Emissionen zwar nicht grundsätzlich ab, forderten aber von den Industrieländern einen deutlich größeren Beitrag ein, als diese zu leisten bereit waren. Auf der 18. Weltklimakonferenz 2012 in Doha wurde als Minimalkonsens eine weitgehend unverbindliche Verlängerung des Kyoto-Protokolls bis 2020 beschlossen. Erst auf der 21. Weltklimakonferenz 2015 in Paris wurde ein neues Klimaabkommen verabschiedet. Es sieht vor, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, nach Möglichkeit auf 1,5 Grad, zu beschränken. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen die globalen Nettotreibhausgasemissionen zwischen 2045

und 2060 auf null zurückgefahren werden. Die Nettotreibhausgasemissionen ergeben sich aus den tatsächlichen Emissionen abzüglich der Senken wie dem technischen Einbinden von CO₂ oder einer erhöhten CO₂-Aufnahme der Biosphäre. Das Klimaabkommen von Paris muss aufgrund seiner konsequenten Zielsetzung und der hohen internationalen Zustimmung als wegweisend eingestuft werden. Allerdings wurde diese hohe Zustimmung durch den Verzicht auf Sanktionsmechanismen erkaufte. 178 Regierungen haben das Abkommen unterschrieben, nach der Ratifizierung durch mindestens 55 Staaten, die zusammen für 55 % der Treibhausgasemissionen verantwortlich sind, ist das Abkommen am 4. November 2016 in Kraft getreten.

Externe Kosten

Die Energiegestehungskosten setzen sich aus den internen und den externen Kosten zusammen. Zu den internen Kosten gehören die Aufwendungen für die Errichtung, den Betrieb und den Rückbau von Energieanlagen wie Kraftwerken, Leitungsnetzen oder Schutzeinrichtungen. Ebenfalls dazu zählen die Kosten für die Gewinnung, den Transport und die Aufbereitung des Primärenergieträgers, die Entsorgung von Brennstoffrückständen und anderen Umwandlungsprodukten sowie Kapital- und Verwaltungskosten. Die internen Kosten bilden zusammen mit Steuern, Abgaben und kalkulatorischem Gewinn den Energiepreis. Die internen Kosten sind somit zumindest theoretisch den Marktmechanismen unterworfen.

Externe Kosten entstehen immer dann, wenn die wirtschaftliche Tätigkeit einer Gruppe von Personen sich auf eine andere Gruppe von Personen auswirkt, ohne dass erstere die volle Verantwortung für diese Folgen übernimmt bzw. einen entsprechenden Ausgleich schafft. Externe Kosten der Energieerzeugung treten vor allem in Form von Umwelt-, Gesundheits- und Klimafolgeschäden auf. Sie entstehen überwiegend durch den Einsatz fossiler und nuklearer Brennstoffe und werden von der Allgemeinheit getragen. Beispiele sind eine Zunahme von

Atemwegserkrankungen durch Feinstaub- und Stickoxidemissionen, die Schädigung von Ökosystemen durch sauren Regen in der Folge von Schwefeldioxidemissionen oder die Beschleunigung des Klimawandels durch die Emission von Treibhausgasen. Zu den externen Kosten zählen aber auch Arbeitsunfälle oder Berufskrankheiten in Ländern, die nur eine unzureichende gesetzliche Unfallversicherung aufweisen.

Die Abschätzung der externen Kosten der Energieerzeugung bedarf einer Reihe von Annahmen bzgl. aktueller und zukünftiger Schadenswirkungen. Einen Ansatz dazu liefert die im Auftrag des Umweltbundesamtes entwickelte Methodenkonvention zur Schätzung externer Kosten [9]. Darin wird beispielsweise zur Berücksichtigung von Klimafolgeschäden die Verwendung eines Kostenansatzes von 180 €/t CO₂ empfohlen. Angewendet auf die Stromerzeugung wurden die in Tab. 6.4 angegebenen externen Kosten ermittelt.

Regenerative Energieträger verursachen während des Produktionsprozesses ebenfalls externe Kosten, jedoch in deutlich geringerem Maße als fossile Energieträger. Für die Kernenergie konnte kein Wert ermittelt werden, da hier zu unterschiedliche Annahmen zu Katastrophenrisiken und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten diskutiert werden.

Ernst Ulrich von Weizsäcker prägte den Satz „Preise müssen die ökologische Wahrheit sagen“. Auf die externen Kosten übertragen bedeutet dies, dass sie internalisiert, d. h. zu internen Kosten gemacht werden müssen. Dazu sind in der Regel staatliche Eingriffe nötig, die ordnungspolitisch oder marktbasiert erfolgen können. Ein Beispiel für erstere ist die Einführung strengerer Grenzwerte für die Schwefelemissionen von Altkraftwerken in der Folge des 1985 verabschiedeten Helsinki-Protokolls. Ein Beispiel für zweite ist der 2005 eingeführte Handel mit CO₂-Zertifikaten in der Europäischen Union. Auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz kann als eine Maßnahme zur Internalisierung externer Kosten aufgefasst werden,

Tab. 6.4 Externe Kosten der Strom- (links) und Wärmeerzeugung (rechts) in Deutschland nach [9]

Energieträger	Ct/kWh	Energieträger	Ct/kWh
Braunkohle	20,81	Braunkohle (Brikett)	11,67
Steinkohle	18,79	Heizöl	6,54
Erdgas	8,59	Erdgas	4,87
Heizöl	20,06	Fernwärme	7,02
Wasserkraft	0,30	Stromheizen (Strommix)	12,59
Windenergie	0,28	Solarthermie	0,41
Photovoltaik	1,64	Oberflächengeothermie	4,31
Biomasse	7,71	Tiefengeothermie	0,02
Strommix 2016	13,60	Biomasse	2,74

da der durch die Einspeisevergütung initiierte Ausbau der regenerativen Energien zu einer Substitution von fossil oder nuklear erzeugter Energie führt. Die auf den Strompreis umgelegten Aufwendungen des EEG führen somit zu einer Vermeidung externer Kosten.

Literatur

1. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover (2017)
2. Zittel, W.: Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“. Ottobrunn (2010)
3. Umweltbundesamt (Hrsg.): Atmosphärische Treibhausgasemissionen – Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre (Monatsmittel). Dessau (2019)
4. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)
5. IEA – Internationale Energie Agentur (Hrsg.): Key World Energy Statistics 2018. Paris (2018)

6. Umweltbundesamt (Hrsg.): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2017, Dessau-Roßlau (2018)
7. Umweltbundesamt (Hrsg.): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016, Dessau-Roßlau (2017)
8. Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Bonn (2016)
9. Umweltbundesamt (Hrsg.): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Dessau (2019)
10. United Nations Development Programme UNDP (Hrsg.): Sustainable Development Goals. United Nations (2015)
11. Meadows, D., Meadows, D., Randers, J.: Grenzen des Wachstums, das 30-Jahre-Update. Signal zum Kurswechsel. Hirzel S. Verlag, Stuttgart (2006)
12. von Weizsäcker, E.-U., Hargroves, K., Smith, M.: Faktor fünf. Die Formel für nachhaltiges Wachstum. Droemer Verlag, München (2010)

Energiepolitik in Deutschland

7

Zusammenfassung

Ziel der Energiepolitik ist die langfristige Sicherstellung einer preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung der Allgemeinheit. Bei der Organisation dieser Aufgabe hat sich in den letzten 20 Jahren in vielen europäischen Staaten ein Paradigmenwechsel vollzogen. Insbesondere bei den leitungsgebundenen Energieträgern Strom und Gas erfolgte eine Liberalisierung der Energiemärkte, die eine Abkehr von den bisherigen Gebietsmonopolen der Strom- und Gasversorger bedeutete. Während der Betrieb der Strom- und Gasnetze weiterhin als natürliches Monopol organisiert ist, unterliegen Energieerzeugung und -verteilung dem Wettbewerb. Der Netzzugang wird in Deutschland durch das zuletzt 2011 novellierte Energiewirtschaftsgesetz geregelt und von einer Regulierungsbehörde – der Bundesnetzagentur – überwacht.

Die gleichzeitige Berücksichtigung von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit führt häufig zu Zielkonflikten in der Energiepolitik. Viele Konfliktlinien weisen dabei ähnliche Konstellationen auf: während aus Sicht der Wirtschaftspolitik günstige Energiepreise im Vordergrund stehen, werden seitens der Umweltpolitik verstärkt Aspekte der Klima- und Umweltverträglichkeit eingefordert. Beispiele sind die seit Anfang der 80er Jahre andauernden Auseinandersetzungen um die Atomkraft oder

die Diskussionen über eine zentrale oder dezentrale Struktur eines zukünftigen Energiesystems.

Internationale Vereinbarungen wie das Pariser Klimaabkommen oder die Sustainable Development Goals spiegeln sich in der deutschen Energie- und Klimapolitik wieder. Eine zentrale Rolle spielt dabei der 2016 verabschiedete *Klimaschutzplan 2050* der Bundesregierung [1]. Mit diesem Dokument bekennt sich Deutschland einerseits zu dem langfristigen Ziel einer klimaneutralen Gesellschaft. Andererseits kommt Deutschland damit seiner Verpflichtung aus dem Pariser Klimaabkommen nach. Es verpflichtet die Staaten Klimaaktionspläne und nationale Reduktionsziele vorzulegen, die dazu beitragen, den Klimawandel auf eine Temperaturerhöhung von 1,5 Grad zu begrenzen. Diese werden alle fünf Jahre überprüft und weiterentwickelt. Der deutsche Klimaschutzplan legt konkrete Reduktionsziele für die einzelnen Sektoren fest, die bis 2030 zu einer Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 führen sollen. In Tab. 7.1 sind die Treibhausgasemissionen und die entsprechenden Minderungsziele für die Sektoren Landwirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Energiewirtschaft dargestellt.

Die in Tab. 7.1 genannten Ziele sind ausgesprochen ehrgeizig und in allen betroffenen Sektoren keine Selbstläufer. Zur Erreichung dieser Ziele werden zwei Strategien verfolgt:

Tab. 7.1 Treibhausgasemissionen und Minderungsziele für Deutschland gemäß Klimaschutzplan in Mio. t CO₂-Äquivalenten [1]

	1990	2016	Diff. zu 1990	2030	Diff. zu 2016
Gesamt-emissionen	1252	909	−27,4 %	563	−38 %
• Landwirtschaft	90	72	−20,0 %	<61	−15 %
• Gebäude	209	130	−37,8 %	<72	−45 %
• Verkehr	163	166	+1,8 %	<98	−41 %
• Industrie	283	188	−33,6 %	<143	−24 %
• Energiewirtschaft	466	343	−26,4 %	<183	−47 %

1. die Reduktion des Energiebedarfs durch die Erhöhung der Energieeffizienz,
2. die Substitution fossiler durch erneuerbare Energien.

Entsprechende Zielsetzungen sind in der *Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie* hinterlegt, die 2016 in Struktur und Inhalt an die Sustainable Development Goals der Vereinten Nationen angepasst wurde (vgl. Abschn. 6.4). Tab. 7.2 zeigt die Zielstellungen im Energiebereich. Dabei beschreiben die beiden ersten Indikatoren Effizienzziele und die beiden letzten Ausbauziele. Die Endenergieproduktivität ist das Verhältnis von Wertschöpfung zu Energieeinsatz. Der Zielwert für 2050 ergibt sich aus einer jährlichen Steigerung um 2,1 %, d. h. mit einer Einheit Endenergie kann eine um 2,1 % höhere Wertschöpfung erzielt werden.

Die deutschen Klimaschutzziele sind nur zu erreichen, wenn alle Sektoren einen wesentlichen Beitrag zur Treibhausgasreduktion leistet. Eine besondere Herausforderung stellt dabei der Gebäudesektor dar, der durch langsame Innovationszyklen und eine hohe Anzahl an Akteuren gekennzeichnet ist. Zur Erhöhung der Energieeffizienz ist hier insbesondere eine energetische Modernisierung des Wohn- und Gewerbegebäudebestands

Tab. 7.2 Energiebezogene Nachhaltigkeitsindikatoren und ihre Zielwerte gemäß der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung sowie der aktuelle Stand, nach [2]

Indikator	Zielwert 2050	Istwert 2017	
Endenergieproduktivität	+139 %	+ 9,6 %	(Basisjahr 2008)
Primärenergieverbrauch	−50 %	−5,5 %	(Basisjahr 2008)
Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch	60 %	15,6 %	
Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch	80 %	36 %	

erforderlich: die verbesserte Dämmung der Gebäudehülle, der Einsatz von hocheffizienter Lüftungstechnik, Fenster mit Wärmeschutzverglasung, eine effizientere Anlagentechnik oder die passive Nutzung der Solarstrahlung. Aber auch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien kann den fossilen Endenergiebedarf zur Wärmebereitstellung reduzieren und die Treibhausgase reduzieren.

Energieeffizienzstrategie Gebäude

Die vormalige Bundesregierung ließ 2015 ein umfangreiches Gutachten zu der Frage erstellen, wie die Klimaschutzziele im Gebäudebereich erreicht werden können [3]. Darin werden zwei technologisch und wirtschaftlich sinnvolle Wege beschrieben, um die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % im Vergleich zum Basisjahr 2008 zu senken. Prinzipiell ist dieses Ziel nur mit Energieeffizienzmaßnahmen erreichbar oder auch nur durch den Ersatz fossiler Endenergie durch Erneuerbare Energien. Wirtschaftlich sinnvoller ist die Kombination beider Strategien. Der sogenannte Zielkorridor liegt bei Endenergieeinsparungen (v. a. durch Sanierung) im Bereich von 36 bis 54 % und gleichzeitiger Erhöhung des Beitrags erneuerbarer Energie auf 69 bzw. 57 %. Die Ergebnisse des Gutachtens wurden in der Fachöffentlichkeit diskutiert und dann in der nationalen Energieeffizienzstrategie Gebäude [4] fixiert.

Das in der Studie ebenfalls durchgerechnete Referenzszenario geht davon aus, dass die bereits heute angewendeten energie- und Klimaschutzpolitischen Instrumente im Gebäudebereich nur beibehalten werden. In diesem Fall wird der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf bis 2050 gegenüber dem Ausgangswert nur um rund 60 % zurückgehen. Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen werden dann etwa 30 % der nötigen Endenergie eingespart haben und 45 % des verbleibenden Bedarfs werden aus erneuerbaren Energien gedeckt.

Die Ersteller der Studie haben auch die Auswirkungen ihrer beiden 80 Prozent-Szenarien auf den Strombedarf untersucht. Schon heute beträgt die Gesamtanschlussleistung der strombasierten Wärmeerzeugung rund 36 GW. Darin sind die rund 1 Mio. Wärmepumpen, die Stromspeicherheizungen, die Stromdirektheizungen (Anschlussleistung allein 15 GW) sowie die elektrischen Durchlauferhitzer erfasst. In beiden Szenarien (Ziel „Effizienz“ und Ziel „Erneuerbar“) wird die Anschlussleistung nicht oder nur in den 2030er Jahren um maximal 10 % steigen und in 2050 mit 31 GW geringer sein als heute.

Eine Umsetzung der Effizienz- bzw. Ausbaustrategien erfolgt mittels unterschiedlicher Gesetze und Verordnungen. In den folgenden Abschnitten sollen mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), der Energie-Einsparverordnung (EnEV), dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWK), dem Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) und dem Atomausstieg (AtomG) fünf zentrale Bausteine der deutschen Energiepolitik vorgestellt werden.

7.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Als Hauptthemen bei dem Ausbau der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung wurden Ende der 80er Jahre die Abnahme und die Vergütung der dezentral erzeugten Energie durch die Energieversorger erkannt. Das 1990 verabschiedete Stromeinspeisegesetz regelte erstmals den Netzanschluss sowie eine an den durchschnittlichen Stromgestehungskosten orientierte Vergütung. Von dieser Maßnahme konnte zunächst nur die Windbranche profitieren, da Photovoltaik- oder Biomassekraftwerke mit den damals vorgesehenen Vergütungssätzen nicht kostendeckend zu betreiben waren. Um den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung signifikant zu steigern, wurde im Jahr 2000 ein Markteinführungsprogramm für erneuerbare

Energien aufgelegt, dessen Kernpunkt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) darstellt. Das zwischenzeitlich mehrfach novelierte EEG startete mit vier wesentlichen Maßnahmen:

- Vorrang für elektrischen Strom aus erneuerbaren Energien: Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind bevorzugt an das Netz anzuschließen und die elektrische Energie ist vorrangig abzunehmen und zu vergüten. Bei Überkapazitäten ist die Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke zu verringern.
- Kostendeckende Einspeisevergütung: Über einen Zeitraum von 20 Jahren wird eine feste Einspeisevergütung gewährt, deren Höhe kostendeckend ist und von der Art der eingesetzten Technologie abhängt.
- Umlagefinanzierung: Die durch die kostendeckende Einspeisevergütung entstehenden Mehrkosten werden auf alle Stromabnehmer umgelegt.
- Degression der Einspeisevergütung: Die gezahlte Einspeisevergütung verringert sich mit jedem Jahr, das die Anlage später in Betrieb genommen wird. Die Höhe der Degression orientiert sich am technischen Fortschritt und wird regelmäßig vom Gesetzgeber angepasst.

Mit diesen Maßnahmen konnte privates Kapital mobilisiert und der Anteil regenerativer Energien im Elektrizitätssektor kontinuierlich gesteigert werden. Das wachsende Marktvolumen hatte eine stürmische Weiterentwicklung sowohl der eingesetzten Technologien als auch der Produktionsverfahren zur Folge. Das damit einhergehende Sinken der Produktionskosten wurde durch die Degression der Einspeisevergütung zum Großteil abgeschöpft und gleichzeitig stimuliert. Dadurch näherte sich die Einspeisevergütung immer stärker dem Marktpreisniveau an. Das EEG war also nie als eine auf Dauer angelegte Subvention gedacht, sondern sollte sich als Markteinführungsprogramm mittelfristig selbst überflüssig machen (Abb. 7.1).

Die Erfolgsgeschichte des deutschen Markteinführungsprogramms führte in vielen europäischen Staaten zu ähnlichen, auf

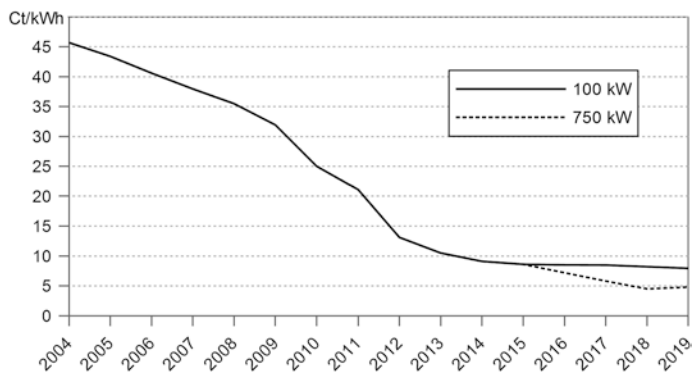


Abb. 7.1 Entwicklung der Einspeisevergütung nach EEG für Freiflächen-Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Größe

Einspeisegesetzen basierenden Regelungen, so z. B. in den Niederlanden, Dänemark, Frankreich, Spanien oder Portugal. Seine Bedeutung für das Entstehen einer weltweiten großtechnischen Photovoltaikproduktion kann nicht überschätzt werden.

Anfang der 2010er Jahre beginnt die bisherige Konstruktion des EEG an seine Grenzen zu stoßen: Einerseits setzte ein Vorrang für regenerative Energien und eine kostendeckende Einspeisevergütung voraus, dass die erzeugte Energie auch vollständig vom Netz aufgenommen werden kann. Dies ist sowohl im Bereich der Windenergie als auch der Photovoltaik nicht mehr der Fall, d. h. ein Abregeln regenerativer Erzeugungsanlagen ist immer öfter aus Gründen der Netzstabilität notwendig. Andererseits führte eine zu langsame Degression bei der Photovoltaik zu Fehlsteuerungen und damit nicht zu einem kostenoptimalen Ausbau der erneuerbaren Energien. Die 2016 verabschiedete Novelle des EEG verzichtet daher weitgehend auf eine staatlich festgesetzte Einspeisevergütung. An ihre Stellen treten für Windkraft, Photovoltaik und Biomasse wettbewerbliche *Ausschreibungsverfahren* zur Ermittlung der weiterhin auf 20 Jahre festen Einspeisevergütung. Lediglich Anlagen mit einer Leistung unter 750 kW sind davon ausgenommen.

Ausschreibungsverfahren

Ausschreibungen haben sich als ein effizientes Werkzeug zur Ermittlung einer kostendeckenden Vergütung erwiesen. Dabei werden durch die Bundesnetzagentur in regelmäßigen Abständen für die einzelnen Technologien Leistungsmengen ausgeschrieben, auf die sich Bieter in Teiltranchen bewerben können. Gehen mehr Gebote ein als Leistung ausgeschrieben wurde, erhalten die Bieter mit der niedrigsten Einspeisevergütung den Zuschlag.

2018 wurden über das Ausschreibungsverfahren 565 MW Photovoltaikleistung in die EEG-Förderung aufgenommen. Die Gebote, die einen Zuschlag erhielten, lagen dabei zwischen 3,86 und 5,15 Ct/kWh. Im selben Zeitraum erhielten onshore-Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 2350 MW und einer Einspeisevergütung zwischen 3,80 und 6,30 Ct/kWh einen Zuschlag.

7.2 Energie-Einsparverordnung (EnEV)

Für Neubauten werden durch die Energieeinsparverordnung (EnEV) Mindeststandards hinsichtlich der Energieeffizienz festgeschrieben, die sich am aktuellen Stand der Technik orientieren und kontinuierlich angepasst werden. Zukünftige Neubauten entsprechen durchgehend dem Niedrigstenergiestandard und werden nicht mehr als 55 kWh je Quadratmeter und Jahr Endenergie benötigen – das sind umgerechnet 5,5 l Heizöl bzw. 5,5 m³ Erdgas pro m² und Jahr.

Die Herausforderung liegt vor allem in der Sanierung bestehender Gebäude: Ende 2017 gab es in Deutschland fast 19 Mio. Gebäude mit etwa 40 Mio. Wohnungen. Neu gebaut wurden dagegen in den letzten beiden Dekaden nur durchschnittlich 250.000 Wohnungen pro Jahr. Mit dem 2009 beginnenden Bauboom stieg die Anzahl von damals 150.000 auf einen Rekordwert von 315.000 Neubauwohnungen im Jahr 2016. Einschneidende Erfolge bei der Dekarbonisierung der

Wärmebereitstellung in Gebäuden sind nur dann zu erwarten, wenn die Sanierung der Bestandsgebäude voranschreitet.

Sanierungsrate

Die Sanierungsrate gibt die Häufigkeit der im Jahr getätigten Sanierungen an, also den prozentualen Anteil der pro Jahr sanierten Außenflächen im Verhältnis zur Gesamtaußenfläche aller Bestandsgebäude. Meist werden dazu die teilsanierten Einzelflächen auf sog. Vollsanierungsäquivalente umgerechnet. Nach [3] betrug 2013 die Sanierungsrate etwas über 1 %/Jahr. Um die Reduktionsziele im Wärmesektor zu erreichen, muss die Sanierungsrate in den kommenden Jahren auf mindestens 1,5 bis 2 %/Jahr angehoben werden.

Die seit 2001 bereits mehrfach novellierte EnEV begrenzt den Energiebedarf beheizter oder gekühlter Wohn- und Nutzgebäude sowie Industrieanlagen auf vorgegebene flächenspezifische Maximalwerte des nicht erneuerbaren Primärenergieverbrauchs. Die derzeit (April 2019) gültige Fassung EnEV 2014/2016 [5] setzt die Vorgaben der 2010 erlassenen EU-Gebäudedirektive (EPBD) um. Sie gilt für neu zu errichtende, mit Energie beheizte oder gekühlte Wohn- und Nichtwohngebäude, bei An- und Umbauten sowie größeren Renovierungen an Bestandsgebäuden.

Der berechnete nicht erneuerbare Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung, Kühlung und bei Nichtwohngebäuden auch zur Beleuchtung darf dabei den Jahres-Primärenergiebedarf eines Referenzgebäudes gleicher Nutzung, Geometrie, Nutzfläche und Ausrichtung nicht überschreiten. Zudem müssen die Transmissionswärmeverluste der wärmeübertragenden Umfassungsflächen vorgegebene Grenzwerte einhalten. Die dazu rechnerischen Nachweise sind äußerst aufwendig und nur mit Fachwissen und spezieller Software machbar. Verantwortlich ist der Architekt des Neubaus, der den rechnerischen Nachweis der Baubehörde zusammen mit dem Bauantrag vorzulegen hat.

Die EnEV macht aber nicht nur Vorgaben zur bautechnischen Ausführung des Gebäudes, sondern auch für die installierte Anlagentechnik zur Beheizung, Trinkwassererwärmung, Belüftung, Klimatisierung und Beleuchtung. So ist der Betrieb und die Nachrüstung mit Heizkesseln z. B. nur dann zulässig, wenn das Produkt aus *Erzeugeraufwandszahl* und *Primärenergiefaktor* nicht größer als 1,3 ist. Je erzeugter Einheit Nutzwärme dürfen also maximal 1,3 Einheiten fossile Primärenergie aufgewendet werden. Diese Zusammenhänge sollen im Folgenden an einigen Beispielen veranschaulicht werden.

Um dem Verbraucher 1 kWh Endenergie in Form von Heizöl oder Erdgas aus dem Hausanschluss zur Verfügung zu stellen, müssen 1,1 kWh fossile Primärenergie für die Aufbereitung (Raffinerie) und den Transport (Öltanker, Pipeline) bereitgestellt werden (Abb. 7.2). Der *Primärenergiefaktor* setzt diese beiden Zahlen ins Verhältnis zueinander, für Heizöl und Erdgas beträgt er also 1,1. Für 1 kWh elektrischen Strom werden in den Kraftwerken im Schnitt noch 1,8 kWh fossile Primärenergie (Braunkohle, Steinkohle, Erdöl, Erdgas) eingesetzt. Für Stückholz und Holzpellets wird mit einem Primärenergiefaktor von 0,2 gerechnet. Hierbei wird nur der fossile Energieaufwand für das Einschlagen des Holzes im Wald, den Transport und die Verarbeitung zum Endenergieträger berücksichtigt, die in Holz enthaltene erneuerbare Primärenergie bleibt unberücksichtigt.

Die *Erzeugeraufwandszahl* ist das Verhältnis der von der Anlagentechnik des Gebäudes generierten Nutzenergie zur eingesetzten Endenergie. Neben der Raumwärme und der Trinkwassererwärmung müssen auch die technischen Verluste bei der Erzeugung, Verteilung und Speicherung von Wärme gedeckt werden. So erreicht eine Außenluft-Wärmepumpen durchschnittlich eine Jahresarbeitszahl von etwa 2,6 und damit eine Erzeugeraufwandszahl von 0,38. Je kWh Nutzenergie werden also 0,38 kWh elektrischer Energie eingesetzt. Gas-Brennwertkessel erreichen Erzeugeraufwandszahlen von 0,99.

Bereits mit der EnEV 2007 wurden Gebäudeenergiepässe eingeführt, die Käufern und Mietern von Gebäuden quantitative Hinweise geben, wie hoch der nutzflächenspezifische fossile

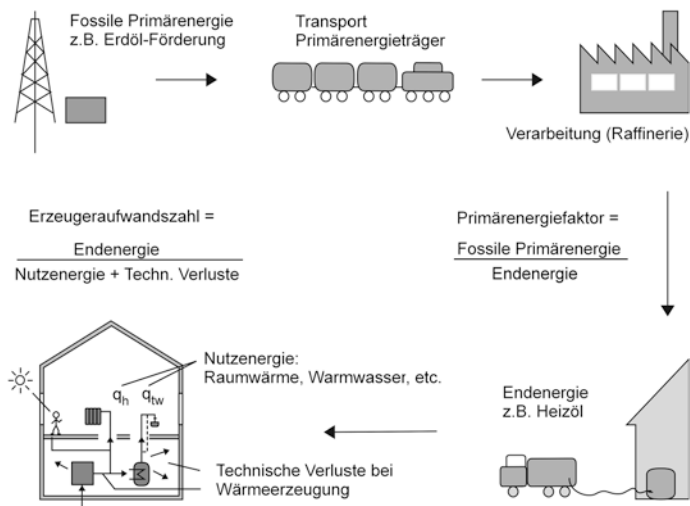


Abb. 7.2 Zur Definition von Erzeugeraufwandszahl und Primärenergiefaktor

Primärenergieverbrauch des Gebäudes ist. Ein Beispiel ist in Abb. 7.3 zu sehen.

Die EnEV 2009 reduzierte den Primärenergiebedarf beheizter Gebäude um 30 % gegenüber den Grenzwerten der EnEV 2007. Sie regelte auch die Zuständigkeit der Bezirksschornsteinfeger zur Überwachung der Vorgaben zum energieeffizienten Betrieb der Anlagentechnik. Zudem werden seitdem höhere Bußgelder bei Zuwiderhandlungen verhängt. Die EnEV 2009 beschränkte auch den Betrieb elektrischer Speicherheizungen in Bestandsgebäuden und setzte Termine zur Außerbetriebnahme. Mit der Änderung des Energie-Einsparungs-Gesetzes 2013 wurde diesen Bestimmungen allerdings wieder aufgehoben.

Die EnEV 2014/2016 [5] senkte gegenüber der Fassung von 2009 den maximal zulässigen Primärenergiebedarf in zwei weiteren Schritten (2014 und 2016) um jeweils 12,5 % ab. Die maximal zulässigen Transmissionswärmeverluste wurden im Mittel um 10 % reduziert. Seit Oktober 2014 ist zudem

ENERGIEAUSWEIS für Wohngebäude

gemäß den §§ 16 ff. Energieeinsparverordnung (EnEV)

Erfasster Energieverbrauch des Gebäudes

Energieverbrauchskennwert

Dieses Gebäude: kWh/(m²·a)

Energieverbrauch für Warmwasser: ☐ enthalten ☐ nicht enthalten

☐ Das Gebäude wird auch gekühlt; der typische Energieverbrauch für Kühlung beträgt bei zeitgemäßen Geräten etwa 6 kWh je m² Gebäudenutzfläche und Jahr und ist im Energieverbrauchskennwert nicht enthalten.

3

Verbrauchserfassung – Heizung und Warmwasser

Energieträger	Zeitraum		Brennstoffmenge [kWh]	Anteil Warmwasser [kWh]	Klimafaktor	Energieverbrauchskennwert in kWh/(m ² ·a) (zeitlich bereinigt, klimabereinigt)		
	von	bis				Heizung	Warmwasser	Kennwert
Durchschnitt								

Vergleichswerte Endenergiebedarf

1)

Die modellhaft ermittelten Vergleichswerte beziehen sich auf Gebäude, in denen die Wärme für Heizung und Warmwasser durch Heizkessel im Gebäude bereitgestellt wird.

Soll ein Energieverbrauchskennwert verglichen werden, der keinen Warmwasseranteil enthält, ist zu beachten, dass auf die Warmwasserbereitung je nach Gebäudegröße 20 – 40 kWh/(m²·a) entfallen können.

Soll ein Energieverbrauchskennwert eines mit Fern- oder Nahwärme beheizten Gebäudes verglichen werden, ist zu beachten, dass hier normalerweise ein um 15 – 30 % geringerer Energieverbrauch als bei vergleichbaren Gebäuden mit Kesselheizung zu erwarten ist.

Erläuterungen zum Verfahren

Das Verfahren zur Ermittlung von Energieverbrauchskennwerten ist durch die Energieeinsparverordnung vorgegeben. Die Werte sind spezifische Werte pro Quadratmeter Gebäudenutzfläche (A_{m}) nach Energieeinsparverordnung. Der tatsächliche Verbrauch einer Wohnung oder eines Gebäudes weicht insbesondere wegen des Witterungseinflusses und sich ändernden Nutzerverhaltens vom angegebenen Energieverbrauchskennwert ab.

1) EFH – Einfamilienhäuser, MFH – Mehrfamilienhäuser

Abb. 7.3 Beispiel eines Energieausweises, der seit 2007 bei Neuerrichtung, Vermietung oder Verkauf einer Wohnung oder eines Gebäudes vorzulegen ist

die Angabe der energetischen Kennwerte von Gebäuden bei Immobilienanzeigen verpflichtend. Von großer Bedeutung war auch die Absenkung des Primärenergiefaktors für elektrischen

Strom von 2,6 zum Oktober 2014 auf 2,4 und dann zum 1. Januar 2016 auf 1,8. In dieser Entwicklung ist die Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromproduktion deutlich sichtbar. Allein durch die Änderung des Primärenergiefaktors zwischen 2013 und 2016 reduzierte sich der fossile Primärenergieaufwand von Wärmepumpen rechnerisch um über 30 %. Mit der EnEV 2014/16 erfolgte auch die Verlegung des Standorts des Referenzgebäudes von Würzburg nach Potsdam.

Bereits seit 2017 steht eine weitere Neufassung der EnEV an, die noch nicht berücksichtigte Vorgaben aus der europäischen Gebäudeenergie richtlinie EPBD von 2010 umsetzen soll: Gemäß EPBD dürfen ab 2019 aus öffentlicher Hand nur noch Niedrigstenergiegebäude errichtet werden, ab 2021 wird diese Vorgabe auch auf den Neubau privatwirtschaftlicher Gebäude anzuwenden sein. Im Original der EU-Gebäuderichtlinie wird der zukünftige Gebäudestandard als „nearly zero energy“ bezeichnet. Inzwischen wurde eine neue EPBD verabschiedet, die seit Sommer 2018 in Kraft ist und innerhalb von 20 Monaten in nationales Recht umzusetzen ist: bis 2060 sollen die EU-Staaten ihren Gebäudebestand klimaneutral saniert haben.

Die EnEV basiert als Verordnung auf dem Energieeinsparungsgesetz (EnEG), das der Umsetzung der europäischen EPBD in nationales Recht dient. Die letzte Änderung stammt aus dem Jahr 2013. Bereits seit 2016 ist geplant, das EnEG, die EnEV und das EEWärmeG (siehe Abschn. 7.3) in einem „Gebäudeenergiegesetz“ (GEG) zusammenzuführen. Seit 2016 wurden unterschiedliche Arbeitsentwürfe diskutiert. Nach dem im Januar 2020 von Bundestag und Bundesrat diskutierten Gesetzentwurf sollen die geltenden Vorgaben der EnEV 2016 im Wesentlichen beibehalten werden.

7.3 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Der Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmebereich hat bisher nicht die Dynamik erreicht, die im Strombereich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) initiiert wurde. Das 2008

verabschiedete Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG) – letztmalig im Oktober 2015 novelliert [6] – soll hier als Markteinführungsprogramm dienen. Wenngleich zunächst nur das Neubausegment Gegenstand gesetzlicher Regelungen ist, werden auch für den Ausbau von Nahwärmenetzen wichtige Impulse gesetzt. Zweck des Gesetzes ist die Förderung erneuerbarer Energien mit dem Ziel, ihren Anteil am Endenergiebedarf zur Wärme- und Kältebereitstellung bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen. Wie Abb. 7.4 zeigt, wurde dieses Ziel erstmals 2018 erreicht.

Der Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich sollen im Wesentlichen die folgenden Maßnahmen dienen: Jedes Gebäude, das nach dem 31.12.2008 errichtet wird, muss seinen Wärmeenergiebedarf, je nach eingesetzter Technologie, zwischen 15 und 50 % aus erneuerbaren Energien decken. Beim Einsatz von Solarenergie müssen z. B. mindestens 15 % des Wärme- und Kälteenergiebedarfs gedeckt werden; dazu genügen nach dem EEWärmeG pauschal 3 bis 6 m² Kollektorfläche je 100 m² Nutzungsfläche. Bei Verwendung von Biogas muss der Deckungsanteil 30 % oder mehr betragen, bei Verwendung von flüssiger oder fester Biomasse 50 % oder mehr. Bei der Nutzung geothermischer Energie oder von Umweltwärme mittels

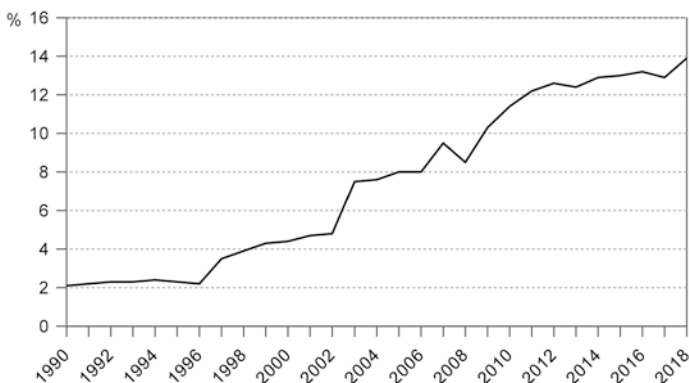


Abb. 7.4 Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung in Deutschland [7]

Wärmepumpen ist ein Mindestdeckungsanteil von ebenfalls 50 % vorgegeben. Ersatzweise kann die Wärmebereitstellung durch Kraft-Wärme-Kopplung oder durch den Anschluss an ein Nah- oder Fernwärmenetz erfolgen. Die Einhaltung des EEWärmeG ist vom Hausbesitzer durch spezielle Bescheinigungen oder Brennstoffrechnungen nachzuweisen.

Gebietskörperschaften können nach dem EEWärmeG einen Anschlusszwang an ein Nah- oder Fernwärmenetz aus Gründen des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung verhängen. Zudem wurde das Markteinführungsprogramm zur Förderung von Solarthermie, Biomasse, Geothermie und Umweltwärme sowie von Nahwärmenetzen im Zuge der Einführung des EEWärmeG finanziell deutlich aufgestockt, um zusätzliche Anreize zu schaffen.

Die bereits genannte große Zahl der vorhandenen Altbauten im Vergleich zur geringen Anzahl der jährlichen Neubauten verhindert eine tiefgreifende Wirkung der Maßnahmen aus EEWärmeG und EnEV auf den durchschnittlichen fossilen Heizenergiebedarf [12]. Die im Klimaschutzplan der Bundesregierung (vgl. Tab. 7.1) angestrebte annähernde Halbierung der Treibhausgasemissionen des Gebäudesektors ist so jedenfalls nicht zu erreichen. Geeignete Impulse für den Gebäudebestand könnten jedoch von dem im Dezember 2019 verabschiedeten Bundes-Klimaschutzgesetz ausgehen, das in Abschn. 7.5 vorgestellt wird.

7.4 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG)

Die Erhöhung der Energieeffizienz kann neben einer Modernisierung der Heiztechnik auch durch Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden. Derzeit erfolgen etwa 17 % der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung. Die so erzeugte Wärme versorgt zu 90 % Fernwärmenetze überwiegend in Ostdeutschland und zu 10 % Nahwärmenetze oder Einzelgebäude [7]. Im Bereich der Fernwärmenetze erfolgt die Wärmebereitstellung durch zentrale, wärmegeführte Heizkraftwerke oder Fernwärmeauskopplungen aus stromgeführten Kraftwerken (vgl. Abschn. 3.1.2). In den

letzten Jahren wurden durch die Fernwärmeversorgungsunternehmen zudem große thermische Speicher errichtet, um mehr Flexibilität bei der Stromerzeugung zu erreichen. Insgesamt werden 84 % der Fernwärme in Kraft-Wärme-Kopplung produziert. Bis zum Jahr 2025 sollen KWK-Anlagen jährlich 120 TWh zur Nettostromerzeugung beisteuern.

Durch das im Jahr 2002 verabschiedete Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sollte die Modernisierung und der Ausbau von fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch Bonuszahlungen je erzeugter Einheit KWK-Strom gefördert werden. Gleichzeitig wurde in das Erneuerbare-Energien-Gesetz ein KWK-Bonus aufgenommen. Dadurch konnte zwar eine Modernisierung der bestehenden Fernwärmeinfrastruktur erreicht werden, jedoch blieb der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich hinter den Erwartungen zurück. Durch die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 2009 wurden der Neubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie der Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, sowie Wärmespeicher gefördert. Eine erneute Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes Ende 2015 reagierte auf veränderte Marktbedingungen: das relativ niedrige Preisniveau fossiler Brennstoffe bei gleichzeitig gesunkenen Stromerlösen gefährdete die Wirtschaftlichkeit von KWK-Bestandsanlagen und brachte in den Jahren 2012 bis 2015 den Zubau nahezu zum Erliegen. Dadurch würde das Ausbauziel des KWKG von 25 % bis zum Jahr 2020 mit hoher Wahrscheinlichkeit verfehlt werden. Die letzte Novellierung vom Dezember 2018 [8] passte erneut die Zuschlagsätze für KWK-Anlagen an und verlängerte die Geltungsdauer des KWKG bis 2025.

Inwieweit die in dem KWK-Gesetz festgelegten Fördersätze ausreichen, um das gesetzte Ausbauziel zu erreichen, wird vielfach kritisch gesehen. Im Bereich der Fernwärmenetze ist durch geringe Neubautätigkeit, sinkenden Wärmebedarf aufgrund erfolgter Gebäudesanierungen und insbesondere in den östlichen Bundesländern stark zurückgehender Einwohnerzahlen nur mit einer Konsolidierung, bestenfalls einem geringfügigen Ausbau der bisherigen KWK-Anlagen zu rechnen. Die Mehrzahl neuer KWK-Anlagen ist also im Bereich kleiner und mittlerer Leistung

zur Versorgung von Nahwärmenetzen oder Einzelobjekten zu erwarten, die auch eine Einbindung regenerativer Energieträger ermöglichen.

Im bereits vorgestellten Entwurf zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) wird die bedeutende Rolle der KWK für die Zukunft erneut herausgestellt. Es kann daher erwartet werden, dass das KWK-Gesetz in seiner Endfassung eine Verstärkung und Erhöhung der KWK-Förderung folgen lässt.

7.5 Klimaschutzgesetz

Bereits im Jahr 2013 wurde in Nordrhein-Westfalen das erste Klimaschutzgesetz auf Landesebene verabschiedet. Es folgten noch im gleichen Jahr Baden-Württemberg, im Jahr 2014 Rheinland-Pfalz, dann 2015 Bremen, 2016 Berlin, 2017 Schleswig-Holstein und im Dezember 2018 schließlich das Bundesland Thüringen. Alle diese Landesgesetze haben zum Ziel, die politisch gesetzten Klimaziele und -vereinbarungen in Landesrecht umzusetzen. Die von den Ländern festgeschriebenen Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen unterscheiden sich zum Teil: während Baden-Württemberg bis zum Jahr 2050 die Emissionen um 90 % gegenüber 1990 reduzieren möchte, legen Schleswig-Holstein und Thüringen die Zielmarke auf 80 bis 95 %. Thüringen legte zudem fest, dass ab 2040 der gesamte Endenergiebedarf des Landes bilanziell durch erneuerbare Energien aus eigenen Quellen gedeckt werden muss.

Auf Bundesebene wurde im Dezember 2019 nach langer Diskussion das Klimaschutzgesetz verabschiedet [9]. Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz wurde eine Vorgabe des Koalitionsvertrags von Union und SPD vom März 2018 umgesetzt. Darin bekannte sich die neue Regierungskoalition zu den nationalen, europäischen und internationalen Klimazielen und kündigte zur deren Einhaltung die Verabschiedung dieses Gesetzes bis Ende 2019 an.

Die nationalen Ziele sind bereits seit März 2018 von der EU rechtsverbindlich für die einzelnen Mitgliedsstaaten mit der Europäischen Klimaschutzverordnung [10] vorgegeben. EU-weit

sollen die Treibhausgasemissionen in den genannten Sektoren gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 um mindestens 30 % gesenkt werden. Dazu wurde ein Fahrplan mit länderspezifischen maximalen Jahresemissionsmengen für die Jahre 2021 bis 2030 festgelegt. So muss das wirtschaftsstärkere Deutschland gegenüber 2005 mindestens 38 % THG einsparen.

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) setzt einerseits die Vorgaben des Klimaschutzplans der Bundesregierung [1] und andererseits die Verpflichtungen Deutschlands aus der Europäischen Klimaschutzverordnung [10] um. Als Treibhausgasminderungsziel werden für 2030 mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 festgeschrieben. Um dieses Ziel zu erreichen, sind in der Anlage 2 des KSG den einzelnen Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges jeweils Obergrenzen für die Jahresemissionsmengen zugewiesen (siehe dazu auch Tab. 7.1). Die Emissionsgrenzen für die Jahre nach 2031 sollen per Rechtsverordnung ab 2025 festgeschrieben werden.

Im Falle der Überschreitung der Vorgaben sah der Referentenentwurf zum KSG vor, dass der Bund die Ausgaben für den Zukauf der fehlenden Emissionsbudgets von anderen EU-Mitgliedsstaaten übernimmt. Für die Einhaltung der Sektorenziele sollten die jeweiligen Fachministerien zuständig sein, für den Verkehrsbereich also beispielsweise das Verkehrsministerium. Die Ausgaben bei Zielüberschreitung wären dann aus den Etats der verantwortlichen Ministerien entnommen worden. Das verabschiedete KSG verlangt von den Fachministerien nun nur noch das Vorlegen eines Sofortprogramms zur Sicherstellung der Emissionsmengen - ohne finanzielle Beteiligung an den Folgekosten. Nach einer Studie der Denkfabrik Agora Energiewende [11] könnten Deutschland für die Jahre 2021 bis 2030 Gesamtkosten in Höhe von 30 bis 60 Mrd. EUR für Zukäufe von Emissionsrechten entstehen.

7.6 Atomausstieg

Die gesellschaftliche Diskussion über die Risiken der Kernenergie und den Umgang mit den radioaktiven Abfällen wird seit vielen Jahren ausgesprochen kontrovers geführt. Schwere

Unfälle wie 1973 in der britischen Wiederaufbereitungsanlage Windscale, 1979 in dem US-amerikanischen Kernkraftwerk Harrisburg, 1986 in dem sowjetischen Reaktor Tschernobyl (Abb. 7.5) oder 2011 in dem japanischen Kernkraftwerk Fukushima sowie die bis heute ungeklärte Frage der Endlagerung haben in vielen Staaten zu einer mehrheitlich ablehnenden Haltung geführt. Dies hatte eine Reihe von Ausstiegsbeschlüssen zur Folge wie z. B. in Österreich (1978), Schweden (1980), Italien (1986), Deutschland (2002) oder Spanien (2004).

Der Atomausstieg Deutschlands basiert auf einer auch als Atomkonsens bezeichneten Vereinbarung der Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen. Diese wurde 2002 durch eine Novellierung in das Atomgesetz übernommen. Kernpunkte sind das Verbot des Neubaus von kommerziellen Kernkraftwerken sowie eine Begrenzung der Laufzeiten der bestehenden Kraftwerke durch die Festlegung von Reststrommengen. Diese Restlaufzeiten waren immer wieder Gegenstand politischer Auseinandersetzungen, die 2010 zu einer kurzzeitigen



Abb. 7.5 Abwurf von Sand und Bor zur Eindämmung der Radioaktivität über dem durch eine Explosion zerstörten Reaktor 4 des Kernkraftwerks Tschernobyl. (Foto: ullstein bild – Nowosti)

Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke führten. Angesichts der Reaktorkatastrophe von Fukushima erfolgte bereits wenige Monate später eine Rücknahme dieser Beschlüsse.

Der geringe Beitrag der Kernenergie zum gesamten Energieverbrauch sowie der im Vergleich zu regenerativen Energien wie Wind- und Wasserkraft nicht geringere Kohlendioxid-Ausstoß machen auch aus klimapolitischer Sicht keine Neubewertung der Kernenergie hinsichtlich eines zukünftigen Energiesystems nötig.

Literatur

1. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin (2016)
2. Die Bundesregierung: Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie. Berlin (2017)
3. IWU, Prognos, ifeu (Hrsg.): Hintergrundpapier zur Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin (2015)
4. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand. Berlin (2015)
5. EnEV 2014/2016 – Energieeinsparverordnung. Nichtamtliche Lesefassung zur Zweiten Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951)
6. Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert
7. Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J.: Handbuch Regenerative Energietechnik. Springer, Berlin (2017)
8. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG) vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert
9. Gesetz zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften, vom 12. Dezember 2019 (BGBl. Teil I Jg. 2019 Nr. 48, S. 2513)
10. Verordnung (EU) 2018/842 der Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013

-
11. Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (Hrsg.): Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt. Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung. Berlin (2018)
 12. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Berlin (2015)

Die Zukunft der Energieversorgung

8

Zusammenfassung

Wie sieht unser zukünftiges, klimaneutrales Energiesystem aus? Können die erneuerbaren Energien die Energieversorgung eines Industrielandes wie Deutschland tatsächlich sicherstellen? Was passiert, wenn im sonnenarmen Winter über mehrere Wochen kein Wind weht? Diese Fragen versucht die Wissenschaft mithilfe von Modellrechnungen – sogenannten Szenarien – zu beantworten. Die Berechnung von Szenarien ist eine wissenschaftliche Methode, um beispielsweise Handlungsnotwendigkeit bzw. Handlungsalternativen aufzuzeigen und mögliche zukünftige Entwicklungen darzustellen. Für den Bereich der Energieszenarien stellen Energiepotenziale und deren Erschließungsgeschwindigkeit eine besondere Rolle. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aktueller Energieszenarien vorgestellt und miteinander verglichen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem deutschen Energiesystem. Globale Entwicklungen werden in dem abschließenden Abschnitt reflektiert.

8.1 Energiepotenziale

In den vorangegangenen Kapiteln wurden unterschiedliche Energieträger und die technischen Wandler, um sie in die gewünschte Form von Nutzenergie umzuwandeln, vorgestellt.

Dabei blieb die Frage offen, ob diese Energieträger auch tatsächlich einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten können. Dazu dient die Berechnung von *Energiepotenzialen*.

Man unterscheidet unterschiedliche Potenzialbegriffe: Das *theoretische Potenzial* bezeichnet die physikalisch maximal erschließbare Energiemenge eines Energieträgers oder einer Energiequelle. Dabei dürfen auch Technologien vorausgesetzt werden, die zwar noch nicht konkret vorliegen, aber mit den derzeitigen natur- und ingenieurwissenschaftlichen Kenntnissen begründet werden können. Das *technische Potenzial* schränkt das theoretische Potenzial hinsichtlich des Stands der Technik sowie verfügbarer Standorte und Produktionskapazitäten ein. Das *wirtschaftliche Potenzial* begrenzt das technische Potenzial hinsichtlich ökonomischer Randbedingungen und das *Erwartungspotenzial* schließlich bezieht Markteinführungsgeschwindigkeiten und andere Hemmnisse mit ein.

Die einzelnen Potenzialbegriffe sollen am Beispiel der Wasserkraft verdeutlicht werden. Das theoretische Potenzial der Wasserkraft bezeichnet die potenzielle Energie aller Gewässer eines Gebietes. In der Regel ist die Fallhöhe des Wassers aus geologischen und/oder ökologischen Gründen nur teilweise nutzbar. Zusätzlich schränken reale Umwandlungswirkungsgrade von Wasserkraftanlagen das theoretische Potenzial weiter ein. Das technische Potenzial macht daher nur etwa ein Drittel des theoretischen Potenzials aus. Das wirtschaftliche Potenzial entspricht dem Anteil des technischen Potenzials, der eine ähnliche Amortisation des eingesetzten Kapitals verspricht wie andere Energieträger. Da insbesondere größere Wasserkraftanlagen einen langen Planungsvorlauf haben, liegt das Erwartungspotenzial in der Regel unter dem wirtschaftlichen Potenzial. Das theoretische Wasserkraftpotenzial der Erde liegt bei etwa 40.000 TWh/a – das entspricht etwa einem Viertel des weltweiten Primärenergiebedarfs. Davon können etwa 14.300 TWh/a als technisches und 8200 TWh/a als wirtschaftliches Potenzial eingestuft werden. Die jährliche Stromerzeugung mittels Wasserkraft lag 2016 bei etwa 4000 TWh.

Abb. 8.1 illustriert das theoretische Potenzial der Photovoltaik: Die mittlere jährliche Einstrahlung beträgt in sonnenreichen

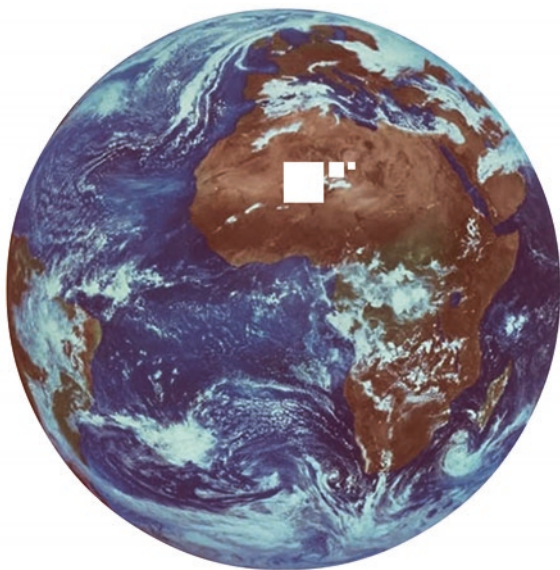


Abb. 8.1 Zur Illustration des theoretischen Potenzials der Photovoltaik: Benötigte Flächen für die Deckung des Primärenergiebedarfs der Welt, Europas und Deutschlands. (Foto: ESA/Meteosat-2)

Regionen ca. 2000 kWh/m^2 . Mit einem realisierbaren Systemwirkungsgrad von 14 % lässt sich der Primärenergiebedarf der Welt, Europas und Deutschlands mit den abgebildeten maßstäblichen Flächen abdecken. Man sieht unmittelbar: die Photovoltaik kann (theoretisch) den Weltenergiebedarf problemlos decken. Es lohnt sich also, diese Technologie näher zu betrachten, ohne dass damit schon eine Aussage darüber getroffen wurde, ob sie technisch tatsächlich dazu in der Lage ist, den Weltenergiebedarf zu decken.

Tab. 8.1 gibt das technische Potenzial verschiedener regenerativer Energieträger in Deutschland an. Bei den Werten für Photovoltaik und Solarthermie wurden nur geeignete Dach-, Fassaden-, Siedlungs- und Verkehrsflächen im Gesamtumfang von 2800 km^2 berücksichtigt. Die beiden Technologien stehen dabei in Flächenkonkurrenz zueinander, d. h. es können maximal

Tab. 8.1 Leistung und Energieertrag des Technischen Potenzials der regenerativen Energien in Deutschland sowie die leistungsbezogene Potenzialausschöpfung 2018, nach [1, 2]

	Leistung in GW	Ertrag in TWh/a	Nutzung 2018
Wasserkraft	5	21	100 %
Wind (onshore)	200	360	27 %
Wind (offshore)	85	300	8 %
Photovoltaik	400	390	11 %
<i>Strombedarf 2017</i>		520	
Biomasse	–	417	80 %
Solarthermie	2000	1500	1 %
<i>Wärmebedarf 2017</i>		1450	

entweder 400 GW Photovoltaik oder 2000 GW Solarthermie installiert werden. Für die verfügbare Biomasse wurde nicht nach Einsatzgebiet unterschieden; der angegebene Wert kann als das nachhaltige Biomassepotenzial Deutschlands betrachtet werden. Es setzt sich u. a. aus Restholz, organischen Rest- und Abfallstoffen sowie dem Anbau von Energiepflanzen auf 20 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche Deutschlands zusammen.

Vergleicht man das technische Potenzial der einzelnen Energieträger mit der Ende 2018 jeweils installierten Leistung, so erkennt man, dass die Technischen Potenziale von Wasserkraft und Biomasse bereits stark ausgeschöpft sind. Demgegenüber werden die Potenziale der Offshore-Windenergie, der Photovoltaik und insbesondere der Solarthermie praktisch noch nicht genutzt.

8.2 Energieszenarien

Szenarien sind Modellrechnungen unter bestimmten Randbedingungen. Während Prognosen die wahrscheinliche Zukunft zum Gegenstand haben, geben Szenarien mögliche zukünftige Entwicklungen wieder. Oft zeigen Energieszenarien die Auswirkungen von Handlungsalternativen auf die Energieversorgung auf: was passiert z. B., wenn Deutschland gleichzeitig aus der Kernenergie

und der Braunkohleverstromung aussteigt? Aus ihnen lassen sich aber auch Handlungsnotwendigkeiten und Gestaltungsspielräume ableiten: welche Aufteilung zwischen Wind und Photovoltaik führt zur größten Versorgungssicherheit oder zu den geringsten Energiepreisen?

Die den Energieszenarien zugrunde liegenden Modelle basieren auf einer Reihe von Annahmen. Dies betrifft zum Beispiel die Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung, das Konsumverhalten, die technische Entwicklung von Energiewandlern oder die Preisentwicklung von Rohstoffen. In Tab. 8.2 sind einige solche Annahmen aus einem Szenario beispielhaft aufgeführt. Zusätzlich sind Randbedingungen festzulegen. Diese können politischer Natur sein, wie der Ausstieg aus der Kernenergie oder die gezielte Förderung bestimmter Energieträger. Die Randbedingungen können aber auch als Zielvorgaben formuliert sein, wie beispielsweise die Reduktion des Kohlendioxid-Ausstoßes um 95 %. Häufig wird ein Referenzszenario parallel gerechnet, das als Randbedingung die Fortsetzung der bisherigen Energiepolitik enthält.

Szenarienbasierte Studien zur Zukunft der Energieversorgung wurden in den vergangenen Jahren sowohl von internationalen Einrichtungen, staatlichen Stellen als auch Nichtregierungsorganisationen veröffentlicht. Im Folgenden werden stellvertretend

Tab. 8.2 Annahmen zur demografischen und ökonomischen Entwicklung des Leitszenarios [3]

	2010	2020	2030	2050
Bevölkerung (Mio.)	81,6	80,5	79,1	73,8
Erwerbstätige (Mio.)	39,0	38,6	36,2	32,8
Private Haushalte (Mio.)	39,9	40,7	41,0	40,0
Personen/Haushalt	2,05	1,98	1,93	1,84
Wohnfläche/Kopf (m ²)	42,6	45,2	46,5	48,8
Gewerbefläche/Erwerbstätigem (m ²)	38,8	39,9	42,0	43,6
Personenverkehr/Kopf (Pkm)	13.829	14.316	14.497	14.272
Güterverkehr/Kopf (tkm)	7643	9631	11.223	12.361

für die Bandbreite der angelegten Randbedingungen einige Szenarien kurz skizziert. Alle Studien (oder zumindest eine Zusammenfassung) sind frei im Internet zugänglich, die Linkadressen sind im Literaturverzeichnis angegeben.

World Energy Outlook

Der World Energy Outlook ist eine jährlich von der Internationalen Energieagentur (IEA) herausgegebene Studie zur Zukunft der weltweiten Energieversorgung [4]. Sie enthält ein jährlich aktualisiertes Referenzszenario bis zum Jahr 2040, das von einem weiterhin überwiegend auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystem ausgeht. Die Ergebnisse dieses Szenarios sind einerseits eine dramatische Verstärkung des Klimawandels mit einem durchschnittlichen Temperaturanstieg von 6 Grad bis zum Ende des Jahrhunderts. Andererseits ist eine ungebremschte Nachfrage nach fossilen Energieträgern nur durch massive Investitionen in Prospektion, Erschließung und Förder-technik insbesondere hinsichtlich unkonventioneller Vorkommen wie Teersande und Schiefergas zu decken. Der World Energy Outlook 2018 wird ausführlich in Abschn. 8.5 vorgestellt.

Wege zur 100 % Erneuerbaren Stromversorgung

Im Jahr 2010 veröffentlichte der Sachverständigenrat für Umweltfragen – ein Expertengremium, das die Bundesregierung berät – das „Sondergutachten Wege zur 100 % Erneuerbaren Stromversorgung“ [5]. Auf der Basis einer detaillierten Potenzialanalyse der regenerativen Energiequellen zur Stromerzeugung in Deutschland, Europa und Nordafrika wurden unterschiedliche Szenarien entwickelt, die strenge Anforderungen des Naturschutzes berücksichtigen. Die Szenarien unterscheiden sich in der Höhe der Elektrizitätsnachfrage für das Jahr 2050 (zwischen 500 und 700 TWh/a in Deutschland) sowie dem Grad des Austauschs und der Vernetzung mit den Nachbarländern. Sie reicht von einer vollständigen Selbstversorgung Deutschlands ohne jeden Austausch bis zur Möglichkeit des Stromaustausches mit Europa und Nordafrika. Dabei wird ein maximaler Nettoimport von 15 % der nationalen Stromerzeugung angenommen.

Alle berechneten Szenarien kommen zu dem Ergebnis, dass bei einem ausreichenden Ausbau von Speicher- und Netzinfrastruktur im Jahr 2050 eine vollständig erneuerbare Stromversorgung mit den heute vorhandenen Technologien möglich ist. Der Windkraft – und hier insbesondere den offshore-Anlagen – kommt hinsichtlich einer Kostenoptimierung in allen Szenarien eine herausragende Bedeutung zu. Der Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung wird wegen möglicher Landnutzungskonflikte nicht über 7 % steigen.

Leitstudien

Im Auftrag des Bundesumweltministeriums wurde Anfang der 2000er Jahre unter Federführung des DLR-Instituts für Technische Thermodynamik ein *Leitszenario* erarbeitet, welches aufzeigt, wie Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2050 auf rund 20 % des Werts von 1990 senken kann [3]. Gleichzeitig wurden in diesem Szenario die Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung abgebildet und der dadurch erforderliche Strukturwandel der Energieversorgung dargestellt. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist Bestandteil des Szenarios.

Wesentliche Gestaltungselemente des 2007 veröffentlichten und mehrfach aktualisierten Leitszenarios sind der substanzielle Ausbau der regenerativen Energien, eine erhöhte Effizienz in der Energienutzung im Strom-, Wärme- und Mobilitätsbereich sowie eine verbesserte Umwandlungseffizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

Das Leitszenario zeigt, dass es durch einen Umbau des Energiesystems grundsätzlich möglich ist, die Klimaschutzziele zu erreichen. Dazu ist es insbesondere notwendig, frühzeitig eine Effizienzstrategie zu entwickeln, die das Ansteigen des Energiebedarfs wirkungsvoll dämpft. Insbesondere der Wärmesektor muss bis 2050 einen gravierenden Strukturwandel durchlaufen.

Der Grundgedanke eines Leitszenarios, das die energiepolitischen Zielsetzungen Deutschlands sowie seine internationalen Verpflichtungen abbildet, wurde 2018 von der Deutschen Energie-Agentur (dena) wieder aufgegriffen [6]. Die daraus entstandene Leitstudie 2050 wird ausführlich in Abschn. 8.4 dargestellt.

Energiesystem Deutschland

Im Jahr 2013 stellte das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme eine Studie zur Struktur der deutschen Energieversorgung im Jahr 2050 vor [1]. Ziel war es, die Konsequenzen einer langfristigen Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % im Vergleich zu 1990 sowie des Ausstiegs aus der Kernenergie auf das Energiesystem zu untersuchen.

Die Studie weist einige methodische Unterschiede zu den beiden vorgenannten Szenarien auf: Die Berechnungen beziehen sich nicht auf einen bilanziell zu deckenden Jahresenergiebedarf – und damit das Vorhandensein einer hinreichend großen Speicherinfrastruktur – sondern auf realistische Erzeuger- und Verbraucherjahreslastgänge auf Stundenbasis. Sowohl der Anteil der einzelnen Erzeugungsoptionen als auch der Umfang der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme sind variabel und werden hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Erzeugungs- und Speicherkosten optimiert. Ferner wird kein Energieaustausch über die Landesgrenzen berücksichtigt.

Insgesamt zeigt die Studie Energiesystem D eine technisch plausible energetische Zukunft auf, die die Einhaltung der Klimaschutzziele unter der Maxime des volkswirtschaftlichen Kostenoptimums erlaubt. Dazu ist allerdings ein strategischer Einsatz des verbleibenden Anteils fossiler Energieträger sowie der Biomasse notwendig. Bei einer Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 81 % kann auf großtechnische saisonale Speichertechnologien weitgehend verzichtet werden.

8.3 Sektorkopplung

Elektrizitätserzeugung, Industrie, Verkehr und Gebäudeenergiesektor wurden in der Vergangenheit überwiegend getrennt voneinander betrachtet. Mit Ausnahme der Kraft-Wärme-Kopplung griffen alle Sektoren auf für ihre Zwecke aufbereitete Endenergieträger überwiegend auf fossiler Basis zurück: die Energiewirtschaft auf Braun- und Steinkohle, die Industrie auf Steinkohle

und – ebenso wie der Verkehrssektor – auf Raffinerieprodukte sowie der Gebäudesektor auf Erdgas und Heizöl. Das Ende des fossilen Zeitalters bewirkt nun eine stärkere Vernetzung des Stromsektors mit den anderen Sektoren des Energiesystems, die als *Sektorkopplung* bezeichnet wird.

Prinzipiell lassen sich zwei Strategien innerhalb der Sektorkopplung unterscheiden: die Substitution fossiler durch synthetische Energieträger und die Elektrifizierung. In ersterem Fall werden durch den Einsatz elektrischer Energie chemische Sekundärenergieträger wie Wasserstoff, Methan oder Methanol produziert. Häufig können dadurch bestehende Aggregate wie Verbrennungsmotoren oder Verteilsysteme wie das Gasleitungsnetz weiter betrieben werden. Im Fall der Elektrifizierung sind Aggregate und Infrastruktur oft neu zu errichten, wie z. B. im Fall der Elektromobilität. In Tab. 8.3 sind verschiedene technische Umsetzungen der Sektorkopplung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude dargestellt.

Häufig weisen Prozessketten, die auf eine Elektrifizierungsstrategie setzen, höhere Wirkungsgrade bei gleichzeitig höheren Kosten für Aggregate und Infrastruktur auf. In jedem

Tab. 8.3 Beispiele für die technische Umsetzung der Sektorkopplung

	Substitutionsstrategie	Elektrifizierungsstrategie
Verkehrssektor PKW	Brennstoffzellenbasierte Elektromobilität	Batteriebasierte Elektromobilität
Verkehrssektor LKW	Verbrenner mit synth. Kraftstoff	Oberleitungs-LKW
Wärmeversorgung Gebäude	Multivalent gespeiste Nahwärmenetze	Dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen
Wärmeversorgung Trinkwasser	Solarthermie	Durchlauferhitzer/PV direkt
Industrie Wasserstoffbedarf	Elektrolyse	Elektrolyse
Industrie Eisen und Stahl	Wasserstoffbasierte Direktreduktion	Elektrolichtbogenöfen

Anwendungsfall muss daher eine Analyse der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten sowie der Auswirkungen auf andere Sektoren des Energiesystems erfolgen. Dafür stellt die Leitstudie 2050 [6], die im folgenden Abschnitt vorgestellt wird, eine gute Diskussionsgrundlage dar.

8.4 Leitstudie 2050

Im Jahr 2018 veröffentlichte die Deutsche Energie-Agentur (dena) eine umfangreiche Studie zum Energiesystem in Deutschland [6]. Die dena ist ein bundeseigener Think Tank, der sich insbesondere mit der Umsetzung der Energiewende beschäftigt. Neben detailliert ausgearbeiteten Szenarien stellt die Leitstudie auch eine umfangreiche und wissenschaftlich abgesicherte Datenbasis zur technischen Entwicklung und den Preisen aller relevanter Technologien zur Verfügung. In Tab. 8.4 sind einige Beispiele dafür aufgeführt.

Die Leitstudie greift die Methodik der beschriebenen Fraunhofer-Studie *Energiesystem Deutschland* [1] auf und legt Erzeugungs- und Lastprofile in Stundenauflösung zugrunde. Neben einem Referenzszenario werden zwei Szenarien betrachtet, die jeweils für ein Treibhausgasminderungsziel von 80 bzw. 95 % gerechnet werden:

- Das *Elektrifizierungsszenario (EL)* geht von einer weitgehenden Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050 aus. Im Gebäudesektor erfolgt die Elektrifizierung vor allem durch die intensive Nutzung von Wärmepumpen bei gleichzeitiger starker Verringerung des Energiebedarfs im Gebäudebestand. Im Industriesektor kommen zunehmend Stromanwendungen bei der Bereitstellung von Prozesswärme oder in der chemischen Industrie zum Einsatz. Im Verkehrssektor erfolgt die Elektrifizierung vor allem durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen beim PKW-Verkehr als auch im Straßengüterverkehr. Der Gesamtstrombedarf verdoppelt sich bis 2050.

Tab. 8.4 Annahmen zu den spezifischen Kosten einiger Technologien in der Leitstudie [6]

Spezifische Kosten		2020	2050
Photovoltaik Freiflächenanlage	€/kW	780	483
Photovoltaik Aufdachanlage	€/kW	927	547
Windkraftanlage onshore	€/kW	1113	938
Windkraftanlage offshore	€/kW	2590	1285
Stationärer Batteriespeicher	€/kW	550	350
Steinkohle	€/MWh	9,2	8,5
Erdgas	€/MWh	18,7	29,7
Erdöl	€/MWh	31,6	33,9
PtX Methan	€/MWh	200	92
PtX Diesel	€/MWh	280	121
PtX Wasserstoff	€/MWh	160	74
PKW wasserstoffelektrisch	T€/Fahrzeug	58	33
PKW batterieelektrisch	T€/Fahrzeug	34	27

- Das *Technologiemixszenario (TM)* geht von einer breiten Variation der eingesetzten Technologien und Energieträger bis zum Jahr 2050 aus. Insbesondere spielen synthetische flüssige und gasförmige Energieträger zur Substitution von Erdgas und erdölbasierten Kraftstoffen eine wichtige Rolle. Sie werden mittels erneuerbarer Energien synthetisiert und zu großen Teilen importiert. Im Gebäudesektor kommt ein Mix an verschiedenen Technologien wie Wärmepumpen, PtX-Gas- oder -Ölheizungen zur Wärmebereitstellung zum Einsatz bei gleichzeitiger moderater Verringerung des Energiebedarfs im Gebäudebestand. Im Industriesektor erfolgt die Erzeugung von Prozesswärme und mechanischer Energie mit einem ähnlichen Energieträgermix wie heute. Im Verkehrssektor wird ein Mix unterschiedlicher Antriebsarten eingesetzt. Dabei dominieren Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge den

PKW-Verkehr und Verbrennungsmotoren den Straßengüterverkehr. Der Gesamtstrombedarf steigt bis zum Jahr 2050 um gut 40 %.

Die Ergebnisse der Szenarienrechnung zeigen, dass – im Gegensatz zu dem Referenzszenario – sowohl mittels des Elektrifizierungsszenarios als auch des Technologiemiixszenarios die Klimaziele von 80 bzw. 95 % Treibhausgasminderung erreicht werden können. Unabhängig von dem gewählten Szenario ergeben sich aber erhebliche Unterschiede bezüglich der eingesetzten Technologien und des notwendigen Investitionsbedarfs, je nachdem ob man eine Treibhausgasminderung von 80 oder 95 % anstrebt. Während eine Minderung um 80 % mit den heute bereits eingesetzten Technologien und einer deutlichen Forcierung der derzeitigen Transformationsstrategien erreicht werden kann, erfordert eine Minderung um 95 % grundlegende strukturelle Veränderungen im Energiesystem. Dies betrifft z. B. den massiven Import synthetischer Energieträger oder die vollständige Dekarbonisierung des Gebäude- oder Verkehrssektors.

In Abb. 8.2 ist die Zusammensetzung des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2050 für die genannten Szenarien dargestellt. Der im Vergleich zu heute deutliche Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist weniger auf einen gesunkenen Endenergiebedarf als vielmehr auf eine deutlich effizientere Nutzung der eingesetzten Primärenergieträger zurückzuführen. Sollen die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 nur um 80 % reduziert werden, kann das verbleibende Emissionsbudget strategisch eingesetzt werden: Erdgas in GuD-Kraftwerken sichert den elektrischen Leistungsbedarf in Zeiten geringer Einstrahlung bzw. Windgeschwindigkeit und die Industrie kann weiterhin auf fossile Energieträger zur stofflichen Nutzung zurückgreifen. Wird dagegen eine Treibhausgasminderung um 95 % angestrebt, steigt die Notwendigkeit synthetischer Energieträger wie Wasserstoff, PtX-Gas und PtX-Fuel deutlich an. Gleichzeitig wird durch die dann vorhandene Infrastruktur der Einsatz von synthetischen Energieträgern beispielsweise im Verkehrssektor u. U. kostengünstiger als eine vollständige Elektrifizierung.

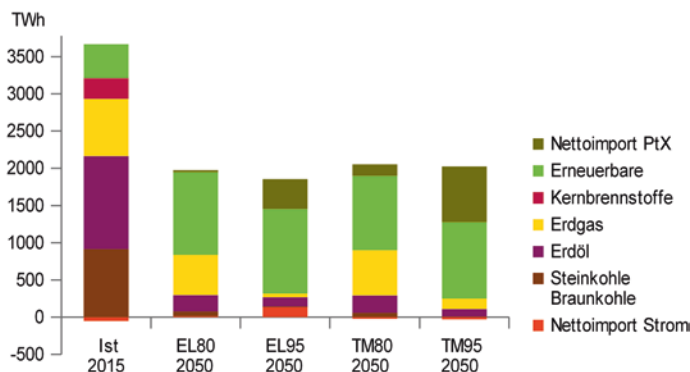


Abb. 8.2 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich der Leitstudie [6]

In allen betrachteten Szenarien wird im Jahr 2050 mehr als die Hälfte des Primärenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien in Deutschland bereitgestellt. Dabei dominieren Windenergie und Photovoltaik mit einem Anteil von zusammen etwa 90 %. Abb. 8.3 zeigt auch, dass sich die Stromerzeugung aus onshore-Windkraftanlagen um den Faktor 6 und aus Photovoltaikanlagen etwa um den Faktor 4 steigern muss. Ausgedrückt in Anlagenleistung entspricht dies einem jährlichen Nettozubau von jeweils rund 4 GW. Die Potenziale der Wasserkraft und Bioenergie sind bereits heute weitgehend ausgeschöpft.

Abschließend sollen die Kosten für den Umbau des Energiesystems verglichen werden. In Abb. 8.4 sind einerseits die eingesparten Brennstoffkosten der fossilen Energieträger (negative Werte) und andererseits die Kosten für den Bau von Kraftwerken und PtX-Anlagen, die Dämmung von Gebäuden, den Austausch von Heizungen und Fahrzeugen, die Betriebs- und Infrastrukturkosten sowie die Kosten für den Import von Energieträgern bis zum Jahr 2050 akkumuliert. Dargestellt sind die Mehrkosten gegenüber dem Referenzszenario. Man erkennt, dass ein Technologiemix deutliche Kostenvorteile gegenüber einer überwiegend auf Elektrifizierung setzenden Transformation unseres Energiesystems besitzt.

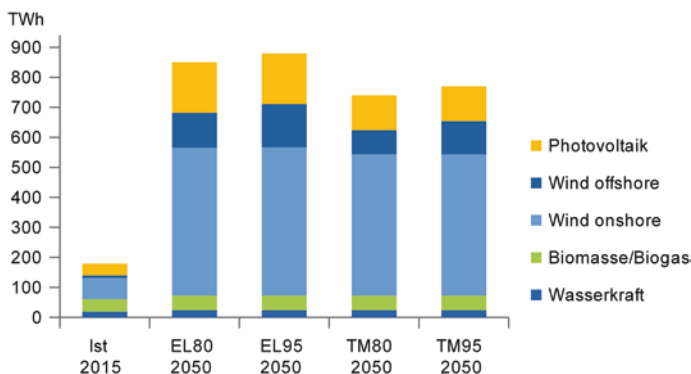


Abb. 8.3 Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Szenarienvergleich der Leitstudie [6]

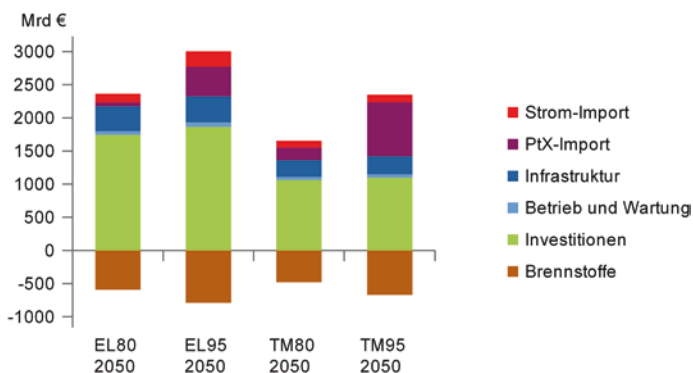


Abb. 8.4 Kumulierte Gesamtkosten bis 2050 im Szenarienvergleich der Leitstudie [6]

Zusammenfassend zeigt die Leitstudie zwei technologisch unterschiedliche Transformationspfade für das deutsche Energiesystem auf, die die Einhaltung vorgegebener Klimaschutzziele erlauben. Die Studie arbeitet klar heraus, dass sich eine Reduktion der Treibhausgase um 95 % gegenüber 1990 nicht mit einer Fortschreibung bestehender Transformationsstrategien erreichen lässt, sondern einen grundlegenden Umbau unseres

Energiesystems erfordert – ein Ergebnis, das in einer zeitgleich erschienenen Untersuchung im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie bestätigt wurde [7]. Die dafür insgesamt notwendigen Mehrkosten betragen etwa 2 % des deutschen Bruttoinlandprodukts.

8.5 World Energy Outlook 2018

Die Internationale Energieagentur IEA ist eine Einrichtung von 30 Industriestaaten innerhalb der OECD zur Kooperation auf dem Gebiet der Energiewirtschaft. Sie gibt jährlich mit den *Key World Energy Statistics* [8] ein statistisches Kompendium der weltweiten Energiewirtschaft heraus und veröffentlicht mit dem *World Energy Outlook* [4] eine mittel- bis langfristige Vorausschau auf die globale Energieversorgung. Dabei werden traditionell Fragen der Versorgungssicherheit und Preisentwicklung fossiler Energieträger sowie seit einigen Jahren auch der Luftverschmutzung, Treibhausgasemission und nachhaltigen Entwicklung behandelt.

In der Ende 2018 erschienenen Ausgabe werden drei Szenarien für das Jahr 2040 betrachtet:

- *Current Policies (CP)* geht von den Mitte 2018 verbindlich in den einzelnen Staaten in Kraft gesetzten energie- und klimapolitischen Regelungen aus und schreibt diese unverändert in die Zukunft fort. Es stellt somit das Referenzszenario dar.
- *New Policies (NP)* berücksichtigt neben der aktuellen Gesetzgebung auch die angekündigten Pläne der betrachteten Staaten.
- Das *Sustainable Development (SD)* Szenario geht von einer weitgehenden Umsetzung internationaler Vereinbarungen, wie den Sustainable Development Goals (SDGs) oder dem Pariser Klimaabkommen aus. Dies beinhaltet u. a. eine Begrenzung des Temperaturanstiegs auf weniger als 2 Grad, Zugang zu zeitgemäßer Energie für alle und eine drastische Reduzierung der Luftverschmutzung. Voraussetzung dafür ist u. a. ein starker Ausbau von erneuerbaren Energien und

Kernenergie sowie die großtechnische Nutzung von CCS-Verfahren.

Während das SD-Szenario von einem global gleichbleibenden Primärenergieverbrauch bei deutlich sinkenden Treibhausgasemissionen ausgeht, steigen in den beiden anderen Szenarien sowohl der Primärenergiebedarfs als auch die Treibhausgasemissionen bis 2040 an (Abb. 8.5). Dieser Anstieg setzt sich jedoch aus gegenläufigen Entwicklungen in den Industrie- und Entwicklungsländern zusammen. In Abb. 8.6 sind für das NP-Szenario die Veränderungen im Primärenergieverbrauch dargestellt und den Verbrauchssektoren zugeteilt: so wird der aus dem Umbau des Energiesystems in den Industrieländern resultierende Rückgang des Erdöl- und Kohleinsatzes durch den Anstieg in den Entwicklungsländern überkompensiert.

Zusammenfassend sieht der World Energy Outlook die weltweite Energiewirtschaft im Umbruch: dieser ist durch eine steigende Stromnachfrage, die Verlagerung des Energieverbrauchs nach Asien und einem langsam ansteigenden Zugang der Menschen in Afrika und Asien zu Elektrizität gekennzeichnet. Als großes Problem wird der Klimawandel erkannt. So steigen selbst im New Policies Szenario die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2040 weiter an, da die im Rahmen des Pariser Klimaabkommens gemachten nationalen Zusagen nicht ausreichen.

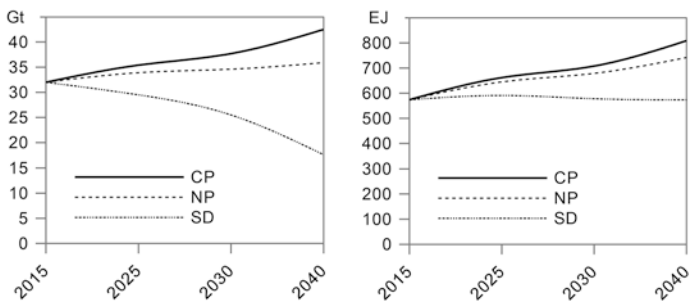


Abb. 8.5 Energiebedingte Treibhausgasemissionen (links) und Primärenergieverbrauch (rechts) im Szenarienvergleich des World Energy Outlook 2018 [4]

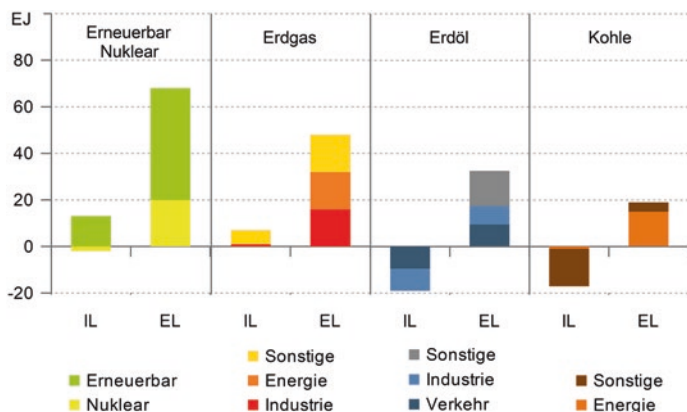


Abb. 8.6 Veränderungen des weltweiten Primärenergieverbrauchs bis 2040 in den Industrieländern (IL) und den Entwicklungsländern (EL) im New Policies Szenario des World Energy Outlook 2018 [4]

Der projizierte Emissionstrend wird als „ein eklatantes Versagen der internationalen Gemeinschaft, die Umweltauswirkungen des Energieverbrauchs zu bewältigen“ beurteilt.

Literatur

1. Fraunhofer ISE (Hrsg.): Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg i. Br. (2013)
2. Fritsche, U.R.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Freiburg i. Br. (2004)
3. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Leitstudie 2008. Weiterentwicklung der „Ausbaustategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Berlin (2008)
4. IEA (Hrsg.): World Energy Outlook. Paris 2018
5. Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hrsg.): Wege zur 100 % Erneuerbaren Stromversorgung. Berlin (2010)
6. dena (Hrsg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin (2018)
7. BCG, Prognos (Hrsg.): Klimapfade für Deutschland. München (2018)
8. IEA (Hrsg.): Key World Energy Statistics 2018. Paris (2018)

Forderungen an die künftige Energiepolitik

9

Zusammenfassung

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Herausforderungen, denen sich Energiepolitik und Energiewirtschaft gegenübersehen, sowie die technischen Möglichkeiten, um diesen zu begegnen, vorgestellt. In diesem Kapitel soll der Versuch unternommen werden, beides zusammenzubringen um daraus Anforderungen für die zukünftige Energie- und Klimapolitik in Deutschland abzuleiten. Im Ergebnis einer kritischen Würdigung der aktuellen deutschen Energie- und Klimapolitik halten die Autoren neben einer deutlichen Steigerung der Umsetzungsgeschwindigkeit aller geplanten Maßnahmen eine zeitlich progressive CO₂-Steuer sowie ordnungsrechtliche Vorgaben für den Gebäudebestand und den Kraftfahrzeugverkehr für unverzichtbar.

9.1 Bestandsaufnahme

Bis Herbst 2018 waren auf der Erde vermutlich so viele Treibhausgase freigesetzt worden, dass die durchschnittliche Erdtemperatur in den nächsten Jahrzehnten um 1,5 Grad über die langjährige Mitteltemperatur ansteigen wird [1]. Das wesentliche Ziel des Pariser Klimaabkommens – die Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad, nach Möglichkeit auf 1,5 Grad

zu begrenzen – ist wahrscheinlich nur noch zu halten, wenn mittelfristig Treibhausgase in großen Mengen wieder aus der Atmosphäre entnommen werden. Diese Annahme liegt beispielsweise dem IPCC-Bericht vom Oktober 2018 zugrunde, der das 1,5-Grad-Ziel noch für erreichbar hält [2]. Setzt sich der derzeitige weltweite Treibhausgasausstoß von knapp 40 Gigatonnen CO_2 -Äquivalenten pro Jahr bis 2035 fort, gilt das Gleiche auch für das 2-Grad-Ziel. Über die Konsequenzen eines derartigen Temperaturanstiegs herrscht wissenschaftlicher Konsens, über die Notwendigkeit eines entschiedenen Handelns weitgehend auch politische Einsicht.

Leider verlaufen politischen Entscheidungsprozesse nicht immer linear und entlang des wissenschaftlichen Erkenntnisstandes. Insbesondere strukturelle Änderungen werden mit zu langen Übergangsfristen versehen oder es werden zu wenige fiskalische Impulse gesetzt und oft einer Regelung durch den Markt vertraut. Ein Beispiel für Ersteres ist der Kohleausstieg, Beispiele für Letzteres sind das Marktanreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien oder die Einführung der Elektromobilität.

Wir glauben, dass angesichts der vor uns liegenden Herausforderungen ein sofortiges wirksames politisches Handeln erforderlich ist. Für die Erderwärmung ist die bisher und in den kommenden Jahren freigesetzte Gesamtmenge an Treibhausgasen relevant. Versteht man die Menge Treibhausgase, die zur Begrenzung des Temperaturanstiegs noch emittiert werden dürfen als ein Gesamtbudget, so erkennt man, dass schnelles Handeln extrem wichtig ist. Abb. 9.1 veranschaulicht, dass bei gleichen verbleibenden Emissionen der Weg dorthin entscheidend ist. Die auf diesen Wegen emittierten Treibhausgase ergeben sich als Flächen unter den Reduktionspfaden.

Wir denken, dass ein ambitionierter Reduktionspfad erforderlich ist. Dass dieser bisher nicht beschritten wurde, liegt – wie bereits erwähnt – nicht an fehlender Einsicht in die Notwendigkeit, sondern an einem zu zögerlichen politischen Handeln.

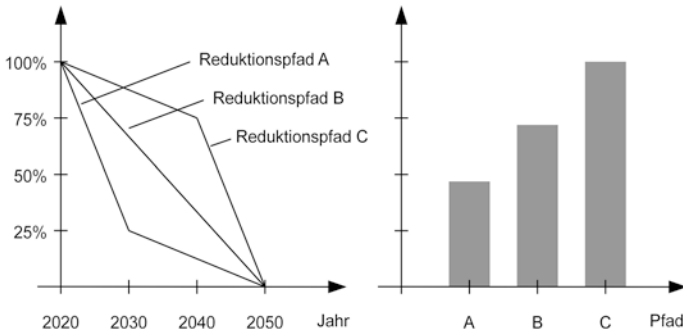


Abb. 9.1 Die Flächen unter den Reduktionspfaden (links) geben die freigesetzte Treibhausgasmenge (rechts) wieder. Man erkennt, dass bei gleichem Zielwert schnelles Handeln (A) zu deutlich geringen Gesamtemissionen führt als langsames (C)

9.2 Welche Zielsetzungen hat die deutsche Klimapolitik?

Die deutsche Klimapolitik leitet ihre Zielsetzungen aus dem Pariser Klimaabkommen von 2015 ab, das eine klimaneutrale Gesellschaft ab Mitte des 21. Jahrhunderts zum Ziel hat. Gemäß den Verpflichtungen aus dem Pariser Klimaabkommen hat Deutschland 2016 einen Klimaschutzplan mit nationalen Zielstellungen bis 2050 sowie den konkreten Beiträgen aus den einzelnen Energiesektoren bis 2030 beschlossen. Diese wurden zu Beginn des Kapitels 7 bereits vorgestellt. Zudem setzt die Europäische Klimaschutzverordnung Deutschland rechtsverbindliche Minderungsziele. In Tab. 9.1 sind die zentralen Minderungsziele noch einmal zusammengestellt.

Die Klimaziele für das Jahr 2030 werden nur mit einschneidenden Maßnahmen erreichbar sein. So wird für den überschaubaren Zeitraum von etwas mehr als einem Jahrzehnt eine Reduktion im Gebäude- oder Verkehrssektor von über 40 % erwartet. Der CO_2 -Ausstoß der Energiewirtschaft soll sich sogar annähernd halbieren. Übersetzt man diese Zielsetzungen auf konkrete Maßnahmen, so bedeutet beispielsweise die Reduktion

Tab. 9.1 Treibhausminderungsziele von 2016 bis 2030 für Deutschland gemäß Klimaschutzplan und EU-Klimaschutzverordnung

	2016–2030
Gesamtemissionen	–38 %
• Gebäude	–45 %
• Verkehr	–41 %
• Industrie	–24 %
• Energiewirtschaft	–47 %

um 45 % im Gebäudebereich, dass bis 2030 knapp jedes zweite Gebäude gar keine Treibhausgasemissionen mehr aufweisen dürfte.

Ähnlich lassen sich die Zielsetzungen im Verkehrsbereich illustrieren: eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 41 % bedeutet, dass ein entsprechender Anteil emissionsfreier Fahrzeuge bis 2030 auf der Straße ist. Bei gut 45 Mio. PKW in Deutschland bedeutet dies, dass bis 2030 jedes Jahr rund 1,5 Mio. emissionsfreie PKW neu zugelassen werden müssten – im Jahr 2019 waren es gerade einmal 64.000 Fahrzeuge.

Mit den in Tab. 9.1 genannten Werten aus dem Klimaschutzplan erfüllt Deutschland lediglich seine internationalen Verpflichtungen und die gesetzlichen Vorgaben der EU-Verordnung, der vor Jahren noch behaupteten Vorreiterrolle im Klimaschutz wird es nicht gerecht. Ohne massive politische Eingriffe sind diese Ziele nicht zu erreichen.

9.3 Welche Möglichkeiten stehen der Politik zur Verfügung?

Für das Erreichen gesellschaftlicher Ziele stehen der Politik neben der Aufklärung unterschiedliche Werkzeuge wie Ordnungsrecht, Besteuerung oder Subvention zur Verfügung (oder vereinfacht gesagt: Verbieten, Bestrafen oder Belohnen). Betrachtet man die derzeitige Energie- und Klimapolitik, sind Beispiele für das Ordnungsrecht der Atomausstieg, die EnEV für Neubauten, das Verbot von ineffizienten Glühlampen oder die F-Gase-Verordnung. Ein viel diskutiertes Beispiel für die Besteuerung ist

die CO₂-Steuer, die klimaschädigende Endenergieträger wie Benzin, Diesel und Erdgas verteuert und damit erneuerbare Energieträger attraktiver machen kann. Das Belohnungsprinzip wird dann angewendet, wenn erwünschtes Handeln durch Auszahlung von Fördergeldern unterstützt wird. Ein Beispiel dafür ist das Markt-anreizprogramm im Gebäudebereich.

Die marktwirtschaftliche Organisation der Energiewirtschaft

Deutschland hat mit Ausnahme des natürlichen Monopols der Übertragungsnetzbetreiber einen vollständig liberalisierten Energiemarkt. Die Bundesnetzagentur wacht als Regulierungsbehörde über faire Wettbewerbsbedingungen. Die Begründung für die marktwirtschaftliche Organisation ist die Effizienz, mit der der Markt in der Lage sei, die komplexen Aufgaben der Energieversorgung zu gewährleisten. Ob eine solche Organisation der Energiewirtschaft auch Transformationsprozesse schnell und effizient bewältigen kann, muss zumindest hinterfragt werden. Politischen Vorhaben stehen häufig Vorbehalte des Wettbewerbsrechts oder des Investorenschutzes entgegen, wie die Schiedsgerichtsverfahren nach dem Ausstieg aus der Kernenergie zeigten. Auch müssen für bestimmte technisch notwendige Aufgaben erst künstlich Märkte geschaffen werden, wie der letztlich nicht realisierte Kapazitätsmarkt für Reservekraftwerke und der derzeit diskutierte Flexibilitätsmarkt.

Eine öffentlich-rechtliche Organisation der Energiewirtschaft hätte vielleicht den Vorteil, dass bei der Umsetzung der Energiewende wieder verstärkt technische Aspekte diskutiert würden und nicht juristische. Befürworter des Marktliberalismus behaupten, dass eine solche Organisationsform ineffizienter sei. Sofern dies zutrifft, dürfte sie dies um die Renditeerwartungen der Energiewirtschaft sein, ohne dass sich dadurch die Energiepreise erhöhen würden.

Der Umbau des Energiesystems erfordert neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und von Netz- und Speicherinfrastruktur

insbesondere Anstrengungen zur Senkung des Energiebedarfs und zur Steigerung der Energieeffizienz. Die Hoffnung, dass sich ein Großteil dieser Maßnahmen durch steigende Preise fossiler Energieträger von selber rechnen wird, ist bisher leider nicht aufgegangen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass bei zurückgehender Nachfrage Gas- und Ölpreise ebenfalls nachgeben und aus den bereits erschlossenen Lagerstätten mit der vorhandenen Infrastruktur letztlich fossile Energieträger nahe ihrer Grenzkosten auf den Markt gebracht werden.

Die energie- und klimapolitischen Zielsetzungen werden also nur durch politische Entscheidungen erreicht werden können. Dazu ist ein verlässlicher Rahmen – nennen wir ihn ruhig „Plan“ – zwingend erforderlich, auf den Versorger, Investoren und Verbraucher ihr Handeln abstellen können. Zur Erinnerung: Deutschland hat in den vergangenen zwei Jahrzehnten bereits durch förderpolitisches Auf und Ab eine dezentrale Pflanzenölproduktion auf- und wieder abgebaut. Dasselbe gilt für die Biogas- und mit Einschränkungen auch für die Photovoltaikbranche. Inwieweit auch die vorhandenen Pumpspeicher- und GuD-Kapazitäten erhalten bleiben, ist derzeit noch offen – sicher ist nur, dass wir diese in einem zukünftigen Energiesystem brauchen werden. Studien wie die in Abschn. 8.4 vorgestellte dena-Leitstudie zeigen ferner, dass sich ein treibhausgasneutrales Energiesystem eben nicht durch die Fortschreibung der bestehenden Maßnahmen „Ausbau der Erneuerbaren“ und „Förderung der Energieeffizienz“ erreichen lassen wird.

Forderung 1 Die Gesellschaft muss jetzt eine klare Vorstellung von unserem Energiesystem im Jahr 2050 entwickeln und die Energie- und Klimapolitik danach ausrichten. Sie muss Fragen nach der konkreten technologischen Ausgestaltung und den dahin führenden Transformationspfaden beantworten. Das dafür notwendige staatliche Handeln muss verlässlich und sozial ausgewogen angelegt und erklärt werden.

Die deutsche Energiepolitik setzt beim Umbau des Energiesystems derzeit überwiegend auf *Marktanreizprogramme*. Deren bekanntestes ist das EEG, das allgemein als großer Erfolg angesehen wird. Tatsächlich war der durch das EEG geschaffene Markt wirtschaftlich betreibbarer Energieerzeugungsanlagen

im Strombereich ein wesentlicher Treiber für die industrielle Produktion von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit den entsprechenden Skaleneffekten in den Produktionskosten. Gleichzeitig wurde aber u. a. mit der Privilegierung kleinster Energieerzeugungsanlagen und einer zu langsamen Anpassung der Einspeisevergütung die Energiewende unnötig verteuert.

Forderung 2 Die Privilegierung kleinster Energieerzeugungsanlagen ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll, weil mit großen Anlagen niedrigere Stromgestehungskosten erzielt werden. Sie sollte beendet und der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien ausschließlich über das Ausschreibungsmodell vorangetrieben werden. Der Umbau des Energiesystems muss kein Geschäftsmodell für Privatpersonen beinhalten, solange genug Kapital von professionellen Akteuren mobilisiert werden kann.

Forderung 3 Das Ausschreibungsmodell hat sich als ein effizienter Weg zur Ermittlung einer kostendeckenden Einspeisevergütung erwiesen. Die bisher ausgeschriebenen Leistungen im Photovoltaik- und Windbereich sind jedoch viel zu niedrig. Sie müssen deutlich aufgestockt werden: sowohl im Wind- als auch Photovoltaikbereich sind 3000 MW pro Jahr zwingend erforderlich, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Ordnungsrechtliche Maßnahmen werden in Deutschland zur Förderung der Energiewende derzeit kaum eingesetzt. Zwar definieren EnEV und EEWärmeG den bau- und gebäudetechnischen Rahmen für das Gebäude der Zukunft, allerdings gelten diese nur für Neubauten sowie bei grundlegenden Sanierungen und werden in ihrer Einhaltung nur ungenügend überwacht. Die Umsetzung und Überwachung der ordnungsrechtlichen Vorgaben bei den Kraftfahrzeugemissionen soll an dieser Stelle nicht diskutiert werden.

Dass auch einschneidende und vergleichsweise kurzfristige Maßnahmen im Energiebereich über das Ordnungsrecht umgesetzt werden können, zeigen Norwegen und die Niederlande: 2017 erklärte Norwegen, dass nach 2025 keine Neuwagen mit Verbrennungsmotor mehr zugelassen werden. 2018 beschlossen die Niederlande, dass ab sofort in Neubauten keine Gasheizungen mehr eingebaut werden dürfen.

Um die Treibhausgasemissionen zu verringern und die externen Kosten der fossilen Energieträger abzubilden, wurde 2005 innerhalb der EU der Emissionsrechtehandel eingeführt. Wegen ungenügender Reduktion der Emissionszertifikate aus politischen Gründen hat er sich lange Zeit als weitgehend unwirksam erwiesen. Eine andere Möglichkeit, die externen Kosten fossiler Energieträger in den Endenergiepreisen abzubilden ist eine *CO₂-Steuer*. Dieses Werkzeug kann auch kurzfristig auf die nicht vom Emissionshandel erfassten Treibhausgasemissionen erhoben werden. Auch hier kann Deutschland auf die positiven Erfahrungen anderer europäischer Staaten zurückgreifen: So ist es Dänemark gelungen, mit einer vergleichsweise hohen Besteuerung von Erdgas erneuerbare Energien effizient in den Wärmemarkt zu integrieren. Seit 2014 erhebt Frankreich eine CO₂-Steuer, die jährlich ansteigt und im Jahr 2022 bei 86 €/t CO₂-Äquivalent liegen sollte.

Forderung 4 Deutschland führt als effektives Steuerungselement für die Reduktion klimarelevanter Treibhausgase eine CO₂-Steuer ein, die ähnlich wie in Frankreich jährlich ansteigt und im Jahr 2030 nicht unter 80 €/t CO₂-Äquivalent liegen soll. Damit wird frühes Handeln belohnt und spätes bestraft. Ausnahmeregelungen sollten grundsätzlich vermieden werden. Die Steuermehreinnahmen werden vollständig zum sozialen Ausgleich der finanziellen Belastungen durch die Energiewende eingesetzt.

Die Forderung 4 wurde von der Bundesregierung mit der Einführung der CO₂-Bepreisung für die Bereiche Wärme und Verkehr ab 2021 zumindest teilweise erfüllt.

9.4 Gebäude und Verkehr als blinde Flecken der Energiepolitik

Während der Transformationsprozess in der Elektrizitätswirtschaft technisch weitgehend beschrieben ist, gilt dies für den Gebäude- und Verkehrssektor nur eingeschränkt. Hier unterscheiden sich die zukünftige Ausgestaltung sowie die dahin führenden Transformationspfade zum Teil deutlich. Beispiele sind die noch offene Frage nach den Anteilen von wasserstoff- und batteriegestützter Elektromobilität oder die konkrete Ausgestaltung des Standards

für das klimaneutrale Gebäude. Einige Parameter dieser beiden Sektoren stehen aber auch heute schon fest:

Ersten muss sich der Raumwärmebedarf unabhängig von der Technologie seiner künftigen Deckung deutlich reduzieren: bis zum Jahr 2050 um mindestens die Hälfte des derzeitigen Endenergiebedarfs.

Forderung 5 Die Sanierung von Bestandsgebäuden muss zum politischen Ziel erklärt werden. Gebäudemindestdämmstandards sind für die kommenden Jahre zu definieren und die Eigentümer von Wohngebäuden zu verpflichten, zur Einhaltung der definierten Ziele Gebäudesanierungsfahrpläne aufzustellen. Deren Umsetzung wird steuerlich abzugsfähig, gefördert oder vorgeschrieben. Ab 2025 dürfen keine neuen fossilen Wärmeerzeuger mehr verbaut werden und in Wärmenetzen wird ein steigender regenerativer Wärmeanteil vorgeschrieben. Umfangreiche soziale Ausgleichsmaßnahmen sorgen für eine Entlastung von Rentenbeziehern, Geringverdienern und Transfergeldempfängern.

Zweitens muss der Einsatz fossiler Kraftstoffe schnell und deutlich reduziert werden. Mit einer hohen Wahrscheinlichkeit wird der zukünftige Individualverkehr weitgehend auf elektrischen Antrieben beruhen. Synthetische Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren werden sich voraussichtlich eher im Fern- und Güterverkehr durchsetzen. Wirkungsvolle Markteinführungsprogramme sollten dabei durch ordnungspolitische Maßnahmen flankiert werden.

Forderung 6 Spätestens ab 2030 dürfen keine Neuwagen mit Verbrennungsmotor mehr zugelassen werden. Zur Reduktion der Emissionen gilt ab sofort für alle Fahrzeuge ein Tempolimit von 120 km/h. Private Fahrzeuge dürfen Innenstädte nicht oder nur eingeschränkt befahren. Der öffentliche Nahverkehr in Deutschland wird ausgebaut und weitgehend steuerfinanziert.

9.5 Fazit

Zu langsam und zu wenig – so lässt sich die deutsche Energie- und Klimapolitik der letzten Dekade zusammenfassen. Gleichzeitig werden immer anspruchsvollere Zielsetzungen für immer kürzere Zeiträume aufgerufen. Je länger wir zögern die Energiewende in

allen Sektoren des Energiesystems konsequent umzusetzen, desto radikaler müssen die Brüche mit dem fossilen Zeitalter ausfallen. Dies ist jedoch nichts gegen die Radikalität, mit der der Klimawandel und seine Folgen unsere Lebenswelt infrage stellen.

Literatur

1. in.RET (Hrsg.): CO₂-Ticker – Unsere Zeit läuft ab! Nordhausen (2018) www.hs-nordhausen.de/forschung/inret/co2-ticker
2. Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung. Bonn (2018)

Stichwortverzeichnis

A

AA-CAES s. Druckluftspeicher-
kraftwerk
Agenda 21, 186
Akku s. Speicher
Anergie, 36, 38, 39, 134, 136
Antriebskonzept, 169
Arbeit, 2
Atomausstieg, 212
Auftrieb, 97
Auslastung s. Vollbenutzungsstunde
Ausschreibungsverfahren, 202

B

Becquerel, 69
Beimischungspflicht, 164
Biodiesel, 162
Bioenergie, 104
Wandlungsketten, 104
Bioenergiedorf s. Wärmenetz
Bioethanol, 162
Biogas
Anlagen, 107
Biogasproduktion, 108
Biokraftstoff, 163
Biomasse
als Brennstoff, 103
Produktion, 103
Bischofferode, 105

Brennstoffzelle, 110

Wirkprinzip, 110

Brennwert, 130

C

CAES s. Druckluftspeicherkraft-
werk

Carnot, 35, 38, 57, 65, 95

Carnotfaktor, 129

CO₂

Abtrennung, 62

Äquivalente, 180

Emissionen bei

Stromerzeugung, 183

langjährige Konzentrationsmes-
sungen, 180

Pro-Kopf-Emissionen, 185

Speicher, 63

Steuer, 242

CPC-Röhrenkollektor, 146

Cradle-to-cradle, 187

CSP s. Kraftwerk,
solarthermisches

D

Dampfmaschine, 21

Druckluftspeicherkraftwerk, 114

Druckwasserreaktor (DWR), 76

E

EEG s. Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG s. Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
Effizienz, 3
Einspeisevergütung s. Erneuerbare-Energien-Gesetz
Elektrifizierungsszenario
s. Leitstudie 2050
Elektrofahrzeug
batteriegespeistes, 167
brennstoffzellengespeistes, 167
Elektromobilität, 167
Emissionsgrenzwert für Fahrzeuge, 170
Emissionshandel, 188
Energie
Bedarf, 27
deutscher, 44
globaler, 41
in Sachsen, 49
in Thüringen, 49
Definition, 28
Einheiten, 28
elektromagnetische, 29
Endenergie, 33
Formen, 27, 28, 33
Geschichte, 1
Grundprobleme, 173
kinetische, 29
mechanische, 28
Nutzenergie, 34
potentielle, 29
Primärenergie, 33
Qualität, 128
thermische, 29
Wandlungen, 35
Energieausweis, 206
Energieeffizienzstrategie, Gebäude, 198
Energie-Einsparverordnung (EnEV), 202
Energiepolitik, 196

Energiepotenzial, 218
Energiespeicher
elektrischer, 112
Übersicht, 113
Energieszenario, 220
Energieträger
fossiler, 31
regenerativer, 31
Energieversorgung
Grundprobleme, 173
nachhaltige, 185
zukünftige, 185
Energiewandler, 3
EnEV s. Energie-Einsparverordnung
Entropie, 38, 41, 56
EPBD s. EU-Gebäudedirektive
Erdwärmesonde, 139
Erneuerbare-Energien-Gesetz, 199
Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG), 207
Erntefaktor, 2
Erzeugeraufwandszahl, 204
EU-Gebäudedirektive, 203, 207
Exergie, 36, 134, 162

F

F-Gase-Verordnung, 138
Fermentation s. Biogasproduktion
Fernwärmenetz, 154
Fischer-Tropsch-Synthese, 163, 166
Flachkollektor, 145
Flottenverbrauch, 170
Forderung an die künftige
Energiepolitik, 235
Fracking, 176
Frischwasserstation, 150
Fukushima, 71, 77, 80, 213
Fusionsreaktor, 82

G

Gärung s. Biogasproduktion
Gebäude, 242

Geschichte

- Ägypten, [7](#)
- Bewässerungskulturen, [7](#)
- Energiekrisen, [22](#)
- Griechenland, [11](#)
- merkantil-sklavistische Reiche, [11](#)
- Mittelalter, [17](#)
- Römisches Reich, [12](#)
- Steinzeit, [5](#)
- Wikinger in Grönland, [15](#)
- Global Warming Potenzial, [137](#)
- Grundwasser s. Wärmepumpen
- GWP s. Global Warming Potenzial

H

- Heatpipe s. Wärmerohr
- Heizkessel, [130](#)
- Heizkraftwerk, [60](#)
- Heizwert, [130](#)
- Holzkrise, [18](#)

I

- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), [183](#), [236](#)
- Isotop, [69](#)

K

- Kältemittel, [137](#)
- Kaplan, [101](#)
- Kernenergie
 - radioaktive Abfälle, [81](#)
 - Risiken, [77](#)
 - Sicherheit, [77](#)
- Kernladungszahl, [69](#)
- Kernspaltung, [69](#), [71](#)
- Kessel
 - Biomasse, [132](#)
 - Gas, [130](#)
 - Holzhackschnitzel, [133](#)
 - Öl, [130](#)
 - Pellet, [133](#)
 - Sturzbrand, [134](#)

- Klimaabkommen, Pariser, [196](#)
- Klimaschutzgesetz
 - Bundes, [211](#)
 - Länder, [211](#)
- Klimaschutzplan, [196](#), [238](#)
- Klimaschutzverordnung, [212](#), [238](#)
- Klimawandel, [178](#)
- Kohlekraftwerk, [55](#)
- Kölnbreinsperre, [115](#)
- Kosten, externe, [190](#)
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, [209](#)
- Kraftstoff, [169](#)
 - Biokraftstoff, [163](#)
 - synthetischer, [165](#)
- Kraftwerk
 - Biomasse, [102](#)
 - Druckluftspeicher, [114](#)
 - Gas- und Dampf (GuD), [66](#)
 - Gasturbinen, [65](#), [114](#)
 - geothermisches, [93](#)
 - Heizkraftwerk, [60](#)
 - Kohlekraftwerk, [55](#)
 - Nuklearkraftwerk, [67](#)
 - solarthermisches (CSP), [90](#), [121](#)
 - Speicherwasser, [113](#)
 - Wasser, [99](#)
 - Wind, [95](#)
- Kraftwerksprozess, [56](#)
- Kreisprozess, Kraftwerk, [56](#)
- KWKG s. Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
- Kyoto-Protokoll, [188](#)

L

- Legionellen, [151](#)
- Leitstudie 2050, [226](#), [240](#)
- Low-ex-Wärmenetz, [156](#)
- Luftverschmutzung, [62](#)

M

- Marktanreizprogramm, [240](#)
- Methan, [106](#), [110–112](#), [119](#), [178](#), [180](#)

Millenium Development Goals, 186
Mobilität, 161
 zukünftige, 168
Moderator, 73
Morbach/Hunsrück, 98

N

Nachhaltigkeit, 186
Nachhaltigkeitsstrategie
 deutsche, 197
 UN, 197
Nahrung, 1
Nahwärmenetz, 155
Netzverlust, 156
Newcomen, Thomas, 3
Nuklearkraftwerk, 67

O

ODP s. Ozone Depletion Potenzial
Ossenberg, 100
Ozone Depletion Potenzial, 137

P

Pelton, 101
Personenkilometer, 163
Photovoltaik, 83
 Anlagenkosten, 90
Plasma, 83
Plutonium, 70, 71, 73, 81
Potenzial
 Erwartung, 218
 technisches, 218
 theoretisches, 218
 wirtschaftliches, 218
Power-to-Gas (PtG), 117, 166
Power-to-Heat (PtH), 117, 154
Power-to-Liquid (PtL), 117, 166
Power-to-X (PtX), 117, 165
 Kraftstoff, 166
Primärenergiefaktor, 204

Produktivität, 2
PtG s. Power-to-Gas
PtH s. Power-to-Heat
PtL s. Power-to-Liquid
PtX s. Power-to-X
PVT-Kollektor, 149

R

Radioaktivität, 69, 78
Radionukleide, 69
Rauchgasreinigung, 60
Redox-Flow-Batterie, 122
Reserven s. Ressourcen
Ressourcen
 Endlichkeit, 173
 Öl, 175
Revolution
 industrielle, 17
 neolithische, 5
 solare, 24

S

Sanierungsrate, 203
Schwimmbadabsorber, 148
SDG s. Sustainable Development
 Goals
Sektorkopplung, 225
Siedewasserreaktor (SWR), 75
Sievert, 70
Solarkollektor, Technik, 143
Solarkraftwerk, 121
Solarthermieranlage, 143, 150
 Prozesswärme, 153
 zur Raumheizung, 152
 zur Trinkwassererwärmung, 150
Solarzellen s. Photovoltaik
Speicher
 Druckluft, 114
 elektrochemischer, 122
 Lithium-Ionen, 122
 Redox-Flow-Batterie, 122

Schwingmassen, 121
Solarkraftwerk, 121
Speicherwasserkraftwerk, 113
Stagnationszeit, 149
Strahlung
 elektromagnetische, 84
 radioaktive, 69
 solare, 83
Strahlungsspektrum, 84
Stromeinspeisegesetz, 199
Stromerzeugung s. Kraftwerk
Sustainable Development Goals, 187

T

Technologiemixszenario s. Leitstu-
 die 2050
TEWI s. Total Equivalent Warming
 Impact
Thermodynamik
 1. Hauptsatz, 36
 2. Hauptsatz, 38
Tonnenkilometer, 163
Total Equivalent Warming Impact,
 137
Treibhauseffekt, 179, 181
Treibhausgasemission, Minderungs-
 ziele, 196
Trinkwassererwärmung, 150
Tschernobyl, 213

U

Umlagefinanzierung s. Erneuerbare-
 Energien-Gesetz
UN-Weltklimakonferenz, 189
Uran, 71
 Anreicherung, 72

V

Vakuumröhrenkollektor, 145
Verkehr, 2, 242
Verkehrssektor, erneuerbare
 Energien, 162
Verteilungsgerechtigkeit, 183
Vollbenutzungsstunde, 89, 91, 95,
 98, 106, 155

W

Wärme, 1
 Definition, 128
Wärmenetz, 154
 Bioenergiedörfer, 155
 Fernwärme, 155
 kaltes, 156
 Low-Ex, 156
 Nahwärmenetze, 155
 solares, 157
Wärmepumpe, 133
 Abtaubetrieb, 142
 Außenluft, 141
 erdgekoppelte, 138
 Grundwasser, 140
 Inverter, 142
Wärmerohr, 147
Wasserstoff, 31, 73, 106, 108, 110,
 112, 119
Windenergieanlage, 95
World Energy Outlook 2018, 231

Z

Zeitrichtung, 41
Zielkorridor s. Energieeffizienz-
 strategie
Zyklusfestigkeit, 167