

Elektro-energiesysteme

Adolf J. Schwab

Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende

6. Auflage

Springer Vieweg

Adolf J. Schwab

Elektroenergiesysteme

Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende

6. Auflage

Springer Vieweg

Adolf. J. Schwab
Karlsruhe Institut für Technologie
Karlsruhe, Deutschland

Unter anfänglicher Mitwirkung bei der 1. Auflage:
Stefan Börninck
Markus Hemmer
Bernd Hoferer
Yannick Julliard
Rajiv Kumar
Carsten Meinecke
Michael Merkle
Ricard Petranovic

ISBN 978-3-662-60373-4 ISBN 978-3-662-60374-1 (eBook)
https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1

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

Springer Vieweg
© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2006, 2009, 2012, 2015, 2017, 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 Vieweg 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

Dieses Buch widme ich meiner Frau Gisela, die mich während meines beruflichen Lebens und auch im Ruhestand beim zeitraubenden Wissenserwerb und der Generierung neuen Wissens unermüdlich begleitet hat.

Prof. Dr.-Ing. A. J. Schwab

Geleitwort

Smart Cities, Smart Factories, E-Mobilität, CO_2-Steuer, Schülerdemos für den Klimaschutz, diese Themen werden nicht nur von den Experten diskutiert, sondern sind längst in der breiten Öffentlichkeit angekommen. Viele angebotene Lösungen stehen im direkten oder indirekten Zusammenhang mit Elektroenergiesystemen. Damit tritt eine Disziplin wieder verstärkt in den Vordergrund, deren Lösungen wir alle in unserem täglichen Leben als allzu selbstverständlich hinnehmen. Elektrische Energie steht ja immer mit hoher Versorgungsqualität allzeit zur Verfügung, egal auf welcher Leistungsebene. Diese Denkweise ist selbst auf dem Gebiet der Fabrikautomatisierung bzw. bei der Planung von Fabriken, wo gut ausgebildete Ingenieure tätig sind, bis heute noch sehr häufig anzutreffen.

Als Hersteller von Elektromotoren, Getrieben und Frequenzumrichtern für den Einsatz im professionellen Umfeld waren wir bisher hauptsächlich mit der Energieeffizienz unserer eigenen Produkte konfrontiert. Die Elektromotoren mussten immer neue Effizienzanforderungen erfüllen, obwohl die Einsparungen in sehr vielen Applikationen häufig eher verhalten ausfielen. Die isolierte Betrachtung einzelner Komponenten in einem Elektroenergiesystem wird uns nicht weiterbringen. Dass jede Komponente so verlustarm wie möglich ausgeführt werden muss, versteht sich von selbst. Wir müssen lernen, dass optimale Lösungen nur im gesamthaften Systemansatz gefunden werden können. Diese Erkenntnis nimmt erfreulicherweise immer mehr zu, was sich in Forschungsinitiativen , wie z. B. DC Industrie, an der viele namhafte Firmen beteiligt sind, zeigt. SEW Eurodrive hat bereits vor vielen Jahren diese Thematik aufgegriffen und eigens eine Tochterfirma SEW Power Systems gegründet. Die dabei entstandenen Lösungen wurden aktuell mit dem Umwelttechnikpreis des Landes Baden-Württemberg in der Kategorie Energieeffizienz ausgezeichnet und versuchen in einem gesamthaften Ansatz, Peak-Leistungen in industriellen Applikationen intelligent zu managen, damit die Netzinfrastruktur vor allem hinsichtlich des Leistungsbedarfs massiv entlastet wird.

Es lag daher auf der Hand, dass der Autor das Kapitel Smart Grids für diese 6. Auflage grundlegend überarbeitete und erweiterte. Wer Aufgaben auf Systemebene lösen will, muss das System verstehen. Elektroenergiesysteme sind komplex und man muss den Pfad von der Erzeugung bis hin zum Verbraucher verinnerlicht haben, will man intelligente Lösungen finden. Dem Autor ist es mit diesem Werk wieder einmal gelungen, umfangreiches und tiefgreifendes Wissen transparent, detailliert und vor allem klar verständlich dazulegen. Es dient damit nicht nur Studierenden und Fachleuten als umfassendes Standardwerk, sondern auch allgemein Interessierten als wertvolle Informationsquelle. Elektroenergiesysteme sind nicht nur eine übergreifende, spannende und vor allem wieder sehr moderne Fachdisziplin, sie sind die Grundlage unserer Zivilisation und ermöglichen Antworten auf viele Zukunftsfragen.

Dr.-Ing. Hans Krattenmacher
Geschäftsführer Innovation Mechatronik der SEW Eurodrive GmbH und Co. KG

Vorwort zur 6. Auflage

Die aktuelle Migration des überwiegenden Teils der Jahresstromproduktion der Bundesrepublik weg von zentralen Großkraftwerken hin zu Millionen dezentraler EE-Erzeugungsanlagen sowie die Vielzahl der sie begleitenden Innovationen im Kontext der Smart Grid Technologie, nicht zuletzt die hohe Fluktuation der aktuellen Gesetzgebung auf dem Energiesektor, machten erneut eine überarbeitete Neuauflage erforderlich. Sie berücksichtigt sowohl den aktuellen Stand der Technik als auch volkswirtschaftliche Aspekte im Kontext des aktuellen *Energiewirtschaftsgesetzes* (EnWG) und des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes* (EEG). Insbesondere werden die aktuellen Innovationen vom Typ Smart Meter, Intelligente Messsysteme (iMSys), der Einzug umfassender digitaler Automatisierung in die Verteilnetze, der Flexibilisierung etc. ausführlich erläutert. Ferner konnten durch das Feedback wohlwollender Leser wieder einige Druckfehler korrigiert werden.

Die Stromerzeugung überwiegend aus erneuerbaren Energien macht große Fortschritte, wenngleich Dampf- und Gaskraftwerke mit rückläufiger Stromproduktion die Energiewende noch lange begleiten werden. Systemrelevante thermische Kraftwerke werden während Wind- und Solarflauten in Form kalter und warmer Reserve auch nach Abschluss der Energiewende an wenigen kalten Tagen im Jahr im Einsatz sein. Die künftigen Smart Grids werden beweisen müssen, dass sie genau so robust sind wie klassische Verteilnetze, die Strompreise werden vermutlich auf Grund des weitgehenden Wegfalls von Primärenergiekosten langfristig unter den heutigen liegen. Der Stromverbrauch wird wegen der Elektrifizierung des Wärmemarkts und der Elektromobilität zunehmen, allfällige Schadensersatzansprüche infolge des Veränderungsprozesses *Energiewende* werden gerichtlich geklärt werden, Ingenieure der Elektrotechnik und Informationstechnik werden unvermindert spannenden technischen Herausforderungen begegnen.

In der Hoffnung, dass diese 6. Auflage Studierenden, Fachleuten und auch technischen Laien einen noch überzeugenderen Einblick in die ungeheure Komplexität moderner Elektroenergiesysteme, und die Breite und Tiefe des Wissens der diese Systeme planenden und betreibenden Ingenieure vermitteln kann, übergebe ich dieses Buch meinen geschätzten Leserinnen und Lesern.

Im Laufe der Evolution dieses Buches haben zunehmend mehr Personen durch konstruktive Hinweise und vielfältige Unterstützung zu einer stets auf dem aktuellen Stand der Technik befindlichen Darstellung der komplexen Thematik beigetragen. Ihnen allen sei an dieser Stelle, auch im Namen künftiger Leserinnen und Leser, einmal mehr sehr herzlich gedankt. Ohne Priorisierung seien in alphabetischer Reihenfolge erwähnt: Dipl. Volkswirt *Christian Bantle*, Dr.-Ing. *Thomas Benz*, Prof. Dr.-Ing. *Kurt-Volker Boos*, Prof. Dr.-Ing. *Michael Braun*, Dr.-Ing. *Clemens Cremer*, Prof. Dr. *Utz Claassen*, Dr. *Eckart Ehlers*, Dipl.-Ing. *Johannes Elwardt*, Dipl.-Ing. *Markus Fürst*, Dr.-Ing. *Dietmar Giselbrecht*, Dipl.-Ing. *Raphael Goerner*, Dipl.-Ing. *O. Güler*, Prof. Dr.-Ing. *Thomas Hartkopf*, Dipl.-Kfm. *Steffen Heudtlaß*, B. Eng. *Sebastian Högner*, Master of Business (CCI) *Steffen Hornung*, Dipl.-Ing. *Kathleen*

Hummel, *Achim Jager*, Dipl.-Ing. *Horst Janisch*, PD Dr. *Jörg Jasper*, Dr.-Ing. *Klaus Kasper*, Dr.-Ing. *Hans Krattenmacher*, Dipl.-Ing. *Helge Lorenzen*, Dipl.-Ing. *Lennart Luckert*, Dr. *Frank Mastiaux*, Dipl.-Ing. *Ute Messmer*, Prof. Dr. *Wolfram Münch*, Dipl.-Ing. *Mischa Nagel*, Dipl.-Ing. *Hendrick Neef*, Dipl.-Ing. *Rolf Neumaier*, Dr. *Thomas Niedrig*, Dipl.-Ing. *Sven Nossek*, Dipl.-Wirtschaftsjurist *Philipp-Nikolas Otto*, Dipl.-Ing. *Robert Pischinger*, M. Sc. *Tim Plößer*, M. Sc. *Robert Prophet*, B. Sc. *Marie Siglind Reichert*, Dipl.-Ing. *Rainer Reitz*, Dipl.-Ing. *Yannick Rink*, Dipl.-Ing. *Claus Rohr*, Dipl.-Ing. *Matthias Roidl*, Prof. Dr.-Ing. *Werner Rupprecht*, Dipl.-Ing. *Torsten Schmidt*, Dipl.-Ing. *Andreas Schoknecht*, Dipl.-Ing. *Christian Schorn*, Prof. Dr.-Ing. *Wolfgang Schröppel*, B. Sc. *Anna Schwabedal*, Dipl.-Ing. *Volker Siedentopp*, Dipl.-Ing. *Robert Steffens*, Dr. *Dieter Varelmann*, MBA. *Mario Weißensteiner*, Dr. *Hans-Joachim Ziesing*, Dr.-Ing. *Hans Heinz Zimmer*, M. Sc. *J. Zimpel*.

Größter Dank gilt Frau Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) *Petra Wöhr* für das Aktualisieren vorhandener und das Erstellen neuer Grafiken sowie das äußerst sorgfältige Schreiben des druckreifen Manuskripts. Schließlich danke ich dem Vizepräsidenten für Forschung und Information Prof. Dr.-Ing. *Oliver Kraft* des *Karlsruher Instituts für Technologie* KIT für die Unterstützung meiner Arbeit. Herrn Dr. Grün vom Springer-Verlag gebührt mein Dank für die schnelle Drucklegung der Hardcover-Version und die Herausgabe des e-books (PDF).

Dieses Übersichtswerk hätte wegen seiner hohen Druckkosten nicht in der vorliegenden leicht lesbaren Form zu einem auch für Studierende noch akzeptablen Preis erscheinen können, hätte nicht die *SEW-Eurodrive GmbH & Co KG* einen Teil der Druckkosten bezuschusst. Ihr gebührt großer Dank des Autors und künftiger Leserinnen und Leser. Zum Wohl Letzterer bittet der Verfasser um Rückmeldung etwaiger Fehler sowie um Anregungen zur Verbesserung dieses Buches an *a.schwab@ieee.org*.

Karlsruhe, im Juni 2019

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. hc. mult. Adolf J. Schwab

Vorwort zur 1. Auflage

Das vorliegende Buch entstand aus den Unterlagen zu meinen Vorlesungen „*Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*“ und „*Elektrische Anlagen und Elektroenergiesysteme I, II*“, die ich seit 1980 neben den Vorlesungen „*Hochspannungstechnik I, II*“, „*Hochspannungsmesstechnik*” und „*Elektromagnetische Verträglichkeit*“ an der Universität Karlsruhe gehalten habe. Da seit dieser Zeit ständig technologische Innovationen stattfanden und mich zunehmend Mitarbeiter in manchen Vorlesungen vertreten haben, wurden Teile des Stoffs überarbeitet bzw. auch neu verfasst.

Elektroenergiesysteme involvieren nahezu alle Disziplinen der Elektrotechnik und zählen wegen der Vielfalt und Komplexität der Fragestellungen zu den anspruchvollsten systemtechnischen Ingenieuraufgaben. Während Hochspannungstechnik, Elektromaschinenbau und Leistungselektronik die technologischen Voraussetzungen für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung großer Mengen elektrischer Energie bereitstellen, leisten die elektrische Anlagentechnik, Regelungstechnik, Netzwerktheorie, Nachrichtentechnik und Prozessleittechnik sowie eine Vielzahl von Informationssystemen ihren Beitrag bei Planungsaufgaben sowie im Netz- und Kraftwerksbetrieb. Ziel des Buchs ist nicht die Erläuterung des inneren konstruktiven Aufbaus von Betriebsmitteln oder der gasentladungsphysikalischen Vorgänge beim Löschen des Lichtbogens eines Leistungsschalters. Vielmehr stehen systemtechnische Aspekte wie die Begriffswelt und das Betriebsverhalten, die Verknüpfung und das Zusammenwirken von Betriebsmitteln in einem Elektroenergiesystem sowie ihre mathematische Modellierung im Vordergrund. So versteht sich die „*Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*“ nicht nur als verständliche Einführung für Studierende der Elektrotechnik, sondern auch als Übersichtswerk für Ingenieure und Quereinsteiger anderer Disziplinen, die in engerem oder weiterem Sinne mit Elektroenergiesystemen befasst sind und einen problemlosen Einstieg in die umfangreiche Spezialliteratur suchen. Darüber hinaus sollen zumindest Teile dieses Buchs politischen Entscheidungsträgern und all jenen, für die der Strom aus der Steckdose kommt, eine Einsicht in die ungeheure Komplexität hochverfügbarer und preiswerter Stromversorgung in einer Industriegesellschaft vermitteln.

Beginnend mit einem Einblick in die volkswirtschaftliche Bedeutung elektrischer Energie, in die Evolution von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und ihren grundsätzlichen Aufbau werden in systematischer Reihenfolge der Bedarf an elektrischer Energie, die großtechnische Umwandlung von Primärenergie in elektrische Energie, die Übertragung großer Mengen elektrischer Energie von Erzeuger- zu Verbraucherschwerpunkten sowie die Verteilung elektrischer Energie an die Endabnehmer behandelt.

Der Kernenergie und der Kernkraftwerkstechnik wird wegen ihres hohen Potenzials zur CO_2-armen Deckung des mittel- und langfristigen Energiebedarfs sowie der mit ihrem Einsatz verbundenen besonderen Probleme mehr Raum gewidmet als Wasserkraftwerken, die bereits einen hohen Ausbaugrad erreicht haben. Eher exotische, additive Energietechnologien oder die *Hochtemperatur-Brennstoffzelle*, die zwar in höchstem Maß wünschenswert

sind, sich aber wegen ihrer geringen Leistungsdichte oder wegen inhärenter Lebensdauer- und Geometrieprobleme zur großtechnischen Erzeugung elektrischer Energie nur bedingt eignen, werden der Vollständigkeit halber gestreift.

Ein kurzer Abriss der Thermodynamik erhellt den physikalisch bedingten, viel beklagten „niedrigen“ Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke und die Grenzen der Abwärmenutzung. Zusammen mit der Beschreibung wichtiger Kraftwerkskomponenten liefert dieses Kapitel einführende Hintergrundinformation für die Kraftwerkleittechnik.

Abschnitte über die Berechnung von Leitungen und Netzen sowohl im stationären Betrieb als auch bei symmetrischen und unsymmetrischen Netzstörungen zeigen die Wurzeln der heute verwendeten Rechenprogramme für Lastfluss-, Kurzschluss-, Stabilitäts- und Optimierungsrechnungen auf. Die ausführliche Behandlung der Entkopplung von Drehstromsystemen sowie die Modellbildung von Betriebsmitteln zeigen den hohen Anteil rechnergestützter Ingenieurtätigkeit im Aufgabenbereich der mit der Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie befassten Ingenieure. Ausführliche Kapitel über Generatoren und Transformatoren, Eigenbedarfs- und Schaltanlagen, Kraftwerks- und Netzregelung, Stabilitäts- und Kurzschlussberechnungen, optimale Erzeugung elektrischer Energie, Sicherheit, Zuverlässigkeit und Schutztechnik runden das Werk ab.

Hinsichtlich der Vielfalt ihrer Elemente, der Beziehungen dieser Elemente untereinander (*Varietät* und *Konnektivität*) und unter Berücksichtigung ihrer Nichtlinearität haben moderne Elektroenergiesysteme einen unübertroffenen Grad an Komplexität erreicht. Ihre Beherrschung zählt zu den anspruchsvollsten systemtechnischen Ingenieuraufgaben und verlangt nach komplexen Informationssystemen, so genannten *Energy-Management-Systemen*, auf die im Rahmen der Kraftwerks- und Netzleittechnik ausführlich eingegangen wird.

Aufgrund der Komplexität von Elektroenergiesystemen kann das Buch an keiner Stelle erschöpfend Auskunft geben, sondern lediglich den schnellen Zugang zur umfangreichen Spezialliteratur ermöglichen. Zu fast allen Begriffen wie *Elektrizitätswirtschaft*, *Netzleittechnik*, *Schaltanlagen*, *Leistungsflussrechnung*, *Kurzschlussstromberechnung* etc. existieren Spezialbücher, die in ihrem Vorwort immer noch entschuldigend erwähnen, nicht erschöpfend zu sein. Die Leserinnen und Leser dieses Buchs mögen hieraus erahnen, welch ungeheures Ausmaß die Komplexität von Elektroenergiesystemen tatsächlich besitzt.

Für ihre anfängliche Mitwirkung an der inhaltlichen Gestaltung dieses Buches danke ich meinen wissenschaftlichen Mitarbeitern Dr.-Ing. *Stefan Börninck*, Dr.-Ing. *Markus Hemmer*, Dr.-Ing. *Bernd Hoferer*, Dr.-Ing. *Yannick Julliard*, M. Sc., MBA, Dr.-Ing. *Radjiv Kumar*, Dr.-Ing. *Carsten Meinecke*, Dr.-Ing. *Michael Merkle* und Dr.-Ing. *Ricard Petranovic*. Für wertvolle Hinweise und Verbesserungsvorschläge danke ich den langjährigen Lehrbeauftragten meines Instituts, den Honorarprofessoren Dr.-Ing. *Kurt-Volker Boos*, Dr.-Ing. *Klaus Kasper* und Dr.-Ing. *Wolfgang Schröppel*, für sehr konstruktive Kritik zu den Kapiteln 17 und 21 den Herren Dipl.-Ing. *Rolf Neumaier* und Dipl.-Ing. *Markus Fürst*. Für das Schreiben und Zusammentragen des Manuskripts gebührt unbegrenzter Dank meinen langjährigen Sekretärinnen Frau *Sonja Ander* und später Frau *Monica Gappisch*. Ferner danke ich ihren Kolleginnen den Damen *Charlotte König*, *Elke Lesak* und *Gabriele Tielker*, für das Schreiben einzelner Textpassagen. Für das kreative Erstellen der farbigen Zeichnungen danke ich den Damen *Kathleen Hummel*, *Anna Schwabedal*, *Gerdi Ottmar*, *Silvia Probst* und *Petra Wöhr*. Herrn Dipl.-Ing. *Torsten Schmidt* danke ich für die Beschaffung eines Teils des Bildermaterials sowie für Korrekturlesen von Teilen des Buches,

Herrn Dipl.-Ing. *Mischa Nagel* sowie den Studierenden *Matthias Roidl* und *Lennart Luckert* für das abschließende ganzheitliche Korrekturlesen des Gesamtwerks. Letztere hatten wohl den größten Anteil am Aufspüren allfälliger typografischer Fehler und herausfordernder Textpassagen. Für allzeit gewährte großzügige EDV-Unterstützung danke ich den Herren Dipl.-Wi.-Ing. *Dietmar Giselbrecht* und *Timo Wenzel*.

Der Universität Karlsruhe, der Karlsruher Universitätsgesellschaft und meinem Nachfolger, Herrn Prof. Leibfried, danke ich für die Möglichkeit der Erstellung des Manuskripts an meiner früheren Arbeitsstätte.

Frau Cuneus vom Springer-Verlag danke ich für die hochwertige Ausstattung des Buches und die schnelle Drucklegung.

Dieses Übersichtswerk wäre wegen seiner hohen Druckkosten in der vorliegenden Form nie erschienen, hätte nicht das innovative Energieversorgungsunternehmen EnBW AG großzügig einen erheblichen Teil der Druckkosten bezuschusst. Hier gebührt größter Dank des Autors und künftiger Leser den Herren Prof. Dr. *Utz Claassen*, Vorstandsvorsitzender der EnBW AG, Prof. Dr.-Ing. *Thomas Hartkopf*, Mitglied des Vorstands der EnBW AG sowie Herrn Dr. *Wolfram Münch*, Leiter des EnBW-Forschungsbereichs.

In der Hoffnung, dass dieses Buch auch technischen Laien einen überzeugenden Einblick in die ungeheure Komplexität von Elektroenergiesystemen und die Breite und Tiefe des Wissens der diese Systeme planenden und betreibenden Ingenieure vermitteln kann, übergebe ich dieses Buch meinen geschätzten Leserinnen und Lesern.

Zum Wohl der Leser einer zweiten Auflage bittet der Autor um Rückmeldung etwaiger Fehler sowie um Anregungen zur Verbesserung dieses Buches an *schwab@ieh.uni-karlsruhe.de* oder *a.schwab@ieee.org*.

Karlsruhe, im Frühjahr 2006

Prof. Dr.-Ing. A. J. Schwab

Inhaltsverzeichnis

1. Elektrische Energie und Lebensstandard 1

2. Elektroenergiesysteme, Verbundsysteme 9
2.1 Evolution der öffentlichen Stromversorgung 9
2.1.1 Liberalisierung des Strommarkts 12
2.1.2 Energiewende 16
2.2 Elektroenergiesysteme 24
2.3 Verbundsysteme 30

3. Energieressourcen – Energieverbrauch 39
3.1 Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie 39
3.2 Primärenergieressourcen 43
3.2.1 Erschöpfliche Ressourcen und ihr Verbrauch 45
3.2.2 Unerschöpfliche Ressourcen 51
3.2.3 Energieflussrate, Leistung eines Energieflusses 54
3.3 Klimawandel 56
3.4 Energieeffizienz 58

4. Stromerzeugung in Wärmekraftwerken 61
4.1 Thermodynamische Grundbegriffe 63
4.1.1 Dampfgehalt 64
4.1.2 Entropie, T(S)-Diagramm 65
4.1.3 Carnot-Prozess und thermischer Wirkungsgrad 67
4.1.4 Arbeitsfluid Wasser/Dampf im T(s)-Diagramm 69
4.1.5 Enthalpie, h(s)-Diagramm 71
4.2 Dampfkraftwerksprozess 74
4.2.1 Wärmeschaltbild, T(s)-Diagramm und Wirkungsgrad 74
4.2.2 Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrads 76
4.2.2.1 Zwischenüberhitzung 77
4.2.2.2 Regenerative Speisewasservorwärmung 77
4.2.2.3 Kühlmitteltemperatur 78
4.2.2.4 Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks 79
4.2.3 Exergetischer Wirkungsgrad 82
4.3 Dampfkraftwerkkomponenten 83
4.3.1 Dampferzeuger 83
4.3.1.1 Dampferzeugerbauarten 83
4.3.1.2 Feuerungen 87
4.3.1.3 Leistungsregelung bei Dampferzeugern 88
4.3.1.4 Rauchgasreinigung 90
4.3.2 Dampfturbinen 93

4.3.2.1 Bauarten ... 93
4.3.2.2 Leistungsregelung von Dampfturbinen ... 97
4.3.3 Kondensator, Kühleinrichtungen ... 100
4.3.3.1 Kondensator ... 100
4.3.3.2 Kühlarten ... 101
4.3.3.3 Abwärmenutzung ... 102
4.4 Leistungsregelung in Dampfkraftwerken ... 103
4.4.1 Festdruckbetrieb ... 103
4.4.2 Gleitdruckbetrieb ... 104
4.4.3 Modifizierter Gleitdruckbetrieb ... 105
4.4.4 Vergleichende Betrachtung ... 105
4.5 Gasturbinenkraftwerke ... 106
4.6 Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) ... 110
4.7 Kraft-Wärme-Kopplung ... 113
4.7.1 Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie ... 113
4.7.2 Kraft-Wärme-Kopplung in der öffentlichen Stromversorgung ... 114

5. Stromerzeugung in Kernkraftwerken ... 119
5.1 Kernenergie ... 121
5.1.1 Kernfusion ... 122
5.1.2 Kernfission (Kernspaltung) ... 123
5.1.3 Nachzerfallswärme ... 132
5.1.4 Brennstoffkreislauf ... 134
5.2 Druckwasserreaktoren (DWR) ... 137
5.3 Siedewasserreaktoren (SWR) ... 139
5.4 Gasgekühlte Reaktoren ... 141
5.5 Brutreaktoren ... 143
5.6 Kernkraftwerke der Generation IV ... 144
5.7 Leistungsregelung von Kernreaktoren ... 145
5.7.1 Leistungsregelung von Druckwasserreaktoren ... 147
5.7.2 Leistungsregelung von Siedewasserreaktoren ... 148
5.7.3 Leistungsregelung von gasgekühlten Reaktoren ... 149
5.7.4 Leistungsregelung von natriumgekühlten Reaktoren ... 149
5.7.5 Bereitstellung von Regelenergie durch Kernkraftwerke ... 150
5.7.6 Stilllegung und Rückbau von Kernkraftwerken ... 151

6. Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ... 153
6.1 Wasserkraftwerke ... 154
6.1.1 Laufwasserkraftwerke ... 155
6.1.2 Speicherkraftwerke ... 155
6.1.3 Pumpspeicherkraftwerke ... 157
6.1.4 Gezeitenkraftwerke ... 158
6.1.5 Turbinentypen ... 159
6.1.5.1 Kaplan-Turbine ... 160
6.1.5.2 Francis-Turbine ... 160
6.1.5.3 Pelton-Turbine ... 161
6.1.6 Leistungsregelung ... 162
6.2 Windkraftanlagen ... 164
6.2.1 Mechanische Leistung ... 164

6.2.2 Generatorkonzepte . . . 165
6.2.3 Leistungsregelung von Windturbinen . . . 167
6.2.4 Einbindung von Windkraftanlagen in die Netze der öffentlichen Stromversorgung . . . 168
6.2.5 Stand der Technik und Ausblick . . . 169
6.3 Solarenergieanlagen . . . 172
6.3.1 Direkte Nutzung der Solarenergie . . . 174
6.3.1.1 Photovoltaik-Anlagen . . . 174
6.3.1.2 Solarthermische Anlagen . . . 179
6.4 Biomassse - Kraftwerke . . . 183
6.5 Geothermische Stromerzeugung . . . 184
6.6 Brennstoffzellen . . . 186
6.7 Virtuelle Kraftwerke . . . 188
6.8 Speicher elektrischer Energie . . . 189
6.8.1 Kurzzeitspeicher . . . 190
6.8.1.1 Pumpspeicherkraftwerke . . . 190
6.8.1.2 Druckgasspeicher-Kraftwerke . . . 191
6.8.1.3 Wiederaufladbare Batterien . . . 192
6.8.1.4 Superkondensatoren . . . 196
6.8.1.5 Wasserstofftechnologie . . . 197
6.8.1.6 Wärmespeicher/Power to Heat (PtH, P2H) . . . 198
6.8.1.7 Schwungradspeicher . . . 199
6.8.1.8 Supraleitende magnetische Energiespeicher . . . 199
6.8.1.9 Sektorenkopplung . . . 199
6.8.2 Langzeitspeicher . . . 200
6.8.2.1 Power to Gas (PtG, P2G) . . . 200
6.8.2.2 Innereuropäische Kooperation . . . 201
6.8.3 Backup-Versorgung . . . 201

7. Kraftwerkleittechnik . . . 203
7.1 Leittechnik-Funktionen . . . 204
7.2 Verfahrens- und leittechnische Struktur eines Kraftwerkprozesses . . . 205
7.3 Prozessleitsysteme . . . 207
7.3.1 Verbindungsprogrammierte Prozessleitsysteme . . . 207
7.3.2 Speicherprogrammierbare Prozessleitsysteme . . . 208
7.3.3 Prozessleitsysteme mit Feldbus . . . 215
7.3.4 Energiemanagementsysteme . . . 216
7.3.4.1 Prozessnahe Anwendungen . . . 216
7.3.4.2 Betriebliche Anwendungen . . . 217
7.3.4.3 Business Anwendungen . . . 217
7.3.4.4 Fernwartung . . . 218
7.4 Prozessvisualisierung . . . 218
7.5 Energiemanagementsysteme der Generation IV . . . 220
7.6 Digitales Kraftwerk, Kraftwerk 4.0 . . . 222
7.7 IT-Sicherheit . . . 222

8. Umwandlung mechanischer Energie mittels Synchrongeneratoren 225
8.1 Vollpol- und Schenkelpolgeneratoren 226
8.2 Wirkungsweise von Synchrongeneratoren 228
8.2.1 Der Synchrongenerator im Leerlauf 228
8.2.2 Der Synchrongenerator bei Belastung 232
8.2.3 Einfluss der Sättigung 236
8.2.4 Dämpferwicklung 237
8.3 Besonderheiten der Schenkelpolmaschine 238
8.4 Leistungsgleichungen der Synchronmaschine 240
8.5 Stationäre Betriebszustände 242
8.6 Phasenschieberbetrieb 242
8.7 Belastungsgrenzen des Synchrongenerators 244
8.8 Sternpunktbehandlung bei Synchrongeneratoren 247
8.9 Erregungsverfahren für Synchrongeneratoren 249
8.9.1 Gleichstromerregermaschinen 249
8.9.2 Drehstromerregermaschinen 250
8.9.3 Statische Erregereinrichtungen 251
8.9.4 Dynamisches Verhalten von Erregereinrichtungen 251
8.10 Der Synchrongenerator im Kurzschluss 252
8.10.1 Generatorferner Kurzschluss 253
8.10.2 Generatornaher Kurzschluss 257
8.11 Mathematische Modelle für Synchrongeneratoren 261
8.11.1 Dreiphasiges Modell eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer im stationären Betrieb 262
8.11.2 Einphasiges Modell eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer im stationären Betrieb 264
8.11.3 Ermittlung der Mit-, Gegen- und Nullimpedanz eines Synchrongenerators 270
8.11.4 Die $dq0$-Transformation 273
8.11.4.1 Mathematische Vorgehensweise 275
8.11.4.2 Elektrische Leistung und Drehmoment 283
8.11.4.3 Kopplung des Generatormodells mit dem Elektroenergiesystem 284
8.12 Virtueller Synchrongenerator 286

9. Bereitstellung elektrischer Energie auf verschiedenen Spannungsebenen 289
9.1 Wirkungsweise und Ersatzschaltbild von Transformatoren 291
9.2 Kurzschlussersatzschaltbild 299
9.2.1 Ersatzschaltbilder mit umgerechneten Größen 299
9.2.2 Messung der Kurzschlussimpedanz 301
9.2.3 Berechnung der Kurzschlussimpedanz 303
9.2.4 Zeigerdiagramme des Kurzschlussersatzschaltbilds 304
9.2.5 Kurzschlussersatzschaltbild für Dreiwicklungstransformatoren 304
9.3 Kaskadierte und parallel geschaltete Transformatoren 305
9.3.1 Kaskadierte Transformatoren 305
9.3.2 Parallelbetrieb von Transformatoren 307
9.4 Spartransformatoren 308
9.5 Drehstromtransformatoren 309
9.5.1 Kernbauformen 309

9.5.2 Schaltgruppen ... 310
9.5.2.1 Schaltgruppe Yy0 ... 313
9.5.2.2 Schaltgruppe Dy5 ... 316
9.5.2.3 Schaltgruppe Yd5 ... 317
9.5.2.4 Schaltgruppe Yz5 ... 317
9.5.3 Mit-, Gegen- und Nullimpedanz von Drehstromtransformatoren ... 318
9.5.3.1 Mitimpedanz von Drehstromtransformatoren ... 318
9.5.3.2 Nullimpedanz von Drehstromtransformatoren ... 319
9.6 Regeltransformatoren ... 324
9.6.1 Längsregler ... 324
9.6.1.1 Unter Last schaltbare Transformatoren ... 324
9.6.1.2 Längsregler mit Zusatztransformatoren ... 326
9.6.2 Querregler ... 327
9.6.3 Schrägregler ... 329
9.7 Zeitlicher Verlauf des Magnetisierungsstroms ... 329
9.8 Einschaltstoßstrom leerlaufender Transformatoren ... 330

10. Transport und Übertragung elektrischer Energie ... 335
10.1 Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung, HDÜ ... 335
10.1.1 Transportnetze ... 336
10.1.2 Hochspannungsnetze ... 338
10.1.3 Höhe der Netzspannung ... 338
10.1.3.1 Übertragungsverluste ... 338
10.1.3.2 Übertragungskapazität ... 339
10.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ ... 341
10.2.1 Netzgeführte HGÜ mit Thyristoren ... 341
10.2.2 Selbstgeführte HGÜ mit IGBT-Leistungshalbleitern ... 344
10.2.3 HGÜ-Leistungsschalter ... 345
10.3 Betriebsverhalten von Leitungen ... 346
10.3.1 Elektrisch lange und kurze Leitungen ... 346
10.3.2 Mathematisches Modell elektrisch langer Leitungen ... 349
10.3.3 Verlustlose Leitung ... 353
10.3.3.1 Ausgewählte betriebliche Spezialfälle ... 353
10.3.3.2 Leerlauf am Leitungsende ... 354
10.3.3.3 Kurzschluss am Leitungsende ... 355
10.3.3.4 Belastung mit dem Wellenwiderstand ... 356
10.3.4 Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer elektrisch langen Leitung 359
10.3.5 Betriebsverhalten elektrisch kurzer Leitungen ... 362
10.3.5.1 Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm ... 362
10.3.5.2 Längs- und Querspannungsabfall ... 363
10.4 Blindleistungskompensation in Hochspannungsnetzen ... 365
10.4.1 Kompensation induktiver Blindleistung ... 365
10.4.1.1 Parallel-Kompensation ... 365
10.4.1.2 Reihen-Kompensation ... 367
10.4.2 Kompensation kapazitiver Blindleistung ... 368
10.5 FACTS (Flexible AC-Transmission Systems) ... 369
10.5.1 Klassifizierung von FACTS-Betriebsmitteln ... 370
10.5.2 Parallel geschaltete FACTS-Regler ... 371
10.5.2.1 Thyristor-Controlled Reactor, TCR ... 372

10.5.2.2 Thyristor-Switched Capacitor, TSC . . . 373
10.5.2.3 Static VA$_r$ Compensator, SVC . . . 373
10.5.2.4 STATCOM . . . 374
10.5.3 Seriengeschaltete FACTS-Betriebsmittel . . . 376
10.5.3.1 Thyristor-Controlled Series Capacitor, TCSC . . . 376
10.5.3.2 Static Synchronous Series-Compensator, SSSC . . . 377
10.5.4 Kombinierte FACTS-Regler . . . 378
10.5.4.1 Unified Power-Flow Controller, UPFC . . . 378
10.5.4.2 Dynamic Power-Flow Controller, DFC . . . 379
10.5.4.3 FACTS HGÜ-Kupplungen . . . 379
10.5.5 FACTS-Regelung . . . 380
10.6 Betriebsimpedanzen von Mehrleitersystemen . . . 381
10.6.1 Berechnung von Betriebsimpedanzen in Längsrichtung . . . 381
10.6.1.1 Carson-Formel . . . 384
10.6.1.2 Tabellenbücher . . . 385
10.6.1.3 Messung der Impedanzen . . . 385
10.6.2 Berechnung der Betriebskapazitäten . . . 387

11. Verteilung elektrischer Energie . . . 393
11.1 Netztopologien klassischer Verteilnetze . . . 394
11.1.1 Strahlennetze . . . 394
11.1.2 Ringnetze . . . 395
11.1.3 Maschennetze . . . 395
11.2 110 kV-Verteilnetze . . . 396
11.3 Mittelspannungsnetze . . . 398
11.3.1 Mittelspannungs-Ortsnetze . . . 399
11.3.2 Mittelspannungs-Industrienetze . . . 401
11.3.3 Mittelspannungsnetze in Großgebäuden bzw. Gebäudekomplexen . . . 403
11.3.4 Eigenbedarfsnetze . . . 405
11.4 Niederspannungsnetze . . . 407
11.4.1 Niederspannungs-Ortsnetze . . . 407
11.4.2 Niederspannungs-Industrienetze . . . 408
11.4.3 Großgebäudenetze . . . 410
11.5 Smart Grids . . . 411
11.5.1 Smart Metering und Intelligente MessSysteme IMSys . . . 414
11.5.2 Smart Homes . . . 418
11.5.3 Smart Cities . . . 419
11.5.4 Kommunikationswege für Smart Grids . . . 420
11.6 Mini-, Micro-, und Nano Grids, Zellulare Netze . . . 421
11.7 Blindstromkompensation in Mittel- und Niederspannungsnetzen . . . 423
11.7.1 Netze mit geringem Stromrichteranteil . . . 425
11.7.2 Netze mit hohem Stromrichteranteil . . . 426

12. Sternpunktbehandlung . . . 429
12.1 Netze mit isolierten Sternpunkten . . . 430
12.2 Über Kompensationsreaktanzen geerdete Netze . . . 433
12.3 Netze mit geerdeten Sternpunkten . . . 435
12.4 Sternpunktbehandlung mit symmetrischen Komponenten . . . 436
12.5 Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen . . . 438

12.5.1 TN-Netze . . . 438
12.5.2 TT-Netze . . . 440
12.5.3 I-Netze . . . 440

13. Schaltanlagen . . . 443
13.1 Schaltgeräte . . . 444
13.1.1 Sicherungen . . . 446
13.1.2 Lastschalter . . . 450
13.1.3 Leistungsschalter . . . 451
13.1.4 Trennschalter . . . 455
13.1.5 Kurzschlussstrombegrenzer . . . 456
13.1.6 Schaltgeräteübersicht . . . 459
13.2 Niederspannungsschaltanlagen . . . 460
13.2.1 Niederspannungsschaltanlagen im Wohn-Installationsbereich . . . 460
13.2.2 Niederspannungsschaltanlagen bis 630 A . . . 462
13.2.3 Niederspannungsschaltanlagen über 630 A . . . 463
13.3 Mittelspannungsschaltanlagen . . . 465
13.3.1 Mittelspannungsschaltanlagen der Primärverteilung . . . 468
13.3.2 Mittelspannungsschaltanlagen der Sekundärverteilung . . . 470
13.4 Hochspannungsschaltanlagen . . . 472
13.4.1 Freiluftschaltanlagen . . . 472
13.4.2 Gekapselte Hochspannungsschaltanlagen für Innenraumaufstellung . . . 474
13.4.3 Topologie von Hochspannungsschaltanlagen . . . 476
13.5 Umspannstationen . . . 480
13.6 Anforderungen an Schaltanlagen . . . 483

14. Netzschutz . . . 485
14.1 Schutztechnik-Grundlagen . . . 485
14.2 Schutzgerätetechnik . . . 489
14.3 Schutzprinzipien und -kriterien . . . 491
14.3.1 Überstromschutz . . . 491
14.3.1.1 Abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais (AMZ-Relais) . . . 492
14.3.1.2 Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais (UMZ-Relais) . . . 492
14.3.1.3 UMZ-Schutz mit Richtungskriterium . . . 494
14.3.2 Distanzschutz . . . 495
14.3.3 Vergleichsschutz . . . 498
14.3.3.1 Messgrößenvergleichsschutz . . . 498
14.3.3.2 Phasenvergleichsschutz . . . 500
14.3.3.3 Signalvergleichsschutz . . . 500
14.3.4 Erdschlussmeldung . . . 500
14.4 Schutztechnik aus Sicht einzelner Betriebsmittel . . . 501
14.4.1 Leitungsschutz . . . 501
14.4.1.1 Strahlennetze . . . 501
14.4.1.2 Ringleitungen und Maschennetze . . . 502
14.4.2 Transformatorschutz . . . 502
14.4.2.1 Transformatordifferenzialschutz . . . 502
14.4.2.2 Buchholzrelais . . . 503
14.4.3 Generatorschutz . . . 504
14.4.4 Blockschutz . . . 504

14.4.5 Sammelschienenschutz . . . 506
14.4.6 Schaltanlagenschutz . . . 507
14.5 Schutzkoordination . . . 508
14.5.1 Stromstaffelung im Strahlennetz . . . 508
14.5.2 Zeitstaffelung im Strahlennetz . . . 509
14.5.3 Schutzkoordination in Ring- und Maschennetzen mit UMZ-Schutz . 510
14.5.4 Zeitstaffelung mit Distanzrelais . . . 511
14.6 ANSI Schutz Codes . . . 512
14.7 Schutz in Niederspannungsnetzen . . . 513
14.7.1 Nullung (TN-Netze) . . . 515
14.7.2 Schutzerdung (TT-Netze) . . . 517
14.7.3 Schutzleitungssystem (IT-Netze) . . . 518
14.7.4 Fehlerstrom-(FI)-Schutzschaltung . . . 519
14.7.5 Fehlerspannungs-(FU)-Schutzschaltung . . . 519
14.7.6 Schutztrennung . . . 520
14.7.7 Schutzisolierung . . . 521
14.8 Wide Area Monitoring Systeme . . . 521

15. Frequenz- und Spannungsregelung . . . 525
15.1 Frequenzregelung . . . 528
15.1.1 Alleinbetrieb . . . 528
15.1.2 Parallelbetrieb . . . 530
15.1.3 Netzfrequenzregler . . . 534
15.1.4 Verbundbetrieb . . . 535
15.1.5 Dynamisches Verhalten der Frequenzregelung . . . 538
15.1.6 Netzregelverbund (NRV) . . . 543
15.2 Spannungsregelung . . . 543
15.2.1 Spannungsqualität . . . 543
15.2.2 Spannungsregelung in Übertragungs- und Transportnetzen . . . 544
15.2.3 Stellglieder der Spannungs-/Blindleistungsregelung . . . 545
15.2.4 Spannungs-/Blindleistungsoptimierung . . . 546
15.3 Begrenzungsregelungen . . . 546

16. Netzleittechnik . . . 549
16.1 Netzleitstellen . . . 551
16.1.1 SCADA-Funktionen . . . 552
16.1.2 Höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen HEO . . 554
16.1.3 Rechnerstruktur und Datenbanksystem . . . 555
16.1.4 Schnittstellen zu anderen Systemen . . . 557
16.2 Stationsleittechnik . . . 558
16.3 Feldleittechnik . . . 559
16.4 Fernwirktechnik . . . 560
16.5 Tonfrequenz- und Funkrundsteuerung . . . 561
16.5.1 Tonfrequenzrundsteuerung . . . 561
16.5.2 Funkrundsteuerung . . . 563
16.5.3 Cyber Security in Netzen . . . 563

17. Netzbetrieb 567
17.1 Netzführung in Transportnetzen 568
17.1.1 Transportnetzführung in der klassischen Stromversorgung, so genannte Lastverteilung 570
17.1.1.1 Lastprognose 570
17.1.1.2 Lastverteilung 574
17.1.1.3 Kraftwerksauswahl, Order of Merit 577
17.1.1.4 Netzführung in der Schaltwarte 578
17.1.2 Transportnetzführung im liberalisierten Strommarkt, so genannte Systemführung 580
17.1.3 Flexibilitätsoptionen in den Übertragungs- und Hochspannungsnetzen 584
17.1.4 Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft 586
17.1.5 EMS-Funktionen 587
17.2 Netzführung in Verteilnetzen 590
17.2.1 Flexibilitätsoptionen 591
17.2.1.1 Erzeugungsmanagement 591
17.2.1.2 Lastmanagement 592
17.2.1.3 Kooperation Übertragungsnetz-/Verteilnetzbetrieb 595
17.2.1.4 Blockchain Technologie 596
17.3 Netzbereitstellung 598

18. Berechnung von Netzen und Leitungen im stationären Betrieb 603
18.1 Leistungsflussrechnung 603
18.1.1 Mathematisches Netzmodell mit Admittanzmatrix 604
18.1.1.1 Vierleiternetze (Netze mit Sternpunktleiter) 607
18.1.1.2 Dreileiter-Drehstromnetze 609
18.1.2 Hybridmatrix $\underline{H}$ 610
18.1.3 Impedanzmatrix 612
18.1.4 Berechnung der Knotenspannungen und Leitungsströme bei vorgegebenen Lastströmen 613
18.1.5 Berechnung der Knotenspannungen bei vorgegebenen Knotenleistungen 614
18.1.6 Behandlung unterschiedlicher Netzknoten 616
18.2 Varianten der Leistungsflussrechnung 617
18.2.1 Schnelle Leistungsflussrechnung 617
18.2.2 Optimale Leistungsflussrechnung 618
18.2.3 Probabilistische Leistungsflussrechnung 619
18.3 Manuelle Berechnung von Leitungsströmen in kleinen Netzen 619
18.3.1 Die an einem Ende belastete Leitung 620
18.3.2 Die mehrfach belastete Leitung 622
18.3.3 Die beidseitig gespeiste Leitung, gleiche Versorgungsspannung 624
18.3.4 Die beidseitig gespeiste Leitung bei unterschiedlichen Versorgungsspannungen 625
18.3.5 Vereinfachungen in der Berechnung 625
18.3.6 Berechnung der Stromverteilung in Netzen 626
18.3.6.1 Strahlennetze 626
18.3.6.2 Ringnetze 627

18.3.6.3 Maschennetze 627

19. Kurzschlussstromberechnung 633
19.1 Begriffswelt und Methodik der Kurzschlussstromberechnung 634
19.1.1 Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k'' 635
19.1.2 Berechnung aus I_k'' abgeleiteter Kurzschlussstromgrößen 636
19.1.2.1 Stoßkurzschlussstrom i_p 636
19.1.2.2 Ausschaltwechselstrom I_b 636
19.1.2.3 Dauerkurzschlussstrom I_k 636
19.1.2.4 Thermisch wirksamer Kurzschlussstrom I_{th} 637
19.2 Der symmetrische Kurzschluss 637
19.2.1 Berechnung von I_k'' bei einfacher Generatorspeisung 638
19.2.2 Berechnung von I_k'' bei Netzeinspeisung 642
19.2.3 Berechnung von I_k'' bei mehrfacher Einspeisung 645
19.2.3.1 Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle 645
19.2.3.2 Rechenbeispiel zum Verfahren der Ersatzspannungsquelle 646
19.3 Unsymmetrische Fehler 651
19.3.1 Berechnungsformeln für unsymmetrische Fehler 653
19.3.2 Berechnungsbeispiel „Unsymmetrische Kurzschlussströme“ 654
19.3.2.1 Aufstellen der Ersatzschaltbilder des Mit-, Gegen- und Nullsystems 654
19.3.3 Berechnung der Mit- und Gegenimpedanzen 654
19.3.4 Berechnung der Nullimpedanzen 655
19.3.5 Berechnung der finalen Impedanzen Z_+, Z_- und Z_0 655
19.3.5.1 Einpoliger Kurzschluss 656
19.3.5.2 Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung 656
19.3.5.3 Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung 657
19.4 Kurzschlussimpedanzen elektrischer Betriebsmittel 657
19.4.1 Generatoren 658
19.4.2 Netzeinspeisung 659
19.4.3 Transformatoren 659
19.4.4 Kraftwerksblöcke 660
19.4.5 Windkraft- und PV-Anlagen 661
19.4.6 Freileitungen und Kabel 661
19.4.7 Motoren 661
19.4.8 Sonstige Betriebsmittel 662
19.4.9 Übersicht der Betriebsmittelimpedanzen 662
19.5 Kurzschlussstromberechnung mit bezogenen Größen 663
19.5.1 Das per–unit–Verfahren 663
19.5.2 Das %/MVA–Verfahren 664
19.6 Digitale Kurzschlussstromberechnung 666
19.6.1 Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k'' aus der Knotenadmittanzmatrix 666

20. Stabilität von Elektroenergiesystemen 669
20.1 Polradwinkelstabilität 670
20.1.1 Leistungs-/Polradwinkelkurve 671
20.1.2 Bewegungsgleichung eines Synchrongenerators 672
20.1.3 Kleinsignalstabilität 675

20.1.3.1 Grafische Untersuchung der Kleinsignalstabilität 676
20.1.3.2 Untersuchung der Kleinsignalstabilität mit Übertragungsfunktionen 678
20.1.3.3 Methode der Zustandsvariablen 679
20.1.4 Großsignalstabilität 680
20.1.4.1 Numerische Integration des Bewegungsdifferenzialgleichungssystems 680
20.1.4.2 Großsignalstabilität mit der Methode der Zustandsvariablen 682
20.1.4.3 Ljapunov-Verfahren 683
20.2 Spannungsstabilität 689
20.3 Netzzusammenbrüche 692
20.4 Resiliente Netze 697

21. Wirtschaftliche Aspekte in Elektroenergiesystemen 699
21.1 Versorgungsqualität 699
21.2 Strommarktliberalisierung 701
21.3 Netzzugang im deutschen Strommarkt 704
21.4 Stromhandel 705
21.4.1 Großhandelsmärkte 707
21.4.2 Regelleistungsmärkte 707
21.4.3 Strommarkt 2.0 708
21.4.4 CO_2-Emissionsrechtehandel 709
21.4.5 Energy Trading 710
21.5 Bilanzkreise und Bilanzierungsgebiete 711
21.6 Stromkosten und Strompreise 715
21.6.1 Kalkulation der Stromkosten 715
21.6.1.1 Stromerzeugungskosten 716
21.6.1.2 Ermittlung von Netznutzungsentgelten 718
21.6.2 Kalkulation der Strompreise 720
21.6.3 Negative Strompreise 722
21.6.4 Stromausfallkosten 722
21.7 Methoden zur Investitionsrechnung 723
21.8 Asset Management 725

Anhang

A. Rechnen mit komplexen Größen 733
A.1 Komplexe Wechselstromrechnung 733
A.2 Komplexe Darstellung von Reaktanzen und Impedanzen 735
A.3 Zählpfeilsysteme 738
A.4 Zeigerdiagramme 740
A.5 Wechselstromleistung 744
A.6 Blindleistungskompensation und Blindleistungslieferung 747
A.6.1 Blindleistungskompensation 749
A.6.2 Erzeugung und Lieferung von Blindleistung 751
A.7 Wechselstromleistung bei nichtsinusförmigen Spannungen und Strömen . . . 754
A.8 Ergänzende Bemerkungen zu elektrischer Energie und Leistung 755

B. Rechnen in Drehstromsystemen . . . 759
B.1 Begriffe und Größen in Drehstromsystemen . . . 759
B.1.1 Spannungen und Ströme in Drehstromnetzen . . . 759
B.1.2 Spannungen und Ströme von Drehstromerzeugern und -verbrauchern 760
B.2 Drehstromleistung elektrischer Betriebsmittel . . . 762
B.2.1 Drehstromverbraucher am Drehstromnetz . . . 763
B.2.2 Stern-Dreieck-Anlaufschaltung . . . 764

C. Rechnen mit bezogenen Größen . . . 767
C.1 Referenzgrößen . . . 768
C.1.1 Bezogene Spannungen . . . 768
C.1.2 Bezogene Leistungen . . . 769
C.1.3 Bezogene Ströme . . . 769
C.1.4 Bezogene Impedanzen . . . 770
C.2 Rechnen mit pu-Größen . . . 771

D. Grundbegriffe magnetischer Wechselfelder . . . 777
D.1 Induktionsgesetz, induzierte und selbstinduzierte Spannung . . . 777
D.1.1 Induzierte Spannung . . . 777
D.1.2 Selbstinduzierte Spannung . . . 779
D.2 Windungsfluss, Spulenfluss und Flussverkettung einer Wicklung . . . 780
D.3 Magnetische Streuung ($X = X_h + X_\sigma$) . . . 782

E. Unsymmmetrische Kurzschlussströme . . . 785
E.1 Die Methode der symmetrischen Komponenten . . . 785
E.2 Berechnungsformeln für unsymmetrische Kurzschlussströme . . . 788
E.2.1 Berechnungsformel für einpolige Kurzschlussströme . . . 788
E.2.2 Berechnungsformel für zweipolige Kurzschlüsse ohne Erdberührung 790
E.3 Berechnungsformel für zweipolige Kurzschlüsse mit Erdberührung . . . 792

F. Geräte Funktions-Codes nach ANSI C 37.2 (Auszug) . . . 795

G. Lösung linearer und nichtlinearer Gleichungssysteme . . . 797
G.1 Direkte Verfahren . . . 797
G.1.1 Gauß'sches Eliminationsverfahren . . . 797
G.1.2 Gauß-Jordan-Algorithmus . . . 800
G.1.3 Dreiecksfaktorisierung . . . 801
G.1.4 Optimal geordnete Dreiecksfaktorisierung . . . 803
G.2 Iterationsverfahren . . . 804
G.2.1 Stromiterationsverfahren . . . 804
G.2.1.1 Jacobi-Verfahren (Gesamtschrittverfahren) . . . 804
G.2.1.2 Gauß-Seidel-Verfahren (Einzelschrittverfahren) . . . 805
G.2.1.3 Newton-Raphson-Verfahren . . . 806

H. Methode der Zustandsvariablen . . . 809

I. IEEE Code of Ethics . . . 813

Index . . . 815

1. Elektrische Energie und Lebensstandard

Der Wohlstand einer Nation besitzt zwei Quellen. Man holt ihn entweder aus dem *Boden* oder man *produziert*. Beispiele für ersteres sind die erdöl-, erdgas-, diamanten-, gold- oder kohleexportierenden Länder, Beispiele für letzteres die so genannten Industrienationen. Ihre Industrien und Gewerbebetriebe erbringen sowohl mit klassischen als auch zunehmend mehr *wissensbasierten* Produkten und Dienstleistungen eine *Wertschöpfung*. Beispielsweise werden in Produktionsbetrieben Rohmaterialien ver- und bearbeitet, zu Produkten veredelt und für einen höheren Preis wieder verkauft. Der so geschaffene *Mehrwert* finanziert über die Unternehmensteuern, die Ausgaben des Beschaffungswesens sowie durch die Steuern und Ausgaben der Eigentümer, Lohn- und Gehaltsempfänger für ihren Lebensunterhalt alle anderen privaten und staatlichen Einrichtungen bzw. Dienstleister.

Grundlegende Voraussetzung für die *Produktion* und damit für den Lebensstandard einer Gesellschaft ist die ubiquitäre, hochzuverlässige Verfügbarkeit elektrischer Energie, insbesondere auch für die Versorgung ihrer Informationssysteme. Der Bedarf an elektrischer Energie wird im *Informationszeitalter* keineswegs dramatisch abnehmen. Energietechnische Prozesse werden durch informationstechnische Prozesse nicht ersetzt, sondern lediglich unterstützt. Der Stromverbrauch wird daher, bereinigt um Wirtschaftskrisen etc., langfristig weiter wachsen, wenn auch nicht mehr so schnell wie in früheren Jahrzehnten. Verursacher werden zusätzliche Privathaushalte, neue Einkaufszentren, neue Industrie- und Gewerbegebiete, Wärmepumpen, Klimaanlagen, die Innovation des Elektroautos etc. sein.

Den meisten Endabnehmern bleibt die ungeheure Komplexität hinter der Steckdose verborgen. Es sind sich auch die wenigsten bewusst, in welchem Ausmaß die heutige Lebensqualität von der Verfügbarkeit preiswerter elektrischer Energie abhängt. Der folgende Vergleich möge dies veranschaulichen: Ein athletischer Mensch könnte über einen Tag hinweg aus eigener Kraft eine Dauerleistung von etwa 30 Watt erbringen. Die derzeit installierte Leistung in Form konventioneller Kraftwerke und von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien der Bundesrepublik beträgt ca. 250 GW. Pro Kopf der Bevölkerung werden damit ca. 3.000 Watt zusätzlich bereitgestellt. Das heißt, alle Einwohner der Bundesrepublik verfügen pro Kopf über 100 „Elektroenergiesklaven“, die ihnen das Leben so angenehm gestalten, wie wir es bei unserem heutigen Lebensstandard gewohnt sind, Bild 1.1.

Diese Energiesklaven kümmern sich um die elektrische Beleuchtung in Wohnungen, Büros, Fabriken und auf öffentlichen Straßen. Sie ermöglichen den umfangreichen Bahnverkehr, halten Produktionsprozesse am Laufen, erwärmen elektrisch beheizte Wohneinheiten, betreiben Fernsehgeräte, Herde, Waschmaschinen, Klimaanlagen und versorgen alle Informations- und Kommunikationssysteme mit Strom. Ohne sie wäre unsere heutige Lebensweise nicht denkbar. Stellte man obige Überlegung für den gesamten Verbrauch an Primärenergie an, so käme man gar auf mehr als doppelt so viele Energiesklaven. Noch

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_1



Bild 1.1. Der Mensch und seine Elektroenergiesklaven (Hennies, Schnitzer, Schwab).

krasser fällt ein geldwerter Vergleich zwischen der während eines Tages geleisteten menschlichen Arbeit und elektrischer Energie aus.

Elektrische Energie ist die hochwertigste Energieform. Sie ist reine *Exergie* (nutzbarer Anteil einer bestimmten Energiedarbietung, 4.2.3) und kann daher mit nur geringen Verlusten in praktisch alle anderen *Nutzenergieformen* umgewandelt werden. Sie leistet damit einen wertvollen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie. Dies macht den viel beklagten „niedrigen Wirkungsgrad“ bei ihrer Gewinnung aus Primärenergie bei weitem wett (4.1.2, 4.2.1 und 4.2.2.4). Wegen der großen Vielseitigkeit ihres Einsatzes und insbesondere wegen der Möglichkeit, mit kleinen und großen Elektromotoren menschliche Muskelkraft in beliebigem Umfang zu ersetzen, nimmt elektrische Energie bezüglich unseres Lebensstandards eine Schlüsselstellung ein.

Die üblicherweise verwendete Metrik für den Lebensstandard einer Volkswirtschaft ist ihr *Bruttoinlandsprodukt*, das heißt der Geldwert aller in einem Land pro Jahr geschaffenen Produkte und Dienstleistungen. Bild 1.2 zeigt die Entwicklung des Wachstums des Bruttoinlandsprodukts sowie des Stromverbrauchs und des Primärenergieverbrauchs in Deutschland über die letzten 25 Jahre.

Bruttoinlandsprodukt, Nettostromverbrauch und Primärenergieverbrauch sind miteinander gekoppelt. Zeitweise Entkopplungstendenzen zwischen Bruttoinlandsprodukt und Stromverbrauch haben sich in der Vergangenheit immer wieder weitgehend ausgemittelt. Eine Kopplung wird künftig weiter bestehen, wenn auch mit zeitweise positiven oder negativen Proportionalitätsfaktoren. Die aktuellen Maßnahmen zur Steigerung der *Energieeffizienz* lassen derzeit eine Vergrößerung des Verhältnisses Bruttosozialprodukt zu Nettostromverbrauch erwarten (s. a. 2.1 und 3.4).

Seit den Anfängen der Erzeugung elektrischer Energie durch Maschinen haben sich Erzeugung und Verbrauch über fast ein Jahrhundert etwa alle zehn Jahre verdoppelt, was

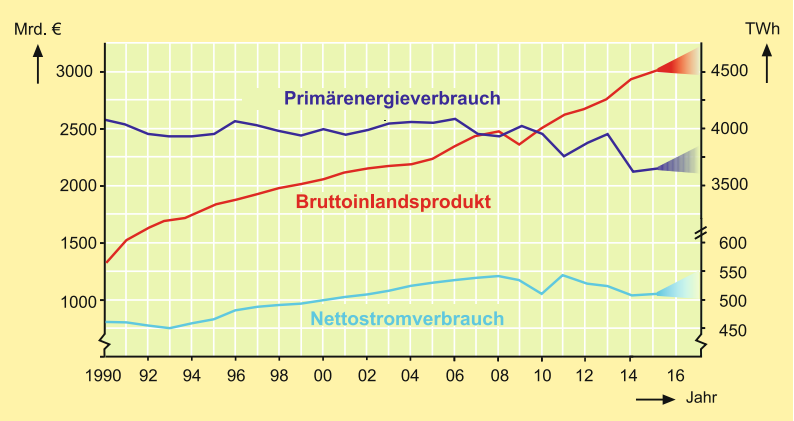


Bild 1.2. Wachstum des Bruttoinlandsprodukts, des Stromverbrauchs und des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (Quelle: AG Energiebilanzen, AGEB 2016).

jährlich ca. 7 % entspricht. Diese Zuwachsrate diente bis zum Ölpreisschock Anfang der 70er Jahre als Planungsgrundlage für den Ausbau von Elektroenergiesystemen. Nach diesem Schock sind die Wachstumsraten in hochindustrialisierten Ländern stetig zurückgegangen. Auch in der Bundesrepublik wird der Stromverbrauch in den kommenden Jahren nur noch schwach zunehmen. Hierfür sprechen zahllose Maßnahmen zur Steigerung der *Energieeffizienz*. Sie manifestiert sich beispielsweise im Verhältnis *Energieverbrauch* bezogen auf das *Bruttosozialprodukt* (3.4), direkten Maßnahmen zur Energieeinsparung, der weiteren Einbindung der Informationstechnik für Prozessverbesserungen, einem preisbedingten sparsameren Umgang mit Energie, im Strukturwandel zur Dienstleistungsgesellschaft und in einer schleichenden Verlagerung der Produktion ins Ausland. Andererseits lassen die geplante großflächige Einführung der Elektromobilität und allgemein die Substitution von Mineralöl durch Strom als Energieträger eine stärkere Zunahme erwarten (s. a. 3.2). Allfällige Energieprognosen weisen je nach Konjunkturentwicklung und optimistischer oder pessimistischer Einschätzung ihrer geistigen Väter positive und negative Schwankungen im Prozentbereich auf und besitzen eine merkliche spekulative Komponente. Bei Vollzug einer totalen Energiewende in Richtung Vollversorgung aus erneuerbaren Energien wird der Strombedarf sogar deutlich höher sein als heute. Für die langfristige Erreichung dieses Ziels sprechen nicht wenige belastbare Studien.

Genaue, belastbare Prognosen des Wachstums künftigen Stromverbrauchs sind wegen der Vielzahl der Einflussgrößen sehr schwierig zu erstellen. Dies lassen schon die sehr volatilen Jahresprognosen des allgemeinen *Wirtschaftswachstums* erahnen. Viel unsicherer sind Prognosen mit einem für die Energietechnik typischen Planungshorizont von 10 Jahren (s. a. 3.2.1). Es muss daher nicht erstaunen, wenn zu einem bestimmten Zeitpunkt einmal mehr oder auch weniger Kraftwerksreserve oder Netzkapazität vorhanden ist als momentan benötigt. Elektrizitätsversorgungsunternehmen schmerzen nicht genutzte Investitionen selbst am meisten. Einig sind sich alle Beteiligten, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtstromaufkommen durch verstärkte Nutzung von Windkraft, Solarenergie, Biomasse etc. in so genannten EE-Anlagen beträchtlich wachsen, der Anteil aus Kohle und Kernenergie abnehmen wird (2.1.2 und Kapitel 6, Einführung).

In der Vergangenheit richtete sich der *Energiemix* ausschließlich nach minimalen Stromerzeugungskosten. Heute stehen Stromkunden vor einem Trilemma mit drei wesentlichen

Kostentreibern, die meist alle Kostenarten beeinflussen, was zu Zielkonflikten führt. Beispielsweise schließen sich derzeit minimale CO_2-Emissionen und minimale Stromkosten gegenseitig aus, Bild 1.3:

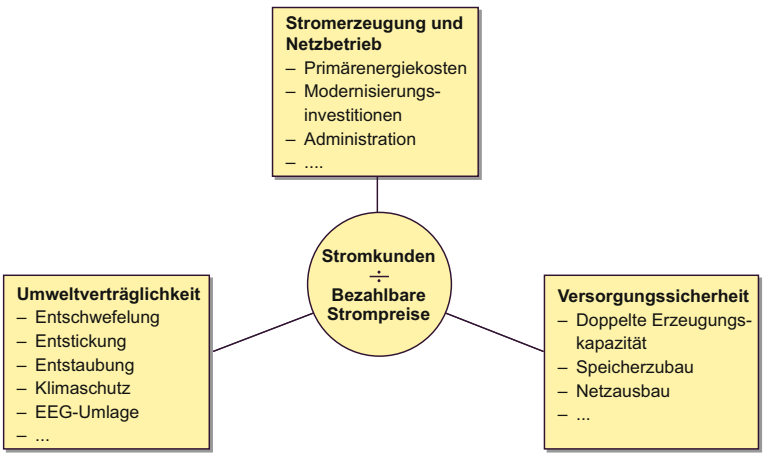


Bild 1.3. Kostentreiber hoher Strompreise.

– Bei der *Stromerzeugung* fallen steigende Primärenergiekosten und Kapitalkosten für Modernisierungsinvestitionen in EE-Anlagen und effizientere, flexiblere Kraftwerke an, beim *Betrieb von Netzen* Kosten für Netzausbau, Smart Grids etc.

– Für die steigenden Anforderungen an *Umweltverträglichkeit* fallen erhöhte Kosten für Entstickungs-, Entschwefelungs-, Entstaubungsanlagen und die Emissionsminderung an.

– Schließlich erfordert die Wahrung der gewohnten *Versorgungssicherheit* die parallele Existenz einer großen Zahl konventioneller Reservekraftwerke mit geringer Nutzungsdauer bei gleichzeitigem Zubau weiterer EE-Erzeugungskapazität inklusive EE-Stromspeicherung.

Alle Kostenarten akkumulieren sich letztlich bei den Stromversorgern (Erzeuger und Netzbetreiber) und werden mit dem Strompreis an die Stromkunden weitergegeben, die mit dem Begleichen ihrer Stromrechnungen die Energiewende bezahlen, (s. a. 2.1.2, 3.2.2, Kapitel 6 und 21). Die meisten Stromkunden priorisieren erwartungsgemäß niedrige Strompreise bei hoher Versorgungsqualität. Sie überlassen es der Rahmenbedingungen schaffenden Politik, durch eine strategische Gesetzgebung (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG, s. a. 2.1.2) eine ausgewogene Verfolgung aller weiteren Ziele zu gewährleisten.

Die aktuelle Diskussion über die Bekämpfung des Klimawandels wird sehr kontrovers geführt, was schlicht an der Komplexität der Entscheidungsfindung liegt. Dies geht unter anderem aus Bild 1.4 hervor, in dem qualitativ die volkswirtschaftlichen Kosten K_{EM} für die Emissionsminderung von Treibhausgasen und die Kosten K_{KW} für die Beseitigung von Schäden des Klimawandels über der Risikobereitschaft E aufgetragen sind.

Entscheidet man sich gegenwärtig für hohe vorbeugende Investitionen in die Emissionsminderung K_{EM}, Entscheidung E_1, bleiben die Kosten K_{KW} für die Beseitigung der Folgen des Klimawandels vergleichsweise gering. Entscheidet man sich dagegen für geringe vor-

beugende Investitionen in die Emissionsminderung, Entscheidung E_2, werden die Kosten K_{KW} für die Beseitigung der Folgen des Klimawandels erheblich höher sein als im Fall E_1.

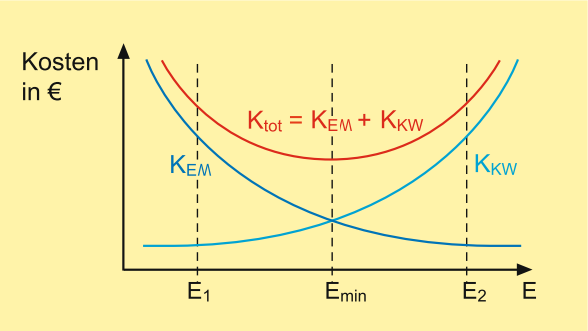


Bild 1.4. Grundsätzlicher Zusammenhang zwischen präventiven Kosten K_{EM} für die Emissionsminderung von CO_2-Emissionen. und den Kosten K_{KW} für die Beseitigung von Schäden infolge des Klimawandels in den kommenden Jahren (E Entscheidungsraum/Risikobereitschaft).

Je früher man Geld in die Emissionsminderung von Treibhausgasen investiert, desto geringer sind die Kosten für die Behebung von Klimaschäden. Bei späteren oder zu geringen Investitionen können extreme Kosten K_{KW} anfallen. Wo auch immer das Minimum E_{min} liegt, die totalen Kosten $K_{tot} = K_{EM} + K_{KW}$ sind in jedem Fall von allen Bürgern über Steuern oder ihre Strom-, Benzin, Dieselöl- und Heizölrechnungen etc. zu bezahlen.

Zu den Kostentreibern für K_{EM} zählen

- Kohleausstieg
- Gaskraftwerke
- EE-Erweiterungsinvestitionen
- Smartifizierung der Stromversorgung (intelligente Verteilnetze)
- EE-Speicherung (Power to Gas, etc.)
- Umstieg auf E-Mobilität
- Arbeitsplätze, Strukturhilfen

Zu den Kostentreibern für K_{KW} zählen

- Behebung der Unwetterschäden
- Stromausfallkosten
- Gesundheitskosten (NOx, Krebs, Traumata, etc.)
- Dramatische Abnahme der Lebensqualität bis hin zur Zunahme lebensbedrohlicher Situationen etc.

Während sich die K_{EM} vergleichsweise gut in Geldwerten quantifizieren lassen, sind die Kosten K_{KW} oft überhaupt nicht mit Geld aufzuwiegen. Beide Kostenarten lassen sich nur schwer bilanzieren. Es ist daher nicht erstaunlich, dass die Entscheidungsfindung kontrovers diskutiert wird. Die Ursachen liegen unter anderem in der mangelnden Bilanzierungsqualität der beiden Kostenarten K_{EM} und K_{KW}, und dass wir derzeit noch die vermeintliche Wahlmöglichkeit sehen, präventiv tätig zu werden oder dem Klimawandel noch abwartend

zuschauen zu können. In den Jahrzehnten rechts vom Minimum von K_{tot} wird es diese Wahlmöglichkeit nicht mehr geben. Es ist auch nicht auszuschließen, dass dann die Steigung von K_{KW} betragsmäßig deutlich steiler verlaufen könnte als die Steigung von K_{EM}.

Wenngleich der Vollzug der Energiewende der Bundesrepublik, isoliert betrachtet, die weltweiten Schadstoffemissionen nur im Prozentbereich ändern wird, darf doch die Vorbildfunktion der BRD nicht übersehen werden. Zwar hat seither noch kein weiteres Land eine derart ambitionierte Energiewende mit terminiertem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung verkündet, dennoch wächst die Zahl der stillen Follower stetig. Schon heute findet man die größten PV-Anlagen nicht mehr in Europa oder den USA, sondern in China und anderen Ländern. Wenn ferner im Endausbau die installierte Leistung von EE-Erzeugungsanlagen grob 400 % der klassischen Backup-Kraftwerksleistung betragen wird, erfordert EE-Erzeugung aber nur Finanzierungs- und Wartungskosten sowie Erhaltungsinvestitionen, jedoch keine Primärenergiekosten.

Nach Abschreibung aller in den nächsten Jahren noch zu tätigenden Investitionen erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass bereits vor vollständigem Vollzug der Energiewende Strom billiger sein wird als heute (in Relation zur dann herrschenden allgemeinen Kaufkraft). Schließlich gibt die Bundesrepublik derzeit grob 100 Milliarden Euro jährlich für die Beschaffung von Primärenergie aus. Mit den aktuellen und weiteren künftigen Einsparungen aus diesem Topf lassen sich stattliche Kapitalkosten für die Finanzierung der Energiewende glattstellen.

Die in der Übergangsphase erhöhten Strompreise sollten uns

- den Wegfall der gefühlten Risiken der Kernenergie
- den Wegfall der lokalen Feinstaubbelastung
- den Wegfall anderer lokaler Emissionen konventioneller Kraftwerke
- eine fast autarke Energieversorgung unabhängig von maßgeblichen Energieimporten aus dem nichteuropäischen Ausland
- unseren solidarischen Beitrag zur Begrenzung des globalen Klimawandels
- die Wahrung der Generationengerechtigkeit durch Schonung fossiler Ressourcen etc.

wert sein.

Die volkswirtschaftliche Bedeutung der ständigen Verfügbarkeit elektrischer Energie wird von technischen Laien häufig unterschätzt. Dies liegt im Wesentlichen an der hohen Zuverlässigkeit, mit der die Stromerzeugung betrieben wird. Stromausfälle sind in Deutschland so selten, dass ihre negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen von einem zum anderen Mal schnell vergessen sind. Wie wichtig Elektrizität für unser heutiges Leben ist, wird vielen erst bewusst, wenn bei einer Netzstörung das Licht ausfällt, die Zentralheizung nicht mehr arbeitet, Daten auf Rechnern verloren gehen, Aufzüge stehenbleiben, Verkehrsampeln nicht mehr den Verkehr regeln, Straßenbahnen nicht mehr fahren, Bäckereien und Metzgereien nicht mehr produzieren, Geschäfte wegen nicht mehr funktionierender Registrierkassen schließen, Bankdienstleistungen nicht mehr verfügbar sind, Tankstellen wegen Ausfalls der Pumpen kein Benzin mehr abgeben, Lebensmittel im Kühlschrank verderben etc. Volkswirtschaftlich noch größere Schäden entstehen bei Fertigungsunterbrechungen infolge plötzlichen Ausfalls von Werkzeugmaschinen, Fördersystemen und Wärmeöfen, beispielsweise in der chemischen und kunststoffverarbeitenden Industrie oder der Automo-

bilproduktion. Ein Stromausfall in einem Automobilwerk kann ohne weiteres 250.000 EUR Umsatzverlust pro Minute bzw. 15 Mio EUR pro Stunde verursachen. Die volkswirtschaftlichen Verluste für den Arbeitsausfall und die Beseitigung der Schäden gehen auch in anderen Branchen schnell in die Millionen. Eine US-Marktstudie hat die effektiven Schäden durch Stromausfall in Chip-Fabriken weltweit zu mehreren Milliarden US $ pro Jahr errechnet. In der Bundesrepublik wird der volkswirtschaftliche Schaden eines landesweiten Stromausfalls auf eine Milliarde Euro am Tag geschätzt. Katastrophale Auswirkungen kann ein großflächiger Stromausfall haben, wenn bei einer *Reaktorschnellabschaltung* die Funktion der Notkühlsysteme von Notstrom-Dieselaggregaten mit Backup aus dem Stromnetz abhängt, wie beispielsweise in *Fukushima* (s. a. 5.1.3).

Der wirtschaftliche Schaden einer nicht gelieferten Kilowattstunde hängt wesentlich von der Natur des Verbrauchers ab (s. a. 21.6.4). Je höher der zu erwartende Schaden, desto höher der Investitionsaufwand zu dessen Prävention. Absolute Versorgungssicherheit ist unbezahlbar und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Je nach finanziellem Aufwand kann man ihr aber sehr nahekommen. Basierend auf praktischen Erfahrungen der Vergangenheit bezüglich der Eintrittswahrscheinlichkeit von Störungen sowie der Abwägung von Kosten und Nutzen wird in Deutschland die Versorgungsqualität der öffentlichen Stromversorgung nach drei Kriterien quantifiziert:

- *Sicherheit*
- *Zuverlässigkeit*
- *Verfügbarkeit*

Die Bedeutung dieser Begriffe wird in Kapitel 21.1 ausführlich erläutert.

Die heutige hohe Versorgungsqualität verdanken wir einerseits dem ungeheuren Schatz an interdisziplinärem technischen Wissen, das in der elektrischen Energietechnik tätige Ingenieure unter Systemaspekten synergistisch verknüpfen. Darüber hinaus wurden in der Vergangenheit im Einklang mit dem bereits 1935 erlassenen *Energiewirtschaftsgesetz* (2.1) ungeheure Investitionen zur Wahrung der allgemeinen Versorgungssicherheit großzügig getätigt. Im liberalisierten Strommarkt wird jedoch, wie in anderen dem Wettbewerb unterliegenden Industriezweigen auch, künftig mit spitzem Bleistift ermittelt werden, welche Investitionen sich vermeiden oder hinausschieben lassen. Dies kann zu Abstrichen bei der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit führen, begleitet von signifikanten verborgenen volkswirtschaftlichen Schäden. Eine zumindest teilweise Kompensation dieses Trends verlangt künftig neben zwingend erforderlichen Erhaltungsinvestitionen vermehrt massive Modernisierungsinvestitionen für moderne Erzeugungsanlagen, für den Ausbau des Transportnetzes, für Energiespeicherung (6.8) und technische Innovationen vom Typ *Smart Grid* (11.5), für noch umfassendere Einbindung der Informationstechnik, ubiquitäre Betriebsmittel-Zustandsüberwachung als Fehlerfrühwarnsystem (engl.: *condition monitoring*), Engpassmanagement, automatisierte Netzrekonstitution nach Störungen, intensive Energieforschung zu weiteren Wirkungsgradverbesserungen konventioneller und alternativer Stromerzeugung, Prozessverbesserungen innerbetrieblicher Abläufe sowie im Rahmen der Energieeffizienzmaßnahmen (3.4) massive Energieeinsparungen. Die Bewältigung all dieser Aufgaben verlangt ferner nach der Ausbildung höchstqualifizierter Ingenieure mit Systemkompetenz und hervorragenden breiten Fachkenntnissen, gekoppelt mit angemessenem Verständnis für betriebswirtschaftliche Zusammenhänge. Sie wird noch lange eine hohe Priorität einnehmen.

Die nachhaltige Sicherstellung bezahlbarer, umweltverträglicher und zuverlässiger Versorgung mit elektrischer Energie bei gleichzeitiger Wahrung der Generationengerechtigkeit zählt zu den größten gesellschaftlichen Herausforderungen der Zukunft. Zu ihrer Bewältigung leisten moderne Elektroenergiesysteme einen unverzichtbaren Beitrag.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 1

1. BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung 2009. VWEW-Energieverlag, Frankfurt, 2009.

2. VDN, Verein Deutscher Netzbetreiber: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. VWEW-Energieverlag, Frankfurt, 2007.

3. Bartsch, M.; Rohling, A.; Salje, P.: Stromwirtschaft. Ein Praxishandbuch. Heymanns Verlag, 2. Auflage, 2008.

4. PricewaterhouseCoopers (PwC): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft. Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. Haufe Verlag, 2. Auflage, 2008.

5. Baur, J. F. et al.: Regulierung in der Stromwirtschaft. Carl Heymanns Verlag, Köln, 1. Auflage, 2011.

6. Müller, L.: Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2. Auflage, 2001.

7. Schwab, A.: Managementwissen für Ingenieure (Kostenrechnung). Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 5. Auflage, 2014.

8. Schiffer, H. W.: Energiemarkt Deutschland, Jahrbuch 2017, TÜV Media GmbH, Köln, 2016.

2. Elektroenergiesysteme, Verbundsysteme

2.1 Evolution der öffentlichen Stromversorgung

Die Wurzeln unserer heutigen Stromversorgung reichen zurück bis zur Entdeckung des Induktionseffekts durch *Faraday* im Jahr 1831, die Entdeckung des elektrodynamischen Prinzips durch *Werner von Siemens* im Jahr 1866 und den Beginn der großtechnischen Herstellung von Glühlampen durch *Edison* im Jahr 1879. Anfänglich wurden zahllose Gleichstromgeneratoren, später zunehmend auch Wechselstrom- und Drehstromgeneratoren dezentral in Fabriken, Bürohäusern, Hotels, Theatern etc. zur Stromerzeugung eingesetzt, zunächst überwiegend für Beleuchtungszwecke. Bereits Ende des 19. Jahrhunderts gab es in Deutschland etwa 500 in Privatbesitz befindliche dezentrale Kraftwerke, meist zur Eigenversorgung von Unternehmen oder Großgebäuden. Der Wunsch privater Haushalte und kleinerer Gewerbebetriebe nach Versorgung mit elektrischer Energie, öffentlicher Straßenbeleuchtung und öffentlichen Verkehrsmitteln sowie die Aussicht privater Investoren auf ein neues Geschäftsgebiet führten in Städten zur Gründung öffentlicher städtischer *Kraftwerke*. Das erste Kraftwerk dieser Art errichtete *Edison* 1882 in New York, die *Pearl Street Central Power Station*. Das erste öffentliche Kraftwerk in Deutschland baute die *Aktiengesellschaft Städtische Elektrizitätswerke* 1885 in Berlin. In den ländlichen Regionen entstanden die *Überlandwerke*. Mit zunehmendem Bedarf und höheren Kraftwerksleistungen entwickelten sich in den einzelnen Ländern der Bundesrepublik, meist unter wesentlicher staatlicher Beteiligung oder gar ausschließlich aus staatlicher Initiative, überregional agierende öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Beispielsweise wurde 1921 in Baden das *Badenwerk* gegründet, das heute zusammen mit der früheren *Energieversorgung Schwaben* EVS als *Energieversorgung Baden-Württemberg* EnBW zu fast 100 % im Besitz des Landes Baden-Württemberg und 9 seiner 35 Landkreise ist (OEW: *Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke*).

Wegen der großen volkswirtschaftlichen Bedeutung einer zuverlässigen flächendeckenden Energieversorgung wurde in Deutschland bereits 1935 durch die damalige Reichsregierung das *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) erlassen. Sein Fokus lag auf einer möglichst *sicheren* und *kostengünstigen* Energieversorgung.

> *„Um die Energiewirtschaft als wichtige Grundlage des wirtschaftlichen und sozialen Lebens im Zusammenhang aller beteiligten Kräfte der Wirtschaft und der öffentlichen Gebietskörperschaften einheitlich zu führen und im Interesse des Gemeinwohls die Energiearten wirtschaftlich einzusetzen, den notwendigen öffentlichen Einfluss in allen Angelegenheiten der Energieversorgung zu sichern, volkswirtschaftlich schädliche Auswirkungen des Wettbewerbs zu verhindern, einen zweckmäßigen Ausgleich durch Verbundwirtschaft zu fördern und durch all dies die Energieversorgung so sicher und billig wie möglich zu gestalten,*

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_2

hat die Reichsregierung das folgende Gesetz beschlossen, das hiermit verkündet wird (RGB1/S. 1451, 13.12.1935)“

Schon damals galt es, die Energiewirtschaft im Interesse des Gemeinwohls auszurichten. Zur Realisierung einer flächendeckenden Versorgung mussten mögliche Wettbewerbsverzerrungen infolge unterschiedlich guter Ertragsaussichten ausgeschlossen werden. Ferner hatte man erkannt, dass sich Stromnetze wegen ihrer hohen Investitionskosten und Wegerechte nicht duplizieren ließen. Die Stromversorger einigten sich deshalb auf sinnfällige, vertraglich abgegrenzte Versorgungszonen, so genannte *Demarkationsgebiete*, in denen sie untereinander nicht als Konkurrenten auftraten. So entwickelten sich kommunale, regionale und überregionale Energieversorger mit ihnen zugewachsenen natürlichen *Gebietsmonopolen*, innerhalb derer ihnen eine *Anschluss-* und *Versorgungspflicht* oblag. Zur Begrenzung der Risiken etwaiger missbräuchlicher monopolbedingter Marktmacht unterlagen die Strom-tarife für Endverbraucher staatlicher Genehmigung, so genannte *Regulierung* (2.1.1 und 21.2).

Bis zum Beginn der Ära *liberalisierter Strommärkte* in den 90er Jahren entstanden in Deutschland neun überregional tätige *Verbundunternehmen* (engl.: *electric energy systems*), die innerhalb ihres vertraglich abgegrenzten *Versorgungsgebiets* bzw. ihrer *Regelzone* (engl.: *control area*) technisch und wirtschaftlich autark operierten.

Die neun Verbundunternehmen waren in der *Deutschen Verbundgesellschaft* (DVG) zusammengeschlossen und bildeten in ihrer Gesamtheit das *Deutsche Verbundnetz*, Bild 2.1a.

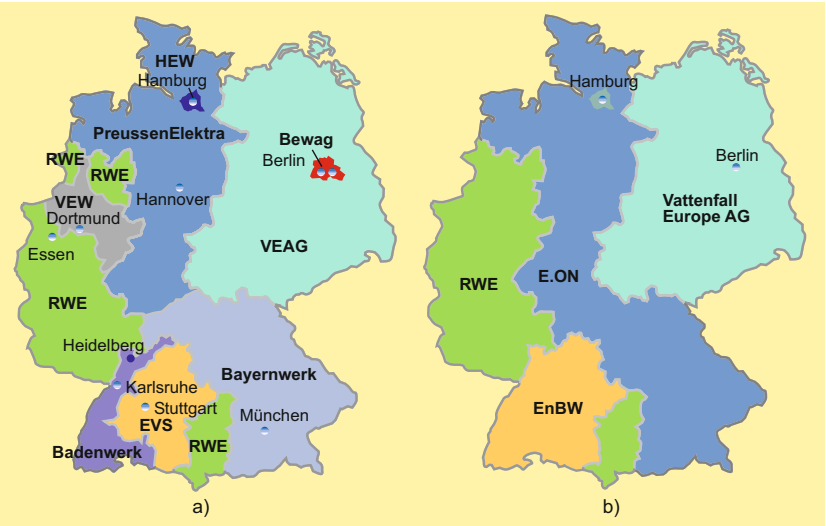


Bild 2.1. a) *Verbundunternehmen* bzw. *Regelzonen* der Bundesrepublik vor der Ära des liberalisierten Strommarkts, b) *Regelzonen* nach Implementierung des liberalisierten Strommarkts.

In Erwartung der Liberalisierung der Strommärkte bzw. während ihrer Implementierung (2.1.1) fusionierten die *Badenwerk AG* und die *Energieversorgung Schwaben AG* zur EnBW AG (*Energieversorgung Baden-Württemberg AG*), die *Preussen-Elektra AG* mit der *Bayernwerk AG* zur *E.ON Energie AG*, die *RWE AG* und die *VEW AG* zur neuen *RWE AG*, schließlich *Bewag*, *HEW* und *VEAG* (inkl. *LAUBAG*) zur *Vattenfall Europe AG*, so dass sich die Zahl der Verbundunternehmen auf vier große Stromversorgungskonzerne reduzierte, Bild 2.1b.

Sie stellen zwischen 60 % und 70 % des Stroms für die öffentlichen Netze bereit und speisen diesen in das 220 kV-Netz sowie das überlagerte 380 kV-Hochspannungsnetz ein. Den Rest teilen sich Stadtwerke, Industriekraftwerke und derzeit bereits über eine Million in *privater Hand* oder im Besitz von *Energiegenossenschaften, Bürger-Energiegesellschaften* oder *Stromversorgungsunternehmen* befindliche dezentrale Windkraft-, Biogas- und PV-Anlagen. Aus den 220 kV- und 380 kV-Netzen beziehen etwa 900 *regionale* und *lokale* Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das heißt *Überlandwerke*, *Stadtwerke* sowie *Sondervertragskunden* (Industriekunden etc.), elektrische Energie quasi zum *Großhandelspreis* (21.4). Die unterlagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen verkaufen die georderte Energie – in kleinerem Umfang auch eigenerzeugte Energie – im Rahmen der *Energieverteilung* bzw. *Grundversorgung* über von ihnen betriebene *Verteilnetze* weiter an die zahlreichen Endverbraucher in Haushalten, Gewerbebetrieben etc, so genannte *Tarifkunden*. Großverbraucher, so genannte *Sondervertragskunden*, schließen individuell ausgehandelte Lieferverträge ab und verteilen die bezogene Energie in ihren Unternehmen häufig selbst. In letzterem Fall tragen die Stromkunden die Verteilnetzkosten, weswegen ihnen der Stromversorger einen günstigeren Strompreis gewährt. Schließlich gibt es auch reine Stromhändler, die Energie kaufen und verkaufen (2.1.1 und 21.4).

Die historische Entwicklung der öffentlichen Stromversorgung, die Dimension des Elektrizitätsbedarfs von Industrienationen sowie die technischen Anforderungen an die Versorgungssicherheit führten zur bisherigen bewährten Struktur bestehender Übertragungs- und Verteilnetze mit der uns allen vertrauten *Versorgungssicherheit und -qualität* (21.1). Gleichwohl schreitet ihre Evolution weiter fort. Derzeit laufen zwei fundamentale Veränderungsprozesse:

– Kurz vor der Jahrtausendwende setzte weltweit die so genannte *Liberalisierung der Strommärkte* ein, in deren Verlauf die Gebietsmonopole der großen Verbundunternehmen aufgehoben wurden (2.1.1). Die bislang in friedlicher Koexistenz monopolistisch agierenden Stromversorger mutierten zu konkurrierenden Wettbewerbern. Die rechtlichen Grundlagen schuf in der Bundesrepublik das *Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts* (*Energiewirtschaftsgesetz, EnWG*) vom 29.04.1998. Hierbei handelt es sich um eine aktualisierte Version des eingangs erwähnten, seit über sechs Jahrzehnten in Kraft gewesenen *Energiewirtschaftsgesetzes* von 1935, angepasst an europäische Vorgaben (s. a. 2.1.1 und 21.2).

– Ferner proklamierte die Bundesregierung anlässlich der Reaktorunfälle in Fukushima im Jahr 2011 die so genannte *Energiewende* (2.1.2), bestehend aus einem Beschluss zum totalen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, der abrupten Stilllegung von 8 der insgesamt 17 Kernkraftwerke der Bundesrepublik sowie der Forderung, die bislang in der Stromerzeugung dominanten Primärenergieträger *Braun- und Steinkohle* weitgehend durch *Erneuerbare Energien* in Form von *Solarstrahlung, Wind, Wasser* und *Biomasse* zu ersetzen, so genannte *Dekarbonisierung* (2.1.2, Kapitel 3 und 6). Rechtliche Grundlage dieses Trends ist das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (2.1.2). Gemäß der Vision der Energiewende wird bis 2050 ein Stromanteil aus erneuerbaren Energien von 80 % angestrebt.

  Begleitet wird die Energiewende von Maßnahmen zur Steigerung der *Energieeffizienz* gemäß der 2012 in Kraft getretenen *europäischen Energieeffizienzrichtlinie*, EED (engl.: *Energy Efficiency Directive*). Sie strebt eine Reduzierung des *Primärenergieeinsatzes* um 20 % bis 2020 an, wobei auch der Verbrauch der *Endenergie* Strom reduziert werden soll (3.4). Wenngleich letzteres Bemühen andere Ziele und Wege verfolgt als die eigentliche

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wird die Energieeffizienz häufig als *2. Säule der Energiewende* bezeichnet. Der Vollständigkeit halber wird sie in 3.4 kurz gestreift. Bei der Energiewende handelt es sich um einen sehr ehrgeizigen, kontinuierlichen Veränderungsprozess, der die Branche und die Stromkunden die nächsten Jahrzehnte nachhaltig beschäftigen wird.

Strommarktliberalisierung und *Energiewende* bedeuten massive Eingriffe in die bisherige bewährte Struktur der öffentlichen Stromversorgung und werden daher von den verschiedenen Interessengruppen kontrovers diskutiert. Wegen ihrer gesellschaftlichen Relevanz werden beide Veränderungsprozesse in den folgenden beiden Kapiteln näher beleuchtet (2.1.1 und 2.1.2). Ferner findet der interessierte Leser weitere Details zur Evolution der Strommarktliberalisierung in Kapitel 21.

2.1.1 Liberalisierung des Strommarkts

In den 80er Jahren setzte weltweit eine vermehrte Diskussion über die Zweckmäßigkeit der bis dahin als selbstverständlich erachteten monopolistischen Struktur öffentlicher Stromversorgung ein, begleitet von der Hoffnung auf niedrigere Strompreise. Im Zuge der Errichtung des europäischen Binnenmarkts sollte auch die europäische Stromwirtschaft reformiert und einem Ländergrenzen überschreitenden *wettbewerbsorientierten* Markt angepasst werden. Das Inkrafttreten der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG zur Öffnung des europäischen Strommarktes am 19. Februar 1997 führte in Deutschland 1998 zur Aktualisierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 entsprechend den europäischen Vorgaben (s. a. 21.2):

> *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit (§ 1 EnWG, 29.04.1998)“.*

Sein Inhalt schloss die *Gasversorgung* ein und forderte neben *Preisgünstigkeit* zusätzlich *Umweltverträglichkeit* sowie die *Öffnung der klassischen Demarkationsgebiete* für einen wettbewerbsorientierten grenzüberschreitenden innereuropäischen Stromhandel. Stromkunden können seitdem unabhängig von ihrer lokalen Netzanbindung ihren *Stromlieferanten* innerhalb Deutschlands oder gar Europas frei wählen, so genannter *liberalisierter Strommarkt*. Die Stromlieferanten verloren ab sofort ihr Monopol und sahen sich einem ungewohnten Wettbewerb mit anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausgesetzt. Sie mussten ihre Übertragungs- und Verteilnetze *diskriminierungsfrei allen Marktteilnehmern* für die Durchleitung zur Verfügung stellen. Netzbetreiber wurden verpflichtet, gegen angemessene *Netznutzungsentgelte* (21.6.1.2) Stromlieferungen fremder Lieferanten zu Kunden ihres angestammten Versorgungsgebiets im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten durchzuleiten. Diese Freizügigkeit brachte zahlreiche zusätzliche Schnittstellen, die einen erheblich umfangreicheren Datenaustausch und ein voluminöses Vertragsmanagement erfordern.

Die mit dem EnWG 1998 gemachten praktischen Erfahrungen führten zu einer 2005 in Kraft getretenen Aktualisierung des EnWG 1998 (inklusive bis 2013 vorgenommenen Änderungen):

> *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung*

der Allgemeinheit, mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.“

Mit jeder Novellierung wurden die Ziele ehrgeiziger, die Anforderungen konkreter, nahm die Komplexität zu. Der hohe administrative Aufwand und die mit ihm verbundenen höheren Kosten behinderten zusammen mit zögerlichen Netzinvestitionen, entflechtungsbedingten Synergieverlusten, exzessiven Vergütungen für Strom aus erneuerbaren Energien, spekulativem Stromhandel, staatlich initiierten steigenden Abgaben etc. die von der Liberalisierung versprochene Strompreissenkung für Endverbraucher (21.6.2). Während niedrigere Strompreise anfänglich Aussicht auf Erfolg hatten, wurde dieses Ziel durch die später zusätzlich anvisierte massive Reduktion von CO_2-Emissionen, insbesondere durch verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien obsolet, so dass letztlich die Strompreise für Endverbraucher heute deutlich höher liegen (s. a. 2.1.2).

Mit der Aufgabe der Demarkationsgebiete hat sich nicht nur die Zahl der Verbundunternehmen und ihrer Regelzonen verringert, sondern auch deren Natur verändert. Bislang lagen die drei Funktionen *Erzeugung*, *Übertragung* und *Verteilung* einer Regelzone in der Hand bzw. der Verantwortung eines *einzigen* Betreibers, so genannter vertikal *integrierter Verbundunternehmen* vom Typ EnBW, RWE etc. Jedes Verbundunternehmen bildete eine *Wertschöpfungskette*, die von der Primärenergiebeschaffung nicht selten bis zur Abrechnung mit dem Endverbraucher reichte. Verbundunternehmen und Regelzonen waren bezüglich ihrer Systemgrenzen synonyme Begriffe. Aufgrund ihrer regionalen Monopolstellung, so genannte *Gebietsmonopole*, unterlagen sie bereits vor der Liberalisierung staatlicher Wirtschaftsaufsicht. Die Höhe der allgemeinen Stromtarife bedurfte behördlicher Genehmigung. Eine *wettbewerbsgesteuerte* Strompreisbildung oder eine Preisbildung abhängig von Angebot und Nachfrage fand jedoch nur sehr begrenzt statt.

Gemäß dem aktuellen *Energiewirtschaftsrecht* müssen heute Erzeugung, Übertragung und Verteilung *wirtschaftlich getrennt* wahrgenommen werden. Die Entflechtung (engl.: *unbundling*) erfolgte zunächst *rechtlich*, *operationell*, *informationell* und *buchhalterisch*. Dies bedeutete die Aufspaltung bislang vertikal integrierter Verbundunternehmen in *rechtlich selbständig agierende Tochterunternehmen* eines Konzerns, mit anderen Worten in eine *horizontale Organisationsform*. Eine typische Konzernstruktur mit fünf operativen Töchtern zeigt Bild 2.2.

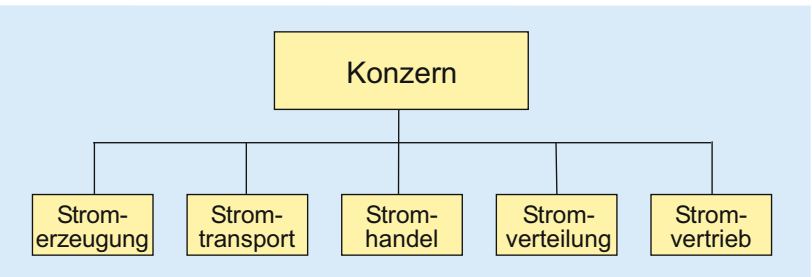


Bild 2.2. Horizontale Konzernstruktur mit getrennt agierenden Tochtergesellschaften.

Die Tochterfirmen decken alle essentiellen Funktionsbereiche vertikal integrierter Unternehmen ab, bzw. nehmen folgende Aufgaben wahr:

– Die *Stromerzeugung* betreibt alle Kraftwerke und ist nach wie vor der maßgebliche Stromerzeuger der Regelzone.

– Der *Stromtransport* betreibt alle 220 kV- und 380 kV-Transportnetze. Sie ermöglicht die *Durchleitung* außerhalb der eigenen Regelzone erzeugter Energie zu transparenten, diskriminierungsfreien Bedingungen für alle Marktteilnehmer, ferner pflegt und koordiniert sie alle Wechselbeziehungen zu den anderen Regelzonen.

– Der *Stromhandel* kauft und verkauft über bestimmte Zeiträume zu liefernde Energiemengen, plant den Kraftwerkseinsatz, befasst sich mit der Beschaffung von Primärenergie, dem CO_2-Zertifikate-Handel (21.4.4) und betreibt das Risikomanagement (21.4).

– Die *Stromverteilung* ist der Netzbetreiber der 110 kV-Hochspannungsnetze sowie aller regionalen und lokalen Verteilnetze. Er bildet die physikalische Schnittstelle zu den Sondervertragskunden und den Tarifkunden.

– Der *Stromvertrieb* vertreibt die vom Stromhandel bereitgestellte Energie an Sondervertragskunden und Tarifkunden, agiert als Bilanzkreisverantwortlicher (21.5), betreibt das Vertragswesen, die Zählung des Stromverbrauchs und das Inkasso.

Vorrangig geht es um die Entflechtung der Sparte *Stromübertragung*, das heißt des Netzbetriebs und des Transportnetzes, von den Sparten *Erzeugung* und *Vertrieb*. Hierdurch soll vermieden werden, dass Schwesterunternehmen des eigenen Konzerns beim Netzzugang gegenüber anderen Marktteilnehmern bevorzugt behandelt, letztere gar durch gezieltes Engpassmanagement aktiv im politisch gewünschten Wettbewerb behindert werden. Es hat sich jedoch gezeigt, dass allein eine formale rechtliche Entflechtung nicht zwingend einen diskriminierungsfreien Netzzugang gewährleistet, so lange die Konzerntöchter dem gleichen Eigner gehören und dem gleichen Top-Management unterstehen. Wegen weiterer Details wird auf Abschnitt (21.2) verwiesen.

Während sich durch die Liberalisierung das betriebswirtschaftliche Handeln in Elektroenergiesystemen dramatisch gewandelt hat und eine Senkung des *Großhandelsstrompreises* folgen ließ, blieben die evolutionär gewachsenen *technischen* Systeme und ihr konzertiertes Zusammenwirken von der Deregulierung praktisch unberührt. Lediglich die Erzeugung erfolgt nicht mehr zwingend im eigenen Versorgungsgebiet. Es wird in größerem Umfang Energie auch aus anderen Regelzonen bezogen oder es wird eigenerzeugte Energie an außerhalb der eigenen Regelzone ansässige Abnehmer verkauft.

Darüber hinaus gibt es neben den klassischen Geschäftsbereichen die neue Branche *Stromhandel* (21.4). Stromhändler des eigenen Versorgungsunternehmens oder freie Stromhändler kaufen und verkaufen auf eigene Rechnung Strom und nehmen fremde Netze gegen Zahlung eines *Netznutzungsentgelts* zur Durchleitung in Anspruch (21.6.1.2). Ferner übernimmt der Stromhandel von Energiekonzernen eine Vielzahl weiterer Aufgaben, wie bei der Erläuterung zu Bild 2.2 bereits erwähnt. Schließlich haben sich *Energiebörsen* etabliert, beispielsweise die EEX in Leipzig (engl.: *European Energy Exchange*), die den klassischen außerbörslichen OTC-Handel (engl.: *over the counter*) sinnvoll ergänzen (s. Kapitel 21). Über 90 % des von den regionalen und kommunalen Versorgungsunternehmen gelieferten Stroms wird heute an der Strombörse oder an internetbasierten Makler-/Broker-Plattformen gekauft.

Im liberalisierten Strommarkt ist der Begriff *Verbundunternehmen* im ursprünglichen Sinn nicht mehr angebracht, man spricht nur noch von den *Regelzonen* bzw. *Übertragungsnetz-*

betreibern. Derzeit gibt es in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber, Bild 2.3. Die Anteilsmehrheiten der Übertragungsnetze von E.ON, Vattenfall und RWE wurden veräußert. Sie firmieren heute unter *50 Hertz Transmission AG*, *TenneT TSO* und *Amprion*. Die neuen Eigner sind Stromversorger und institutionelle Anleger inner- und außerhalb Europas. Mit der Liberalisierung der Strommärkte sind heute praktisch alle großen Stromversorgungsunternehmen international aktiv. EnBW ist nach wie vor noch Eigner seines Übertragungsnetzes und betreibt dieses gemäß dem ITO-Konzept des aktuellen *3. EU-Binnenmarktpakets Strom* unter dem Namen *TransnetBW* (21.2).



Bild 2.3. Übertragungsnetzbetreiber im liberalisierten deutschen Strommarkt.

Aus technischer Sicht bietet sich nach wie vor die Vorstellung *geschlossener Elektroenergiesysteme* an, deren Systemgrenzen für elektrischen Strom und Geldströme durchlässig sind und mit der Kontur der Regelzonen übereinstimmen. Klassische Verbundunternehmen besaßen eher den Charakter *abgeschlossener* Systeme mit nur gelegentlichem bilateralen Energieaustausch zu anderen Verbundunternehmen. Der überwiegende Teil der in einem Demarkationsgebiet verbrauchten Energie wurde auch innerhalb dieser Zone erzeugt.

Die Systemverantwortung für das einwandfreie Funktionieren der großflächigen Stromversorgung liegt vorrangig bei den *Transport-* bzw. *Übertragungsnetzbetreibern*, das heißt den Regelzonen neuer Prägung (17.1). Nach Aufnahme auch der Verteilnetze hat sich die DVG zunächst in den *Verband Deutscher Netzbetreiber* (VDN) umbenannt, der heute wiederum durch Fusion im *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW) aufgegangen ist. Die VDN-Teilaufgabe der Gestaltung der *Netz- und Systemregeln für den Netzbetrieb* wird seitdem vom VDE *Forum Netztechnik/Netzbetrieb* wahrgenommen.

Unbeschadet der umfangreichen organisatorischen und eigentumsrechtlichen Änderungen besitzen Netzbetrieb und Regelzonen nach wie vor einen *inhärenten*, *natürlichen Mono-*

polcharakter und unterliegen deshalb auch verschärfter staatlicher Wirtschaftsaufsicht und Regulierung durch die so genannte *Bundesnetzagentur*. Letztere ist die beim *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie* angesiedelte oberste *Regulierungsbehörde*. Sie arbeitet eng mit Regulierungsbehörden der Länder zusammen, die vorrangig Verteilnetze regulieren (s. a. 21.2). Aufgabe der staatlichen Regulierung ist die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, einheitlich fairer Netznutzungsentgelte sowie die Wahrung der Netzleistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit. Das Betreiben der Übertragungsnetze eines Landes besitzt eigentlich hoheitlichen Charakter, dennoch können heute deren Eigentümer auch große international agierende institutionelle Anleger und Investoren sein. Auch sie unterliegen dann deutschem Recht.

Da der Begriff *Transportnetz* nur einen Teil der in der zugehörigen Regelzone vorhandenen Betriebsmittel berücksichtigt und die Entflechtung vorwiegend wirtschaftlicher, nicht technischer Natur ist, wird in diesem Buch für die Gesamtheit aller Betriebsmittel einer Regelzone der Begriff *Elektroenergiesystem* verwendet, da er am ehesten Einblick in das Funktionieren großräumiger Stromversorgung erlaubt.

Die Liberalisierung der Strommärkte stellt wegen der Vielzahl mit ihr verbundener wirtschaftlicher Implikationen für die Stromversorgungsunternehmen eine exorbitante Herausforderung dar (s. a. 17 und 21.2).

2.1.2 Energiewende

Der zweite aktuelle Veränderungsprozess besteht in der so genannten *Energiewende*. Hierunter versteht man die zunehmende Abkehr von den erschöpflichen Primärenergieträgern *Kohle, Öl, Erdgas* und *Kernenergie* hin zur verstärkten Nutzung CO_2-freier bzw. CO_2-neutraler *Erneuerbarer Energien* in Form von *Windkraft*, *Solarenergie*, *Biomasse* etc., sog. *Dekarbonisierung* (s. a. Kapitel 3 und 6). Dies bedeutet im Klartext die Migration des überwiegenden Teils der Jahresstromproduktion weg von bislang wenigen zentral gelegenen Großkraftwerken hin zu mehreren Millionen dezentral in den Verteilnetzen angesiedelten EE-Stromerzeugungsanlagen vergleichsweise kleiner Leistung (aktuell schon über 1,5 Mio.). Mittelfristig ist in einem zweiten Schritt aber auch an die Deckung des Wärmebedarfs und in einem dritten Schritt an die weitgehende Elektrifizierung des Verkehrs gedacht (engl.: *all electric society*).

Bereits 1990 erließ die Bundesregierung das *Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz*, so genanntes *Stromeinspeisungsgesetz*. Es verpflichtete Stromversorgungsunternehmen, in ihrem Versorgungsgebiet aus Erneuerbaren Energien erzeugten Strom vereinzelter privater Investoren abzunehmen und zu vergüten. Bis zu diesem Zeitpunkt erfolgte die Stromerzeugung in Deutschland gemäß dem ersten *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) aus dem Jahre 1935, das heißt vorrangig unter dem Gesichtspunkt minimaler Stromkosten bzw. -preise (s. a. 2.1, 21.1 und 21.2). Der *kostenoptimale Strommix* aus fossil befeuerten Kraftwerken, Wasserkraftwerken und später Kernkraftwerken richtete sich neben betrieblichen Erfordernissen fast ausschließlich nach den aktuellen Preisen bzw. Kosten für die verschiedenen Primärenergieträger.

Mit Ausnahme der Wasserkraft wurde die Nutzung erneuerbarer Energien mittels Windrädern und Solarzellen anfänglich vielfach belächelt. Angesichts ihrer hohen Investitionskosten, der hohen Volatilität ihrer Verfügbarkeit und geringen Nutzungsdauer (4.2.2.4) war

sie mit der großtechnischen Stromerzeugung in Kraftwerken schlicht nicht wettbewerbsfähig, auch wenn die Primärenergie praktisch kostenlos zur Verfügung stand. Ihre Nutzung verbot sich angesichts des ersten Energiewirtschaftsgesetzes schlicht aus Kostengründen.

Diese Sichtweise änderte sich sprunghaft mit der Verabschiedung des ersten aktualisierten Energiewirtschaftsgesetzes im Jahre 1998 (2.1.1). Angesichts des drohenden Klimawandels (3.3 und 3.4) musste Strom ab sofort auch *umweltfreundlich* erzeugt werden. Zur Erreichung dieses Ziels wurde ferner im Jahr 2000 das bereits seit 1991 bestehende *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG) durch das *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* abgelöst, synonym auch als *Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2000* bezeichnet. Zweck des Gesetzes war eine Verbesserung des Klima- und Umweltschutzes durch Verringerung der CO_2-Emissionen sowie der Ressourcenschonung durch Förderung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien (s. a. 21.4.4).

Im Jahr 2008 wurde das EEG 2000 in zwei Gesetze, getrennt für *Strom-* und *Wärmeerzeugung*, gesplittet. Gemäß dem Gesetz EEG-*Strom* von 2012 ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 35 % und bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu erhöhen. Es geht künftig vorrangig um einen *bezahlbaren*, *klimafreundlichen* Strommix.

Das Stromeinspeisungsgesetz und die ihm folgenden novellierten Versionen des EEG 2000 lösten einen zuvor nicht für möglich gehaltenen Boom im Bau von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen aus. Netzbetreiber wurden verpflichtet, aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom *vorrangig* und über Vertragsdauern von vielen Jahren zu *gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisevergütungen* abzunehmen. Wegen der *vorrangigen Einspeisung* decken Kernkraft-, Kohle- und Gaskraftwerke heute nur noch den Differenzbetrag zwischen aktueller EE-Erzeugungsleistung und aktueller Netzlast, die so genannte *Residuallast*, Bild 2.4.

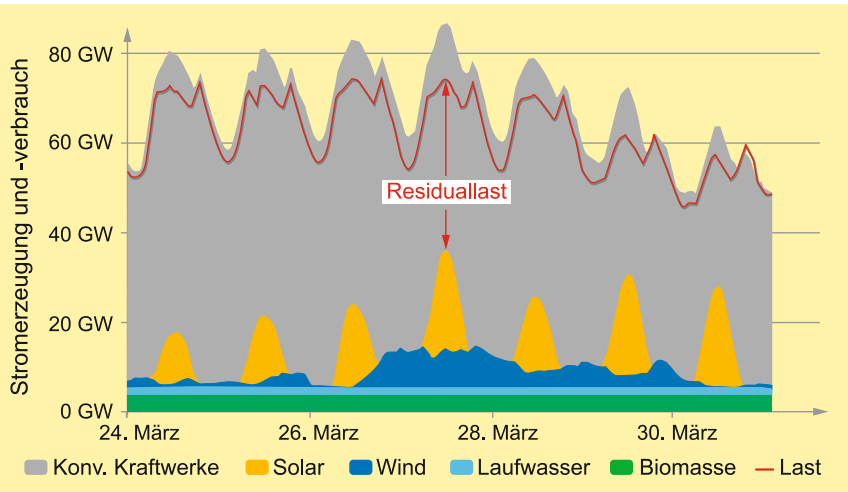


Bild 2.4. Zur Definition der Residuallast. Die über der roten Wochenlastkurve liegenden grauen Flächen stehen für den saisonbedingten Stromexport (agora-energiewende.de, Stand: 31.03.14, vom Verfasser modifiziert)

.

Die Residuallast ist gekennzeichnet durch die Berandungen der grauen Fläche zwischen den Beiträgen der erneuerbaren Energien und der rot eingezeichneten Wochenlastkurve

(17.1.1, 17.1.2). Das klassische *Lastfolgeverhalten* mutiert zum *Residuallastfolgeverhalten*. Grafisch nicht berücksichtigt sind nicht abschaltbare, vorrangig definierte Wärmemengen produzierende *Kraft-Wärmekopplungs-Kraftwerke* sowie Systemdienstleistungen erbringende Kraftwerke (4.7, 21.6.1.2).

Anfänglich war die Deckung der Residuallast weder ein betriebliches noch ein wirtschaftliches Problem. Inzwischen stammen aber bereits fast 40 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zu bestimmten Zeiten wird gar mehr Strom aus erneuerbaren Energien angeboten als von der Netzlast gefordert. Dies verlangt zunehmend häufigeres, temporäres Abregeln oder Zwangsabschalten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen (s. a. 17.2), was im Sinne einer raschen Energiewende kontraproduktiv ist. Diese Problematik wird mit dem Zubau weiterer EE-Anlagen stark zunehmen und verlangt vorrangig eine weitgehende Flexibilisierung der Lasten und der dezentralen EE-Erzeugung (17.1.3 und 17.2). Ferner bedarf es massiver Investitionen in den Ausbau und die Smartifizierung der Verteilnetze sowie in angemessene Speichermöglichkeiten für EE-Überschussstrom und – in Verbindung mit geeigneten Wechselrichtern – für den Ausgleich abnehmender *Momentanreserve* (15.1.3).

Erneuerbare Energien machen bereits heute einen merklichen Anteil am Strom-Großhandel aus und drücken wegen des *Merit-Order-Effekts* die Strompreise an der Börse (17.1.1.2, 17.1.1.3 und 17.1.2). Klassische Kraftwerke sind zunehmend weniger Volllaststunden im Einsatz und verlieren an Rentabilität. Wird der Strom künftig mehr und mehr aus dezentralen Erzeugungseinrichtungen in Form von Windkraft, Photovoltaikanlagen, Biomassekraftwerken und Blockheizkraftwerken kommen und sollten in merklichem Umfang Langzeit-Speicherkapazitäten (6.8.2) entstehen, werden langfristig konventionelle Kraftwerke nur noch wenige Stunden im Jahr am Netz sein. Die in dieser Zeit erzielten Erlöse decken dann nicht einmal die Fixkosten für Betriebspersonal, Wartung und Instandhaltung, schon gar nicht etwaige Kapitalkosten neuer Kraftwerke. Derzeit gibt es zahllose Überlegungen wie die Kosten der Vorhaltung der Kraftwerke im Zustand kalter und warmer Reserve aufzubringen sind, so genannte *Kapazitätsmechanismen* (21.4.3). Schließlich müssen in Abwesenheit angemessener Langzeitspeicherung in Flautezeiten und der lichtarmen Jahreszeit eine große Zahl nur vorläufig still gelegter Kraftwerke, sei es auch nur für wenige Stunden im Jahr, mit gesicherter Leistung voll verfügbar sein (s. a. 17.1.4, 21.4.3).

Es geht aber nicht nur um die Vorhaltung ausreichender Erzeugungsleistung schlechthin, sondern auch um die *Flexibilität* mit der diese bereit gestellt oder zurückgenommen werden kann. Das heutige *Residuallastfolgeverhalten* verlangt insgesamt weniger konventionelle Kraftwerksleistung, dafür aber *hochflexible Kraftwerke*, die ungewohnt schnellen, großen Residuallaständerungen in Echtzeit folgen können. Sie müssen schnelleres und häufigeres An- und Abfahren, sowie schnellere und häufigere Lastwechsel beherrschen und niedrigere *Mindestlastpunkte* (4.3.1.2) besitzen etc. (s. a. 17.2).

Für die Vergütung der Vorhaltung der Erzeugungsleistung und insbesondere flexibler Erzeugungsleistung sind weltweit verschiedene Optionen im Gespräch: *Strategische Reserve*, *Kapazitätsmärkte* in verschiedenen Modifikationen, *Flexibilitätsmärkte* etc. (21.4.3). In der BRD hat man sich für den so genannten *Erweiterten Strommarkt* (*Strommarkt 2.0*) entschieden (17.1.4). Angesichts der wirtschaftlichen Unsicherheiten über die langfristige Zukunft zentraler, großer Kraftwerke und der Anstrengungen, Stromkunden durch geeignete Anreize zur Anpassung ihrer Last an die volatile Erzeugung zu veranlassen, werden Investitionen in neue hochflexible Kraftwerke nur zögerlich angegangen.

Einen zunehmenden Beitrag zur Erbringung flexibler Regelleistung werden künftig so genannte *Virtuelle* und *Topologische Kraftwerke* in den Verteilnetzen leisten (6.7).

Es geht bei der Energiewende nicht nur um den Wandel der Erzeugungsstruktur. Gegenwärtig erfahren auch die organisch gewachsenen Netzebenen massive Veränderungen. Der Strom kommt künftig zunehmend weniger aus großen zentralen Kraftwerken, sondern vermehrt auch aus zahllosen kleineren, dezentral in den Verteilnetzen angesiedelten Erzeugungseinheiten. Dieser Wandel erfordert eine Ertüchtigung der Nieder- und Mittelspannungsnetze zu Smart Grids, um die aus dezentraler Erzeugung herrührenden bidirektionalen Stromflüsse beherrschen zu können. Mit dem Wandel mutieren mittelfristig viele *Konsumenten* zu *Prosumenten*, die klassischen Verteilnetze zu *Smart Grids*, Städte zu *Smart Cities* und Wohngebäude zu *Smart Homes* (11.5).

Insbesondere müssen auch im klassischen Verbundbetrieb bislang nicht erforderlich gewesene Übertragungsleitungen zugebaut werden, um die großen Mengen elektrischer Energie der vorwiegend in Norddeutschland angesiedelten *On-* und *Offshore Windparks* (6.2) in den Süden der Bundesrepublik transportieren zu können, so genannte *Nord-Süd-Leitungen*. Gemäß der Verpflichtung der Transportnetzbetreiber zur Erarbeitung eines alljährlich zu aktualisierenden *Netzentwicklungsplans* (NEP) ist derzeit eine Ertüchtigung des bestehenden Transportnetzes durch ein so genanntes HGÜ-*Ultranet* mit vier Gleichstromleitungen in Nord/Süd-Richtung in der Planungs- und Genehmigungsphase, Bild 2.5.

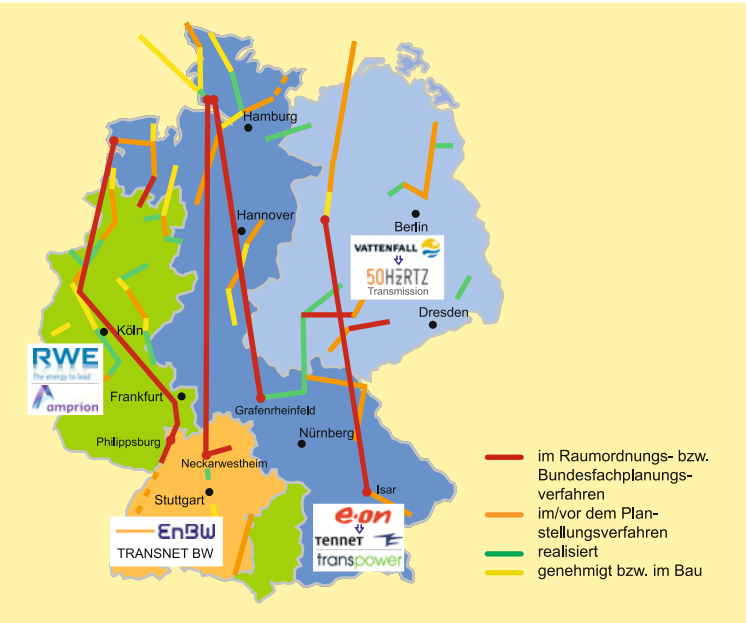


Bild 2.5. Netzentwicklungsplan NEP 2013, Version 2019. (Quelle: in Anlehnung an *www.netzentwicklungsplan.de, Bundesnetzagentur* und *Übertragungsnetzbetreiber*)

Ferner sind im Rahmen der Aktualisierung zwei weitere HGÜ-Leitungen in Nordost/Südwest-Richtung in der Diskussion. Darüber hinaus wird es zusätzliche Drehstromleitungen geben. All diese Leitungen werden aber auch zu Flautenzeiten gebraucht werden, wenn in den kommenden Jahren im Süden weitere Kernkraftwerke in *Philipsburg, Neckarwestheim, Gundremmingen, Isar* endgültig vom Netz gehen werden. In Norddeutschland gelegene Kohlekraftwerke müssen dann einspringen, um den Süden sicher zu versorgen.

Die zusätzlichen Transportleitungen enden im Süden an Kernkraftwerkstandorten, wo sie nach deren Stilllegung nahtlos in die lokalen Übertragungs- und Verteilnetze einspeisen können. Derzeit sind erst einmal Anfangs- und Endpunkte der Leitungen festgelegt, die detaillierte Trassenführung ist jährlich aktualisierten Versionen des Netzentwicklungsplans zu entnehmen.

Bei den Anrainern der Trassen stoßen die neuen Transportleitungen nicht gerade auf Gegenliebe, so dass hier zahlreiche kontroverse Diskussionen geführt werden. Darüber hinaus verzögern umfangreiche Genehmigungsverfahren sowie die Forderung nach unterirdisch verlegten Übertragungsleitungen eine zeitlich adäquate Fertigstellung. Ganz zu schweigen von den Kosten. Im Erdreich verlegte Höchstspannungsleitungen kosten bis zu acht mal mehr und sind über entsprechende Netznutzungsentgelte verursachungsgerecht auf die Regionen, die diesen Anspruch erheben, umzulegen. Es bedarf einer starken Oberaufsicht über die konzertierte Errichtung von Erzeugungsanlagen und Netzerweiterungen zur Wahrung der zeitlichen Koinzidenz der Fertigstellung wie sie vor der Strommarktliberalisierung in den integrierten Unternehmen üblich war.

Der NEP 2013 ist mit dem übergeordneten europäischen Netzentwicklungsplan TYNDP (engl.: *Ten Year Network Development Plan*) abgestimmt, der sich insbesondere grenzüberschreitende Leitungen angelegen sein lässt. Schließlich gibt es neben den Netzentwicklungsplänen für das Binnenland auch noch einen *Offshore-Netzentwicklungsplan* für die Vernetzung und Anbindung von Offshore Windparks mit den Transport- bzw. Übertragungsnetzen auf dem Festland.

Die mit der Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verbundenen signifikant höheren Stromerzeugungs-, Netz- und Regelenergiekosten werden von den Stromversorgern in Form der so genannten EEG-Umlage auf die allgemeinen Strompreise umgelegt und führen zwangsläufig zu immer höheren Strompreisen für alle Endabnehmer (s. a. 21.6.2). Ausnahmeregelungen gelten für gewerbliche Unternehmen mit geschäftsmodellbedingtem hohem Stromverbrauch. Die jeweilige EEG-Umlage berechnet sich alljährlich aus der Differenz der gesetzlich garantierten und gezahlten Vergütungen an die EE-Anlagenbetreiber abzüglich der von den Netzbetreibern beim Verkauf des EE-Stroms an der Börse erzielten Erlöse.

Die massive Förderung der Errichtung und des Betriebs von EE-Anlagen manifestierte sich, für Fachleute nicht unerwartet, in schnell wachsenden Strompreisen für die Verbraucher sowie in wirtschaftlichen Einbußen bei den Stromversorgungsunternehmen. Die Ursachen für die höheren Strompreise sind leicht auszumachen, missachtet doch die Energiewende bislang unumstößliche elektrizitätswirtschaftliche Prinzipien:

– Je größer ein Kraftwerk oder eine Photovoltaikanlage, desto geringer sind die Kosten je kWh. Nicht ohne Grund hat man vor der Energiewende große Anstrengungen unternommen, die Grenzleistungen von Kohle- und Kernkraftwerken, Synchrongeneratoren etc. immer weiter nach oben zu treiben. Die vielen künftigen dezentralen Kleinanlagen führen unvermeidlich zu höheren Kosten und kommen nur wegen der hohen Einspeisevergütungen zustande, die über die EE-Umlage von allen Stromkunden bezahlt werden.

– Die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien ist sehr volatil, sie können auch einmal über einige Tage oder Wochen fast gänzlich ausfallen. Um auch in diesen, wenn auch seltenen Perioden die Volkswirtschaft nicht zusammenbrechen zu lassen, müssen entweder gigantische Langzeitspeicher geschaffen werden oder fast die gesamte derzeitige Erzeu-

gungskapazität konventioneller Kraftwerke als gesicherte Warm- und Kaltreserve erhalten bleiben. Es sind parallel zur bereits vorhandenen konventionellen Erzeugungskapazität noch einmal fast die gleichen Investitionskosten für EE-Anlagen aufzubringen. Nur wenige Autofahrer kämen auf die Idee sich ein zweites Auto als Reserve zuzulegen, nur weil ihr erstes Auto im Jahr ein- oder zweimal in die Werkstatt muss und dann nicht verfügbar wäre. Während jedoch Autofahrer sehr wohl mal auf ihr Auto verzichten können, führte ein Stromverzicht für ganz Deutschland zu existenzbedrohenden volkswirtschaftlichen Schäden. Die parallele Existenz von den Gesamtbedarf deckenden EE-Anlagen, konventionellen Kraftwerken für eine gesicherte strategische Reserve, alternativ gesicherte Kurz- und Langzeitspeicherung, führt zwangsläufig zu höheren wirtschaftlichen Belastungen (s. a. 17.1.4).

– Mit Ausnahme der Braunkohle- und Wasserkraftwerke, die am Ort der Primärenergievorkommen gebaut werden, hat man in der Vergangenheit Kraftwerke immer in der Nähe von Verbraucherzentren errichtet, um Übertragungsverluste möglichst gering zu halten. Verbrauchsferne Erzeugung, beispielsweise Strom in der Nord- und Ostsee zu gewinnen, um ihn anschließend nach Süddeutschland zu transportieren, verlangt eine massive Erhöhung der Übertragungskapazität der Transportnetze in Nord/Südrichtung und war vor der Energiewende ein „No Go“. Legt man die gleichen Maßstäbe an die Langzeitspeicherung von Energie in Norwegen an (6.8.2), wird es noch aufwendiger. Überschüssiger EE-Strom aus Deutschland wird erst zur Speicherung nach Norwegen transportiert und dann bei Bedarf wieder nach Süddeutschland rücktransportiert. Alternativ fällt bei *Power to Gas* (6.8.2) ein Vielfaches der Maschinenleistung für die einzelnen Prozessschritte an.

– Kraftwerke sollten möglichst im Bestpunkt bei konstanter Last betrieben werden, da häufiges An- und Abfahren und ständige Regelvorgänge schlechtere Teillastwirkungsgrade, Verschleiß und Kosten bedeuten. Die hohe Volatilität von Wind- und Solarenergie erzwingt aber gerade eine hoch flexible Betriebsweise konventioneller Kraftwerke, höhere Instandhaltungskosten sowie zusätzliche Kapitalkosten für Modernisierungsinvestitionen und den Zubau neuer, hoch flexibler Kraftwerke.

– Hinzu kommt der Ausbau der Netze auf allen Spannungsebenen und die Einführung von Smart Grids (11.5). Auch hier fallen exorbitante Netzverstärkungskosten für die vielen dezentralen Einspeisungen und die leistungsstarken Ladegeräte der Elektromobilität, für intelligente Ortsnetzstationen, ertüchtigte Schaltanlagen, Nutzung auch kleinster Flexibilitätspotenziale (17.2) sowie ein überlagertes IT-Kommunikationsnetz an, die über steigende Netznutzungsentgelte die Strompreise weiter erhöhen werden.

– Schließlich führt die angestrebte höhere Granularität generell zu progressiven administrativen Kosten.

Aktuelle und künftige Strompreissteigerungen sollten daher niemand überraschen, Stromversorgungsunternehmen können über die Jahre hinweg nur das Geld ausgeben, das sie über die Stromrechnungen einnehmen.

Angesichts der signifikant steigenden Strompreise folgte der anfänglichen Begeisterung für die Energiewende schnell eine Phase der Ernüchterung. Sie löste 2014 eine weitere Novellierung des *Erneuerbare-Energien-Gesetzes* aus:

> *„Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermög-*

> *lichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern.“*

Das EEG 2014 verfolgte eine Reduzierung der Strompreissteigerungen durch Kürzung der bislang gewährten sehr auskömmlichen Förderzuschüsse und fordert ab einer gewissen Anlagengröße eine Direktvermarktung von EE-Strom zu aktuellen Marktpreisen, statt gesetzlich garantierter Einspeisevergütungen. Auch die Befreiung mancher Unternehmen von der EE-Umlage wurde restriktiver gehandhabt. Die Förderung konzentriert sich mehr auf kostengünstige Technologien. Der Zubau diverser EE-Technologien darf sich nur innerhalb bestimmter *Wachstumskorridore* bewegen. Neue EE-Anlagen, die ihren Korridor überschreiten, müssen geringere Vergütungen hinnehmen. Ferner dürfen Netzbetreiber große EE-Anlagen bei temporärer Übererzeugung ferngesteuert ab- und später wieder zuschalten.

In Ergänzung des EEG 2014 wurden in 2016, ein *Strommarktgesetz* und ein *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* beschlossen.

Strommarktgesetz
Das Strommarktgesetz ist ein so genanntes *Mantelgesetz*, das heißt es fasst zahlreiche Gesetzesänderungen für bereits bestehende verzahnte Gesetze und Verordnungen zusammen, hier im Wesentlichen das Energiewirtschaftsgesetz *EnWG*, das Erneuerbare-Energien-Gesetz *EEG*, die Kapazitätsreserveverordnung *KapResV* etc.

Der verständliche Wunsch der großen Stromerzeuger nach angemessener Vergütung der Vorhaltung nur wenige Stunden im Jahr in Betrieb befindlicher Reservekraftwerke und der damit verbundenen Forderung eines parallel zum *Energy-Only-Markt* einzurichtenden *Kapazitätsmarkts* trägt der mit dem Strommarktgesetz eingeführte so genannte *Weiterentwickelte Strommarkt* (*Strommarkt 2.0*) Rechnung. Dieser von den Stromerzeugern und der Bundesnetzagentur gemeinsam definierte Strommarkt garantiert die freie marktwirtschaftliche Preisbildung über das Preissignal auch in Knappheitszeiten und lässt Spitzenpreise während dieser Zeiten ausdrücklich zu. Neben zahlreichen weiteren Maßnahmen berücksichtigt der Strommarkt 2.0 ferner die Kooperation mit den europäischen Nachbarnetzen zur Wahrung der Versorgungssicherheit. Von den Bilanzkreisverantwortlichen wird die planerische Wahrung der Wirkleistungsbilanz im 1/4h-Takt eingefordert. Schließlich strebt das Strommarktgesetz eine Reduzierung der Netzkosten unter Inkaufnahme temporären Abregelns von EE-Anlagen an.

Grundsätzlich berücksichtigt das Strommarktgesetz bereits Reservekraftwerke, die bei Stromknappheit zu Spitzenpreisen das Gleichgewicht zwischen erzeugter und angeforderter Wirkleistung mit der von den Netzbetreibern vorgehaltenen *Regelreserve* wahren (17.1.2, 17.1.4, 21.4). Falls die Wahrung der Wirkleistungsbalance in einer Regelzone nicht gewährleistet werden kann, sieht der Strommarkt 2.0 eine zusätzliche *Netz-* und *Kapazitätsreserve* für die Beherrschung seltener Extremsituationen, wie *Big Redispatching* oder totale Wind- und Solarflauten etc. vor (17.1.4). Ein Beispiel sind vorläufig stillgelegte Kohlekraftwerke, die nicht mehr am Strommarkt teilnehmen. Sie werden nicht sofort rückgebaut sondern zunächst nur konserviert, so genannte *Sicherheitsbereitschaft*. Maßgebliche Vorhaltekosten dürfen nach Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren den Netznutzungskosten zugeschlagen werden. Generell bedarf die Stilllegung unrentabler, systemrelevanter Kraftwerke heute der Zustimmung der Bundesnetzagentur.

Digitalisierung der Energiewende

Die Mutation der Verteilnetze zu so genannten *Smart Grids* (11.5) setzt die Verfügbarkeit kommunikationsfähiger intelligenter Zähler bei den Verbauchern voraus, so genanntes *Smart Metering* (11.5.1). Während anfänglich nur eine Zählerfernauslesung zur Diskussion stand, geht es heute um die netzweite Duplexkommunikation in den künftigen Smart Grids. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung ein *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* GDEW erlassen, das sich mit dem Messstellenbetrieb und der Datenkommunikation in intelligenten Netzen (Smart Grids) befasst und deshalb synonym auch als *Messstellenbetriebsgesetz* MsbG bezeichnet wird. Es geht nicht mehr nur um die vertrauliche Fernauslesung der Stromzähler sondern auch um die Möglichkeit, den Netzzustand in relevanten Netzknoten der Verteilnetze zu erfassen, tageszeitabhängige Stromtarife zu übermitteln, sowie dezentral installierte EE-Erzeugungsanlagen und schaltbare Lasten, Batteriespeicher, E-Mobil-Ladestationen etc. von der Netzleitstelle aus netzdienlich fernzusteuern. Dies ermöglichen die künftigen *Intelligenten Messsysteme*, die im Laufe der Energiewende die klassischen Ferrariszähler ersetzen werden, und auf die in 11.5.1 noch ausführlich eingegangen wird. Neben technischen Realisierungen, beispielsweise in Form des *Smart Metering*, geht es vor allem um Datensicherheit. Auf Details soll hier nicht weiter eingegangen werden. Interessierte Leser werden auf 11.5 und 16.3 sowie auf die ausführlichen Gesetzestexte etc. im Internet verwiesen.

Wenngleich das EEG 2014 bereits eine Dämpfung des Anstiegs der Strompreise zur Folge hatte, besaß es doch den an Planwirtschaft erinnernden Schönheitsfehler staatlich festgelegter fester Fördersätze. Diesen Makel beseitigt das EEG 2017, das die Förderung erneuerbarer Energien künftig an Hand öffentlicher Ausschreibungen wettbewerblich zwischen den Anbietern des Strommarkts ermittelt. Die großen Player spezifizieren in ihrem Gebot (Formular im Internet) die zu errichtende Anlagenleistung in kW oder MW und bieten gemäß ihrer internen Kalkulation auf den im EEG für Strom aus der jeweiligen erneuerbaren Energie individuell festgesetzten Wert in Cent pro Kilowattstunde. Einen Zuschlag erhalten die Anbieter mit den niedrigsten Geboten, bis das Fördervolumen der jeweiligen Ausschreibungsrunde erreicht ist. Die Förderung im Ausschreibungsverfahren verspricht das Einhalten der angestrebten Korridore und begrenzt die Förderung auf den wirtschaftlichen Betrieb der EE-Anlagen. Betreibern von Anlagen geringerer wirtschaftlicher Bedeutung bleibt die Teilnahme an Ausschreibungsverfahren erspart.

Seit 2019 gibt es einen von der *Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission)*, von den Interessenvertretern aller *Stakeholder* verabschiedeten Plan für den vollständigen *Kohleausstieg* bis 2038. Er wird als Leitfaden für künftige energiepolitische Entscheidungen der Bundesregierung gesehen. Der Verzicht auf die kostengünstigen Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und später auch Steinkohlekraftwerke, sowie ihr Ersatz durch teure Erdgaskraftwerke, wird sich in den kommenden Jahren zunächst strompreiserhöhend auswirken. Gaskraftwerke werden die Energiewende bis zu ihrem endgültigen Vollzug und auch darüber hinaus bei *Dunkelflauten* noch lange begleiten.

Vorrangig geht es bei allen neueren EE-Gesetzen um einen Kompromiss zwischen angemessener Förderung erneuerbarer Energien, angemessener Versorgungssicherheit und bezahlbaren Strompreisen (vgl. Bild 1.3). Alle aktuellen Maßnahmen tragen zur Vermeidung überhitzten Wachstums von EE-Anlagen und daraus resultierenden exzessiven Strompreisen bei.

Es wird noch mancher Novellierung des *Erneuerbaren-Energien-Gesetzes*, des *Energiewirtschaftsgesetzes*, des *Strommarktgesetzes* und weiterer Gesetze und Verordnungen bedürfen, ehe die flächendeckende deutsche Stromversorgung wieder den robusten, stationären Zustand erreicht haben wird, wie er vor der Liberalisierung der Strommärkte und der Energiewende bereits herrschte.

Die Energiewende vermag alle Erwartungen bezüglich Umweltverträglichkeit, Unabhängigkeit von Energieimporten, Ressourcenschonung etc. perfekt zu erfüllen, wenn ausreichend Geld für die Investitionen aufgebracht werden kann. Viele der heute praktizierten technischen Lösungen hätte man schon vor 40 Jahren aufgreifen können. Nach dem ersten Energiewirtschaftsgesetz verboten sie sich jedoch aus Kostengründen. So positiv sich die Energiewende auf die CO_2-Emissionen, die Ressourcenschonung und die Risiken der Kernenergie etc. auswirken wird, so nachteilige Folgen wird sie für viele klassische Industriebranchen haben. Beispielsweise in Form verlorener Wertschöpfung und eines dramatischen Werteverlusts des in Kohle- und Kernkraftwerken gebundenen Kapitals, des Kapitals in Dampf- und Industriegasturbinenfabriken, in Fabriken für Verbrennungsmotoren, Kfz-Getriebe, Kupplungen, Produktionswerkzeugmaschinen etc. Diese Entwicklung wird mit einem Wegfall an Arbeitsplätzen einhergehen, für die erst noch Ersatz gefunden werden muss. Elektromotoren besitzen wesentlich weniger Präzisionsteile als ein moderner Verbrennungsmotor und erlauben nur eine erheblich geringere Wertschöpfung. Wie auch immer, die Erschöpflichkeit fossiler Ressourcen und die Folgen des Klimawandels hätten die Energiewende ohnehin von unseren Enkeln eingefordert. Heute können wir sie uns noch leisten.

Gleichviel wie die Energiewende in den kommenden Jahren gestaltet werden wird, sie kostet unweigerlich zusätzliches Geld. Je nach Szenario reichen die Kostenschätzungen für ihren Vollzug bis zu 1000 Milliarden. Bei Würdigung all ihrer strategischen Vorteile wird dieses Geld vermutlich gut investiert sein.

2.2 Elektroenergiesysteme

Bei der im Abschnitt 2.1 vorgestellten Evolution der öffentlichen Stromversorgung von den ersten Anfängen bis hin zur Gegenwart, und den aktuellen Veränderungsprozessen der *Strommarktliberalisierung* und der *Energiewende* ging es im wesentlichen um energiepolitische, organisatorische, volks- und betriebswirtschaftliche Facetten der öffentlichen Stromversorgung. Im Folgenden stehen mehr die technischen Aspekte im Vordergrund, deren synergistisches Zusammenwirken mit den Primärenergieressourcen den Strom zu den Endverbrauchern bringt.

Aus systemtechnischer Sicht beinhaltet ein *Elektroenergiesystem* die Gesamtheit aller zur Erfüllung der *Erzeugung*, *Übertragung* und *Verteilung* elektrischer Energie erforderlichen *technischen* Einrichtungen innerhalb bestimmter regelungstechnisch begründeter Systemgrenzen. Im Hinblick auf die später noch ausführlich erläuterte *Frequenzwirkleistungsregelung* (15.1) werden die von den Systemgrenzen berandeten Gebiete als *Regelzonen* bezeichnet.

In der Regelungs- und Automatisierungstechnik stellen Elektroenergiesysteme die größten von menschlicher Hand geschaffenen nichtlinearen *Regelstrecken* dar. Zu ihren technischen Komponenten zählen Dampf-, Gas-, Wasser- und Windturbinen, Generatoren, Transformatoren, Hochspannungsleitungen und -kabel, Leistungsschalter in Schaltanlagen, Frequenz-

und Spannungsregler sowie komplexe Informationssysteme für die Kraftwerks- und Netzleittechnik, für Leistungsfluss-, Kurzschluss- und Stabilitätsberechnungen, Zustandsschätzung, Optimierung der Erzeugung und Übertragung, Netzschutz usw.

Alle Kraftwerke bzw. Generatoren einer Regelzone sind mit steigender Maschinenleistung durch *Leitungen* bzw. elektrische *Netze* zunehmend höherer Übertragungsspannung elektrisch miteinander verbunden. Wegen der hohen elektrischen Leistungen werden die Netze grundsätzlich als *Drehstromnetze* ausgeführt, die jedoch auf Grund ihrer Symmetrie meist nur 1-phasig dargestellt werden (s. a. Gleichung 8.78). Beispielsweise zeigt Bild 2.6 das Versorgungsgebiet bzw. die Regelzone der EnBW AG.

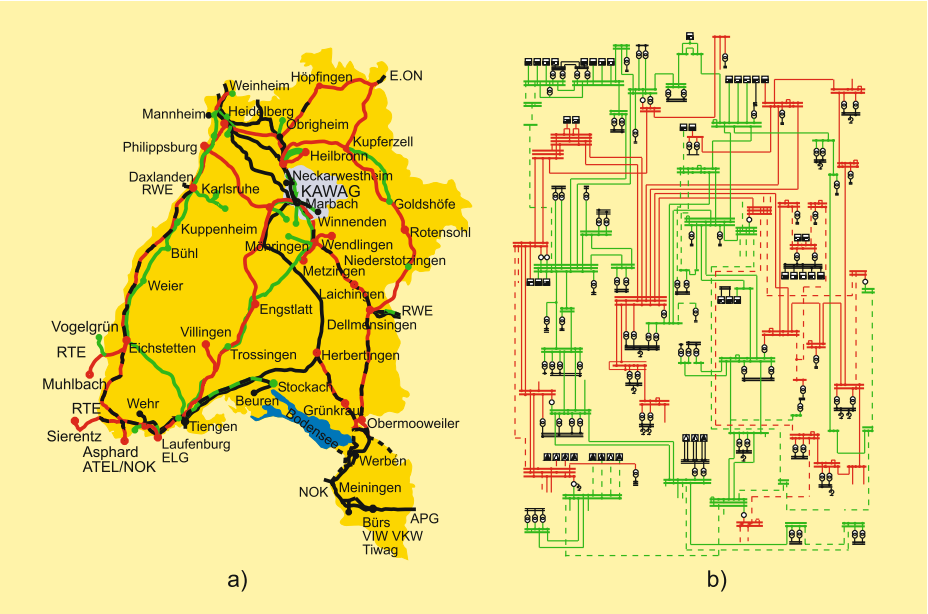


Bild 2.6. Überregional agierendes Elektroenergiesystem, gezeigt am Beispiel der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW). a) Transportnetze 380 kV (rot) und 220 kV (grün). b) Netztopologie-Schema (verfremdet). 380 kV-Netz (rot), 220 kV-Netz (grün), 110 kV-Schaltanlagen (schwarz).

Die horizontalen Linien in Bild 2.6b stellen die Knoten der Netze dar. Wegen der Vielzahl der ankommenden und abgehenden Abzweige werden die *Netzknoten* technisch in Form von *Sammelschienen* realisiert (s. a. Kapitel 13).

Die EnBW AG leistet den überwiegenden Teil der Stromversorgung des Landes Baden-Württemberg und betreibt ca. 3450 km an 220 kV- und 380 kV-*Höchstspannungsleitungen*. 45 *Umspannwerke* (Kapitel 13, Einführung) leiten die Energie aus den 220 kV- und 380 kV-Netzen in die 110 kV- Hochspannungs- und Mittelspannungsverteilnetze 10 kV ... 60 kV. Bis auf die Mittelspannungsnetze werden alle Netze vermascht betrieben. Die acht 110 kV-Netze sind voneinander galvanisch getrennt.

Die Erzeugung elektrischer Energie erfolgt je nach Primärenergieangebot und lokalem Bedarf in Kraftwerken unterschiedlicher Größe. Sie reicht von kleinsten Generatorleistungen in der Größenordnung einiger kW bzw. MW (z. B. mit Wasserkraft betriebene Asynchrongeneratoren von Sägemühlen und der Vielzahl dezentraler Windkraft- und Photovoltaikanlagen etc.) über einige 10 MW großer Industriekraftwerke (für die die Erzeugung elektrischer Energie häufig nur ein „Nebenprodukt“ im Rahmen der Prozessdampferzeugung ist) bis

zu mehreren 100 MW in Steinkohlekraftwerken und großen Windparks der öffentlichen Versorgung oder gar 1.300 MW in einer Einheit eines modernen Kernkraftwerks.

Alle Kraftwerke arbeiten untereinander im *Parallelbetrieb*. Während ein einzelnes Kraftwerk mit nur einem Generator 100 % der abgegebenen Spitzenleistung als Reserveleistung vorhalten und für Zeiten der Revision gar weitere Maschinen installiert haben müsste, reduziert sich die installierte Kraftwerksreserve in einem Elektroenergiesystem mit vielen parallel arbeitenden Kraftwerken beispielsweise auf 20 %. Diese Reserveleistung erscheint zunächst sehr hoch, berücksichtigt aber sowohl den Einsatz bei plötzlichen und auch länger dauernden Kraftwerksausfällen als auch die geplante Nichtverfügbarkeit in Revision befindlicher Kraftwerke und den Ausfall von Kraftwerken, die wegen mangelnder Wasserdarbietung, hoher Brennstoffkosten oder nicht erfüllter Sicherheits- und Umweltschutzauflagen etc. zeitweise grundsätzlich nicht genutzt werden können. Mit steigendem Zubau von Kraftanlagen zur Nutzung nichtdeterministisch anfallender regenerativer Energien, im Wesentlichen großer *Windparks* und einer Vielzahl dezentraler Photovoltaikanlagen wird die totale installierte Erzeugungsleistung ein Vielfaches der Jahreshöchstlast betragen, was aber keineswegs einer gesicherten Reserve von über 100 % gleichkommen wird.

In Einklang mit den unterschiedlich hohen Kraftwerksleistungen und dem breiten Spektrum an Klein- und Großverbrauchern weisen Elektroenergiesysteme eine nach *Netzen* unterschiedlicher Spannung gestufte hierarchische Struktur auf, Bild 2.7.

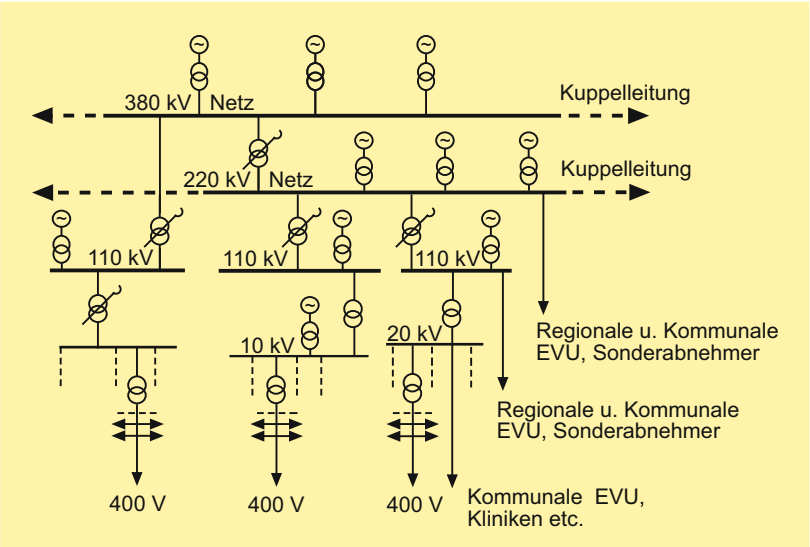


Bild 2.7. Hierarchische Struktur eines Elektroenergiesystems einschließlich Kuppelleitungen zu Nachbarsystemen (s. a. Kapitel 13, Einführung).

Die Gesamtheit aller 380 kV-Leitungen sowie die zugehörigen Schaltanlagen und weitere Betriebsmittel dieser Spannungsebene bilden das *380 kV-Netz*, die Gesamtheit aller 220 kV-Leitungen einschließlich ihrer Schaltanlagen und weiterer Betriebsmittel das *220 kV-Netz* usw.

Großkraftwerke speisen auf der höchsten Spannungsebene, die zahllosen Windgeneratoren und Photovoltaik-Anlagenbetreiber auf der Mittelspannungsebene oder direkt in das

Niederspannungsnetz ein. Alle Spannungsebenen sind über Transformatoren miteinander gekoppelt.

Das 380 kV-Netz nahm seinen Anfang mit dem Bau der ersten 380 kV-Leitung im Jahr 1955, wobei die Planungen jedoch bis in die 30er Jahre zurückreichen. Die erste 220 kV-Leitung wurde bereits im Jahr 1923 errichtet.

In Europa unterscheidet man heute vier Spannungsebenen: *Höchstspannung*, *Hochspannung*, *Mittelspannung* und *Niederspannung*. Diese Einteilung legt folgende Netzbezeichnungen nahe

– *Höchstspannungsnetze* 380 kV und 220 kV, synonym oft auch als *Transport-* bzw. *Übertragungsnetze* bezeichnet (engl.: *transmission level, bulk power system*). In sie speisen die großen Kraftwerke und neuerdings auch große Windparks der in den vier Regelzonen ansässigen überregionalen Erzeuger etwa 60 % der elektrischen Energie für den öffentlichen Bedarf ein. Transportnetze besitzen eine maschenförmige Topologie: Die Energie fließt je nach Kraftwerkseinsatz und Liefer- bzw. Bezugsabsprachen mit anderen Elektroenergiesystemen in täglich wechselnden Richtungen innerhalb der Regelzonen und auch über sie hinaus, vorrangig aber landesweit in die nachgelagerten 110 kV-Hochspannungsnetze. Darüber hinaus dienen manche Transportleitungen überwiegend auch monodirektionalem Transport, beispielsweise die geplanten neuen Leitungen zum Transport des Stroms von den großen Windparks in Norddeutschland in die Verbraucherzentren im Süden (s. a. Bild 2.5 in 2.1.2). Transportnetze werden von *Transportnetz-* bzw. *Übertragungsnetzbetreibern* betrieben (engl.: *Transmission System Operator, TSO*).

– *Hochspannungsnetze* 110 kV (engl.: *subtransmission level*), beziehen ihre Energie überwiegend aus vorgelagerten *Transportnetzen* 380 kV und 220 kV und leiten diese meist *monodirektional* an lokale Verteilnetzbetreiber und Sondervertragskunden, wie große Industrieunternehmen, Kliniken, Universitäten mit eigener 110 kV-Übergabestation weiter, so genannte *Grobverteilung*. Sie besitzen meist eine strahlenförmige Topologie und üben eine ähnliche Funktion aus wie die Mittel- und Niederspannungsverteilnetze, lediglich auf höherem Leistungsniveau und über größere Entfernungen. Manche 110 kV-Netze werden aber auch vermascht betrieben und führen dann aufgrund möglicher unterschiedlicher Energieflussrichtungen auch Transportfunktionen aus. Die Terminologie ist nicht ganz einheitlich. In Deutschland wird der Begriff Übertragungsnetze ausschließlich für Transportnetze verwendet. Die 110 kV-Netze zählen dann zu den Verteilnetzen, auch wenn sie optisch und im Rahmen der Energiewende auch funktionell mehr mit einem Übertragungsnetz gemein haben als mit einem Mittelspannungsnetz. Der Fachmann weiß, wie es gemeint ist (11.2). Die Hochspannungsnetze der Grobverteilung und die klassischen Verteilnetze werden von *Verteilnetzbetreibern* betrieben (engl.: *Distribution System Operator, DSO*).

– *Mittelspannungsnetze* 10 kV und 20 kV (engl.: *distribution level*), beziehen ihre Energie aus den vorgelagerten 110 kV-*Hochspannungsnetzen* und verteilen sie *lokal* an die Endverbraucher. Sie stellen die Verbindung zwischen der Unterspannungsseite der 110 kV/10 kV-Umspannstationen und den *Ortsnetzstationen* und *Schwerpunktstationen* von Ballungsgebieten und der Industrie her, so genannte *Primärverteilung* (s. Kapitel 13).

– *Niederspannungsnetze*, das sind die Netze 0,4 kV und 0,6 kV, die ihre Energie über *Ortsnetzstationen* oder *Schwerpunktstationen* der Industrie aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz beziehen und vor Ort an die Endabnehmer weiterleiten, so genann-

te *Sekundärverteilung*. Während Transport-, Hochspannungs- und Verteilungsnetze üblicherweise als *Dreileiternetze* ausgeführt sind, führen Niederspannungsnetze stets den Neutralleiter bzw. Sternpunktleiter des jeweiligen Drehstromnetzes als 4. Leiter mit und werden deshalb als *Vierleiternetze* bezeichnet (s. a. 8.2.1, 8.11, 12.3, 12.5).

Weniger detailliert lassen sich die Netze auch nur in zwei Klassen einteilen, *Übertragungsnetze* und *Verteilnetze*, wobei letztere alle Netze 110 kV und darunter beinhalten.

Vor der Energiewende floss der Strom in klassischen Verteil- und Niederspannungsnetzen quasi auf Einbahnstraßen monodirektional zu den Verbrauchern. Mit dem gegenwärtigen massiven Zubau dezentraler Erzeugung in Form von Windkraft, Photovoltaik und Biomasse-Anlagen kommt es vermehrt zu *bidirektionalen* Stromflüssen. Hierfür sind die klassischen Verteilnetze bezüglich Querschnitten und Schutztechnik nicht ausgelegt, ihr Upgrading findet derzeit im Rahmen der *Smart-Grid-Technologie* statt (11.5).

Netze und ihre Betriebsmittel werden nach der Nennspannung U_n bzw. nach der so genannten *Höchsten Betriebsspannung* U_m benannt. Letztere entspricht der Nennspannung zuzüglich einer unter normalen Betriebsbedingungen möglichen und zulässigen ständigen Plus-Toleranz. Aus wirtschaftlichen und betrieblichen Gründen lässt man in den Transportnetzen Spannungstoleranzen von ± 15 % zu, die auch im Dauerbetrieb auftreten können. Beispielsweise wird daher das Transportnetz der höchsten Spannungsebene der Bundesrepublik gleichzeitig als 380 kV- oder 420 kV-Netz bezeichnet. Für den Fachmann ist offenkundig, was gemeint ist, Bild 2.8.

U_n	U_m	Netzart
		Niederspannungsnetze
230 / 400 V		Haushalte, Gewerbe, Industrie
400 / 690 V		Großindustrie, Eigenbedarf
		Mittelspannungsnetze
6 kV	7,2 kV	Industrie-, Eigenbedarfsnetze von Kraftwerken
10 kV	12 kV	Städtische Verteilnetze
20 kV	24 kV	Städtische Verteilnetze
35 kV	40,5 kV	Sonderabnehmer
		Hochspannungsnetze
110 kV	123 kV	Hochspannungsnetze zur Grobverteilung
		Höchstspannungsnetze
220 kV	245 kV	Transport- bzw. Übertragungsnetze
380 kV	420 kV	Transport- bzw. Übertragungsnetze

Bild 2.8. Genormte Nennspannungen U_n und „Höchste Betriebsspannungen U_m“ von Drehstromnetzen in Deutschland.

Nach der hier vorgenommenen Einteilung der Spannungsebenen zählen alle Betriebsmittel der Oberspannungsseite einer Umspannstation zur oberspannungsseitigen Netzebene, alle Betriebsmittel der Unterspannungsseite zur unterspannungsseitigen Netzebene. Die Trans-

formatoren bzw. Umspanner bilden jeweils die Schnittstellen zwischen den betroffenen Netzen.

Die mit der Liberalisierung des Strommarkts (2.1.1) einhergehende Ermittlung von *Netznutzungsentgelten* (21.6.1.2) legte ein *7-Schichten-* bzw. *7-Ebenen-Modell* nahe, was den Umspannstationen zwischen den Netzen so genannte *Umspannebenen* zuordnet, was dann zu folgender Einteilung führt:

Netzebene 1 (NE1)	Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV einschließlich der zugehörigen Netzkupplungstransformatoren
Netzebene 2 (NE2	Umspannebene zwischen Höchstspannungsnetzen 380 kV und 220 kV und den Hochspannungsnetzen 110 kV (Grobverteilung)
Netzebene 3 (NE3)	Hochspannungsnetze 110 kV (Grobverteilung)
Netzebene 4 (NE4)	Umspannebene zwischen Grobverteilung 110 kV und den Mittelspannungsnetzen 10 kV bis 60 kV
Netzebene 5 (NE5)	Mittelspannungsnetze 10 kV bis 60 kV
Netzebene 6 (NE6)	Umspannebene zwischen Mittelspannungsebene 10 kV und 60 kV und der Niederspannungsebene 230 V und 400 V
Netzebene 7 (NE7)	Niederspannungsnetzebene 230 V und 400 V

Ungeradzahlige Netzebenen stehen für Netze, geradzahlige Netzebenen für Umspannstationen. Allen 7 Ebenen werden im Rahmen der Kostenrechnung *Haupt-* und *Nebenkostenstellen* zugeordnet, die eine transparente Ermittlung der Netznutzungskosten ermöglichen.

Aktuell wird statt *Nennspannung* für einzelne Betriebsmittel zunehmend der Begriff *Bemessungsspannung* verwendet, der dann mit „r“ indiziert wird (engl.: *rated*). Bei der Bemessungsspannung U_r handelt es sich um den Effektivwert der *Leiterspannung*, die beispielsweise bei einem Elektromotor zusammen mit dem zulässigen Bemessungsstrom I_r die elektrische Bemessungsleistung P_r und damit das im Dauerbetrieb abgebbare maximale mechanische Drehmoment kennzeichnet.

Der vertikale Energiefluss zwischen den Höchst- und Hochspannungsnetzen erfolgt durch unter Last schaltbare Regeltransformatoren, die unabhängig von der Netzbelastung die Spannung in jedem Netzknoten innerhalb bestimmter Toleranzen halten (9.6). Elektrisch gesehen verhalten sich die vorgelagerten Netze wie eine sehr niederohmige Spannungsquelle, deren Innenwiderstand der Parallelschaltung der Innenwiderstände aller dort einspeisenden Generatoren zuzüglich der jeweiligen in Reihe liegenden Impedanzen der Verbindungsleitungen und der in Reihe liegenden Transformatorimpedanzen entspricht. Als Maß für den Innenwiderstand gilt die an einem Netzknoten vorhandene *Kurzschlussleistung*, die sich aus Nennspannung und Kurzschlussstrom errechnen lässt (19.2.2).

Dem aus einem vorgelagerten Netz entnommenen Strom ist nachträglich nicht mehr anzusehen, aus welchen Quellen er stammt, so genannter *Graustrom*. Falls jemand „*grünen Strom*“ zu einem höheren Tarif kauft, stellt er seinem Elektrizitätsversorgungsunternehmen zusätzliches Geld für Investitionen zur vermehrten Nutzung erneuerbarer Energien

zur Verfügung. Der Strom aus seiner Steckdose unterscheidet sich jedoch nicht vom Strom aller anderen Abnehmer des gleichen Versorgungsgebiets.

2.3 Verbundsysteme

Elektroenergiesysteme bzw. *Regelzonen* arbeiten grundsätzlich wirtschaftlich und technisch autark, sind aber in der Regel durch *Kuppelleitungen* bzw. *Übergabestellen* mit benachbarten Elektroenergiesystemen verbunden und bilden dann mit diesen ein *Verbundnetz* bzw. ein *Verbundsystem* (engl.: *power pool*). Man spricht vom *Verbundbetrieb* bzw. *Synchronbetrieb*, der dadurch gekennzeichnet ist, dass im gesamten Verbundnetz eine einheitliche Frequenz herrscht.

Der Verbundbetrieb ermöglicht den Bau großer Kraftwerksblöcke in der Größenordnung von 1.000 MW. Diese großen Kraftwerke werden oft von mehreren Verbundunternehmen gemeinsam finanziert und eingesetzt, da für ein einzelnes Unternehmen die sprunghafte Zunahme der Erzeugerleistung um 1.000 MW technisch nicht sinnvoll und wirtschaftlich nicht tragbar wäre. Ferner besitzen diese großen Einheiten geringere Investitionskosten je kW installierter Leistung und dank höherer Wirkungsgrade, das heißt effizienterem Einsatz von Primärenergie, auch geringere Stromerzeugungskosten pro kWh. Unter Umweltgesichtspunkten sind große Einheiten nicht nur wegen ihrer höheren Wirkungsgrade, sondern auch wegen ihrer aufwendigeren Rauchgasreinigungsanlagen und anderer Umweltschutzmaßnahmen vorteilhaft. Schließlich ermöglichen erst Verbundsysteme mit ihren Transportnetzen die großtechnische Nutzung erneuerbarer Energien aus standortgebundenen großen Windkraftanlagen, so genannte *On-* und *Offshore Windparks* (s. a. 6.2.4).

Saisonal unterschiedlicher Austausch standortgebundener Kraftwerksleistung, z. B. hydrothermischer Verbundbetrieb zwischen den auf der Braun- und Steinkohle errichteten thermischen Kraftwerken und den Wasserkraftwerken Süddeutschlands und der Alpen, sowie der Ausgleich regional verschiedener Verbraucherstrukturen (Industrie, Haushalt, Verkehr) reduzieren das Verhältnis zwischen höchster Tagesspitze und niedrigster Erzeugung beträchtlich. Dies führt dank gleichmäßigerer Ausnutzung der Anlagen und einer optimalen Nutzung des jeweiligen Primärenergieangebots zu geringeren Stromkosten. Von allen Vorzügen des Verbundbetriebs ist neben der Optimierung der Strombeschaffungskosten durch Stromhandel die inhärente gemeinsame Bereitstellung von *Momentanreserve* und die solidarische Beteiligung der Mitglieder bei der Erbringung von Primärregelleistung beim Ausfall eines oder gar mehrerer großer Kraftwerksblöcke vorrangig (15.1.3).

Damit Primärregelleistung bei einem Kraftwerksausfall überhaupt in Anspruch genommen werden kann, dürfen Kuppelleitungen stationär nur mit einem Teil ihrer Übertragungskapazität belastet werden. Vor der Liberalisierung des Strommarkts dienten die Kuppelleitungen neben kleineren Im- und Exporten vorrangig der gelegentlichen nachbarschaftlichen Hilfeleistung bei etwaigen Betriebsstörungen. Die in einer Regelzone verbrauchte Energie wurde innerhalb dieser Zone erzeugt. Heute wird in großen Mengen Energie von außen bezogen, nach außen geliefert oder auch nur durchgeleitet. Hinzu kommen temporäre, vorrangig eingespeiste EE-Strom-Überschüsse. Für diese Betriebsweise sind aber die Leitungen ursprünglich nicht ausgelegt worden. Es entstehen daher *Netzengpässe*, die sich in Überschreitungen der Übertragungskapazität einer oder mehrerer Leitungen, in außerhalb zulässiger Toleranzen liegenden Knotenspannungen, Überschreitung der maximal zulässigen Ausschaltleistung von Leistungsschaltern, Verletzung des (n-1)-Prinzips etc. manifestieren.

Ihre Beseitigung erfordert ein umfassendes *Engpassmanagement* (engl.: *congestion management*) durch die Übertragungsnetzbetreiber. Beeinflussungsmöglichkeiten sind Änderungen der Kraftwerksfahrpläne (engl.: *Redispatching*) und der Netztopologie, der Abschluss gegenwirkender Energieverträge, ultimativ die Ablehnung der Übertragungsdienstleistung (17.1.2).

Bei Großstörungen, beispielsweise nach Auftrennen grenzüberschreitender Kuppelleitungen, so genannter *Interkonnektoren*, bilden die einzelnen Regelzonen wieder selbständige Elektroenergiesysteme und arbeiten dann im so genannten *Inselbetrieb* (s. a. 15.1). Auch große Industrieunternehmen mit eigener Erzeugung sind bei Ausfall des öffentlichen Netzes nach Abschalten von Teilen ihrer Last für Inselbetrieb eingerichtet. Der Übergang in den Inselbetrieb erfolgt nach einem *Unterfrequenzstufenplan* über frequenzsensitive *Lastabwurfrelais*:

f	$>$	49,8 Hz	Störungsfreier Betrieb, 15 mHz Rauschen
f	$\leq$	49,8 Hz	Einsatz zusätzlicher Kraftwerke 50,2 Hz
f	$\leq$	49,0 Hz	Lastabwurf von 10 % – 15 %
f	$\leq$	48,7 Hz	Lastabwurf von weiteren 10 % – 15 %
f	$\leq$	48,4 Hz	Lastabwurf von weiteren 15 % – 20 %
f	$\leq$	47,5 Hz	Abtrennung der Kraftwerke vom Netz

Bevor es zu dem sehr seltenen Fall der Abtrennung der Kraftwerke vom Netz kommt, werden zuerst alle Reserven in Anspruch genommen:

- *Sekundenreserve* (Ausschöpfen der Regelbandbreite der Primärregelung (s. a. 15.1, 17.3), Abschalten von Speicherpumpen, vertraglich vereinbarter Lastabwurf)
- *Minutenreserve* (Speicherkraftwerke, Schwallbetrieb von Laufwasserkraftwerken, Gasturbinen, Teillaststeigerung thermischer Kraftwerke bis zum Volllastbetrieb)
- *Stundenreserve* (Anfahren zusätzlicher thermischer Kraftwerke)
- *Tagesreserve* (Anfahren weiterer Reservekraftwerke, Inbetriebnahme konservierter Kraftwerke)

Die zeitlich nachhaltigeren Reserven kommen jeweils zum Tragen, wenn sich eine Netzstörung oder ein betriebliches Erzeugungsdefizit nicht innerhalb der „Lebensdauer“ der gerade eingesetzten Reserveklasse beseitigen lässt (s. a. 15.1, 17.1.2 und 21.4).

In Netzen mit großem Stromanteil aus erneuerbaren Energien und merklicher Rückspeisung in vorgelagerte Netze wäre eine pauschale Abschaltung ganzer Verteilnetze kontraproduktiv. Mit wachsender dezentraler Erzeugung wird daher eine selektive Unterfrequenzabschaltung in Betracht zu ziehen sein.

Neben dem oben beschriebenen *Unterfrequenzproblem* stellt sich auch ein *Überfrequenzproblem* ein, wenn die vorrangig eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien die Netzlast übersteigt. Anfänglich war ein automatisches Abschalten der Wechselrichter aller Anlagen beim Erreichen von 50,2 Hz vorgesehen. Beim heutigen Anteil erneuerbarer Energien würde dies aber bei gleichzeitigem Abschalten einen dramatischen Erzeugungsverlust von vielen Gigawatt bedeuten, so genanntes *50,2 Hz-Problem*. Gemäß der aktuellen *Systemstabilitätsverordnung* müssen deshalb PV-Anlagen und andere dezentrale Anlagen gestuft

in Schritten von 0,1 Hz vom Netz getrennt werden. Die Ansprechschwellen aller Wechselrichter sind derart zu verteilen, dass innerhalb einer Regelzone ein weiches Abschalten gewährleistet ist. Die Umsetzung der Systemstabilitätsverordnung obliegt dem jeweiligen *Verteilnetzbetreiber* (engl.: DNO *Distribution Network Operator*).

Ein Beispiel für die Einbindung eines Elektroenergiesystems in das deutsche Verbundnetz zeigt Bild 2.9.

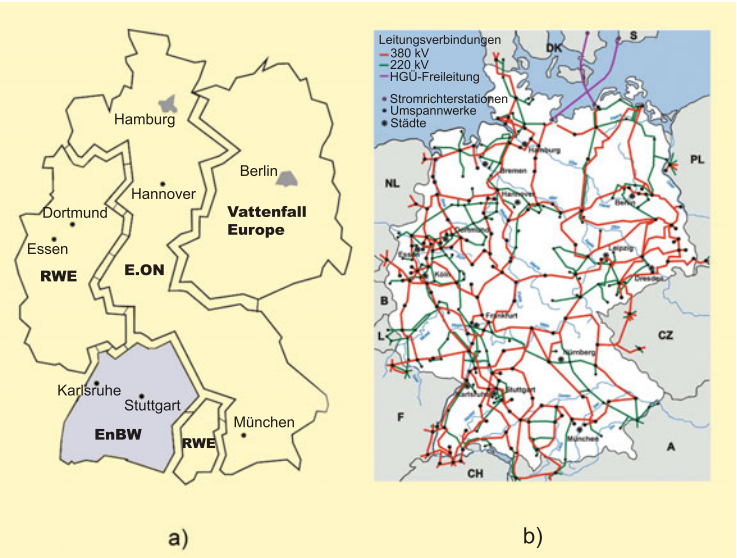


Bild 2.9. a) Einbindung der EnBW AG in das deutsche Verbundnetz, b) 220 kV- und 380 kV-Transportnetz des deutschen Verbundsystems. Über 26 *Kuppelleitungen* bzw. Übergabestellen verbinden die EnBW AG mit den angrenzenden Regelzonen.

Wie in Abschnitt 2.1.1 schon erläutert sind die vier Regelzonen, genauer gesagt Übertragungsnetzbetreiber, heute Mitglieder des *Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW), dessen Geschäftsbereich *Energienetze* sich vorzugsweise mit netzwirtschaftlichen Fragen beschäftigt, während die Harmonisierung der technischen Systeme der einzelnen Regelzonen seitdem vom VDE, *Forum Netztechnik und Netzbetrieb* (FNN), wahrgenommen wird.

Netznutzer, die einem Verbundsystem beitreten wollen, müssen bestimmte *Minimalanforderungen* bzw. *Anschlussbedingungen* erfüllen, um schädliche Rückwirkungen auf den sicheren Betrieb des Transportnetzes und auf die Versorgungssicherheit aller anderen Verbraucher zu vermeiden. Die getroffenen Vereinbarungen werden in einem *Netzanschlussvertrag*, *Lieferantenrahmenvertrag* und *Netznutzungsvertrag* zwischen den *Netznutzern* und dem *Übertragungsnetzbetreiber* schriftlich festgelegt (21.3). Beispielsweise gilt für den Anschluss von Erzeugereinheiten, die sich gemäß Netzanschlussvertrag an der Primärregelung beteiligen, dass

- stetige Leistungsänderungen mit einem Leistungsgradienten von 2 % P_N pro Minute über den gesamten Leistungsbereich möglich sein müssen
- die Primärregelleistung bei einer Abweichung von ± 200 mHz (entspricht derzeit dem Ausfall zweier Kraftwerksblöcke von 1.500 MW bzw. eines Doppelblocks) innerhalb von 30 Sekunden aktiviert werden und mindestens 15 Minuten abgegeben werden kann (15.2)

– stoßartige Belastungen in Höhe von 10 % der Nennleistung oder des Teillastbetriebs ausgeregelt werden können
– eine Erzeugungseinheit sich nicht automatisch vom Netz trennen und auf Eigenbedarfs-Erzeugung umschalten darf, solange die Netzspannung an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators eine bestimmte Spannung nicht unterschreitet

Weitere Vertragsgegenstände sind Art und Umfang der Kommunikation für die Netzleittechnik, Vereinbarungen über Turbosatz-Reglereinstellungen, Netzschutzeinstellwerte, Versorgungswiederaufbau etc. Alle für einen sicheren Netzbetrieb maßgeblichen Netz- und Systemregeln sind in Codes dokumentiert, beispielsweise für Übertragungsnetze im so genannten *Transmission Code*, für Verteilnetze im *Distribution Code* des VDN/BDEW (Kapitel 15 und 17.1.2).

Übertragungsnetzbetreiber sind zur Aufrechterhaltung eines geordneten Netzbetriebs auf Zusatzleistungen der Netznutzer angewiesen, die sie nach entsprechender Vereinbarung gegen Entgelt anfordern können, beispielsweise Sekundärregelleistung, Blindleistungsbereitstellung, stabilitätsfördernde Maßnahmen etc. (21.2). Die Komplexität der Anforderungen lässt erkennen, dass eine Zunahme dezentraler Erzeugung ein leistungsfähiges Verbundsystem mit adäquater deterministischer Erzeugungs- und Speicherkapazität voraussetzt, um im Fall anhaltender Schwachwindzeiten und gleichzeitig starker Bewölkung die aktuelle Netzlast mit konventionellen Gas- und Kohlekraftwerken decken zu können, so genannte systemrelevante Kraftwerke (s. a. 6.8).

In Fortführung des Verbundgedankens ist die Bundesrepublik mit den Hochspannungsverbundnetzen benachbarter Länder zum westeuropäischen Verbundbetrieb zusammengeschlossen, Bild 2.10.

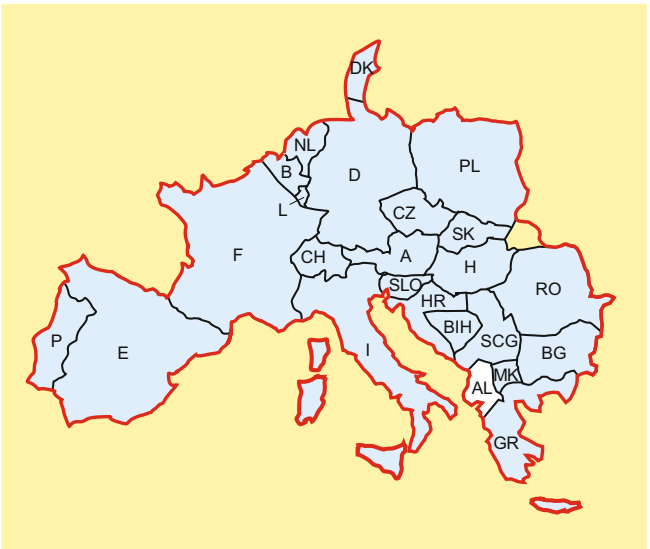


Bild 2.10. Westeuropäischer Verbundbetrieb. Das rot berandete Gebiet beinhaltet alle synchron betriebenen nationalen Verbundsysteme der UCTE. Albanien ist synchron gekoppelt, aber nicht UCTE-Mitglied.

Acht nationale Verbundsysteme gehörten der „*Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie*“ – UCPTE an (franz.: *Union pour la Coordinati-*

on de la Production et du Transport de l'électricité), die infolge der Liberalisierung der Strommärkte zur „*Union für die Koordinierung des Transports Elektrischer Energie*, UCTE“ mutierte und heute über 20 Länder integriert. Das UCTE *Großraumverbundsystem* versorgt über 450 Millionen Menschen mit Strom. Die Aufgabe des UCTE ist die Überwachung der Versorgungssicherheit durch die Festlegung der technischen und organisatorischen Spielregeln für eine uneingeschränkte Interoperabilität der Subsysteme bezüglich Energieaustausch und Fähigkeit zur gegenseitigen Aushilfe bei Störungen. Darüber hinaus betreibt bzw. veranlasst sie Systemstudien bezüglich der Stabilität nach Ankoppeln etwaiger zusätzlicher Partner. Die Transportnetzbetreiber der nationalen Verbundnetze arbeiten untereinander und innerhalb des UCTE-Bereichs im horizontalen Verbund, mit den kleineren Kraftwerken der Regional- und Kommunal- bzw. Lokalstufe ihrer eigenen Regelzone im vertikalen Verbund.

Schließlich zeigt Bild 2.11 die Gesamtheit der internationalen Verbundsysteme in Europa.

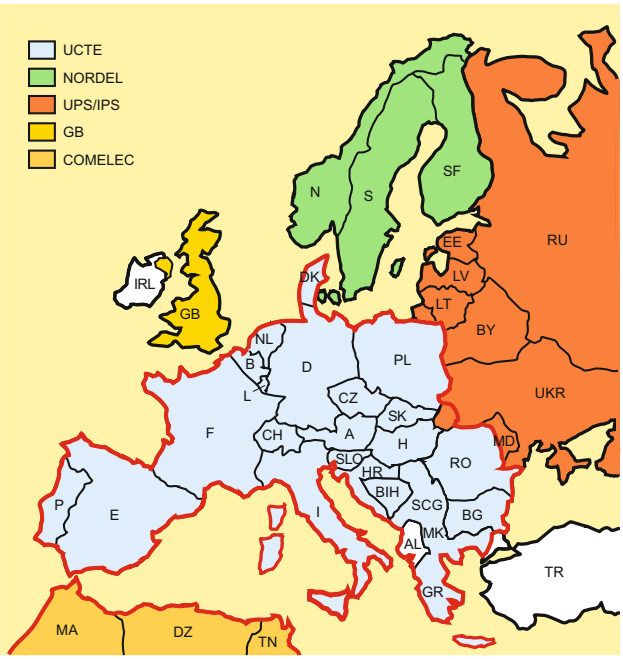


Bild 2.11. Internationale Verbundsysteme in Europa. Nordafrika ist nicht Mitglied der UCTE, dennoch synchron gekoppelt (Türkei im Probebetrieb).

Deutschland agiert wegen seiner zentralen Lage quasi als Drehscheibe der intereuropäischen UCTE Stromflüsse zu und zwischen zahlreichen Nachbarn und benötigt deshalb ein leistungsfähiges Übertragungsnetz zur sicheren Durchführung kommerzieller *Stromtransite* und Verkraftung physikalisch bedingter *Ringflüsse* (3.1 und 9.6).

Die einzelnen synchron betriebenen europäischen Verbundsysteme sind teilweise über Hochspannungsdrehstromleitungen synchron zu einem *Großraumverbundnetz*, teilweise asynchron über HGÜ-Kupplungen mit anderen synchron betriebenen Verbundsystemen elektrisch verbunden (z. B. England, Skandinavien). Man spricht dann auch von einem *Hybrid-Großraumverbundsystem*. Die Mitglieder der UCTE und die weiteren europäischen Übertragungsnetzbetreiber sind in der ETSO, dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, zusammengeschlossen. Die evolutionär und auf freiwilliger Basis ent-

standenen Verbände UCTE und ETSO sind heute wegen vieler im Rahmen der Schaffung eines funktionierenden europäischen Binnenmarktes auf sie zugekommenen Aufgaben im ENTSO-E aufgegangen (engl.: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*). Aufgaben des ENTSO-E sind die Erstellung von Netzcodizes mit einheitlichen technischen und vertraglichen Voraussetzungen für grenzüberschreitenden Netzbetrieb, Engpassmanagement, diskriminierungsfreien Netzanschluss/-zugang, Ausgleichsenergie, einheitliche Netzentgelte etc.

Langfristig im Gespräch ist ein geschlossener *Mittelmeer-Ring*, der neben dem Westen von Nordafrika auch Libyen, Ägypten, Jordanien, Syrien und die Türkei beinhalten würde, Bild 2.12.



Bild 2.12. Geplanter geschlossener Mittelmeer-Ring.

Es handelt sich hierbei um eine Vision, die mittels solarthermischer CSP-Anlagen (6.3.1.2) eine Nutzung der Solarenergie in küstennahen Randgebieten der Sahara zur Erzeugung von Strom für den lokalen Bedarf und für Mitteleuropa anstrebt. Aktuelle Machbarkeitsstudien der so genannten *Desertec-Industrie-Initiative* untersuchen die politischen, wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen, unter denen eine mittelfristige Realisierung denkbar wäre. Die Erfolgschancen für Desertec sind eng mit dem Zubau lokaler Energiespeicherung in Westeuropa verknüpft. Ultimative Visionen befassen sich gar mit einem weltumspannenden, globalen Energienetz, was dank der Zeitzonen das Thema Energiespeicherung obsolet machen würde.

Eindrucksvoll lässt Bild 2.13 die Komplexität und Unverzichtbarkeit elektrischer Großraumverbundsysteme erahnen.

Alle Generatoren eines Verbundsystems oder auch mehrerer synchron zu einem *Großraumverbundsystem* gekoppelter Verbundsysteme sind über virtuelle tordierbare mechanische Wellen – in der Realität die Hochspannungsübertragungsleitungen – elastisch miteinander gekoppelt und drehen sich synchron mit der gleichen Drehzahl (bezogen auf einheitliche Polpaarzahl, 8.1). Die rotierenden Massen der Generatoren stellen gekoppelte Speicher kinetischer Energie dar, zwischen denen bei Laststößen, Kurzschlüssen oder Ausfall von



Bild 2.13. Nachtaufnahme des Großraumverbundsystems Europa (NASA).

Kraftwerken beträchtliche Energieschwingungen und damit erhebliche *Stabilitätsprobleme* auftreten können (s. Kapitel 20). Andererseits überbrückt bei einem Erzeugungsausfall die in diesen Schwungmassen gespeicherte Energie die ersten Sekunden bis zum Ansprechen der Primärregelung, so genannte *Momentanreserve* (15.1.3). Mit dem Wechsel von zentraler zu dezentraler Erzeugung mit einem großen Anteil von Photovoltaikanlagen schwindet dieser benevolente Effekt. Er lässt sich, begleitet von deutlich höheren Kosten, durch *virtuelle Massen* in Form von Batterien im Umfeld der Solarwechselrichter ersetzen (s. a. 11.7.2).

Die heutigen Elektroenergiesysteme und Verbundsysteme haben einen unübertroffenen Grad an Komplexität erreicht. Ihre Beherrschung erfordert den Einsatz extrem leistungsfähiger, weitgehend in Echtzeit arbeitender Informationssysteme, so genannter *Energiemanagementsysteme*, deren Datenbanksysteme teilweise über 1 Million Datenpunkte verwalten. Es überrascht daher nicht, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu den ersten Anwendern analoger und digitaler Großrechner im zivilen Bereich zählten. Die optimal geordnete Faktorisierung schwach besetzter Matrizen wurde in merklichem Umfang zuerst bei Leistungsflussrechnungen in Elektroenergiesystemen angewandt und später von vielen anderen Disziplinen übernommen, so z. B. für Analyse und Entwurf von LSI-Schaltungen (engl.: *Large Scale Integrated Circuits*), die aus Sicht der Netzwerktheorie viel mit einem Elektroenergiesystem gemeinsam haben, auch wenn das Verhältnis ihrer räumlichen Ausdehnung $1 : 10^8$ beträgt. Dabei bezieht sich Größe nicht allein auf die räumliche Ausdehnung der Netze, die Maschinen und das investierte Kapital, sondern erst recht auf die Komplexität ihrer mathematischen Beschreibung.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 2

1. Schnug, Artur und L. Fleischer: Bausteine für Stromeuropa – Eine Chronik des elektrischen Verbunds in Deutschland. Deutsche Verbundgesellschaft Heidelberg, 1999.
2. Badenwerk und Badisches Landesmuseum Karlsruhe: Die elektrisierte Gesellschaft. Aufsätze zur Ausstellung des Badischen Landesmuseums im Zusammenarbeit mit dem Badenwerk (EnBW) aus Anlass des 75jährigen Jubiläums, 6. Juli bis 13. Oktober 1996.
3. BDEW: Energiemarkt Deutschland 2010. VWEW Energieverlag, Frankfurt, 2010.

4. BDEW: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. VWEW Energieverlag, Frankfurt, 2007.
5. BDEW: Distribution Code 2007, Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen. VWEW Energieverlag, Frankfurt, 2007.
6. Ehlers, E.: Electricity and Gas Supply Network Unbundling in Germany, Great Britain and the Netherlands and the Law of the European Union: A Comparison, Verlag Intersentia, Antwerp, Oxford, Portland, 2010.
7. Baur, J. F. et al.: Regulierung in der Stromwirtschaft. Carl Heymanns Verlag, Köln, 1. Auflage, 2011.
8. Rehtanz, C. und Jan Teuwsen: Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem. VGB Power Tech 1/2, 2015.
9. Beck, H. P. und S. Nakhaie: Ausbau des Übertragungsnetzes versus Einsatz von Langzeitspeichern. EW 3, 2015.
10. Dena: Einführung von Smartmeter in Deutschland. Deutsche Energie-Agentur, Internet: www.dena.de, 2014.
11. Theobald, Chr. u. Chr. Nill-Theobald: Energierecht, 13. Auflage 2016, Verlag C. H. Beck oHG München, 2016.
12. Kleiner, M. M. et al.: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Agora Energiewende, Berlin 2017.
13. Linnemann, Th. und G. Vallana: Windenergie in Deutschland und Europa, VGB Power Tech 10/2018.

3. Energieressourcen – Energieverbrauch

3.1 Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie

Der Verbrauch elektrischer Energie unterliegt je nach Tageszeit, Wochentag und Monat zeitlichen Schwankungen, die in Tageslastdiagrammen grafisch dargestellt werden. Beispielsweise zeigt Bild 3.1 zwei typische Tageslastkurven höchster und niedrigster Spitzenlast der BRD.

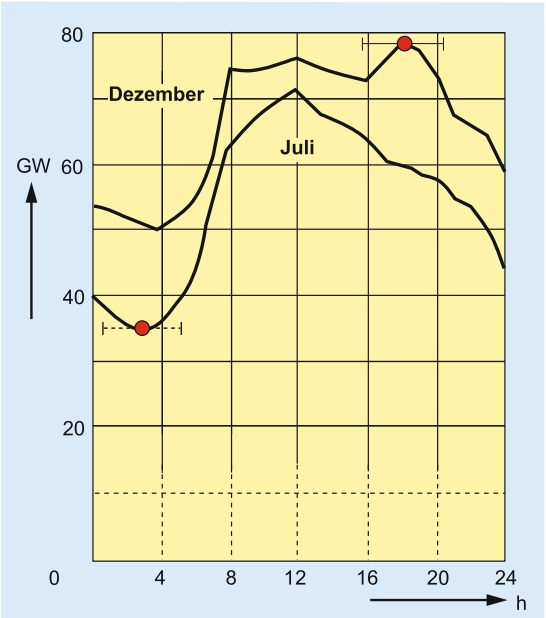


Bild 3.1. Tageslastkurven höchster und niedrigster Spitzenlast (Dezember und Juli).

Die Jahreshöchstlast in Höhe von ca. 80 GW tritt in Deutschland in der Regel an einem Tag im Dezember auf, die minimale Last in Höhe von ca. 40 GW häufig in einer Julinacht. Jahreshöchstlast und minimale Last unterscheiden sich grob um den Faktor 2. Am Tage des niedrigsten Jahresverbrauchs steht für kurze Zeit weit mehr als die Hälfte der installierten konventionellen Kraftwerksleistung still.

Elektrische Energie lässt sich nur bedingt großtechnisch speichern (s. a. 6.8). Daher muss in jedem Augenblick und zu jeder Tageszeit der Verbraucherleistung (Last) eine gleich große Erzeugerleistung gegenüberstehen (s. a. 3.2.2). Eine Störung des *Leistungsgleichgewichts* hätte sofortige Abweichungen der Spannung und der Frequenz von den Nennwerten zur Folge.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_3

Betrachtet man beispielsweise einen einzelnen Generator G mit Innenwiderstand $\underline{Z}_G$ und eine einzelne Übertragungsleitung mit der Impedanz $\underline{Z}_L$, so verringert sich bei Belastung des Generators die Klemmenspannung an einem ohmsch/induktiv gemischten Verbraucher $\underline{Z}_V$ um den vom Verbraucherstrom verursachten Spannungsabfall $\underline{I}_V(\underline{Z}_G + \underline{Z}_L)$, Bild 3.2.

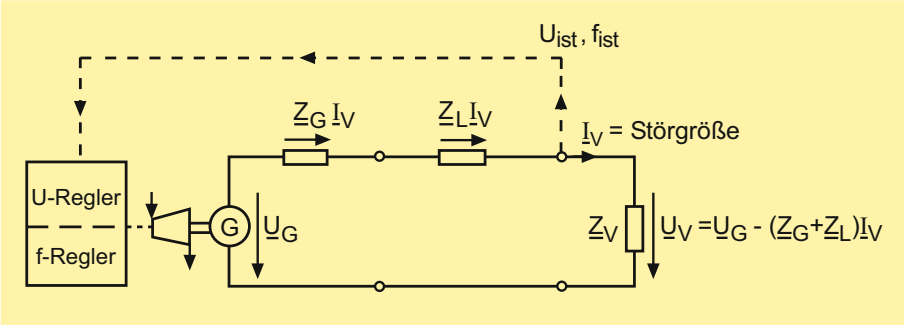


Bild 3.2. Abhängigkeit der Klemmenspannung und Frequenz eines Generators von der Höhe der zugeschalteten Last (einphasige Darstellung).

Ein ähnliches Verhalten zeigt die *Frequenz* der Generatorspannung, da Generator und Turbine mit zunehmender Last stärker abgebremst werden und damit Drehzahl und Frequenz sinken. Damit sowohl Spannung als auch Frequenz unabhängig von der Belastung konstant bleiben, erfasst man die Spannungs- und Frequenz-Istwerte, vergleicht sie mit den Sollwerten und führt die jeweilige Differenz einem *Drehzahlregler* und einem *Spannungsregler* zu. Ersterer beeinflusst den Fluid-Massenstrom durch die Turbine und damit deren Drehmoment, letzterer die Gleichstromerregung des Läufers des Synchrongenerators. Beide Regler wirken allfälligen Spannungs- und Frequenzabweichungen praktisch in Echtzeit entgegen und wahren so stets das Gleichgewicht zwischen momentan erzeugter und von der Last geforderter *Wirkleistung* wie auch momentan erzeugter und von der Last geforderter *Blindleistung*. Auf die Zusammenhänge *Spannung/Blindleistung* sowie *Frequenz/Wirkleistung* wird im Kapitel 15 (*Spannungs- und Frequenzregelung*) noch ausführlich eingegangen.

Reale Elektroenergiesysteme besitzen eine Vielzahl Generatoren bzw. Kraftwerke, die räumlich über ihre Regelzone verteilt sind und einen so genannten *Kraftwerkspark* bilden. Durch Parallelschalten einer angemessenen Anzahl von Generatoren bzw. Kraftwerken und unter Berücksichtigung vorrangiger EE-Strom Einspeisungen, passt der Netzbetreiber einer Regelzone im Rahmen seines *Fahrplanmanagements* (17.1.1) die Erzeugerleistung seines Netzes der angemeldeten bzw. prognostizierten mit der Tageszeit schwankenden Verbraucherleistung, genau genommen der *Residuallast* (s. Bild 2.4), grob gestuft an. Verbleibende, durch allfällige Verbrauchsschwankungen hervorgerufene Wirk- und Blindleistungsdefizite werden dann noch von den *Spannungs-* und *Frequenzreglern* bzw. den von ihnen initiierten *Regelleistungsbeiträgen* aufgefangen (Kapitel 15 und 17.1.2).

An dieser Stelle sei betont, dass nicht die Versorgungsunternehmen Strom in beliebiger Menge zum Verbrauch anbieten, sondern die Verbraucher durch Ein- und Ausschalten ihrer Lasten eine bestimmte Leistung *anfordern*, mit anderen Worten, *Erzeugung folgt Last*. Die Netzbetreiber antworten lediglich auf den angeforderten Bedarf und bemühen sich nach Kräften, durch ständige Wahrung der Wirk- und Blindleistungsbalance in Echtzeit die Sollwerte für Spannung und Frequenz einzuhalten. Mit der zunehmenden Nutzung der willkürlich anfallenden erneuerbaren Energien Windkraft und Solarenergie im Rahmen der

Energiewende ereignet sich derzeit eine partielle, schleichende Trendwende in Richtung *Last folgt Erzeugung* (11.5), so genanntes *Last-Management* (engl.: *Demand Side Management*, s. a. 17.2).

Wie bereits in Kapitel 2 erwähnt, werden grob 60 % der öffentlichen Stromversorgung von den Großkraftwerken der vier Regelzonen erzeugt, gegebenenfalls auch zugekauft bzw. importiert. Die verbleibenden 40 % werden von kleineren Kraftwerken der Kommunen (Stadtwerke) und Überlandwerken sowie von über 1,5 Mio. dezentraler Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erzeugt, vorrangig Windenergie, Biomasse und Photovoltaik. Ferner gibt es noch industrielle Eigenanlagen (Bergbau, chemische Großindustrie), die vorrangig der Eigenbedarfsdeckung und wirtschaftlichen Erzeugung von Prozesswärme dienen, mit etwaigen freien Kapazitäten aber auch ins öffentliche Netz einspeisen (grob 8 % des öffentlichen Stromaufkommens). Schließlich deckt die Deutsche Bahn AG ihren Bedarf zum großen Teil aus eigenen Kraftwerken, den verbleibenden Rest aus dem öffentlichen Netz.

Bei der Erzeugung unterscheidet man zwischen *Brutto-* und *Nettoerzeugung*. Erstere entspricht der gesamten Stromerzeugung aller Erzeugungseinrichtungen einschließlich des Kraftwerkeigenverbrauchs. Sie liegt derzeit in der BRD bei grob 650 TWh im Jahr. Die Nettoerzeugung entspricht der Leistung, die nach Abzug des Kraftwerkeigenverbrauchs tatsächlich zur Verfügung steht. Bereinigt man die Nettoerzeugung um den Export/Importsaldo (21.4.5), die Pumparbeit und die Netzverluste, ergibt sich der *Nettostromverbrauch* im Inland. Er verteilt sich auf mehrere Verbrauchergruppen: Die Arbeitsplätze schaffende *Industrie* mit ca. 43 %, die *privaten Haushalte* mit ca. 26 % und *Gewerbe/Dienstleistung/Landwirtschaft* mit ca. 27 %. Hinzu kommt noch der *Verkehr* mit ca. 3 %. Der Nettostromverbrauch liegt derzeit bei grob 530 TWh und ist in den letzten Jahren mehr oder weniger konstant geblieben. Diverse Szenarien orakeln sowohl ein Ansteigen als auch eine Verringerung des Strombedarfs.

Betrachtet man den *Gesamtenergieverbrauch*, das heißt die Summe aus direktem Primärenergieverbrauch und dem Sekundärenergieverbrauch der verschiedenen Verbrauchergruppen, liegen die Privathaushalte an erster Stelle. Ihr aktueller Anteil am Gesamtenergieverbrauch setzt sich näherungsweise zusammen aus Heizung 45 %, Auto ca. 35 %, Warmwasser 10 %, Hausgeräte (inklusive Kühlschränke) 7 %, Beleuchtung 1,3 % und Informationstechnik 2,4 %. Nach dem Pareto-Prinzip besitzen Einsparungen bei der Heizung das größte Potenzial. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch die Tatsache, dass bei der Sekundärenergie Strom die Beleuchtung und Informationstechnik jeweils bei etwa 8 % liegen. Dabei wird Licht vorzugsweise in den Abend- und Nachtstunden genutzt, in denen ohnehin ein Stromüberschuss aus Laufwasserkraftwerken, Windenergieanlagen und Grundlastkraftwerken herrscht und nur wenig erschöpfliche Ressourcen in Anspruch genommen werden.

Knapp 40 % des Primärenergieverbrauchs wird in elektrische Energie umgewandelt. Elektrische Energie ist unverzichtbar, da sie vielseitig einsetzbar ist und außerdem die Nutzung anderer Primärenergien, z. B. Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Müll etc. technisch bzw. wirtschaftlich erst möglich macht. Die bei der Umwandlung von Primärenergie in elektrische Energie in den Kraftwerken entstehenden Verluste werden von den Einsparungen wettgemacht, die sich aus ihrem nachträglichen Einsatz anstelle weniger transport- und benutzerfreundlicher Primärenergieträger ergeben, beispielsweise in der industriellen Produktion, dem Bahnverkehr, Lichtbogenöfen, Glasschmelzen, Induktives Erwärmen etc. Schließlich zeigt Bild 3.3 die Entwicklung der Beiträge an der Stromerzeugung beteiligter Primärenergieträger, so genannter *Energiemix*.

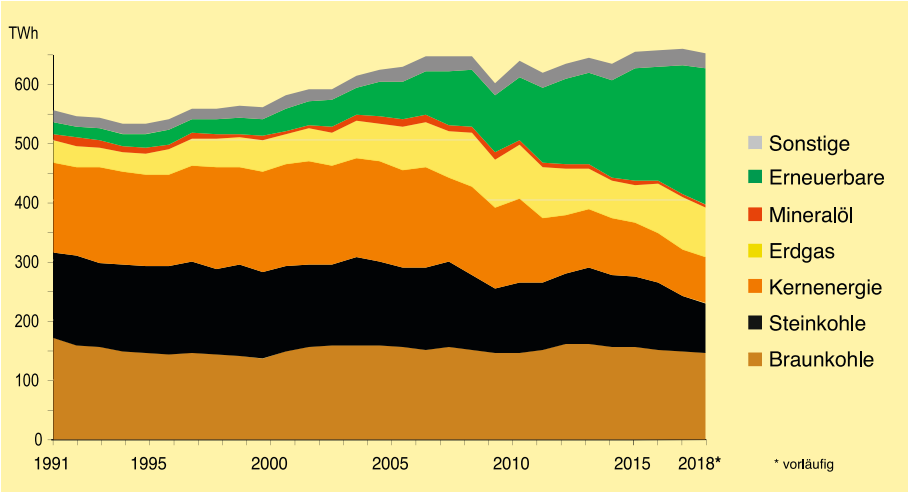


Bild 3.3. Entwicklung und Bereitstellung der Bruttostromerzeugung in Deutschland, Stand: 2019 (Quelle: AG Energiebilanzen (AGEB), BDEW).

Die Grafik lässt erkennen, dass der klassische Primärenergieträger Braunkohle über die Jahre hinweg fast gleich geblieben ist. Kernenergie und Steinkohle sind rückläufig, Erneuerbare Energien nehmen erwartungsgemäß zu. Letztere haben aber bislang kaum zur CO_2-Reduktion beigetragen, lediglich steigenden Stromverbrauch und den Rückgang der Kernenergie und Steinkohle kompensiert. Dies wird mit dem weiteren Wegfallen der Kernenergie zunächst auch noch so bleiben.

Gemäß den vom aktuellen *Erneuerbare Energien Gesetz EEG* vorgegebenen Zielen soll der Beitrag erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2025 auf bis zu 45 % und bis 2050 auf bis zu 80 % weiter erhöht werden (2.1.2 und Kapitel 6). Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland erreichte in den vergangenen Jahren einen Höchststand von knapp 30 %, schrumpfte aber nach den Ereignissen in Fukushima durch vorzeitige Stilllegung älterer Kernkraftwerke auf ca. 12 % in 2012 und wird nach den derzeitigen Plänen der Bundesregierung bis 2022 auf Null zurückgehen. Es wird der Industriegesellschaft Bundesrepublik Deutschland nicht leicht fallen, die bisherigen Klimaziele und die gewohnte Lebensqualität ohne Kernenergie zu wahren.

Andere Nationen haben es erheblich einfacher. Beispielsweise zeigt Bild 3.4 den Anteil der Stromerzeugung aus *Wasserkraft* verschiedener Länder im Vergleich.

Land	D	S	N	F	CH	VRC	CDN	BRA	PAR
% Anteil Elektroenergie	3	54	99,5	14	56	16	61	87	100

Bild 3.4. Anteil der Wasserkraft an der Stromerzeugung in Deutschland, Schweden, Norwegen, Frankreich, Schweiz, Volksrepublik China, Kanada, Brasilien, Paraguay (nationale Quellen).

Offensichtlich ist die Bundesrepublik in besonderem Maße auf fossile Energieträger und die Kernenergie angewiesen. Dieser Standortnachteil wird durch die stetige Zunahme von

Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen wohl an Bedeutung verlieren. Erneuerbare Primärenergieträger liefern heute bereits grob 35 % der Gesamtstrommenge mit steigender Tendenz. Diese Zahl darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass an manchen kalten Wintertagen (Dunkelflauten, s. a. 17.2.1.1) der Strom mangels langfristiger Speichermöglichkeiten zeitweise noch zu 90 % aus konventionellen thermischen Kraftwerken kommt.

Eine ganzheitliche Betrachtung der heutigen Stromversorgung verlangt ein gewisses Grundwissen über die am Anfang der Wertschöpfungskette *Erzeugung, Transport* und *Verteilung* elektrischer Energie stehenden Primärenergieressourcen und deren Verbrauch, worauf im folgenden Kapitel eingegangen wird.

3.2 Primärenergieressourcen

Die Deckung unseres Energiebedarfs erfolgt durch Umwandlung der von den *Ressourcen* unseres Planeten bereitgestellten Primärenergie. Unter Ressourcen versteht man allgemein den natürlichen Reichtum eines Landes, unter *Energieressourcen* speziell die Gesamtheit aller auf der Erde verfügbaren Primärenergieträger, unabhängig davon, ob und in welchem Umfang sie mit heute absehbaren technischen und finanziellen Mitteln genutzt werden können, Bild 3.5.

<table>
<tr><th colspan="4">Energie - Ressourcen
(Primärenergiequellen bzw. Primärenergieträger)</th></tr>
<tr><td colspan="2">Erschöpflich (E)</td><td colspan="2">Unerschöpflich (UE)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Energiegehalt: W_E = endlich [J]</td><td colspan="2">Energiegehalt: $W_{UE} = \infty$ [J]
Energiefluss: $\frac{dW_{UE(t)}}{dt} = P_{UE}$ = const. [W]</td></tr>
<tr><td>Fossile Brennstoffe
– Kohle
– Erdöl
– Erdgas, etc.</td><td>Spaltstoffe
– Uran
– Thorium, etc.</td><td colspan="2">Sonne, Gravitation, etc.
– Biomasse – Photovoltaik
– Windkraft – Geothermie
– Laufwasser – Gezeiten</td></tr>
</table>

Bild 3.5. Zur Definition des Begriffs Ressourcen.

Ressourcen mit begrenztem Energieinhalt W_E nennt man *erschöpflich*. Ressourcen, denen sich über einen für die Menschheit relevanten Zeitraum unbegrenzt Energie entnehmen lässt, nennt man *unerschöpflich* oder *erneuerbar*. Sie manifestieren sich in einem *Energiestrom* bzw. -fluss. (Vergleiche Innere Energie und Strömungsenergie in der Thermodynamik (4.1.5)).

Bei ersteren lässt sich der Energieinhalt zahlenmäßig in Joule angeben, man spricht synonym auch von *Energievorräten*. Häufig werden Vorräte auch als Vielfaches einer so genannten Steinkohleeinheit (SKE) angegeben,

$$1\,t\,SKE = 29,3 \cdot 10^9 Joule = 8,141 \cdot 10^3\,kWh \quad . \tag{3.1}$$

Bild 3.6 zeigt die Umrechnung zwischen weiteren gebräuchlichen Energieeinheiten.
In der englischsprachigen Literatur findet man häufig die Einheiten:

↱	kJ	kWh	kcal	kg SKE
1 kJ	1	$2{,}778 \cdot 10^{-4}$	0,2389	$3{,}412 \cdot 10^{-5}$
1 kWh	$3{,}6 \cdot 10^{3}$	1	$8{,}5985 \cdot 10^{2}$	0,1228
1 kWa	$3{,}1536 \cdot 10^{7}$	8760	$7{,}5323 \cdot 10^{6}$	$1{,}0760 \cdot 10^{3}$
1 kcal	4,1868	$1{,}163 \cdot 10^{-3}$	1	$1{,}4286 \cdot 10^{-4}$
1 kg SKE	$29{,}308 \cdot 10^{3}$	8,141	7000,2	1

Bild 3.6. Umrechnung verschiedener Energieeinheiten.

British thermal unit,	1	Btu	=	1,0551	kJ
Ton of oil equivalent,	1	Toe	=	41,87	GJ
Ton of coal equivalent,	1	Tce	=	24,72	GJ .

Bei unerschöpflichen Energieträgern ist der Energieinhalt praktisch unendlich groß. Die unerschöpflichen Primärenergieträger liefern seit der Entstehungsgeschichte unserer Erde ungefragt Primärenergie, die in ihrer Gesamtheit ständig wächst und mit gleichbleibender Steigung $\Delta W_{UE}/\Delta t$ gegen unendlich strebt. Die der gleichbleibenden Steigung überlagerte Feinstruktur, beispielsweise durch Schwankungen im Wasserangebot oder in der Sonneneinstrahlung, kann hier vernachlässigt werden, wenn man über die Jahre mittelt. Mit Ausnahme der Wasserspeicher in Höhenlagen sind erneuerbare Energien nur im Augenblick ihres Anfallens nutzbar und qualitativ nicht mit der in den erschöpflichen Quellen *gespeicherten*, deterministisch abrufbaren Energie vergleichbar (s. a. 6.8).

Die Steigung der über eine Zeitspanne Δt gemittelten Primärenergiezunahme unerschöpflicher Energieträger, ist die *Energieflussrate* bzw. Leistung P des unerschöpflichen Energiestroms,

$$Energieflussrate = P = \frac{\Delta W_{UE}}{\Delta t} \quad . \tag{3.2}$$

Bei der Bildung des Grenzwerts von (3.2) für $\Delta t \to 0$ geht ΔW_{UE} in das Differential $dW_{UE}(t)$ über, Δt in das Differential dt und der Energiefluss in die Momentanwertfunktion $p(t)$,

$$p(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\Delta W_{UE}}{\Delta t} = \frac{dW_{UE}(t)}{dt} \quad . \tag{3.3}$$

Die *Energieflussrate* bzw. die ihr entsprechende Leistung $p(t)$ ist die entscheidende Größe zur Charakterisierung einer unerschöpflichen Energiequelle (s. a. 3.2.3). Ein typisches Beispiel ist die *Solarkonstante* am Rand der äußeren Atmosphäre, die zusätzlich die Normierung auf eine Flächeneinheit beinhaltet und dann als *Energieflussdichte* bezeichnet wird,

$$p = 1{,}37 \ \frac{kW}{m^2} \quad . \tag{3.4}$$

Der Energie*vorrat* erschöpflicher Energieträger und die Energie*flussrate* unerschöpflicher Energieträger sind unterschiedliche physikalische Größen mit verschiedenen Dimensionen, *Joule* und *Watt* (s. Bild 3.5, 3.2.2 und A.8).

Abhängig von ihrer Verfügbarkeit kann man die Ressourcen auch in nutzbare und nicht nutzbare Ressourcen einteilen, Bild 3.7.

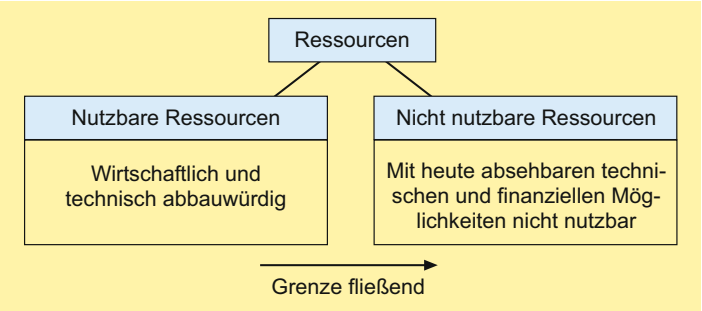


Bild 3.7. Definition der Begriffe *nutzbare* und *nicht nutzbare* Ressourcen.

Nutzbare *erschöpfliche Ressourcen* werden auch als *Reserven*, nutzbare *unerschöpfliche Ressourcen* auch als *Energiepotenziale* bezeichnet. Nur ein Bruchteil der Ressourcen – Reserven und Energiepotenziale – erlaubt die Extraktion von Primärenergie mit vertretbarem technischen und finanziellen Aufwand. Der Rest ist entweder mit den heute absehbaren technischen Möglichkeiten nicht nutzbar oder die Gewinnungskosten liegen heute über den marktüblichen Preisen für andere Primärenergieträger. Die Grenze ist jedoch fließend und kann den nutzbaren Bereich für einzelne Primärenergieträger durch technische Innovationen und Preisänderungen am Markt dramatisch erhöhen.

Im Rahmen einer totalen Betrachtung des Energieproblems muss unter den nutzbaren erschöpflichen Ressourcen die Summe aus den bereits abgebauten und den noch abbauwürdigen Vorkommen (*Reserven* bzw. *Vorräte*) verstanden werden; bei den nutzbaren unerschöpflichen Ressourcen die Summe aus ausgebautem und noch ausbauwürdigem Energiefluss (*Energiepotenziale*).

3.2.1 Erschöpfliche Ressourcen und ihr Verbrauch

Das Energieproblem besteht darin, dass der heutige Energiebedarf überwiegend aus erschöpflichen Ressourcen gedeckt wird, die irgendwann zur Neige gehen. Es erhebt sich die Frage, wann mit dem Versiegen dieser Quellen zu rechnen ist. Unter Annahme der Existenz zuverlässigen Zahlenmaterials lässt sich die Antwort mit entsprechenden Vorbehalten mathematisch formulieren, was am Beispiel fossiler Energieträger, die derzeit den überwiegenden Anteil an der Energieversorgung bestreiten, gezeigt werden soll.

Der in den nutzbaren fossilen Energieträgern, Index EF (Erschöpflich, Fossil), gespeicherte Energieinhalt bzw. Energievorrat lässt sich für beliebige Zeitpunkte grob abschätzen und führt zu einer *Vorratsfunktion* $W_{EF}(t)$,

$$W_{EF}(t) = \begin{cases} \approx const. \text{ (Schätzwert)} & \text{für} \quad t < 1850 \\ W_{EF}(t) & \text{für} \quad t \geq 1850 \end{cases} , \tag{3.5}$$

wobei das Jahr 1850 als Beginn der Industrialisierung angenommen werden soll. Seit dieser Zeit nehmen die gespeicherten Energievorräte stetig nach einer vom Verbrauch bestimmten *Verbrauchsfunktion* $V_{EF}(t)$ ab. $V_{EF}(t)$ ist definiert als Grenzwert des Differenzenquotienten $\Delta W_{EF}(t)/\Delta t$ für $\Delta t \to 0$ und gibt, mathematisch gesehen, die negative Steigung der Vorratsfunktion $W_{EF}(t)$ an,

$$V_{EF}(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{-\Delta W_{EF}}{\Delta t} = \frac{-dW_{EF}(t)}{dt} \quad . \tag{3.6}$$

Sie ist eine *Energieflussrate* bzw. eine *Leistungsfunktion* mit der Einheit Watt. Dann ergibt andererseits das bestimmte Integral über der Verbrauchsfunktion wieder den ursprünglichen Energieinhalt der nutzbaren fossilen Vorkommen,

$$\int_0^\infty V_{EF}(t)dt = \int_0^\infty -\frac{dW_{EF}(t)}{dt}dt = W_{EF}(0) = const. \quad . \tag{3.7}$$

Dieser Zusammenhang beinhaltet die wichtige Aussage, dass die Fläche unter der Verbrauchskurve $V_{EF}(t)$ konstant sein muss, unabhängig von der künftigen Verbrauchsentwicklung, Bild 3.8.

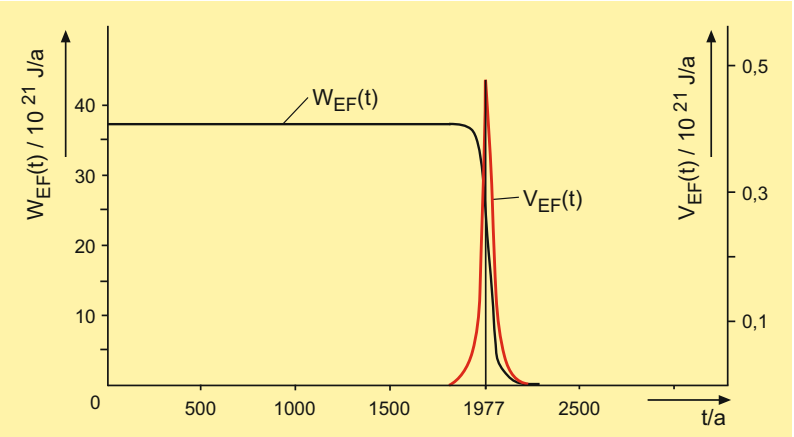


Bild 3.8. Energieverbrauch $V_{EF}(t)$ und zugehörige zeitliche Abnahme gespeicherter fossiler Energie $W_{EF}(t)$. Mathematisch gesehen entspricht $V_{EF}(t)$ der negativen Steigung der Funktion $W_{EF}(t_\nu)$.

Bis zum heutigen Tag (als Stichtag ist hier stets 1977 gewählt) ist $V_{EF}(t)$ bekannt und damit auch $W_{EF}(t)$. Das mittlere Wachstum betrug bis 1977 ca. 3 %, was einer Verdopplung etwa alle 20 Jahre entspricht. Nähme man nach einer zur Zeit des Stichtags üblichen Bedarfsprognose künftig ein mittleres Wachstum von 2 % an (Verdopplung alle 35 Jahre), so würden ohne Berücksichtigung der Kernenergie und Erneuerbarer Energien bis heute die Hälfte der fossilen Energievorkommen verbraucht sein. Nach diesem Zeitpunkt könnte die Verbrauchskurve beispielsweise gemäß dem Modell zur Abbaurate fossiler Energieträger von *King Hubbert* (hypothetische qualitative Annahme, keine Prognose!) symmetrisch zum ansteigenden Ast abfallen. Das Modell geht davon aus, dass die Funktion $W_{EF}(t)$ S-förmig symmetrisch zu dem Wendepunkt bei $W_{EF}(0)/2$ verläuft. Aus dieser Annahme folgte die Erkenntnis, dass die derzeitigen Generationen innerhalb von etwa 300 Jahren alle in Millionen von Jahren angehäuften nutzbaren fossilen Ressourcen bis auf die ersten und letzten wenigen Prozente verbrauchten. Über einen längeren Zeitraum betrachtet wäre der Verbrauch fossiler Energien mit einem kurzen Impuls vergleichbar. Sinngemäß gilt das Modell von Hubbert auch für jeden einzelnen Primärenergieträger. Beispielsweise wird bei einer Beschränkung auf den Erdölverbrauch der kurze Impuls V(t) auch *Peak Oil* genannt. Nach Erreichen des Maximums fällt die Erdölförderung monoton ab. Selbstverständlich können der Markt und andere Einflussfaktoren auch zu einer schiefen Symmetrie führen, dies ändert aber nichts am grundsätzlichen Inhalt des Hubbert-Modells.

Erinnern wir uns der Tatsache, dass die Fläche unter der Verbrauchskurve konstant ist, so lässt sich auch zu beliebigen anderen Verbrauchskurven nach 1977 der zeitliche Verlauf gespeicherter fossiler Energie ermitteln, beispielsweise für den noch bis etwa 1970 angenommenen Fall stetigen exponentiellen Wachstums. Bei alleinigem Einsatz fossiler Energieträger würde dies etwa im Jahre 2035 einem unrealistischen abrupten Stillstand des Energieverbrauchs entsprechen, Bild 3.9a.

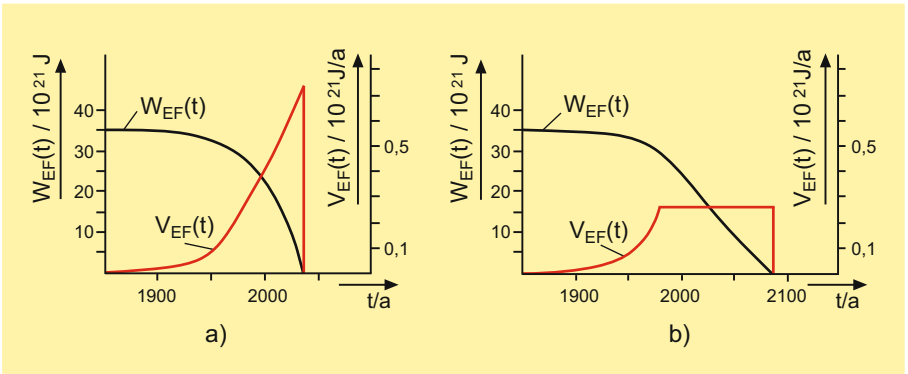


Bild 3.9. Hypothetische Verbrauchskurve und zugehöriger zeitlicher Verlauf gespeicherter fossiler Energie a) exponentielles Wachstum, b) konstantes Nullwachstum ab 1977.

Ein anderer hypothetischer Verlauf wäre konstantes Nullwachstum, was etwa im Jahre 2080 zu dem gleichen Ergebnis führen würde, Bild 3.9b.

Berücksichtigt man bei den erschöpflichen Ressourcen die Kernenergie (Spaltstoffe), so ergeben sich unter Weiterverwendung des Modells von *King Hubbert* Verbrauchskurven gemäß Bild 3.10.

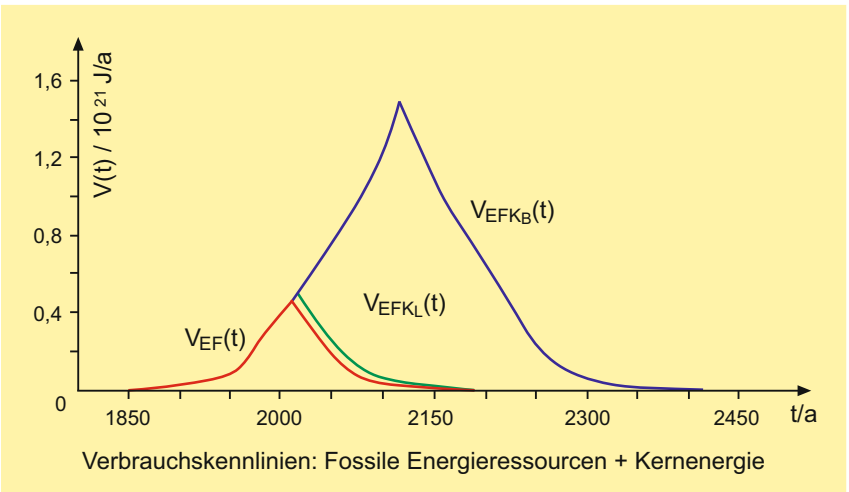


Bild 3.10. Verbrauchskurven unter zusätzlicher Berücksichtigung der Kernenergie aus Spaltstoffen. $V_{EFK_L}(t)$: Einsatz der Spaltstoffe im Leichtwasserreaktor, $V_{EFK_B}(t)$: Einsatz der Spaltstoffe im Brutreaktor mit ca. 60facher Ausnutzung gegenüber dem Leichtwasserreaktor.

In obigem Diagramm sind für 1 % mittleres Wachstum nach 2030 (hypothetische Annahme, keine Prognose!) zusätzlich zur fossilen Verbrauchskurve (rot) die Verbrauchskurve für die Nutzung von Spaltstoffen sowohl in konventionellen Leichtwasserreaktoren (grün) als auch unter Einsatz von Brutreaktoren (blau) dargestellt. Für die Brutreaktoren ist ein Mittelwert zwischen 60 bis 100facher Ausnutzung des Brennstoffs gegenüber Leichtwasserreaktoren angenommen. Die Größenverhältnisse erhellen, dass die Kernenergie dann längerfristig zur Lösung des Energieproblems beitragen könnte, wenn die verfügbaren Spaltstoffe nicht nur in Leichtwasserreaktoren sondern auch in Brutreaktoren eingesetzt werden könnten. Die technische Realisierbarkeit und Wirtschaftlichkeit letzterer ist derzeit noch Gegenstand der Forschung.

Ebenso deutlich geht aus den beiden Verbrauchskurven für die Nutzung der Kernenergie im Brutreaktor hervor, dass bei stetigem exponentiellem Wachstum eine erhebliche Vergrößerung des gespeicherten Energievorrats nur unwesentlich zur Verlängerung des Zeitpunktes T_x betragen würde.

Wie auch immer, angesichts der aktuellen Energiewende scheinen diese Überlegungen wohl obsolet zu werden. Sicher ist, dass die Funktion $W_{EF}(t)$ einen Wendepunkt besitzt, seine genaue Bestimmung wäre jedoch reine Spekulation.

Neben den beiden Extremverläufen *exponentielles Wachstum* und *Nullwachstum* existieren sophistische mathematische Modelle, die auf aktuellen Bedarfsprognosen basieren und damit treffendere Aussagen erlauben.

An dieser Stelle sei kurz auf die unterschiedliche Aussagekraft bzw. Wirklichkeitsnähe verschiedener Methoden der Vorhersage künftiger Entwicklungen hingewiesen. Man unterscheidet grob zwischen *Wunschbildern, Szenarien* und *Prognosen*. Erstere sind Vorstellungen von einem grundsätzlich wünschenswerten Idealzustand, der sich jedoch bei nüchterner Betrachtung, hinreichender Sachkenntnis und angemessenem Systemverständnis als nicht realisierbar erweist. *Szenarien* stellen hypothetische Entwicklungen dar, die sich bei Annahme bestimmter, frei wählbarer Voraussetzungen einstellen würden (*Sandkastenspiele*). Abhängig von den gewählten Annahmen führen Szenarien je *nach Wunschdenken* ihrer Ersteller zu beliebig divergierenden Ergebnissen. Andererseits können Szenarien durchaus hilfreich sein, wenn es um die Ermittlung extremer Trends bzw. von Handlungsspielräumen geht, innerhalb derer die wahrscheinlichste Entwicklung verlaufen wird. *Prognosen* schließlich beruhen auf einer *erkennbaren Ordnung der Vergangenheit*, die man bis zur Erlangung neuerer Erkenntnisse auch der Zukunft unterstellt. Sie liefern bei nicht allzu fernem *Prognosehorizont* meist belastbare Aussagen.

Zur Anfertigung von Prognosen benötigt man in der Vergangenheit erfasste *Trendkurven* oder *Trendfunktionen*, das heißt Verläufe statistischer Zeitreihen, die um zufällige Schwankungen bereinigt sind. Extrapolationen dieser Kurven geben den wahrscheinlichen Verlauf einer Entwicklung an, dem die tatsächliche Entwicklung innerhalb einer gewissen Bandbreite folgen wird. Sind die Abweichungen monoton, bedarf die Trendextrapolation einer Korrektur. Ein typisches Beispiel unbedarfter Trendextrapolation war das unbegrenzte *exponentielle Wachstum* des Verbrauchs elektrischer Energie, für den jedoch bereits 1930(!) richtigerweise ein *S-förmiger Verlauf* vorhergesagt wurde.

Erfolgt die Trendextrapolation unmittelbar aus der bereinigten Zeitreihe, spricht man von einer unmittelbaren bzw. direkten Prognose (engl.: *deterministic forecast*). Werden die ver-

schiedenen Ursachen bzw. Einflussfaktoren des beobachteten Trends, beispielsweise Bruttosozialprodukt, industrielle Produktion etc. isoliert betrachtet, spricht man von mittelbaren oder indirekten Prognosen (engl.: *correlation techniques*). Mittelbare Prognosen können, müssen aber nicht genauer sein.

Je geringer die erkennbare Ordnung der Vergangenheit ist und je langfristiger die Vorhersage (*Prognosehorizont*), desto fragwürdiger ist deren Zuverlässigkeit und desto größer ist die Vielfalt denkbarer Zukunftsverläufe bis hin zur reinen *Spekulation*. Dies erklärt die häufig krasse Verschiedenheit prognostizierter künftiger Zustände.

Prognosen können andererseits sehr genau sein, beispielsweise bei der Erstellung künftiger Tageslastkurven im Rahmen der Kraftwerkeinsatzplanung (17.1.1.1). Dank hoher Ordnung des in der Vergangenheit erfassten Verbrauchs und des Bekanntseins aktueller vertraglich vereinbarter Stromlieferungen oder etwaiger Strombezüge lässt sich der Verbrauch elektrischer Energie über die 24 Stunden des folgenden Tages mit einer Unsicherheit von etwa 3 % - 5 % vorhersagen.

Kehren wir nach dieser Begriffsklarstellung wieder zum künftigen Energieverbrauch zurück. Die verfügbaren Reserven berechnen sich als Differenz der nutzbaren fossilen Ressourcen und der zum betrachteten Zeitpunkt verbrauchten Vorräte:

$$W_{EF}(0) - \int_{0}^{1977} -\frac{dW_{EF}(t)}{dt}dt = \int_{1978}^{T_x} -\frac{dW_{EF}(t)}{dt}dt \quad . \tag{3.8}$$

Aus dieser Bestimmungsgleichung lässt sich für jede prognostizierte künftige Verbrauchskurve

$$V_{EF}(t) = -\frac{dW_{EF}(t)}{dt} \tag{3.9}$$

und den zum jeweiligen Betrachtungszeitpunkt als zutreffend erkannten Vorräten $\Delta W_{EF}(t)$ die obere Grenze T_x des bestimmten Integrals – der Zeitpunkt, zu dem die nutzbaren fossilen Ressourcen gänzlich verbraucht sein würden, oft anschaulich aber unrealistisch als der *Tag, an dem die Räder stillstehen* bezeichnet – bestimmen. Hierzu planimetriert man die unter der angenommenen Verbrauchskurve $V_{EF}(t)$ liegende Fläche A_1 bzw. wandelt sie in ein flächengleiches Rechteck (Fläche $A_2 = A_1$) mit dem aktuellen Verbrauch als vertikale Seite um. Die Zeit T_x ergibt sich dann aus der horizontalen Kante des Rechtecks auf der Zeitachse, Bild 3.11.

Es muss hier nochmals betont werden, dass die aus dem Modell *King Hubbert* resultierende *symmetrische Verbrauchskurve* der Gruppe der *Szenarien* zuzuordnen ist, also nicht den Anspruch auf eine Prognose erhebt. Über den tatsächlichen Verlauf der Verbrauchsfunktion, für die es auch mathematische Modelle gibt, lässt sich nur *spekulieren*. Beispielsweise verlangte die noch bis 1970 erkennbare Ordnung nach stetigem Wachstum, was bei endlichen Reserven aber nicht richtig sein kann.

Der Weltbedarf an Primärenergie nimmt, abgesehen von wirtschaftlich und politisch bedingten Schwankungen, stetig zu. Diese Zunahme rührt im Wesentlichen von aufstrebenden Ländern her, während in den Industrienationen aufgrund von Energieeffizienz- und Energiesparmaßnahmen eher eine Stagnation oder gar Reduktion zu beobachten ist. Würde

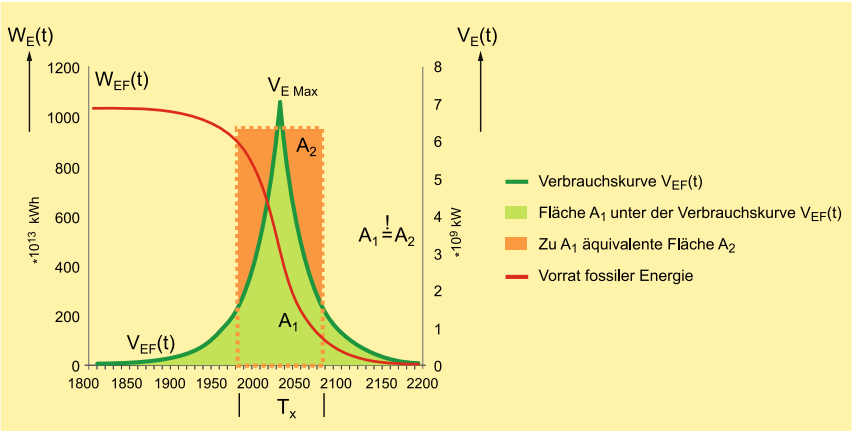


Bild 3.11. Bestimmung des Zeitpunkts T_X aus einer angenommenen Verbrauchskurve $V_{EF}(t) = -dW_{EF}(t)/dt$ (Grafik: *Bellm*, nicht maßstäblich).

man Nullwachstum bei alleinigem Verbrauch fossiler Energieträger voraussetzen, wären die in Bild 3.12 aufgeführten Reserven nach ca. 100 Jahren verbraucht.

Energieträger	Reserven in Mrd. t SKE	Ressourcen in Mrd. t SKE
Hartkohle	585	14946
Weichbraunkohle	110	1765
Erdöl (konventionelle Vorkommen)	170	161
Erdöl (aus Ölschiefer, Ölsand etc.)	48	274
Erdgas	193	318
Fossile Energieträger	1106	17464
Kernbrennstoffe (Uran, Thorium etc.)	57	266
Gesamt	2212	34928

Bild 3.12. Reserven und Ressourcen nichterneuerbarer Primärenergien, Stand 2014, (Quelle: www.deutsche-rohstoffagentur.de).

Die *nutzbaren* Erdölressourcen in Teersänden und Muschelkalk werden auf Werte geschätzt, die zumindest in diesem Jahrtausend Erdöl nicht gänzlich zur Neige gehen lassen werden. Auch die Preise werden angesichts der Dekarbonisierung und der zunehmenden Elektromobilität vermutlich überschaubar bleiben. Das Ende des Ölzeitalters wird nicht allein vom Knappwerden der Ölvorräte, sondern auch von ökonomischen und ökologischen Faktoren (Klimagase, Naturschutz) sowie von geopolitischen Veränderungen und technischen Alternativen wie Kernenergie, Erdgas, Kohleverflüssigung, Solarenergie, Windkraft, Biomasse, Wasserstofftechnologie, Elektromobilität etc. bestimmt werden.

Heute leisten Kohle, Erdgas, Kernenergie, Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik und Biomasse in einem konzertierten Energiemix die aktuelle Bedarfsdeckung. Die Zusammensetzung des Energiemixes richtet sich nach der vom *Erneuerbare Energien Gesetz* EEG (2.1 und 2.1.2) maßgeblich beeinflussten preislichen Wettbewerbsfähigkeit der einzel-

nen Primäreinergieträger, der Zubaurate von EE-Anlagen, der Ernsthaftigkeit die CO_2-Reduktionsziele erreichen zu wollen sowie generellen gesellschaftlichen bzw. politischen Zeitströmungen.

Die kontrollierte Kernfusion (5.1.1) würde das Problem zur Neige gehender erschöpflicher Ressourcen lösen. Ihre Realisierbarkeit im Labor und mehr noch in großtechnischen Anlagen (Kraftwerke) ist jedoch nach wie vor Gegenstand der Grundlagenforschung und in naher Zukunft nicht absehbar (5.1.1). Der aktuelle Erfolg erneuerbarer Energien könnte sie vermutlich gänzlich entbehrlich machen.

3.2.2 Unerschöpfliche Ressourcen

Die unerschöpflichen Energieressourcen, auch *Erneuerbare Energien* genannt, werden wie eingangs bereits erwähnt (Gl. 3.2) zweckmäßigerweise durch ihre *Energieflussrate*, mit anderen Worten ihre *Leistung* in Watt, beschrieben (s. a. 3.2.3):

$$P_{UE_{\mathrm{nutz}}}(t) = \frac{dW_{UE_{\mathrm{nutz}}}(t)}{dt} \quad . \tag{3.10}$$

Diese Größe stellt die vom Ausbaugrad abhängige Obergrenze für die im Jahresmittel verfügbare Leistung dar. Letztere hängt von der installierten EE-Kraftwerksleistung sowie ihrer jeweiligen *Jahresnutzungsdauer* ab (s. a. Kapitel 4). Sie ist eine Verbrauchs- bzw. Nutzungskurve

$$V_{UE_{\mathrm{max}}}(t) = P_{UE_{\mathrm{nutz}}}(t) \quad . \tag{3.11}$$

Im Bild 3.13 ist dieser Zusammenhang am Beispiel des Energieträgers *Laufwasser* (Index W), dem seit Anbeginn der großtechnischen Stromerzeugung genutzten erneuerbaren Energieträger, aufgezeigt.

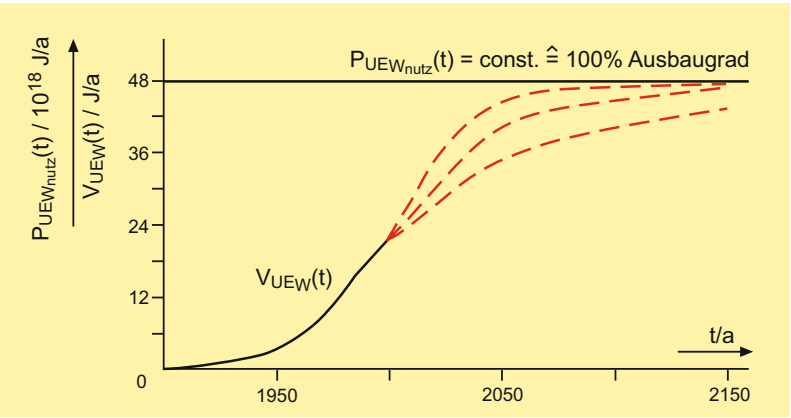


Bild 3.13. Technisch und wirtschaftlich nutzbarer Energiefluss $P_{UE_{W_{\mathrm{nutz}}}}(t) = const.$ und Nutzungskurve $V_{UE_W}(t)$ des erneuerbaren Energieträgers Laufwasser, Index W (schematisch).

Der durchgezogene, schwarz gezeichnete Teil der Nutzungskurve entspricht der derzeit vorhandenen mittleren Leistung, die gestrichelten Teile zeigen mögliche Entwicklungen für die Zukunft, wobei sich der Verbrauch mehr oder weniger schnell der Obergrenze für den Energiefluss $P_{UE_{W_{\mathrm{nutz}}}}$ asymptotisch nähert (*Logistische Funktion*: $y = y_{\mathrm{max}}(1 - a^x)$ mit $y = V_{UE_W}(t)$, $y_{\mathrm{max}} = P_{UE_{W_{\mathrm{nutz}}}}$, $x = t$).

Das begrenzte Potenzial zur Steigerung der Wasserkraft in Deutschland zeigt eindrucksvoll der Kraftwerksausbau deutscher Flüsse, beispielsweise des Neckars, Bild 3.14.

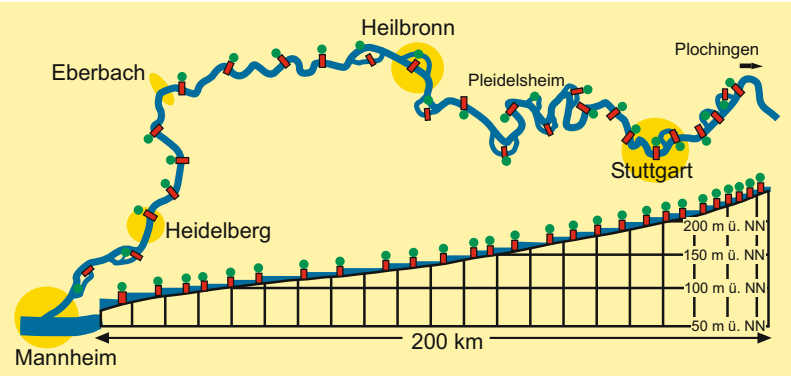


Bild 3.14. Ausbaugrad der Wasserkraftwerke des Neckars, Stauwehre/Schleusen rot, Kraftwerke grün (*Neckarwerke Stuttgart*).

Offensichtlich ist ein großer Teil des Gefälles bereits genutzt. Überraschend ist die niedrige Gesamtleistung aller Kraftwerke in Höhe von ca. 90 MW. Die 29 Wasserkraftwerke des Mains leisten insgesamt 100 MW, die 10 Kraftwerke des Rheins längs der deutsch/französischen Grenze 1375 MW, wovon die Hälfte an Frankreich geht.

Für die neben der Wasserkraft verfügbaren unerschöpflichen bzw. regenerativen Energieträger – direkte und diffuse *Sonneneinstrahlung*, *Wind*, *Biomasse* etc. – ergibt sich prinzipiell ein ähnlicher Verlauf, wobei jedoch deren Ausbaugrad derzeit noch an der unteren Grenze liegt. Trotzdem haben beispielsweise Windkraftanlagen bereits im Jahr 2006 mehr elektrische Energie erzeugt als Wasserkraftanlagen und besitzen daher grundsätzlich noch hohes Potenzial. Inwieweit sich ihr Ausbaugrad vergrößern lässt, ist primär eine Frage der staatlichen Subventionspolitik (s. a. 2.1.2 und Kapitel 6), der Verteuerung fossiler Brennstoffe, künftiger Bau- und Betriebskosten, des Netz- und Kraftwerksausbaus, des Flächenbedarfs und des Umweltschutzes (s. a. Kapitel 6 und Kapitel 21).

Allen Einrichtungen zur Nutzung unerschöpflicher bzw. erneuerbarer Energien ist gemeinsam, dass die Primärenergie zunächst kostenlos zur Verfügung steht. Wie jedoch in (21.6.1.1) ausführlich erläutert, setzen sich die *Stromkosten* nicht nur aus *Brennstoff-* bzw. *Arbeitskosten* sondern auch aus *Leistungskosten* zusammen. Während erstere im Fall erneuerbarer Energien vernachlässigbar sind, liegen letztere in Form von *Kapital-* und *Instandhaltungskosten* für jedes kW installierter Leistung unter Berücksichtigung des Nutzungsgrads beträchtlich höher als bei konventionellen Anlagen. Daher lassen sich Photovoltaik- und Windkraftanlagen oft nur in Form von *Steuersparmodellen* mit beträchtlichen *staatlichen Subventionen* und sehr wohlwollenden weiteren politischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich errichten und betreiben. Beispielsweise zwingt der Staat durch das *Erneuerbare Energien Gesetz* die Unternehmen der öffentlichen Stromversorgung, aus erneuerbaren Energien erzeugten teureren Strom vorrangig zu weit über den Stromkosten thermischer Kraftwerke liegenden Preisen abzunehmen, so genannte gesetzliche *Einspeisevergütung*. Letztlich muss dieser teure Strom immer über höhere Strompreise von allen Endverbrauchern bezahlt werden (2.1.2 und 21.6.2). Die künftige wirtschaftliche Entwicklung sowie zwingend einzuhaltende technische Randbedingungen werden zeigen, in welchem Umfang

sich die vorrangige Nutzung aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom und die stromwirtschaftlich schwer zu rechtfertigenden überhöhten Einspeisevergütungen langfristig beibehalten lassen.

An dieser Stelle sei auf den gravierenden Unterschied zwischen installierter *Leistung* in MW und produzierter *Energie* in TWh bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen hingewiesen. Beispielsweise übersteigt die installierte Leistung von Windkraftanlagen heute die installierte Leistung derzeit bestehender Steinkohlekraftwerke. Erstere tragen jedoch aufgrund ihres geringen Nutzungsgrades (4.2) weniger zur Stromerzeugung bei als klassische Steinkohlekraftwerke. Eine Momentaufnahme der *installierten Leistungen* der maßgeblichen Primärenergieträger und der von ihnen erzeugten *Strommengen* im Jahr 2015 zeigt Bild 3.15.

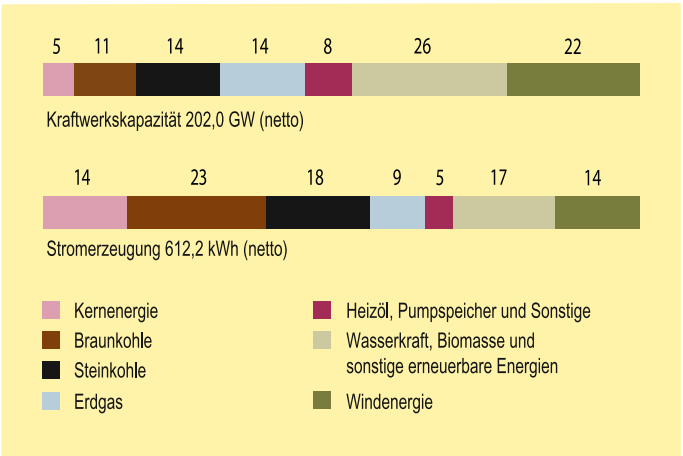


Bild 3.15. Kraftwerkskapazitäten der maßgeblichen Primärenergieträger (oben) und Beiträge der Kraftwerkskapazitäten zur Nettostromerzeugung 2015 (unten). Alle Zahlenangaben in Prozent gerundet (BDEW 2016).

Wenn ferner die Windkraftanlagen Deutschlands heute mehr kWh erzeugen als die Wasserkraftwerke, darf man nicht vergessen, dass es für den stabilen, kostenminimalen Betrieb eines Elektroenergiesystems nicht nur auf die während eines *Jahres* erzeugten *Energiemengen* der verschiedenen Primärenergieträger ankommt. Vielmehr müssen, wie eingangs bereits erläutert, vorrangig die instantanen *Erzeuger-* und *Verbraucherleistungen* in *jedem Augenblick* im Gleichgewicht gehalten werden können. Diese instantanen *Leistungsgleichgewichte* lassen sich aber nicht durch über einen willkürlichen Zeitraum erzeugte *Energiegleichgewichte* in kWh erreichen, sondern nur durch bedarfsgerechte, jederzeit gesichert abrufbare *Erzeugerleistungen* $p(t)$ mit der Dimension Watt bzw. Megawatt.

Manchem Nichtfachmann mag diese feine Unterscheidung sophistisch erscheinen, sie repräsentiert aber ein fundamentales, betrieblich notwendiges Konzept mit zahlreichen technischen und finanziellen Implikationen, das für den wirtschaftlichen und störungsfreien Betrieb der allgemeinen Stromversorgung essentiell ist (s. a. 17.1.2 und 21.6.1.1).

Die für die Wahrung des Leistungsgewichts maßgebliche zeitabhängige Leistung $p(t)$ ist definiert als Grenzwert des Differenzenquotienten $\Delta W/\Delta t$ für $\Delta t \to 0$,

$$p(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\Delta W}{\Delta t} = \frac{dW(t)}{dt} \quad , \tag{3.12}$$

und da $\Delta W/\Delta t$ bei Windkraft und Photovoltaikanlagen den Launen der Natur folgt, ist deren instantan verfügbare Leistung nicht exakt prognostizierbar, mit anderen Worten nur bedingt deterministisch planbar und auch nicht immer bedarfsgerecht abrufbar (s. a. Kapitel 4, Einführung). Beispielsweise liegt die langfristig gesicherte Leistung von Windkraftanlagen nur bei ca. 10 % ihrer installierten Leistung.

Die in Schwach- und Sturmwindzeiten bzw. bei Abschattung ausbleibende Leistung von EE-Kraftanlagen ist durch *positive Regelleistung* (17.1.2 und 21.6.1.1) klassischer, deterministisch verfügbarer, systemrelevanter Kraftwerke in Echtzeit auszugleichen. Die Kosten dieser zusätzlich benötigten Kraftwerksreserveleistung sind bei einer gesamtheitlichen Betrachtung der Wirtschaftlichkeit in Anrechnung zu bringen und wieder einmal auf die Kosten einer kWh umzulegen. Elektrische Energie zur falschen Zeit erzeugt ist grundsätzlich wertlos und verursacht sogar Kosten bezüglich *negativer* Regelleistung. Letztere verursacht zwar keine Primärenergiekosten, führt aber zu erhöhten Wartungs- und Instandhaltungskosten durch Verschleiß. Zu Spitzenzeiten deterministisch abrufbare Energie ist sehr teuer, andererseits für den störungsfreien Betrieb eines Elektroenergiesystems unverzichtbar. Bereits beim gegenwärtigen Ausbauzustand gab es in der Bundesrepublik schon mehrfach durch nichtdeterministische Erzeugungsanlagen verursachte kritische Netzzustände, die nur mit Mühe bewältigt werden konnten. Der weitere Zubau von EE-Anlagen wird dieses Problem noch verschärfen und vermehrt Flexibilitätsbeiträge maßgeblicher Netznutzer in Verteilnetzen erforden, so genannte *Dezentrale Energie Ressourcen, DER* (17.1.3 und 17.2).

In absehbarer Zukunft könnte beispielsweise neben dem Aus- und Zubau von Pumpspeicherkraftwerken sowie anderer Energiespeicher (s. 8.6) eine Vielzahl von Elektroautos gegebenenfalls hilfreich sein. Ihre Energiespeicherbatterien hoher Kapazität könnten bei koordinierter, zeitlich gesteuerter Auf- und Entladung, beispielsweise in künftigen Batterietausch-Tankstellen, einen großen *virtuellen Speicher* darstellen, vergleichbar mit Pumpspeicherkraftwerken. Die Batterietankstellen wiederum müssten für die Steuerung und für Verrechnungszwecke in *smart grids* eingebunden sein (s. a. 6.8.1.9 und 11.5).

Grundsätzlich ist die massive Nutzung unerschöpflicher Energievorräte bzw. erneuerbarer Energien mittels Windkraft- und Photovoltaikanlagen in höchstem Maße wünschenswert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist sie eine zumindest temporär mit hohen allgemeinen Strompreisen verbundene sehr kostspielige Alternative, die sich eine Gesellschaft erst einmal leisten können muss.

3.2.3 Energieflussrate, Leistung eines Energieflusses

Wie im vorigen Abschnitt 3.2.2 bereits angedeutet, manifestieren sich die unerschöpflichen Primärenergieträger als *Energieflüsse*, die seit der Entstehungsgeschichte unserer Erde ungefragt Primärenergie $W_{UE}(\mathrm{t})$ liefern, die in ihrer Gesamtheit fortwährend wächst und im witterungsbedingten Jahresmittel mit gleichbleibender Steigung monoton gegen unendlich strebt. Ein unerschöpflicher Energiefluss lässt sich daher nicht durch einen bestimmten endlichen Energieinhalt in Joule charakterisieren. Vielmehr verlangt seine mathematische Beschreibung die Einführung der Größe *Energieflussrate*, die sich als Quotient der jeweils geflossenen Energie pro Zeiteinheit in Joule/annum oder Terrawatt dastellt,

$$p(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\Delta W_{EF}}{\Delta t} = \frac{dW_{EF}(t)}{dt} \quad . \tag{3.13}$$

Die Energieflussrate ist die entscheidende Größe zur Charakterisierung einer unerschöpflichen Energiequelle. Sie ist wahrlich keine neue sondern eine sehr vertraute Größe, die gewöhnlich *Leistung* genannt und in Watt gemessen wird. So geht die Energieflussrate auch weit über die Charakterisierung der Leistungsfähigkeit erneuerbarer Energien hinaus. Beispielsweise lassen sich den *Förderraten* für Erdöl, Erdgas, Kohle bzw. der von ihnen mitgeführten Primärenergie pro Zeiteinheit, ebenfalls Energieflüsse P in Watt zuordnen. Ein die Solarstrahlung oder eine Windströmung begleitender Energiefluss $\Delta W/\Delta t = P_{\Delta t}$ ist, abgesehen von seiner volatilen Natur, durchaus vergleichbar mit der von einem Kohlekraftwerk abgegebenen Leistung P oder der in einem Netz herrschenden Netzlast P. Es geht lediglich noch um den Wirkungsgrad der Umwandlung der betrachteten Primärenergie in die jeweilige Sekundärenergie. Typische weitere Energieflussraten sind beispielsweise

– Stein-/Braunkohle-Förderrate
– Erdöl-/Erdgas-Förderrate
– Konventionelle Kraftwerksleistungen
– Verbraucherleistungen bzw. Netzlast in Stromnetzen
– Verbraucherleistungen bzw. Netzlast in Wärmenetzen
– Geothermie-Energieflussrate (Anlagenleistung)
– Biomasse-Energieflussrate (Anlagenleistung)
– Laufwasserkraftwerks-Leistung
– Windturbinen- oder -park-Leistung
– Solarstrahlungs-Leistung .

Alle aufgeführten Energieflussraten bzw. Leistungen besitzen letztlich die Einheit Watt, was sie unbeschadet ihrer physikalischen oder chemischen Natur einfach vergleichbar und unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade bei ihrer Umwandlung gegeneinander aufrechenbar macht.

Dies sei am Beispiel des vermutlich am ehesten zur Neige gehenden Primärenergieträgers *Mineralöl* angedeutet, wobei hier nur der Straßenverkehr und die Gebäudeheizung berücksichtigt werden,

Energieflussrate Benzin:	404 TWh/a
Energieflussrate Öl:	354 TWh/a
Energieflussrate Heizöl:	248 TWh/a
Energieflussrate total:	1006 TWh/a .

Mit dem Umrechnungsfaktor 1 TWh/a = 0,115 GW müsste bei vollständigem Verzicht auf Mineralöl eine zusätzliche elektrische Kraftwerksleistung von 100,6 GW bereit gestellt werden. Unter der Annahme einer allmählichen Ablösung mit 2 % pro Jahr entsprechend 22 TWh/a müssten 2,5 GW pro Jahr elektrische Erzeugungsleistung neu installiert werden. Dies unbeschadet eines bis 2030 im Raum stehenden Defizits von ca. 30 GW Erzeugungsleistung infolge der Außerbetriebsetzung älterer und stetig unrentabler werdender klassischer Kraftwerke. Die Zahl 100,6 GW steht zugegebenermaßen nur für die Größenordnung des Erzeugungsdefizits und ist neben der Berücksichtigung von Wirkungsgraden noch um totale Energieeffizienzen im Einzelfall und mögliche Einsparmaßnahmen, beispielsweise beim Heizöl durch ubiquitäre Wärmeisolation im Wohnungsbau etc. zu bereinigen.

Bei modernen Prognosen geht es weniger um die Reichweite (Energieinhalte) von Ressourcen als um die bezahlbare langfristige Aufrechterhaltung der Summe aller Primärenergieflussraten, die zur Deckung des heutigen und künftigen Energiebedarfs erforderlich

sind. Die Lebensdauer der Vorräte an erschöpflichen Ressourcen oder das aus betrieblichen Gründen erforderliche instantane Gleichgewicht elektrischer Leistungen im Stromnetz sind zusätzliche essentielle Randbedingungen.

Die Tatsache, dass auch erschöpfliche Ressourcen sich durch *Energieflüsse* (Förderraten) bzw. Leistungen P beschreiben lassen, erlaubt einen treffenden Vergleich zwischen den Beiträgen erschöpflicher und unerschöpflicher Energien am konzertierten Energiemix, wie auch mit dem Bedarf (Netzlast).

3.3 Klimawandel

Die Temperatur auf der Erdoberfläche wird durch ein empfindliches Gleichgewicht zwischen einfallender und reflektierter Solarstrahlung bestimmt, Bild 3.16.

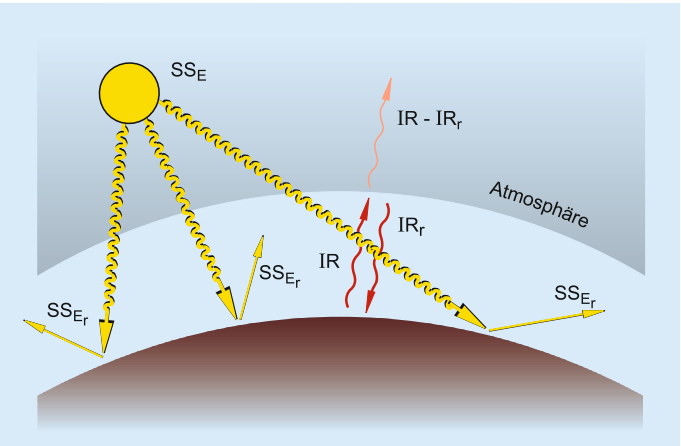


Bild 3.16. Wärmehaushalt der Erdoberfläche. SS_E auf die Erde treffender Anteil der Solarstrahlung, SS_{Er} direkt reflektierter Anteil der Solarstrahlung, IR rückgestrahlte Infrarotstrahlung, IR_r von der Atmosphäre zur Erde reflektierte Infrarotstrahlung.

Die einfallende Strahlung SS_E erfährt je nach Beschaffenheit der Erdoberfläche (Meer, Land, Landnutzung, Eis) eine teilweise direkte Reflexion SS_{E_r}. Zusätzlich bewirkt der absorbierte Teil der Solarstrahlung eine in den Weltraum gerichtete Infrarotstrahlung IR. An der die Erde umgebenden *Atmosphäre* erfährt diese IR-Strahlung je nach Dichte und Zusammensetzung der dort vorhandenen so genannten *Treibhausgase* CO_2, Wasserdampf, Methan etc. eine teilweise Reflexion IR_r zurück zur Erdoberfläche, die sich zur einfallenden Solarstrahlung addiert. Hierdurch entsteht ein natürlicher *Treibhauseffekt*, der das Leben auf der Erde in der vorliegenden Form erst möglich macht. Dieser Treibhauseffekt wurde bereits 1824 von *Fourier* erkannt.

Damit die mittlere Temperatur an der Erdoberfläche über die Jahre hinweg konstant bleibt, müssen die im jährlichen Mittel einfallende Solarstrahlung SS_E und direkt reflektierte Solarenergie SS_{E_r} mit der abgestrahlten und reflektierten IR-Strahlung im Gleichgewicht sein,

$$SS_E - SS_{Er} = IR - IR_r \quad . \tag{3.14}$$

Neben dem rein strahlungsbedingten Gleichgewicht ist auch noch mit zahlreichen weiteren bekannten und unbekannten Einflüssen zu rechnen, beispielsweise der *latenten Wärme*. Beim Verdunsten von Wasser wird der Erde infolge des Wechsels des Aggregatszustands von Wasser zu Dampf die so genannte *Verdampfungswärme* entzogen, was eine Abkühlung der Erdoberfläche zur Folge hat. Umgekehrt wird beim Kondensieren des Wasserdampfs wieder Kondensationswärme freigesetzt, die zu einer Erhöhung der Lufttemperatur führt etc. Eine Vielzahl von Beobachtungen weist derzeit auf eine schleichende Zunahme der mittleren Temperatur an der Erdoberfläche hin. Als sichtbare Zeichen der Erderwärmung (engl.: *global warming*) werden der Rückgang der Eiskappen an den Polen, das weltweite Abschmelzen von Gletschern, die Zunahme der Tornadostärke, das Ausmaß von Überschwemmungen etc. gesehen. Die derzeit existierenden mathematischen Klimamodelle prognostizieren für die nächsten 100 Jahre eine Zunahme um 2 bis 6°C, was einer globalen Erhöhung des Meeresspiegels von 1 Meter entspräche. Diese Vorhersagen sind jedoch aufgrund des langen Prognosehorizonts und der Vielzahl bekannter und etwaiger derzeit noch unbekannter Einflüsse hoch spekulativ und eher dem Bereich der Szenarien zuzurechnen (s. a. 3.2.1).

Als Ursache des globalen Klimawandels wird eine *anthropogen* bedingte, das heißt vom Menschen verursachte Zunahme der CO_2-Konzentration in der Erdatmosphäre vermutet, die zu einer Erhöhung der rückreflektierten Strahlungskomponente IR_r und damit zu einer Störung des Gleichgewichts (3.14) führen kann. Dieser Zusammenhang wird derzeit als wahrscheinlichste Ursache des Klimawandels erachtet, wenngleich die Erde in der Vergangenheit schon wesentlich dramatischere Temperaturschwankungen und vergleichbar hohe CO_2-Werte ohne menschliches Zutun erlebt hat. Insofern wurde der ursächliche Zusammenhang zwischen dem beobachteten Klimawandel und der messbaren Zunahme des CO_2-Gehalts in der Atmosphäre anfänglich kontrovers diskutiert. Seit der historischen *Weltklimakonferenz 2015* in Paris gibt es jedoch einen signifikanten globalen Trend zur Akzeptanz anthropogener Verursachung. Mit Ausnahme Erdöl oder Kohle exportierender Länder wird weltweit eine Reduzierung der anthropogenen CO_2-Emission als Schritt in die richtige Richtung erachtet.

Bereits heute wird der Energiemix nicht mehr allein von der Verfügbarkeit und dem Preis fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energien bestimmt, sondern maßgeblich auch von seinem Beitrag zur CO_2-Emission (s. a. 21.4.4). Hierbei besitzen die Kernenergie (5.5), moderne Kohlekraftwerke höheren Wirkungsgrads, Erdgaskraftwerke (USA), die Windenergie, Photovoltaik und die CO_2-neutrale Biomasseverwertung für die kommenden Jahre das größte Potenzial zur Reduzierung der CO_2-Emissionen. Es geht zunehmend weniger um die Prognosen über die Reichweite erschöpflicher Ressourcen als um das begrenzte CO_2-Deponievolumen der Atmosphäre. Die weitgehende globale Dekarbonisierung (2.1.2, Kapitel 3 und 6) in der Stromwirtschaft und dem Verkehrswesen ist nur noch eine Frage der Zeit. Derzeit wird in Deutschland bereits der sozialverträgliche Ausstieg aus der Kohleverstromung anvisiert. Auf der Weltklimakonferenz 2016 in Marokko hat Deutschland einen Zeitplan für die Ziele von Paris vorgelegt.

Die lokalen ambitionierten Ziele der Bundesregierung machen viel Sinn, wenn man neben der Reduzierung der CO_2-Emissionen gleichzeitig eine Verringerung der Abhängigkeit von ausländischen Energielieferanten, die Schonung eigener erschöpflicher Ressourcen sowie eine generelle Verringerung lokaler Umweltverschmutzung berücksichtigt (s. a. 3.2.2 und 21.4.4).

Schließlich sollten auch positive Wirkungen des Klimawandels nicht außer Acht bleiben, zumal manchen Ländern eine Erwärmung um 2°C nicht ungelegen käme. Wie auch immer sich die Problematik weiter entwickeln wird, auch beim Klimawandel empfiehlt sich das vom Bilanzieren gemäß *Handelsgesetzbuch* (HGB) bekannte *Vorsichtsprinzip*. Eine Beschleunigung der Energiewende ist dabei sicher eher angesagt, als ihre gelegentlich beobachtbare Entschleunigung.

3.4 Energieeffizienz

Energieeffizienz beschreibt im Kontext die Wirtschaftlichkeit des Primärenergieeinsatzes bei der Verfolgung der Ziele einer Volkswirtschaft. Implizit kennzeichnet sie damit auch die Anstrengungen um deren solidarischen Beitrag zur Verringerung der globalen CO_2-Emissionen. Energieeffizienz wird deshalb auch als *zweite Säule der Energiewende* bezeichnet.

Als Maß für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz eines Landes gilt beispielsweise das Verhältnis aus seinem Bruttoinlandsprodukt (BIP) und seinem Primärenergieverbrauch,

$$Energieeffizienz = \frac{Bruttoinlandsprodukt}{Primärenergieverbauch} \quad , \tag{3.15}$$

wobei für das Bruttoinlandsprodukt meist die Bezugsgröße 1000 € und für den Primärenergieverbrauch der während eines Jahres darauf entfallende Anteil des Gesamt-Primärenergieverbrauchs gewählt wird. Beispielsweise wurden in der Bundesrepublik 2014 für die Erwirtschaftung von 1000 € BIP 4,8 Gigajoule aufgewandt.

Der Gesamt-Primärenergieverbrauch wird aus dem *Endenergieverbrauch*, das heißt aus der nach dem Hausanschluss bzw. nach der Übergabestation aller Energieverbraucher genutzten Sekundärenergie mittels Multiplikation mit einem so genannten *Primärenergiefaktor* $f \geq 1$ überschlägig errechnet. Ist die Primärenergieumwandlung nur mit geringen Verlusten verknüpft, beispielsweise bei der Verwendung von Primärenergie zur Wärmeproduktion, der Gewinnung von Benzin und Diesel aus Erdöl oder der Bereitstellung von Erdgas, liegt der Primärenergiefaktor f nahe bei 1. Treten unvermeidlich hohe Verluste auf, beispielsweise bei der Stromerzeugung in thermischen Kraftwerken, liegt der Primärenergiefaktor auf Grund des thermischen Wirkungsgrads bei ca. 2,5 und wird dann auch *Stromfaktor* genannt.

Typische Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sind moderne Kohlekraftwerke höheren thermischen Wirkungsgrads (4.2.2), ein funktionierender CO_2-Emissionshandel (21.4.4), verstärkte Kraft-Wärmekopplung (4.7), Ersatz von Öl- und Gasheizungen durch Wärmepumpen, umfassende Wärmeisolation von Gebäuden, Elektromobilität gespeist mit EE-Überschussstrom, ubiquitärer Einsatz von LED-Leuchtmitteln, genereller Ersatz von fossilen Primärenergien durch erneuerbare Energien, Prozessverbesserungen industrieller und administrativer Prozesse aller Art etc.

Die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz lässt sich auf einzelne Branchen herunterbrechen, beispielsweise bei der Stromerzeugung auf das Verhältnis KWh zu Brennstoffverbrauch in Kraftwerken, oder im KFZ-Bereich, gefahrene Km zu Kraftstoffverbrauch. Man

spricht dann von *Energieeffizienzindikatoren*. Häufig werden auch Reziprokwerte obiger Indikatoren herangezogen, wobei dann allerdings eine Steigerung der Effizienz durch fallende Verhältniswerte indiziert wird.

Im Rahmen des europäischen Beitrags zur Begrenzung des globalen Klimawandels hat die Europäische Union 2012 eine novellierte *EU-Energieeffizienzrichtlinie* (engl.: *Energy Efficiency Directive*, EED) erlassen. Gemäß der Richtlinie ist der jährliche Primärenergieverbrauch der EU bis 2020 durch Steigerung der Energieeffizienz um 20 % zu reduzieren. Die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie in nationales Recht und die daraus resultierenden Einsparungen führen in den einzelnen EU-Ländern zu einer entsprechenden Verringerng der CO_2-Emissionen begleitet von signifikanten Änderungen der bisherigen Kopplung zwischen Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Primärenergieverbrauch (s. a. Kapitel 1, Bild 1.2). Die erreichten Steigerungen der Energieeffizienz sind in einem jährlich zu erstellenden *Nationalen Energieeffizienz Aktionsplan* (NEEAP) zu dokumentieren.

Die Erreichung des EU-Energieeffizienzziels von 20 % ist eine wesentliche Komponente des aktuellen Veränderungsprozesses *Energiewende* (2.1.2). So baut das Energiewende-Ziel *80 % Strom aus erneuerbaren Energien in 2050* bereits auf eine durch gesteigerte Energieeffizienz erreichte Absenkung des jährlichen Stromverbrauchs von derzeit grob 600 TWh auf geschätzte 450 TWh. Lediglich 80 % von letzterer Zahl sind in 2050 aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Unbeschadet dieser Erleichterung und der tatsächlichen Erreichung dieses Ziels bleibt die Energiewende eine große Herausforderung sowohl für die Stromversorgungsunternehmen als auch für die Verbraucher, die ja letztlich die Energiewende über ihre Stromrechnungen bezahlen (s. a. Kapitel 1, 2.1.2, 3.2, Kapitel 6 und 21).

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 3

1. BDEW: Energiemarkt Deutschland 2007. VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main, 2008.
2. Ausschuss für Industrie, Außenhandel, Forschung und Energie des Europäischen Parlaments: Arbeitsdokument über das Grünbuch, 2001.
3. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, 2001.
4. Shell International: Energy Needs, Choices and Possibilities – Scenarios to 2050. Global Business Environment, Shell International, 2001.
5. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Bundesrepublik Deutschland – Rohstoffsituation 2000. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, 2001.
6. BP Group: BP Statistical Review of World Energy 2005. Internet: www.bp.com/statisticalreview.
7. Böcker, D., Breloer, B. J. und Welte, D.: Zum Einfluss des Menschen auf den Klimawandel. VGB PowerTech 3/2010, S. 87 - 92.
8. Hosemann, G.: Meinungsherrschaft über den Klimawandel. ew 2011, S. 44 - 53.
9. Keil, G.: Die Energiewende ist schon gescheitert. Europäisches Institut für Klima und Energie. TvR Medienverlag, Jena 2012.
10. Langeheine, J.: Energiepolitik in Deutschland. Athene Media Verlag, Dinslaken 2012.

11. Schiffer, H. W.: Energiemarkt Deutschland. Jahrbuch 2017, TÜV Media GmbH, Köln 2016.
12. Dena: Energieeffizienz-Verpflichtungssysteme (EnEffVSys.). Deutsche EnergieAgentur Internet: dena.de, 2014.
13. Theobald, Chr. und Chr. Nill-Theobald: Energierecht, 13. Aufl., Beck Verlag, München 2016.
14. Schiffer, H. W.: Die Rolle von Ressourcen und Reserven für die weltweite Energieversorgung, VGB PowerTech 5/2019.

4. Stromerzeugung in Wärmekraftwerken

Die großtechnische Umwandlung von Primärenergie in elektrische Energie, kurz die *Erzeugung elektrischer Energie*, erfolgt in *Kraftwerken*. Abhängig von der eingesetzten Primärenergie unterscheidet man

Wärmekraftwerke	*Wasserkraftwerke*	*Erneuerbare Energien*
– Dampfkraftwerke	– Laufwasser-KW	– Windgeneratoren
– Gasturbinen-KW	– Speicher-KW	– Photovoltaikanlagen
– Dieselmasch.-KW	– Pumpspeicher-KW	– Solarthermie
– Kernkraftwerke	– Gezeitenkraftwerke	– Biomasseanlagen

Kernkraftwerke sind zwar grundsätzlich auch Dampfkraftwerke, unterscheiden sich aber wesentlich in der Natur ihrer Primärenergie und der Art ihres Dampferzeugers. Sie werden daher gewöhnlich als eigenständige Kraftwerkstechnologie behandelt (s. Kapitel 5).

Wasserkraftwerke nutzen auch Erneuerbare Energie, sind aber wegen ihrer weitgehend deterministischen Natur ebenfalls als eigenständige Kraftwerksklasse aufgeführt. Nach neuerer Terminologie finden sie sich häufig unter dem Oberbegriff *Erneuerbare Energien* und werden deshalb hier zusammen mit den anderen Konzepten zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Kapitel 6 behandelt.

Wärmekraftwerke und Wasserkraftwerke zeichnen sich gegenüber den so genannten *Erneuerbaren Energien* dadurch aus, dass sie *deterministisch* verfügbar sind. Das heißt, sie lassen sich im Rahmen der *Kraftwerkseinsatzplanung* 24 h rund um die Uhr mit einer festen Leistung verlässlich einplanen bzw. einsetzen (17.1). Erneuerbare Energien lassen sich, mit Ausnahme der Wasserkraft, nur schwach deterministisch zur Stromerzeugung verplanen und sind gegebenenfalls auch einmal gar nicht verfügbar (3.2.2). Sie lassen sich daher im Regelfall nur mit niedriger Verfügbarkeit bei der Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigen und erfordern eine höhere Reserve deterministisch einsetzbarer Kraftwerksleistung in Form so genannter systemrelevanter Kraftwerke, auch als *Schattenkraftwerke* bezeichnet (s. a. 3.2.2). Eine Ausnahme bilden mit Holz-Chips oder Holz-Pellets bzw. Biogas befeuerte Biomasseanlagen, die auch zu den Wärmekraftwerken gezählt werden können (s. a. 6.4).

Deterministisch einsetzbare Kraftwerke unterteilt man nach ihrer Beteiligung an der Deckung des mit der Tageszeit schwankenden Bedarfs bzw. nach ihrer *Jahresnutzungsdauer* (15.1.1, 21.6.1.1) in *Grundlastkraftwerke*, *Mittellastkraftwerke* und *Spitzenlastkraftwerke*.

Fasst man die Taglastkurven eines Jahres in einem einzigen Diagramm zusammen und ordnet dieses nach der Häufigkeit des Auftretens einer bestimmten Leistung, so erhält man

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_4

eine *geordnete Belastungskurve* (17.1.1.1), der man die Kraftwerke nach ihrer *Jahresnutzungsdauer* (17.1.1.1) zuordnen kann, Bild 4.1.

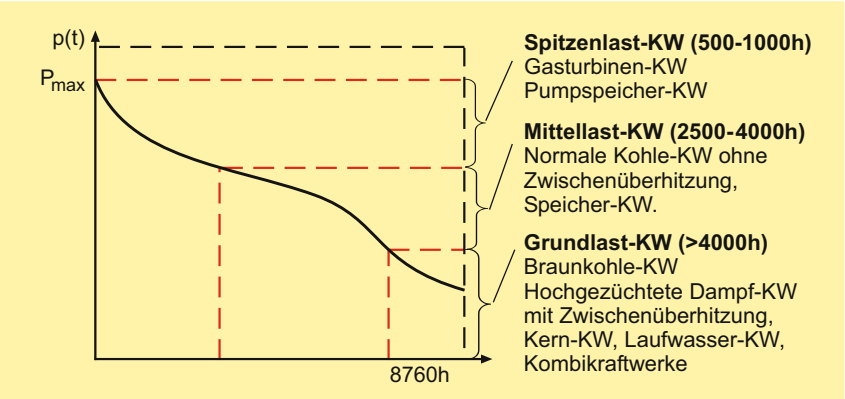


Bild 4.1. Einteilung konventioneller Kraftwerke nach ihrer Jahresnutzungsdauer.

Grundlastkraftwerke haben hohe Investitions- und geringe Betriebskosten, *Spitzenlastkraftwerke* geringe Investitions- und hohe Betriebskosten (Ausnahme: Pumpspeicherkraftwerke). Je nach lokalem Primärenergieangebot kann Grundlast auch mit Erdöl oder Erdgas gedeckt werden, z. B. in OPEC-Staaten oder in Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD, 4.6). Die Einsatzplanung der verschiedenen Kraftwerksklassen erfolgt mit Hilfe von Rechnern nach dem so genannten *Merit Order* Prinzip, das die Erzeugung auf diejenigen Kraftwerke verteilt, die bei der vorgesehenen Nutzungsdauer die geringsten Kosten pro kWh aufweisen, mit anderen Worten die geringsten *variablen Kosten* verursachen (engl.: *unit commitment, load scheduling*, s. a. Kapitel 17, 17.1.1.3 und 21.6.1.1).

Mit der Energiewende (2.1.2) hat die in Bild 4.1 vorgenommene Einteilung an Bedeutung verloren. Strom aus erneuerbaren Energien ist heute unbeschadet der jeweiligen Anlagennutzungsdauer und den Kosten vorrangig einzuspeisen und stellt bereits einen Teil der Grundlast bereit. Die konventionellen Kraftwerke decken lediglich den Differenzbetrag zur aktuellen Last, so genannte *Residuallast* (2.1, Bild 2.4). Letztere bestimmt beim derzeitigen Stand der Energiewende aber nach wie vor noch den Löwenanteil der gelieferten Jahresarbeit in Terawattstunden TWh. Dies wird sich in den kommenden Jahren ändern (2.1.2, 17.2).

Aus historischen, technischen und wirtschaftlichen Gründen, sowie abhängig vom lokalen Primärenergieangebot und Umweltschutzaspekten, besitzen große Elektrizitätsversorgungsunternehmen einen so genannten *Kraftwerkspark* mit Erzeugungseinheiten unterschiedlichster Technologien. Ihr Einsatz richtet sich nach den aktuellen Primärenergiepreisen, dem Angebot kostenloser Primärenergie (Windkraft, Solar) und den aktuellen Strompreisen am Strommarkt (Strombörse, 21.4).

Wegen ihres derzeit noch überwiegenden Beitrags zur Stromerzeugung werden in diesem Kapitel zunächst die *Wärmekraftwerke* betrachtet. In ihnen wird die chemische Energie fossiler Brennstoffe oder Kernenergie zunächst in thermische Energie, anschließend mittels einer *Wärme-* oder *Verbrennungskraftmaschine* in mechanische Energie umgewandelt. Schließlich formt ein Generator die mechanische Energie in elektrische Energie um. Bei der Überführung einer Energieform in die nächstfolgende entstehen Verluste, die in ihrer

Gesamtheit weit über die Hälfte der investierten Primärenergie aufzehren (4.1.3). Wie bereits in Kapitel 3 erläutert, werden diese Verluste jedoch bei weitem durch Einsparungen wettgemacht, die sich durch den nachträglichen Einsatz elektrischer Energie an Stelle von Primärenergie ergeben.

Zur Umwandlung thermischer Energie in mechanische Energie werden Gase und Dämpfe unter hohem Druck durch Wärmezufuhr auf hohe Temperaturen gebracht. Anschließend lässt man die *Fluide* (Oberbegriff für Gase, Dämpfe und Flüssigkeiten) sich in einer Turbine oder Kolbenkraftmaschine entspannen. Auf Kosten einer *Druck-* und *Temperaturabsenkung* entsteht eine *Expansionsströmung*, die zusammen mit den beweglichen Teilen der Kraftmaschinen (Laufrad, Kolben) ein Drehmoment und damit mechanische Arbeit erzeugt. Hierbei lässt sich die in Form von Wärme investierte Primärenergie grundsätzlich nur teilweise in mechanische Arbeit umwandeln, der Rest geht in Form von *Abwärme* an die Umgebung verloren. Dies liegt in der Natur der Energieform *Wärme* und ist im *2. Hauptsatz der Thermodynamik* begründet (s. a. 4.2, 4.3 und 4.7).

Ein Maß für die Effizienz der Umwandlung von Wärme in mechanische Arbeit ist der *thermische Wirkungsgrad*, der anschaulich einem T(s)- oder h(s)-Diagramm entnommen werden kann (4.1.4 und 4.1.5). Das Verständnis dieser Diagramme und der Möglichkeiten zur effizienteren Nutzung der Primärenergie in thermischen Kraftwerken sowie die Einsicht für deren viel beklagten „niedrigen“ Wirkungsgrad setzt die Kenntnis einiger grundlegender Begriffe und Sachverhalte der Wärmelehre voraus, die im Folgenden zunächst für den Wasser/Dampf-Kreislauf in kompakter Form erläutert werden. Die Vorgänge in Gasturbinen sind hierin als Untermenge enthalten.

4.1 Thermodynamische Grundbegriffe

In einem Dampfkraftwerk durchläuft Wasserdampf in mehreren *Teilprozessen* verschiedene Aggregatzustände bzw. Dampfzustände, die durch bestimmte Zahlentupel der Größen p_ν, V_ν, T_ν, S_ν, H_ν und x_ν für *Druck*, *Volumen*, *Temperatur*, *Entropie*, *Enthalpie* und *Dampfgehalt* gekennzeichnet sind. Die Teilprozesse werden in der technischen Thermodynamik als *Zustandsänderungen*, die Komponenten der Zahlentupel als *Zustandsgrößen* bezeichnet. Bei den Zustandsgrößen unterscheidet man *extensive* und *intensive* Größen. Erstere sind mengenartig und wachsen proportional mit einer etwaigen Vergrößerung des Systems, beispielsweise des Volumens oder der Masse. Letztere sind von der Größe des Systems unabhängig, beispielsweise Druck und Temperatur. *Extensive Größen* werden meist auf die *Masse* m oder den *Massenstrom* $\dot{m}$ des Arbeitsmediums bezogen und werden dann *spezifische Größen* genannt. Spezifische Größen kennzeichnet man durch Kleinschreibung, also v, h, s etc.

Während Druck, Volumen und Temperatur direkt messbare, eigenständige physikalische Größen sind, handelt es sich bei *Dampfgehalt*, *Entropie* und *Enthalpie* um zusammengesetzte bzw. abgeleitete Größen. Ihre physikalische bzw. technische Bedeutung ist nicht trivial, sie wird deshalb im Folgenden ausführlicher erläutert.

Die Teilprozesse bilden in ihrer Gesamtheit *zyklische* bzw. *geschlossene Prozessketten*, so genannte *Kreisprozesse*. Dies bedeutet nicht zwingend, dass sich eine bestimmte Fluidmasse lokal in einem geschlossenen Kreislauf bewegt. Beispielsweise tritt bei einer Dampfmaschine oder Gasturbine das Arbeitsmedium in die Atmosphäre aus und verlässt damit den technischen Prozess. Aus globaler Sicht handelt es sich dennoch um einen Kreisprozess.

4.1.1 Dampfgehalt

Das Verständnis der Zustandsgröße *Dampfgehalt* setzt die Kenntnis der Vorgänge bei *isobarer Verdampfung* voraus. Hierunter versteht man die Verdampfung einer Flüssigkeit durch stetige Zufuhr von Wärme bzw. *thermischer Energie* bei konstantem Druck (*isobarer Prozess*). Letzterer lässt sich in einem Gedankenexperiment durch einen Kolben mit einer konstanten Gewichtskraft erreichen, Bild 4.2.

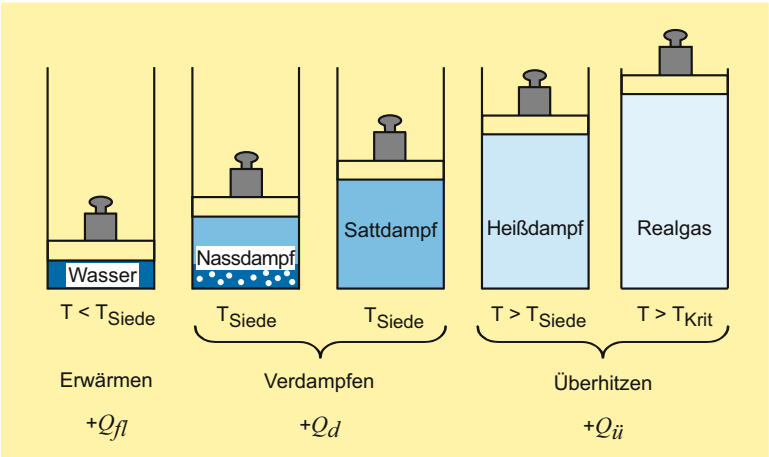


Bild 4.2. Dampfzustände bei isobarer Verdampfung.

Unterhalb der Siedetemperatur liegt der Wasserdampf zunächst in kondensierter flüssiger Form vor. In einem ersten Teilprozess erfolgt durch Zufuhr der so genannten *Flüssigkeitswärme* Q_{fl} eine Erwärmung des Wassers auf Siedetemperatur. Diese liegt im vorliegenden Beispiel auf Grund der zusätzlichen Gewichtskraft oberhalb 100 °C. Mit Erreichen der Siedetemperatur beginnt die Flüssigkeit zu sieden. Man beobachtet die Bildung von Dampfblasen. Die siedende Flüssigkeit und die Dampfblasen besitzen die gleiche Temperatur und den gleichen Druck. Weitere Wärmezufuhr, ab jetzt *Verdampfungswärme* Q_d genannt, bewirkt ein stetiges Verdampfen des Wassers, begleitet von einer Volumenzunahme. Oberhalb des Flüssigkeitsspiegels bildet sich ein Gemisch aus *Sattdampf* (wasserfreier Dampf von Siedetemperatur) und mitgerissenen siedenden Wassertröpfchen. In der siedenden Flüssigkeit bilden sich Dampfblasen. Das grobe Gemisch aus den beiden Phasen, siedendes Wasser und Sattdampf, nennt man *Nassdampf*. Dabei ist unerheblich, ob das siedende Wasser in Form von Tröpfchen homogen im Dampf verteilt ist oder ob sich infolge der Schwerkraft ein Flüssigkeitsspiegel ausbildet.

Während des gesamten Verdampfungsprozesses bzw. der Nassdampferzeugung bleiben Temperatur und Druck konstant (*isobarer und isothermer Prozess*). Die Zufuhr der Verdampfungswärme Q_d führt lediglich zu einer Änderung des Volumenverhältnisses Sattdampf zu Wasser. Die Verdampfungswärme wird dabei als so genannte *latente Wärme* im Nassdampf deponiert (latent: lat. verborgen, versteckt).

Die unterschiedliche Qualität der Nassdampfzustände kennzeichnet man durch ihren *Dampfgehalt* x,

$$x = \frac{m_{\text{Sattdampf}}}{m_{\text{Nassdampf}}} = \frac{m_{\text{Sattdampf}}}{m_{\text{Flüssigkeit}} + m_{\text{Sattdampf}}} \quad . \tag{4.1}$$

Der Nassdampfbereich beginnt bei $x = 0$ mit $m_{\text{Sattdampf}} = 0$ und endet bei $x = 1$ im so genannten *Sattdampfzustand*. Im Sattdampfzustand ist gerade alle Flüssigkeit verdampft, das heißt $m_{\text{Flüssigkeit}} = 0$. Erst ab jetzt führt weitere Wärmezufuhr, so genannte *Überhitzungswärme* $Q_{\text{ü}}$, zu einer Temperaturerhöhung, der Sattdampf geht in *Heißdampf* über. Heißdampf wird gelegentlich noch unterschieden in *Trockendampf* ($T_{\text{Siede}} < T < T_{\text{Krit}}$) und *Realgas* ($T > T_{\text{Krit}}$). Letzteres lässt sich auch bei Anwendung höchster Drücke nicht mehr kondensieren, weil dann das spezifische Volumen des Wassers größer würde als das spezifische Volumen des Sattdampfs. Unterhalb T_{Krit} ist es umgekehrt. Im kritischen Punkt sind die spezifischen Volumina gleich groß.

4.1.2 Entropie, T(S)-Diagramm

Die Bedeutung des Begriffs *Entropie* für die technische Thermodynamik besteht darin, dass sich *Wärmemengen* als *Flächen* in einem so genannten T(S)-Diagramm darstellen lassen. Dieses Diagramm ermöglicht eine anschauliche Vorstellung vom *thermischen Wirkungsgrad* einer *Wärmekraftmaschine*, die, wie der Name schon sagt, Wärme in mechanische Energie umwandelt. Im Gegensatz zu den Energieformen elektrische Energie, potenzielle oder kinetische Energie, die sich praktisch vollständig in mechanische Arbeit umwandeln lassen, kann eine Wärmekraftmaschine, beispielsweise eine Dampfturbine oder ein Verbrennungsmotor, thermische Energie grundsätzlich nur *teilweise* in mechanische Arbeit umwandeln (*1. Hauptsatz der Thermodynamik*),

$$W_{\text{therm}} = W_{\text{mech}} + Q_{\text{ab}} \quad . \tag{4.2}$$

Der nicht in mechanische Arbeit umgewandelte Teil der zugeführten thermischen Energie tritt am Ende des Prozesses in Form so genannter *Abwärme* Q_{ab} auf. Die Abwärme liegt bei technischen Prozessen häufig bei Umgebungstemperatur vor und ist dann nicht weiter wandelbar (s. a. 4.3.3.3).

Ein Maß für das Wandlungspotenzial eines bestimmten Betrags an thermischer Energie abhängig von der Temperatur T, bei der sie vorliegt, ist die *Entropie* S. Sie ist eine extensive Zustandsgröße mit der Einheit *Joule/Kelvin*, ein Quotient, dem gelegentlich auch die bislang nicht genormte Einheit *Carnot Ct* zugewiesen wird,

$$Ct = \frac{J}{K} \quad . \tag{4.3}$$

Leider entbehrt die Entropie einer vergleichbaren Anschaulichkeit, wie etwa die Größen Temperatur und Druck. Wir setzen hier ihre Existenz beweislos voraus und stellen uns vor, dass jeder Transport einer Wärmemenge Q von einem ihr proportionalen gleichgerichteten *Entropietransport* S begleitet ist. Führt man diesen Transport in einem Gedankenexperiment *reversibel* durch, das heißt vernachlässigt man jede Art mechanischer Reibung oder Gasreibung, gilt für den Zusammenhang zwischen transportierter Wärme und sie begleitender Entropie

$$dS_{\text{rev}} = \frac{dQ_{\text{rev}}}{T} \quad . \tag{4.4}$$

Die infinitesimale Entropie dS_{rev} ist proportional zur infinitesimalen Wärme dQ_{rev}. Der Proportionalitätsfaktor $1/T$ ist der Reziprokwert der konstant angenommenen absoluten Temperatur eines unendlichen Wärmereservoirs, dem die Wärme dQ_{rev} zugeführt oder entnommen wird. *Reversibel* bedeutet, dass bei Umkehr des Prozesses die Entropieänderung wieder rückgängig gemacht werden kann. Wärmezufuhr erhöht die Entropie eines Wärmereservoirs, Wärmeabfuhr verringert sie. Je höher die Temperatur des Wärmereservoirs,

desto kleiner ist die mit dQ_{rev} gekoppelte Entropieänderung dS_{rev}. Je höher das Temperaturniveau, auf dem eine bestimmte Wärmemenge W_{therm} verfügbar ist, desto größer ist ihr gemäß (4.2) in W_{mech} umwandelbarer Anteil. Die Entropie der Umgebung nimmt bei allen natürlichen/technischen Prozessen stets irreversibel zu.

Die Entropie S wird in der Regel nicht als absolute Größe, sondern nur als Differenz zweier Entropiezustände S_1, S_2 berechnet, wie beispielsweise auch die elektrische Spannung U als Differenz zweier Potenziale φ_1, φ_2 oder die *potenzielle Energie*. Integriert man Gleichung (4.4) erhält man die Entropie aus dem bestimmten Integral

$$S_{1,2} = \int_1^2 \frac{1}{T}\, dQ_{\mathrm{rev}} = S_2 - S_1 \quad , \tag{4.5}$$

wobei die Zahlen 1 und 2 in den Integralgrenzen bei der praktischen Auswertung durch die wahren physikalischen Größen der Zustände 1 und 2 einschließlich ihrer Dimension zu verwenden sind.

Wie eingangs bereits erwähnt, liegt die Bedeutung des Entropiebegriffs für die technische Thermodynamik im Wesentlichen darin, dass mittels Gleichung (4.4) *Wärmemengen* als *Flächen* in einem T(S)-Diagramm veranschaulicht werden können. Multipliziert man (4.4) mit T erhält man zunächst

$$dQ_{\mathrm{rev}} = T dS_{\mathrm{rev}} \tag{4.6}$$

und nach Integration

$$Q_{\mathrm{rev}_{12}} = \int_1^2 T dS_{\mathrm{rev}} \quad . \tag{4.7}$$

Wird beispielsweise ein thermodynamisches System durch Zufuhr von Wärme bei konstant gehaltener Temperatur T_ν reversibel vom Zustand 1 in den Zustand 2 gebracht, ergibt sich aufgrund des den Wärmestrom begleitenden Entropiestroms das in Bild 4.3 gezeigte T(S)-Diagramm.

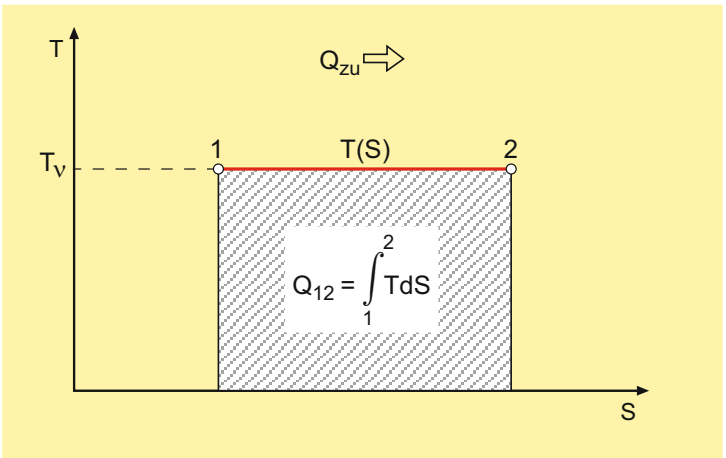


Bild 4.3. T(s)-Diagramm für eine Wärmeübertragung bei konstant gehaltener Temperatur T (*isothermer Prozess*).

Die Fläche unter der Funktion $T(S) = constant$ zwischen den Zuständen 1 und 2 entspricht gemäß Gleichung (4.7) der zugeführten Wärme Q_{12}.

Bei realen technischen Prozessen wird zusätzlich zur reversibel *transportierten* infinitesimalen Entropie $dS_{\mathrm{rev}} = dQ_{\mathrm{rev}}/T$ während des Wärmetransports im Arbeitsmedium aufgrund von *Reibungsverlusten* die *irreversible* Entropie dS_{irr} *erzeugt*. In beiden Fällen handelt es sich um *Prozessgrößen*. Erst die Summe beider *Prozessgrößen* ergibt bei technischen Prozessen die einen Wärmetransport dQ begleitende gesamte Änderung der *Zustandsgröße* Entropie,

$$dS = \frac{dQ_{\mathrm{rev}}}{T} + dS_{\mathrm{irr}} \quad . \tag{4.8}$$

Zustands-größe — Prozess-größen

Allgemein fordert die mathematische Formulierung des 2. Hauptsatzes der Wärmelehre

$$dS \underset{\mathrm{rev}}{\overset{\mathrm{irr}}{\geq}} 0 \quad . \tag{4.9}$$

Für die im Arbeitsmedium *erzeugte* Entropie gilt bei realen technischen Prozessen immer

$$dS_{irr} > 0 \quad . \tag{4.10}$$

Im hypothetischen Idealfall der verlustfreien Wärmeübertragung (z. B. keine Gasreibung, keine mechanische Reibung, so genannter reversibler Gedankenprozess) gilt für eine isoliertes System $dS_{\mathrm{irr}} = 0$. Gleichung (4.8) vereinfacht sich dann zu

$$dS_{\mathrm{rev}} = \frac{dQ_{\mathrm{rev}}}{T} \quad . \tag{4.11}$$

Die Entropieänderung ist dann der reversibel übertragenen Wärmemenge proportional, wovon in Gleichung (4.4) bereits Gebrauch gemacht wurde.

Die Einfachheit von (4.11) gegenüber (4.8) erhellt, warum man zur vereinfachten Beschreibung technischer thermodynamischer Prozesse zunächst nur von *theoretisch möglichen, reversiblen Gedanken-* bzw. *Vergleichsprozessen* mit $dS_{\mathrm{irr}} = 0$ ausgeht. Erst bei einer detaillierten technischen Auslegung erfolgt dann durch Berücksichtigung der Reibung der Übergang zum stets *irreversiblen* technischen Prozess.

Zugegebenermaßen fällt die Gleichung $dS = dQ_{\mathrm{rev}}/T$ quasi „vom Himmel“. Dies ist aber in allen Fachbüchern und -aufsätzen über die thermodynamische Entropie gleich und unterstreicht nur die Genialität des Vaters der Entropie, des deutschen Physikers *Clausius*. Von der Entropie werden wir zunächst beim Carnot-Prozess Gebrauch machen.

4.1.3 Carnot-Prozess und thermischer Wirkungsgrad

Bei der großtechnischen Umwandlung thermischer Energie in mechanische Energie durch so genannte *Wärmekraftmaschinen*, beispielsweise Dampf- und Gasturbinen, durchläuft ein Arbeitsfluid periodisch mehrere sequentielle Teilprozesse bzw. *thermodynamische Zustände* in zyklischer Reihenfolge. Man spricht dann von einem *Kreisprozess*. Das bekannteste Beispiel für einen Kreisprozess ist das Gedankenexperiment *Carnot-Prozess*. Es beschreibt eine *idealisierte*, *reibungsfreie* Wärmekraftmaschine, die zugeführte Wärme in mechanische Arbeit an einer Antriebswelle umwandelt. Hierbei ist zunächst unbedeutend, wie die Wärmekraftmaschine im einzelnen technisch realisiert ist.

Bereits diese idealisierte Wärmekraftmaschine kann Wärmeenergie nur beschränkt in mechanische Energie bzw. Arbeit umwandeln (4.1.2). Neben der mechanischen Energie taucht gemäß dem 1. Hauptsatz der Wärmelehre (4.1.2) ein Teil der zugeführten Wärme am Ende des Prozesses als *Abwärme* Q_{ab} auf,

$$Q_{\mathrm{zu}} = W_{\mathrm{mech}} + Q_{\mathrm{ab}} \quad . \tag{4.12}$$

Die Wärmemenge Q_{ab} lässt sich nicht mehr in andere Energieformen umwandeln, da sie bei hochwertigen Prozessen praktisch bei Umgebungstemperatur anfällt und kein Anlass besteht, dass diese Wärmemenge von sich aus wieder zu einem System höherer Temperatur zurückströmt. Dies liegt in der besonderen Natur der Energieform *Wärme* sowie der von $T = 0$ verschiedenen Umgebungstemperatur T_{U} begründet und lässt sich anhand des Carnot-Prozesses verstehen.

Der Carnot-Prozess besteht aus vier gedachten Teilprozessen bzw. Zustandsänderungen, von denen zwei bei konstanten Temperaturen T_{A} und T_{E} (*isotherm*) und zwei bei konstanten Entropien S_1 und S_2 (*isentrop*) verlaufen, Bild 4.4.

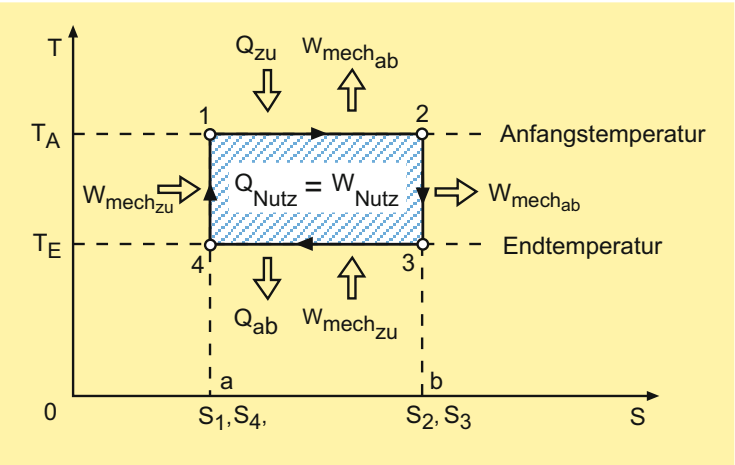


Bild 4.4. Carnot-Prozess (theoretischer, reversibel geführter idealer Kreisprozess) im T(s)-Diagramm.

Ein quasi ideales Gas durchlaufe unter Wärmezu- und -abfuhr sowie Abgabe und Zufuhr mechanischer Energie zyklisch die Zustände 1 bis 4, um schließlich wieder in den Anfangszustand 1 zurückzukehren. Der Kreisprozess beginne bei einer erhöhten Anfangstemperatur T_A im Zustand 1. Zur Veranschaulichung sei die gedankliche Vorstellung eines in einem Zylinder reibungsfrei gleitenden Kolbens empfohlen. Die Zylinderwand soll je nach Zustandsänderung wahlweise thermisch isoliert oder wärmeleitend gestaltet sein, die Kolbenstange soll mechanische Arbeit verrichten oder aufnehmen können.

$1 \to 2$ Isotherme Expansion $(Q_{zu}, W_{mech_{ab}})$ $\quad Q_{zu} = \int_1^2 T dS$

$2 \to 3$ Isentrope Expansion $(dQ = 0, W_{mech_{ab}})$ $\quad Q_{23} = \int_2^3 T dS = 0$

$3 \to 4$ Isotherme Kompression $(Q_{ab}, W_{mech_{zu}})$ $\quad Q_{ab} = \int_3^4 T dS$

$4 \to 1$ Isentrope Kompression $(dQ = 0, W_{mech_{zu}})$ $\quad Q_{41} = \int_4^1 T dS = 0$

Für die während eines vollständigen Durchlaufs des Kreisprozesses reversibel übertragenen Wärmen ergibt sich aus dem T(s)-Diagramm für die Wärme Q_{zu} die Fläche 1-2-b-a, für die Wärme Q_{ab} die Fläche 3-4-a-b. Die *Differenz* der während der Änderung $1 \rightarrow 2$ zugeführten Wärmemenge Q_{zu} (Fläche 1-2-b-a) und der während $3 \rightarrow 4$ abgeführten Wärmemenge Q_{ab} (Fläche 3-4-a-b) ist gemäß dem Energieerhaltungssatz äquivalent der abgegebenen Nutzarbeit W_{Nutz} (schraffierte Fläche). Sie hängt offensichtlich nur von der durchlaufenen Temperaturdifferenz $T_A - T_E$ ab.

$$\oint TdS = \int_1^2 TdS - \int_3^4 TdS = Q_{zu} - Q_{ab} = Q_{Nutz} = W_{mech_{ab}} \quad . \tag{4.13}$$

Der *thermische Wirkungsgrad* für die Umwandlung einer Wärmemenge Q_{zu} in mechanische Energie $W_{mech_{ab}}$ mittels eines Carnot-Prozesses berechnet sich zu

$$\begin{aligned} \eta_{Carnot} &= \frac{W_{mech_{ab}}}{Q_{zu}} = \frac{Q_{zu} - Q_{ab}}{Q_{zu}} = \frac{-W_{\mathrm{nutz}}}{Q_{zu}} \\ &= \frac{T_A - T_E}{T_A} = 1 - \frac{T_E}{T_A} \quad . \end{aligned} \tag{4.14}$$

Obwohl der Carnot-Prozess ein idealer, reversibel geführter Kreisprozess ist (Gasreibung und mechanische Reibung im Gedankenexperiment ausgeschlossen), kann nur ein Teil der zugeführten Wärme in Nutzwärme bzw. W_{mech} überführt werden. Nur für $T_E = 0\,K$ ließe sich die zugeführte Wärme vollständig in mechanische Arbeit umwandeln. In der Praxis ist aber T_E immer gleich der Umgebungstemperatur T_U. Die leidige Feststellung, dass der thermische Wirkungsgrad für die technische Umwandlung von Wärme in mechanische Energie deutlich kleiner als 1 ist, hat also nichts mit der Frage zu tun, ob der Prozess *reversibel* oder *irreversibel* bzw. technisch optimal geführt wird, sondern mit der Tatsache, dass die Energieform Wärme grundsätzlich nicht vollständig in mechanische Energie umgewandelt werden kann, es sei denn, das untere Temperaturniveau liegt beim absoluten Nullpunkt.

Bei reversibler Prozessführung (Gedankenexperiment) spricht man vom *theoretischen thermischen Wirkungsgrad*, bei irreversibler Prozessführung (technischer Prozess) vom *praktischen thermischen Wirkungsgrad*. In letzterem Fall verlaufen die Teilprozesse $2 \rightarrow 3$ und $4 \rightarrow 1$ nicht längs *Isentropen*, sondern längs so genannter *Adiabaten*. Bei adiabatischen Zustandsänderungen gibt es wie bei isentropen Zustandsänderungen keinen Wärmeaustausch mit der Umgebung, es wird jedoch die Gasreibung berücksichtigt. Dies führt bei den Zustandsänderungen zu einer Zunahme der Entropie $dS_{irr} > 0$. Adiabaten verlaufen daher nicht streng parallel zur Ordinate, sondern leicht nach rechts geneigt bzw. gekrümmt. Von allen zwischen einer oberen und einer unteren Temperatur geführten Kreisprozessen legt der Carnot-Prozess die *theoretisch mögliche Obergrenze* für den thermischen Wirkungsgrad fest. Für alle technischen Wärmekraftmaschinen liegt der maximal erreichbare Wirkungsgrad auch bei Verfügbarkeit idealer Werkstoffe und Arbeitsmedien sowie idealer Prozessführung immer unter dem durch (4.14) gegebenen Grenzwert η_{Carnot}, der allein von den Temperaturen T_A und T_E bestimmt wird, zwischen denen der Prozess geführt wird.

4.1.4 Arbeitsfluid Wasser/Dampf im T(s)-Diagramm

Während beim Carnot-Prozess als Arbeitsfluid stets ein Gas bei unterschiedlichen Temperaturen betrachtet wird, tritt in Dampfkraftwerken das Arbeitsfluid in drei Aggregatzuständen bzw. Phasen auf: *flüssig*, *dampf-* und *gasförmig*. Um auch hier das Zustandekommen

des thermischen Wirkungsgrads verstehen zu können, werden zunächst die Zustände des im Abschnitt 4.1.1 Bild 4.2 vorgestellten *isobaren* Wasser-/Dampf-Systems als Flächen in einem T(s)-Diagramm visualisiert. Hierbei werden die drei Phasengebiete flüssig, dampf- und gasförmig durch die so genannte *Grenzkurve* voneinander abgegrenzt. Die Grenzkurve lässt sich aus Wertetabellen, so genannten *Wasserdampftafeln*, entnehmen. Diese Wasserdampftafeln enthalten in tabellarischer Form die Zusammenhänge zwischen den direkt messbaren Grundgrößen p, V, T und den zusammengesetzten Größen Entropie, Enthalpie etc. Die Grenzkurve besitzt einen glockenförmigen Verlauf. Ihr linker Ast wird als *Siedelinie*, ihr rechter Ast als *Taulinie* bezeichnet, Bild 4.5.

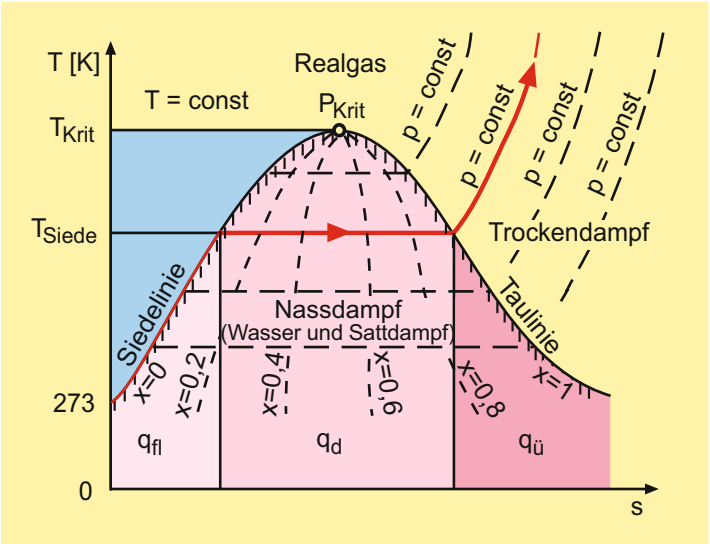


Bild 4.5. T(s)-Diagramm mit Phasengebieten und der aus *Siedelinie* (x=0) und *Taulinie* (x=1) zusammengesetzten Grenzkurve.

Auf der Siedelinie besitzt der Dampfgehalt (4.1.1) den Wert $x = 0$, auf der Taulinie den Wert $x = 1$. Unterhalb der Siedelinie liegt das Zwei-Phasengebiet *Wasser/Sattdampf*, in dem Wasser und Sattdampf parallel existieren, so genanntes *Nassdampfgebiet*. Oberhalb der kritischen Temperatur und der Taulinie liegt das *Realgas* bzw. *Trockendampfgebiet*.

Der isobare Verdampfungsprozess gemäß Bild 4.2 lässt sich im T(s)-Diagramm Wasser anhand der rot gezeichneten Isobare nachvollziehen. Oberhalb der Siedelinie liegt bei der Wärmezufuhr q_{fl} bis zum Erreichen der Siedetemperatur T_{Siede} Wasser im Flüssigkeitszustand vor. Die rote Isobare verläuft bei der Erwärmung des Wassers dicht oberhalb der Siedelinie, fällt aber im Rahmen der zeichnerischen Genauigkeit mit der Siedelinie zusammen. Weitere Wärmezufuhr q_d bei konstantem Druck und konstanter Temperatur führt zum Durchschreiten der Siedelinie in das Zweiphasengebiet *Nassdampf*, wobei das warme Wasser längs der Isotherme $T_{\text{Siede}} = \text{const.}$ in Nassdampf steigenden Dampfgehalt über geht. (Isobare und Isotherme $T_{\text{Siede}} = \text{const.}$ fallen im Nassdampfgebiet zusammen). Bei Erreichen der Taulinie ist alles flüssige Wasser in Sattdampf umgewandelt. Die Isobare nimmt ab hier einen den Gasgesetzen folgenden nach links gekrümmten Verlauf an.

Der kritische Punkt P_{Krit}, in dem die beiden Grenzkurven aneinanderstoßen, wird durch stoffspezifische Werte T_{Krit}, p_{Krit} und v_{Krit} bestimmt, zum Beispiel für Wasser $T_{Krit} = 374\ ^\circ\text{C}$, $p_{Krit} = 221,9$ bar, $v_{Krit} = 0,00311\, m^3/kg$.

4.1.5 Enthalpie, h(s)-Diagramm

Zur treffenden Beschreibung *offener* Systeme, die stationär von einem Fluid durchströmt werden (so genannter *stationärer Fließprozess*), bedarf es der Einführung einer weiteren Zustandsgröße, der *Enthalpie*.

Aus Sicht der technischen Thermodynamik setzt sich die von einer strömenden Stoffmenge (Massenstrom $\dot{m}$) mitgeführte spezifische Gesamtenergie w_{tot} aus mehreren Anteilen zusammen,

$$w_{tot} = \underbrace{w_{pot} + w_{kin}}_{\text{Äußere Energie } w_a} + \underbrace{u + pv}_{\text{Enthalpie h}} \quad . \tag{4.15}$$

Innere Energie Strömungsenergie

Die ersten beiden Terme berücksichtigen die einer bewegten Masse bzw. strömenden Stoffmenge eigene *potenzielle* und *kinetische Energie*, der dritte Term die *innere Energie* und der vierte die so genannte *Strömungsenergie* (s. a. A.8).

Bei *thermischen* Strömungsmaschinen mit gasförmigem Arbeitsmedium ist der Unterschied der äußeren Energie w_a im Ein- und Austrittsquerschnitt vernachlässigbar. Es werden daher im Folgenden nur die *innere Energie* und die *Strömungsenergie* betrachtet.

Unter *innerer Energie* einer Gasmenge versteht man im Kontext die Summe aller mittleren kinetischen Energien

$$W = \overline{\frac{mv^2}{2}} = \frac{3}{2}\,kT \tag{4.16}$$

der ungeordneten translatorischen Bewegung der Gasmoleküle mit k = *Boltzmannkonstante*. Hinzu kommen bei hohen Temperaturen merkliche Anteile der in den angeregten Zuständen der Atome und Moleküle gespeicherten *Schwingungs-* und *Rotationsenergie* sowie der unterschiedlichen *Elektronenzustandsenergie*. Makroskopisch ist die innere Energie definiert durch

$$U = c_v\, mT \quad , \tag{4.17}$$

wobei c_v die *spezifische Wärme* bei konstant gehaltenem Volumen bedeutet. Die innere Energie ist der absoluten Temperatur proportional. Je heißer ein Gas, desto höher seine innere Energie.

Die *Strömungsenergie* tritt nur in *offenen Systemen* (*Stoffströmen*) auf, die durch einen ruhenden Querschnitt fließen, Bild 4.6.

Eine zwischen Ein- und Austrittsquerschnitt eines offenen Systems beobachtete Enthalpiedifferenz muss dann auf weiteren Pfaden, entweder in Form von Wärme oder mechanischer Energie über die Systemgrenzen zu- oder abgeführt worden sein.

Bei einer idealen, thermisch isolierten Strömungsmaschine (isentropes offenes System, $dq = 0$) bleibt als weiterer Pfad nur die Turbinenwelle. Die an der Welle abgegebene mechanische Arbeit (technische Arbeit) berechnet sich dann allein aus der Differenz der Enthalpien am Ein- und Ausgang.

Der *theoretische* thermische Wirkungsgrad eines idealen Kreisprozesses berechnet sich damit zu

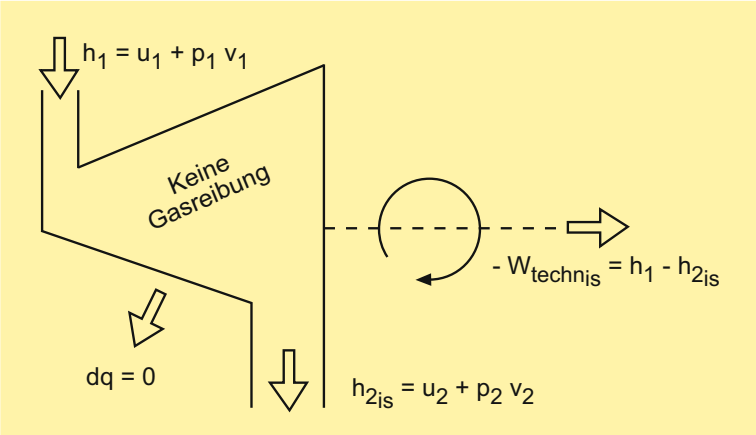


Bild 4.6. Abgegebene technische Arbeit einer idealen Strömungsmaschine mit gasförmigem Arbeitsmedium (perfekte thermische Isolation, keine Gasreibungsverluste oder mechanischen Reibungsverluste). Zahlenindizes kennzeichnen wegen des Fluids Dampf andere Zustände als beim Carnot-Prozess.

$$\eta_{th} = \frac{-w_{techn}}{q_{zu}} = \frac{h_1 - h_{2is}}{h_1} \quad . \tag{4.18}$$

Eine bei perfekter thermischer Isolierung der Turbine und festgebremster Welle ohne Gasreibung und Drosselung durchgeführte Expansion ergäbe zwischen Ein- und Austritt der Turbine weder eine Enthalpie- noch Entropieänderung (*isentrope*, das heißt *adiabatisch reversible Expansion*). Unter Berücksichtigung von Gasreibung und Drosselung blieben die Enthalpien am Ein- und Austritt immer noch gleich, die Entropie nähme aber zu (*irreversible adiabatische Expansion*). In der Praxis sind Gasreibung, Drosselverluste etc. nicht zu vermeiden.

Die Enthalpien können sehr einfach als Strecken, der thermische Wirkungsgrad als Streckenverhältnis aus einem h(s)-Diagramm abgelesen werden, Bild 4.7.

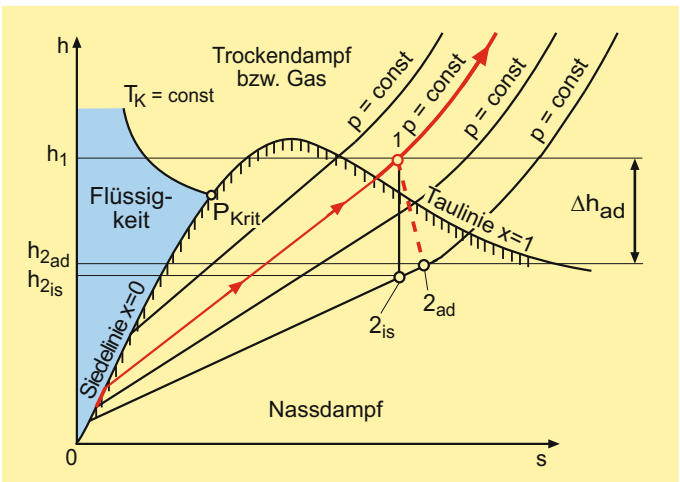


Bild 4.7. h(s)-Diagramm mit Phasengebieten und Grenzkurve. Die in Bild 4.2 geschilderte Reihenfolge des Verdampfungsvorgangs ist auch in diesem Diagramm längs der rot gezeichneten Isobaren (isobare Erwärmung, Verdampfung, Überhitzung) nachzuvollziehen.

Im h(s)-Diagramm sind die Phasengebiete wie im T(s)-Diagramm ebenfalls durch eine Grenzkurve abgetrennt, wobei jedoch hier der *kritische Punkt* P_{Krit} im Wendepunkt der wieder aus Siede- und Taulinie zusammengesetzten Grenzkurve liegt. Unterhalb der Grenzkurve liegt wieder das Nassdampfgebiet, unterhalb der Isotherme durch P_{Krit} das Flüssigkeitsgebiet und oberhalb und rechts der Taulinie das Trockendampf- bzw. das Realgasgebiet.

Im *Nassdampfgebiet* sind die *Isobaren* mit den *Isothermen* zusammenfallende Geraden. Im *Gasgebiet* verlaufen die Isobaren gemäß den Gasgesetzen wieder als linksgekrümmte Kurven mit zunehmender Steigung, die Isothermen als rechtsgekrümmte Kurven mit abnehmender Steigung bzw. fast waagerechtem Verlauf. Die Schraffur im h(s)-Diagramm kennzeichnet den praktisch relevanten Ausschnitt Trockendampfgebiet und Nassdampfgebiet geringer Dampfnässe, das heißt $x \rightarrow 1$. Die Aufnahme der Flüssigkeitswärme q_{fl} erfolgt wieder dicht oberhalb der Siedelinie, die Verdampfung unter Zufuhr der Verdampfungswärme q_d längs der schräg ansteigenden Geraden im Nassdampfgebiet bis zum Frischdampfzustand 1.

Ausgehend von einem oberhalb der Taulinie liegenden Frischdampfzustand mit $h_1 = u_1 + p_1 v_1$ und einem im Nassdampfgebiet liegenden Endzustand $h_2 = u_2 + p_2 v_2$ lässt sich die technische Arbeit eines stationären Fließprozesses im h(s)-Diagramm einfach als Strecke $\Delta h = h_1 - h_2$ zwischen beiden Zuständen ablesen. Die längs der Zustandsänderung $1 - 2_{is}$ eingezeichnete Enthalpiedifferenz gilt für einen isentropen Prozess (keine innere Reibung) und bildet den *theoretischen* thermischen Wirkungsgrad

$$\eta_{therm_{theor.}} = \frac{h_1 - h_{2is}}{h_1} \quad . \tag{4.19}$$

Durch Reibung und Drosselung etc. wird jedoch ein Teil der kinetischen Energie des Dampfes in Wärme umgewandelt und auf den Dampfstrom zurück übertragen (Entropiezunahme, da irreversibler Prozess), so dass der Dampf in praxi unter Entropiezunahme von 1 nach 2_{ad} adiabatisch expandiert (strichliert). Dadurch wird die Austrittsenthalpie gegenüber der isentropen Expansion erhöht, das heißt das nutzbare Enthalpiegefälle wird verringert. Das Enthalpieverhältnis bei adiabatischer Expansion liefert den *praktischen* thermischen Wirkungsgrad,

$$\eta_{therm_{prakt.}} = \frac{h_1 - h_{2ad}}{h_1} \quad . \tag{4.20}$$

Der praktische thermische Wirkungsgrad ist ein Maß für die optimale technische Gestaltung des thermodynamischen Prozesses.

Mit den in diesem und den vorangegangenen Abschnitten erläuterten Grundbegriffen lassen sich jetzt der Dampfkraftwerksprozess, sein beschränkter Wirkungsgrad und alle thermischen Maßnahmen zu seiner Optimierung verstehen.

4.2 Dampfkraftwerksprozess

4.2.1 Wärmeschaltbild, T(s)-Diagramm und Wirkungsgrad

In Dampfkraftwerken erfolgt die Umwandlung thermischer Energie in mechanische Energie in einem Kreisprozess mit Wasser/Dampf als Arbeitsmedium, Bild 4.8.

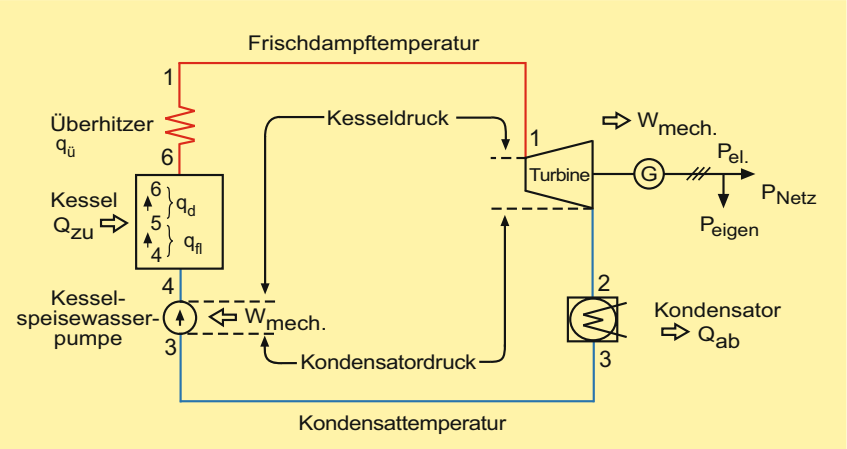


Bild 4.8. Einfacher Wasser/Dampf-Kreisprozess mit Überhitzung.

Im *Kessel* bzw. *Dampferzeuger* wird kaltes, unter Kesseldruck stehendes Wasser gemäß Bild 4.2 isobar erwärmt, verdampft und im Überhitzer in Trockendampf mit Frischdampftemperatur überführt. Die Überhitzung erfolgt im Überhitzerteil des Dampferzeugers (bei Durchlaufkesseln das Ende der Rohrschlange), da sich erst Sattdampf überhitzen lässt. Der überhitzte Dampf expandiert in der Turbine unter Abgabe mechanischer Energie adiabatisch auf Kondensatordruck, gleichzeitig sinkt die Temperatur auf Kondensattemperatur. Der Turbinendampf wird im Kondensator isobar (und isotherm) kondensiert, wobei die Kondensationswärme abgeführt werden muss. Anschließend wird das Kondensat durch die Speisepumpe wieder auf Kesseldruck gebracht. Von den Reibungsverlusten in den Rohrleitungen abgesehen, herrscht im Dampfkreislauf von der Kesselspeisewasserpumpe über den Kessel bis zum Turbineneintritt Kesseldruck und vom Turbinenaustritt über den Kondensator bis zur Speisepumpe Kondensatordruck. Von den Abstrahlungsverlusten abgesehen herrscht vom Überhitzeraustritt bis zum Turbineneintritt Frischdampftemperatur und vom Turbinenaustritt über Kondensator und Speisepumpe bis zum Kesseleintritt Kondensattemperatur. Der hohe Druck wird also in der Speisepumpe, die hohe Temperatur im Kessel erzeugt. Der mit einer bestimmten spezifischen Enthalpie beladene Dampf-Massenstrom wird anschließend in der Turbine „entladen“.

Für die Ermittlung des thermischen Wirkungsgrads betrachtet man zunächst einen *idealen* Wasser/Dampf-Prozess, so genannter *Vergleichsprozess*, mit *isentropen* Temperaturänderungen (4.1.2).

Im T(s)- und h(s)-Diagramm besitzt der ideale Wasser/Dampf-Vergleichsprozess (*Clausius-Rankine*-Prozess) den in Bild 4.9 gezeigten Verlauf.

3 – 4 „Kaltes“ Wasser von Kondensattemperatur wird nahezu isotherm von der Kesselspeisepumpe auf Kesseldruck gebracht. Wegen der Inkompressibilität des Wassers

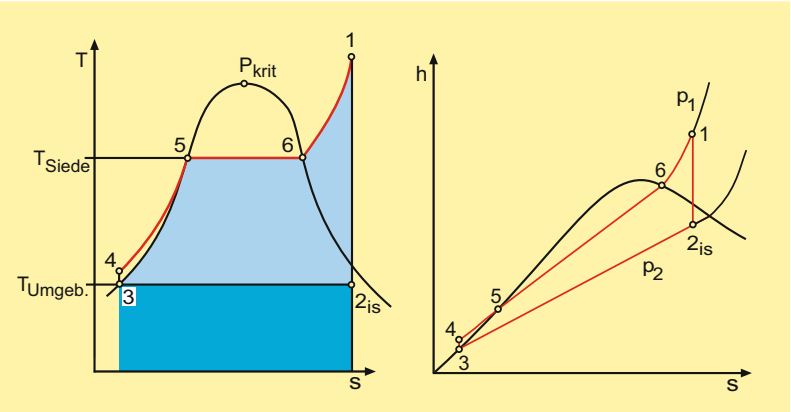


Bild 4.9. *Clausius Rankine*-Prozess, links im T(s)- und rechts im h(s)-Diagramm. Quasistatische Änderungen, isentrope, das heißt reversibel adiabatische Expansion in der Turbine. Zustandsänderung 3-4 übertrieben groß gezeichnet! Weitere Erläuterungen siehe Text.

ist die Temperaturzunahme während der Kompression marginal, so dass die Zustände 3 und 4 im Rahmen der Zeichengenauigkeit praktisch auf der Siedelinie zusammenfallen.

4 – 5 Das aus der Kesselspeisepumpe austretende Wasser wird unter Zufuhr der Flüssigkeitswärme q_{fl} auf Siedetemperatur isobar erwärmt.

5 – 6 Isobare *Verdampfung* unter Zufuhr der Verdampfungswärme q_d bei Siedetemperatur (Nassdampfbereich).

6 – 1 Isobare *Überhitzung* unter Zufuhr der Überhitzungswärme $q_{\ddot{u}}$ auf Frischdampftemperatur.

1 – 2 Isentrope *Entspannung* in einer idealen Turbine auf Kondensatordruck. Freisetzung mechanischer Energie auf Kosten einer Enthalpieänderung bzw. Druck- und Temperaturabsenkung.

2 – 3 Isobare und isotherme *Kondensation*, während der Nassdampf nach Austritt aus der Turbine ($x \approx 0,95$) durch Wärmeentzug bzw. Abgabe der Kondensationswärme in den Flüssigkeitszustand (x = 0) überführt wird. Wegen der starken Verringerung des spezifischen Volumens stellt sich hierbei selbsttätig ein Grobvakuum ein.

Der Flächenvergleich im T(s)-Diagramm ermöglicht eine anschauliche Vorstellung des theoretischen thermischen Wirkungsgrads. Die totale Fläche unter der Isobare entspricht der oberhalb der Speisewassertemperatur zugeführten Wärme, die dunkelblaue Fläche der während der Kondensation abgeführten Wärme und die hellblaue Fläche $(q_{zu} - q_{ab})$ der *Nutzwärme* bzw. der abgegebenen mechanischen Energie. Damit ergibt sich aus der Differenz der Flächen

$$\eta_{therm_{CR}} = \frac{q_{zu} - q_{ab}}{q_{zu}} = \frac{-q_{Nutz}}{q_{zu}} = \frac{-w_{techn}}{q_{zu}} \quad . \tag{4.21}$$

Ohne Planimetrieren entnimmt man dem h(s)-Diagramm sofort als Streckenverhältnis

$$\eta_{therm_{CR}} = \frac{-w_{techn}}{q_{zu}} = \frac{h_1 - h_{2is}}{h_1 - h_4} \quad . \tag{4.22}$$

Das T(s)-Diagramm dient vorzugsweise der Veranschaulichung der Zustandsänderungen und des thermischen Wirkungsgrads, das h(s)-Diagramm bzw. die so genannte Wasserdampftafel (vollständiges h(s)-Diagramm in Tabellenform) der quantitativen Beurteilung von Wasser/ Dampf-Kreisprozessen. Ähnlich wie der Carnot-Prozess bei Gasen zeigt der nur theoretisch mögliche, ideale Clausius-Rankine-Prozess die natürliche Obergrenze eines Flüssigkeit/Dampf-Prozesses auf. Mit den heute verfügbaren Werkstoffen lassen sich theoretische thermische Wirkungsgrade in der Größenordnung von knapp 50 % erreichen. Dieser Wert wird im Wesentlichen von Frischdampfdruck und -temperatur sowie vom Anlagenkonzept bestimmt.

4.2.2 Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrads

Einfluss des Frischdampfzustands

Beim einfachen Sattdampf- bzw. Nassdampfprozess, Fläche 4-5-6-2 in Bild 4.10, beispielsweise in Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren, sind Temperatur und Druck starr miteinander gekoppelt (Nassdampfgebiet, vgl. Bild 4.5).

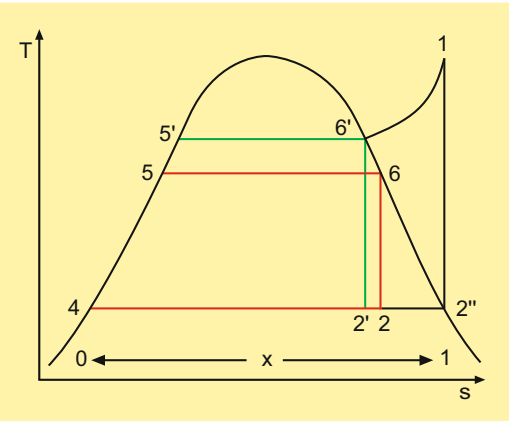


Bild 4.10. Einfluss einer Druckerhöhung beim Sattdampfprozess, 4-5-6-2 und 4-5'-6'-2', Einfluss durch Überhitzung 4-5'-6'-1-2".

Eine Druckerhöhung ist daher mit einer Temperaturerhöhung verbunden, die Nutzfläche wird vergrößert, Fläche 4-5'-6'-2'. Da jetzt der Dampf am Ende der Kondensation (2') eine größere Endnässe besitzt und der Dampfgehalt wegen der Erosion/Kavitation der Turbinenschaufeln $x = 0,9$ nicht unterschreiten darf, sind der Druckerhöhung Grenzen gesetzt. Einen Ausweg aus dieser Situation bietet die Überhitzung, die bei Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen durchweg angewandt wird, Fläche 4-5'-6'-1-2". Da die Temperatur im Zustand 1 aus Festigkeitsgründen nicht beliebig hoch gewählt werden kann, gerät die Expansionslinie bei hohen Drücken wieder zu weit nach links in den Bereich unzulässiger Endnässen. Bei normalen *ferritischen* Werkstoffen liegt T_{max} heute ungefähr bei 560 °C, bei hochwarmfesten *austenitischen* Werkstoffen (hochlegierte Cr, Ni- Edelstähle) ungefähr bei 650 °C. Bei letzteren wird der Gewinn im thermischen Wirkungsgrad teilweise von den Mehrkosten für den Werkstoffeinsatz, die teurere Verarbeitung und allfällige Reparaturen kompensiert. Heutige Grenzdrücke liegen bei 370 bar. Mit Grenzdrücken und -temperaturen erreichte Spitzenwirkungsgrade werden nicht selten mit geringerer Verfügbarkeit bzw. Zuverlässigkeit bezahlt.

4.2.2.1 Zwischenüberhitzung

Bei vorgegebener Endnässe lässt sich dennoch eine weitere Drucksteigerung erzielen, wenn der Dampf zunächst ohne Rücksicht auf die Endnässe längs einer höher liegenden Isobaren erzeugt, überhitzt und einer Hochdruckturbine zugeführt wird, Bild 4.11.

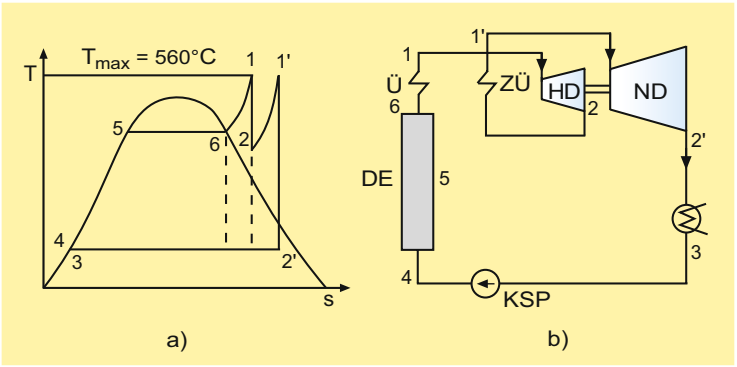


Bild 4.11. Wirkungsgradsteigerung durch Überhitzung und Zwischenüberhitzung. a) T(s)-Diagramm, b) Technologieschema. DE: Dampferzeuger, Ü: Überhitzung, ZÜ: Zwischenüberhitzung, HD: Hochdruckturbine, ND: Niederdruckturbine, KSP: Kesselspeisepumpe.

Der Dampf verlässt die Hochdruckturbine beim Zwischenüberhitzungsdruck, wird in einem zweiten Überhitzer des Dampferzeugers längs einer tiefer gelegenen Isobaren nochmals überhitzt und dann einer Niederdruckturbine zugeführt. Mit überkritischem Dampf gefahrene Anlagen weisen meist doppelte Zwischenüberhitzung auf (Dampfturbine mit *Hoch-*, *Mittel-* und *Niederdruckteil*).

4.2.2.2 Regenerative Speisewasservorwärmung

Führt man dem Wasser einen Teil der Flüssigkeitswärme durch Vorwärmung des Speisewassers mit Anzapfdampf aus der Turbine zu, so lässt sich eine wesentliche Wirkungsgradsteigerung erreichen, Bild 4.12.

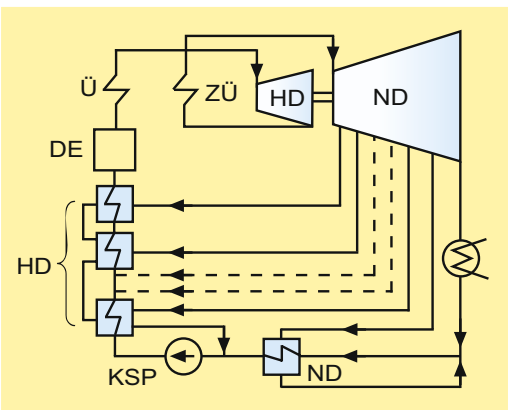


Bild 4.12. Wirkungsgraderhöhung durch Speisewasservorwärmung mit Anzapfdampf aus der Turbine. HD: Hochdruck-Speisewasservorwärmer, ND: Niederdruck-Speisewasservorwärmer.

Man unterscheidet Niederdruck- und Hochdruckvorwärmer, je nachdem ob sie vor oder nach der Kesselspeisewasserpumpe angeordnet sind. Der Anzapfdampf gibt in beiden Fällen seine Energie an das Speisewasser ab und kondensiert im Vorwärmer. Das Kondensat wird wieder dem Speisewasser zugeführt. Die Speisewassereintrittstemperatur in den Kessel liegt bei mehreren hundert Grad Celsius. Die regenerative Speisewasservorwärmung beruht auf der im Dampf enthaltenen *latenten Wärme*, die im Rahmen der Speisewasservorwärmung als *Heizprozess* (im Gegensatz zum reinen Kondensationsbetrieb) wenigstens zu einem Teil genutzt werden kann. Im Wärmediagramm lässt sich eine mehrstufige Speisewasservorwärmung als *Carnotisierung* interpretieren, das heißt eine Annäherung an die im Carnot-Prozess auftretenden Flächen bzw. Flächenverhältnisse.

Es lässt sich zeigen, dass die Verringerung der von der Turbine abgegebenen technischen Arbeit durch Anzapfdampfentnahme geringer ist als der Gewinn im thermischen Wirkungsgrad des Gesamtprozesses. In jedem Einzelfall existiert eine von den Brennstoffkosten und der Jahresbenutzungsdauer abhängige optimale Zahl von Vorwärmstufen (Obergrenze zwischen 5 und 9), auf deren Ermittlung hier jedoch nicht eingegangen werden kann.

Speisewasservorwärmer können zur Erhöhung der Manövrierbarkeit eines Kraftwerks kurzfristig gedrosselt oder gar abgeschaltet werden, so genannter *Kondensatstau*. Der nicht benötigte Anzapfdampf trägt dann zur Steigerung des Turbinendrehmoments bei plötzlich auftretenden erhöhten Leistungsanforderungen bei.

Die den Vorwärmstufen folgende Speisewassererwärmung auf Siedetemperatur im *Economizer* (*Eco*) des Dampferzeugers ebenso wie die Vorwärmung der Verbrennungsluft im *Luftvorwärmer* (*Luvo*) des Dampferzeugers sind keine Maßnahmen zur Verbesserung des thermischen Wirkungsgrads, sondern des Kesselwirkungsgrads (s. Gl. 4.31). Schließlich trägt auch eine Vorwärmung der Verbrennungsluft mit Anzapfdampf zu einer Erhöhung des thermischen Wirkungsgrads bei.

4.2.2.3 Kühlmitteltemperatur

Die ersten Wärmekraftmaschinen mit Dampf als Arbeitsmedium arbeiteten im Auspuffbetrieb, wobei zur Vermeidung einer vollständigen Kondensation die Abdampftemperaturen über 100° C liegen mussten. Durch Einführung des Kondensationsbetriebs, bei dem der Dampf an von Kühlwasser durchströmten Rohren kondensiert, lässt sich die Kondensationslinie 2 – 4 (Bild 4.10) nahezu auf Umgebungstemperatur absenken, was sich in einer entsprechenden Vergrößerung der Nutzfläche auswirkt. Aufgrund der Verringerung des spezifischen Volumens um einen Faktor $1 \ldots 3 \cdot 10^4$ stellt sich dabei ein *Grobvakuum* ein, z. B. 0,04 bar (s. h(s)-Diagramm).

Grundsätzlich erlaubt die Frischwasserkühlung (Jahresmitteltemperatur 15 °C) höhere Wirkungsgrade als die Luftkühlung mit Kühltürmen (Jahresmitteltemperatur 25 °C). In beiden Fällen sucht man die Kondensationstemperatur soweit wie möglich an die Umgebungstemperatur anzunähern. Der Unterschied zwischen Kondensat- und Kühlmitteltemperatur beträgt etwa 10 K und hängt im Wesentlichen von der Größe der Wärmeaustauschflächen ab. Da die Umgebungstemperatur zwischen Sommer und Winter stark schwankt, ist der Wirkungsgrad jahreszeitabhängig.

4.2.2.4 Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks

Die obigen Überlegungen zur Steigerung der Effizienz von Kreisprozessen gelten für den *theoretischen* thermischen Wirkungsgrad idealer Kreisprozesse. Die genaue Ermittlung des *praktischen* thermischen Wirkungsgrads muss unter Berücksichtigung der Druckverluste im Dampferzeuger und Kondensator, der Nichtisentropie der Kesselspeisepumpe und insbesondere der Expansionsverluste in der Turbine erfolgen. Letztere werden durch den Turbinenwirkungsgrad η_i beschrieben. Der Turbinenwirkungsgrad η_i kennzeichnet den Unterschied zwischen *isentroper* und *irreversibler* adiabatischer Expansion.

Es gilt

$$\eta_{therm_{prakt.}} < \eta_{therm_{\text{theor.}}} < \eta_{Carnot} \quad . \tag{4.23}$$

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die bisherigen thermodynamischen Wirkungsgraddefinitionen *mengenartige Größen*, wie Wärme oder Arbeit, zueinander in Beziehung setzen. Dies impliziert *stationäre gleichförmige* Fließprozesse, bei denen während eines Zeitraums Δt bestimmte Energiebeträge im Zähler und Nenner zu- bzw. abgeflossen sind. Um die Berücksichtigung des Zeitraums Δt zu umgehen, definiert man Wirkungsgrade im technischen Alltag über die am Ein- und Ausgang des Prozesses herrschenden *Leistungen*. Hierzu bezieht man die zu- und abgeflossenen Energiebeträge auf den Zeitraum Δt und bildet den Grenzwert für $\Delta t = 0$,

$$\eta_{tech} = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\frac{W_{ab}}{\Delta t}}{\frac{W_{zu}}{\Delta t}} = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} \quad . \tag{4.24}$$

Ab hier unterscheidet man bei Kraftwerken zwischen

- *Bruttowirkungsgrad*
- *Nettowirkungsgrad* und
- *Jahresnutzungsgrad*.

Ferner fügt man zur Unterscheidung von den bislang betrachteten *thermischen* Wirkungsgraden häufig noch den Index *el* für *elektrisch* hinzu.

Im Folgenden werden die Begriffe Brutto-, Nettowirkungsgrad und Jahresnutzungsgrad näher erläutert.

– *Bruttowirkungsgrad*

Der Bruttowirkungsgrad ist definiert als Verhältnis der an den Generatorklemmen abgegebenen elektrischen Leistung P_{el} zum zugeführten *Energiestrom* P_{zu} am Eingang. Für Kohlekraftwerke ergibt sich dann

$$\eta_{brutto} = \frac{P_{el}}{\dot{m} H_u} \quad . \tag{4.25}$$

Der Nenner ist das Produkt aus dem Massenstrom $\dot{m}$ des Primärenergieträgers in kg/h und dessen *Heizwert* H_u in kJ/kg, was die Einheit einer Leistung ergibt. Bei Kohlekraftwerken wird mit dem so genannten *Unteren Heizwert* H_u gerechnet, der dem Gesamtheizwert H abzüglich der Verdampfungswärme für freies und kristallin gebundenes Wasser entspricht.

Bei Kernkraftwerken steht für den Primärträger-Energiestrom der Abbrand $\dot{m}b$, wobei b dem „Heizwert“ des Spaltmaterials entspricht. Für Wasserkraftwerke mit der Fallhöhe Δh wird im Nenner die zeitliche Ableitung der *potenziellen Energie* des Wassers $\dot{m}g\Delta h$ eingesetzt, für frei umströmte Wasser- und Windkraftwerke die zeitliche Ableitung der kinetischen Energie $\frac{1}{2}\dot{m}v^2$. Für Solarenergieanlagen schließlich steht die einfallende Strahlungsleistung $P_{\text{Solar}} = SA$ im Nenner, wobei S die Solarkonstante und A die bestrahlte Fläche darstellt (s. a. 6.3).

Der Bruttowirkungsgrad beinhaltet alle vorgeschalteten Teilwirkungsgrade, beispielsweise bei Kohlekraftwerken

$$\eta_{brutto} = \eta_{therm_{CR}} \cdot \eta_K \cdot \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_G = \frac{-P_{el}}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{-P_{el}}{\dot{m}H_u} \quad . \tag{4.26}$$

In dieser Gleichung bedeuten

$\eta_{therm_{CR}}$	=	0.2	...	0.55	Theor. thermischer Wirkungsgrad (Clausius-Rankine-Prozess)
η_K	=	0.7	...	0.93	Kesselwirkungsgrad (Abstrahlung, Rauchgasverluste)
η_i	=	0.7	...	0.90	Thermischer Wirkungsgrad der Turbine (Gasreibung, Drosselung, Spaltverluste)
η_m	=	0.95	...	0.98	Mechanischer Wirkungsgrad der Turbine (Lagerreibung)
η_G	=	0.92	...	0.98	Generatorwirkungsgrad

Thermischer und mechanischer Wirkungsgrad der Turbine werden häufig zum *Kupplungswirkungsgrad* $\eta_M = \eta_i \cdot \eta_m$ zusammengefasst.

Moderne Kohlekraftwerke mit Frischdampfdaten von 600° C/275 bar erreichen Bruttowirkungsgrade von über 50 %, beispielsweise RDK 8 der EnBW.

Anstelle des Bruttowirkungsgrads wird in der Kraftwerkstechnik häufig sein reziproker Wert, der spezifische Wärmeverbrauch q in kJ/kWh, verwendet,

$$q = \frac{1}{\eta_{ges}} = \frac{\dot{m}_B H_u}{-P_{el}} \quad . \tag{4.27}$$

Beispielsweise errechnet sich aus einem mittleren spezifischen Brennstoffverbrauch von q ≈ 9474 kJ/kWh ein Gesamtwirkungsgrad von 38 %. Die Angabe des Wirkungsgrads oder Wärmeverbrauchs, insbesondere ein Vergleich mit Angaben aus anderen Quellen ist nur sinnvoll, wenn gleichzeitig erkennbar ist, welche Faktoren berücksichtigt worden sind (mit/ohne Eigenbedarf etc.).

– *Nettowirkungsgrad*

Der Nettowirkungsgrad berücksichtigt, dass ein Teil der an den Generatorklemmen abgegebenen Leistung P_{el} gleich vor Ort für die Antriebe der Kohlemühlen, der Kesselspeisepumpe, das Saugzuggebläse, Rauchgasreinigung etc. benötigt wird, so genannter *Eigenbedarf* (EB). Dadurch verringert sich die in das Netz eingespeiste Leistung nochmals. Für den Nettowirkungsgrad erhält man dann

$$\eta_{netto} = \frac{P_{el_{brutto}} - P_{EB}}{\dot{m} H_u} \quad . \tag{4.28}$$

Offensichtlich ist der Nettowirkungsgrad das treffendere Maß für die Effizienz der Umwandlung von Primärenergie in die Endenergie Strom. Im günstigsten Fall erhält man mit obigen Zahlen einen Nettowirkungsgrad bzw. Gesamtwirkungsgrad von etwa 47 %, der jedoch nur von modernsten Kohlekraftwerken mit allen technischen Finessen, im *Bestpunkt* erreicht wird, z. B. RDK 8 der EnBW. Rauchgasreinigungsanlagen verzehren dabei etwa 1 % des Wirkungsgrads.

– *Jahresnutzungsgrad*

Der Jahresnutzungsgrad ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Investition oder auch zur Ermittlung von Stückkosten. Er setzt allgemein die während eines Jahres im betriebswirtschaftlichen Sinn erbrachte tatsächliche Leistung einer Anlage oder Maschine ins Verhältnis zur maximal möglich gewesenen Leistung, im Kontext beispielsweise die Stromgestehungskosten einer kWh abhängig von der Auslastung eines Kraftwerks (s. a. 21.6).

Der Jahresnutzungsgrad berücksichtigt, dass ein Kraftwerk nicht das ganze Jahr über mit Nennleistung bzw. im Bestpunkt betrieben wird. In der Praxis des Erzeugungs- und Netzbetriebs werden Kraftwerke unter Umständen mehrfach am Tage an- und abgefahren und häufig im Teillastbereich betrieben, um Lastschwankungen des Verbrauchs oder schwankende Erzeugung nichtdeterministischer Kraftwerksleistung auszugleichen (s. a. 3.2.2). Nicht selten können thermische Kraftwerke auch mangels unzureichendem Kühlwasserangebot oder Windkraftanlagen mangels Wind nicht mit voller Leistung betrieben werden. In allen Fällen ergibt sich dann im *Jahresmittel* ein nochmals unter dem *Nettowirkungsgrad* liegender Wert, der so genannte *Jahresnutzungsgrad*. Er bildet den treffenden Ausgangspunkt für die Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien (s. a. 3.2.2).

Beispielsweise ermittelt man den Jahresnutzungsgrad einer Windkraftanlage aus dem Verhältnis der während eines Jahres tatsächlich erzeugten Anzahl kWh zur maximal möglich gewesenen Zahl kWh (installierte Leistung P_r multipliziert mit $1a$),

$$m = \frac{W_{\mathrm{tot}_a}}{P_r 1a} \quad . \tag{4.29}$$

Alternativ erhält man unter Zuhilfenahme der kalkulatorischen Größe *Jahresnutzungsdauer* T_a (17.1.1.1)

$$m = \frac{P_{\mathrm{tot}_a}}{P_r} = \frac{T_a}{8760h} = \frac{\text{Volllaststunden}}{8760h} \quad . \tag{4.30}$$

Je höher der Nutzungsgrad eines Kraftwerks, desto geringer sind die Stromgestehungskosten pro kWh. Während ein Kohlekraftwerk oder Kernkraftwerk bei Vernachlässigung von Revisionszeiten einen Nutzungsgrad von praktisch 100 % besitzen kann, weisen Wind- und Photovoltaikanlagen Nutzungsgrade von etwa 10 % auf. Entsprechend ergeben sich erheblich höhere Stromgestehungskosten je erzeugter kWh (s. a. 17.1.1.1 und 21.6.1.1). Speziell bei der Kraft-Wärme-Kopplung (4.7), bei der Strom und Nutzwärme

erzeugt wird, kann der *Jahresnutzungsgrad* bei nicht gleichzeitiger Abnahme von Strom und Wärme sehr gering ausfallen.

– *Brennstoffnutzungsgrad*
Im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung gibt es auch noch die Definition eines *Brennstoffnutzungsgrads*, auch als *energetischer Wirkungsgrad* bezeichnet,

$$\eta_{BN} = \frac{P_{el} - P_{therm}}{\dot{m} H_u} \quad . \tag{4.31}$$

Die bei der Umwandlung von Primärenergie in elektrische Energie auftretenden Verluste, die den Nichtfachmann gelegentlich die Zweckmäßigkeit des Vorgehens in Frage stellen lassen, werden durch die Einsparungen wettgemacht, die über die großen Einheitenleistungen der Kraftwerke und den effizienten Einsatz elektrischer Energie gegenüber einem dezentralisierten Einsatz erschöpflicher Energien erzielt werden.

4.2.3 Exergetischer Wirkungsgrad

Energie tritt in vielen Erscheinungsformen auf, z. B. als potenzielle, kinetische oder innere Energie, als Wärme, elektromagnetische Strahlung oder Kernenergie etc. Die Energieformen sind zum Teil vollständig, zum Teil nur beschränkt ineinander umwandelbar. Beispielsweise lassen sich mechanische und elektrische Energie vollständig in Wärme umwandeln, Wärme und innere Energie aber nur teilweise in mechanische Arbeit oder elektrische Energie, der Rest bleibt als Abwärme (s. a. 4.1.2). Abhängig von ihrer Umwandelbarkeit teilt man die verschiedenen Energieformen in drei Klassen ein:

1. Unbeschränkt umwandelbar: *Exergie* (W_{pot}, W_{kin}, $W_{el}, \ldots$)
2. Nicht umwandelbar: *Anergie* (Innere Energie von Stoffen, die mit ihrer Umgebung im thermischen Gleichgewicht stehen, d. h. die gleiche Temperatur besitzen, z. B. Meerwasser)
3. Beschränkt umwandelbar: *Exergie/Anergie-Mischformen* (Innere Energie, Wärme)

Bei letzteren besteht die Gesamtenergie aus einer *Exergie-* und einer *Anergiekomponente*, wobei die Aufteilung von der Umgebungstemperatur abhängt. Ein Kubikmeter Meerwasser mag eine hohe innere Energie besitzen, sie ist jedoch nicht nutzbar, weil sich dieser Energiespeicher im thermischen Gleichgewicht mit seiner Umgebung befindet und keine Veranlassung sieht, mit ihr Energie auszutauschen; seine Energie ist also Anergie.

Bei der großtechnischen Erzeugung elektrischer Energie in thermischen Kraftwerken wird zunächst Primärenergie in thermische Energie (Wärme bzw. innere Energie – je nachdem ob als Prozess- oder als Zustandsgröße verstanden) umgewandelt. Diese Energieformen sind beschränkt konvertierbar, was bereits aus dem vorstehend behandelten T(s)-Diagramm und der Existenz eines thermischen Wirkungsgrades bekannt ist. Letzterer stellt aber einen unfairen Vergleich zwischen der abgegebenen technischen Arbeit und der zugeführten Gesamtenergie an, von der ja grundsätzlich nur der Exergieanteil nutzbar ist. Die technische Qualität eines thermodynamischen Prozesses wird daher treffender durch den *exergetischen Wirkungsgrad* beschrieben, der die abgegebene technische Arbeit zur Exergie, das heißt nur dem thermodynamisch verwertbaren Anteil der zugeführten Gesamtenergie, ins Verhältnis setzt

$$\eta_{ex} = \frac{-W_{techn}}{Q_{zu_{ex}}} = \frac{-P}{\dot{m} \cdot H_{u_{ex}}} \quad . \tag{4.32}$$

Im Gegensatz zum Carnot-Wirkungsgrad kann der exergetische Wirkungsgrad eines theoretischen, verlustfreien Prozesses durchaus den Wert 1 bzw. 100 % annehmen. Exergetische Untersuchungen der regenerativen Speisewasservorwärmung sowie einzelner am Wasser/Dampf-Prozess beteiligter Komponenten liefern aufschlussreiche Erkenntnisse über die Natur der Energie-Verluste, müssen aber der Spezialliteratur vorbehalten bleiben.

4.3 Dampfkraftwerkkomponenten

In den Anfängen der Kraftwerkstechnik wurden größere Leistungen von mehreren kleinen Turbosätzen erzeugt, deren Turbinen aus einer größeren Zahl von Kesseln mit Dampf versorgt wurden. Im Hinblick auf hohe Verfügbarkeit waren die Komponenten sowohl auf der Frischdampf- und Kondensatseite als auch auf der elektrischen Seite durch *Sammelschienen* untereinander verbunden, so genannte *Sammelschienenkraftwerke*. Die Bauweise ist noch heute in vielen Industriekraftwerken zu finden, da sich die Prozesswärmeerzeugung nicht wie die Elektroenergieerzeugung auf den Verbundbetrieb als „*back-up*“ verlassen kann und außerdem der Ausbau der Kraftwerksleistung eines Industriebetriebs immer nur in kleinen Schritten proportional zum wachsenden Bedarf wirtschaftlich zweckmäßig ist.

Kraftwerke für die öffentliche Elektrizitätsversorgung werden heute ausschließlich in *Blockbauweise* erstellt, das heißt Kessel, Turbine, Generator und Blocktrafo besitzen die gleiche Leistung und bilden einen eigenständigen *Block*. Ein Kraftwerk kann aus mehreren Blöcken bestehen. Anfänglicher Erzeugungsüberschuss eines neu erstellten großen Blocks kann im Verbundbetrieb verwertet werden.

Als Ergänzung zu den vorangegangenen theoretischen Betrachtungen des Dampfkraftwerkprozesses werden im Folgenden die wesentlichen Komponenten eines Blockkraftwerks näher erläutert.

4.3.1 Dampferzeuger

4.3.1.1 Dampferzeugerbauarten

Dampferzeuger haben die Aufgabe, die bei der Verbrennung bzw. Kernspaltung freiwerdende Wärmeenergie in Dampf bestimmter Temperatur und bestimmten Drucks umzuwandeln. Es handelt sich also um spezielle, für hohe Drücke ausgelegte Wärmetauscher, die in den Anfängen dampfbetriebener Wärmekraftmaschinen tatsächlich die Form eines Wasserkessels hatten, später aber zu komplizierten Reihen- und Parallelschaltungen von Rohrsystemen mutierten und seither den Namen *Dampferzeuger* tragen, Bild 4.13.

Um den Wirkungsgrad der Wärmeübertragung des ursprünglichen Kessels zu erhöhen, ging man zu *Flamm-* und *Rauchrohrkesseln* über, in denen die Verbrennung in einem großen *Flammrohr* (Brennkammer) erfolgt und die heißen Rauchgase anschließend durch zahlreiche von Wasser umgebene Rauchgasrohre geführt werden. Die ersten beiden Kesselarten zeichneten sich durch großen Wasserinhalt, so genannte *Großwasserraumkessel* (hohe Dampfreserve), lange Anfahrzeiten und geringe Drücke (< 15 bar) aus.

Als dritte Bauart wurden die *Wasserrohrkessel* entwickelt, bei denen die Flammen das in Rohren geführte Wasser erwärmen und verdampfen. Wasserrohrkessel zeichnen sich durch

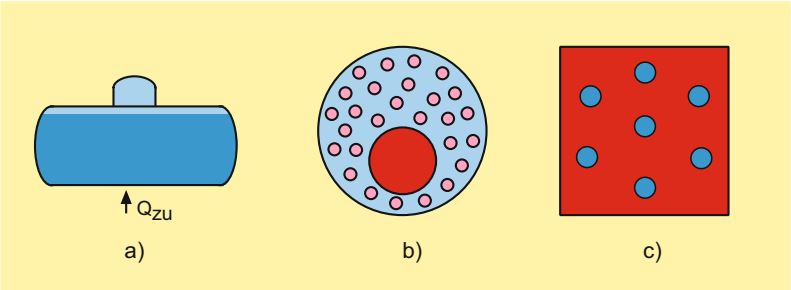


Bild 4.13. Dampferzeuger. a) Ursprünglicher Dampfkessel mit *Dom* zur Trennung von Sattdampf und mitgerissenem Wasser, b) *Flamm-* und *Rauchrohrkessel*, c) *Wasserrohrkessel*.

kleinen Wasserinhalt (geringe Dampfreserve), kürzere Anfahrzeiten und hohe Drücke (bis 350 bar) aus. Bei großen Leistungen finden ausschließlich Wasserrohrkessel Verwendung. Ihre Grenzleistung liegt derzeit bei 1000 MW_{el}. Wasserrohrkessel besitzen am Ende noch einen so genannten *Überhitzer*, in dem der Sattdampf in überhitzten, mehr einem Realgas ähnelnden *Heißdampf* bzw. *Trockendampf* überführt wird. Die Wasserrohrkessel lassen sich nochmals in vier verschiedene Bauformen, *Naturumlauf-*, *Zwangsumlauf-*, *Benson-* und *Sulzerkessel* unterscheiden, Bild 4.14.

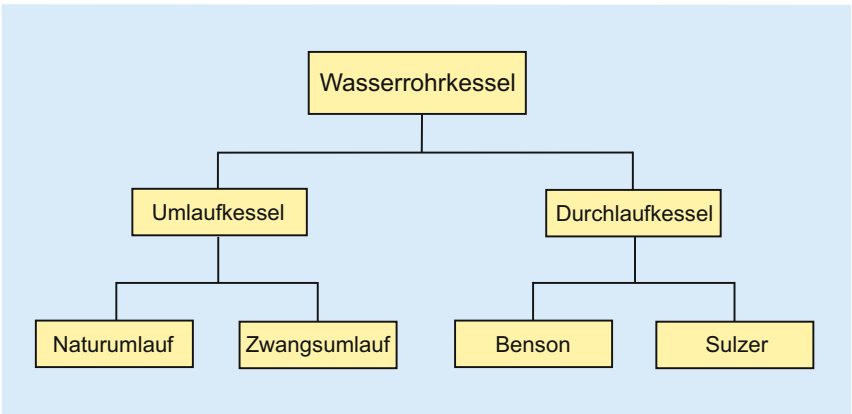


Bild 4.14. Bauformen verschiedener Wasserrohrkessel.

Gegenüber Flammrohrkesseln besitzen Umlaufkessel ein etwa 5-fach, Durchlaufkessel ein etwa 50-fach größeres Verhältnis thermische Zeitkonstante/Dampfspeicherzeitkonstante.

Beim Umlaufkessel wird Wasser zunächst in einem Rohrsystem in Nassdampf verwandelt und anschließend in der *Dampftrommel* in Wasser und Sattdampf getrennt (daher auch oft *Trommelkessel* genannt), Bild 4.15.

Von der Dampftrommel strömt das Wasser durch den Dichteunterschied warmen und kalten Wassers bzw. Nassdampfs außerhalb des Kessels in Rohren großen Querschnitts zum unteren Ende des Kessels zurück. Der Sattdampf tritt aus der Dampftrommel in den Überhitzer, wird dort überhitzt und der Turbine als Frischdampf zugeleitet.

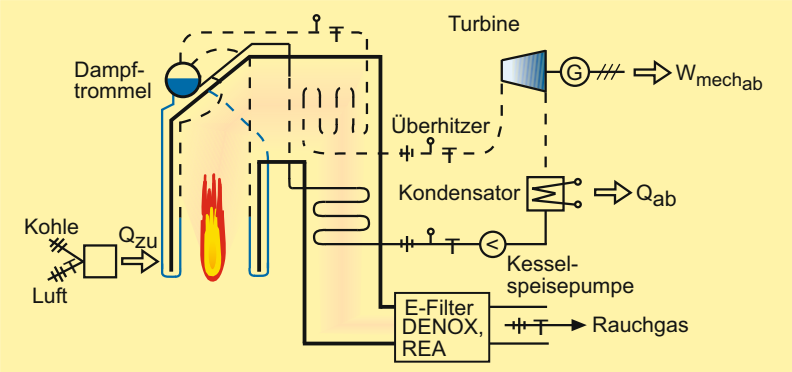


Bild 4.15. Umlaufkessel mit Naturumlauf (Drücke bis ca. 160 bar).

Der geringe Dichteunterschied zwischen Sattdampf und Wasser bei hohen Drücken sowie die Aussicht auf kompaktere Bauweise führten zum *Zwangsumlaufkessel* mit Umwälzpumpen, z. B. *LaMont-Kessel*, *Velox-Kessel* (Erdöl, Erdgas, Feuerraum unter Druck).

Sehr hohe Dampfdrücke führten schließlich zum *Zwangsdurchlaufkessel*, der im Wesentlichen aus einem bzw. mehreren parallel geschalteten Rohren besteht, an deren einem Ende eine Kesselspeisepumpe Speisewasser zuführt und an deren anderem Ende überhitzter Dampf austritt. Aufgrund der großen, mäander- bzw. spiralförmig verlegten Rohrlänge ist auch ohne Dampftrommel eine Überhitzung möglich. Die Freisetzung thermischer Energie erfolgt im unteren Drittel des Dampferzeugers durch die *Feuerung* bzw. im *Verbrennungsraum*. Die heißen Verbrennungsgase strömen in den *Zügen* an den Heizflächen vorbei und teilen diesen die Wärme teils durch *Strahlung*, teils durch *Konvektion* mit.

Man unterscheidet zwischen *Bensonkessel* und *Sulzerkessel*, Bild 4.16.

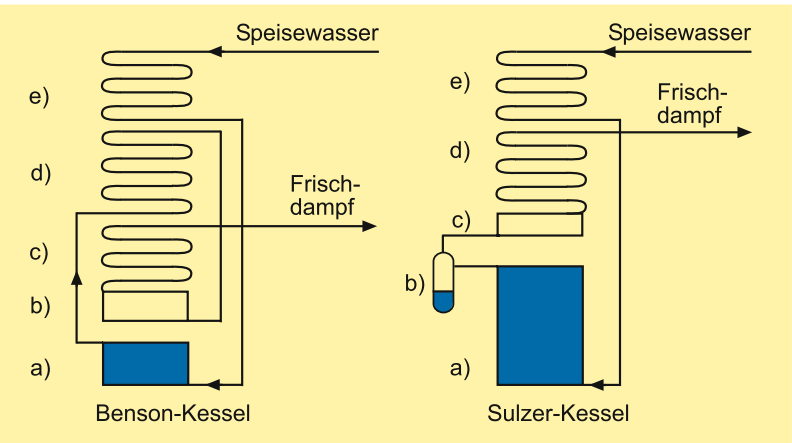


Bild 4.16. Durchlaufkessel (Prinzip). *Bensonkessel* (links): a) Verdampfer, b) Berührungsüberhitzer, c) Strahlungsüberhitzer, d) Restverdampfer, e) Speisewasservorwärmer (Economizer). *Sulzerkessel* (rechts): a) Verdampfer, b) Wasserabscheider (Sulzerflasche), c) Berührungsüberhitzer, d) Strahlungsüberhitzer, e) Speisewasservorwärmer (Economizer).

Beim Bensonkessel gleitet der Restverdampfungspunkt (Übergang in Sattdampf) belastungs- bzw. feuerungsabhängig im Rohr, Bild 4.16 links, Beim *Sulzerkessel* wird der Restverdamp-

fungspunkt, ähnlich wie in der Dampftrommel von Trommelkesseln, durch die so genannte *Sulzerflasche* festgehalten wird. Letztere ist ein Zentrifugalabscheider, in dem Restwasser und die in ihm gelösten Salze am Ende der Verdampfungszone abgeschieden werden können, Bild 4.16 rechts.

Der Abscheidung von Salzen diente beim Bensonkessel die Aufteilung in *Verdampfer* und *Restverdampfer*, die heute bei Verwendung vollentsalzten Speisewassers nicht mehr erforderlich ist. Industriekraftwerke ohne Kondensatrückführung, die wegen etwaiger Verschmutzungsgefahr des Prozessdampfs durch den chemischen Prozess mit ständig frisch aufbereitetem Kesselspeisewasser arbeiten, verwenden fast ausschließlich Sulzerkessel mit Flasche.

Schließlich unterscheidet man *Einzug-* und *Zweizugdampf*erzeuger. Bei ersteren befinden sich alle Heizflächen übereinander in einem Zug, so genannte *Turmbauweise*, Bild 4.16, bei letzteren sind die Heizflächen auf zwei Züge aufgeteilt. Letztere Bauweise führt zu einer geringeren Bauhöhe, Bild 4.17a, b.

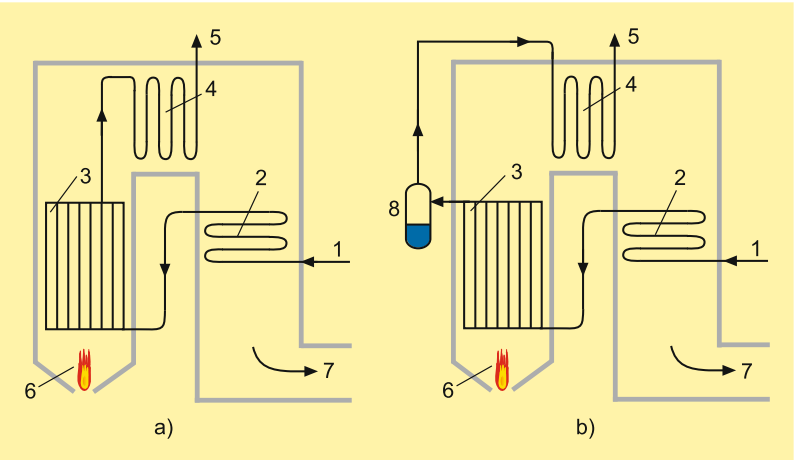


Bild 4.17. a) Benson- und b) Sulzerkessel mit zwei Zügen. 1 Speisewasserzufluss, 2 Economizer, 3 Verdampfer, 4 Überhitzer, 5 Frischdampf, 6 Feuerung, 7 Rauchgas, 8 Sulzerflasche.

Durchlaufkessel wurden ursprünglich für Betrieb mit überkritischem Druck gebaut (kein Nassdampfgebiet!). Später zeigte sich, dass ihr Prinzip auch bei kleineren Drücken (z. B. 60 bar) anwendbar ist.

Grundsätzlich unterscheidet man nach Art der Wärmeübertragung zwischen *strahlungsbeheizten* und *berührungsbeheizten* Heizflächen. Erstere nehmen auf der der Feuerung zugewandten Seite *Strahlungswärme* auf, letztere werden von den Rauchgasen allseitig *konvektiv* beheizt. Der Überhitzerteil wird meist in einen *Berührungsüberhitzer* und einen *Strahlungsüberhitzer* aufgeteilt. Durch Einspritzen von Speisewasser an der Verbindungsstelle wird die Frischdampftemperatur geregelt. Der Strahlungsüberhitzer ist in der Regel dem Berührungsüberhitzer vorgeschaltet, da er stärker auf sprungartige Änderung der Feuerungsleistung reagiert. Bei der Zwischenüberhitzung wird die Dampftemperatur auch mittels eines mit Hochdruckdampf beheizten Wärmetauschers geregelt. Abschließend zeigt Bild 4.18 einen Ausschnitt aus dem Inneren eines Durchlaufdampferzeugers.

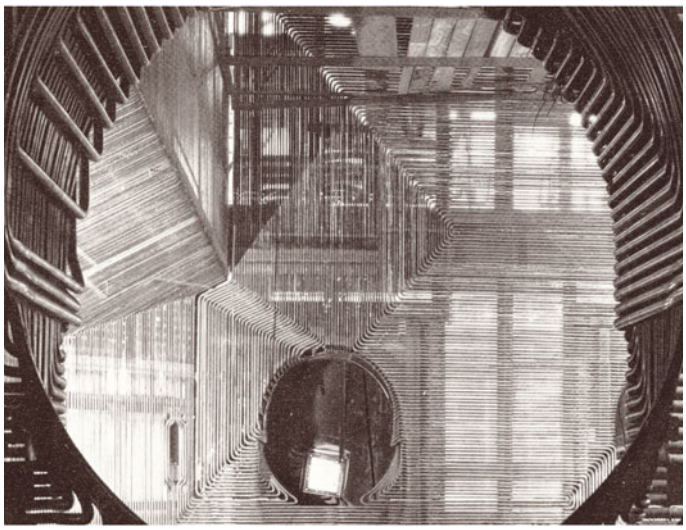


Bild 4.18. Inneres eines Dampferzeugers.

4.3.1.2 Feuerungen

Der überwiegende Teil thermischer Kraftwerke wird mit Kohle befeuert. Von den *Rostfeuerungen* kleinerer Kessel abgesehen, unterscheidet man im Wesentlichen zwischen *Kohlenstaubfeuerungen* und *Wirbelschichtfeuerungen*.

Kohlenstaubfeuerungen

Kohlenstaubfeuerungen unterscheidet man nochmals in solche mit *trockenem* Ascheabzug und solche mit *flüssigem* Ascheabzug (*Schmelzkammerfeuerung*). Bei beiden wird die Kohle zunächst mit *Kohlemühlen* fein gemahlen, zusammen mit Tragluft über mehrere Brenner in den Feuerraum geblasen und dort unter weiterer Zufuhr von Verbrennungsluft verbrannt. Für trockenen Ascheabzug ist die Brennkammer so groß auszulegen, dass die geschmolzenen Asche- bzw. Schlacketröpfchen zu festen Partikeln erstarrt sind, bevor die Rauchgase auf die Berührungsheizflächen auftreffen.

Bei der Schmelzkammerfeuerung wird um die Brenner ein so genannter Schmelzraum sehr hoher Temperatur angeordnet, dank dem ein großer Teil der Asche flüssig an den Schmelzkammerwänden abgeschieden werden kann. Aufgrund der Schwerkraft läuft die Asche zu einem Flüssigascheabzug und erstarrt in Wasser zu körnigem Granulat. Nicht flüssig abgeschiedene, d. h. bereits erstarrte Partikel werden zu einem gewissen Teil im Flugstaubabscheider abgefangen und zurückgeführt, wodurch sich eine hohe Gesamteinbindung der Asche ergibt. Eine hohe Ascheeinbindung ergeben Zyklonfeuerungen, bei denen die Flüssigasche-Abscheidung durch Fliehkräfte unterstützt wird (Primäreinbindung bis 85 %). Den Vorzügen der Feuerungen mit Flüssigascheabzug steht der Nachteil höherer Feuerraumtemperaturen entgegen (Rost- und Trockenaschefeuerung ca. 1.400 °C, Schmelzkammerfeuerung 1.600 °C, Zyklonfeuerung 1.700 °C), die von zunehmenden Korrosionserscheinungen im Kessel, stärkerer NO_x-Bildung und Zunahme der relativen Häufigkeit kleinerer Partikel ($< 1\ \mu m$) im Rauchgas begleitet wird. Letztere lassen sich im Elektrofilter nur mit sehr schlechtem Wirkungsgrad abscheiden. Während die Abscheidung größerer Partikel als zufriedenstellend gelöst bezeichnet werden kann, ist eine Verbesserung der Abscheidung kleiner Partikel und schädlicher Gase (SO_2, NO_x etc.) Gegenstand der aktuellen

technischen Entwicklung. Wegen ihrer Nachteile aus Sicht der Umweltbeeinflussung und der Hochtemperaturkorrosion werden Schmelzkammerfeuerungen nicht mehr gebaut.

Wirbelschichtfeuerungen

Wirbelschichtfeuerungen unterscheidet man grob in solche mit *stationärem* und mit *zirkulierendem Wirbelbett*. In beiden Fällen wird auf einem von unten mit Verbrennungsluft versorgten Wirbelbett (einige hundert bis mehrere tausend Düsen) aufgewirbeltes, fluidisiertes Brennstoffgranulat, versetzt mit Zuschlagstoffen wie Sand oder Kalk zur Schwefelbindung, in einer Wirbelschicht von zwei bis drei Metern Dicke verbrannt. In die Wirbelschicht eintauchende Heizflächen führen die freigesetzte Wärme ab. Bei Wirbelschichtfeuerungen mit *stationärem* Wirbelbett sinken die Ascheteilchen nach unten und werden dort abgezogen. Bei den *zirkulierenden* Wirbelschichtfeuerungen wird die Wirbelschicht durch erhöhte Luftgeschwindigkeit nach oben erweitert. Feste Partikel werden aus dem Rauchgas durch *Zyklonabscheider* separiert. Problematisch ist die *Abrasion* der Zyklonwände. Soll das heiße Rauchgas direkt zur Speisung von Gasturbinen eingesetzt werden, müssen spezielle *Heißgasfilter* nachgeschaltet werden.

Die Wirbelschichtfeuerung eignet sich besonders für die Verbrennung ballaststoff- und schwefelreicher Kohle. Dank der geringen Temperaturen der Wirbelschicht (ca. 850 °C) ergibt sich ein geringer Stickoxid-(NO_x)-Gehalt des Rauchgases. Moderne, brennstofffflexible Anlagen verbrennen auch Biomasse und nahezu beliebige Brennstoffgemische. Die Leistung einer Wirbelschichtfeuerung, wie auch einer Rostfeuerung, ist der Grundfläche proportional und reicht bis etwa 600 MW thermisch.

Öl- und Gasfeuerungen

Mit Heizöl betriebene Ölfeuerungen zeichnen sich durch hohe, gleichmäßige Heizleistung, geringen Ascheanfall, jedoch hohen Schwefelgehalt aus und stellen besondere Anforderungen an die Entschwefelung des Rauchgases. Der Umfang ihres Einsatzes richtet sich vornehmlich nach dem aktuellen Brennstoffpreis. Erdgas stellt wegen seiner Schwefelarmut und geringen CO_2-Produktion einen ausgezeichneten Brennstoff dar und ist dank der heutigen ausgedehnten Erdgasnetze überall verfügbar. Heizöl und Erdgas können in normalen Kesseln ohne den mit der Verbrennung von Kohle verknüpften baulichen und apparativen Aufwand verbrannt werden.

Ein Teillastbetrieb ist bei mit Öl- und Erdgas beschickten Feuerungen feuerungstechnisch problemlos, bei Kohlenstaubfeuerungen bis ca. 35 %, bei Schmelzkammerfeuerungen nur bis ca. 55 % möglich.

4.3.1.3 Leistungsregelung bei Dampferzeugern

Im stationären Betrieb muss die dem Dampferzeuger über den Frischdampfstrom entnommene Energie, gekennzeichnet durch *Frischdampftemperatur*, *-druck* und *Massenstrom*, permanent über die Feuerung zugeführt werden. Zusätzlich erfordert der Energieträger Wasserdampf eine Anpassung des Speisewasserstroms an die Dampfleistung.

Die beiden Hauptregelgrößen sind *Frischdampfdruck* und *-temperatur*, die Störgrößen der lastabhängige *Frischdampfstrom* bzw. *Beheizungsstörungen* (z. B. unterschiedlicher Heizwert etc.). Abweichungen vom Solldruck werden vom Brennstoff- und Verbrennungsluftregler durch Nachstellen der Feuerleistung, Schwankungen der Frischdampftemperatur durch Einspritzen von Speisewasser in die Einspritzkühler des Überhitzerteils ausgeregelt

(s. Bild 4.16). Die Anpassung des Speisewasserstroms erfolgt durch Drehzahlverstellung der Speisewasserpumpe (Antrieb durch eigene Dampfturbine oder stromrichtergespeisten Asynchronmotor) oder durch Drosselventile. Dabei wird der Speisewasserstrom so eingestellt, dass sich in der Dampftrommel des Umlaufkessels bzw. der Abscheideflasche des Sulzerkessels ein konstanter Wasserstand einstellt (der Niveausollwert kann lastabhängig sein). Statt der Niveauregelung in der Abscheideflasche wird beim Sulzerkessel der Dampfzustand häufig auch durch Messung der Austrittstemperatur am Ende eines gedrosselten Verdampferstrangs (*Leitstrang*) erfasst. Beim Bensonkessel wird wegen des gleitenden Endverdampfungspunktes bzw. des Fehlens eines festen Wasserstands die Niveauregelung durch eine Regelung des Verhältnisses Einspritzwasserstrom/Speisewasserstrom ersetzt. In beiden Fällen ist der Speisewasserstrom die Stellgröße.

Aufgrund der Trägheit der Feuerung, der Wärmewiderstände der Wärmeübertragung und der Wärmekapazitäten der Heizflächen folgt die Ausgangsleistung eines Dampferzeugers einer der Brennstoffzufuhr $\dot{m}_B$ mitgeteilten sprungförmigen Leistungserhöhung mit einer Verzögerung höherer Ordnung, Bild 4.19.

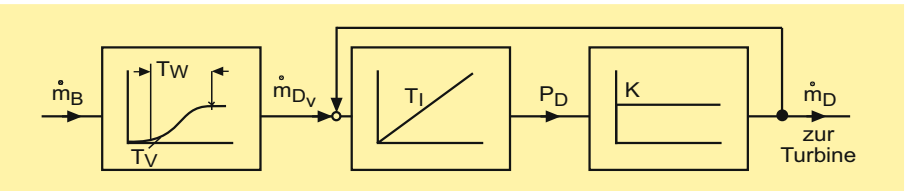


Bild 4.19. Vereinfachtes regelungstechnisches Modell eines Dampferzeugers. $\dot{m}_B$: Brennstoffstrom, $\dot{m}_{DV}$: virtueller Dampfstrom (ohne Speichereffekt), p_D: Dampfdruck, $\dot{m}_D$: effektiver Dampfstrom, T_v: Totzeit (Verzugszeit), T_w, T_I: Integrationskonstante des Speichers, K: Proportionalfaktor zwischen Druck, Ventilstellung und effektivem Dampfstrom.

Eine ausgangsseitig sprunghaft erhöhte Dampfentnahme $\dot{m}_D$ durch die Turbine kann daher nicht sofort durch vermehrte Dampferzeugung, sondern nur durch *Dampfausspeicherung*, das heißt Nutzung der in dem komprimierten Arbeitsmedium gespeicherten Energie, auf Kosten einer Druck- und Temperaturabsenkung gedeckt werden. Die im Dampferzeuger parallel ablaufenden Mechanismen der Dampferzeugung und Energieein- bzw. -ausspeicherung lassen sich im Blockschaltbild getrennt darstellen.

Die Übertragungsfunktionen stellen linearisierte Vereinfachungen für kleine Änderungen um den Arbeitspunkt dar; in den Zeitkonstanten sind mehrere individuelle Effekte zusammengefasst. Für öl- und gasbetriebene Kessel beträgt T_V etwa 5 - 10 s, T_W etwa 20 s; für Dampferzeuger mit Kohlenstaubfeuerung liegt T_V zwischen 20 und 60 s, T_W etwa bei 100 s. Die Integrationszeitkonstante der Dampfspeicherung reicht von 60 bis 250 s, wobei Umlaufkessel eher am oberen Ende, Durchlaufkessel am unteren Ende des Bereichs liegen.

Neben den genannten Hauptregelgrößen werden gleichzeitig zahlreiche weitere Regelgrößen wie *Feuerraumunterdruck* (Vermeidung von CO-Immission im Kesselhaus), *Wasserstände*, Zwischenüberhitzer-Dampftemperatur und -druck bei Anlagen mit Zwischenüberhitzung etc. geregelt. Ein moderner mit fossilen Brennstoffen betriebener Dampferzeuger besitzt über 100 maßgebliche Regelkreise.

4.3.1.4 Rauchgasreinigung

Beim Verbrennen von Kohlestaub entstehen Staubpartikel (Flugasche etc.) sowie gasförmige Schadstoffe wie SO_2 und NO_x, die mit dem Rauchgas in die Umwelt gelangen. Beispielsweise fallen bei einem 700 MW Steinkohlekraftwerk 15 t Staub/h, 4,5 t SO_2/h und 1,8 t NO_x/h an. Da das *Bundesimmissionsschutzgesetz* Obergrenzen für das Freisetzen dieser Stoffe vorschreibt, sind dem Verbrennungsprozess aufwendige Rauchgasreinigungsanlagen nachgeschaltet. Sie tragen erheblich zu den Investitionskosten bei und führen wegen ihres Eigenenergieverbrauchs zu spürbaren Verringerungen des Gesamtwirkungsgrads der Stromerzeugung. Die Staubabscheidung, Entstickung und Entschwefelung sollen im Folgenden gestreift werden.

Staubabscheidung

Die Staubabscheidung erfolgt überwiegend durch *Elektrofilter* (engl.: *electrostatic precipitator*), in denen der Staub zunächst über 60 kV bis 100 kV-*Hochspannungskoronaentladungen* im Umfeld dünner Drähte und Spitzen elektrostatisch aufgeladen wird. Die geladenen Staubteilchen unterliegen damit den Coulombkräften des elektrischen Feldes und werden zusammen mit anderen geladenen und nichtgeladenen Luftteilchen, so genannter *elektrischer Wind*, zu einer Abscheideelektrode transportiert, Bild 4.20.

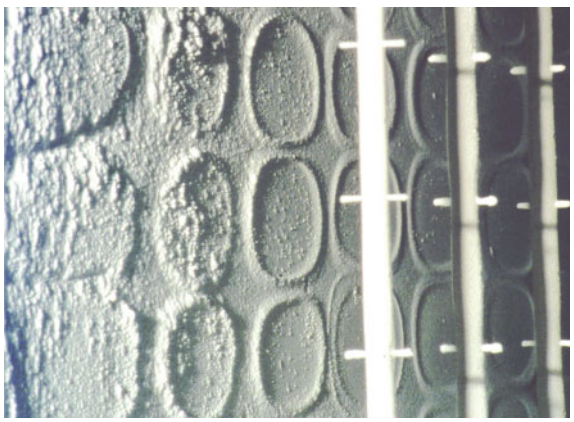


Bild 4.20. Blick in das Innere eines Elektrofilters.

Wenn die Staubschicht eine gewisse Dicke erreicht hat, wird die Abscheidefläche mechanisch in Schwingungen versetzt, so dass der Staub nach unten in den *Staubbunker* fällt. Mit Ausnahme sehr kleiner Staubpartikel, die auf Grund ihrer Größe nur wenig Ladungen aufnehmen und damit nur geringe Kräfte erfahren, erfolgt die Abscheidung äußerst perfekt, die Wirkungsgrade der Abscheidung erreichen über 99,5 %. Beispielhaft zeigt Bild 4.21 eine große Elektrofilteranlage mit 16 Elektrofiltern für vier 300 MW-Blöcke.

Je Filter werden 20 Tonnen Staub/h abgeschieden. Neben Elektrofiltern gibt es noch rein mechanische Verfahren, wie auf der Fliehkraft beruhende *Zyklonabscheider*, *Gewebefilter* sowie keramische Heißgasfilter mit porösen, keramischen *Filterkerzen*.

Entstickung

Bei höheren Verbrennungstemperaturen bilden sich zunehmend Stickoxide NO_x. Während es sich bei der Abscheidung von Staubpartikeln um einen physikalischen Prozess (Filterung) handelt, erfordert das Zurückhalten gasförmiger Stickoxide einen chemischen Prozess, so

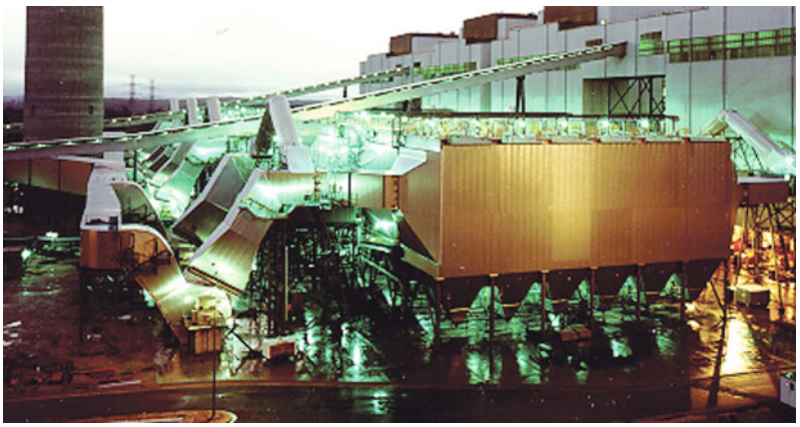


Bild 4.21. Staubabscheidung in Elektrofiltern (Lurgi Bischoff).

genannte DENOX-Anlagen. In diesen Anlagen reagieren unter Mitwirkung großflächiger keramischer Katalysatoren (mehrere 100 m^2) die NO_x-Gase mit eingedüstem Ammoniak NH_3 unter Bildung von H_2O und N_2,

$$4\,NH_3 + 4\,NO + O_2 \longrightarrow 4\,N_2 + 6\,H_2O \quad , \tag{4.33}$$

so genanntes SCR-Verfahren (engl.: *Selective Catalytic Reduction*).

Die für die Reaktion erforderlichen Rauchgastemperaturen liegen zwischen 200 °C und 400 °C. Das neuere SNCR-Verfahren (engl.: *Selective Non Catalytic Reduction*) kommt bei Temperaturen um 900 °C und höherem Reduktionsmittelverbrauch ohne Katalysatoren aus.

Entschwefelung

In Rauchgasentschwefelungsanlagen (REA) wird in das Rauchgas bei Temperaturen um etwa 100 °C eine wässrige Lösung von Calciumkarbonat $CaCO_3$ eingeleitet. Zusätzlich eingeblasene Luft oxidiert das SO_2 über chemische Zwischenprozesse zu SO_4, das sich mit dem Calcium des Calciumkarbonats gemäß

$$SO_4 + Ca + H_2O = CaSO_4 + H_2O \tag{4.34}$$

zu Gips verbindet. Gleichzeitig werden noch andere gasförmige Schadstoffe, beispielsweise Quecksilber, ausgewaschen, was hier jedoch nicht vertieft werden soll. Bei Wirbelschichtfeuerungen kann durch Zufuhr von pulverisiertem Calciumcarbonat in das Wirbelbett nach chemischer Zerlegung in CaO und CO_2 ebenfalls SO_2 in Gips umgewandelt werden,

$$CaO + SO_2 + \frac{1}{2}\,O_2 = CaSO_4 \quad . \tag{4.35}$$

Während ohne Entschwefelungsanlage das Rauchgas zur Verhinderung einer Taupunktunterschreitung und der damit verbundenen Korrosion mit 160 °C den thermodynamischen Prozess verlassen muss, tritt heute das schwefelarme Rauchgas mit einer Temperatur von 70 °C in die Atmosphäre, was einen höheren thermischen Wirkungsgrad ermöglicht. Ferner erlaubt die Schwefelarmut auch den Verzicht auf einen hohen Kamin, wenn das Rauchgas über den Kühlturm entlassen wird.

Schließlich kann der Schwefel auch in einer vorgeschalteten Kohlevergasungsanlage abgetrennt werden. Dieses Verfahren kommt derzeit noch in geringem Umfang in GuD-Kraftwerken (4.6) zum Einsatz. Ein Teil des anfallenden Gipses wird zu Gipsbaustoffen weiterverarbeitet.

CO_2 Reduzierung

Während *Entstickung* und *Entschwefelung* heute großtechnisch etabliert sind, hat die Forderung nach genereller Reduzierung von CO_2-Emissionen eine neue Herausforderung entstehen lassen. Im Kontext lässt sich die Verringerung des CO_2-Ausstoßes kohlebefeuerter Kraftwerke vornehmlich durch die in 4.2.2 bereits erläuterten primären Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung erreichen. Alternativ wird aber auch die Abtrennung des Kohlendioxyds aus dem Prozess sowie seine nachfolgende Verflüssigung und dauerhafte Lagerung, beispielsweise in tiefen Erdschichten (Aquifere und ausgeförderte Erdgaslagerstätten), erforscht (engl.: CCS Technology, *Carbon Capture and Storage*). Die CCS Technologie könnte die Funktion einer Brückentechnologie zwischen der heutigen auf Kernenergie und erschöpflichen fossilen Ressourcen basierenden Stromerzeugung und der langfristigen großtechnischen Nutzung erneuerbarer Energien einnehmen. Man unterscheidet bei den so genannten *Nullemissionskraftwerken* zwischen *Precombustion*, *Postcombustion* und dem *Oxyfuel-Verfahren.*

Precombustion

Die Kohle wird zunächst bei hohen Temperaturen mit aus Luft gewonnenem Sauerstoff zu CO_2 und CO oxydiert. Durch Einsprühen von Wasserdampf wird das Gas-/Dampfgemisch vollständig in CO_2 und H_2 umgewandelt,

$$CO_2 + CO + H_2O \Rightarrow 2\,CO_2 + H_2 \quad . \tag{4.36}$$

Von dem durch *Kohlevergasung* erzeugten Synthesegas wird das Kohlendioxyd durch physikalische Wäsche abgetrennt, verflüssigt und gespeichert. Der Wasserstoff wird einer entsprechend ausgelegten Synthesegas/Wasserstoff-Gasturbine zugeführt und dort verbrannt. Der Prozess wird auch als *Integrierte Kohlevergasung* bzw. englisch als IGCC-Verfahren bezeichnet (*Integrated Gasification Combined Cycle*). Bezüglich der Kohlevergasung kann auf langjährige praktische Erfahrung in der Chemie und Petrochemie zurückgegriffen werden. Precombustion eignet sich nur für neu zu errichtende GuD Kombi-Kraftwerke.

Postcombustion

Beim Postcombustion-Verfahren wird das CO_2 am Ende des klassischen Kraftwerkprozesses aus dem Rauchgas abgetrennt. Da sich die Verbrennungsluft aus 20 % Sauerstoff und 80 % Stickstoff zusammensetzt, beträgt der CO_2-Anteil im Rauchgas lediglich ca. 15 %, was aufwendige Trennverfahren mit hohem Energieverbrauch erforderlich macht. Beispielsweise führt eine Abtrennung des CO_2 aus dem Rauchgas mittels nasschemisch wirkender Waschlösungen (Ammoniak basierte chemische Lösungsmittel, bei denen eines oder mehrere Wasserstoffatome des Ammoniaks durch organische Gruppen substituiert sind) wegen Wiedererwärmung des Rauchgases zu wirtschaftlich kaum tolerierbaren additiven Wirkungsgradeinbußen von bis zu 13 %. Vorteilhaft ist andererseits die Eignung zur Nachrüstung bestehender Anlagen.

Oxyfuel-Verfahren

Das *Oxyfuel-Verfahren* zielt auf eine deutliche Verringerung der Wirkungsgradeinbuße durch eine Verbrennungsführung mit zuvor aus Luft gewonnenem reinem Sauerstoff. Durch

Separation des Luftstickstoffs besteht das Rauchgas in diesem Fall im Wesentlichen aus CO_2 und Wasserdampf, was eine einfache Abtrennung ermöglicht. Nach Kondensation des Wassers sowie Entstaubung und Befreiung von Ballastgasen wie Restsauerstoff (erforderlich für hohen Kohleausbrand), NO_x, SO_2 etc. kann das CO_2 verflüssigt und endgelagert werden.

Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff würde zu materialtechnisch nicht beherrschbaren hohen Feuerungstemperaturen führen. Daher wird ein Teil des dem Dampferzeuger entströmenden „kalten“ Rauchgases rezykliert, das heißt dem am Prozesseingang zugeführten Sauerstoff wieder beigemischt, was die notwendige Absenkung der Verbrennungstemperatur bewirkt. Wie auch Precombustion eignet sich das Oxyfuel-Verfahren vorzugsweise für Neuanlagen.

Alle genannten CO_2-Abscheidungsverfahren stehen im Wettbewerb mit klassischen Maßnahmen zur Wirkungsgraderhöhung und der damit erreichbaren CO_2 Minderung. Der Spielraum letzterer für über den heutigen Stand der Technik hinausgehende Wirkungsgradsteigerungen ist jedoch gering (s. a. 4.2.2). Offen sind bei allen *CCS-Verfahren* die langzeitsichere Lagerung des verflüssigten CO_2 und die hohen Kosten, die nur bei noch höherem CO_2-Leidensdruck toleriert werden können. Die wirtschaftlichen Chancen von Nullemissionskraftwerken hängen wesentlich von der Entwicklung der Preise für CO_2-Zertifikate ab (21.4.4).

4.3.2 Dampfturbinen

4.3.2.1 Bauarten

Beim Entspannen des mit einer bestimmten spezifischen Enthalpie beladenen Frischdampfstroms in einer Dampfturbine entsteht auf Kosten der Abnahme der Enthalpie eine Expansionsströmung. Da schon geringe Enthalpiegefälle sehr hohe Expansionsgeschwindigkeiten ergeben und diese zur Vermeidung von Stoßverlusten bzw. Erzielung hoher Wirkungsgrade exzessive Umlaufgeschwindigkeiten erfordern würden, werden Dampfturbinen *mehrstufig* gebaut (ein feststehendes *Leitrad* und ein *Laufrad* bilden eine *Stufe*).

Das feststehende *Leitrad* hat die Aufgabe, den Dampf so umzulenken, als käme er aus schräg angeordneten Düsen, so dass der Dampf die Schaufeln des Laufrads optimal beaufschlagt (s. a. Bild 4.23). Nach jedem Laufrad folgt ein weiteres Leitrad, das den Dampf wieder in die ursprüngliche Richtung umlenkt, mit der er aus dem vorherigen Leitrad ausströmte, damit auch das folgende Laufrad wieder optimal beaufschlagt wird. In einem Leitrad wird der Strömung jedoch keine Energie entzogen, dies geschieht allein im Laufrad.

Hohe Enthalpiegefälle führen zu mehrgehäusigen Turbinen, die meist mit einer Zwischenüberhitzung kombiniert sind. Man spricht von *Hochdruck-*, *Mitteldruck-* und *Niederdruckteil*. Die während der Expansion auftretende Zunahme des spezifischen Dampfvolumens führt auf Grund des hohen Vakuums im Kondensator zu einem großen Abdampfvolumen und zwingt schließlich zu *mehrflutiger* Bauweise des Niederdruckteils, da die Laufradschaufeln aus Festigkeitsgründen in ihrer Länge begrenzt sind, Bild 4.22.

Vielfach sind auch Mitteldruckturbinen mehrflutig ausgeführt. Ein weiterer Vorteil mehrflutiger Bauweise ist die Kompensation der auf die Turbinenwelle wirkenden Axialkräfte. Ferner unterscheidet man grundsätzlich zwischen *Gleichdruck-* und *Überdruckturbinen* bzw. hohem und niedrigem *Reaktionsgrad*. Der Reaktionsgrad r kennzeichnet das Verhältnis des

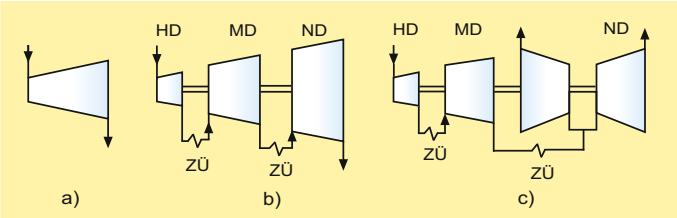


Bild 4.22. Bauformen von Dampfturbinen mit zunehmendem Enthalpiegefälle. a) Dampfturbine mit mehreren Stufen, b) *mehrgehäusige* Dampfturbine, c) *mehrgehäusige* Dampfturbine mit *mehrflutigem* Niederdruckteil (zwei parallele Niederdruckturbinen).

isentropen Enthalpiegefälles Δh_L im Laufrad bezogen auf das isentrope Enthalpiegefälle Δh_{St} einer gesamten Stufe (Leitrad + Laufrad),

$$r = \frac{\Delta h_L}{\Delta h_{St}} \quad . \tag{4.37}$$

Wird das Enthalpiegefälle einer Stufe vollständig im Leitrad in Geschwindigkeit bzw. kinetische Energie umgesetzt, nimmt gemäß (4.37) der Reaktionsgrad den Wert Null an. Erfolgt die Umwandlung hälftig im Leitrad, hälftig im Laufrad besitzt er den Wert 0,5.

Gleichdruckturbinen

Bei *Gleichdruckturbinen*, auch *Aktions-* oder *Impulsturbinen* genannt, wird das Druckgefälle einer Stufe bereits im Leitrad mit sich verjüngendem Kanalquerschnitt vollständig in Geschwindigkeit mit hohem Drehimpuls umgesetzt (Reaktionsgrad 0), so genannte *Impulsbeschaufelung*. Es gilt für die Geschwindigkeitsvektoren stets

$$\mathbf{c} = \mathbf{u} + \mathbf{v} \quad , \tag{4.38}$$

worin $\mathbf{c}$ die absolute Dampfgeschwindigkeit, $\mathbf{u}$ die Umfangsgeschwindigkeit des Laufrads und $\mathbf{v}$ die Relativgeschwindigkeit Dampf/Schaufelfläche bedeuten (im rotierenden Laufradkoordinatensystem beobachtet bzw. messbar). Die Richtung der Relativgeschwindigkeit stimmt in erster Näherung mit der Tangente an die Schaufeloberfläche überein, Bild 4.23a.

Das nachfolgende Laufrad wandelt den Drehimpuls durch *Umlenkung* in ein Drehmoment um, wobei der Drehimpuls am Laufradaustritt den Wert Null annimmt. Der Dampf strömt daher drallfrei in das folgende Leitrad, wo ihm erneut ein Drehimpuls für das nächste Laufrad mitgeteilt wird.

Der Druck vor und nach jedem Laufrad ist wegen des konstanten Kanalquerschnitts am Ein- und Austritt des Schaufelgitters des Laufrads gleich groß. Da an den Laufradschaufeln kein Druckunterschied auftritt, sind auch die Leckverluste im Spalt zum Gehäuse gering. Dafür entstehen wegen der starken Umlenkung hohe Profilreibungsverluste. Sinngemäß sind auch die Beträge der Relativgeschwindigkeit am Laufradeintritt und -austritt gleich groß. Damit ergibt sich auf beiden Seiten des Laufrads ein einheitlicher Druck $p_1 = p_2$. Die absolute Dampfgeschwindigkeit nimmt ab, $|\mathbf{c}_2| < |\mathbf{c}_1|$.

Die Expansion im Leitradkranz ergibt eine Geschwindigkeitszunahme auf Kosten einer Druckabnahme ($\mathbf{c}_1 > \mathbf{c}_0$), in dem durch Umlenkung des Massenstroms eine Impulsänderung $\mathbf{F} = d(m \cdot \mathbf{c})/dt$ stattfindet. Von dieser Kraft wirkt auf das Laufrad die Tangentialkomponente $F_u = \dot{m}(c_{1u} - c_{2u})$.

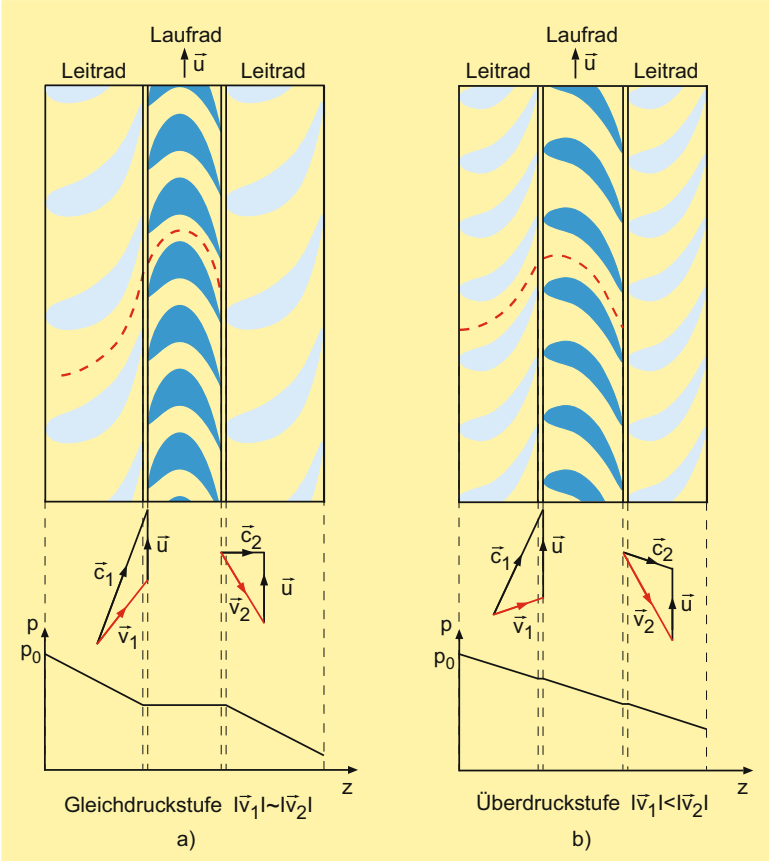


Bild 4.23. Geschwindigkeitsdiagramme des Laufradkanals, a) einer Gleichdruckturbine und b) einer Überdruckturbine (nicht maßstäblich).

Überdruckturbinen

Bei *Überdruckturbinen* bzw. *Reaktionsturbinen* verjüngt sich auch der Laufradkanal, Leit- und Laufrad können daher grundsätzlich das gleiche Schaufelprofil besitzen. Die Querschnittsverringerung führt auch im Laufrad zu einer Beschleunigung des Dampfstroms und damit einer Zunahme der Geschwindigkeit $|\mathbf{v}_2| > |\mathbf{v}_1|$. Ferner treten auf beiden Seiten des Laufrads unterschiedliche Drücke $p_2 < p_1$ auf (Reaktionsgrad $\approx 0{,}5$). Die größere Relativgeschwindigkeit $\mathbf{v}_2$ am Austritt verlangt eine höhere Umfangsgeschwindigkeit der folgenden Stufe, was dazu führt, dass Überdruckturbinen eine doppelt so hohe Stufenzahl aufweisen wie Gleichdruckturbinen. Da bei letzteren das Enthalpiegefälle ausschließlich am Leitrad in Geschwindigkeit umgesetzt wird, tritt bei halber Stufenzahl ein höheres Druckgefälle auf. Aus diesem Grund und wegen der hohen Ansprüche an die Abdichtung zwischen den einzelnen Stufen ist die Leitradsektion besonders kräftig ausgelegt und nahe an die Läuferachse herangeführt (*Kammerstufenbauart*), so dass sich letztlich gleiche Baulänge und Herstellungskosten ergeben.

Wegen des bei der Expansion im Laufrad auftretenden Rückstoßes (vgl. Rasensprenger) werden Überdruckturbinen auch *Reaktionsturbinen* (Reaktionsgrad $0 < r < 1$, z. B. $r = 0,5$), Gleichdruckturbinen dagegen *Aktionsturbinen* genannt (Reaktionsgrad $r = 0$). Überdruckturbinen erfordern zum Ausgleich des vom Überdruck hervorgerufenen Axialdrucks einen *Ausgleichskolben* oder symmetrische mehrflutige Bauweise, so genannter

Schubausgleich. Moderne Turbinen können in den einzelnen Stufen und längs der Schaufeln von innen nach außen abnehmende Reaktionsgrade aufweisen, wodurch der Unterschied zwischen Gleichdruck- und Überdruckturbinen verwischt wird.

Das erste Laufrad von Dampfturbinen mit *Teilbeaufschlagung* bezeichnet man als *Regelstufe.* Unter Regelstufe wird eine Turbinenstufe mit mehreren einzeln beaufschlagbaren *Düsengruppen* (*Leitradsektionen*) verstanden. Regelstufen sind immer Gleichdruckstufen. Bei Überdruck vor dem Laufrad würde sich der Dampf auch auf nichtbeaufschlagte Kanäle verteilen und zu *Stoßverlusten* führen. Je nach Bauart kann die Regelstufe einkränzig (*Aktionsrad*) oder zweikränzig (*Curtisrad*) sein.

Von der Anwenderseite her besteht zwischen Gleich- und Überdruckturbinen praktisch kein Unterschied. Es gibt nahezu ebenso viele Gleichdruckturbinen wie Überdruckturbinen, gleichviel ob man Industriekraftwerke oder Kraftwerke der öffentlichen Versorgung berücksichtigt.

Sattdampfturbinen

Dampfturbinen für Kernkraftwerke mit leichtwassergekühlten Reaktoren bedürfen einer besonderen Auslegung, da die Dampferzeuger nur *Sattdampf* mit einer Anfangsfeuchte von 0,5 % liefern. Eine Überhitzung des Sattdampfs durch kernenergiebeheizte Überhitzer ließe sich aus Korrosionsgründen nur mit neutronenabsorbierenden Werkstofflegierungen vom Typ *Inconel* bewerkstelligen und würde höher angereichertes Uran erfordern.

Die Expansion in der Turbine findet überwiegend im Nassdampfgebiet unter Ausscheidung von Wasser statt. Mit anderen Worten, Sattdampfturbinen nutzen nur die *latente Wärme* aus (s. a. 4.1.1). Bei einer 1.300 MW Turbine fallen mehrere hundert Kilogramm Wasser je Sekunde im Arbeitsmittel aus, die durch externe und interne Wasserabscheider, beispielsweise in Form hohler Leitschaufeln, aus dem Nassdampf entfernt werden müssen. Wegen des niedrigen Frischdampfzustands bzw. des geringen Enthalpiegefälles besitzen Sattdampfturbinen mehrfach höhere Massen- und Volumenströme am Ein- und Austritt, was zu vielflutigen ND-Teilen und großen Endstufendurchmessern führt. Letztere resultieren in großen Fliehkräften an den Schaufeln. Sattdampfturbinen werden daher meist nur für 1.500 U/Min. ausgelegt und mit vierpoligen Turbogeneratoren gekoppelt.

Andere Dampfturbinen

Neben den bislang beschriebenen reinen Kondensationsturbinen, die exklusiv der Erzeugung elektrischer Energie dienen, kennt die Turbinentechnik noch *Gegendruckturbinen*, *Entnahmekondensationsturbinen* etc., auf die im Abschnitt *Kraft-Wärmekopplung* noch ausführlicher eingegangen wird (4.7.1). Schließlich kommen so genannte *Industrieturbinen* ($\leq$ 150 MW) auch als *Antriebe* von Pumpen und Verdichtern zum Einsatz, beispielsweise als Antrieb von Kesselspeisepumpen. Aktuell in der Entwicklung befinden sich so genannte Mikrodampfturbinen mit Drehzahlen von 30.000 U/min für die dezentralisierte Stromversorgung mit Leistungen $<$ 150 KW.

Abschließend vermittelt Bild 4.24 eine anschauliche Vorstellung von den Größenverhältnissen eines mehrgehäusigen Dampf-Turbo-Satzes. Die Hochdruckturbine besitzt das kleinste, die doppelflutigen Niederdruckturbinen das größte Bauvolumen. Vor der Hochdruckturbine sind zwei *Stellventile* angeordnet sowie zwei ihnen vorgelagerte *Schnellschlussventile.* Letztere erlauben bei plötzlicher mechanischer Entlastung des Generators (Kurzschlussfall, Trennung vom Netz) die schlagartige Unterbrechung der Dampfzufuhr und verhindern so-

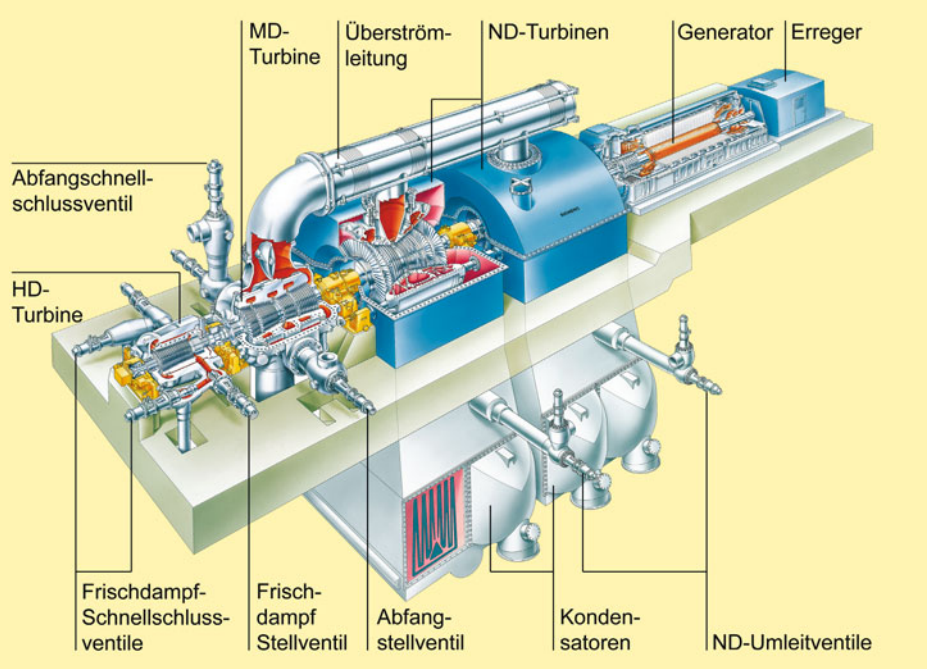


Bild 4.24. 800 MW-Dampfturbosatz (Siemens).

mit ein „Durchgehen“ der Turbine. Vor dem Stellventil der Mitteldruckturbine befindet sich nochmals ein Schnellschlussventil, das gewöhnlich als *Abfangventil* bezeichnet wird. Beachtenswert ist das Bauvolumen der Kondensatoren, das das Bauvolumen der gesamten Turbine weit übersteigt (ohne Wärmeisolation).

4.3.2.2 Leistungsregelung von Dampfturbinen

Die von einer Dampfturbine abgegebene Wirkleistung lässt sich über den *Dampfmassenstrom* (*Mengen-* bzw. *Füllungsregelung*) und/oder über das *Enthalpiegefälle* regeln (Druckabsenkung durch *Drosselung* an Stellventilen), die beide das Drehmoment beeinflussen. Im ersten Fall variiert man den Grad der Beaufschlagung (Teil- oder Vollbeaufschlagung), indem einzelne *Düsengruppen* durch nacheinander öffnende Stellventile zu- bzw. abgeschaltet werden, Bild 4.25a.

Bei der modernen technischen Realisierung erfolgt die Dampfzufuhr über vier symmetrisch am Umfang verteilte Einströmstutzen und entsprechend symmetrisch am Umfang verteilte Düsengruppen. Düsengruppen und erstes Laufrad bilden die so genannte *Regelstufe*. Für die alleinige Regelung des *Enthalpiegefälles* (Drosselregelung) wird durch ein oder mehrere Stellventile bei stets voller Beaufschlagung der Frischdampf lediglich gedrosselt (die Turbine besitzt keine Regelstufe, das heißt, keine einzelnen, zuschaltbaren Düsengruppen). Wegen ihres höheren Wärmeverbrauchs wird die Drosselregelung meist nur im *modifizierten Gleitdruckbetrieb* (s. a. 4.4.2) zwischen 90 % und 100 % Vollast eingesetzt. Man unterscheidet zwischen reiner *Füllungsregelung*, reiner *Drosselregelung* und der Kombination beider, so genannte *Drossel-Füllungsregelung*. Bei letzterer wird der Dampfstrom durch die Anzahl der Düsengruppen, das Enthalpiegefälle durch das jeweilige nicht ganz geöffnete Stellventil gesteuert. Daher auch die Bezeichnung *Düsengruppenregelung*. Reine Füllungsregelung liegt jeweils nur in den fünf Betriebspunkten vor, wo jeweils eine oder mehrere der Dü-

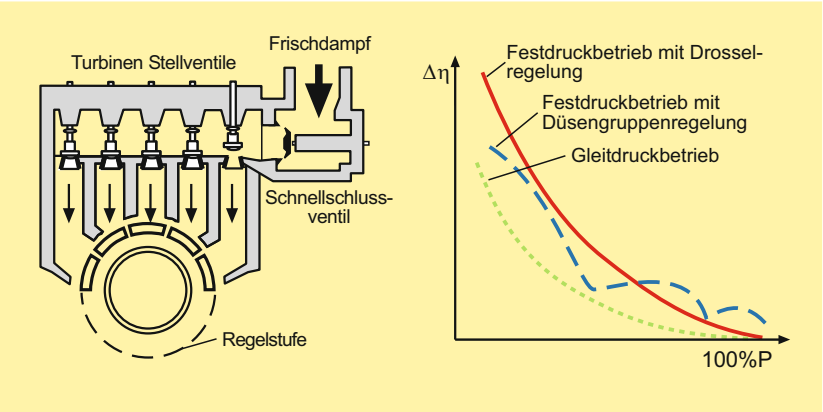


Bild 4.25. a) Düsengruppenregelung, b) Unterschiede im spezifischen Dampfverbrauch von Gleitdruckbetrieb, Düsengruppen- und Drosselregelung.

senkammern voll geöffnet, die restlichen ganz geschlossen sind (arkadenförmiger Verlauf in Bild 4.25b).

Ob im Festdruckbetrieb die Drosselregelung oder die Düsengruppenregelung günstiger ist, hängt vom häufigsten Betriebsregime ab. Insgesamt sind die Unterschiede nicht gravierend, da sie sich nur in der Hochdruckturbine auswirken. Mitteldruck- und Niederdruckturbinen arbeiten ohnehin immer im Gleitdruckbetrieb. Die Düsengruppenregelung besitzt wegen der geringeren Drosselverluste im Mittel günstigere Teillastwirkungsgrade, Bild 4.25b.

Dampfturbinen mit Drosselregelung werden meist im modifizierten Gleitdruckbetrieb gefahren. Das heißt, bei nahezu voll geöffnetem Dampfeinlassventil erfolgt die Leistungsregelung über den leistungsabhängig gefahrenen Kesseldruck. Abhängig vom Betriebspunkt kann die Drosselregelung einen günstigeren Wirkungsgrad aufweisen als die Düsengruppenregelung und umgekehrt. Die Drosselregelung ist technisch weniger aufwendig (weniger Ventile, keine Regelstufe etc.) und erlaubt eine schonendere Fahrweise der Turbine (geringere Wärmespannungen).

Einer plötzlichen Stellungsänderung des Dampfeinlassventils $+\Delta P_D$ folgt die Leistung P_T einer Dampfturbine verzögert mit einer Zeitkonstanten T_T (Speichereffekt der Dampfräume des Turbinengehäuses). Damit ergibt sich als Übertragungsfunktion:

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_T(s)}{\Delta P_D(s)} = \frac{1}{1 + sT_T} \quad , \tag{4.39}$$

wobei T_T in der Größenordnung 0,15 s liegt.

Große Einheiten werden fast immer mit Zwischenüberhitzung gebaut, wobei der Hochdruckteil beispielsweise 1/3, Mittel- und Niederdruckteil 2/3 der Leistung erzeugen. Für den Fall einfacher Zwischenüberhitzung folgt dann der Hochdruckteil einer Änderung des Dampfeinlassventils wie oben mit der Übertragungsfunktion:

$$G_{THD}(s) = \frac{\Delta P_{THD}(s)}{\Delta P_D(s)} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{1 + sT_T} \quad . \tag{4.40}$$

Wegen des großen Speichervolumens des Zwischenüberhitzers einschließlich seiner Rohrleitungen ändert sich dagegen die Leistung des Nieder- und Mitteldruckteils mit der Übertragungsfunktion

$$G_{TMD/ND}(s) = \frac{\Delta P_{TMD/ND}(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1}{1+sT_T} \cdot \frac{1}{1+sT_{ZUE}} \quad , \tag{4.41}$$

wobei T_{ZUE} in der Größenordnung von 10 bis 15 Sekunden liegt. Da die Turbinenteile über die Läuferwelle starr gekoppelt sind, addieren sich die einzelnen Leistungen, so dass sich als Gesamtübertragungsfunktion

$$G_{HD/MD/ND}(s) = \frac{\Delta P_{THD/MD/ND}(s)}{\Delta P_D(s)} = \frac{\Delta P_{THD} + \Delta P_{TMD/ND}}{\Delta P_D(s)} \quad , \tag{4.42}$$

$$G_{HD/MD/ND}(s) = \frac{1 + 1/3\, s \cdot T_{ZUE}}{(1+sT_T)(1+sT_{ZUE})} \tag{4.43}$$

ergibt.

Die Übergangsfunktionen einer einteiligen Turbine und einer mehrgehäusigen Turbine mit Zwischenüberhitzung zeigt Bild 4.26.

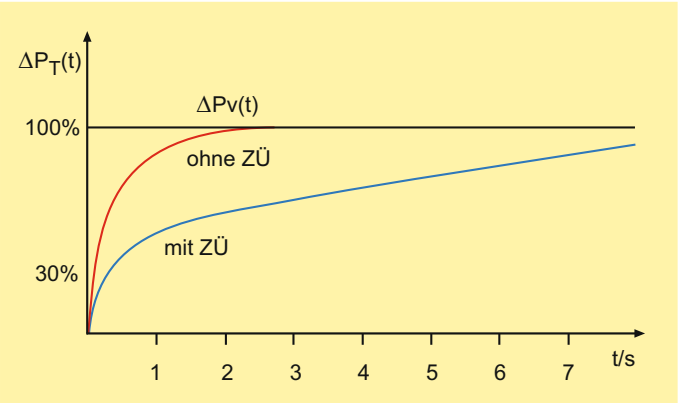


Bild 4.26. Übergangsfunktionen von Dampfturbinen für Festdruckbetrieb mit und ohne Zwischenüberhitzung (ZÜ).

Einer sprunghaften Erhöhung der Dampfleistung folgt die Wirkleistung einer Turbine mit Zwischenüberhitzung bis zur Höhe von ca. 30 % praktisch sofort (HD-Teil), die restlichen 70 % werden im Verlauf mehrerer Zwischenüberhitzerzeitkonstanten aufgebaut. Letztere Aussage gilt nur für vergleichsweise kleine Ventilstellungsänderungen, bei großen Hüben wird der langsame Anstieg zusätzlich vom Dampferzeugerzeitverhalten bestimmt. Bei plötzlichem Lastabwurf (Volllastabschaltung) steigt die Drehzahl einer Dampfturbine, wie bereits erwähnt, sehr schnell an. Kann der Drehzahlanstieg nicht von der Regelung über die Stellventile aufgefangen werden, spricht das Schnellschlussventil an (bei ca. 5 bis 15 % Überdrehzahl, je nach Regelkonzept und Anlaufzeitkonstante des Turbosatzes). Der aus dem Kessel strömende Dampf wird dann über die so genannte *Umleitstation* (*Bypass*) an der Turbine vorbei direkt in den Kondensator geleitet.

Bei Turbinen mit Zwischenüberhitzung strömt der Frischdampf im Schnellschlussfall am HD-Teil vorbei in den Zwischenüberhitzer und erst von dort über den ND-Bypass an HD- und ND-Teil vorbei in den Kondensator.

4.3.3 Kondensator, Kühleinrichtungen

4.3.3.1 Kondensator

Der geringe thermodynamische Wirkungsgrad eines Dampfkraftwerks liegt darin begründet, dass das Arbeitsmedium beim Verlassen der Turbine immer noch als Dampf vorliegt, in dem über die Hälfte der investierten Primärenergie in Form *latenter Wärme* (s. a. 4.1) enthalten ist. Theoretisch hat man nun die Wahl, diesen Dampf in die Atmosphäre ausströmen oder in einem Kondensator kondensieren zu lassen. Im ersten Fall wäre der thermische Wirkungsgrad besonders schlecht, weil die Turbine gegen den Atmosphärendruck arbeiten müsste und außerdem die Abdampftemperatur bei 100 °C läge. Darüber hinaus müsste fortlaufend Speisewasser aufbereitet und eine starke Umweltbeeinflussung durch die Dampfschwaden in Kauf genommen werden. Im Kondensationsbetrieb arbeitet die Turbine dagegen auf das Grobvakuum des Kondensators (z. B. 0,04 bar bei 20 °C Kühlwassereintrittstemperatur), gleichzeitig besitzt der Dampf am Turbinenaustritt eine wesentlich niedrigere Temperatur. Beides führt zu einer geringeren Austrittsenthalpie und ermöglicht eine Wirkungsgradsteigerung von ca. 5 bis 10 %. Eine anschauliche Vorstellung von den Kondensatorabmessungen und den Volumenströmen am Ausgang einer ND-Turbine vermittelt Bild 4.27.

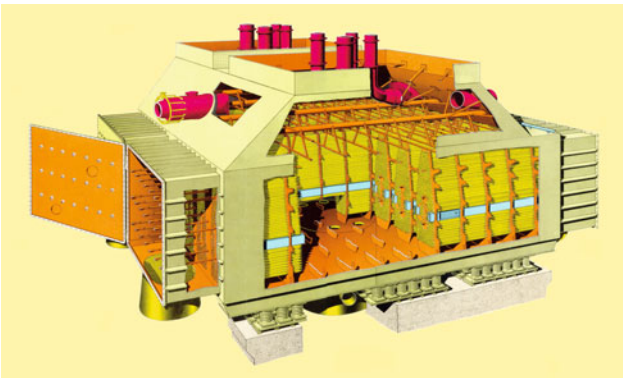


Bild 4.27. Dampfturbinenkondensator (ALSTOM).

Bezüglich des umbauten Raums besitzt der Kondensator ein Vielfaches des Volumens der Dampfturbine. Die gesamte Kühlrohroberfläche liegt typisch bei mehreren 10.000 m^2, die Zahl der Röhren bei mehreren 10.000. Für kleinere Leistungen kommen an Stelle von Oberflächenkondensatoren auch so genannte *Einspritz-* bzw. *Misch*kondensatoren zum Einsatz, bei denen das Kühlwasser direkt in den Dampf gespritzt wird, was ebenfalls zu seiner sofortigen Kondensation führt.

Das Vakuum im Kondensator stellt sich auf Grund der starken Verringerung des spezifischen Volumens um mehrere Größenordnungen während der Kondensation selbsttätig ein. Seine Höhe ergibt sich unter Berücksichtigung der Übertragungseigenschaften des Kondensators aus der Dampftafel, nach der jeder Sattdampftemperatur ein bestimmter Absoluttdruck zugeordnet ist. Die Vakuumpumpe des Kondensationsteils dient nur zum Evakuieren beim Anfahren und zum Absaugen von Luftresten, die durch Undichtigkeiten in das System gelangen. Die eigentliche Kondensation erfolgt beim Kontakt des Dampfes mit den wassergekühlten Röhren des Kondensators. Alternativ gibt es auch luftgekühlte Konden-

satoren, bei denen der Dampf durch die Röhren strömt, während die Kühlluft von außen einwirkt.

4.3.3.2 Kühlarten

Die vollständige Kondensation des aus den Abdampfstutzen der Turbine austretenden Wasserdampfs erfordert einen großen Kühlwasserbedarf – beispielsweise benötigt ein 1.000 MW-Block grob 2.000 MW Kühlleistung – weswegen Dampfkraftwerke immer an Flüssen oder großen Seen gebaut werden. Man unterscheidet zwischen Frischwasserkühlung und Rückkühlung. Der Vorteil der *Frischwasser-* bzw. *Durchflusskühlung* (engl.: *once-through cooling*) liegt in den geringen Investitionskosten, da nur ein Wärmetauscher (Turbinenkondensator) benötigt wird, Bild 4.28a.

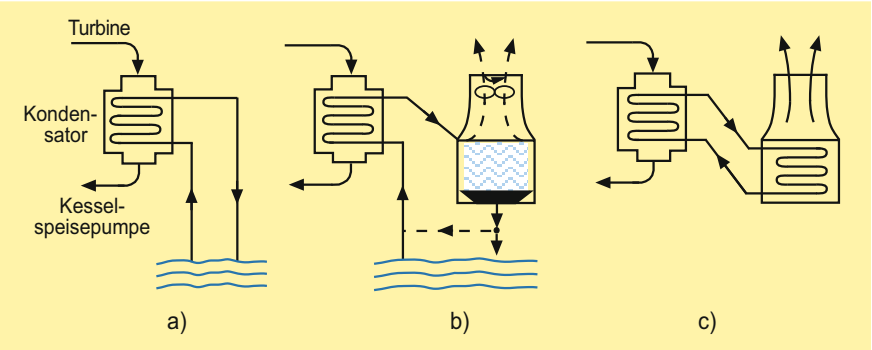


Bild 4.28. Kühlverfahren. a) Frischwasserkühlung, b) Rückkühlung mit Nasskühlturm, c) Rückkühlung mit Trockenkühlturm.

Die Wahl des Kühlverfahrens ergibt sich durch die mögliche thermische Belastung der Flüsse, die durch so genannte *Wärmelastpläne* geregelt ist. Kühlwasserstrom und -austrittstemperatur unterliegen behördlichen Auflagen, die unannehmbare Störungen des ökologischen Gleichgewichts verhindern. Folgende Grenzwerte sind üblich:

Temperaturerhöhung des Flusswassers	$\leq$	3	bis	5	°C
Kühlwasseraustrittstemperatur	$\leq$	30	bis	33	°C
Temperaturerhöhung im Kondensator	$\leq$	10	bis	33	°C

Im Fall begrenzter Frischwasserkühlung geht man auf *Rückkühlung* über, d. h. das aus dem Kondensator austretende erwärmte Kühlwasser wird in einem Kühlturm auf Kondensatoreintrittstemperatur *rückgekühlt*. Man unterscheidet *Nasskühltürme* und *Trockenkühltürme*. In ersteren fließt das warme Kühlwasser über großflächige Rieselkörper und gibt seine Wärme teils *konvektiv* an die senkrecht nach oben strömende Luft (Kaminwirkung oder forcierte Luftströmung), teils als *Verdampfungswärme* (Verdunstungskälte) beim teilweisen Verdunsten des Wassers ab, Bild 4.28b. Das verdunstete Wasser (ca. 1,5 %) muss laufend ergänzt werden. Soweit möglich wird *Mischkühlung* angewandt, d. h. die Wärme wird teilweise im Kühlturm durch die Umgebungsluft und teilweise durch Frischwasser abgeführt, im Bild 4.28b strichliert eingezeichnet.

Wenn das verdunstete Wasser nicht wirtschaftlich ersetzt oder Nebelbildung nicht toleriert werden kann, ist auch die Verwendung von *Trockenkühltürmen* mit geschlossenem Kühl-

wasserkreislauf möglich, Bild 4.28c. Wegen der ausschließlich konvektiven Wasserabgabe müssen Trockenkühltürme größere Abmessungen besitzen. Die Vorzüge beider Verfahren können in so genannten *Hybridkühltürmen* kombiniert werden, die unter maximaler Nutzung vorhandenen Kühlwassers mit Nasskühlung arbeiten und den Restbedarf an Kühlleistung durch Trockenkühlung decken.

Zur Einhaltung der oben angegebenen Grenzkurven ist auch das *Ablaufkühlprinzip* geeignet, bei dem das erwärmte Kühlwasser vor dem Rückfluss in das Gewässer durch einen Kühlturm gekühlt wird. Schließlich gibt es noch direkt luftgekühlte Kondensatoren, die jedoch auf kleine Abdampfquerschnitte beschränkt sind.

Wegen der unterschiedlichen Kühlmitteltemperaturen von Wasser (Jahresmitteltemperatur z. B. 15 °C) und Luft (Jahresmitteltemperatur z. B. 25 °C) hängt der thermische Wirkungsgrad vom Kühlverfahren ab. Gegenüber der Frischwasserkühlung belasten Rückkühlverfahren mit Nasskühltürmen die Erzeugungskosten zusätzlich mit ca. 3 ... 5 % (je nach Primärenergiekosten). Trockenkühltürme bewirken eine weitere Kostensteigerung um das Zwei- bis Dreifache.

4.3.3.3 Abwärmenutzung

Die großen Mengen ungenutzt mit dem Kühlwasser an die Umgebung abgeführte Abwärme reiner Kondensationskraftwerke legen den Gedanken nahe, diese „*verschwendete*“ Energie für Heizzwecke zu verwenden. Rein energetisch betrachtet ließe sich mit dem 2.400 MW Abwärmestrom eines Kernkraftwerkes eine Stadt mit etwa 1 Mio. Einwohnern beheizen. Unter der Oberfläche dieser Betrachtungsweise schlummern jedoch die Fragen, wie die Wärme zum Endverbraucher gelangen und wie dessen Wärmebedarf bei allfälligen Abschaltungen auf Grund normaler Betriebsstörungen oder Revisionen gedeckt werden soll.

Wie bereits gezeigt wurde (4.1.5), setzt sich die von einer strömenden Stoffmenge (Massenstrom $\dot{m}$) durch einen ruhenden Querschnitt transportierte spezifische Energie aus folgenden Anteilen zusammen:

$$w_{tot} = w_{pot} + w_{kin} + u + pv \quad . \tag{4.44}$$

Vernachlässigen wir beim Kühlwasserstrom den Unterschied der *äußeren Energie* und der *Strömungsenergie* im Ein- und Austrittsquerschnitt ($p_1 = p_2$, $v_1 = v_2$, das heißt $p_1 v_1 = p_2 v_2 = konstant$), so verbleibt eine Erhöhung der inneren Energie, die dem Kühlwasserstrom im Kondensator durch Aufnahme der Abwärme mitgeteilt wird. Die gesamte innere Energie des Kühlwassers kann man sich nun näherungsweise in einen Anteil zerlegt denken, der einer gleich großen Wassermenge von Umgebungstemperatur entspräche und einen zweiten Anteil, der ersteren zur gesamten inneren Energie ergänzt:

$$\begin{aligned} u &= mc_v T = mc_v(T - \Delta t) + mc_v \Delta t \\ &(\Delta t = \text{Übertemperatur}, c_v = \text{Mittelwert der spez. Wärme}) \end{aligned} \tag{4.45}$$

Von dieser Energie kann über die Heizflächen etwaiger Heizkörper im günstigsten Fall (unendlich große Heizflächen) nur der Anteil $m \cdot c_v \cdot \Delta t$ abgegeben werden, da für einen Kühlwasserstrom von Umgebungstemperatur mangels Temperaturdifferenz kein Anlass für einen Wärmeaustausch gegeben ist. Transport und Verteilung der mit dem nicht nutzbaren Anteil der inneren Energie gekoppelten Wassermenge zu dezentralisierten Endverbrauchern, die saisonale Auslastung, die auch außerhalb der Heizperiode nach Einrichtungen

für die volle Kühlleistung verlangt sowie die Zuverlässigkeit der Wärmeversorgung lassen einer umfassenden Nutzung der im Kühlwasser von Kondensationskraftwerken enthaltenen Abwärme nur geringe Chancen.

Noch deutlicher wird die Ohnmacht kühlwassergebundener Abwärme eines Kondensationskraftwerks, wenn man die mitgeführte *Exergie*, das heißt den Anteil des Energiestroms berechnet, der sich maximal in Nutzarbeit umwandeln lässt. Unter Vernachlässigung der äußeren Energie w_{pot} und w_{kin} berechnet sich die spezifische Exergie eines strömenden Fluids in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur zu

$$e = h - h_u - T_u(s - s_u) \quad . \tag{4.46}$$

Berücksichtigt man in der Enthalpie nur die innere Energie, da sich wegen pv = *konstant* die Strömungsenergie ohnehin nicht nutzen lässt, so berechnet sich für einen 2.000 MW Abwärmestrom der Exergiestrom grob zu ca. 1 MW, das heißt 0,5 Promille.

Im Kapitel 4.7 wird gleichwohl gezeigt werden, dass sich ein Teil der Abwärme durch Übergang vom reinen *Kondensationsbetrieb* zum *Entnahme-Kondensationsbetrieb* nutzen lässt. Dieses Verfahren kommt aber nur für einen Teil der Kraftwerke in Frage, da das Abwärmeangebot fast immer größer ist als der lokale Wärmebedarf. Ferner ist zu beachten, dass es sich *nicht um wahre Abwärmenutzung* handelt, sondern um die Nutzung höherwertiger Wärme auf deutlich über der Umgebungstemperatur liegendem Temperaturniveau, aus der man auch noch Strom hätte erzeugen können.

Die hohe Abwärmeleistung thermischer Kraftwerke beeindruckt nicht nur den technischen Laien, sondern auch den Energiefachmann. Für letzteren ist jedoch leichter einzusehen, dass unsere heutige Lebensweise ohne den unter Inkaufnahme der Abwärmeverluste gewonnenen Sekundärenergieträger elektrische Energie eine noch schlechtere Nutzung der Primärenergie zur Folge hätte.

4.4 Leistungsregelung in Dampfkraftwerken

Abhängig von den regelungstechnischen und wirtschaftlichen Anforderungen können Kraftwerksblöcke auf verschiedene Arten betrieben werden. Man unterscheidet im Wesentlichen zwischen *Festdruckbetrieb*, *Gleitdruckbetrieb* und *Modifiziertem Gleitdruckbetrieb*.

4.4.1 Festdruckbetrieb

Im Festdruckbetrieb wird der Frischdampfdruck des Dampferzeugers unabhängig von der erzeugten Leistung auf einen konstanten Wert geregelt, Bild 4.29.

Die Turbine besitzt eine Regelstufe mit meist vier Düsengruppen (4.3.2.1), die sequentiell beaufschlagt werden. Dadurch entstehen Drosselverluste nur bei dem gerade öffnenden Stellventil (4.3.2.2). Die Turbinenleistung bzw. das Turbinendrehmoment wird über die Turbinenstellventile (Turbineneinlassquerschnitt Y_T) beeinflusst.

Aufgrund der Druckspeichereigenschaften des Dampferzeugers kann einem Lastsprung $\Delta P = k\Delta f$ (15.1.1 und 15.1.2) sehr schnell durch Öffnen der Turbinenstellventile begegnet werden. Der wegen des höheren Dampfstroms langsam absinkende Frischdampfdruck sorgt über die Druckregelung durch erhöhte Primärenergiezufuhr langfristig für eine

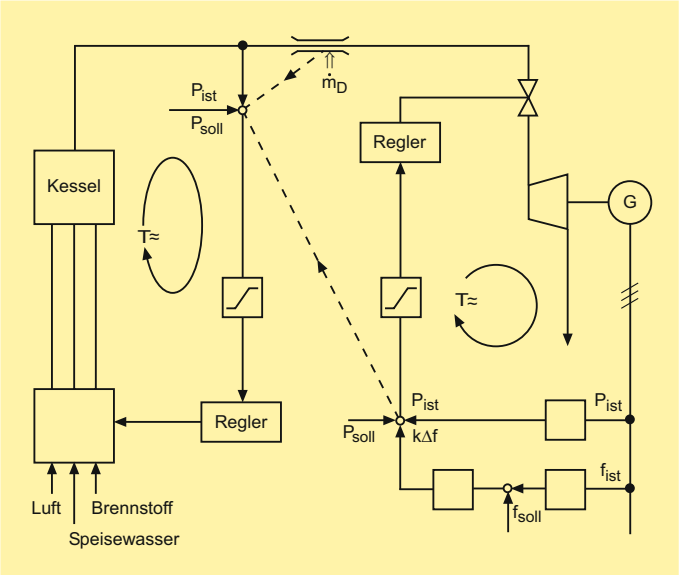


Bild 4.29. Festdruckbetrieb (vereinfachter Signalflussplan).

Wahrung der anfänglich durch *Dampfausspeicherung* aufrechterhaltenen Wirkleistungsbilanz $P_{el} = P_{mech}$. Zur beschleunigten Anpassung der Feuerungsleistung wird wahlweise die elektrische Leistung oder der ihr proportionale Dampfstrom der Druckregelung als Störgröße aufgeschaltet, weil insbesondere im Schwachlastbetrieb die Druckänderungen sehr klein sind, in Bild 4.29 strichliert. Der Vorzug des Festdruckbetriebs liegt in seinem schnellen Lastfolgeverhalten dank der Verfügbarkeit der im Dampferzeuger gespeicherten Energie, nachteilig sind größere Temperaturgradienten in der Turbine und höherer Wärmeverbrauch bei nur teilweise geöffneten Ventilen sowie der geringere Wirkungsgrad der Regelstufe.

4.4.2 Gleitdruckbetrieb

Im *Gleitdruckbetrieb* strömt der Frischdampf durch die voll geöffneten Dampfeinlassventile ungehindert zur Turbine, die momentan erzeugte Wirkleistung wird allein über den Brennstoffstrom $\dot{m}_D$ beeinflusst, der Frischdampfdruck gleitet mit der erzeugten Leistung, Bild 4.30.

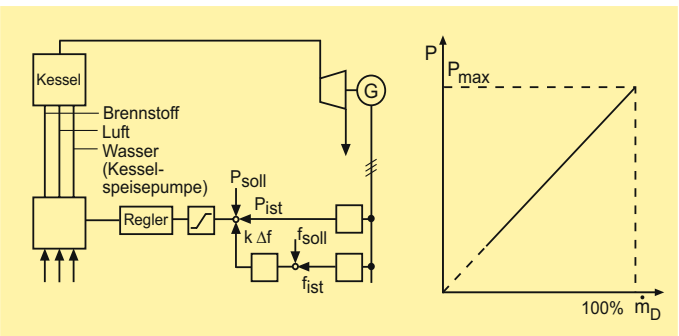


Bild 4.30. Gleitdruckbetrieb.

Ein Lastsprung $+\Delta P = k\Delta f$ (15.1.1 und 15.1.2) bewirkt zwar eine sofortige Brennstoffstromänderung, die Freisetzung der Primärenergie und ihre Übertragung auf den Dampfstrom macht sich jedoch an der Turbinenwelle erst nach Verstreichen der Feuerungs- und Dampferzeugungszeitkonstanten (vgl. Bild 4.19) bemerkbar. Eine Dampfausspeicherung auf Kosten einer Druckabsenkung vor dem Turbinenstellventil entfällt, mehr noch, der Druckspeicher muss erst auf den erhöhten Druck aufgeladen werden, behindert also die Aufrechterhaltung der Wirkleistungsbilanz. Der Vorzug des Gleitdruckbetriebs besteht in seinem geringen Wärmeverbrauch und der schonenderen Fahrweise der Turbine (geringere Temperaturgradienten), nachteilig ist sein träges Regelverhalten, das eine Beteiligung an der Primärregelung ausschließt.

4.4.3 Modifizierter Gleitdruckbetrieb

Der *modifizierte* bzw. *gesteuerte* Gleitdruckbetrieb (Gleitdruckbetrieb mit Drosselreserve) versucht die Vorteile des Gleitdruckbetriebs mit dem Vorzug der schnellen Regelung des Festdruckbetriebs zu verbinden. Hierzu werden die Turbinenstellventile auf beispielsweise 90 % $P_{\max}$ angedrosselt und damit eine Öffnungsreserve von 10 % bereitgestellt. Von den Drosselverlusten der nicht ganz geöffneten Stellventile abgesehen, ergibt sich dann im stationären Betrieb ein Verhalten wie im reinen Gleitdruckbetrieb. Einem Lastsprung $+\Delta P$ lässt sich jedoch wie im Festdruckbetrieb durch Öffnen der Turbinenstellventile und Ausnutzung der Dampfspeicherung begegnen. Während der Erhöhung der Primärenergiezufuhr werden die Turbinenstellventile mit steigendem Druck wieder auf ihre alte Stellung zurückgefahren. Der Sollwert der Androsselung kann proportional zum Frischdampfdruck (proportionale Leistungsreserve) oder als feste Druckdifferenz (absolute Leistungsreserve) vorgegeben werden. Neben der Speicherwirkung des Dampferzeugers kann auch durch temporäre Kondensat- und Speisewasserspeicherung oder Abschaltung der Hochdruckvorwärmer vorübergehend durch nicht entnommenen Anzapfdampf eine Leistungserhöhung der Turbine erreicht werden.

4.4.4 Vergleichende Betrachtung

Abschließend zeigt Bild 4.31 das bereits angesprochene dynamische Verhalten der unterschiedlichen Betriebsarten für einen Lastsprung $+\Delta P$ von 10 %.

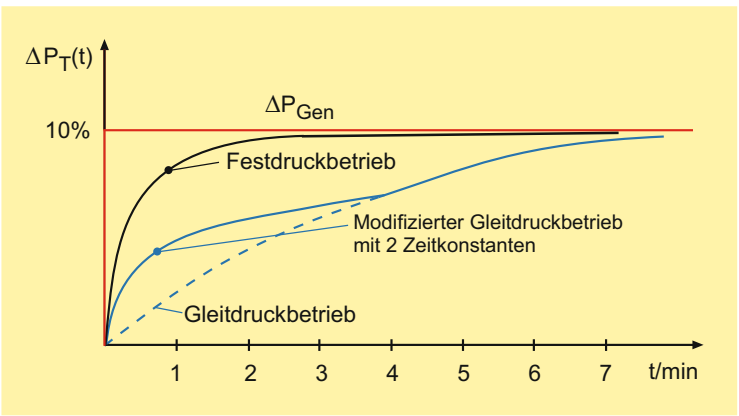


Bild 4.31. Typische Sprungantworten der Generatorleistung im Festdruck- und modifizierten Gleitdruckbetrieb ($+\Delta P = k\Delta f = 10$ %).

Beim Festdruckbetrieb folgt die Ausgangsleistung unter Ausnutzung des Speicherverhaltens mit den Turbinenzeitkonstanten. Im modifizierten Gleitdruckbetrieb folgt die Ausgangsleistung bis zur Ausschöpfung der Öffnungsreserve ebenfalls mit den Turbinenzeitkonstanten, bricht aber dann wegen der geringeren gespeicherten Energie im Dampferzeuger für eine gewisse Zeit ein, während der Druckspeicher (Dampferzeuger) wieder aufgeladen wird.

Ob die Zeit zwischen dem Auftreten der Laständerung und der vermehrten Frischdampferzeugung ohne Leistungseinbruch in der Übergangsfunktion durchgestanden werden kann, hängt vom Dampferzeugertyp (Dampfreserve), vom Feuerungstyp (Kohle oder Öl bzw. Gas), der Stärke der Androsselung und von der Höhe des Lastsprungs ab. Beispielsweise ist bei Öl- bzw. Gas-Feuerung mit $\Delta P = 10$ % der Einbruch kaum zu beobachten. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass es sich hier um stark nichtlineare Systeme handelt, deren Sprungantworten wesentlich von Höhe und Vorzeichen der Anregungsfunktion abhängen und sehr unterschiedlich verlaufen können.

Bei den obigen Bezeichnungen der einzelnen Betriebsarten wurden Dampferzeugerregelung und Turbinenregelung isoliert betrachtet (mit Ausnahme der Störgrößenaufschaltung vom Leistungsregler auf den Brennstoffregler). Blockleistungsregelung beinhaltet aber eine koordinierte Regelung des gesamten Blocks, die unter anderem verhindern muss, dass die Turbine bei einem großen Leistungssprung voll ausgesteuert wird, während der Kesseldruck auf exzessiv niedrige Werte absinkt. Dies erreicht man durch eine als Begrenzungsregelung eingesetzte *Vordruckregelung*, die ab einem bestimmten Minimaldruck, unterhalb dessen sich Zirkulationsstörungen etc. einstellen würden, dem weiteren Öffnen der Turbinenstellventile entgegenwirkt bzw. deren Schließung veranlasst. Darüber hinaus dürfen im Hinblick auf unzulässige Wärmespannungen Leistungsänderungen sowohl im Dampferzeuger als auch in der Turbine bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten. Diese Grenzwerte sind veränderlich und hängen vom Betriebszustand sowie von bereits vorangegangenen Regelvorgängen ab. Sie lassen sich durch Messungen der Temperatur kritischer Stellen, das heißt dickwandiger Teile, wie *Dampftrommel*, *Abscheideflasche*, *Turbinenwelle*, *HD-Turbinen-Dampfeinlass* etc. an Turbine und Kessel ermitteln. Aus den Temperaturunterschieden werden die augenblicklichen Materialspannungen berechnet und mit den zulässigen Werten verglichen. Die verbleibende Differenz wird anschließend in Freibeträge für zulässige Leistungssteigerungen von Dampferzeuger und Turbine umgesetzt, so genannte *Kessel-* und *Turbinenfreilast*. Im Hinblick auf ein versorgungsgerechtes Verhalten hat die Auslegung so zu erfolgen, dass im Leistungsbereich zwischen 40 und 100 % Vollast stetige Leistungsänderungen, bei öl- und gasbefeuerten Kraftwerken mit einer Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 8-12 %/min, bei kohlebefeuerten Kraftwerken mit 4-8 %/min möglich sind. Die 5 % Stellreserve an der Primärregelung beteiligter fossilgefeuerter Blöcke muss zur Hälfte in maximal 5 Sekunden, der Rest in weiteren 25 Sekunden aktiviert werden können (s. a. 2.3).

4.5 Gasturbinenkraftwerke

Gasturbinenkraftwerke werden wegen ihrer kurzen Anfahrzeiten und geringen Investitionskosten oft zur Deckung von *Spitzenlast* eingesetzt. Im Rahmen von Kombikraftwerken (4.6) tragen sie auch zur Deckung der *Grundlast* bei. In Ländern mit preiswertem Öl- und Gasangebot werden sie wegen ihrer niedrigen Anlagekosten und der Entbehrlichkeit eines Kühlgewässers ohnehin auch zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Die kurzen Anfahrzeiten in der Größenordnung von 15 min. resultieren aus dem geringen Druckverhältnis

des thermodynamischen Prozesses (z. B. 1 : 15), das mit kleinen Wandstärken beherrscht werden kann und durch geringe Wärmespannungen hohe Freilastbeträge erlaubt. Die günstigen Anlagekosten liegen im niedrigen Druckniveau begründet sowie in der Tatsache, dass die Gasturbine wenig Hilfsaggregate benötigt, z. B. eines Kondensators, Dampferzeugers, Schnellschlussventils etc. entbehrt. Stationäre Gasturbinen in Leichtbauweise waren anfänglich modifizierte Flugtriebwerke, Gasturbinen in Schwerbauweise mit Leistungen bis zu 600 MW wurden speziell für den Einsatz in Kraftwerken entwickelt.

Man unterscheidet *offene* und *geschlossene* Gasturbinenprozesse, bei ersteren nochmals in Prozesse ohne und mit *Wärmetausch* (Verbrennungsluftvorwärmung durch die Abgase, nur bei niedrigem Druckverhältnis möglich). In dem am häufigsten technisch realisierten Fall des *offenen* Prozesses wird das Arbeitsmedium Luft *adiabatisch* verdichtet, in einer Brennkammer *isobar* erhitzt, in der Gasturbine *adiabatisch* entspannt und schließlich beim Austritt in die Umgebung durch Vermischung mit der umgebenden Luft *isobar* auf die Anfangstemperatur abgekühlt, Bild 4.32.

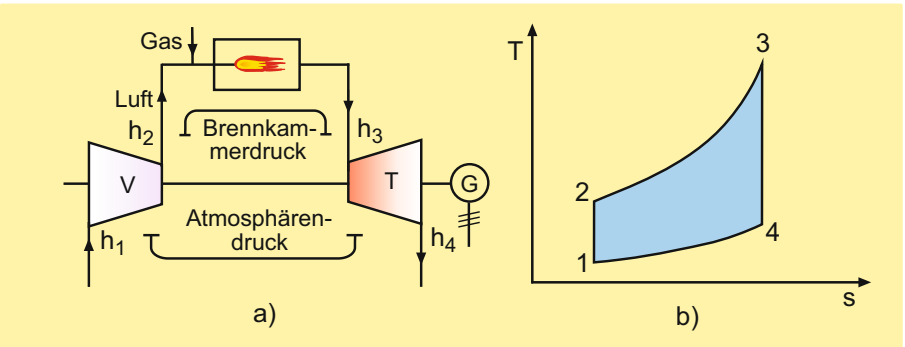


Bild 4.32. a) Offener Gasturbinenprozess mit Verdichter, Brennkammer, Turbine etc. b) Joule-Vergleichsprozess (engl.: *Brayton-Cycle*). 1 – 2 Isentrope Kompression, 2 – 3 Isobare Wärmezufuhr, 3 – 4 Isentrope Expansion, 4 – 1 Isobare Wärmeabfuhr durch Vermischung der Abgase mit der Umgebungsluft.

Der Verdichter V besitzt die Funktion der Kesselspeisepumpe beim Wasser-Dampfprozess. Während letztere jedoch nur wenige Prozent der Turbinenleistung verbraucht, benötigt der Antrieb des Verdichters trotz der vergleichsweise niedrigen Drücke (≤ 30 bar) über die Hälfte der an der Turbinenwelle zur Verfügung stehenden mechanischen Leistung, da das Arbeitsmedium Luft seinen Aggregatzustand längs des Kreisprozesses nicht ändert. Die gesamte installierte Maschinenleistung beträgt daher ein Mehrfaches der Nutzleistung.

Im idealen Vergleichsprozess (*Joule-Prozess*) berechnet sich die von der Turbine abgegebene technische Arbeit zu

$$-w_T = h_3 - h_{4is} \quad , \tag{4.47}$$

die vom Verdichter aufgenommene Arbeit zu

$$w_V = h_1 - h_2 \quad , \tag{4.48}$$

und die zugeführte Wärme zu

$$q = h_3 - h_2 \quad . \tag{4.49}$$

Damit ergibt sich der thermische Wirkungsgrad zu

$$\eta_{th} = \frac{-w_T + w_V}{q_{zu}} = \frac{(h_3 - h_{4is}) + (h_1 - h_2)}{h_3 - h_2} \quad . \tag{4.50}$$

Unter Annahme eines Idealgas-Arbeitsfluids lassen sich die Enthalpiedifferenzen als Temperaturdifferenzen und die Temperaturquotienten als Potenzen zugehöriger Druckquotienten ausdrücken, womit sich der thermische Wirkungsgrad auch als Funktion des Druckverhältnisses p_3/p_4 und des Verhältnisses der spezifischen Wärmen bei konstantem Druck und konstantem Volumen, $\kappa = c_p/c_v$, darstellen lässt

$$\eta_{th} = 1 - \frac{1}{\left(\frac{p_3}{p_4}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}} \quad . \tag{4.51}$$

Abhängig von den Prozesstemperaturen und der Gasart existiert ein optimales Druckverhältnis, für das der thermische Wirkungsgrad ein Maximum erreicht.

Bei der technischen Realisierung des Joule-Prozesses findet die Erhitzung der Luft in einer oder mehreren monolithischen Brennkammern statt, Bild 4.33.

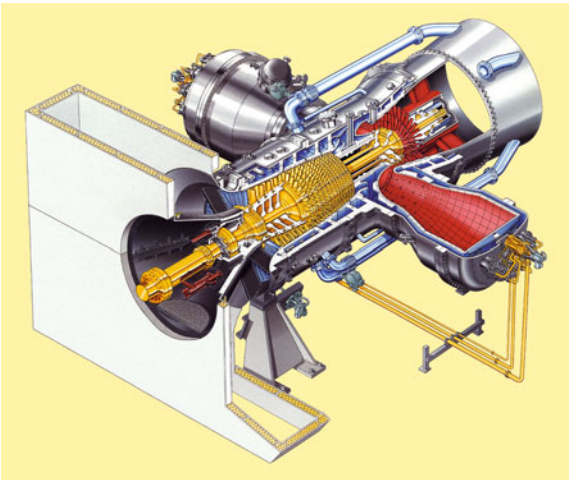


Bild 4.33. Gasturbine mit zwei monolithischen Brennkammern (Siemens).

Alternativ besitzen moderne Gasturbinen eine ringförmige Brennkammer mit beispielsweise 24 gleichmäßig am Umfang verteilten Brennern, Bild 4.34.

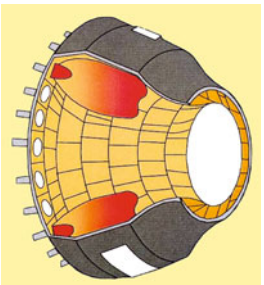


Bild 4.34. Gasturbine mit ringförmiger Brennkammer und 24 Einzelkammern bzw. *Flammröhren* (Siemens).

Es überrascht die hohe Zahl der Verdichterstufen im Vergleich zur meist nur drei- oder vierstufig ausgeführten Turbine. Während in der Turbine die Strömung in den Kanälen eine *Beschleunigung* erfährt, wird sie in den Verdichterstufen *verzögert*, was bei vergleichbarer Druckdifferenz je Stufe zu einem frühen *Strömungsabriss* führen würde. Der Verdichter liefert auch wesentlich mehr Luft als zur *stöchiometrischen* Verbrennung erforderlich wäre. Damit trotzdem ein zündfähiges Gemisch vorliegt, wird ein Teil der komprimierten Luft erst nach der lokalen Verbrennung über doppelwandig ausgeführte Brennkammern zugemischt. Der hohe Luftüberschuss wird benötigt, um die Temperatur der heißen Verbrennungsgase auf mit der Materialfestigkeit der Turbinenschaufeln verträgliche Werte abzusenken.

Zur Beherrschung der hohen Gaseintrittstemperaturen sind die ersten Leit- und Laufschaufeln meist hohl gegossen und von innen gasgekühlt. Die aus feinen Löchern austretende Kühlluft bewirkt an der Außenseite zusätzlich eine *Filmkühlung*. Die Gasaustrittstemperaturen liegen bei 500 bis 600 °C. Aufgrund der hohen Abgastemperaturen und der vergleichsweise hohen Energieverluste im Verdichter erreicht der Gesamtwirkungsgrad des offenen Gasturbinenprozesses bei großen Einheiten heute etwa 42 %. Das Teillastverhalten ist jedoch sehr ungünstig, da die Verdichterleistung wegen der unveränderten Drehzahl nicht proportional mit der Last zurückgeht.

Ähnlich wie beim Wasser/Dampf-Prozess lässt sich der Wirkungsgrad von Gasturbinen durch einen Wärmetauscher (*Rekuperator)*, in dem die Exergie der Abgase zur Vorwärmung der komprimierten Luft eingesetzt wird, verbessern. Eine weitere Steigerung ergibt sich durch mehrstufige Verdichtung mit Zwischenkühlung und/oder Expansion mit *Zwischenüberhitzung* durch wiederholte Brennstoffzufuhr, so genannte „*Sequenzielle Verbrennung*“, Bild 4.35.

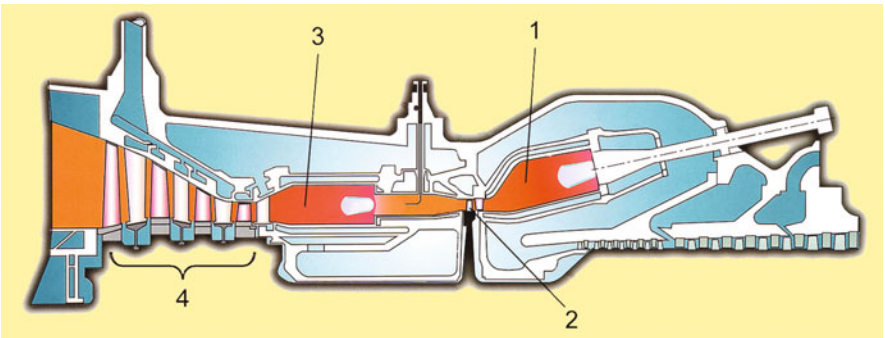


Bild 4.35. Gasturbine mit sequentieller Verbrennung in zwei Brennkammern durch wiederholte Brennstoffzufuhr. 1 Erste Brennkammer, 2 Gasturbineneingangsstufe, 3 Zweite Brennkammer, 4 Gasturbinenendstufen (ALSTOM).

Im h(s)-Diagramm tritt die vom Dampfprozess mit Zwischenüberhitzung bekannte Doppelspitze auf, Bild 4.36.

Nach erster Entspannung auf die Temperatur des Zustands 2 erfolgt durch weitere Brennstoffzufuhr eine erneute Erwärmung auf 1’, gefolgt von erneuter Entspannung auf 2’.

Neben dem grundsätzlich möglichen höheren technischen Wirkungsgrad besitzen Gasturbinen mit sequentieller Verbrennung dank der entkoppelbaren zweifachen Brennstoffzufuhr

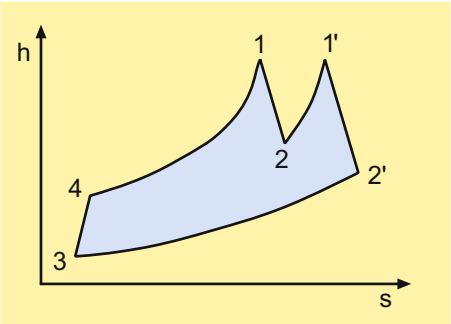


Bild 4.36. Gasturbine mit sequentieller Verbrennung bzw. mit Zwischenüberhitzung im h(s)-Diagramm, siehe auch Bild 4.11.

ein besseres Teillastverhalten. Ferner lässt sich die Abgastemperatur höher halten, was im GuD-Prozess Wirkungsgrade von über 60 % ermöglicht.

Schließlich legen Gasturbinenprozesse mit minderwertigen Brennstoffen oder Heißgaserzeugung durch eine Wirbelschichtfeuerung zum Schutz der Turbinenschaufeln vor Korrosion und abrasiven Partikeln einen *geschlossenen Prozess* nahe, in dem die Brennkammer als Wärmetauscher ausgebildet ist. Aufgrund des geschlossenen Kreislaufs für das Arbeitsmedium ist ein weiterer Wärmetauscher für die Abkühlung des Abgases erforderlich, da der Kompressor des Arbeitsmediums ja wieder mit der Gasdichte bei Umgebungstemperatur arbeiten muss, Bild 4.37.

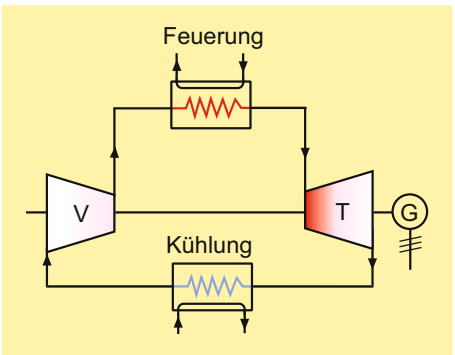


Bild 4.37. Geschlossener Gasturbinenprozess.

Gegenüber dem offenen Prozess, dessen Leistung allein über den Brennstoffstrom geregelt wird, lässt sich beim geschlossenen Prozess zusätzlich der Massenstrom des Arbeitsmediums über den Druck ändern, was ein günstigeres Teillastverhalten bewirkt.

4.6 Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)

Im Kapitel 4.2.2 wurden alle essentiellen Maßnahmen zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrads von Dampfkraftwerken erläutert. Sind all diese Möglichkeiten ausgeschöpft, lässt sich der thermische Gesamtwirkungsgrad noch durch *Kombination von Gas- und Dampfturbinenanlagen* (engl.: *CCPP, Combined Cycle Power Plants*) erhöhen, Bild 4.38.

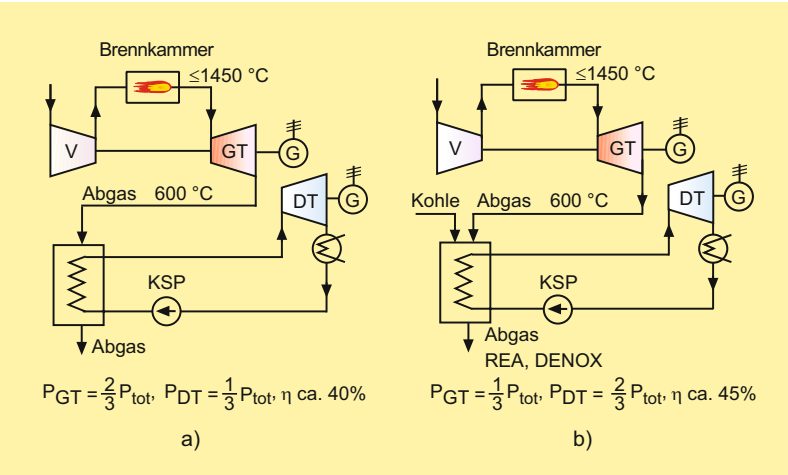


Bild 4.38. Kombinierte Gas/Dampf-Prozesse. a) GuD-Prozess mit nachgeschaltetem Abhitzedampferzeuger, b) Kombikraftwerk mit Vorschaltturbine, deren heiße, an Sauerstoff noch reiche Abluft als Verbrennungsluft für einen nachgeschalteten, steinkohlebefeuerten Dampferzeuger dient.

In diesen so genannten *Kombiprozessen* werden entweder die über 500 °C heißen Abgase einer oder mehrerer vorgeschalteter Gasturbinen in einem Abhitzekessel zur Dampferzeugung herangezogen, Bild 4.38a, oder sie dienen mit ihrem hohen Restsauerstoffgehalt als vorgewärmte Verbrennungsluft für die Feuerung eines großen nachgeschalteten Dampferzeugers, Bild 4.38b. Anfänglich wurden häufig mehr als eine Gasturbine mit einer Dampfturbine kombiniert, wobei jede Turbine ihren eigenen Generatorantrieb; so genannte *Mehrwellenanlagen*. Bei den heute möglichen Leistungen der Gasturbinen werden oft eine Gasturbine mit einer Dampfturbine und nur einem Generator miteinander gekoppelt, so genannte *Einwellenanlagen*, Bild 4.39.

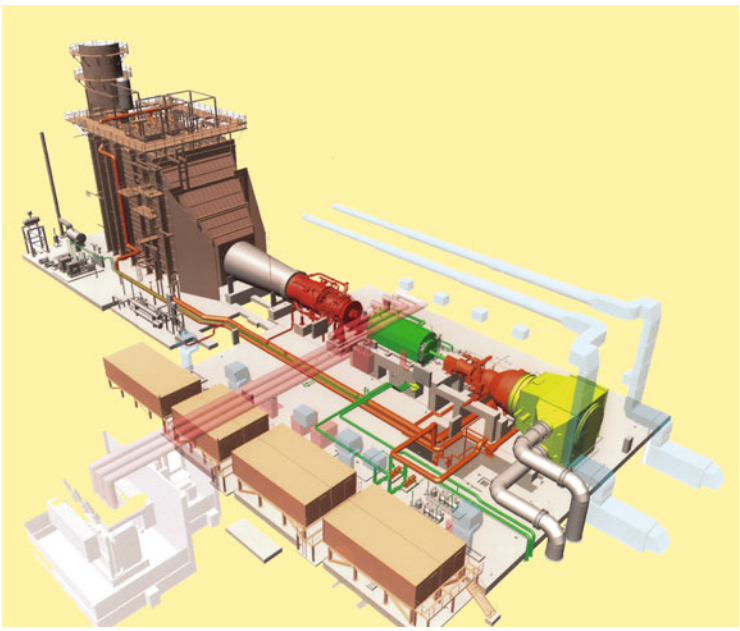


Bild 4.39. Einwellen-GuD-Kraftwerk mit zwischen Gas- und Dampfturbine angeordnetem Generator (Siemens).

Die Leistungsverhältnisse von Gas- und Dampfturbinen sind für beide Prozesse Bild 4.38 zu entnehmen.

Dank der hohen Gaseintrittstemperatur der Gasturbine ($\leq$ 1.450 °C) und der niedrigen Temperatur der Abwärme der Dampfturbine, das heißt durch die größeren Unterschiede der Temperaturen, zwischen denen der Kombiprozess geführt wird (vgl. Carnot-Prozess, 4.1.3), lassen sich Gesamtwirkungsgrade von 63 % erreichen. Die Wirkungsgraderhöhung lässt sich anschaulich aus Bild 4.40 entnehmen, in dem die Nutzflächen des Gas- und Wasser/Dampf-Prozesses im T(s)-Diagramm dargestellt sind .

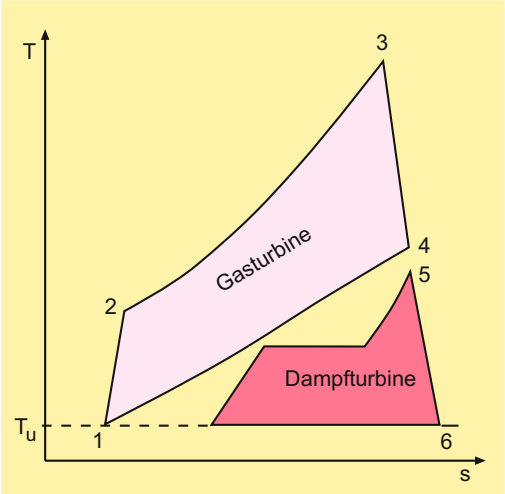


Bild 4.40. Kombinierter Gas-/Dampfturbinenprozess im T(s)-Diagramm, vgl. Bild 4.8 und 4.41.

Der Dampfturbinenprozess füllt einen merklichen Teil der im reinen Gasprozess unter der Zustandsänderung 4-1 liegenden Fläche (Abwärme) auf.

Im Fall des reinen Abhitzekessels beträgt das Verhältnis der Nutzleistungen von Gas- und Dampfturbinen P_{GT}/P_{DT} etwa 1,3 bis 2 zu 1, bei Verwendung der Abgase als Verbrennungsluft eines großen Dampferzeugers etwa 1 zu 6 bis 9.

Schließlich gibt es den so genannten *Verbundblock*, der die Vorzüge der beiden zuerst vorgestellten Kombinationen zu vereinen sucht.

Von den drei Grundvarianten für Kombinationskraftwerke ist der GuD-Prozess am häufigsten anzutreffen.

Neben der Erhöhung des Gesamtwirkungsgrads verringern sich rauchgasbedingte Umweltbelastung und Kühlwasserbedarf. Da Kombiblöcke überwiegend mit Erdgas oder Öl befeuert werden, richtet sich ihr Einsatz nach der aktuellen Preissituation auf dem Brennstoffmarkt. Kombiprozesse werden sowohl als Grundlast- und Mittellastanlagen als auch als Heizkraftwerke (Fernwärme) technisch realisiert.

Der Vollständigkeit halber seien schließlich auch *solar-hybride Gasturbinensysteme* erwähnt, bei denen die Erhitzung des Arbeitsfluids in einer Reihen- oder Parallelschaltung aus

konventioneller Brennkammer und dem Strahlungsreceiver eines solarthermischen Kraftwerks in Turmbauweise (6.3.1.2) erfolgt.

4.7 Kraft-Wärme-Kopplung

Unter *Kraft-Wärme-Kopplung* (engl.: *Cogeneration* oder *CHP, Combined Heat and Power*) versteht man die gekoppelte, gleichzeitige Erzeugung von elektrischer Energie und Prozess- bzw. Heizwärme in Industrie- und Heizkraftwerken. Gegenüber der Erzeugung beider Sekundärenergien in getrennten Anlagen ermöglicht die Kraft-Wärme-Kopplung eine bessere Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie. Es ist zweckmäßig, zwischen Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie und in der öffentlichen Stromversorgung zu unterscheiden.

4.7.1 Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie

Industriekraftwerke dienen vornehmlich der Wärmeversorgung mit Prozessdampf, der daher auch Führungsgröße der Leistungsregelung ist. Die Stromerzeugung ist nur ein Nebenprodukt. Da in einer Feuerung die Wärmefreisetzung ohnehin bei Temperaturen erfolgt, die für die meisten Prozesse zu hoch liegen, bietet sich die Entspannung des Hochtemperaturdampfes in einer Turbine auf prozessnahe Zustände an, wobei sich Gesamtwirkungsgrade zwischen 70 und 90 % erzielen lassen. Typische Prozessdampfzustände sind 60 ... 150 °C bei 0,2 bis 5 bar für Heizungs- und Trocknungszwecke bzw. > 200 °C bei 16 bis 150 bar für chemische Reaktionen, bei denen der Prozessdampf auch als Wasserstoffträger eingesetzt wird.

Die einfachste Art der technischen Realisierung besteht in der Verwendung einer *Gegendruckturbine*, deren Abdampf in Industriekraftwerken das Dampfnetz, in Heizkraftwerken die Heißwasserwärmetauscher speist, Bild 4.41a.

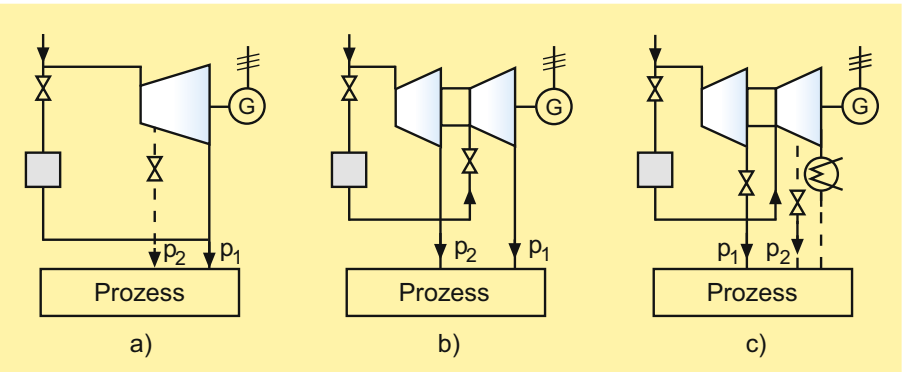


Bild 4.41. Turbinenbauarten für Kraft-Wärme-Kopplung in Industriekraftwerken a) Gegendruckturbine, gegebenenfalls mit gesteuerter oder ungesteuerter Anzapfung, b) Entnahmegegendruckturbine, c) Entnahmekondensationsturbine, gegebenfalls mit zusätzlichen gesteuerten oder ungesteuerten Anzapfungen.

Prozessdampf wird wegen des besseren Wärmeübergangs meist als Sattdampf in ein Dampfnetz eingespeist (in ausgedehnten Netzen auch als überhitzter Dampf) und gibt dort seine latente Wärme bei konstantem Druck und konstanter Temperatur ab. Das während der Wärmeabgabe abgeschiedene Wasser wird in so genannten *Kondensatabscheidern* aus dem

Dampfnetz entfernt. Das Dampfnetz übernimmt die Rolle des Kondensators im Kondensationskraftwerk, wobei das Kondensat wegen einer etwaigen Kontamination durch den Prozess, beispielsweise in der chemischen Industrie, nicht immer rezykliert, das heißt als Kesselspeisewasser wieder verwendet werden kann.

In Industriekraftwerken wird die Dampferzeugerleistung auf konstanten Druck im Dampfnetz geregelt (die Stromerzeugung ist zweitrangig). Bei Stillstand der Turbine erlaubt eine Reduzierstation mit Kühler im Bypass zur Turbine den unterbrechungsfreien Betrieb des Dampfnetzes bei Wahrung des geforderten Drucks und der Temperatur. Sind zwei Dampfnetze mit unterschiedlichen Drücken p_1, p_2 bei etwa gleichbleibendem Dampfverbrauch zu versorgen, geht man auf *Gegendruckturbinen mit Anzapfung* über, denen an der dem gewünschten Druck entsprechenden Stufe *Anzapfdampf* entnommen wird. Anzapfungen werden auch als *ungesteuerte Entnahmen* bezeichnet, deren Druck vom jeweiligen Betriebspunkt der Turbine und der Last abhängt. Hoher Dampfbedarf erfordert *Entnahmegegendruckturbinen*, bei denen der gesamte Dampfstrom an einer bestimmten Druckstufe aus der Turbine herausgeführt und teils dem Dampfnetz, teils über ein Regelventil mit Drossel- oder Füllungsregelung wieder dem Niederdruckteil zugeführt wird, Bild 4.41b. In jedem Fall sind Dampf- und Stromerzeugung bei Gegendruckturbinen eng aneinander gekoppelt. Erst *Entnahmekondensationsturbinen* erlauben die bei veränderlichem Prozessdampfbedarf bzw. der Fernwärmeversorgung erforderliche Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion, Bild 4.41c.

Die Präferenz der Prozesswärme in Industrieanlagen führte ursprünglich zur Prägung des Begriffs *Wärme/Kraft-Kopplung* (WKK). Im Hinblick auf eine umfassende, effiziente Nutzung der Primärenergie erschien es dann wünschenswert, das in der Industrie bewährte Prinzip auch auf Kraftwerke der öffentlichen Versorgung zu übertragen, die überwiegend der Stromerzeugung dienen, wofür dann folgerichtig die Begriffe *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK) bzw. *Strom/Wärme-Kopplung* (SWK) eingeführt wurden. Heute wird unbeschadet einer Präferenz vielfach nur von Kraft-Wärme-Kopplung gesprochen.

Die eingangs genannten günstigen Wirkungsgrade gelten für den Auslegungspunkt und setzen das zeitliche Zusammentreffen von Strom- und Wärmebedarf voraus, was bei Industriekraftwerken in weit höherem Maß der Fall ist als bei Kraftwerken der öffentlichen Versorgung. Bei letzteren sind daher im Jahresmittel erheblich geringere Wirkungsgrade anzusetzen, die gegen die zusätzlichen Investitionskosten abzuwägen sind. Kraft-Wärme-Kopplung ist daher kein Patentrezept schlechthin, das immer eine rationelle Nutzung der Primärenergie garantiert.

4.7.2 Kraft-Wärme-Kopplung in der öffentlichen Stromversorgung

Die guten Erfahrungen mit Kraft-Wärme-Kopplung in Industriekraftwerken legen ihren Einsatz auch Stadtwerken der öffentlichen Stromversorgung nahe. In der Tat ist die Auskopplung von Nutzwärme auf einem für die Raumwärmeversorgung von privaten oder kommunalen Verbrauchern geeigneten höheren Temperaturniveau (*Fernwärmeversorgung*) ein sehr wirksames Verfahren zur Einsparung von Primärenergie. Für die Auskopplung kommen die zur Speisewassererwärmung ohnehin vorhandenen ungesteuerten Anzapfungen gewöhnlicher *Kondensationsturbinen* sowie spezielle *Entnahmekondensationsturbinen* in Frage. Der Dampf wird durch Heißwasserwärmetauscher geleitet und nach Kondensation wieder der Kesselspeisepumpe zugeführt. Darüber hinaus kommt die Kraft-Wärme-Kopplung in speziellen *Heizkraftwerken* mit *Gegendruckturbinen* zum Einsatz, die ähnlich

wie viele Industriekraftwerke vorrangig Heizwärme und zur Erzielung hoher Wirtschaftlichkeit auch noch Strom produzieren. In allen Fällen handelt es sich jedoch nicht um die Nutzung von Abwärme sondern höherwertiger Wärme, aus der man auch noch Strom hätte gewinnen können. Wie bereits in Kapitel 4.3 erläutert, scheidet eine Verwertung der kühlwassergebundenen Abwärme von Kondensationskraftwerken wegen ihres niedrigen Exergiegehalts aus.

Eine umfassende Kraft-Wärme-Kopplung in der Raumwärmeversorgung macht die Fortleitung der ausgekoppelten Wärme über größere Entfernungen und ihre Verteilung über große Flächen mittels eines kostenintensiven *Fernwärmenetzes* erforderlich, dessen Erstellung nur in städtischen Ballungsgebieten volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Die Beheizung eines nahegelegenen Schwimmbads, Fischteichs oder Treibhauses kann nicht als merkliche Abwärmenutzung eingestuft werden, da es sich hier jeweils nur um Promille- oder günstigstenfalls um Prozent-Beträge handelt. Anders sieht es aus beim Betrieb von *Meerwasserentsalzungsanlagen* in erdölexportierenden Ländern. Über die Realisierung einer Kraft-Wärme-Kopplung entscheiden im Einzelfall das Ausmaß der Koinzidenz von Strombedarf und Wärmeverbrauch sowie die Wirtschaftlichkeit einer Nutzung über weite Entfernungen bzw. Flächen.

Für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung auf vergleichsweise niedrigem Leistungsniveau eignen sich mit meist mehreren Diesel- und Gasmotoren betriebene *Blockheizkraftwerke* (BHKW), Bild 4.42. Typische Einsatzgebiete sind Krankenhäuser, Schwimmbäder, Hotels und Industriebetriebe. Aufgrund der vergleichsweise hohen *Exergie* des Kühlwassers und der Auspuffgase von Verbrennungskraftmaschinen ist hier in der Tat eine wirtschaftliche Nutzung von Abwärme möglich.

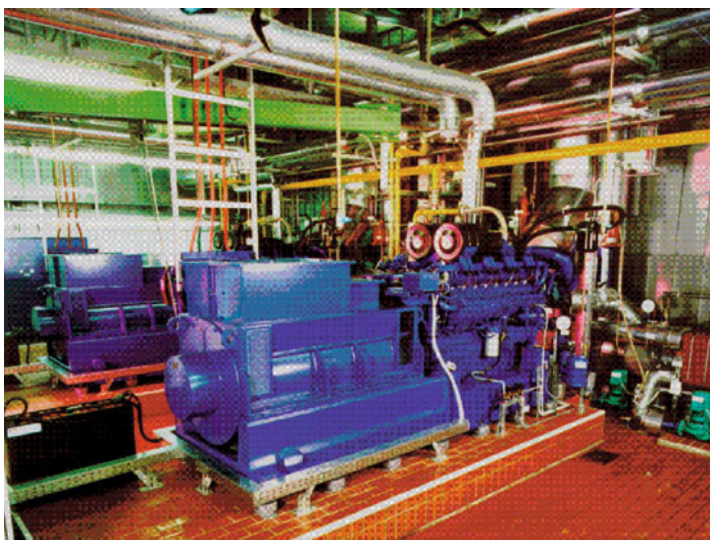


Bild 4.42. Blockheizkraftwerk.

Blockheizkraftwerke besitzen weniger aufwendige Rauchgasreinigungsanlagen bezüglich Partikeln und Schadstoffen, was in Verbindung mit der geringen Abgastemperatur und der geringen Kaminhöhe zu schlechteren Immissionswerten führt. Ihr wirtschaftlicher Einsatz setzt hohe Strompreise und vergleichsweise niedrige Öl- oder Gaspreise voraus.

Für die dezentrale Versorgung von Kleinverbrauchern bieten sich integrierte „*Energieboxen*“ an, die auf engstem Raum einen Verbrennungsmotor oder eine Niedertemperatur-Brennstoffzelle besitzen, kombiniert mit einer Adsorber- oder Absorberkältemaschine mit entsprechenden Wärmetauschern für Heiz- und Klimatisierungszwecke, so genannte *Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung* KWKK (engl.: *Trigeneration* oder *CCHP, Combined Cooling, Heat and Power*). Schließlich werden bereits *Hybridkraftwerke* am Markt angeboten, bestehend aus einer KWK- oder KWKK-Anlage, einer Solaranlage und einer Batterie. Sie erlauben eine fast autarke Energieversorgung, wie auch eine Beteiligung am Regelenergiemarkt.

Kraft-Wärme-Kopplung wird im Rahmen der Energiewende stark an Bedeutung gewinnen, da sie in mehrfacher Hinsicht in die richtige Richtung zielt:

– KWK reduziert den Primärenergieverbrauch aufgrund ihres thermischen Wirkungsgrads von über 90 %.
– Sie arbeitet sowohl mit natürlichem Erdgas als auch mit erneuerbarer Energie aus *Power-to-gas* Speichern (6.8.2.1) und mit Biomasse (Holzhackschnitzel, s. 6.4). Sie ist daher CO_2-arm oder gar CO_2-neutral.
– Sie vermag einen deterministischen Beitrag zur Wahrung des lokalen Wirkleistungsgleichgewichts, insbesondere in den Bilanzkreisen von *Micro Grids* zu leisten und kann am Regelenergiemarkt teilnehmen (s. a. *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz*, KWKG 2016).

Kraft-Wärme-Kopplung wird nicht das Abwärmeproblem großer Kondensationskraftwerke lösen. Auch für den technischen Laien ist die Einsicht unerlässlich, dass unsere heutige Lebensweise ohne Inkaufnahme von Abwärmeverlusten eine noch schlechtere Nutzung der Primärenergie zur Folge hätte.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 4

1. Baehr, H.: Thermodynamik. 11. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2002.
2. Schröder, K.: Große Dampfkraftwerke. Band 1, 2, 3a, 3b. Springer-Verlag, Berlin, 1959, 1962, 1966, 1968.
3. Strauß, K.: Kraftwerkstechnik. 4. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 1998.
4. Kugeler, K. und Phlippen, P. W.: Energietechnik. 2. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1993.
5. Laufen, R.: Kraftwerke. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 1984.
6. Bohl, W.: Strömungsmaschinen. Band 1, 8. Auflage, 2002, Band 2, 6. Auflage, Vogel Buchverlag, Würzburg, 1999.
7. Dolezal, R.: Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke. 1. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2001.
8. Schmitz, K. W. und Koch, G.: Kraft-Wärme-Kopplung. 4. Auflage. Springer-Verlag VDI, Berlin, 2010.
9. BDEW: Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. VWEW Energieverlag, Frankfurt, 2007.
10. BDEW: Distribution Code 2007, Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen. VWEW Energieverlag, Frankfurt, 2007.

11. Moormann, F. et al: Replacement of an SCR Denox System by a highly efficient SNCR in a waste-to-energy plant in the Netherlands. VGB Powertech 12, 2013.
12. Gampe U. et al: Stand der Technologieentwicklung bei solar-hybriden Gasturbinensystemen VGB PowerTech 12, 2015.

5. Stromerzeugung in Kernkraftwerken

Kernkraftwerke sind grundsätzlich auch *thermische Kraftwerke* bzw. *Dampfkraftwerke*. In ihnen wird jedoch die zum Verdampfen des Wassers benötigte Wärme nicht durch Verbrennungsvorgänge, sondern durch Freisetzen von Kernenergie in *Kernreaktoren* gewonnen. Ein Problem der Kernenergie ist ihre geteilte gesellschaftliche Akzeptanz angesichts mehrerer massiver Reaktorunfälle in anderen Ländern und der Problematik der Endlagerung derzeit nur zwischengelagerter radioaktiver Abfälle.

In der Bundesrepublik existierten bis zu den Reaktorunfällen 2011 in Japan insgesamt 17 Kernkraftwerke, die mit etwa einem Viertel am Stromaufkommen beteiligt waren. Die Ereignisse in Fukushima lösten vorrangig in Deutschland umfassende Diskussionen über die sichere Beherrschbarkeit der Kernenergie aus. Als Sofortmaßnahme wurde politisch entschieden, die acht ältesten Kernreaktoren zunächst befristet außer Betrieb zu nehmen. Bereits wenig später wurden sie im Rahmen der *Energiewende* endgültig stillgelegt. Ferner wurde grundsätzlich beschlossen, ab dem Jahr 2022 vollständig auf Kernenergie zu verzichten sowie die umfassende Nutzung Erneuerbarer Energien und den Ausbau der Übertragungsnetze in Nord-/Süd-Richtung beschleunigt voranzutreiben (2.1.2).

Weltweit gibt es ca. 450 Kernkraftwerke, davon existieren derzeit 58 Kernkraftwerke in Frankreich, in den USA 104, in Japan 55 und in Russland über 30. Unter diesen nehmen deutsche Kernkraftwerke bezüglich ihrer Sicherheit und Verfügbarkeit eine Spitzenposition ein. Gerade aus dieser Sicht und in Kenntnis des lokalen sicherheitstechnischen Aufwands in Deutschland sind die getroffenen politischen Entscheidungen nicht für alle Beteiligten nachvollziehbar. Einerseits ändert sich an der Bedrohung der Sicherheit Deutschlands angesichts der zahlreichen Kernkraftwerke in seiner Nachbarschaft nicht viel, andererseits wird erhebliches volkswirtschaftliches Kapital vernichtet und in vergleichbarem Umfang neues Kapital für Investitionen aufzubringen sein. Es ist auch keineswegs unwahrscheinlich, dass einzelne Kernkraftwerke als kalte Reserve bereit gehalten, gegebenenfalls auch als warme Reserve eingesetzt, werden müssen. Auch die Einhaltung der Klimaziele rückt in weitere Ferne.

Die derzeit versprochenen geringen Strompreiserhöhungen werden angesichts der enormen Kosten für Entsorgung, Übertragungsnetzausbau, Smart Grids und zahlreicher weiterer, jetzt noch nicht thematisierter aber in späteren Steuererhöhungen verborgener Kosten wohl deutlich höher ausfallen. Bei Stromimporten aus dem Ausland darf ferner nicht übersehen werden, dass auch die zugehörige Wertschöpfung häufig dort verbleiben wird. Die kommenden Jahre werden zeigen, inwieweit die getroffenen Entscheidungen Bestand haben werden.

Blickt man auf die Meinungsbildung im Ausland, sind weltweit weitere Kernkraftwerke im Bau. Beispielsweise werden aktuelle Kernkraftwerke der so genannten *dritten Genera-*

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_5

tion (5.2) in Frankreich (Flamanville 3), Finnland (Olkiluoto 3) und China (Ling'ao 2) errichtet. Angesichts der jüngsten Ereignisse in Japan werden weitere laufende Vorhaben neu evaluiert, Laufzeitverlängerungen bereits bestehender Kernkraftwerke unter strengeren Auflagen zur Erhöhung ihrer Sicherheit kritisch überprüft (s. a. 5.7). Insbesondere werden weltweit bereits Kernkraftwerke der Generation IV diskutiert (5.6).

Im Rahmen der globalen Anstrengungen zur Reduzierung der CO_2- Emissionen kommt Kernkraftwerken eine besondere Bedeutung zu. Für Länder mit geringen heimischen Energieressourcen ist ihr Beitrag zum Energiemix unverzichtbar. Es ist daher nicht erstaunlich, dass selbst in Japan die Zukunft der Kernenergie anders gesehen wird als derzeit in Deutschland. Darüber hinaus ermöglicht die Nutzung der Kernenergie auch eine Schonung anderer Ressourcen, wie Kohle, Öl und Erdgas, aus denen sich Kunststoffe und weitere Produkte herstellen lassen. Wie auch immer, Kernkraftwerke werden weltweit noch über Jahre Strom produzieren, wenn auch vermutlich nicht mehr in Deutschland.

Kernkraftwerke bestehen, wie eingangs erwähnt, im Wesentlichen aus dem eigentlichen *Kernreaktor* und einem nachgeschalteten klassischen Wasserdampfkreislauf, bestehend aus Turbine und Generator (4.2 und 4.3). Im *Reaktorkern* wird *Kernenergie* in Wärme umgewandelt. Diese Wärme wird entweder sofort am Entstehungsort zur Verdampfung von Wasser verwendet (*Siedewasserreaktor*) oder durch Gas, Wasser oder flüssiges Metall aus dem Kern zunächst extrahiert und in separaten Wärmetauschern zur Erzeugung von Dampf genutzt. Die Extraktionsfluide werden auch *Kühlmittel* genannt, weil in den Anfängen der Kerntechnik nur *Forschungsreaktoren* für Neutronenexperimente existierten, die *gekühlt* werden mussten.

Die unterschiedlichen Kühlmitteltemperaturen der einzelnen Reaktorbauarten richten sich nach der korrosiven Beeinflussung der Brennstabhüllen durch das Kühlmedium bzw. deren genereller Temperaturfestigkeit. Die Durchmesser der Brennstäbe liegen zwischen 6 und 10 mm und werden jeweils so gewählt, dass bei vorgegebener Kühlmittel- bzw. Hüllentemperatur die Temperatur in der Brennstabseele auch bei Leistungstransienten und normalen Betriebsstörungen, z. B. Lastabwurf etc. unterhalb der Schmelztemperatur des jeweiligen Brennstoffs bleibt. Für *Natururan* (metallisches Uran) lässt man etwa 600 °C zu, für *Urandioxid* (Urankeramik) maximal 2.000 °C.

Der Kühlmitteldruck flüssigkeitsgekühlter Reaktoren liegt ober- oder unterhalb des jeweiligen Siededrucks. Beim *Druckwasserreaktor* soll ein Sieden verhindert, beim *Siedewasserreaktor* gezielt herbeigeführt werden.

Der Unterschied zwischen Ein- und Austrittstemperatur des Kühlmittels beträgt bei flüssigkeitsgekühlten Reaktoren nur wenige zehn Kelvin, so dass Temperaturunterschiede durch ungleiche Strömungsverhältnisse und unterschiedlichen Abbrand klein gehalten werden können.

Abhängig vom Kühlverfahren unterscheidet man:

– *Druckwasserreaktoren*

– *Siedewasserreaktoren*

– *Gasgekühlte Reaktoren*

– *Flüssigmetallgekühlte Reaktoren.*

Alternativ unterscheidet man abhängig vom Moderator:

– *Leichtwasserreaktoren* (H_2O),

– *Schwerwasserreaktoren* (D_2O),

– *Graphitmoderierte Reaktoren* (C, Graphit).

Ersterem Ordnungsprinzip wird nachstehend der Vorzug gegeben.

Die verschiedenen Reaktorarten werden in den folgenden Abschnitten ausführlich erläutert. Zuvor sei jedoch auf die Natur der Kernenergie eingegangen, um ein Verständnis für die Zweckmäßigkeit unterschiedlicher Moderatoren, die Leistungsregelung von Kernkraftwerken und die unterschiedlichen Risiken der verschiedenen Bauarten zu erlangen.

5.1 Kernenergie

Verglichen mit der Energiegewinnung aus Verbrennungsvorgängen ist die Natur der Kernenergie weniger geläufig. Ihre Energiedichte unterscheidet sich wesentlich von der fossiler Brennstoffe. Beispielsweise enthält ein Würfel angereicherten Urans von ca. 50 mm Kantenlänge so viel Energie wie 150 Tonnen Steinkohle. Ferner sind die Reaktionsrückstände der „Verbrennung“ hoch radioaktiv, teilweise mit Halbwertzeiten von Jahrzehnten. Ihre sichere Endlagerung ist immer noch Gegenstand der Forschung. Wurde anfänglich die sichere Beherrschung der Kettenreaktion in Frage gestellt, geht es heute überwiegend um die Beherrschung der *Nachzerfallswärme* (5.1.2) und die sichere Endlagerung verbrauchter Brennelemente auf praktisch ewige Zeiten. Wegen ihres hohen Potenzials zur CO_2-Reduzierung und Schonung fossiler Ressourcen sowie ihrer hohen Beteiligung an der öffentlichen Stromversorgung werden im Folgenden einige grundlegende Sachverhalte näher erläutert.

Bei der Bildung eines Atomkerns aus *Protonen* und *Neutronen*, so genannte *Nukleonen* bzw. *Kernbausteine*, tritt ein *Massendefekt* Δm auf. Die Summe der Massen der isolierten Kernbausteine, ist größer als die Masse des Atomkerns:

$$m_{Kern} - Z \cdot m_{Prot} - N \cdot m_{Neutr} = -\Delta m \qquad \begin{array}{l} Z: \text{Zahl d. Protonen} \\ N: \text{Zahl d. Neutronen} \end{array}$$

Die Ursache für den Massendefekt ist die beim Zusammenschluss der Nukleonen frei werdende *Kernbindungsenergie*

$$\Delta W_B = \Delta m\, c^2 \quad . \tag{5.1}$$

Nähern sich bei der Kernbildung Protonen und Neutronen auf Abstände in der Größenordnung des Kerndurchmessers (10^{-12} cm), so setzt die so genannte *starke Wechselwirkung* ein, die die Nukleonen zum Kern kontrahiert und Kernbindungsenergie freisetzt. Bei der Umkehrung dieses Prozesses, das heißt der Zerlegung eines Kerns in seine Einzelteile, muss diese Kernbindungsenergie wieder aufgewandt werden. Erfreulicherweise ist die Natur so eingerichtet, dass sowohl bei der *Bildung leichter Kerne* (H, He, Li) als auch bei der *Spaltung schwerer Kerne* (U, Th) Kernbindungsenergie freigesetzt wird. Dieses zunächst widersprüchliche Phänomen wird im Folgenden näher erläutert, wobei der leichteren Verständlichkeit wegen zunächst die Bildung leichter Kerne vorgestellt wird. Da bei hohen Temperaturen ohnehin alle Elektronen vom Kern isoliert sind, werden im Folgenden nur die Reaktionen der Atomkerne untereinander betrachtet.

5.1.1 Kernfusion

Unter Kernfusion versteht man die Verschmelzung *leichter* Atomkerne zu einem *schweren* Kern. Dabei wird Kernbindungsenergie in Form kinetischer Energie der Fusionsprodukte freigesetzt. Zum Beispiel verschmelzen die Isotope des Wasserstoffs, *Deuterium* und *Tritium* unter Freisetzung eines Neutrons, zu *Helium*, Bild 5.1.

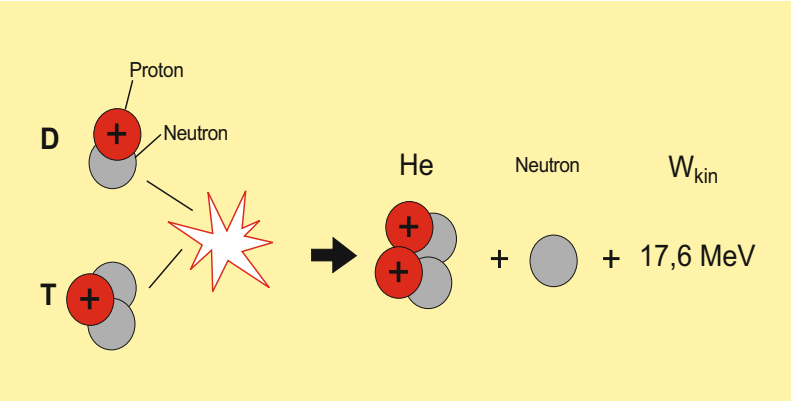


Bild 5.1. Beispiel eines Kernfusionsprozesses. Verschmelzung von *Deuterium-* und *Tritiumkernen* zu einem *Heliumkern*.

Die kinetische Energie der Fusionsprodukte wird bei Zusammenstößen mit der Reaktorwand bzw. mit einem Puffermedium, beispielsweise einem Lithiumkeramik-Vorhang (engl.: *blanket*), in Wärme umgewandelt. Makroskopisch kann man von Reibungswärme beim Abbremsen der Teilchen sprechen.

Damit die abstoßende Wirkung der gleichnamig positiv geladenen Wasserstoffkerne (Coulombkräfte der *Protonen* und *Deuteronen*) überwunden werden kann, benötigen die Ausgangskerne eine mittlere kinetische Energie in der Größenordnung von 10 keV. Diese wird den Teilchen durch „*Erhitzen*“ mitgeteilt. In dem erhitzten Plasma treten dann gemäß der Maxwellschen Geschwindigkeitsverteilung auch Teilchen höherer kinetischer Energie auf, die zur Fusion befähigt sind. Beispielsweise steigt der Wirkungsquerschnitt der Deuterium/Tritium-Reaktion bei einer Teilchenenergie von 50 keV steil an. Die „*Zündung*“ setzt bei einem Mindestwert des Produkts aus *Teilchendichte* n und *Einschlusszeit* τ ein, so genanntes *Lawson-Kriterium*. Für die Deuterium/Tritium-Reaktion gilt $n{\cdot}\tau > 10^{14}\, cm^{-3}\, s$. Bei der Aufheizung versucht sich das Plasma auszudehnen. Da bei Temperaturen im Mio K-Bereich kein wie auch immer beschaffenes Wandmaterial mehr das Plasma einschließen kann, benötigt man einen *materiefreien* Einschluss. Gegenwärtig versucht man, sich dem *Lawson-Kriterium* auf zwei Wegen zu nähern, die durch unterschiedliche Einschlussprinzipien gekennzeichnet sind.

Magnetischer Einschluss

Der magnetische Einschluss strebt eine große *Einschlusszeit* bei vergleichsweise *geringer Teilchendichte* an, beispielsweise $n \approx 10^{15} cm^{-3}$, $\tau \approx 0,1 s$. Der Einschluss wird durch *Lorentz-Kräfte* bewerkstelligt. In Anwesenheit eines Magnetfeldes $\mathbf{B}$ wirkt auf die bewegten Ladungsträger des Plasmas die Lorentzkraft $\mathbf{F} = q(\mathbf{E} + \mathbf{v} \times \mathbf{B})$, die senkrecht zu $\mathbf{v}$ und $\mathbf{B}$ steht. Diese Kraft macht sich bei einem toroidalen Ladungsträgerkollektiv als *kom-*

primierender radialer Druck bemerkbar, der das Plasma am Expandieren hindert und eine Berührung mit der Wand des Reaktorgefäßes unterbindet.

Die bekanntesten technischen Versuchseinrichtungen zur Verwirklichung des magnetischen Einschlusses sind die *Torus*-Maschinen (z. B. *Tokamak*). Dabei wird das Plasma z. B. als „Kurzschlusswindung“ eines Transformators durch einen Lichtbogenstrom erhitzt (Niederdrucklichtbogen). Die Toroidspule erzeugt ein azimutales Magnetfeld im Torusinnern, das zusammen mit dem Eigenfeld des Plasmastroms das Plasma komprimiert, Bild 5.2a.

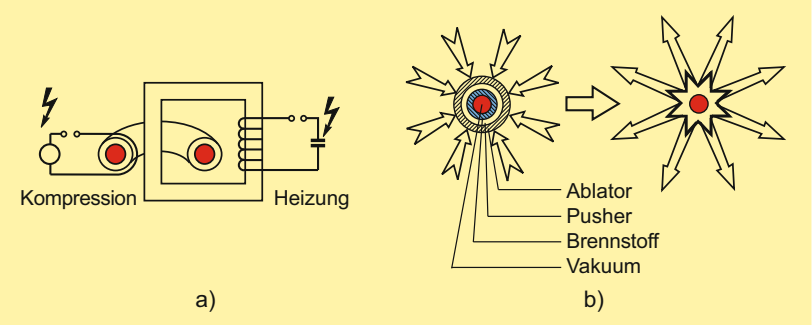


Bild 5.2. Wege zur kontrollierten Kernfusion. a) *Magnetischer Einschluss*, b) *Trägheitseinschluss*.

Daneben gibt es noch so genannte *Spiegelmaschinen* mit einem axialen, an beiden Enden sich kontrahierenden Magnetfeld. Die Teilchen bewegen sich in der Achse des Magnetfeldes auf spiralförmigen Bahnen und erfahren bei Annäherung an die Enden eine Umkehrung der Lorentz-Kraft, so dass ihre axiale Geschwindigkeitskomponente ihr Vorzeichen ändert.

Trägheitseinschluss

Der Trägheitseinschluss strebt eine kurze Einschlusszeit bei extrem hoher Teilchendichte an, beispielsweise $n \approx 10^{26}\, cm^{-3}$, $\tau \approx 10^{-11}\, s$. Mit Hilfe von Laserstrahlen oder Teilchenstrahlen wird die so genannte *Ablatorschicht* um ein Wasserstoff/Deuterium-Kügelchen (Brennstoff) verdampft. Der Rückstoß des verdampfenden Ablators beschleunigt die Protonen und Deuteriumkerne in zentraler Richtung aufeinander zu und komprimiert und erhitzt das Teilchenkollektiv. Die Massenträgheit der sich kontrahierenden Protonen und Deuteronen führt zu einer gewissen Mindesteinschlusszeit bevor die Teilchen anschließend wieder radial auseinanderfliegen, Bild 5.2b.

Dass das Phänomen der Kernfusion existiert, zeigen die Vorgänge in der Sonne und im Innern einer Wasserstoffbombe. Die kontrollierte Durchführung dieser Prozesse in kleinem Maßstab auf der Erde würde das Energieproblem der Menschheit auf alle Zeit lösen. Derzeit wird international auf vielen Wegen eine Annäherung an das Lawson-Kriterium versucht. Ein *Scientific Breakeven*, das heißt die freigesetzte Kernenergie erreicht die eingesetzte Zündenergie, erscheint in diesem Jahrhundert nicht ausgeschlossen. Mit Fusionskraftwerken ist frühestens weitere Jahrzehnte nach Erreichen des Scientific Breakeven zu rechnen.

5.1.2 Kernfission (Kernspaltung)

Ein Massendefekt tritt nicht nur beim *Verschmelzen leichter Kerne*, sondern auch beim *Spalten schwerer Kerne* auf. Zwar gilt auch für einen Urankern, dass er leichter ist als die

Summe seiner isolierten Nukleonenmassen, aber er ist schwerer als die Kernmassen seiner *Spaltprodukte*, Bild 5.3a. Das liegt daran, dass die Kernbindungsenergie pro Nukleon bei mittleren Massezahlen ein Maximum aufweist, Bild 5.3b.

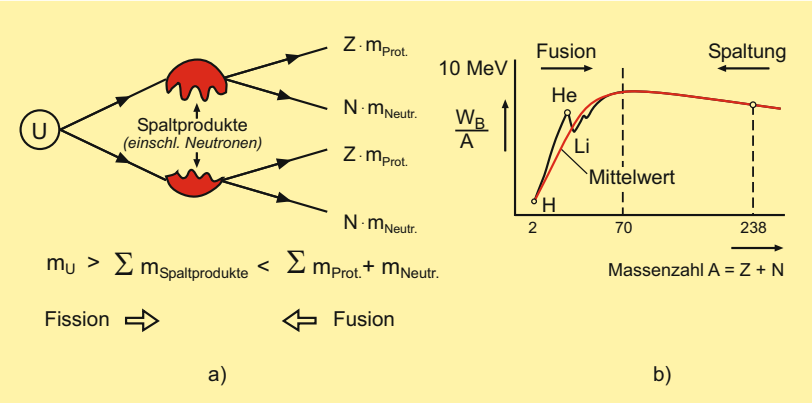


Bild 5.3. Freisetzung von Kernenergie durch Kernspaltung. a) Veranschaulichung des Massendefekts bei der Kernspaltung, b) Kernbindungsenergie in Abhängigkeit von der Massenzahl.

Da sowohl bei der *Fusion* als auch bei der *Fission* die Bindungsenergie pro Nukleon zunimmt, tritt in *beiden* Fällen ein Massendefekt auf.

Dem Aufbau eines Atomkerns ausschließlich aus Protonen stehen die Coulombkräfte der gleichnamig positiv geladenen Protonen entgegen, die eine Annäherung auf Abstände, die die so genannte *starke Wechselwirkung* zur Geltung kommen lassen, verhindern. Der Einbau von Neutronen verringert den Einfluss der Coulombkräfte und führt zu stabilen Kernen. Mit zunehmender Kerngröße wird die positive Gesamtladung jedoch immer größer und die Stabilität nimmt ab. Die zunehmende Labilität schwerer Kerne erklärt ihre Spaltbarkeit durch *Neutronenbeschuss* sowie das obere Ende des periodischen Systems.

Die bei der Kernspaltung durch Neutronenbeschuss freigesetzte Kernbindungsenergie setzt sich aus der kinetischen Energie der Spaltprodukte, aus γ-Strahlung und nachfolgender Zerfallstrahlung der Spaltprodukte zusammen, Bild 5.4.

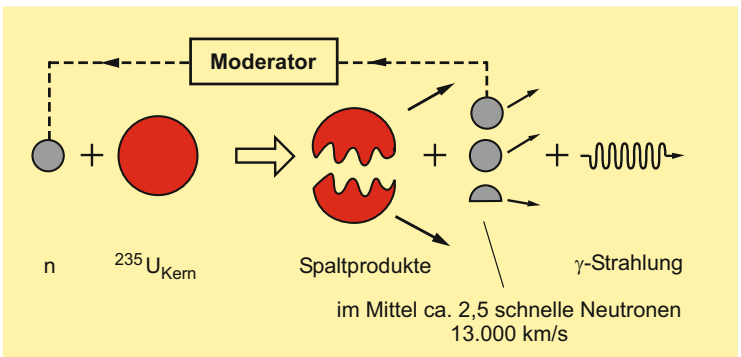


Bild 5.4. Prinzip der kontrollierten Kernspaltung.

Beim Spalten entstehen meist ungleich große Hälften zuzüglich im Mittel 2,46 Neutronen. Beispiele für typische Spaltreaktionen sind

$$n + {}^{235}_{92}U \;\Rightarrow\; {}^{145}_{56}Ba^* + \;{}^{88}_{36}Kr + 3\,n \quad , \tag{5.2}$$

$$n + {}^{235}_{92}U \;\Rightarrow\; {}^{139}_{54}Xe^* + {}^{95}_{38}Sr^* + 2\,n \quad . \tag{5.3}$$

Die Kernbruchstücke werden durch Stoßprozesse mit ihrer Umgebung längs eines Weges < 1 mm noch im Kernbrennstoff abgebremst. Makroskopisch kann man von Reibungsverlusten sprechen, die zu einer Erwärmung der Brennelemente führen. Die Neutronen haben eine Reichweite von einigen zehn Zentimetern, die γ-Strahlung reicht noch weiter und wird auch im Reaktordruckgefäß und dem umgebenden Beton (*Biologischer* Schild) in Wärme umgewandelt. Da der „*Spaltquerschnitt*“ von ^{235}U für schnelle Neutronen sehr klein ist, müssen die Neutronen durch *Moderatoren* verlangsamt werden. Zum besseren Verständnis der Moderation wird zunächst der Begriff des *Wirkungsquerschnitts* eingeführt, der nicht nur für das Verständnis der Kernspaltung, sondern auch für die Beschreibung zahlreicher anderer *Absorptions-* und *Vermehrungs*vorgänge in Physik und Technik unentbehrlich ist.

Wirkungsquerschnitt

Der *Wirkungsquerschnitt* ist ein Maß für die Wahrscheinlichkeit der Wechselwirkung zwischen Teilchen. Ein Teilchenstrahl, bestehend aus Teilchen M_1 mit Radius r_1, treffe auf Teilchen M_2 mit Radius r_2. Es erfolgt eine Kollision, wenn ein Teilchen M_2 die Kreisfläche $A = \pi(r_1 + r_2)^2$, den *Stoßquerschnitt*, trifft, Bild 5.5a.

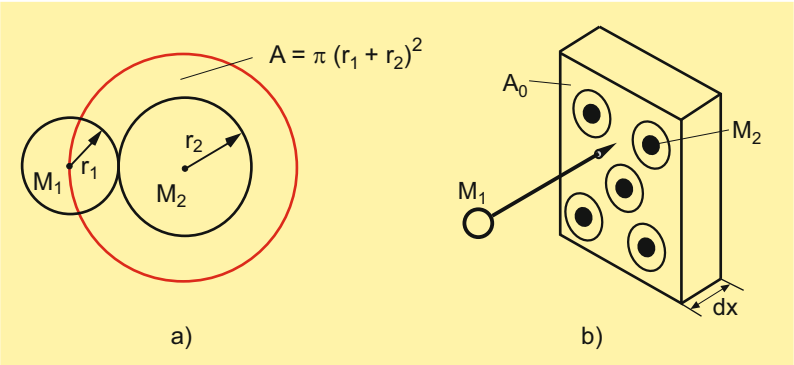


Bild 5.5. a) Zur Veranschaulichung des Begriffs Stoßquerschnitt, b) Volumenelement eines Gases mit Teilchen M_2 und auftreffendem Teilchenstrahl mit Teilchen M_1.

In Wirklichkeit besitzen die Teilchen natürlich keinen Radius im elementaren geometrischen Sinn. Man kann ihnen jedoch aus gemessenen Wechselwirkungen einen virtuellen Radius zuordnen. Die Einheit des Stoßquerschnitts ist 1 *barn* $= 10^{-24}$ cm^2. Die ungewöhnliche Einheit barn (engl. für *Scheune*) verdankt ihre Benennung Geheimhaltungsgründen in den Anfängen der militärischen Kernforschung.

Der Stoßquerschnitt hängt von r_1 *und* r_2 ab, so dass er nur für Teilchen eines Kollektivs in Bezug auf Teilchen eines anderen Kollektivs angegeben werden kann (Ausnahme: Teilchen des gleichen Gases).

Wir betrachten ein Teilchen M_1, das auf ein dünnes Volumenelement $A_0 \Delta x$ eines Gases mit Teilchen M_2 (Teilchendichte n_2) trifft, wobei Δx so klein sei, dass sich die Teilchen M_2 nicht überlappen, Bild 5.5b.

Die differentielle Wahrscheinlichkeit für die Kollision eines Teilchens M_1 längs einem infinitesimalen dx beträgt dann

$$dP = \frac{\overbrace{n_2\, A_0\, dx}^{N_2}\; A}{A_0} \qquad \left[\frac{\text{Summe aller Stoßquerschnitte } A}{\text{Gesamtfläche } A_0}\right] \tag{5.4}$$

bzw.

$$dP = n_2\, A dx. \text{ Für N Teilchen } M_1\text{: } NdP = Nn_2 A dx = dN. \tag{5.5}$$

Da wir nur Teilchen betrachten wollen, die eine Kollision erleiden, ist dN negativ, das heißt

$$dN = -Nn_2\, A\, dx \quad . \tag{5.6}$$

Separation der Variablen und Integration ergibt

$$\int \frac{dN}{N} = -n_2\, A \int_0^x dx$$

und die Ausführung der Integration

$$lnN \;\Big|\; \begin{matrix} N \\ N_0 \end{matrix} = -n_2\, Ax$$

bzw.

$$lnN - lnN_0 = ln(N/N_0) = -n_2\, Ax \quad .$$

Erhebt man beide Seiten als Exponenten der Exponentialfunktion,

$$e^{ln(N/N_0)} = e^{-n_2\, Ax} \quad , \tag{5.7}$$

erhält man

$$\boxed{N = N_0 e^{n_2 Ax}} \quad . \tag{5.8}$$

Dies ist ein universelles Exponentialgesetz, das eine Vielzahl physikalischer Dämpfungs- bzw. Verstärkungserscheinungen beschreibt, je nach Vorzeichen und physikalischem Inhalt des Koeffizienten nA, z. B.:

Kernspaltung

$dP_{spalt} = dN/N = A_{spalt} n dx$ Bruchteil der Neutronen, denen längs dx eine Kernspaltung gelingt, $A_{spalt} n = \textit{Spaltkoeffizient}$

Neutronenabsorption

$dP_{abs} = dN/N = A_{abs} n dx$ — Bruchteil der Neutronen, die längs dx in einem Material absorbiert werden, ohne zu einer Spaltung zu führen, $A_{abs} n$ = *Absorptionskoeffizient*

Schwächung von γ-Strahlen

$dP_\gamma = dN/N = A_\gamma n dx$ — Bruchteil der γ-Quanten, die längs dx in einem Material absorbiert werden, $A_\gamma n$ = *Schwächungskoeffizient*

Stoßionisation

$dP_i = dN/N = A_i n dx$ — Bruchteil der Elektronen, denen längs dx eine Ionisation gelingt, $A_i n$ = *Ionisationskoeffizient*

Sind bei einer Kollision mehrere verschiedene Wechselwirkungen denkbar (z. B. elastische und inelastische Stöße), so kann man sich den gesamten Stoßquerschnitt aus einzelnen Wirkungsquerschnitten zusammengesetzt denken, Bild 5.6.

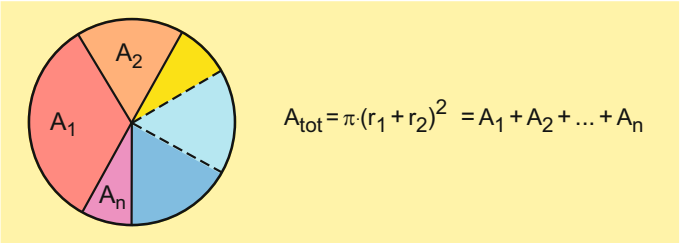


Bild 5.6. Aufteilung des totalen Stoßquerschnitts in einzelne Teilwirkungsquerschnitte.

Die einzelnen Teilflächen sind dann ein Maß für die Wahrscheinlichkeit der jeweiligen Reaktion. Ihre Größe hängt von der Teilchenenergie der eintreffenden Teilchen ab. Für nicht *monochromatische* Teilchenkollektive, so genannte *Teilchenschwärme*, bedarf der hier abgeleitete Wirkungsquerschnitt noch der Berücksichtigung ihrer Geschwindigkeitsverteilung.

Das Verständnis des Wirkungsquerschnitt-Konzepts ermöglicht nun ein anschauliches Verständnis für die Notwendigkeit eines Moderators und die von ihm geforderten Eigenschaften.

Moderator

Natururan enthält nur 0,7 % spaltbares ^{235}U, der Rest besteht aus nicht spaltbarem ^{238}U. Nur Kerne mit ungerader Massenzahl sind sehr labil und damit leicht spaltbar. Wegen der geringen Dichte spaltbarer Atome ist in Natururan zunächst keine Kettenreaktion möglich, weil der *Spaltquerschnitt* von ^{235}U für die bei der Spaltung entstehenden schnellen, energiereichen Neutronen sehr klein ist (W_{kin} z. B. 1 MeV) und andererseits der inelastische *Streuquerschnitt* und der *Absorptionsquerschnitt* von ^{238}U ($^{238}\mathrm{U} + \mathrm{n} \rightarrow {}^{239}\mathrm{Pu}$) sehr groß sein kann und dem Spaltprozess viele Neutronen entzogen werden. Bremst man die schnellen Neutronen zu energiearmen, so genannten *thermischen Neutronen* ab, so genanntes *moderieren*, so nimmt ihr *Spaltquerschnitt* zu, Bild 5.7.

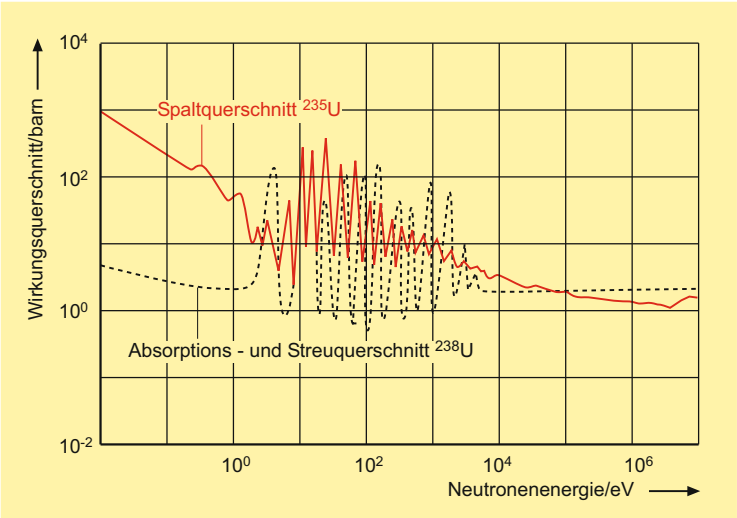


Bild 5.7. Schematische Darstellung des Spaltwirkungsquerschnitts ^{235}U (rot) sowie des Absorptions- und Streuwirkungsquerschnitts von ^{238}U (strichliert) in Abhängigkeit von der kinetischen Energie der Neutronen.

Thermische Neutronen stehen mit ihrer Umgebung im thermischen Gleichgewicht, besitzen also die gleiche mittlere kinetische Energie wie die Teilchen ihrer Umgebung (z. B. bei Raumtemperatur 0,025 eV).

Als Moderatoren kommen leichte Atomkerne in Frage, deren Masse in der gleichen Größenordnung liegt wie die der Neutronen und daher eine schnelle Abbremsung innerhalb weniger Stöße ermöglichen. Ferner sollen sie selbst einen geringen Einfangquerschnitt besitzen.

Hier bieten sich die Kerne der Wasserstoffatome in leichtem und schwerem Wasser an, aber auch Kohlenstoff, Bild 5.8.

Moderator	$^{1}_{1}$H	$^{2}_{1}$H = D	$^{12}_{6}$C (Graphit)	$^{238}_{92}$U (zum Vergleich)
Zahl der Kollisionen von 2MeV → 0,025eV	18	25	114	2172
Einfangsquerschnitt in barn für schnelle n	0,325	0,0005	0,0085	2,8
	Angereichertes Uran		Natururan möglich	

Bild 5.8. Moderatoren: leichter Wasserstoff, schwerer Wasserstoff, Graphit, Uran als Vergleichssubstanz.

Als Gegenbeispiel eines guten Moderators ist auch noch Uran in der Tabelle aufgeführt.

Zur Veranschaulichung sei ein Vergleich mit Pool-Billard erlaubt. Stöße mit den leichten Kernen entsprechen dem Eröffnungsstoß in „die Vollen“, bei dem die weiße Kugel sehr schnell ihre Energie verliert. Zusammenstöße mit schweren Urankernen entsprechen Stößen gegen die „Bande“, wobei die Kugeln nur sehr wenig Energie verlieren.

In der technischen Praxis wählt man vielfach leichtes Wasser als Moderator und gleicht die relativ großen Absorptionsverluste durch entsprechend höhere Anreicherung des Brennstoffs auf beispielsweise 4,5 % ^{235}U aus. Nur wenn besondere Gesichtspunkte für einen sparsamen Neutronenhaushalt sprechen, finden die wesentlich teureren Moderatoren schweres Wasser D_2O oder Graphit Verwendung, beispielsweise bei Natururan als Brennstoff.

Kernbrennstoff und Moderator bestehen in den heutigen Leistungsreaktoren nicht aus einem homogenen Gemisch, sondern sind voneinander getrennt. Findet leichtes Wasser als Moderator Verwendung, bildet dieser auch gleichzeitig das Kühlmittel, das für die Wärmeabfuhr aus dem Reaktor sorgt. Der Kernbrennstoff befindet sich meist in dünnwandigen, hermetisch dichten Metallröhrchen, die die Abgabe von Spaltprodukten an das Kühlmittel verhindern. Mehrere *Brennstäbe* bilden jeweils ein *Brennelement*. Diese Art der Anordnung von Brennstoff und Moderator bezeichnet man als *heterogenen Reaktorkern*.

Kettenreaktion und kritischer Zustand

Mit jedem gespaltenen Urankern werden Neutronen frei, die ihrerseits Spaltungen durchführen und damit weitere Neutronen freisetzen. Die Zahl $R^*(\mathbf{r}, v, t)$ der Reaktionen aller Neutronen der Geschwindigkeit v mit einem Kern lässt sich mit Hilfe des geschwindigkeitsabhängigen Wirkungsquerschnitts $A(v)$ und der Neutronenflussdichte $\phi(\mathbf{r}, v, t)$ berechnen:

$$R^*(\mathbf{r}, v, t) = A(v) \cdot \phi(\mathbf{r}, v, t) \tag{5.9}$$

mit $\mathbf{r}$ Ortsvektor und t Zeit.

Durch Multiplikation von 5.9 mit der Teilchenzahldichte n der Atomkerne ergibt sich die *Reaktionsrate* pro Zeit- und Volumeneinheit:

$$R(\mathbf{r}, v, t) = n \cdot A(v) \cdot \phi(\mathbf{r}, v, t) \quad . \tag{5.10}$$

Die Gesamtzahl aller *Spaltungen* pro Zeiteinheit erhält man durch Integration der Reaktionsrate über das gesamte Volumen des Reaktorkerns (engl.: *core*) und Ersetzen des totalen Wirkungsquerschnitts $A(v)$ durch den „Spaltquerschnitt“ $A_f(v)$,

$$\begin{aligned} &\textstyle\int_v nA_f(v)\phi(\mathbf{r}, v, t)\, dV \\ &nA_f = a_f \qquad \textit{Fissionskoeffizient (Spaltkoeffizient)} \end{aligned} \tag{5.11}$$

Bei jeder Spaltung entstehen N Neutronen, beispielsweise bei ^{235}U je nach Beschaffenheit der beiden Bruchstücke im Mittel ca. 2,5 Neutronen.

Die einmal eingeleitete Reaktion läuft in Form einer Kettenreaktion ab. Soll ein durch ein spontanes Neutron eingeleiteter Spaltvorgang sich selbständig reproduzieren, müssen die im Reaktorvolumen V herrschende

Neutronenerzeugung

$$N \int_v nA_f(v)\phi(\mathbf{r}, v, t)\, dV \quad , \tag{5.12}$$

Neutronenverluste durch Absorption

$$\textstyle\int_v \alpha_a(v)\phi(\mathbf{r}, v, t)\, dV\,, \quad \alpha_a \quad \text{Absorptionskoeffizient und} \tag{5.13}$$

Leckage über die Coreoberfläche A nach außen

$$\int_A L(\mathbf{r}, v, t)\, dA\,, \quad \begin{array}{l}\text{L Neutronenleckage je } cm^2 \\ \text{Core-Oberfläche,}\end{array} \tag{5.14}$$

im Gleichgewicht sein.

Diese Bedingung wird als kritische Bedingung formuliert:

$$k_{eff} = \frac{N \int_v \alpha_f(v)\phi(\mathbf{r}, v, t)\, dV}{\int_v \alpha_a(v)\phi(\mathbf{r}, v, t)\, dV + \int_A L(\mathbf{r}, v, t)\, dA}$$

$$= \frac{\text{Neutronenerzeugung}}{\text{Neutronenverluste}} = 1$$

$$k_{eff} = k_\infty \cdot \wedge_S \cdot \wedge_{th} = 1 \quad . \tag{5.15}$$

Je nach Höhe der gerade erzeugten Wärmeleistung stehen in Zähler und Nenner im kritischen Betrieb stets gleich große Zahlen, beispielsweise 1/1 oder 1000/1000 oder $10^6/10^6$ usw.

In Gleichung 5.15 bedeuten

Λ_S	(Verbleibfaktor für schnelle Neutronen):	Verhältnis der im Reaktor verbliebenen schnellen Neutronen zur Gesamtzahl der erzeugten schnellen Neutronen,
Λ_{th}	(Verbleibfaktor für thermische Neutronen):	Verhältnis der im Reaktor verbliebenen thermischen Neutronen zur Gesamtzahl der thermischen, das heißt moderierten schnellen Neutronen,

k_∞ den Multiplikationsfaktor einer unendlich großen Anordnung mit vernachlässigbarer Leckage, definiert durch

$$k_\infty = f \cdot \eta \cdot \epsilon \cdot p \quad . \tag{5.16}$$

Dies ist die *Vierfaktorformel*, deren Faktoren im Gegensatz zu Λ_S und Λ_{th} nicht geometrie-, sondern nur materialabhängig sind.

In der Vierfaktorformel bedeuten:

f	Thermische Ausnutzung:	Verhältnis im Brennstoff absorbierter thermischer Neutronen zur Gesamtzahl aller absorbierten thermischen Neutronen
η	Neutronenausbeute:	Verhältnis der bei thermischen Spaltungen erzeugten Neutronen zur Gesamtzahl aller im Brennstoff absorbierten thermischen Neutronen
ϵ	Schnellspaltfaktor:	Verhältnis aller durch Spaltung erzeugten Neutronen zur Zahl der durch thermische Spaltung erzeugten Neutronen
p	Resonanzentkommwahrscheinlichkeit:	Verhältnis der thermischen, das heißt moderierten Neutronen, zur Zahl aller im Reaktor verbliebenen schnellen Neutronen

Die einzelnen Faktoren lassen sich aus den Wirkungsquerschnitten der verwendeten Materialien und der Reaktorgeometrie berechnen.

Der Multiplikationsfaktor k_∞ bzw. k_{eff} gibt an, um wieviel sich die Neutronenzahlen aufeinanderfolgender Neutronengenerationen unterscheiden.

Für k_{eff}	$=$	1	reproduziert sich jede Neutronengeneration, der Neutronenfluss bleibt konstant. Zähler und Nenner in (5.15) sind gleich groß, (so genannter *kritischer Betrieb*).
Für k_{eff}	$<$	1	nimmt der Neutronenfluss mit der Zeit ab, der Reaktor ist *unterkritisch*. Der Zähler ist kleiner als der Nenner.
Für k_{eff}	$>$	1	nimmt der Neutronenfluss mit der Zeit zu, der Reaktor ist *überkritisch*. Der Zähler ist größer als der Nenner.

Die kritische Bedingung lässt sich durch entsprechende Veränderung von Zähler und Nenner erfüllen. Eine Vergrößerung des Zählers erreicht man beispielsweise durch Erhöhung der Anzahl N der spaltbaren Kerne je cm^3, mit anderen Worten durch eine Anreicherung des im natürlichen Uran nur zu 0,71 % vorkommenden Kernbrennstoffs ^{235}U, oder durch Moderierung.

Die im Nenner stehende Absorptionsrate lässt sich durch die konsequente Aussonderung aller Materialien, die als starke Neutronenabsorber bekannt sind, klein halten. Die Leckrate schließlich, die im Wesentlichen der Reaktoroberfläche proportional ist, verliert mit zunehmender Reaktorgröße an Bedeutung.

Für ein bestimmtes Verhältnis Moderator/Brennstoff nimmt der Faktor k ein Maximum an, die Anzahl der Spaltungen erreicht dann ihren höchsten Wert, Bild 5.9.

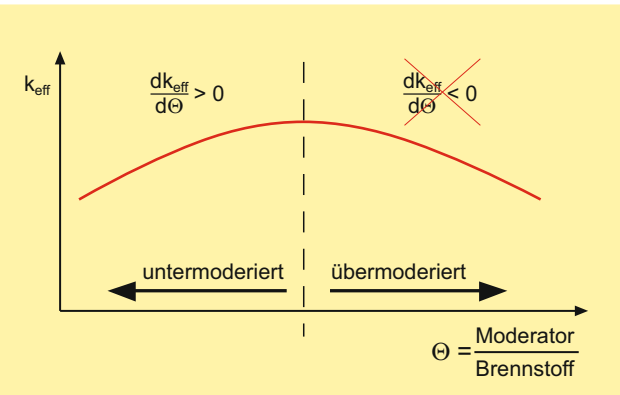


Bild 5.9. Abhängigkeit des Multiplikationsfaktors k vom Moderator/ Brennstoff-Verhältnis.

Bei kleinerem Verhältnis Moderator/Brennstoff bezeichnet man den Reaktor als *untermoderiert*, bei größerem als *übermoderiert*. Die Kenntnis des Begriffpaars *Untermoderation/Übermoderation* ist Voraussetzung für das Verständnis der Leistungsregelung von Kernreaktoren (5.7). Ferner weisen übermoderierte Reaktoren bei Kühlmittelverlust das Risiko einer unkontrollierten Kettenreaktion auf, wie dies bei der Reaktorkatastrophe in Tschernobyl der Fall war. Dort hat eine quasi in Zeitlupe stattfindende nukleare Explosion

eines übermoderierten Reaktors den Reaktorkern thermisch-mechanisch zerlegt und massiv radioaktive Stoffe freisetzt.

Die hierzulande eingesetzten Leistungsreaktoren werden aus Sicherheitsgründen ausschließlich untermoderiert ausgelegt und betrieben. Sie sind inhärent sicher gegen das Auftreten einer unkontrollierten Kettenreaktion (siehe auch 5.7.1). Ihr verbleibendes Risiko ist die so genannte *Nachzerfallswärme* (5.1.3).

Das Ingangsetzen der Kettenreaktion eines Reaktors erfolgt durch Vergrößerung von k bzw. θ (Ausfahren von Steuerstäben, Verringerung der Borsäurekonzentration), wodurch spontane Neutronen zunehmend Gelegenheit zur Freisetzung weiterer Neutronen erhalten. Die üblicherweise beim Anfahren von Kernreaktoren verwendeten Neutronenquellen (γ- oder α-Strahler, die in anderen Elementen Neutronen auslösen) sind nicht zwingend für den Anfahrvorgang erforderlich. Sie dienen lediglich der Bereitstellung eines minimalen messbaren Neutronenflusses, damit die Mess-, Regel- und Überwachungseinrichtungen sowie das Bedienungspersonal nicht vom plötzlichen Einsatz einer merklichen Kettenreaktion überrascht werden.

Schließlich sei angemerkt, dass das Verhalten der Neutronenerzeugung in einem Kernreaktor große Ähnlichkeit mit der Ladungsträgervermehrung in Gasentladungen besitzt. Dem unterkritischen Betrieb entspricht die *unselbständige Gasentladung*, dem kritischen Zustand das *Selbständigwerden einer Entladung*. Der sehr unglücklich gewählte Terminus technicus „*kritisch*“ erzeugt beim Nichtfachmann gewöhnlich negative Assoziationen vom Typ „gefährlich“. Für den Fachmann ist der kritische Zustand auf verschiedenen Leistungsniveaus der jeweils angestrebte Betriebszustand.

5.1.3 Nachzerfallswärme

Im bisherigen Text wurde zunächst angenommen, dass die Kernenergie ausschließlich von Spaltprozessen herrührt. Tatsächlich entstehen aber 7 % der freigesetzten Wärmeenergie durch spontanen Weiterzerfall zuvor entstandener radioaktiver Spaltprodukte. Muss ein Reaktor im Falle eines Netzkurzschlusses schnell abgeschaltet werden, so genannte *Reaktorschnellabschaltung* (RESA, engl.: *SCRAM, , Safety Cut Rope Axe Man*), lässt sich die Kettenreaktion der Spaltprozesse durch Einschießen aller Absorberstäbe rasch beenden. Nicht abschalten lässt sich dagegen der spontane Weiterzerfall der Spaltprodukte. Sie setzen mit ihren jeweiligen Halbwertzeiten unaufhaltsam weiter Wärmeenergie frei, die so genannte *Nachzerfallswärme*. Die Intensität ihrer Produktion, so genannte *Nachzerfallsleistung* $p(t)$, klingt mit mehreren unterschiedlichen Zeitkonstanten über Monate und Jahre hinweg exponentiell ab und richtet sich nach der Höhe P_0 und der Dauer T_0 der vor der Schnellabschaltung gefahrenen Leistung,

$$p(t) = 6,2 \cdot 10^{-2} P_0 \left[(t - T_0)^{0,2} - t^{-0,7} \right] \quad . \tag{5.17}$$

Bereits nach einem Tag ist die Nachzerfallsleistung schon auf etwa 0,5 % abgeklungen, trotzdem liegt in ihr das eigentliche Problem der meisten Leistungsreaktoren. Es geht weniger darum, dass die Kettenreaktion nicht beherrscht werden könnte, sondern vorrangig um die gesicherte Abfuhr der nach einer Reaktorschnellabschaltung weiter produzierten Nachzerfallswärme. Die Nachkühlung erfolgt gewöhnlich durch von Dampfturbinen angetriebene Kühlmittelpumpen. Insbesondere bei einem Kühlmittelausfall (GAU: *Größter Anzunehmender Unfall*) oder bei einem Flugzeugabsturz oder Terroranschlag kommen redundante *Notkühlsysteme* zum Einsatz.

Kann die Nachzerfallswärme nicht nachhaltig durch permanentes Kühlen abgeführt werden, heizen sich die Brennstäbe unaufhaltsam weiter auf. Bei Erreichen der Schmelztemperatur kommt es zu partiellem oder gar totalem Kernschmelzen mit anschließender Freisetzung radioaktiven Materials, so genannter Super-GAU.

Bei deutschen Reaktoren lässt sich das Notkühlsystem sowohl aus dem 380 kV-Netz als auch dem benachbarten 110 kV-Netz sowie aus zwei unterschiedlichen, von mehrfach redundanten und diversitären Notstromdieselaggregaten (meist insgesamt acht) gespeisten Mittelspannungsnetzen betreiben. Erst beim sehr unwahrscheinlichen gleichzeitigen Ausfall aller öffentlichen Netze und aller eigenen Notstromversorgungen würde eine vergleichbare Situation wie in Fukushima eintreten. Selbst dann ließen sich im Blackout-Gebiet einzelne schwarzstartfähige Kraftwerke hochfahren, die über direkte Leitungen betroffene Kernkraftwerke direkt mit Strom versorgen. Als *„last line of defence“* werden zusätzliche Notfallmaßnahmen in Form mobiler Notstromaggregate und Pumpen zur Kühlung der Brennelemente vorgehalten.

Erschwerend zur Nachwärmeabfuhr kommt noch hinzu, dass parallel zum Kernschmelzen zwischen dem heißen Wasserdampf und den überhitzten Brennstabhüllen aus Zirkon eine exotherme chemische Reaktion stattfindet, während der Wasserstoff freigesetzt wird,

$$Z_r + 2H_2O = Z_rO_2 + 2H_2 \quad .$$

Letzter bildet mit dem Sauerstoff der Luft im Sicherheitsbehälter ein explosionsfähiges Gemisch, so dass es zu einer Knallgasexplosion mit großräumiger Verteilung radioaktiven Materials kommen kann. Den freigesetzten Wasserstoff sucht man durch katalytische Reaktionen in so genannten *Rekombinatoren* zu binden bzw. kontrolliert durch spezielle Lüftungskanäle in die Atmosphäre abzuführen.

Das bislang dramatischste Beispiel unbeherrschter Nachwärmeproduktion war die Reaktorkatastrophe in Fukushima in Japan. Ein 160 km von der Küste entferntes Seebeben in 20 km Tiefe manifestierte sich am Land als Erdbeben der Stärke 9, in dessen Folge alle betroffenen Kernkraftwerke durch automatische Reaktorschnellabschaltung und planmäßiges Ansprechen aller Sicherheitseinrichtungen zunächst erfolgreich vom Netz getrennt wurden. Die Stromversorgung wurde planmäßig von den vorhandenen Notstromdieselaggregaten übernommen.

Mechanische Schäden infolge des anfänglichen schweren Erdbebens oder Eigenversagen von Teilen der Kraftwerksausrüstung wurden auslegungsgemäß beherrscht. Die eigentliche Reaktorkatastrophe begann erst mit den verzögert eintreffenden exzessiven Wassermassen der vom ursächlichen Seebeben ausgelösten Flutwelle (Tsunami). Diese führten zu einem Wegspülen der Diesel-Treibstofftanks und zu zahlreichen Kurzschlüssen in elektrischen Schaltanlagen, letztlich zu einem Totalausfall aller redundant vorgesehenen Stromversorgungsnetze im Kraftwerk. Erst diese zweite massive äußere Einwirkung führte zu einem finalen Ausfall der Notkühlung der Nachwärmeproduktion und in deren Folge zum Kernschmelzen.

Bei den hohen Sicherheitsstandards der Kernkraftwerke in der Bundesrepublik und wegen der Nichtexistenz des Tsunami-Phänomens halten die meisten Fachleute hierzulande die sichere Beherrschung der Nachzerfallswärmeproduktion für technisch möglich und eine Reaktorkatastrophe wie in Fukushima für vermeidbar.

Die Komplexität der bei Betriebsstörungen in Kernreaktoren auftretenden Ereignisse verbunden mit dem Gefahrenpotenzial der Freisetzung radioaktiver Stoffe legte eine Präzisierung des Schweregrads von Störungen über die bislang umgangssprachlich üblichen Begriffe GAU und Super-GAU (Versagen der Notkühlsysteme mit Kernschmelze) nahe. Die von der Internationalen Atomenergie Kommission (IAEO) erarbeitete Bewertungsskala INES (engl.: *International Nuclear Event Scale*) unterscheidet abhängig von der Strahlungsfreisetzung acht Schweregrade, die sich in einem logarithmischen Bewertungsmaßstab jeweils um eine Größenordnung unterscheiden. Die Einordnung eines Unfalls erfolgt nach den Kriterien Strahlenexposition innerhalb und außerhalb des Reaktorgebäudes sowie der Beeinträchtigung von Sicherheitsvorkehrungen. Vereinfacht enthalten sie folgende Aussagen:

Stufe 0	Einfache Störmeldung ohne sicherheitstechnische Relevanz.
Stufe 1	Einfache Störmeldung mit Potenzial des Auslösens von Folgestörungen.
Stufe 2	Störfall – begrenzter Ausfall gestaffelter Sicherheitsvorkehrungen.
Stufe 3	Ernster Störfall mit weitergehendem Ausfall von Sicherheitsvorkehrungen, geringe Strahlenbelastung der Bevölkerung unterhalb der natürlichen Strahlenexposition.
Stufe 4	Unfall in Form von Schäden an den Brennstäben, schwere Kontamination, Strahlenbelastung der Bevölkerung in der Größenordnung natürlicher Strahlenexposition.
Stufe 5	Ernster Unfall – mit Strahlenexposition der Bevölkerung über der natürlichen Strahlenexposition, partielle Katastrophenschutzmaßnahmen.
Stufe 6	Schwerer Unfall, erhebliche Freisetzung von Radioaktivität, umfassende Katastrophenschutzmaßnahmen (Fukushima).
Stufe 7	Katastrophaler Unfall – schwerste Freisetzung von Radioaktivität (gegebenenfalls landesübergreifend infolge *thermomechanischer Explosion*) und gravierende Auswirkungen auf die Gesundheit der Bevölkerung mit eventuellen Spätfolgen (Tschernobyl).

Die Stufen 0, 1 und 2 entsprechen normalen Betriebsstörungen, wie sie, mit Ausnahme radioaktiver Kontamination, auch in Kohlekraftwerken regelmäßig vorkommen können. Ab Stufe 3 sind Gesundheitsschäden beim Personal möglich, ab Stufe 4 auch bei der im Umkreis lebenden Bevölkerung.

Betriebsstörungen sind, versehen mit einer Einstufung durch den Kraftwerksbetreiber, an die jeweilige Landesbehörde zu melden. Die Landesbehörden übermitteln die Meldungen an das *Bundesamt* für *Strahlenschutz* und die *Gesellschaft für Reaktorsicherheit*, wo eine Überprüfung der lokalen Einstufung sowie eine zentrale Dokumentation in öffentlich zugänglichen Berichten erfolgt.

5.1.4 Brennstoffkreislauf

Der Uran-Brennstoff für Kernreaktoren wird aus bergmännisch geförderten Erzen mit einem Gehalt an Uranverbindungen $> 0,1$ % gewonnen. Mit Hilfe chemischer Verfahren werden die Uranverbindungen im Abbaugebiet aus dem Erz extrahiert und zu einem Konzentrat mit 70 % Urangehalt verarbeitet (engl.: *yellow cake*), Bild 5.10.

In wenigen, zentralen Brennstoffherstellungsanlagen wird aus dem Konzentrat zunächst *Natururandioxid* UO_2 hergestellt, aus diesem schließlich durch Reduktion *Natururanme-*

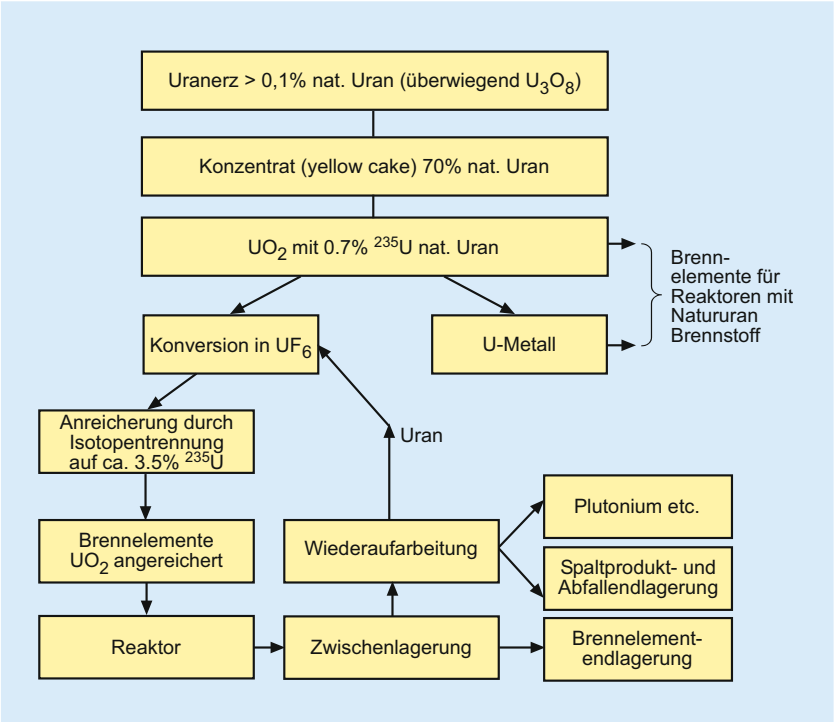


Bild 5.10. Uran-Brennstoffkreislauf.

tall oder durch Fluorierung *Uranhexafluorid* UF_6. Natururandioxid und Natururanmetall können unmittelbar in graphit- oder schwerwassermoderierten Reaktoren als Brennstoff verwendet werden.

Leichtwasserreaktoren benötigen jedoch angereichertes Uran mit etwa 3 % bis 5 % ^{235}U. Die Anreicherung erfolgt über gasförmiges Uranhexafluorid UF_6 als Ausgangsstoff. Unter Ausnutzung der größeren Masse des ^{238}U-Isotops lässt sich das aus Natururan hergestellte UF_6 in eine *leichte* Fraktion mit erhöhtem Anteil ^{235}U und eine *schwere* Fraktion mit erniedrigtem Anteil ^{235}U trennen, so genannte *Isotopen-Trennung*.

In *Diffusionsanlagen* erfolgt die Isotopen-Trennung durch die höhere Diffusionsgeschwindigkeit der leichten Fraktion, in *Gaszentrifugen* und *Trenndüsenanlagen* durch die unterschiedliche Zentrifugalkraft. Bei Gaszentrifugen transportiert eine thermische Zirkulationsströmung die beiden Fraktionen zu ihren Entnahmestellen, Bild 5.11.

Da der Massenunterschied gering ist, erfordern die Anlagen eine Kaskadierung bzw. auch Reihen/Parallelschaltung zahlreicher Stufen (Grössenordnung 1.000 und mehr).

Schließlich besteht die Möglichkeit der *Laser-Isotopen-Trennung* (engl.: *LIS, Laser-Isotope-Separation*), bei der Uranatome oder Uranmoleküle durch Laserlicht selektiv, d. h. isotopenspezifisch angeregt und mit unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften versehen werden, die ihre Trennung ermöglichen.

Nach einem der obigen Verfahren angereichertes Uranhexafluorid kann anschließend zu angereichertem *Uranmetall*, *Urandioxid*, *Urankarbid*, *Urannitrid* etc. und schließlich zu Brennelementen verschiedener Geometrie verarbeitet werden. Für Leichtwasserreaktoren, die etwa 90 % aller in der Stromerzeugung eingesetzten Reaktoren ausmachen, wird das

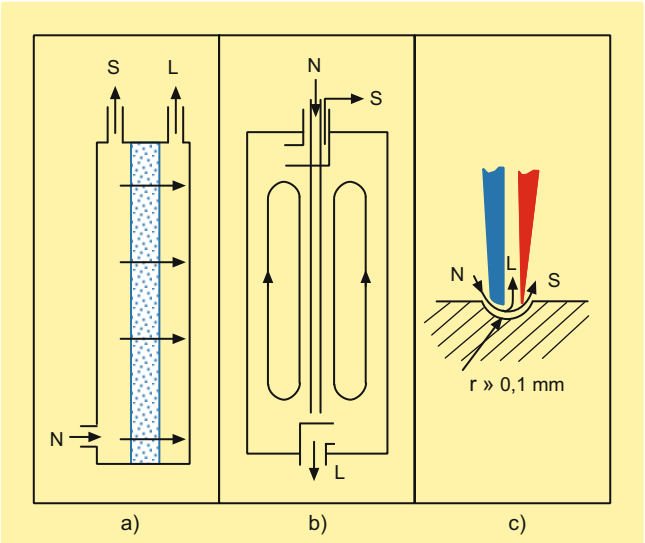


Bild 5.11. Isotopentrennverfahren. a) Diffusionsverfahren, b) Zentrifugenverfahren, c) Trenndüsenverfahren, N Natururanausgangsmaterial, L Leichte bzw. *angereicherte* Fraktion, S Schwere bzw. *abgereicherte* Fraktion.

angereicherte Spaltmaterial in Tablettenform in mehrere Meter lange dünnwandige Rohre aus einer Zirkoniumlegierung (Zirkalloy), gegebenenfalls auch in Edelstahlrohre (Inconel), gefüllt und bildet dann so genannte *Brennstäbe*. Bei den Druckwasserreaktoren der *dritten Generation* (5.2) bilden etwa 250 Brennstäbe ein *Brennelement*. Wiederum etwa 250 Brennelemente bilden das Aktivteil eines Kernreaktors. Ein Kernreaktor enthält also mehrere tausend Brennstäbe.

Während des Abbrands dehnt sich der Kernbrennstoff aus und führt zu mechanischer Beanspruchung der Brennstabhülle (engl.: *cladding*). Ferner entsteht durch die unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten von Brennstofftabletten und Brennstabhüllen bei Leistungsänderungen mechanische Reibung (engl.: *Pellet Cladding Interaction*, PCI). Beide Phänomene können gegen Ende der geplanten Brennstablebensdauer vereinzelt zur Rissbildung einzelner Brennstabhüllen führen. Dies wird durch Überwachung der Aktivität des Kühlmittels detektiert. Bei einer Revision werden etwaige defekte Brennstäbe mit Schnüffelsonden identifiziert und gegebenenfalls ausgetauscht.

Die Brennelemente enthalten auch Leerrohre, in die die Absorberstäbe der Leistungsregelung mehr oder weniger tief eintauchen können.

Nach Spaltung eines Großteils der ^{235}U-Kerne im Reaktor stellt sich das Problem der Entsorgung der inzwischen stark radioaktiv gewordenen und ständig Nachzerfallswärme (5.1.2) produzierenden Brennelemente.

Zunächst werden die Brennelemente in Wasserbecken für mehrere Jahre *zwischengelagert*. Während dieser Zeit klingt die Nachzerfallswärmeproduktion und die Reaktivität gemäß den unerschiedlichen Halbwertzeiten der einzelnen Spaltprodukte im Bereich von Sekunden bis zu Jahrmillionen exponentiell ab. Glücklicherweise besitzen die Spaltprodukte mit einer hohen Strahlungsintensität bzw. Zerfallsrate auch die kürzeren Halbwertzeiten bzw. Lebensdauern. Die von den Brennelementen ausgesandte radioaktive Strahlung wird im umgebenden Medium für den Menschen gefahrlos in Wärme umgewandelt. Nach der Zwi-

schenlagerung lassen sich die Brennelemente entweder trocken *endlagern* (engl.: *dry-cask storage*), derzeit auf dem Kraftwerksgelände (*Zwischenlager*) oder *wiederaufarbeiten*.

Ein ressourcenschonender Einsatz der Kernbrennstoffe legt grundsätzlich eine *Wiederaufarbeitung* nahe, da im abgebrannten Brennelement noch etwa 1 % nicht gespaltenes Uran ^{235}U und etwa 1 % aus ^{238}U erbrütetes Plutonium enthalten sind. Beide Spaltstoffe lassen sich bei der Herstellung neuer Brennstäbe wieder verwenden, so genannte *Mischoxid-Brennelemente*. Außerdem enthalten die Brennelemente 94,5 % unverändertes ^{238}U, das als Brutstoff für etwaige spätere Brutreaktoren verfügbar gehalten werden soll. Gegen eine Wiederaufarbeitung sprechen häufig Bedenken, dass bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Kraftwerken erbrütetes Plutonium missbräuchlich auch für die Herstellung von Kernwaffen genutzt werden kann.

Für eine Endlagerung lassen sich durch Auflösen der mechanisch zerkleinerten Brennstäbe in Salpetersäure die 3,5 % hochradioaktiven Spaltprodukte mit chemischen Verfahren in flüssiger Form isolieren und nach Umwandlung in Feststoffe einbinden, beispielsweise durch *Verglasung*. Art und Weise der Wiederaufbereitung sind grundsätzlich gelöst, das optimale Vorgehen bei der Endlagerung ist jedoch derzeit noch Gegenstand fachlicher und öffentlicher Diskussionen sowie gesellschaftlicher Akzeptanz. In diesem Zusammenhang soll nicht unerwähnt bleiben, dass auch die *Erdwärme* der Geothermie (6.5) im Wesentlichen nichts anderes als die *Nachzerfallswärme* radioaktiven Zerfalls im Erdinnern ist. Derzeit gibt es noch in keinem Land der Welt die perfekte Lösung für die Endlagerung. Dennoch wird auch künftig zur Diskussion stehen, ob die Vorzüge der Kernenergie – keine Treibhausgase, Schonung fossiler Ressourcen, niedrige Strompreise – die ihr eigenen typischen Risiken nicht zu kompensieren vermögen.

Die Gewinnung des Brennstoffs Thorium ist mit der Urangewinnung verwandt. Die Brennstoffe ^{233}U und ^{239}Pu kommen in der Natur nicht vor, sondern werden erst während des normalen Betriebs von Kernreaktoren erbrütet (5.5). Wegen Einzelheiten wird auf das Schrifttum verwiesen.

5.2 Druckwasserreaktoren (DWR)

Bei Kraftwerken mit leichtwassermoderierten Druckwasserreaktoren (engl.: LW-PWR – *Light-Water-Pressurized-Water-Reactor*) entsteht der Wasserdampf in Dampferzeugern, die mit der im Reaktor freigesetzten Wärme (Leistungsdichte ca. 65 kW/l) beheizt werden. Kühlmittel und Moderator sind identisch. Das Reaktorkühlmittel – chemisch besonders aufbereitetes Trinkwasser – transportiert in einem Primärkreislauf die in den Brennelementen freigesetzte Wärme zum Dampferzeuger, der sie an den Sekundärkreislauf (Wasser/Dampf-Prozess) überträgt, Bild 5.12.

Es finden Dampferzeuger nach dem *Zwangsumlauf-* und dem *Zwangsdurchlaufprinzip* Verwendung. Letztere erlauben eine geringfügige Überhitzung des Dampfs (wenige Grad). Die Temperatur des Wassers wird beim Durchströmen des Reaktorkerns von ca. 295 °C auf ca. 325 °C erhöht. Höhere Temperaturen verbieten sich wegen der dann einsetzenden korrosiven Wirkung des Wassers auf die aus einer Zirkoniumlegierung (geringe Neutronenabsorption) bestehenden Brennstabhüllen. Die vergleichsweise geringe Kühlmitteltemperatur führt zu niedrigen Frischdampfzuständen (Sattdampf bzw. geringfügig überhitzter Dampf), die den Einsatz spezieller *Sattdampfturbinen* erfordern (4.3.2) und nur Gesamtwirkungsgrade

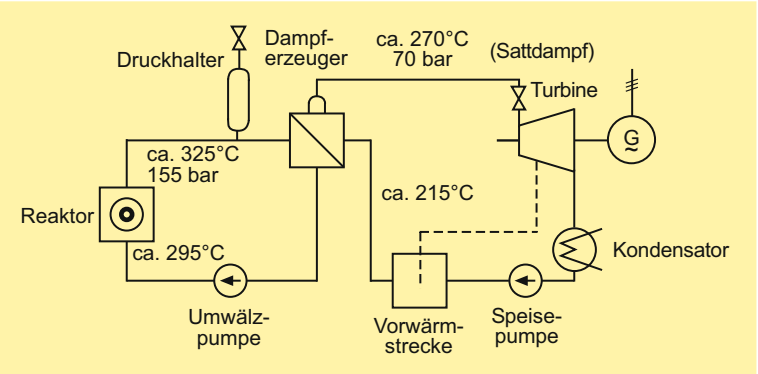


Bild 5.12. Vereinfachtes Schema eines Kraftwerks mit Druckwasserreaktor.

von ca. 35 % erlauben. Kraftwerke mit Druckwasserreaktor haben in der Regel vier Dampferzeuger in vier Hauptkühlmittelkreisläufen, die alle vom Reaktordruckbehälter ausgehen und zu ihm zurückkehren. In der Leitung zum Dampferzeuger befindet sich ein *Druckhalter*, der im unteren Teil Wasser enthält und im oberen Teil von Dampf erfüllt ist. Bei sinkendem Druck verdampft ein Teil des Wassers, unterstützt durch eine elektrische Zusatzheizung, bei steigendem Druck wird von oben Wasser eingesprüht, was zur teilweisen Kondensation des Dampfs führt. Der gesamte Primärkreis mit Reaktordruckbehälter, Dampferzeuger und Umwälzpumpen etc. ist in einem kugelförmigen Sicherheitsbehälter aus Stahl untergebracht (engl.: *containment*), der von einem Betonschild gegen äußere Einwirkungen umgeben ist, Bild 5.13.

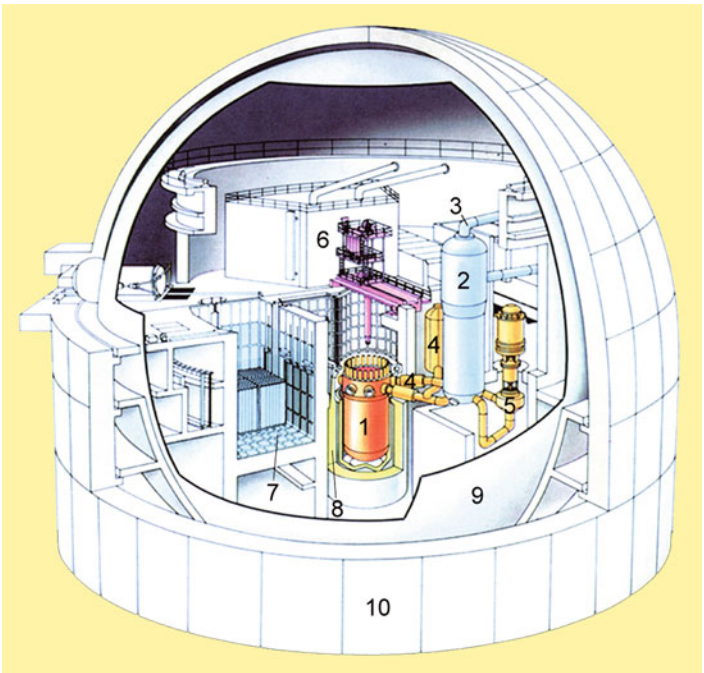


Bild 5.13. Reaktorgebäude eines Kraftwerks mit Druckwasserreaktor. 1 Reaktordruckbehälter, 2 Dampferzeuger, 3 Frischdampfleitung, 4 Druckhalter, 5 Kühlmittelumwälzpumpe, 6 Beladeeinrichtung, 7 Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente, 8 Strahlungsschirm aus Beton, 9 Stahlsicherheitsbehälter, 10 Stahlbeton-Reaktorgebäude zum Schutz gegen Einwirkungen von außen (*EVA*) (Siemens/Framatom).

Einen zum Austausch vorgesehenen Dampferzeuger zeigt Bild 5.14. Die Dimensionen und technischen Anforderungen lassen die dahinter verborgenen Ingenieurleistungen erahnen.



Bild 5.14. Einbringen eines neuen Dampferzeugers im Kernkraftwerk *Gravelines* 4 (Framatom ANP).

Um eine möglichst gleichmäßige radiale Temperaturverteilung zu erzielen, erfolgt die Erstbeladung mit Brennelementen mit von innen nach außen steigendem Anreicherungsgrad. Nach Ende des ersten Brennstoffzyklus (etwa 1 Jahr) wird jeweils nur das äußere Drittel des Inventars durch neue Brennelemente ersetzt, die im Laufe der folgenden Zyklen von außen nach innen umgesetzt werden. Die Steuerstäbe aus neutronenabsorbierendem Material (Bor, Cadmium) fallen im Störfall aufgrund der Schwerkraft in den Kern ein. Druckwasserreaktoren können auch mit *Schwerwasser* D_2O moderiert werden. Ein Beispiel ist der für nichtangereichertes Natururan ausgelegte kanadische Reaktor CANDU.

Den Stand der Druckwasserreaktor-Technik kennzeichnet das Konzept des *Europäischen Druckwasserreaktors* EPR. Diese Kernreaktoren der so genannten *Generation* III und III plus zeichnen sich durch geringeren Uranverbrauch und damit auch geringerer Menge radioaktiver Abfallprodukte, durch einen höheren thermischen Wirkungsgrad (4.2), ein *doppeltes* Containment, eine hochtemperaturfeste keramische *Kernschmelzrückhalteeinrichtung* am Boden des Reaktordruckbehälters (engl.: *core catcher*) sowie eine hochredundante und diversitäre Leit- und Schutztechnik aus. Sie besitzen thermische Leistungen in der Größenordnung von 5 MW, elektrische Leistungen von 1.450 MW und Anlagenwirkungsgrade bis zu 37 %.

5.3 Siedewasserreaktoren (SWR)

Bei Kraftwerken mit Siedewasserreaktor (engl.: LW-BWR, *Light Water Boiling Water Reactor*) wird der für den Antrieb der Turbine benötigte Dampf unmittelbar im Kern des Reaktors erzeugt (*Einkreissystem*), wobei der Betriebsdruck im Hinblick auf eine optimale

Heizflächenbelastung bei etwa 70 bar liegt. Separate Dampferzeuger wie bei Druckwasserreaktoren sind daher entbehrlich, was den wesentlichen Vorzug des Siedewasserreaktors ausmacht. Ferner zeichnet sich der Siedewasserreaktor durch das Vorhandensein drehzahlveränderlicher Umwälzpumpen aus, über die die Leistungsregelung erfolgt (5.7.2), Bild 5.15.

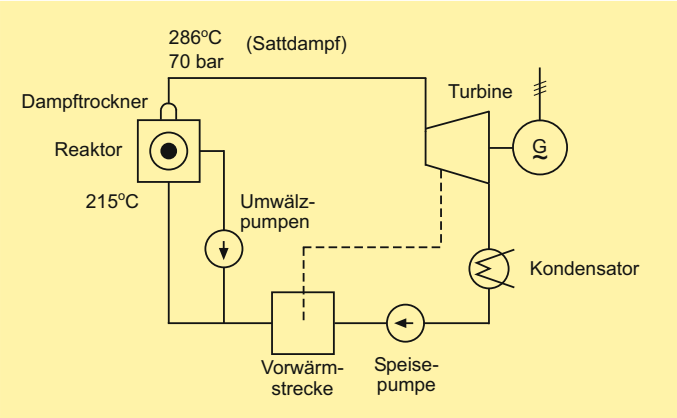


Bild 5.15. Schaltschema eines Siedewasserreaktors mit Direktkreislauf und Zwangsumlauf.

Das Reaktorgebäude des Siedewasserreaktors enthält einen Stahlsicherheitsbehälter, der den Reaktordruckbehälter mit seinen Komponenten wie Umwälzpumpen und Regelstabantrieben einschließt, Bild 5.16.

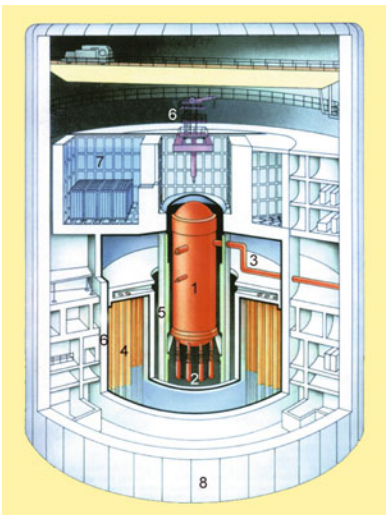


Bild 5.16. Siedewasserreaktor. 1 Reaktordruckgefäß, 2 Steuer- bzw. Regelstäbe, 3 Frischdampfleitung, 4 Kondensationskammern, 5 Strahlenschirm aus Beton, 6 Beladeeinrichtung, 7 Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente, 8 Reaktorgebäude zum Schutz gegen Einwirkungen von außen (Siemens/Framatom).

Er beinhaltet ferner mit Wasser gefüllte *Kondensationskammern*, in denen im Fall eines Rohrreißers und Austritt von Dampf aus dem Druckbehälter oder im Fall eines Lastabwurfs und Ansprechens des Schnellschlussventils die Volumenverringerung des kondensierenden Dampfes einen nicht tolerierbaren Druckaufbau verhindert. Ferner enthält er das

Druckentlastungssystem. Die Umwälzpumpen sind bei der technischen Realisierung in den Reaktordruckbehälter integriert.

Die Turbine, die beim Kraftwerk mit SWR im Direktkreislauf mit Dampf aus dem Reaktordruckbehälter beaufschlagt wird, steht nicht innerhalb des Containments. Bei einem Bruch der Dampfleitung könnte Kühlmittel in die Umgebung gelangen. Daher werden bei einem solchen Unfall die Dampfleitungen durch automatische Schnellschlussventile geschlossen.

Aufgrund der unterschiedlichen thermodynamischen Eigenschaften siedenden Wassers (Dampfgehalt), muss die Wärmestromdichte der Brennelemente beim Siedewasserreaktor reduziert werden. Dies führt bei gleicher Stableistung zu größeren Stabdurchmessern, höherem Verhältnis Wasser-Brennstoff und letztlich zu einer geringeren Literleistung, ca. 40 kW/l gegenüber 65 kW/l beim Druckwasserreaktor. In den Kanälen wird zur Wahrung einer gleichmäßigen Strömung des Zweiphasengemischs nur ein Dampfgehalt von 20 % zugelassen. Der am Reaktorkern eintretende Nassdampf enthält nur latente Wärme bei einem Dampfgehalt von ca. 70 % und muss noch durch aufwendige Dampftrockner am oberen Ende des Reaktordruckgefäßes in Wasser und Sattdampf getrennt werden. Wegen der Dampftrockeneinrichtungen lassen sich beim Siedewasserreaktor die Steuerstäbe nur von unten einbringen.

Konstruktive, wirtschaftliche, sicherheitstechnische und betriebliche Eigenschaften von Druck- und Siedewasserreaktoren halten sich etwa die Waage, eine zwingende Präferenz für die eine oder andere Bauart gibt es nicht. Aufgrund vergleichbarer Frischdampfzustände besitzen Siedewasserreaktoren wie Druckwasserreaktoren bei niedriger Kühlwassertemperatur einen Gesamtwirkungsgrad von etwa 35 %. Dieser, im Vergleich zu Kohlekraftwerken, niedrige Wirkungsgrad wird durch die geringeren Brennstoffkosten, die Nichtexistenz eines CO_2-Problems und die Schonung fossiler Ressourcen bei weitem kompensiert.

5.4 Gasgekühlte Reaktoren

Gasgekühlte Reaktoren verwenden als Kühlmittel Kohlendioxid oder Helium. Das Heißgas durchströmt einen oder mehrere Dampferzeuger mit nachfolgender Dampfturbine. Gegenüber der Flüssigkeitskühlung bietet die Gaskühlung den Vorzug der Entkopplung von Temperatur und Druck, wodurch sich hohe Kühlmitteltemperaturen auch bei mäßigen Drücken realisieren lassen. Außerdem entfällt die Gefahr plötzlicher lokaler Überhitzungen bei instabilem Strömungssieden flüssigkeitsgekühlter Reaktoren. Wegen der ungünstigeren Wärmeübertragungseigenschaften von Gasen liegen die Wärmestromdichten sehr viel niedriger, was bei gleicher Leistung zu größeren Brennelementoberflächen und insgesamt zu größeren Kernabmessungen führt.

Die ersten gasgekühlten Reaktoren entstanden in England (*Calder Hall*, *Magnoxreaktor*), wo man in einem Block aus Graphitbausteinen (Moderator) mit metallischem Natururan gefüllte und zur besseren Wärmeabfuhr mit Kühlrippen versehene Brennelemente einbaute. Mit Rücksicht auf geringe Neutronenabsorption wählte man für die Brennelementhüllen eine spezielle Magnesiumlegierung (*Magnox*), deren niedriger Schmelzpunkt aber nur Kühlmittelaustrittstemperaturen von ca. 400 °C erlaubt. Die spezifische Kernleistung liegt mit ca. 1 kW/l sehr niedrig, die Anlagekosten und der Eigenbedarf für die CO_2-Umwälzgebläse sind beträchtlich.

Beim *fortgeschrittenen gasgekühlten Reaktor* (engl.: *AGR, Advanced Gas-Cooled Reactor*, Kühlgas CO_2) bestehen die Brennelementhüllen aus Chrom-Nickelstahl, dessen höhere

Neutronenabsorption durch Anreicherung des Brennstoffs ausgeglichen wird. Die höhere Temperaturbeständigkeit der Brennelementhüllen (Hüllentemperatur $\leq$ 650 °C) ermöglicht höhere spezifische Kernleistungen, kompaktere Bauweise und die Realisierung konventioneller Wasser-Dampfprozesse mit Überhitzung.

Schließlich erlauben Hochtemperaturreaktoren (HTR) dank gleichzeitiger Verwendung von Graphit sowohl als Moderator wie als Brennstoffhülle zusammen mit dem Kühlmittel Helium weit höhere Temperaturen als im konventionellen Wasser-Dampfprozess verwertbar, Bild 5.17.

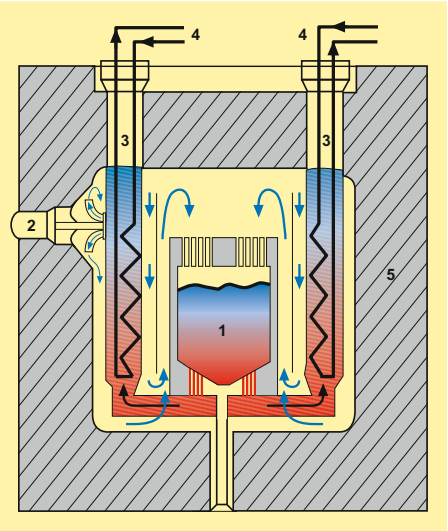


Bild 5.17. Gasgekühlter Hochtemperatur-Reaktor (HTR). 1 Reaktorkern, 2 Kühlmittelumwälzgebläse, 3 Dampferzeuger, 4 Kühlmittelleitungen zur Turbine, 5 Spannbetonbehälter.

Unter Verzicht auf das für Leichtwasserreaktoren typische Reaktordruckgefäß sind Reaktorkern und Dampferzeuger gemeinsam in einem Spannbetonbehälter untergebracht. Umwälzgebläse drücken das Kühlmittel in einem geschlossenen Kreislauf von oben nach unten durch den heißen Reaktorkern und anschließend durch die Dampferzeuger. Nach Wärmeabgabe im Dampferzeuger strömt das Kühlmittel durch das Gebläse und außerhalb der Dampferzeuger wieder nach unten.

Kühlmitteltemperaturen von 950 °C sind in Versuchsreaktoren realisiert. Die Brennelementhüllen verhindern bis ca. 1.600 °C eine merkliche Freisetzung von Spaltstoffen. Die Festigkeit von Graphit steigt bis zu Temperaturen von über 2.000 °C weiter an, so dass bei geeigneter Auslegung ein Kernschmelzen mit Sicherheit verhindert werden kann.

Die Brennelemente besitzen die Gestalt brennstoffgefüllter Hohlkugeln mit ca. 6 cm Durchmesser, die in Form einer Kugelschüttung einen Graphitmantel, der gleichzeitig als *Reflektor* wirkt (5.1.2), von oben nach unten durchlaufen (Kugelhaufenreaktor, engl.: *pebble-bed reactor*). Alternativ können graphitumhüllte Brennstoffkügelchen von ca. 1 mm Durchmesser in prismatische Graphitstäbe mit Längskanälen eingebracht werden (engl.: *coated particles*). Die Kugeln wandern, zusammen mit Kugeln aus solidem Graphit, in etwa 2 bis 3 Monaten durch den Reaktor hindurch und können am Ende in nur leicht ausgebrannte wiederverwertbare Kugeln sowie ausgebrannte und beschädigte Kugeln separiert werden. Neben dem hoch angereicherten Brennstoff, z. B. 10 % ^{235}U beim Kugelhaufenreaktor oder

höher noch bei „*coated particles*“, können die Brennstoffkugeln auch Brutstoffe enthalten. Man spricht dann auch von *thermischen Brütern* bzw. *Konvertern*.

Eine effiziente Nutzung der bei hoher Temperatur angebotenen Wärme ist im Rahmen der Kohlevergasung und im Kombiprozess mit einer geschlossenen Heliumgasturbine denkbar. Hochtemperaturreaktoren gleicher Leistung wie leichtwassermoderierte Reaktoren sind derzeit noch Gegenstand der technischen Entwicklung.

5.5 Brutreaktoren

Bei der Absorption von Neutronen durch Atomkerne *gerader Massenzahlen* können diese in leicht spaltbare Kerne *ungerader Massenzahl* umgewandelt werden. Von praktischer Bedeutung ist die Konversion von ^{232}Th und ^{238}U. Beispielsweise erfolgt der Brutvorgang für ^{238}U nach folgendem Schema:

$$^{238}_{92}U + n \longrightarrow {}^{239}_{92}U \xrightarrow[23,5\,\text{min.}]{\beta^-} {}^{239}_{93}\text{Np} \xrightarrow[23,5d]{\beta^-} {}^{239}_{94}\text{Pu} \quad ,$$

mit

$$\beta^- = \beta\text{-Strahlung}: \quad n \longrightarrow p + e + \bar{\nu} + W_{kin}, \quad \overline{\nu}\ \textit{Antineutrino}.$$

Der mit dem eingefangenen Neutron beladene Ausgangskern $^{239}_{92}$U wird unter Aussendung von β-Strahlung zunächst in einen Zwischenkern *Neptunium* $^{239}_{93}$Np umgewandelt. Dieser erst geht unter nochmaliger Aussendung von β-Strahlung in den leicht spaltbaren Endkern *Plutonium* $^{239}_{94}$Pu über. Der Aussendung der β-Strahlung liegt jeweils der Zerfall eines Neutrons in ein Proton und ein Elektron (β-Strahlung) zugrunde. Durch den Zerfall des Neutrons ändert sich die Massenzahl praktisch nicht, da Neutronen und Protonen vergleichbare Massenzahlen haben, die *Kernladungszahl* wird jedoch jeweils um eins erhöht. Der Neutronenzerfall ist stets von einem *Antineutrino* begleitet, das gequantelte Energiezustände gewährleistet (s. a. 5.1.1).

Die Umwandlung von $^{238}_{92}$U in $^{239}_{94}$Pu tritt als Nebeneffekt in jedem Leichtwasserreaktor auf, und mit zunehmendem Abbrand wird ein Teil der Wärmeenergie auch durch Spaltung der inzwischen entstandenen Plutoniumkerne erzeugt. Bei den so genannten *schnellen Brutreaktoren* steht die Umwandlung nicht spaltbaren Materials in Kernbrennstoff im Vordergrund. Durch Verwendung hoch angereicherten Brennstoffs lässt sich unter vollständigem oder teilweisem Verzicht auf einen Moderator allein mit den *schnellen Neutronen* (5.1.2) eine selbständige Kettenreaktion aufrechterhalten. Deren Neutronenfluss ermöglicht nicht nur eine permanente Reproduktion der Spaltvorgänge sondern generiert auch noch eine ausreichende Zahl zusätzlicher Neutronen für die Umwandlung um den eigentlichen Brennstoff angeordneten Brutstoffs in spaltbares Material. Werden pro Zeiteinheit durch Umwandlung mehr spaltbare Kerne erzeugt als durch den auslösenden Spaltvorgang im Kern verloren gehen (Konversionsrate > 1), spricht man von einem *Brüter*. Reaktoren mit Konversionsraten < 1 (z. B. Hochtemperaturreaktoren mit Brutstoffanteil) nennt man *Konverter*.

Der Reaktorkern eines Brüters besteht aus zwei Zonen: der inneren *Spaltzone*, mit hochangereichertem Uran, Plutonium oder einer Mischung aus beiden, und der äußeren *Brutzone*, die im Wesentlichen Natururan enthält, Bild 5.18.

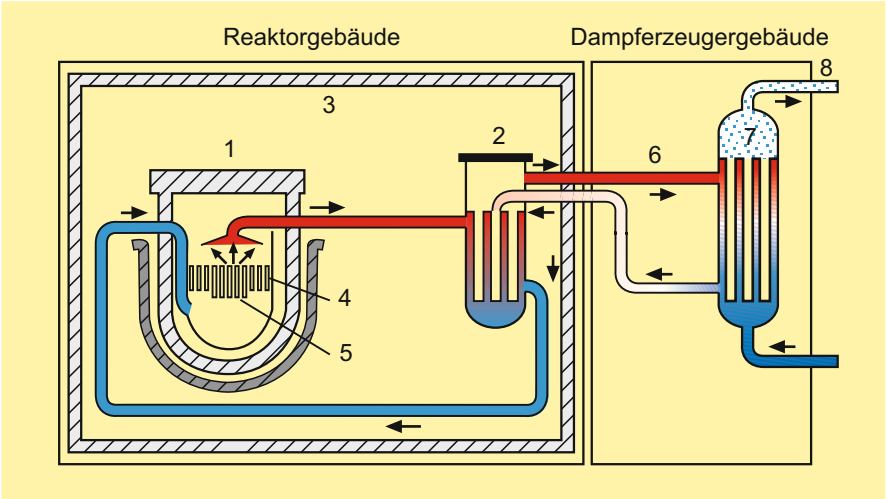


Bild 5.18. Reaktor- und Dampferzeugergebäude beim *Schnellen Brüter*. 1 Brutreakter, 2 Zwischenwärmetauscher, 3 Sicherheitsdoppel-Containment, 4 Brutelemente, 5 Brennelemente, 6 Sekundär-Natriumkreislauf, 7 Dampferzeuger, 8 Frischdampfleitung.

Wegen der Besonderheit der Kernspaltung mit schnellen Neutronen ergibt sich eine im Vergleich zum Druckwasserreaktor deutlich höhere Leistungsdichte für den Reaktorkern. Als Kühlmittel wird daher flüssiges Natrium verwendet. Wegen der Aktivierung des Kühlmittels im Reaktor erfolgt die Wärmeauskopplung und Dampferzeugung über einen zusätzlichen Natrium-Wärmekreislauf, so genanntes „*Dreikreis-Wärmeübertragungssystem*“. Außerdem sind alle Räume, in denen sich natriumführende Teile befinden, von einer *Inertgas*-Atmosphäre erfüllt.

Große schnelle Reaktoren haben in wesentlichen Bereichen des Cores einen positiven *Natrium-Temperaturkoeffizienten* (5.7). Ebenso können Geometrieveränderungen *positive Reaktivitätsbeiträge* bewirken, da sich das Core nicht in der Konfiguration maximaler Reaktivität befindet. Unterstellt man ein Versagen der Sicherheitseinrichtungen in größerem Umfang, ist beim natriumgekühlten schnellen Reaktor auf Grund seiner hohen Anreicherung eine Reaktivitätsexkursion möglich, die neben der Kernschmelze auch zu einer Freisetzung mechanischer Energie führen kann. Der Sicherheitsbehälter muss daher für die Aufnahme dieser Energie ausgelegt werden. Außerdem sind Maßnahmen erforderlich, die die Wiederentstehung einer kritischen Geometrie und einer etwaigen thermisch/mechanischen Kernzerlegung verhindern. Die Bewältigung dieser anspruchsvollen Aufgaben ist Gegenstand der aktuellen technischen Entwicklung.

5.6 Kernkraftwerke der Generation IV

Neben den oben vorgestellten Reaktorbauarten und den derzeit im Bau befindlichen Kernkraftwerken der Generation III (5.2) werden international fortgeschrittene Reaktormodelle der Generation IV erforscht (engl.: *GIF*, *Generation IV International Forum*). Es geht einerseits um die Verbesserung klassischer Reaktortypen bezüglich Effizienz und Sicherheit, andererseits aber auch um eine Neubewertung mit schnellen Neutronen und höheren Temperaturen arbeitender Reaktoren. Neue Kühlmittel mit Temperaturen zwischen 550°C bis zu 1.000°C würden nicht nur höhere thermische Wirkungsgrade erlauben, sondern sich

auch für die thermochemische Wasserstoffproduktion eignen, was für eine künftige *Wasserstoffwirtschaft* von Bedeutung wäre (6.8.1.5).

Im Gespräch sind ferner kleine modulare Reaktoren mit thermischen Leistungen bis zu 160 MW und P_{el} bis zu 45 MW (engl.: SMR *Small Modular Nuclear Reactors*). Sie sind vorwiegend für dezentralisierten Einsatz gedacht und zeichnen sich durch neue Konstruktionsmerkmale sowie dank ihrer unterirdischen Bauweise durch hohe Sicherheit gegen Terroranschläge und Flugzeugabstürze aus.

Beispielsweise ist der *NuScale Reaktor* ein Leichtwasserreaktor, dessen Kühlmittel allein durch natürliche Konvektion umgewälzt wird. Die Reaktormodule werden beim Hersteller vollständig assembliert und komplett zur Baustelle transportiert. Vorteile sind größere Sicherheit, geringere Kosten, kürzere Bauzeiten, geringeres finanzielles Risiko sowie ein Brennelement-Zyklus von 2 Jahren.

Der *Hyperion Reaktor* verbrennt auf 20 % angereichertes Urannitrid. Die Kernspaltung erfolgt durch schnelle Neutronen, ein Moderator ist nicht erforderlich. Als Kühlmittel dient das Flüssigmetall-Zweistoffsystem *Blei/Wismut*. Der Reaktor hat eine Brennelementlebensdauer von bis zu 10 Jahren und wird nach Ausbrand komplett ausgetauscht.

Schließlich ist ein weiteres Ziel der aktuellen Entwicklung die teilweise Rezyklierung radioaktiver Spaltstoffe und damit eine Reduzierung zu entsorgender hochradioaktiver Abfälle. Die Entwicklungsplanung des GIF erstreckt sich noch über die nächsten beiden Jahrzehnte. Die Umsetzung der Ergebnisse wird von dem herrschenden Stand der politischen Akzeptanz und dem Ausmaß der bis dahin vorliegenden Nutzung Erneuerbarer Energien abhängen.

5.7 Leistungsregelung von Kernreaktoren

Die permanente Umwandlung von Kernenergie in thermische Energie erfordert eine bestimmte Anzahl von Kernspaltungen je Zeiteinheit. Unabhängig von der jeweils erzeugten Leistung muss dabei im stabilen Betrieb die Zahl der erzeugten Neutronen immer gleich der Zahl der durch Absorption und Leckage verlorengegangenen Neutronen sein. Das ist der Fall, wenn jede Neutronengeneration sich selbst reproduziert, d. h. wenn der *Multiplikationsfaktor* k, der das Verhältnis der Neutronenzahlen aufeinanderfolgender Generationen ins Verhältnis setzt, gerade 1 ist, so genannter *kritischer Betrieb* (s. a. 5.1.2). Für k kleiner 1 würde die Neutronenzahl künftiger Generationen exponentiell ab-, für k größer 1 exponentiell zunehmen, gleichermaßen auch die freigesetzte Leistung,

$$P(t) = P_0 e^{\frac{(k-1)/k}{\Lambda} t} \quad . \tag{5.18}$$

Da über 99 % der Neutronen praktisch zeitgleich mit den jeweiligen Spaltvorgängen emittiert werden, so genannte *prompte Neutronen*, würde sich die Reaktorleistung bei einem Sprung $+\Delta$k (z. B. durch schnelles Herausziehen der Steuerstäbe) innerhalb weniger Mikrosekunden vervielfachen, der Reaktor wäre nicht regelbar. Glücklicherweise ist die Natur kooperativ und lässt einen Teil der in Folge einer Spaltung freiwerdenden Neutronen (etwa 0,5 % bis 0,75 %) *verzögert* entstehen. Diese verzögerten Neutronen resultieren nicht aus einem originären Spaltprozess, sondern entstehen später beim β-Zerfall eines Teils der Spaltprodukte. Die Verzögerung bewirkt eine Zunahme der mittleren effektiven Lebensdauer der Neutronen auf ca. 13 s (bei Annahme der Neutronenentstehung zum Zeitpunkt des auslösenden Spaltvorgangs) und verlängert so die Intervalle zwischen aufeinanderfolgenden Neutronengenerationen (Reaktorperiode) auf Zeiten im Sekundenbereich. Diese

verzögerten Neutronen machen einen Reaktor erst regelbar. Der Neutronenhaushalt wird so gesteuert, dass die Kettenreaktion durch die *totale* Neutronenzahl prompter und verzögerter Neutronen aufrecht erhalten wird.

Statt des Terms $(k-1)/k$ im Exponenten der Exponentialfunktion wird meist der Begriff der *Reaktivität* ρ verwendet. Die Leistungsgleichung (5.18) geht dann über in

$$P(t) = P_0 e \frac{\rho}{A} t \quad . \tag{5.19}$$

Zwischen dem Multiplikationsfaktor k und der weniger anschaulichen, jedoch praktisch zweckmäßigeren Reaktivität ρ bestehen folgende Zusammenhänge:

$$\begin{aligned} k < 1 \quad &\rightarrow \quad \rho < 0 \quad \textit{Unterkritischer Betrieb} \\ k = 1 \quad &\rightarrow \quad \rho = 0 \quad \textit{Kritischer Betrieb} \\ k > 1 \quad &\rightarrow \quad \rho > 0 \quad \textit{Überkritischer Betrieb} \quad . \end{aligned}$$

Die Größe des Multiplikationsfaktors k bzw. der Reaktivität ρ hängt ab von

– der Zahl und Dichte spaltbarer Atome (Anreicherungsgrad, Abbrandzustand)

– dem Verhältnis der Volumenanteile Moderator/Brennstoff

– den Volumenanteilen neutronenabsorbierender Stoffe, so genannter *Neutronengifte* (Steuerstäbe, Borsäurekonzentration im Kühlwasser, Spaltprodukte)

– den Volumenanteilen von Dampfblasen usw.

Ein frisch beladener Druckwasserreaktor besäße bei ausgefahrenen Steuerstäben einen rechnerischen Multiplikationsfaktor von ca. $k = 1,1$ bzw. eine Reaktivität $\rho = 0,1$, so genannte *Überschussreaktivität*. Mit zunehmendem Abbrand strebt k gegen 1 bzw. die Überschussreaktivität ρ gegen 0. Bei eingefahrenen Steuerstäben ist immer $k < 1$ bzw. $\rho < 0$. Die Größen k bzw. ρ werden durch Variation der Volumenanteile neutronenabsorbierender Stoffe gesteuert (Steuerstäbe, Borsäurekonzentration im Kühlmittel, Berücksichtigung des dynamischen Nachzerfalls von Spaltprodukten).

Am Ende eines Brennstoffzyklus (ca. 1 Jahr) ist die Überschussreaktivität aufgebraucht, das heißt $k \leqslant 1$, $\rho \approx 0$. Eine Restnutzung des Spaltmaterials macht dann keinen Sinn mehr. Im Rahmen des so genannten *Brennelementwechsels* werden innerhalb einer Wartungsphase von ca. 3 Wochen total abgebrannte Brennelemente gegen neue Elemente ausgetauscht (ca. 30 %), teilabgebrannte Brennelemente lediglich umgesetzt. Während dieser Phase werden auch zahlreiche Sicherheitsprüfungen, weitere präventive Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie Modernisierungen, beispielsweise in der Leittechnik etc., durchgeführt. Der für die Gesamtlaufzeit eines Reaktors maßgebliche Alterungszustand des Reaktordruckbehälters wird vorausschauend aus Materialproben, die einer erhöhten Neutronenflussdichte ausgesetzt sind, ermittelt. Nach Abschluss der Wartungsphase geht das Kernkraftwerk neu beladen und generalüberholt wieder in Betrieb.

Das Anfahren eines Reaktors erfolgt durch Ausfahren der Steuerstäbe bzw. Verringerung der *Borsäurekonzentration* im Kühlmittel (bei Druckwasserreaktoren). Aufgrund des abnehmenden Volumenanteils absorbierender Stoffe wird $k > 1$ bzw. $\rho > 0$. Spontane oder von einer Neutronenquelle herrührende Neutronen vermehren sich jetzt exponentiell, die

Größe der in Abständen einer Reaktorperiode aufeinanderfolgenden Neutronengenerationen wächst ständig. Gleichzeitig wächst die Zahl Kernenergie freisetzender Spaltprozesse, Brennstoff- und Kühlmitteltemperatur steigen an. Dieser Temperaturanstieg würde sich monoton fortsetzen, erzwängen *nicht inhärente Gegenkopplungsmechanismen*, wie die temperaturabhängige Moderatordichte etc., einen stabilen Gleichgewichtszustand auf erhöhtem Leistungsniveau. Bei Erreichen einer bestimmten Temperatur geht die von den Steuerstäben bzw. der verringerten Borsäurekonzentration herbeigeführte Reaktivität selbsttätig von $\rho > 0$ wieder auf $\rho = 0$ zurück. Sinngemäß geht der Multiplikationsfaktor von $k > 1$ wieder auf $k = 1$ zurück. Soll die Temperatur weiter gesteigert werden, führt man durch erneute Verringerung des Volumenanteils neutronenabsorbierender Stoffe (Steuerstäbe, Borsäurenkonzentration, Blasengehalt) weiter gestuft Reaktivität zu, bis schließlich die Solltemperatur erreicht ist. Die inhärente Rückkopplung ist abbrandabhängig und lässt sich durch Verfahren von Steuerstäben und/oder Änderung der Borsäurenkonzentration gezielt beeinflussen. Im Folgenden wird die Leistungsregelung zunächst am Beispiel des Druckwasserreaktors näher erläutert.

5.7.1 Leistungsregelung von Druckwasserreaktoren

Die Leistungsführung eines Druckwasserreaktors beruht auf der Beeinflussung von ρ bzw. k durch die Steuerstäbe und den Borsäuregehalt im Kühlmittel in Verbindung mit den bereits angedeuteten inhärenten Rückkopplungsmechanismen, Bild 5.19.

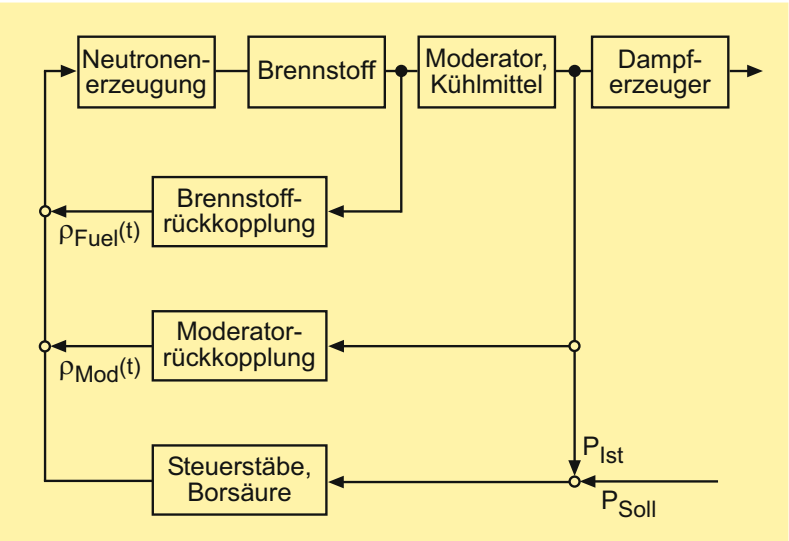


Bild 5.19. Vereinfachtes Blockschaltbild zur Erläuterung der Leistungsregelung eines Druckwasserreaktors.

Unter Berücksichtigung des Abbrandzustands lässt sich eine gewünschte Leistung P_{soll} durch geeignete Positionierung der Steuerstäbe bzw. Wahl der Borsäurekonzentration einstellen. Die gestuft zugeführte Reaktivität wird beim Erreichen des Leistungssollwerts durch negative Reaktivitätsbeiträge inhärenter Rückkopplungen zu Null kompensiert.

Die Natur der inhärenten Rückkopplungen lässt sich gut anhand der Ausregelung kleiner Störungen um den Arbeitspunkt verstehen. Eine erhöhte Leistungsanforderung ΔP_d am Generator führt infolge des Primärreglers der Turbine (13.1.2, 13.1.3) zu weiter geöffneten

Turbinenstellventilen, erhöhter Dampfentnahme und damit stärkerer Wärmeabfuhr aus dem Dampferzeuger. Dies bewirkt in Folge eine Senkung der mittleren Temperatur im Primärkreislauf und letztlich eine Zunahme der Dichte des Moderators. Bei kleinem Verhältnis Moderator/Brennstoff (Untermoderation, Bild 5.9) führt die höhere Moderatordichte zu einer größeren Anzahl thermischer Neutronen (Änderung der Neutronenflussdichte $d\phi$), zu mehr Spaltprozessen und zu höherer mittlerer Brennstofftemperatur bzw. thermischer Leistung,

$$+dP_{el} \rightarrow -dT_{Mod} \rightarrow +dS_{Mod} \rightarrow +d\phi \quad . \tag{5.20}$$

Sinngemäß bewirkt ein Schließen der Turbinenstellventile eine Abnahme der Neutronenflussdichte.

Der Temperaturkoeffizient des Moderators ist nicht der einzige inhärente Rückkopplungseffekt der Leistungsregelung. Auch der Brennstoff besitzt einen Temperaturkoeffizienten, da sich bei höheren Temperaturen durch den *Doppler-Effekt* eine Resonanzlinienverbreiterung der Wirkungsquerschnitte bemerkbar macht, die die Zahl thermischer Neutronen verringert. Beide Effekte bewirken eine inhärente Stabilität untermoderierter technischer Leistungsreaktoren.

Im Leistungsbereich zwischen etwa 50 % und 100 % erfolgt die Ausregelung von Störungen überwiegend durch das geschilderte inhärente Selbstregelverfahren.

Aufgrund des *Proportionalverhaltens* der Rückkopplungsmechanismen verbleibt eine *endliche Temperaturabweichung*, die bei Überschreiten eines vorgegebenen Grenzwerts durch unterstützendes Nachfahren der Steuerstäbe bzw. Borsäurekonzentration praktisch beliebig klein gehalten werden kann (vgl. Primär- und Sekundärregelung eines Verbundnetzes, s. a. 15.1.2).

Der Vollständigkeit wegen sei nachgetragen, dass die eingangs erwähnte Neutronenquelle nicht zwingend für das Selbständigwerden der Kettenreaktion erforderlich ist. Sie dient lediglich der Bereitstellung eines definierten Mindestneutronenflusses für die Mess- und Regeleinrichtungen während des Anfahrvorgangs.

Weiter sei erwähnt, dass die einem Reaktivitätssprung folgende zeitliche Leistungsänderung bei genauem Hinsehen nicht nur durch eine einzige Exponentialfunktion wie in Gleichung 5.19 beschrieben werden kann. Vielmehr ergibt sich P(t) wegen der unterschiedlichen Lebensdauer der verzögerten Neutronen als Überlagerung mehrerer Exponentialfunktionen. Dies ändert jedoch nichts am grundsätzlichen Inhalt obiger Darstellung.

5.7.2 Leistungsregelung von Siedewasserreaktoren

Die Leistungsregelung von Siedewasserreaktoren beruht auf der Beeinflussung der *Moderatordichte* durch den Dampfblasengehalt des siedenden Kühlmittels über die drehzahlveränderliche Kühlmittel-Umwälzpumpe. Im Gegensatz zum Druckwasserreaktor führt beim Siedewasserreaktor eine erhöhte Dampfentnahme zur *Abnahme der Moderatordichte*, weil mit absinkendem Dampfdruck das Blasenvolumen zunimmt. Die Untermoderation führt dann zu einer *geringeren Anzahl* thermischer Neutronen und damit zu einem Rückgang der Leistung. Trotzdem lässt sich der Blaseneffekt zur Regelung heranziehen, wenn der Reaktor mit konstantem Systemdruck betrieben und die Drehzahl der Umwälzpumpen für das Kühlmittel mit Hilfe von Flüssigkeitsgetrieben oder frequenzvariablen Stromrichterantrieben leistungsabhängig geregelt wird. Bei erhöhter Leistungsanforderung am Generator,

das heißt erhöhter Dampfentnahme durch die Turbine, bewirkt der Leistungsregler zunächst eine Erhöhung der Pumpendrehzahl, wodurch sich Anzahl, Verweilzeit und Größe der Dampfblasen verringern, die Moderatordichte erhöht und mehr thermische Neutronen erzeugt werden,

$$+dP \rightarrow +dn \rightarrow +dS \rightarrow +d\phi \quad . \tag{5.21}$$

Der Dampfdruckregler öffnet die Turbinenstellventile, so dass der Dampfdruck konstant erhalten wird.

Der mit einer Vordruckregelung verknüpfte Verzicht auf eine Dampfausspeicherung tritt wegen der geringen Antwortzeit von Siedewasserreaktoren (wenige Sekunden) nicht nachteilig in Erscheinung.

Zwischen 70 % und 100 % wird die Leistung überwiegend über den vom Kühlmittelstrom abhängigen Blasenanteil bzw. die Drehzahl der Umwälzpumpe geregelt. Kleinere Leistungen verlangen zusätzlich ein Verfahren der Steuerstäbe. Der jeweilige Sollwert wird unter Inanspruchnahme der Steuerstäbe eingestellt. Im übrigen gelten die beim Druckwasserreaktor gemachten zusätzlichen Bemerkungen, mit Ausnahme des Borsäurezusatzes.

5.7.3 Leistungsregelung von gasgekühlten Reaktoren

Eine erhöhte Dampfentnahme durch die Turbine verursacht eine stärkere Wärmeabfuhr aus dem Dampferzeuger und damit eine Temperaturabsenkung im Primärkreislauf. Bei Graphit ist der Einfluss der Moderatordichte jedoch geringer als bei Wasser, da sein Ausdehnungskoeffizient kleiner ist und außerdem die Moderatormasse im eigentlichen Reaktorkern unverändert bleibt. Der Selbstregeleffekt gasgekühlter Reaktoren ist daher überwiegend auf den negativen Temperaturkoeffizienten der atomaren Querschnittsänderungen im Moderator und Brennstoff angewiesen. Zusätzlich werden mittels Aus- und Einfahren der Steuerstäbe und Änderung des Kühlmittelstroms (Umwälzgebläse) sowie durch eine Speisewasserpumpenregelung im Sekundärkreislauf Änderungen des Dampfverbrauchs derart ausgeglichen, dass Frischdampftemperatur und Frischdampfdruck wie bei konventionellen Dampfkraftwerken über einen weiten Bereich konstant bleiben.

5.7.4 Leistungsregelung von natriumgekühlten Reaktoren

Schnelle Brutreaktoren arbeiten mit unmoderierten, so genannten *schnellen Neutronen*. Eine Verringerung der Neutronenenergien durch das Kühlmittel ist unerwünscht, wenngleich nicht ganz vermeidbar. Im energetischen Spektralbereich der Neutronen eines schnellen Brüters erweist sich die schwachmoderierende Wirkung des Kühlmittels außerdem als Mitkopplung, weil eine temperaturbedingte Absenkung der Moderatordichte die Zahl schneller Neutronen hoher Energie vermehrt und den Multiplikationsfaktor k vergrößert. In gleicher Weise würde sich ein Sieden des Natriums auswirken. Schnelle Brutreaktoren arbeiten mit anderen Worten im übermoderierten, nicht inhärent stabilen Bereich (s. a. Bild 5.9).

Als inhärente Gegenkopplung steht nur der *Dopplereffekt* des Brennstoffs zur Verfügung. Aus diesem Grund und auch wegen der kürzeren Lebensdauer der schnellen Neutronen sowie des geringeren Anteils verzögerter Neutronen und der kleineren thermischen Zeitkonstanten des kompakten Reaktorkerns stellt ein Brutreaktor höhere Anforderungen an die Regel- und Sicherheitstechnik. Wegen der im Vergleich zu leichtwassermoderierten Leistungsreaktoren höheren Komplexität sind kommerzielle Brutreaktoren noch im Entwicklungsstadium.

5.7.5 Bereitstellung von Regelenergie durch Kernkraftwerke

Bezüglich der Umwandlung von Kernenergie in thermische Energie sind Kernkraftwerke wegen ihrer kurzen Antwortzeit auf Reaktivitätsänderungen in ihrer Wirkleistung grundsätzlich schneller regelbar als Kohlekraftwerke (5.7). Aufgrund der geringen Temperaturunterschiede zwischen Ein- und Austrittstemperatur des Primärkreislaufs treten während Leistungsänderungen auch nur geringe mechanische Beanspruchungen im Reaktor auf. Letztlich wird aber auch bei Kernkraftwerken die Änderungsgeschwindigkeit, wie bei Kohlekraftwerken, durch die zulässigen Temperaturänderungen dickwandiger Bauteile, beispielsweise des Turbinengehäuses, begrenzt.

Kernkraftwerke können aufgrund ihrer hohen Nennleistung einen vergleichsweise größeren Beitrag zur Ausregelung von Erzeugungs- und Lastschwankungen liefern als Steinkohlekraftwerke. Dennoch strebt man bei Kernkraftwerken aus *wirtschaftlichen* Gründen (geringe Brennstoffkosten) und nachrangig auch zur Verringerung von mechanischem Verschleiß der Brennstabhüllen durch unterschiedliche thermische Ausdehnung von Hülle und Brennstoff (engl: *pellet cladding interaction*) überwiegend den Grundlastbetrieb mit 100 % an (s. a. 5.1.4). Falls betrieblich erforderlich können Kernkraftwerke aber auch zur Netzregelung herangezogen werden. Sie tragen dann mit 1 % bis 2 % ihrer Nennleistung pro Minute, entsprechend 13 MW bis 26 MW pro Minute, zur Netzregelung bei.

Müßig zu sagen, dass ein mit 100 % Nennleistung im Bestpunkt betriebenes Kraftwerk nur *negative* Regelleistungsbeiträge liefern kann, Bild 5.20.

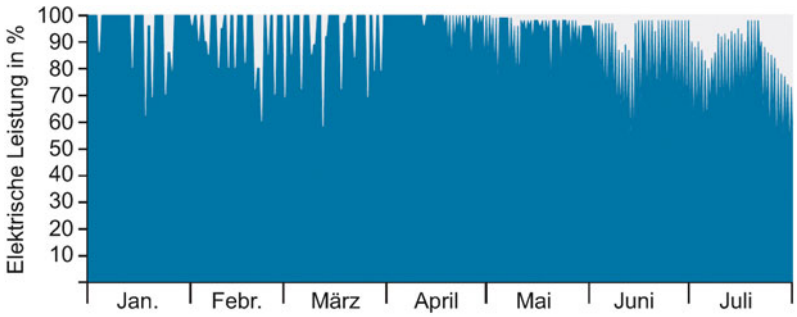


Bild 5.20. Schematischer Leistungsverlauf eines 1.300 MW Kernkraftwerks über einen Jahreszeitraum. Im angestrebten 100 % Volllastbetrieb sind zwangsläufig nur negative Regelbeiträge möglich.

Von diesen negativen Regelbeiträgen macht man umfassend bei nichtdeterministischen positiven Erzeugungsexkursionen erneuerbarer Energien aus Windparks Gebrauch.

Die anspruchsvollere Aufgabe der Netzregelung besteht aber in der Bereitstellung *positiver* Regelleistung im Fall eines Kraftwerksausfalls oder Rückgangs der Erzeugungsleistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Um größere Erzeugungsdefizite ausgleichen zu können, braucht man zunächst eine ausreichende Anzahl Kraftwerke, die *angedrosselt*, das heißt mit nur 80 % oder 90 % ihrer Nennleistung im Teillastbetrieb betrieben werden und sich bei Bedarf schnell auf 100 % hochfahren lassen. Ob man hierzu eher Kohlekraftwerke oder Kernkraftwerke heranzieht, ist eine Frage technischer und wirtschaftlicher Optimierung. In beiden Fällen führt der Teillastbetrieb zu geringeren Wirkungsgraden und bei häufigen Regelvorgängen immer zu erhöhtem Verschleiß. Mit weiter zunehmender nichtdeterministischer Erzeugungsleistung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden gar

so genannte *Schattenkraftwerke* erforderlich werden, die während Wind- und Solarflauten länger dauernde große Leistungsdefizite decken können, so dass nur noch die verbleibende Differenz durch angedrosselte Kraftwerke und Lastmanagement ausgeregelt werden muss (s. a. 3.1 und 11.5).

Gleichviel, ob man nun Steinkohlekraftwerke oder Kernkraftwerke mit nur 80 % ihrer Nennleistung fährt, um positive Regelleistung bereitstellen zu können, in beiden Fällen entstehen höhere Kosten, die sich in höheren Strompreisen manifestieren und bei einer Betrachtung der Gesamtwirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien berücksichtigt werden müssen.

5.7.6 Stilllegung und Rückbau von Kernkraftwerken

Mit dem von der Bundesrepublik beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie stellt sich in den kommenden Jahren das Problem der Stilllegung (engl.: *decommissioning*) und des Rückbaus (engl.: *dismantling*) abgeschalteter Kernkraftwerke. In der Vergangenheit beim Rückbau vereinzelter Kernkraftwerke und anderer kerntechnischer Einrichtungen gesammelte Erfahrungen legen grundsätzlich drei Strategien nahe:

– Beginn des Rückbaus unmittelbar nach Stilllegung eines Kraftwerks. Die bisherige Betriebsmannschaft steht dann noch mit ihrem Erfahrungswissen zur Verfügung. Der Rückbau lässt sich in überschaubarer Zeit durchführen, aktuelle Schätzungen sprechen von 10 bis 20 Jahren. Nachteilig ist die hohe anfängliche Strahlenbelastung.

– Einmotten eines Kraftwerks und späterer Rückbau. Das Reaktorgebäude mit seinen durch Neutronenbeschuss aktivierten Komponenten wird für mehrere Jahrzehnte hermetisch abgeschlossen, so genannter *sicherer Einschluss*. Nach angemessenem Abklingen der Radioaktivität kann ein risikoarmer Rückbau ins Auge gefasst werden. Der sichere Einschluss besitzt den Vorzug einer geringeren Strahlenbelastung für das Rückbaupersonal, erstreckt sich aber über einen deutlich längeren Zeitraum, derzeit geschätzte 50 bis 100 Jahre. Er entbehrt des Erfahrungswissens des ursprünglichen Betriebspersonals.

– Langfristiger, dauerhafter Einschluss in einen Betonsarg. Dies ist zwar auch eine technisch mögliche Lösung, wohl aber die unbefriedigendste und in Deutschland nicht sehr wahrscheinlich.

– Gegebenenfalls steht auch nur ein teilweiser Rückbau zur Diskussion, wenn beispielsweise nur der Reaktor rückgebaut wird, der Generator des klassischen Teils als Phasenschieber (8.6) weiter betrieben wird (z. B. Biblis A).

Bei allen Optionen werden vorab die Brennelemente ausgebaut, in Abklingbecken zwischengelagert und später einer Wiederaufarbeitung bzw. Endlagerung zugeführt. Letztere ist dabei noch immer Gegenstand breiter Diskussion, ihre konkrete Realisierung weitgehend offen. Im zweiten Schritt werden das Kühlmittel und allfällige weitere Fluide entfernt und entsorgt. Welche Option anschließend im Einzelfall zum Tragen kommt, ist eine Frage des aktuellen Stands der Rückbau- und Entsorgungstechnik, nationaler Strahlenschutzverordnungen, bezahlbarer Kosten, öffentlicher Akzeptanz. Derzeit werden in der Bundesrepublik erste praktische Erfahrungen mit dem Rückbau der Kernkraftwerke Obrigheim und Neckarwestheim I gesammelt.

Der Rückbau kerntechnischer Anlagen und die Endlagerung hochradioaktiver Stoffe sind hochkomplexe, sehr langwierige und kostspielige Prozesse, die die Energiewende teilweise

bis zum Ende dieses Jahrhunderts begleiten werden. Aktuelle Kostenszenarien reichen von 40 bis 150 Milliarden €.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 5

1. Smidt, D.: Reaktortechnik. Band I und II, Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1971.
2. Kummerer, K.: Werkstoffe der Kerntechnik. Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1980.
3. Ziegler, A.: Lehrbuch der Reaktortechnik. Jeweils 1. Aufl., Band 1 (1983), 2 (1984) und 3 (1985). Springer-Verlag, Berlin.
4. Leder, B. J. und Wildberg, D.W.: Reaktor Handbuch, Band I und II. 2. Auflage, Hanser Fachbuch Verlag, München, 1992.
5. Ludwig, H. et al: Load Cycling Capabilities of German Nuclear Power Plants. VGB PowerTech. S. 38 bis 44, 5/2011.
6. Mohrbach, L.: The defence-in-depth safety concept: Comparison between the Fukushima Daiichi units and German nuclear power units. VGB PowerTech., 6/2011.
7. Mohrbach, L.: The role of nuclear power in the world. VGB PowerTech., 1/2019 und 2/2019.
8. Nothstein, A. K. et al.: Review of the analytical methods used in nuclear decommissioning, VGB PowerTech, 5/2019.
9. Morilhat, P. et al.: Nuclear plant flexibility. VGB PowerTech, 5/2019.

6. Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Gemäß dem 1. *Energiewirtschaftsgesetz* (EnWG) aus dem Jahre 1935 erfolgte die Stromerzeugung in Deutschland vorrangig unter dem Gesichtspunkt minimaler Stromkosten bzw. -preise (s. a. 2.1.1 und 2.1.2). Der *kostenoptimale Strommix* aus fossil befeuerten Kraftwerken, Wasserkraftwerken und später Kernkraftwerken richtete sich neben betrieblichen Erfordernissen nach den aktuellen Preisen bzw. Kosten für die verschiedenen Primärenergieträger. Mit Ausnahme der Wasserkraft wurde die Nutzung Erneuerbarer Energien mittels Windrädern und Solarzellen anfänglich vielfach belächelt. Angesichts ihrer hohen Investitionskosten und der im Verhältnis zur installierten Leistung geringen Stromausbeute waren sie mit der großtechnischen Stromerzeugung in Kraftwerken schlicht nicht wettbewerbsfähig, auch wenn die Primärenergie praktisch kostenlos zur Verfügung stand.

Diese Sichtweise änderte sich sprunghaft mit der Verabschiedung des 2. EnWG im Jahre 1998 (2.1.2). Gemäß der neuen politischen Willensbildung musste Strom ab sofort auch *umweltfreundlich* erzeugt werden. Zur Erreichung dieses Ziels wurde im Jahr 2000 zusätzlich das bereits seit 1991 bestehende *Stromeinspeisungsgesetz* (StrEG) durch das *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* abgelöst (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2000*). Zweck des Gesetzes war eine Verbesserung des Klima- und Umweltschutzes sowie der Ressourcenschonung durch Förderung von Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien. Quantitatives Ziel war zunächst eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010.

Im Jahr 2008 wurde das EEG 2000 in zwei Gesetze, getrennt für *Strom-* und *Wärmeerzeugung*, gesplittet. Gemäß dem EEG-Strom war und ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 30 % zu erhöhen und bis zum Jahr 2050 auf 80 %. Es geht seither vorrangig um den *umweltoptimalen*, *klimafreundlichen* und gleichzeitig *ressourcenschonenden Strommix*. Dieser Paradigmenwechsel löste einen zuvor nicht für möglich gehaltenen Boom im Bau dezentraler, in den Verteilnetzen angesiedelter Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen aus. Im Klartext startete er eine Migration der Stromerzeugung weg von wenigen großen Kraftwerken hin zu derzeit bereits über eine Million EE-Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen. Netzbetreiber wurden verpflichtet, aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom *vorrangig* und über Vertragsdauern von vielen Jahren zu *gesetzlich vorgeschriebenen Einspeisevergütungen* abzunehmen. Die mit der Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien verbundenen, signifikant höheren Stromerzeugungs-, Netz- und Regelenergiekosten werden von den Stromversorgern verursachungsgerecht auf die allgemeinen Strompreise umgelegt (s. a. 2.1.2 und 3.2.2). Die sich aus der Migration ergebenden neuen Aufgaben für Verteilnetzbetreiber werden in 11.5 und 17.2 behandelt.

Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien vorgestellt.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_6

6.1 Wasserkraftwerke

Die Nutzung von Wasserkraft ist seit Anbeginn der Stromerzeugung die wirtschaftlich günstigste Alternative zur Verwertung der mit geringer Leistungsdichte einfallenden *Solarenergie*. Dank eines natürlichen Energiekonzentrationsprozesses wird die potenzielle Energie des über den Weltmeeren verdampfenden und über den Kontinenten wieder herabregnenden Wassers durch kleine Rinnsale, Bäche und letztlich große Flüsse so weit verdichtet, dass ihre Nutzung in *Laufwasser-* und *Speicherkraftwerken* wirtschaftlich wird. In den *Wasserturbinen* dieser Kraftwerke wird die potenzielle Energie des Wassers in kinetische Energie umgesetzt, wobei jedes Wasserteilchen beschleunigt wird und auf Grund seiner Geschwindigkeit einen Impuls $m\mathbf{c}$ erhält. Die Kraft auf das Laufrad entsteht bei der Umlenkung des Wasserstroms und der dadurch bedingten Impulsänderung,

$$\mathbf{F} = \frac{\Delta(m\mathbf{c})}{\Delta t} = \frac{m\mathbf{c}_1 - m\mathbf{c}_2}{\Delta t} = \frac{m}{\Delta t}\,(\mathbf{c}_1 - \mathbf{c}_2) \quad . \tag{6.1}$$

Wie bereits bei den Dampfkraftwerken erwähnt, setzt sich die von einer strömenden Stoffmenge mitgelieferte spezifische Energie aus mehreren Anteilen zusammen:

$$w = w_{kin} + w_{pot} + u + pv \quad . \tag{6.2}$$

Berechnet man die Energieströme im Zu- und Abfluss eines Wasserkraftwerks (Ober- und Unterwasserniveau), so erhält man aus der Differenz beider die nutzbare mechanische Leistung. Diese wird fast ausschließlich aus der Abnahme der *potenziellen* Energie des Wassers gedeckt (auch bei Laufwasserkraftwerken). Durch ein Saugrohr am Austritt der Turbine wird die Austrittsgeschwindigkeit so weit verlangsamt, dass nahezu alle potenzielle Energie genutzt wird, auch wenn Turbine und Stromerzeuger oberhalb des Unterwasserspiegels liegen. Letzteres ist auch im Hinblick auf Revisionen und Hochwassergefährdung des Generators wünschenswert.

Für die Rohleistung der Wasserkraft gilt im stationären Betrieb in guter Näherung:

$$P_W = \frac{\Delta W_{pot}}{\Delta t} = \frac{\Delta m g h}{\Delta t} = \dot{m} g h = \dot{V} \rho g h \quad , \tag{6.3}$$

mit

$$\dot{V} = \frac{\Delta V}{\Delta t} = Q \quad \begin{array}{l} \text{stationärer Wasserstrom mit} \\ \rho = m/V \ \text{ Dichte und h = Fallhöhe} \quad . \end{array} \tag{6.4}$$

Mit Hilfe des Gesamtwirkungsgrads (η_{tot}) eines Wasserkraftwerks, der die Rohrleitungs- (η_R), Turbinen- (η_T) und Generatorverluste (η_G) berücksichtigt, erhält man die elektrische Wirkleistung zu

$$P = \eta_{tot}\,\dot{V} \rho g h = \eta_R \eta_T \eta_G \dot{V} \rho g h = 0,7 \ldots 0,9\,\dot{V} \rho g h \quad . \tag{6.5}$$

Diese elektrische Leistung wird je nach Fallhöhe entweder in Laufwasserkraftwerken oder in Speicherkraftwerken bereitgestellt.

6.1.1 Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke, auch *Niederdruckanlagen* genannt, werden als Fluss- oder Kanalkraftwerke mit *Freiwasserspiegel* bei Gefällen bis 1 m/km gebaut. Ihr typisches Kennzeichen ist die geringe Fallhöhe, die erst durch Aufstauen an einem *Wehr* verbunden mit einem Turbinenhaus geschaffen werden muss. Da der Anteil der von der Ausbauwassermenge abhängigen Komponenten gering ist (z. B. entfallen Rohrleitungen und Stollen), trifft man meist einen hohen Ausbaugrad an. Den Ausbaugrad eines Wasserkraftwerks misst man an der Zahl der Abflusstage im Jahr. Dies ist die Zahl der Tage, an denen eine die Ausbauwassermenge des Kraftwerks überschreitende Wassermenge anfällt, das heißt *Überschusswasser* ungenutzt über das Wehr fließt.

Es gibt mehrere Möglichkeiten Wehr, Kraftwerkshaus (mit meist mehreren Turbinen) sowie etwaige Schleusen anzuordnen. Ein typisches Layout zeigt Bild 6.1.

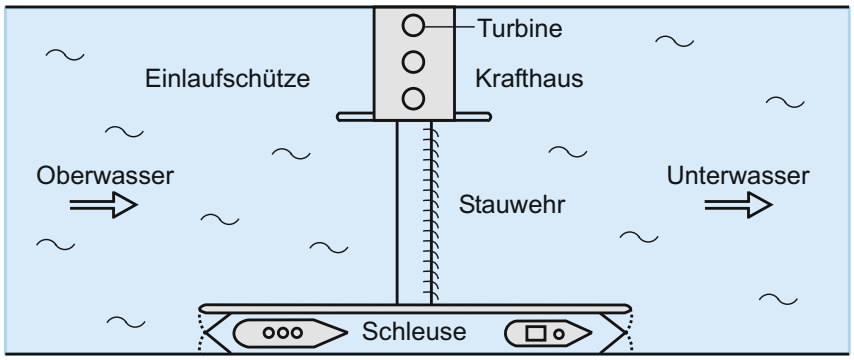


Bild 6.1. Laufwasserkraftwerk.

Als Turbinen kommen bei Fallhöhen von 1 m ... 15 m (Anhaltswert) in der Regel *Kaplan*-Turbinen zum Einsatz. Laufwasserkraftwerke arbeiten entweder als Grundlastkraftwerke oder, im *Schwallbetrieb*, auch zur Deckung von Spitzenlasten (6.1.6).

6.1.2 Speicherkraftwerke

Speicherkraftwerke beziehen ihr Wasser aus geologischer Gunst zu verdankenden hochgelegenen Wasserspeichern, die häufig durch Aufstauen von Wasser in einem Tal mittels einer *Staumauer* bzw. *Talsperre* künstlich errichtet werden. Sie können unabhängig von den Zuflüssen in begrenztem Umfang täglich Lastschwankungen bedienen. Je nach Fallhöhe unterscheidet man *Mittel-* und *Hochdruckanlagen*. Von ersteren spricht man bei Fallhöhen > 15 m, von letzteren bei Fallhöhen > 50 m. Die Grenzen sind fließend bzw. überschneiden sich. Typische Merkmale sind die Auflösung einer Anlage in *Wasserfassung*, *Druckstollen* mit *Wasserschloss* und *Kraftwerk* mit *Unterwasser*, Bild 6.2.

Das Wasserschloss wandelt im Fall eines Lastabwurfs die kinetische Energie des zuströmenden Wassers in potenzielle Energie (steigender Wasserspiegel im Wasserschloss), um die beim schnellen Schließen entstehenden Druckwanderwellen in den Rohrleitungen beherrschen zu können.

Speicherkraftwerke gestatten eine von der aktuellen Wasserdarbietung unabhängige Leistungsabgabe und können als *Tages-*, *Wochen-*, *Monatsspeicher* bis hin zum *Jahresspei-*

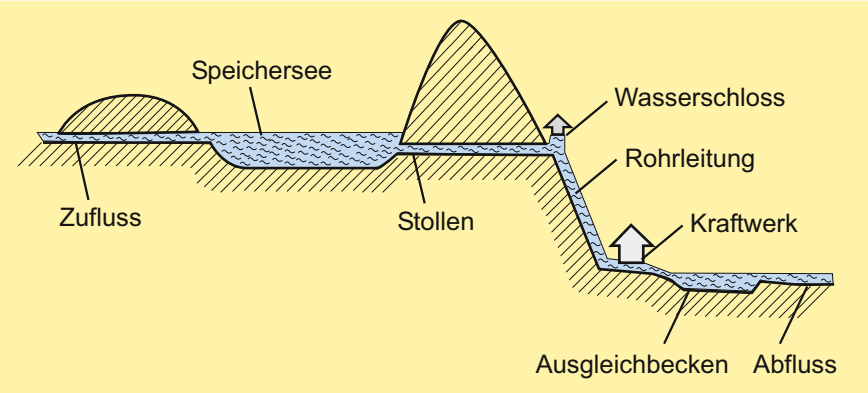


Bild 6.2. Speicherkraftwerk.

cher ausgelegt sein. Speicherkraftwerke eignen sich daher zur Deckung der Spitzenlast, zumal auch die Anfahrzeit der Kraftwerke von 1 min und weniger relativ klein ist. Als Antriebsorgane werden *Francis-* und *Freistrahlturbinen* eingesetzt. Während in Laufwasserkraftwerken Fallhöhen von einigen Metern abgearbeitet werden, können die Fallhöhen von Speicherkraftwerken bis 2.000 m betragen.

Den Stand der Technik von Speicherkraftwerken kennzeichnen das seit 1991 in Betrieb befindliche Kraftwerk ITAIPU in Brasilien, Bild 6.3, sowie das seit 2012 mit voller Leistung in Betrieb gegangene *3-Schluchten-Projekt* in China.



Bild 6.3. Speicherkraftwerk ITAIPU. Fallhöhe 113 m, installierte Leistung 18 Turbinen à 700 MW, Gesamtleistung 12,6 GW, Jahresproduktion 93 Mrd. kWh.

Im Gegensatz zu dem in Bild 6.2 schematisch gezeichneten *natürlichen* Speicher, entstanden die beiden zuletzt genannten Speicherkraftwerke erst durch Aufstauen von Wasser mittels eines *künstlichen* Staudamms.

Mit 32 Turbinen-/Generatorsätzen à 700 MW, entsprechend einer Gesamtleistung von 22,4 GW, und der bislang höchsten Jahresproduktion von grob 200 TWh in 2016 hat das *3-*

Schluchten-Projekt in China die Führungsposition in der Rangliste der größten Wasserkraftwerke der Welt übernommen. Die Jahresproduktion ist eine Frage der Wasserdarbietung des jeweiligen Jahres und kann durchaus auch deutlich niedriger ausfallen.

6.1.3 Pumpspeicherkraftwerke

Eine Sonderform der Speicherkraftwerke stellen die *Pumpspeicherkraftwerke* dar. Sie bieten die Möglichkeit, während Schwachlastzeiten (engl.: *Offpeak hours*) bei niedrigen Stromkosten Wasser vom *Unterwasser* in höher gelegene Speicherbecken zu pumpen und dort den aufgewandten Pumpstrom in Form potenzieller Energie des Wassers zu speichern. Zur Spitzenlastdeckung und bei hohen Strompreisen (engl.: *Peak hours*) lässt man das Wasser wieder durch die Turbinen zurückströmen, wobei die potenzielle Energie wieder in Strom rückgewandelt wird, so genannte *Veredelung*, Bild 6.4.

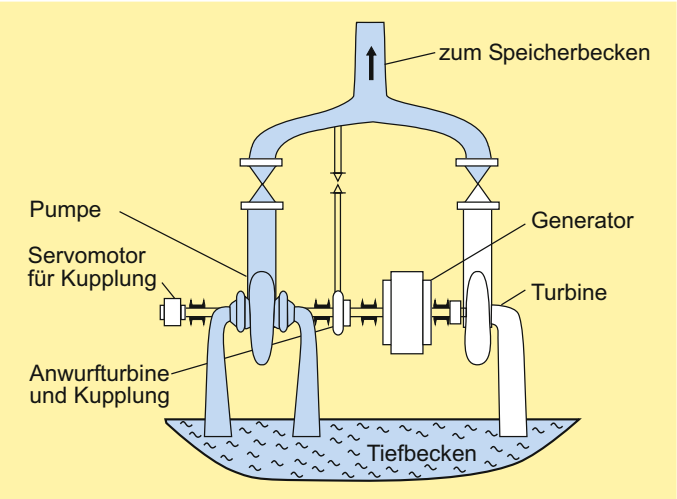


Bild 6.4. Turbinen und Pumpanordnung eines Pumpspeicherwerks.

Wegen der drei Maschinen wird diese Bauweise auch als *ternäre* Anordnung bezeichnet. Es finden jedoch auch so genannte *Pumpturbinen* Verwendung, die die Pump- und Turbinenfunktion gleichermaßen wahrnehmen können. Nachteilig sind hierbei längere Antwortzeiten, da eine Änderung der Betriebsweise eine Drehrichtungsumkehr erfordert. Ein typisches Pumpspeicherwerk ist *Vianden* an der deutsch-luxemburgischen Grenze, mit einer elektrischen Leistung von 1.100 MW, die von zehn ternären Maschinensätzen erbracht wird. Ein elfter Maschinensatz mit einer Pumpturbine befindet sich im Zubau. Die beiden Speicherbecken wurden künstlich durch Aufschütten eines ringförmigen Damms aus dem Material eines während der Bauarbeiten abgetragenen Bergrückens errichtet.

Aus Gründen der Betriebssicherheit und um stets den notwendigen Staudruck für die Pumpe zur Verfügung zu haben, baut man die Pumpspeicherwerke oft unterhalb der geodätischen Höhe des Unterwassers als *Kavernenkraftwerke*. Außerdem legt man die Kaverne nach Möglichkeit senkrecht unter dem Speicherbecken an. Es lassen sich so Zyklierungsgrade bis zu 80 % erzielen. Die Ableitung der elektrischen Energie erfolgt bei Kavernenkraftwerken über Kabel zu einer Freiluftschaltanlage.

Abgesehen von einigen wenigen Gasturbinenkraftwerken mit unterirdischem Luftspeicher stellen Pumpspeicherkraftwerke derzeit die praktisch einzige Möglichkeit dar, elektrische Energie großtechnisch wirtschaftlich zu speichern (s. a. 6.8.1). Pumpspeicherkraftwerke übernehmen nicht nur die Speicherung elektrischer Energie zu Schwachlastzeiten oder bei einem Überangebot von Strom aus erneuerbaren Energien, sondern liefern auch dank ihrer kurzen An- und Abfahrzeiten im Sekundenbereich bis zu wenigen Minuten wertvolle Beiträge an positiver und negativer Regelleistung im Rahmen der Frequenzregelung (s. a. 3.1, 6.8, 15.1, 17.1.2). Schließlich werden die Generatoren von Speicherkraftwerken in den Pausenzeiten zwischen Pumpbetrieb und Spitzenlastdeckung motorisch als Phasenschieber zur Spannungsregelung im Übertragungsnetz eingesetzt. Last but not least sind Pumpspeicherkraftwerke auch wegen ihrer *Schwarzstartfähigkeit* für die Netzrekonstitution nach großen Störfällen unverzichtbar.

6.1.4 Gezeitenkraftwerke

Gezeitenkraftwerke nutzen die von den Gezeiten der Weltmeere im Sechs-Stunden-Rhythmus bereitgestellte *Strömungsenergie*. Man unterscheidet im Wesentlichen zwischen Gezeitenkraftwerken mit Nutzung der *potenziellen* Energie aufgestauten Meerwassers und solchen, die ähnlich wie Windkraftwerke die *kinetische* Energie der Meerwasserströmung nutzen. Bei ersteren wird unter der Voraussetzung eines sehr hohen Tidenhubs eine geeignete Meeresbucht durch einen Damm mit Wehr und Kraftwerkshaus abgetrennt. Das so gebildete Speicherbecken wird bei steigender Flut gefüllt und wandelt so kinetische Energie in potenzielle Energie um. Bei Rückgang der Flut wird diese wieder abgearbeitet (*Rance*-Mündung bei *St. Malo*). Nur selten rechtfertigen die geografischen Gegebenheiten den Bau eines die potenzielle Energie nutzenden Gezeitenkraftwerks. In der Diskussion sind auch so genannte Lagunenkraftwerke mit von menschlicher Hand auf dem Festlandsockel errichteten künstlichen Atollen, die ebenfalls die Gezeiten nutzen (s. a. 6.8.1.1).

Aktuell gibt es Pilotprojekte zur direkten Nutzung der *kinetischen Energie* strömenden Wassers, Bild 6.5.

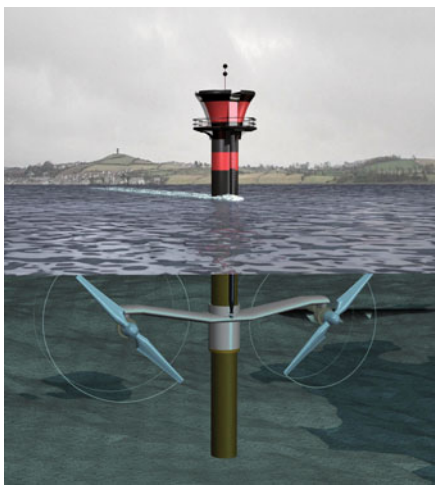


Bild 6.5. Gezeitenkraftwerk zur Umwandlung der kinetischen Energie der Wasserströmung (Pilotprojekt, SeaGen).

Statt fest installierter Turbinen sind auch an Seilen verankerte, im Wasser schwebende Turbinen im Gespräch. Mit Hilfe spezieller Tragflächenelemente können sie sich, wie ein Drachen in der Luft, unter Wasser strömungsgetrieben auf achterförmigen Bahnkurven frei bewegen, wodurch sich die Anströmungsgeschwindigkeit für die Turbinen vervielfachen lässt.

Aus den Gezeiten gewonnene elektrische Energie fällt deterministisch an, ist also planbar und damit von deutlich höherem Wert als die aus Wind oder Photovoltaik erzeugte elektrische Energie. Ferner könnten diese Anlagen in großer Zahl ohne sichtbare Umweltbeeinträchtigung zum Einsatz kommen. Diesen Vorteilen stehen allerdings hohe Investitions- und Wartungskosten gegenüber.

6.1.5 Turbinentypen

Man unterscheidet Wasserturbinen nach Art der Beaufschlagung des Laufrades in *Axial-*, *Radial-* und *Tangentialturbinen*, nach dem Grad der Beaufschlagung des Laufrades in *vollbeaufschlagte* und *teilbeaufschlagte Turbinen* und nach dem Druckgefälle in *Überdruck-* und *Gleichdruckturbinen.* Überdruckturbinen arbeiten immer mit Vollbeaufschlagung (vgl. 4.2.2).

Im Wesentlichen gibt es drei Bauarten, die nach ihren Erfindern benannt sind und deren Einsatz sich nach ihrer „spezifischen Drehzahl“ und der Fallhöhe h richtet:

Kaplan-Turbine	*Francis-Turbine*	*Pelton-Turbine*
axial	radial	tangential
$n_q = 100 - 320$ U/min	$n_q = 18 - 100$ U/min	$n_q = 3 - 9$ U/min
H = 70 – 2 m	H = 700 – 25 m	H = 2000 – 150 m

Die Auswahl der Turbinen nach der Fallhöhe allein ist nicht möglich, da sich die einzelnen Anwendungsbereiche überlappen. Ein weiteres Auswahlkriterium ist die spezifische Drehzahl n_q, die sich aus der Fallhöhe und dem zu verarbeitenden Wasserdurchfluss ergibt

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q[\frac{m^3}{s}]}}{(H[m])^{3/4}} \tag{6.6}$$

oder die spezifische Drehzahl n_s, die die Fallhöhe und die mechanische Leistung der Turbine berücksichtigt,

$$n_s = n \frac{\sqrt{1,36\, P_{el}[kW]}}{(H[m])^{5/4}} \quad \eta_G \cong 1 \quad \Rightarrow \quad P_{mech} \cong P_{el} \quad . \tag{6.7}$$

Für einen geschätzten Wirkungsgrad der Turbine $\eta_T \cong 0,85$ gilt der Zusammenhang

$$n_s = 3,36\, n_q \quad . \tag{6.8}$$

Ergibt sich aus vorgegebenen H und Q eine spezifische Drehzahl $9 < n_q < 18$ wählt man nach wie vor eine Pelton-Turbine, ändert jedoch die Beaufschlagung durch mehrere Düsen. Für k Düsen berechnet sich die Drehzahl zu

$$n_{qk} = n_q \sqrt{k} \quad . \tag{6.9}$$

6.1.5.1 Kaplan-Turbine

In der Kaplan-Turbine durchströmt das aus dem Leitrad axial (*Rohrturbine*, Bild 6.6a) oder radial (*Schachtturbine*, Bild 6.6b) austretende Wasser das Laufrad in axialer Richtung.

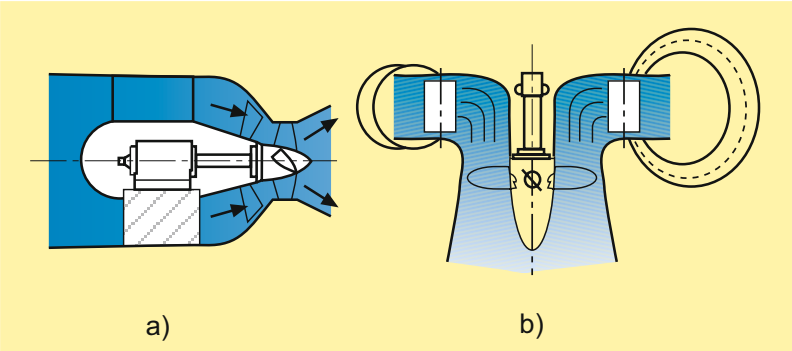


Bild 6.6. Kaplan-Turbine. a) *Rohrturbine*, b) *Schachtturbine*.

Bei *Rohrturbinen* ist das wasserführende Rohr rotationssymmetrisch, *Schachtturbinen* besitzen dagegen eine *Einlaufspirale* kombiniert mit einem *Saugstutzen*. Ferner ist bei Rohrturbinen der Generator unter Wasser angeordnet, während er sich bei Schachtturbinen oberhalb der Turbine frei zugänglich befindet.

Eine Sonderbauform der Kaplan-Turbine ist die *Propellerturbine* (Laufradschaufeln nicht verstellbar). Gegenüber letzterer weist die Kaplan-Turbine durch ihre verstellbaren Laufradschaufeln einen wesentlich besseren Teillastwirkungsgrad auf. Diesem Nachteil der Propellerturbine lässt sich durch Parallelschalten zahlreicherer kleinerer Turbinen begegnen, von denen jeweils nur eine dem Wasserdargebot entsprechende Anzahl zugeschaltet wird, so genannte *Hydromatrix-Kompaktturbinen*.

Die Kaplan-Turbine ist eine *Überdruckturbine*, d. h. der Druck am Laufradeintritt ist größer als am Laufradaustritt (vgl. 4.1.1). Im Laufrad wird Druckenergie in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt. Die Kaplan-Turbine nutzt nicht den *Staudruck* wie beispielsweise die Pelton-Turbine, sondern den *Tragflügeleffekt*. Kaplan-Turbinen werden heute bei kleinen bis mittleren Fallhöhen eingesetzt. Für die abgegebene mechanische Leistung gemäß Gleichung (6.3) ist der hohe Volumen- bzw. Massenstrom der bestimmende Faktor.

6.1.5.2 Francis-Turbine

Die Francis-Turbine ist eine *vollbeaufschlagte* Überdruckturbine mit radialer Zustromrichtung des Wassers in das Laufrad, Bild 6.7.

Die Kennzeichnung „*vollbeaufschlagt*“ bedeutet, dass das Wasser am ganzen Laufradumfang gleichmäßig zuströmt, dass also jede einzelne Schaufel ununterbrochen zur Erzeugung des Drehmoments an der Welle beiträgt. Über die Einlaufspirale strömt das Wasser dem Leitapparat der Turbine zu, an dessen Umfang es gleichmäßig verteilt zum Laufrad durchtritt. Entsprechend der abnehmenden Wassermengen verjüngt sich der Querschnitt der Einlaufspirale über den Umfang des Leitapparats. Der Anstellwinkel der Leitschaufeln ist zur Verbesserung des Wirkungsgrads bei Teillast verstellbar. Der Leitapparat kann ganz geschlossen werden, dient also gleichzeitig als Abschlussorgan. Die Schaufeln des Laufrades sind nicht verstellbar.

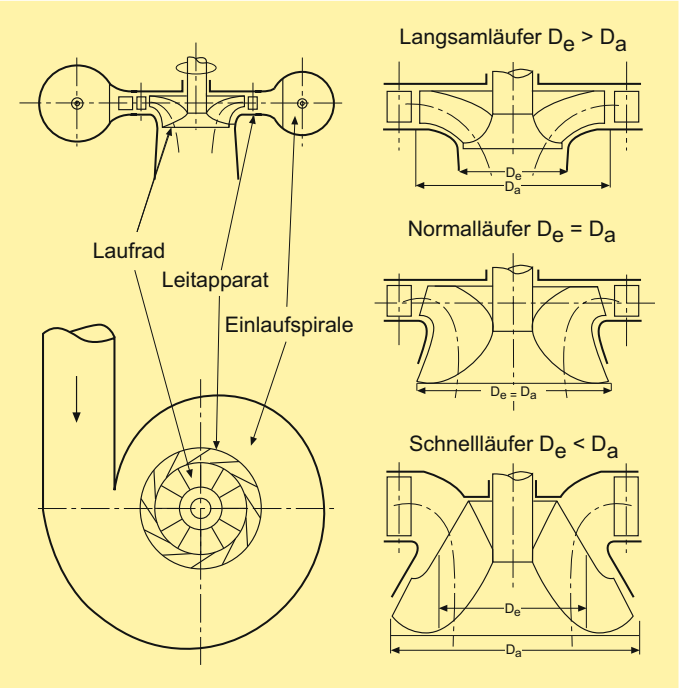


Bild 6.7. Schematische Darstellung der *Francis-Turbine*.

Hinter dem Laufrad ist ein in der Höhe begrenzter Saugschlauch angeordnet, der bis in das Unterwasser reicht und ein Abreißen des Wasserstroms verhindert. Dieser Saugschlauch ermöglicht die Ausnutzung der gesamten Fallhöhe auch bei Turbinen, die über dem Unterwasserspiegel angeordnet sind (bis zu 6 m, *Kavitation*!). Francis-Turbinen kommen bei mittleren Fallhöhen zum Einsatz. Für die abgegebene Leistung gemäß Gleichung (6.3) ist, wie ausgeprägter noch bei der nachstehend beschriebenen Pelton-Turbine, zunehmend die große Fallhöhe bei vergleichsweise geringem Volumen- bzw. Massenstrom ausschlaggebend.

6.1.5.3 Pelton-Turbine

Die *Pelton-Turbine* – auch *Freistrahlturbine* genannt – ist eine *teilbeaufschlagte Gleichdruckturbine* mit tangentialer Zuströmrichtung des Wassers in das Laufrad. Die Kennzeichnung „*teilbeaufschlagt*“ bedeutet, dass das Wasser nur an diskreten Punkten des Laufradumfangs zuströmt, die einzelnen Schaufeln also nur während eines Teils eines ganzen Umlaufs zur Erzeugung des Drehmoments beitragen, Bild 6.8.

Für einen ruhenden Beobachter „fällt“ das Wasser nach Umlenkung in den Schaufeln und Abgabe seiner kinetischen Energie praktisch senkrecht nach unten aus den Schaufeln heraus.

Das Wasser wird einer oder mehreren am Umfang verteilten Düsen zugeführt, in denen die potenzielle Energie vollständig in kinetische Energie umgewandelt wird. Vor und nach dem Laufrad herrscht der gleiche Druck. Der unter hoher Geschwindigkeit ausströmende Wasserstrahl trifft auf das sich drehende Laufrad und wird unter Energieabgabe an den Schaufeln umgelenkt. Zum einwandfreien Betrieb der Turbine ist eine gewisse Fallhöhe unter dem Laufrad erforderlich. Die hierdurch bedingte Minderung der unteren Fallhöhe kann nicht durch ein Saugrohr kompensiert werden.

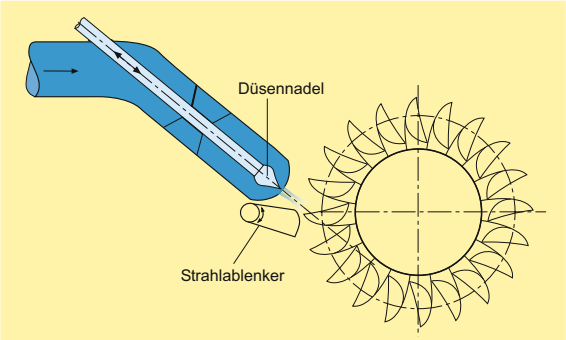


Bild 6.8. Einfach beaufschlagte *Pelton-Turbine*.

Die Steuerung der Durchflussmenge erfolgt durch langsames Verschieben der Düsennadel (die Düse entspricht dem Leitrad der Überdruckturbinen). Bei Schnellabschaltungen leitet ein *Strahlablenker* zunächst das Wasser von der Turbine weg. Die Düse kann dann langsam mit einer Geschwindigkeit geschlossen werden, die inakzeptable Druckwellen in den Rohrleitungen vermeidet. Die Pelton-Turbine kommt bei großen Fallhöhen zum Einsatz. Bei hoher Wasserleistung werden Pelton-Turbinen ähnlich mehrflutigen Dampfturbinen auch *mehrströmig*, das heißt parallel ausgeführt.

6.1.6 Leistungsregelung

Bei vom Netz festgehaltener konstanter Drehzahl (15.1.3) erfolgt die Wirkleistungsregelung einer Wasserturbine über die Beeinflussung des Wasserstroms und damit des Drehmoments. Bei Kaplan-Turbinen lassen sich die Anstellwinkel der Schaufeln sowohl des Leitrads als auch des Laufrads verstellen. Bei Francis-Turbinen wirkt lediglich das Leitrad als Stellglied für den Wasser-Massenstrom, bei Pelton-Turbinen lediglich die Düsen. Mehrere am Umfang verteilte Düsen stellen praktisch ein Leitrad dar (vgl. 4.3.2). Bei Propellerturbinen kann die Kraftwerksleistung in Anlehnung an die Düsengruppenregelung von Dampfturbinen durch Aufteilung einer Turbine in mehrere nacheinander zuschaltbare kleinere Turbinen stufig geregelt werden.

Auf eine plötzliche Änderung des Einlassquerschnitts reagiert eine Wasserturbine wegen der höheren Massenträgheit des Wassers langsamer als Dampf- oder Gasturbinen. Für kleine Änderungen des Einlassquerschnitts ΔY_T ergibt sich die Übertragungsfunktion im einfachsten Fall zu

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_T(s)}{\Delta Y_T} = \frac{1 - 2sT_W}{1 + sT_W} \quad , \tag{6.10}$$

wobei T_W die Laufzeit einer mit Schallgeschwindigkeit sich ausbreitenden Druckwelle im Fallrohr ist.

Zu dieser Übertragungsfunktion gehört im Zeitbereich die im Bild 6.9 gezeigte Sprungantwort.

Eine Querschnittsvergrößerung ΔY_T des Einlassorgans bewirkt zunächst eine Druck- und Geschwindigkeitsabsenkung, da sich die gesamte Wassersäule im Druckrohr erst dann in Bewegung setzen kann, wenn die Information der Querschnittsvergrößerung (Druckwelle) das gesamte Fallrohr durchlaufen hat (Allpassverhalten). Nach einem kurzzeitigen Leistungseinbruch steigt dann die Turbinenleistung exponentiell auf den neuen Leistungswert

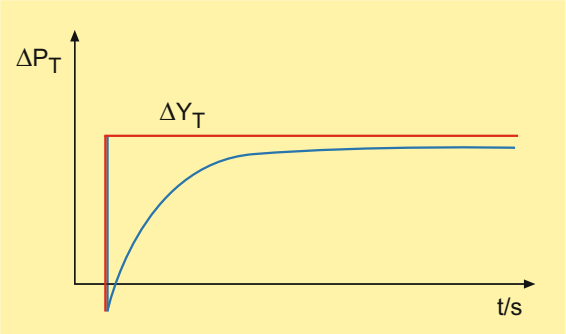


Bild 6.9. Sprungantwort von Wasserturbinen.

an. Umgekehrt tritt beim Schließen zunächst eine Zunahme der Ausströmgeschwindigkeit und des Drucks, verbunden mit kurzzeitig erhöhter Turbinenleistung auf. Durch einen Bypass (beispielsweise Strahlablenker der Pelton-Turbine) lässt sich das Allpassverhalten stark verringern.

Um bei Lastabwurf ein Durchgehen der Turbinen zu verhindern, muss die Wasserzufuhr schnell unterbrochen werden können. Bei großen Fallhöhen führen kurze Schließzeiten jedoch zu exzessiven Druckbeanspruchungen der Rohrleitungen, weswegen man bei Francis-Turbinen an der Einlaufspirale einen Bypass vorsieht, bei Pelton-Turbinen mit dem Strahlablenker den Wasserstrom zunächst nur umlenkt und anschließend die Düsennadel mit der zulässigen Geschwindigkeit langsam schließt. Generell sieht man ein Wasserschloss in mehr oder weniger ausgeprägter Form vor.

Bei Flüssen mit hohem Ausbaugrad können in Form einer so genannten *Kraftwerkstreppe* angelegte Kraftwerke auch zur Deckung von *Spitzenlast* oder Bereitstellung von *Reserveleistung* herangezogen werden. Die über Schwachlastzeiten in einem größeren Speicher vor der obersten Kraftwerksstufe akkumulierte potenzielle Energie des gesamten Flussgefälles kann auf einmal im so genannten *Schwallbetrieb* abgearbeitet werden. Das Unterwasser einer oberen Stufe stellt jeweils das Oberwasser einer nachfolgenden Kraftwerksstufe dar. Dem Schwallbetrieb sind durch die Ufererosion und die Schifffahrt Grenzen gesetzt. Insgesamt ist die Durchflussmenge der Wasserturbinen ständig so zu regeln, dass sich der Flusswasserspiegel stets innerhalb in Genehmigungsverfahren festgelegter Grenzen bewegt, so genannte *Wasserspiegel/Durchflussmengen-Regelung*. Die beim Starten des Schwallbetriebs längs des Flusslaufs entstehenden *Schwallwellen* (Anstieg des Wasserspiegels) und die beim Beenden entstehenden *Sunkwellen* (Absenkung des Wasserspiegels) führen zu den gleichen Ausgleichsvorgängen wie sie bei Spannungs- und Stromwanderwellen auf elektrisch langen Leitungen auftreten. Die heute zur Berechnung von Wanderwellen auf Leitungen eingesetzten Algorithmen vom Typ *Bergeron* etc. haben ihre Wurzeln in bereits vor dem Zeitalter der Elektrotechnik angestellten Überlegungen über die Ausbreitung von Wasserwanderwellen.

Neben Synchrongeneratoren kommen auch über Stromrichter doppelt gespeiste Asynchron-Motorgeneratoren oder gewöhnliche Asynchron-Motorgeneratoren mit nachgeschaltetem Vollumrichter zum Einsatz. Beide Varianten erlauben einen Turbinenbetrieb mit variabler Drehzahl und damit eine Optimierung des Gesamtwirkungsgrads (s. a. 6.2.2).

6.2 Windkraftanlagen

Die Windenergie verdankt ihre Existenz letztlich auch der Sonnenenergie (6.3). Aufgrund der unterschiedlichen Normalkomponenten der Sonneneinstrahlung auf der der Sonne zugewandten Erdhalbkugel wird die Luft über dem Äquator stärker erwärmt als die Luft über den Polen. Hinzu kommen die Temperaturunterschiede durch die unterschiedliche Rückstrahlung am Äquator und an den Polen. Die aus beiden Effekten resultierenden Dichteunterschiede lassen die Luft am Äquator aufsteigen und an den Polen absinken. Hierbei entstehen zwei Zirkulationsströmungen, auf die die *Corioliskraft* zusätzliche, auf der Nord- und Südhälfte in unterschiedlicher Richtung wirkende seitliche Kräfte ausübt. In Verbindung mit den unterschiedlichen Strömungswiderständen, Temperaturen und spezifischen Wärmen von Meeres- und Landflächen (Wälder, Gebirge) entsteht so das komplexe Phänomen Wind mit seinen Hochdruck- und Tiefdruckgebieten und der ihnen innewohnenden kinetischen Energie der strömenden Luftmassen. *Windkraftanlagen* (WKA), synonym auch als *Windenergieanlagen* (WEG) bezeichnet, wandeln diese Energie mittels Windturbinen in mechanische Rotationsenergie um. Großtechnisch nutzbare Windenergie tritt wie Braunkohle und die Wasserkraft standortgebunden auf, beispielsweise in Norddeutschland und Off-Shore. Ihre umfassende Nutzung setzt adäquate Stromtransportkapazitäten zu den jeweiligen Ballungsgebieten voraus (2.1.2, 6.2.4).

6.2.1 Mechanische Leistung

Wie bereits in Kapitel 4.1.5 erwähnt, setzt sich die spezifische Energie einer strömenden Stoffmenge zusammen aus

$$w_{tot} = \underbrace{w_{pot} + w_{kin}}_{\text{Äußere Energie } w_a} + \underbrace{u + pv}_{\text{Enthalpie } h} \quad . \tag{6.11}$$

Bei *frei umströmten Windkraftanlagen* mit waagerechter Achse zählt nur die dem strömenden Medium eigene kinetische Energie,

$$w_{kin} = \frac{1}{2}\, mv^2 = \frac{1}{2}\, \rho V v^2 \tag{6.12}$$

mit ρ = Luftdichte und V = spezifisches Volumen.

Hieraus folgt für die Leistung

$$P = \frac{dw_{kin}}{dt} = \frac{1}{2}\, \dot{m}\, v^2 = \frac{1}{2}\, \rho \dot{V} v^2 = \frac{1}{2}\, \rho A v v^2 = \frac{1}{2}\, \rho A v^3 \quad , \tag{6.13}$$

wobei A der betrachtete Rotorwirkungsquerschnitt ist. Aus 6.13 folgt durch Bezug auf die Flächeneinheit für die spezifische Windleistung die

Windleistungsdichte
$$\boxed{p = \frac{P}{A} = \frac{1}{2}\, \rho v^3} \quad . \tag{6.14}$$

Wie bei anderen Strömungsmaschinen auch, kann dieser Maximalwert nur teilweise genutzt werden. Für eine frei umströmte Windturbine mit waagerechter Achse berechnet sich die theoretische Obergrenze für den Wirkungsgrad zu

$$\eta_{theor} = \frac{P_{\text{Nutz}}}{P} = \frac{P_{\text{Nutz}}}{\frac{1}{2}\rho v^3 A} = 0,59 \quad , \tag{6.15}$$

so genanntes *Betz-Limit*. In der Begriffswelt der technischen Thermodynamik entspricht das Betz-Limit dem theoretischen Wirkungsgrad der dort untersuchten idealen Vergleichsprozesse. Er wird bei einem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten vor und nach der Turbine von etwa 3:1 erreicht.

Die praktisch realisierten Wirkungsgrade liegen wegen der Blatt/Luft-Reibungsverluste und Wirbelbildung bei

$$\eta_{prak} := 0,2 \ldots 0,45 \quad , \tag{6.16}$$

wobei die hohen Wirkungsgrade nur von zwei- und dreiflügligen Rotoren (*Schnellläufer*), die auch den *Tragflügeleffekt* ausnutzen, erreicht werden. Die überwiegend den *Luftwiderstand* bzw. *Staudruck* nutzenden *amerikanischen* oder *mallorquinischen Farmwindräder* mit vielen glatten Flügeln (*Langsamläufer*) liegen am unteren Ende. Bei den Schnellläufern reichen die Drehzahlen von 300 Umdrehungen pro Minute bei kleinen Leistungen bis zu 20 Umdrehungen pro Minute im Megawatt-Bereich, was im Regelfall den Einsatz *mechanischer Getriebe* zur Drehzahlhochsetzung erforderlich macht.

6.2.2 Generatorkonzepte

Als Generatoren kommen grundsätzlich *Gleichstrom-, Asynchron-* und *Synchrongeneratoren* in Frage. Erstere haben nur geringe Bedeutung. Für große Leistungen und Anschluss an ein bereits bestehendes Versorgungsnetz sind nur Asynchron- und Synchrongeneratoren geeignet.

Asynchrongeneratoren

Grundsätzlich gibt es zwei Asynchrongeneratorkonzepte. Im einfachsten Fall ist der Asynchrongenerator ein *invers* bzw. *übersynchron* betriebener Asynchron*motor*, Bild 6.10a.

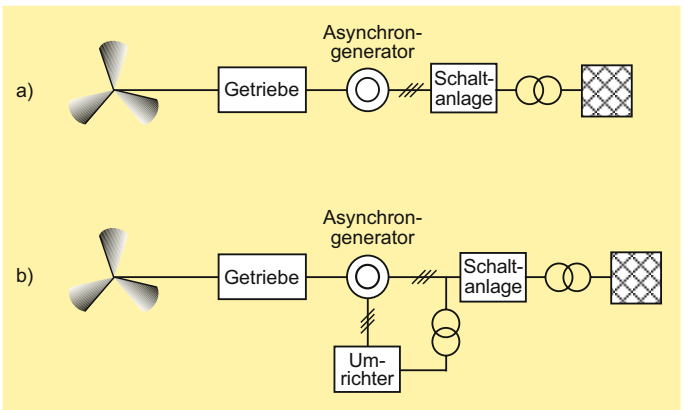


Bild 6.10. Asynchrongeneratorkonzepte für Windkraftanlagen. a) Betrieb mit Drehzahlen *nahe* Netzfrequenz, b) doppeltgespeister Asynchrongenerator mit Schleifringläufer und Direktumrichter für netzsynchrone Spannungserzeugung.

Während im *Motorbetrieb* der Läufer mit etwas geringerer Drehzahl gegenüber dem Ständerdrehfeld schlüpft, schlüpft im *Generatorbetrieb* der Läufer mit etwas höherer Drehzahl

gegenüber dem vom Netz festgehaltenen 50 Hz-Ständerdrehfeld. Aufgrund des inhärenten Schlupfes entfällt eine aufwendige Synchronisiereinrichtung. Der Asynchrongenerator „synchronisiert“ sich innerhalb des zulässigen Schlupfes selbst. Der Schlupf darf aus Stabilitätsgründen jedoch nicht beliebig hohe Werte annehmen, da sonst das Kippmoment überschritten wird und der Generator „durchgehen“ kann.

Alternativ lässt sich durch eine *doppeltgespeiste Asynchronmaschine* mit Direktumrichter im Läuferkreis (Schleifringläufer) ein netzsynchrones Spannungssystem erzeugen, Bild 6.10b. Die Frequenz des Direktumrichters wird so geregelt, dass sie zusammen mit der variablen Läuferfrequenz im Ständer immer eine 50 Hz-Spannung induziert. Es lassen sich über- und untersynchrone Drehzahlen einstellen.

Ferner erlaubt der doppelt gespeiste Asynchrongenerator eine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung. Gewöhnliche Asynchrongeneratoren mit Kurzschlussläufer beziehen die für den Magnetisierungsstrom benötigte Blindleistung aus dem angeschlossenen Netz oder im Inselbetrieb aus einer Kondensatorbatterie. Die Blindleistung ist dann nicht beeinflussbar.

Synchrongeneratoren

Synchrongeneratoren können nur synchron betrieben werden. Bei Schwankungen der Windgeschwindigkeit ändert sich lediglich der Polradwinkel ϑ, um den der Läufer gegenüber dem vom Netz festgehaltenen Ankerspannungssystem vorauseilt. Überschreitet der Polradwinkel 90°, gerät der Generator außer Tritt und muss abgeschaltet werden (Kapitel 8). Zur Lösung dieser Problematik schaltet man zwischen Generator und Netz einen *selbstgeführten Frequenzumrichter mit Gleichspannungszwischenkreis*, ähnlich einer VSC-HGÜ-Übertragungsstrecke (10.2.2). Der Synchrongenerator darf dann in Grenzen beliebige Drehzahlen annehmen und eine Spannung beliebiger Frequenz erzeugen. Ein AC/DC-Wandler wandelt die frequenzvariable Generatorspannung zunächst in eine Gleichspannung um, aus der anschließend ein Wechselrichter unabhängig von der Rotordrehzahl eine frequenzkonstante 50-Hz-Spannung synthetisiert. Diese erlaubt nach Einregelung auf die Gleichheit von *Frequenz*, *Spannungsbetrag* und *Phasenlage* eine synchrone Kupplung mit dem Netz, Bild 6.11.

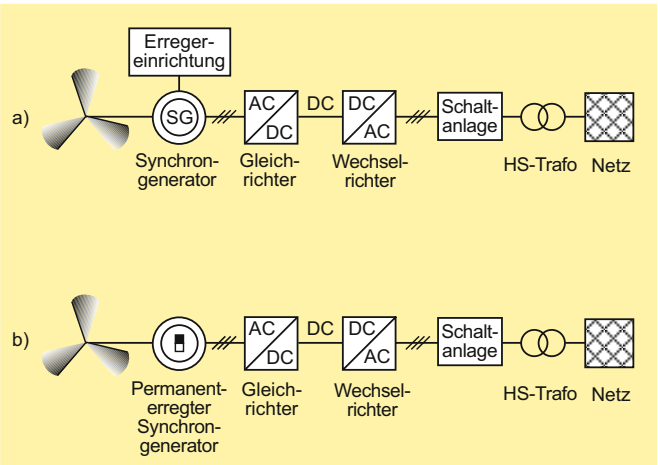


Bild 6.11. Windkraftanlage mit vielpoligem Naben-Synchrongenerator und VSC-Wechselrichter (s. a. 10.2.2) a) mit veränderlicher Erregung, b) mit Permanentmagnet-Erregung.

Schließlich gibt es auch Windkraftanlagen, bei denen ein *Fluid-dynamischer Drehmomentwandler* (*Flüssigkeitsgetriebe*) die schwankende Rotordrehzahl in eine konstante Generatordrehzahl umwandelt.

Die Auswahl des einen oder anderen Generatorkonzepts hängt von der Leistungsklasse ab und verlangt eine umfassende Optimierungsbetrachtung.

6.2.3 Leistungsregelung von Windturbinen

Der Leistungsregelung von Windturbinen obliegt die Aufgabe einer maximalen Ausbeutung der Windenergie im Teillastbereich und bei hohen Windgeschwindigkeiten die Begrenzung der ausgekoppelten Windenergie auf die Nennleistung der Windkraftanlage.

Gemäß Gleichung (6.14) hängt die Leistung von Windkraftanlagen von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ab. Zur Regelung der aerodynamischen Leistungsaufnahme und Anpassung an die elektrische Belastung werden *Drehzahl* und *Drehmoment* wie bei Propellerflugzeugen durch Veränderung des Anstellwinkels der Rotorblätter windgeschwindigkeitsabhängig geregelt (engl.: *pitch control*). Ferner tritt bei höheren Drehzahlen durch Strömungsabriss eine so genannte *Stall-Regelung* auf (engl.: *stall* = abreißen), die die Leistungsaufnahme des Rotors begrenzt. Da die Pitch-Regelung zu träge ist, um beispielsweise kurzzeitige Böen ausregeln zu können, müssen für synchronen Betrieb Asynchrongeneratoren mit dem oben bereits erwähnten Direktumrichter, Synchrongeneratoren mit dem ebenfalls schon erwähnten Frequenzumrichter mit Gleichstromzwischenkreis ausgerüstet werden. Impulsförmige Drehmoment- bzw. Drehzahlschwankungen lassen sich dann in Echtzeit ausregeln. Bei variabler Drehzahl kommen alternativ Frequenzumrichter zum Einsatz, die aus der eingangsseitig variablen Frequenz über einen Direktumrichter oder einen Umrichter mit Gleichstromzwischenkreis ausgangsseitig eine konstante Frequenz zu erzeugen gestatten.

Unterhalb einer gewissen Mindestdrehzahl, in der Regel bei Windgeschwindigkeiten unter 3 m/s, werden die Rotoren blockiert, um eine Rückspeisung aus dem Netz, mit anderen Worten *Motorbetrieb* zu vermeiden. *Oberhalb* einer die zulässige mechanische Beanspruchung erreichenden Drehzahl, in der Regel ab Windgeschwindigkeiten von 25 m/s und bei Lastabwurf, werden die Rotoren ebenfalls festgebremst und die Rotorblätter aus dem Wind gedreht. In letzterem Fall setzt der Rotor dem Wind nur den Luftwiderstand der ruhenden Blätter, nicht den der ganzen vom Rotor bestrichenen Kreisscheibe entgegen.

Da die Primärenergie kleiner Windkraftanlagen nur stochastisch anfällt und im Augenblick des Anfallens unmittelbar genutzt werden muss, ist die von ihnen gelieferte elektrische Energie von geringerem Wert als die Energie deterministisch einplanbarer Kraftwerke. Im Rahmen der Kraftwerkeinsatzplanung werden kleine Windkraftanlagen daher häufig wie negative Verbraucher behandelt. Für große Windkraftanlagen, insbesondere Offshore-Windparks, lässt sich die Leistungserzeugung unter Berücksichtigung in Echtzeit ermittelter meteorologischer Daten mit verbesserter statistischer Zuverlässigkeit vorhersagen und dann im 15-Minuten-Raster bei der Kraftwerkeinsatzplanung berücksichtigen. Sie können daher praktisch wie gewöhnliche Kraftwerke betrieben werden.

Trotzdem verbleiben stochastisch auftretende starke Leistungsänderungen, die von der klassischen Kraftwerksreserve aufzufangen sind und die deshalb entsprechend schnell regelbar sein muss. Hierfür eignen sich moderne, schnell regelbare Kohlekraftwerke sowie, falls im Kraftwerkspark vorhanden, vor allem *Pumpspeicherkraftwerke*, die sowohl ein Leistungsdefizit als auch einen Leistungsüberschuss (durch Pumpbetrieb) kompensieren können. Die

zur schnellen Bereitstellung der Regelenergie anfallenden Investitions- und Betriebskosten sind erheblich und dürfen bei einer Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht außer Acht gelassen werden.

6.2.4 Einbindung von Windkraftanlagen in die Netze der öffentlichen Stromversorgung

In den Anfängen der Windkraftnutzung zur Stromerzeugung speisten die meist kleinen Windkraftanlagen im Multikilowattbereich ihre Energie direkt in das Niederspannungsnetz ein, wobei bereits hier die technischen Richtlinien *Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsnetz* zu beachten waren. Auch wurden sie wegen ihres stark nichtdeterministischen Charakters bei Verbrauchsprognosen schlicht als volatile negative Lasten berücksichtigt. Verglichen mit der Gesamterzeugung waren ihre Einspeiseleistungen vernachlässigbar klein und ihre Schwankungen fielen nicht ins Gewicht.

Heutige Windkraftanlagen höherer Leistung werden über einen *Mittelspannungs-Transformator* und eine *Mittelspannungs-Schaltanlage* (13.3) an das 10 kV, 20 kV oder 36 kV Mittelspannungsnetz angeschlossen. Hierbei sind gemäß dem *Distribution Code 2007* die Richtlinien für den *Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* zu befolgen.

Große Windkraftanlagen mit Grenzleistungen bis 6 MW und insbesondere Windparks mit 100 MW und mehr speisen zunehmend auch auf höheren Spannungsebenen ein und müssen sinngemäß die *Netz- und System-Regeln* für Übertragungsnetzbetreiber des *Transmission Code* 2007 erfüllen (2.3).

Während ferner Windkraftanlagen kleiner Leistung bei Netzkurzschlüssen einfach vom Netz getrennt werden, müssen große Windkraftanlagen bzw. Windparks heute die gleichen Anforderungen erfüllen wie gewöhnliche Kraftwerke. Das heißt, sie dürfen beispielsweise bei Netzstörungen nicht sofort vom Netz getrennt werden, sondern müssen zur *Netzstützung* beitragen (LVFRT-Kriterium, *Low-Voltage Fault Ride-Through*) und müssen sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung mit einem $\cos\varphi$ von $\pm 0,95$ bereitstellen können. Alternativ bzw. additiv sind Steinkohlekraftwerke vermehrt im Teillastbetrieb zu fahren. Wegen der im Teillastbereich schlechteren Wirkungsgrade führt dies zu höherem spezifischen Ressourcenverbrauch und höheren CO_2-Emissionen pro kWh.

Mit dem schnellen Wachstum der Windenergienutzung stellten sich auch neue Herausforderungen an die *Netzbetreiber* und die *klassischen* Stromerzeuger:

– Die überwiegend im Norden Deutschlands und Offshore produzierte Energie muss über Leitungen angemessener Kapazität in die Verbraucherzentren in Mittel- und Süddeutschland transportiert werden, da im Norden die Produktion den Bedarf übersteigt. Hierzu ist ein signifikanter Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich (2.1.2).

– Die weitgehend nicht deterministische Natur der Energie aus Windkraft verlangt nach einer angemessenen, deterministisch verfügbaren, hochflexibel regelbaren Kraftwerksleistung, um bei schwachem Windaufkommen oder Starkwind die ausbleibende Erzeugung praktisch in Echtzeit ausgleichen zu können. Dies erfordert eine partielle Nachrüstung des Kraftwerkparks, gegebenenfalls auch den Bau zusätzlicher, hochflexibel regelbarer Kraftwerke (s. a. 2.1.2).

Beiden Anforderungen können das deutsche Verbundnetz und die Stromerzeugung erst nach massiven Investitionen gerecht werden. Bis dahin werden gelegentlich Betriebszustände nahe der Stabilitätsgrenze unvermeidlich sein.

6.2.5 Stand der Technik und Ausblick

Windkraftanlagen leisten heute einen größeren Beitrag zur großtechnischen Stromerzeugung als die klassischen Wasserkraftwerke. Die eigentliche Ursache für diesen Boom liegt weniger im technischen Fortschritt als in der Schaffung des *Erneuerbaren-Energien-Gesetzes* EEG, das zu einem Paradigmenwechsel führte (2.1.2). Nach dem ersten *Energiewirtschaftsgesetz* EnWG (2.1.2) besaß die „*flächendeckende, billige*“ Versorgung mit Strom oberste Priorität. Wegen der CO_2-Problematik und der Verringerung der Abhängigkeit von ausländischen Lieferanten besitzt heute die vorrangige Nutzung *erneuerbarer Energien* oberste Priorität. Dies unter bewusster politischer Inkaufnahme höherer Strompreise für die Endverbraucher. Ohne das EEG hätte sich am Stand der Technik der WKA von damals nicht viel geändert. Erst die Aussicht auf höhere, gesetzlich garantierte Strompreise führte zu massiven privaten Investitionen in die Weiterentwicklung der Windenergie.

Beispielsweise belegt Bild 6.12 anhand der Proportionen eindrucksvoll den derzeitigen Stand der Technik von Land-Windkraftanlagen.



Bild 6.12. Vogelperspektive des Läufers einer großen Windkraftanlage der 2 MW-Leistungsklasse (*General Electric*).

Mit der Evolution der Verarbeitung Glas- und Kohlefaser verstärkter Kunststoffe für große Rotorblätter mit Längen bis zu 167 Meter (8 MW, Siemens Gamesa) gingen auch Neuentwicklungen spezieller elektronischer Leistungsumrichter, Getriebe, Windrichtungs-Nachführeinrichtungen, Leistungsregelung, Schutztechnik und schließlich der Synchrongeneratoren einher.

Die Umwandlung der mechanischen Rotorenergie in elektrische Energie erfolgt heute vielfach mit Synchrongeneratoren, deren Ständergröße Bild 6.13 erahnen lässt.

Mehrere axial in Reihe angeordnete Generatorständer ermöglichen Windkraftanlagen bis zu 7,5 MW.

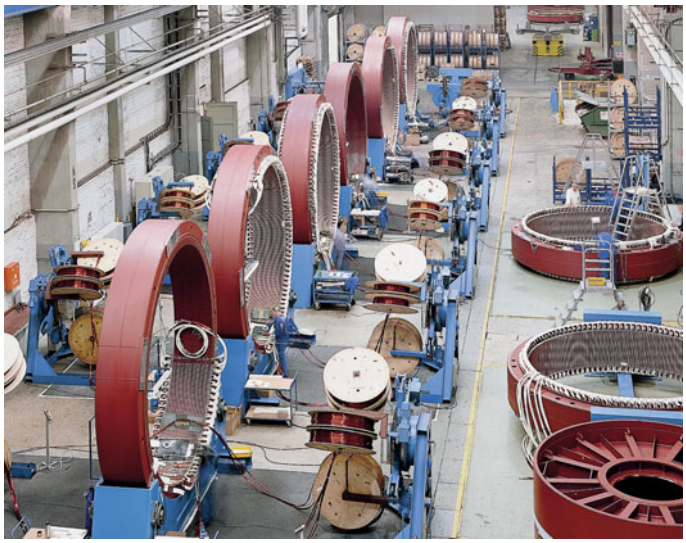


Bild 6.13. Großgeneratorenfertigung für Windkraftanlagen der 2 MW-Leistungsklasse (*Enercon*).

Vergleichbare Fortschritte wurden auch bei getriebegestützten Anlagen erreicht. Die Erfahrungen mit den bisherigen Anlagen werden zeigen, ob getriebelose oder getriebegestützte Windenergieanlagen langfristig überwiegen werden.

Einen Quantensprung in der Windkraftnutzung versprechen *Offshore-Anlagen* vor der Meeresküste, wo höhere und gleichmäßigere Windgeschwindigkeiten herrschen. Bezüglich der rauhen Umgebungsbedingungen und der Energieübertragung zwischen Land- und Meerstationen kann auf die Erfahrungen mit Öl- und Gasförderplattformen zurückgegriffen werden. In der Planung bzw. bereits im Bau sind Windparks mit installierten Leistungen bis in den Gigawattbereich, was dann der Leistung eines Kernkraftwerks entsprechen würde. Dies erhellt, dass man auch bei Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien aus Gründen der Wirtschaftlichkeit möglichst große Einheiten anstrebt.

Ein Beispiel einer für den Offshore-Einsatz gebauten Windkraftanlage zeigt Bild 6.14.



Bild 6.14. 5 MW Windkraftanlage für Offshore-Betrieb (REpower).

Beeindruckend sind auch weitere den derzeitigen Stand der Technik von Großanlagen kennzeichnende Zahlen, wie Nabenhöhen bis zu 178 m und Gondeln mit bis zu 500 Tonnen Gewicht auf Masten mit Durchmessern bis zu 10 Metern. Die in diesen Windkraftanlagen auftretenden extremen mechanischen Kräfte erfordern umfassende Zustandsüberwachungssysteme zur Fehlerfrüherkennung.

Eine zusätzliche Herausforderung bei Offshore-Anlagen bereitet die Übertragung der auf hoher See gewonnenen elektrischen Energie zu den Verbraucherzentren auf dem Land. Hierzu ist zunächst eine *Intra-Parkverkabelung* (Innenparkverkabelung) der einzelnen Windkraftanlagen auf *Mittelspannungsebene* erforderlich und anschließend die Übertragung der so gebündelten Energie mit Hoch- und Höchstspannungskabeln zum Land.

Bei landnahen Offshore-Anlagen erfolgt die Energieübertragung über *Drehstromsysteme* mit Mittel- und Hochspannungsdrehstromkabeln. Beispielsweise zeigt Bild 6.15 das Offshore-Umspannwerk des Windparks Lillgrund, 7 km vor der Küste Schwedens. Die Intraparkverkabelung erfolgt mit 33 kV, die Übertragung der gebündelten Leistung zum Festland mit 138 kV.



Bild 6.15. 110 kV Hochspannungsschaltanlage des Offshore-Windparks Lillgrund in Schweden mit 110 MW installierter Leistung (Siemens).

Bei küstenfernen Anlagen (70 km und mehr) kommen nur HGÜ-Kabelverbindungen in Frage (s. a. 10.2). Hierbei ist zwischen der klassischen HGÜ-Übertragung mit gewöhnlichen Thyristoren und einer HGÜ-Übertragung mit zu- und abschaltbaren Leistungshalbleitern zu unterscheiden, beispielsweise IGBT-Transistoren oder GTO-Thyristoren.

Letztere sind selbstgeführte Umrichter (engl.: *voltage source converter*, s. a. 10.5.2.4), die sowohl eine Anbindung der Windkraftanlagen an schwache Netze als auch einen Netzwiederaufbau nach einer Netzstörung ermöglichen (*Schwarzstartfähigkeit*).

Beispielsweise zeigt Bild 6.16 schematisch eine HGÜ-Anbindung eines Offshore-Windparks an das Verbundnetz.

Während eine klassische HGÜ-Strecke mit Thyristorventilen nur Wirkleistung übertragen kann (10.2), ermöglichen mit zu- und abschaltbaren IGBT-Leistungs-Halbleitern oder

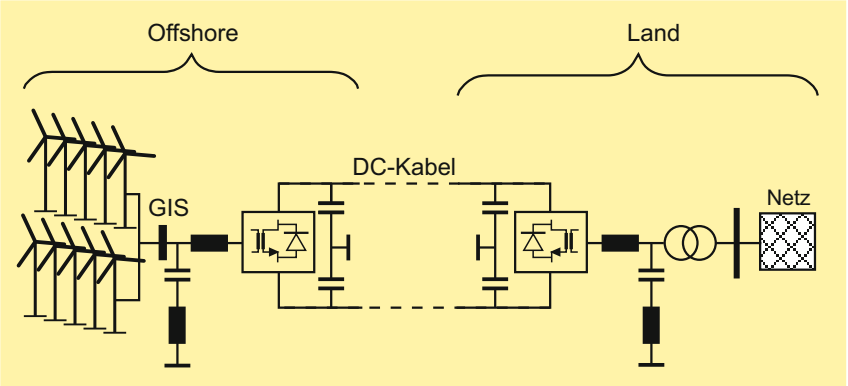


Bild 6.16. Anbindung eines Offshore-Windparks an das Verbundnetz über eine VSC-HGÜ (10.5.4.3).

GTO Thyristoren ausgerüstete HGÜ-Stromrichter (10.5.4.3), dass Wirkleistung und Blindleistung unabhängig voneinander geregelt werden können.

Aus Kostengründen kann statt des seeseitigen VSC auch eine klassische Gleichrichtung des zuvor hochgespannten Windstroms in Verbindung mit einem modifizierten Turbinenregler in Frage kommen.

Der Umfang des Einsatzes von Windkraftanlagen ist neben einer ausreichenden Zahl geeigneter Aufstellungsorte im Wesentlichen eine Frage der politischen Rahmenbedingungen im Kontext der Energiewende.

6.3 Solarenergieanlagen

Eingeleitet durch gravitationsbedingte Kondensation der Atome einer interstellaren Wasserstoffgas-Region und Aufrechterhalten durch Freisetzung von Teilchen hoher kinetischer Energie laufen auf der Sonne ständig *Kernfusionen* ab, in denen die Atomkerne leichten Wasserstoffs (Protonen) zu schwerem Wasserstoff und auch schwereren Elementen wie Helium, Kohlenstoff und Eisen verschmolzen werden, z. B. Bild 6.17.

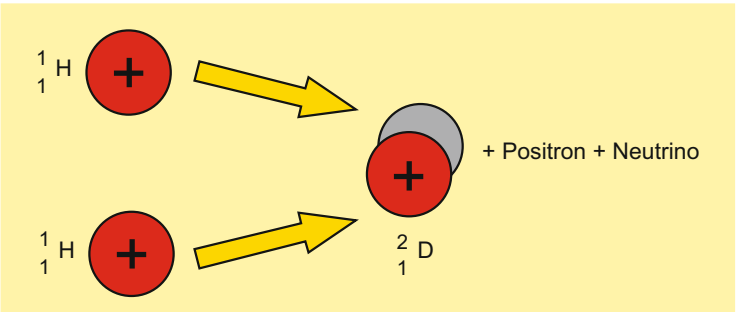


Bild 6.17. Verschmelzung zweier Protonen zu einem Deuteron (Kern des Wasserstoffisotops Deuterium) bei gleichzeitiger Aussendung eines Positrons und eines Neutrinos.

Das Positron ist das positive Pendant zum Elektron und wird bei Wandlung eines der beiden Ausgangsprotonen zu einem Neutron in Form von β^+-Strahlung abgegeben.

$$\beta^+\text{-Zerfall} : p \longrightarrow n + e^+ + \nu + W_{kin}, \qquad \overline{\nu} \ \textit{Neutrino} \quad .$$

Das Neutrino ergänzt den Fusionsvorgang derart, dass trotz variabler kinetischer Energien der Ausgangsprotonen eine gequantelte Energieänderung auftritt.

Der überwiegende Teil der in den Fusionsprozessen freigesetzten kinetischen Energie tritt nach außen in Form elektromagnetischer Strahlung in Erscheinung. Aus der *Solarkonstante* (Energieflussdichte am äußeren Rand der Erdatmosphäre, S = 1,36 kW/m^2) und dem *Satz vom Hüllenfluss* lassen sich die je Sekunde von der Sonne abgestrahlte Energie und der zugehörige Massenverlust ($\Delta mc^2 = \Delta W$) berechnen. Man findet, dass in jeder Sekunde 4,2 Mio Tonnen Sonnenmasse in Strahlung umgewandelt werden. Bei einer Gesamtmasse von $2,2 \cdot 10^{27}$ Tonnen entspricht dies einer Massenänderungen von $2 \cdot 10^{-20}$ % je Sekunde oder 0,000 000 000 000 000 000 02 %/s. Die geringe prozentuale Massenänderung erklärt das für menschliches Vorstellungsvermögen „ewige Leben“ der Sonne (Alter derzeit ca. 4,5 Milliarden Jahre).

Der auf die Erde entfallende Anteil der Solarstrahlung lässt sich aus der Solarkonstante und dem Erdquerschnitt abschätzen, Bild 6.18.

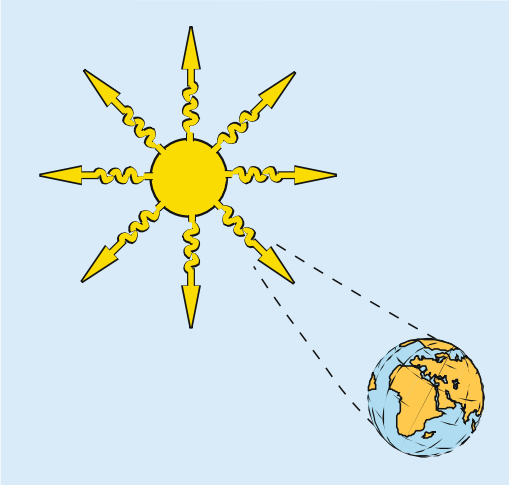


Bild 6.18. Näherungsweise Berechnung des auf die Erde (Erdquerschnitt) entfallenden Anteils des von der Sonne ausgesandten Energieflusses.

Man erhält so für die der Sonne zugewandten Erdhälfte die Strahlungsleistung zu

$$P_{\text{Ein}} = 1,36 \frac{kW}{m^2} \, \pi R_E^2 = 1,73 \cdot 10^{11} MW \quad . \tag{6.17}$$

Dies entspricht einer Leistung von etwa 100 Mio. Kernkraftwerken mit 1.000 MW elektrischer Leistung. Die Nutzung dieses ungeheuren Energieflusses kann wegen der geringen *Leistungsdichte* leider nur in sehr geringem Umfang erfolgen.

Grundsätzlich bieten sich die direkte und indirekte Nutzung an, Bild 6.19.

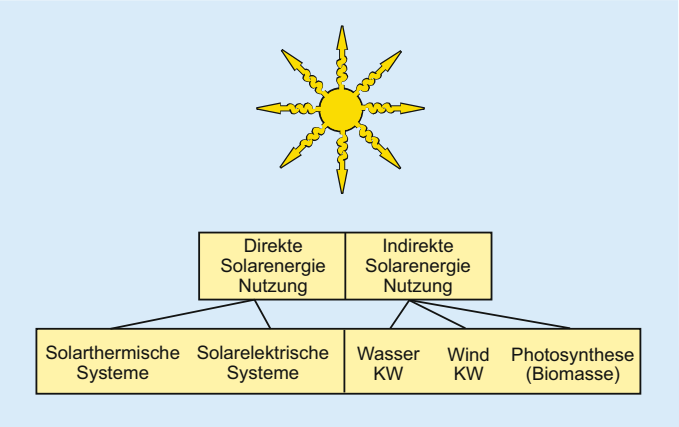


Bild 6.19. Möglichkeiten der Nutzung von Solarenergie.

6.3.1 Direkte Nutzung der Solarenergie

Bei *direkter* Nutzung der Solarenergie wird die elektromagnetische Solarstrahlung meist mittels großflächiger Photodioden, so genannter *Solarzellen*, direkt in *Gleichstrom* umgewandelt. Diese direkte Umwandlung bezeichnet man als *Photovoltaik*. Als Halbleitermaterialien für Solarzellen kommen vorzugsweise *Silizium* aber auch andere Materialien, wie *Gallium-Arsenid* (GaAs), *Kadmium-Tellurid* (CdTe), *Kupfer-Indium-Diselenid* (CIS), *Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid* (CIGS) bis hin zu organischen Materialien zur Anwendung (Forschungsstadium).

Alternativ kann man die Solarstrahlung zunächst direkt in die Energieform *Wärme* umwandeln und diese anschließend statt fossiler Brennstoffe oder Kernenergie für die Verdampfung von Wasser in einem konventionellen Dampfkraftwerksprozess (4.2) einsetzen, so genannte *Solarthermieanlagen*.

6.3.1.1 Photovoltaik-Anlagen

Photovoltaikanlagen wandeln mit Hilfe von *Solarzellen* Sonnenenergie *direkt* in elektrische Energie um. Eine Solarzelle ist eine Halbleiter-Flächendiode, bestehend aus einer dünnen n-dotierten und einer dickeren p-dotierten Schicht. An der Grenzfläche entsteht durch Diffusion von Elektronen in die p-Schicht und von Löchern in die n-Schicht bereits ohne Lichteinstrahlung ein inneres *Raumladungsfeld*, Bild 6.20.

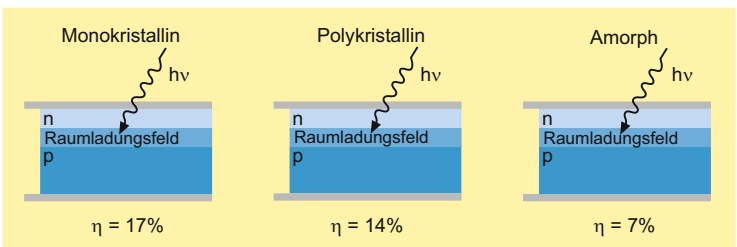


Bild 6.20. Solarzellenprinzip.

Einfallende Photonen erzeugen *Elektronen/Loch-Paare*, die bei großer Entfernung von der Raumladungszone wieder rekombinieren. Entstehen die Elektronen/Loch-Paare jedoch in der Nähe der Raumladungszone, werden die Elektronen durch das elektrische Raumladungsfeld in Richtung n-Schicht, die Löcher in Richtung p-Schicht beschleunigt, die Rekombination also verhindert. Auf der dem Licht zugewandten Seite stellt sich ein Elektronenüberschuss, auf der anderen Seite ein Elektronenmangel (Löcherüberschuss) ein. Die Überschusselektronen der bestrahlten Fläche werden durch eine dünne, gitterförmige Elektrode gesammelt, der Elektronenmangel an der Unterseite durch eine flächenhafte Elektrode. Zwischen beiden Elektroden tritt eine Potenzialdifferenz bzw. eine Spannung auf, die durch einen außen angelegten Verbraucher einen Strom treiben kann. Da die Gitterelektrode einen merklichen Anteil der einfallenden Solarstrahlung abschattet, gibt es auch Solarzellen mit zur Unterseite durchkontaktierten Elektroden. Im Ersatzschaltbild werden Solarzellen gewöhnlich als strahlungsgesteuerte Stromquellen dargestellt, die einen eingeprägten Strom durch einen äußeren Lastwiderstand treiben.

Man unterscheidet im Wesentlichen zwischen *monokristallinen*, *polykristallinen* und *amorphen* Solarzellen. Erstere werden als dünne Scheiben mit ca. 10 cm Durchmesser aus einem Silizium-*Einkristall* (c-Si) hergestellt, polykristalline Zellen durch ungerichtetes Erstarren gegossener dünner Schichten geschmolzenen Siliziums (mc-Si). Amorphe Solarzellen schließlich entstehen durch Aufdampfen sehr dünner Schichten amorphen Siliziums (a-Si) auf ein geeignetes Substrat, so genannte *Dünnschichtsolarzellen*. Letztere Technologie erlaubt bei Verwendung flexibler Substrate auch die Herstellung *flexibler* Solarzellen.

Alternativ unterscheidet man auch zwischen *Dickschicht-* und *Dünnschichtsolarzellen*. Erstere bestehen entweder aus *monokristallinem* Silizium oder *polykristallinem* Silizium. Letztere bestehen entweder aus *amorphem* Silizium oder *mikrokristallinem* Silizium (μc-Si). Die diversen Zellen unterscheiden sich in den Herstellungskosten und Wirkungsgraden, mit anderen Worten im Preis-/Leistungsverhältnis.

Je nach Kristallstruktur bzw. Herstellungsverfahren liegen die praktischen Wirkungsgrade bei klaren Sichtverhältnissen, Antireflexbeschichtung, Abwesenheit jedweder Verschmutzung und einer Zellentemperatur von 25 °C zwischen 17 % und 7 %. Höhere Temperaturen, die bei hoher Einstrahlung unausweichlich sind, reduzieren den Wirkungsgrad signifikant (ca. 0,5 % pro Grad).

In der Sprache der Halbleiterphysik tragen nur solche Photonen zur Stromerzeugung bei, deren Energie gleich dem *Bandabstand* (Energiedifferenz zwischen *Leitungsband* und *Valenzband*) ist. Photonen kleinerer Energie vermögen keine Elektronen/Lochpaare zu bilden, Photonen höherer Energie geben ihre überschüssige Energie im Kristall als Wärme ab. Gewöhnliche Solarzellen wandeln daher nur bestimmte Spektralanteile des einfallenden Lichts in elektrische Energie um. Zur Verbesserung des Wirkungsgrads bieten sich *Tandemzellen* mit mehreren, *unterschiedlichen Bandabständen* an, die einen größeren Spektralanteil des Lichts nutzen können, Bild 6.21.

Statt eines klassischen pn-Übergangs verwendet man einen so genannten pin-Übergang, bei dem zwischen die n- und p-leitende Schicht eine so genannte *intrinsische* Schicht aus nicht dotiertem Silizium angeordnet wird. *Dünnschicht-Tandemzellen* können auch aus der Kombination je einer amorphen und einer mikrokristallinen Dünnschichtzelle jeweils mit pin-Struktur bestehen. Tandem-Solarzellen oder gar n-schichtige Solarzellen, so genannte *Stapelzellen*, haben im Labor Wirkungsgrade von über 30 % erreicht.

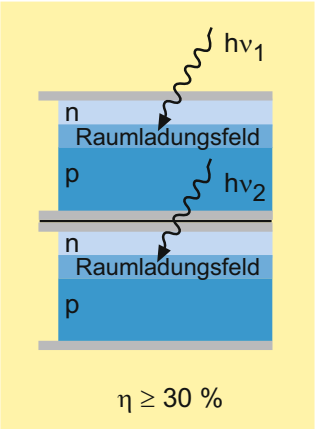


Bild 6.21. Tandem-Solarzelle.

Wegen des hohen Preises monokristalliner Zellen hat man konzentrierende Solarzellen gebaut, bei denen großflächige Fresnel-Linsen das Sonnenlicht auf vergleichsweise kleine Kristalldioden fokussieren. Während jedoch gewöhnliche Solarzellen auch bei diffusem Licht zumindest im Teillastbetrieb arbeiten können, bricht in *Konzentratorzellen* der Wirkungsgrad bei geringstem Dunst in der Atmosphäre signifikant ein, da sich diffuses Licht nicht fokussieren lässt. Hinzu kommen die sehr hohen Temperaturen (*Brennglas-Effekt*), die jedoch bei Gallium-Arsenid weniger dramatisch sind.

Die oben angegebenen Wirkungsgrade setzen voraus, dass der ohmsche Belastungswiderstand optimal der Solarzelle angepasst ist. Dies erhellt die nichtlineare Strom-/Spannungskennnlinie eines Solargenerators aus mehreren Photovoltaikzellen, Bild 6.22.

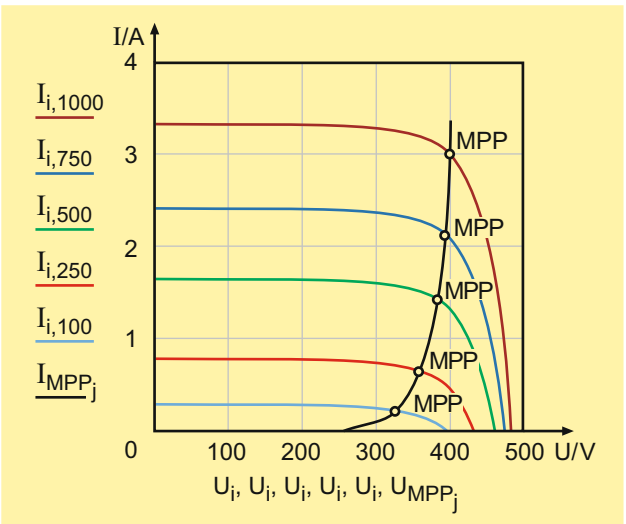


Bild 6.22. Nichtlineare Strom-/Spannungskennlinie eines Solargenerators. Die Stromindizes sind ein Maß für die Beleuchtungsstärke.

Abhängig von der Beleuchtungsstärke fließt durch die Solarzellen und einen angeschlossenen Lastwiderstand in erster Näherung ein konstanter eingeprägter Strom. Je größer der

Lastwiderstand, desto höher der Spannungsabfall bei gleichem Strom. Erst wenn der Lastwiderstand in die Größenordnung des Innenwiderstands der Solarzelle kommt, nimmt der Strom ab. Bei sehr großem Widerstand strebt der *Strom* gegen Null, bei sehr niedrigem Widerstand die *Spannung*. In beiden Extremfällen strebt auch die abgegebene Leistung $P = UI$ gegen Null. Es existiert daher für jede Einstrahlungsstärke ein optimaler Lastwiderstand, für den sich U und I im *Maximum Power Point* (MPP) treffen. In diesem Punkt nimmt die Fläche des Rechtecks $P = UI$ ihren Maximalwert an.

In der Regel wandelt ein so genannter *Solarwechselrichter* den durch die Solarzellen fließenden eingeprägten Gleichstrom mittels eines dem variablen Innenwiderstand der Zellen nachgeführten Eingangswiderstands in eine Gleichspannung um, aus der der nachfolgende Wechselrichter eine 1- oder 3-phasige Wechselspannung synthetisiert. Die stete Wahrung der Gleichheit des Innenwiderstands der Solarzelle und des Eingangswiderstands des Solarwechselrichters unabhängig von der Beleuchtungsstärke gewährleistet eine stete Leistungsanpassung und damit den *Maximum-Power-Point-Betrieb* des Solarwechselrichters. Die Eingangsstufe eines Solarwechselrichters wird auch als *Power-Point-Tracker* bezeichnet.

Falls es sich um einen Inselbetrieb handelt, kommen selbstgeführte Wechselrichter mit IGBT-Leistungshalbleitern zum Einsatz (10.2). Soll die PV-Anlage etwaigen EE-Überschussstrom permanent in ein bereits existierendes, öffentliches Verteilnetz einspeisen, kommt ein netzgeführter Wechselrichter zum Einsatz (10.2.2). Ein Inselbetrieb, beispielsweise bei einem Blackout, ist dann nicht mehr möglich. Soll auch in diesem Fall eine PV-gestützte Eigenversorgung aufrecht erhalten werden, bedarf es eines *bidirektionalen Wechselrichters*, der sowohl aus Gleichspannung ein Wechselstromsystem synthetisieren, als auch aus Wechselspannung Gleichstrom erzeugen kann, einschließlich der erforderlichen Schaltgeräte, einer Speicherbatterie sowie eines Notstromaggregats.

Das stoßfreie Synchronisieren eines Inselnetzes mit dem öffentlichen Verteilnetz erfordert die Gleichheit der Spannungsamplituden, Phasenlage, Frequenz und gegebenenfalls Drehsinn der beiden Wechselspannungssysteme. Selbstgeführte Wechselrichter messen die Spannung des öffentlichen Netzes, synthetisieren ihren Ausgang auf gleiche Werte und schalten dann beide Netze zusammen. Bei willkürlichem Verbinden kommt es zu einem massiven Kurzschluss mit Ansprechen der Hausanschlusssicherungen. Eine einphasige Einspeisung in das öffentliche Netz ist nur bei Leistungen ≤ 5 kW zulässig, größere Leistungen verlangen zwingend eine dreiphasige Anbindung.

Unbeabsichtigte Unterbrechungen des Strompfads mehrerer in Reihe geschalteter Solarzellen können an der Trennstelle zu stehenden Störlichtbögen führen. Letztere stellen ein erhebliches Brandrisiko dar, das durch sorgfältige Wartung, robuste Kontaktverbindungen und gegebenenfalls Störlichtbögenfrüherkennung weitgehend auszuschließen ist.

Mehrere untereinander verschaltete Solarzellen bilden *Solarmodule* bzw. *Solar-Paneele*, viele Module bzw. Paneele eine *Photovoltaikanlage*. Ein gelungenes Beispiel einer frühen autonomen Photovoltaikanlage für einen abgelegenen Verbraucher zeigt Bild 6.23.

Derartige *Stand-alone* Anlagen benötigen im Hinblick auf eine ständige Verfügbarkeit elektrischer Energie eine wiederaufladbare *Speicherbatterie*, die wegen ihrer begrenzten Lebensdauer während der gesamten Betriebszeit den größten Kostenfaktor darstellt. Neben der Verbesserung von Photovoltaikzellen besitzt daher die Entwicklung langlebiger Batterien, beispielsweise *Lithium-Ionen* Speicherbatterien hoher Kapazität, höchste Priorität



Bild 6.23. Rappenecker Hof im Schwarzwald (*Fraunhofer-Gesellschaft* Freiburg).

(6.8.1.3). Wird ferner die Energiedarbietung mit der gewohnten Netzspannung 230 V erwartet, wird ein *Wechselrichter* erforderlich, der die Batteriegleichspannung in 50 Hz Wechselstrom umwandelt. Die Wirkungsgrade dieser Umwandlung liegen heute bei ca. 95 %.

Ein Beispiel für den Stand der Technik großer in ein Stromnetz eingebundener Photovoltaikanlagen zeigt Bild 6.24.



Bild 6.24. 9.5 MW Aufdach-Photovoltaikanlage (*Epuron/SunTechnics/Michelin*).

Die Gesamtdachfläche beträgt 233.000 m^2, die Gesamtfläche der 15.177 Module beträgt 78.000 m^2. Die Modulgleichspannung von 800 $V_{dc_{max}}$ wird zunächst über einen IGBT-Wechselrichter in 400 V Drehstrom umgewandelt und dann über einen Verteiltransformator 400 V/20 kV an das 20 kV Mittelspannungsnetz angeschlosssen.

Große Anlagen werden meist in Form eines *Fond-Konzepts* finanziert. Das heißt, mehrere Investoren bzw. Eigentümer finanzieren die Anlage unter Einbeziehung von Banken und

mit massiver staatlicher Förderung. Hierbei werden die Dachflächen oft nur langfristig angemietet, das heißt PV-Anlagenbetreiber und Vermieter sind wirtschaftlich getrennte Unternehmen.

Schließlich zeigt Bild 6.25 ein Beispiel so genannter *multifunktionaler Photovoltaik*, bei der Fassadensystem und Dachkonstruktion mit 67 kW photovoltaischer Stromerzeugung ästhetisch kombiniert sind.



Bild 6.25. Beispiel multifunktionaler Photovoltaik, Londoner City Hall (*Forster und Partners*).

Photovoltaikanlagen sind zunächst überall da wirtschaftlich, wo häufige Sonneneinstrahlung und Nichtverfügbarkeit konventioneller elektrischer Energie zusammenfallen. Typische Beispiele sind die Versorgung abgelegener Verbraucher, beispielsweise Berghütten, Signalbojen, Transreceiver-Stationen, Raumfahrt, Taschenrechner, Armbanduhren, Autobahnverkehrszählung, Parkuhren etc. Die Verfügbarkeit elektrischer Energie rund um die Uhr erfordert entweder die Kombination mit einer wiederaufladbaren *Batterie* (6.8.1.3) oder bei großen Anlagen die Anbindung an ein vorhandenes Niederspannungsnetz. In letzterem Fall übernimmt das Netz die Funktion der Speicherbatterie.

Kleinere dezentrale Photovoltaikanlagen arbeiten am wirtschaftlichsten bei Eigenverbrauch des erzeugten elektrischen Stroms für Licht, Kraft, Heizzwecke und Warmwasser. Aber auch großtechnische Photovoltaikanlagen arbeiten heute dank der aktuellen politischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich. Trotz ihrer geringen Primärenergieflussdichte und des daraus resultierenden hohen Flächenbedarfs sowie der vergleichsweise hohen Investitions- und Wartungskosten leistet die Photovoltaik daher einen stetig wachsenden Beitrag zur privaten und öffentlichen Stromversorgung. Der Welt größte Photovoltaikanlagen mit Leistungen über 1 GW stehen heute in China (*Tengger Desert Solar Park, 1,5 GW* sowie *Datong Solar Power Top Runner Base*, 1 GW) und in Indien (*Kurnool Ultra Mega Solar Park, 1 GW*).

6.3.1.2 Solarthermische Anlagen

In *solarthermischen* Systemen fokussieren Spiegel die ankommende Strahlung entweder unmittelbar auf einen erhöht zentral angeordneten Wärmetauscher (*Turmkonzept*) oder

auf *verteilte Wärmetauscher* mit nachgeschaltetem konzentriertem Dampferzeuger (*Farmkonzept*). Um die Fokussierung zu ermöglichen, muss die Strahlung gerichtet sein. Solarthermische Systeme eignen sich daher nur für Gegenden mit geringer Luftfeuchte in der Atmosphäre. Da die Anlagen im Wesentlichen die mit geringer Dichte einfallende Sonnenenergie auf eine kleine Fläche konzentrieren, spricht man auch von *Solarkonzentratoren* (CSP-Technologie, engl.: *Concentrated Solar Power*). Der Konzentrationsfaktor beträgt bei Anlagen nach dem Turmkonzept ca. 1.000, bei Anlagen nach dem Farmkonzept ca. 80. Entsprechend erhält man bei ersteren Fluidtemperaturen von über 1.000 °C, bei letzteren Temperaturen von 500 °C.

Eine Versuchsanlage des *Turmkonzepts* zeigt Bild 6.26.

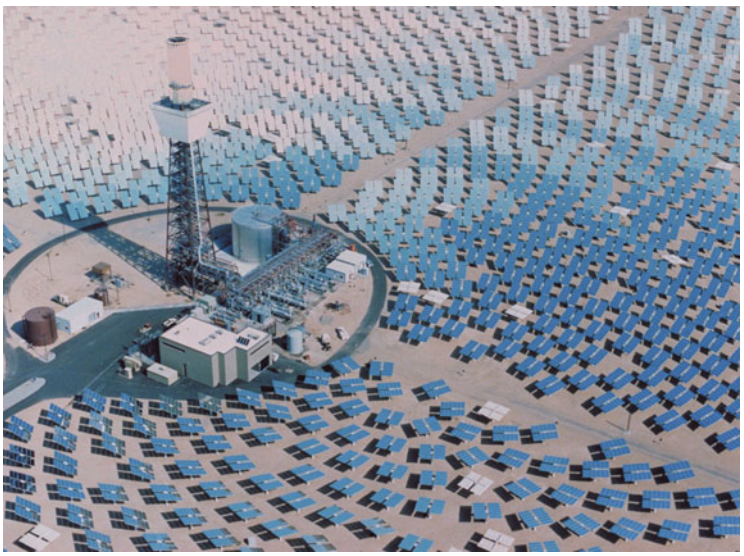


Bild 6.26. Solarthermische Anlage nach dem *Turmkonzept* (SANDIA).

Die an der Turmspitze eingefangene Wärmeenergie wird mittels eines zusätzlichen *Flüssignatriumkreislaufs* zum Dampferzeuger eines konventionellen Dampfkraftwerksprozesses am Boden übertragen. Die Spiegel können *fest* oder der Sonne *nachführbar* angeordnet sein, so genannte *Heliostaten*.

Ein frühes Beispiel für ein Kraftwerk nach dem *Farmkonzept* mit *Parabolrinnen-Reflektoren* aus dem Jahr 1984 zeigt Bild 6.27. Die Solarstrahlung wird mittels parabolischer Zylinderreflektoren auf in der Brennlinie angeordnete Absorberrohre, so genannte *Solarreceiver*, fokussiert. Sie sind die Hightech-Komponente eines CSP Kraftwerks. In ihrem Inneren bestehen sie aus einem Metallrohr, umgeben von einem konzentrischen, lichtdurchlässigen Hüllrohr mit Vakuumisolierung. Diese Bauweise erlaubt eine maximale Absorption der Solarstrahlung bei minimalen Wärmeverlusten durch Rückstrahlung. Das durch die Absorberrohre strömende Wärmetransportfluid, im obigen Beispiel Öl, wird auf Temperaturen $\leqslant$ 400 °C erwärmt. Im Zentrum der Farm stehen Dampfzeuger, in denen das heiße Wärmetransportfluid Speisewasser in Dampf für einen klassischen Dampfturbinenprozess umwandelt.

Alternativ kommt als Wärmetransportfluid auch Wasser in Frage, das nicht nur höhere Temperaturen bis etwa 500 °C sondern auch eine Direktverdampfung ermöglichen würde.



Bild 6.27. Solarthermische Anlage nach dem *Farmkonzept* (*Cramer Junction*, USA).

In letzterem Fall wird das Kollektorsystem für wesentlich höhere Drücke ausgelegt, ferner sind die unterschiedlichen Phasenzustände des Arbeitsfluids längs des Kollektorstrangs zu berücksichtigen (s. a. 4.3.1.1). Schließlich sind auch Salzschmelzen bei Temperaturen bis 560 °C in der Erprobung.

Statt Parabolrinnenspiegel werden auch flache, parallel zur Erdoberfläche ausgerichtete *Fresnel-Spiegel* verwendet. Diese Spiegel bestehen aus einer Vielzahl kleiner ebener Spiegel mit unterschiedlich verstellbaren Neigungswinkeln. In Verbindung mit einem *Sekundärspiegel* auf der Rückseite des Absorberrohrs üben sie eine ähnliche fokussierende Wirkung aus wie ein monolithischer gekrümmter Spiegel (*Linear-Fresnel-Linsen-Prinzip*), erfahren jedoch weitaus geringere Windlasten. Ihre niedrigeren optischen Wirkungsgrade werden durch geringere Herstellungskosten aufgewogen.

Solarthermische Anlagen besitzen gegenüber Photovoltaikanlagen einen entscheidenden Vorteil. Überschüssige, zunächst in Form von Wärme anfallende Energie lässt sich in *Wärmespeichern* speichern und bei Bedarf zeitlich versetzt und deterministisch in Strom umwandeln. Ein typisches Beispiel ist der Kraftwerkspark *Andasol* 1,2 und 3 in Granada, Spanien. Die Funktion der Wärmespeicherung erhellt Bild 6.28.

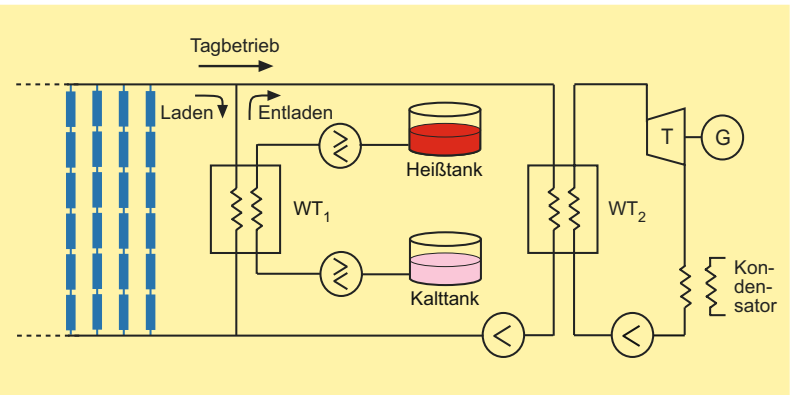


Bild 6.28. Wärmeschema eines Parabolrinnenkraftwerks mit Salzspeicher. WT_1 Salzschmelze-Wärmetauscher, WT_2 Dampferzeuger.

Das Wärmespeichersystem besteht aus zwei großen gegen die Umgebung thermisch isolierten doppelwandigen Tanks. Als Wärmespeicher- und Wärmetransportfluid kommen geschmolzenes Natrium- und Kaliumnitrat zum Einsatz. Die Grundtemperatur der Salzschmelze beträgt 290 °C und darf nicht massiv unter diesen Wert abnehmen, da das Salz sonst erstarrt und der Speicher irreversibel beschädigt wird.

Beim *Aufladen* wird die Salzschmelze vom „Kalttank“ (290 °C) durch einen Wärmetauscher gepumpt, dort durch einen Teilstrom des Wärmeträgerfluids aus den Sonnenkollektoren auf 390 °C erwärmt und im „Heißtank“ gespeichert. Beim *Entladen* pumpt man die Salzschmelze durch den Wärmetauscher WT_1 in den Kalttank zurück. Hierbei wird die gespeicherte Wärme an das Wärmeträgerfluid zurückgegeben, das im Dampferzeuger WT_2 wieder Wasser in Dampf für die Turbine umwandelt. Der Speicher ermöglicht damit auch nachts eine Wärmezufuhr, wie tagsüber die Solarstrahlung. Die Masse der Salzschmelze ist mit 30.000 t so bemessen, dass die Dampfturbine ca. 8 h betrieben werden kann. Die gesamte Reflektionsfläche beträgt ca. 500.000 m^2, die Gesamtlänge der fast 22.000 Absorberrohre bzw. Parabolspiegel 90 km! Das Parabolrinnenfeld ist für die doppelte Leistung der Dampfturbine ausgelegt und wird am Tage hälftig zur Dampferzeugung, hälftig zum Aufladen des Wärmespeichers genutzt.

Eine vielversprechende Option sind auch neue *Turmkonzepte*, bei denen die Solarstrahlung direkt eine Salzschmelze auf Temperaturen von 566° C erhitzt. Diese Salzschmelze wird in wärmeisolierten Tanks gespeichert und nach Sonnenuntergang deterministisch zur Dampferzeugung mit hohem thermischen Wirkungsgrad genutzt *(Crescent Dunes*, USA).

Schließlich ermöglichen CSP-Anlagen dank ihres Wasserdampfkreislaufs auch unschwer den Einsatz bedarfsorientierter, zeitweiser Wärmezufuhr mittels Erdgas und damit einen Betrieb rund um die Uhr, auch in Schlechtwetterperioden. Auch Hybridkraftwerke bestehend aus CSP-Anlagen und GuD-Kombikraftwerken sind in Diskussion.

Der Sonne nachführbare Parabolrinnenspiegel von 6 m Höhe lassen das Aussehen etwaiger künftiger Solarkraftwerke und ihren Beitrag zum Energiemix erahnen, Bild 6.29.



Bild 6.29. Parabolrinnenspiegel der solarthermischen Kraftwerke Andasol 1,2 und 3 in Granada, Spanien. *Solar Millenium/Langrock.*

Das größte Potenzial für CSP-Anlagen liegt derzeit in Spanien sowie der *MENA-Region* (*Middle East and North Africa*), China und den USA. In Deutschland beschränkt sich die Nutzung thermischer Solarenergie praktisch auf die dezentrale Brauchwassererwärmung, die bereits in größerem Umfang praktiziert wird.

6.4 Biomassse - Kraftwerke

Biomasseanlagen zur Stromerzeugung verwenden als Primärenergie *nachwachsende, lokal verfügbare Rohstoffe*, beispielsweise *Holz*, *Rapsöl* etc. oder *Biomethan* aus der anaeroben Vergärung von *Gülle*, vermischt mit nachwachsenden *Energiepflanzen*, beispielsweise *Gras-* oder *Mais-Silage*. Die bei der Verbrennung von Biomasse in *Blockheizkraftwerken* gewonnene Wärme wird mittels *Diesel-* und *Gasmotoren* in mechanische Energie und letztlich über einen *Generator* in *Strom* umgewandelt. Teilweise wird die Wärme auch nur für Heizzwecke über ein *Nah-Fernwärmenetz* genutzt (Kraft-Wärme-Kopplung, s. a. 4.2).

Man unterscheidet zwischen Biomassekraftwerken mit *rieselfähigen* Brennstoffen und solchen mit *flüssigen* und *gasförmigen* Brennstoffen. Während in ersteren *Holzhackschnitzel* oder aus Sägemehl, Spänen, Torf oder Stroh gepresste *Holzpellets* verfeuert werden, verwenden letztere zuvor in Biomasse-Konvertern gewonnene *flüssige* und *gasförmige* Kraftstoffe für Verbrennungskraftmaschinen. Ihr Drehmoment wird zum Antrieb von Drehstromgeneratoren genutzt, ihre Abwärme für Heizzwecke.

Bild 6.30 zeigt eine technische Realisierung eines Biomassekraftwerks für die Primärenergien *Holzhackschnitzel* und *Rapsöl*.



Bild 6.30. Biogasanlage zur gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einem Blockheizkraftwerk (Mann Engineering GmbH).

Die Tanks und der zwischen ihnen liegende Container im Vordergrund zeigen ein Rapsöl-Kraftwerk mit einem 700 kW_{el} Dieselmotor/Generatorsatz. Die zugehörige Abgasreinigung und ein Abgaswärmetauscher befinden sich im rückwärtigen höher liegenden Container mit Abgaskamin. Das grüne Gebäude im Hintergrund zeigt ein 5-MW-Heizkraftwerk mit Holzhackschnitzelfeuerung.

Biogasanlagen können durch Zusammenschluss mehrerer landwirtschaftlicher Betriebe mit Tierhaltung größere Mengen CO_2 neutrales *Biomethan* erzeugen. Dieses wird direkt in Blockheizkraftwerken mit auf Gas umgerüsteten Dieselmotoren zur Stromerzeugung eingesetzt oder kann nach Reinigung in ein *Ferngasnetz* eingespeist werden. Bild 6.31 zeigt eine den Stand der Technik kennzeichnende Biogasanlage mit 10 MW Gasleistung und 2,5 MW elektrischer Leistung.

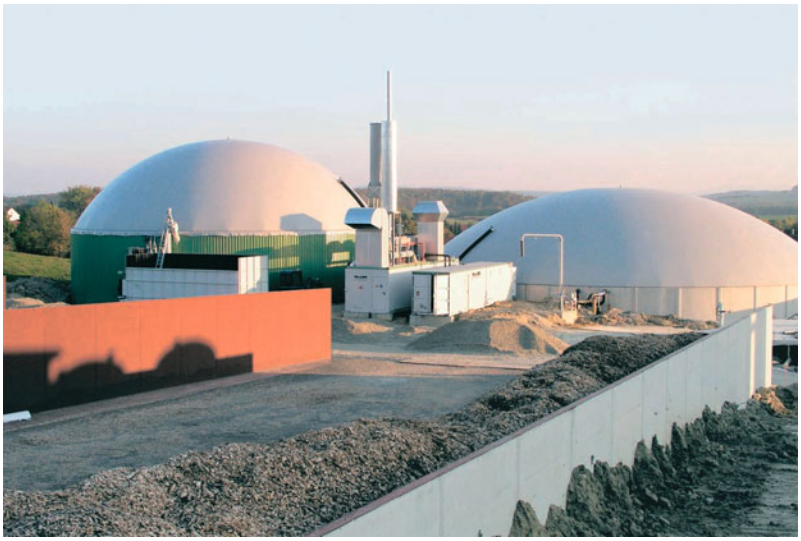


Bild 6.31. Biogasanlage Schwandorf (Schmack/E.ON).

Kompakt-Blockheizkraftwerk, Notfackel und Steuerung sind in den Containern untergebracht. Größere Vergärungsanlagen können Leistungen bis zu mehreren MW_{el} besitzen. Der Einsatz von Biomasseanlagen zur Stromversorgung ist keine Frage ihrer technischen Realisierung, sondern der hierfür anfallenden Investitionskosten, der laufenden Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie der Logistik der Brennstoffversorgung aus dem Umfeld. Den Stand der Technik kennzeichnen mit Holzhackschnitzeln befeuerte Anlagen mit Wirbelschichtfeuerung und ca. 60 MW thermischer Leistung. Ihre Bedeutung steht und fällt mit den Preisen für klassische Energieträger und dem Ausmaß staatlicher Subventionen.

6.5 Geothermische Stromerzeugung

Geothermische Energieanlagen nutzen die im Innern der Erde aus ihrer Entstehungsgeschichte vorhandene Restwärme sowie die durch ständigen radioaktiven Zerfall im Erdinnern frei werdende Kernenergie in Form der so genannten *Zerfallswärme* (s. a. 5.1.2). Beide treten nahe der Erdoberfläche gemeinsam als *Erdwärme* in Erscheinung. Das Energieangebot der Geothermie ist, ähnlich wie bei der Solarenergie, für menschlich absehbare Zeiträume unerschöpflich groß. Darüber hinaus ist bei der Geothermie der Energiefluss sogar deterministisch konstant, so dass sowohl eine Nutzung zur Grundlastdeckung als auch zur Spitzenlastdeckung denkbar wäre. Man unterscheidet zwischen *Tiefengeothermie* und *oberflächennaher Geothermie*. Erstere befasst sich mit der Wärmeextraktion aus großer Tiefe im Hinblick auf die Stromerzeugung, letztere mit der Erdwärmenutzung für Heizzwecke.

Die Erdwärme lässt sich mittels Flüssigkeitskreisläufen an die Oberfläche transportieren. Abhängig von geologischen Gegebenheiten und der beabsichtigten Nutzung der Erdwärme werden derzeit drei Konzepte verfolgt,

- *Erdwärmesonden*
- *Hydrothermale Systeme*
- *Petrothermale Systeme*

Bei *Erdwärmesonden* zirkuliert ein Wärmeträgerfluid in einem u-förmigen bzw. koaxialen geschlossenen Wärmetauscherkreislauf. Die Leistungen sind begrenzt, Erdwärmesonden kommen daher vorrangig bei dezentralen Heiz- und Kühlanlagen zum Einsatz.

Hydrothermale Systeme pumpen in der Tiefe bereits vorhandenes, in so genannten *Aquiferen* fließendes Thermalwasser an die Erdoberfläche. Nach Wärmeabgabe in Wärmetauschern wird das abgekühlte Wasser wieder in die Erde injiziert. Ziel ist die Nutzung der Erdwärme im Hinblick auf eine Fernwärmeversorgung. Die Bohrtiefen liegen für Wasser von 150 ° C bei ca. 5.000 Metern. Gelegentlich wird die im Vordergrund stehende Fernwärmeversorgung auch mit Stromerzeugung kombiniert, beispielsweise beim größten Geothermiekraftwerk Europas in Unterhaching ($P_{\mathrm{el}} = 3,7\mathrm{MW}$). Wegen der geringen Temperaturen kommt ein Wasser-Ammoniak-Gemisch mit einem Siedepunkt von 50 °C und nichtisothermer Verdampfung zum Einsatz, so genannter *Kalinaprozess*. Letzterer erlaubt im vorliegenden Fall Wirkungsgrade von knapp 10 %. Die Standortwahl hydrothermaler Systeme ist auf Regionen mit Aquiferen beschränkt. Ihre Wirtschaftlichkeit wird wesentlich durch das *Fündigkeitsrisiko* beim Bohren und die erforderliche Bohrtiefe bestimmt.

Petrothermale Systeme nutzen die in trockenen, unterirdischen Gesteinsmassen verfügbare Wärme. Wegen ihrer geringen *Energieflussdichte* müssen für hohe Leistungen zunächst große unterirdische Wärmeaustauschflächen bzw. Wasserläufe geschaffen werden, Bild 6.32.

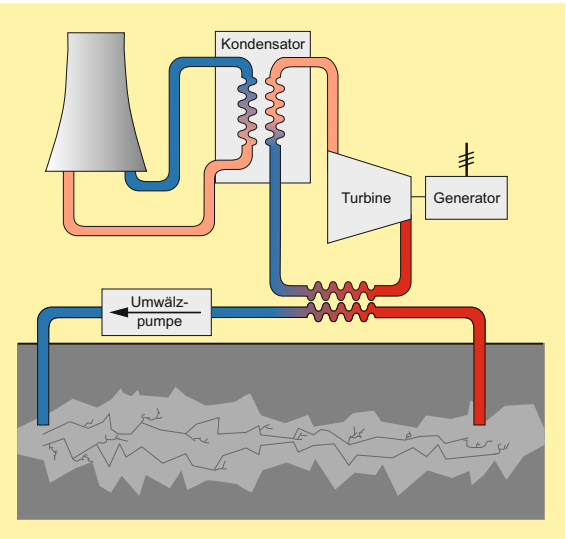


Bild 6.32. Petrothermales Kraftwerk (Prinzip).

Die Oberflächenvergrößerung und die Schaffung von Wasserläufen erreicht man durch Aufsprengen des Gesteins in der Tiefe mittels hoher Wasserdrücke, so genanntes „*Hot Dry Rock*"-Verfahren (HDR-Technologie). Problematisch ist dieses Vorgehen in erdbebengefährdeten Gebieten, weil es zur Auslösung von Erdbeben kommen kann.

Durch das künstlich geschaffene Risssystem wird von der Erdoberfläche kaltes Wasser injiziert und im Erdinnern erwärmt. Gegenüber hydrothermalen Systemen weisen petrothermale Systeme den Vorzug freier Standortwahl sowie die Option der grundsätzlich möglichen Temperatursteigerung des Arbeitsfluids durch größere Bohrtiefen aus. So erhöht sich je 100 m Bohrtiefe die Fluidtemperatur um jeweils 3 K.

Die Wärme des aufströmenden Wassers wird an der Erdoberfläche in einem klassischen *Clausius-Rankine-Prozess* (4.2.1) in mechanische Energie und letztlich in elektrische Energie umgewandelt. Wegen der in Bohrtiefen von 5.000 Metern immer noch geringen Wassertemperaturen zwischen 100 °C und ca. 200 °C kommen für den Clausius-Rankine-Prozess organische Fluide mit niedrigem Siedepunkt zum Einsatz (engl.: *Organic Rakine Cycle*, OCR). Die Kosten für die gerichteten Tief-Bohrungen sind exorbitant hoch und machen den überwiegenden Teil der Installationskosten aus. Die großen Rohrlängen und der Strömungswiderstand des unterirdischen Wärmetauschers erfordern leistungsstarke Umwälzpumpen, deren Eigenbedarf einen Großteil der erzeugten elektrischen Energie verschlingt. Die bislang errichteten Anlagenwirkungsgrade liegen derzeit bei etwa 2 %, mit geringen Aussichten auf merkliche Steigerung. Darüber hinaus muss je nach örtlichen Gegebenheiten mit abrasiven, korrosiven und radioaktiven Bestandteilen des aus der Erdkruste zurückströmenden Wassers gerechnet werden.

Aufgrund der geringen Dichte des Erdwärmeflusses und der immens hohen Anlage- bzw. Bohrungskosten, teilt die Tiefen-Geothermie heute noch ein ähnliches Schicksal wie anfänglich die direkte Nutzung der Solarenergie mittels Photovoltaik- und solarthermischer Anlagen (s. a. 6.3.1.1). Alle bestehenden Anlagen verdanken ihre Existenz ausschließlich massiver öffentlicher Förderung bzw. gesetzlich vorgegebenen Rahmenbedingungen und letztlich auf die Bevölkerung umgelegten höheren Strompreisen.

Bis zum wirklichen Knappwerden klassischer Energieträger besitzt die Tiefen-Geothermie für die Stromerzeugung nur geringes technisches und wirtschaftliches Potenzial. Dies wurde bereits in den USA in den achtziger Jahren erkannt, als die HDR-Technologie in Los Alamos entwickelt wurde. Die zahlreichen heute bereits vorhandenen Pilotanlagen beweisen zwar die grundsätzliche technische Machbarkeit, lassen aber wegen der hohen Kosten keinen zeitnahen Beitrag zum Energiemix der öffentlichen Stromversorgung erwarten.

Bezüglich der Nutzung der Erdwärme für *Heiz-* und *Kühlzwecke* in Verbindung mit Wärmepumpen im Rahmen der *oberflächennahen Geothermie* existieren dagegen bereits heute ausgereifte Technologien mit zahllosen wirtschaftlich betriebenen Anlagen.

6.6 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wandeln die in gasförmigen Brennstoffen enthaltene chemische Energie direkt in elektrische Energie um, ohne den Umweg über rotierende Turbinen und Generatoren. Sie bestehen grundsätzlich aus zwei durch einen *Elektrolyten* getrennten *porösen* Elektroden, Bild 6.33.

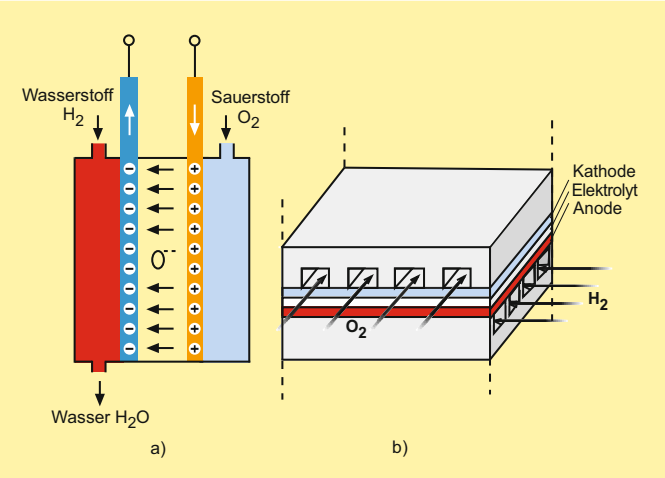


Bild 6.33. Brennstoffzelle. a) Prinzip, b) Packaging.

Sauerstoffmoleküle nehmen an der porösen Kathode Elektronen auf und werden damit zu negativ geladenen Sauerstoffionen. Diese durchwandern den Elektrolyten und geben an der Anode bei der „kalten“, flammenlosen Verbrennung mit Wasserstoff zu Wasser ihre negativen Überschussladungen an die poröse, metallische Gegenelektrode ab. Die zugehörige chemische Reaktionsgleichung lautet

$$H_2 + 0^{--} = H_2O + 2e \quad . \tag{6.18}$$

Wie bei einer *Vakuumdiode* tritt auch hier an der Anode der Elektronenüberschuss auf. Aus Sicht einer Last ist daher die Anode der negative Pol der Spannungsquelle.

Für die großtechnische Stromerzeugung wird die *Hochtemperaturbrennstoffzelle* (engl.: *Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)*) als erfolgsversprechend erachtet. Ihre Wirkungsweise beruht auf der Durchlässigkeit ionenleitender Keramik für Sauerstoffionen (Zirkonoxid bei 1.000 °C). An Stelle reinen Wasserstoffs und Sauerstoffs lässt sich die SOFC auf Grund ihrer hohen Betriebstemperaturen auch mit Erdgas und Luft betreiben, was sie gerade für die großtechnische Stromerzeugung interessant macht. Bei reiner Stromerzeugung liegen typische Werte des Wirkungsgrads bei ca. 60 %, bei Kraftwärmekopplung über 80 %.

Die beim Verbrennungsvorgang freigesetzte Wärme besitzt auf Grund ihrer hohen Temperatur eine große Exergie (4.2.3). Diese lässt die Hochtemperaturbrennstoffzelle sowohl für die dezentrale Stromerzeugung und Wärmeversorgung in Blockheizkraftwerken als auch für einen Kombiprozess mit hohem Gesamtwirkungsgrad geeignet erscheinen. Beispielsweise zeigt Bild 6.34 einen SOFC/Steinkohle-Kombiprozess.

Neben der SOFC-Brennstoffzelle gibt es noch *Phosphorsaure Brennstoffzellen* (engl.: *PAFC*), *Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen* (engl.: *PEMFC*) und *Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen* (engl.: *Molten Carbonate Fuel Cells, MCFC*), die alle im Labormaßstab bei entsprechender Pflege einwandfrei arbeiten.

Das Prinzip der Brennstoffzellen wurde bereits 1839 erfunden. Dennoch haben sie, abgesehen Anwendungen bei denen Lebensdauerfragen und Kosten keine große Rolle spielen, keinen Eingang in die öffentliche Stromversorgung gefunden. Grundsätzliche Geometrie-, Lebensdauer-, Korrosions- und Dichtungsprobleme sowie hohe Investitionskosten pro kW

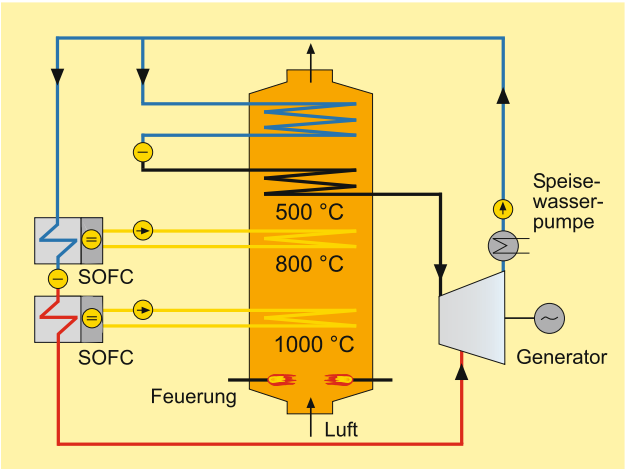


Bild 6.34. Brennstoffzellen-Kombiprozess.

installierter Leistung stehen einem großtechnischen Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen anstelle von Gasturbinen massiv entgegen.

6.7 Virtuelle Kraftwerke

Virtuelle Kraftwerke verfolgten anfänglich nur die Aggregation und leittechnische Vernetzung einer Vielzahl *dezentraler* EE-Stromerzeugungsanlagen im Hinblick auf eine gemeinsame Direktvermarktung von EE-Strom auch kleiner Anlagenbetreiber. Im Verlauf der weiteren Entwicklung wurde darüber hinaus auch eine Vermarktung von Regelenergie und Flexibilitäten angestrebt, indem auch Energiespeicher und steuerbare Lasten aller Art in den Pool dezentraler Anlagen aufgenommen wurden. Alle Einzelanlagen, so genannte *Controllable Local Systems* CLS, werden von einer zentralen Warte aus konzertiert geführt und speisen dezentral in lokale Netze ein.

Die Kommunikation mit der zentralen Leitstelle erfolgt gemäß dem Industriestandard VHP-ready basierend auf dem Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104 mittels virtueller *Standleitungen* verschlüsselt über das Internet.

Parallel zu dieser Entwicklung entstanden im Rahmen von *Smart Metering*, die so genannten *Intelligenten Messsysteme* (11.5.1), die ebenfalls eine Kommunikation zwischen dezentralen Anlagen und einer Netzbetreiber-Leitstelle über das Internet ermöglichen, wobei jedoch bei jeder Kommunikation die Internetverbindung zur CLS-Schnittstelle neu aufgebaut werden muss.

Im derzeit nach Zahl der Gesellschafter größten virtuellen Kraftwerk Deutschlands (*Next-Kraftwerk*) sind ca. 6800 über ganz Deutschland verteilte *Dezentrale Energieressourcen* (DER) mit einer Gesamtleistung von 6 GW miteinander digital vernetzt. Im Back-Office der zentralen Leitstelle werden Lasten prognostiziert und Fahrpläne für die einzelnen Anlagen erstellt. Virtuelle Kraftwerke vom Typ *Next-Kraftwerk* agieren auf nationaler Ebene und bieten bundesweit vorrangig positive und negative Regelleistung an, mit anderen Worten *Flexibilität* (2.1.2, 17.2).

Kleine virtuelle Kraftwerke können mit lokalen Verbrauchern, so genannte *Micro Grids* bzw. Zellen eines *Zellularen Netzes* bilden, die weitgehend autark bzw. im Inselbetrieb arbeiten

und nur gelegentlich verbleibende Residuallast aus einem benachbarten Verteilnetz decken (11.6).

Eine besondere Ausprägung virtueller Kraftwerke sind so genannte *Topologische Kraftwerke*. Hierunter versteht man kommunal oder regional aggregierte, elektrisch gekoppelte Energiewandlungsanlagen, die wie ein konventionelles Kraftwerk an nur einem diskreten Netzanschlusspunkt unter Beachtung lokaler Netzbelastbarkeit und Spannungsqualität in ein vorgelagertes oder benachbartes Netz permanent einspeisen (Inselbetrieb ist nicht vorgesehen).

Betreiber virtueller Kraftwerke sind Verteilnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Aggregatoren oder unabhängige industrielle Stromerzeuger (s. a. 21.2, 21.4 und 2.3). Den Stand der Technik kennzeichnen *Adaptive Virtuelle Kraftwerke*, die ihr Portfolio an Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern je nach aktuellem Bedarf in mehrere Teilmengen aufteilen können, die isoliert mit unterschiedlichen Partnern kooperieren.

6.8 Speicher elektrischer Energie

Erneuerbare Energien aus Windkraft- und Solaranlagen fallen nicht bedarfsgerecht an, sondern folgen den Launen der Natur. Da aber die Wahrung der Netzstabilität jederzeit ein Gleichgewicht momentaner Erzeuger- und Verbraucherleistung verlangt (s. a. 3.1, 3.2.2 15.1), müssen in verbrauchsschwachen Starkwindzeiten gegebenenfalls Windkraftanlagen zeitweise außer Betrieb genommen werden. Sinngemäß erzeugen PV-Anlagen im Sommer zur Mittagszeit meist mehr elektrische Energie als lokal verbraucht wird, so dass es bei zu starker Frequenzzunahme ebenfalls zu Abregelung oder gar Abschaltungen kommen kann, so genanntes 50,2 Hz Problem (2.3 und 6.3.1.1). Um das Potenzial erneuerbarer Energien möglichst vollständig nutzen und die Energiewende wie geplant vollenden zu können, bedarf es einer größeren Anzahl zentraler sowie zahlloser dezentraler Energiespeicher, die allfälligen EE-Überschussstrom speichern und den zeitweisen Versatz zwischen dem volatilen Anfallen Erneuerbarer Energien und der schwankenden Netzlast überbrücken können.

Leider lässt sich elektrische Energie großtechnisch nur beschränkt speichern. Erst nach Umwandlung in andere Energieformen, beispielsweise *potenzielle*, *kinetische*, *thermische* oder *chemische* Energie, kann eine großtechnische Speicherung erfolgen. Grundsätzlich bieten sich folgende Technologien an:

- *Pumpspeicherkraftwerke* (W_{pot})
- *Druckgasspeicher-Kraftwerke* (W_{pot})
- *Wiederaufladbare Batterien* (W_{chem})
- *Wasserstoffwirtschaft/Power to Gas* (W_{chem})
- *Wärmespeicher/Power to Heat* (W_{therm})
- *Biogasspeicher* (W_{chem})
- *Schwungradspeicher* (W_{kin})
- *Supraleitende induktive Energiespeicher* (W_{mag})

Mit Ausnahme von *Power to Gas* handelt es sich bei all diesen Möglichkeiten um vergleichsweise kleine Speicherkapazitäten für den Stundenbereich bzw. den Tag/Nacht-Ausgleich, so genannte *Kurzzeit-* bzw. *Pufferspeicher*. Neben der Aufnahme überschüssigen Stroms

aus erneuerbaren Energien kommt Kurzzeitspeichern langfristig aber auch noch die Aufgabe zu, bei Laststößen oder Erzeugungsausfällen, die bislang in den rotierenden Massen der Synchrongeneratoren gespeicherte Momentanreserve bereit zu stellen. Wechselrichter in Verbindung mit Kurzzeitspeichern wirken dann wie *virtuelle Schwungmassen* (s. a. 2.3, 15.1.2).

Schließlich stellt sich bei der langfristig anvisierten Stromversorgung überwiegend aus erneuerbaren Energien die Frage, wie während zwei oder drei Wochen anhaltender Schwachwindzeiten bei gleichzeitig starker Bewölkung oder Dunkelheit in jedem Augenblick das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Netzlast gewahrt werden soll. Hier geht es um *Langzeitspeicherung* für ganz Deutschland, über viele hundert Stunden. Der Zubau mehrerer hundert Pumpspeicherkraftwerke ist in der BRD nicht realisierbar und einige wenige zusätzliche Pumpspeicherkraftwerke lösen das grundsätzliche Problem schon gar nicht. Ebensowenig vermögen dies Millionen kleiner, eingangs bereits erwähnter Kurzzeitspeicher. Auf lange Sicht bieten sich daher nur nachstehende Optionen an:

- *Power to Gas (P2G)*
- *Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke in Norwegen und den Alpenländern*
- *Backup durch Beibehaltung eines angemessenen Teils gesicherter Erzeugung durch den konventionellen Kraftwerkspark, dessen zeitliche Inanspruchnahme von der zeitgleich verfügbaren installierten Speicherkapazität abhängen wird. Beispielsweise kommt derzeit an manchen kalten Wintertagen der Strom noch zu 90 % aus konventionellen thermischen Kraftwerken.*

Offensichtlich legt eine umfassende Stromversorgung aus erneuerbaren Energien eine enge physische Kopplung zwischen *Strom-*, *Gas-* und *Wärmenetzen*, so genannte *Sektorenkopplung* nahe, womit der heutige Strommarkt langfristig zu einem Energiemarkt mutieren wird. Dabei geht es weniger um technische als um kostengünstige Lösungen. Die folgenden Kapitel beleuchten *Kurzzeitspeicher*, *Langzeitspeicher*, *Sektorenkopplung* und die *Backup*-Option näher.

6.8.1 Kurzzeitspeicher

6.8.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind die Klassiker schlechthin (6.1.3). Bereits kurz nach den Anfängen öffentlicher Stromversorgung wurde mit dem nicht genutzten Nachtstrom aus Grundlastkraftwerken mittels großer Pumpturbinen Wasser in hochliegende Speicherbecken gepumpt und damit elektrische Energie in Form potenzieller Energie bzw. Gravitationsenergie gespeichert. Zur Mittags- und Abendspitze des folgenden Tages fließt das Wasser wieder durch die tiefer liegenden Turbinen zurück, wo es zusammen mit den Generatoren die potenzielle Energie wieder in Strom umwandelt. Leider handelt es sich bei Inanspruchnahme der vollen Leistung nur um Speicherzeiten im Stundenbereich bzw. um einen Tag/Nacht-Ausgleich. Für moderne Pumpspeicher liegen die zyklischen Wirkungsgrade bei ca. 80 %.

Pumpspeicherkraftwerke sind wegen ihrer Speicherkapazität, kurzen Reaktionszeiten für Regelenergie, Eignung als Phasenschieber, Schwarzstartfähigkeit und ihrer konkurrenzlosen Lebensdauer auch heute noch die erste Wahl. Ohne ihren weiteren Ausbau und Zubau wird die Nutzung erneuerbarer Energien schnell ihre vorläufigen Grenzen finden. Naheliegend wäre die Aufrüstung gewöhnlicher Speicherkraftwerke. Das Problem liegt in der Regel im Fehlen eines geeigneten Speicherbeckens für das Unterwasser. Hier wird auch

über Pumpspeicherkraftwerke mit senkrechten, schachtförmig sich über mehrere 100 m Tiefe erstreckende unterirdische Unterwasserbecken nachgedacht. Ferner sind auch so genannte *Lagunenkraftwerke* in der Diskussion, bestehend aus einem im Meer auf dem Festlandsockel von menschlicher Hand errichteten künstlichen Atoll großer Ausdehnung mit einer Pumpturbine in dessen Wand. Während Schwachlastzeiten wird das Atoll mit EE-Überschussstrom aus Windparks leergepumpt und bei Lastspitzen im Turbinenbetrieb wieder geflutet, ähnlich wie bei Gezeitenkraftwerken. Schließlich sei der Vollständigkeit halber noch erwähnt, dass sich Gravitations-Speicherkraftwerke nicht nur mit dem Fluid Wasser, sondern auch mit diskreten Massen, beispielsweise großen Betonkörpern realisieren lassen, die sich in Schächten oder im Meer als Senkkörper auf und ab bewegen.

6.8.1.2 Druckgasspeicher-Kraftwerke

Druckgasspeicher-Kraftwerke nutzen als Arbeitsfluid statt Wasser gewöhnliche Luft, die in unterirdischen Kavernen bei hohem Druck als „*Druckluft*“ gespeichert wird (engl.: CAES, *Compressed Air Energy Storage*). In Schwachlastzeiten komprimiert ein mit Überschussenergie aus dem Netz betriebener Kompressor Umgebungsluft in einen unterirdischen Gasspeicher, realisiert in Form eines durch Ausspülen mit Wasser in einem Salzstock geschaffenen Hohlraums. Zu Spitzenlastzeiten führt man die komprimierte Luft einer *Gasturbine* zu, die einen Generator antreibt, der Strom wieder ins Netz zurückspeist. Die mit der Abkühlung im Speicher verbundene Druckabsenkung kompensiert man gegebenenfalls mit einer Zusatzbefeuerung. Der Wirkungsgrad liegt aufgrund der hohen Wärmeverluste während der Kompression und der Abkühlung in der Speicherkaverne bei ca. 40-50 %. Wegen des Wärmeaustauschs mit der Umgebung spricht man von *diabatischer* Speicherung (4.1.3). Derzeit laufen Machbarkeitsstudien zu Druckspeicherkraftwerken der 3. Generation, Bild 6.35.

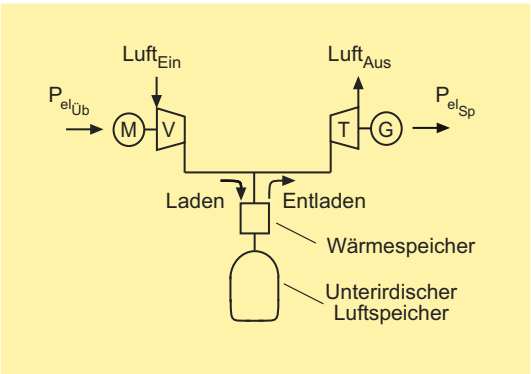


Bild 6.35. Gasdruckspeicher-Kraftwerk der 3. Generation, (engl.: *ACAES, Adiabatic Compressed Air Energy Storage*).

Bei ihnen wird der heißen komprimierten Luft die Wärme vor der Speicherung entzogen und in einem isolierten Wärmespeicher (6.8.1.6) zwischengelagert. Erst die gekühlte Luft wird in der unterirdischen Kaverne gespeichert und erleidet dort nur noch geringe Wärmeverluste durch Abkühlung, daher der Name *adiabatische* Speicherung (engl.: *ACAES, Adiabatic Compressed Air Energy Storage*, s. a. 4.1.3). Bei Wiederverwendung wird die gespeicherte Druckluft zunächst im Wärmespeicher erneut auf ca. 600 °C erwärmt, wodurch eine Zusatzbefeuerung entbehrlich wird. Aufgrund der geringen Wärmeverluste und der Entbehrlichkeit der Zusatzheizung liegt der Wirkungsgrad bei ca. 70 %.

Als vielversprechend wird auch die Kombination eines adiabatischen Druckluftspeichers mit einem GuD-Kraftwerk angesehen. Bei gefülltem Speicher arbeitet die Kombination als Druckgasspeicherkraftwerk, nach Entleerung des Speichers als klassisches GuD-Kraftwerk (s. a. 4.6).

6.8.1.3 Wiederaufladbare Batterien

In wiederaufladbaren Batterien, so genannten *Akkumulatoren*, wird beim *Aufladen* elektrische Energie in Form chemischer Energie gespeichert. Beim *Entladen* lässt sich die chemische Energie wieder als elektrische Energie zurückgewinnen.

Oberbegrifflich stellt eine wiederaufladbare Batterie eine so genannte *elektrochemische Zelle* dar, bestehend aus einer positiven und einer negativen Elektrode sowie einem ionenleitenden *Elektrolyten*, Bild 6.36.

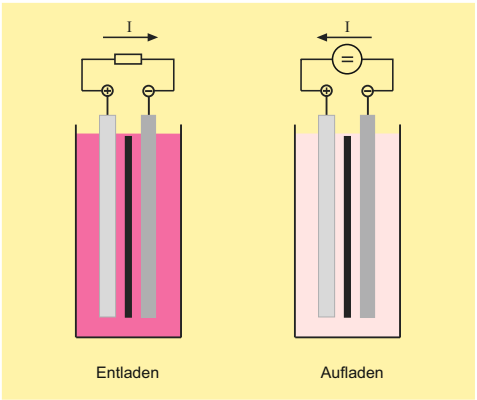


Bild 6.36. Wiederaufladbare Batterie (konventionelle Stromrichtung).

Beide Elektroden sind durch eine für Ionen durchlässige poröse Barriere, den so genannten *Separator*, räumlich und elektrisch voneinander isoliert. Die Reaktionspartner können daher nicht unmittelbar miteinander *chemisch*, sondern nur in Verbindung mit einem äußeren Stromkreis an der Phasengrenze Elektrode/Elektrolyt *elektrochemisch* reagieren. Die während des Auf- und Entladens an der Elektrodenoberfläche stattfindenden Reduktions- und Oxidationsvorgänge führen im Elektrolyt zu einem *Ionenstrom*, im äußeren Stromkreis zu einem *Elektronenstrom*. Beide Elektroden sind auf dem Gehäuse durch +/- Symbole als positive und negative Elektrode eindeutig gekennzeichnet, auf die Verwendung der in der Elektrochemie üblichen Begriffe *Anode* und *Kathode* wird hier verzichtet, da die Elektroden beim Auf- und Entladen ihre Funktionalität wechseln.

Als Elektrodenmaterialien kommen eine Vielzahl von Materialpaarungen in Frage. Beispielsweise besteht bei einem geladenen Bleiakkumulator die negative Elektrode aus metallischem Blei Pb, die positive Elektrode aus Bleidioxid PbO_2. Als Elektrolyt dient Schwefelsäure H_2SO_4.

Werden beide Elektroden durch Anschließen eines Verbrauchers miteinander elektrisch verbunden (*Entladung*), kommt es zu einer elektrochemischen Reaktion, während der sich die drei Reaktionspartner unter Freisetzen elektrischer Energie W_{el} in Bleisulfat ($PbSO_4$) und Wasser (H_2O) umwandeln,

$$Pb + PbO_2 + 2H_2SO_4 \underset{\text{Ladung}}{\overset{\text{Entladung}}{\rightleftharpoons}} 2PbSO_4 + 2H_2O \pm W_{\text{el}} \quad .$$

An beiden Elektroden entsteht Bleisulfat, die Schwefelsäure wird durch das freigesetzte Wasser verdünnt. Der an der negativen Elektrode entstehende Elektronenüberschuss fließt über den Verbraucher als Elektronenstrom zur positiven Elektrode, wo er für die dortige Reaktion an der Phasengrenze benötigt wird.

Im Gegensatz zu nicht wiederaufladbaren Batterien lagern sich bei Akkummulatoren die festen Reaktionsprodukte an den Elektroden ab, was bei Stromzufuhr bzw. Wiederaufladung die Reaktion reversibel ablaufen lässt. Bei jedem Lade-/Entladezyklus führen die Abscheidevorgänge an den Elektroden jedoch zu morphologischen Oberflächenveränderungen und schleichender Sedimentation der Reaktionspartner am Boden, so genannter *Bleischlamm*. Schließlich kommt es zu einem inneren Kurzschluss zwischen beiden Elektroden, der Akkumulator hat seine Lebensdauer erreicht.

So gut sich der Bleiakkumulator als Starterbatterie im Auto bewährt hat, so wenig ist er für den Betrieb als Energiespeicher mit häufiger Entladung und Wiederaufladung geeignet. Dennoch gibt es Pilotanlagen, in denen Erfahrungen mit der Eignung von Bleibatterien für Speicherzwecke in Netzen gesammelt werden.

Die *Nickel-Cadmium Batterie* ist der Hauptvertreter der 3. Generation wiederaufladbarer Batterien. Wegen der Toxizität von Cadmium wird sie zunehmend durch die *Nickel-Metallhydrid Batterie* (*NiMH*) ersetzt. Ihre positive Elektrode besteht im geladenen Zustand aus Nickel, ihre negative Elektrode aus Metallhydriden. Letzteres sind Metalllegierungen, die Wasserstoff in ihr Kristallgitter einlagern und dort chemisch binden können. Als Elektrolyt dient Kalilauge (KOH). Bei der Entladung reagieren die Reaktionspartner gemäß folgender Gesamtreaktion,

$$MH + NiO(OH) \underset{\text{Ladung}}{\overset{\text{Entladung}}{\rightleftharpoons}} M + Ni(OH)_2 \pm W_{\text{el}} \quad ,$$

worin MH Platzhalter für das jeweils zum Einsatz kommende Metallhydrid ist und M für das zugehörige Metall steht, beispielsweise Cobalt, Mangan, Silizium. Für die öffentliche Stromversorgung interessante Batteriegrößen kommen in Hybridfahrzeugen und Elektromobilen sowie in EVU Pilotanlagen zum Einsatz.

Wesentlich längere Lebensdauern, geringere Selbstentladung, höheres Leistungsgewicht und Zyklierungswirkungsgrade von über 90 % besitzen *Lithiumionen-Akkumulatoren* (Li-Ion). Im entladenen Zustand besteht ihre negative Elektrode aus Graphit mit der Fähigkeit zur Einlagerung (Speicherung) positiver Li^+-Ionen in Form so genannter *Interkalationsverbindungen*. Für die positive Elektrode kommen Lithiummetalloxide zum Einsatz, unter anderem Lithium-Kobalt-Dioxid $LiCoO_2$ oder Lithium-Mangan-Dioxid $LiMn_2O_4$. Als Elektrolyte eignen sich organische Verbindungen. Beispielsweise ergibt sich für Lithium-Mangan-Dioxid dann die Reaktionsgleichung

$$Li_{1-x}Mn_2O_4 + Li_xC_n \underset{\text{Ladung}}{\overset{\text{Entladung}}{\rightleftharpoons}} LiMn_2O_4 + nC \pm W_{\text{el}} \quad .$$

Beim Aufladen wandern Li^+-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode und werden dort in Graphit eingelagert. Die zur Neutralisierung der Li^+-Ionen benötigten Elektronen werden von der Ladespannungsquelle geliefert. Beim Entladen wandern die Li^+-Ionen wieder zur positiven Elektrode zurück und bilden dort Lithium-Metall-Oxid. Die mit der Bildung und dem Abwandern der Li^+-Ionen frei werdenden Elektronen fließen durch die Last im äußeren Stromkreis zurück.

Optimale Leistungsdichten erhält man mit kombinierten Nickel-Mangan-Cobalt-Kathoden ($LiNiMnCoO_2$), kurz NMC-Batterie genannt. Zusammen mit LiMn-Dioxid-Batterien sind sie derzeit in fast allen aktuellen E-Autos verbaut.

Als stationäre Energiespeicher für PV-Anwendungen und andere ortsfeste EE-Erzeugungsanlagen kommen meist Li^+-Ionen-Akkumulatoren mit einer positiven Elektrode aus Lithium-Metall-Phosphaten, beispielsweise Lithium-Eisen-Phosphat $LiFePO_4$, kurz LFB Batterie genannt, zum Einsatz. Sie ermöglichen höhere Ladegeschwindigkeiten und höhere zulässige Lade- und Entladeströme. Ihre größere Robustheit bezüglich thermischer Stabilität und Regulierbarkeit wiegt die geringere Leistungsdichte verbunden mit höherem Raumbedarf bei ortsfesten Anlagen mehr als auf.

Schließlich zeichnen sich auch *Lithium-Luft-Batterien* ab, die statt des Volumeneffekts *Interkalation* auf Oberflächeneffekten beruhen und daher eine höhere Speicherdichte bei gleichem Gewicht ermöglichen.

Wegen ihrer großen Lebensdauer, ihres geringen Gewichts ($\mu_{Li} \ll \mu_{Pb}$) und der hohen Speicherdichte sind Li^+-Ionen-Akkumulatoren trotz ihrer hohen Kosten heute die erste Wahl für mobile Energiespeicher. Ihre Bedeutung könnte bei größerer Marktdurchdringung von Elektrokraftfahrzeugen durch Mehrfachnutzung in Batterie-Tauschstationen und in Schnellladestationen vorhandener Batterien nicht nur für die Elektromobilität sondern auch als verteilter Speicher in der Stromerzeugung merklich gesteigert werden, so genannte „*vehicle to grid*"-Technologie, V2G. In letzterem Fall müssen die hierbei auftretenden bidirektionalen Energieflüsse beherrscht sowie geeignete Kommunikations- und Zähleinrichtungen verfügbar sein, was in künftigen Verteilnetzen vom Typ Smart Grid lediglich eine Kostenfrage ist (s. a 11.5).

Lithiumionen-Akkumulatoren besitzen, ähnlich wie die Natrium-Schwefel-Batterie, aufgrund der Materialpaarungen ihres Aktivteils ein erhöhtes Feuerrisiko. Bei einem punktförmigen Kurschluss zwischen Anode und Kathode entlädt sich die in den Batterien gespeicherte Energie mit sehr hoher Stromdichte über die Fehlerstelle. Dies führt zu einer sehr schnellen lokalen Erwärmung, wodurch der organische Elektrolyt brennbare Gase freisetzt. Parallel dazu setzt die Kathode aus Lithium Metalloxid Sauerstoff frei, der mit den Gasen explosionsartig reagiert, so genannter *thermal runaway*. Je höher die Speicherdichte in kWh/cm^3 und je größer die Batterie, desto dramatischer das Phänomen. Große Speicherbatterien bestehen deshalb aus einer Vielzahl parallel geschalteter kleiner Zellen, die über Schmelzsicherungen miteinander leitend verbunden sind. Beim Kurschluss einer Zelle spricht die Schmelzsicherung an und verhindert, dass sich die gesamte Großbatterie in die Fehlerstelle entlädt.

Schließlich sei erwähnt, dass viele elektrochemische Akkumulatoren aus Lebensdauergründen nicht zu 100 % auf- und entladen können, sondern nur einen sehr beschränkten Kapazitätsbereich von einigen 10 % nutzen, so dass ihre installierte Kapazität deutlich über der zyklierten Kapazität liegt. Andererseits werden in der Elektromobilität Speicherbatterien

bereits nach Rückgang der Speicherkapazität auf 80 % wegen der dann deutlich kürzeren Reichweiten als verschlissen eingestuft. Zur Verringerung der *Total Life Cycle*-Kosten könnten sie anschließend in stationären Anlagen durchaus noch auf ein zweites Leben hoffen.

Redox-Flow Batterien

Der großtechnische Einsatz wiederaufladbarer Batterien verlangt nach großen Speicherkapazitäten. Diese ließen sich mit so genannten *Redox-Flow Batterien* realisieren, bei denen die flüssigen Reaktionspartner, beispielsweise in Schwefelsäure gelöste Vanadiumsalze, in separaten, skalierbaren Tanks neben dem eigentlichen elektrochemischen Wandler gelagert werden. Die Tankgröße bestimmt die gespeicherte Energiemenge, das Aktivteil aus einer Vielzahl parallel und in Reihe geschalteter elektrochemischer Zellen mit ionenleitender Membran die elektrische Leistung. *Energie* und *Leistung* sind also im Gegensatz zu den bislang vorgestellten Batteriekonzepten voneinander entkoppelt, worin der große Vorzug des Redox-Flow Prinzips für den großtechnischen Einsatz besteht, Bild 6.37.

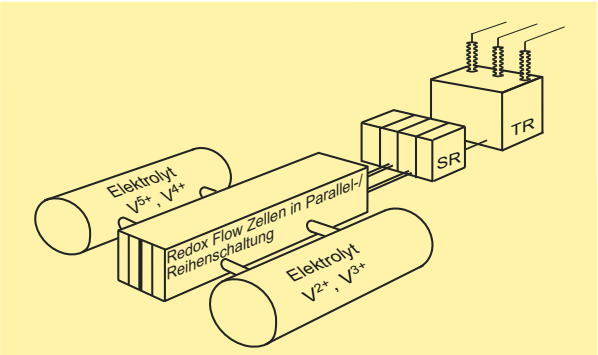


Bild 6.37. Redox-Flow Batterie mit entkoppelter Leistung und Energiespeicherkapazität. SR: Stromrichter, TR: Netztransformator.

Die Generierung freier Elektronen resultiert aus der Tatsache, dass das Vanadium in den beiden Elektrolyten in unterschiedlichen Oxidationsstufen bzw. Wertigkeiten vorliegt.

Als Gesamtreaktion ergibt sich,

$$VO_2^+ + 2H^+ + V^{2+} \underset{\text{Ladung}}{\overset{\text{Entladung}}{\rightleftharpoons}} VO^{2+} + H_2O + V^{3+} \pm W_{\text{el}} \quad .$$

Grundsätzlich kommen auch hier zahlreiche weitere Reaktionspartner in Frage, was jedoch noch Gegenstand der Forschung ist. Gegenüber klassischen elektrochemischen Akkumulatoren benützen Redox-Flow Batterien noch den Vorzug einer 100 %-Tiefentladefähigkeit bzw. 100 %-Zyklierbarkeit.

Hochtemperaturbatterien

Typische Vertreter sind die *Natrium-Schwefel* Batterie (NaS) und die *Natrium-Nickelchlorid* Batterie ($NaNiCl$), auch ZEBRA-Batterie genannt (*Zero Emission Battery Research Activities*). Die Reaktionspartner liegen bei Temperaturen um 350 °C in flüssiger geschmolzener Form vor, beispielsweise bei der NaS-Batterie als Schwefelschmelze, bei der NaNiCl-Batterie als Natriumschmelze. Das Aktivteil darf nie unter die Schmelztemperatur absinken. Der Elektrolyt ist ein für Ionen durchlässiges Rohr aus Funktionskeramik. Beide

Konzepte besitzen eine Heizung sowie eine Kühlung mit forcierter Luft zur Aufrechterhaltung der Betriebstemperatur. Die Entwicklungsstadien beider Konzepte sind weit fortgeschritten und kommen in Pilotanlagen zum Einsatz.

Ferner bieten sich auch *Hybridspeicher* an, bestehend beispielsweise aus einer Redox-Flow Batterie hoher Kapazität als Langzeitspeicher und einer Lithium Batterie hoher Entladeleistung für kurzzeitige Lastspitzen. Letztere wird in Schwachlastzeiten aus der Redox-Flow Batterie nachgeladen. Schließlich lassen sich unterschiedlichste Batterietypen nach dem Muster der *Multilevel-Converter-Technologie* (10.2.2) intelligent zusammenschalten, wobei statt einer Vielzahl von Kondensatoren eben eine Vielzahl von Batterien geeignet verschaltet werden.

Wiederaufladbare Batterien sind sehr teuer und besitzen generell wegen der schleichenden morphologischen Veränderungen der Elektrodenoberflächen oder weiterer Alterungsprozesse nur eine begrenzte, vom Batterietyp abhängige Lebenserwartung. Ferner unterscheiden sich die einzelnen Konzepte bezüglich Speicherdichte und Leistungsgewicht, Ober- und Untergrenzen für Auf- und Entladeströme, zulässigen Umgebungstemperaturen, Überladungs- und Tiefentladungseigenschaften, Zyklierungswirkungsgrad, Umweltfreundlichkeit und nicht zuletzt in den totalen Life-Cycle-Kosten pro kWh gespeicherter Energie.

Mit der Entscheidung für einen speziellen Batterietyp ist nur ein Anfang gemacht. Schließlich geht es im Kontext um großtechnische Batteriespeicher, die zwangsläufig aus mehreren hundert oder tausend elementaren Zellen und Modulen assembliert werden. Durch diese Aggregation entstehen zusätzliche Aufgaben. Die einzelnen Zellen sind nicht exakt gleich und altern unterschiedlich. Um das Überladen und Tiefentladen einzelner Zellen zu verhindern, überwachen und steuern intelligente Batteriemanagementsysteme nach Möglichkeit jede einzelne Zelle mit den Zielen optimaler Leistungsfähigkeit bei maximaler Lebensdauer. Hinzu kommt die leittechnische Steuerung der Kooperation mit dem Wechselrichter beim Ein- und Ausspeichern, denn schließlich muss ja aus der Gleichspannungspeicherquelle erst wieder ein nach Betrag und Phase regelbares Drehstromsystem synthetisiert werden, damit die gespeicherte Energie beispielsweise als Regelenergie wieder bedarfsgerecht ins Netz rückgespeist werden kann. Schließlich erfordern große Batteriespeicher wegen der hohen Brandgefahr bei internen Kurzschlüssen einzelner Zellen aufwendige Schutzmaßnahmen u.s.w., was in Summe den Bau großtechnischer Batteriespeicheranlagen zu einer eigenen Disziplin werden lässt.

6.8.1.4 Superkondensatoren

Gewöhnliche Kondensatoren speichern elektrische Energie W_{el} im elektrischen Feld zwischen ihren Belägen, Gl. (6.19a)

$$W_{el} = \frac{1}{2} C U^2 \quad \text{(a)} \qquad\qquad Q = CU \quad \text{(b)} \quad . \tag{6.19}$$

Die Spannung am Kondensator steigt während des Aufladens proportional mit der gespeicherten Ladung, Gl. (6.19b). Dieses Phänomen kommt in vielen technischen Anwendungen zum Einsatz, scheidet aber für die großtechnische Speicherung elektrischer Energie wegen der geringen Energiedichte W_{el}/ltr aus. *Superkondensatoren* sind *elektrochemische Zellen* ähnlich Batterien und Akkumulatoren. Sie speichern elektrische Energie in dünnen elektrochemischen Doppelschichten auf den Oberflächen ihrer Beläge und durch reversible chemische Redox-Reaktionen während des Auf- und Entladens. Aufgrund der kurzen Wege

und eines Elektronen- statt Ionenstroms ist ihre Energiedichte etwa 1000 mal größer und ihre Auf- und Entladung deutlich schneller möglich als bei Akkumulatoren. Ferner bleibt ihre Spannung während des Auf- und Entladens nicht wie bei den Akkumulatoren näherungsweise konstant, sondern folgt Gl. (6.19b), wie bei einem gewöhnlichen Kondensator. In Verbindung mit einem *Multilevel STATCOM*, so genannter *SVC Plus FS*, eignen sie sich perfekt zur alternativen Bereitstellung von *Momentanreserve* (10.2.2, 10.5.2.3 und 10.5.2.4) und können deren aktuellen Rückgang durch Kraftwerksstilllegungen voll ausgleichen.

6.8.1.5 Wasserstofftechnologie

Die *Wasserstofftechnologie*, häufig auch als *Wasserstoffwirtschaft* bezeichnet, umfasst alle Maßnahmen und Techniken zur *Erzeugung* und *Speicherung* des Sekundärenergieträgers Wasserstoff sowie seines *Transports*, seiner *Verteilung* und Nutzung.

Wasserstoff kommt aufgrund seiner hohen Affinität in der Natur nur chemisch gebunden vor, beispielsweise im Wasser H_2O oder als wesentlicher Bestandteil von Kohlenwasserstoffverbindungen. Er muss aus dieser gebundenen Form erst von menschlicher Hand mittels geeigneter technischer Prozesse isoliert bzw. regeneriert werden.

Die klassische Wasserstoffgewinnung für *industrielle* Anwendungen basiert auf der Zerlegung fossiler Brennstoffe und ist großtechnisch etabliert. Sie leistet jedoch keinen Beitrag zur Lösung des „*Energieproblems*“, da sie ebenfalls die Vorräte fossiler Brennstoffe mindert. Im Kontext interessant sind im Wesentlichen Verfahren, die unter Einsatz *erneuerbarer Energien* molekularen Wasserstoff aus Wasser oder Biomasse gewinnen.

Wasserstoff ließe sich unter direkter und indirekter Nutzung von Solarenergie auf „ewige“ Zeit und praktisch unbegrenzt mittels verschiedener Techniken gewinnen:

- Zerlegung von Wasser in seine Komponenten Wasserstoff und Sauerstoff in zentralen und dezentralen mit Solarstrom gespeisten *Elektrolyseanlagen*.
- Zerlegung von Wasserdampf in seine Komponenten H_2 und O mittels bei hohen Temperaturen ablaufender thermochemischer Prozesse, z. B. *Hydrosolprozesse*. In letzteren lässt man in zweistufigen Reduktions- und Oxidationsprozessen Metalloxide mit heißem Wasserdampf miteinander reagieren. Für die Solarwärmezufuhr käme das Turmkonzept (13.1.2) zur Anwendung.
- Vergasung von Biomasse durch Vergären oder mittels thermochemischer Prozesse, wobei unter anderem auch Wasserstoff H_2 entsteht (s. a. 6.4).

In allen Fällen würde Wasserstoff ausschließlich aus der direkten oder indirekten Nutzung von Solarenergie sowie anderer erneuerbarer Energien gewonnen werden. Bei der Verbrennung von Wasserstoff in thermischen Kraftwerken und Brennstoffzellen zur Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung oder für Elektroautos entstünde nur Wasser als Abfallprodukt. Eine umfassende Wasserstoffwirtschaft würde daher nicht nur das Energieproblem, sondern auch das CO_2-Problem lösen.

Alle Techniken für die Erzeugung, Nutzung, Speicherung und den Transport von Wasserstoff sind zwar grundsätzlich bekannt, dennoch stehen der Wasserstofftechnologie einige inhärente, auch bei großem Forschungsaufwand nur beschränkt zu lösende massive Probleme entgegen:

- Wasserstoff bildet bei unkontrollierter Vermischung mit Luft ein hochexplosives Gemisch, das bekannte „Knallgas“. Hierbei erstrecken sich zündfähige Gemische über einen weiten

Bereich des Mischungsverhältnisses und die benötigten Zündenergien sind sehr klein. Der gefahrlose Umgang mit Wasserstoff wird daher nur in großtechnischen, professionell betriebenen Anlagen ratsam sein. Dennoch werden bereits mit Wasserstoff betriebene Kraftfahrzeuge in Großversuchen erprobt.

– Atomarer oder molekularer Wasserstoff besitzt die kleinsten Abmessungen der Grundbausteine fester Materie und besitzt eine hohe Diffusionsfähigkeit durch alle für seine technische Nutzung erforderlichen materiellen Barrieren. Die Verluste bei der Speicherung sind beträchtlich, sei es in gasförmiger oder verflüssigter Form.
– Brennstoffzellen zur Rückwandlung gespeicherten Wasserstoffs in Strom mögen für den dezentralen Einsatz eine Option sein, ihrem großtechnischen Einsatz in der öffentlichen Stromversorgung stehen aber massive Lebensdauer- und Kostenprobleme entgegen (6.6).

Die Speicherung kann in *gasförmiger* Phase unter hohem Druck oder in *flüssiger* Phase drucklos bei -253 °C in *Dewar-Gefäßen* erfolgen. Alternativ lässt sich Wasserstoff auch in Metallhydrid-Speichern chemisch gebunden speichern, beispielsweise für Elektrofahrzeuge.

Die wichtigste Motivation für eine Wasserstoffwirtschaft liegt wohl in der Verwendung von Wasserstoff als *Speichermedium* für aus erneuerbaren Energien gewonnenen überschüssigen Strom. Aktuell wird als vielversprechende Option *Power to Gas* diskutiert, bei der der Wasserstoff unter CO_2-Zugabe in Methan umgewandelt wird, so genannte *Methanisierung*. Das Methan könnte dann in ausreichend großen Mengen im Erdgasnetz langfristig gespeichert und während Totalflauten in Gaskraftwerken wieder in Strom rückgewandelt werden (6.8.2.1).

6.8.1.6 Wärmespeicher/Power to Heat (PtH, P2H)

Überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien lässt sich vorteilhaft auch in Form von Wärme speichern, da dieser Strom nicht erst zuvor mit vergleichsweise geringem Wirkungsgrad aus fossilen Brennstoffen oder Kernenergie gewonnen werden muss. *Elektrospeicherheizungen* werden daher wohl eine Renaissance erfahren. Insbesondere *Fernwärmeunternehmen* können Überschussstrom in Form von Wärme speichern (Tauchsiederprinzip) und damit auch am Markt für negative Regelenergie teilnehmen. Überschussstrom lässt sich so spürbar in der Gebäudeheizung anwenden, was zu entsprechenden Einsparungen bei fossilen Primärenergien führt. Alternativ kann bei solarthermischen Anlagen eine *direkte* Speicherung der gewonnenen Wärmeenergie in Wärmespeichern erfolgen.

Thermodynamisch unterscheidet man zwischen *sensiblen* und *latenten* thermischen Speichern. Bei ersteren ändert sich die Temperatur des Speichermediums während der Ein- und Ausspeicherung. Letztere nutzen die beim Wechsel des Aggregatszustands des Speichermediums aufgenommene bzw. abgegebene latente Wärme bei konstanter Temperatur (isothermer Speicherprozess, s. a. 4.1.1). Als Speichermedien eignen sich Salzschmelzen, rieselfähiger Sand, mineralische Feststoffspeicher und unter Druck stehendes Wasser. Über Salzschmelzen liegen bereits in Industrieanlagen Erfahrungen vor. Als Beispiel aus der Stromversorgung sei auf 6.3.1.2 verwiesen. Schließlich kann in Dampfkraftwerken Wärme in Wasserspeichern gespeichert und damit für gewisse Zeit eine virtuelle Verringerung des Mindestlastpunkts erreicht werden. Sinngemäß lässt sich Kälte auch in *Eisspeichern* speichern, wobei hier noch die Schmelzwärme des Wassers oder eines anderen Kühlmediums genutzt werden kann. Auf diese Weise lässt sich sehr gut Überschussstrom aus EE-Anlagen nutzen, lassen sich Lastspitzen von Klimaanlagen auf Schwachlastzeiten verschieben.

6.8.1.7 Schwungradspeicher

Schwungradspeicher (engl.: *Flywheel Energy Storage Systems, FESS*) speichern elektrische Energie in Form kinetischer Energie (Rotationsenergie). Die Speicherkapazität wird vom Trägheitsmoment des Schwungrades, das heißt seinem Durchmesser, seiner Masse und deren radialer Verteilung sowie seiner Drehzahl bestimmt, die zwischen einigen tausend bis zu hunderttausend Umdrehungen pro Minute liegen kann. Zur Vermeidung der Luftreibung findet die Rotation im Vakuum statt. Schwungradspeicher eignen sich auch zur Speicherung größerer Energiemengen, werden aber in stationären Anwendungen meist in Form zahlreicher kleinerer, parallel betriebener Speicher eingesetzt. Es gibt Pilot-Speicherkraftwerke mit bis zu 200 Schwungradspeichern, die beispielsweise als Regelkraftwerke Flexibilitätsbeiträge liefern. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Anwendungen im Rahmen unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV), Pilotprojekte zur Spannungsstützung in Bahnstromnetzen, in Minigrids fernab von öffentlichen Stromversorgungsnetzen etc. Beispiele für intrinsische Schwungradspeicher sind die rotierenden Massen der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke (s. a. Kapitel 20).

6.8.1.8 Supraleitende magnetische Energiespeicher

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) speichern elektrische Energie direkt im Magnetfeld eines in einer supraleitenden Spule fließenden *Gleichstroms* I,

$$W = \frac{1}{2} L I^2 \quad .$$

Der 50 Hz Wechselstrom wird zum Aufladen durch einen Stromrichter zunächst in einen Gleichstrom umgewandelt, beim Entladen wieder in 50 Hz Wechselstrom zurückgewandelt. Supraleitende Energiespeicher besitzen vernachlässigbare Selbstentladung und einen hohen Zyklierungswirkungsgrad von über 95 %. Der praktische Wirkungsgrad liegt aber wegen der zur Kühlung auf supraleitende Temperaturen verbrauchten Energie darunter. Wegen ihrer Komplexität gibt es nur wenige Pilotanwendungen im kleinen Maßstab.

Welche der eingangs genannten Technologien letztlich vorrangig zum Einsatz kommen werden, hängt überwiegend von den jeweiligen Investitionskosten je kW installierter Leistung, der lokal benötigten Speicherkapazität, den Speicherdichten, den laufenden Betriebskosten über die Gesamtlebensdauer der Speicher, Sicherheitsaspekten und der öffentlichen Akzeptanz neuer *Pumpspeicherkraftwerke* ab. Rational betrachtet sind letztere neben *Power to Gas* mit großem Abstand die 1. Wahl.

6.8.1.9 Sektorenkopplung

Gegen Ende der Energiewende und auch schon einige Jahre zuvor wird die installierte Leistung der dezentralen EE-Erzeugungsanlagen ein Vielfaches der maximalen Tageslast betragen. Dies setzt allerdings voraus, dass der laufende Zubau von EE-Erzeugung vom Erschließen und dem Zubau adäquater Speicherkapazitäten zur Speicherung großer Mengen EE-Überschussstroms begleitet wird. Aktuell erfolgt die Wahrung des instantanen Wirkleistungsgleichgewichts (3.1, 3.2.2, Kapitel 15) noch durch häufiges Abregeln oder gar Abschalten von EE-Erzeugungsanlagen gesteuert, was mehr als kontraproduktiv ist (17.2). Eine Lösung wird in der so genannten *Sektorenkopplung* gesehen. Hierunter versteht man alle Maßnahmen zur Nutzung und Speicherung von EE-Überschussstrom in Wärmespeichern, Gasnetzen und dem Verkehrssektor, mit anderen Worten die energetische Kopplung von *Strom-, Gas,-* und *Wärmenetzen*, so genannte *Hybridnetze*, inklusive der jeweiligen

Speicher und der *Elektromobilität*. Man spricht auch von *Power to X*. Insbesondere das gesteuerte Laden und Entladen großer zentraler Speicher mittels *Power to Gas* (6.8.2.1) und *Power to Heat* (6.8.1.6) besitzt *großes Flexibiltätspotential*. Dabei darf dann nicht stören, dass exergetisch hochwertiger Strom in Wärme umgewandelt wird.

Neben den bisher erwähnten physischen Speichertypen gibt es auch die Option *Virtuelle Speicher* in Form digital vernetzter, steuerbarer Speicher und Lasten eines Stadtteils, einer ganzen Stadt bzw. Region, ähnlich einem Virtuellen Kraftwerk zu aggregieren. Hier ist vorrangig an die Verknüpfung von Blockheizkraftwerken, Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen und andere thermische Speicher, sowie an Batteriespeicher von PV-Anlagen und der Elektromobilität gedacht. Die aggregierten Komponenten verhalten sich bei optimierter Koordination aller Lade-, Entlade- und Umwandlungsprozesse logisch wie ein monolithischer Speicher und können am *Day-Ahead-* und *Intraday-Strommarkt* (21.4.1) schnell verfügbare positive und negative Regelleistung bereitstellen, mit anderen Worten Systemdienstleistungen erbringen. Diese Vision zeigt einmal mehr, dass es bei Smart Grids zunehmend um die *Digitalisierung* der Verteilnetze bzw. um Informations- und Kommunikationstechnik sowie die zugehörige Anwendungssoftware geht (s. a. 11.5). Auch hier gibt es für Verteilnetzbetreiber viel zu tun (17.2).

6.8.2 Langzeitspeicher

Es gibt derzeit nur zwei Langzeitspeicheroptionen, *Power to Gas* und *Innereuropäische Kooperation*.

6.8.2.1 Power to Gas (PtG, P2G)

Bei *Power to Gas* handelt es sich um eine spezielle Ausprägung der Wasserstoffwirtschaft (6.8.1.5), bei der Wasserstoff als Zwischenspeicher für Strom aus erneuerbaren Energien dient. Zunächst wird überschüssiger EE-Strom in Elektrolyseuren für die Zerlegung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff eingesetzt:

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2 \quad .$$

Anschließend kann aus dem Wasserstoff unter Zusatz von CO_2 noch Methan synthetisiert werden,

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \quad ,$$

so genannte *Methanisierung* (Sabatier-Prozess).

Der erzeugte Wasserstoff kann bis zu 10 % direkt in das Erdgasnetz eingespeichert werden. Nach Methanisierung könnte man ihn praktisch unbegrenzt als Langzeitreserve im Erdgasnetz speichern. Im Bedarfsfall könnte aus dem Erdgas-Speichersystem über konventionelle Gasturbinenkraftwerke und die Gasmotoren von Blockheizkraftwerken der gesamte Strombedarf der Bundesrepublik über Monate emissionsarm gedeckt werden (Größenordnung 200 TWh).

Zugegebenermaßen ist der Gesamtwirkungsgrad der Option

$$\textit{Strom} \rightarrow \textit{Wasserstoff} \rightarrow \textit{Methan} \rightarrow \textit{Rückverstromung}$$

nicht sehr hoch und schwankt je nach Art der Rückverstromung zwischen 20 % und 40 %. Angesichts der kostenlos zur Verfügung stehenden Primärenergie ist P2G jedoch durchaus vorstellbar, zumal ja auch die Alternativen sehr kostenintensiv sind. Derzeit im Betrieb

sind Anlagen von einigen Megawatt. In der Planung sind Anlagen von 100 MW, langfristig von mehreren Gigawatt.

6.8.2.2 Innereuropäische Kooperation

Ein Großteil der Langzeitspeicherung aus erneuerbaren Energien gewonnenen Überschussstroms wird langfristig wohl im Rahmen einer kontinentalen bzw. innereuropäischen Kooperation, insbesondere mit den Alpenländern und Skandinavien, speziell Norwegen erfolgen. Dort stünden in der Summe angemessenere Speicherkapazitäten in Form von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Voraussetzung wären allerdings ausreichende Leitungskapazitäten für den Stromtransport. Derzeit in Bau ist das Projekt *Nordlink* (Seekabelverbindung Deutschland - Norwegen) und in der Planung sind die Projekte *NorGer* (zweite Seekabelverbindung Deutschland - Norwegen) und die *Hansa Power Bridge* (Seekabelverbindung Deutschland - Schweden) s. a. 2.1.2.

Entscheidungen zur Langzeitspeicherung werden spätestens dann zu treffen sein, wenn die Nutzung erneuerbarer Energien sich tatsächlich den derzeit anvisierten langfristigen Zielen nähern wird.

6.8.3 Backup-Versorgung

Eine risikolose, mit kalkulierbaren Kosten verbundene Option ist die Beibehaltung einer angemessenen Zahl bereits existierender konventioneller Kraftwerke, so genannter *systemrelevanter Kraftwerke*, die während totaler Flaute und bei starker anhaltender Bewölkung wie schon vor der Energiewende den gesamten Bedarf der Bundesrepublik decken können. Bereits jetzt haben aber die Stromversorgungsunternehmen schon für zahlreiche Kraftwerke die Stilllegung und den Rückbau geplant, weil wegen der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien manche Kraftwerke nur noch wenige Stunden Strom erzeugen und dann kaum noch die Fixkosten erwirtschaften (2.1.2).

Es ist Sache der Bundesnetzagentur einen gerechten Interessenausgleich zu finden, der einerseits den großen Stromversorgern die Vorhaltung systemrelevanter Kraftwerke adäquat vergütet und andererseits die Interessen der Stromkunden im Hinblick auf einen bezahlbaren Strompreis wahrt. Ein Anfang ist mit dem so genannten *Weiter entwickelten Strommarkt* bzw. *Strommarkt 2.0* und der dort implizierten *Netz-* und *Kapazitätsreserve* gemacht (2.1.2, 17.1.5).

Im Gegensatz zur Option *Power to Gas*, die langfristig eine Bedarfsdeckung zu 100 % aus erneuerbaren Energien erlauben würde, greift die Backup-Option noch gelegentlich auf klassische Primärenergieträger zurück. Zeitnahe Diskussionen über deren CO_2-Emissionen, die Reichweite fossiler Ressourcen und die Generationengerechtigkeit wären jedoch hier wegen der geringen jährlichen Betriebsstundenzahl erst mal entbehrlich.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 6

1. v. Konig, F.: Bau von Wasserkraftanlagen. Verlag C. F. Müller GmbH, Karlsruhe, 1985.
2. Schmid, J.: Photovoltaik. 4. Auflage, Verlag TÜV Rheinland, Köln, 2000.
3. Kleemann, M. und Meliß, M.: Regenerative Energiequellen. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1989.
4. Bohn, T.: Handbuchreihe Energie. 14 Bände. Technischer Verlag Resch, Köln, 1988.

5. Hoffmann, V.: Energie aus Sonne, Wind und Meer. Verlag Harry Deutsch, Frankfurt, 1990.
6. Goetzberger, A., Voß, B. und Knobloch, J.: Sonnenenergie und Photovoltaik. Teubner-Verlag, Stuttgart, 1994.
7. Gasch, R. und Twele, J.: Windkraftanlagen. Teubner-Verlag, Stuttgart, 2007.
8. Heier, S.: Windkraftanlagen. Teubner-Verlag, 2005.
9. Aifantis, K. E. et al.: High-Energy-Density Lithium Batteries. Verlag Wiley VCH, Weinheim, 2010.
10. Halaczek, Th.: Batterien und Ladekonzepte. 2. Auflage, Franzis Verlag, Poing, 2001.
11. VDE: Energiespeicher für die Energiewende. VDE Verlag Frankfurt 2012
12. DENA, Th.: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2012-2020. Berlin
13. Rehtanz, C. und Jan Teuwsen: Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem. VGB PowerTech 1/2015 u. 2/2015.
14. Schöllhorn, D. et al.: Elektrische Energiespeicher im Niederspannungsnetz, EW3, 2015.
15. Suckow, J. und G. Wernecke: Von netzverträglichen zu netzdienlichen Speichern, EW10, 2015.
16. Sangster, A. J.: Massive Energy Storage Systems Enable Secure Electricity Supply from Renewables. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy 2016.
17. Schulz, D.: Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern. Springer-Viehweg, Wiesbaden 2015.
18. Bollmann, K. et al.: Unterstützung der Netzstabilität durch Windenergieanlagen mit Hilfe von virtuellen Synchrongeneratoren. VGB PowerTech 9/2015.
19. Singer, A. et al.: Ein disruptiver Ansatz: Hocheffiziente modulare Energiespeicher durch verstärkten Einsatz von Software und offener Hardware. VDE Jahreskongress 2016.
20. Kippelt, S. et al.: Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als virtueller Energiespeicher, VDE Jahreskongress 2016, Mannheim.
21. Kormanicki, P. et al.: Electric Energy Storage Systems, Flexibility Options for Smart Grids, Springer Verlag, 2017.
22. Nielsen, L. und Leithner, R.: GuD-Druckluftspeicherkraftwerke - hocheffiziente Übergangs- und Dauerlösung. VGB PowerTech 1/2018 u. 2/2018.
23. Hofmann, R. et al.: Integration von thermischen Speichertechnologien als Flexibilisierungsmaßnahme für industrielle Energieanlagen. VGB PowerTech 8/2016.
24. Öko-Institut e. V.: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut Freiburg, 11/2016.
25. Schraub, P.: Balanceakt für Batterien (Batteriealterung). Web Industrieportal INDUSTR.com.
26. Schiffer, H.W.: Zur künftigen Rolle der thermischen Stromerzeugung und der Speicherung von Elektrizität in den Mitgliedsstaaten der EU. Sicherung der Versorgung bei steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energie. VGB PowerTech 11/2018.

7. Kraftwerkleittechnik

Kraftwerke sind komplexe Systeme, deren Betriebsführung insbesondere im Bereich der Umwandlung von Primärenergie in mechanische Energie eine weitgehende *Automatisierung* ihrer Teilprozesse erfordert. Steigende Anforderungen an primärenergiesparende Betriebsweise, höheren Gesamtwirkungsgrad, flexibleres Lastfolgeverhalten etc. führten zwangsweise zu immer größeren Blockeinheiten höherer Komplexität. Beispielsweise müssen zur Führung eines modernen steinkohlebefeuerten 475 MW-Blocks etwa 3.500 analoge und 4.000 binäre Messsignale für Temperaturen, Drücke, Durchflüsse, Analysen etc. erfasst und verarbeitet, zur Steuerung des Prozessverhaltens 1.100 Antriebe geschaltet und Ventile betätigt werden.

Um trotz der Vielzahl der Steuer- und Regelgrößen den Prozess überschaubar zu halten und Leistungsänderungen sowie An- und Abfahrvorgänge zügig vornehmen zu können (manche Spitzenlastkraftwerke müssen zweimal am Tag an- und abgefahren werden), bedient man sich *verteilter*, *hierarchisch* aufgebauter *Leitsysteme* (engl.: DCS, *Distributed Control System*). Sie bilden eine aus mehreren Schichten bestehende Schnittstelle zwischen dem *Prozessführer* und dem *Prozess*.

Das Betreiben eines Kraftwerkblocks erfordert zunächst einen *Anfahrvorgang*, währenddessen die verschiedenen Hilfseinrichtungen bzw. unterlagerten Teilprozesse von einer automatischen *Steuerung* parallel und sequentiell *in Betrieb genommen* bzw. *eingeschaltet* werden. Gleichzeitig werden Prozessgrößen wie *Temperaturen*, *Drücke*, *Fördermengen* etc. von *Reglern* auf gewünschte Sollwerte *eingeregelt*. Während des Hochfahrens des Kessels wird der erzeugte Dampf direkt in den Kondensator geleitet, so genannter *Umleitbetrieb*. Bei Erreichen der Kessel-Mindestleistung wird die Turbine angefahren. Hat der Turbosatz seine Nenndrehzahl erreicht und stimmen Betrag und Phase der Generatorspannung mit der Netzspannung überein, erfolgt die *Synchronisierung* mit dem Netz. Schließlich wird durch weiteres Öffnen des Dampfeinlassventils der vorgesehene *Teillastbetrieb* oder auch *Volllastbetrieb* erreicht.

Während des Anfahrens eines bestimmten Betriebspunkts ist der Wirkungsgrad eines Kraftwerks sehr schlecht, da nur Hilfsenergie verbraucht und anfänglich nur wenig Sekundärenergie erzeugt wird. Aus diesem Grund, und um ein Kraftwerk bei Ausfall anderer Kraftwerke oder bei starken Laständerungen möglichst schnell in Betrieb nehmen zu können, wird eine kurze Anfahrzeit gefordert. Der Anfahrvorgang dauert bei Gasturbinenkraftwerken 3-5 Minuten, bei Steinkohlekraftwerken 4-5 Stunden, bei Braunkohlekraftwerken 6-8 Stunden, bei Wasserkraftwerken 1-2 Minuten und bei Kernkraftwerken 8-12 Stunden (*Kaltstart*-Anhaltswerte). Warmstart-Anfahrzeiten von Steinkohlekraftwerken liegen, beispielsweise nach 6-stündiger Abschaltung, bei ca. 1 Stunde. Die Realisierung kurzer An- und Abfahrzeiten verlangt eine umfassende *Automatisierung*, mit anderen Worten den Einsatz moderner *Kraftwerkleittechnik* (s. a. 7.3.4.1).

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_7

7.1 Leittechnik-Funktionen

Bei sehr einfachen technischen Prozessen steuert ein *Bediener*, *Anlagenfahrer* oder *Prozessführer* (engl.: *operator*) den Prozess direkt vor Ort von einer *Schalttafel* oder einer *Frontplatte* aus über Drucktasten, Drehschalter etc. Bei räumlich ausgedehnten, komplexen Prozessen kann der *Anlagenfahrer* die Vielzahl der Schalthandlungen und etwaiger Regeleingriffe nicht mehr selbst in angemessener Zeit vor Ort durchführen. Alle Steuerbefehle gehen dann von einer zentralen *Schaltwarte* aus.

Der Anlagenfahrer gibt nur wenige mächtige Befehle, die anschließend von den *Automatisierungssystemen* in Richtung Prozess in tausende zunehmend schwächere Befehle für die Teilsysteme aufgelöst werden. Da der Anlagenfahrer bzw. *Leitstandfahrer* ferner die einzelnen Prozesskomponenten nicht mehr direkt beobachten kann, werden ihm die Schalt- und Prozesszustände durch Meldeleuchten, Schreiber, Prozessabbilder auf Rechnerbildschirmen etc. mitgeteilt. Hierbei erfolgt für mehrere tausend Signale aus dem Prozess eine Verdichtung in Richtung Leitebene, die den Prozess für das Bedienungspersonal erst überschaubar macht. Der Leitstandfahrer bewertet die eingehenden Informationen und reagiert mit entsprechenden Anweisungen bzw. Steuerbefehlen an den Prozess. Man spricht von *Bedienen* und *Beobachten* (*Überwachen*).

Während des Bedienens, insbesondere beim *An-* und *Abfahren*, bei *Ausgleichsvorgängen* und *Störungen*, verwaltet das Leitsystem die folgenden Informationsflüsse:

Von der Warte zum Prozess:

- *Steuerbefehle* zum Ein- und Ausschalten einzelner Aggregate
- *Stellbefehle* vom Typ „Höher“, „Tiefer“
- *Regelbefehle* in Form von Führungsgrößen bzw. Führungsgrößenänderungen

Vom Prozess zur Warte:

- *Meldungen* über Betriebszustände, beispielsweise EIN/AUS
- *Alarme* bei Überschreiten voreingestellter Grenzwerte, beispielsweise bei Übertemperatur
- *Messwerte*, beispielsweise Temperaturen, Drücke, Blockleistung

Diese elementaren Funktionen leisten grundsätzlich auch so genannte SCADA-Systeme (engl.: *Supervisory Control and Data Acquisition*), die vielfach in Stromversorgungs- und Pipeline-Netzen zum Einsatz kommen, in der Regel in Verbindung mit *Fernwirkeinrichtungen* (s. a. Kapitel 16). Diese Systeme sind jedoch reine *Bedien-* und *Beobachtungssysteme*. Sie unterscheiden sich von den hier betrachteten Prozessleitsystemen der Kraftwerkleittechnik durch das Fehlen der weitreichenden *Automatisierungsfunktionen*. In der Kraftwerkleittechnik werden die meisten Steuer-, Stell- und Regelbefehle *automatisch* erteilt.

Schließlich unterscheidet man zwischen *Betriebsleittechnik* und *Sicherheitsleittechnik*. Erstere beinhaltet die Automatisierung von Teilprozessen im normalen Betrieb, die Versorgung des Betriebspersonals mit Informationen über den Prozesszustand sowie die Möglichkeit des bedarfsweise manuellen Eingriffs in den Prozessablauf von der Warte aus. Die Aufgabe der *Sicherheitsleittechnik* besteht in der frühzeitigen Erkennung und Gewichtung von Störungen sowie der automatischen Einleitung angemessener Gegenmaßnahmen zur Störungsbeseitigung bzw. Führung des Prozesses in einen sicheren Zustand. Sie dient dem *Schutz* von Personen, Anlagenkomponenten und der Umwelt.

7.2 Verfahrens- und leittechnische Struktur eines Kraftwerkprozesses

Aus Sicht der Verfahrenstechnik wie auch der Leittechnik lässt sich ein Kraftwerksprozess in horizontaler Richtung in 5 bis 7 *Funktionsbereiche*, beispielsweise *Dampferzeuger*, *Turbosatz* etc. aufteilen, die eine klar abgegrenzte Aufgabe wahrnehmen, Bild 7.1.

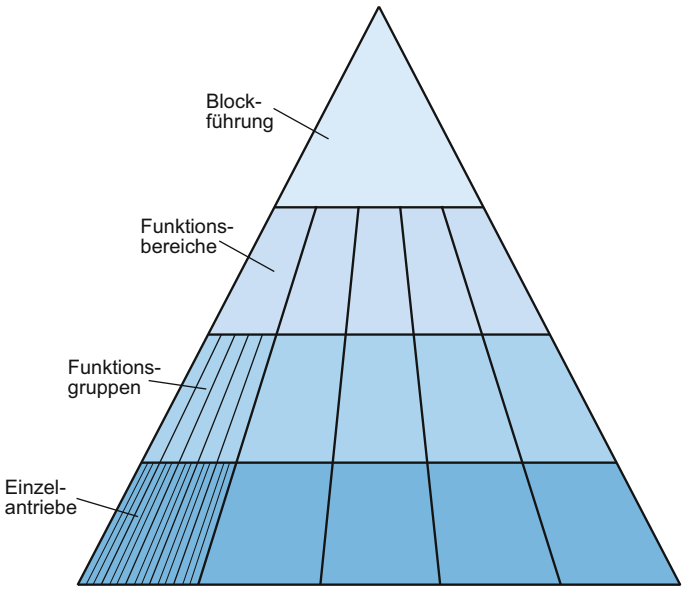


Bild 7.1. Verfahrenstechnische Struktur eines Kraftwerkblocks mit *Blockführung*, *Funktionsbereichen*, *Funktionsgruppen* und *Einzelantrieben*.

Jeder Funktionsbereich besteht aus mehreren verfahrenstechnischen *Funktionsgruppen*, die sich ihrerseits wieder in zahlreiche *Einzelantriebe* bzw. *Untergruppen* für Pumpen, Ventile etc. unterteilen. Beispielsweise bestehen die *Funktionsbereiche* Dampferzeuger und Turbosatz unter anderem aus folgenden *Funktionsgruppen*:

Dampferzeuger

- Zünd- und Leistungsfeuerung
- Verdampfersystem
- Luft- und Rauchgasförderung
- Überhitzersystem

Turbine

- Turbinenölversorung
- Evakuierung
- Kondensatförderung
- Anwärmen der Frischdampfleitung und der Turbine

In den Funktionsgruppen werden für eine bestimmte Funktion erforderliche, zusammenwirkende Einzelantriebe durch eine zugehörige *Funktionsgruppensteuerung* in verfahrenstechnisch sinnvoller Reihenfolge schrittweise ein- und ausgeschaltet. Geregelte Prozessgrößen werden durch die *Funktionsgruppenregelung* mittels von der Blockführung vorgegebener Führungsgrößen auf die gewünschten Werte eingeregelt. Selbstähnlich werden die einer *Funktionsgruppe* unterlagerten *Einzelantriebe* bzw. *Untergruppen* ein- und ausgeschaltet und Prozessgrößen auf bestimmte Werte eingeregelt, wobei die jeweiligen Führungsgrößen von der Funktionsgruppe vorgegeben werden. Voraussetzung für einen weiteren Schaltschritt ist stets das Vorliegen bzw. Erfüllen spezifischer *Rand-* bzw. *Fortschaltbedingungen*.

Eine typische Funktionsgruppe des Funktionsbereichs *Speisewasserversorgung* ist die *Speisewasserförderung*. Sie umfasst alle technischen Einrichtungen, die zur Förderung des Speisewassers erforderlich sind. Oft gibt es drei Speisewasserpumpen, von denen zwei mit je 50 % betrieben werden und zusammen 100 % Förderleistung abgeben. Beim unvorhergesehenen Ausfall einer Pumpe kann die zweite Pumpe die volle Leistung erbringen. Sollte auch diese Pumpe ausfallen oder einer Wartung bedürfen, springt die dritte Pumpe ein. Im vorliegenden Fall redundanter Aggregate wird jede Speisewasserpumpe mit allen zugehörigen Einrichtungen wie *Schieber*, *Verteiler*, *Hilfsantriebe* als *Untergruppe* bezeichnet. Untergruppen befinden sich damit in einer virtuellen Zwischenebene zwischen Funktionsgruppenebene und Einzelantriebsebene (in Bild 7.1 nicht gezeichnet).

Die einzelnen Ebenen kommunizieren mit den ihnen vor- oder nachgelagerten Ebenen über definierte Schnittstellen. *Befehle* fließen Top-Down, *Rückmeldungen* Bottom-Up.

In Anlehnung an die verfahrensbezogene Strukturierung eines Kraftwerksblocks sieht man daher auch für die Leittechnik eine dezentrale, hierarchische Struktur vor, Bild 7.2.

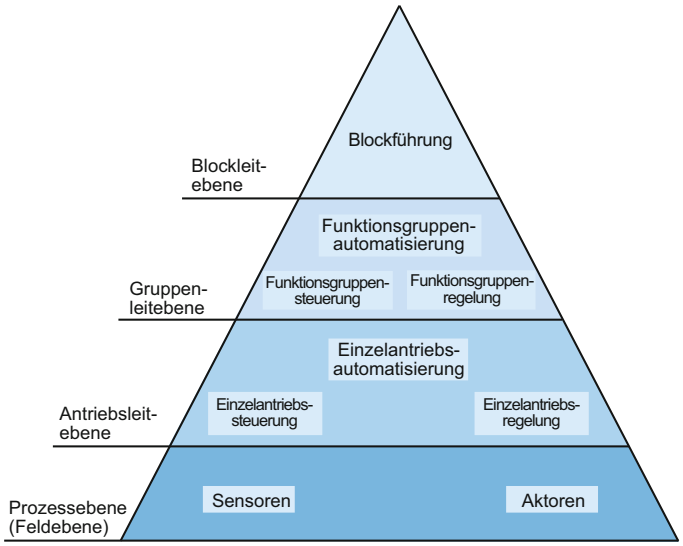


Bild 7.2. Leittechnische Struktur eines Prozessleitsystems mit *Blockführung* auf der Blockleitebene, *Gruppensteuerung* und *-regelung* auf der Gruppenleitebene, *Einzelantriebssteuerung* und *-regelungen* auf der Antriebsleitebene.

Auf der Blockleitebene erfolgt die Prozessführung, das heißt die *Bedienung* und *Beobachtung*. Von hier aus steuert der Leitstandfahrer das An- und Abfahren des Prozesses sowie die Leistungsführung.

Er gibt in der Warte von Hand bestimmte *Leistungszielwerte* $P_{\underline{W}}$ bzw. $P_{\underline{W}} + \Delta P$ vor, oder der *Lastverteiler* (s. a. Kapitel 17) liefert im Rahmen der Sekundärregelung ($\Delta P = k \cdot \Delta f$) den Leistungszielwert *online*. Aus der Leistungsvorgabe werden die Leistungsführungsgrößen für Dampferzeuger und Turbine gebildet, d. h. in dieser Ebene findet die leistungsmäßige Koordinierung von Dampferzeuger und Turbine statt.

Die Verarbeitungsrechner der *Blockleitebene* bilden aus dem vorgegebenen Leistungszielwert unter Berücksichtigung der *Kannlast* (vom augenblicklichen Anlagenzustand, das heißt Verfügbarkeit von Brennern, Antrieben, Ventilstellungen etc., abhängige maxima-

le bzw. minimale Blockleistung) sowie der zulässigen *Kessel-* und *Turbinenfreilasten* eine Führungsfunktion für die Blockleistung. Diese Führungsfunktion fährt mit der momentan maximal möglichen Geschwindigkeit den in der Warte eingegebenen Leistungszielwert an. Aus dieser Führungsfunktion werden die individuellen Führungsgrößen für Dampferzeuger und Turbine erstellt und an die *Funktionsgruppenregelungen* der *Gruppenleitebene* weitergeleitet. Dort werden die Prozessgrößen der *Funktionsgruppen* geregelt und die Sollwerte bzw. Führungsgrößen für die Einzelregelungen in der unterlagerten *Antriebsleitebene* gebildet. Zusätzlich zu den von der Gruppenleitebene vorgegebenen Sollwerten werden in den Einzelregelungen der Antriebsleitebene auch noch Schutzbefehle, Handeingriffe und Steuerbefehle verarbeitet.

Die Funktionsgruppensteuerung enthält die Einsatzlogik für die ihr untergeordneten Einzelantriebsteuerungen und wählt auf einen Befehl aus der Blockleitebene unter Berücksichtigung von Kriterien des Anlagenzustands selbsttätig Anzahl und Art der Einzelantriebe bzw. Untergruppen aus. Typischerweise ist ein Kraftwerksblock in 40 bis 60 Funktionsgruppen mit jeweils eigener Funktionsgruppensteuerung unterteilt.

Die Automatisierung der Steuer- und Regelvorgänge erfolgt durch *Programmsteuerungen* (7.3.1). Programmsteuerungen sind komplexe Steuerungen, die nach dem Starten eines vorgegebenen Programms in verfahrenstechnisch sinnvoller Weise *automatisch* bestimmte Schalt- oder Stellvorgänge schrittweise auslösen bzw. mehrere Unterprogramme starten, so genannte *Ablaufsteuerungen*. Die Unterprogramme sind ebenfalls als *Ablaufsteuerungen* oder als *Verknüpfungssteuerungen* realisiert. Letztere ordnen bestimmten Zuständen der Eingangssignale bestimmte Zustände der Ausgangssignale im Sinn Boolescher Verknüpfungen zu. Man unterscheidet zwischen *verbindungsprogrammierten* und *speicherprogrammierten* Programmsteuerungen. Heute kommen ausschließlich Programmsteuerungen in Form *speicherprogrammierbarer Steuerungen* bzw. *speicherprogrammierbarer Automatisierungssysteme* zum Einsatz.

7.3 Prozessleitsysteme

7.3.1 Verbindungsprogrammierte Prozessleitsysteme

In der Vergangenheit wurden die verschiedenen Leittechnikfunktionen *Steuern, Regeln, Überwachen* etc. durch *Programmsteuerungen* mit unterschiedlichen Geräten in *verbindungsprogrammierter Technik*, das heißt mit fest verdrahteten Schaltungen, verwirklicht. Hierbei ist das Programm in Form von *Leitungs-* und *Leiterplattenverbindungen* fest vorgegeben. Alle Signale werden zeitlich parallel übertragen (jedes Signal besitzt eine eigene Leitung), Bild 7.3.

Analoge Sensoren (Temperaturfühler, Drucksensoren etc.) und *binäre* Sensoren (Temperatur- und Druckwächter, Endschalter etc.) erfassen die Prozessgrößen und führen sie zunächst der *Messgrößenaufbereitung* zu. Dort werden die Messwerte Plausibilitätskontrollen unterworfen, gefiltert, normiert, vervielfacht, binäre Signale elektronisch entprellt etc. Über Rangier-, Signal- und Unterverteiler werden die Signale anschließend über jeweils eigene Signalleitungen den verschiedenen Empfängern für Steuerung, Regelung, Überwachung, Meldung, Dokumentation etc. zugeleitet. Bei der Normierung werden alle analogen Messgrößen bzw. Gebersignale durch Messumformer in standardisierte Signale 0...20 mA bzw. 0...10 V umgewandelt. Genau genommen erfolgt die Normierung derart, dass beispielsweise 0 % eines Messwerts noch einem sehr kleinem Strom entspricht. Auf diese Weise lässt sich

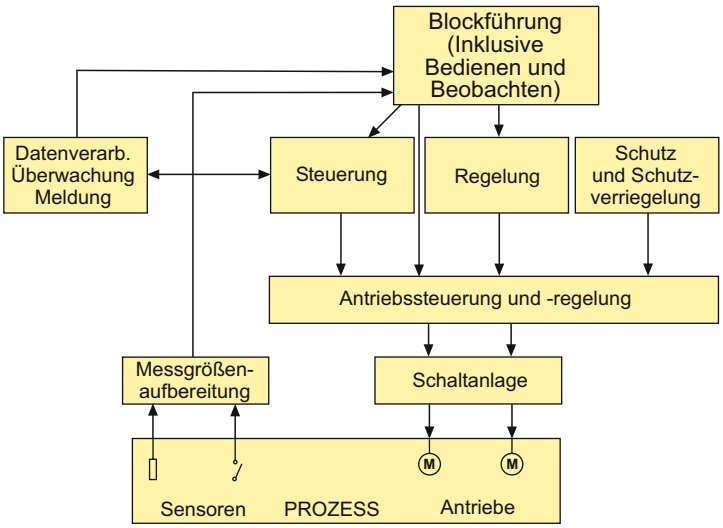


Bild 7.3. Klassisches, verbindungsprogrammiertes Leitsystem eines Kraftwerkblocks.

bei exakt 0 mA auf einen *Drahtbruch* schließen. Sinngemäß lassen sich auch Kurzschlüsse detektieren.

Auf der gleichen Ebene fließen auch alle *Aktionen* bewirkenden Signale, das heißt *Steuerbefehle* und *Führungsgrößen für Regelungen*, in den Prozess ein. Weiter arbeiten auf dieser Ebene auch die autonomen *Schutzeinrichtungen*. Sie verhindern bei störungsbedingten Betriebszuständen die Umsetzung von Hand- und Automatikbefehlen bzw. erteilen selbst Schutzbefehle, die das System in einen sicheren Zustand bringen.

Schließlich befinden sich zwischen den Einzelsteuerungen und -regelungen *Leistungsverstärker* in Form von Schützen bzw. Stromrichtern oder -stellern (im Bild 7.3 Schaltanlage genannt).

Mit zunehmender Komplexität der Leittechnik entartet der Verdrahtungsaufwand verbindungsprogrammierter Prozessleitsysteme zu einem Mengenproblem. Auch ist die Vielzahl der unterschiedlichen Geräte aus Sicht der Instandhaltung nur schwer zu beherrschen. Den Ausweg aus dieser Problematik leisten auf *speicherprogrammierbaren Steuerungen* basierende verteilte Prozessleitsysteme mit Bus-Signalübertragung (engl.: *Distributed Control Systems, DCS*).

7.3.2 Speicherprogrammierbare Prozessleitsysteme

Speicherprogrammierbare Prozessleitsysteme werden mittels *speicherprogrammierbarer Steuerungen* bzw. komplexer *Automatisierungssysteme* realisiert. Grundsätzlich arbeiten Automatisierungssysteme wie speicherprogrammierbare Steuerungen. Das heißt, sie bestehen aus einer *Zentraleinheit* mit *Spannungsversorgung*, einer fakultativen *Kommunikationsbaugruppe* zur Kommunikation mit weiteren Steuerungen sowie zahllosen *Ein-/Ausgabebaugruppen* und *Funktionsbaugruppen*, so genannte *Peripherie*. Aufgrund der Komplexität und der hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit weisen jedoch Automatisierungssysteme gegenüber speicherprogrammierbaren Steuerungen zusätzliche Funktionen auf. So werden alle aus dem Prozess kommenden binären und analogen Signale gleich eingangs auf ihre Plausibilität überprüft, Geberleitungen auf *Kurzschluss* oder *Drahtbruch* überwacht, alle Steuer-

und Meldevorgänge mit einem Zeitstempel mit einer Auflösung von 1 *ms* versehen und für eine etwaige Störungsanalyse fortlaufend dokumentiert. Hinzu kommt das Vorhandensein zahlreicher Antriebssteuer- und Reglerbaugruppen, Alarm- und Diagnosefunktionen etc. Schließlich werden die rein automatisierungstechnischen Funktionen durch so genannte „*höherwertige Entscheidungsfunktionen*“ ergänzt. Sie befassen sich mit der *Optimierung der Prozesse* und *wirtschaftlichen Fragestellungen*. Man spricht dann in der Energieversorgungstechnik von *Energiemanagementsystemen* (s. a. 16.1.2).

Wie bei speicherprogrammierbaren Steuerungen werden die Sensoren und Aktoren von Automatisierungssystemen mit den Peripheriebaugruppen (E/A-Baugruppen) *fest verdrahtet*. Oberhalb der Koppelebene jedoch werden alle Messgrößen und Befehle *zeitlich nacheinander* bzw. *seriell* digital über einen *Datenbus* übertragen, Bild 7.4.

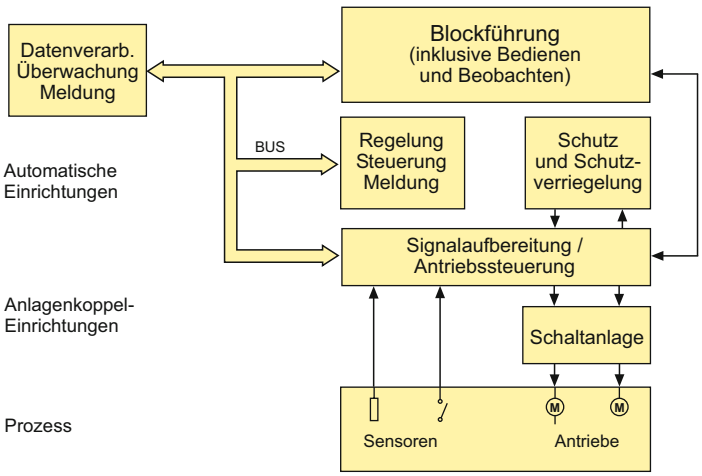


Bild 7.4. Leitsystem mit Bus-Signalübertragung.

Die Signale werden digitalisiert und entweder mit einer *Quelladresse* (Entstehungsort) oder mit einer *Empfängeradresse* versehen. In ersterem Fall werden die Empfänger, die ein bestimmtes Signal empfangen sollen, auf dessen Quelladresse programmiert. Über Buskoppler werden diese Informationen in Form von Telegrammen auf den Anlagenbus gegeben, wo sie allen geplanten Teilnehmern im Kraftwerk bei Bedarf zur Verfügung stehen.

Durch eine vom Bussystem vorgegebene *Busarbitrierung* (*zentraler Busverwalter*, *Tokenring Prinzip*, *Ethernet* etc.) werden Reihenfolge und Sendezeit der Teilnehmer festgelegt. Damit ist sichergestellt, dass stets nur ein Teilnehmer erfolgreich senden kann.

Bei zentraler Busverwaltung erfolgt die Reihenfolge der seriellen Datenübertragung *ereignisgesteuert*, das heißt sich ändernde Signale (Ereignisse) werden vorrangig gesendet (*Busanforderungsfähigkeit*), bei Analogsignalen abhängig vom Überschreiten eines einstellbaren Schwellenwerts. Anschließend überträgt das System wieder in zyklischer Reihenfolge die Messgrößen, die sich nicht merklich geändert haben. Die Zykluszeiten liegen je nach Zahl der Teilnehmer und der Natur der Signale bei mehreren 10 ms. Signalzustände, Signalwege, Grenzwerte, Reglereinstellungen, Steuerprogramme etc. lassen sich von den verschiedenen Buskoppelstationen aus *abfragen*, *ändern* und *ausdrucken*, woraus sich erhebliche Vorteile für die Wartung und Diagnose ergeben.

Turbinen- und Kesselschutz etc. werden aus Zuverlässigkeits- und Sicherheitsgründen in 2-von-3-Technik speicherprogrammiert. Zeigt einer der drei Sensoren einen abweichenden Wert, werden die Signale der beiden anderen als richtig vermutet. Gleichzeitig erfolgt eine Störmeldung, aufgrund derer der fehlerhafte Sensorkanal überprüft bzw. instandgesetzt wird. Hochsicherheitsrelevante Prozessgrößen bzw. -signale, beispielsweise der Schutz in Kernkraftwerken, werden in 3-von-5-Technik erfasst oder verbindungsprogrammiert ausgeführt. Darüber hinaus arbeiten die fünf Sensoren teilweise nach unterschiedlichen physikalischen Prinzipien. Man spricht dann von *redundant diversitärer* Technik. Eine 1-von-2-Auswertung würde lediglich die *Verfügbarkeit*, eine 2-von-2-Auswertung die *Betriebssicherheit* erhöhen. Erst 2-von-3- oder 3-von-5-Strukturen erhöhen *gleichzeitig* Verfügbarkeit und Sicherheit.

Die peripheren *E/A-Baugruppen* sind mit ihren zugehörigen Zentraleinheiten (engl.: *Central Processing Unit, CPU*) als *Steckbaugruppen* in Elektronikschränken untergebracht und kommunizieren untereinander über den *Schrankbus*. Gleiches gilt für die zahlreichen weiteren Funktionsbaugruppen, wie *Reglerbaugruppen* und *Motorsteuerungen*. Prozessleitsysteme für große Kraftwerke mit weitreichender Automatisierungstiefe und Redundanz können weit über hundert Elektronikschränke mit beispielsweise 40 Automatisierungsrechnern und mehreren zehntausend Flachbaugruppen aufweisen. Ein typisches Beispiel eines Elektronikschranks mit Zentraleinheiten, Kommunikations- und E/A-Baugruppen zeigt Bild 7.5.

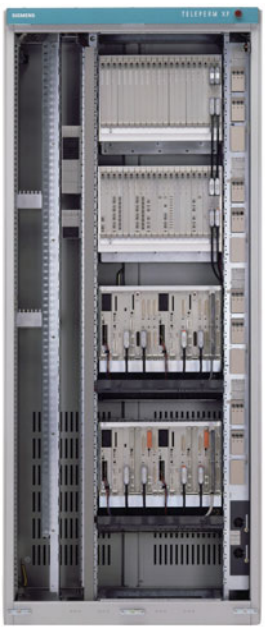


Bild 7.5. Automatisierungssystem Teleperm XP (Siemens).

Das Programm, nach dem die Ein- und Ausgänge logisch miteinander verknüpft werden sollen, wird mit einem Programmiergerät (PC oder Kompaktgerät) in den Speicher der CPU eingeschrieben. Programmiert wird mit höheren Programmiersprachen wie *Kontaktplan*, *Funktionsplan* oder *Anweisungsliste*, wobei ersterer dem herkömmlichen Stromlaufplan am nächsten kommt. Das Programmiergerät generiert aus dem Hochsprachenprogramm den Maschinencode für den Rechner der CPU.

Die Zentraleinheit bearbeitet der Reihe nach die aus Operation und Operand bestehenden Anweisungen des Programms, d. h. sie erfasst in zyklischer Reihenfolge die logischen Zustände der Eingänge, verknüpft diese gemäß den Operationsvorschriften und weist abhängig vom Verknüpfungsergebnis einem in einer Ausgangssteueranweisung genannten Ausgang den logischen Zustand des betreffenden Ausgangs zu.

Nach Bearbeitung der letzten Programmanweisung kehrt das Steuerwerk zur ersten Anweisung zurück und wiederholt das Programm. Ein typischer Wert für die Bearbeitung eines Zyklus für Binärsignale ist z. B. 20 ms. Wichtige Signaländerungen können über spezielle Eingabebaugruppen mit *Interruptfähigkeit* ausgestattet werden, damit bei hoher Zahl an E/A-Baugruppen bzw. bei großer *Zykluszeit* im Bedarfsfall schnell reagiert werden kann.

Man unterscheidet zwischen peripheren *Signal-* und *Funktionsbaugruppen*. Erstere nehmen binäre und analoge *Eingangssignale* aus dem Prozess auf (E-Baugruppen) und geben binäre und analoge *Ausgangssignale* an den Prozess ab (A-Baugruppen). *Funktionsbaugruppen* besitzen eigene Rechnerleistung und steuern bzw. regeln Antriebe. Am Beispiel von E/A-Baugruppen für binäre Signale sei erläutert, was sich hinter einer peripheren Baugruppe verbirgt, Bild 7.6.

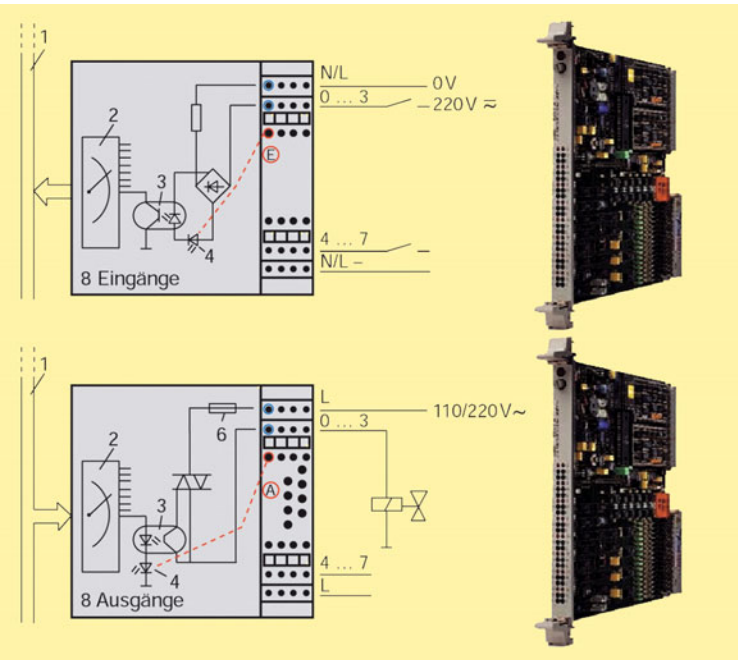


Bild 7.6. Grundsätzliche Wirkungsweise von *Eingabebaugruppen* (oben) und *Ausgabebaugruppen* (unten) für binäre Signale (schematisch). 1 Bus-System, 2 Auswahlschaltung, 3 Optokoppler zur Potenzialtrennung, 4 Leuchtdioden zur Zustandserkennung, 5 Anschlussklemmen, 6 Ausgangssicherungen. Rechts: Beispiel für Hardware-Realisierung (Siemens).

E/A-Baugruppen haben meist 8 oder 16 Klemmenpaare, nummeriert von 0 bis 7 bzw. 0 bis 15. An jedem Klemmenpaar einer E-Baugruppe für binäre Signale liegt eine Hilfsspannung von 24 V oder 230 V zur Geberabfrage. Ist beispielsweise der Sensor ein *Endschalter*, und ist dieser geschlossen, kommt es zu einem Stromfluss durch den Optokoppler (3). Der Strom lässt sowohl die Signal-LED (4) des betrachteten Klemmenpaares leuchten als auch die Abfrage- bzw. Auswahlschaltung den Endschalterzustand EIN erkennen. Die Infor-

mation EIN wird über den Bus (1) zum Steuerwerk der CPU übertragen. Die logischen Zustände der Ein- und Ausgänge zeigen Leuchtdioden auf der Frontseite. Der Anschluss der Signalleitungen erfolgt meist von der Rückseite über Vielfachsteckverbindungen.

Sinngemäß lässt bei einer *Ausgabebaugruppe* ein vom Bus eintreffendes Signal EIN den Optokoppler (3) und die Signal-LED (4) des betreffenden Ausgangsklemmenpaares den Zustand EIN erkennen. Über einen Schalttransistor oder ein Triac steht an den Ausgangsklemmen eine Spannung an, mit der sich Koppelrelais, bei Leistungsbaugruppen aber auch direkt Magnetventile schalten lassen.

Antriebssteuerbaugruppen steuern *Einzelantriebe*. Diese können in einem räumlich ausgedehnten Prozess nicht einfach durch Betätigen eines in ihrer Nähe befindlichen Tasters oder Schalters ein- und ausgeschaltet werden. Vielmehr muss jeder Antrieb von einem zentralen Leitstand aus im Automatik- oder Handbetrieb fernbedienbar sein, gleichzeitig aber auch eine Vor-Ort-Bedienung für Inbetriebnahme- und Wartungsarbeiten oder bei Störungen der Leitanlage möglich sein. Beide Betätigungsarten müssen gegeneinander verriegelt sein und vorgewählt werden können. Gleichzeitig müssen Rückmeldungen über den Zustand sowie Störmeldungen sowohl vor Ort als auch im Leitstand erfassbar sein. Die EIN- und AUS-Befehle werden erst nach Verknüpfung mit Verriegelungs- und Schutzbedingungen an den Antrieb weitergeleitet. Beispielsweise werden Ventilantriebe erst ausgeschaltet, wenn ein voreingestelltes, erhöhtes Drehmoment erreicht und ein sicheres Schließen des Ventils garantiert ist. *Schutzbefehle* wegen exzessiver Übertemperatur oder ähnlichem haben Vorrang vor betriebsbedingten Befehlen, sind nicht durch andere Bediengeräte beeinflussbar und führen direkt zu einem AUS-Befehl an die Schaltanlage des Antriebs. Diese und weitere Anforderungen resultieren in einer *Antriebssteuerkarte* für jeden Antrieb, Bild 7.7.

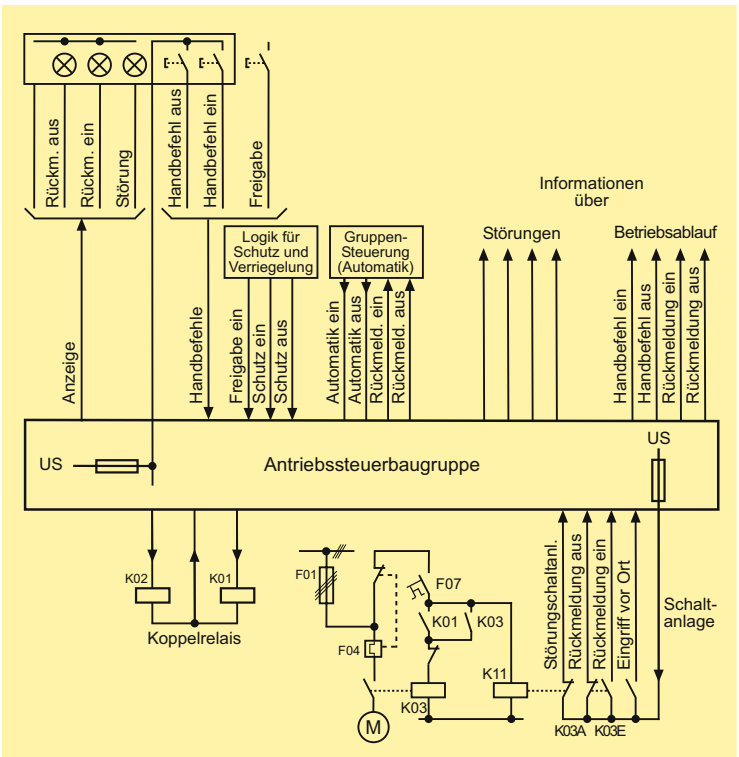


Bild 7.7. Grundschema einer Einzelantriebssteuerkarte.

In modernen Leitsystemen sind meist mehrere Einzelantriebssteuerungen auf einer elektronischen Flachbaugruppe bzw. in einem Antriebssteuer-Funktionsmodul zusammengefasst.

Reglerbaugruppen enthalten kontinuierlich arbeitende Digitalregler mit wählbaren Reglercharakteristiken (P-, PD-, PI-, PID-Verhalten), erfassen Rückmeldungen, bilden Grenzwertsignale etc. Regelgrößen sind beispielsweise Drehzahlen, Temperaturen und Drücke.

Schließlich gibt es zur Beherrschung etwaiger EMV-Probleme *Koppelbaugruppen* mit vielkanaliger Potenzialtrennung über Optokoppler sowie spezielle E-Baugruppen für Thermoelemente und Widerstandsthermometer.

Neben den Mehrfachsteckverbindungen für die Prozessankopplung besitzen alle Baugruppen eine Schnittstelle für den Schrankbus, über den sie mit der Zentraleinheit oder anderen Partnern kommunizieren.

Die Architektur eines modernen verteilten Prozessleitsystems für Kraftwerke zeigt Bild 7.8.

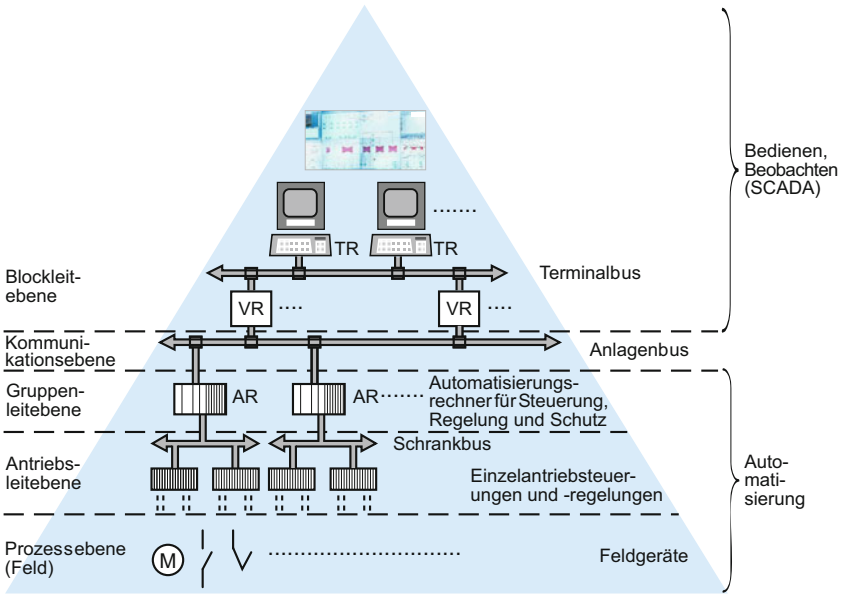


Bild 7.8. Beispiel eines verteilten Prozessleitsystems (Siemens), s. a. Bild 7.12.

Gegenüber Bild 7.4 ist hier dem Anlagenbus eine eigene „Kommunikationsebene“ gewidmet. Sie bildet die Schnittstelle zwischen dem Bedien- und Beobachtungssystem sowie dem Automatisierungssystem, letztlich auch zum Prozess.

Auf der Blockleitebene befinden sich *Terminalrechner* TR und *Verarbeitungsrechner* VR. Hier erfolgt die *Kommunikation Mensch/Prozess* (engl.: *HMI*, *Human Machine Interface*), d.h. die Vorgabe von Zielwerten, Beobachtung des Prozesses über Sichtgeräte und die Bedienung der technischen Einrichtungen über Tastaturen, so genannte *Bedien-* und *Beobachtungssysteme*.

Die Rechner der Bedien- und Beobachtungsterminals auf der Blockleitebene enthalten auf ihren Festplatten zahlreiche *Prozessabbilder*, *Kurven-* und *Balkendiagramme* etc., die mittels Informationen aus den Verarbeitungsrechnern ständig aktualisiert werden. Die Terminalrechner werden deshalb auch als *Grafikrechner* bezeichnet. Die Verarbeitungsrechner

kommunizieren mit den Terminalrechnern über den *Terminalbus*, mit den Automatisierungssystemen über den *Anlagenbus*. Letzterer ist das eigentliche „*Backbone*“ des Leitsystems.

Die Automatisierungsrechner AR gibt es als Standardausführung für gewöhnliche MSR-Aufgaben (Basisautomatisierung), als *fehlersichere* Systeme für sicherheitsrelevante Komponenten, wie *Kesselschutz* und *Brennersteuerung* sowie als Spezialausführung für die Turbine, so genannter *Turbinenrechner*. Meist werden Rechnersysteme und Bussysteme redundant projektiert.

Neben der Aktualisierung der Zustandsanzeigen in den Prozessabbildern berechnen die Verarbeitungsrechner Prozessgrößen, wie *Enthalpie*, *Wirkungsgrad*, *Freilasten* in Kernkraftwerken etc. (s. a. 7.3.4.1). Ferner behandeln sie die *Archivierung*. Für jeden Funktionsbereich gibt es einen oder mehrere Verarbeitungsrechner, für jede Funktionsgruppe ein oder mehrere Automatisierungssysteme, die normalerweise in die Hierarchie eingebunden sind, im Störungsfall aber auch autark arbeiten können.

Wenngleich von der Funktion her dezentral konzipiert, werden die Elektronikschränke von Automatisierungssystemen gewöhnlich räumlich zentral im *Elektronikraum* aufgestellt, Bild 7.9.

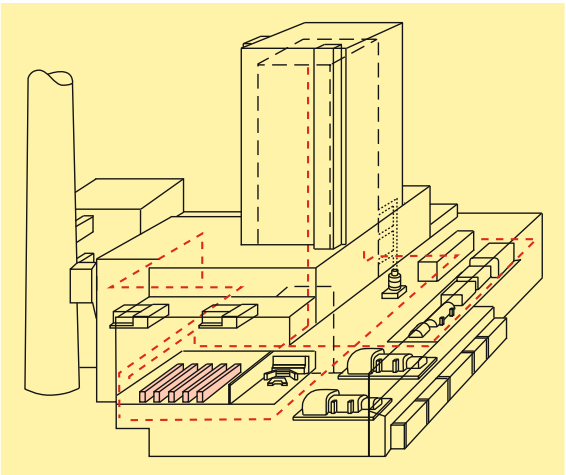


Bild 7.9. Beispiel einer möglichen räumlichen Anordnung von Elektronikschränken und Anlagenbussystem in einem Kraftwerk (Großkraftwerk Mannheim).

Das Anlagenbussystem durchdringt den gesamten Kraftwerkskomplex und ist aus Sicherheitsgründen redundant und räumlich diversitär ausgeführt. Eine Unterbrechung einer Busleitung wird sofort erkannt.

Die E/A-Baugruppen können je nach Hersteller/Betreiber-Philosophie bzw. Architektur des Leitsystems bei den *Zentralgeräten* im Elektronikraum oder als *verteilte Peripherie* prozessnah in der Nähe der Sensoren und Aktoren angeordnet sein. In letzterem Fall dienen die E/A-Baugruppen lediglich der Digitalisierung der Prozesssignale (E-Baugruppen) bzw. der Ausgabe von Stellbefehlen in binärer oder analoger Form (A-Baugruppen). Die für die Automatisierungssysteme typischen Zusatzfunktionen wie Standardisierung der Messsignale, Zeitstempelung etc. werden zentral von der CPU ausgeführt. Die Leistungsverstärker, d. h. Schütze und Steller, sind in der *Schaltanlage* untergebracht.

Ferner gibt es auf der Blockleitebene neben den ständig betrieblich genutzten *Bedien-* und *Beobachtungssystemen* noch Arbeitsplatzrechner für die *Kommunikation Mensch/Leitanlage*. Auf ihnen erfolgt die Projektierung, die Vornahme von Programmänderungen, Änderung von Reglereinstellungen, Grenzwerten, Simulation von Eingangssignalen etc.

Schließlich gibt es für die Erkennung und Lokalisierung von Störungen einen separaten Diagnosearbeitsplatz mit Fehlermeldungen und Hinweisen auf die Fehlerstelle. Diese Funktion wird unterstützt durch Störungsmeldeleuchten am gestörten Elektronikschrank und dort durch eine Störungsmeldeleuchte an der defekten Baugruppe. Durch Austausch der fehlerhaften Baugruppe oder eines defekten Sensors können Störungen in kürzester Zeit behoben werden.

7.3.3 Prozessleitsysteme mit Feldbus

Prozessleitsysteme mit Feldbus erlauben eine beträchtliche Verringerung des Verdrahtungsaufwands für die Leitungen zwischen den Feldgeräten und den E/A-Baugruppen. Feldgeräte mit lokaler Intelligenz nehmen eine Digitalisierung ihrer Signale im Feld selbst vor und sind damit busfähig. Sinngemäß können sie auch über einen Bus digital angesprochen werden. Alle Feldgeräte sind mit dem prozessnahen Feldbus (z. B. *Profibus DP*) verbunden, von dem nur noch ein *Buskabel* zur *Kommunikationsbaugruppe* des zuständigen Automatisierungsrechners führt. Profibus DP nutzt nur die Schichten 1 und 2 des ISO/OSI Datenmodells und ermöglicht dadurch eine sehr schnelle Datenübertragung, Bild 7.10.

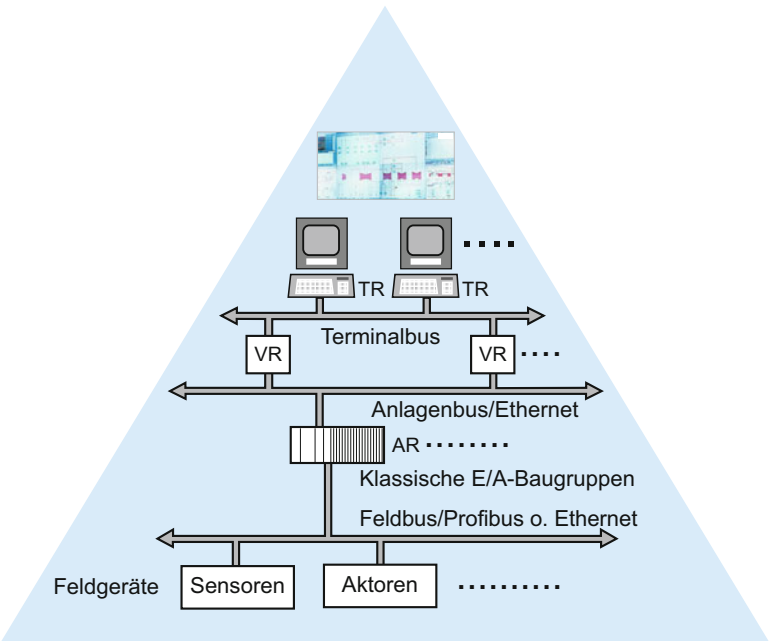


Bild 7.10. Prozessleitsystem mit Feldbus, s. a. Bild 7.12.

Die Vorzüge eines Prozessleitsystems mit Feldbus bestehen in der deutlichen Reduzierung der Anzahl der E/A-Baugruppen und dem Wegfall der zugehörigen Leitungen, der Entbehrlichkeit der Rangierverteiler, höherer Zuverlässigkeit, geringerem Instandhaltungsaufwand sowie kürzeren Inbetriebnahmezeiten.

Gewöhnlich findet man derzeit meist eine Kombination aus klassischen Feldgeräten, die mit dem Automatisierungssystem über die E/A-Baugruppen kommunizieren sowie *busfähigen Feldgeräten*, die über den Feldbus die *Kommunikationsbaugruppen* der Automatisierungsrechner direkt ansprechen.

7.3.4 Energiemanagementsysteme

Bislang lag die Betonung auf der technischen Realisierung der elementaren Leittechnikfunktionen, wenn auch bereits vom *Kannlastrechner* die Rede war. Moderne Leitsysteme, so genannte *Energiemanagementsysteme*, beinhalten neben den rein elementaren Leitfunktionen noch eine Menge „*höherwertiger Entscheidungsfunktionen*“, denen eine große Bedeutung im Rahmen der *Prozessoptimierung* und des *wirtschaftlichen Betriebs* zukommt, Bild 7.11.

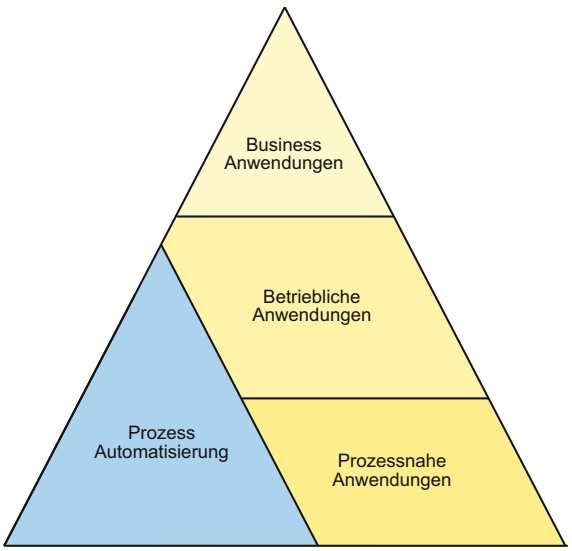


Bild 7.11. Energiemanagementpyramide. Die Automatisierungspyramide stellt hier nur eine Untermenge dar. Die Größenverhältnisse sind leicht irreführend. Im Störungsfall kommt die Automatisierungspyramide ohne höherwertige Entscheidungsfunktionen aus, nicht aber umgekehrt.

Es handelt sich im Wesentlichen um eine Vielzahl von *Anwendungsprogrammen*, die sich grob drei Etagen in der Energiemanagementpyramide zuordnen lassen. Die Menge aller Anwendungen und die mit ihnen zu gewinnenden Informationen werden ähnlich wie in *Internetportalen* dargestellt. Dies ermöglicht einen einfachen Zugriff auf die sehr heterogenen Inhalte durch intuitives Navigieren.

Im Folgenden werden beispielhaft einige typische Anwendungen für jede Etage vorgestellt.

7.3.4.1 Prozessnahe Anwendungen

Prozessnahe Anwendungen leisten eine technische Optimierung des Kraftwerkprozesses.

Klassische Freilastberechnung:
Während schneller Laständerungen werden die dickwandigen Bauteile eines Dampferzeugers und die Dampfturbine wegen der hohen Temperaturunterschiede an der Innen- und Außenwand hohen mechanischen Spannungen unterworfen. Der *Freilastrechner* berechnet

diese Beanspruchungen aus an Innen- und Außenwänden gemessenen Temperaturen und ermittelt die Differenz zur maximal zulässigen mechanischen Beanspruchung σ_{zul}, so genannter *Spannungsfreibetrag*. Je größer die Differenz, desto höher darf die Leistungsänderungsgeschwindigkeit sein. Durch Ausnutzung der maximal möglichen Leistungsänderungsgeschwindigkeit kann das Kraftwerk schneller an- und abgefahren werden und auf Lastschwankungen im Netz reagieren.

Vorausschauende Freilastberechnung:
Das nichtlineare, träge Verhalten der Regelstrecke Dampferzeuger und die Ungenauigkeit der Messung der Innenwandtemperatur führt bei Leistungsänderungen zu Reglerschwingungen, die häufig eine Überschreitung der maximal zulässigen mechanischen Beanspruchungen zur Folge haben. Letzteres bedeutet eine beschleunigte Alterung der dickwandigen Bauelemente und schließt eine volle Nutzung der von klassischen Freilastrechnern ermittelten Freibeträge aus. Mit Hilfe einer „*vorausschauenden Freilastberechnung*“ lassen sich die Reglerschwingungen bzw. Abweichungen der Regelgröße vom Sollwert deutlich verkleinern.

Anstelle der physikalischen *Messung der Innenwandtemperaturen errechnet* ein mathematisches Modell laufend aus den Eingangsgrößen *Temperatur*, *Druck* und *Massenstrom* die Temperaturabweichung für jedes dickwandige Bauelement. Ausgehend vom errechneten aktuellen Temperatur- bzw. Spannungsfreibetrag erfolgt mittels eines weiteren mathematischen Modells die optimale Sollwertführung für die Dampftemperaturen und den Druck. Sie ermöglicht eine umfassende Teilnahme an der Frequenzstützung mit Regelleistung und damit eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

Dynamische Kondensatstauführung:
Bereits im Kapitel 4 wurde die *Kondensatstaumethode* vorgestellt, die durch Drosselung der Niederdruckvorwärmer zusätzliche Dampfreserven freisetzt. Die Übersteuerung der Feuerung kann damit wesentlich reduziert werden. Während Kondensatstau bislang ausschließlich im Störfall zur Anwendung kam, dient die *dynamische Kondensatstauführung* als weiteres Stellglied für die Bewältigung schneller betrieblicher Leistungsschwankungen. Sie erlaubt eine geringere Androsselung der Turbineneinlassventile und damit geringere Drosselverluste (s. a. Kapitel 4). Die Kondensatstauführung ist eine wichtige Komponente zur Stabilisierung des Primär- und Sekundärregelverhaltens bei gleichzeitig materialschonender Fahrweise, was sich wiederum in einem höherem Wirkungsgrad bzw. höherer Wirtschaftlichkeit manifestiert.

Neben den oben beschriebenen Programmen gibt es zahlreiche weitere Anwendungen, z. B. *Querverbundoptimierung*, *Prozessgüteüberwachung*, *Archivierung*, bei Kernkraftwerken die Berechnung der *Leistungsverteilung* im Reaktorkern, *Abbrandverteilung* etc.

7.3.4.2 Betriebliche Anwendungen

Hier handelt es sich um Programme, die mehr im operativen bzw. administrativen Bereich angesiedelt sind. Typische Beispiele sind Programme für die Organisation des *Schichtbetriebs*, *Instandhaltungs-*, *Dokumentations-* und *Sicherheitsmanagement*, die *Revisionsplanung* und nicht zuletzt auch die *Querverbundoptimierung*, beispielsweise die optimale Abstimmung der Lastfahrpläne bei Kraft-/Wärmekopplung. Auch hier wird auf Herstellerunterlagen verwiesen.

7.3.4.3 Business Anwendungen

Bei diesen Anwendungen stehen betriebswirtschaftliche Aspekte im Vordergrund, die direkt auf die Erwirtschaftung eines maximalen Gewinns im buchhalterischen Sinn abzielen.

Typische Beispiele sind die klassische *Bedarfsprognose* und *Einsatzoptimierung*, *verfügbare Leistung* abhängig von *geplanten Nichtverfügbarkeiten* (Revisionen etc.), aktuelle und künftige *Produktionskosten* abhängig von der jeweils verfügbaren Leistung, *Energiehandel*, *Strompreisgestaltung*, *Risikomanagement*, *Asset Management*, *Online Balanced Score* Card etc. Weitere Details sind Herstellungsunterlagen zu entnehmen.

Die Summe der mit den obigen Anwendungen erlangten Informationen ermöglicht auf Knopfdruck Entscheidungen zur Berechnung *maximaler Erlöse am Spotmarkt* wie auch zum Anlagenbetrieb mit *nachhaltiger maximaler Wirtschaftlichkeit.*

7.3.4.4 Fernwartung

Kraftwerke werden von ihren Herstellern in alle Welt geliefert und nach endgültiger Inbetriebnahme und Übergabe vom jeweiligen Kunden vor Ort betrieben und gewartet. Komplexe Wartungsarbeiten oder Betriebsstörungen können jedoch eine Unterstützung durch Servicetechniker des Lieferanten erforderlich machen. Dank *Fernwartung* ist ihre physische Anwesenheit vor Ort heute zunächst entbehrlich, da der Kunde dem Servicetechniker des Herstellers Zugriffsrechte auf Rechnersysteme vor Ort gewähren kann. Im einfachsten Fall erhält der Servicetechniker nur Leserechte, kann also beispielsweise Bildschirme des Leitsystems von zuhause aus einsehen und gemeinsam mit dem Techniker vor Ort Fehleranalyse betreiben. In den meisten Fällen wird der Servicetechniker über Tastatur und Maus Zugriff auf das Automatisierungssystem des Kunden erhalten. Mit seiner Routine kann er einen Fehler schnell lokalisieren und mit Unterstützung des Personals vor Ort möglicherweise sofort beheben. Darüber hinaus sind auch Fernprogrammierung und -parametrierung möglich.

Die Kommunikation zwischen dem Servicerechner beim Lieferanten und dem Automatisierungssystem beim Kunden erfolgt vorzugsweise über das Internet. Zur Vermeidung von Mithören oder gar Datenmanipulation erfolgt die Kommunikation verschlüsselt über einen so genannten VPN-Tunnel (engl.: *Virtual Private Network*). Hierzu wird bei beiden Kommunikationspartnern zwischen Rechner und Internet ein zusätzlicher Netzwerkbaustein, eine so genannte *Security Appliance*, eingefügt. Zusammen mit der zugehörigen Security Software auf beiden Rechnern lässt sich so eine dedizierte Rechner- bzw. Netzwerkverbindung mit Firewall (Zugriffsschutz) und abhörsicherer Verschlüsselung nach dem IPsec-Protokoll aufbauen (engl.: *All in one appliances*). Der externe Servicetechniker erhält eine Adresse aus dem Adressraum des Kundennetzwerks und hat damit Zugang zum Kundennetzwerk, so als wäre er mit seinem Rechner vor Ort.

Der Verzicht auf einen Besuch beim Kunden und die rasche Fehlerbehebung führen zu erheblichen Zeit- und Kosteneinsparungen. Geeignete Vertraulichkeitsvereinbarungen, vertrauenswürdige Mitarbeiter sowie Sitzungsdokumentation oder gar ein Videokontakt der Gesprächspartner schließen einen möglichen Missbrauch weitgehend aus.

7.4 Prozessvisualisierung

Da der Anlagenfahrer bei großen Prozessen die gesamte Anlage nicht mehr unmittelbar beobachten kann, wurde in der Vergangenheit der Prozess in der Warte auf einem *Mosaikschaltbild* symbolisch dargestellt. Alle *Meldegeräte* (Schreiber, Signalleuchten, Spannungs-, Strom- und Leistungsmesser etc.) und *Bediengeräte* (Taster, Steuerquittierschalter etc.) waren gleichzeitig sichtbar bzw. zugänglich. Heute erfolgt die Steuerung und Überwachung

des Prozesses über Tastatur, Rollkugel oder Maus von den Bildschirmen der Terminalrechner aus, auf denen der augenblickliche Zustand des Kraftwerkprozesses in Prozessabbildern farbig visualisiert wird. Zustandsänderungen werden durch Wechsel der Farbe der Symbole kenntlich gemacht. Je nach Automatisierungsumfang und -tiefe kann die Zahl der Prozessabbilder mehrere hundert betragen. Die Bildschirmdarstellung hat den Vorzug, dass allfällige Änderungen des Prozessablaufs oder Prozesserweiterungen sofort berücksichtigt und in Echtzeit leicht erkennbar visualisiert werden können.

Bei modernen Leitsystemen werden die Rechnerbildschirme auf eine oder mehrere Leinwände projiziert, so genannte *Großbildprojektion*, Bild 7.12.

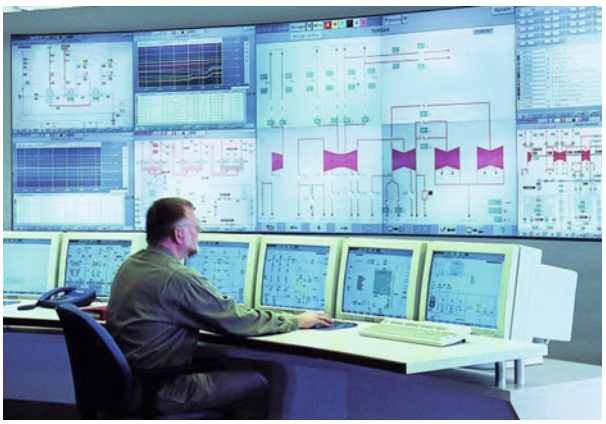


Bild 7.12. Bildschirmgeräte und Großbildprojektion (Siemens/BARCO Control Rooms).

Die verschiedenen Prozessabbilder sind hierarchisch geordnet auf den Festplatten der *Terminalrechner* TR für das Bedienen und Beobachten gespeichert, werden ständig von den *Verarbeitungsrechnern* VR aktualisiert und können jederzeit mittels Navigierens in der Hierarchie (*Zoomen*) vom Anlagenfahrer gezielt aufgerufen werden, Bild 7.13.

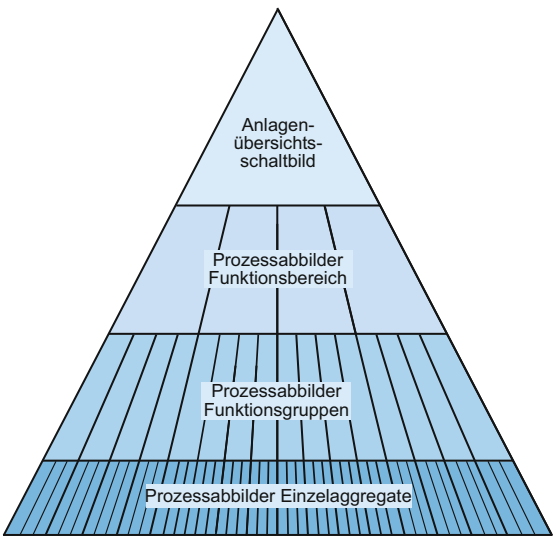


Bild 7.13. Hierarchischer Aufbau der Prozessabbilder für die verschiedenen Prozessebenen.

Neben reinen Prozessabbildern gibt es Diagrammdarstellungen, in denen der Verlauf der momentan erzeugten Leistung und der vorausschauenden Erzeugung sowie Prozessgrößen, wie Temperatur- und Druckabläufe etc., in Kurven- oder in Balkenform etc. dargestellt werden können. Kennlinienfelder lassen erkennen, wenn der Arbeitspunkt eines Betriebsmittels den grünen Bereich in Richtung gelb verlässt (Ausgabe von Warnungen) bzw. in den roten Bereich übergeht (Alarm).

7.5 Energiemanagementsysteme der Generation IV

Die in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellten Energiemanagementsysteme basierten vorwiegend auf anwendungsspezifischen Informationssystemen mit proprietärer Hard- und Software, dezentralen Datenbanken und dedizierten Benutzeroberflächen für Bedienen und Beobachten, Projektieren, Parametrieren, Diagnose, Archivieren, Bild 7.14.

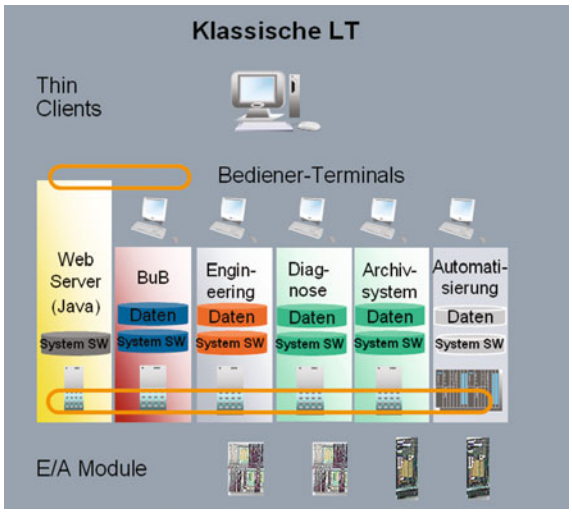


Bild 7.14. Klassische Leittechnik mit anwendungspezifischer proprietärer Hard- und Software für die einzelnen Leittechnikfunktionen (Siemens).

Den aktuellen Stand der Technik kennzeichnen Leitsysteme mit *Internettechnologie*, beispielsweise SPPA-T3000 (*Siemens Power Plant Automation*), Bild 7.15.

Sie erlauben durch eine Kommunikation über unterschiedliche Netzwerke und Hardwareplattformen hinweg einen ubiquitären Zugang zu Echtzeitdaten des gesamten Systems von jedem am Leittechnik-Intranet hängenden internetfähigen Standardrechner, im Kontext *Thin Client* genannt. Wesentliches Merkmal der neuen Leittechnikgeneration ist eine objektorientierte Datenstruktur, im betrachteten Beispiel als *Embedded Component Services*, ECS, bezeichnet. In ihr sind alle Prozessobjekte, wie Sensoren, Aktoren, Antriebe, Regler etc., mit allen relevanten Stamm- und Echtzeitdaten sowie den auf sie anzuwendenden Operationen eingebettet. Diese Daten werden von Applikations- und Automationsrechnern verarbeitet, Bild 7.16.

Die klassische Hierarchie ist reduziert auf eine *Präsentations-*, *Verarbeitungs-* und *Feldebene* mit intelligenten Sensoren und Aktoren oder traditionellen Ein-/Ausgabe-Baugruppen. Die Kommunikation zwischen den Prozessobjekten erfolgt über definierte Schnittstellen sowie

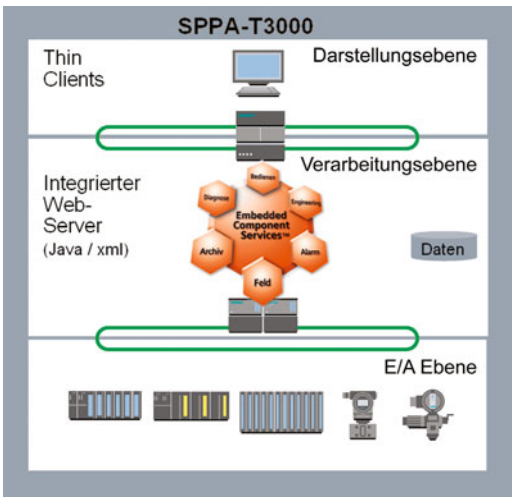


Bild 7.15. Leittechniksystem der Generation IV mit objektorientierter Datenstruktur und Web-Servern (Java, XML), hier SPPA-T3000 (Siemens).

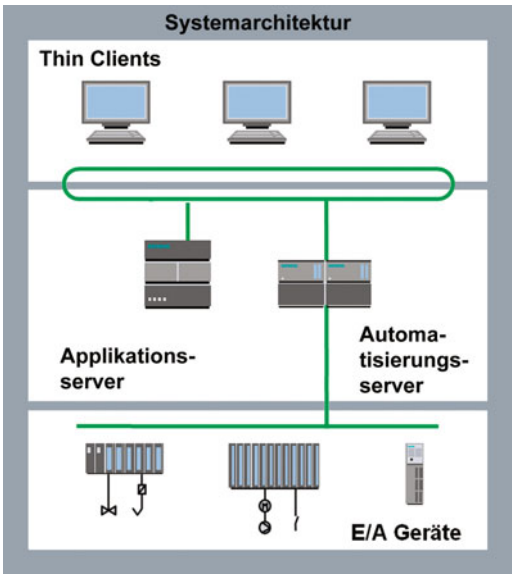


Bild 7.16. Systemarchitektur SPPA-T3000 mit Thin Clients, Applikations- und Automatisierungsserver (Siemens).

über ein schnelles Industrial Ethernet Network mit TCP/IP. Zur Verkürzung der Collision Detection Zeiten bzw. einer inhärenten Kollisionsvermeidung, auch bei einer Vielzahl von Netzwerkkomponenten, wird auf der IT-Ebene ein so genanntes *geswitchtes* Ethernetnetzwerk verwendet. Auf der Prozessebene erfolgt die Kommunikation in bewährter Weise über Profibus.

Prozessabbilder, Funktionspläne etc. werden vom Webbrowser der Thin Clients als interne Webseiten aufgerufen (hier: Microsoft Internet Explorer).

Die Leittechniksysteme der Generation IV sind durch Beschränkung auf einen Applikationsserver und eine vom Mengengerüst des Kraftwerks abhängige Zahl von Automationsservern sowie dem Wegfall zahlreicher zuvor erforderlicher Kommunikationsschnittstellen

dank Web-Technologie wesentlich einfacher und schneller zu projektieren, und dem Fortschritt der Informationstechnik entsprechend leicht weiter zu pflegen. Änderungen sind, abhängig von jeweiligen Zugriffsrechten, auf allen Ansichten der Thin Clients sofort verfügbar (inhärente Datenkonsistenz).

Schließlich erlauben moderne Leitsysteme vom Typ SPPA-T3000 die zentrale Steuerung einer ganzen Kraftwerkflotte über eine Zentralwarte, was gerade für die derzeit zunehmende Zahl kleinerer dezentral lokalisierter Kraftwerkstandorte von großer wirtschaftlicher Bedeutung ist. Eine einheitliche Bedienoberfläche mit Schnittstellen zu den Applikationsservern der dezentralen Kraftwerke macht dies möglich. Die Kommunikation erfolgt über Glasfaserringe und ist weitgehend ausfallsicher. Selbst bei Ausfall der Zentralwarte ist eine Steuerung aller beteiligten Kraftwerke von jedem teilnehmenden dezentralen Kraftwerk aus möglich.

7.6 Digitales Kraftwerk, Kraftwerk 4.0

Die in den vorangegangenen Abschnitten erläuterte digitale Kraftwerkleittechnik lässt bezüglich der Kontrollmöglichkeit des technischen Kraftwerksprozesses kaum noch Wünsche offen. Trotzdem geht auch hier die Evolution weiter. Bezahlbare Rechnerleistung und nahezu unbegrenzter Speicherplatz in der Cloud ermöglichen heute eine intensivere Nutzung der in Leitsystemen permanent anfallenden *Big Data*. Millionen zusätzlicher *Dinge* werden täglich im *Internet of Things* miteinander vernetzt. Dank cloud-basierten Analysemethoden und hohem Vernetzungsgrad lassen sich aus den unstrukturierten Big Data strukturierte Daten extrahieren, die eine vertiefte Ursachenforschung von Betriebsstörungen zulassen und neue Optimierungsmöglichkeiten eröffnen. Verknüpfungen innerhalb von Kraftwerksflotten ermittelter relevanter Daten ermöglichen ein Benchmarking. Ferner legt die Digitalisierung engere Vergleiche relevanter Prozessdaten mit betriebswirtschaftlichen Daten aus Finanzplanung, Prognosen, des Risikomanagements etc. nahe. Schließlich erlauben *digitale Zwillinge* des Kraftwerksprozesses, die während der Planung zunächst mit erwarteten Daten parametriert werden, nach der Inbetriebnahme aber mit relevanten Praxisdaten aktualisiert werden können, eine erstaunliche Modelltreue. Mit diesen Zwillingen lassen sich kostengünstige Sandkastenspiele realer Prozesse bis hin zu extremen Gefahrensituationen durchführen, bei denen eine reale Anlage bereits massiv beschädigt würde. Insgesamt ermöglichen die aktuellen Entwicklungen neue Wege zur weiteren Steigerung der Verfügbarkeit und der Effizienz heutiger Kraftwerke. Wegen weiterer Details wird der Leser auf das umfangreiche Fachschrifttum verwiesen.

7.7 IT-Sicherheit

Elektroenergiesysteme zählen zu den so genannten *kritischen Infrastrukturen* (Kritis), deren einwandfreie Funktion für die öffentliche Versorgung und Sicherheit einer Gesellschaft unverzichtbar sind. Dies gilt insbesondere für die Gewährleistung der unterbrechungsfreien Stromerzeugung in den Kraftwerken und die Stromverteilung über die Übertragungs-, Hochspannungs- und Verteilnetze (s. a. 16.5.3). Infolge der aktuellen Digitalisierung (2.1.2) und Vernetzung aller Komponenten, der IP-basierten Kommunikation, des weltweiten Zugriffs für Wartungszwecke etc. sind die Systeme verletzbarer geworden. Die Motive der Angreifer sind unterschiedlichster Natur und reichen von Leichtfertigkeit im Umgang mit Passwörtern oder Speicher-Sticks über ehrgeizige Hacker und Wettbewerber bis hin zur

paramilitärischen Aggression. Ebenso bunt ist die Menge der möglichen Angriffsstrategien vom Typ *Stuxnet*, *Win 32/Industroyer* etc., weswegen hier auf das umfangreiche Schrifttum verwiesen werden muss.

In Kenntnis der Bedeutung der *Cyber-Security* für das nationale Gemeinwohl hat der Gesetzgeber das *IT-Sicherheitsgesetz* (IT-SIG) erlassen, das den großen Rahmen der Maßnahmen zur Gewährleistung der *IT-Sicherheit*, *Informationssicherheit* nach dem *Stand der Technik* etc. festlegt, bestehend aus einem *IT-Sicherheitskatalog* und einem *Informations-Sicherheits-Management System* (ISMS). Die Befassung mit letzteren Problemen ist jedoch weniger eine leittechnische Aufgabe sondern eine Herausforderung an Cyber-Security Experten.

Zum Abschluss dieses Kapitels über Kraftwerkleittechnik sei nochmals vermerkt, dass obige kurze Einführung die Vielfalt und den Umfang leittechnischer Aufgabenstellungen und ihrer technischen Realisierung nur erahnen lässt. Der Entwurf von Kraftwerkleitsystemen verlangt, wie andere Prozessleitsysteme auch, vorrangig ein intimes Verständnis des Kraftwerkprozesses. Hier kommt einmal mehr der interdisziplinäre Charakter und die Komplexität der Fragestellungen des in Elektroenergiesystemen tätigen Ingenieurs zum Ausdruck.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 7.6

1. Lauber, R.: Prozessautomatisierung. Band 1 und 2, 3. völlig neubearb. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1999.
2. Polke, M.: Prozessleittechnik. 2. Auflage, Oldenbourg Wiss. Verlag, München, 1994.
3. Strohmann, G.: Automatisierungstechnik. Band I, 4. Auflage, 1997 und Band II, 3. Auflage, 1996, Oldenbourg Wiss. Verlag, München.
4. Schuler, H.: Prozessführung. 1. Auflage, Oldenbourg Wiss., Verlag, München, 1999.
5. Reißenweber, B.: Feldbussysteme. 1. Auflage, Oldenbourg Wiss. Verlag, München, 1998.
6. Kucera, G.: Automatisieren mit SPS. 1. Auflage, Verlag Markt + Technik, München, 1988.
7. Grötsch, E.: SPS 1, speicherprogrammierbare Steuerungen. Band 1, 5. Auflage, Oldenbourg Wiss. Verlag, München, 2004.
8. Olsson, G. und Piani, G.: Computer Systems for Automation and Control. 1. Auflage, Prentice Hall, New York, 1992.
9. Bennet, S.: Real-Time Computer Control. 2. Auflage, Prentice Hall, New York, 1994.
10. Kahler, B. u. Rieger A.: IT-Sicherheit in Kraftwerken. VGB PowerTech 10/2017.
11. Kahler, B. u. Dolp A.: Umsetzung des „Stands der Technik“in der Informationssicherheit zur Abwehr von Bedrohungen für die Leittechnik VGB PowerTech 3/2018.
12. BDEW/OE: White Paper. Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme. BDEW/OE, Berlin/Wien 2018.
13. Beckmann, M. u. Hurtado, A.: Kraftwerkstechnik 2018. Power Plant Technology. Saxonia Verlag, Freiberg 2018.
14. Messmer, U.: Kraftwerk 4.0. Schlüsselwege mit digitalen Informationen zum profitablen Kraftwerk. Kraftwerktechnisches Kolloquium 2018. TU-Dresden 2018.

15. Messmer, U.: Optimierung des Anlagenbetriebs – auf neuen, digitalen Wegen an die relevanten Daten kommen, die wirklich Mehrwert schaffen. VGB PowerTech 4/2019.
16. Stock, S. et al.: Power Generation 4.0 and the path to productivity. VGB PowerTech 4/2019.
17. Deeskow, P. u. Steinmetz, U.: Prädiktive Instandhaltung auf Basis von Big Data und Machine Learning. ew 7, 8/2019.
18. Loubichi, St.: IEC 62443: IT-Sicherheit für industrielle Automatisierungssysteme – eine Einführung in die Systematik.

8. Umwandlung mechanischer Energie mittels Synchrongeneratoren

Die großtechnische Umwandlung der von den Gas-, Dampf- und Wasserturbinen, gegebenenfalls auch von Dieselmotoren bereitgestellten mechanischen Energie in elektrische Energie erfolgt mit *Drehstromsynchrongeneratoren*. Sie erzeugen den überwiegenden Anteil der weltweit verbrauchten elektrischen Energie. Dem Verständnis ihres Betriebsverhaltens und ihrer Modellbildung für die Spannungs- und Frequenzregelung sowie die Stabilität eines Elektroenergiesystems kommt daher besondere Bedeutung zu. In geringem Umfang werden zur Erzeugung elektrischer Energie auch *Drehstromasynchrongeneratoren* (z. B. in Windgeneratoren oder kleinen Wasserkraftwerken ohne Wartungspersonal) sowie einphasige *Bahnstromgeneratoren* (16 2/3 Hz) eingesetzt.

Das Drehstromsystem bietet folgende Vorteile:

1. Erzeugung eines Drehfelds mit ruhender Dreiphasenwicklung, was den Bau robuster, kostengünstiger Asynchronmotoren ermöglicht.
2. Erzeugung und Übertragung konstanter Wirkleistung, im Gegensatz zu der mit doppelter Netzfrequenz pulsierenden Leistung von Einphasengeneratoren bzw. -motoren (Geräusch, Vibrationen).
3. Einsparung von Leitermaterial und geringere Verluste, da die Summe der Leiterströme bei symmetrischem Betrieb zu jedem Zeitpunkt Null ist, wodurch Rückleiter entfallen.
4. Verfügbarkeit zweier Spannungen, beispielsweise in Niederspannungsnetzen 400 V für die Drehstrommotoren und 230 V für Licht und Haushaltsgeräte.
5. Transformierbarkeit und damit wirtschaftliche Übertragung großer Mengen elektrischer Energie über große Entfernungen.
6. Im Vergleich zu Gleichstromnetzen einfachere Schaltertechnologie dank der selbsttätigen Lichtbogenlöschung im Nulldurchgang von Wechselströmen.

Die Frequenz der Wechselspannung beträgt 50 Hz (Europa) oder 60 Hz (USA) und stellt einen Kompromiss dar, dessen untere Grenze durch das Lichtflimmern, die Generatorbaugröße sowie die Anpassung an die Drehzahl von Dampfturbinen, und dessen obere Grenze durch die Reaktanzen (Spannungsabfall, Stabilität), Eisenverluste etc. bestimmt wird. Bei Bordnetzen kann die Frequenz wegen der geringen räumlichen Ausdehnung und den daraus resultierenden kleineren Spannungsabfällen auch höher gewählt werden, beispielsweise 400 Hz in den Bordnetzen von Verkehrsflugzeugen.

Der Vollständigkeit soll nicht unerwähnt bleiben, dass angesichts der signifikanten Gleichstromeinspeisung von Photovoltaikanlagen sowie der Vielzahl elektrischer Gleichstrom-

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_8

Speichersysteme und künftiger Gleichstrom-Ladesysteme für die Elektromobilität auch Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze wieder im Gespräch sind.

8.1 Vollpol- und Schenkelpolgeneratoren

Man unterscheidet zwischen *Turbogeneratoren* mit magnetisch nahezu rotationssymmetrischem Vollpolläufer und *Schenkelpolgeneratoren* mit ausgeprägten Läuferpolen (engl.: *salient poles*), Bild 8.1.

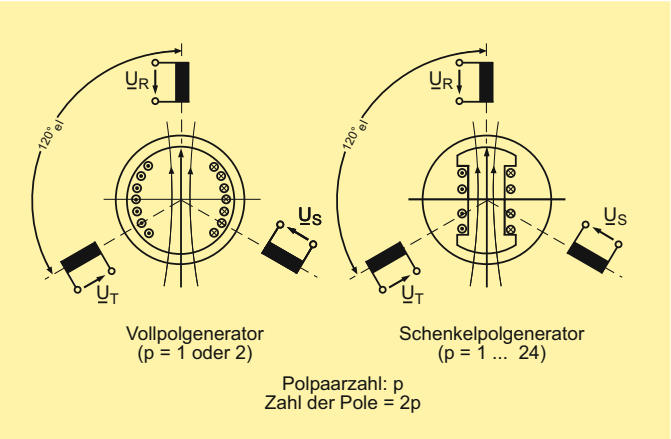


Bild 8.1. Synchrongeneratorbauarten (schematisch). Links: Vollpolgenerator (Turbogenerator) mit rotationssymmetrischem Rotor, rechts: Schenkelpolgenerator mit ausgeprägten Polen.

In beiden Fällen umgeben den Läufer jeweils drei um 120° räumlich versetzte *Ständerwicklungen*, die in Bild 8.1 als konzentrierte Spulen dargestellt, in Realität jedoch längs des Umfangs der Ständerbohrung verteilt sind.

Bei beiden Bauarten wird der *Läufer*, auch *Polrad* oder *Rotor* genannt, mit Gleichstrom erregt, den entweder eine auf der Läuferwelle sitzende Gleichstrom-Erregermaschine oder statische Gleichrichter mit ungesteuerten oder gesteuerten Halbleitern bereitstellen (8.9). Die erforderlichen Erregerleistungen erstrecken sich von etwa 3 kW bei 100 kVA-Generatoren bis zu 3000 kW bei einer 1000 MVA-Maschine. Für kleine Leistungen kommen auch mit Permanentmagneten erregte Läufer in Frage.

Die Läufer von Turbogeneratoren besitzen einen schlanken, länglich gestreckten *Vollpolläufer* mit in eingefrästen Nuten eingelegter *Erreger-* bzw. *Feldwicklung*. Um Verformungen der Wickelköpfe durch die hohen Zentrifugalkräfte zu verhindern, ist die Erregerwicklung an beiden Enden durch aufgeschrumpfte Stahlkappen geschützt, Bild 8.2.

Turbogeneratoren decken über 90 % des Bedarfs an elektrischer Energie. Sie werden gewöhnlich in 2- und 4-poliger Ausführung eingesetzt (Polpaarzahl $p = 1$ bzw. 2). Die 4-polige Ausführung findet man vorzugsweise in Verbindung mit Sattdampfturbinen in Kernkraftwerken. Die Drehzahlen liegen bei 2- und 4-poligen Generatoren für 50 Hz bei 3000 U/min bzw. 1500 U/min und für 60 Hz bei 3600 U/min bzw. 1800 U/min. Heute sind bereits Turbogeneratoren mit einer Leistung von 1350 MVA bei 3000 U/min in Betrieb. Die Grenzleistung luftgekühlter Generatoren liegt derzeit bei 300 MVA, die Grenzleistung

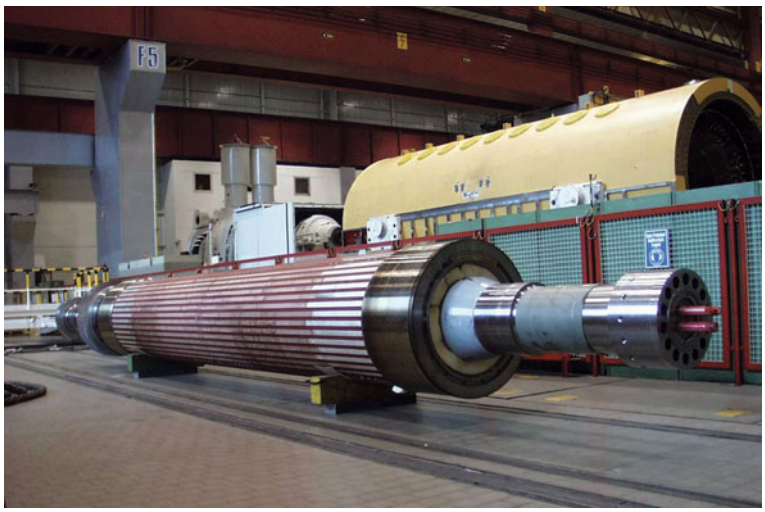


Bild 8.2. Läufer eines 2-poligen Turbogenerators mit einer Scheinleistung von 1000 MVA, Klemmenspannung 27 kV, Ständerwicklung wassergekühlt, Läuferwicklung wasserstoffgekühlt, Wirkungsgrad 99 % (Siemens).

von Maschinen mit wasserdurchflossener Ständerwicklung und wasserstoffgekühlter Läuferwicklung beträgt für 2-polige Generatoren ca. 1700 MVA, für 4-polige Generatoren ca. 3000 MVA.

Schenkelpolgeneratoren werden von Wasserturbinen, Windturbinen, Diesel- oder Gasmotoren angetrieben. Ihre Drehzahlen liegen im allgemeinen deutlich unter 1500 U/min. Sie erfordern deshalb eine Vielzahl ausgeprägter Pole, was zu einer eher scheibenförmigen Läufergeometrie führt. Einen Eindruck vom Stand der Technik vermittelt Bild 8.3.

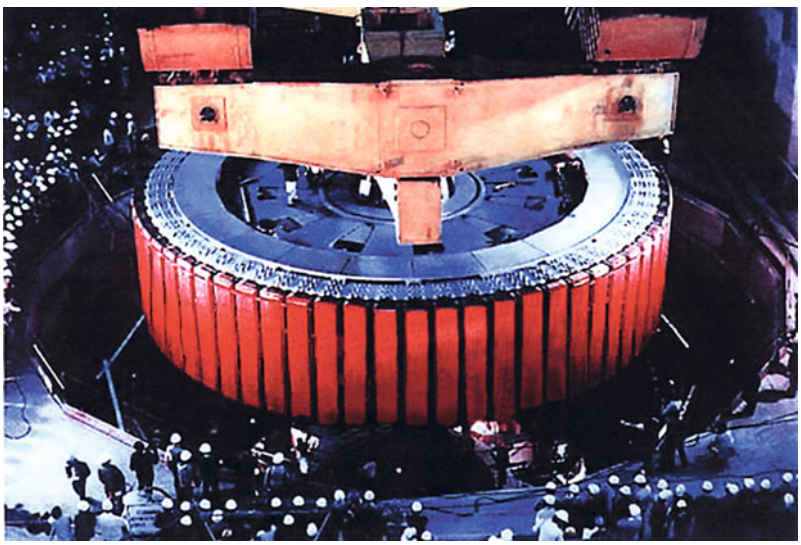


Bild 8.3. Läufer eines 66-poligen Schenkelpolgenerators mit einer Scheinleistung von 823 MVA für ein Wasserkraftwerk, Klemmenspannung 18 kV (*Voith-Siemens*).

Die größten Wasserkraftgeneratoren erreichen Einzelleistungen von 900 MVA bei Läuferdurchmessern von über 10 m.

8.2 Wirkungsweise von Synchrongeneratoren

8.2.1 Der Synchrongenerator im Leerlauf

Die Gleichstromerregung des Läufers erzeugt längs des Läuferumfangs eine zeitlich konstante, räumlich näherungsweise kosinusförmige Verteilung der Normalkomponente B_L der *magnetischen Flussdichte* $\boldsymbol{B}$, so genannte *Erregerfeldkurve*,

$$B_L(y) = \hat{B}_L \cos \frac{2p}{D} y \quad , \tag{8.1}$$

wobei p die Zahl der Pole und D den Läuferdurchmesser bezeichnet. Die Koordinate y gehört zu einem am Läufer, die Koordinate x zu einem am Ständer fixierten Koordinatensystem, Bild 8.4.

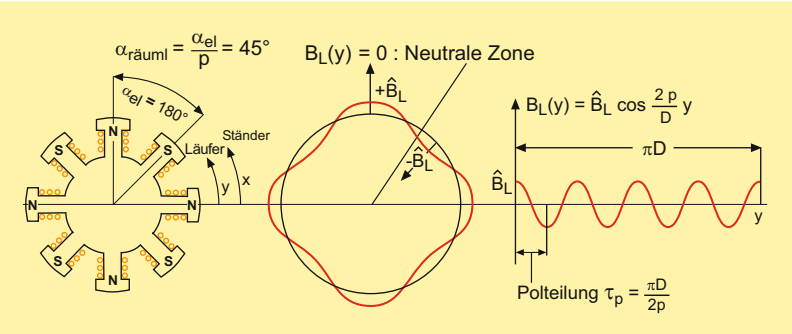


Bild 8.4. Räumliche Grundschwingung der zeitlich konstanten Erregerfeldkurve längs des Umfangs $\pi\, D$ eines Läufers, rechts Abwicklung. Die Winkelhalbierenden zwischen den Polen werden als *neutrale Zonen* bezeichnet. Auf ihnen gilt $B_L(y) = 0$. $\hat{B}_L$: Maximalwert der magnetischen Flussdichte $B(y)$.

Streng genommen ergibt sich wegen der diskret ausgeführten Läuferwicklung eine trapezförmige Erregerfeldkurve, die nach Fourier in räumlich sinus- bzw. kosinusförmige Grund- und Oberschwingungen zerlegt werden kann. Für das Verständnis des grundsätzlichen Betriebsverhaltens eines Synchrongenerators im Netzbetrieb ist die Beschränkung auf die Grundschwingung wie auch die Vernachlässigung der Eisensättigung erlaubt.

Versetzt man den Läufer durch ein an seiner Welle angreifendes mechanisches Drehmoment in Rotationsbewegung mit der Drehzahl n, erzeugt die zeitlich konstante, räumlich sinus- bzw. kosinusförmig am Läuferumfang verteilte Erregerfeldkurve $B_L(y)$ ein „*Drehfeld*“, d. h. eine auf einer Kreisbahn umlaufende *magnetische Wanderwelle*. Durch Auflösung der Beziehung $x = y + vt$ (mit $v = \pi D n/60$) nach y und Substitution in die Gleichung der Erregerfeldkurve $B(y)$, ergibt sich die Gleichung des Läuferdrehfeldes bzw. der magnetischen Wanderwelle zu:

$$b_L(x,t) = \hat{B}_L \cos\left(\frac{x}{\tau_p}\pi - \omega t\right) \qquad \text{mit} \qquad \omega = \frac{2\,p\pi n}{60} \quad . \tag{8.2}$$

Das *Drehfeld* $b_L(x,t)$ ist aus mathematischer wie auch physikalischer Sicht eine *Wellenfunktion*, das heißt eine Funktion, die im Gegensatz zu einer *Schwingung* von zwei unabhängigen Variablen, Ort *und* Zeit abhängt.

Grundsätzlich kann man ein Drehfeld bzw. eine rotierende magnetische Wanderwelle auf zwei Arten erzeugen:

1. Durch *mechanische Drehung* einer zeitlich konstanten, räumlich kosinusförmig am Läuferumfang verteilten Feldkurve $B_L(y)$, z B. Läufer einer Synchronmaschine.
2. Durch drei um 120° am Umfang räumlich versetzte Wicklungen, die von drei Wechselströmen mit 120° Phasenverschiebung durchflossen werden. Die Überlagerung der drei einphasigen Wechselfelder führt in der Ständerbohrung zu einem Drehfeld.

In beiden Fällen „sieht" ein am Umfang des Ständers ruhender Beobachter ($\pi x/\tau_p = const = \varphi_0$) nur eine sich zeitlich kosinusförmig ändernde Flussdichte

$$b_L(t) = \hat{B}_L \cos(\varphi_0 - \omega t) \quad . \tag{8.3}$$

Durch Integration über die Fläche $A = (\pi LD)/2$ einer Ständerspule der Länge L erhält man den die Ständerspule durchdringenden zeitlich kosinusförmigen veränderlichen Fluss

$$\phi_L(t) = \int_A b_L(x,t)dA = \hat{\phi}_L \cos(\varphi_0 - \omega t) \quad . \tag{8.4}$$

Eine Ständerspule eines Synchrongenerators kann nicht unterscheiden, ob die sie durchsetzende Flussdichte $b_L(t)$ von einem *umlaufenden*, sinus- bzw. kosinusförmig am Läuferumfang verteilten, gleichstromerregten Magnetfeld oder von einer *feststehenden*, mit 50 Hz gespeisten Erregerspule stammt. Man kann daher den Erregergleichstrom I_E für jede der drei Ständerspulen in einen äquivalenten 50 Hz Wechselstrom $\underline{I}_E$ einer jeweils ruhenden Erregerwicklung umrechnen. Insgesamt stehen dann den drei Ständerspulen je eine feste Erregerspule gegenüber, die mit um 120° versetzten Erregerwechselströmen gespeist werden. Läufer- und Ständerwicklungen können dann als Primär- und Sekundärwicklung eines Drehstromtransformators mit $\underline{I}_E$ als Magnetisierungsstrom bzw. Primärstrom interpretiert werden. Alternativ kann der Erregergleichstrom I_E für jede der drei Ständerspulen in eine komplexe Amplitude eines *äquivalenten Belastungswechselstroms* $\underline{I}_E$ umgerechnet werden, die zusammen das gleiche Drehfeld erzeugen würden wie der rotierende Läufer, s. a. Kapitel 8.11.4.

Der radial aus dem Läufer austretende zeitlich veränderliche Fluss $\phi(t)$ induziert in einer Ständerspule mit der wirksamen Windungszahl N eine sinusförmige Wechselspannung (engl.: *speed voltage*). Wir erhalten durch Differentiation von (8.4) nach der Zeit und Multiplikation mit N:

$$e(t) = -N\frac{d\phi_L(t)}{dt} = N\hat{\phi}_L(-\omega)\sin(\varphi_0 - \omega t) = -\underbrace{N\omega\hat{\phi}_L}_{\hat{E}}\sin(\varphi_0 - \omega t) \tag{8.5}$$

bzw.

$$e(t) = \hat{E}\, sin(\omega t - \varphi_0) \quad , \tag{8.6}$$

mit der Frequenz

$$f = \frac{\omega}{2\pi} = p\frac{n}{60} \quad .$$

Gemäß Gleichung (8.5) hängt die induzierte Spannung vom Produkt $\omega\hat{\phi}_L$ ab. Eine geforderte induzierte Spannung e(t) lässt sich also wahlweise durch eine hohe *Frequenz* $\omega = 2\pi f$ oder einen hohen *Fluss* $\hat{\phi}_L$ erreichen. Bei vorgegebener nicht zu überschreitender Sättigungsinduktion $B_{\max}$ erfordert der magnetische Fluss gemäß (8.4) einen Mindesteisenquerschnitt A_{Fe} und bestimmt damit das Eisengewicht. Alternativ kann ein geringerer Eisenquerschnitt

bei deutlich höherer Frequenz gewählt werden. Die höhere Frequenz eröffnet die Möglichkeit, die Baugröße und das Gewicht von Generatoren und Transformatoren dramatisch zu verringern. Beispielsweise wählt man deshalb die Frequenz von Bordnetzen in Flugzeugen zu 400 Hz. Ferner befassen sich Feasibility-Studien über Innovationen in Elektroenergiesystemen mit dieser Option.

Ergänzt man formal (8.6) um einen Imaginärteil, ergibt sich für die im Ständer induzierte Spannung in komplexer Schreibweise

$$\underline{e} = \hat{E}\, e^{j\varphi_0} \cdot e^{j\omega t} = \underline{\hat{E}}\, e^{j\omega t} \quad . \tag{8.7}$$

Tritt das positive Maximum der Spannung bei $t = 0$ auf, d. h. $e(0) = \hat{E}$, folgt daraus $\varphi_0 = 0$.

$\underline{\hat{E}}$ bezeichnet man als *komplexe Amplitude*. Gewöhnlich wird in Zeigerdiagrammen von Synchrongeneratoren nur mit dem *Effektivwert* der komplexen Amplitude gearbeitet und dieser Wert als *Polradspannung* $\underline{E}_P$ bezeichnet (s. Anhang A),

$$\underline{E}_P = \frac{\underline{\hat{E}}}{\sqrt{2}} \quad . \tag{8.8}$$

Mit der Wahl der Wicklung R als Bezugsphase und unter Berücksichtigung der mathematisch positiven Zählrichtung für den Phasenwinkel φ_0 ergeben sich die Spannungen der drei um 120° versetzten Wicklungen zu

$$\begin{aligned}
&e_R(t) = \hat{E}\cos\omega t && \underline{E}_R = |\underline{E}_R| \;\angle 0^\circ \\
&e_S(t) = \hat{E}\cos(\omega t + 240^\circ) && \underline{E}_S = |\underline{E}_R| \;\angle +240^\circ \;= |\underline{E}_R| \;\angle -120^\circ \\
&e_T(t) = \hat{E}\cos(\omega t + 120^\circ) && \underline{E}_T = |\underline{E}_R| \;\angle +120^\circ \;= |\underline{E}_R| \;\angle -240^\circ
\end{aligned} \tag{8.9}$$

Hierbei ist angenommen, dass die Spannung $e_R(t)$ für $t = 0$ ihren Maximalwert besitzt.

Zur Vereinfachung der Schreibweise setzt man $1\angle 0^\circ = 1$ sowie $1\angle 120^\circ = \underline{a}$ und $1\angle 240^\circ = 1\angle -120^\circ = \underline{a}^2$, das heißt

$$\underline{E}_R = |\underline{E}_R|1\,, \quad \underline{E}_S = |\underline{E}_R|\underline{a}^2\,, \quad \underline{E}_T = |\underline{E}_R|\underline{a} \quad . \tag{8.10}$$

Aufgrund des symmetrischen Aufbaus gilt $e_R(t) + e_S(t) + e_T(t) = 0$ bzw. in komplexer Schreibweise, so genannte *Zeigerdarstellung* (engl.: *phasor representation*), $\underline{E}_R + \underline{E}_S + \underline{E}_T = 0$ (s. Anhang A).

Entsprechend gilt auch

$$\underline{a} + \underline{a}^2 + 1 = 0 \quad . \tag{8.11}$$

Die drei Ständerwicklungen können grundsätzlich in *Stern-* oder *Dreieckschaltung* miteinander verbunden werden (s. Anhang B). Bei der üblicherweise vorgenommenen *Sternschaltung* erhält man für den unbelasteten Synchrongenerator folgendes Ersatzschaltbild, Bild 8.5a.: Die Spannungen $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ gegenüber dem *Sternpunkt* bzw. *Neutralleiter* N werden als *Phasenspannungen*, *Strangspannungen*, *Leiter-Sternpunkt-Spannungen* oder auch als *Leiter-Erde-Spannungen* bezeichnet (engl.: *line-to-neutral voltage* oder *phase voltage*).

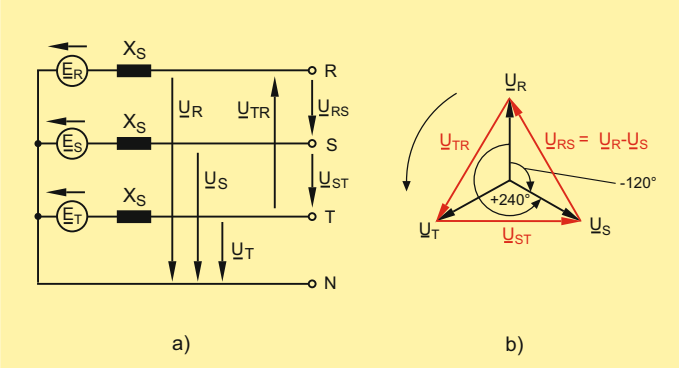


Bild 8.5. a) Vereinfachtes dreiphasiges Ersatzschaltbild eines leerlaufenden Synchrongenerators mit in Stern geschalteter Ständerwicklung, N: *Sternpunkt* bzw. *Neutralleiter* b) Zugehöriges Zeigerdiagramm der Spannungen (Wirkwiderstände der Ständerwicklung vernachlässigt).

Die Spannungen $\underline{U}_{RS}$, $\underline{U}_{ST}$, $\underline{U}_{TR}$ zwischen den außen zugänglichen drei Wicklungsenden R, S, T der Sternschaltung bezeichnet man als *Leiterspannungen*, *Außenleiterspannungen* oder *Verkettete Spannungen* (engl.: *line voltage*). Sie ergeben sich als Differenz der jeweiligen Strangspannungen. Die Strangspannungen wie auch die verketteten Spannungen bilden jeweils ein 3-phasiges *Drehstromsystem*. Bei Sternschaltungen ist der Betrag der verketteten Spannungen um den Faktor $\sqrt{3}$ größer als der Betrag der Strangspannungen,

$$U_{\text{Strang}} = \frac{U_{\text{verkettet}}}{\sqrt{3}} \quad . \tag{8.12}$$

Dies lässt sich der grafischen Darstellung der Zeiger im Zeigerdiagramm entnehmen, Bild 8.5b.

Bei Dreieckschaltungen sind Strangspannung und Außenleiterspannung identisch, dafür ist der Strangstrom $\sqrt{3}$ mal kleiner als der Außenleiterstrom,

$$I_{\text{Strang}} = \frac{I_{\text{Außenleiter}}}{\sqrt{3}} \quad . \tag{8.13}$$

Das Dreieck der Außenleiterspannungen in Bild 8.5b hat nichts mit einer denkbaren Dreieckschaltung zu tun. Das Zeigerdiagramm einer solchen Dreieckschaltung ergäbe sich durch Parallelverschieben der Sternspannungszeiger $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ derart, dass ein Dreieck mit kürzeren Kanten als in Bild 8.5b entsteht, an denen jetzt die Strang- bzw. Sternspannungen $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ als verkettete Spannungen aufträten (s. a. Bild B.3 im Anhang B.1.2 und Bild 9.30 in Kapitel 9.5.2). Grundsätzlich kann sich hinter den drei von außen zugänglichen Klemmen eines Drehstrombetriebsmittels sowohl eine Sternschaltung als auch eine Dreieckschaltung verbergen. Die Beanspruchungen der drei Wicklungsstränge bezüglich Strömen und Spannungen lassen sich nur bei Kenntnis der tatsächlich vorliegenden Verschaltung angeben. Als *Nennspannung* bzw. *Bemessungsspannung* eines Synchrongenerators gilt, wie bei allen anderen Drehstrombetriebsmitteln auch, stets die Außenleiterspannung zwischen außen zugänglichen Spannungsklemmen. Sie reicht je nach Scheinleistung eines Generators von 0,4 kV bis 40 kV.

Mit den in (8.9) angegebenen Vorzeichen der Argumente (Winkel) ergibt sich für die Reihenfolge der Spannungen ein *Rechtssystem*. Das heißt, die Indizierung der drei Sternspan-

nungen und der drei verketteten Spannungen folgen einander im Uhrzeigersinn. Eine zyklische Inversion der Reihenfolge ergibt ein *Linkssystem*. Das Rechtssystem wird auch als *Mitsystem*, das Linkssystem als *Gegensystem* bezeichnet. Die beiden letzten Begriffe werden später noch bei der „*Methode der Symmetrischen Komponenten*“ weiter veranschaulicht (8.11.2).

8.2.2 Der Synchrongenerator bei Belastung (Ankerrückwirkung)

Unter *Ankerrückwirkung* versteht man das Phänomen, dass die Klemmenspannung eines Synchrongenerators bei *induktiver* Belastung stark einbricht bzw. bei *kapazitiver* Belastung auch stark ansteigt. Dieses Betriebsverhalten lässt sich auf verschiedene Weise modellieren bzw. erklären.

Bei Belastung fließt in den räumlich um 120° versetzten Ständerwicklungen ein *Drehstrom*, das heißt es fließen drei elektrisch um 120° phasenverschobene einphasige Ströme. Der mit dem Ständerstrom einer Phase verknüpfte magnetische Fluss ϕ lässt sich in einen *Hauptfluss* ϕ_h und einen *Streufluss* ϕ_σ aufteilen. Der Hauptfluss ist mit *allen* Windungen einer Ständerspule verknüpft und durchsetzt sowohl den Luftspalt als auch den Läufer. Der Streufluss ist nur mit den *einzelnen* Windungen verknüpft und existiert im Wesentlichen nur im Ständer, Bild 8.6.

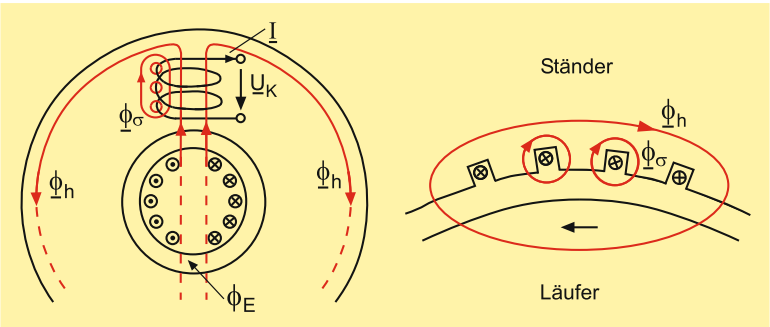


Bild 8.6. Haupt- und Streuflüsse der Ständerwicklung eines Synchrongenerators (schematisch). ϕ_h: Ständerhauptfluss, ϕ_σ: Ständerstreufluss, ϕ_E: Erregerfluss, $\underline{U}_K$: Klemmenspannung. Die roten Linien für die Flüsse ϕ_h und ϕ_σ stehen für die tatsächlich vorhandenen *Flussröhren*.

Nur die *Hauptflüsse* ϕ_h der drei Ständerwicklungen überlagern sich im Luftspalt bzw. in der Ständerbohrung zu einem *Ständerdrehfeld*

$$b_S(x,t) = \hat{b}_h \sin\left(\frac{x}{\tau_p}\pi - \omega t - \gamma\right) \quad . \tag{8.14}$$

Dabei ist γ der Winkel, um den der Strom einer Ständerwicklung der vom Läufer induzierten Polradspannung $\underline{E}_P$ nacheilt. Die zugehörigen *Streuflüsse* ϕ_σ leisten keinen Beitrag zur Ausbildung des Drehfelds. Auch der Ständerstrom einer einzelnen Wicklung bildet noch kein Ständerdrehfeld, erst das synergistische Zusammenwirken der Hauptflüsse aller *drei* Ständerströme.

Das Ständer-*Drehfeld* $b_S(x,t)$ der Belastungsströme induziert in jeder Ständerwicklung eine Selbstinduktionsspannung, so genannte *Ständerhauptspannung*, die im Ersatzschaltbild

entweder als *induzierte Quellenspannung* $\underline{E}_h$ oder als *Spannungsabfall* $\underline{U}_h = jX_h\,\underline{I}$ dargestellt werden kann. Erstere Betrachtungsweise ist für ein intimes Verständnis der physikalischen Wirkungsweise elektrischer Maschinen, das heißt Transformatoren, Generatoren und Motoren, unentbehrlich, letztere ist in der Netzwerktheorie bzw. bei der Betrachtung des reinen Betriebsverhaltens elektrischer Maschinen üblich, Bild 8.7.

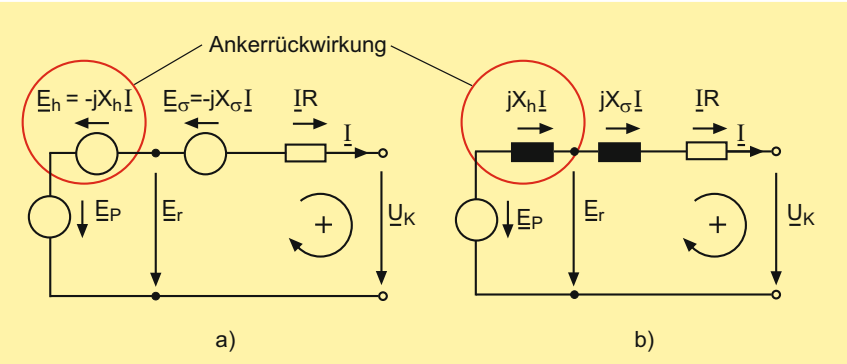


Bild 8.7. Ersatzschaltbilder eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer. a) Modellierung mit induzierten Quellenspannungen, b) Modellierung mit Spannungsabfällen.

Schließlich induziert das *Streufeld* $b_\sigma(t)$ *des Ständerstroms* in den Streuinduktivitäten des Ständers die *Ständerstreuspannung*, die sich gleichermaßen als induzierte Quellenspannung $\underline{E}_\sigma$ oder als Spannungsabfall $\underline{U}_\sigma = jX_\sigma \cdot \underline{I}$ interpretieren lässt.

Insgesamt induzieren die verschiedenen Felder in einer Ständerwicklung folgende Spannungen:

Läuferdrehfeld:	$b_L(x,t)$	$\rightarrow$	$\underline{E}_P$	*Polradspannung*
Ständerdrehfeld:	$b_S(x,t)$	$\rightarrow$	$\underline{E}_h$	*Ankerrückwirkung*
Ständerstreufeld:	$b_\sigma(t)$	$\rightarrow$	$\underline{E}_\sigma$	*Streuspannung*

Das Streufeld ist *keine Wellenfunktion*, sondern lediglich eine Funktion der Zeit bzw. ein *ortsfestes* Wechselfeld (Schwingung). Die drei Streuflüsse ϕ_σ bilden daher auch kein Drehfeld.

Damit ergeben sich bei ohmsch-induktiver Belastung die beiden in Bild 8.7 gezeigten äquivalenten Ersatzschaltbilder der Synchronmaschine.

Mit Hilfe dieser Ersatzschaltbilder lassen sich die Zeigerdiagramme eines Synchrongenerators für beide Betrachtungsweisen zeichnen. Der Einfachheit halber zeichnen wir zunächst die Zeigerdiagramme für einen Turbogenerator mit vollpoligem, rotationssymmetrisch angenommenem Läufer. Beim Schenkelpolläufer wird dann später noch die magnetische Anisotropie des Läufers berücksichtigt (8.3), Bild 8.8.

Beginnend mit einer gegebenen, in die senkrechte Achse gelegten Klemmenspannung $\underline{U}_K$ und einem gegebenen ohmsch-induktiven Belastungsstrom $\underline{I}$ lassen sich in Bild 8.8a zunächst der ohmsche Spannungsabfall $\underline{I}\,R$, anschließend die selbstinduzierte *Streuspannung* $\underline{E}_\sigma$ und die selbstinduzierte *Hauptspannung* $\underline{E}_h$ zeichnen, was schließlich auf die von außen induzierte Polradspannung $\underline{E}_P$ führt. In Bild 8.8b werden die vom Ständerstrom selbstinduzierten Spannungsabfälle $\underline{U}_h$ und $\underline{U}_\sigma$ der Reihe nach geometrisch zu $\underline{U}_K$ und $\underline{I}R$

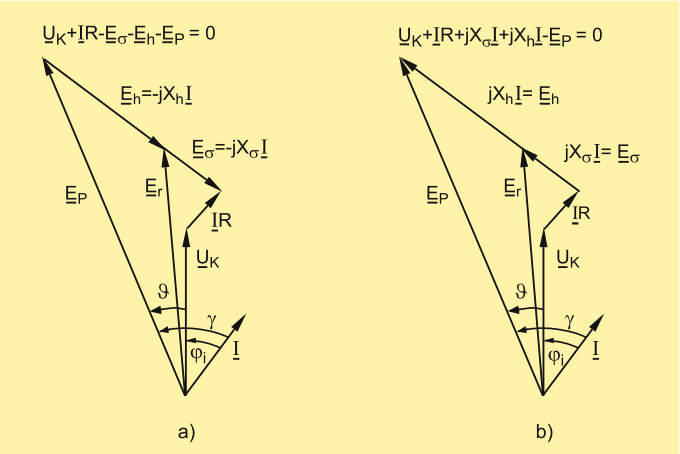


Bild 8.8. Zeigerdiagramme eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer bei ohmsch-induktiver Belastung. a) Modellbildung mit *induzierten Quellenspannungen*, b) Modellbildung mit *Spannungsabfällen*. ϑ: Polradwinkel, γ: Winkel zwischen Ständerstrom und Polradspannung, φ_i: Winkel zwischen Ständerstrom und Klemmenspannung.

hinzugefügt, was ebenfalls auf die Polradspannung $\underline{E}_P$ führt. Die ohmschen Spannungsabfälle sind in ihrem Betrag zur Übersichtlichkeit überproportional groß gezeichnet. Bei realen Maschinen gilt $R \ll X$. Bezüglich des Zeichnens von Zeigerdiagrammen wird auf Anhang A.1 verwiesen.

Bei der Modellbildung mit induzierten Quellenspannungen bietet sich die Einführung einer Spannung $\underline{E}_r$ an. Sie ist die Spannung, die das *Nettodrehfeld* $b_r(x,t)$, das aus der Überlagerung des Ständer- und Läuferdrehfelds resultiert, in der Ständerwicklung induziert. Dieses Feld ist auch für den Sättigungszustand des Eisenkreises maßgeblich.

Bei *induktiver* Belastung ist die vom resultierenden Drehfeld induzierte Spannung kleiner als die Polradspannung, d. h. $|\underline{E}_r| < |\underline{E}_P|$, da das Ständerdrehfeld das Läuferdrehfeld schwächt. Bei *kapazitiver* Belastung verstärkt das Ständerdrehfeld das Läuferdrehfeld, so dass die resultierende Spannung $\underline{E}_r$ größer als die Polradspannung wird, d. h. $|\underline{E}_r| > |\underline{E}_P|$. Im ersten Fall sinkt daher die Klemmenspannung bei Belastung ab, im zweiten Fall nimmt sie bei Belastung zu. Um die Klemmenspannung $\underline{U}_K$ unabhängig von der jeweiligen Belastung konstant zu halten, besitzen Synchrongeneratoren einen *Spannungsregler* (15.2). Dieser erhöht bei induktiver Belastung die Polradspannung $|\underline{E}_P|$ durch entsprechende Änderungen ΔI_E der Gleichstromerregung der Läuferwicklung (*Übererregung*) bzw. verringert sie bei kapazitiver Belastung (*Untererregung*).

Nach Zusammenfassen der Ständerhaupt- und Streureaktanz zur synchronen Reaktanz $X_d = X_h + X_\sigma$ und unter Voraussetzung eines gegenüber der synchronen Reaktanz vernachlässigbaren Widerstands der Ständerwicklung $R \ll X_d$, lässt sich für den *Vollpolgenerator* ein vereinfachtes Ersatzschaltbild mit einer Quellenspannung bzw. Polradspannung $\underline{E}_P$ und dem Innenwiderstand X_d angeben, Bild 8.9.

Die im Zeigerdiagramm verwendeten Größen $\underline{E}_P$ und X_d lassen sich leicht experimentell bestimmen. Die Polradspannung $\underline{E}_P$ kann in Abhängigkeit vom Erregergleichstrom I_E bei Leerlauf und synchroner Drehzahl direkt gemessen werden, die synchrone Reaktanz X_d lässt sich durch Messung von Strangspannung und Strangstrom einer am Netz mitlaufenden, unerregten und mechanisch unbelasteten Synchronmaschine messen,

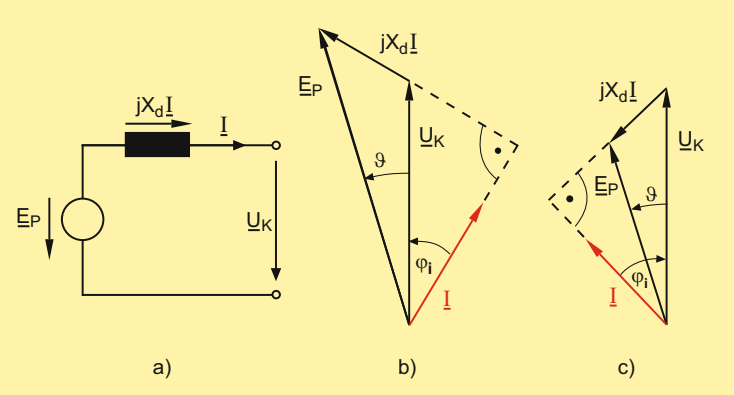


Bild 8.9. a) Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Vollpolgenerators, b) Zugehöriges Zeigerdiagramm für ohmsch-induktive Belastung, $|\underline{E}_P| > |\underline{U}_K|$, c) Zeigerdiagramm für ohmsch-kapazitive Belastung, $|\underline{E}_P| < |\underline{U}_K|$.

$$X_d = \frac{U_{\text{Strang}}}{I_{\text{Strang}}}: \quad \text{Synchrone Reaktanz einer Ständerspule} \quad . \tag{8.15}$$

Die treibende Kraft für die Strangströme ist hier die an den Generatorklemmen anliegende verkettete Netzspannung.

Alternativ kann man eine im Ständer kurzgeschlossene Synchronmaschine mechanisch antreiben und den Läufer so weit erregen, dass im Leerlauf die Nennklemmenspannung erreicht würde (Leerlauferregerstrom I_{E_0}). Im Ständer fließt dann wieder der Strom $\underline{I}_{\text{Strang}}$.

Zusammenfassend lässt sich der Begriff der *Ankerrückwirkung* auf drei Arten interpretieren:

1. Ständer- und Läuferdrehfeld sowie die von ihnen induzierten Spannungen werden getrennt betrachtet. Die Ankerrückwirkung ist dann die von Ständerdrehfeld *induzierte Spannung* $\underline{E}_h = -jX_h \cdot \underline{I}$, Bild 8.8a.
2. Die Ankerrückwirkung wird als *Spannungsabfall* $jX_h \cdot \underline{I}$ am Innenwiderstand X_h interpretiert, Bild 8.8b.
3. Ständer- und Läuferdrehfeld werden zum *resultierenden Drehfeld* $b_r(x,t)$ überlagert, das die resultierende Spannung $\underline{E}_r$ induziert.

Die erste Betrachtungsweise ist für das anschauliche Verständnis der Schenkelpolmaschine unentbehrlich. Die zweite Version wird nach Kenntnisnahme ersterer zur mathematischen Modellbildung herangezogen. Die dritte Version kommt dem physikalischen Sachverhalt am nächsten, da im Luftspalt nicht zwei getrennt messbare Drehfelder umlaufen, sondern nur das Nettodrehfeld beobachtet wird.

Unter Vernachlässigung der Streuung herrscht im Eisenkreis eines Synchrongenerators genau wie bei einem Transformator unabhängig von der Belastung immer der gleiche magnetische Netto-Fluss und damit auch näherungsweise der gleiche Sättigungszustand (für $U_K = \text{const}$, s. a. 9.1). Während jedoch ein Transformator bei Belastung selbsttätig primär einen Zusatzstrom ΔI_1 zur Aufrechterhaltung des Magnetisierungsflusses aufnimmt (9.1), muss beim Synchrongenerator der zusätzlich erforderliche Erregerstrom ΔI_E aktiv durch den *Spannungsregler* und das Stellglied *Erregerstromquelle* bewirkt werden.

8.2.3 Einfluss der Sättigung

Genau genommen hängt die synchrone Reaktanz X_d vom Sättigungszustand des Synchrongenerators ab. Dieser Zustand ist zwar bei Vernachlässigung der Streuung und Annahme der Existenz eines Spannungsreglers im normalen Betrieb immer der gleiche, im Kurzschlussfall geht der Eisenkreis jedoch in den *ungesättigten* Zustand über. Der Einfluss der Sättigung lässt sich durch Aufnahme der *Leerlaufkennlinie* und der *Kurzschlusskennlinie* bestimmen. Bei ersterer trägt man die *Klemmenspannung* U_K eines *leerlaufenden* Synchrongenerators, mit anderen Worten E_P, bei letzterer den *Ständerstrom* I_k eines *kurzgeschlossenen* Synchrongenerators in Abhängigkeit vom Erregerstrom I_E auf, Bild 8.10.

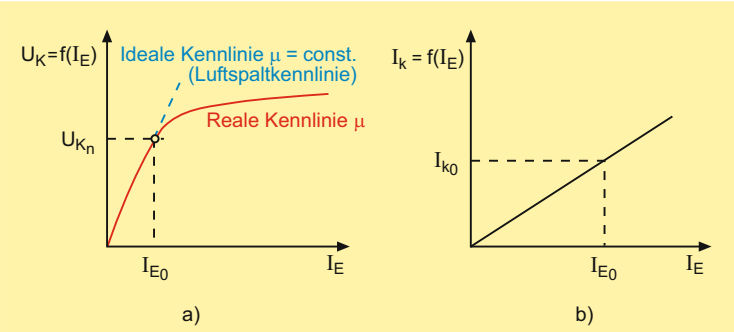


Bild 8.10. a) *Leerlaufkennlinie* $U_K = f(I_E)$, b) *Kurzschlusskennlinie* $I_k = f(I_E)$.

Die *Leerlaufkennlinie* besitzt einen gekrümmten Verlauf, Bild 8.10a. Der für die Nennklemmenspannung U_{K_n} erforderliche Erregerstrom beträgt I_{E_0}. Aufgrund der Feldstärkeabhängigkeit der magnetischen Permeabilität μ nimmt der mit dem Erregerstrom I_E verknüpfte magnetische Fluss ϕ im Eisenkreis anfänglich proportional, später nur noch unterproportional und schließlich überhaupt nicht mehr zu. Entsprechend wird in der Ständerwicklung mit steigendem Erregerstrom nur noch eine unterproportional zunehmende Polradspannung $\underline{E}_P$ induziert.

Die *Kurzschlusskennlinie* verläuft dagegen durchgängig linear, da das Ständerdrehfeld das Läuferdrehfeld praktisch vollständig kompensiert (Ankerrückwirkung). Der Nettofluss im Eisenkreis erreicht daher nie den Sättigungszustand. Der sich bei I_{E_0} einstellende Kurzschlussstrom wird mit I_{k_0} bezeichnet.

Die im vorigen Abschnitt 8.2.2 angegebene synchrone Reaktanz eines am Netz mitlaufenden Synchrongenerators

$$X_d = \frac{U_{\text{Strang}}}{I_{\text{Strang}}} \tag{8.16}$$

gilt für reguläre Betriebszustände und liefert immer den *gesättigten Wert*. Der bei Nennklemmenspannung U_{K_n} fließende Ständerstrom bzw. der mit ihm verknüpfte Fluss ϕ_n treibt das Eisen in die Sättigung (Bild 8.10a). Für die Berechnung von Kurzschlussströmen ist dagegen der *ungesättigte Wert* der Reaktanz zu verwenden. Er lässt sich aus Bild 8.11 ermitteln, das die Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie in ein und demselben Diagramm wiedergibt.

Im Kurzschlussbetrieb kommt es wegen der Ankerrückwirkung nicht zur Sättigung. Der Erregerstrom I_{E_0} erzeugt daher gemäß der Luftspaltkennlinie die Polradspannung E_P^*. Sie

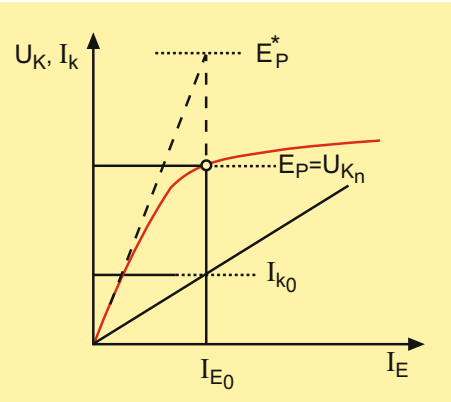


Bild 8.11. Kombinierte Leerlauf- und Kurzschlusskennlinie zur Ermittlung der ungesättigten Reaktanz $X_{d_{\text{unges.}}}$ (Strangspannungen).

ist die treibende Kraft für den Kurzschlussstrom I_{k_0}. Mit E_P^* ergibt sich der Wert der ungesättigten Reaktanz zu

$$X_{d_{\text{unges.}}} = \frac{E_P^*}{I_{k_0}} \quad . \tag{8.17}$$

E_P^* ist hier als Strangspannung zu interpretieren. In der Regel wird vom Generatorhersteller die *ungesättigte* Reaktanz spezifiziert. Sie ist der Kurzschlussstromberechnung zu Grunde zu legen. Ihr Wert liegt je nach Auslegung um 20 ... 50 % über der gesättigten Reaktanz. Die beim Kurzschluss wirksame transiente Reaktanz X_d' und die subtransiente Reaktanz X_d'' sind andererseits wieder gesättigte Werte, weil auf Grund des transienten Gleichstromglieds im Läufer der Fluss im Eisenkreis zunächst bestehen bleibt (8.10.2).

8.2.4 Dämpferwicklung

In den Läufer von Synchronmaschinen kann zusätzlich zur *Erregerwicklung* eine *Dämpferwicklung* in Form eines *Kurzschlusskäfigs* eingebaut werden, ähnlich dem Käfigläufer eines Asynchronmotors. Diese Wicklung ist im stationären, symmetrischen Betrieb stromlos. Ein mit der Dämpferwicklung rotierender Beobachter empfindet neben dem zeitlich konstanten, räumlich sinusförmig verteilten Gleichfeld des Läufers ein zusätzliches, konstantes Gleichfeld, das vom mit gleicher Geschwindigkeit umlaufenden Ständerdrehfeld herrührt. Mangels einer Relativbewegung wird in der Dämpferwicklung vom Ständerdrehfeld keine Spannung induziert.

Bei Belastungsstößen entsteht wegen des Trägheitsmoments des Läufers und der mechanisch gekoppelten Turbine eine Relativbewegung des Läufers gegenüber dem synchron mitlaufenden Ständerdrehfeld ($d\vartheta/dt \neq 0$). Das Ständerdrehfeld induziert dann in der Dämpferwicklung Spannungen bzw. Ströme, deren Magnetfelder der Relativbewegung entgegenwirken und etwaige *Pendelschwingungen* des Läufers „dämpfen“ (Stabilität, s. a. Kapitel 20). Neben der stabilitätsfördernden Wirkung der Dämpferwicklung ermöglicht ihr Kurzschlusskäfig auch den Selbstanlauf von Synchron- bzw. Asynchrongeneratoren.

Nicht geblechte Läufer mit massiven Eisenpolen erlauben bei Relativbewegungen des Ständerdrehfelds gegenüber dem Läufer die Ausbildung zusätzlicher Wirbelströme, die sich qualitativ ähnlich auswirken wie die Ströme in einer expliziten Dämpferwicklung (8.10).

Ein im stationären, symmetrischen Betrieb mit dem Läufer rotierendes Ständerdrehfeld wird vom Läufer als magnetisches Gleichfeld wahrgenommen. Während daher der Läufer eines *symmetrisch* belasteten Synchrongenerators unabhängig von der Höhe der Belastung nur von einem mit ihm rotierenden magnetischen *Gleichfeld* durchsetzt wird und daher aus massivem Eisen bestehen kann, muss der Ständer wegen des ihn durchsetzenden *Wechselfelds* des Läufers stets geblecht sein.

Bei auslegungsgemäß *unsymmetrisch* belasteten Generatoren, beispielsweise zweiphasig belasteten Drehstromgeneratoren als Spannungsquellen für Kaskadentransformatoren der Hochspannungsprüftechnik, wird wegen des dann auftretenden *gegenläufigen Drehfelds* und der von ihm induzierten Wirbelströme der Läufer ebenfalls geblecht ausgeführt.

Alle nicht zur Erregerwicklung zählenden dämpfenden Strompfade werde im Englischen oberbegrifflich als „*Amortiseur*“-Wicklungen bezeichnet. Je nach geforderter Genauigkeit von Simulationsrechnungen werden eine oder mehrere dieser Wicklungen in mathematischen Modellen höherer Ordnung berücksichtigt (8.9).

8.3 Besonderheiten der Schenkelpolmaschine

Im Gegensatz zum magnetisch nahezu rotationssymmetrisch aufgebauten Vollpolgenerator besitzt ein Schenkelpolgenerator je nach Läuferstellung längs des Umfangs stark unterschiedliche magnetische Leitwerte mit Extremwerten jeweils in *Polachse* und *Pollücke*, Bild 8.12.

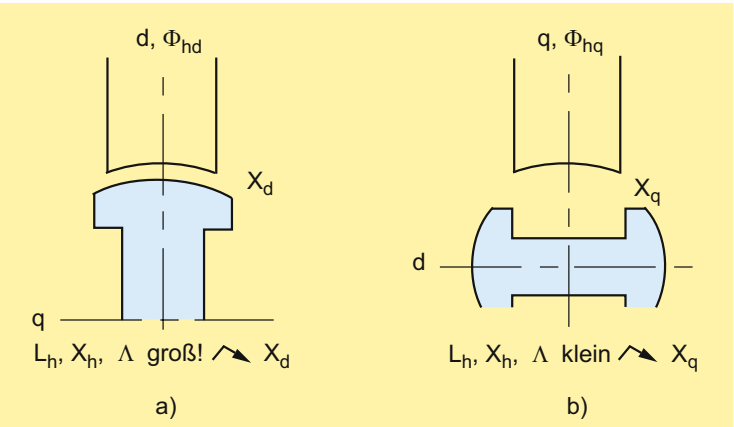


Bild 8.12. Unterschiedlicher magnetischer Leitwert Λ eines Schenkelpolläufers in a) Längsachse (engl.: *direct axis* bzw. *d-axis*) und b) Querachse (engl.: *quadrature axis* bzw. *q-axis*).

Sind die Richtungen der großen Läuferachse und der Achse der Ständerspule gleich, so ergibt sich auf Grund des kleinen Luftspalts ein großer magnetischer Leitwert und damit eine gute magnetische Kopplung sowie eine große Reaktanz, die *synchrone Längsreaktanz* X_d, Bild 8.12a. Stehen große Läuferachse und Achse der Ständerspule senkrecht aufeinander, so ergibt sich auf Grund des großen Luftspalts in der *neutralen Zone* ein kleiner magnetischer Leitwert, damit eine weniger gute magnetische Kopplung und eine kleine Reaktanz, die *synchrone Querreaktanz* X_q, Bild 8.12b. Bei Vollpolläufern gilt $X_q \approx 0,9\,X_d$, bei Schenkel-

polläufern $X_q \approx 0,5 \ldots 0,7\, X_d$. Über den Umfang abgewickelt ergibt sich der in Bild 8.13 gezeigte Verlauf.

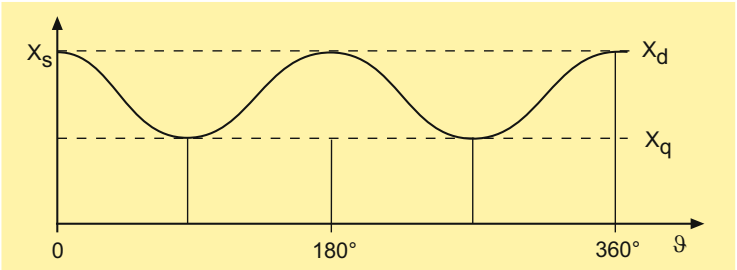


Bild 8.13. Abhängigkeit der synchronen Reaktanz X_S vom Drehwinkel zwischen Rotor und Stator.

Für einen bestimmten Ständerstrom hängt daher die Ausbildung des Ständerdrehfelds von seiner Lage zum Polrad, d. h. vom Winkel γ ab (Winkel zwischen Ständerstrom und Polradspannung).

Je nach Größe des Winkels γ stellt sich bei gleichem Belastungsstrom eine *unterschiedliche Ankerrückwirkung* ein. Man zerlegt daher das Ständerdrehfeld in eine Längskomponente in Richtung der Polachse und eine Querkomponente in Richtung der Pollücke.

$$b_S(x,t) = b_{S_d}(x,t) + b_{S_q}(x,t) \quad . \tag{8.18}$$

Sinngemäß lässt sich ein an der Ausbildung beider Komponenten beteiligter Ständerstrom $\underline{I}$ einer Phase in zwei zugehörige Komponenten $\underline{I}_d$ und $\underline{I}_q$ zerlegen, zum Beispiel

$$\underline{I}_R = \underline{I}_{R_d} + \underline{I}_{R_q} \quad . \tag{8.19}$$

Mathematisch entspricht dies der Darstellung einer Sinus- bzw. Kosinusfunktion durch die Summe jeweils zweier anderer Sinus- bzw. Kosinusfunktionen (*Additionstheoreme*).

Durch die Zerlegung des Ständerstroms in zwei getrennte Komponenten lässt sich die Ankerrückwirkung getrennt für die d- und q-Richtung bestimmen und in Form der induzierten Quellenspannungen $\underline{E}_{hd}$ und $\underline{E}_{hq}$ der Polradspannung $\underline{E}_P$ überlagern.

$b_L(x,t)$	$\Rightarrow E_P$	*Polradspannung*
$b_{Sd}(x,t)$	$\Rightarrow E_{hd} = -jX_{hd}\underline{I}_d$	*d-Komponente der Ankerrückwirkung*
$b_{Sq}(x,t)$	$\Rightarrow E_{hq} = -jX_{hq}\underline{I}_q$	*q-Komponente der Ankerrückwirkung*
$b_\sigma(t)$	$\Rightarrow E_\sigma = -jX_q\underline{I}$	*Ständerstreuspannung*

Entsprechend erhält man jetzt das im Bild 8.14a dargestellte Zeigerdiagramm. Nach Zusammenfassen der Reaktanzen $X_d = X_{h_d} + X_\sigma$ sowie $X_q = X_{h_q} + X_\sigma$ und nach Vernachlässigung des Wicklungswiderstands R erhält man ein kompakteres Zeigerdiagramm, Bild 8.14b.

Beim Zeichnen des Zeigerdiagramms der Schenkelpolmaschine stößt man auf die Schwierigkeit, dass zunächst weder die d- noch die q-Achse bekannt sind, der Ständerstrom daher nicht ohne weiteres in seine Komponenten $\underline{I}_d$ und $\underline{I}_q$ zerlegt werden kann. Man muss zuerst die Richtung der q-Achse bestimmen.

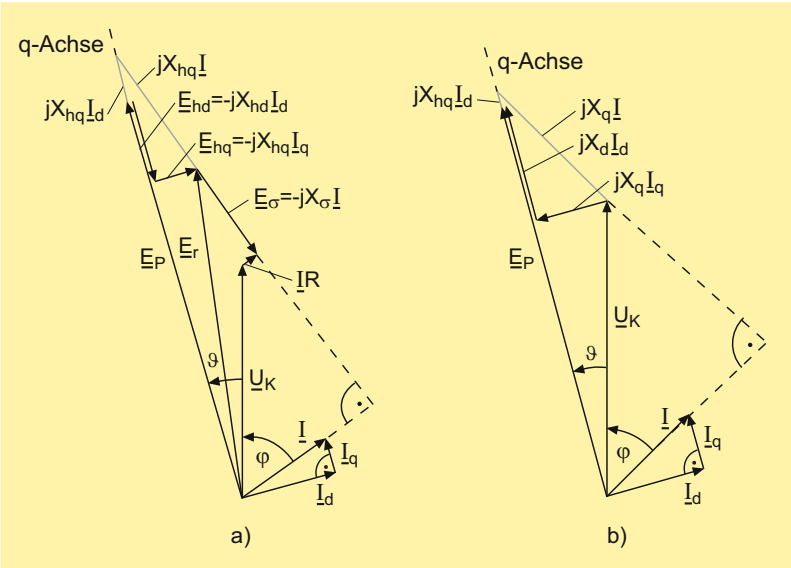


Bild 8.14. Zeigerdiagramm der Schenkelpolmaschine. a) Ausführliches Zeigerdiagramm mit induzierten Quellenspannungen, b) Kompaktes Zeigerdiagramm mit Spannungsabfällen an synchroner Längsreaktanz $X_d = X_{h_d} + X_\sigma$ und synchroner Querreaktanz $X_q = X_{h_q} + X_\sigma$, Wicklungswirkwiderstand vernachlässigt ($X_d, X_q >> R$).

Die q-Achse lässt sich entweder durch Berechnen des Polradwinkels ϑ aus den im nächsten Kapitel angegebenen Leistungsgleichungen (8.21), (8.22) oder durch Umschreiben der in Bild 8.14 implizierten Maschengleichung folgendermaßen erhalten:

$$\begin{aligned}
\underline{E}_P &= \underline{U}_K + \underline{I}R + jX_\sigma\underline{I} + jX_{hq}\underline{I}_q + jX_{hd}\underline{I}_d \\
\underline{E}_P &= \underline{U}_K + \underline{I}R + jX_\sigma\underline{I} + jX_{hq}(\underline{I} - \underline{I}_d) + jX_{hd}\underline{I}_d \\
\underline{E}_P &= \underline{U}_K + \underline{I}R + jX_\sigma\underline{I} + jX_{hq}\underline{I} + j\underline{I}_d(X_{hd} - X_{hq}) \quad . \qquad (8.20)
\end{aligned}$$

Die Terme $jX_{hq}\underline{I}$ und $-jX_{hq}\underline{I}_d$ in der letzten Gleichungszeile sind *virtuelle Hilfszeiger*, die durch die Substitution von $\underline{I}_q$ durch $\underline{I} - \underline{I}_d$ entstehen. Der Zeiger $jX_{hd}\underline{I}_d$ liegt auf der q-Achse, folglich muss diese durch das Ende des Zeigers $jX_{hq}\underline{I}$ verlaufen. Nach Ermittlung der q-Achse lässt sich das Zeigerdiagramm leicht vervollständigen.

Fasst man die Terme $jX_\sigma\underline{I}$ und $jX_{hq}\underline{I}$ zu $j\underline{I}(X_\sigma + X_{hq}) = j\underline{I}X_q$ zusammen und vernachlässigt den Wicklungswiderstand, erhält man das kompakte rechte Zeigerdiagramm.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass in den vorstehenden Betrachtungen Eisenverluste und Eisensättigung nur andeutungsweise berücksichtigt wurden, um den Einstieg in die grundsätzliche Thematik nicht zu erschweren. Die bisherigen Kapitel bilden dennoch eine gute Grundlage für die in 8.11 ausführlicher behandelte detaillierte Modellbildung.

8.4 Leistungsgleichungen der Synchronmaschine

Die Scheinleistung eines Synchrongenerators im stationären Betrieb berechnet sich pro Phase gemäß A.5 zu

$$\underline{S} = \underline{U}_K \cdot \underline{I}^* = P + jQ = U_K \cdot I\cos\varphi + jU_K \cdot I\sin\varphi \quad . \qquad (8.21)$$

Ersetzt man die Terme $I\cos\varphi$ und $I\sin\varphi$ mit Hilfe des Zeigerdiagramms durch die inneren Größen E_P, ϑ, X_d und X_q, ergeben sich Wirk- und Blindleistung einer Schenkelpolmaschine zu

$$P = \frac{U_K \cdot E_P}{X_d}\sin\vartheta + \frac{U_K^2}{2}\left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right)\sin 2\vartheta \quad , \tag{8.22}$$

$$Q = \frac{U_K \cdot E_P}{X_d}\cos\vartheta - U_K^2\left(\frac{\cos^2\vartheta}{X_d} + \frac{\sin^2\vartheta}{X_q}\right) \quad . \tag{8.23}$$

Bei Annahme eines konstanten magnetischen Widerstands längs des Läuferumfangs ($X_d = X_q$, Vollpolläufer) vereinfachen sich die Gleichungen zu

$$P = \frac{U_K \cdot E_P}{X_d}\sin\vartheta \tag{8.24}$$

bzw.

$$Q = \frac{U_K \cdot E_P}{X_d}\cos\vartheta - \frac{U_K^2}{X_d} \quad . \tag{8.25}$$

Die abgegebene Wirkleistung hängt vom Winkel ϑ ab, um den die Polradspannung der Netzspannung vorauseilt, Bild 8.15.

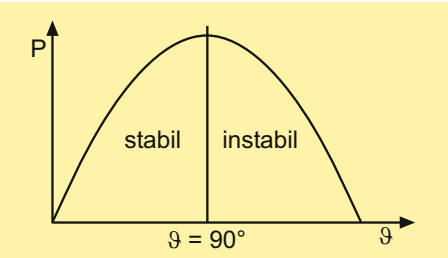


Bild 8.15. Abhängigkeit der abgegebenen Wirkleistung und Stabilität vom Polradwinkel ϑ.

Wird im Betriebszustand $\vartheta = 90°$ das Antriebsdrehmoment weiter gesteigert, nimmt die abgegebene Wirkleistung ab. Da das *Antriebsmoment* in diesem Zustand das *Bremsmoment* übersteigt, beschleunigt der Läufer und fällt außer Tritt. Je höher die Polradspannung, desto höher die abgebbare Leistung, bei der $\vartheta = 90°$ erreicht wird. Bei gemischt ohmsch-kapazitiver Belastung ist der Generator untererregt. Die normal abgegebene Wirkleistung ist dann viel niedriger als die Nennleistung P_N, was zu Stabilitätsproblemen führt (Kapitel 20).

Aus obigen Gleichungen lässt sich u. a. der Polradwinkel zum Zeichnen des Zeigerdiagramms der Schenkelpolmaschine ermitteln. Ferner wird im Rahmen der Stabilitätsbetrachtungen von diesen Gleichungen noch ausführlich Gebrauch gemacht werden.

Die Leistungsgleichungen eignen sich auch für die Berechnung der über eine kurze Leitung in ein Netz eingespeisten Leistung, wenn der Leitungswinkel zum Polradwinkel und die Leitungsreaktanz zu den synchronen Reaktanzen zugeschlagen werden. An Stelle von U_K tritt die Spannung des Netzknotens U_N.

8.5 Stationäre Betriebszustände

Führt man einer am Netz leerlaufenden Synchronmaschine an ihrer Welle ein Antriebsmoment zu, gibt sie Energie bzw. Wirkleistung ins Netz ab (*Generatorbetrieb*). Belastet man die Welle mechanisch, nimmt die Synchronmaschine Wirkleistung aus dem Netz auf (*Motorbetrieb*). In ersterem Fall eilt die Polradspannung der Netzspannung voraus, es entsteht ein positiver Polradwinkel. In letzterem Fall hinkt die Polradspannung der Netzspannung nach und der Polradwinkel wird negativ. Diese Aussagen lassen sich unschwer an den in Bild 8.9 gezeigten Zeigerdiagrammen nachvollziehen.

Eine gegenüber dem Leerlaufbetrieb erhöhte Erregung der Synchronmaschine hat neben größerer Klemmenspannung der Ständerwicklung eine vermehrte Einspeisung induktiven Blindstroms ins Netz zur Folge, d. h. bei Übererregung wirkt die Synchronmaschine wie ein Kondensator am Netz (Abgabe induktiver Blindleistung $\widehat{=}$ Aufnahme kapazitiver Blindleistung). Bei Verminderung der Erregerleistung gegenüber Leerlauf verhält sich die Maschine durch induktive Blindstromaufnahme wie eine Drosselspule.

Definiert man die von einer Maschine abgegebene Leistung als positive Größe, lassen sich unter Berücksichtigung der Gleichung für die komplexe Scheinleistung

$$\underline{S} = \underline{U}\,\underline{I}^* \tag{8.26}$$

vier charakteristische Betriebszustände der Synchronmaschine darstellen, die durch die Lage des Ständerstromzeigers in Bezug auf die reelle Klemmenspannung gegeben sind. Damit können den einzelnen Quadranten der komplexen Zahlenebene folgende Betriebszustände zugeordnet werden, Bild 8.16:

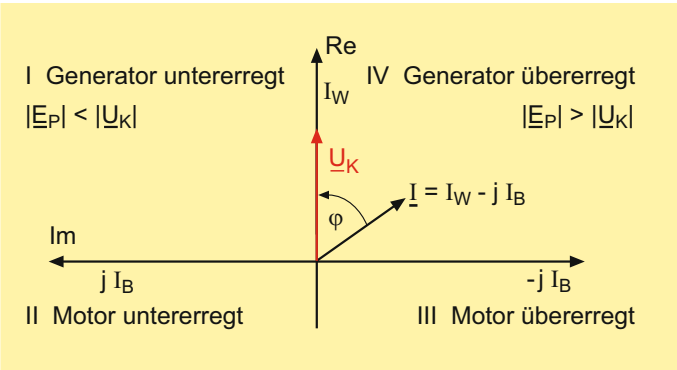


Bild 8.16. Betriebszustände der Synchronmaschine. I_W positiv $\widehat{=}$ P_{el}-Abgabe, I_W negativ $\widehat{=}$ P_{el}-Aufnahme (Motorbetrieb), I_B negativ $\widehat{=}$ Q-Abgabe, I_B positiv $\widehat{=}$ Q-Aufnahme.

In der Literatur wird gelegentlich die komplexe *Leistungsebene* der Synchronmaschine angegeben, wobei wegen des bei der Leistungsberechnung einzusetzenden konjugiert komplexen Ständerstroms die Bereiche *Übererregung* und *Untererregung* gerade vertauscht sind.

8.6 Phasenschieberbetrieb

Im Phasenschieberbetrieb läuft die Synchronmaschine als mechanisch unbelasteter Motor am Netz. Man unterscheidet zwischen reinen *Phasenschiebern* (engl.: *synchronous condensor*) und *Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb*. Erstere sind Synchronmaschinen

ohne Antrieb, die ausschließlich der Bereitstellung sowohl induktiver als auch kapazitiver Blindleistung dienen. Sie sind ein wichtiges Stellglied für die Spannungsregelung in den Netzknoten. Höhe und Vorzeichen der Blindleistung werden über den Erregerstrom eingestellt. Abhängig von der Höhe der Polradspannung gibt die Synchronmaschine induktive Blindleistung ab oder nimmt induktive Blindleistung auf. Abgabe induktiver Blindleistung entspricht hierbei einer Aufnahme kapazitiver Blindleistung und umgekehrt (s. a. A.5 und A.6).

Zur Herabsetzung der Drehzahl werden reine Phasenschieber in der Regel als Schenkelpolgeneratoren ausgeführt. Sie stehen meist in den Hochspannungsschaltanlagen und koppeln ihre Leistung über Transformatoren in das Hochspannungsnetz, Bild 8.17.

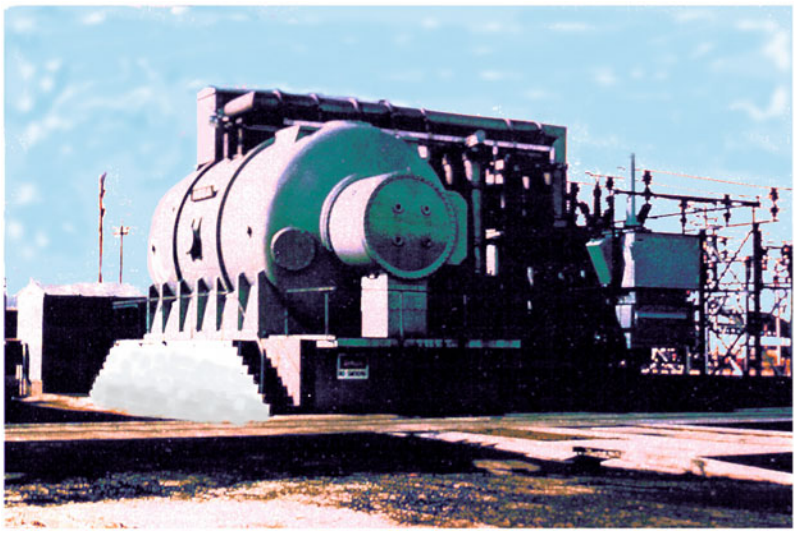


Bild 8.17. Typischer Phasenschieber ohne Antriebsaggregat.

Der Wirkleistungserzeugung dienende Synchrongeneratoren nehmen im *Phasenschieberbetrieb* ebenfalls keine Wirkleistung über ihre Antriebswelle auf. Ein Beispiel sind zeitweise als Phasenschieber eingesetzte Wasserkraftgeneratoren von Pumpspeicherkraftwerken, durch deren Antriebsturbine im Phasenschieberbetrieb kein Arbeitsfluid fließt. Die Synchronmaschine nimmt nur so viel Wirkleistung aus dem Netz auf, wie sie zur Deckung ihrer Verluste benötigt, das heißt $\cos\varphi \approx 0$ bzw. $\varphi \approx \pm 90°$. Heute werden zunehmend Generatoren stillgelegter Kraftwerke noch als Phasenschieber weiterbetrieben.

Von einer Gasturbine angetriebene Synchrongeneratoren für Phasenschieberbetrieb sind mit einer Kupplung zwischen Generator und Turbine ausgerüstet. Im Gegensatz zur Wasserturbine müsste sonst bei der Gasturbine stets die Kompressorleistung aufgebracht werden.

Bei rein *induktiver* Belastung eines Phasenschiebers (Abgabe induktiver Blindleistung ins Netz) eilt der Ständerstrom der Klemmenspannung um 90° nach und erzeugt an der Hauptreaktanz einen zur Klemmenspannung parallelen Spannungsabfall, Bild 8.18a.

Um der Schwächung des Polradfelds durch die Ankerrückwirkung und dem damit verbundenen Absinken der Klemmenspannung entgegenzuwirken, muss die Erregung gegenüber Leerlauf erhöht werden, das heißt $|\underline{E}_P| > |\underline{U}_k|$.

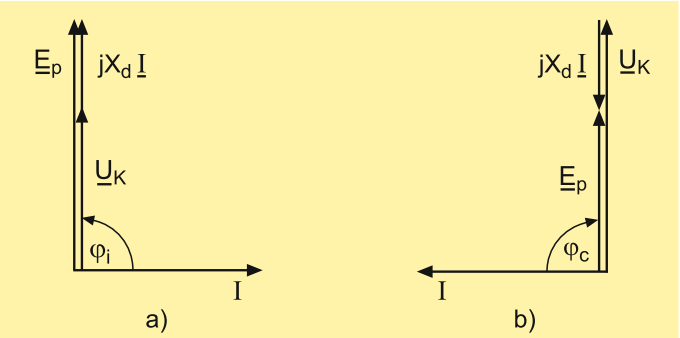


Bild 8.18. Phasenschieberbetrieb. a) Abgabe induktiver Blindleistung, $|\underline{E}_P| > |\underline{U}_k|$ b) Abgabe kapazitiver Blindleistung, $|\underline{E}_P| < |\underline{U}_k|$.

Bei rein *kapazitiver* Belastung der Maschine (Abgabe kapazitiver Blindleistung ins Netz) eilt der Ständerstrom der Klemmenspannung um 90° voraus und erzeugt an der Hauptreaktanz einen zur Klemmenspannung antiparallelen Spannungsabfall, Bild 8.18b. Um ein Anwachsen der Klemmenspannung durch die das Polfeld verstärkende Ankerrückwirkung zu vermeiden, muss die Erregung gegenüber Leerlauf verringert werden, das heißt $|\underline{E}_P| < |\underline{U}_k|$.

Mit dem Wandel der Stromerzeugung von einem *Schwungmassensystem* in ein *Stromrichtersystem* im Rahmen der Energiewende gewinnen rotierende Phasenschieber zunehmend Bedeutung.

8.7 Belastungsgrenzen des Synchrongenerators

Das Verständnis des *Grenzbelastungsdiagramms* eines Synchrongenerators setzt die Kenntnis der Ermittlung des Erregerstroms I_E aus einem Zeigerdiagramm voraus. Zunächst rechnet man den im Leerlauf für eine Polradspannung $|\underline{E}_P| = |\underline{U}_k|$ erforderlichen Erregergleichstrom I_{E_0} eines Synchrongenerators in einen äquivalenten Ständerwechselstrom $\underline{I}_{E_0}$ um. Dieser würde das gleiche Läuferdrehfeld erzeugen. Man erhält den *Magnetisierungsstrom* $\underline{I}_\mu = \underline{I}_{E_0}$ des Synchrongenerators, der etwa die gleiche Bedeutung hat wie der Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ eines Transformators (9.1), Bild 8.19a.

Bei induktiver Belastung mit dem Strom $\underline{I}$ überlagern sich Läuferdrehfeld $\phi_L(\underline{I}_{E_0})$ und Ständerdrehfeld $\phi_S(\underline{I})$ zum resultierenden Drehfeld $\phi_r(\underline{I}_r)$, das die resultierende Spannung $\underline{E}_r$ in der Ständerwicklung induziert (vgl. Bild 8.8). Konstante Läufererregung $\underline{I}_{E_0}$ bzw. I_{E_0} vorausgesetzt, würde sich eine um $j(X_h + X_\sigma)\underline{I} = jX_d\underline{I}$ verringerte Klemmenspannung einstellen.

Hält man die Klemmenspannung $\underline{U}_K$ durch Erhöhung des Erregerstroms $\underline{I}_{E_0}$ um $\Delta\underline{I}_E$ während der Belastung konstant, so vergrößert sich die Polradspannung, Bild 8.19b.

Die Leerlauferregung $\underline{I}_{E0}$ muss zunächst um einen Beitrag ΔI_{E_σ} zur Kompensation des Streuspannungsabfalls $jX_\sigma\underline{I}$ sowie um einen Beitrag $\Delta\underline{I}_{E_{AR}}$ zur Kompensation der Ankerrückwirkung $jX_h\underline{I}$ erhöht werden. Der tatsächlich einzustellende Erregerstrom ergibt sich dann zu $\underline{I}_E = \underline{I}_{E_0} + \Delta\underline{I}_{E_\sigma} + \Delta\underline{I}_{E_{AR}}$. Die Überlagerung des Läuferdrehfelds $\underline{\phi}_L(\underline{I}_E)$ mit dem Ständerdrehfeld $\underline{\phi}_S(I_{E_{AR}})$ ergibt, wie oben bereits erläutert, das resultierende Drehfeld $\phi_r(\underline{I}_r)$, das die resultierende Spannung $\underline{E}_r$ induziert.

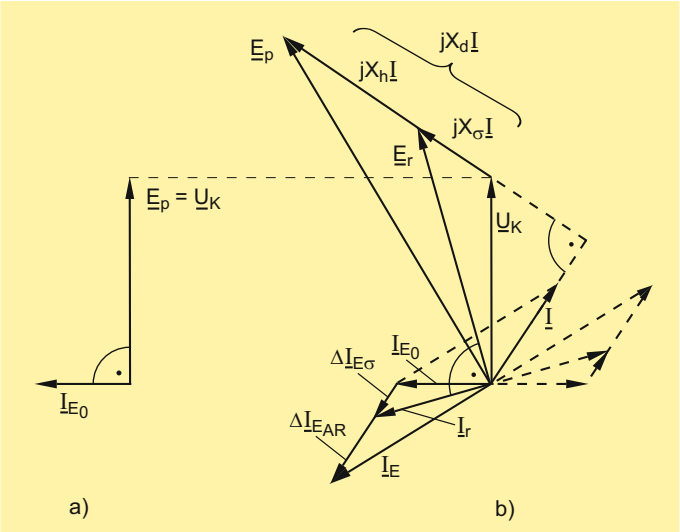


Bild 8.19. Zeigerdiagramm des Synchrongenerators mit a) Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu = \underline{I}_{E_0}$ im Leerlauf und b) Erregerstrom $\underline{I}_E = \underline{I}_{E_0} + \Delta\underline{I}_E = \underline{I}_{E_0} + \Delta\underline{I}_{E_\sigma} + \Delta\underline{I}_{E_{AR}} = \underline{I}_{E_0} + \underline{I}$ bei ohmsch-induktiver Belastung, Wicklungswiderstand vernachlässigt ($R \ll X$).

Die Dreiecke $\underline{I}_{E_0}, \Delta\underline{I}_{E_\sigma} + \Delta\underline{I}_{E_{AR}}$ und $\underline{I}_E$ sowie $\underline{U}_K$, $jX_d\underline{I}$, $\underline{E}_P$ sind geometrisch ähnlich. Auf dieser Ähnlichkeit beruht das Grenzbelastungsdiagramm des Synchrongenerators. Zunächst wird das Spannungsdreieck $jX_d\underline{I}, \underline{E}_P, \underline{U}_K$ durch Division mit jX_d in ein Stromdiagramm überführt und um 90° im Uhrzeigersinn gedreht (in Bild 8.19 strichliert). Für die Ströme erhält man

$jX_d\underline{I}/jX_d = \underline{I}$	Ständerstrom
$\underline{E}_P/jX_d = \underline{I}_E$	Dem tatsächlichen Erregerstrom äquivalenter Ständerwechselstrom
$\underline{U}_k/jX_d = \underline{I}_{E_0}$	Dem tatsächlichen Leerlauferregerstrom äquivalenter Ständerwechselstrom

Bezieht man alle Ströme auf den Nennstrom $\underline{I}_N$ erhält man das in Bild 8.20 gezeigte *Grenzbelastungsdiagramm.*

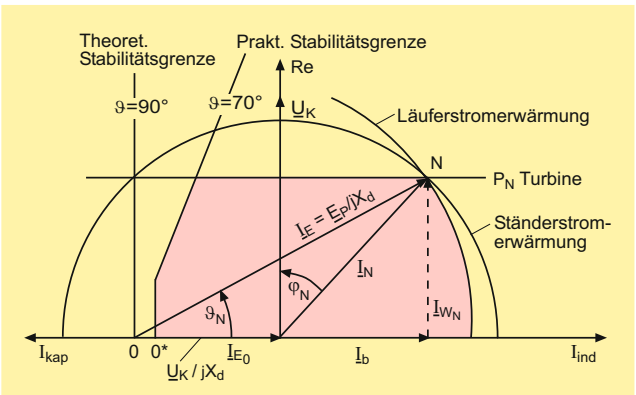


Bild 8.20. *Grenzbelastungsdiagramm* eines Synchrongenerators im *Nennbetriebszustand*, das heißt $\underline{I} = \underline{I}_N$. Schraffiert: Ortskurven für die maximal zulässigen Ströme, N: Nennbetriebspunkt.

Der Ständerstromvektor $\underline{I}_N$ und Erregerstromvektor $\underline{I}_E$ können sich innerhalb des durch Schraffur gekennzeichneten Bereichs bewegen. Aus Sicherheitsgründen mündet die *praktische* Stabilitätsgrenze $\vartheta = 70°$ nicht im Ursprung 0, sondern in 0* (Minimalerregung ca. 10 % I_{E0}, wobei die wirkliche praktische Stabilitätsgrenze noch von der Art der Spannungsregelung und der Last abhängt (8.9.4). Bei $I_{E_0} = 0$ arbeitet der Synchrongenerator nur noch im Reluktanzbetrieb (Stabilität).

Im Phasenschieberbetrieb sind die Blindströme $\underline{I}_b$ deutlich kleiner als der Betrag des Scheinstroms $\underline{I}_N$, insbesondere im untererregten Bereich. Bei verbesserter Läuferkühlung wäre es natürlich denkbar, $\underline{I}_b = \underline{I}_N$ zuzulassen. Da jedoch die meisten Generatoren primär der Wirkleistungserzeugung dienen, wird die Erregerwicklung aus wirtschaftlichen Gründen nur für die im Nennbetrieb auftretende Erwärmung ausgelegt. In praxi wird die untere Grenze des Bereichs meist auch nicht durch die imaginäre Achse ($\underline{I}_{\mathrm{w}} = 0$), sondern eine ihr parallele Gerade gebildet (nicht eingezeichnet), die aus wirtschaftlichen und technischen Gründen ein Minimum der Wirkleistungserzeugung vorschreibt, um beispielsweise das Verschlacken eines Kessels mit Schmelzkammerfeuerung zu verhindern (4.3).

Der Einhaltung obiger Grenzen dienen dem eigentlichen Spannungsregler beigeordnete *Begrenzungsregelungen*, die beim Annähern oder Überschreiten der Grenzen eingreifen und ein nicht zwingend erforderliches Ansprechen des Generatorschutzes vermeiden:

– *Untererregungsbegrenzung:*
  Bei erhöhtem kapazitiven Blindleistungsbedarf des Netzes verhindert diese Regelung, dass der Spannungsregler den Betriebspunkt durch Erregerstromverringerung über die Stabilitätsgerade treibt.

– *Übererregungsbegrenzung:*
  Beim erhöhten induktiven Blindleistungsbedarf des Netzes sinkt die Klemmenspannung ab. Die für die Spannungsschaltung erforderliche Steigerung des Erregerstroms wird automatisch entsprechend der maximal zulässigen Läufererwärmung begrenzt.

– *Ständerstrombegrenzung:*
  Bei erhöhtem Wirkleistungsbedarf setzt eine *verzögerte* Ständerstrombegrenzung ein. Die Verzögerung erlaubt kurzfristig höhere Ständerströme.

Multipliziert man die zu obigem Diagramm gehörenden konjugiert komplexen Ströme mit der komplexen Spannung, so geht das Stromdiagramm in ein Leistungsdiagramm über, Bild 8.21.

Das Leistungsdiagramm gibt der Betriebsführung Hilfestellung bei der Einhaltung der zulässigen Betriebszustände und bei der Parametrierung der Begrenzungsregelungen.

Ihm entnimmt man auch die für die Lastflussrechnung benötigten Schranken $P_{\max}, P_{\min}$, $Q_{\max}$, $Q_{\min}$ (vgl. Kapitel 17).

Die Stabilitätsgrenze von 70° ist verhandlungsfähig und kann durch geeignete Regeleinrichtungen auf 90° ausgedehnt werden, ohne dass der Synchronismus verloren geht (s. a. Kapitel 20).

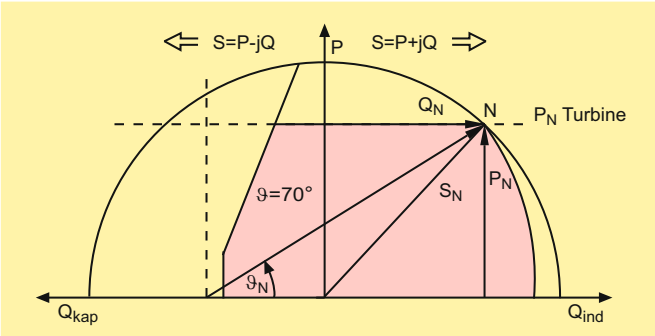


Bild 8.21. Grenzbelastungdiagramm mit *Wirk-* und *Blindleistungen*. Schraffiert: Ortskurven für die maximale *Scheinleistung* S_N, *Wirkleistung* P_N und *Blindleistung* Q_N.

Die Grenzbelastungsdiagramme eines *Schenkelpolgenerators* unterscheiden sich von obigen Diagrammen bezüglich der Stabilitätsgrenze, worauf in der Spezialliteratur ausführlich eingegangen wird.

8.8 Sternpunktbehandlung bei Synchrongeneratoren

Im Hinblick auf günstiges Oberschwingungsverhalten und zweckmäßige Gestaltung des Generatorschutzes werden die Ständerwicklungen von Synchrongeneratoren gewöhnlich in Sternschaltung ohne Nulleiter betrieben. Aufgrund der Punktsymmetrie der für Nichtlinearitäten verantwortlichen Kennlinien (Sättigung) und des Fehlens von Polaritätseffekten genügen die periodischen, nichtsinusförmigen Größen elektrischer Maschinen der Periodizitätsbedingung: $f(t + T/2) = -f(t)$, Bild 8.22.

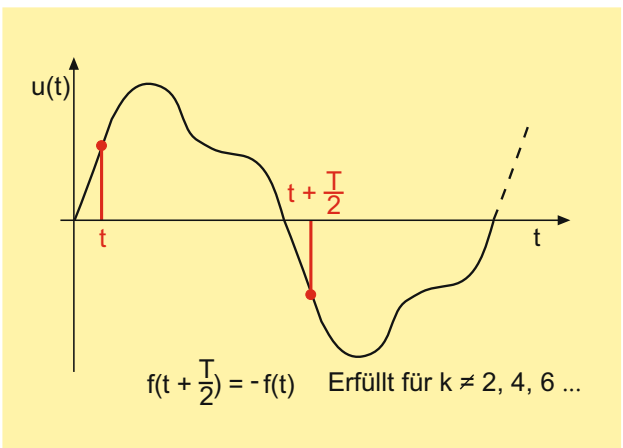


Bild 8.22. Nichtsinusförmiger, periodischer Spannungsverlauf mit ungeradzahligen Oberschwingungen.

Es lässt sich zeigen, dass die Fourierdarstellung einer nichtsinusförmigen Funktion nur dann obige Bedingung erfüllt, wenn alle *geradzahligen* Oberschwingungen verschwinden, das heißt nur *ungeradzahlige* Oberschwingungen auftreten. Setzt man $\omega, 3\omega, 5\omega, 7\omega, 9\omega ... = k\omega$ und ermittelt Periodizität und Phasenlage, so ergeben sich für

k = 1, 7, 13	symmetrische, im Uhrzeigersinn rotierende Drehfelder (*Mitsysteme*)
k = 3, 9, 15	gleichphasige, räumlich ruhende Felder (*Nullsysteme*)
k = 5, 11, 17	symmetrische, gegen den Uhrzeigersinn rotierende *Drehfelder* (*Gegensysteme*)

Beispielsweise ergeben sich für k = 3 deckungsgleiche Systeme, Bild 8.23.

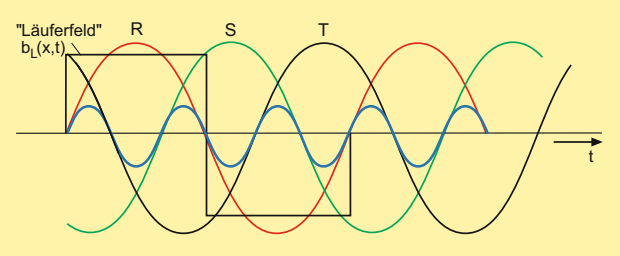


Bild 8.23. Gleichphasigkeit der 3. Oberschwingung eines Drehstromgenerators.

Mit anderen Worten, die dritten Oberschwingungen der Ströme der drei Phasen R, S, T sind gleichphasig, ergänzen sich also nicht zu Null! Abhängig von der Schaltung des Synchrongenerators ergeben sich daraus folgende Konsequenzen:

In der *Dreieckschaltung* bilden sich für die 3., 9., 15. etc. Oberschwingung durch die Überlagerung der drei jeweils gleichphasigen Systeme Kreisströme bzw. Dauerkurzschlussströme aus, Bild 8.24a.

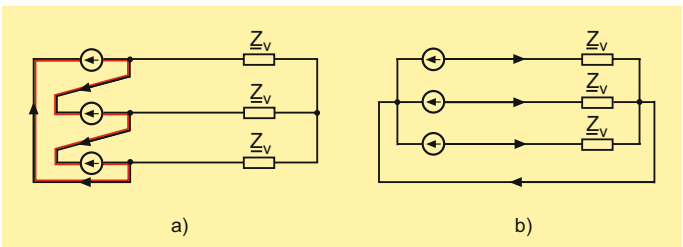


Bild 8.24. Ausbildung von Oberschwingungsströmen. a) Bei Dreieckschaltung und b) bei Sternschaltung mit Neutralleiter.

In der *Sternschaltung mit Neutralleiter* werden sinngemäß die Generatorwicklungen und Verbaucherimpedanzen mit gleichphasigen Strömen belastet, die zwar Verlustwärme erzeugen, aber keinen Beitrag zu einem Drehfeld leisten, Bild 8.24b.

Um die parasitäre Nullstrombelastung von Synchrongeneratoren zu vermeiden, wird der Generatorsternpunkt grundsätzlich nicht geerdet, was einer unendlich großen *Nullimpedanz* entspricht (Kapitel 12). Im Rahmen des *Generatorschutzes*, speziell des *Ständererdschlussschutzes*, kann jedoch zur Fehlererfassung der Sternpunkt über eine hochohmige

Wandlerwicklung geerdet sein. Diese hat jedoch keinen großen Einfluss auf die praktisch wirksame Nullimpedanz.

8.9 Erregungsverfahren für Synchrongeneratoren

Erregereinrichtungen von Synchrongeneratoren liefern den Gleichstrom bzw. *Erregerstrom* für die Erregung des Läufers. Die Höhe des Erregerstroms wird über die ihn treibende *Erregerspannung* gesteuert. In Verbindung mit einem *Spannungsregler* nehmen Erregereinrichtungen zusätzlich folgende übergeordnete Aufgaben wahr:

– Spannungsregelung im stationären Betrieb

– gesteuerte Blindleistungsabgabe im Parallelbetrieb

– Wahrung der Stabilität

– Entregung im Fehlerfall

Die Erregung moderner Synchrongeneratoren erfolgt über *Drehstromerregermaschinen* mit nachgeschalteten *stationären* oder *rotierenden* Halbleiterdioden oder Thyristoren. In der Praxis begegnet man aber auch noch allen Vorläufern heutiger Erregereinrichtungen. Viele in Betrieb befindliche Generatoren besitzen noch Gleichstromerregermaschinen, weswegen diese zuerst vorgestellt werden sollen.

8.9.1 Gleichstromerregermaschinen

Im einfachsten Fall erfolgt die Erregung des Läufers eines Synchrongenerators durch eine mit der Generatorwelle gekoppelte selbsterregte Gleichstromerregermaschine. Die Höhe des Erregerstroms I_E wird durch die Höhe der *Ausgangsspannung* U_E der Gleichstromerregermaschine bestimmt. Sie lässt sich durch einen mit der Feldwicklung in Reihe liegenden veränderlichen Widerstand steuern. Die Konstanthaltung der Synchrongenerator-Klemmenspannung bewirkt klassisch ein *Wälzsektorregler*, der den Widerstand im Nebenschlusskreis belastungsabhängig variiert, Bild 8.25a.

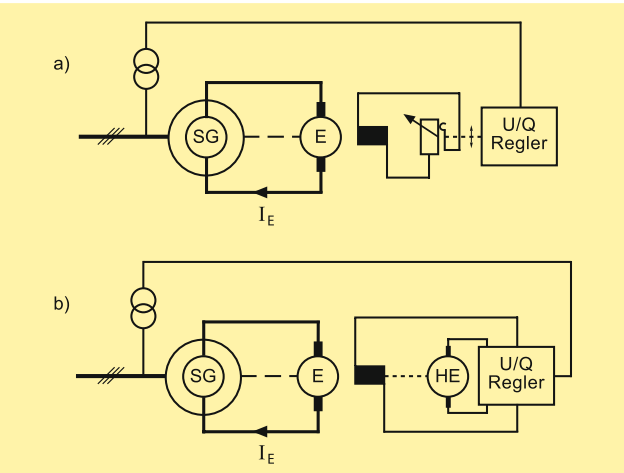


Bild 8.25. Gleichstromerregermaschinen. a) Erregermaschine E mit Erregerspannungsregelung durch Feldschwächung, b) Haupterregermaschine E mit Hilfserregermaschine HE.

Wegen der schlechten dynamischen Eigenschaften, das heißt wegen der großen Zeitkonstante, mit der die Klemmenspannung der selbsterregten Gleichstromerregermaschine einer Änderung des Widerstands der Feldwicklung folgt, kann dieses Verfahren nur die Spannungsregelung im stationären Betrieb und die Aufgabe der definierten Blindleistungsabgabe wahrnehmen. Bei großen Laststößen erfolgt die Ausregelung der Störung jedoch nur sehr langsam.

Eine kürzere Ausregelzeit ermöglicht eine *Haupterregermaschine*, deren Erregerwicklung von einer kleinen Hilfserregermaschine gespeist wird. Die feste Spannung der Hilfserregermaschine erlaubt die schnellere Änderung der Erregung der Haupterregermaschine, Bild 8.25b. Später wurde der elektromechanische, direkt physikalisch eingreifende Wälzsektorregler durch elektronische Regler abgelöst. Sie führen den Soll/Istwert-Vergleich auf Signalleistungsniveau durch, was eine anschließende Verstärkung mit *Magnetverstärkern* oder *Amplidyne* erforderlich machte, worauf hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll.

Haupt- und Hilfserregermaschinen beziehen ihre Antriebsenergie direkt über die Generatorwelle oder bei großen Leistungen auch über Getriebe gekoppelt. Sie sind damit unabhängig von einer separaten Energieversorgung. Alternativ kann die Erregermaschine aus dem Eigenbedarfsnetz über einen Asynchronmotor angetrieben werden, besitzt aber dann häufig ein Schwungrad, um kurze Versorgungsunterbrechungen im Eigenbedarfsnetz auffangen zu können.

8.9.2 Drehstromerregermaschinen

Mit dem Aufkommen der Halbleiter bot sich die *Drehstromerregermaschine* mit *stationären Dioden* an. Im einfachsten Fall speist der Ständer eines mit der Generatorwelle gekoppelten *Drehstromhaupterregergenerators* einen ortsfesten *Diodengleichrichter*, der über Schleifringe mit der Erregerwicklung des Synchrongenerators verbunden ist, Bild 8.26a.

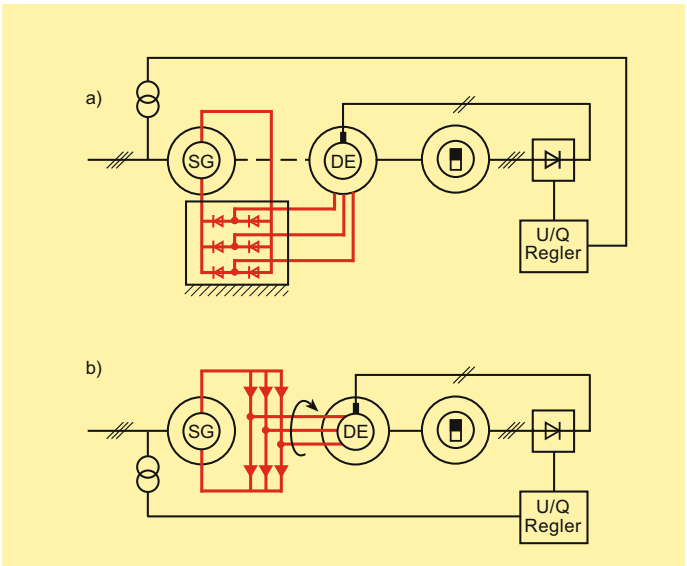


Bild 8.26. Drehstromerregermaschinen DE. a) Stationäre Dioden mit Schleifringen, b) rotierende Dioden, so genannte *bürstenlose Erregung*.

Die Erregung des Drehstromhaupterregergenerators erfolgt aus einer *Drehstromhilfserregermaschine* mit Permanentmagnetläufer. Sie ist ebenfalls mit der Läuferwelle gekoppelt. Der Regler wirkt auf den Erregerstromkreis der Drehstromhaupterregermaschine. Bei kleinen Generatorleistungen kann die Hilfserregermaschine entfallen, der Erregerstrom für die Drehstromerregermaschine kommt dann direkt aus dem Leistungsteil des Reglers.

Zur Verringerung des Wartungsaufwands wurde die *bürstenlose Erregung* entwickelt, die die Schleifringe entbehrlich macht. Die Gleichrichterdioden sind Teil des rotierenden Systems und direkt mit der Drehstromwicklung des Läufers der als *Außenpolgenerator* realisierten Drehstromhaupterregermaschine verbunden, Bild 8.26b. Bei beiden Verfahren wirkt der Regler auf den Erregerkreis der Drehstromerregermaschine, wobei im Fall des Außenpolgenerators die Erregerwicklung im Ständer untergebracht ist.

8.9.3 Statische Erregereinrichtungen

Statische Erregereinrichtungen mit Thyristoren weisen das beste dynamische Verhalten auf und kennzeichnen den Stand der Technik. Sie enthalten nur noch ortsfeste, ruhende Komponenten. Der Erregerstrom wird dem Läufer des Synchrongenerators über *Schleifringe* zugeführt, Bild 8.27.

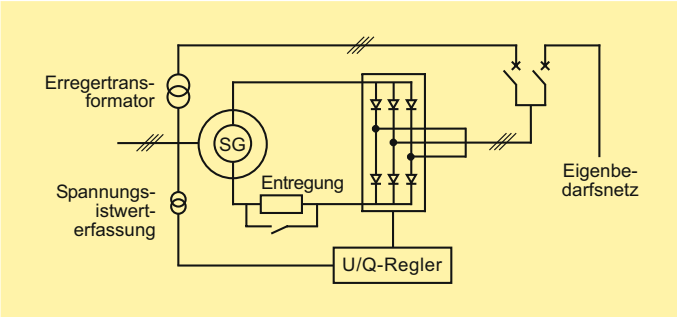


Bild 8.27. Statische Erregereinrichtung.

Regelungstechnisch ist dies die vorteilhafteste Methode, da keine Zeitkonstanten der Erregermaschinen auftreten und die Erregerspannung in beiden Richtungen in Echtzeit zur Wahrung der transienten Stabilität um große Beträge geändert werden kann. Auf diese Weise können Polradwinkelpendelungen von 0,5...5 Hz ausgeregelt werden.

Während Erregungseinrichtungen mit auf der Generatorwelle befindlichen Erregermaschinen auch bei Netzstörungen weiterarbeiten können, tritt bei statischen Erregungseinrichtungen, die über den so genannten Erregertransformator von den Generatorklemmen selbst versorgt werden, bis zur Beseitigung des Fehlers eine Unterbrechung ihrer Spannungsversorgung auf. Diese ist jedoch beim heutigen Netzschutz meist vernachlässigbar kurz. Außerdem lässt sich die Erregereinrichtung auch aus dem Eigenbedarfsnetz, einer Hilfswicklung im Ständer oder direkt aus dem Ständer versorgen.

8.9.4 Dynamisches Verhalten von Erregereinrichtungen

Sprunghafte, große Laständerungen, beispielsweise hohe Anlaufströme großer Asynchronmotoren, hohe Blindleistungsaufnahmen, Netzstörungen etc., führen zu sprungartigem An-

steigen bzw. Absinken der Klemmenspannung eines Synchrongenerators. Im Hinblick auf die Spannungsqualität müssen diese Spannungsänderungen durch Nachregeln der Polradspannung bzw. des Erregerstroms schnellstmöglich ausgeglichen werden. *Spannungseinbrüchen* begegnet man durch schnelle *Steigerung* der Polradspannung, *Spannungserhöhungen* durch schnelles *Herunterfahren* der Polradspannung.

Lastsprünge in positiver und negativer Richtung führen zu Polradwinkelvergrößerungen oder -verkleinerungen. Bei parallelgeschalteten Generatoren kommt es zu Leistungspendelungen bzw. Polradwinkelpendelungen, die bei $\vartheta > 90°$ einen Generator unter Umständen außer Tritt fallen lassen. Durch gegensinnige Änderungen des Erregerstroms in Echtzeit lassen sich die Polradwinkelpendelungen dämpfen, so genannte *Polradwinkelregelung* oder *Schlupfstabilisierung* (engl.: *Power System Stabilizer*, PSS) (s. Kapitel 20).

Moderne Thyristorerregereinrichtungen regeln die *Erregerspannung* U_E in Echtzeit. Das dynamische Verhalten des *Erregerstroms* I_E wird dann nur noch von den Läuferzeitkonstanten, $T_{\text{Läufer}} = L_{\text{Läufer}}/R_{\text{Läufer}}$ bestimmt. Um die Änderungsgeschwindigkeit des Erregerstroms zu steigern, kann der PID-Regler kurzzeitig eine überproportionale Erregerspannung veranlassen, die unschwer das Doppelte der Erregerspannung im Leerlaufbetrieb betragen kann, so genannte *Deckenspannung*. Man spricht auch von *Stoßerregung*. Sinngemäß kann bei plötzlichen Entlastungen die Erregerspannung kurzzeitig auch auf sehr kleine oder gar *negative Werte* eingestellt werden, so genannte *Stoßentregung*.

Bei Trennung vom Netz oder einem inneren Fehler muss die Polradspannung, die ja deutlich über der Nennklemmenspannung liegen kann, schnellstmöglichst reduziert werden. Dies verlangt nach einer sofortigen *Entregung* des Läuferkreises. Eine einfache Unterbrechung des Läuferstromkreises würde zu einer hohen selbstinduzierten Spannung $L\,di/dt$ führen und kommt daher nicht in Frage. Auch ein direktes Kurzschließen führt nicht zur Schwächung des Polradfelds, da der Läuferstrom wegen der großen Zeitkonstante $T_{\text{Läufer}}$ erst recht sehr lange fließen würde und weiterhin in den Fehler einspeist. Hier sieht man zwischen Erregerspannungsquelle und Erregerwicklung der Synchronmaschine einen *Entregungsschalter* vor. Bei einem Fehler trennt er die Verbindung zur Erregerspannungsquelle und schließt gleichzeitig die Erregerwicklung über einen Widerstand kurz. Aufgrund der kleinen Zeitkonstante $T_{\text{Läufer}} = L_{\text{Läufer}}/R_{\text{Entregung}}$ klingt der Erregerstrom schnell ab. Schließlich kann man Widerstandsentregung und Gegenspannungsentregung miteinander kombinieren, was zur so genannten *Schwingungsentregung* führt.

8.10 Der Synchrongenerator im Kurzschluss

Bei lokalem Versagen der Isolation in elektrischen Netzen (12.3) fließt an der Fehlerstelle ein Kurzschlussstrom, dessen Höhe sich nach dem von der Fehlerstelle aus gesehenen Innenwiderstand des Netzes richtet. Der Netzinnenwiderstand setzt sich zusammen aus der Parallelschaltung der Innenwiderstände bzw. Impedanzen aller Synchrongeneratoren und den in Reihe liegenden Leitungsimpedanzen. Tritt der Kurzschluss in unmittelbarer Nähe eines Generators auf, führen die Ströme zu starken mechanischen Beanspruchungen der Wicklungen. Man unterscheidet zwischen *generatorfernem* und *generatornahem* Kurzschluss. Im ersten Fall wird der Kurzschlussstrom überwiegend durch die *zeitinvarianten* Reaktanzen der Leitungen bis zur Fehlerstelle im Netz bestimmt, im zweiten überwiegend durch die *zeitvarianten* Reaktanzen des Synchrongenerators. Im Übergangsbereich zwischen dem generatornahen und dem generatorfernen Kurzschluss kommen *beide* Reaktan-

zen zum Tragen. Der *generatorferne Kurzschluss* wird oft synonym als „*Kurzschluss ohne abklingende Wechselstromkomponente*“, der *generatornahe Kurzschluss* als „*Kurzschluss mit abklingender Wechselstromkomponente*“ bezeichnet. Die Herkunft dieser Begriffe erhellen die im folgenden angestellten Betrachtungen.

Aus didaktischen Gründen wird zunächst das zeitliche Verhalten des Kurzschlussstroms des Synchrongenerators bei *generatorfernem, symmetrischem* Kurzschluss betrachtet.

8.10.1 Generatorferner Kurzschluss

Bei einem *generatorfernen*, symmetrischen Kurzschluss ereignet sich das Isolationsversagen in Verbrauchernähe am Ende einer längeren Leitung. Es addieren sich dann zum Generatorinnenwiderstand $R_G + jX_G$ die Leitungsreaktanz jX_L und der Leitungswiderstand R_L bis zum Kurzschlussort, Bild 8.28a.

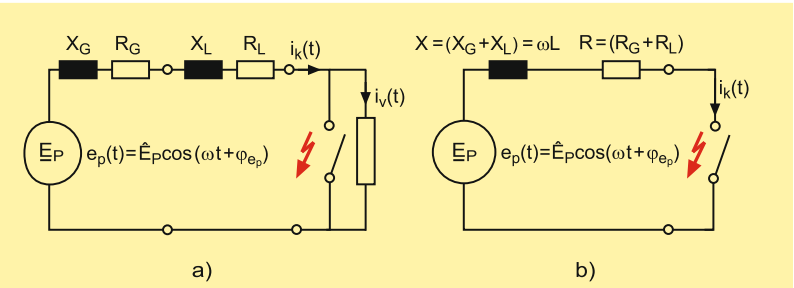


Bild 8.28. a) Ersatzschaltbild für den generatorfernen Kurzschluss, b) kompaktes Ersatzschaltbild bei Vernachlässigung des Betriebsstroms $i_v(t)$ durch die Last. $\underline{E}_P$ bzw. $e_P(t)$ Polradspannung.

Durch Zusammenfassen der Reaktanzen und Widerstände von Generator und Leitung sowie Vernachlässigung eines etwaigen Verbraucherstroms $i_v(t)$, was einem Kurzschluss im *Leerlauf* bzw. im *Schwachlastbetrieb* entspricht, lässt sich das Ersatzschaltbild weiter vereinfachen, Bild 8.28b. Beim generatorfernen Kurzschluss in sehr großem Abstand ist $X_L = \omega L_L \gg X_d = X_G$, so dass der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms im Wesentlichen durch die zeitlich konstante Leitungsreaktanz X_L bestimmt wird. Für den Zusammenhang zwischen Strom und Spannung in Bild 8.28b gilt dann die Differenzialgleichung

$$L_L \frac{di_k(t)}{dt} + Ri_k(t) = \hat{E}_P \cos(\omega t + \varphi_{e_P}) \quad . \tag{8.27}$$

Ihre Lösung $i_k(t)$ setzt sich zusammen aus der Lösung $i_{hom}(t)$ für die *homogene* und der Lösung $i_{part}(t)$ für die *inhomogene* Differenzialgleichung,

$$i_k(t) = i_{part}(t) + i_{hom}(t) \quad . \tag{8.28}$$

Die *partikuläre* Lösung von (8.28) erhalten wir durch Übergang in den Frequenzbereich bzw. mit Hilfe der komplexen Wechselstromrechnung zu

$$i_{part}(t) = \frac{\hat{E}_P}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \cos(\omega t + \varphi_i) = \hat{i}_{part} \cos(\omega t + \varphi_i) \tag{8.29}$$

mit

$$\hat{i}_{part} = \frac{\hat{E}_P}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} = \frac{\hat{E}_P}{Z} \tag{8.30}$$

und dem Phasenwinkel φ_i von $i_{part}(t)$ zum Kurzschlusseintritt.

Sie beschreibt einen stationären, zur Zeitachse symmetrischen kosinusförmigen *Kurzschlusswechselstrom* konstanter Amplitude, der von der *Störfunktion* $e_P(t) = \hat{E}_P \cos(wt + \varphi_{e_P})$ auf der rechten Seite in Gleichung (8.27) bestimmt wird, Bild 8.29.

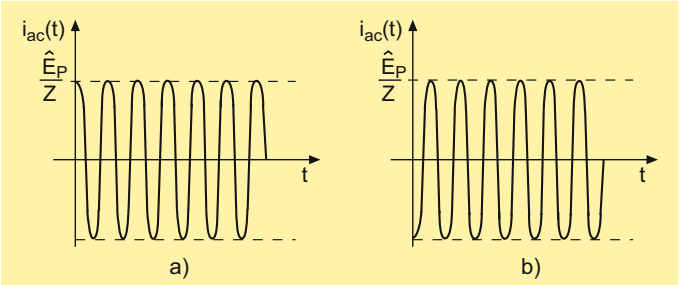


Bild 8.29. Zeitlicher Verlauf der partikulären Lösung der Gleichung (8.27) für einen Kurzschluss bei a) $\varphi_i = 0°$, b) $\varphi_i = 180°$. So genannte (symmetrische) *Wechselstromkomponente* $i_{ac}(t)$.

Die partikuläre Lösung $i_{part}(t)$ wird im folgenden als *Wechselstromkomponente* $i_{ac}(t)$ bezeichnet. Zum Einschaltzeitpunkt kann sie jedoch nicht, wie in Bild 8.29 dargestellt, sofort einen Wert $-\hat{i}_{ac}$ annehmen, vielmehr muss der Strom beim Kurzschlusseintritt *von Null* an beginnen. Das Einhalten dieser Anfangsbedingung gewährleistet die *homogene* Lösung.

Sie beschreibt das Abklingverhalten des Systems abhängig von den Anfangsbedingungen $e_P(0)$ und $i_k(0)$ zum Kurzschlusseintritt,

$$i_{hom}(t) = -\hat{i}_{part} \cos\varphi_i \, e^{-\frac{t}{T_{dc}}} = -\hat{i}_{part} \cos\varphi_i \, e^{-\frac{R}{L}t} \quad . \tag{8.31}$$

Sie wird im folgenden als *Gleichstromkomponente* $i_{dc}(t)$ bezeichnet, Bild 8.30.

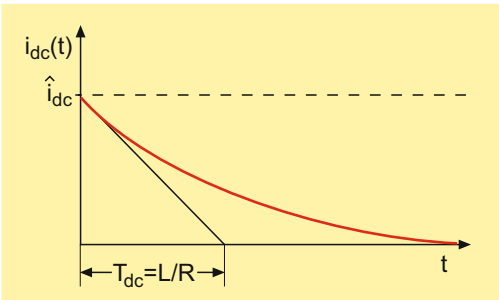


Bild 8.30. Zeitlicher Verlauf der Lösung der homogenen Differenzialgleichung, sog. Gleichstromkomponente $i_{dc}(t)$ beim Kurzschluss zur Zeit $\varphi_i = 180°$.

Die *Gleichstromzeitkonstante* T_{dc} des exponentiellen Abfalls berechnet sich aus der Induktivität L und dem Widerstand R des Wechselstromkreises und wird bei Vernachlässigung des Widerstandes unendlich groß (s. a. 9.6). Vorzeichen und Amplitude von $i_{dc}(t)$ richten

sich nach dem Zeitpunkt des Kurzschlusses, genauer gesagt, nach dem Phasenwinkel φ_i, den die Wechselstromkomponente $i_{ac}(t)$ beim Eintreten des Kurzschlusses besitzt.

Der Gesamtstrom ergibt sich aus der Überlagerung der *Wechselstrom-* und *Gleichstromkomponente* zu

$$i_k(t) = i_{ac}(t) + i_{dc}(t) = \hat{i}_{ac}\left[\cos(\omega t + \varphi_i) - \cos\varphi_i\, e^{-\frac{t}{T_{dc}}}\right] \quad . \tag{8.32}$$

Die Überlagerung beider Stromkomponenten zeigt Bild 8.31a.

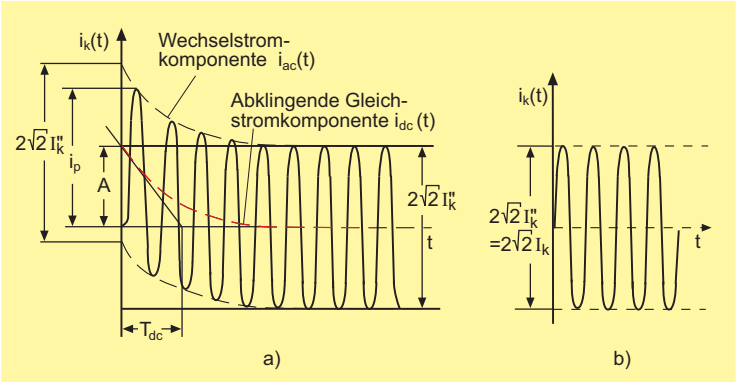


Bild 8.31. Zeitlicher Stromverlauf $i_k(t)$ beim dreiphasigen Kurzschluss eines unbelasteten Synchrongenerators über eine zeitinvariante Reaktanz $X_L \gg X_d$. a) Maximale Verlagerung bei Kurzschlusseintritt zum Zeitpunkt $\varphi_i = 180°$, b) verschwindende Verlagerung bei Kurzschlusseintritt zum Zeitpunkt $\varphi_i = 270°$, so genannter *Symmetrischer Kurzschlusswechselstrom.*

Nach anfänglicher Verlagerung A durch die Gleichstromkomponente geht der Kurzschlussstrom $i_k(t)$ für $t \to \infty$ in die symmetrische Wechselstromkomponente über, die dann *Dauerkurzschlussstrom* I_k genannt wird,

$$i_k(t \to \infty) = \hat{i}_{part}\cos(\omega t + \varphi_i) \quad \text{bzw.} \quad i_{k_{\text{ef}}} = I_k \quad . \tag{8.33}$$

Zum Verständnis des Einflusses der Phasenwinkel 0° und 90° vergegenwärtige man sich den zeitlichen Verlauf der Kosinusfunktion.

Betrag und Richtung der vertikalen Verlagerung richten sich nach dem Phasenwinkel φ_i, den die Wechselstromkomponente bei Kurzschlusseintritt haben würde. Für $\varphi_i = 0°$ bzw. $\varphi_i = 180°$, das heißt Kurzschlusseintritt in einem Scheitelwert der Wechselstromkomponente, besitzt die Verlagerung bzw. die Gleichstromkomponente ihren Maximalwert. Für $\varphi_i = 90°$ bzw. $\varphi_i = 270°$, das heißt Kurzschlusseintritt im Stromnulldurchgang, ist die Gleichstromkomponente $i_{dc}(t)$ wegen $\cos 90° = \cos 270° = 0$ nicht existent.

Generell besitzt der Scheitelwert der Gleichstromkomponente den negativen Momentanwert, den die symmetrische Wechselstromkomponente bzw. der Dauerkurzschlussstrom bei Kurzschlusseintritt haben würde. Der physikalische Grund für das Auftreten der Gleichstromkomponente liegt darin, dass die während des Schaltvorgangs auftretende Stromänderung bzw. die mit ihr verknüpfte Magnetfeldänderung im Stromkreis eine Selbstinduktionsspannung induziert, die durch den Stromkreis die Gleichstromkomponente fließen lässt. Der Momentanwert des Wechselstroms im Schaltaugenblick und der Scheitelwert der

Gleichstromkomponente sind stets entgegengesetzt gleich groß und ergänzen sich zu Null. Wenn der Synchrongenerator vor Kurzschlusseintritt im Leerlauf betrieben wurde, muss der Kurzschlussstrom in allen drei Phasen bei Null beginnen und sich dann stetig seinem jeweiligen Scheitelwert nähern. Da sich jedoch die Phasenwinkel der Kurzschlussströme der beiden anderen Phasen vom Winkel der hier betrachteten Phase unterscheiden, nimmt bei ihnen das Gleichstromglied unterschiedliche Werte (positiv oder auch negativ) an, womit sich andere zeitliche Verläufe einstellen als in Bild 8.31 für $\varphi_i = 180°$ bzw. $270°$ gezeigt.

Die untere Einhüllende in Bild 8.31a schneidet die vertikale Achse des Koordinatensystems nicht genau im Nullpunkt, sondern beginnt etwas unterhalb. Dies ist für die exakte Definition des Effektivwerts des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k'' von Bedeutung.

Man beachte, dass die symmetrische Wechselstromkomponente in Bild 8.31b von Anfang bis zum Ende eine konstante Amplitude aufweist. Der generatorferne Kurzschluss wird daher auch als „*Kurzschluss ohne abklingende Wechselstromkomponente*“ bezeichnet.

Für $R \ll X$ ist der Strompfad praktisch rein induktiv, $i_k(t)$ und $e_P(t)$ sind daher um $90°$ phasenverschoben. Einem Kurzschlusseintritt beim Phasenwinkel $\varphi_i = 0°$ bzw. $\varphi_i = 180°$ entspricht dann ein Spannungsphasenwinkel $\varphi_{e_P} = \pm 90°$. Mit anderen Worten, Bild 8.31a zeigt den Stromverlauf bei Kurzschlusseintritt in einem Spannungsnulldurchgang, Bild 8.31b im Spannungsmaximum bzw. -minimum. Je nach Kurzschlusseintritt besitzen die Kurzschlussströme in den beiden anderen Phasen einen zeitlichen Verlauf, der zwischen den beiden Grenzkurven liegt, wobei die Gleichstromkomponente auch durchaus negativ sein kann.

Der durch die Schnittpunkte der beiden Einhüllenden auf der vertikalen Achse definierte Streckenabschnitt geteilt durch $2\sqrt{2}$ wird Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' genannt. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom ist als Effektivwert der symmetrischen Wechselstromkomponente bei Kurzschlusseintritt definiert. Die Namensgebung und Definition von I_k'' erhellt das folgende Kapitel.

Der maximale Momentanwert des Kurzschlussstroms wird als *Stoßkurzschlussstrom* i_p bezeichnet. Seine Kenntnis ist für die Ermittlung der mechanischen Beanspruchungen der Generatorwickelköpfe wie auch weiterer Betriebsmittel erforderlich. Für einen Kurzschlusseintritt bei $\varphi_i = 0°$ bzw. $\varphi_i = 180°$ vereinfacht sich (8.32) zu

$$i_k(t) = \hat{i}_{ac}(cos\,\omega t - e^{-\frac{t}{T_{dc}}}) \quad . \tag{8.34}$$

Das Maximum tritt nach etwa einer halben Periode, das heißt bei $\omega t = \pi$ bzw. nach 10 ms auf. Nach Einsetzen in (8.34) erhalten wir

$$i_p = -\hat{i}_{ac}\left[1 + e^{-\pi\frac{R}{\omega L}}\right] \quad . \tag{8.35}$$

Für $X \gg R$, das heißt $T_{dc} \gg T_{50Hz}$, erhalten wir für i_p praktisch den doppelten Wert der Amplitude $\hat{i}_{ac}$ der Wechselstromkomponente. Das aus Gleichung (8.35) bezeichenbare Verhältnis der beiden Stromscheitelwerte

$$\kappa = \left|\frac{i_p}{\hat{i}_{ac}}\right| = \frac{i_p}{\sqrt{2}I_k''} = \left[1 + e^{-\pi\frac{R}{\omega L}}\right] \quad . \tag{8.36}$$

wird als *Stoßfaktor* κ bezeichnet.

Abhängig vom Verhältnis X/R nimmt κ Werte zwischen 2 und 1 an. Ersterer Grenzwert gilt für einen Klemmenkurzschluss zum Zeitpunkt $\varphi_i = 0°$ bzw. 180°, letzterer für einen generatorfernen Kurzschluss in sehr großem Abstand. Die Scheitelwerte i_p und $\hat{i}_{ac}$ sind dann gleich groß. In der Praxis der Kurzschlussstromberechnung wird κ nicht aus (8.36) errechnet, sondern aus einer Näherungsgleichung in Abhängigkeit des Verhältnisses X/R ermittelt (s. 16.1.2)

$$\kappa = 1,02 + 0,98\, e^{-3R/X} \quad . \tag{8.37}$$

Abschließend sei vermerkt, dass der generatorferne Kurzschluss eines Synchrongenerators sich in nichts vom Einschaltvorgang eines jeden gewöhnlichen Wechselstromkreises mit konstanter Induktivität unterscheidet. An Stelle des Synchrongenerators könnte jede andere Wechselspannungsquelle mit geringem Innenwiderstand stehen. Während jedoch in gewöhnlichen Wechselstromkreisen auf niedrigem Leistungsniveau der anfängliche Ausgleichsvorgang meist als parasitärer Effekt toleriert wird, nach dem Motto „Unter Vernachlässigung des Ausgleichsvorgangs erhalten wir für den stationären Fall …“, verlangt der anfängliche zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms des Synchrongenerators wegen der großen Leistungen und der großen zerstörerischen Wirkung von Kurzschlussströmen eine genaue Ermittlung.

Aus didaktischen Gründen wurde bislang für den generatorfernen Kurzschluss eines praktisch leerlaufenden Generators das Kriterium $X_L \gg X_d$ bzw. $X = const_t$ verwendet. In der Praxis arbeiten jedoch mehrere Generatoren parallel, gleichzeitig herrscht eine merkliche Vorbelastung der Generatoren durch die Betriebsströme des stationären Betriebs vor Kurzschlusseintritt. Man spricht daher in der Praxis von einem generatorfernen Kurzschluss, wenn der Kurzschlussstrom an keinem Generator das Zweifache des Nennstroms überschreitet, das heißt

$$I_k'' < 2\, I_N \qquad \text{oder auch} \qquad I_k'' = I_K \quad . \tag{8.38}$$

Letztere Definition ist gleichbedeutend mit der eingangs getroffenen Annahme $X = const_t$ (vgl. Bild 8.31).

Ein alternatives Kriterium für die Unterscheidung zwischen generatornahen und generatorfernen Kurzschlüssen ist die so genannte *Kurzschlussentfernung* a. Sie setzt die Reaktanz der gesamten Strombahn in Beziehung zur Generatorreaktanz,

$$a = \frac{X_d'' + X_L}{X_d''} = \frac{I_{k(\text{Klemmenkurzschluss})}''}{I_{k(\text{Netzkurzschluss})}''} \quad . \tag{8.39}$$

Je größer die Netzreaktanz X_L, desto größer die Kurzschlussentfernung und desto kleiner der Kurzschlussstrom. Für typische praxisnahe Fälle generatorferner Kurzschlüsse, beispielsweise Kurzschlüsse in *Mittel-* und *Niederspannungsnetzen*, besitzt a Werte > 5. Bei generatornahen Kurzschlüssen, beispielsweise einem Sammelschienenkurzschluss in der Hochspannungsschaltanlage eines Kraftwerks, gilt $a < 5$. Im Grenzfall des Klemmenkurzschlusses nimmt a den Wert 1 an ($X_L = 0$).

8.10.2 Generatornaher Kurzschluss

Der Extremfall eines generatornahen Kurzschlusses ist der allpolige *Klemmenkurzschluss*. Leider liegen die Verhältnisse hier nicht so einfach wie beim generatorfernen Kurzschluss,

weil jetzt wegen $X_L = 0$ ausschließlich die *zeitlich veränderliche Generatorreaktanz* $X_d(t)$ den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms bestimmt. Zusätzlich zur Verlagerung durch die Gleichstromkomponente treten dann wegen der transformatorischen Kopplung zwischen der Ständerwicklung und den Läuferstromkreisen anfänglich deutlich höhere Amplituden der Wechselstromkomponente auf, die von zwei zusätzlichen Ausgleichsvorgängen in Form der *Transienten Reaktanz* $X_d^{'}$ und der *Subtransienten Reaktanz* $X_d^{''}$ herrühren. Beide werden im Folgenden näher erläutert.

Transiente Reaktanz $X_d^{'}$

Bei einem Synchrongenerator ohne Dämpferwicklung wird für einen Phasenwinkel $\varphi_i = 180°$ bzw. $\varphi_{e_P} = 270°$ ein Stromverlauf gemäß Bild 8.32 beobachtet:

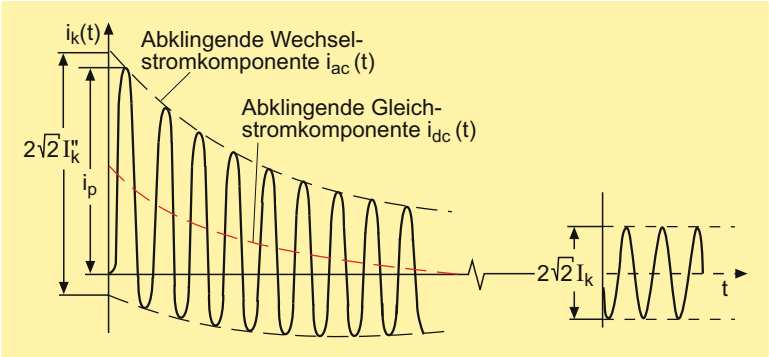


Bild 8.32. Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms eines Synchrongenerators ohne Dämpferwicklung beim Klemmenkurzschluss.

Zusätzlich zur Gleichstromkomponente tritt eine *zeitlich abklingende Wechselstromkomponente* mit anfänglich größerer Amplitude auf, die mit einer Zeitkonstanten T' der konstanten Amplitude $\hat{i}_{ac}(t \to \infty)$ des Dauerkurzschlussstroms zustrebt. Beim generatorfernen Kurzschluss kommt diese zeitliche Abhängigkeit der Amplitude wegen $X_L \gg X_d^{'}(t)$ nicht zum Ausdruck.

Die anfänglich höhere Kurzschlusswechselstromamplitude resultiert aus einer anfänglich kleineren Reaktanz $X_d^{'} < X_d$, der so genannten *Transienten Reaktanz* bzw. *Übergangsreaktanz*. Wie bereits in 8.2.1 erwähnt, kann eine Ständerspule einer Synchronmaschine nicht zwischen dem Wechselfeld eines *rotierenden gleichstromerregten* Läufers und dem Wechselfeld eines *ruhenden wechselstromerregten* Läufers unterscheiden. In beiden Fällen sieht sie ein zeitlich sinusförmig veränderliches 50 Hz-Feld. Eine Synchronmaschine verhält sich daher ähnlich wie ein Transformator. Wie beim Transformator kann man Primärspannung und Sekundärspannung jeweils auf die andere Seite beziehen, die magnetische Kopplung über das Luftspaltfeld durch eine galvanische Kopplung mittels eines T-Ersatzschaltbild ersetzen und im Kurzschluss die Hauptreaktanz X_h vernachlässigen (s. a. Kapitel 9). Es sind dann im Wesentlichen die *Streureaktanzen* der Läufer und Ständerwicklung strombestimmend.

Die bei Kurzschlusseintritt einsetzende Änderung des Ständerstroms und die damit verknüpfte Magnetfeldänderung induziert in der über die Erregerspannungsquelle kurzgeschlossenen Erregerwicklung eine Umlaufspannung. Diese treibt durch die Erregerwicklung einen Strom, der seinerseits mit einem Magnetfeld verknüpft ist, das nach der *Lenzschen*

Regel die Flussänderung des Ständerfelds zu kompensieren sucht und damit den Luftspaltfluss ϕ_L zunächst auf dem Wert vor dem Kurzschluss konstant hält. Da Fluss und Strom über die Proportionalitätskonstante L/n miteinander verknüpft sind (Anhang D),

$$\phi_L = \frac{L}{n}\underline{I} \tag{8.40}$$

(n = Windungszahl der vom Strom durchflossenen Spule bzw. Wicklung), entspricht einem konstanten Fluss bei größerem Strom eine kleinere wirksame Induktivität $L_d^{'}$ und damit eine kleinere Reaktanz $X_d^{'} = \omega L_d^{'} < X_d$. Aufgrund des zwar kleinen aber endlichen Läuferwiderstands R_l klingt der Läuferstrom mit der Zeitkonstanten $T = L/R_l$ auf Null ab und mit ihm die kompensierende Wirkung des transienten Läuferfelds. Es stellt sich nach einigen Sekunden wieder die synchrone Reaktanz X_d ein. Die transiente Reaktanz lässt sich messtechnisch bestimmen, was hier jedoch nicht vertieft werden soll.

Subtransiente Reaktanz $X_d^{''}$

Bei Synchrongeneratoren *mit zusätzlicher Dämpferwicklung* und/oder *massiven Polen* tritt der die transiente Reaktanz $X_d^{'}$ verursachende Induktionseffekt in der Dämpferwicklung und den ungeblechten Polen sinngemäß nochmals auf. Er bewirkt die so genannte *Subtransiente Reaktanz* bzw. *Anfangsreaktanz* $X_d^{''}$, die nochmals kleiner ist als die Transiente Reaktanz, $X_d^{''} < X_d^{'} < X_d$. Sie bewirkt eine weitere Erhöhung der Anfangsamplitude der Wechselstromkomponente. Aufgrund der sehr kleinen Zeitkonstante fällt die Einhüllende anfänglich sehr schnell ab, Bild 8.33.

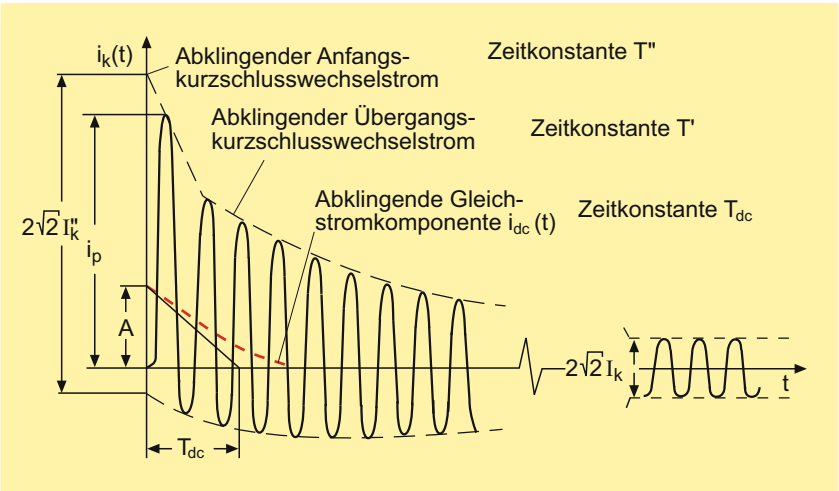


Bild 8.33. Zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms eines Synchrongenerators mit Dämpferwicklung und/oder massiven Polen.

Die Zeitkonstante $T^{''}$ liegt bei einigen 10 ms, so dass nur die ersten Perioden höhere Amplituden bzw. Effektivwerte aufweisen. Die subtransiente Reaktanz lässt sich ebenfalls messtechnisch bestimmen.

Im subtransienten Bereich bestimmt die Reaktanz $X_d^{''}$ die Höhe des Kurzschlussstroms $I_k^{''}$, wobei der Höchstwert des Kurzschlussstroms lediglich am jeweils linken Bereichsende herrscht. Im transienten Bereich bestimmt die transiente Reaktanz $X_d^{'}$ den Kurz-

schlussstrom $I_k^{'}$, so genannter *Abschaltkurzschlussstrom*. Schließlich geht der Ausgleichsvorgang in den Dauerkurzschlussstrom I_k über. Je ferner ein Kurzschluss vom Generator auftritt, desto weniger ausgeprägt sind die drei Stufen. Im typischen Fall des generatorfernen Kurzschlusses, das heißt $X = const_t$, sind sie nicht existent. Der Effektivwert $I_k^{''}$ des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms ist dann von Anfang an mit dem Effektivwert I_k Dauerkurzschlusswechselstrom identisch.

Sinngemäß lassen sich den drei Bereichen drei Ersatzschaltbilder zuordnen, Bild 8.34.

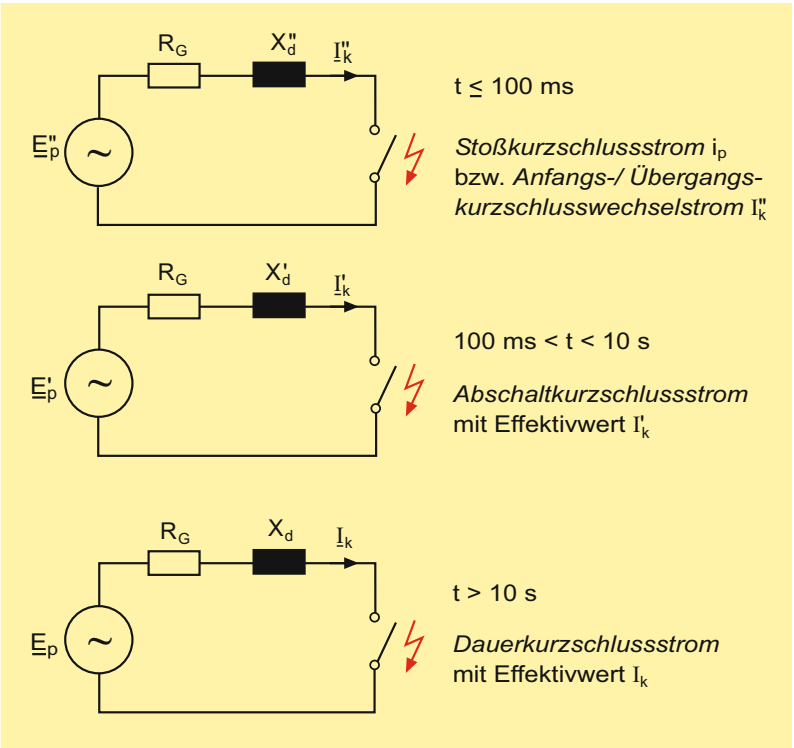


Bild 8.34. Sequentiell wirksame Ersatzschaltbilder eines Sychrongenerators bei generatornahem Kurzschluss.

Beim Kurzschluss eines *leerlaufenden* Generators sind die treibenden Spannungen $\underline{E}_p^{'}$ und $\underline{E}_P^{''}$ mit der Polradspannung $\underline{E}_P$ bzw. der Klemmenspannung U_K identisch. Bei Vorbelastung des Generators durch Betriebsströme sind die treibenden Spannungen um die vom Betriebsstrom verursachten Spannungsabfälle gemäß Bild 8.35 zu erhöhen.

Die praktische Kurzschlussstromberechnung in Netzen, die letztlich auf dem Verhalten der Synchrongeneratoren beim Kurzschluss basiert, befasst sich nicht mit mathematischen Funktionen und deren Augenblickswerten, sondern ausschließlich mit Effektivwerten, die bestimmten typischen Zeitbereichen des Kurzschlussstroms zugeordnet werden.

Selbst der einzige Momentanwert, der Stoßstrom i_p, wird aus dem Effektivwert $I_k^{''}$ mittels des Stoßfaktors κ errechnet. Diese Vereinfachungen sind möglich, weil

– für die maximale *mechanische Beanspruchung* des Generators vorrangig der Stoßkurzschlussstrom i_p interessiert

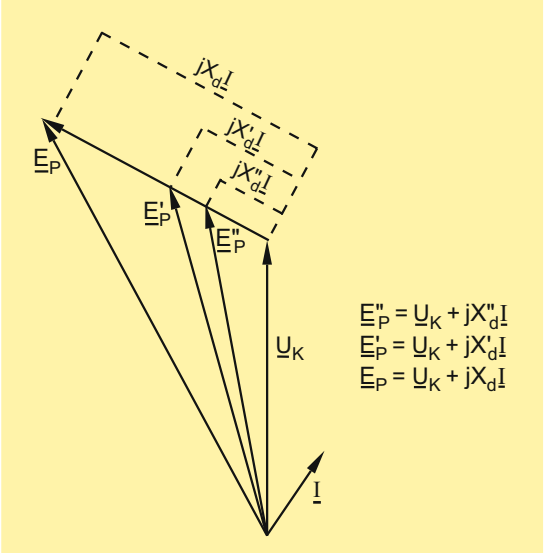


Bild 8.35. Zur Definition der treibenden Spannungen im subtransienten, transienten und stationären Kurzschlussfall. Wicklungswirkwiderstand vernachlässigt ($R \ll X$).

– für die Auswahl des *Kurzschlussstromschaltvermögens* der Schalter wegen deren *Eigenzeit* vorrangig Stromwerte nach 50 – 100 ms relevant sind

Im Kapitel 19 werden die hier erarbeiteten Begriffe und Definitionen im Rahmen der Kurzschlussstromberechnung in Netzen umfassend Verwendung finden.

8.11 Mathematische Modelle für Synchrongeneratoren

Während bislang Wirkungsweise und Betriebsverhalten von Synchrongeneratoren überwiegend aus physikalischer Sicht betrachtet wurden, verlangt die Simulation eines Elektroenergiesystems auf einem Rechner die Modellierung des physikalischen Geschehens durch mathematische Gleichungen. Aus Sicht der Netzwerktheorie bestehen Synchrongeneratoren, wie alle anderen Betriebsmittel von Elektroenergiesystemen auch, aus drei elektrisch und magnetisch gekoppelten Leitersystemen, die durch gekoppelte Gleichungssysteme beschrieben werden. Mit der Methode der symmetrischen Komponenten lassen sich diese Gleichungssysteme entkoppeln, wodurch die Behandlung symmetrischer Drehstromsysteme auf die Berechnung einphasiger, nicht gekoppelter Netzwerke zurückgeführt wird.

In den nachstehenden Abschnitten werden vorgestellt:

– das grundsätzliche *dreiphasige* Modell eines *stationär* betriebenen Synchrongenerators mit Vollpolläufer in Form eines linearen Gleichungssystems bzw. einer Vektorgleichung

– das grundsätzliche *einphasige* Modell eines *stationär* betriebenen Synchrongenerators mit Vollpolläufer, basierend auf der *Methode der symmetrischen Komponenten*

– das umfassende, für *nichtstationär* betriebene Synchrongeneratoren mit *Vollpolläufer* wie auch *Schenkelpolläufer* gültige Modell, basierend auf der $dq0$-Transformation

8.11.1 Grundsätzliches dreiphasiges Modell eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer im stationären Betrieb

Oft wird die einphasige Darstellung von Drehstromsystemen aus „*Symmetriegründen*“ als selbstverständlich hingestellt, ohne ausreichende Würdigung des sehr wesentlichen Sachverhalts, dass den induktiven und kapazitiven *Kopplungen* zwischen den Phasen durch Einführung von *Betriebsbelägen* bzw. *-größen* Rechnung getragen wird. Erst bei der Berechnung unsymmetrischer Kurzschlussströme wird dann die Methode der symmetrischen Komponenten als formales Werkzeug eingeführt. Dabei wird oft übersehen, dass die *Methode der symmetrischen Komponenten* bereits - beim Übergang zur einphasigen Darstellung aus „*Symmetriegründen*“ - implizit verwendet wurde.

In diesem Buch wird die Methode der symmetrischen Komponenten aus didaktischen Gründen bereits am Anfang zur Begründung der einphasigen Darstellung eines symmetrischen Drehstromsystems herangezogen und damit die Voraussetzung für ein tieferes Verständnis der *Betriebsimpedanzen* des symmetrischen Systems und der in 19.3 noch ausführlicher behandelten Berechnung unsymmetrischer Kurzschlussströme mit Hilfe der Methode der symmetrischen Komponenten geschaffen.

Beim Betriebsmittel Synchrongenerator liegt im Wesentlichen eine *magnetische* bzw. *induktive* Kopplung der drei Phasen vor. Sie lässt sich durch Transformation in die symmetrischen Komponenten beseitigen. Basis dieser Überlegungen ist das grundsätzliche dreiphasige Modell eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer, Bild 8.36.

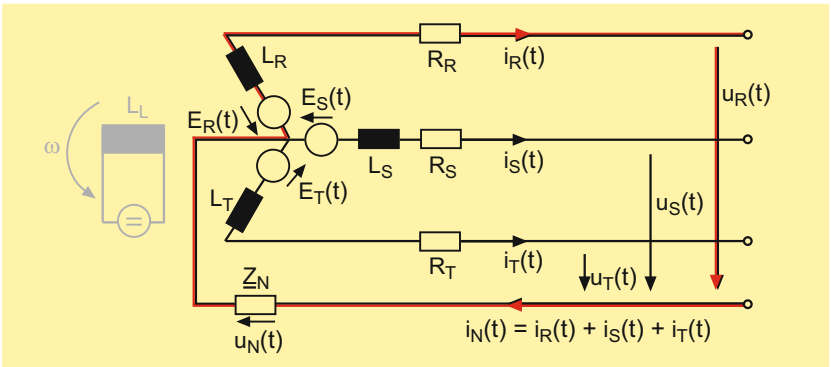


Bild 8.36. Vereinfachtes, dreiphasiges Ersatzschaltbild eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer: L_L Läuferinduktivität, L_R, L_S, L_T Ständerinduktivitäten, R_R, R_S, R_T Ständerwicklungswiderstände, $\underline{Z}_N$ Sternpunktimpedanz (falls vorhanden), $E_R(t)$, $E_S(t)$, $E_T(t)$ Polradspannungen im Zeitbereich.

Das Vorhandensein des rotierenden Läufers mit Erregerwicklung wird durch Einführen der von ihm induzierten Quellenspannungen $E_R\,(t)$, $E_S\,(t)$ und $E_T\,(t)$ berücksichtigt. Der Läufer wird damit transparent und im weiteren Text zunächst ignoriert.

Der bei Belastung fließende Ständerstrom einer Phase ist mit einem magnetischen Fluss verknüpft, der nicht nur in der zugehörigen Ständerwicklung eine Spannung (Selbstinduktionsspannung) induziert, sondern über die jeweiligen Gegeninduktivitäten auch in den beiden anderen Ständerwicklungen.

Drückt man die induzierten Spannungen und die Gegeninduktivitäten zwischen den Phasen durch die zeitlichen Flussänderungen der sie erzeugenden Ströme aus, so lautet die

Maschengleichung für die in Bild 8.36 rot eingezeichnete Masche der Phase R,

$$u_R + u_N - E_R + L_R\frac{di_R}{dt} + M_{RS}\frac{di_S}{dt} + M_{RT}\frac{di_T}{dt} + i_R R_R = 0 \quad . \tag{8.41}$$

Sinngemäß erhält man für die Phasen S und T:

$$u_S + u_N - E_S + L_S\frac{di_S}{dt} + M_{SR}\frac{di_R}{dt} + M_{ST}\frac{di_T}{dt} + i_S R_S = 0 \tag{8.42}$$

$$u_T + u_N - E_T + L_T\frac{di_T}{dt} + M_{TR}\frac{di_R}{dt} + M_{TS}\frac{di_S}{dt} + i_T R_T = 0 \quad . \tag{8.43}$$

Der dritte Term stellt jeweils die in einer Ständerwicklung induzierte Polradspannung dar, wobei die Flussänderung nicht durch einen zeitlich veränderlichen Strom, sondern durch die mit dem Drehwinkel $\alpha = \omega t$ zwischen Läufer- und Ständerspulenachse veränderliche Gegeninduktivität bewirkt wird.

Für einen symmetrisch aufgebauten Generator gilt

$$\begin{aligned} L_R &= L_S = L_T = L \quad , \\ R_R &= R_S = R_T = R \quad , \\ M_{RS} &= M_{ST} = M_{TR} = M \quad . \end{aligned} \tag{8.44}$$

Hiermit folgen nach Übergang auf die komplexe Schreibweise und unter Verwendung von

$$\underline{U}_N = \underline{I}_N \underline{Z}_N = (\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T)\underline{Z}_N \tag{8.45}$$

die nachstehenden Maschengleichungen

$$\begin{aligned} \underline{U}_R &= \underline{E}_R - j\omega L\underline{I}_R - j\omega M\underline{I}_S - j\omega M\underline{I}_T - R\underline{I}_R - \underline{Z}_N\underline{I}_N \\ \underline{U}_S &= \underline{E}_S - j\omega L\underline{I}_S - j\omega M\underline{I}_R - j\omega M\underline{I}_T - R\underline{I}_S - \underline{Z}_N\underline{I}_N \\ \underline{U}_T &= \underline{E}_T - j\omega L\underline{I}_T - j\omega M\underline{I}_R - j\omega M\underline{I}_S - R\underline{I}_T - \underline{Z}_N\underline{I}_N \quad . \end{aligned} \tag{8.46}$$

Das Ordnen der Ströme in der Phasenfolge R, S, T erlaubt die Darstellung in Form einer Matrizengleichung

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_R \\ \underline{E}_S \\ \underline{E}_T \end{vmatrix} - j\omega \begin{vmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} R & & \\ & R & \\ & & R \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{vmatrix} - \underline{Z}_N \begin{vmatrix} \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \end{vmatrix} \tag{8.47}$$

bzw. nach Zusammenfassen der Reaktanzen und Widerstände

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_R \\ \underline{E}_S \\ \underline{E}_T \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} R + j\omega L & j\omega M & j\omega M \\ j\omega M & R + j\omega L & j\omega M \\ j\omega M & j\omega M & R + j\omega L \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{vmatrix} - \underline{Z}_N \begin{vmatrix} \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \end{vmatrix} \quad . \tag{8.48}$$

Die Zeitvarianz der Gegeninduktivität zwischen Läufer und Ständer tritt in den Maschengleichungen nicht in Erscheinung, weil nur *das Ergebnis dieser Wirkung* direkt als Polradspannung dargestellt wird. Diese Polradspannung könnte genauso gut von einer feststehenden *wechselstromerregten* Läuferspule mit zeitlich konstanter Gegeninduktivität herrühren.

Die Matrizengleichung (8.48) lässt sich noch kompakter als Vektorgleichung schreiben,

$$\underline{\mathbf{U}}_{RST} = \underline{\mathbf{E}}_{RST} - \underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{I}}_{RST} - \underline{Z}_N\underline{\mathbf{I}}_N \quad . \tag{8.49}$$

Das Gleichungssystem 8.48 bzw. 8.49 ist das elementare mathematische Modell eines dreiphasigen Synchrongenerators mit Vollpolläufer, ausgedrückt in physikalischen Größen. Es verknüpft die Spannungen aller drei Phasen mit den Strömen aller Phasen und berücksichtigt auch die Existenz eines etwaigen Neutralleiters.

Die Klemmenspannung einer Phase ist in obigem mathematischen Modell über die Impedanzmatrix $\underline{\mathbf{Z}}$ bzw. die Gegeninduktivitäten zu den beiden anderen Phasen auch noch mit deren Strömen verknüpft, was zu umständlichen mathematischen Ausdrücken führt.

Zur weiteren Vereinfachung transformiert man deshalb das gekoppelte System der Spannungsgleichungen mit Hilfe einer Transformationsmatrix $\mathbf{C}$ in drei entkoppelte einphasige Netzwerke, die so genannten *symmetrischen Komponenten* des physikalischen Drehstromsystems, was gleichzeitig auf das einphasige Modell eines Synchrongenerators führt.

8.11.2 Grundsätzliches einphasiges Modell eines Synchrongenerators mit Vollpolläufer im stationären Betrieb

Der Vorgang des Entkoppelns der Gleichung 8.49 lässt sich an einer einfachen Vektorgleichung

$$\underline{\mathbf{U}}_{RST} = \underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{I}}_{RST} \tag{8.50}$$

erläutern.

Man fasst die physikalischen Spannungen $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$ und Ströme $\underline{\mathbf{I}}_{RST}$ als „Bilder“ von Urbildern $\underline{\mathbf{U}}'_{RST}$ bzw. $\underline{\mathbf{I}}'_{RST}$ auf, die durch Anwendung einer Transformationsmatrix $\underline{\mathbf{C}}$ auf das jeweilige Urbild erhalten wurden:

$$\underline{\mathbf{U}}_{RST} := \underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{U}}'_{RST} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\mathbf{I}}_{RST} := \underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{I}}'_{RST} \quad . \tag{8.51}$$

Nach Einsetzen in (8.50) erhält man:

$$\underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{U}}'_{RST} = \underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{I}}'_{RST} \quad . \tag{8.52}$$

Die Multiplikation mit der inversen Transformationsmatrix $\mathbf{C}^{-1}$ ergibt

$$\underline{\mathbf{C}}'\underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{U}}'_{RST} = \underbrace{\underline{\mathbf{C}}^{-1}\underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{C}}}_{\underline{\mathbf{Z}}'_{RST}}\,\underline{\mathbf{I}}'_{RST} \tag{8.53}$$

bzw.

$$\underline{\mathbf{U}}'_{RST} = \underline{\mathbf{Z}}'_{RST}\underline{\mathbf{I}}'_{RST} \quad . \tag{8.54}$$

Die Transformation der Matrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ in die Matrix $\underline{\mathbf{Z}}'_{RST} = \underline{\mathbf{C}}^{-1}\underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{C}}$ bezeichnet man in der *Linearen Algebra* als *Ähnlichkeitstransformation*. Beide Matrizen besitzen die gleiche *charakteristische Gleichung* und damit die gleichen *Eigenwerte* (Wurzeln bzw. Nullstellen der charakteristischen Gleichung). Wählt man $\underline{\mathbf{C}}$ derart, dass $\underline{\mathbf{Z}}'_{RST}$ eine Diagonalmatrix wird, beschreibt die Vektorgleichung (8.54) ein System dreier nicht gekoppelter linearer Gleichungen

$$\begin{vmatrix} \underline{U}'_R \\ \underline{U}'_S \\ \underline{U}'_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{Z}'_R & & \\ & \underline{Z}'_S & \\ & & \underline{Z}'_T \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{I}'_R \\ \underline{I}'_S \\ \underline{I}'_T \end{vmatrix} \quad . \tag{8.55}$$

Die Elemente der Diagonalmatrix sind die *Eigenwerte*, die Spaltenvektoren der Transformationsmatrix, die *Eigenvektoren* der Originalmatrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$. Die Aufgabe, eine Transformationsmatrix $\underline{\mathbf{C}}$ zu finden, die die Diagonalisierung der Matrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ bewirkt, nennt man ein *Eigenwertproblem*. Gemäß der Definitionsgleichung der Eigenvektoren

$$\underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{X}}_i = \lambda\underline{\mathbf{X}}_i \tag{8.56}$$

ist ein Eigenvektor ein Vektor, der mit einer Matrix multipliziert sich selbst ergibt, bis auf einen Faktor λ, der als *Eigenwert* der Matrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ bezeichnet wird. Im allgemeinen existieren mehrere Eigenwerte und damit auch mehrere Eigenvektoren.

Zur Ermittlung der Transformationsmatrix $\underline{\mathbf{C}}$ bestimmt man zunächst die Eigenwerte λ der zu diagonalisierenden Matrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ (Wicklungswiderstände R vernachlässigt). Diese ergeben sich als Lösung ihrer *charakteristischen Gleichung*, die man mittels der Determinante $\det(\underline{\mathbf{Z}}_{RST} - \lambda\underline{\mathbf{I}}) = 0$ aufstellt, wobei man ein Polynom $P(\lambda)$ erhält:

$$P(\lambda) = \det\left(\underline{\mathbf{Z}}_{RST} - \lambda\mathbf{I}\right) = \det\left(\begin{vmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \lambda & 0 & 0 \\ 0 & \lambda & 0 \\ 0 & 0 & \lambda \end{vmatrix}\right) = 0 \quad . \tag{8.57}$$

Die Auswertung von (8.57) ergibt ein Polynom dritter Ordnung. Seine Lösungen (Nullstellen, Wurzeln) bzw. die *Eigenwerte* der Matrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$,

$$\lambda_1 = L + 2M \qquad \lambda_2 = L - M \qquad \lambda_3 = L - M \quad , \tag{8.58}$$

führen nach Einsetzen in die Definitionsgleichung (8.56) auf die zugehörigen Eigen*vektoren*:

$$\lambda_1 = L + 2M \quad \Rightarrow \quad \underline{\mathbf{X}}_1 = \begin{vmatrix} K \\ K \\ K \end{vmatrix} \quad , \tag{8.59}$$

wobei K eine beliebige Konstante ist, z. B. 1.

Ferner erhalten wir

$$\lambda_2 = \lambda_3 = L - M \quad \Rightarrow \quad X_a + X_b + X_c = 0 \quad . \tag{8.60}$$

Das heißt, jeder Vektor, dessen Komponenten X_a, X_b, X_c (8.60) erfüllen bzw. in der Summe Null ergeben, ist ein Lösungsvektor, z. B.

$$\underline{\mathbf{X}}_\nu = \begin{vmatrix} 1 \\ -1/2 \\ -1/2 \end{vmatrix} \; , \; \begin{vmatrix} 0 \\ +\sqrt{3/2} \\ -\sqrt{3/2} \end{vmatrix} \; , \; \begin{vmatrix} 1 \\ 1\angle 240° \\ 1\angle 120° \end{vmatrix} \; , \; \begin{vmatrix} 1 \\ 1\angle 120° \\ 1\angle 240° \end{vmatrix} \quad \text{etc.} \tag{8.61}$$

Hat man sich für bestimmte Eigenvektoren entschieden, so ergibt sich die Transformationsmatrix zu

$$\underline{\mathbf{C}} = \{\underline{\mathbf{X}}_1, \underline{\mathbf{X}}_2, \underline{\mathbf{X}}_3\} \quad . \tag{8.62}$$

Bei der Zerlegung eines Drehstromsystems in seine symmetrischen Komponenten erweist sich insbesondere die Verwendung der beiden letzten Lösungsvektoren der Gleichung (8.61) als zweckmäßig, weil damit ein symmetrisches *Drehstromsystem* in ein einphasiges *Wechselstromsystem* transformiert wird.

Schreibt man zur Vereinfachung $\underline{a} = 1\angle 120°$ und $\underline{a}^2 = 1\angle 240° = 1\angle -120°$ so erhält man folgende Transformationsmatrizen:

$$\underline{\mathbf{C}} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{vmatrix} \qquad \underline{\mathbf{C}}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{vmatrix} \quad . \tag{8.63}$$

Entsymmetrierungsmatrix *Symmetrierungsmatrix*

Mit Hilfe dieser Transformationsmatrizen lassen sich Phasenspannungen und ihre symmetrischen Komponenten ineinander umrechnen, wobei der Faktor 1/3 die Leistungsinvarianz im ein- und dreiphasigen System gewährleistet. Mit

$$\underline{\mathbf{U}}'_{RST} = \underline{\mathbf{U}}_{0+-} \qquad \text{und} \qquad \underline{\mathbf{I}}'_{RST} = \underline{\mathbf{I}}_{0+-} \tag{8.64}$$

erhält man

$$\underline{\mathbf{U}}_{RST} = \underline{\mathbf{C}}\,\underline{\mathbf{U}}_{0+-} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\mathbf{U}}_{0+-} = \underline{\mathbf{C}}^{-1}\underline{\mathbf{U}}_{RST} \tag{8.65}$$

bzw.

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} \qquad \begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{vmatrix} \quad . \tag{8.66}$$

Expandieren der Gleichungen (8.65) bzw. (8.66) führt auf

$$\begin{aligned} \underline{U}_R &= \underline{U}_0 + \underline{U}_+ + \underline{U}_- & \underline{U}_0 &= \frac{1}{3}\left[\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T\right] \\ \underline{U}_S &= \underline{U}_0 + \underline{a}^2\,\underline{U}_+ + \underline{a}\,\underline{U}_- & \underline{U}_+ &= \frac{1}{3}\left[\underline{U}_R + \underline{a}\,\underline{U}_S + \underline{a}^2\,\underline{U}_T\right] \\ \underline{U}_T &= \underline{U}_0 + \underline{a}\,\underline{U}_+ + \underline{a}^2\,\underline{U}_- & \underline{U}_- &= \frac{1}{3}\left[\underline{U}_R + \underline{a}^2\,\underline{U}_S + \underline{a}\,\underline{U}_T\right] \end{aligned} \quad . \tag{8.67}$$

Die Sternspannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S, \underline{U}_T$ des realen Drehstromsystems kann man sich aus drei Komponenten $\underline{U}_0$, $\underline{U}_+$, $\underline{U}_-$ des transformierten Systems mit jeweils unterschiedlichen Phasenlagen und Beträgen zusammengesetzt denken. Letztere werden als *Nullsystem-*, *Mitsystem-* und *Gegensystemkomponente* bezeichnet. Die Komponenten der ersten Spalte der rechten Gleichungsseite des linken Gleichungssystems 8.67 bilden das gleichphasige *Nullsystem* (Bild 8.37a). Die Komponenten der zweiten Spalte bilden das mit dem physikalischen Drehfeld $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$ gleichsinnig rotierende *Mitsystem* (Bild 8.37b) und die dritte Spalte das gegensinnig rotierende Gegensystem (Bild 8.37c).

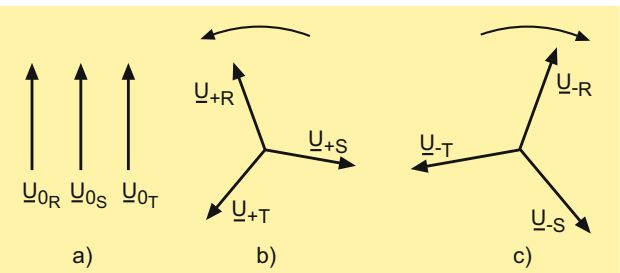


Bild 8.37. Symmetrische Komponentensysteme $\underline{\mathbf{U}}_{0+-}$ eines Drehstromsystems $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$. a) Nullsystem, b) Mitsystem, c) Gegensystem.

Bei symmetrischem Aufbau und symmetrischer Belastung, das heißt symmetrischen Spannungen und Strömen, ist das Mitsystem mit dem Drehstromsystem $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$ identisch. Gegen- und Nullsystem sind physikalisch nicht existent.

Bei unsymmetrischer Belastung entsteht ein *elliptisches Drehfeld*, das man in zwei gegensinnig umlaufende symmetrische Drehfelder mit unterschiedlicher Amplitude zerlegen kann. An dieser Stelle sei vermerkt, dass man ein im Uhrzeigersinn umlaufendes Drehfeld allein durch Vertauschen zweier Phasen, beispielsweise $\underline{U}_T$ und $\underline{U}_S$, in ein gegen den Uhrzeigersinn umlaufendes Drehfeld umwandeln kann.

Sinngemäß lassen sich mit Hilfe der Transformationsmatrizen (8.66) die Ströme ineinander umrechnen, das heißt

$$\begin{aligned} \underline{I}_R &= \underline{I}_0 + \underline{I}_+ + \underline{I}_- & \underline{I}_0 &= \tfrac{1}{3}\left[\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T\right] \\ \underline{I}_S &= \underline{I}_0 + \underline{a}^2\,\underline{I}_+ + \underline{a}\,\underline{I}_- & \underline{I}_+ &= \tfrac{1}{3}\left[\underline{I}_R + \underline{a}\,\underline{I}_S + \underline{a}^2\,\underline{I}_T\right] \\ \underline{I}_T &= \underline{I}_0 + \underline{a}\,\underline{I}_+ + \underline{a}^2\,\underline{I}_- & \underline{I}_- &= \tfrac{1}{3}\left[\underline{I}_R + \underline{a}^2\,\underline{I}_S + \underline{a}\,\underline{I}_T\right] \quad . \end{aligned} \tag{8.68}$$

Nach dieser einführenden Betrachtung in die Methode der symmetrischen Komponenten ersetzen wir in den Spannungsgleichungen der Synchronmaschine (8.47) die Spannungen $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$ durch ihre transformierten Urbilder $\underline{U}_0$, $\underline{U}_+$, $\underline{U}_-$. Sinngemäß wenden wir die Transformationsmatrizen auf die zugehörigen Ströme $\underline{I}_0$, $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ an. Dies führt auf die Gleichungen

$$\begin{aligned} \underline{\mathbf{C}} \begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \underline{\mathbf{C}} \begin{vmatrix} \underline{E}_0 \\ \underline{E}_+ \\ \underline{E}_- \end{vmatrix} - j\omega \begin{vmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{vmatrix} \underline{\mathbf{C}} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \\ - \begin{vmatrix} R & & \\ & R & \\ & & R \end{vmatrix} \underline{\mathbf{C}} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \underline{Z}_N \begin{vmatrix} \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \end{vmatrix} \quad . \end{aligned} \tag{8.69}$$

Für den letzten Term in (8.69) schreiben wir

$$\underline{Z}_N \begin{vmatrix} \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \\ \underline{I}_N \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{vmatrix} \cdot \underline{Z}_N\,\underline{I}_N \quad . \tag{8.70}$$

Mit dieser Multiplikation und der Multiplikation mit der Matrix $\underline{\mathbf{C}}^{-1}$ erhält man:

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_0 \\ \underline{E}_+ \\ \underline{E}_- \end{vmatrix} - \underline{\mathbf{C}}^{-1} j\omega \begin{vmatrix} L & M & M \\ M & L & M \\ M & M & L \end{vmatrix} \underline{\mathbf{C}} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} R & & \\ & R & \\ & & R \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \\ - \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{vmatrix} \underline{Z}_N\,\underline{I}_N \quad . \end{aligned} \tag{8.71}$$

Ersetzt man $\underline{I}_N$ durch $\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T$ erhält man mit (8.58) und (8.68):

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_0 \\ \underline{E}_+ \\ \underline{E}_- \end{vmatrix} - j\omega \begin{vmatrix} L+2M & & \\ & L-M & \\ & & L-M \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \\ - \begin{vmatrix} R & & \\ & R & \\ & & R \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 3\underline{I}_0\underline{Z}_N \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} \tag{8.72}$$

und damit die Diagonalisierung der Matrix.

Fasst man schließlich die Widerstände und Reaktanzen in (8.72) zu Impedanzen $\underline{Z}_0$, $\underline{Z}_+$, $\underline{Z}_-$ zusammen,

$$\begin{aligned} \underline{Z}_0 &= R + j(\omega L + 2\omega M) = R + j(X_L + 2\,X_M) \\ \underline{Z}_+ &= R + j(\omega L - \omega M) \;\; = R + j(X_L - X_M) \\ \underline{Z}_- &= R + j(\omega L - \omega M) \;\; = R + j(X_L - X_M) \quad , \end{aligned} \tag{8.73}$$

vereinfacht sich (8.69) zu

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_0 \\ \underline{E}_+ \\ \underline{E}_- \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \underline{Z}_0 & & \\ & \underline{Z}_+ & \\ & & \underline{Z}_- \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 3\underline{I}_0\underline{Z}_N \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} \tag{8.74}$$

bzw. nach Einrechnen des Terms $3I_0Z_N$ in das erste Diagonalelement der Impedanzmatrix zu

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{E}_0 \\ \underline{E}_+ \\ \underline{E}_- \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \underline{Z}_0 + 3\,\underline{Z}_N & & \\ & \underline{Z}_+ & \\ & & \underline{Z}_- \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{vmatrix} \tag{8.75}$$

und

$$\underline{\mathbf{U}}_{0+-} = \underline{\mathbf{E}}_{0+-} - \underline{\mathbf{Z}}_{0+-} \cdot \underline{\mathbf{I}}_{0+-} \quad . \tag{8.76}$$

Die Impedanzmatrix des transformierten Systems besitzt im Gegensatz zur Impedanzmatrix des ursprünglichen Drehstromsystems nur Diagonalelemente. Demnach hängen $\underline{U}_0$ nur noch von $\underline{I}_0$ sowie $\underline{U}_+$ nur von $\underline{I}_+$ und $\underline{U}_-$ nur von $\underline{I}_-$ ab. Das heißt, obiges Gleichungssystem ist *entkoppelt*. Jede Gleichung beschreibt ein einphasiges Netzwerk und kann unabhängig von den anderen Gleichungen gelöst werden, Bild 8.38.

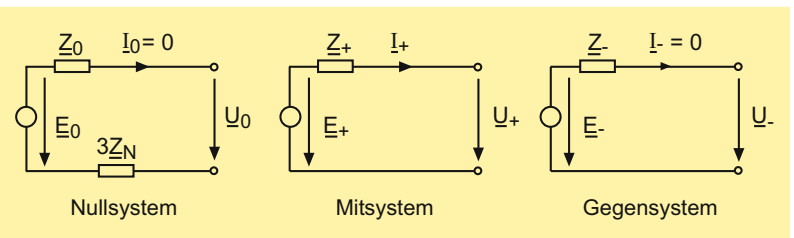


Bild 8.38. Drei einphasige Systeme eines symmetrischen Drehstromsystems im Bildbereich der symmetrischen Komponenten.

Die drei Komponentennetzwerke in Bild 8.38 mit den treibenden Spannungen $\underline{E}_0$, $\underline{E}_+$ und $\underline{E}_-$ gelten für den allgemeinen Fall, dass die drei Spannungen $\underline{E}_R$, $\underline{E}_S$ und $\underline{E}_T$ unterschiedlich sind. Da Synchrongeneratoren symmetrisch aufgebaut sind, nehmen die treibenden Spannungen $\underline{E}_0$ und $\underline{E}_-$ im Null- und Gegensystem den Wert Null an. In dieser Absicht erfolgte die zunächst willkürlich erscheinende Auswahl der möglichen Eigenvektoren.

Gegen- und *Nullsystem* sind rein passive Netzwerke, in denen im symmetrischen Betrieb mangels einer treibenden Spannung keine Ströme fließen. Sie werden deshalb auch bei der einphasigen Behandlung symmetrischer Probleme nicht berücksichtigt.

Die treibende Spannung $\underline{E}_+$ im *Mitsystem* entspricht der Polradspannung $\underline{E}_P$ des symmetrisch belasteten Synchrongenerators, Bild 8.39.

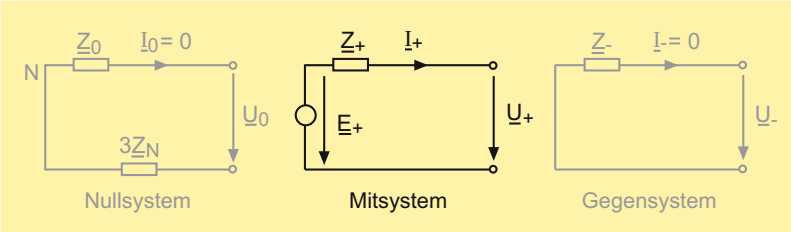


Bild 8.39. Einphasige, entkoppelte Komponentennetzwerke eines symmetrisch aufgebauten Drehstromsynchrongenerators.

Mit $\underline{E}_- = 0$ und $\underline{E}_0 = 0$ sowie $\underline{I}_0 = 0$ und $\underline{I}_- = 0$ vereinfachen sich (8.75) und (8.76) zu

$$\begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ \underline{E}_+ \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \underline{Z}_0 + 3\,\underline{Z}_N & & \\ & \underline{Z}_+ & \\ & & \underline{Z}_- \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 \\ \underline{I}_+ \\ 0 \end{vmatrix} \tag{8.77}$$

bzw.

$$\underline{U}_+ = \underline{E}_+ - \underline{Z}_+ \underline{I}_+ \quad . \tag{8.78}$$

Diese Gleichung begründet die einphasige Behandlung eines symmetrisch aufgebauten Drehstromsystems, hier insbesondere das grundsätzliche einphasige Modell des Betriebsmittels Synchrongenerator, von dem bereits in den vorangegangenen Abschnitten unbemerkt oft Gebrauch gemacht wurde.

Es ist zu beachten, dass bei der einphasigen Darstellung nicht mit den Reaktanzen einer einzelnen Phase sondern mit so genannten *Betriebsinduktivitäten* bzw. *Betriebskapazitäten* gerechnet wird, die die Kopplung zu den beiden anderen Phasen berücksichtigen.

Beispielsweise gilt im Fall des Synchrongenerators

$$\underline{Z}_+ = j\omega(L - M) = j(X_L - X_M) = jX_S \quad . \tag{8.79}$$

Aus Sicht der linearen Algebra stellt die Gleichung $\underline{\mathbf{U}}_{RST} = \underline{\mathbf{Z}}_{RST}\,\underline{\mathbf{I}}_{RST}$ eine lineare Transformation dar. Die Vektoren $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$ und $\underline{\mathbf{I}}_{RST}$ sind physikalische bzw. technische Realisationen abstrakter Vektoren aus dem komplexen Vektorraum C^3. Wegen der Dimensionsgleichheit (im Sinn der Dimension 3 des Vektorraums C^3, mit anderen Worten der *Selbstabbildung* $T : C^3 \to C^3$) und der *Bijektivität* (eindeutige Umkehrbarkeit) der Abbildung spricht man

von einem *Automorphismus*. Der Spannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}_{RST}$ des Drehstromsystems hat bezüglich der kanonischen Basis S (Standardbasis) die Koordinaten $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$, bezüglich seiner Darstellung in einer aus Eigenvektoren der Abbildungsmatrix $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ gebildeten Basis B die Koordinaten $\underline{U}_0$, $\underline{U}_+$, $\underline{U}_-$,

$$\underline{\mathbf{U}} = \begin{vmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{vmatrix}_S = \begin{vmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{vmatrix}_B \quad . \tag{8.80}$$

Mit der Änderung des Koordinatensystems bzw. der Basis (*Basistransformation*) werden sowohl die Vektoren als auch die Abbildungsmatrix einer Transformation unterworfen. Beide über die Ähnlichkeitstransformation $\underline{\mathbf{Z}}'_{RST} = \underline{\mathbf{C}}^{-1}\underline{\mathbf{Z}}_{RST}\underline{\mathbf{C}}$ verknüpfte Matrizen $\underline{\mathbf{Z}}_{RST}$ und $\underline{\mathbf{Z}}'_{RST}$ beschreiben die gleiche Abbildung $T : C^3 \to C^3$. Das Klemmenverhalten des Systems ist dabei invariant gegenüber der Basistransformation.

Die Methode der symmetrischen Komponenten stellt die Transformation eines Problems in ein für die vorliegende Aufgabenstellung günstigeres Koordinatensystem dar, eine Vorgehensweise, die auch in vielen anderen naturwissenschaftlichen Bereichen üblich ist. Ihr wesentlicher Vorzug liegt darin, dass die magnetische und kapazitive Kopplung der drei Leiter eines Drehstromsystems in den drei Ersatzschaltbildern verschwindet. Wohl aber werden die drei Netzwerke im unsymmetrischen Fehlerfall in für jede Fehlerart typischer Weise miteinander physikalisch verknüpft (s. a. 19.3).

Andere Eigenvektoren führen zu anderen Transformationen:

Symmetrische Komponenten (Fortescue)	0	+	-
Diagonalkomponenten(Clarke)	0	α	β
Zweiachsenkomponenten (Park)	0	d	q

Je nach Aufgabenstellung erweist sich die Verwendung der einen oder anderen Transformation als besser geeignet. Beispielsweise besitzt die Transformationsmatrix der Methode der *Diagonalkomponenten* nur reelle Elemente, was sich bei der Berechnung von Netzen mit symmetrischen Matrizen als wichtig erweist. Die *Zweiachsentheorie* eignet sich am besten für die rechnerische Behandlung rotierender Maschinen und deren Ausgleichsvorgängen, speziell der Synchronmaschine. Sie transformiert die Größen des Ständerdrehfelds in Größen eines äquivalenten Läuferdrehfelds (8.11.4).

8.11.3 Ermittlung der Mit-, Gegen- und Nullimpedanz eines Synchrongenerators

Mitimpedanz $\underline{Z}_+$

Bei der Ermittlung der *Mitimpedanz* $\underline{Z}_+$ betreibt man den Synchrongenerator als mechanisch unbelasteten Synchronmotor an einem Drehstromnetz, Bild 8.40.

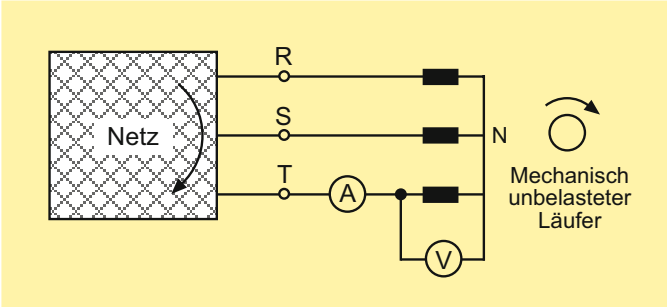


Bild 8.40. Messung der *Mitimpedanz* eines Synchrongenerators.

Die an einem Wicklungsstrang anliegende Klemmenspannung $\underline{U}_K/\sqrt{3}$ geteilt durch den in die betreffende Klemme fließenden Strangstrom ergibt die Mitimpedanz, die mit der synchronen Reaktanz identisch ist,

$$\underline{Z}_+ = \frac{\underline{U}_{\text{Strang}}}{\underline{I}_{\text{Strang}}} \quad . \tag{8.81}$$

Diese Impedanz beinhaltet nicht nur die inhärente Selbstinduktivität einer einzelnen Ständerwicklung, sondern auch die *Gegeninduktivitäten* der magnetischen Kopplung mit den anderen Phasen, so genannte *Betriebsimpedanz*. Beispielsweise gilt mit R als Bezugsphase:

$$\underline{Z}_+ = R_R + jX_R - j\omega M_{RS} - j\omega M_{RT} \quad . \tag{8.82}$$

Gegenimpendanz $\underline{Z}_-$

Während die magnetische Wanderwelle des Mitsystems der Ständerströme synchron mit dem Polrad rotiert und keine Spannungen im Läufer induziert, läuft die magnetische Wanderwelle des Gegensystems $\underline{E}_-$ bzw. $\underline{I}_-$ mit *doppelter Frequenz* entgegen der betrieblichen Drehrichtung über den Läufer hinweg. Dies berücksichtigt man, indem man die Synchronmaschine wieder an ein Drehstromnetz (Prüffeldgenerator) anschließt, den Läufer aber mit Hilfe eines separaten Antriebs gegen die Richtung des vom Netz erzeugten Drehfelds rotieren lässt, Bild 8.41.

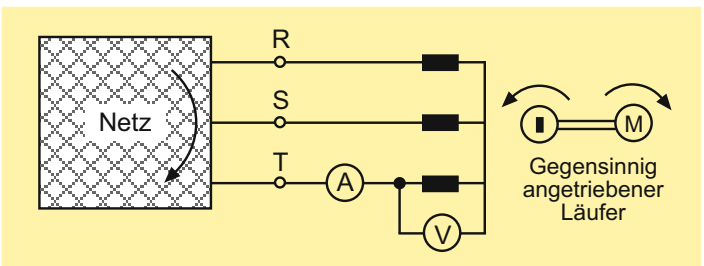


Bild 8.41. Messung der *Gegenimpedanz* eines Synchrongenerators.

Aufgrund seiner Relativbewegung gegenüber dem Läufer induziert jetzt das Gegendrehfeld Spannungen in der *Läuferwicklung*, in einer etwaigen *Dämpferwicklung* sowie in *soliden Eisenteilen* des Läufers. Diese Quellspannungen führen zu entsprechenden Strömen in den

jeweiligen Wicklungen bzw. zu Wirbelströmen im Eisen, deren Magnetfelder das induzierende Feld teilweise kompensieren. Sie verhindern das Eindringen des Felds in den Läufer und bewirken damit eine kleinere Reaktanz.

Das Verhältnis aus Strangspannung und Strangstrom führt auf die Gegenimpendanz

$$\underline{Z}_{-} = \frac{\underline{U}_{\text{Strang}}}{\underline{I}_{\text{Strang}}} \quad . \tag{8.83}$$

Bei Maschinen *mit Dämpferwicklung* oder *massiven Läuferpolen*, in denen sich Ausgleichsströme ausbilden können, ist die Reaktanz des Gegensystems in ihrer Größe vergleichbar mit der *subtransienten* Reaktanz X_d'', die unmittelbar nach Eintreten des Kurzschlusses wirksam ist und die gleiche physikalische Natur besitzt (s. a. 8.10.2). Bei Maschinen mit ausgeprägten Polen variiert die Reaktanz des Gegensystems außerdem noch wegen der unterschiedlichen magnetischen Leitwerte, weswegen mit dem Mittelwert gerechnet wird,

$$X_{-} = \frac{X_d'' + X_q''}{2} \quad . \tag{8.84}$$

Für Maschinen *ohne Dämpferwicklung* ist die Reaktanz des Gegensystems gleich der transienten Reaktanz X_d'. Bei Schenkelpolmaschinen gilt

$$X_{-} = \frac{X_d' + X_q'}{2} \quad . \tag{8.85}$$

Nullimpendanz $\underline{Z}_0$

Bei der Ermittlung der *Nullimpedanz* $\underline{Z}_0$ schaltet man alle drei Ständerwicklungen eines mit synchroner Drehzahl angetriebenen Synchrongenerators parallel und verbindet den so entstandenen Zweipol mit nur einer Phase eines Drehstromnetzes, Bild 8.42.

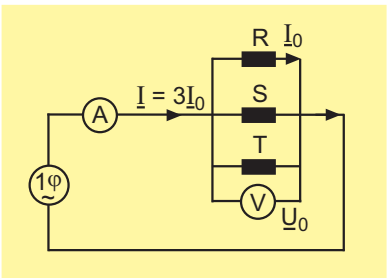


Bild 8.42. Messung der *Nullimpedanz* eines Synchrongenerators.

Die Nullimpedanz berechnet sich dann zu

$$\underline{Z}_0 = \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}_0} = \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}/3} \quad . \tag{8.86}$$

Da Synchrongeneratoren mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden, kommt ihre Nullimpedanz nicht zum Tragen. Generell gilt, dass bei allen Betriebsmitteln mit isoliertem Sternpunkt die Nullimpedanz keine Rolle spielt und Nullströme weder in das Betriebsmittel hinein- noch herausfließen.

8.11.4 Die *dq*0-Transformation

Das oben beschriebene dreiphasige und einphasige mathematische Modell mit komplexen Spannungen $\underline{U}$ und Strömen $\underline{I}$ gilt nur für *Vollpolmaschinen* im *stationären* Betrieb. Im Folgenden wird ein leistungsfähigeres Generatormodell hergeleitet, das sowohl die magnetische Anisotropie von Schenkelpolmaschinen berücksichtigt als auch die Berechnung von Ausgleichsvorgängen gestattet. Dieses Modell arbeitet mit Zeitbereichsgrößen $u\,(t)$ und $i\,(t)$ und wird gewöhnlich als *Zweiachsentheorie* oder als *dq*0-*Transformation* bezeichnet.

In gleicher Weise wie das *Läuferdrehfeld* seine Ursache in der gleichstromdurchflossenen, rotierenden Erregerwicklung hat, stellt die Zweiachsentheorie auch das *Ständerdrehfeld* durch Spulen auf dem rotierenden Läufer dar, und zwar je eine virtuelle Spule in *Polachse* und *Pollücke* (*Neutrale Zone*), Bild 8.43.

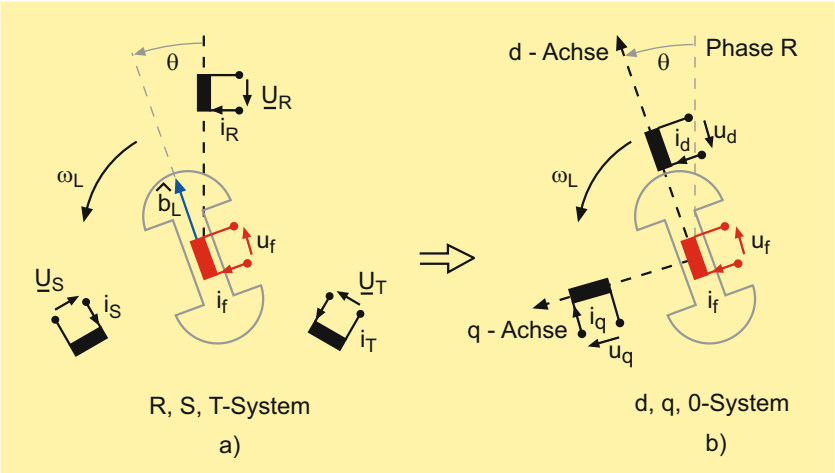


Bild 8.43. Modellierung des Ständerdrehfelds des R, S, T-Drehstromsystems durch zwei virtuelle zusätzliche Spulen auf dem Läufer. a) RST-System, b) *dq*0-System, θ: Winkel, um den die d-Achse der magnetischen Achse der Ständerwicklung R vorauseilt, ω_L: Rotorwinkelgeschwindigkeit.

Es werden *zwei* um 90° versetzte Spulen benötigt, weil das Ständerdrehfeld in der Regel eine Phasenverschiebung gegenüber dem Läuferdrehfeld aufweist. Durch Superposition der von beiden Spulen erzeugten, um 90° versetzten *Teildrehfelder* lässt sich jedes beliebige Ständerdrehfeld modellieren. Die Polachse wird im folgenden als d-Achse (engl.: *direct axis*), die Pollücke als q-Achse (engl.: *quadrature axis*) bezeichnet. Die in den beiden virtuellen Spulen fließenden Ströme i_d und i_q hängen über eine Transformationsvorschrift mit den wahren Ständerströmen i_R, i_S, i_T funktionell zusammen.

Eine etwaige Relativbewegung des Ständerdrehfelds gegenüber dem Läufer durch plötzliche Änderungen der Ständerströme induziert in der *Dämpferwicklung* sowie in den *massiven Eisenteilen* des Läufers Umlaufspannungen. Diese treiben in der kurzgeschlossenen Dämpferwicklung transiente *Kurzschlussströme*, in den massiven Eisenteilen transiente *Wirbelströme*.

Zur Modellierung dieser nur im *nichtstationären* Betrieb auftretenden magnetischen Felder ergänzt man den Läufer um ein weiteres virtuelles Spulenpaar für die *Dämpferwicklung* und die *Wirbelströme* in den massiven Eisenteilen. Diese jeweils in *d*- und *q*-Richtung orientier-

ten Spulen sind reine Kurzschlusswicklungen. Die in ihnen fließenden Kurzschlussströme werden von den vom Ständerdrehfeld induzierten Quellenspannungen getrieben, Bild 8.44.

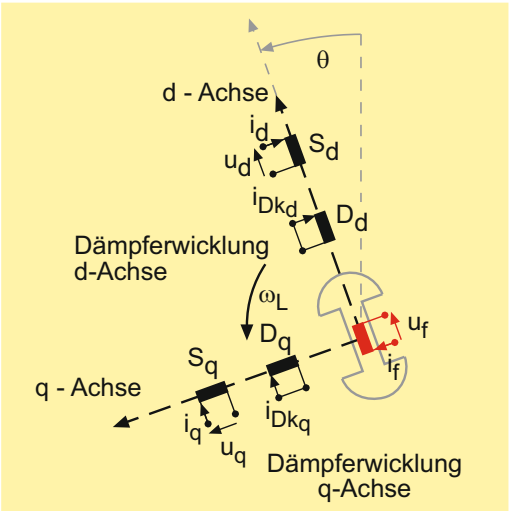


Bild 8.44. Modellierung eines Synchrongenerators ausschließlich durch Läuferwicklungen. f: Erregerwicklung, S_d: Ständerwicklung in der d-Achse, S_q: Ständerwicklung in der q-Achse, D_d: Dämpferwicklung in der d-Achse, D_q: Dämpferwicklung in der q-Achse, θ: Winkel, um den die d-Achse der Phase R (Bezugsachse) vorauseilt, ω_L: Rotorwinkelgeschwindigkeit.

Der Übersicht wegen werden die Ströme in den massiven Eisenteilen und die Kurzschlussströme in der Dämpferwicklung hier in einem Spulenpaar zusammengefasst ($K = 1$). Sophistische Modelle ordnen den massiven Eisenteilen wegen ihrer unterschiedlichen Zeitkonstanten bei Ausgleichsvorgängen zwei oder mehr Spulenpaare zu ($K \neq 1$).

Die Phasenverschiebung zwischen dem Läufer und der Orientierung des Ständerdrehfelds $b_S(x,t)$ ist in den Amplituden der die Ständerströme repräsentierenden Ströme i_d und i_q implizit berücksichtigt.

Wir unterscheiden im Folgenden drei Betriebszustände der Synchronmaschine:

Leerlaufbetrieb
In der *Erregerwicklung* fließt der Gleichstrom i_f. Alle anderen Spulen in Bild 8.44 sind von einem zeitlich konstanten Fluss durchsetzt und daher spannungs- und stromlos. Die wahre induzierte Polradspannung kann wahlweise durch eine sinusförmige Zeitbereichsfunktion $e\,(t)$ oder die komplexe Amplitude $\underline{E}_P$ der Polradspannung beschrieben werden.

Stationärer Betrieb mit konstantem Ständerstrom
In der *Erregerwicklung* fließt der Gleichstrom i_f, in den beiden virtuellen *Ständerwicklungen* S_d und S_q fließen die Gleichströme i_d und i_q. Die beiden *Dämpferwicklungen* in d- und q-Richtung sind stromlos. Die physikalischen Ständerspannungen und Ständerströme können wahlweise durch sinusförmige Zeitbereichsgrößen $u\,(t)$ und $i\,(t)$ oder durch komplexe Funktionen $\underline{E}_P$ und $\underline{I}_S$ beschrieben werden.

Nichtstationärer Betrieb
In der *Erregerwicklung* fließt der Erregerstrom i_f, überlagert von einem transienten Ausgleichsstrom. Beide ergeben die Zeitbereichsfunktion $i_f\,(t)$.

In den beiden *Ständerwicklungen* fließen die Gleichströme i_d und i_q, überlagert von transienten Ausgleichsströmen. In ihrer Summe ergeben sie die Zeitbereichsfunktionen $i_d\,(t)$ und $i_q\,(t)$.

In den beiden *Dämpferwicklungen* fließen transiente Ausgleichsströme $i_{D_d}\,(t)$ und $i_{D_q}\,(t)$.

Die wahren Ständerspannungen und -ströme, wie auch die virtuellen Spannungen und Ströme in den Läuferwicklungen können im nichtstationären Betrieb nur noch durch Zeitbereichsfunktionen $u\,(t)$ und $i\,(t)$ beschrieben werden.

8.11.4.1 Mathematische Vorgehensweise der *dq*0-Transformation

Zur Berechnung des stationären und des transienten Verhaltens des Synchrongenerators müssen die *Maschengleichungen* für die Spannungen der Läuferwicklungen und der Ständerwicklungen aufgestellt und durch ihnen gemeinsame magnetische Flüsse bzw. Koppelinduktivitäten miteinander verknüpft werden. Hierbei werden magnetische Flüsse durch den sie erzeugenden Strom und die Induktivität des zugehörigen Stromkreises repräsentiert, so genannte *Flussverkettung* (engl.: *flux linkage*, s. Anhang D). Im Fall des Synchrongenerators können beide zeitlich veränderlich sein, das heißt

$$\varphi\,(t) = L\,(t)\,i\,(t) \quad . \tag{8.87}$$

Wird ferner eine Spule 1 mit dem Spulenstrom $i_1\,(t)$ zusätzlich vom magnetischen Fluss einer in ihrer Nachbarschaft befindlichen Spule 2 mit dem Spulenstrom $i_2\,(t)$ durchdrungen, gilt für ihre gesamte Flussverkettung

$$\varphi_{1_{tot}}\,(t) = L_1\,(t)\,i_1\,(t) + M_{1\,2}\,(t)\,i_2(t) \quad . \tag{8.88}$$

Sinngemäß gilt dies auch für die Spule 2,

$$\varphi_{2_{tot}}\,(t) = L_2\,(t)\,i_2\,(t) + M_{2\,1}\,(t)\,i_1(t) \quad . \tag{8.89}$$

Die *zeitliche Änderung* der Flussverkettung φ_{tot} einer Wicklung induziert in dieser eine *Umlaufspannung* (*Quellenspannung*)

$$\mathring{u}\,(t) = -\frac{d\varphi_{tot}\,(t)}{dt} \quad . \tag{8.90}$$

Die Spannungen und Ströme auf der gleichen Achse liegender Spulen sind daher mit den Spannungen und Strömen aller anderen Spulen dieser Achse über die wechselseitige Induktionswirkung der diversen Komponenten der Flussverkettung miteinander verknüpft. Die d-Achse und die q-Achse sind gegeneinander um 90° elektrisch versetzt, das heißt orthogonal. Zwischen Spulen der d-Achse und der q-Achse tritt daher keine Kopplung auf.

Unter Berücksichtigung des Spulenwiderstands erhalten wir für jede Spule ein Ersatzschaltbild vom Typ Bild 8.45.

Die zugehörige Maschengleichung lautet

$$u_R\,(t) = \frac{d}{dt}\varphi_R\,(t) - i\,(t)R = \frac{d}{dt}\sum\varphi_\nu\,(t) - i\,(t)\,R \quad . \tag{8.91}$$

Aus zwei Gründen sind die in der Flussverkettung $\varphi_R\,(t)$ verborgenen *Koppelinduktivitäten zeitvariant*:

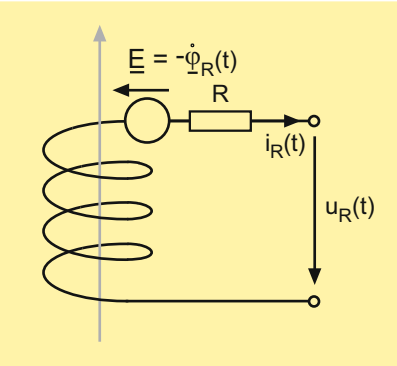


Bild 8.45. Ersatzschaltbild der Ständerwicklung R mit der Flussverkettung $\varphi_R(t)$ bzw. deren zeitlicher Ableitung $\dot{\varphi}_R$.

– Weil der Läufer rotiert, ändert sich die Position der Erreger- und Dämpferwicklungen ständig relativ zu den ortsfesten Ständerwicklungen. Dies führt zu *zeitvarianten Koppelinduktivitäten zwischen Läufer- und Ständerwicklungen*

– Handelt es sich um einen *Schenkelpolläufer*, so ändern sich zusätzlich die Gegeninduktivitäten zwischen den einzelnen Ständerwicklungen, da sich durch die variable Rotorposition der magnetische Widerstand ständig verändert

Die $dq0$-Transformation erlaubt die Elimination dieser Zeitvarianz und damit das Aufstellen eines Gleichungssystems mit konstanten Koeffizienten bzw. Induktivitäten.

Da das $dq0$-Modell auch für die Berechnung nichtstationärer Vorgänge geeignet sein soll, rechnen wir hier nicht mehr mit komplexen Größen $\underline{U}$ und $\underline{I}$, sondern mit Zeitbereichsfunktionen $u(t)$ und $i(t)$. Ferner erfolgt die Herleitung des Modells für den $dq0$-Bereich, im Einklang mit dem Schrifttum, mit bezogenen Größen. Das heißt, Induktivitäten werden im folgenden mit „l“, Widerstände mit „r“ bezeichnet (Anhang D sowie 9.2.1 und 9.3.1).

Es gelten folgende Definitionen:

$u_R(t), u_S(t), u_T(t)$	:	Augenblickswerte der Ständer-Sternspannungen (Klemmenspannungen)
$i_R(t), i_S(t), i_T(t)$	:	Augenblickswerte der bei Belastung fließenden Ständerströme
$\varphi_R(t), \varphi_S(t), \varphi_T(t)$	:	Augenblickswerte der Flussverkettungen
$l_{RR}(t), l_{SS}(t), l_{TT}(t)$	:	Augenblickswerte der Selbstinduktivitäten der Ständerwicklungen
$l_{RS}(t), l_{ST}(t), l_{TR}(t)$	:	Augenblickswerte der Gegeninduktivitäten der Ständerwicklungen

$l_{Rf}(t), l_{RD_d}(t), l_{RD_q}(t)$	:	Augenblickswerte der Gegeninduktivitäten zwischen der Ständerwicklung Phase R und den Läuferwicklungen (sinngemäße Indizierung gilt für die Phasen S und T)
r_R, r_S, r_T	:	Wirkwiderstände der Ständerwicklungen
u_f	:	Erregerspannung
$i_f(t), i_{D_d}(t), i_{D_q}(t)$	:	Augenblickswerte der Ströme in der Erregerwicklung (Index f) und in den Dämpferwicklungen in d- und q-Richtung ($i_f =$ const im Leerlauf und im stationären Betrieb)
r_f, r_{D_d}, r_{D_q}	:	Widerstand der Rotorwicklungen
$l_{ff}(t), l_{D_d}(t), l_{D_q}(t)$	:	Augenblickswerte der Selbstinduktivitäten der Läuferwicklungen
l_{fDd}	:	Gegeninduktivität zwischen der Erregerwicklung und der Dämpferwicklung auf der d-Achse
$u_d(t)$	:	Spannung der virtuellen Ständerwicklung S_d auf dem Rotor
$u_q(t)$	:	Spannung der virtuellen Ständerwicklung S_q auf dem Rotor
$\theta\,(t) = \omega t$	:	Läuferposition
$\dot{\theta}(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} = \omega$	:	Winkelgeschwindigkeit des Läufers

Spannungsleichungen des Ständers:
Gemäß Bild 8.45 und Gleichung (8.91) lautet die Maschengleichung für eine Ständerwicklung, hier die Bemessungsphase R,

$$u_R\,(t) = \frac{d}{dt}\varphi_R\,(t) - i_R\,(t) \quad . \tag{8.92}$$

Ab hier verzichten wir zur Vereinfachung auf die explizite Kenntlichmachung der Zeitabhängigkeit und führen die unabhängige Variable (t) nicht mehr mit. Für alle drei Phasen erhalten wir dann in Matrizenschreibweise das *Spannungsgleichungssystem des Ständers*:

$$\begin{vmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{vmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{vmatrix} \varphi_R \\ \varphi_S \\ \varphi_T \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} r_R & 0 & 0 \\ 0 & r_S & 0 \\ 0 & 0 & r_T \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{vmatrix} \quad . \tag{8.93}$$

Hierin bedeutet φ_R die *totale* Flussverkettung

$$\varphi_R = -l_{RR} i_R - l_{RS} i_S - l_{RT} i_T + l_{Rf} i_f + l_{RD_d} i_{D_d} + l_{RD_q} i_{D_q} \quad . \tag{8.94}$$

Ähnliche Ausdrücke ergeben sich für φ_S und φ_T.

Wie oben erläutert, hängen die Augenblickswerte der Induktivitäten von der Position des Läufers gegenüber dem Ständer ab und sind damit *zeitvariant*.

Die Selbstinduktivität l_{RR} ist definiert als Quotient aus dem Fluss φ_R und dem Strom i_R. Sie ist direkt proportional dem magnetischen Leitwert längs des Umfangs. Dieser besitzt abhängig von der Rotorposition θ eine 2. Oberschwingung. Daher variiert, beispielsweise die Selbstinduktivität R_{RR} der Achse R, um einen Mittelwert L_{RR0} mit $L_{RR2}\cos 2\theta$,

$$l_{RR} = L_{RR0} + L_{RR2}cos2\theta \quad . \tag{8.95}$$

Da die anderen Ständerwicklungen identisch und jeweils nur um 120° bzw. 240° gegenüber der Phase R verschoben sind, gilt

$$l_{SS} = L_{RR0} + L_{RR2}cos2(\theta - \frac{2\pi}{3}) \tag{8.96}$$

$$l_{TT} = L_{RR0} + L_{RR2}cos2(\theta + \frac{2\pi}{3}) \quad . \tag{8.97}$$

Ferner besitzt auch die Gegeninduktivität zwischen zwei Ständerwicklungen eine 2. Oberschwingung. Diese Induktivität besitzt immer einen negativen Wert und nimmt ihren Maximalwert an, wenn die neutrale Zone in Richtung einer Ständerwicklungsachse zeigt. Beispielsweise wird l_{RS} maximal für $\theta = -30°$ und $\theta = 150°$.

Für die Gegeninduktivitäten zwischen den drei Phasen erhält man somit

$$l_{RS} = -L_{RS0} - L_{RS2}cos2(\theta + \frac{\pi}{6}) = -L_{RS0} - L_{RS2}cos(2\theta + \frac{2\pi}{6}) \tag{8.98}$$

$$l_{ST} = -L_{RS0} - L_{RS2}cos2(\theta - \frac{\pi}{2}) = -L_{RS0} - L_{RS2}cos(2\theta - \pi) \tag{8.99}$$

$$l_{TR} = -L_{RS0} - L_{RS2}cos2(\theta - \frac{\pi}{6}) = -L_{RS0} - L_{RS2}cos(2\theta - \frac{\pi}{3}) \quad . \tag{8.100}$$

Die Gegeninduktivitäten zwischen Ständer und Läufer variieren nicht wegen des unterschiedlichen magnetischen Leitwerts, sondern aufgrund der Läuferdrehung. Wenn Ständer- und Läuferwicklungsachse die gleiche Richtung besitzen, nimmt der sie durchsetzende Fluss seinen Maximalwert an, das heißt die Gegeninduktivität ist dann auch maximal. Sind beide Wicklungen um 90° phasenverschoben, ist der Fluss gleich Null und so auch die Gegeninduktivität.

Für die Gegeninduktivitäten zwischen Ständer- und Läuferwicklungen erhalten wir somit

$$l_{Rf} = L_{Rf}cos\theta \tag{8.101}$$

$$l_{RD_d} = L_{RD_d}cos\theta \tag{8.102}$$

$$l_{RD_q} = -L_{RD_q}sin\theta \quad . \tag{8.103}$$

Sinngemäß ergeben sich Gleichungen für die Gegeninduktivitäten gegenüber den Phasen S und T, wenn θ durch $(\theta - 120°)$ bzw. $(\theta + 120°)$ ersetzt wird.

Setzt man nun obige von θ abhängige Induktivitätsfunktionen in Gleichung (8.94) ein, erhalten wir mit $L_{RR2} = L_{RS2}$

$$\begin{aligned}\varphi_R = &- i_R[L_{RR0} + L_{RR2}cos2\theta] + i_S[L_{RS0} + L_{RR2}\cos(2\theta + \frac{\pi}{3})] \\ &+ i_T[L_{RS0} + L_{RR2}\cos(2\theta - \frac{\pi}{3})] + i_f L_{Rf}\cos\theta \\ &+ i_{D_d}L_{RD_d}\cos\theta - i_{D_q}L_{RDk_q}\sin\theta\end{aligned} \tag{8.104}$$

bzw.

$$\begin{aligned}\varphi_S = i_R\,[L_{RS0} + L_{RR2}\cos(2\theta + \frac{\pi}{3})] - i_S[L_{RR0} + L_{RR2}\cos(2\theta - \frac{2\pi}{3})] \\ +\ i_T[L_{RS0} + L_{RR2}\cos(2\theta - \pi)] + i_f L_{Rfd}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ +\ i_{D_d} L_{RD_d}\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) - i_{D_q} L_{RD_q}\sin(\theta - \frac{2\pi}{3})\end{aligned} \tag{8.105}$$

bzw.

$$\begin{aligned}\varphi_T = i_R\,[L_{RS0} + L_{RR2}\cos(2\theta - \frac{\pi}{3})] + i_S[L_{RR0} + L_{RR2}\cos(2\theta - \pi)] \\ -\ i_T[L_{RR0} + L_{RR2}\cos(2\theta + \frac{2\pi}{3})] + i_f L_{Rf}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ +\ i_{D_d} L_{RD_d}\cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) - i_{D_q} L_{RD_q}\sin(\theta + \frac{2\pi}{3})\quad .\end{aligned} \tag{8.106}$$

Bildet man die zeitlichen Ableitungen der Flussverkettungen φ_R, φ_S, φ_T und setzt sie in (8.93) ein, erhält man das ausführliche *Spannungsgleichungssystem des Ständers.*

Spannungsgleichungen des Läufers:

Für das *Spannungsgleichungssystem des Läufers* erhält man sinngemäß:

$$\begin{vmatrix} u_f \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} = \frac{d}{dt}\begin{vmatrix} \varphi_f \\ \varphi_{D_d} \\ \varphi_{D_q} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & r_{D_d} & 0 \\ 0 & 0 & r_{D_q} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} i_f \\ i_{D_d} \\ i_{D_q} \end{vmatrix} \quad . \tag{8.107}$$

Hier gilt für die zugehörigen Flüsse, ähnlich wie oben:

$$\begin{aligned}\varphi_f = L_{ff} i_f + L_{fD_d} i_{D_d} - L_{Rf}[i_R\cos\theta + \\ + i_S\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_T\cos(\theta + \frac{2\pi}{3})]\end{aligned} \tag{8.108}$$

$$\begin{aligned}\varphi_{D_d} = L_{fD_d} i_f + L_{D_d} i_{D_d} - L_{RD_d}[i_R\cos\theta + \\ + i_S\cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_T\cos(\theta + \frac{2\pi}{3})\end{aligned} \tag{8.109}$$

$$\begin{aligned}\varphi_{D_q} = L_{D_q} i_{D_q} + L_{RD_q}[i_R\sin\theta + \\ + i_S\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_T\sin(\theta + \frac{2\pi}{3})]\ .\end{aligned} \tag{8.110}$$

Setzt man die zeitlichen Ableitungen der Flussverkettungen φ_R, φ_S, φ_T in (8.107) ein, erhält man das ausführliche *Spannungsgleichungssystem des Läufers.* Das Spannungsleichungssystem (8.93) für die Ständerwicklungen und das Spannungsgleichungssystem (8.107) für die Läuferwicklungen, zusammen mit den jeweiligen Flussdefinitionen (8.104) bis (8.106) und (8.108) bis (8.110), beschreiben vollständig das Betriebsverhalten eines Synchrongenerators. Leider enthalten beide Gleichungssysteme, wie eingangs schon erläutert, zeitvariante Induktivitäten. Dies führt zu beträchtlichen Schwierigkeiten bei der Untersuchung von Stabilitätsproblemen von Synchrongeneratoren im Netz. Die Elimination dieser Zeitvarianz leistet die $dq0$-Transformation.

Ähnlich wie bei der Methode der symmetrischen Komponenten (s. 8.11.2) existieren Transformationsmatrizen T und T^{-1},

$$T = \frac{2}{3} \begin{vmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 120°) & \cos(\theta + 120°) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - 120°) & -\sin(\theta + 120°) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{vmatrix} \tag{8.111}$$

$$T^{-1} = \begin{vmatrix} \cos\theta & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - 120°) & -\sin(\theta - 120°) & 1 \\ \cos(\theta + 120°) & -\sin(\theta + 120°) & 1 \end{vmatrix} \quad . \tag{8.112}$$

Unter Verwendung der $dq0$-Transformationsmatrix T lassen sich die Wechselspannungen u_R, u_S, u_T, die Wechselströme i_R, i_S, i_T und die Flüsse φ_R, φ_S, φ_T folgendermaßen in das $dq0$-System überführen:

$$\begin{pmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{pmatrix} = T \begin{pmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{pmatrix}; \quad \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{pmatrix} = T \begin{pmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{pmatrix};$$

$$\begin{pmatrix} \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_0 \end{pmatrix} = T \begin{pmatrix} \varphi_R \\ \varphi_S \\ \varphi_T \end{pmatrix} \quad . \tag{8.113}$$

Die drei Gleichungen (8.108 bis 8.110) zeigen, dass die Terme mit den Ständerströmen formal ähnlich aufgebaut sind. Die Ausdrücke in den eckigen Klammern sind bis auf eine Konstante K identisch mit i_d bzw. i_q. Dies ist die Basis für die Transformation der drei Ständerströme i_R, i_S und i_T in zwei Ströme i_d und i_q im Läufer,

$$i_d = K_d[i_R \cos\theta + i_S \cos(\theta - \tfrac{2\pi}{3}) + i_T \cos(\theta + \tfrac{2\pi}{3})] \tag{8.114}$$

$$i_q = -K_q[i_R \sin\theta + i_S \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_T \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})] \tag{8.115}$$

Die Konstanten K_d und K_q sind frei wählbar. Gewöhnlich werden K_d und K_q gleich $\frac{2}{3}$ gesetzt. In diesem Fall sind im symmetrischen Betrieb i_d und i_q identisch mit der Amplitude der Ständerströme.

Unter Verwendung der Ausdrücke (8.104 bis 8.106) für die Flüsse und nach Transformation in das $dq0$-System erhält man nach mehreren Umformungen für die Flüsse φ_d, φ_q und φ_0:

$$\begin{aligned} \varphi_d = &-(L_{RR0} + L_{RS0} + \frac{3}{2}L_{RR2})i_d \\ &+ L_{Rf}i_f + L_{RD_d}i_{D_d} \end{aligned} \tag{8.116}$$

$$\varphi_q = -(L_{RR0} + L_{RS0} - \frac{3}{2}L_{RR2})i_q + L_{RD_q}i_{D_q} \tag{8.117}$$

$$\varphi_0 = -(L_{RR0} - 2L_{RS0})i_0 \quad . \tag{8.118}$$

Fasst man ferner alle jetzt zeitinvarianten Induktivitäten zusammen, erhalten wir

$$L_d = l_{RR0} + L_{RS0} + \frac{3}{2}L_{RR2} \tag{8.119}$$

$$L_q = L_{RR0} + L_{RS0} - \frac{3}{2}L_{RR2} \tag{8.120}$$

$$L_0 = L_{RR0} - 2L_{RS0} \quad . \tag{8.121}$$

Die Ständerflüsse lauten daher im $dq0$-System

$$\varphi_d = -L_d i_d + L_{Rfd} i_f + L_{RD_d} i_{D_d} \tag{8.122}$$

$$\varphi_q = -L_q i_q + L_{RD_q} i_{D_q} \tag{8.123}$$

$$\varphi_0 = -L_0 i_0 \quad . \tag{8.124}$$

Offensichtlich sind alle Induktivitäten nach der Transformation *zeitinvariant*. Die Läuferflüsse im $dq0$-System erhält man durch Substitution von i_d und i_q in den Gleichungen (8.108 bis 8.110).

$$\varphi_f \;\; = L_{ff} i_f + L_{fD_d} i_{D_d} - \frac{3}{2}L_{Rf} i_d \tag{8.125}$$

$$\varphi_{D_d} = L_{fD_d} i_f + L_{Dk_d} i_{D_d} - \frac{3}{2}L_{RD_d} i_d \tag{8.126}$$

$$\varphi_{D_q} = L_{D_q} i_{D_q} - \frac{3}{2}L_{RD_q} i_q \quad . \tag{8.127}$$

Auch hier sind alle Induktivitäten *zeitinvariant*. Die *Nullkomponente* i_0 tritt in den Läufergleichungen nicht in Erscheinung.

Nach erfolgreicher Transformation erhält man für das Spannungsgleichungssystem (8.93) des Ständers im $dq0$-System

$$\boxed{\begin{aligned} u_d &= +\frac{d\varphi_d}{dt} - r_R i_d - \dot{\theta}\varphi_q = u_{\text{Transf.}_d} + u_{\text{Speed}_d} - r_R i_d \\ u_q &= +\frac{d\varphi_q}{dt} - r_R i_q + \dot{\theta}\varphi_d = u_{\text{Transf.}_q} + u_{\text{Speed}_q} - r_R i_q \\ u_0 &= +\frac{d\varphi_0}{dt} - r_R i_0 \end{aligned}} \quad , \tag{8.128}$$

worin $\dot{\theta}$ für die Winkelgeschwindigkeit des Läufers steht.

Man beachte, dass die beiden Gleichungssysteme (8.93) und (8.128) *gleichwertig* sind. Ersteres gilt für ein *statorbezogenes Bezugssystem* mit den Phasenspannungen u_R, u_S und u_T, letzteres für ein *läuferbezogenes*, *rotierendes Bezugssystem* mit den Spannungen u_d, u_q und u_0.

Die Spannungsanteile auf den rechten Gleichungsseiten, die sich zu u_d und u_q addieren, lassen sich folgendermaßen interpretieren:

– $r_R i_d$ bzw. $r_R i_q$ repräsentieren die *ohmschen* Spannungsabfälle

– $\dot{\theta}\varphi_q$ bzw. $\dot{\theta}\varphi_d$ repräsentieren die durch *Rotation* des Läufers im Ständer induzierten Spannungen u_{Speed} (engl.: *speed voltages*). Im stationären Betrieb ist dies die Polradspannung $\underline{E}_P$ abzüglich der Ankerrückwirkung; $\dot{\theta}\varphi_d = \dot{\theta}\varphi_{d_L} - \dot{\theta}\varphi_{d_S}$
– $d\varphi_d/dt$ bzw. $d\varphi_q/dt$ sind *transformatorische* Spannungen $u_{\text{Transf.}}$ (engl.: *transformer voltages*)

Im *stationären* Betrieb kommt die die Polradspannung $\underline{E}_P$ induzierende Flussänderung durch die *räumliche* Rotation der Flüsse $\varphi_d(\theta)$ und $\varphi_q(\theta)$ zustande. Im nichtstationären Betrieb werden *zusätzliche Spannungen* durch die *zeitliche* Änderung des Flusses $d\varphi_d/dt$ induziert.

Die Ständerspannungen u_d und u_q sind im Leerlauf und im stationären Betrieb *Gleichspannungen* und bilden in einer komplexen Zahlenebene mit 90°_{el} die reellen und imaginären Komponenten der Klemmenspannung $\underline{U}_K$

$$u_d + ju_q = \underline{U}_K \quad . \tag{8.129}$$

Für *Leerlauf* erhalten wir

$$ju_q = \underline{U}_K \quad . \tag{8.130}$$

Im *stationären Betrieb* gilt

$$u_d + ju_q = \underline{U}_K \quad . \tag{8.131}$$

Im *nichtstationären Betrieb*, mit anderen Worten bei Ausgleichsvorgängen, gilt

$$u_d(t) + ju_q(t) = \underline{u}_K(t) \quad . \tag{8.132}$$

Der Betrag der Klemmenspannung ergibt sich dann zu

$$U_K = \sqrt{u_d^2 + u_q^2} \quad . \tag{8.133}$$

Sinngemäß setzen sich auch die Ständerströme aus Real- und Imaginärteil zusammen, das heißt

$$i_d + ji_q = \underline{I}_S \quad . \tag{8.134}$$

Aufgrund der 90°_{el} Orthogonalität der d-Achse und der q-Achse lässt sich für jede Achse und für jeden Betriebszustand ein eigenes Ersatzschaltbild angegeben, Bild 8.46.

Abhängig von der gewählten Zahl der virtuellen Spulen auf dem Läufer lassen sich Synchrongeneratoren mit *massivem* Läufer, mit *geblechtem* Läufer sowie mit und ohne *Dämpferwicklung* modellieren, je nach geforderter Modelltreue im Einzelfall.

Die Nullkomponente i_0 tritt nicht in Erscheinung, weil Synchrongeneratoren mit nicht geerdetem Sternpunkt ihrer Ständerwicklung betrieben werden. Sie trägt auch nicht zu einem Drehfeld oder einem Drehmoment bei.

Die *dq*0-Transformation ist die essentielle Voraussetzung für die Darstellung eines Synchrongenerators durch das in Bild 8.36 gezeigte Ersatzschaltbild mit *konstanten* Induktivitäten und *komplexen* Spannungen $\underline{U}$ und Strömen $\underline{I}$. Die rotatorisch bedingte zeitvariante Gegeninduktivität zwischen Rotor und Ständer ist durch Annahme eines stationären, ruhenden Läufer-Wechselfelds (mit Wechselstrom erregt) am Ort des Läufers ersetzt und führt zum Ersatzschaltbild der Quellenspannung $\underline{E}_P$ hinter der synchronen Reaktanz X_S (Bild 8.7 und 8.9). Dieses Ersatzschaltbild gilt nur *für den stationären Betrieb*. Sinngemäß

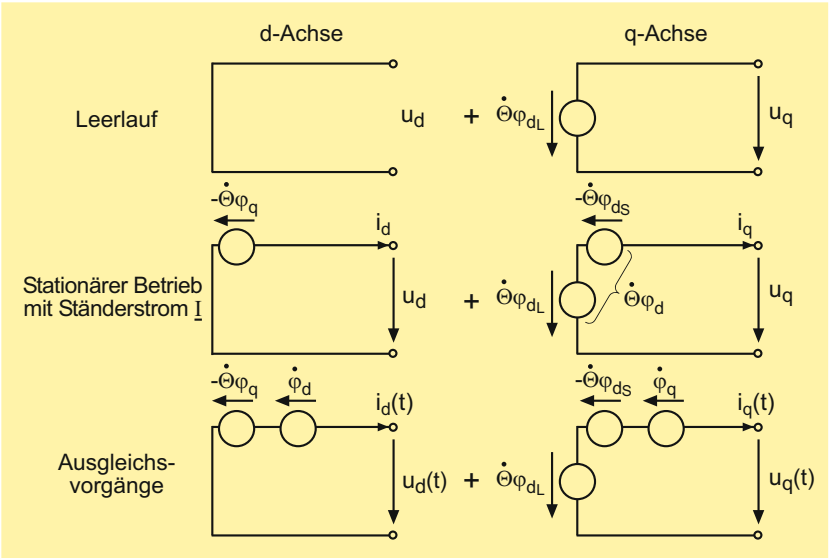


Bild 8.46. Ersatzschaltbilder der d- und q-Achse im *Leerlauf*, im *stationären Betrieb* und bei *Ausgleichsvorgängen*, Streuung und Wicklungswiderstände vernachlässigt.

implizieren auch die bereits bislang benutzten Zeigerdiagramme mit einer *zeitinvarianten* Reaktanz X_S, beispielsweise in den Bildern 8.8 und 8.9 und insbesondere die Zeigerdiagramme in Bild 8.14, die Transformation in den $dq0$-Bereich.

Erst das durch $dq0$-Transformation erlangte mathematische Modell mit zeitvarianten Induktivitäten und Zeitbereichsfunktionen $u(t)$ und $i(t)$ erlaubt die Behandlung von Stabilitätsproblemen in Netzen. Dort geht es bei jedem Generator um das Gleichgewicht zwischen mechanischer Turbinenantriebsleistung und der vom Generator geforderten elektrischen Leistung bzw. dem Gleichgewicht zwischen dem *Antriebsdrehmoment* und dem von der Belastung des Generators bewirkten *Bremsmoment*. Die folgenden Überlegungen befassen sich daher mit der Berechnung der elektrischen Leistung und dem daraus resultierenden Drehmoment.

8.11.4.2 Elektrische Leistung und Drehmoment

Die von einem Synchrongenerator abgegebene Augenblicksleistung berechnet sich zu

$$P_t = u_R i_R + u_S i_S + u_T i_T \quad . \tag{8.135}$$

Durch Übertragung in das $dq0$-System wird aus Gleichung (8.135)

$$P_t = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q + 2u_0 i_0) \quad . \tag{8.136}$$

Im symmetrischen Betrieb, $u_0 = 0$ und $i_0 = 0$, vereinfacht sich (8.136) zu

$$P_t = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q) \quad . \tag{8.137}$$

Mit Gleichung (8.128) erhält man aus (8.137)

$$P_t = \frac{3}{2}(i_d \frac{d\varphi_d}{dt} + i_q \frac{d\varphi_q}{dt}) \quad . \tag{8.138}$$

Die Leistung setzt sich zusammen aus der Änderungsrate der magnetischen Energie im Ständer und der Leistung, die vom angetriebenen Läufer durch den Luftspalt in den Ständer tritt, abzüglich der Verluste im Ständer. Aus ihr erhalten wir nach Division durch die Rotorgeschwindigkeit

$$M_{\mathrm{el}} = \frac{3}{2}(\varphi_d i_q - \varphi_q i_d)\frac{\omega_r}{\omega_{\mathrm{mech}}} = \frac{3}{2}(\varphi_d i_q - \varphi_q i_d)\frac{p}{2} \quad . \tag{8.139}$$

Die Flussgleichungen (8.122) bis (8.127) des Ständers und des Läufers, zusammen mit den Spannungsgleichungen (8.128) des Ständers und (8.107) des Läufers sowie die Drehmomentsgleichung (8.139), beschreiben das dynamische Verhalten des Synchrongenerators im $dq0$-System.

Für die Bewegungsdifferenzialgleichung eines Synchrongenerators ohne Dämpferwicklung erhalten wir

$$J\,\frac{d^2\theta}{dt^2} = M_{\mathrm{mech}} - M_{\mathrm{el}} \quad . \tag{8.140}$$

Hier steht J für das *Trägheitsmoment* und M_{mech} für das mechanische *Antriebsdrehmoment* der Turbine. M_{el} beinhaltet das *Bremsmoment* hervorgerufen durch die elektrische Belastung (*synchrones Moment*). Die Größe $d^2\,\theta/dt^2$ ist die Winkelbeschleunigung $\dot{\omega}$ (s. a. 20.1.2).

Die Multiplikation mit der auf die Polpaarzahl p bezogenen Winkelgeschwindigkeit $\Omega = \omega\,/\,p$ und Ersetzen des Trägheitsmoments J durch die Scheinleistung S_N und Anlaufzeitkonstante T_A ergibt die bei Stabilitätsrechnungen verwendete Form der Schwingungsdifferenzialgleichung

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{p}{\omega S_N T_A}\,(P_{\mathrm{mech}} - P_{\mathrm{el}}) \quad . \tag{8.141}$$

Dies ist die Differenzialgleichung eines *nichtlinearen Drehschwingers*. Die Rückstellkraft ist hier wegen $P_{\mathrm{el}} = f(\sin\theta)$ *nichtlinear* mit der Auslenkung verknüpft. Abschließend sei bemerkt, dass es die Schwingungsgleichung in unterschiedlichen Darstellungen gibt, die sich beispielsweise darin unterscheiden, dass statt J der Drehimpuls $L = \omega J$ auftaucht oder dass statt dem Winkel θ gegenüber einer *ruhenden* Bezugsachse der Winkel δ gegenüber einer mit ω *rotierenden* Bezugsachse gewählt wird (Kapitel 20).

8.11.4.3 Kopplung des Generatormodells mit dem Elektroenergiesystem

Bei der Berechnung von *Stabilitätsproblemen* ist mittels numerischer Integration ein Differenzialgleichungssystem mit je einer Differenzialgleichung für jeden im Netz vorhandenen Generator zu lösen.

Grundsätzlich könnte man hierbei jeden Generator durch das klassische Gleichungssystem (8.93), in dem die Flussverkettungen noch durch die umfangreichen Terme (8.104), (8.105), (8.106) zu ersetzen wären, in eine Simulationsrechnung zur Stabilitätsberechnung direkt einbauen. Zur Vereinfachung transformiert man jedoch in jedem Rechenschritt der numerischen Integration die Größen $u_R\,(t)$, $u_S\,(t)$, $u_T\,(t)$, $i_R\,(t)$, $i_S\,(t)$, $i_T\,(t)$ etc. mittels der Transformationsmatrix T in die Größen $u_d\,(t)$, $u_q\,(t)$ bzw. $i_d\,(t)$, $i_q\,(t)$ und löst das wesentlich einfachere Gleichungssystem (8.128) mit konstanten Induktivitäten. Die Lösungen $u_d\,(t_\nu)$, $u_q\,(t_\nu)$, $i_d\,(t_\nu)$, $i_q\,(t_\nu)$ transformiert man anschließend wieder zurück mittels T^{-1} in die Größen $u_R\,(t_\nu)$, $u_S\,(t_\nu)$, $u_T\,(t_\nu)$. Dieser Transformationszyklus wird bei jedem Rechenschritt durchgeführt.

In jedem Gleichungssystem sind die *Parameter der entsprechenden Ersatzschaltbilder* im eigenen Bezugssystem *zeitinvariant*. Die Kopplung der Teilsysteme erfolgt durch die funktionale Verknüpfung der Spannungen und Ströme des jeweiligen Bezugssystems über die Matrix T und T^{-1}, Bild 8.47.

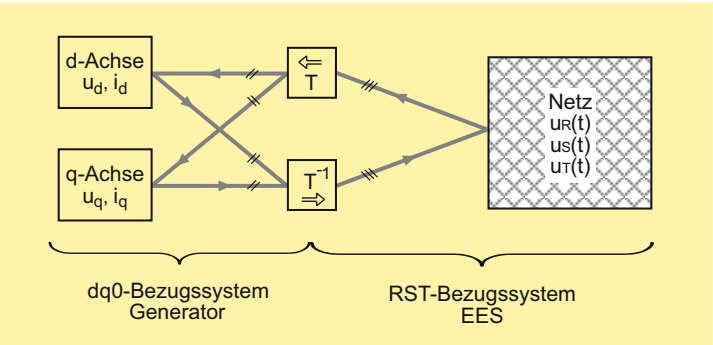


Bild 8.47. Kopplung von Synchrongenerator und Netz über die Transformationsmatrizen T und T^{-1} in Netzberechnungsprogrammen.

Spannungsregler, *Strombegrenzer* und *Polradwinkelregler* (engl.: *power system stabilizer*) werden gegebenenfalls durch zusätzliche Reglerblöcke berücksichtigt und stellen eine weitere Kopplung zwischen elektrischen Größen des Netzes und der Erregerspannung u_{fd} bzw. dem Erregerstrom i_{fd} dar. Für die Behandlung dieser regelungstechnischen Komponenten sehen kommerzielle Programme spezielle Schnittstellen vor.

Bei der $dq0$-Transformation werden üblicherweise zwei verschiedene Vorfaktoren eingesetzt, die unterschiedliche Interpretation der Ergebnisse zur Folge haben:

– 1. Fall: Bei der hier vorgestellten $dq0$-Transformation wird der Vorfaktor der Matrix T zu $\frac{2}{3}$ gewählt. Man erreicht dann im stationären Betriebszustand, dass die Gleichströme i_d und i_q die gleiche Größe wie die Scheitelwerte der Statorströme besitzen.

– 2. Fall: Bei Wahl des Vorfaktors zu $\sqrt{\frac{2}{3}}$ und Wahl der Nullstromkoeffizienten zu $\frac{1}{\sqrt{2}}$ erhält man eine so genannte *orthogonale Transformation*, d. h. die invertierte Matrix T^{-1} ist identisch mit der transponierten Matrix T^T. Bei dieser Transformation herrscht *Leistungsinvarianz*, d. h.:

$$u_R i_R + u_S i_S + u_T i_T = u_d i_d + u_q i_q + u_0 i_0 \quad . \tag{8.142}$$

Diese Transformation besitzt jedoch den Nachteil, dass die Windungszahlen des Rotors im Modell ebenfalls um den Faktor $\frac{2}{3}$ geändert werden müssen.

Die mathematische Modellierung des Synchrongenerators ist offensichtlich sehr komplex, zumal in den bisherigen Betrachtungen die *Sättigung* vernachlässigt und auch nur die sinusförmige *Grundschwingung* der Erregerfeldverteilung längs des Läufers betrachtet wurde. Letztere besitzt in Wirklichkeit einen verrundeten trapezförmigen Verlauf. Wegen weiterer Überlegungen und einer treffenderen Modellierung wird auf das umfangreiche Schrifttum verwiesen.

8.12 Virtueller Synchrongenerator

Wie aus den Abschnitten 6.6, 8.4 und 13.2 hervorgeht, besteht die wesentliche Aufgabe von Synchrongeneratoren nicht nur in der Erzeugung elektrischer Wirkleistung, sondern auch in der Bereitstellung von Blindleistung zur Speisung kapazitiver und induktiver Lasten im Netz mit dem Ziel einer möglichst einheitlichen Spannung in allen Netzknoten. Auch in Netzen mit zahlreichen dezentralen *Gleichspannungserzeugungseinrichtungen*, wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Windkraftanlagen mit Gleichspannungsgeneratoren etc., stellt sich die Aufgabe einer adäquaten Blindleistungserzeugung, die aber von Gleichspannungsquellen nicht geleistet werden kann.

Eine technische Lösung besteht in der so genannten *Virtuellen Synchronmaschine* (Visma). Sie verhält sich an den Klemmen wie eine elektromechanische Synchronmaschine, lässt mit anderen Worten eine Gleichspannungsquelle im Netz als Black-Box-Synchrongerator erscheinen. Ihre Realisierung erfolgt beispielsweise durch Kombination einer Gleichspannungsquelle mit einem selbstgeführten Wechselrichter (10.2.2 und 11.7.2) mit echtzeitfähigem Prozessrechner, Bild 8.48.

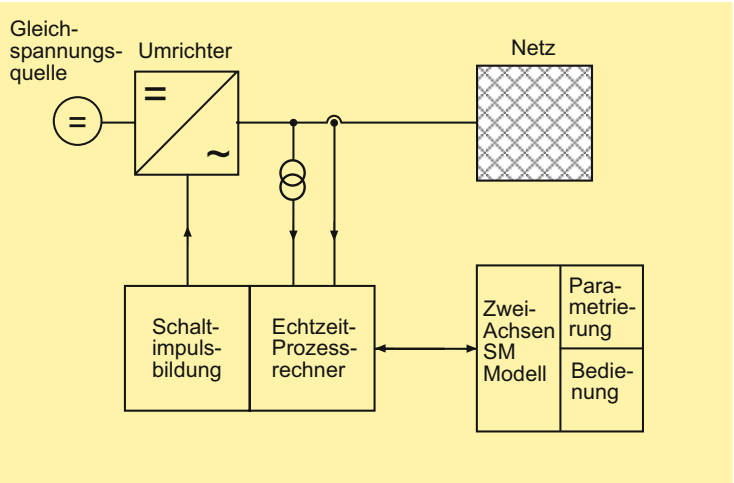


Bild 8.48. Virtuelle Synchronmaschine Visma.

Mathematisch wird die Visma mittels eines Zwei-Achsen-Synchronmaschinenmodells realisiert (s. a. 8.11.4), das auch die rotierenden Massen eines echten Synchrongenerators virtuell berücksichtigt. So lassen sich in dezentralen Netzen kleiner Kurzschlussleistung auch Momentanreserve erzeugen und allfällige Pendelschwingungen dämpfen (s. a. 10.5.2.4, 17.1.3). Wegen weiterer Einzelheiten sei auf das Schrifttum verwiesen.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 8

1. Bödefeld, T. und Sequenz, H.: Elektrische Maschinen. 8. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg, 1987.
2. Bonfert, K.: Betriebsverhalten der Synchronmaschine. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 1962.
3. Rüdenberg, R.: Elektrische Schaltvorgänge. 5. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg, 1974.

4. Funk, G.: Der Kurzschluss im Drehstromnetz. 1. Auflage, Oldenbourg-Verlag, München, 1962.
5. Kloeppel, F. und Fiedler, H.: Kurzschluss in Elektroenergiesystemen. VEB Verlag für Grundstoffindustrie, 1969.
6. Schwab, A.: Begriffswelt der Feldtheorie. 7. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2013.
7. Kundur, P.: Power System Stability and Control. 1. Auflage, McGraw-Hill Professional Publishing, New York, 1994.
8. Van Cutsem, T. and Vournas, C.: Voltage Stability of Electric Power Systems. 1. Auflage, Kluwer Academics Publishers, Boston/London/Dordrecht, 1998.
9. Kimbark, E. W.: Power System Stability (Volume *III*), Synchronous Machines. IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1956.
10. Anderson, P. und Fouad, A.: Power System Control and Stability. 2. Auflage, John Wiley & Sons Hoboken, 2002.
11. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
12. Hesse, R., Beck, H. P. und Turschner, D.: Die virtuelle Synchronmaschine. etz, S. 2, 2007, S. 38 - 44.

9. Bereitstellung elektrischer Energie auf verschiedenen Spannungsebenen

Die verlustarme Übertragung und Verteilung großer Mengen elektrischer Energie erfordert Transformatoren, die diese Energie für den *Transport* über große Entfernungen auf *hohem* Spannungsniveau bereitstellen.

Im Einzelnen unterscheidet man je nach Aufgabe und Auslegung folgende Transformatorarten:

- *Maschinentransformatoren*: Sie transformieren die an den Ständerwicklungen der Synchrongeneratoren bei Spannungen bis maximal ca. 40 kV verfügbare elektrische Energie auf Spannungen zwischen 110 kV und 765 kV. Je höher die Kraftwerksleistung, desto höher die Netzspannungsebene in die eingespeist wird.

- *Netzkupplungstransformatoren*: Sie verbinden Netze unterschiedlicher Spannungsebenen. Über sie fließt die Energie aus den überregionalen Transportnetzen in die regionalen 110 kV-Übertragungsnetze, von dort in die 10 kV- und 20 kV-Mittelspannungsnetze und schließlich über die Ortsnetztransformatoren zum Verbraucher.

- *Verteiltransformatoren*: Sie transformieren die von den Mittelspannungsnetzen bei 10 kV und 20 kV bereitgestellte Energie auf die Spannungsebene 400 V/230 V der Niederspannungsnetze, aus denen die meisten Endverbraucher ihre elektrische Energie beziehen und in die Nutzenergien Licht, Wärme, Kraft umwandeln.

- *Regeltransformatoren*: Sie besitzen unter Last schaltbare Regelwicklungen mit Anzapfungen, die die an den äußeren Transformatorklemmen zugänglichen Spannungen nach Belastung und Phase zu verändern gestatten, womit sich Wirk- und Blindleistungsflüsse im Netz steuern lassen.

- *Dreiwicklungstransformatoren*: Sie besitzen *drei* Wicklungen mit gewöhnlich zwei unterschiedlichen Ausgangsspannungen und werden in der *Blindleistungskompensation*, in *Eigenbedarfsanlagen*, zur *Splittung der Kurzschlussleistung* und bei Anforderungen mit *Sternpunktbelastbarkeit* (9.5.2) eingesetzt.

Beispielsweise zeigt Bild 9.1 einen *Maschinentransformator* 27 kV/415 kV mit 850 MVA Scheinleistung.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_9

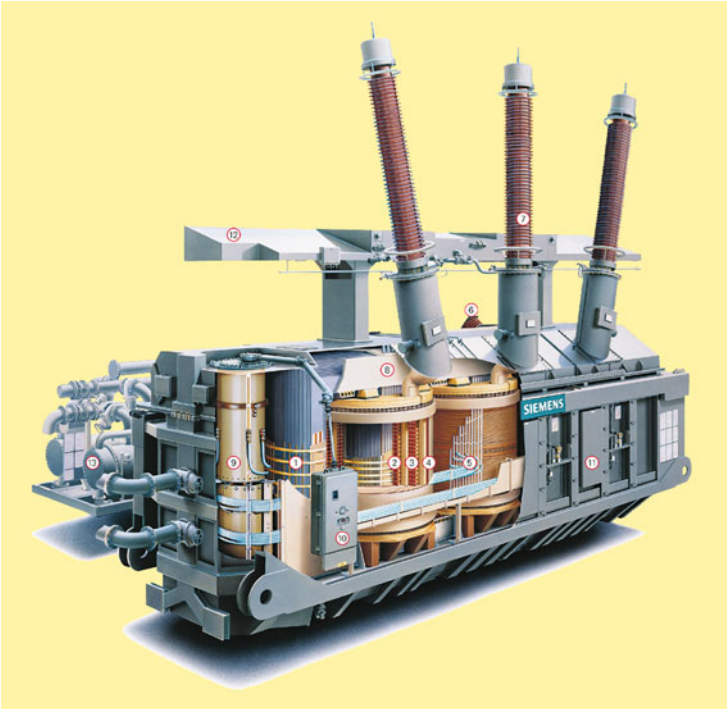


Bild 9.1. Maschinentransformator 415 kV ± 11%/27 kV, Scheinleistung 850 MVA, Gewicht 552 t. Im einzelnen bedeuten: 1 Fünfschenkelkern, 2 US-Wicklung, 3 OS-Wicklung, 4 Stufenwicklung, 5 Leitungsführung, 6 US-Durchführungen, 7 OS-Durchführungen, 8 Pressrahmen, 9 Stufenschalter, 10 Motorantrieb, 11 Brückenmittelstück-Kessel, 12 Ausdehnungsgefäß, 13 Wasserkühlanlage (*Siemens/Trafo-Union*).

In den Verbraucherzentren transformieren *Verteiltransformatoren* die Energie für die Verteilung zu den Verbrauchern wieder auf Niederspannungsniveau herunter, Bild 9.2.

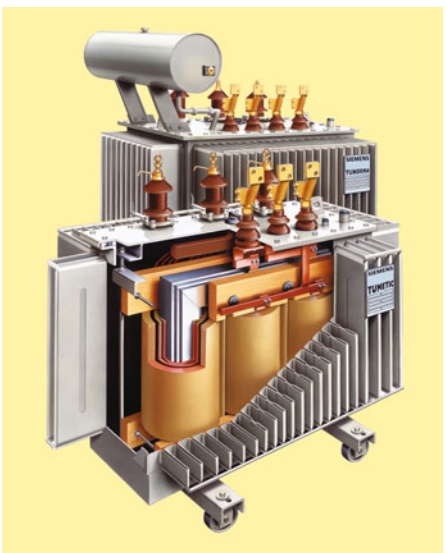


Bild 9.2. Verteiltransformator 20 kV/400 V mit Ölisolierung. Im Vordergrund *hermetisch geschlossene* Ausführung ohne *Ölausdehnungsgefäß*, im Hintergrund mit *Ölausdehnungsgefäß* (Siemens/Trafo-Union).

Statt der Hochspannungsdurchführungen ist auch der Anschluss über isolierte *Kabelsteckverbinder* möglich.

Verteiltransformatoren werden auch als *Gießharz-Trockentransformatoren* hergestellt. Sie sind wartungsfrei und finden überall dort Verwendung, wo ölisolierte Transformatoren aus Brandschutz- oder Umweltschutzgründen nicht zulässig sind, beispielsweise in Gebäuden, Tunneln oder Grundwasserschutzgebieten. Die Klemmen ihrer Hochspannungswicklung sind von außen zugänglich und können beliebig in Stern oder Dreieck verschaltet werden, Bild 9.3.

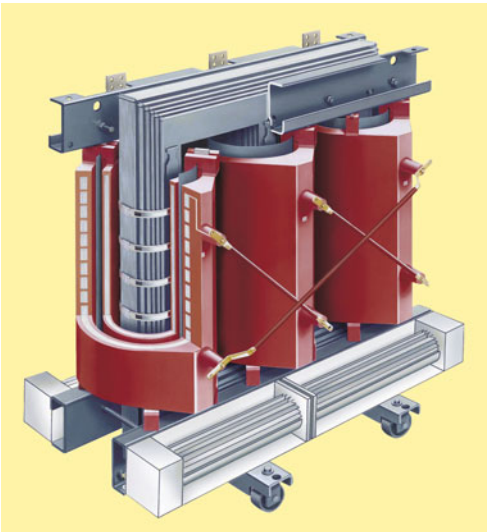


Bild 9.3. Verteiltransformator 10 kV/400 V mit Gießharz-Trockenisolierung, Scheinleistungen 100. . . 20000 kVA (Siemens/Trafo-Union).

Zur Verringerung der Reservehaltung und Verkürzung der Austauschzeiten werden viele Transformatoren in einheitlicher Ausführung als so genannte *Einheitstransformatoren* gefertigt. Beispielsweise die beiden Transformatoren in Bild 9.1 und 9.3 oder Netzkupplungstransformatoren für 300 MVA für die Kupplung zwischen 380 kV- und 110 kV-Netzen.

Man unterscheidet ferner zwischen *Volltransformatoren* mit *galvanisch getrennter* Primär- und Sekundärwicklung, und *Spartransformatoren* mit *galvanisch verbundener* Primär- und Sekundärwicklung. Bei letzteren wird ein Teil der Energie nicht transformatorisch, sondern direkt leitend übertragen. Schließlich unterscheidet man zwischen zahlreichen anwendungsorientierten Transformatoren, wie *Stromrichtertransformatoren*, *Ofentransformatoren*, *Lokomotivtransformatoren* etc., auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll.

9.1 Wirkungsweise und Ersatzschaltbild von Transformatoren

Die grundsätzliche Wirkungsweise von Transformatoren lässt sich am besten am Beispiel eines Einphasentransformators erläutern. Ein so genannter *Zweiwicklungstransformator* besteht mindestens aus einer *Primärwicklung* mit der Windungszahl n_1, einer *Sekundärwicklung* mit der Windungszahl n_2 und einem *Eisenkern*, Bild 9.4.

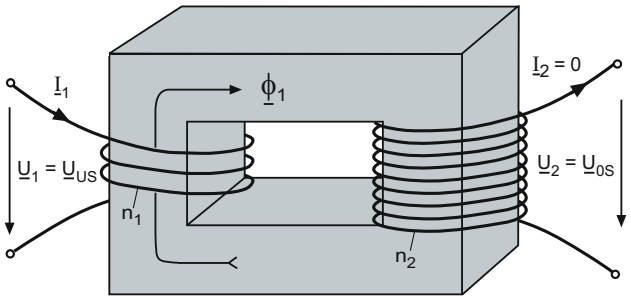


Bild 9.4. *Einphasentransformator* mit Eisenkern, Primärwicklung und Sekundärwicklung.

Als *Primärwicklung* gilt die Wicklung, in die eingespeist wird. Die Wicklung mit der höheren Windungszahl wird *Oberspannungswicklung* (OS), die mit der kleineren Windungszahl *Unterspannungswicklung* (US) genannt. Das Verhältnis der *größeren* zur *kleineren* Windungszahl wird als *Übersetzungsverhältnis* bzw. *Übersetzung* ü bezeichnet. Beispielsweise gilt für eine oberspannungsseitige Windungszahl $n_{\mathrm{OS}} = 1000$ und eine unterspannungsseitige Windungszahl $n_{\mathrm{US}} = 100$,

$$\ddot{\mathrm{u}} = \frac{n_{\mathrm{OS}}}{n_{\mathrm{US}}} = \frac{1000}{100} = 10 \quad . \tag{9.1}$$

Falls *die Primärwicklung die Unterspannungswicklung ist*, gelten zwischen sinusförmig verlaufenden Primär- und Sekundärgrößen bei einem *idealen* Einphasentransformator folgende Zusammenhänge:

Spannungen:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{n_1}{n_2} = \frac{\underline{U}_{\mathrm{US}}}{\underline{U}_{\mathrm{OS}}} = \frac{1}{\ddot{\mathrm{u}}}$$

Ströme:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{n_2}{n_1} = \frac{\underline{I}_{\mathrm{US}}}{\underline{I}_{\mathrm{OS}}} = \ddot{\mathrm{u}} \tag{9.2}$$

Impedanzen:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{Z_{\mathrm{US}}}{Z_{\mathrm{OS}}} = \left(\frac{n_{\mathrm{OS}}}{n_{\mathrm{US}}}\right)^2 = \frac{1}{\ddot{\mathrm{u}}^2}$$

Leistungen:

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{P_{\mathrm{US}}}{P_{\mathrm{OS}}} = \frac{U_{\mathrm{US}}\, I_{\mathrm{US}}}{U_{\mathrm{OS}}\, I_{\mathrm{OS}}} = 1 \tag{9.3}$$

Bei einem oberspannungsseitig gespeisten Transformator ändern sich die Gleichungen (9.2) und (9.3) entsprechend. Im Folgenden wird von einem Transformator mit $n_1 = n_{\mathrm{US}} < n_2 = n_{\mathrm{OS}}$ ausgegangen.

Für die Erläuterung der Wirkungsweise eines Transformators sind die Begriffe *Primär-* und *Sekundärwicklung* etc. den Begriffen *Ober-* und *Unterspannungswicklung* überlegen. In der energietechnischen Praxis ist es umgekehrt.

Bei sekundärseitigem Leerlauf fließt nach Anlegen der Primärspannung $\underline{U}_1$ in der Primärwicklung eines idealen Transformators ein Strom $\underline{I}_1$, der mit einem magnetischen Fluss $\underline{\phi}_1$ im Eisenkreis verknüpft ist (D.1). Dieser Fluss induziert in jeder *Windung* der Primärwicklung die *Windungsspannung* $\underline{E}_W = -j\omega\underline{\phi}_1$. Insgesamt wird dann in der gesamten Primärwicklung die Spannung $\underline{E}_1 = -j\omega\underline{\phi}_1 n_1 = j\omega L_1 \underline{I}_1$ induziert (*Selbstinduktionsspannung*), Bild 9.5.

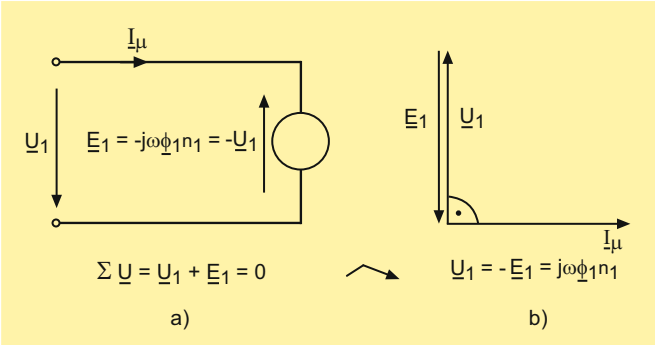


Bild 9.5. a) Elektrisches *Spannungsgleichgewicht* zwischen der von außen angelegten Primärspannung $\underline{U}_1$ und der in der Primärwicklung selbstinduzierten Spannung $\underline{E}_1$ eines idealen Transformators, b) Zeigerdiagramm.

Die induzierte Spannung $\underline{E}_1$ wirkt nach der *Lenzschen Regel* der von außen angelegten Spannung $\underline{U}_1$ entgegen. Der Primärstrom bzw. der mit ihm verknüpfte Fluss nimmt stets einen Wert an, bei dem die in der Primärwicklung induzierte Spannung $\underline{E}_1$ der von außen gelegten Spannung $\underline{U}_1$ gerade das Gleichgewicht hält. Der sich im Gleichgewicht einstellende stationäre Primärstrom wird *Magnetisierungsstrom* $\underline{I}_\mu$ genannt. Er eilt beim idealen Transformator der Spannung $\underline{U}_1$ um 90° nach, Bild 9.5b. Der mit ihm verknüpfte Fluss $\underline{\phi}_\mu$ eilt der angelegten Spannung ebenfalls um 90° nach. Die von $\underline{\phi}_\mu$ induzierte „Selbstinduktionsspannung“ $\underline{E}_1$ eilt dem Fluss um 90°, gegenüber der angelegten Spannung $\underline{U}_1$ also um insgesamt 180° nach. $\underline{E}_1$ ist damit $\underline{U}_1$ entgegengerichtet. Man spricht vom so genannten „*Spannungsgleichgewicht*“.

In der Netzwerktheorie wird die *Selbstinduzierte Spannung* $\underline{E}_1 = -j\omega\underline{\phi}_\mu n_1$ meist als „*Spannungsabfall*“ $\underline{U}_1 = j\omega L_1 \underline{I}_1$ an einer Induktivität L_1 interpretiert, Bild 9.6.

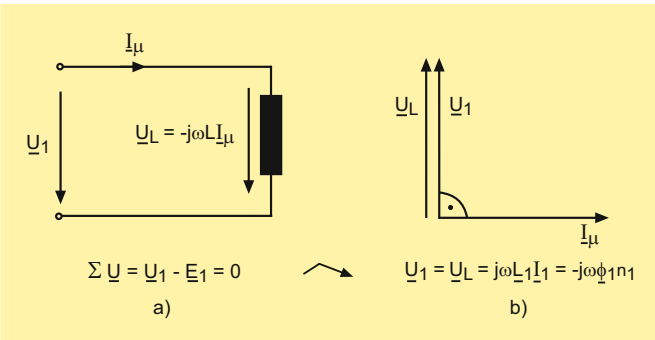


Bild 9.6. Ersatzschaltung und Zeigerdiagramm der Primärwicklung eines idealen Transformators bei sekundärseitigem Leerlauf.

Die Ersatzschaltbilder 9.5a und 9.6a sind zwar äquivalent, für das Verständnis des Transformators ist jedoch die Interpretation als *induzierte Quellenspannung* bzw. *Selbstinduktionsspannung* zweckmäßiger.

Bei einem *realen* Transformator induziert der Fluss des Magnetisierungsstroms zusätzlich im Eisenkern ein elektrisches *Wirbelfeld*, was auf Grund der Leitfähigkeit des Eisens *Wirbelströme* und damit *Wirbelstromverluste* im Kern zur Folge hat. Um die Leitfähigkeit des

Eisens zu reduzieren, führt man Eisenkerne aus zahlreichen, voneinander isolierten Blechen aus.

Ferner verursachen die mit der Frequenz der Flussänderungen ständig ihre Ausrichtung wechselnden magnetischen Dipole im Eisen durch mikroskopische „Reibung“ *Ummagnetisierungsverluste*, so genannte *Hystereseverluste*. In der Primärwicklung fließt deshalb nicht nur der Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$, sondern auch ein *Verluststrom* $\underline{I}_v$, der zusammen mit ersterem den *Leerlaufstrom*

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 = \underline{I}_\mu + \underline{I}_v \tag{9.4}$$

bildet. Wirbelstrom- und Hystereseverluste werden in den so genannten *Eisenverlusten* zusammengefasst. Sie treten bereits im Leerlauf in voller Höhe auf und ändern sich praktisch nicht mit der Belastung.

In einem erweiterten Ersatzschaltbild der Primärwicklung werden die Eisenverluste durch eine ideale Induktivität L_1 und einen parallel geschalteten *Eisenverlustwiderstand* R_{Fe} modelliert, die Kupferverluste der Primärwicklung werden durch einen Widerstand R_1 berücksichtigt, Bild 9.7.

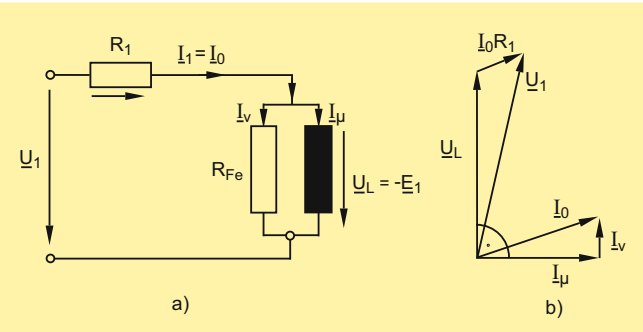


Bild 9.7. Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm der Primärwicklung eines verlustbehafteten Transformators unter der Annahme, dass der gesamte mit dem Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ verknüpfte Fluss $\underline{\phi}_\mu$ vollständig im Eisenkreis verläuft.

Wegen $R_1 \ll R_{Fe}$ lässt sich der Eisenverlustwiderstand im so genannten *Leerlaufversuch* durch wattmetrische Messung der primärseitig aufgenommenen Wirkleistung ermitteln,

$$R_{Fe} = \frac{U_1^2}{P_{V_{Fe}}} \quad . \tag{9.5}$$

Da Eisenverluste ständig, merkliche Kupferverluste jedoch nur bei Belastung entstehen, wird das Verhältnis *Eisengewicht/Kupfergewicht* bei Leistungstransformatoren abhängig von der Auslastung mit spitzem Bleistift wirtschaftlich optimiert.

Wegen der vergleichsweise hohen Wirkungsgrade von Leistungstransformatoren – beispielsweise 99 % – wird der Verluststrom $\underline{I}_v$ bei der Betrachtung des Betriebsverhaltens meist vernachlässigt. Leerlaufstrom $\underline{I}_0$ und Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ werden dann oft synonym verwendet, man stellt sich quasi einen „*verlustbehafteten Magnetisierungsstrom*“ vor.

Bei noch genauerem Hinsehen stellt man ferner fest, dass der mit dem Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ verknüpfte Wicklungsfluss $\underline{\phi}_\mu$ aus zwei Teilen besteht, dem *Hauptfluss* $\underline{\phi}_{1h}$ und dem *Streufluss* $\underline{\phi}_{1\sigma}$. Ersterer ist mit *allen* Windungen verknüpft, fließt im Eisenkreis und

durchsetzt somit auch die Sekundärwicklung. Der Streufluss $\underline{\phi}_{1\sigma}$ schließt sich nur um die einzelnen Windungsdrähte der Primärwicklung und trägt nichts zum Fluss im Eisenkreis bei, Bild 9.8.

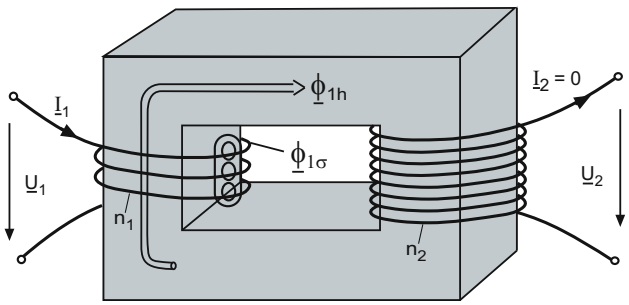


Bild 9.8. Transformatorprimärwicklung mit Haupt- und Streuflüssen bei sekundärseitigem Leerlauf.

Netzwerktheoretisch berücksichtigt man das Phänomen der *Streuung* durch die Aufteilung der totalen Primärinduktivität L_1 in eine *Hauptinduktivität* L_{1h} und eine *Streuinduktivität* $L_{1\sigma}$ bzw. der primären Reaktanz X_1 in eine *Hauptreaktanz* X_{1h} und eine *Streureaktanz* $X_{1\sigma}$. Sinngemäß teilt man den Spannungsabfall an der totalen Induktivität bzw. Reaktanz in einen *Hauptspannungsabfall* $\underline{U}_{1h}$ und einen *Streuspannungsabfall* $\underline{U}_{1\sigma}$ auf. Im Bildbereich der selbstinduzierten Quellenspannungen spricht man von der *selbstinduzierten Hauptspannung* $\underline{E}_{1h}$ und der *selbstinduzierten Streuspannung* $\underline{E}_{1\sigma}$. Allgemein gelten für die Streuung folgende Ersatzschaltbilder, Bild 9.9.

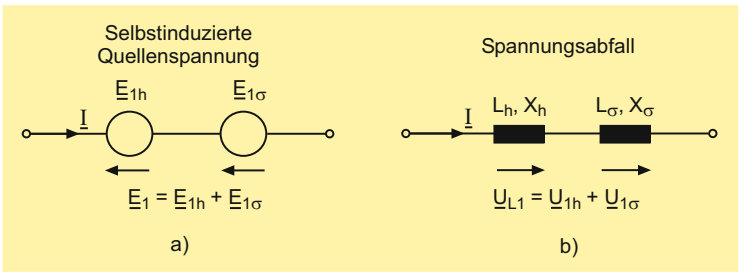


Bild 9.9. a) Aufteilung der induzierten Quellenspannung in selbstinduzierte *Hauptspannung* und selbstinduzierte *Streuspannung*, b) Aufteilung einer Induktivität bzw. Reaktanz in *Haupt-* und *Streureaktanz* bzw. des totalen Spannungsabfalls in einen *Haupt-* und einen *Streuspannungsabfall*.

Damit ergibt sich für die Primärwicklung eines Transformators mit Streuung und Darstellung der selbstinduzierten Spannungen als Spannungsabfälle gemäß Bild 9.9b das Ersatzschaltbild, Bild 9.10.

Die Reihenschaltung von

$$R_1 + jX_{1\sigma} \tag{9.6}$$

mit der Parallelschaltung

$$\frac{R_{Fe} \cdot jX_{1h}}{R_{Fe} + jX_{1h}} \tag{9.7}$$

wirkt wie ein Spannungsteiler, so dass an der Hauptreaktanz eine um den Spannungsabfall an der Summe aus Wicklungswiderstand R_1 und Streureaktanz $X_{1\sigma}$ verminderte

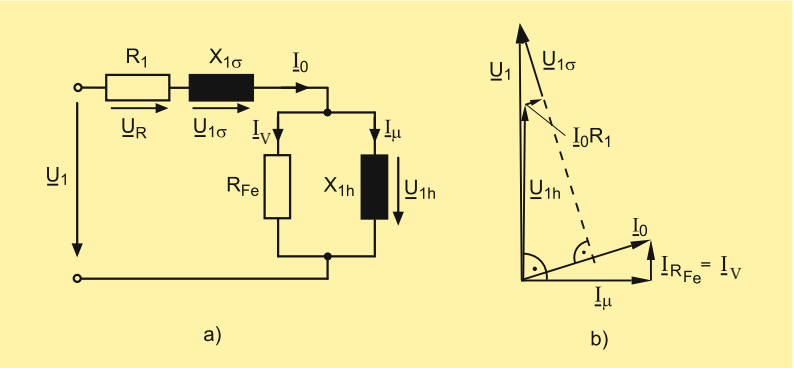


Bild 9.10. Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm der Primärwicklung eines Einphasentransformators unter Berücksichtigung der primären *Kupferverluste* und der *Eisenverluste*. $\underline{U}_{1h} \perp \underline{I}_{\mu}$, $\underline{U}_{1\sigma} \perp \underline{I}_0$.

Spannung anliegt. Es ist diese vom Hauptfluss ϕ_{1h} induzierte Spannung $\underline{E}_{1h}$ bzw. $\underline{U}_{1h}$, die mit dem Windungszahlenverhältnis auf die Sekundärseite transformiert wird und im Leerlauf an deren Klemmen gemessen werden kann. Sie unterscheidet sich von der Leerlaufsekundärspannung des *idealen* Transformators um den Spannungsabfall an $X_{1\sigma}$ und R_1. Für den *realen* Transformator definiert man daher eine *Leerlaufübersetzung* $\ddot{u}_0$, die die Eingangsspannung $\underline{U}_1$ mit der *gemessenen* Leerlaufspannung $\underline{U}_2^0$ in Beziehung setzt,

$$\ddot{u}_0 = \frac{\underline{U}_2^0}{\underline{U}_1} = \frac{\underline{U}_{\mathrm{OS}}^0}{\underline{U}_{\mathrm{US}}} \quad . \tag{9.8}$$

Der Vorgang der „*Transformation*“ besteht darin, dass der Hauptfluss $\underline{\phi}_{1h}$ auch in jeder Windung der Sekundärwicklung die gleiche *Windungsspannung* $\underline{E}_W$ induziert wie in den Windungen der Primärwicklung. Die Reihenschaltung der n_2 Windungen ergibt die sekundäre Leerlaufspannung $n_2 \underline{E}_W = \underline{U}_2^0$.

Belasten wir die Sekundärwicklung mit einer Impedanz $\underline{Z}_2$, fließt ein Strom $\underline{I}_2$. Dieser Strom ist mit einem magnetischen Fluss $\underline{\phi}_2$ verknüpft, den wir wie oben in einen Hauptfluss $\underline{\phi}_{2h}$ und einen Streufluss $\underline{\phi}_{2\sigma}$ zerlegen können, Bild 9.11.

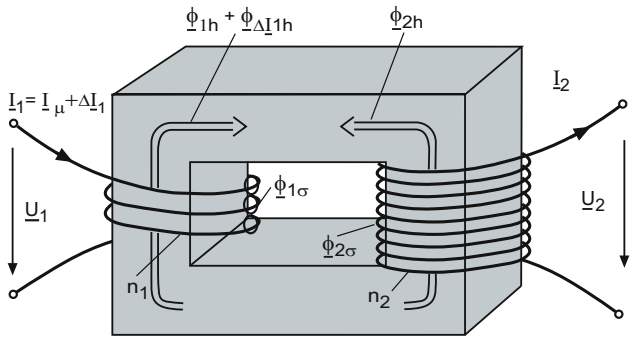


Bild 9.11. Sekundärseitig belasteter Transformator mit zusätzlichem sekundären Fluss $\phi_2 = \phi_{2h} + \phi_{2\sigma}$.

In diesem Fall gilt ein Netzwerkersatzschaltbild gemäß Bild 9.12.

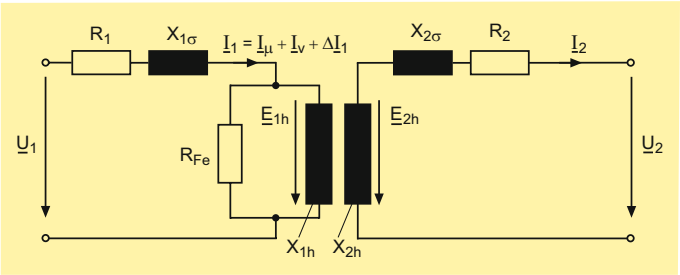


Bild 9.12. Ersatzschaltbild eines Einphasentransformators mit primär- und sekundärseitigen Streu- und Hauptflüssen.

Der Hauptfluss $\underline{\phi}_{2h}$ wirkt nach der Lenzschen Regel dem von der Primärwicklung im Eisenkreis erzeugten Fluss $\underline{\phi}_{1h}$ entgegen, was einen Nettofluss $\underline{\phi}_{net} < \underline{\phi}_{1h}$ bewirken würde. Ein kleinerer Fluss im Eisenkreis würde aber eine kleinere Quellenspannung $\underline{E}_{1h}$ in der Primärwicklung induzieren und das Gleichgewicht mit der äußeren Spannung $\underline{U}_1$ stören. Dies wird durch eine selbsttätig erhöhte Stromaufnahme $\Delta\underline{I}_1$ der Primärwicklung verhindert, wobei der zusätzliche Strom dafür sorgt, *dass der Fluss im Eisenkreis den im Leerlauf vorhandenen Wert* $\underline{\phi}_{1h}$ *beibehält. Ungeachtet der Höhe der sekundärseitigen Belastung zwischen Leerlauf und Kurzschluss existiert im Eisenkreis eines Transformators näherungsweise immer der gleiche Fluss* $\underline{\phi}_{1h}$. Man spricht von der Aufrechterhaltung des *magnetischen Gleichgewichts* (s. a. Bild 9.5).

Das Phänomen der *Eisensättigung* ist keine Frage der Lastströme im Transformator, sondern der Höhe der von außen angelegten Spannung, die zur Aufrechterhaltung des elektrischen Gleichgewichts eine gleich große, vom Fluss des Magnetisierungsstroms $\underline{I}_\mu$ in der Primärwicklung selbstinduzierte Spannung $\underline{E}_1$ bedingt. Eine höhere Primärspannung erfordert dann auch einen höheren Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ bzw. Magnetisierungsfluss $\underline{\phi}_{1h}$. Nur wenn letzterer für einen gegebenen Eisenquerschnitt die *Sättigungsinduktion* übersteigt, macht sich der Einfluss der Sättigung bemerkbar. Andererseits kann aber auch bei gleicher Spannung, jedoch *niedrigerer Frequenz*, ein höherer Magnetisierungsstrom fließen, der dann ebenfalls zur Eisensättigung führt. Beispielsweise zeigt ein für 60 Hz ausgelegter Transformator bei 50 Hz ausgeprägte Sättigungserscheinungen. Aus wirtschaftlichen Gründen lässt man in der Praxis eine geringe Sättigung zu, was dann zu einem nichtsinusförmigen Magnetisierungsstrom führt (9.7).

Aus Sicht der Primärspannungsquelle nimmt der Eingangswiderstand eines Transformators mit steigender sekundärseitiger Belastung ständig ab, wodurch der Transformator zunehmend mehr Primärstrom aufnimmt,

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_0 + \Delta\underline{I}_1 \quad . \tag{9.9}$$

Die Abnahme des Eingangswiderstands entsteht durch Transformation der sekundärseitigen Lastimpedanz auf die Unterspannungsseite, wo sie der Reaktanz X_{1_h} parallel geschaltet wird. Vernachlässigt man im Nennbetrieb – und erst Recht im Kurzschluss – den Leerlaufstrom $\underline{I}_0$ gegenüber dem zusätzlich aufgenommenen Primärstrom $\Delta\underline{I}_1$, so verhalten sich die Ströme $\underline{I}_1$ und $\underline{I}_2$ näherungsweise umgekehrt proportional zum Windungszahlenverhältnis,

$$\frac{\underline{I}_1}{\underline{I}_2} = \frac{n_2}{n_1} = \ddot{u} \quad . \tag{9.10}$$

Alternativ lässt sich Gleichung (9.10) auch als *Gleichgewicht der Durchflutungen der Primär- und Sekundärseite (Amperewindungen)* darstellen,

$$n_1\underline{I}_1 = n_2\underline{I}_2 \quad . \tag{9.11}$$

Dies ist eine kanonische Formulierung des *Magnetischen Gleichgewichts.*

Die Aufrechterhaltung des magnetischen Gleichgewichts lässt sich mit Hilfe des Amperschen Gesetzes $\oint \underline{\vec{H}} d\vec{r} = \underline{I}$ auch mathematisch formulieren. Im Leerlauf gilt

$$\oint_c \underline{\vec{H}} d\vec{r} = \underline{I}_{\text{tot}} = n_1\underline{I}_\mu \quad , \tag{9.12}$$

wobei die Kontur C sich über den Umfang des Wicklungsfensters, mit anderen Worten, längs des Flusspfades im Eisenkreis erstreckt. Das Produkt $n_1\underline{I}_\mu$, das heißt der Gesamtstrom durch das Wicklungsfenster, wird als *Durchflutung* bzw. *Amperewindungszahl* bezeichnet.

Soll der Fluss $\underline{\phi}_\mu$ auch bei Belastung aufrechterhalten werden, muss gelten

$$\oint_c \underline{\vec{H}} d\vec{r} = n_1\underline{I}_\mu + n_1\Delta\underline{I}_1 - n_2\underline{I}_2 \quad , \tag{9.13}$$

wobei $\Delta\underline{I}_1$ der bei Belastung über den Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ hinaus zusätzlich aufgenommene primärseitige Strom ist.

Da $n_1\Delta\underline{I}_1$ und $n_2\underline{I}_2$ sich gegenseitig bedingen bzw. kompensieren, herrscht im Wicklungsfenster eines Transformators bei *Leerlauf* und bei *Belastung* stets die gleiche Durchflutung $n_1\underline{I}_\mu$ des Magnetisierungsstroms und damit im Eisenkreis auch der gleiche Fluss $\underline{\phi}_\mu = \underline{\phi}_{1h}$. Bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstroms lautet (9.13) dann mit $\Delta\underline{I}_1 = \underline{I}_1$:

$$\oint_c \underline{\vec{H}} d\vec{r} = n_1\underline{I}_1 - n_2\underline{I}_2 = 0 \tag{9.14}$$

bzw.

$$n_1\underline{I}_1 = n_2\underline{I}_2 \quad . \tag{9.15}$$

Die Existenz der sekundärseitigen Streureaktanz $X_{2\sigma}$ bewirkt, dass sich die Sekundärspannung $\underline{U}_2$ bei beispielsweise induktiver Belastung über den bereits im Leerlauf vorhandenen primären Spannungsabfall an R_1 und $X_{1\sigma}$ hinaus weiter um den Spannungsabfall an R_2 und $X_{2\sigma}$ belastungsabhängig verringert. Die tatsächliche Sekundärspannung kann sich daher von der mittels des Übersetzungsverhältnisses des idealen Transformators (Windungszahlenverhältnis) errechneten Spannung beträchtlich unterscheiden. Beispielsweise würde ein Transformator, dessen Primär- und Sekundärwicklung wie in Bild 9.4 tatsächlich auf verschiedenen Schenkeln angeordnet wären, auf Grund der großen Streuung im Nennbetrieb ohne weiteres einen Spannungsabfall von 50 % besitzen. Bei realen, in Elektroenergiesystemen eingesetzten Transformatoren sind daher Primär- und Sekundärwicklung stets in unmittelbarer Nachbarschaft auf ein und demselben Schenkel angeordnet. Die Streuung wird dann im Wesentlichen vom isolationsbedingten Abstand beider Wicklungen bestimmt.

Der maßgebliche Einfluss des Abstands zwischen Primär- und Sekundärwicklung legt die Frage nahe, warum man nicht gleich Primär- und Sekundärwicklung in enger Nachbarschaft nebeneinander wickelt und auf den schwergewichtigen Eisenkreis verzichtet. Dies wäre grundsätzlich möglich. Hier darf jedoch nicht übersehen werden, dass dem Eisenkreis neben seiner Funktion als Flusspfad noch die wesentliche Aufgabe der Minimierung des Magnetisierungsstroms $\underline{I}_\mu$ zukommt. Eisenlose Transformatoren hätten beliebig hohe Magnetisierungsströme zur Folge bzw. benötigten beliebig hohe Windungszahlen, um diese zu vermeiden (Kupferverluste). Die Größe des Eisenquerschnitts wird daher bei Leistungstransformatoren stets so gewählt, dass sich unter Berücksichtigung der Materialkosten und der Betriebsweise für die Eisen- und Kupferverluste ein Kostenminimum einstellt.

9.2 Kurzschlussersatzschaltbild

9.2.1 Ersatzschaltbilder mit umgerechneten Größen

Für die Praxis wird das Ersatzschaltbild 9.12 vereinfacht, indem man die Sekundärgrößen $\underline{U}_2$ und $\underline{I}_2$ mit Hilfe des Übersetzungsverhältnisses auf die Primärseite umrechnet. Aus Gleichung (9.15) folgt für einen idealen, unterspannungsseitig gespeisten Transformator

$$n_1\underline{I}_1 = n_2\underline{I}_2 = n_1\underline{I}'_2 \qquad \text{bzw.} \quad \underline{I}'_2 = \frac{n_2}{n_1}\,\underline{I}_2 = \ddot{\mathrm{u}}\underline{I}_2 = \underline{I}_1 \tag{9.16}$$

und für die Spannungen eines *idealen* Transformators sinngemäß

$$n_2\underline{U}_1 = n_1\underline{U}_2 = n_2\underline{U}'_2 \qquad \text{bzw.} \quad \underline{U}'_2 = \frac{n_1}{n_2}\,\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_2}{\ddot{\mathrm{u}}} = \underline{U}_1 \quad . \tag{9.17}$$

Beim *realen* Transformator werden nur die Hauptspannungen $\underline{E}_{1h}$ und $\underline{E}_{2h}$ exakt mit ü transformiert (Bild 9.12). Es gilt dann lediglich $\underline{I}'_2 \approx \underline{I}_1$ und $\underline{U}'_2 \approx \underline{U}_1$. Wegen $\underline{E}_{1h} = \underline{E}'_{2h}$ können die beiden Hauptreaktanzen parallel geschaltet werden. Primär- und Sekundärseite sind dann galvanisch gekoppelt, Bild 9.13.

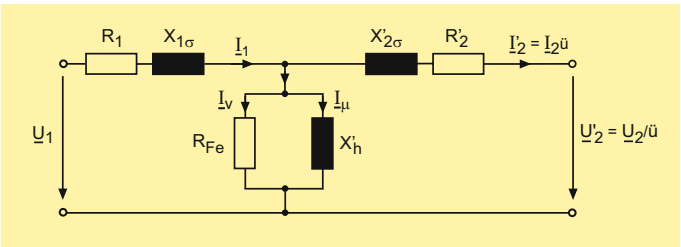


Bild 9.13. T-Ersatzschaltbild eines Einphasentransformators mit auf die Primärseite umgerechneten Sekundärgrößen.

Die Ströme $\Delta\underline{I}_1$ und $\underline{I}'_2$ im Querzweig heben sich gegenseitig auf, es verbleibt nur der Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ und der Eisenverluststrom $\underline{I}_v$. Da dieser bei großen Transformatoren ohnehin nur in der Größenordnung von 1 % des Nennstroms liegt, kann man bezüglich des Betriebsverhaltens für den Nennbetrieb und erst recht für den Kurzschlussfall den Querzweig gänzlich vernachlässigen, was in den Gleichungen (9.16) und (9.17) bereits impliziert ist. Im Längszweig fließt dann der einheitliche Strom $\underline{I}_1 = \underline{I}'_2$. Man erhält so das sehr einfache *Kurzschlussersatzschaltbild*, das nach obigen Überlegungen in guter Näherung auch für den *Nennbetrieb* gilt, Bild 9.14.

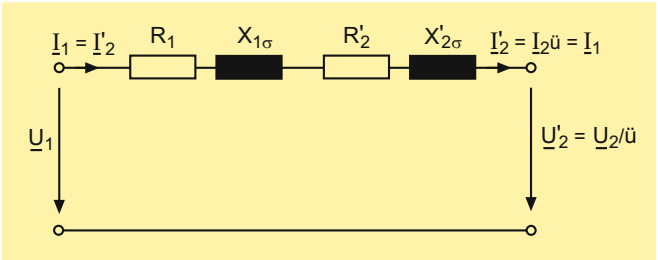


Bild 9.14. Kurzschlussersatzschaltbild mit auf die Primärseite umgerechneten Sekundärgrößen.

Fasst man den primären und sekundären Wicklungswiderstand und die beiden Streureaktanzen zu jeweils einem Element zusammen,

$$R_k = R_1 + R'_2 \qquad \text{bzw.} \qquad X_k = X_{1_\sigma} + X'_{2_\sigma} \quad , \tag{9.18}$$

wobei in erster Näherung gilt $R_1 = R'_2$ und $X_{1\sigma} = X'_{2\sigma}$, erhält man ein kompakteres Kurzschlussersatzschaltbild, Bild 9.15.

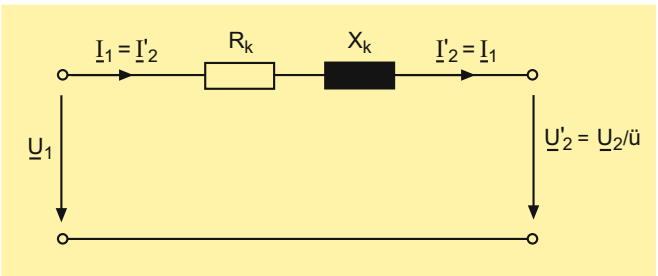


Bild 9.15. Kompaktes Kurzschlussersatzschaltbild mit auf die Primärseite umgerechneten Sekundärgrößen.

Unter Verwendung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k = R_k + jX_k$ erhält man schließlich das in der Praxis verwendete kompakte Ersatzschaltbild gemäß Bild 9.16.

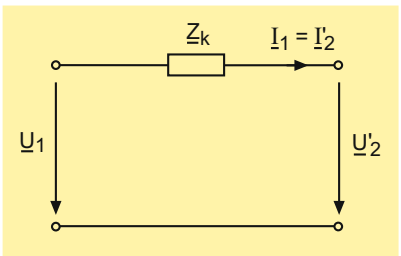


Bild 9.16. Kurzschlussersatzschaltbild mit *Kurzschlussimpedanz* $\underline{Z}_k$. Sekundärgrößen auf die Primärseite bezogen bzw. umgerechnet.

Erfolgt die Einspeisung von der Oberspannungsseite wird diese damit zur Primärseite, ändert sich am Ersatzschaltbild und der Indizierung nichts. Lediglich $\underline{Z}_k$ nimmt einen höheren Wert an.

Es gibt offensichtlich eine *unterspannungsseitige* Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{k_{US}} = R_{k_{US}} + jX_{k_{US}}$ und eine *oberspannungsseitige* Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{k_{OS}} = R_{k_{OS}} + jX_{k_{OS}}$. Näherungsweise gilt $\underline{Z}_{k_{US}} = \underline{Z}_{k_{OS}}/\ddot{u}^2$.

Wegen des Bezugs der Sekundärseite auf die Primärseite herrscht, bis auf den Spannungsabfall $\underline{U}_k$ über der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$, auf beiden Seiten die *gleiche Spannung* $\underline{U}_1 \approx \underline{U}'_2$. Damit ein Transformator in einem Schaltplan durch seine Kurzschlussimpedanz ersetzt werden kann und auf der Sekundärseite wieder die Spannung $\underline{U}_2$ herrscht, muss man Bild 9.16 um einen *idealen Übertrager* ergänzen, Bild 9.17.

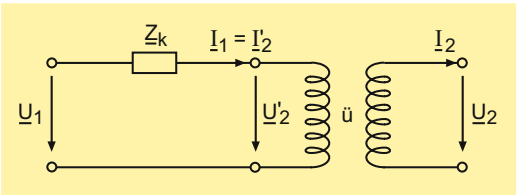


Bild 9.17. Kurzschlussersatzschaltbild mit idealem Übertrager.

Hiervon wird allerdings nur selten Gebrauch gemacht. Man bleibt beim Ersatzschaltbild 9.16 und rechnet stattdessen auch alle weiteren sekundärseitigen Impedanzen mit $\ddot{u}^2$ auf die Primärseite um.

Alternativ wird der ideale Überträger in Bild 9.17 entbehrlich, wenn man auf pu-Größen übergeht, Bild 9.18.

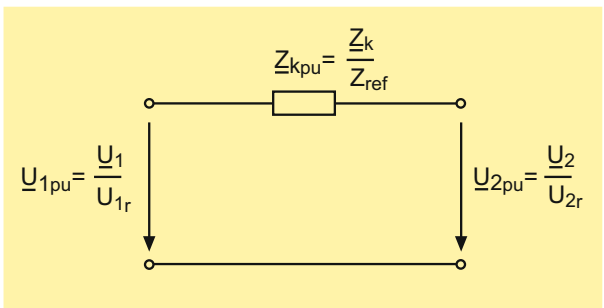


Bild 9.18. Kurzschlussersatzschaltbild in pu-Größen.

Bei Netzberechnungen über mehrere Spannungsebenen hinweg stellt das Kurzschlussersatzschaltbild in pu-Größen eine wesentliche Vereinfachung dar. In pu-Werten angegebene Kurzschlussimpedanzen von Transformatoren können über mehrere Netzebenen hinweg problemlos galvanisch verbunden werden, wenn für Z_{ref} die für das ganze Netz gewählte Bezugsimpedanz eingesetzt wird (s. a. 9.3.1 und Anhang C).

9.2.2 Messung der Kurzschlussimpedanz

Messtechnisch ermittelt man die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ im so genannten *Kurzschlussversuch* am sekundärseitig kurzgeschlossenen Transformator, Bild 9.19.

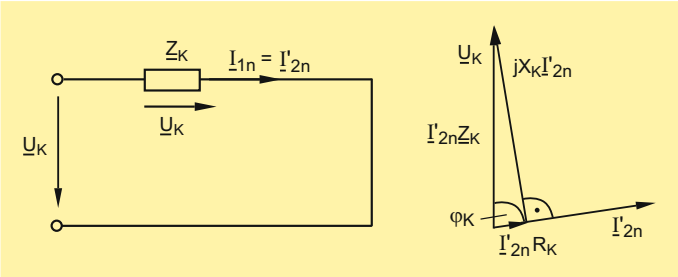


Bild 9.19. *Kurzschlussversuch* zur Messung der Kurzschlussimpedanz.

Die Primärspannung wird bei Null beginnend langsam gesteigert bis sekundärseitig der Nennstrom $\underline{I}_{2n}$ fließt. Die hierfür erforderliche Primärspannung $\underline{U}_1$ wird als Kurzschlussspannung $\underline{U}_k$ bezeichnet.

Mit der Kurzschlussspannung $\underline{U}_k$ berechnet sich die von der Einspeiseseite gemessene Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ zu:

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{U}_k}{\underline{I}'_{2_r}} = R_k + jX_k \quad . \tag{9.19}$$

Die Kurzschlussimpedanz gilt mit guter Näherung auch für den Normalbetrieb, solange eben der Magnetisierungsstrom im Querzweig vernachlässigt werden kann.

Die Kurzschlussspannung $\underline{U}_k$ entspricht dem Spannungsunterschied der Sekundärspannung zwischen Leerlauf und Kurzschluss, mit anderen Worten, dem inneren Spannungsabfall des Transformators (Spannungsabfall $\underline{U}_k$ über der Kurzschlussimpedanz bei starrer Spannung U_1).

Da ein Spannungsabfall von 100 V bei einem Niederspannungstransformator sehr viel, bei einem Hochspannungstransformator sehr wenig bedeuten kann, wird der Betrag der Kurzschlussspannung U_k meist auf die jeweilige Nennspannung bzw. Bemessungsspannung bezogen und dann *Relative Kurzschlussspannung* u_k genannt,

$$u_k = \frac{U_k}{U_{1_r}} \qquad \text{bzw. in Prozent} \qquad u_k = \frac{U_k}{U_{1_r}} 100\,\% \quad . \tag{9.20}$$

Beispielsweise liegt die Kurzschlussspannung von Leistungstransformatoren zwischen $u_k = 5\ \%$ und $u_k = 20\ \%$. Unabhängig von der Transformatorgröße bedeutet dann 5 % einen fast vernachlässigbaren Spannungsabfall, 20 % dagegen eine sicher in Betracht zu ziehende Größe.

Die relative Kurzschlussspannung besitzt den gleichen Wert für die Ober- und Unterspannungsseite, falls als Bezugsgrößen die Bemessungsgrößen der jeweiligen Transformatorseite gewählt werden.

Die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ von Transformatoren und Generatoren wird ebenfalls meist als *bezogene* bzw. *prozentuale* Impedanz angegeben. Bezieht man den Betrag der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ auf die im Anhang C.1.4 eingeführte *Bezugsimpedanz* $Z_{\mathrm{ref}} = U_{\mathrm{ref}}/I_{\mathrm{ref}} = U_r/I_r = U_{\mathrm{ref}}^2/S_{\mathrm{ref}} = U_r^2/S_r$, erhält man

$$z_k = \frac{Z_k}{Z_{\mathrm{ref}}} = Z_k \frac{S_{ref}}{U_{ref}^2} \qquad \text{bzw.} \qquad z_k = \frac{Z_k}{Z_{\mathrm{ref}}} 100\,\% \quad . \tag{9.21}$$

Als Bezugsimpedanz Z_{ref} wird die *Nennimpedanz* $Z_{r_1} = U_{r_1}/I_{r_1}$ eingesetzt.

Wie die relative Kurzschlussspannung u_k nimmt auch die relative Kurzschlussimpedanz z_k den gleichen Wert für die Ober- und Unterspannungsseite an, falls als Bezugsgrößen die ober- und unterspannungsseitigen Bemessungsgrößen gewählt werden.

Ferner besitzen die prozentuale Kurzschlussimpedanz z_k und prozentuale Kurzschlussspannung u_k den gleichen Zahlenwert,

$$u_k = \frac{U_k}{U_{1_r}} = \frac{Z_k \cdot I_{1_r}}{U_{1_r}} = \frac{Z_k}{U_{1_r}/I_{1_r}} = \frac{Z_{k_1}}{Z_r} = z_k \quad , \tag{9.22}$$

$$\boxed{u_k = z_k} \quad . \tag{9.23}$$

Hiervon wird im folgenden Abschnitt Gebrauch gemacht.

9.2.3 Berechnung der Kurzschlussimpedanz

In der Praxis wird die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_K$ oft in umgekehrter Richtung aus z_k bzw. aus den auf dem Typenschild angegebenen *Bemessungsdaten* berechnet. Mit der Definition der unterseitigen Kurzschlussimpedanz $Z_{K_{\mathrm{US}}}$, der relativen Kurzschlussspannung u_K, der unterseitigen Nennspannung $U_{r_{\mathrm{US}}}$ und der Transformatorscheinleistung S_r erhält man nach Erweitern mit $U_{r_{\mathrm{OS}}}$ die auf der Unterspannungsseite messbare Kurzschlussimpedanz,

$$Z_{k_{\mathrm{US}}} = \frac{U_{k_{\mathrm{US}}}}{I'_{\mathrm{OS}}} = \frac{u_k}{100\,\%}\,\frac{U_{r_{\mathrm{US}}}}{I'_{\mathrm{OS}}} = \frac{u_k}{100\,\%}\,\frac{U_{r_{US}}\,U_{r_{US}}}{I'_{\mathrm{OS}}\,U_{r_{\mathrm{US}}}} = \frac{u_k\,U^2_{r_{\mathrm{US}}}}{100\,\%\,S_r} \quad . \tag{9.24}$$

Für den Betrag der oberspannungsseitig gemessenen Kurzschlussimpedanz gilt sinngemäß

$$Z_{k_{\mathrm{OS}}} = \frac{U_{k_{\mathrm{OS}}}}{I'_{\mathrm{US}}} = \frac{u_k}{100\,\%}\,\frac{U_{r_{\mathrm{OS}}}}{I'_{\mathrm{US}}} = \frac{u_k}{100\,\%}\,\frac{U_{r_{OS}}\,U_{r_{OS}}}{I'_{\mathrm{US}}\,U_{r_{\mathrm{OS}}}} = \frac{u_k\,U^2_{r_{\mathrm{OS}}}}{100\,\%\,S_r} \quad . \tag{9.25}$$

Im Rahmen der konstruktiven, rechnerischen Auslegung eines Transformators wird die Kurzschlussimpedanz aus den *Spulenabmessungen* und insbesondere der *Streukanalbreite* zwischen Primär- und Sekundärwicklung berechnet, was hier jedoch nicht vertieft werden soll.

Bei Hochspannungstransformatoren und Mittelspannungstransformatoren großer Leistung gilt $X_k \gg R_k$, so dass meist gesetzt wird

$$\underline{Z}_k = jX_k \qquad \text{bzw.} \qquad Z_k = X_k \quad . \tag{9.26}$$

Bei Mittelspannungstransformatoren kleiner Leistung und insbesondere in Niederspannungsnetzen werden Real- und Imaginärteil getrennt berücksichtigt, dass heißt

$$\underline{Z}_k = R_k + jX_k \quad . \tag{9.27}$$

Die *Kurzschlussresistanz* R_k berechnet man aus der im Kurzschlussversuch aufgenommenen wattmetrisch ermittelten Wirkleistung P_k,

$$R_k = R_1 + R'_2 = \frac{P_k}{I^2_{1_r}} \quad . \tag{9.28}$$

Damit die Kurzschlussresistanz R_k möglichst genau bestimmt werden kann, wird beim Kurzschlussversuch der Nennstrom eingestellt, so dass die erwärmungsbedingte Erhöhung des Wicklungswiderstands erfasst wird. Wegen $I_{US}/I_{OS} = \ddot{u}$ fließt beim Kurzschlussversuch sowohl auf der Sekundärseite als auch auf der Primärseite Nennstrom.

Mit R_k berechnet sich die Kurzschlussreaktanz X_k zu

$$X_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2} \qquad \text{bzw.} \qquad x_k = \sqrt{z_k^2 - r_k^2} \quad . \tag{9.29}$$

9.2.4 Zeigerdiagramme des Kurzschlussersatzschaltbilds

Mit dem Kurzschlussersatzschaltbild lässt sich sehr anschaulich das belastungsabhängige Betriebsverhalten durch Zeigerdiagramme darstellen. Dabei werden für eine rein qualitative Betrachtung die inneren Spannungsabfälle zur Verdeutlichung meist überproportional groß gezeichnet. Dies gilt insbesondere für den ohmschen Spannungsabfall an der Kurzschlussresistanz. Ferner werden die sekundären Größen auf die Primärseite bezogen, damit sie zeichnerisch von gleicher Größenordnung wie die Primärgrößen sind.

Beginnend mit der bezogenen Ausgangsspannung $\underline{U}'_2$ und einem vorgegebenen Belastungsstrom $\underline{I}'_2$ lassen sich vier typische Zeigerdiagramme für *kapazitive*, *ohmsche*, *induktive* und *ohmsch-induktive* Belastung zeichnen, Bild 9.20.

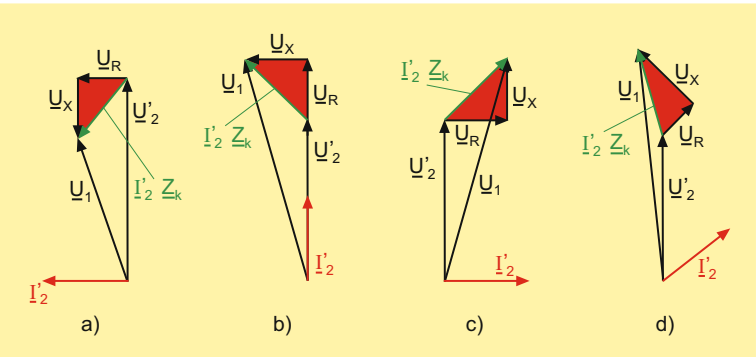


Bild 9.20. Zeigerdiagramme des Kurzschlussersatzschaltbilds für a) rein kapazitive, b) rein ohmsche, c) rein induktive Belastung und d) ohmisch/induktiv gemischte Belastung (nicht maßstäblich, rot eingefärbt: *Kappsches Dreieck*).

Der vorgegebene Belastungsstrom $\underline{I}'_2$ erzeugt an R_k einen in gleicher Richtung verlaufenden ohmschen Spannungsabfall $\underline{U}_R$ und an der Kurzschlussreaktanz X_k einen um 90° gegen den Uhrzeigersinn gedrehten Blindspannungsabfall $\underline{U}_X$. Die Basis des von $\underline{U}_R$ und $\underline{U}_X$ gebildeten Dreiecks, so genanntes *Kappsches Dreieck*, ist der Spannungsabfall $\underline{U}_k = \underline{I}'_2 \underline{Z}_k$ an der Kurzschlussreaktanz.

Für gemischt *ohmsch-kapazitive* Lasten verfährt man entsprechend. Hierbei ist zu beachten, dass bei *kapazitiver* oder gemischt *ohmsch-kapazitiver* Last statt des *Spannungsabfalls* eine *Spannungserhöhung* auftritt. Man spricht daher allgemein vom *Spannungsunterschied*, der positiv oder negativ sein kann.

9.2.5 Kurzschlussersatzschaltbild für Dreiwicklungstransformatoren

Aus wirtschaftlichen Gründen werden auch *Dreiwicklungs-Drehstromtransformatoren* gebaut. Sie besitzen je Phase *eine Primärwicklung* und *zwei Sekundärwicklungen* mit in der

Regel unterschiedlichen Windungszahlen. Dreiwicklungstransformatoren kommen bei der *Kraftwerkseigenversorgung* (Option *zweier Ausgangsspannungen*) und dem Ankoppeln von Kondensatoren zur *Blindleistungskompensation* oder wegen der Aufteilung bzw. Begrenzung der Kurzschlussleistung zum Einsatz. Ferner kann die so genannte *Tertiärwicklung* als *Ausgleichswicklung* ausgelegt werden und ermöglicht dann eine unsymmetrische Belastung in Stern geschalteter Transformatorwicklungen (9.5.2). Basierend auf drei Kurzschlussmessungen, bei denen jeweils eine Wicklung offen bleibt, ergibt sich dann sinngemäß ein Kurzschlussersatzschaltbild des Dreiwicklungstransformators gemäß Bild 9.21.

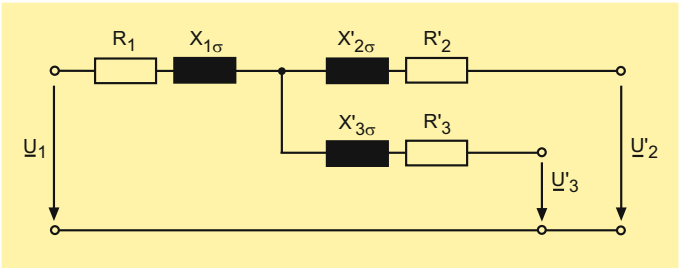


Bild 9.21. Kurzschlussersatzschaltbild eines Dreiwicklungstransformators.

Abschließend sei vermerkt, dass alle oben angestellten Überlegungen nur für das stationäre Betriebsverhalten bei 50 Hz bzw. 60 Hz gelten. Bei schnell veränderlichen Vorgängen wie *Blitzüberspannungen* oder *Schaltüberspannungen* macht sich der Einfluss der *Wicklungskapazitäten* bemerkbar. Für diese nichtstationären Vorgänge existieren aufwendige Kettenleiter- und Leitungsersatzschaltbilder im umfangreichen Fachschrifttum.

9.3 Kaskadierte und parallel geschaltete Transformatoren

9.3.1 Kaskadierte Transformatoren

In Elektroenergiesystemen sind die einzelnen Netzebenen durch Netzkupplungstransformatoren miteinander verbunden. Beispielsweise ist ein Verbraucher $\underline{Z}_V$ an der Sekundärseite eines Verteiltransformators 10 kV/400 V angeschlossen, der seinerseits mit der Sekundärseite eines Netztransformators 10 kV/110 kV verbunden ist, Bild 9.22a. Von beiden Transformatoren sei das Ersatzschaltbild bzw. die oberspannungseitig gemessene Kurzschlussimpedanz bekannt, Bild 9.22b.

Um ein Ersatzschaltbild mit *galvanisch* gekoppelten Kurzschlussimpedanzen zeichnen zu können und zur Elimination der Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren sind alle Impedanzen und Spannungen auf eine einheitliche Spannungsebene, so genanntes *Basisnetz*, umzurechnen. Gewöhnlich wird diejenige Spannungsebene als Bezugsspannung gewählt, für die Last- oder Kurzschlussströme berechnet werden sollen. Unter der Annahme, dass beide Kurzschlussimpedanzen mittels Einspeisung auf der Oberspannungsseite gemessen wurden, erhalten wir bei Wahl des 110 kV-Netzes als Basisnetz

$$\underline{Z}_{k\mathrm{I}_{110}} = \text{konst.} \quad \underline{Z}_{k\mathrm{II}_{110}} = \underline{Z}_{k\mathrm{II}} \cdot \ddot{\mathrm{u}}_{\mathrm{I}}^2 \quad \underline{Z}_{V_{110}} = \underline{Z}_V \cdot \ddot{\mathrm{u}}_{\mathrm{I}}^2 \cdot \ddot{\mathrm{u}}_{\mathrm{II}}^2 \quad . \tag{9.30}$$

Ferner rechnen wir noch die Verbraucherspannung $\underline{U}_V = 400\ V$ auf die Bezugsebene 110 kV um

$$\underline{U}_{V_{110}} = \underline{U}_V \cdot \ddot{\mathrm{u}}_{\mathrm{I}} \cdot \ddot{\mathrm{u}}_{\mathrm{II}} \quad . \tag{9.31}$$

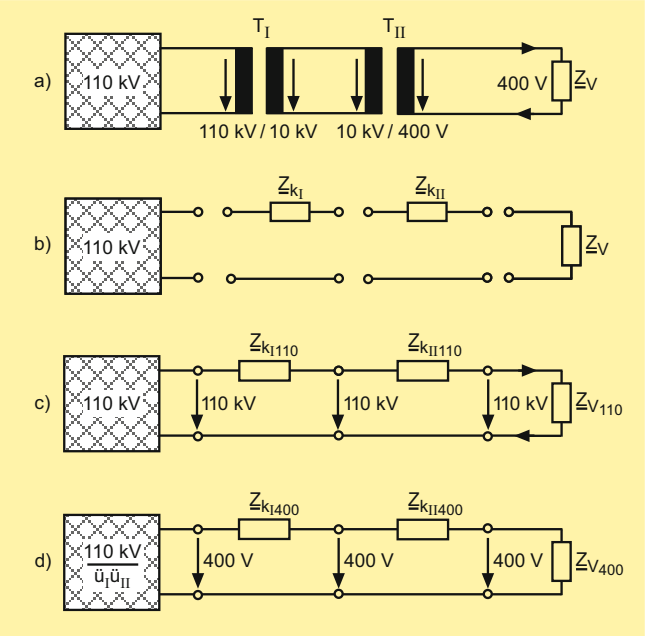


Bild 9.22. Kaskadierte Transformatoren. a) Physikalisches Schaltbild, b) nicht galvanisch eingebundene Kurzschlussimpedanzen, c) Kurzschlussersatzschaltbild umgerechnet auf Spannungsebene 110 kV, d) Kurzschlussersatzschaltbild umgerechnet auf Spannungsebene 400 V.

Alternativ erhält man bei Wahl des 400 V-Netzes als Basisnetz

$$\underline{Z}_{k\mathrm{I}_{400}} = \underline{Z}_{k\mathrm{I}} \,/\, (\ddot{u}_{\mathrm{I}}^2 \cdot \ddot{u}_{\mathrm{II}}^2) \qquad \underline{Z}_{k\mathrm{II}_{400}} = \underline{Z}_{k\mathrm{II}} \,/\, \ddot{u}_{\mathrm{II}}^2 \qquad \underline{Z}_{V_{400}} = \text{konst.} \quad , \tag{9.32}$$

und

$$\underline{U}_{\mathrm{Netz}_{400}} = \underline{U}_{\mathrm{Netz}} \,/\, (\ddot{u}_{\mathrm{I}} \cdot \ddot{u}_{\mathrm{II}}) \quad . \tag{9.33}$$

Erst nach diesen Umrechnungen können die Schnittstellen Netz/$\underline{Z}_{k\mathrm{I}}$ sowie $\underline{Z}_{k\mathrm{I}} \,/\, \underline{Z}_{k\mathrm{II}}$ und $\underline{Z}_{k\mathrm{II}} \,/\, \underline{Z}_V$ in einem Ersatzschaltbild miteinander galvanisch verbunden gezeichnet werden (Bild 9.22c und d).

Die auf die Bezugsimpedanz $Z_{\mathrm{ref}} = U_r^2 \,/\, S_r$ bezogene Kurzschlussimpedanz eines Transformators besitzt einen konstanten Wert unabhängig davon, ob als Bezugsgröße die primären oder sekundären Bemessungsgrößen genommen werden. Dies bedeutet nicht, dass beim Kaskadieren von Transformatoren einfach deren bezogene Kurzschlussimpedanzen addiert bzw. galvanisch miteinander verbunden werden könnten,

$$\underline{z}_{tot} \neq \underline{z}_{k_1} + \underline{z}_{k_2} \quad . \tag{9.34}$$

Schließlich geht ja in die bezogene Kurzschlussimpedanz die jeweilige *Transformatorleistung* S_r ein. In einem Netz mit mehreren Transformatoren gibt es aber nur eine Bezugsleistung S_{Ref}. Um eine prozentuale Kurzschlussimpedanz eines Transformators auf ein Basisnetz umzurechnen, muss die auf *Bemessungsgrößen* des Transformators bezogene Kurzschlussimpedanz

$$\underline{z}_k = \frac{\underline{Z}_k}{Z_{\mathrm{ref}}} = \underline{Z}_k \, \frac{S_r}{U_r^2} \tag{9.35}$$

zunächst wieder auf ihren Absolutwert rückgerechnet und dieser dann auf die Referenzgrößen des gewählten Basisnetzes bezogen werden

$$\underline{z}_{k_{\text{Basis}}} = \underline{z}_k \frac{U_r^2}{S_r} \frac{1}{Z_{\text{Basis}}} = \underline{Z}_k \frac{1}{Z_{\text{Basis}}} = \underline{Z}_k \frac{S_{\text{Basis}}}{U_{\text{Basis}}^2} \quad . \tag{9.36}$$

Auch die prozentualen *Kurzschlussspannungen* dürfen nicht einfach addiert werden.

Vielmehr gilt, beispielsweise aus Sicht des Verbrauchers im 400 V-Basisnetz, für die totale bezogene Kurzschlussspannung

$$u_{k_{tot}} = u_k \,/\, \ddot{u}_{\text{II}} + u_{k_{\text{II}}} \quad . \tag{9.37}$$

Von diesen Überlegungen wird im Rahmen der Lastflussrechnung und der Kurzschlussstromberechnung umfassend Gebrauch gemacht (s. a. Kapitel 19).

9.3.2 Parallelbetrieb von Transformatoren

Bei gestiegenem Leistungsbedarf oder der Forderung zur Aufteilung der Kurzschlussleistung (Kapitel 19) sowie zur Erreichung des n-1-Prinzips werden Transformatoren häufig in *Parallelschaltung* betrieben, Bild 9.23.

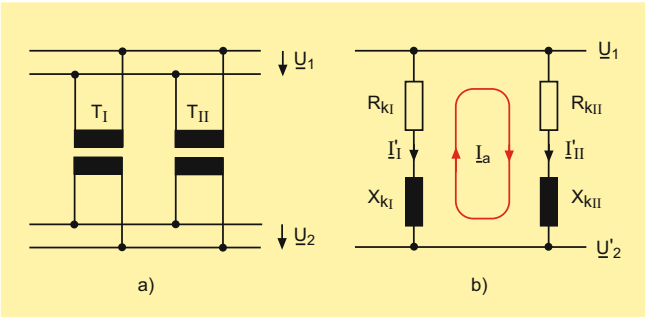


Bild 9.23. Parallel betriebene Transformatoren.

Ein technisch einwandfreier Parallelbetrieb ist an folgende Voraussetzungen geknüpft:

– Beide Übersetzungen und sekundären Leerlaufspannungen müssen den gleichen *Betrag* und die gleiche *Phasenlage* besitzen, da ein etwaiger Spannungsunterschied bereits im Leerlaufbetrieb in der in Bild 9.23b rot gezeichneten Masche einen permanenten Ausgleichsstrom verursachen würde. Es können aber auch Transformatoren parallel geschaltet werden, deren Schaltgruppen-Kennzahl sich um 6 unterscheidet, beispielsweise Dyn 5 mit Dyn 11 (9.5.3.1). Bei Parallelschaltung von Dyn 5 mit Yzn 5 ist jedoch zu beachten, dass die Sternpunktbelastung des Transformators Yzn 5 wegen seiner kleinen Nullimpedanz überproportional mehr Leistung übernimmt.

– Beide Kurzschlussimpedanzen müssen näherungsweise gleich groß sein, damit eine zum Verhältnis zur Nennscheinleistung der beiden Transformatoren proportionale Aufteilung der Last erfolgt. Bei gleichen Sekundärspannungen gilt

$$\frac{\underline{I}_I}{\underline{I}_{II}} = \frac{\underline{Z}_{kII}}{\underline{Z}_{kI}} \quad . \tag{9.38}$$

– Beide Sekundärspannungen müssen auch unter Belastung gleich sein, was bedeutet, dass beide Transformatoren die gleiche relative Kurzschlussspannung besitzen müssen (s. a. Bild 9.23). Alternativ kann man dem Transformator mit der kleineren Kurzschlussspannung eine Drosselspule vorschalten, die den Gesamtspannungsabfall dem des parallelen Transformators angleicht.

Die oben genannten Bedingungen können nicht perfekt eingehalten werden, da beispielsweise je nach dem Eisen/Kupferverhältnis bei gleicher relativer Kurzschlussspannung die Verhältnisse $R_{kI} \,/\, R_{kII}$ und $X_{kI} \,/\, X_{kII}$ nicht zwingend gleich sein müssen. Generell sollten sich die Leistungen paralleler Transformatoren nicht zu sehr unterscheiden.

9.4 Spartransformatoren

Spartransformatoren kommen in Höchstspannungsnetzen in Form so genannter *Transformatorbänke* zum Einsatz. Grundsätzlich bestehen sie aus nur einer Wicklung mit einer Anzapfung, Bild 9.24.

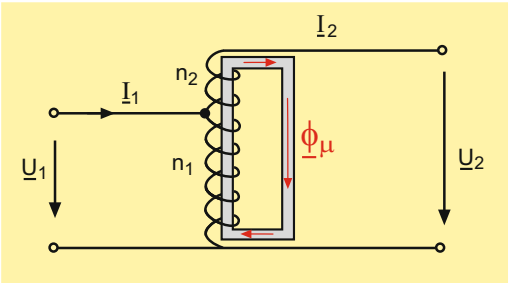


Bild 9.24. Prinzip des Spartransformators.

Die angelegte Spannung $\underline{U}_1$ treibt durch die Wicklung mit der Windungszahl n_1 einen Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$, der mit einem Fluss $\underline{\phi}_\mu$ und einer *Selbstinduktionsspannung* $\underline{E}_W$ in jeder Windung verknüpft ist. Der Magnetisierungsfluss $\underline{\phi}_\mu$ durchdringt auch die Windungen n_2 und induziert dort in jeder *Windung* die gleiche Windungsspannung $\underline{E}_W$. Die Höhe der Sekundärspannung beträgt dann $\underline{U}_2 = (n_1 + n_2)\,\underline{E}_W$.

Primär- und Sekundärspannungen entsprechen dem jeweiligen Windungszahlenverhältnis wie bei Volltransformatoren,

$$\frac{\underline{U}_1}{\underline{U}_2} = \frac{n_1}{n_1 + n_2} \quad . \tag{9.39}$$

Da ein Teil der Leistung galvanisch übertragen wird, unterscheidet man zwischen *Durchgangsleistung* $\underline{S}_D$ und *Bauleistung* $\underline{S}_B$. Erstere ist mit der gewohnten Scheinleistung

$$\underline{S}_r = \underline{U}_r \underline{I}_r$$

des Volltransformators vergleichbar, letztere hängt vom Windungszahlenverhältnis ab und ist immer kleiner als die *Durchgangsleistung*. Für ü = 1 wird die gesamte Leistung galvanisch übertragen, die Bauleistung würde dann nur durch den Magnetisierungsstrom bestimmt. Man könnte in diesem Fall sogar auf die Wicklung ganz verzichten und die

Bauleistung wäre dann sogar $\underline{S}_B = 0$. Für ü $\neq 0$ verhalten sich die beiden Leistungen im Idealfall (ohne Streuung etc.) gemäß

$$\frac{\underline{S}_B}{\underline{S}_0} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_2}{\underline{U}_1} \quad . \tag{9.40}$$

Für den Einsatz von Spartransformatoren spricht offensichtlich der geringere Materialaufwand. Ferner die Tatsache, dass durch die Modularisierung eine durch das Bahnprofil oder andere Transporthindernisse bestimmte Grenzleistung überschritten werden kann.

9.5 Drehstromtransformatoren

9.5.1 Kernbauformen

Abgesehen von den Einphasentransformatoren des 16 2/3 Hz-Systems der Bundesbahn oder einphasigen Verteiltransformatoren (USA) kommen in Elektroenergiesystemen ausschließlich *Drehstromtransformatoren* zum Einsatz. Bei diesen befinden sich die Ober- und Unterspannungswicklungen der drei Phasen auf drei durch *Joche* miteinander verbundenen Schenkeln eines gemeinsamen Eisenkreises. Man unterscheidet *Drei-* und *Fünfschenkeltransformatoren*, Bild 9.25.

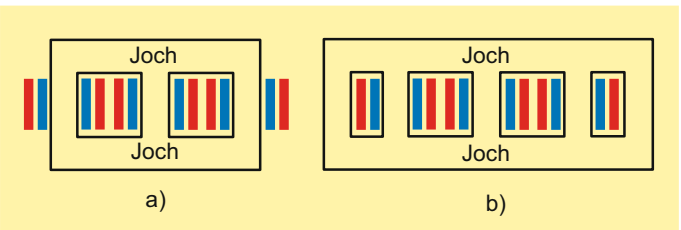


Bild 9.25. a) *Dreischenkel*-Drehstromtransformator, b) *Fünfschenkel*-Drehstromtransformator. Die Unterspannungswicklung (blau) ist unmittelbar auf den Schenkeln des Eisenkerns angeordnet, die Hochspannungswicklung (rot) umgibt, getrennt durch den erforderlichen *Isolationskanal*, die Primärwicklung konzentrisch.

Bei Dreischenkeltransformatoren ergänzen sich im symmetrischem Betrieb die Flüsse der drei Schenkel in den Jochen zu Null.

Fünfschenkeltransformatoren besitzen zwei zusätzliche, *wicklungsfreie* Schenkel, die einen unabhängigen zusätzlichen *Rückschluss* für den magnetischen Fluss bilden, was Auswirkungen auf ihre *Sternpunktbelastbarkeit* und die *Nullimpedanz* hat (s. a. 9.5.2). Ferner besitzen Fünfschenkeltransformatoren einen geringeren Eisenquerschnitt im Joch und erlauben eine niedrigere Bauhöhe (höhere Grenzleistung).

In Höchstspannungsnetzen werden auch drei *Einphasenspartransformatoren* zu einer dreiphasigen *Transformatorbank* zusammengeschaltet, Bild 9.26.

Für ein gegebenes Transportprofil lassen drei einphasige Spartransformatoren größere Transformatordrehstromleistungen zu, sind kostengünstiger und vereinfachen darüber hinaus die Reservehaltung.

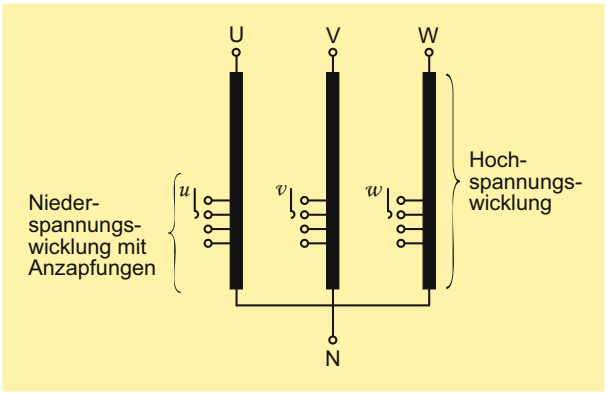


Bild 9.26. Schaltprinzip einer *Transformatorbank* bestehend aus drei einphasigen Spartransformatoren mit Regelanzapfungen (s. a. 9.8).

Während beim Dreischenkeltransformator alle drei Flüsse miteinander magnetisch gekoppelt sind und sich im Joch näherungsweise zu Null ergänzen (*erzwungener magnetischer Rückschluss*), unterliegen bei Transformatorbänken die Flüsse der einzelnen Phasen keiner magnetischen Kopplung und können sich daher unabhängig voneinander ausbilden (*freier magnetischer Rückschluss*). In geringerem Umfang gilt dies auch beim Fünfschenkeltransformator auf Grund seiner beiden äußeren, unbewickelten Schenkel. Während also bei Transformatoren mit erzwungenem magnetischem Rückschluss die drei Wicklungsstränge auf der Ober- oder Unterspannungsseite *elektrisch* und *magnetisch* miteinander gekoppelt sind, liegt bei Transformatoren mit freiem magnetischem Rückschluss nur elektrische Kopplung vor. Die Art der magnetischen Kopplung hat wesentlichen Einfluss auf die *Transformatornullimpedanz* (9.5.3.2) und die *Sternpunktbelastbarkeit* (9.5.2.1 und 12.1).

9.5.2 Schaltgruppen

Die Wicklungsstränge der Ober- und Unterspannungsseite von Drehstromtransformatoren können in *Stern-*, *Dreieck-* oder *Zick-Zack-Schaltung* miteinander verbunden werden. Die verschiedenen möglichen Kombinationen werden durch Angabe der so genannten *Schaltgruppe* gekennzeichnet. Bei Stern/Stern- oder Dreieck/Dreieck-Schaltung entspricht der Betrag des Übersetzungsverhältnisses der ober- und unterspannungsseitigen *Nennspannungen* dem *Windungszahlenverhältnis* der ober- und unterspannungsseitigen Wicklungsstränge. Für andere Schaltungskombinationen unterscheidet sich das Übersetzungsverhältnis vom Windungszahlenverhältnis um die Faktoren $\sqrt{3}$ oder $1/\sqrt{3}$. Ferner tritt in der Regel eine Phasendrehung zwischen Ober- und Unterspannung auf, die das Übersetzungsverhältnis komplex werden lässt, das heißt, $\underline{\ddot{u}} = a + jb$. Bei der Parallelschaltung von Transformatoren ist dann darauf zu achten, dass zwischen ihrer Unter- und Oberspannung die gleiche Phasendrehung herrscht.

Die große Zahl unterschiedlich verschalteter Ober- und Unterspannungswicklungen und deren mögliche Kombinationen hat vielfältige Gründe. Zunächst kommt für *Hochspannungswicklungen*, beispielsweise von *Netzkupplungstransformatoren*, vorrangig die Sternschaltung in Frage, weil dann die Längsisolation der Wicklungen nur für die Spannung $\underline{U}_{\text{Strang}} = \underline{U}_n / \sqrt{3}$ ausgelegt werden muss, Bild 9.27a. Sinngemäß kommt bei *Hochstromwicklungen*, beispielsweise auf der Primärseite von Maschinentransformatoren, vorrangig die Dreieckschaltung in Frage, weil dann die Leiterquerschnitte nur für den Strom $\underline{I}_{\text{Strang}} = \underline{I}_n / \sqrt{3}$ ausgelegt werden müssen, Bild 9.27b.

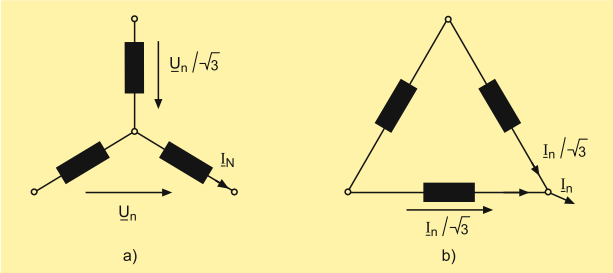


Bild 9.27. Stern- und Dreieckschaltung von Transformatorwicklungen.

Geht man andererseits von drei Wicklungssträngen mit *eingeprägter Strangspannung* $\underline{U}_{\text{Strang}}$ aus, die einmal in Stern, einmal in Dreieck geschaltet werden, so gilt für die Spannung an den außen zugänglichen Klemmen eines Betriebsmittels für die *Sternschaltung*

$$\underline{U}_{\text{Stern}} = \sqrt{3}\,\underline{U}_{\text{Strang}} \tag{9.41}$$

und für die *Dreieckschaltung*

$$\underline{U}_{\text{Dreieck}} = \underline{U}_{\text{Strang}} \quad . \tag{9.42}$$

Es gibt noch eine Reihe weiterer triftiger Gründe für die eine oder andere Schaltung bzw. Kombinationen der Schaltungen der Primär- und Sekundärwicklungen, die beispielsweise mit der *Sternpunktbehandlung* bzw. *Sternpunktbelastbarkeit* oder der Anwendung als *Stromrichtertransformator* zusammenhängen. Bild 9.28 zeigt einige häufig anzutreffende Schaltgruppen. Oberspannungsseitige Zick-Zack-Schaltungen sind nicht aufgeführt, weil für diese in der Energieversorgung kein Bedarf besteht.

Kenngrößen / Schaltgruppe	OS	US	Übersetzungsverhältnis	Anwendung
Yy 0	U V W	u v w	$\ddot{u} = \frac{n_1}{n_2}$	Transportnetze
Dy 5	U V W	x y z	$\underline{\ddot{u}} = \frac{n_1}{\sqrt{3}\,n_2}\,e^{j150°}$	Große Verteiltransformatoren
Yd 5	U V W	x y z	$\underline{\ddot{u}} = \frac{\sqrt{3}\,n_1}{n_2}\,e^{j150°}$	Maschinentransformatoren
Dy 11	U V W	u v w	$\underline{\ddot{u}} = \frac{n_1}{\sqrt{3}\,n_2}\,e^{j330°}$	Große Verteiltransformatoren
Yd 11	U V W	u v w	$\underline{\ddot{u}} = \frac{\sqrt{3}\,n_1}{n_2}\,e^{j330°}$	Maschinentransformatoren
Yz 5	U V W	x y z	$\underline{\ddot{u}} = \frac{2\,n_1}{\sqrt{3}\,n_2}\,e^{j150°}$	Kleine Verteiltransformatoren

Bild 9.28. Häufig verwendete *Schaltgruppen*; $\underline{\ddot{u}}$: Übersetzungsverhältnis der an den äußeren Transformatorklemmen liegenden Nennspannungen (verkettete Spannungen) auf der Ober- und Unterspannungsseite. Die Indizes 1 und 2 der Windungszahlen implizieren eine Einspeisung auf der Oberspannungsseite.

Von den zahlreichen möglichen Kombinationen sollen hier *vier* bevorzugte Schaltgruppen vorgestellt und die technischen Gründe für ihre Wahl erläutert werden,

$$\text{Yy0}, \quad \text{Dy5}, \quad \text{Yd5}, \quad \text{Yz5} \quad .$$

Im Einzelnen steht Y für *Sternschaltung*, D für *Dreieckschaltung* und Z für *Zick-Zack-Schaltung*, wobei die *Oberspannungswicklung* stets durch Großbuchstaben, die *Unterspannungswicklung* durch Kleinbuchstaben gekennzeichnet wird. Falls der Transformatorsternpunkt einer in Stern geschalteten Wicklung zugänglich ist, wird dies durch Hinzufügen von N bzw. n kenntlich gemacht. Die *Kennzahl* k steht für das Vielfache von 30°, um das die verketteten Spannungen (Zeiger) der *Unterspannungsseite* den gleichnamigen Spannungen (Zeigern) der *Oberspannungsseite* nacheilen.

Letzteres sei am Beispiel der Schaltung Yd5 für ein Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = n_1/n_2 = 1,5$ veranschaulicht, Bild 9.29 (s. a. Anhang B).

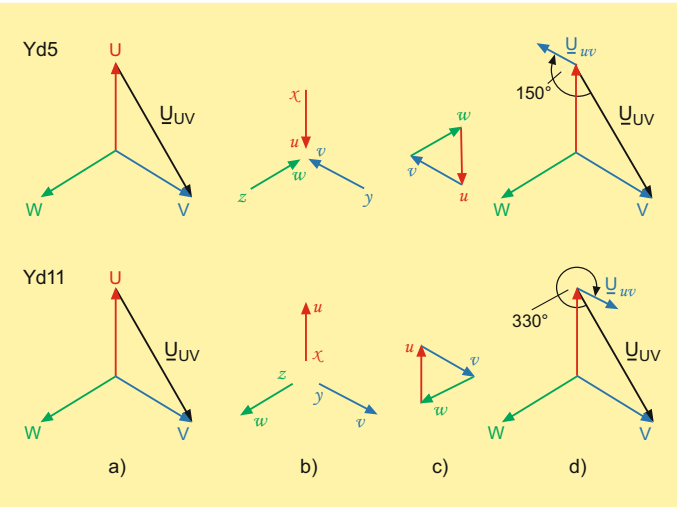


Bild 9.29. Phasendrehung von Drehstromtransformatoren gezeigt am Beispiel der Schaltgruppen Yd5 (oben) und Yd11 (unten). Für Yd5 beträgt die Phasendrehung 150°, für Yd11 330° .

Zwischen den Klemmen U und V der Sternschaltung auf der Oberspannungsseite liegt die *Außenleiterspannung* bzw. *verkettete Spannung* $\underline{U}_{UV}$, Bild 9.29a. Da die induzierten Strangspannungen zweier auf ein und demselben Schenkel angeordneten Wicklungen je nach Wicklungssinn bzw. Polung nur eine Phasenverschiebung von 0° oder 180° haben können, besitzen die *Strangspannungszeiger* der Unterspannungsseite bis auf das Vorzeichen zwingend die gleiche Richtung wie die Strangspannungszeiger auf der Oberspannungsseite, Bild 9.29b oben und unten.

Beim Verbinden der drei Wicklungsstränge der Unterspannungsseite zu einer Dreieckschaltung erhält man das zugehörige Zeigerdiagramm durch *Parallelverschieben* der in Bild 9.29b gezeigten Strangspannungen zu einem Dreieck, Bild 9.29c. Die Strangspannungen der Unterspannungsseite, die ja wegen der Dreieckschaltung mit deren Außenleiterspannungen identisch sind, eilen den Außenleiterspannungen der Oberspannungsseite um 150° bzw. 330° nach. Dies ist in Bild 9.29d durch den Winkel zwischen der Außenleiterspannung $\underline{U}_{UV}$ der Oberspannungsseite und der durch Parallelverschieben entstandenen Außenleiterspannung $\underline{U}_{uv}$ der Unterspannungsseite aus Bild 9.29c ersichtlich. Nach Vertauschen der Wicklungsanschlüsse lassen sich die Schaltgruppen Yd5 und Yd11 parallelschalten.

Es ist davon abzuraten, die Phasenverschiebung bzw. die Kennzahl k über die „*Sternspannungen*“ der Ober- und Unterspannungsseite zu definieren, weil dies nur bei Stern/Stern-Schaltung von Ober- und Unterspannungswicklung Sinn macht. Bei Dreieckschaltungen ist ein Sternpunkt bzw. eine Sternspannung *eo ipso* nicht definiert. Zweckmäßiger ist die Definition der Phasendrehung als Winkel zwischen den gleichnamigen *verketteten Spannungen* der Ober- und Unterspannungsseite, um die es beim Parallelschalten von Transformatoren ja tatsächlich geht.

Wenn die Außenleiterspannungen der Ober- und Unterspannungswicklungen eine von 0° oder 180° verschiedene Phasendrehung bzw. eine von Null abweichende Kennzahl aufweisen und damit diese Transformatoren *phasendrehend* sind, dann nicht weil sie etwa hierfür speziell konstruiert wurden, sondern weil schlicht die unterschiedliche Verschaltung der Strangspannungen auf der Ober- und Unterspannungsseite zwangsläufig zu einer von 0° verschiedenen Phasenverschiebung der jeweiligen Außenleiterspannungen führt.

Bei allen Schaltgruppen berechnet sich das Übersetzungsverhältnis der ober- und unterspannungsseitigen *Strangspannungen* eines Schenkels, wie vom Einphasentransformator her gewohnt, als Verhältnis der ober- und unterspannungsseitigen Windungszahlen. Da aber für den betrieblichen Einsatz nicht die *Strangspannungen*, sondern die *Klemmenspannungen* bzw. *Außenleiterspannungen* maßgebend sind, kommt bei jeweils nur einer in Stern geschalteten Wicklung noch der Faktor $1/\sqrt{3}$ hinzu, bei der Zick-Zack-Schaltung $2/\sqrt{3}$ (Bild 9.28). Besitzen die Transformatoren auf Grund unterschiedlicher Verschaltung der Ober- und Unterspannungswicklungen eine Phasendrehung, wird das Übersetzungsverhältnis komplex. Im Exponenten der e-Funktion taucht dann als Argument je nach Kennzahl das k-fache von 30° auf (Bild 9.28). Es gilt dann

$$\underline{U}_{\mathrm{US}} = \frac{1}{\ddot{\mathrm{u}}}\,\underline{U}_{\mathrm{OS}}\; e^{jk30^\circ} = \frac{1}{\ddot{\mathrm{u}}}\,\underline{U}_{\mathrm{OS}} \angle\, k\,30^\circ \quad . \tag{9.43}$$

Die Phasendrehung spielt in voneinander isoliert betriebenen Strahlennetzen keine Rolle. In vermaschten Netzen und bei der Parallelschaltung von Transformatoren können jedoch nur Transformatoren gleicher Phasendrehung miteinander kombiniert werden (s. a. 9.3.1). Alternativ lässt sich die Phasendrehung in einem komplexen Übersetzungsverhältnis $\underline{\ddot{u}}$ berücksichtigen, wovon bei Netzberechnungen oft Gebrauch gemacht wird.

9.5.2.1 Schaltgruppe Yy0

Diese Schaltgruppe ist ideal für Höchstspannungswicklungen, beispielsweise Netzkupplungstransformatoren 380 kV/220 kV. Sie führt jedoch bei unsymmetrischer Belastung, z. B. *Erdschluss* bzw. *Erdkurzschluss* zu starker *Sternpunktverlagerung* (s. a. Kapitel 12). Bild 9.30 zeigt das Ersatzschaltbild eines Transformators der Schaltgruppe Yy0 bei unsymmetrischer Belastung.

Wie im Abschnitt 9.1 ausführlich erläutert, muss bei einem Transformator im Leerlauf und bei Belastung stets das magnetische Gleichgewicht gewahrt sein. Das heißt, im Eisenkreis herrscht unabhängig vom Belastungszustand immer der gleiche vom Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ hervorgerufene magnetische Fluss $\underline{\phi}_{1h}$. Ein von einem Belastungsstrom $\underline{I}_2$ hervorgerufener zusätzlicher Fluss $\underline{\phi}_{2h}$ wird selbsttätig von einem zusätzlichen Primärfluss $\Delta\underline{\phi}_{1h}$ kompensiert. Bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstroms gilt stets $n_1\underline{I}_1 - n_2\underline{I}_2 = 0$ und damit $\Delta\underline{\phi}_{1h} - \underline{\phi}_{2h} = 0$. Hierbei ist $\underline{I}_1$ der über den Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ hinaus *zusätzlich* aufgenommene Primärstrom „$\Delta\underline{I}_1$“ $= \underline{I}_1$ (für $\underline{I}_\mu := 0$). Die Durchflutungen $n_2\underline{I}_2$ des Belastungsstroms und $n_1\underline{I}_1$ des primären Zusatzstroms heben sich gegenseitig auf.

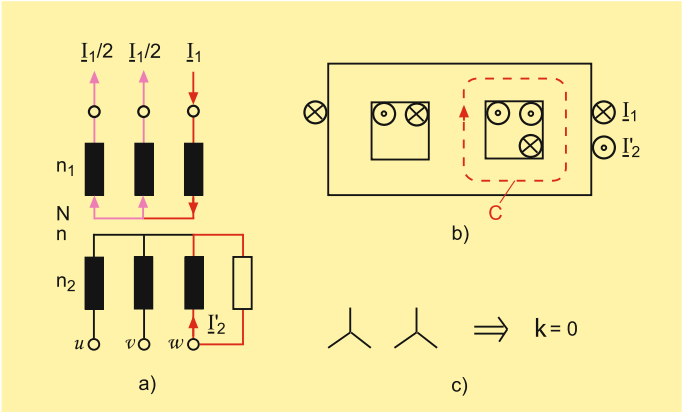


Bild 9.30. Transformator Yy0 mit unsymmetrischer Belastung. a) Ersatzschaltbild, b) Durchflutungen $n_\nu \underline{I}_\nu$, C Integrationsweg, c) Phasenverschiebung zwischen Primär- und Sekundärspannung im symmetrischen Betrieb.

Auch für die Fenster eines Drehstromtransformators (vgl. Bild 9.11) gilt das magnetische Gleichgewicht. Unter Vernachlässigung des Verschiebungsstroms $\underline{I}_\mu$ erhält man also für die Kontur C in Bild 9.30b:

$$\int_c \Delta \underline{\vec{H}} d\vec{r} = -n_1 \underline{I}_1 + n_1 \underline{I}'_2 - n_1 \underline{I}_1/2 = 0 \quad . \tag{9.44}$$

Hieraus folgt

$$n_1 \underline{I}_1 = n_1 \frac{2}{3} \underline{I}'_2 \qquad \text{bzw.} \qquad n_1 \frac{\underline{I}_1}{2} = n_1 \frac{1}{3} \underline{I}'_2 \quad . \tag{9.45}$$

Nach Kürzen durch n_1 erhalten wir:

$$\underline{I}_1 = \frac{2}{3} \underline{I}'_2 \qquad \text{und} \qquad \frac{\underline{I}_1}{2} = \frac{1}{3} \underline{I}'_2 \quad . \tag{9.46}$$

Die Durchflutung $n_1 \underline{I}_1$ wird also nur durch $\frac{2}{3} n_1 \underline{I}'_2$ (statt $n_1 \underline{I}'_2$) kompensiert. Man beachte, dass bei Drehstromtransformatoren das magnetische Gleichgewicht sich auf die gesamte Durchflutung eines *Fensters*, nicht auf einen einzelnen *Schenkel* bezieht. In allen drei Schenkeln herrscht damit ein nichtkompensierter Fluss $\underline{\phi} \sim \frac{1}{3} n_1 \underline{I}'_2$. Alle drei Flüsse sind in Phase und ergänzen sich im Joch daher nicht zu Null. Vielmehr schließen sich diese Flüsse als *Streuflüsse* von Joch zu Joch über den Transformatorkessel. Die Existenz der drei nichtkompensierten gleichphasigen Flüsse hat folgende Konsequenzen:

– Der Rückschluss des Flusses über den Eisenkessel erzeugt in diesem Wirbelströme, führt zu dessen Erwärmung und damit zu zusätzlichen Eisenverlusten.

– Die nicht kompensierten Flüsse in den Phasen U und V induzieren in den Sekundärwicklungen Spannungen $\Delta \underline{U}_u$ und $\Delta \underline{U}_v$, die sich zu den im Leerlauf herrschenden Strangspannungen addieren.

– Ferner wird in der Phase w eine Spannung $-\Delta \underline{U}_w$ induziert, die die Spannung $\underline{U}_{wN}$ verkleinert. Da die Außenleiterspannungen vom Netz festgehalten werden, kommt es zur extremen Verlagerung des Sternpunkts $n \to n^*$, Bild 9.31.

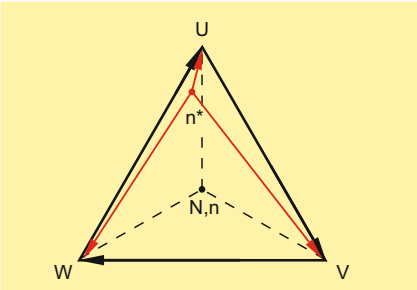


Bild 9.31. Sternpunktverlagerung $n \rightarrow n^*$ bei unsymmetrischer Belastung, gezeichnet für ü = 1.

Die Sternpunktbelastbarkeit von *Dreischenkeltransformatoren* beträgt mit Rücksicht auf die Spannungstoleranz und die dielektrische Beanspruchung der beiden anderen Wicklungen ca. 10 % des Nennstroms. Bei *Fünfschenkeltransformatoren*, *Transformatorbänken* und *Manteltransformatoren* bilden sich auf Grund des geschlossenen Eisenpfades sehr hohe gleichphasige Flüsse aus. Die Spannung $\underline{U}_{nu}$ bzw. $\underline{U}_{n^*u}$ strebt dann gegen Null, die Sternpunktbelastbarkeit dieser Transformatoren beträgt deshalb 0 %.

Selbst im symmetrischen Betrieb ist die Sternschaltung nicht unproblematisch, da die durch 3 teilbaren Oberschwingungen des Magnetisierungsstroms ebenfalls gleichphasige Flüsse hervorrufen. Dies setzt allerdings voraus, dass sich die gleichphasigen Ströme überhaupt ausbilden können, was vom Vorhandensein eines Strompfads zwischen Wicklungs- und Netzsternpunkt abhängt. Beim Fehlen dieses Strompfads (isolierter Sternpunkt) ist andererseits noch nicht viel gewonnen, *da nun der Fluss nicht mehr sinusförmig ist, was zu entsprechenden Oberschwingungen in der Spannung führt.* Zum Netzsternpunkt fließende harmonische Komponenten des Magnetisierungsstroms, wie auch Oberschwingungen in der Spannung, sind in jedem Fall aus Gründen der elektromagnetischen Verträglichkeit zwischen Energie- und Nachrichtenübertragungssystemen unerwünscht.

Eine 100 %ige Sternpunktbelastbarkeit, wie sie in *starr* geerdeten Netzen, Netzen mit Erdschlussspulen oder besonderen EMV-Anforderungen (Elektromagnetischen Beeinflussungen) verlangt wird, lässt sich durch eine dritte Wicklung (*Tertiärwicklung*, s. a. Bild 9.19) erreichen. Man erhält dann die modifizierte Schaltgruppe $Yy0 + d$, Bild 9.32a.

Für die Durchflutungen des rechten Fensters in Bild 9.32 gilt gemäß dem Durchflutungsgesetz für eine Kontur C (Flusspfad um ein Fenster),

$$\oint_C \underline{\vec{H}} d\vec{r} = \sum I = -n_1 \underline{I}_1 - n_1 \underline{I}'_d + n_1 \underline{I}'_2 - n_1 \frac{\underline{I}_1}{2} + n_1 \underline{I}'_d = 0 \quad . \tag{9.47}$$

Primär- und Sekundärdurchflutung heben sich gegenseitig auf, so dass nur der Magnetisierungsstrom übrigbleibt, den wir aber vernachlässigen. Das Durchflutungsintegral nimmt dann den Wert Null an.

Nach Kürzen durch n_1 und Elimination sich kompensierender Terme ergibt sich:

$$\underline{I}_1 - \underline{I}'_2 + \frac{\underline{I}_1}{2} = 0 \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{I}_1 = \frac{2}{3}\,\underline{I}'_2 \quad . \tag{9.48}$$

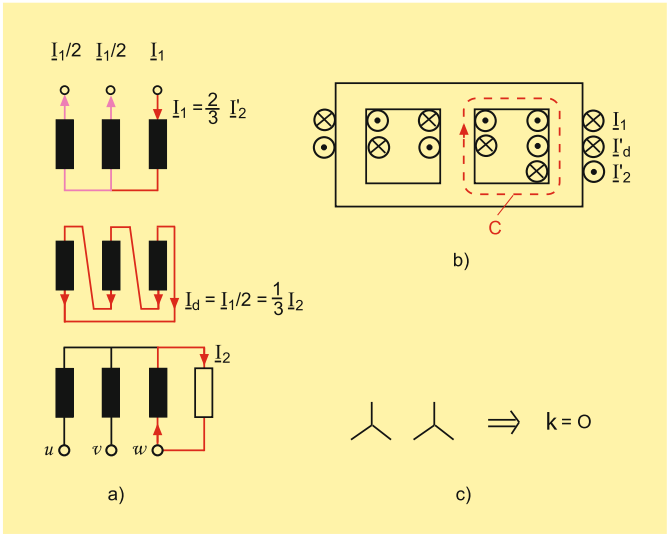


Bild 9.32. Ersatzschaltbild der Schaltgruppe $Yy0 + d$. a) Ersatzschaltbild mit Tertiärwicklung, b) Durchflutungen, c) Phasenverschiebung zwischen Primär- und Sekundärspannung.

Dank der Dreieckwicklung heben sich jetzt auch in jedem *Schenkel* die Flüsse auf, was eine 100 %ige Sternpunktbelastbarkeit ermöglicht. Auch die 3. und 9. Oberschwingungen des Magnetisierungsstroms sind jetzt keine Problem mehr, da sie durch die Dreieckwicklung ebenfalls kompensiert werden.

9.5.2.2 Schaltgruppe Dy5

Wenn der Isolationsaufwand nicht im Vordergrund steht, beispielsweise bei großen Verteiltransformatoren, wählt man gleich eine Dreieck/Stern-Schaltung, Bild 9.33.

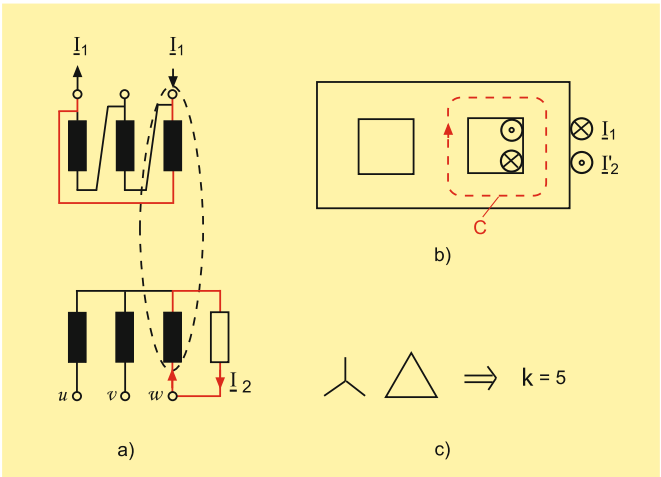


Bild 9.33. a) Ersatzschaltbild der Schaltgruppe Dy5 bei unsymmetrischer Belastung, b) Durchflutungen, c) Phasenverschiebung zwischen Primär- und Sekundärspannung.

Das magnetische Gleichgewicht der unsymmetrisch belasteten Phase w ist *eo ipso* gegeben, weil wie beim Einphasentransformator $n_1\underline{I}_1 = n_2\underline{I}_2$ gilt.

In den beiden anderen Phasen treten keine Zusatzflüsse auf. Hieraus resultiert eine 100 %ige Sternpunktbelastbarkeit. Eine etwaige Verlagerung des Sternpunkts tritt nicht auf. Infolge des herausgeführten Sternpunkts stehen zwei Niederspannungen, beispielsweise 400 V zum Anschluss von Drehstromverbrauchern und 230 V zum Anschluss einphasiger Verbraucher, zur Verfügung.

Die Sekundärspannung eilt der Primärspannung um $5 \cdot 30° = 150°$ nach, wie sich aus Bild 9.29 nachvollziehen lässt.

9.5.2.3 Schaltgruppe Yd5

Diese Schaltgruppe wird für *Maschinentransformatoren* gewählt. Wegen der Dreieckwicklung ihrer Unterspannungsseite sind sie hochspannungsseitig voll sternpunktbelastbar. Die Hochspannungswicklung ist *isolationsfreundlich*, die Niederspannungswicklung *stromfreundlich*.

Wieder gilt bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstroms für alle Fenster $\int_c \underline{\vec{H}} d\vec{r} = 0$.

Für das Fenster der Phasen S und T erhalten wir dann:

$$\int_c \underline{\vec{H}} d\vec{r} = 0 = n_1 \underline{I}_2' - n_1 \underline{I}_d' - n_1 \underline{I}_1 + n_1 \underline{I}_d' - n_1 \frac{\underline{I}_1}{2} \quad . \tag{9.49}$$

Nach Dividieren durch n_1 folgt

$$0 = \underline{I}_2' - \underline{I}_1 - \frac{\underline{I}_1}{2} \tag{9.50}$$

bzw.

$$\underline{I}_2' = \frac{3}{2} \underline{I}_1' \qquad \Rightarrow \qquad \underline{I}_1 = \frac{2}{3} \underline{I}_2' \quad . \tag{9.51}$$

Auf allen Schenkeln kompensieren sich die Zusatzflüsse perfekt. Beispielsweise erhalten wir in der Phase T für eine Windungszahl $n_1 = 1$

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_d' - \underline{I}_2' = 0 \quad , \tag{9.52}$$

$$\frac{2}{3} \underline{I}_2' + \frac{1}{3} \underline{I}_2' - \underline{I}_2' = 0 \quad . \tag{9.53}$$

Auch hier ist das magnetische Gleichgewicht *eo ipso* stets gewahrt. Diese Schaltgruppe ist daher ebenfalls voll sternpunktbelastbar.

9.5.2.4 Schaltgruppe Yz5

Diese Schaltungsart wird oft als *Zick-Zack-Schaltung* bezeichnet. Sie wird bei kleineren Verteiltransformatoren eingesetzt. Die Sekundärwicklung wird auf jeweils zwei Schenkel mit in Stern geschalteten Wicklungen verteilt, Bild 9.34.

In jedem Schenkel ergänzen sich Primär- und Sekundärflüsse zu Null. Die Ober- und Unterspannungswicklungen des mittleren Schenkels bleiben stromlos (abgesehen von $\underline{I}_\mu$). Das magnetische Gleichgewicht ist also für jeden Schenkel gewahrt. Damit findet keine Sternpunktverlagerung mehr statt. Auch die dritte und neunte Oberschwingung des Magnetisierungsstrom stellen kein Problem mehr dar, da sie im Transformator kompensiert werden.

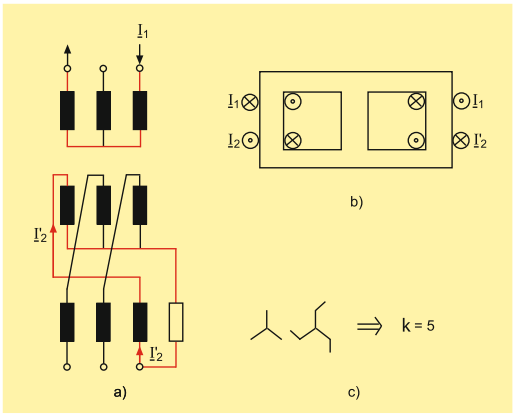


Bild 9.34. Zick-Zack-Schaltung. a) Ersatzschaltbild, b) Durchflutungen, c) Phasendrehung.

9.5.3 Mit-, Gegen- und Nullimpedanz von Drehstromtransformatoren

Bereits in Kapitel 8 wurde ausführlich auf die *Mit-*, *Gegen-* und *Nullimpedanz* elektrischer Betriebsmittel am Beispiel des *Synchrongenerators* eingegangen. Auf ähnliche Weise lassen sich auch für *Drehstromtransformatoren* Mit-, Gegen- und Nullimpedanzen angeben, wobei jedes Mal die in Abschnitt 9.2 eingeführte Kurzschlussimpedanz gemeint ist. Die Kenntnis der *Mitimpedanz* ist für die *einphasige Darstellung* eines Drehstromtransformators erforderlich, Mit-, Gegen- und Nullimpedanz für die Berechnung *unsymmetrischer Kurzschlussströme* (Kapitel 19). Da für nicht rotierende Betriebsmittel Mit- und Gegenimpedanz gleich groß sind, kann man sich bei Transformatoren auf die Bestimmung der *Mitimpedanz* und der *Nullimpedanz* beschränken. Die Ermittlung letzterer erweist sich als sehr vielschichtig.

9.5.3.1 Mitimpedanz von Drehstromtransformatoren

Die Mitimpedanz von Drehstromtransformatoren ist praktisch identisch mit der *Kurzschlussimpedanz* ihres einphasigen Ersatzschaltbilds (s. a. 9.2.1, Bild 9.19). Messtechnisch bestimmt man die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_+$, indem die von einem dreiphasigen Prüffeldgenerator bereitgestellte Primärspannung so lange gesteigert wird, bis in der kurzgeschlossenen Sekundärwicklung der Nennstrom fließt, Bild 9.35.

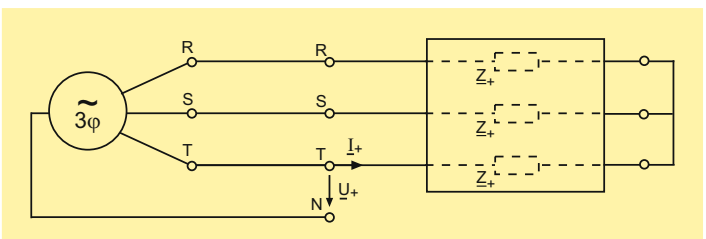


Bild 9.35. Zur Definition und Messung der Kurzschlussimpedanz des Mit- und Gegensystems von Drehstromtransformatoren.

Bei Vernachlässigung des Magnetisierungsstroms fließt dann auf der Primärseite der Strom $\underline{I}_+$ und es stellt sich die *Kurzschlussspannung* $\underline{U}_k = \underline{U}_+$ ein (s. a. 9.2.1). Die Mitimpedanz berechnet sich dann zu

$$\underline{Z}_+ = \frac{\underline{U}_+}{\underline{I}_+} = \frac{\underline{U}_{\text{Strang}}}{\underline{I}_{\text{Strang}}} = \underline{Z}_k \quad . \tag{9.54}$$

Dieser Wert berücksichtigt bereits die magnetische Kopplung zwischen den Wicklungssträngen und ist daher eine „*Betriebsimpedanz*“ (8.11.1).

Je nachdem ob die Oberspannungsseite oder die Unterspannungsseite als Primärwicklung gewählt wird, erhält man zwei unterschiedliche Werte Z_{+OS} und Z_{+US} (9.2.1). Bezieht man beide Größen auf die Nenngrößen der jeweils gewählten Primärseite, ergibt sich ein einheitlicher Wert z_k (bezogene bzw. relative Kurzschlussimpedanz, 9.2.1).

In der Praxis errechnet man die Mit- bzw. Kurzschlussimpedanz zu

$$Z_+ = Z_k = \frac{Z_k U_r^2}{100\ \%\, S_r} = \frac{u_k U_r^2}{100\ \%\, S_r} \quad . \tag{9.55}$$

Wählt man für $\underline{U}_r$ die oberspannungsseitige Bemessungsspannung, erhält man $Z_{+\text{OS}}$, setzt man für $\underline{U}_r$ die unterspannungsseitige Bemessungsspannung ein, erhält man $Z_{+\text{US}}$. Im übrigen gelten wegen $Z_+ = Z_k$ die bereits im Abschnitt 9.2.1 für die Kurzschlussimpedanzen angestellten Überlegungen.

Da im *symmetrischen* Betrieb der Sternpunkt des speisenden Netzes bzw. Prüfgenerators und etwa herausgeführte Sternpunkte der beiden Transformatorwicklungen gleiches Potenzial besitzen (s. a. Kapitel 12), ist es unerheblich, ob der Sternpunkt des Generators mit diesen Sternpunkten verbunden wird oder nicht.

Für die Ermittlung der Gegenimpedanz müsste man bei der Einspeisung zwei Phasen vertauschen, erhielte aber für $\underline{Z}_-$ das gleiche Ergebnis wie für $\underline{Z}_+$.

9.5.3.2 Nullimpedanz von Drehstromtransformatoren

Im Gegensatz zur *Mit-* und *Gegenimpedanz* von Drehstromtransformatoren hängt die *Nullimpedanz* von der *Verschaltung* der ober- und unterspannungsseitigen Wicklungsstränge, der jeweiligen *Sternpunktbehandlung* und der *Kerntopologie* ab. Schließlich auch von der Tatsache, ob sie für die *Oberspannungsseite* oder die *Unterspannungsseite* ermittelt wird. Damit sich überhaupt ein *Nullsystem*, das heißt ein in den Transformator hinein- oder herausfließender *Nullstrom* ausbilden kann, muss der Transformator mindestens eine in Stern geschaltete Wicklung besitzen, deren Sternpunkt geerdet ist.

Die grundsätzliche Vorgehensweise wird am Beispiel eines Transformators mit in Stern geschalteter Primärwicklung und Sekundärwicklung erläutert. Bei ersterer sei der Sternpunkt herausgeführt, bei letzterer nicht.

Die messtechnische Bestimmung der Nullimpendanz erfolgt durch Anlegen einer *einphasigen* Spannungsquelle an die parallelgeschalteten Stränge der Primärwicklung. Die Klemmen u, v, w der Sekundärwicklung sind kurzgeschlossen. Ob die kurzgeschlossenen Klemmen mit dem Generatorsternpunkt N verbunden werden oder nicht (Bild 9.35 und 9.36), hat auf das Messergebnis keinen Einfluss. Eine etwaige Verbindung leistet lediglich die eindeutige Definition des *Gleichtaktpotenzials* der Sekundärwicklung. Die Rückleitung der Summe der drei Nullströme $\underline{I}_0$, erfolgt über den *Neutralleiter* bzw. *Sternpunktleiter* des herausgeführten Sternpunkts, Bild 9.36.

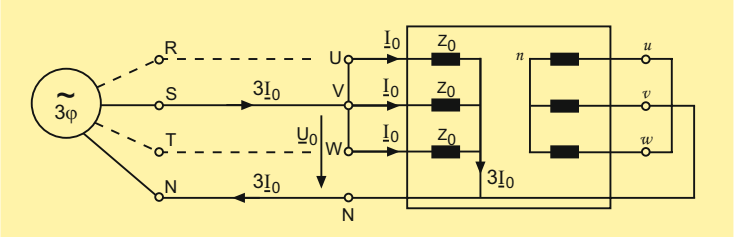


Bild 9.36. Zur Definition und Messung der Nullimpedanz eines Transformators mit primärseitig herausgeführtem Sternpunkt.

Für die Nullimpedanz ergibt sich dann

$$\underline{Z}_0 = \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}_0} \quad . \tag{9.56}$$

Sie wird meist als Verhältnis bezogen auf die Mitimpedanz angegeben, beispielsweise

$$z_0 = \frac{Z_0}{Z_+} = 0,15 \quad . \tag{9.57}$$

Um die physikalische Bedeutung der Nullimpedanz leichter verstehen zu können, fasst man die drei parallel geschalteten Spulen auf der Ober- und Unterspannungsseite zu je einer Spule zusammen, Bild 9.37.

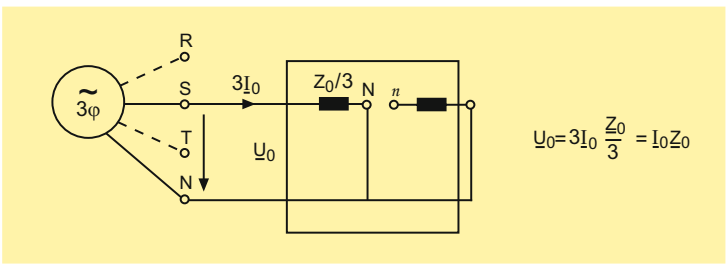


Bild 9.37. Zur physikalischen Bedeutung der Nullimpedanz.

Offensichtlich liegt dann ein sekundärseitig *leerlaufender* Einphasentransformator vor, dessen Primärreaktanz in *Streu-* und *Hauptreaktanz* aufgeteilt werden kann. Unter Vernachlässigung der Wicklungs- und Eisenverluste erhält man dann Bild 9.38.

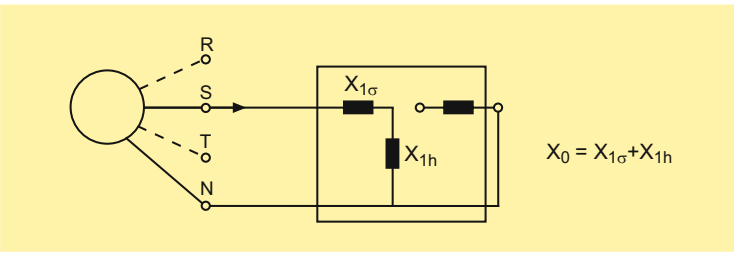


Bild 9.38. Einphasiges Nullsystem-Ersatzschaltbild eines Transformators mit primärseitig herausgeführtem Sternpunkt (vgl. Bild 9.9 bei Vernachlässigung der Wicklungs- und Eisenverluste).

Die leerlaufende Sekundärwicklung tritt primärseitig nicht in Erscheinung. In ihren Strängen wird zwar die sekundäre Leerlaufspannung induziert, mangels eines herausgeführten Sternpunktleiters und wegen der Gleichphasigkeit der Spannungen fließt aber kein Sekundärstrom, $\underline{Z}_{0_{Sek}} = \infty$. Es wird daher auch keine Impedanz auf die Primärseite transformiert.

Ist der sekundärseitige Sternpunkt auch herausgeführt, so kann sich auf der Sekundärseite ein Kurzschlussstrom ausbilden, wobei sich die sekundäre Reaktanz auf die Primärseite transformiert. Der Transformator nimmt dann primär mehr Strom auf, die messbare Nullreaktanz ist wesentlich kleiner. Unterteilt man die Sekundärseite wieder in eine Streu- und Hauptreaktanz, ergibt sich Bild 9.39.

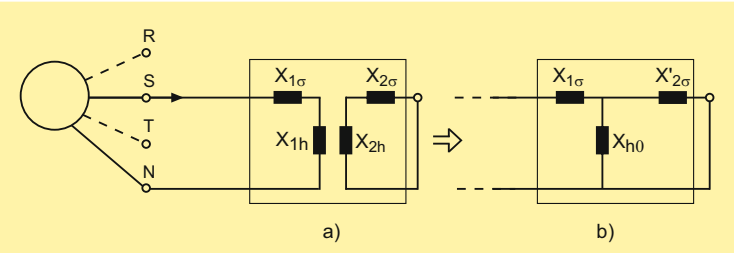


Bild 9.39. a) Ersatzschaltbild des Nullsystems eines Transformators mit primär- und sekundärseitig aufgeteilten Streu- und Hauptreaktanzen, b) auf die Primärseite bezogene sekundäre Streureaktanzen $X'_{2\sigma}$.

Das Nullsystem-Ersatzschaltbild 9.39b entspricht offensichtlich dem T-Ersatzschaltbild der einphasigen Darstellung. Während jedoch für die Bestimmung der *Mitimpedanz* der Magnetisierungsstrom und damit die Hauptimpedanz X_{h_0} vernachlässigt werden können, hängt die Zulässigkeit dieser Vereinfachung im *Nullsystem* von der Kerntopologie ab.

In einem *Dreischenkelkern*-Transformator erzeugt ein Nullstrom in allen drei Schenkeln gleichphasige Flüsse, die sich nicht im Joch zu Null ergänzen, sondern sich über die Isolierräume und die Kesselwand schließen. Aufgrund des großen „*Luftspalts*“ des Eisenkreises ist der magnetische Widerstand sehr groß bzw. ist die Nullsystem-Hauptreaktanz X_{h_0} sehr klein. Verglichen mit dem symmetrischen Betrieb hat dies einen hohen Magnetisierungsstrom zur Folge. Anders als im Mit- und Gegensystem darf daher die Hauptreaktanz bzw. der Magnetisierungsstrom *nicht* vernachlässigt werden.

In einem *Fünfschenkelkern*-Transformator können sich gleichphasige Flüsse über die beiden äußeren Schenkel schließen, was mit einer *hohen* Hauptreaktanz einhergeht. Dies hat einen für die Kurzschlussstromberechnung vernachlässigbar kleinen Magnetisierungsstrom im Nullsystem zur Folge. Gleiches gilt für zu einer *Transformatorbank* zusammengeschaltete einphasige Transformatoren. Da auch hier der Eisenkreis in allen Phasen geschlossen ist, tritt nur ein vernachlässigbar kleiner Magnetisierungsstrom auf. Die Hauptreaktanz X_{h_0} darf dann ebenfalls wieder vernachlässigt werden.

Nach diesem einführenden Beispiel lassen sich abhängig von der Sternpunktbehandlung beider Wicklungen für Hochspannungstransformatoren ($X \gg R$) die in Bild 9.40 gezeigten gängigen Varianten ableiten.

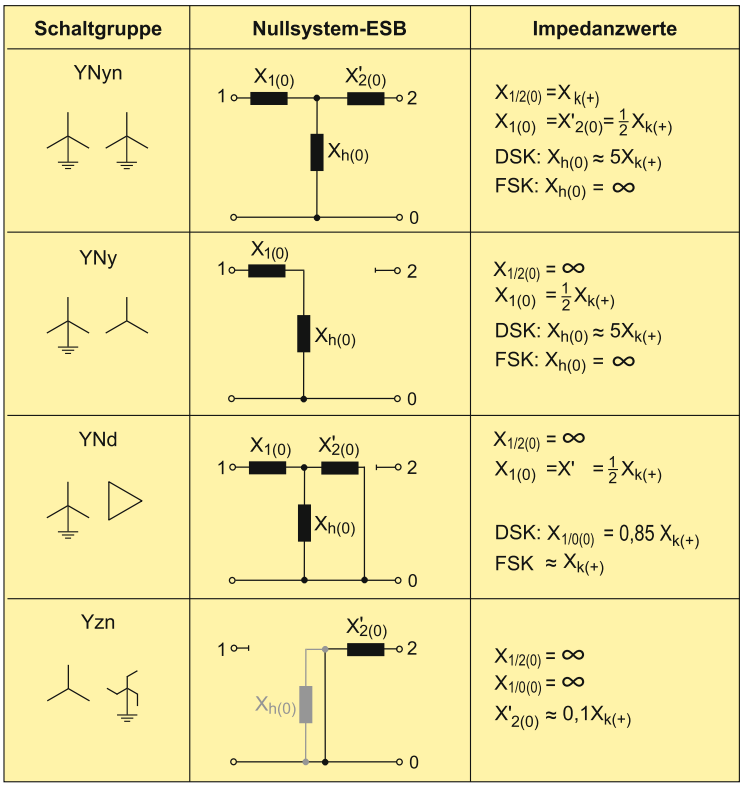


Bild 9.40. Nullsystem-Ersatzschaltbild von Zweiwicklungstransformatoren der wichtigsten Schaltgruppen. X_{k+}: Kurzschlussreaktanz gemäß 9.2.1, 1: Primärklemme, 2: Sekundärklemme, 0: Sternpunkt, DSK: Dreischenkelkern, FSK: Fünfschenkelkern (Default-Werte).

Abhängig von der Schaltgruppe des Transformators existieren topologisch unterschiedliche Nullsystem-Ersatzschaltbilder:

– *YNyn*: Bei Anlegen einer Nullspannung an die Primärseite fließt durch deren Wicklungen ein gleichphasiger Magnetisierungsstrom, der sich über die Sternpunkterdung schließen kann. In den Windungen der Sekundärspannungsseite werden gleichphasige Sternspannungen induziert. Liegt sekundärseitig eine nicht verschwindende Admittanz zwischen Außenleiter und Erde, so fließt ein Nullstrom, der sich auf die Primärseite transformiert. Insbesondere transformiert sich also auch ein Kurzschluss über den Transformator hinweg. Im Strompfad liegen nur die Nullsystem-Streureaktanzen $X_{1(0)}$ und $X_{2(0)}$.

– *YNy*: Auch hier werden sekundärseitig gleichphasige Strangspannungen induziert. Da der Sternpunkt jedoch nicht geerdet ist, treiben diese Spannungen keinen Strom. Das Nullsystem-Ersatzschaltbild ist folglich auf der Sekundärseite unterbrochen. Primärseitig fließt lediglich der Magnetisierungsstrom der Nullkomponente. Die sekundärseitige „*Unterbrechung*“ bereitet gelegentlich Verständnisschwierigkeiten. Diese lassen sich beseitigen, wenn man sich statt der Unterbrechung eine Impedanz $X_{2(0)} = \infty$ vorstellt.

– *YNd*: Der primärseitige Magnetisierungsstrom induziert sekundärseitig drei gleichphasige Spannungen, die jedoch *im Dreieck kurzgeschlossen* sind. Der im Kreis fließende Kurzschlussstrom ist *unabhängig von der Belastung* des Transformators und transformiert sich auf die Primärseite. Im Nullsystem-Ersatzschaltbild ist der Transformator daher

hinter den Streureaktanzen kurzgeschlossen. Entsprechend stellt sich ein hoher Magnetisierungsnullstrom ein. Auf der Sekundärseite ist das Ersatzschaltbild unterbrochen.

– *Yzn*: In einer Zickzack-Wicklung erzeugt ein Nullstrom in den auf einem Schenkel angeordneten Teilwicklungen Nullflüsse, die einander entgegengerichtet sind. Die Magnetisierung des Kerns erfordert also einen unendlich hohen Magnetisierungs-Nullstrom, was einer kurzgeschlossenen Hauptinduktivität im Nullsystem entspricht. Die Streuung zwischen den auf einem Schenkel gelegenen Teilwicklungen ist zudem sehr gering, was eine kleine Streureaktanz zur Folge hat.

Neben der Topologie des Nullsystem-Ersatzschaltbilds hängt auch der Wert der Streureaktanzen im Nullsystem, $X_{1(0)}$ und $X_{2(0)}$, von der Schaltgruppe eines Transformators ab.

Bei Transformatoren mit Dreieckwicklung auf der Primärseite und Sekundärseite erübrigt sich die Messung der Nullimpedanz, da auf beiden Seiten Sternpunkte *eo ipso* nicht existieren. Das heißt, bei Dreieckschaltungen fließen keine Nullströme in den Transformator hinein oder heraus.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass für alle Transformatoren mit nur *einem* oder *keinem* geerdeten Sternpunkt der Strompfad primär/sekundär für das Nullsystem unterbrochen ist.

Bei der Ermittlung der Nullimpedanz ist der Einfluss einer etwaigen Sternpunktimpedanz $\underline{Z}_E$ im Strompfad zurück zur Quelle zu berücksichtigen (Impedanz der Erdrückleitung oder eines Erdleiters), Bild 9.41.

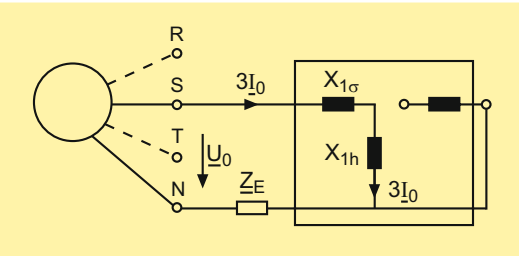


Bild 9.41. Berücksichtigung einer etwaigen Erdimpedanz $\underline{Z}_E$, $Z_0 = X_{1\sigma} + X_{1h}$.

Wegen der Parallelschaltung der drei Stränge fließt in der Rückleitung durch die Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ auch der *dreifache* Strom $3\underline{I}_0$. Die Maschengleichung des Messkreises in Bild 9.41 lautet auf der Primärseite

$$\underline{U}_0 = \underline{I}_0 \underline{Z}_0 + 3\underline{I}_0 \underline{Z}_E \quad . \tag{9.58}$$

Für die Nullimpedanz der Rückleitung ist daher der dreifache Wert einzusetzen. Die totale Nullimpedanz errechnet sich dann zu

$$\underline{Z}_0 = \frac{\underline{U}_0}{\underline{I}_0} - 3\underline{Z}_E \quad . \tag{9.59}$$

Für Dreiwicklungstransformatoren und Transformatoren mit Dreieckausgleichswicklung ergeben sich in Anlehnung an Bild 9.21 ähnliche Ersatzschaltbilder. Wegen weiterer Erläuterungen, insbesondere auch für die Behandlung von Spartransformatoren wird auf das Schrifttum verwiesen.

9.6 Regeltransformatoren

Regeltransformatoren dienen dem Steuern der *Blind-* und *Wirkleistungsflüsse* in Hochspannungsnetzen mit dem Ziel der Spannungshaltung sowie der gleichmäßigen Leistungsaufteilung bei parallelen Übertragungsleitungen und der Vermeidung von Ausgleichsströmen in den Maschen der Transportnetze (engl.: *loop flows*). Die Blindleistung lässt sich durch den *Unterschied im Betrag* der Knotenspannungen, die Wirkleistung durch den *Phasenwinkel* zwischen den Knotenspannungen am Anfang und Ende einer Leitung beeinflussen. Entsprechend unterscheidet man zwischen *Längsregelung* und *Querregelung*, Bild 9.42.

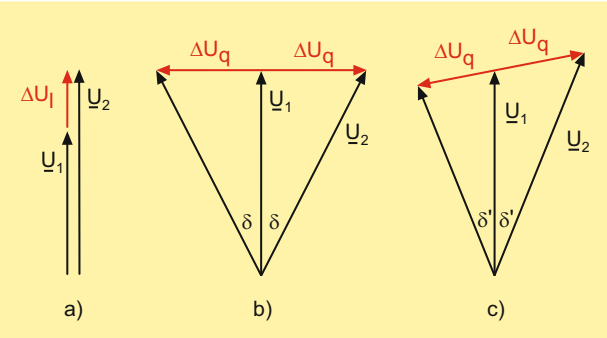


Bild 9.42. a) Steuerung der übertragenen *Blindleistung* durch den Betragsunterschied der Knotenspannungen (*Längsregler*), b) Steuerung der übertragenen *Wirkleistung* durch den Phasenwinkel zwischen den Knotenspannungen (*Querregler*), c) *Schrägregler.*

Grundsätzlich lässt sich eine *Längs-*, *Quer-* oder *Schrägregelung* innerhalb eines Leistungstransformators mit dem gleichen Eisenkreis und entsprechend geschalteten Zusatzwicklungen realisieren, so genannte *Direktregelung.* Die großen Abmessungen von Grenzleistungstransformatoren, der Isolationsaufwand und insbesondere Anforderungen an eine kombinierte Längs-, Quer- oder Schrägregelung legen, mit Ausnahme der klassischen „unter Last schaltbaren Transformatoren", den Einsatz von *Zusatztransformatoren* nahe, so genannte *Indirekte Regelung.* Es gibt nahezu beliebig viele unterschiedliche Realisierungen, die im Einzelfall auf die speziellen Anforderungen eines bestimmten Netzknotens zugeschnitten sind. Wirtschaftliche Lösungen dominieren dabei meist die rein technische Lösung.

9.6.1 Längsregler

9.6.1.1 Unter Last schaltbare Transformatoren

Zur Einstellung eines bestimmten Spannungsunterschieds $\Delta\underline{U}_l$ in Längsrichtung werden gewöhnlich Transformatoren eingesetzt, deren *Windungszahlenübersetzungsverhältnis* gegenüber dem *Übersetzungsverhältnis der Nennspannungen* um bis zu ± 22 % während des Betriebs verändert werden kann.

Bei *direkt* längsregelbaren Transformatoren ist meist die Oberspannungswicklung in eine *Stammwicklung* und eine an ihrem erd- bzw. sternpunktseitigen Ende angeordnete *Regelwicklung* mit Anzapfungen aufgeteilt, Bild 9.43.

Die Änderung des Windungszahlen-Übersetzungsverhältnisses erfolgt direkt durch Umschalten auf die verschiedenen Anzapfungen mittels eines so genannten *Stufenschalters unterbrechungsfrei unter Last.* Sie werden deshalb auch als „*unter Last schaltbare Transformatoren*" bezeichnet (engl.: TCUL, *Tap Changing Under Load*). Letztere Eigenschaft bedingt

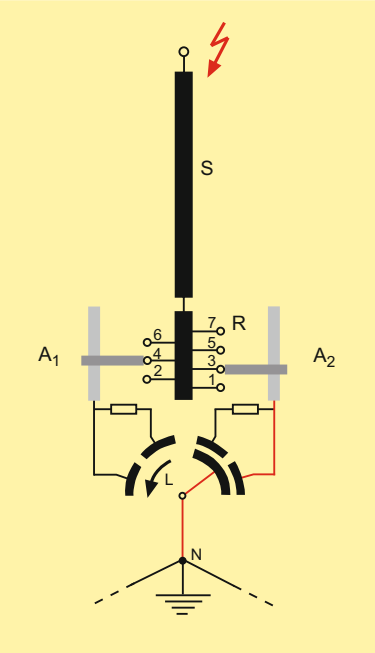


Bild 9.43. Direkt längsgeregelte Wicklung eines unter Last schaltbaren Leistungstransformators mit Stufenschalter. S: Stammwicklung, R: Regelwicklung, A: Anzapfungsvorwähler, L: Lastschalter mit Federspeicher.

während des Umschaltens von einer Anzapfung auf die nächste zwangsweise einen kurzzeitigen Windungsschluss, während dessen der Kurzschlussstrom durch ohmsche Widerstände begrenzt werden muss. Diese strombegrenzende, unterbrechungsfreie Umschaltung leistet die besondere Bauart des Stufenschalters (engl.: OLTC, *On-Load Tap Changer*).

In der in Bild 9.43 gezeigten Stellung fließt der Strom aus der Stammwicklung über die Anzapfung 3 und den *Wähler* A_2 zum Sternpunkt. Soll beispielsweise auf die Anzapfung 4 geschaltet werden, wird zunächst der Wähler A_1 stromlos auf die Anzapfung 4 gelegt. Anschließend wird der Lastschalter L mit hoher Geschwindigkeit nach links gedreht. In seiner vertikalen Lage verbindet der bewegliche Kontakt die beiden Wähler über die Widerstände R mit dem Sternpunkt. Während dieser Zeit sind die zwischen den Anzapfungen 3 und 4 liegenden Windungen kurzgeschlossen. In der linken Endstellung wird der Begrenzungswiderstand wieder überbrückt.

Während sich die nur stromlos betätigten Wähler im Kessel befinden können, ist der schnelle Lastschalter in einem eigenen Isolierstoffgehäuse untergebracht. Dessen Isolieröl altert infolge der häufigen Schaltlichtbögen und Schaltgasbildung schneller und muss im Vergleich zu dem das Aktivteil umgebenden Isolieröl im Rahmen der Schalterwartung gelegentlich gewechselt werden.

Bild 9.43 deckt nur das Prinzip des Stufenschalters ab. Bei der technischen Realisierung sind auch die kapazitiven Ströme der Wähler sowie zusätzliche spannungsabhängige Widerstände zur Beherrschung der Schaltüberspannungen etc. zu berücksichtigen. Ferner ist die Regelwicklung bei hohen Unterschieden des Übersetzungsverhältnisses in eine *Grobstufe* und eine *Feinstufe* unterteilt. Die Grobstufe wird ebenfalls mittels eines stromlos schaltenden Wählers angewählt und die Feinstufenwicklung für jede neue Grobstufenanzapfung erneut durchlaufen. Man unterscheidet dann auch zwischen *Wähler* (Feinstufe)

und *Vorwähler* (Grobstufe). Schließlich kann die Regelwicklung einen Wendeschalter zum Vertauschen ihrer Anschlussklemmen besitzen. Es lassen sich so *positive* und *negative* Spannungsbeiträge einstellen. In modernen Laststufenschaltern kommen zunehmend Vakuumschaltröhren zum Einsatz, die dank des Wegfalls der Ölverrußung und des Kontaktabbrands Wartungsabstände von 15 Jahren zulassen.

Bis zur Energiewende beschränkte sich die Fähigkeit zum Schalten unter Last auf die großen Netztransformatoren der Hoch- und Höchstspannungsnetze. Mit der Realisierung von Smart Grids gibt es auch zunehmend Verteiltransformatoren, deren Windungszahlenübersetzungsverhältnis unter Last mittels Vakuumschaltern ferngesteuert werden kann, beispielsweise in Form *regelbarer Ortsnetztransformatoren* (RONT, s. a. 11.5)

9.6.1.2 Längsregler mit Zusatztransformatoren

Bei *indirekt* längsregelbaren Transformatoren wird über *Zusatztransformatoren*, mit eigenem Eisenkreis vergleichsweise geringer Leistung, eine phasengleiche oder um 180° phasenverschobene *Zusatzspannung* in Reihe mit der Ausgangsspannung induziert. Die Zusatztransformatoren können von einer *Tertiärwicklung* des Leistungstransformators oder einer eigenen in Stern oder Dreieck geschalteten Wicklung gespeist werden. Sie sind entweder im gleichen Transformatorkessel oder in einem eigenen Kessel untergebracht. Beispielsweise zeigt Bild 9.44 das Prinzip eines *indirekt* längsgeregelten Transformators.

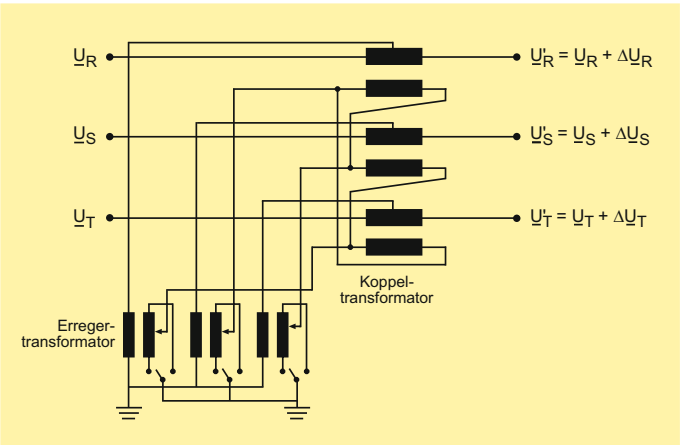


Bild 9.44. Prinzip eines Längsreglers mit Erreger- und Koppeltransformatoren in Sternschaltung.

Die Bauleistung der Zusatztransformatoren ist relativ gering, da ja nur die Scheinleistung

$$S = 3\,\Delta U I^* \tag{9.60}$$

aufgebracht werden muss.

Verteiltransformatoren besitzen in der Regel keine Stufenschalter, da der Spannungsabfall an ihrer Kurzschlussimpedanz vergleichsweise gering ist und immer das gleiche Vorzeichen besitzt. Zur Kompensation dieses mehr oder weniger permanenten Spannungsabfalls wie auch zur teilweisen Kompensation der Spannungsabfälle längs der Leitungen zu den Verbrauchern besitzen Verteiltransformatoren so genannte *Umsteller*. Mit ihnen lässt sich das Windungszahlenverhältnis über das Übersetzungsverhältnis der beidseitigen Nennspannungen permanent anheben. Dieses Einstellen erfolgt aber nur bei der erstmaligen Inbetriebnahme bzw. wird nur in großen zeitlichen Abständen wiederholt, wenn sich die Netzlast merklich erhöht hat. Dies wird sich mit zunehmender dezentraler Erzeugung ändern.

Offensichtlich können unter Last schaltbare Transformatoren der beschriebenen Art sowohl den *Betrag der Spannung* als auch durch Umpolen oder Mitteneinspeisung der Regelwicklung deren Vorzeichen ändern, Bild 9.45.

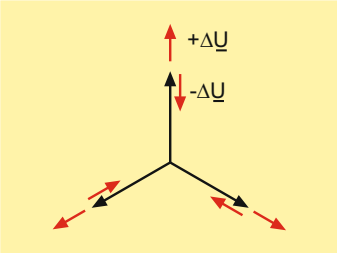


Bild 9.45. Zeigerdiagramm der Spannungen eines unter Last schaltbaren bzw. längsgeregelten Transformators.

Es lassen sich somit die *Knotenspannungen*, in geringerem Umfang auch *Blindleistungsflüsse* steuern. In den Transportnetzen erfolgt die für das Engpassmanagement wichtige Steuerung der *Wirkleistungsflüsse* durch so genannte *Quer-* und *Schrägregler* (9.6.2, 9.6.3).

9.6.2 Querregler

Querregler (engl.: PST, *Phase Shifting Transformers* oder PAR, *Phase Angle Regulators*, *Quadrature Booster* oder *Quad Booster*) können technisch wie Längsregler sowohl ohne als auch mit Zusatztransformatoren realisiert werden. Ein Beispiel für einen Querregler mit nur einem Eisenkreis zeigt Bild 9.46.

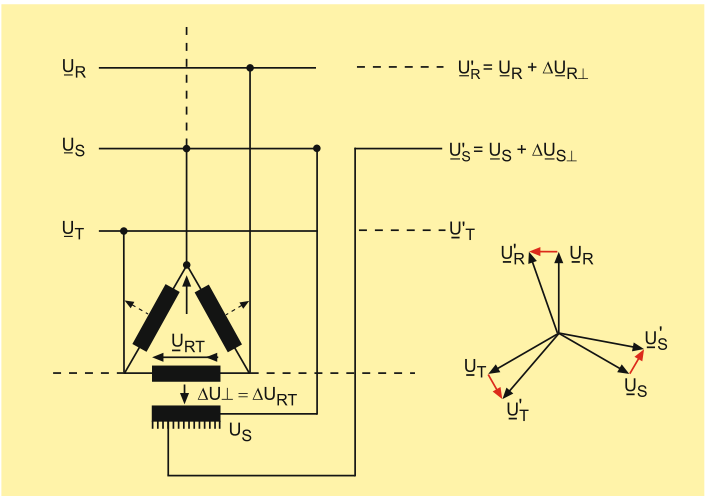


Bild 9.46. Prinzip eines Querreglers mit nur einem Eisenkreis (Regelwicklung nur für eine Phase gezeichnet!).

Jeder Wicklungsstrang der zwischen den verketteten Leiterspannungen liegenden Dreieckswicklung induziert in der mit ihm magnetisch gekoppelten Reglerwicklung eine um eine 90° gegenüber der verketteten Spannung gedrehte Spannung $\Delta\underline{U}$ (*orthogonale, Quer-* oder *Quadraturspannung).* Diese Querspannung $\Delta\underline{U}$ wird in Reihe mit dem zugehörigen Phasenleiter geschaltet (in Bild 9.46, die Phase *S*). Wie auch in 10.1.1, Bild 10.2 erläutert, lässt sich mit $\Delta\underline{U}$ der Wirkleistungsfluss auf der Leitung steuern.

Das Grundprinzip eines Querreglers mit zwei Eisenkreisen (Erregertransformator und Koppeltransformator) zeigt Bild 9.47.

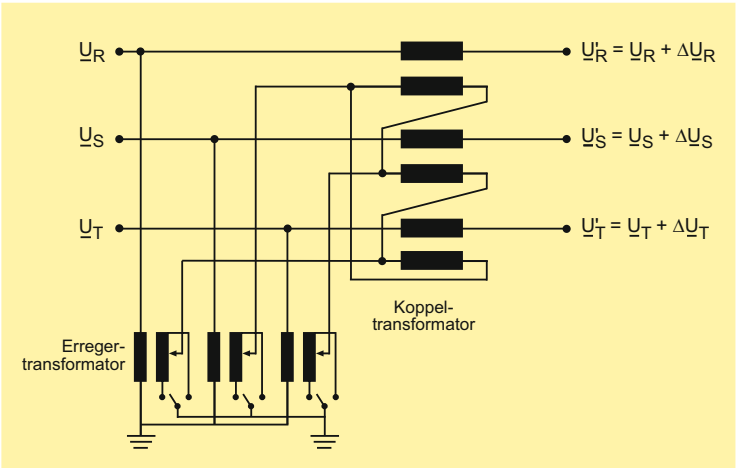


Bild 9.47. Prinzip eines Querreglers mit *Erregertransformatoren* in *Sternschaltung* und *Koppeltransformatoren* in *Dreieckschaltung* (ABB).

Eine Tertiärwicklung des *Haupttransformators* oder ein separater *Erregertransformator* speist die Primärwicklung eines *Koppeltransformators*, dessen Sekundärwicklung in Serie mit einem Außenleiter des zu steuernden Drehstromsystems liegt. Durch geeignete Wahl der Schaltgruppen des Haupt- und Koppeltransformators lassen sich Zusatzspannungen beliebiger Größe und Phasenlage einstellen.

Die Komplexität der technischen Ausführung eines Querreglers lässt Bild 9.48 erahnen.



Bild 9.48. Querregler mit zwei Eisenkreisen, Scheinleistung 1630 MVA, Spannung 400 kV/400 kV, Gewicht 820 t (ABB).

9.6.3 Schrägregler

Weist die Zusatzspannung aufgrund der Wahl der Transformatorschaltgruppen bezüglich $\underline{U}_R$ als auch $\underline{U}'_R$ eine von 90° verschiedene Phasenverschiebung auf, spricht man von *Schrägreglern*. Zum Einsatz kommt die 60° Schrägregelung, die sowohl die Längs- als auch die Querspannung beeinflusst, meist kombiniert mit einer Längsregelung.

9.7 Zeitlicher Verlauf des Magnetisierungsstroms

Trotz zunächst sinusförmiger Eingangsspannung besitzt der Magnetisierungsstrom eines Transformators einen nichtsinusförmigen Verlauf. Wie bereits in 9.1 erläutert, nimmt der Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ stets einen Wert an, bei dem die mit ihm verknüpfte Flussänderung $d\phi_\mu/dt$ bzw. $j\omega\underline{\phi}_\mu$ in der Primärwicklung eine Spannung induziert, die der von außen angelegten Spannung stets das Gleichgewicht hält, so genanntes *Spannungsgleichgewicht*. Für den idealen Transformator gilt dann:

$$u_{\text{Netz}}(t) = -e_\mu(t) = -\frac{d\phi_\mu(t)}{dt} \quad \text{bzw.} \quad \underline{U}_{\text{Netz}} = -\underline{E}_\mu = -j\omega\underline{\phi}_\mu \quad . \tag{9.61}$$

Bei sinusförmiger Netzspannung muss wegen (9.61) auch der Fluss $\underline{\phi}_\mu$ bzw. die von ihm induzierte Spannung $\underline{U}_\mu$ sinusförmig sein. Im Bereich hoher Flusswerte nimmt der Fluss jedoch wegen der Eisensättigung nur noch stark unterproportional mit dem in der Primärwicklung fließenden Strom zu. Um dennoch einen sinusförmigen Flussverlauf zu erzielen, bedarf es in der Nähe des Flussscheitelwerts stark überproportionaler Werte des primären Wicklungsstroms. Der dem Netz entnommene Strom weist daher im Bereich des Scheitels eine deutliche positive Abweichung vom sinusförmigen Verlauf auf. Bild 9.49 zeigt qualitativ zwei typische Verläufe der Magnetisierungskennlinie $B = f(H)$ und die zugehörigen Kurvenformen des Magnetisierungsstroms.

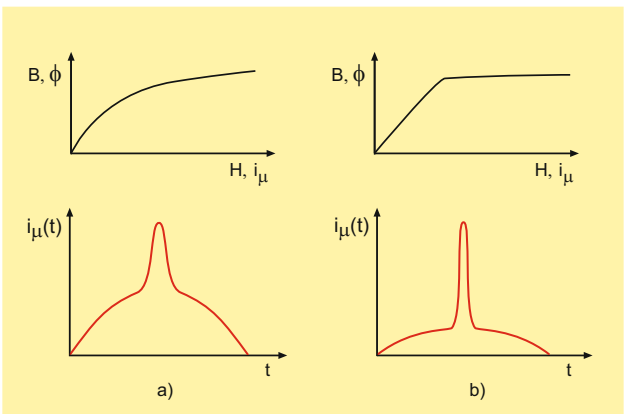


Bild 9.49. Magnetisierungskennlinie und zugehörige Kurvenformen für a) *weiche* und b) *harte* ferromagnetische Werkstoffe (schematisch).

Da die Primärwicklung so lange mehr Strom aufnimmt bis das Spannungsgleichgewicht erreicht ist, kann der Magnetisierungsstrom für eine deutlich über der Nennspannung liegende Eingangsspannung im Bereich der Sättigung beispielsweise auf das Tausendfache ansteigen und liegt damit ein Vielfaches über dem Betriebsstrom.

Der nichtsinusförmige zeitliche Verlauf des Magnetisierungsstroms lässt sich bei gegebener Magnetisierungskennlinie graphisch ermitteln, Bild 9.50.

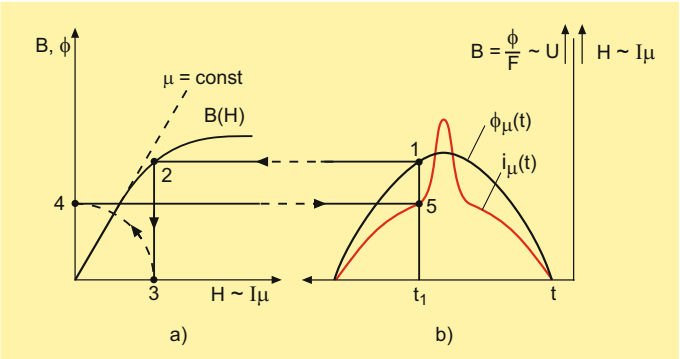


Bild 9.50. Zeitlicher Verlauf des nichtsinusförmigen Magnetisierungsstroms und seine zeichnerische Ermittlung. a) Magnetisierungskennlinie $B = f(H)$ bzw. $\phi = f(i_\mu)$, b) vom Spannungsgleichgewicht geforderter sinusförmiger Fluss $\phi_\mu(t)$ und zugehöriger nichtsinusförmiger Magnetisierungsstrom $i_\mu(t)$.

Eine Parallele zur Abszisse durch einen Wert $\phi_\mu(t_1)$ der sinusförmigen Flusskurve $\phi_\mu(t)$ schneidet ausgehend vom Punkt 1 die Magnetisierungskennlinie B(H) im Punkt 2. Das Lot vom Schnittpunkt 2 auf die Abszisse markiert im Schnittpunkt 3 den erforderlichen Momentanwert $\hat{i}_\mu$ des Magnetisierungsstroms. Ein Viertelkreis mit dem Radius dieses Magnetisierungsstroms trägt diesen auf der Ordinate des linken Diagramms im Punkt 4 ab. Eine weitere Parallele zur Abszisse durch den Punkt 4 ergibt im rechten Diagramm im Punkt 5 den zum Zeitpunkt $t(\phi_{\mu 1})$ erforderlichen Magnetisierungsstrom. Sinngemäß verfährt man mit weiteren Flusszwischenwerten ϕ_μ sowie mit dem Flussscheitelwert $\hat{\phi}_\mu$ und erhält so den nichtsinusförmigen zeitlichen Verlauf des Magnetisierungsstroms.

9.8 Einschaltstoßstrom leerlaufender Transformatoren

Beim Einschalten sekundärseitig leerlaufender Transformatoren tritt ein *Einschaltstoßstrom* auf (engl.: *inrush current*), dessen Höhe sich nach dem Schaltaugenblick richtet und ein Vielfaches des Nennstroms betragen kann. Die mit dem Einschaltstrom verknüpften magneto-mechanischen Kräfte in den Wicklungen sind beträchtlich, ferner können vorgeschaltete Schutzeinrichtungen unbeabsichtigt zum Ansprechen gebracht werden. Die Ursache des Stoßstroms beruht auf dem Sättigungseffekt des Eisenkreises. Wir gehen von dem bereits in Bild 9.6a gezeigten Ersatzschaltbild der Primärwicklung eines idealen, leerlaufenden Transformators aus, Bild 9.51a.

Nach Vertauschen der Reihenfolge von Schalter und Induktivität erkennen wir das vertraute einphasige Ersatzschaltbild des Klemmenkurzschlusses eines leerlaufenden Synchrongenerators (s. a. 8.10.2, Bild 8.31). Wenngleich es hier nicht um die Berechnung eines Kurzschlussstroms sondern des *Einschaltstoßstroms* eines Wechselstromkreises mit Induktivität geht, sind die grundsätzlichen Überlegungen doch die gleichen. Es wird im folgenden angenommen, dass der Leser mit Abschnitt 8.10 vertraut ist, so dass hier eine Beschränkung auf das Wesentliche erlaubt sei.

Wie bereits bei der anfänglichen Betrachtung des idealen Transformators erläutert, stehen unter Vernachlässigung des Wicklungswiderstands R_1 die mit dem zeitlich verän-

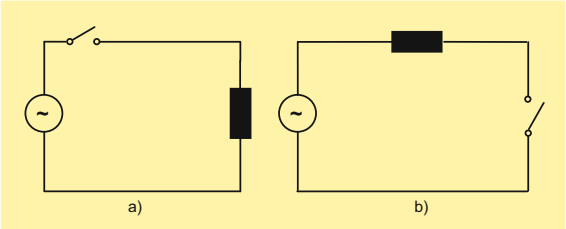


Bild 9.51. Ersatzschaltbild der Primärwicklung eines idealen Transformators. a) Einschalten eines leerlaufenden Transformators am Netz, b) Interpretation des Einschaltvorgangs als „Kurzschluss“ der Netzspannung über die Induktivität der Primärwicklung.

derlichen Primärstrom verknüpfte Flussänderung bzw. die von ihr induzierte Spannung $\underline{E}_1 = j\omega L_1 \underline{I}_1 = -j\omega n_1 \underline{\phi}_1$ und die anliegende Netzspannung $\underline{U}_{Netz}$ ständig im Gleichgewicht,

$$\underline{E}_1 = j\omega n_1 \underline{\phi}_1 = -j\omega L_1 \underline{I}_1 = -\underline{U}_{Netz} \quad . \tag{9.62}$$

Wir interessieren uns hier jedoch zunächst nicht für den Strom $\underline{I}_1$, wie in 8.10, sondern für den mit ihm verknüpften Fluss $n_1\underline{\phi}_1$. Das heißt, wir betrachten zunächst die Gleichung

$$-j\omega n_1 \underline{\phi}_1 = \underline{U}_{Netz} \quad . \tag{9.63}$$

Ihre Darstellung im Zeitbereich lautet

$$n_1 \frac{d\phi_1(t)}{dt} = \hat{u}_{Netz}\, cos\,(\omega t + \varphi_{u_{\mathrm{Netz}}}) \quad . \tag{9.64}$$

Wie bei den Betrachtungen zum Kurzschluss des Synchrongenerators (8.10) setzt sich die Lösung dieser Gleichung aus einer partikulären Lösung $\phi_{part}(t)$ und einer homogenen Lösung $\phi_{hom}(t)$ zusammen, Bild 9.52.

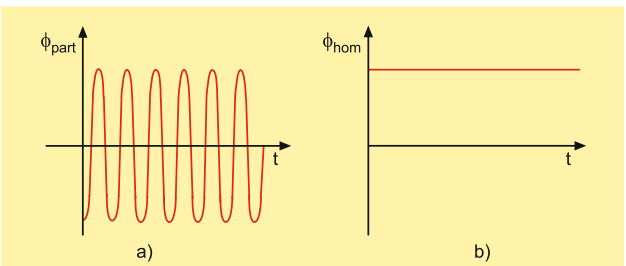


Bild 9.52. Zeitlicher Verlauf der partikulären und der homogenen Lösung der Differentialgleichung 9.64. a) Wechselflusskomponente, b) Gleichflusskomponente.

Im Gegensatz zur exponentiell abfallenden Gleichstromkomponente $i_{hom}(t)$ des Synchrongenerators klingt hier die Gleich*strom*komponente und die mit ihr verknüpfte Gleich*fluss*komponente ϕ_{hom} wegen der vorläufigen Vernachlässigung des Wicklungswiderstands R_1 nicht exponentiell ab.

Den zeitlichen Verlauf des totalen Flusses ϕ_{tot} erhalten wir durch Überlagerung der beiden Komponenten,

$$\phi_{tot} = \phi_{part} + \phi_{hom} \quad . \tag{9.65}$$

Dieser Verlauf ist in Bild 9.53 graphisch dargestellt.

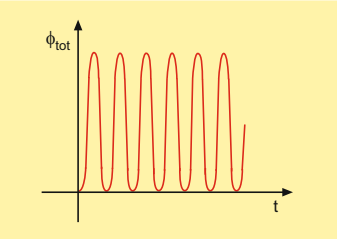


Bild 9.53. Zeitlicher Verlauf des totalen Flusses unter Vernachlässigung des Wicklungswiderstands R_1 (schematisch).

Der Fluss ϕ_{tot} bleibt wegen der konstanten Gleichflusskomponente ständig oberhalb der Zeitachse und besitzt, im Vergleich zum stationären Betrieb, den doppelten Scheitelwert.

Im stationären Betrieb arbeitet der Transformator weitgehend im linearen Bereich der Magnetisierungskennlinie $\phi = f(I_\mu)$ (Bild 9.49). Zu einem sinusförmigen Fluss gehört dann ein nahezu sinusförmiger Magnetisierungsstrom. Der doppelte Scheitelwert des Flusses in Bild 9.53 verlangt jedoch wegen des flachen Verlaufs der Sättigungskennlinie des Eisens einen unvergleichlich viel größeren Magnetisierungsstrom, was unter Verwendung des in Bild 9.50 vorgestellten Verfahrens leicht nachvollzogen werden kann.

Der Scheitelwert des *Inrush*-Magnetisierungsstroms kann das Zehnfache oder mehr des *Nennstroms* im stationären Betrieb betragen. Der maximale Scheitelwert tritt wie beim generatornahen Kurzschluss der Synchronmaschine (8.10.2) beim Schalten im *Spannungsnulldurchgang* auf.

Berücksichtigt man den endlichen Wicklungswiderstand R_1 der Primärwicklung, erhalten wir folgende, der Gleichung (8.27) formal ähnliche Differentialgleichung,

$$n_1 \frac{d\phi_1(t)}{dt} + R_1 i(t) = \hat{u}_{\text{Netz}}\, cos\,(\omega t + \varphi_{u_{Netz}}) \quad . \tag{9.66}$$

Wegen des *nichtlinearen* Zusammenhangs zwischen $\underline{\phi}_1(t)$ und $i_\mu(t)$ ist diese Differentialgleichung jedoch nicht mehr trivial lösbar. Qualitativ ist aber erkennbar, dass bei Berücksichtigung von R_1 die homogene Lösung ebenfalls abklingen wird wie beim Kurzschluss der Synchronmaschine. Entsprechend nimmt dann auch der Einschaltstoßstrom ab, Bild 9.54.

Wegen der Größenverhältnisse von R und L kann der Abklingvorgang bei großen Transformatoren im *Minutenbereich* liegen. Die vom Einschaltstromstoß herrührenden magnetostriktiven Kräfte bzw. ihre Auswirkungen sind meist akustisch wahrnehmbar. Zur Vermeidung exzessiver Einschaltströme wird zunächst über einen Vorwiderstand zugeschaltet und erst anschließend der direkte Kontakt hergestellt.

Schließlich sei vermerkt, dass obige Betrachtungen lediglich den Effekt 1. Ordnung berücksichtigen. Durch *Remanenzerscheinungen*, das heißt eine vom letzten Ausschalten herrührende Restmagnetisierung, können die Amplituden des Einschaltstroms noch höhere Werte annehmen. Wird die Restmagnetisierung von geeigneten Sensorsystemen erfasst, lassen sich durch *kontrolliertes Schalten* die nachteiligen Effekte des Einschaltstroms erheblich reduzieren.

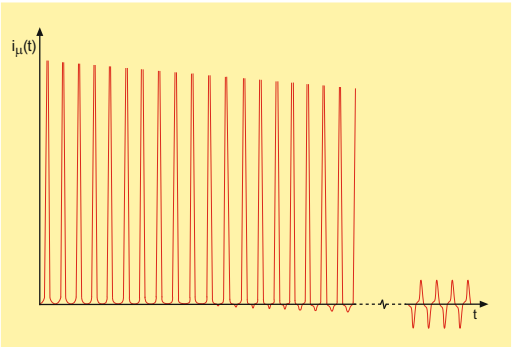


Bild 9.54. Zeitlicher Verlauf des Magnetisierungsstroms bei Berücksichtigung der Dämpfung durch R_1.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 9

1. Richter, R.: Kurzes Lehrbuch der elektrischen Maschinen. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/Göttingen, 1949.
2. Bödefeld, Th. und Sequenz, H: Elektrische Maschinen. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, Wien, 1942.
3. Janus, R.: Transformatoren. VDE-Verlag Berlin, Offenbach, 1973.
4. Winders, J. J.: Power Transformators. Marcel Dekker Verlag, New York, 2004.
5. Koettnitz, H. und Pundt, H.: Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze. Band I, VEB-Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1973.
6. Kloeppel, F. und Fiedler, H.: Kurzschluss in Elektroenergiesystemen. VEB-Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1969.
7. Hochrainer, A.: Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen. Springer-Verlag, Berlin, 1957.
8. Denzel, P.: Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie. Springer-Verlag, Berlin, 1966.
9. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
10. Heuck, K. u. Dettman, K. D.: Elektrische Energieversorgung. 6. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2005.
11. Balzer, G. et al.: Nachbildung paralleler Transformatoren. ew 10, 2015.
12. Shakib, A. D. et al.: Sättigungsverhalten von Leistungstransformatoren bei Netzstörungen, ew 1, 2016.

10. Transport und Übertragung elektrischer Energie

Transport und Übertragung elektrischer Energie erfolgen im Regelfall mit Drehstrom, oberbegrifflich als *Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung* bzw. *HDÜ* bezeichnet (engl.: *High-Voltage AC Transmission*, *HVAC*). In einigen Spezialfällen kommt für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen zwei Netzknoten auch Gleichstrom zum Einsatz, so genannte *Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung* bzw. *HGÜ* (engl.: *High-Voltage DC Transmission*, *HVDC*). Beide Verfahren werden im Folgenden kurz vorgestellt. Die sich anschließenden Abschnitte behandeln systemtechnische und betriebliche Aspekte von Drehstromleitungen.

10.1 Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung, HDÜ

Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erfolgen in hierarchisch gestuften Spannungsebenen, so genannten *Netzen*, Bild 10.1.

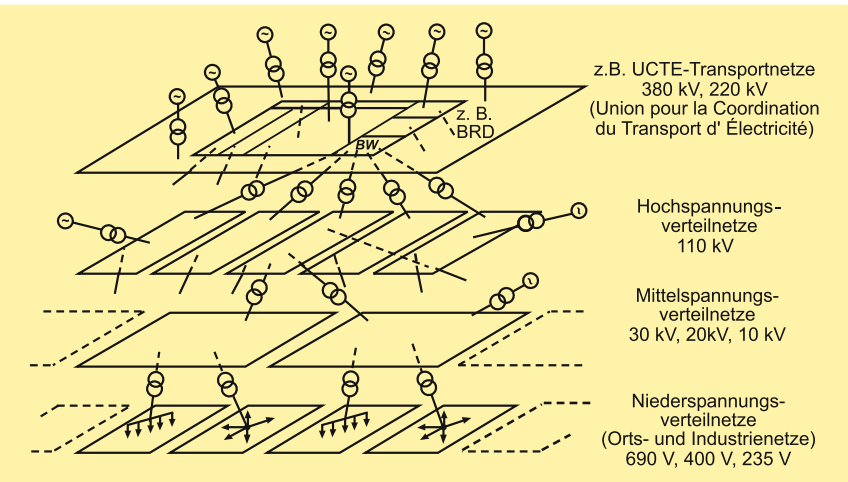


Bild 10.1. Hierarchie der Netzebenen.

Als Netz bezeichnet man allgemein die Gesamtheit aller verbundenen Betriebsmittel gleicher Nennspannung. Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, unterscheidet man in der Elektroenergieversorgung

- *Transportnetze* 220 kV, 380 kV, bei großen Entfernungen auch 765 kV (engl.: *transmission systems*)
- *Hochspannungsnetze* mit Spannungen von 110 kV für die Grobverteilung (engl.: *subtransmission systems*)

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_10

– *Mittelspannungsnetze* 10 kV, 20 kV, im Ausland auch 30 kV (engl.: *primary and secondary distribution systems*)
– *Niederspannungsnetze* 235 V, 400 V und 690 V (engl.: *low-voltage distribution systems*)

Alle Netzebenen sind über Transformatoren miteinander gekoppelt. Gegenstand dieses Kapitels sind die Leitungen und Netze der *Transportnetzebene*. Die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze, oberbegrifflich als *Verteilnetze* bezeichnet, werden im Kapitel 11 behandelt.

10.1.1 Transportnetze

Von *Transportnetzen* spricht man in der Energieversorgungstechnik vorzugsweise bei der Übertragung großer Mengen elektrischer Energie in wechselnder Richtung *innerhalb* und *zwischen* Regelzonen. Ferner zwischen räumlich weit voneinander entfernten *Erzeuger-* und *Verbraucherschwerpunkten*, so genannte *Zweipunktverbindungen*. Beispiele sind der Energietransport standortgebundener Wasser- oder Braunkohlekraftwerke zu Ballungsgebieten oder auch preisgünstiger Kernenergie über weite Strecken innerhalb des europäischen Verbundnetzes. Schließlich gibt es auch *kurze* Transportstrecken in Form von Kraftwerkseinspeisungen ins Verbundnetz oder Kuppelleitungen zwischen Netzen. Abgesehen von den Zweipunktverbindungen sind Transportnetze *vermascht*. Das heißt, jeder Netzknoten wird von mindestens zwei Seiten versorgt. Bei Ausfall einer Leitung kann die andere die volle Leistung übernehmen (n-1 Prinzip).

Die wechselnde Energieflussrichtung rührt daher, dass im Laufe eines Tages unterschiedliche, jeweils am kostengünstigsten arbeitende Kraftwerke zum Einsatz kommen und damit die Energie auch aus unterschiedlichen Richtungen zu den Verbraucherschwerpunkten gelangt. Treibende Kraft für die Ströme in einem Netz sind die *Leistungsdefizite* in den Verbraucherknoten und die *Leistungsüberschüsse* in den Kraftwerksknoten, die durch *Leistungsflüsse* über die Leitungen eines Netzes ausgeglichen werden. Die mit diesem Ausgleich verbundenen Ströme fließen unabhängig von den jeweiligen Eigentumsverhältnissen auf allen möglichen *parallelen* Leitungspfaden zu den Verbraucherschwerpunkten (engl.: *free power flow*). Ihre Aufteilung auf die vorhandenen Pfade erfolgt gemäß dem ohmschen Gesetz für Wechselströme, nach dem Reziprokwert der jeweiligen Leitungsimpedanzen. So kann es ohne äußere Eingriffe schnell zu drohender Überlastung von Leitungen mit niedriger Impedanz kommen, so genannte *temporäre Netzengpässe*. Ferner können sich in Maschen *Kreisströme* einstellen (engl.: *loop flows*), die zu erhöhten Übertragungsverlusten führen.

Schließlich rufen die Ströme längs der Leitungen *Spannungsabfälle* oder auch *Spannungsüberhöhungen* hervor, die die Knotenspannungen eines Netzes ohne äußere Eingriffe stark von der Nennspannung abweichen lassen (10.3.3.2, 10.3.5.2).

Es ist Aufgabe des *Netzbetriebs* (Kapitel 17), die Leistungsflüsse ständig durch geeignete Wahl der *Einspeisungen*, der *Netztopologie*, der Stufenschalterstellungen der *Längs-*, *Quer-* und *Schrägregeltransformatoren* (9.6), durch Zu- und Abschalten von *Kompensationseinrichtungen* (10.3.1) und gegebenenfalls durch FACTS-*Betriebsmittel* (10.5) so zu steuern, dass in allen Netzknoten die Abweichungen der Knotenspannungen von der Nennspannung innerhalb eines vorgegebenen Toleranzbands bleiben und keine Leitungen überlastet werden.

Die *Wirkleistungsflüsse* auf den Leitungen führen im Wesentlichen zu Differenzen zwischen den *Phasenwinkeln* der komplexen Knotenspannungen, die *Blindleistungsflüsse* vorrangig

zu Differenzen in ihrem *Betrag*, mit anderen Worten zu Abweichungen von der Nennspannung, Bild 10.2.

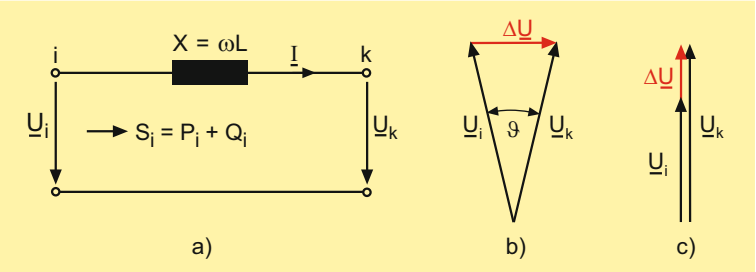


Bild 10.2. Winkel- und Betragsdifferenz der Knotenspannungen $\underline{U}_i$ und $\underline{U}_k$ einer Leitung zwischen zwei Netzknoten i und k. a) Ersatzschaltbild, b) wirkleistungsbedingter *Phasenwinkelunterschied* $\vartheta = \delta_i - \delta_k$, sog. *Leitungswinkel*, c) blindleistungsbedingter *Betragsunterschied*.

Transportnetze bestehen überwiegend aus 220 kV und 380 kV *Drehstrom-Höchstspannungsfreileitungen*. In Ballungsgebieten wie beispielsweise Berlin kommen auch 220 kV und 380 kV *Höchstspannungskabel* zum Einsatz. Bei Höchstspannungskabeln wurden in der Vergangenheit *Öl/Papier-isolierte* Kabel verwendet, heute ausschließlich *kunststoffisolierte* Kabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyäthylen, so genannte *VPE-Kabel*. Alternativ kommen auch SF_6 *isolierte Rohrleiter* in Frage.

Grundsätzlich erlaubt der Stand der Technik das Ersetzen aller 220 kV und 380 kV Überlandleitungen durch Kabel. Dagegen sprechen jedoch technische, betriebliche und betriebswirtschaftliche Gründe:

– Hochspannungskabel besitzen einen vielfach höheren kapazitiven Ladestrom als Freileitungen, erfordern daher in sehr kurzen Abständen aufwendige *Kompensationsdrosselspulen* (s. a. 10.4).

– Freileitungen sind bei einem Überschlag dank ihrer *selbstheilenden* Isolation praktisch fehlertolerant und meist nach kurzer Unterbrechung von nur wenigen 100 ms wieder zuschaltbar, so genannte *Kurzunterbrechung* bzw. KU (s. a 12.3 und 20). Kabel werden dagegen bei einem Isolationsfehler an der Fehlerstelle dauerhaft *zerstört*. Die Reparatur verlangt den Ersatz des zerstörten Kabelbereichs durch ein neues Kabelstück, das mittels zweier zusätzlicher *Kabelmuffen* eingefügt wird. Die Reparaturzeiten betragen bei Höchstspannungskabeln etwa zwei Wochen und sind sehr kostspielig.

– Freileitungen können wegen ihrer niedrigen Leitertemperaturen kurzzeitig beträchtlich überlastet werden. Kabel dagegen nur in geringem Umfang, da ihre *elektrische* Isolierung gleichzeitig auch als gute *thermische* Isolierung wirkt.

– Höchstspannungskabelstrecken kosten grob das 10-fache vergleichbarer Freileitungsstrecken.

Der Vergleich Freileitungen/Kabel ist ein typisches Beispiel dafür, dass nicht alles was physikalisch oder technisch machbar ist in der Praxis auch sinnvoll umgesetzt werden kann. Dies gilt in erhöhtem Maße für die „Hoffnungsträger“ *Supraleitende Kabel*, *Transformatoren* und *Generatoren* sowie *Hochtemperaturbrennstoffzellen*.

10.1.2 Hochspannungsnetze

Hochspannungsnetze dienen der weitläufigen Grobverteilung elektrischer Energie von den Entnahmeknoten der Transportnetze zu den kleineren Verteilerunternehmen und großen Sondervertragskunden innerhalb einer *Region*. Sie können *vermascht* oder als *Strahlennetze* aufgebaut sein. Im ersten Fall ist wie in den Transportnetzen die Energieflussrichtung unbestimmt, sie übernehmen dann *Transportfunktion*. In letzterem Fall ist die Energieflussrichtung eindeutig zum Verbraucher hin orientiert, sie besitzen dann ausschließlich *Verteilfunktion*. Hochspannungsnetze mit zahlreichen *dezentralen Erzeugungseinheiten* in Form von *Windkraftanlagen* etc. übernehmen auch die Aufgabe des Einsammelns der EE-Erzeugung.

10.1.3 Höhe der Netzspannung

Die Wahl der Spannung einer Netzebene erfolgt sowohl im Hinblick auf möglichst niedrige *Leitungsverluste* als auch mit Rücksicht auf die *stabilitätsbedingte* Übertragungskapazität der Leitungen. Beide Aspekte werden im Folgenden kurz gestreift.

10.1.3.1 Übertragungsverluste

Die Übertragungsleistung einer Drehstromleitung berechnet sich als Dreifaches der Leistung einer einzelnen Leitung zu

$$P = 3\,U_{\text{Strang}} I_{\text{Strang}} \cos\varphi \quad \text{bzw.} \quad P = 3\frac{U_r}{\sqrt{3}}\, I_r \cos\varphi \quad . \tag{10.1}$$

Löst man (10.1) nach dem Strom auf,

$$I_r = \frac{P}{\sqrt{3} U_r \cos\varphi} \quad ,$$

berechnen sich die Verluste in den 3 Leiterseilen bei Vernachlässigung der Querbeläge zu

$$P_V = 3\,I_r^2 R = 3\,\frac{P^2}{3\,U_r^2 (\cos\varphi)^2}\, R = \frac{P^2}{U_r^2 (\cos\varphi)^2}\, R \quad . \tag{10.2}$$

Da die Spannung in zweiter Potenz im Nenner steht, ist eine Heraufsetzung der Übertragungsspannung die wirksamste Maßnahme zur Kleinhaltung der Verluste.

Die *Gesamtkosten* für HDÜ-Freileitungsübertragungen bestehen aus *spannungsabhängigen* und *querschnittsabhängigen* Kosten bzw. *Kapitaldienst*, *Verlustkosten*, *Wartungskosten* und *öffentlichen Abgaben* (*Konzessionsabgaben* an Gemeinden, *Ökosteuer* etc.). Sie lassen sich als Kostenfunktion der zu übertragenden Leistung mit der Netzspannung als Parameter berechnen.

Diese Kostenfunktion besitzt für jede Spannung bei einer bestimmten Leistung ein Minimum. Für jede Übertragungsleistung ergibt sich eine optimale Nennspannung

$$U_N = f(P) \quad .$$

Diese Zahl ist lediglich ein Anhaltswert, von dem meist mit Rücksicht auf standardisierte Nennspannungen, Netzauslastung, Netzausbauplanung, Anzahl paralleler Leitungen etc. nach oben oder unten um eine Spannungsstufe abgewichen werden kann.

10.1.3.2 Übertragungskapazität

Die *Übertragungskapazität* einer Wechselspannungsleitung wird durch *Betrag* und *Phase* der Knotenspannungen am Leitungsanfang und Leitungsende sowie durch die *Leitungsreaktanz* bestimmt ($X \gg R$).

Die Berechnung der zwischen zwei Knoten i und k übertragbaren Wirkleistung kann anhand des bereits in Bild 10.2 angegebenen Ersatzschaltbilds erfolgen, Bild 10.3.

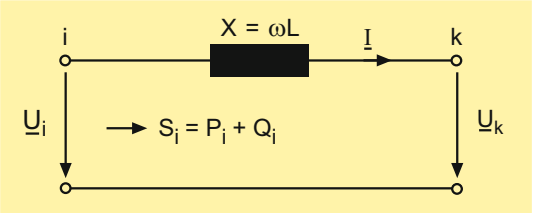


Bild 10.3. Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Hochspannungsfreileitung zwischen zwei Knoten i und k.

Aus der Maschengleichung $\sum \underline{U} = 0$ folgt

$$\underline{U}_i - \underline{U}_k - jX\,\underline{I} = 0 \tag{10.3}$$

und für den komplexen und konjugiert komplexen Leitungsstrom

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_i - \underline{U}_k}{jX} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{I}^* = \frac{\underline{U}_i^* - \underline{U}_k^*}{-jX} \quad . \tag{10.4}$$

Im Folgenden bedeuten

$$\underline{U}_i = U_i\, e^{j\delta_i} \qquad \text{und} \qquad \underline{U}_i^* = U_i e^{-j\delta_i} \quad , \tag{10.5}$$

$$\underline{U}_k = U_k\, e^{j\delta_k} \qquad \text{und} \qquad \underline{U}_k^* = U_k e^{-j\delta_k} \quad . \tag{10.6}$$

Mit dem *Leitungswinkel*

$$\vartheta = \delta_i - \delta_k \tag{10.7}$$

und

$$e^{j\vartheta} = \cos\vartheta + j\sin\vartheta \tag{10.8}$$

sowie mit (10.4) und (10.5) ergibt sich für die komplexe Scheinleistung

$$\underline{S}_{ik} = \underline{U}_i \underline{I}^* = \underline{U}_i \frac{\underline{U}_i^* - \underline{U}_k^*}{-jX}$$

$$\underline{S}_{ik} = \frac{\underline{U}_i^2 - U_i U_k e^{j(\delta_i - \delta_k)}}{-jX} \quad ,$$

$$\underline{S}_{ik} = \frac{\underline{U}_i^2 - U_i U_k(\cos\vartheta + j\sin\vartheta)}{-jX} \quad ,$$

$$\underline{S}_{ik} = \frac{\underline{U}_i^2 - U_i U_k\cos\vartheta - jU_i U_k\sin\vartheta}{-jX} \quad .$$

Nach Erweitern mit j erhalten wir

$$\underline{S}_{ik} = \frac{jU_i^2 - jU_iU_k\cos\vartheta + U_iU_k\sin\vartheta}{X} \quad ,$$

bzw.

$$\underline{S}_{ik} = \frac{U_iU_k}{X}\sin\vartheta + j\left[\frac{U_i^2}{X} - \frac{U_iU_k}{X}\cos\vartheta\right] = P_{ik} + jQ_{ik} \quad . \tag{10.9}$$

Die übertragene Wirkleistung wird damit

$$\boxed{P_{ik} = \frac{U_iU_k}{X}\sin\vartheta} \quad . \tag{10.10}$$

Sie ist eine Funktion der *Leitungsreaktanz* X, dem *Betrag der Knotenspannungen* am Anfang und Ende und dem zwischen ihnen herrschenden *Leitungswinkel* ϑ (s. a. 10.5).

Setzt man $U_i \approx U_k = U_r$ erhält man den Maximalwert der Wirkleistung bei $\sin\vartheta = 1$ zu

$$\boxed{P_{ik_{\max}} = \frac{U_r^2}{X}} \quad . \tag{10.11}$$

Gleichung (10.11) ist in Bild 10.4 als Graph dargestellt.

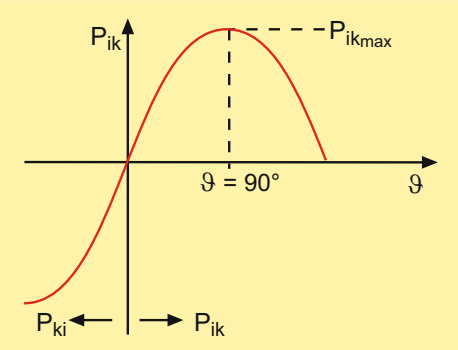


Bild 10.4. Übertragbare Wirkleistung.

Die Richtung des Energieflusses hängt im Wesentlichen davon ab, welche der Spannungen am Anfang bzw. am Ende der Leitung der jeweils anderen vorauseilt (s. a. Bild 10.2). Wird die Belastung am Ende der Leitung größer als $P_{\max}$, so „kippt“ die Leitung und verliert den Synchronismus. Dieses Stabilitätsproblem lässt sich im Netzbetrieb mit Hilfe verschiedener Regeleinrichtungen und Steuerung des Energieflusses lösen, wobei im allgemeinen die Leitungswinkel

$$\vartheta_{Betrieb} \leq 30 \ldots 45°$$

betragen (10.4 und 10.5).

Eine Erhöhung der Übertragungskapazität lässt sich gemäß (10.11) nur durch Erhöhung der *Übertragungsspannung* U_r und/oder durch Verringerung der Reaktanz X mittels *Bündelleitern* erreichen. Letzteres löst gleichzeitig die Problematik der *Leitungskorona*. Bei

bestehenden Leistungen kommen die in den Abschnitten 10.4 und 10.5 vorgestellten Kompensationsverfahren bzw. FACTS-Regler zum Einsatz.

Neben dem Problem der Stabilität der Wirkleistungsübertragung gibt es auch noch das Problem der *Spannungsstabilität* (Kapitel 20). Überschreiten die Blindleistungsflüsse bestimmte Grenzen, kommt es zum *Spannungskollaps*, der häufig in der Vergangenheit für die *Black-outs* außerhalb Deutschlands verantwortlich war.

10.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ

Der Transport großer Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen von 600 km und mehr, erfolgt über *Gleichstrom-Freileitungen*. Ausschlaggebend hierfür sind die geringeren Leitungsverluste und Kapitalkosten sowie das Fehlen von Stabilitätsproblemen, wie sie bei langen Wechselstromleitungen auftreten. Man unterscheidet

- *Netzgeführte HGÜ* (engl.: *LCC Line Commutated Converter* oder *CSC Current Source Converter)*. Sie arbeitet mit *Thyristoren*, die sich nur ein-, aber nicht ausschalten lassen, so genannte *Klassische HGÜ*. Die Synchronität der Zündimpulse und die Kurvenform der Ausgangswechselspannung werden von einem bereits vorhandenen Drehstromnetz, in das eingespeist werden soll, abgeleitet bzw. bereitgestellt. Der LCC-Stromrichter verhält sich wie eine *gesteuerte Stromquelle*.
- *Selbstgeführte HGÜ* (engl.: *Self Commutated Converter, SCC* oder *Voltage Source Converter, VSC*). Sie arbeitet mit IGBT-Transistoren (engl.: *Isolated Gate Bipolar Transistor*), die sich sowohl ein- als auch ausschalten lassen. Die Basissignale der Transistoren werden autonom vom Stromrichter generiert. Die Ausgangswechselspannung wird über *Puls-Weiten-Modulation* (PWM) synthetisiert. Der VSC-Stromrichter verhält sich wie eine *gesteuerte Spannungsquelle*. Daher lässt er sich auch ohne Drehstromnetz hochfahren, er ist mit anderen Worten *schwarzstartfähig*.

Beide Technologien werden im Folgenden kurz vorgestellt.

10.2.1 Netzgeführte HGÜ mit Thyristoren

Eine netzgeführte HGÜ-Strecke besteht grundsätzlich aus zwei *Kopfstationen* mit *Vier-Quadranten-Stromrichtern* sowie einer beide Kopfstationen verbindenden *Gleichstromleitung*, so genannte *Punkt-zu-Punkt Verbindung*. Diese Verbindungsleitung kann *monopolar* (unsymmetrisch) oder *bipolar* (symmetrisch) ausgeführt sein. Beispielsweise zeigt Bild 10.5 das grundsätzliche Schaltbild einer *bipolaren* Übertragungsstrecke.

Die Mittelpotenziale der beiden Kopfstationen sind parasitär über das *Erdreich* oder *Seewasser* oder auch über eine explizite Leitung miteinander verbunden. Im Normalbetrieb einer Bipolaranordnung ist diese Leitung, abgesehen von geringen Unsymmetrien, stromlos. Der Strom fließt im einen Leiter hin, im anderen zurück. Beim Ausfall eines Hochspannungsventils oder bei Störungen einer der beiden Hochspannungsleitungen kann die Strecke monopolar weiter betrieben werden, wobei der „*Mittelleiter*“ dann zum *Rückleiter* wird. Bei von Anfang an *monopolar* angelegten HGÜ-Strecken erfolgt die Stromrückleitung bereits im Normalbetrieb durch das Erdreich oder das Seewasser. Die Ein- und Ausleitung des Stroms der Rückleitung geschieht über großflächige *Koksbett-Elektroden*.

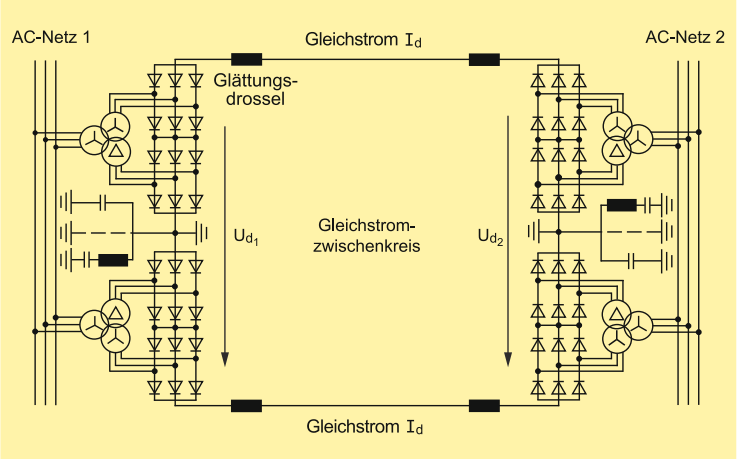


Bild 10.5. Bipolare Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit netzgeführten Thyristorstromrichtern (Klassische HGÜ).

Die Vier-Quadranten-Stromrichter können wahlweise als *Gleichrichter* oder als *Wechselrichter* betrieben werden. Zur Verringerung der Welligkeit sind sie als 12-Puls Stromrichter aufgebaut, bestehend aus je zwei gesteuerten 6-Puls Graetz-Brücken, die von in ⅄ und △ geschalteten *Einphasen-Transformatoren* gespeist werden (Schaltgruppen Yy0 und Yd5, s. a. 9.5.2). Ihre Isolation muss für die kombinierte *Gleich- und Wechselfeldbeanspruchung* ausgelegt sein, der Eisenkreis den höheren *Harmonischen* der Schaltvorgänge und der *Gleichstromvormagnetisierung* Rechnung tragen.

Die Stromrichterventile bestehen bei neueren Anlagen aus Reihenschaltungen vieler *lichtgetriggerter*, wassergekühlter Thyristoren mit *Sperrspannungen* bis zu 8 kV und einer *Stromtragfähigkeit* von 4 kA. Es werden mehr Thyristoren eingesetzt, als für die gesamte Sperrspannung erforderlich wären. Beim etwaigen Ausfall eines oder weiterer Thyristoren können die intakten Thyristoren dann unschwer den Betrieb bis zum nächsten Revisionstermin aufrechterhalten.

Die Energietransportrichtung wird durch die Differenz des Betrags der Gleichspannungen U_{d_1} und U_{d_2} am Anfang und Ende der Leitung bestimmt, die wiederum eine Funktion der jeweiligen Amplituden der beiden Wechselspannungen U_1 und U_2, der zugehörigen Zündwinkel α und γ sowie des Leitungsstroms I_d sind. Die am Leitungsende 2 ankommende Leistung berechnet sich zu

$$P_2 = I_d\, U_{d_2} = \frac{U_{d_1} - U_{d_2}}{R}\, U_{d_2} \tag{10.12}$$

mit

$$U_{d_1} = U_1 \cos\alpha - I_d\, X_{Ko} \quad \text{und} \quad U_{d_2} = U_2 \cos\gamma - I_d\, X_{Ko} \quad . \tag{10.13}$$

Hierbei ist X_{Ko} die *Kommutierungsreaktanz* der Stromrichter. Im *Gleichrichterbetrieb* liegen die Winkel etwa bei $\alpha = 15°$, im *Wechselrichterbetrieb* bei $\gamma = 140°$.

Da der Strom in den fest eingebauten Thyristoren nur in einer Richtung fließen kann, erfordert eine Umkehr der Energieflussrichtung eine Umpolung der Gleichspannung (über die Steuerwinkel), was in feststoffisolierten Kabeln wegen der Raumladungen zu erhöhter Beanspruchung führt. Bei Kabelstrecken kommen daher nur *Papier/Massekabel* oder

Papier/Öl-Kabel in Frage, in denen die radiale Raumladungsbildung weniger ausgeprägt ist.

Ferner beträgt die prozessbedingte *Kommutierungsblindleistung* fast 50 % der Nennleistung. Um diese Leistung nicht den Wechselstromnetzen beider Seiten entnehmen zu müssen, sind in den Kopfstationen umfangreiche Kompensationsanlagen zur Bereitstellung und Regelung der Blindleistung vorgesehen. Wirkleistungsübertragung und Blindleistungsgenerierung sind nicht unabhängig voneinander steuerbar. Zur Reduzierung der gerad- und ungeradzahligen Oberschwingungen sind ferner aus Induktivitäten und Kapazitäten bestehende *Saugkreise* erforderlich. Den großen Aufwand an additiven Komponenten veranschaulicht der Flächenbedarf für die Hochspannungsschaltanlage im Vergleich zu den Gebäuden für die Stromrichterventile, Bild 10.6.

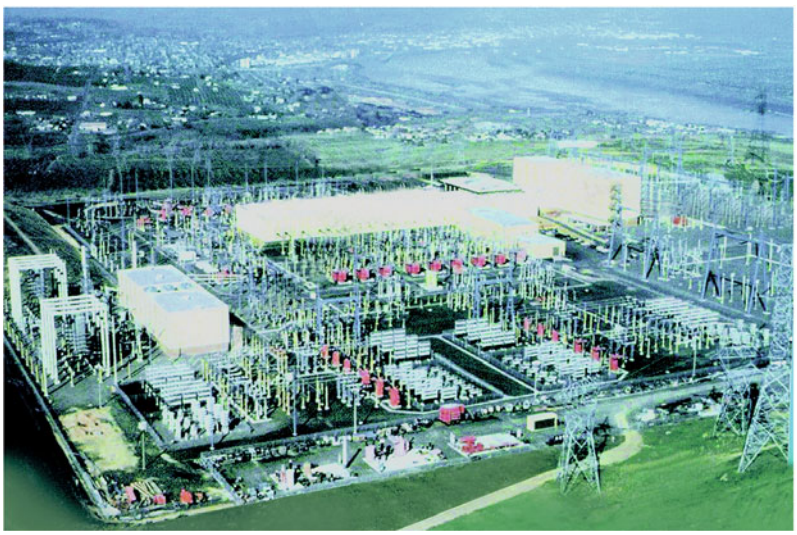


Bild 10.6. HGÜ-Kopfstation mit Hochspannungs-Freiluftschaltanlage (Celilo/USA-Siemens).

Die HGÜ mit Thyristoren macht bei großen Entfernungen dann Sinn, wenn die Einsparungen beim Leitungsbau und den Leitungsverlusten die Kosten für die Kopfstationen überwiegen und eine Energieentnahme längs der Übertragungsstrecke entbehrlich ist, so genannte *Punkt-zu-Punkt Verbindung*. Daneben wird die HGÜ aber auch für Seekabel mit Längen > 40 km zwingend erforderlich, weil die hohen Ladeströme der Kabel in kurzen Abständen Kompensationsdrosselspulen erfordern würden (s. a. 6.2.5 und 10.5.4.3).

Schließlich eignet sich das HGÜ-Prinzip auch zur Kopplung asynchron betriebener Netze, beispielsweise 50 Hz/60 Hz oder auch zur asynchronen Kopplung von Netzen gleicher Frequenz, jedoch unterschiedlicher Qualität der Frequenzhaltung. In beiden Fällen sind dann die Kopfstationen im gleichen Gebäude untergebracht, so genannte *Kurzkupplungen* (engl.: *back-to-back tie*). Beispielsweise sind die Netze der Ost- und Westküste in den USA wegen niederfrequenter Leistungspendelungen auf den Kuppelleitungen über mehrere Back-to-Back HGÜ-Stationen miteinander verbunden.

Bei der Kupplung zweier *synchroner* Wechselstromnetze kann auch die Begrenzung der Kurzschlussleistung oder die Verbesserung der Stabilität im Vordergrund stehen.

10.2.2 Selbstgeführte HGÜ mit IGBT-Leistungshalbleitern

Das Aufkommen von IGBT-Leistungshalbleitern bzw. -modulen mit Sperrspannungen im kV-Bereich und Strömen im kA-Bereich legte auch HGÜ-Strecken mit selbstgeführten Stromrichtern nahe. Selbstgeführte Stromrichter mit ein- und ausschaltbaren IGBT Transistoren synthetisieren nach dem Prinzip der *Puls-Weiten-Modulation* (PWM) aus einer Gleichspannung ein frei definierbares, dreiphasiges Wechselspannungssystem. Dies geschieht durch Zu- und Abschalten unterschiedlicher Spannungspegel für bestimmte Zeiten auf die Ausgangsklemmen für die Wechselspannung. Bei der Verwendung von nur zwei Spannungspegeln weist die Wechselspannung starke Abweichungen von der idealen Sinusform auf und muss durch großen Filteraufwand geglättet werden. Einen großen Fortschritt brachte die *Multi-Level-Converter Technologie*, Bild 10.7.

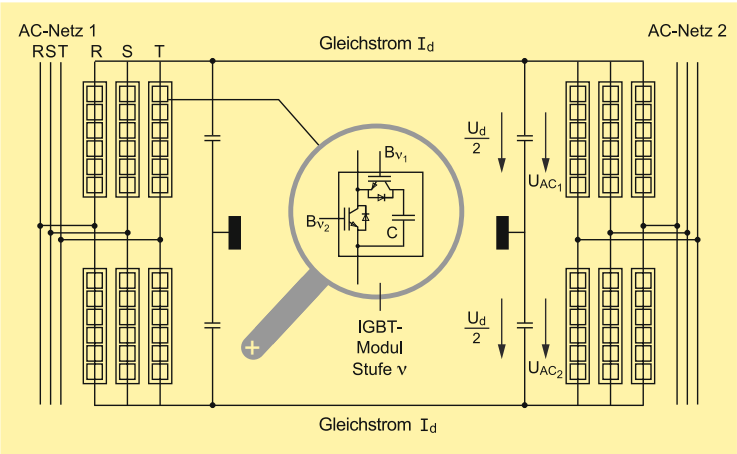


Bild 10.7. Symmetrisch betriebene, monopolare HGÜ mit selbstgeführten IGBT-Stromrichtern und Gleichspannungszwischenkreis. Im Gegensatz zur Schaltung in Bild 10.5 besitzt die VSC-HGÜ gemäß Bild 10.7 keine echte Bipolar-Funktionalität. Letztere erfordert in den Stromrichtern beider Seiten je sechs weitere Stromrichterzweige.

Die Reihenschaltung, der in jedem der zahlreichen IGBT-Module integrierten Kondensatoren C, stellt eine Vielzahl unterschiedlicher Spannungspegel zur Verfügung. Durch individuelles Ansteuern der einzelnen IGBT-Module in den Hochspannungsventilen über Lichtleiter lässt sich eine nahezu beliebig fein gestufte praktisch sinusförmige Wechselspannung synthetisieren. Dank ihres geringen Oberschwingungsgehalts kann eine aufwendige Filterung wie in Bild 10.6 entfallen. Selbstgeführte HGÜ benötigt daher wesentlich weniger Grundfläche und eignet sich deshalb insbesondere zur Verbindung von Windparks mit dem Festland.

Die Gleichspannung U_{DC} zwischen den Leitern der Übertragungsleitung verteilt sich je hälftig zur symmetrischen Mitte, die Wechselspannungen U_{AC_1} und U_{AC_2} über den Konverterventilen hängen von der momentanen Ansteuerung ab, sind aber in Summe mit dem Wert der Gleichspannung U_{DC} identisch. Ihr Verhältnis bestimmt den jeweiligen Momentanwert der Ausgangswechselspannung. Die Umkehr der Energieflussrichtung erfolgt nicht durch Umpolen der Gleichspannung sondern durch Umkehrung der Stromflussrichtung. Damit entfällt die Umpolung etwaiger Raumladungen bei Kabelstrecken. Es können normale VPE-Seekabel zum Einsatz kommen. Die Stromrichter beinhalten STATCOM Funktionalität (10.5.4.3), Wirkleistungsübertragung und Blindleistungsgenerierung sind entkoppelt.

Die Entbehrlichkeit eines bereits aktiven Drehstromnetzes auf der Wechselrichterseite und der geringe Platzbedarf, erschließt der VSC-HGÜ auch die Energieversorgung von Ölbohrplattformen im Meer. Der Vollständigkeit wegen sei erwähnt, dass VSC-Umrichter auch in Windkraftanlagen Verwendung finden, um bei variabler Drehzahl des Generators aus der Spannung am Gleichspannungszwischenkreis stets eine netzgebundene 50 Hz-Spannung generieren zu können.

Schließlich ermöglichen selbstgeführte Stromrichter auch fortgeschrittene FACTS-Systeme (10.5) und vermaschte HGÜ-Netze, wobei insbesondere bei letzteren weitere Fragen bezüglich Wirtschaftlichkeit, Schutztechnik, Schaltertechnik etc. zu klären sind.

10.2.3 HGÜ-Leistungsschalter

Wenngleich in den Anfängen der öffentlichen Stromversorgung die Schwierigkeiten beim Löschen von Gleichstromlichtbögen zur Entscheidung für die Wechselstromtechnik beigetragen haben, ermöglicht heute die Leistungselektronik schließlich doch den Bau von Hochspannungsleistungsschaltern für Gleichstrom. Mit dieser neuen Technologie lassen sich künftig HGÜ-Strecken nicht nur als Zweipunktverbindungen sondern auch als Übertragungsstrecken mit Abzweigknoten zwischen Anfangs- und Endpunkt und sogar vermaschte HGÜ-Netze realisieren. Beispielsweise können HGÜ-Leistungsschalter bei einem Blitzeinschlag in die Gleichstromleitung diese selektiv heraustrennen, wobei der Rest des DC-Netzes einschließlich aller Konverter stationär in Betrieb bleiben kann.

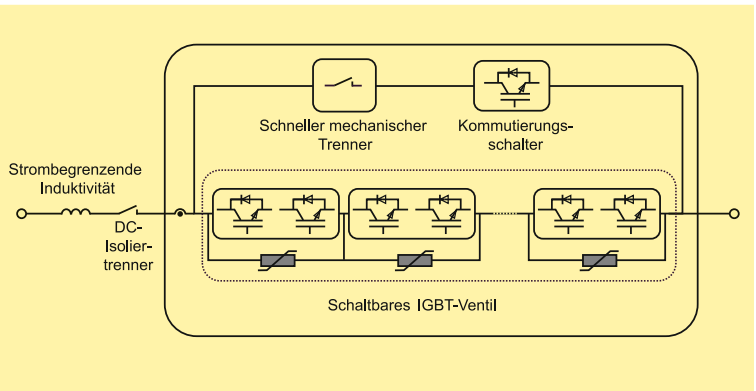


Bild 10.8. Prinzip des HGÜ-Leistungsschalters (ABB).

Eine mögliche Realisierung eines HGÜ-Leistungsschalters zeigt beispielsweise Bild 10.8. Der Schalter besteht aus zwei parallelen Pfaden. In geschlossenem Zustand fließt der Strom überwiegend über einen niederohmigen schnellen Trennschalterkontakt mit in Reihe liegendem IGBT-DC-Schalter geringer Sperrspannung, so genannter *Kommutierungsschalter*. Zum Einleiten des Abschaltvorgangs im Fall eines Kurzschlusses wird letzterer geöffnet, worauf der Schalterstrom innerhalb einiger Mikrosekunden auf das parallel liegende schaltbare IGBT-Ventil kommutiert. Der massearme, jetzt nur noch mit geringem Strom belastete mechanische Trenner öffnet innerhalb von 2 ms, und baut an seiner Trennstrecke die volle Spannungsfestigkeit gegen die wiederkehrende Spannung auf. Anschließend wird das schaltbare IGBT-Ventil gesperrt, was die eigentliche Stromunterbrechung bewirkt. Damit ist der Abschaltvorgang im Wesentlichen abgeschlossen. Es öffnet schließlich noch der links im Bild 10.8 gezeichnete DC-Isoliertrenner, der eine perfekte galvanische Trennung

der gesamten Schaltstrecke herstellt. Der totale Schaltvorgang dauert nur etwa 5 ms. Der Kurzschlussstrom wird strombegrenzend abgeschaltet.

Grundsätzlich wäre das schaltbare IGBT-Ventil bei Inkaufnahme seiner hohen Durchlassspannung und der hohen Durchlassverluste allein in der Lage die Schalterfunktion auszuüben. Im eingeschalteten Zustand benötigt man jedoch eine möglichst geringe Durchlassspannung, die nur der mechanische, metallische Trennerkontakt zu leisten vermag. Wegen der Kombination eines *mechanischen* und eines *leistungselektronischen* Schalterpfads spricht man auch vom Hybrid DC-Schalter.

Durch gezieltes Kurzschließen der parallel zum IGBT-Ventil liegenden Ableiter (dritter paralleler Pfad) lässt sich der Schalter auch als Strombegrenzer einsetzen.

10.3 Betriebsverhalten von Leitungen

10.3.1 Elektrisch lange und kurze Leitungen

Die Unterscheidung zwischen *elektrisch langen* und *elektrisch kurzen* Leitungen ist sowohl im *Frequenzbereich* als auch im *Zeitbereich* möglich.

Frequenzbereich (eingeschwungener Zustand)
Legt man an eine unendlich lange Leitung eine sinusförmige Wechselspannung mit einer Frequenz von beispielsweise f = 50 Hz an, erhält man zu einem Zeitpunkt, an dem die Quellenspannung gerade durch Null geht, folgende Momentaufnahme, Bild 10.9.

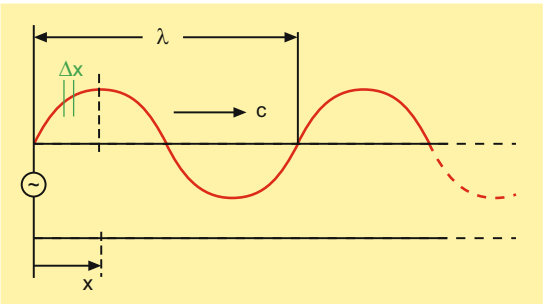


Bild 10.9. Spannungsausbreitung bzw. Spannungsverteilung auf einer elektrisch langen Leitung. x: Variable für die Leitungslänge l, λ: Wellenlänge, c: Ausbreitungsgeschwindigkeit im jeweiligen Medium (bei Freileitungen die *Lichtgeschwindigkeit*).

Sie zeigt eine sich in Richtung Leitungsende mit der Lichtgeschwindigkeit des Dielektrikums zwischen den Leitern ausbreitende *Spannungswanderwelle* $u(t, x)$. Ihre komplexe Amplitude $\underline{U}(x)$ auf der Leitung nimmt abhängig vom Ort x verschiedene Werte an und besitzt an einigen Punkten Nulldurchgänge, während gleichzeitig an anderer Stelle die Spannung von Null verschieden ist. Dies liegt daran, dass ein bestimmter Momentanwert an der Quelle sich an einer Stelle x erst nach einer Laufzeit t = x/c bemerkbar macht (c: Lichtgeschwindigkeit im jeweiligen Dielektrikum).

Im Frequenzbereich wird daher eine Leitung als *elektrisch lang* bezeichnet, wenn die komplexe Amplitude der Spannung vom Ort abhängt,

$$\underline{U} = \underline{U}(x) \quad . \tag{10.14}$$

Sie ist *elektrisch kurz*, wenn die komplexe Spannungsamplitude längs der Leitung annähernd konstant ist, beispielsweise längs eines sehr kleinen Werts $\triangle x$ in Bild 10.9,

$$\underline{U} \approx \text{const., für } l \ll \lambda \quad . \tag{10.15}$$

In der Nachrichtentechnik gelten Leitungen mit einer Länge von

$$l < \lambda/4 \tag{10.16}$$

als elektrisch kurz. In der Energietechnik dagegen sind die Anforderungen strenger. Soll beispielsweise der Spannungsunterschied $\Delta U < 0,5\%$ bleiben, so darf die Leitungslänge $\lambda/60$ nicht überschreiten.

Mit Hilfe der Gleichungen für die Wellenlänge

$$\lambda = c/f$$

und der gegenüber Vakuum reduzierten Lichtausbreitungsgeschwindigkeit im Dielektrikum

$$c_{Diel} = \frac{c_{Vakuum}}{\sqrt{\varepsilon_r}} \qquad (\text{für } \mu_r = 1) \tag{10.17}$$

ergibt sich für Freileitungen ($\mu_r = 1$, $\varepsilon_r = 1$, $f = 50\,\text{Hz}$):

$$\lambda_F = \frac{c_0}{f} = \frac{300000\,(km/s)}{50/s} = 6000\,km \quad \Rightarrow \quad l_{\max} = 100\,km \quad . \tag{10.18}$$

Für Kabel mit $\mu_r = 1$, $\epsilon_r = 4$ erhält man bei 50 Hz:

$$\lambda_K = \frac{c_K}{f} = \frac{300000\,(km/s)\,/\,\sqrt{4}}{50/s} = 3000\,km \quad \Rightarrow \quad l_{\max} = 50\,km \quad . \tag{10.19}$$

Zeitbereich (Transiente Vorgänge)
Schaltet man eine Gleichspannungsquelle auf eine unendlich lange Leitung, so breitet sich der Schaltvorgang als *Spannungswanderwelle* längs der Leitung aus. Die Anstiegszeit der *Wanderwelle* wird dabei durch die Natur des Schalters, den induktiven Innenwiderstand der Quelle und den *Wellenwiderstand* (10.3.2) der Leitung bestimmt, Bild 10.10.

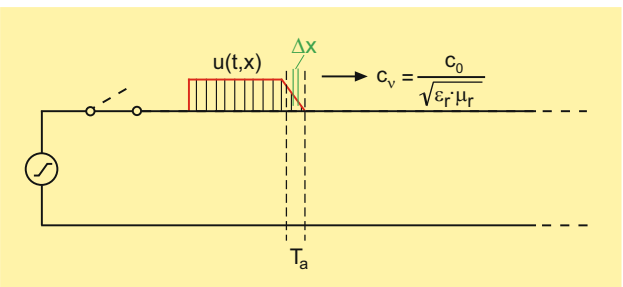


Bild 10.10. Wanderwellenausbreitung auf einer elektrisch langen Leitung.

Im Zeitbereich gilt eine Leitung als *elektrisch lang*, wenn zum betrachteten Zeitpunkt der Augenblickswert der Spannung $u(t)$ auch eine Funktion des Orts längs der Leitung ist,

$$u(t) \Rightarrow u(t,x) \quad , \tag{10.20}$$

das heißt, wenn die Anstiegszeit der Wanderwelle in die Größenordnung der Laufzeit kommt oder sie gar unterschreitet. Bei einer elektrisch langen Leitung kann daher in großer Entfernungen die Spannung zwischen beiden Leitern noch Null sein, während in der Nähe der Quelle bereits eine Spannung gemessen werden kann. Bei Anstiegszeiten $T_a \leq 10\,\tau$ (τ = Laufzeit der Leitung) wird eine Beschreibung der Vorgänge durch die *Telegraphen-* bzw. *Wellengleichung* erforderlich (10.3.2).

Als *elektrisch kurz* gilt eine Leitung, wenn die Amplitude der Spannung über die gesamte Leitungslänge annähernd konstant, das heißt die Anstiegszeit der Wanderwelle sehr viel größer als die Laufzeit der Leitung ist, beispielsweise längs eines sehr kleinen Werts $\triangle x$ in Bild 10.10

$$T_a \gg \tau = l/v \quad . \tag{10.21}$$

Für Anstiegszeiten $T_a \geq 10\tau$ ergibt sich eine Änderung der Spannungsamplitude zu

$$\Delta U \leq 10\% \quad , \tag{10.22}$$

was die Anwendung der *quasistationären Netzwerktheorie* erlaubt.

Im Zeitbereich ist keine Unterscheidung zwischen Freileitung und Kabel erforderlich, da die unterschiedlichen Ausbreitungsgeschwindigkeiten durch die für Freileitungen und Kabel unterschiedlichen Laufzeiten berücksichtigt werden.

Die Nachricht vom Einschalten einer Spannungs- oder Stromquelle am Eingang einer elektrischen Leitung breitet sich genauer betrachtet sowohl in Form einer *Spannungswanderwelle zwischen* den beiden Leitern als auch je einer *Stromwanderwelle* entgegengesetzten Vorzeichens *in* den beiden Leitern (Hin- und Rückleiter) in Richtung Leitungsende aus. Spannung und Strom der Wanderwelle sind über den reellen Wellenwiderstand Z_0 der Leitung miteinander verknüpft (s. a. 10.3.3.1)

$$\frac{u(t,x)}{i(t,x)} = Z_0 \quad . \tag{10.23}$$

Bei einer verlustbehafteten elektrisch langen Leitung nehmen die Spannungs- und Stromamplituden in Richtung Leitungsende auf Grund der Stromwärmeverluste in den Leitern und der Ableitungsverlust im Dielektrikum stetig ab und verschwinden bei sehr großer Leitungslänge letztlich im Rauschen. Es gibt nur zum Leitungsende *hinlaufende* Wellen.

Im technischen Alltag begegnet man nur Leitungen mit Längen, bei denen am Ende auch noch nutzbare Spannungs- und Strompegel existieren. Je nach Lastwiderstand am Leitungsende können dann durch *Reflexion* auch zum Leitungsanfang *rücklaufende* Wanderwellen auftreten. Man unterscheidet vorrangig drei ausgezeichnete Fälle:

– *Belastung der langen Leitung am Ende mit einem Lastwiderstand* $R = Z_0$. Es findet keine Reflexion statt, die Leitung verhält sich tatsächlich wie eine unendlich lange Leitung, es gibt nur hinlaufende Wellen.

– *Leerlauf am Leitungsende.* Da die Spannungswanderwelle und die sie begleitenden Ladungen am Ende nicht weiterlaufen können, kommt es zum Anhäufen eines Ladungsbergs am Leitungsende und zu einer Spannungsverdopplung zwischen den Leitern infolge einer reflektierten *rückläufigen* Spannungswanderwelle gleichen Vorzeichens. Am Leitungsanfang kann die rückläufige Spannungswelle je nach Innenwiderstand der Quelle absorbiert oder erneut reflektiert werden.

– *Kurzschluss am Leitungsende.* Die Spannungswanderwelle trifft am Leitungsende auf die Randbedingung $u(t, x) = 0$. Um diese Randbedingung zu erfüllen, wird die Spannungswelle am Leitungsende mit negativem Vorzeichen reflektiert.

Darüber hinaus gibt es aber auch genügend ohmsch-induktiv oder ohmsch-kapazitiv gemischte Lastimpedanzen, die zu Reflexionen mit sehr großen Unterschieden in der Kurvenform hin- und rücklaufender Wellen führen.

Bei Digitalsignalen führen die multiplen hin- und rücklaufenden Wanderwellen zu völlig unsinnigen Telegrammen, weswegen nur Lastwiderstände in der Größenordnung des Wellenwiderstands in Frage kommen. Bei Wechselspannungsquellen kommt es durch Überlagerung hin- und rücklaufender Sinuswellen zu *stehenden Wellen* mit festen Bäuchen und Knoten längs der Leitung. Letzteres Phänomen wird im Folgenden näher betrachtet.

10.3.2 Mathematisches Modell elektrisch langer Leitungen

Die Herleitung der *Leitungsgleichungen* elektrisch langer Leitungen geht von einer einphasigen elektrisch langen, homogenen Leitung aus, das heißt einer homogenen Leitung mit konstanten elektrischen und magnetischen Eigenschaften in Ausbreitungsrichtung. Hin- und Rückleiter besitzen zunächst einen ohmschen Widerstand R. Ferner ist der Strom durch die Leiterschleife (Hin- und Rückleiter) mit einem magnetischen Fluss ϕ verknüpft, der im Ersatzschaltbild durch eine *Induktivität* berücksichtigt wird. Die Spannung zwischen Hin- und Rückleiter baut ein elektrisches Feld auf, das durch eine *Kapazität* dargestellt wird. Schließlich werden Ableitungsverluste durch Korona und Kriechströme entlang Isolatoroberflächen in Form eines *Leitwerts* nachgebildet. Da diese Größen längs der Leitung mehr oder weniger stetig verteilt sind, führt man Leitungsbeläge ein:

$$\left.\begin{array}{ll} R' = \Delta R/\Delta l & \text{Widerstandsbelag} \\ L' = \Delta L/\Delta l & \text{Induktivitätsbelag} \end{array}\right\} \quad \textit{Längsbeläge}$$

$$\left.\begin{array}{ll} C' = \Delta C/\Delta l & \text{Kapazitätsbelag} \\ G' = \Delta G/\Delta l & \text{Ableitungsbelag} \end{array}\right\} \quad \textit{Querbeläge}$$

Soll die einphasige Leitung ein symmetrisches Drehstromsystem nachbilden, sind für die Leitungskapazität und -induktivität die so genannten *Betriebsbeläge* zu verwenden (8.11.1 und 10.6). Zu beachten ist, dass in R' und L' die Beläge des Hin- und Rückleiters zusammengefasst sind.

Ein elektrisch kurzer Teilabschnitt Δx einer Leitung lässt sich durch ein L-Glied nachbilden. Das Element Δx verhalte sich elektrisch kurz, so dass die zeitlich veränderlichen Größen u(t) und i(t) vom Ort unabhängig und nur noch von den konzentrierten Schaltkreiselementen dieses Leitungsabschnittes bestimmt sind. Das Leitungsstück Δx erlaubt eine quasistationäre Behandlung unter Anwendung der *Kirchhoffschen* Regeln, Bild 10.11.

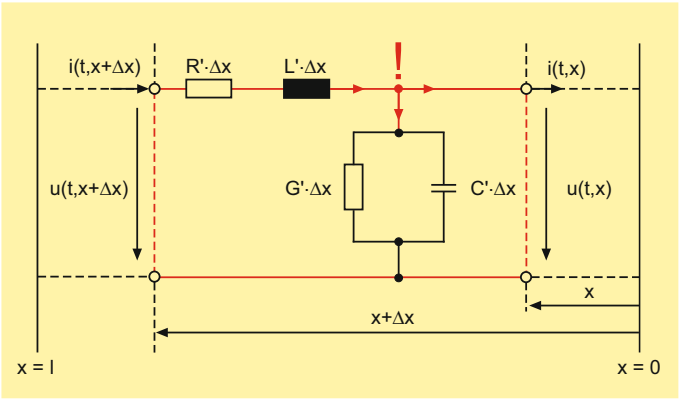


Bild 10.11. Ersatzschaltbild eines Leitungsabschnittes der Länge Δx (L-Glied).

Die *Maschenregel* $\sum U = 0$ liefert für die rot gezeichnete Masche

$$R'\Delta x\, i(t, x+\Delta x) + L'\Delta x \frac{di(t, x+\Delta x)}{dt} + u(t,x) - u(t, x+\Delta x) = 0$$

Division durch Δx ergibt

$$R' i(t, x+\Delta x) + L' \frac{di(t, x+\Delta x)}{dt} + \frac{u(t,x) - u(t, x+\Delta x)}{\Delta x} = 0$$

Bildet man den Grenzwert für $\Delta x \to 0$,

$$\Delta x \to 0 : \qquad R' i(t,x) + L' \frac{di(t,x)}{dt} - \frac{du(t,x)}{dx} = 0 \quad , \tag{10.24}$$

erhält man folgende Spannungsgleichung:

$$\boxed{R' i(t,x) + L' \frac{\partial i(t,x)}{\partial t} = \frac{\partial u(t,x)}{\partial x}} \quad . \tag{10.25}$$

Die *Knotenregel* $\sum I = 0$ liefert bei Anwendung auf den mit rotem Ausrufungszeichen gekennzeichneten Knoten folgende Stromgleichungen,

$$i(t, x+\Delta x) - i(t,x) - u(t,x) G' \Delta x - \frac{du(t,x)}{dt} C' \Delta x = 0 \,|: \Delta x \quad ,$$

$$\frac{i(t, x+\Delta x) - i(t,x)}{\Delta x} - u(t,x) G' - \frac{du(t,x)}{dt} C' = 0 \quad , \tag{10.26}$$

und nach Grenzwertbildung $\Delta x \to 0$,

$$\Delta x \to 0 : \qquad \frac{di(t,x)}{dx} = u(t,x) G' + \frac{du(t,x)}{dt} C' \quad , \tag{10.27}$$

$$\boxed{G' u(t,x) + C' \frac{\partial u(t,x)}{\partial t} = \frac{\partial i(t,x)}{\partial x}} \quad . \tag{10.28}$$

Es ergeben sich damit zwei Gleichungen für die beiden Unbekannten u(t,x) und i(t,x). Differenziert man eine dieser Gleichungen nach x, die andere nach t und setzt beide ineinander ein, erhält man die vollständigen Leitungsgleichungen für die Spannung und den Strom im Zeitbereich,

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = L'C'\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + (R'C' + L'G')\frac{\partial u}{\partial t} + R'G'u \quad , \tag{10.29}$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = L'C'\frac{\partial^2 i}{\partial t^2} + (R'C' + L'G')\frac{\partial i}{\partial t} + R'G'i \quad , \tag{10.30}$$

die eine Berechnung von u(t, x) und i(t, x) für bestimmte *Anfangsbedingungen* (z. B. Spannungssprung am Eingang) und *Randbedingungen* (z. B. Art der Last am Ende) ermöglichen.

Die Lösung der Leitungsgleichungen im Zeitbereich stellt die Grundlage der in der *Hochspannungstechnik* wie in der *Schaltkreistechnik* sehr wichtigen Wanderwellentheorie dar. Unter der Voraussetzung eingeschwungener Zustände ist eine Lösung der Leitungsgleichungen im Frequenzbereich (Laplace-Bereich) möglich. Die vorgenommene Beschränkung auf sinusförmige Erregungen (Frequenzbereich) erlaubt die *komplexe* Darstellung der Leitungsgleichungen, wodurch die partiellen Differenzialgleichungen in gewöhnliche Differenzialgleichungen übergehen. Beispielsweise lässt sich dann die zeitlich veränderliche Spannung u(t,x) als Zeiger $\underline{U}(x)$ darstellen (Anhang A.1). Da alle Zeiger den gleichen Faktor $e^{j\omega t}$ haben (Laplace-Transformation), fällt aus den angegebenen Leitungsgleichungen die Zeitabhängigkeit heraus.

Für die hier getroffene Annahme sinusförmiger Erregungen ergibt sich die komplexe Darstellung der Leitungsgleichungen mit den Transformationen:

$$u(t,x) \to \underline{U}(x), \quad i(t,x) \to \underline{I}(x), \quad \partial/\partial t \to j\omega \quad \text{und} \quad \partial/\partial x \to d/dx \tag{10.31}$$

zu

$$\frac{d^2\underline{U}(x)}{dx^2} = L'C'(j\omega)^2\underline{U}(x) + j\omega(R'C' + L'G')\underline{U} + R'G'\underline{U}(x) \tag{10.32}$$

bzw.

$$\frac{d^2\underline{I}(x)}{dx^2} = L'C'(j\omega)^2\underline{I}(x) + j\omega(R'C' + L'G')\underline{I} + R'G'\underline{I}(x) \quad . \tag{10.33}$$

Diese homogenen Differenzialgleichungen 2. Ordnung mit konstanten Koeffizienten entsprechen der *Telegraphengleichung* für den eingeschwungenen Zustand, das heißt ihrer Darstellung im Frequenzbereich.

Ausmultiplizieren der Produkte und Ausklammern führt auf:

$$\frac{d^2\underline{U}(x)}{dx^2} = (R' + j\omega L')(G' + j\omega C')\underline{U}(x) = \underline{\gamma}^2\underline{U}(x) \quad , \tag{10.34}$$

$$\frac{d^2\underline{I}(x)}{dx^2(x)} = (R' + j\omega L')(G' + j\omega C')\underline{I}(x) = \underline{\gamma}^2\underline{I}(x) \quad . \tag{10.35}$$

Diese Gleichungen lassen sich mit Hilfe des Exponentialansatzes nach *d'Alembert* lösen,

$$\underline{U}(x) = \underline{A}_1 e^{+\underline{\gamma}x} + \underline{A}_2 e^{-\underline{\gamma}x} \quad . \tag{10.36}$$

Man erhält für die zweite Ableitung von $\underline{U}(x)$

$$\frac{d^2\underline{U}(x)}{dx^2} = \underline{A}_1\underline{\gamma}^2 e^{+\underline{\gamma}x} + \underline{A}_2\underline{\gamma}^2 e^{-\underline{\gamma}x} \stackrel{!}{=} \underline{\gamma}^2\underline{U}(x) \quad . \tag{10.37}$$

Die Übertragungskonstante $\underline{\gamma}$ ergibt sich durch Koeffizientenvergleich zu

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} = \alpha + j\beta \quad , \tag{10.38}$$

so genannter *Übertragungsbelag.*

Hierin bedeuten α: *Dämpfungsbelag* (Dämpfung: αl) und β: *Phasenbelag* (Phase: βl).

Aus der in (10.25) angegebenen Maschengleichung

$$\frac{d\underline{U}(x)}{dx} = R'\underline{I} + j\omega L'\underline{I} \tag{10.39}$$

folgt mit dem Exponentialansatz für $\underline{U}(x)$ sinngemäß die Lösung für den Strom

$$\underline{I}(x) = \frac{\gamma}{R' + j\omega L'}(\underline{A}_1 e^{+\underline{\gamma}x} - \underline{A}_2 e^{-\underline{\gamma}x}) \quad . \tag{10.40}$$

Der Quotient

$$\frac{R' + j\omega L'}{\underline{\gamma}} = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} = \underline{Z}_0 \tag{10.41}$$

wird als *Wellenwiderstand* bezeichnet.

Die Ermittlung der komplexen Koeffizienten $\underline{A}_1$ und $\underline{A}_2$ erfolgt mit Hilfe der Randbedingungen „Spannung und Strom am Leitungsende“:

$$x = 0, \qquad \underline{U}(x) = \underline{U}_2, \qquad \underline{I}(x) = \underline{I}_2 \quad . \tag{10.42}$$

Man erhält:

$$\underline{U}(x) = 1/2(\underline{U}_2 + \underline{I}_2\underline{Z}_0)e^{+\underline{\gamma}x} + 1/2(\underline{U}_2 - \underline{I}_2\underline{Z}_0)e^{-\underline{\gamma}x} \tag{10.43}$$

$$\underline{I}(x) = 1/2(\underline{I}_2 + \underline{U}_2\underline{Z}_0)e^{+\underline{\gamma}x} + 1/2(\underline{I}_2 - \underline{U}_2\underline{Z}_0)e^{-\underline{\gamma}x} \tag{10.44}$$

und nach Ausmultiplizieren und Zusammenfassen:

$$\boxed{\begin{aligned} \underline{U}(x) &= \underline{U}_2 \cosh \underline{\gamma}x + \underline{I}_2\underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma}x \\ \underline{I}(x) &= \underline{I}_2 \cosh \underline{\gamma}x + \underline{U}_2/\underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma}x \end{aligned}} \quad . \tag{10.45}$$

Die mit Hilfe des d'Alembertschen Lösungsansatzes erhaltenen Ergebnisse lassen erkennen, dass die Spannungen und Ströme auf der Leitung als Überlagerung hin- und rücklaufender Wanderwellen interpretiert werden können. Unter Verwendung dieser allgemeinen Lösungen für Spannungen und Ströme sollen im Folgenden einige Spezialfälle betrachtet werden.

10.3.3 Verlustlose Leitung

10.3.3.1 Ausgewählte betriebliche Spezialfälle

Meist werden bei Betrachtungen des Betriebsverhaltens reale Leitungen als verlustlos angenommen (der Wirkwiderstand spielt nur eine Rolle bei der Ermittlung der *Leitungsverluste*). Für verschwindenden Wirkwiderstand der Leitung (R = 0) und hohe Isolationswiderstände ($R_{is} \to \infty$, das heißt $G = 0$) wird die Dämpfung α Null, und es ergibt sich die imaginäre Übertragungskonstante,

$$\underline{\gamma} = j\beta = j\omega\sqrt{L'C'} \quad . \tag{10.46}$$

Mit $v = 1/\sqrt{L'C'}$ wird dann der Phasenbelag:

$$\beta = \omega\sqrt{L'C'} = \omega/v = \frac{2\pi f}{\lambda/T} = \frac{2\pi}{\lambda} \quad . \tag{10.47}$$

Unter Verwendung der *Eulerschen Formel* vereinfachen sich die allgemeinen Leitungsgleichungen für diesen Spezialfall zu:

$$\underline{U}(x) = 1/2(\underline{U}_2 + \underline{I}_2 Z_0)e^{j\beta x} + 1/2(\underline{U}_2 - \underline{I}_2 Z_0)e^{-j\beta x} \tag{10.48}$$

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_2 \cos\beta x + j\underline{I}_2 Z_0 \sin\beta x \tag{10.49}$$

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_2 \cos\frac{2\pi}{\lambda}x + j\underline{I}_2 Z_0 \sin\frac{2\pi}{\lambda}x \tag{10.50}$$

und

$$\underline{I}(x) = 1/2(\underline{I}_2 + \underline{U}_2 Z_0)e^{j\beta x} + 1/2(\underline{I}_2 - \underline{U}_2 Z_0)e^{-j\beta x} \tag{10.51}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}_2 \cos\beta x + j\underline{U}_2 Z_0 \sin\beta x \tag{10.52}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}_2 \cos\frac{2\pi}{\lambda}x + j\underline{U}_2/Z_0 \sin\frac{2\pi}{\lambda}x \quad . \tag{10.53}$$

Bei fehlender Dämpfung wird der Wellenwiderstand reell

$$Z_0 = \sqrt{L'/C'} \quad . \tag{10.54}$$

Die *verlustlose* Leitung ist nicht zu verwechseln mit der *verzerrungsfreien*, verlustbehafteten Leitung, Bild 10.12.

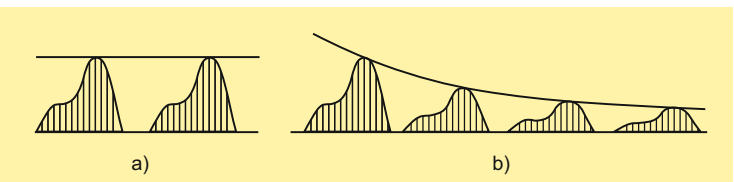


Bild 10.12. Vergleich der Wellenausbreitung auf a) verlustloser, b) verzerrungsfreier Leitung.

Für die verzerrungsfreie, verlustbehaftete Leistung gilt:

$$L'/R' = C'/G' \qquad \text{aber auch} \qquad Z_0 = \sqrt{L'/C'} \quad . \tag{10.55}$$

Im Gegensatz zur *verlustlosen* Leitung klingt bei der *verzerrungsfreien* Leitung die Amplitude der Welle in Ausbreitungsrichtung mit $e^{-\alpha x}$ ab. Die Impulse auf der Leitung werden dann zwar gedämpft, verändern aber ihre Form nicht. Durch Verstärker (*Repeater*) lässt sich unschwer wieder das ursprüngliche Signal rekonstruieren.

Von der *verzerrungsfreien* Leitung wird in der Nachrichtentechnik oft Gebrauch macht. Die Leitungen werden durch Ferritkerne oder Drosseln beschwert bis die Bedingung (10.55) erfüllt ist.

10.3.3.2 Leerlauf am Leitungsende

Die Leitungsgleichungen vereinfachen sich bei fehlender Dämpfung und Leerlauf am Ende der Leitung ($\underline{I}_2 = 0$) zu:

$$\underline{U}(x) = 1/2\underline{U}_2(e^{\underline{\gamma}x} + e^{-\underline{\gamma}x}) = \underline{U}_2 \cosh \underline{\gamma}x \quad , \tag{10.56}$$

$$\underline{I}(x) = 1/2\underline{U}_2/\underline{Z}_0(e^{\underline{\gamma}x} - e^{-\underline{\gamma}x}) = \underline{U}_2/\underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma}x \quad . \tag{10.57}$$

Mit $\alpha = 0$ und Z_0 (reell) ergibt sich aus obigen Gleichungen bzw. aus (10.50) und (10.53):

$$\boxed{\begin{aligned} \underline{U}(x) &= \underline{U}_2 \cos(2\pi x/\lambda) \\ \underline{I}(x) &= j\underline{U}_2/\underline{Z}_0 \sin(2\pi x/\lambda) \end{aligned}} \quad . \tag{10.58}$$

Für Spannung und Strom ergeben sich aus der Überlagerung der hinlaufenden und reflektierten Welle *stehende Wellen* mit der Wellenlänge $\lambda = 2\pi/\beta$. Den zeitlichen Verlauf der stehenden Wellen für Spannung und Strom zeigt Bild 10.13.

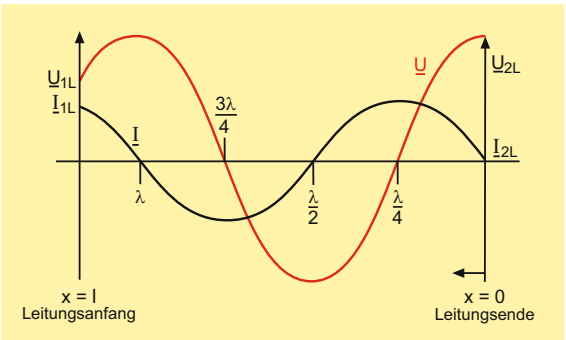


Bild 10.13. Spannungs- und Stromverlauf auf einer verlustlosen Leitung bei Leerlauf am Ende.

Die Phasenverschiebung ist auf der gesamten Leitung konstant und beträgt 90°. Bei sinusförmiger Erregung leerlaufender Leitungen können abhängig von der Leitungslänge am Ende der Leitung Spannungsüberhöhungen vom Mehrfachen der Spannung am Anfang der Leitung auftreten, was allgemein als *Ferranti*-Effekt bezeichnet wird.

Beispiel: Welche Spannungsüberhöhung tritt am Ende einer 1200 km langen leerlaufenden Leitung auf, die bei einer Frequenz von f = 50 Hz betrieben wird?

Gegeben:

$$\begin{aligned} f = 50\,Hz \quad &\rightarrow \quad \lambda = 6000\ km \\ l = 1200\,km \quad &\rightarrow \quad x = \lambda/5 \end{aligned}$$

Spannung am Anfang der Leitung: $\underline{U}_1 = \underline{U}(l) = \underline{U}(\lambda/5)$

Gesucht:

$$\underline{U}_2 = \underline{U}(x)\frac{1}{\cos(2\pi x/\lambda)} \tag{10.59}$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1\frac{1}{\cos(2\pi\lambda/5\lambda)} = \underline{U}_1\frac{1}{\cos(2\pi/5)} = 3,2\underline{U}_1 \quad . \tag{10.60}$$

Am Ende der leerlaufenden Leitung ist die Spannung um den Faktor 3,2 höher als am Anfang. In der Praxis jedoch treten wegen der Dämpfung deutlich geringere Spannungserhöhungen auf.

Die Eingangsimpedanz einer leerlaufenden Leitung berechnet sich zu:

$$\underline{Z}_{e_L} = \underline{U}(l)/\underline{I}(l) = -jZ_0 \cot \beta l \quad . \tag{10.61}$$

Für Leitungslängen zwischen $o < x < \lambda/4$ zeigt die leerlaufende Leitung kapazitives Verhalten, das heißt der Strom eilt der Spannung voraus. Für die Leitungslänge $l = \lambda/4$ ist die Leitung in Resonanz und wirkt wie ein Kurzschluss. Induktives Verhalten dagegen zeigt die leerlaufende Leitung für Längen zwischen $\lambda/4$ und $\lambda/2$, Bild 10.14.

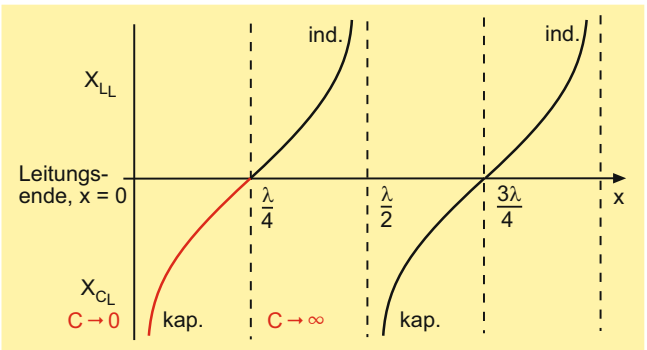


Bild 10.14. Eingangsimpedanz einer leerlaufenden Leitung.

10.3.3.3 Kurzschluss am Leitungsende

Bei fehlender Dämpfung und Kurzschluss am Leitungsende ($\underline{U}_2 = 0$) vereinfachen sich die Leitungsgleichungen zu:

$$\underline{U}(x) = 1/2\underline{I}_2\underline{Z}_0(e^{\underline{\gamma}x} - e^{-\underline{\gamma}x}) = \underline{I}_0\underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma}x \tag{10.62}$$

$$\underline{I}(x) = 1/2\underline{I}_2(e^{\underline{\gamma}x} + e^{-\underline{\gamma}x}) = \underline{I}_0 \cosh \underline{\gamma}x \tag{10.63}$$

Mit $\alpha = 0$ und Z_0 (reell) ergibt sich:

$$\boxed{\begin{aligned}\underline{U}(x) &= j\underline{I}_2\underline{Z}_0 \sin(2\pi x/\lambda)\\ \underline{I}(x) &= \underline{I}_2 \cos(2\pi x/\lambda)\end{aligned}} \tag{10.64}$$

Den zeitlichen Verlauf der stehenden Wellen für Spannung und Strom zeigt Bild 10.15.

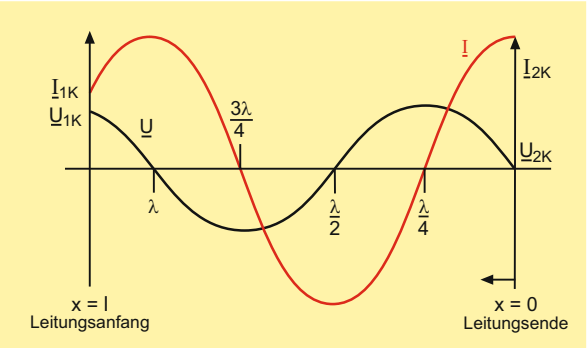


Bild 10.15. Spannungs- und Stromverlauf auf einer verlustlosen Leitung bei Kurzschluss am Ende.

Ebenso wie bei leerlaufender Leitung ergeben sich bei kurzgeschlossenem Leitungsende für Spannung und Strom stehende Wellen mit der Wellenlänge $\lambda = 2\pi/\beta$ bei einer konstanten Phasenverschiebung von 90°. Bei kurzgeschlossenem Leitungsende können abhängig von der Leitungslänge gegenüber dem Einspeisestrom starke Überhöhungen des Stromes am Ende der Leitung auftreten ($\underline{I}_2 \gg \underline{I}_1$).

Die Eingangsimpedanz einer kurzgeschlossenen Leitung berechnet sich zu

$$\underline{Z}_{eK}(l) = \underline{U}(l)/\underline{I}(l) = jZ_0 \tan \beta l \quad . \tag{10.65}$$

Die Funktion $Z_{eK}(l)$ bzw. $X_K(l)$ zeigt Bild 10.16.

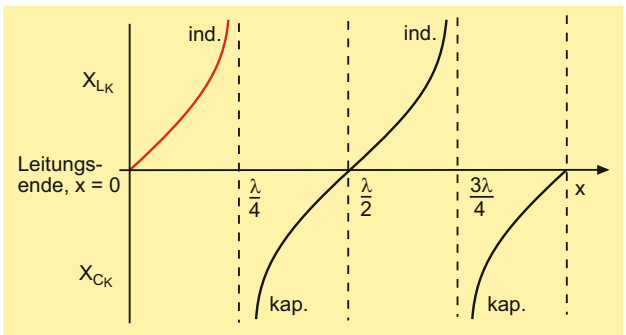


Bild 10.16. Eingangsimpedanz einer kurzgeschlossenen Leitung.

Für Leitungslängen von $0 < x < \lambda/4$ zeigt die kurzgeschlossene Leitung induktives Verhalten, das heißt der Strom eilt der Spannung nach. Für die Leitungslänge $l = \lambda/4$ wird X_{L_K} theoretisch unendlich, das heißt die Leitung wirkt als Leerlauf. Kapazitives Verhalten dagegen zeigt die kurzgeschlossene Leitung für Längen zwischen $\lambda/4$ und $\lambda/2$.

10.3.3.4 Belastung mit dem Wellenwiderstand

Ist eine Übertragungsleitung mit dem Wellenwiderstand abgeschlossen ($\underline{Z}_2 = \underline{Z}_0$), so spricht man vom „*Betrieb mit natürlicher Leistung*“. Nun kann man sich die Lastimpedanz

am Ende einer Leitung nicht aussuchen, man kann jedoch durch Kompensationsmaßnahmen den Wellenwiderstand der Leitung ändern bzw. an die Lastimpedanz anpassen und zumindest einen Betrieb *nahe der natürlichen Leistung* anstreben.

Durch Einsetzen der Spannung am Ende der Leitung

$$\underline{U}_2 = \underline{I}_2 \underline{Z}_0 \tag{10.66}$$

in die Leitungsgleichungen verschwindet deren 2. Term und der 1. Term verdoppelt sich. Bei Betrieb einer Leitung mit natürlicher Leistung nehmen die Leitungsgleichungen also folgende Form an:

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_2 e^{\underline{\gamma} x} = \underline{U}_2 e^{j\beta x} \quad , \tag{10.67}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}_2 e^{\underline{\gamma} x} = \underline{I}_2 e^{j\beta x} \quad . \tag{10.68}$$

Dies bedeutet, dass für $\alpha = 0$ Spannung und Strom längs der Leitung jeweils konstanten Betrag aufweisen und in Phase sind:

$$|\underline{U}_E| = |\underline{U}_A|$$

$$\measuredangle \underline{U}, \underline{I} = 0 \rightarrow \cos\varphi = 1 \quad \text{Es wird nur Wirkleistung übertragen!}$$

$$\underline{U}/\underline{I} = Z_0 = \text{const.} \tag{10.69}$$

Es existiert nur eine hinlaufende Welle, die am Leitungsende durch den Verbraucher voll absorbiert wird, so dass keine Reflexionen und damit auch keine stehenden Wellen auftreten können. Spannungs- und Stromzeiger erfahren lediglich eine der Entfernung x entsprechende gleich große Phasenwinkeldrehung.

Geht man dagegen von endlicher Dämpfung aus, so klingen die Amplituden mit $e^{-\alpha x}$ ab, das heißt längs der Leitung entsteht ein Spannungsabfall, Bild 10.16, während die Phasengleichheit bestehen bleibt, Bild 10.17.

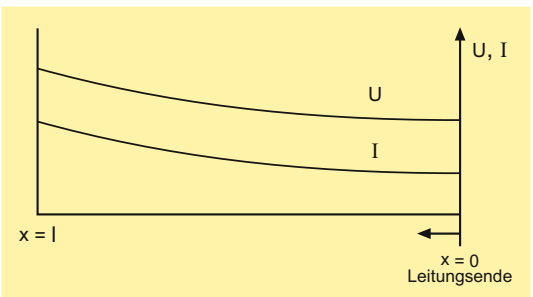


Bild 10.17. Spannung und Strom auf einer mit natürlicher Leistung betriebenen Leitung.

Die *natürliche Leistung* P_{nat} ist ein Vergleichsmaß zur Beurteilung der Übertragungsleistung von Fernleitungen. Für ein dreiphasiges Drehstromsystem berechnet sie sich zu:

$$P_{nat} = 3U^2_{\text{Strang}}/Z_0 = U_N^2/Z_0 \quad . \tag{10.70}$$

Beispielhaft zeigt Bild 10.18 einige Zahlenwerte,

U_N / kV	1 Seil	2-er Bündel	4-er Bündel	Kabel
220	130 MW	160 MW	200 MW	1300 MW
380	370 MW	460 MW	600 MW	-
750	-	-	2160 MW	-

Bild 10.18. Natürliche Leistungen.

Bei Freileitungen ist die natürliche Leistung kleiner als die durch Stromwärmeverluste bedingte thermische Grenzleistung. Lange Freileitungen sind daher thermisch stark überlastbar (beispielsweise bei einem Kurzschluss). Bei Kabeln ist die natürliche Leistung größer als die thermische Grenzleistung. Sie kann jedoch wegen der eingeschränkten thermischen Belastbarkeit oft nicht voll genutzt werden. Bei langen Leitungen strebt man möglichst den *Betrieb mit natürlicher Leistung* an, da dann keine Blindleistung übertragen werden muss und der Spannungsabfall minimal wird.

Betreibt man Leitungen unterhalb ihrer natürlichen Leistung ($P_2 < P_{nat}$), beispielsweise *im Schwachlastbetrieb* oder *Leerlauf*, so wirkt die Übertragungsstrecke bei gebräuchlichen Leitungslängen kapazitiv. Die Leitung nimmt dann mehr kapazitive Blindleistung auf bzw. gibt mehr induktive Blindleistung ab als die Transformatoren verbrauchen (speziell Höchstspannungsnetze). Hierdurch kann es zu Spannungsüberhöhungen am Ende der Leitung kommen. Im Interesse der Spannungshaltung muss dann die kapazitive Blindleistung der Leitung kompensiert werden. Ein Beispiel einer HDÜ Zweipunktübertragung mit Kompensationsmitteln zeigt Bild 10.19.

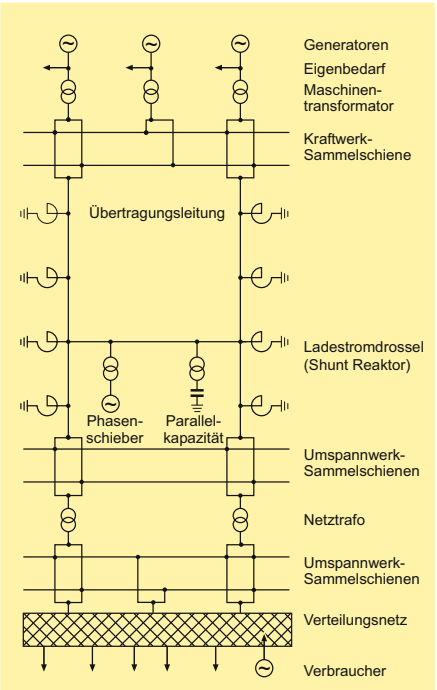


Bild 10.19. Komponenten einer Zweipunktübertragung.

Die Kompensation kapazitiver Blindleistung kann zum einen durch *Paralleldrosseln* erfolgen, die zur Kompensation der Ladeleistung etwa alle 100 km über sekundärseitig regelbare Transformatoren angeschlossen sind, zum anderen durch rotierende Phasenschieber, die sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung abgeben können und zudem stabilitätsfördernd sind (8.6). Denkbar wäre auch der Einsatz von Seriendrosseln, die über eine Erhöhung des Induktivitätsbelags eine Anpassung des Wellenwiderstands $\sqrt{L'/C'}$ bewirken (vgl. *Pupin-Spulen* in der Nachrichtentechnik). In der Praxis werden Seriendrosseln zur Wellenwiderstandsanpassung jedoch nicht eingesetzt, da sie höhere Kosten und eine Verminderung der Stabilität zur Folge haben. Eine Möglichkeit der Blindleistungskompensation in Echtzeit besteht durch den Einsatz statischer Blindleistungskompensatoren bzw. von FACTS-Reglern. Auf sie wird im Abschnitt 10.5 ausführlich eingegangen.

Betreibt man Leitungen oberhalb ihrer natürlichen Leistung ($P_{nat} < P_2 < P_{thermisch}$), wie es vorzugsweise bei kurzen Leitungen der Fall ist, so wirkt die Leitung induktiv und es entsteht ein Spannungsabfall zum Leitungsende hin. Die Kompensation der *Leitungsinduktivität* kann durch *Längskondensatoren*, die den Spannungsabfall vermindern bzw. zu Null machen, durch *Parallelkondensatoren*, die den Verbraucherblindstrom kompensieren und eine Anpassung des Wellenwiderstands $\sqrt{L'/C'}$ bewirken, oder durch *Phasenschieber* sowie *FACTS-Betriebsmittel* erfolgen (10.5).

Im Schwachlastbetrieb bei Nacht kompensieren die Ladestromdrosseln die kapazitive Blindleistung der Übertragungsleitung. Bei starker Belastung kann die Parallelkapazität die induktive Blindleistung kompensieren. Der Phasenschieber vermag sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung zu liefern (s. a. 10.5.2.4 und A.6). Während die Ladestromdrosseln für die volle Hochspannung ausgelegt sind, werden Phasenschieber und Kondensatoren meist über die Tertiärwicklung von Transformatoren angekoppelt.

10.3.4 Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm einer elektrisch langen Leitung

Lange Übertragungsleitungen lassen sich näherungsweise durch Aneinanderreihung mehrerer elektrisch kurzer, aus konzentrierten Bauelementen bestehenden π-Gliedern nachbilden. Dafür verteilt man die Querbeläge, das heißt die Leitungskapazität und den Ableitwiderstand aus Bild 10.11 jeweils zur Hälfte an den Anfang und das Ende eines π-Glieds.

Die zur Nachbildung einer langen Leitung als Kettenleiter erforderliche Anzahl der Leitungselemente errechnet sich gemäß der in Kapitel 10.3.1 genannten Näherungsgleichung

$$\Delta U < 0,5\% \quad \text{für} \quad l_{\max} = \lambda/60 \quad \text{und} \quad f = 50Hz \tag{10.71}$$

zu

$$n = \begin{cases} l/100 \text{ km für Freileitungen} \\ l/50 \text{ km für Kabel} \end{cases} .$$

Allgemeiner lässt sich die Anzahl der Kettenglieder wie folgt berechnen:

$$n > \frac{|\underline{\gamma} l|}{\sqrt{8\Delta Z/Z_0}} \quad , \tag{10.72}$$

$\Delta Z/Z_0$ ist dabei die vorzugebende zulässige Toleranz im Wellenwiderstand. Die Frequenz ist implizit in der Übertragungskonstante $\underline{\gamma}$ enthalten.

Beispiel: Ersatzschaltbild einer 300 km langen, ohmsch-induktiv belasteten Freileitung,

$$l = 300km \quad \rightarrow \quad 3\,\pi\text{-Glieder} \qquad Z_E = R_E + j\omega L_E \quad .$$

An den Schnittstellen der π-Glieder addieren sich die hälftigen Querbeläge zur Leitungskapazität $C'\Delta x$ und $G'\Delta x$, Bild 10.20.

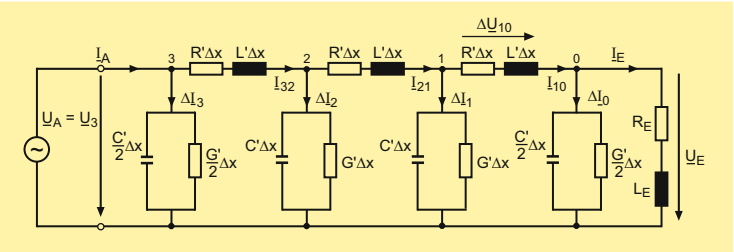


Bild 10.20. Ersatzschaltbild einer langen Leitung.

Für *ohmsch-induktive* Belastung $\underline{Z}_E$ soll nun für die Kettenschaltung nach Bild 10.20 das Zeigerdiagramm der Spannungen und Ströme gezeichnet werden, wobei der Übersichtlichkeit wegen alle Spannungsabfälle $\Delta\underline{U}$ gegenüber den Klemmenspannungen $\underline{U}_E, \underline{U}_1$ u.s.w. überproportional skaliert sind, Bild 10.21.

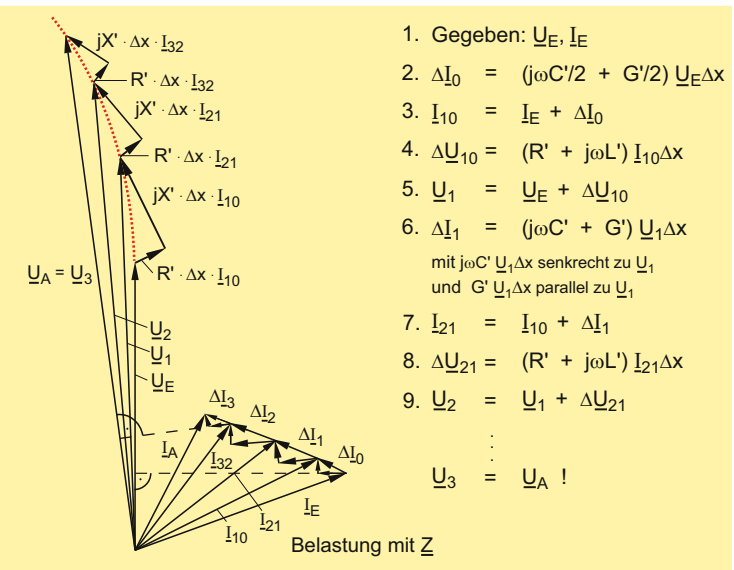


Bild 10.21. Zeigerdiagramm einer elektrisch langen Leitung mit ohmsch-induktiver Last. Rechts: Zeichnungs-Schrittfolge.

Beginnend mit den bekannten Größen am Leitungsende $\underline{U}_E$ und $\underline{I}_E$ lässt sich zunächst aus $\underline{U}_E$ der Querstrom $\Delta\underline{I}_0$ berechnen und damit auch $\underline{I}_{10} = \underline{I}_E + \Delta\underline{I}_0$. Mit $\underline{I}_{10}$ erhält man den Spannungsabfall $\Delta\underline{U}_{10}$ und mit diesem die Spannung $\underline{U}_1$. In gleicher Weise erhält man sinngemäß die Spannungen $\underline{U}_2$, $\underline{U}_3$ und $\underline{U}_A$.

Bei *Leerlauf am Leitungsende* ergibt sich sinngemäß ein Zeigerdiagramm gemäß Bild 10.22.

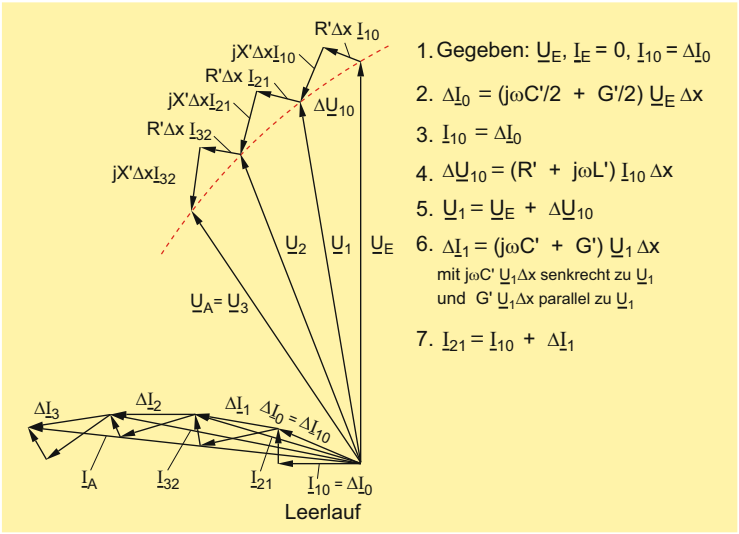


Bild 10.22. Zeigerdiagramm einer elektrisch langen Leitung mit Leerlauf am Ende.

Eine weitere Möglichkeit zur Beschreibung des Verhaltens langer Leitungen besteht in der Bestimmung eines *vereinfachten Ersatzschaltbilds der elektrisch langen Leitung* aus den allgemeinen Leitungsgleichungen

$$\underline{U}(x) = \underline{U}_2 \cosh \underline{\gamma} x + \underline{I}_2 \underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma} x \quad , \tag{10.73}$$

$$\underline{I}(x) = \underline{I}_2 \cosh \underline{\gamma} x + \underline{U}_2 / \underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma} x \quad . \tag{10.74}$$

Für eine Leitung der Länge $x = l$ beschreiben diese Gleichungen für jeweils *eine Frequenz* den Zusammenhang zwischen $\underline{U}_A, \underline{I}_A$ und $\underline{U}_E, \underline{I}_E$,

$$\underline{U}_A = \underline{U}_E \cosh \underline{\gamma} l + \underline{I}_E \underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma} l \quad , \tag{10.75}$$

$$\underline{I}_A = \underline{I}_E \cosh \underline{\gamma} l + \underline{U}_E / \underline{Z}_0 \sinh \underline{\gamma} l \quad . \tag{10.76}$$

Diese Gleichungen lassen sich durch einen Vierpol mit π-Ersatzschaltung erfüllen, Bild 10.23.

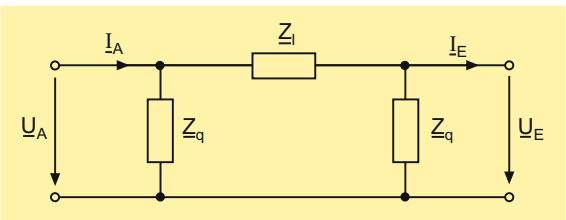


Bild 10.23. Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer langen Leitung.

Die Impedanz im Längszweig $\underline{Z}_l$ ergibt sich aus den Vierpolparametern für das π-Ersatzschaltbild und den Leitungsgleichungen für $\underline{U}_A$ und $\underline{I}_A$ zu:

$$\underline{Z}_l = \underline{Z}_0 \sin h \underline{\gamma} l \quad . \tag{10.77}$$

Die Impedanzen in den Querzweigen $\underline{Z}_q$ errechnen sich zu:

$$\underline{Z}_q = \underline{Z}_0 \cot h(\underline{\gamma} l/2) \quad . \tag{10.78}$$

Für die verlustlose Leitung wird:

$$\underline{\gamma} l = j\beta l \quad \text{und} \quad \underline{Z}_0 = Z_0 \quad . \tag{10.79}$$

Damit ergeben sich die Elemente des π-Ersatzschaltbilds für eine verlustlose Leitung ($\alpha = 0$) zu:

$$\underline{Z}_l = jZ_0 \sin \beta l \quad , \tag{10.80}$$

$$\underline{Z}_q = -jZ_0 \cot \beta l/2 \quad . \tag{10.81}$$

Die Eingangsgrößen des Vierpols, Spannung und Strom am Anfang der Leitung, lassen sich für das Ersatzschaltbild 10.23 mit Hilfe der Kirchhoffschen Regeln bestimmen:

$$\underline{U}_A = \underline{U}_E(1 + \underline{Z}_l/\underline{Z}_q) + \underline{I}_E \underline{Z}_l \quad , \tag{10.82}$$

$$\underline{I}_A = \underline{U}_E/\underline{Z}_l \left[2\,\underline{Z}_l/\underline{Z}_q + (\underline{Z}_l/\underline{Z}_q)^2\right] + \underline{I}_E(1 + \underline{Z}_l/\underline{Z}_q) \quad . \tag{10.83}$$

10.3.5 Betriebsverhalten elektrisch kurzer Leitungen

10.3.5.1 Ersatzschaltbild und Zeigerdiagramm

Elektrisch kurze Leitungen lassen sich grundsätzlich durch ein π-Glied nachbilden, in dem die passiven Komponenten nicht *Beläge* sondern die tatsächlichen konzentrierten Leitungsparameter darstellen, Bild 10.24.

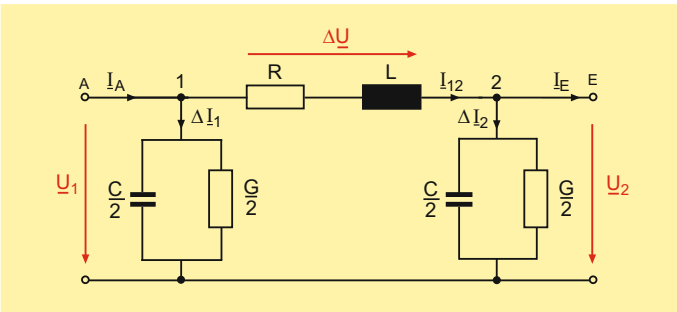


Bild 10.24. π-Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung.

Je nach Art der Leitung, *Freileitung* oder *Kabel*, und abhängig von der *Spannungsebene* lassen sich einzelne Bauelemente vernachlässigen. Da beispielsweise der Ableitungsstrom $\underline{I}_G$ in Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen meist vernachlässigbar ist, wird $G = 0$. Bei Freileitungen ist zumindest in der Nieder- und Mittelspannungsebene die Leitungskapazität vernachlässigbar, während sie bei Kabeln berücksichtigt werden muss. In Niederspannungsnetzen ist der ohmsche Widerstand meist größer als der induktive Widerstand. Mit steigender Nennspannung wächst der Einfluss der Induktivität (größerer Leiterabstand). In

Hochspannungsnetzen ist der ohmsche Widerstand meist vernachlässigbar gegenüber der Induktivität. Beim stationären Betrieb von Gleichspannungsleitungen ist nur der ohmsche Widerstand zu berücksichtigen.

Während bei der Berechnung von Wechselspannungsleitungen ebenfalls Hin- und Rückleiter (R, L) zu berücksichtigen sind, ist bei symmetrischem Betrieb von Drehstromnetzen nur die einfache Leitungslänge einzusetzen, da der Sternpunktleiter stromlos ist und häufig, beispielsweise in Hoch- und Mittelspannungsnetzen, gar nicht mitgeführt wird.

Bild 10.25 zeigt das Zeigerdiagramm einer elektrisch kurzen Leitung unter Berücksichtigung aller in Bild 10.24 eingezeichneten Komponenten für einen ohmsch-induktiv gemischten Belastungsstrom $\underline{I}_2$.

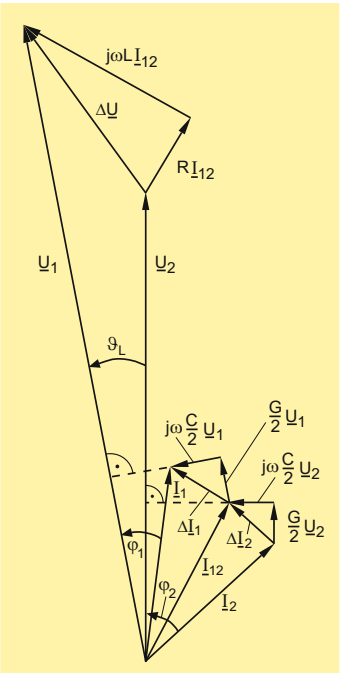


Bild 10.25. Zeigerdiagramm einer elektrisch kurzen Leitung mit ohmsch-induktivem Belastungsstrom $\underline{I}_2$.

Beginnend mit $\underline{U}_2$ und $\underline{I}_2$ berechnet man zunächst mit Hilfe von $\underline{U}_2$ und den Leitwerten $C/2$ und $G/2$ den Strom $\Delta\underline{I}_2$ bzw. seine beiden Komponenten $\Delta I_{2_C} = \underline{U}_2\, j\omega\, C/2$ und $\Delta I_{2_G} = \underline{U}_2\, G/2$. Nach geometrischer Addition zu $\underline{I}_2$ erhält man $\underline{I}_{12}$ und kann damit den Spannungsabfall $\Delta\underline{U}$ über der Serienimpedanz $R + j\omega L$ berechnen. Aus $\underline{U}_2$ und $\Delta\underline{U}$ ergibt sich dann $\underline{U}_1$.

Beim Zeichnen des Zeigerdiagramms einer am Ende *leerlaufenden* Leitung beginnt man gleich mit $\underline{I}_2 = \Delta\underline{I}_2$ als „kapazitivem Belastungsstrom“.

10.3.5.2 Längs- und Querspannungsabfall

Der Betrag ΔU des komplexen Spannungsunterschieds $\Delta\underline{U}$ längs einer Leitung, beispielsweise im Zeigerdiagramm von Bild 10.25, ist nicht identisch mit der Differenz der Beträge der Knotenspannungen am Anfang und Ende der Leitung, so genannter *wirksamer, messbarer Spannungsunterschied* ΔU_m. Dies lässt sich sofort erkennen, wenn man um den

Ursprung des Zeigerdiagramms einen Kreisbogen mit dem Radius $|\underline{U}_2|$ und um die Pfeilspitze von $\underline{U}_1$ einen Kreisbogen mit dem Radius $|\Delta\underline{U}|$ zeichnet (s. a. 18.3.1).

Zur vereinfachten Berechnung vom ΔU_m hat man die Begriffe *Längs-* und *Querspannungsabfall* eingeführt. Der Einfachheit halber betrachten wir eine Hochspannungsleitung mit vernachlässigbaren Querleitwerten G und C, Bild 10.26.

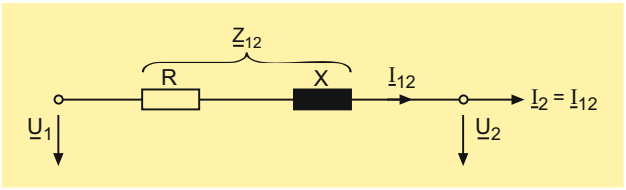


Bild 10.26. Vereinfachte Darstellung einer Leitung durch ihre Längsimpedanz $\underline{Z}_{12} = R + jX$.

Abhängig von der Art der Last fließt auf der Leitung ein *ohmsch-induktiv* gemischter oder auch *ohmsch-kapazitiv* gemischter Strom $\underline{I}_2 = \underline{I}_{12}$. Dieser Strom bewirkt an der Längsimpedanz der Leitung $\underline{Z}_{12} = R + j\omega L$ den komplexen *Spannungsunterschied* $\Delta\underline{U}$. Bei induktiver Last entspricht der Spannungsunterschied dem gewohnten *Spannungsabfall*, bei kapazitiver Last tritt eine *Spannungserhöhung* auf. Das heißt, die Spannung am Ende der Leitung ist *größer* als die Spannung am Eingang.

Der komplexe Spannungsunterschied berechnet sich aus dem komplexen Laststrom $\underline{I}_2$ und der Scheinimpedanz $\underline{Z}_{12}$ zu

$$\Delta\underline{U} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \underline{I}_2\underline{Z}_{12} \quad , \tag{10.84}$$

$$\Delta\underline{U} = (I_{w2} - jI_{B2})(R + jX) \quad , \tag{10.85}$$

$$\Delta\underline{U} = I_{w2}R + I_{B2}X + j(I_{w2}X - I_{B2}R) \quad . \tag{10.86}$$

Dieser Spannungsunterschied $\Delta\underline{U}$ lässt sich in je eine Komponente längs und quer zur Spannung $\underline{U}_2$, die so genannte *Längsspannung* U_l und *Querspannung* U_q, zerlegen, Bild 10.27. Die *Längsspannung* U_l berechnet sich für einen induktiven Belastungsstrom $\underline{I}_2 = \underline{I}_{12}$ und dem $\cos\varphi$ am Leitungsende zu

$$U_l = I_{W2}R + I_{B2}X = I_2(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \quad . \tag{10.87}$$

Sie beschreibt mit meist ausreichender Genauigkeit den in der Praxis relevanten Unterschied der Beträge der Spannungen $\underline{U}_1$ und $\underline{U}_2$.

Sinngemäß ergibt sich für die *Querspannung* U_q

$$U_q = I_{W2}X - \underline{I}_{B2}R = I_2(X\cos\varphi - R\sin\varphi) \quad . \tag{10.88}$$

Sie ist ein Maß für den Leitungswinkel ϑ bzw. für die übertragene Wirkleistung und wirkt sich besonders stark in Hochspannungsnetzen mit $X \gg R$ aus.

Bei ohmsch/kapazitiver Belastung sind die beiden Vorzeichen in (10.87) und (10.88) zu vertauschen. Ferner gilt näherungsweise

$$|\Delta\underline{U}| = \Delta U \approx \Delta U_m = U_1 - U_2 = \sqrt{(U_2 + U_l)^2 + U_q^2} - U_2 \quad . \tag{10.89}$$

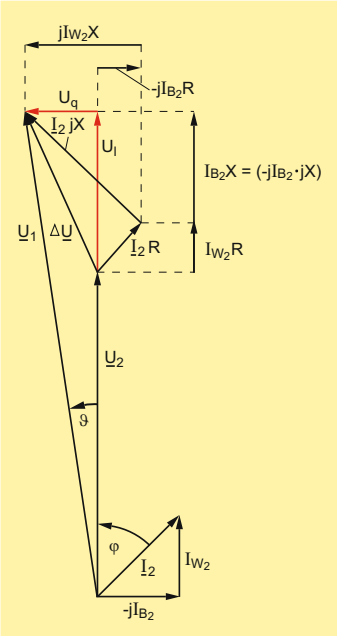


Bild 10.27. Zeigerdiagramm einer elektrisch kurzen Leitung mit *Längs-* und *Querspannung* bei ohmsch/induktiver Belastung.

Für Mittel- und Niederspannungsnetze setzt man

$$U_q \ll U_2 + U_l \quad , \tag{10.90}$$

so dass der Spannungsunterschied ΔU_m ungefähr gleich der Längsspannung wird

$$\Delta U_m \approx U_l \quad . \tag{10.91}$$

Für $\cos\varphi = 0.7 \ \ldots \ 0.9$ ist der Unterschied zwischen der Längsspannung U_l und ΔU_m vernachlässigbar.

10.4 Blindleistungskompensation in Hochspannungsnetzen

Für den Betragsunterschied zwischen den Knotenspannungen eines *Hochspannungsnetzes* sind im Wesentlichen die *Blindleistungsflüsse* bzw. die *Blindstromkomponenten* der Leitungsströme verantwortlich. Die Minimierung dieser Blindleistungsflüsse und damit die Wahrung der Knotenspannungen nahe der Nennspannung ist Sache der Netzbetreiber. Angestrebt wird ein $\cos\varphi$ nahe 1. Mit der Minimierung des Blindleistungsflusses werden auch die vom Blindstrom verursachten Leitungsverluste minimiert. Ein einheitliches Spannungsprofil und geringe Leitungsverluste gehen daher Hand in Hand. Grundprinzip ist die *lokale* Bereitstellung von Kompensationsblindleistung, dort wo sie benötigt wird (s. a. Kapitel 17). Man unterscheidet zwischen der Kompensation induktiver und kapazitiver Blindleistung.

10.4.1 Kompensation induktiver Blindleistung

10.4.1.1 Parallel-Kompensation

Transformatoren, Asynchronmotoren und andere *induktive* Verbraucher nehmen induktive Blindleistung in Form ihres *Magnetisierungsstroms* $\underline{I}_\mu$ auf (s. a. 9.1). Die Leistungsauf-

nahme am Netzknoten eines am Hochspannungsnetz angeschlossenen unterlagerten Netzes ist daher meist ohmsch-induktiv. Schaltet man einer induktiven Last lokal eine Kapazität parallel, lassen sich die von der Leitung zu übertragende Blindleistung, der vom Blindstrom verursachte Spannungsabfall und die Verluste der Leitung verringern. Der von der Last geforderte induktive Blindstrom wird dann der parallel geschalteten Kapazität durch ständiges Umladen entnommen. Die Leitung ist im Idealfall blindstromfrei, Bild 10.28.

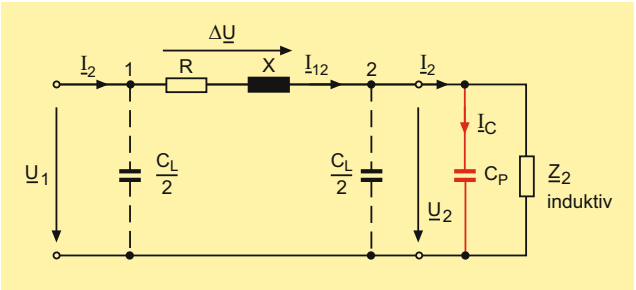


Bild 10.28. Parallelkompensation ohmsch-induktiver Verbraucher.

Der Einfluss der Kompensation geht aus dem Unterschied der Zeigerdiagramme ohne und mit Kompensation anschaulich hervor, Bild 10.29.

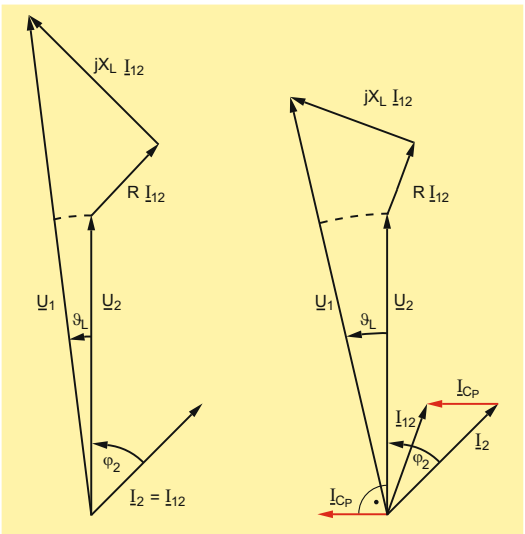


Bild 10.29. Zeigerdiagramme für ohmsch/induktive Belastung ohne und mit Parallelkompensation.

Der Spannungsabfall verringert sich, der Leitungswinkel vergrößert sich. Wohlgemerkt lassen sich durch Parallelkondensatoren nur lastbedingte *Spannungsabsenkungen* in Verbraucherknoten mindern bzw. *Spannungserhöhungen* bewirken. Bei einem Lastabwurf hat die ausschließlich kapazitive Belastung durch die Kompensationskapazität dann eine deutliche betriebliche Überspannung zur Folge.

Die Parallelkompensation ist lastabhängig. Deshalb werden die Kondensatoren je nach Lastzustand stufig zu- oder abgeschaltet (s. a. 10.5.2.2).

Da die mit der Parallelkompensation verbundene Vergrößerung des Leitungswinkels ϑ_L stabilitätsmindernd wirkt, wird diese Art der Kompensation weniger in Hochspannungsnetzen (Fernleitungen) sondern vorwiegend in *Mittel-* und *Niederspannungsnetzen* eingesetzt (11.7).

10.4.1.2 Reihen-Kompensation

Auf langen Hoch- und Höchstspannungsleitungen tritt bei starker Belastung die Blindleistungsaufnahme der induktiven Leitungreaktanzen in Erscheinung. Sie ist begleitet von hohen induktiven Spannungsabfällen längs der Leitungen.

Zur Wahrung der Nennspannung am Leitungsende und der Erhöhung der Übertragungskapazität kommt dann die stabilitätsfördernde *Reihenkompensation* zum Einsatz. Durch *Serienschaltung* eines *Kondensators* bzw. einer *Kondensatorbank* in die Leitung lässt sich die Wirkung der Leitungsinduktivität teilweise kompensieren und damit der Spannungsabfall auf der Leitung verringern. Die Leitung kann dann nahe ihrer natürlichen Leistung betrieben werden, Bild 10.30.

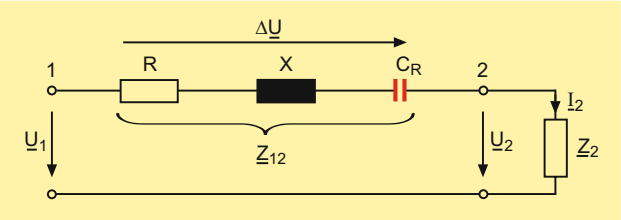


Bild 10.30. Reihenkompensation.

Die Leitungsimpedanz $\underline{Z}_{12}$ beträgt bei Reihenkompensation:

$$\underline{Z}_{12} = R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C_R} = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C_R}\right) \quad . \tag{10.92}$$

Damit wird

$$\Delta\underline{U} = I_2(\cos\varphi_2 - j\sin\varphi_2)\left[R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C_R}\right)\right] \quad . \tag{10.93}$$

In Hochspannungsnetzen ist die Spannungshaltung vorrangig, so dass zur Berechnung von X_C die Längsspannung Null gesetzt werden kann:

$$U_l = I_{2W}R + I_{2B}(X_L - X_C) \stackrel{!}{=} 0 \quad \Rightarrow \quad R_2\cos\varphi_2 = -(\omega L - 1/\omega C_R)\sin\varphi_2$$

$$U_l = 0 \rightarrow C_R = \frac{1}{\omega(\omega L + R\cot\varphi_2)} \quad \text{(Vorzeichen von } \varphi_2 \text{ beachten!)} \tag{10.94}$$

In der Praxis wird aus Stabilitätsgründen und zwecks Verhinderung des „*subsynchronen Resonanz-Problems*“ lediglich ein Kompensationsgrad von maximal 50 % gewählt (10.5.3.1).

Der Einfluss der Reihenkompensation geht aus dem Unterschied der Zeigerdiagramm ohne und mit Reihenkompensation hervor, Bild 10.31.

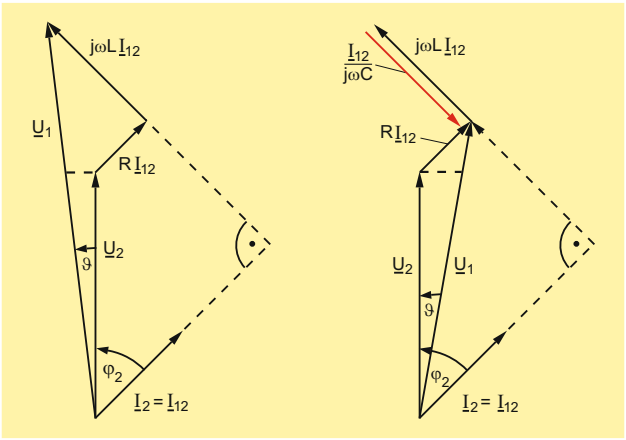


Bild 10.31. Zeigerdiagramme ohne und mit Reihenkompensation.

In Höchstspannungsnetzen stehen die stabiltätsfördernden Eigenschaften im Vordergrund, so dass hier die Querspannung auf Null zu setzen ist,

$$U_q = I_{2W}(X_L - X_C) - I_B R \stackrel{!}{=} 0 \quad \Rightarrow \quad R \sin\varphi_2 = (\omega L - 1/\omega C_R)\cos\varphi_2$$

$$U_q = 0 \rightarrow C_R = \frac{1}{\omega(\omega L - R\tan\varphi_2)} \tag{10.95}$$

Der Kondensator muss gegen Überspannungen, wie sie im Kurzschlussfall durch den hohen Kurzschlussstrom hervorgerufen werden, geschützt werden. Hierzu werden dem Kondensator ein *Überspannungsableiter*, eine *Schutzfunkenstrecke* und ein *Bypass-Leistungsschalter* parallel geschaltet. Letzterer schützt den Kondensator bei einem Isolationsfehler vor hohen Kurzschlussströmen. Ferner ist er zum An- und Abfahren der Leitung erforderlich.

10.4.2 Kompensation kapazitiver Blindleistung

Parallel-Kompensation

In Hoch- und Höchstspannungsnetzen können zu Schwachlastzeiten oder bei leerlaufenden Leitungen bedingt durch die kapazitive Ladeleistung Spannungsüberhöhungen und Stabilitätsprobleme auftreten. Durch den Einsatz von *Paralleldrosseln* lassen sich diese Effekte verhindern (s. a. 10.3.3.4), Bilder 10.32 und 10.33.

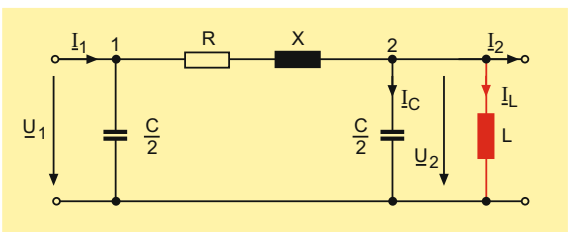


Bild 10.32. Parallelkompensation leerlaufender Leitungen.

Durch den Einbau einer Paralleldrossel $X = U_N/(\sqrt{3}I_{DrN})$ vermindert sich sowohl die Spannungsüberhöhung als auch der Leitungswinkel.

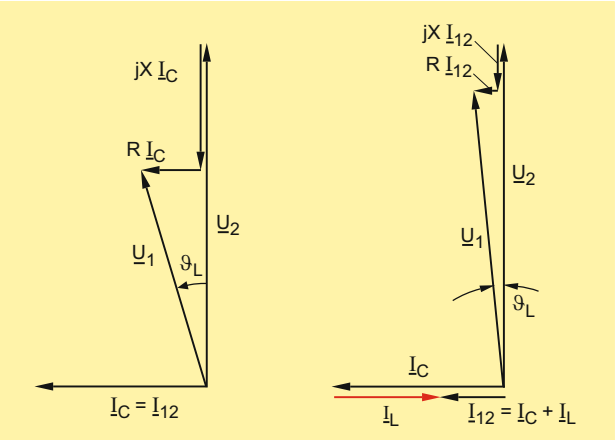


Bild 10.33. Zeigerdiagramm einer leerlaufenden Leitung ohne und mit induktiver Parallelkompensation.

Reihendrossel

Der prinzipiell denkbare Einsatz einer *Reihendrossel* zu Kompensationszwecken wird nicht praktiziert. Reihendrosseln finden dagegen vielfältige Verwendung zur Kurzschlussstrombegrenzung, Anpassung parallel geschalteter Transformatoren sowie einer etwaigen Impedanzanpassung paralleler Strompfade.

10.5 FACTS (Flexible AC-Transmission Systems)

FACTS ist das englische Akronym für *Flexible AC-Transmission Systems*. Frei übersetzt handelt es sich um Transportnetze, die dank des Einsatzes von *FACTS-Betriebsmitteln* bzw. *FACTS-Reglern* höhere statische und dynamische Übertragungskapazität besitzen und damit weniger anfällig gegen *Netzengpässe* (engl.: *power flow congestion*) sind.

Wie in 10.1.1 erläutert wurde, bilden sich die Ströme bzw. Leistungsflüsse in Transportnetzen ohne äußere Eingriffe zunächst selbstregulierend nach dem ohmschen Gesetz für Wechselströme aus. Es müssen größere Reserven an Übertragungskapazität vorgehalten werden, um auch beim Ausfall einer Leitung eine Überschreitung der Übertragungskapazität anderer Leitungen ausschließen zu können.

FACTS-Regler erlauben eine instantane, gezielte Steuerung der Leitungsströme, insbesondere bei Störungen, und kommen daher mit geringeren Reserven aus. Die Steuerung geschieht durch Veränderung der *Leitungslängs-* und *Leitungsquerimpedanzen* sowie durch Einkopplung von *Reihenspannungen* in *Leitungen* und Injektion von *Querströmen* in *Netzknoten*. FACTS-Regler bewirken damit grundsätzlich das Gleiche wie die im vorigen Abschnitt beschriebenen *Kompensationsmittel* und die im Kapitel 9 vorgestellten *Längs-*, *Quer-* und *Schrägregeltransformatoren*. Während diese klassischen Betriebsmittel jedoch nur mit vergleichsweise geringer Schalthäufigkeit zu diskreten Zeitpunkten *zu-* und *abgeschaltet* bzw. *geschaltet* werden, arbeiten FACTS-Regler „*online*“ in *Echtzeit*. Sie erlauben so den Betrieb des Netzes nahe seiner technischen Belastbarkeit und seiner Stabilitätsgrenzen. Bei der Nachrüstung bestehender Netze ist dies gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität.

Die Echtzeitfähigkeit ermöglichen Stromrichter mit leistungselektronischen Bauelementen, die eine Schnittstelle zwischen dem *Drehstromnetz* und den jeweiligen Reaktanzen oder auch einem *Energiespeicher* bilden.

FACTS-Regler ermöglichen

- die feinstufige, instantane Bereitstellung induktiver und kapazitiver Kompensationsblindleistung.
- die Erzeugung und Einspeisung (Lieferung) induktiver und kapazitiver Blindleistung in neuralgische Netzknoten (10.5.2.4 und A.6).
- durch Steuerung der Leistungsflüsse die Erhöhung bestehender Übertragungskapazitäten einzelner Leitungen. Der Bau neuer Übertragungsleitungen ist meist aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen nicht realisierbar. Die Erhöhung der Übertragungskapazität ist insbesondere in einem deregulierten Markt von Bedeutung, in dem die Orte der Erzeugung sich laufend ändern.
- die Vermeidung von Maschenströmen (engl.: *loop flows*) und damit die Reduzierung der Netzverluste. Hierdurch wird zusätzliche Übertragungskapazität freigesetzt.
- bei Störungen die Wahrung der Verfügbarkeit von Übertragungssystemen. Zum Beispiel können nach großen Lastabwürfen Überspannungen an Leitungen auftreten, die zu einer Abschaltung der Leitung führen. FACTS-Regler wirken dieser Überspannung entgegen und können die Abschaltung verhindern.
- den stabilen Betrieb langer Kuppelleitungen zwischen Netzen durch Dämpfung niederfrequenter *Leistungspendelungen*.
- die Beherrschung des *Subsynchronous Resonance Phänomens*, SSR (10.5.3.1).
- beim Einsatz in industriellen Mittelspannungsnetzen die Erhöhung der Spannungsqualität durch *unterbrechungsfreien Betrieb* mit konstanter *Netzfrequenz* und konstanter *Spannung* sowie die Aufteilung der Kurzschlussleistung.

Im Folgenden wird zunächst eine Klassifizierung aktueller FACTS-Regler vorgenommen. In den weiteren Abschnitten werden die ihnen zugrundeliegenden Schaltungen erläutert.

10.5.1 Klassifizierung von FACTS-Betriebsmitteln

FACTS-Betriebsmittel sind entweder in *Parallel-* oder in *Serienschaltung* in das Netz eingebunden, Bild 10.34a,b.

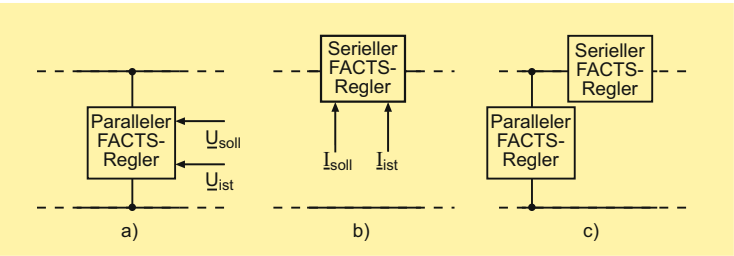


Bild 10.34. Grundsätzliche Schaltungsvarianten von FACTS-Reglern. a) Parallel geschalteter FACTS-Regler, b) in Reihe geschalteter FACTS-Regler, c) Kombi-FACTS-Regler.

Weiterhin existieren FACTS-Betriebsmittel, die eine *Kombination aus Serien- und Parallelschaltung* darstellen, Bild 10.34c. Schließlich gibt es auch Kombinationen zweier *paralleler* oder zweier *serieller* FACTS-Regler.

Parallel geschaltete FACTS-Regler lassen sich nochmals unterteilen in

– TCR (*engl.: Thyristor-Controlled Reactor*)
– TSC (*engl.: Thyristor-Switched Capacitor*)
– SVC (*engl.: Static VA_r Compensator*)
– STATCOM (*engl.: Static Synchronous Compensator*).

Bei *seriengeschalteten* FACTS-Reglern unterscheidet man

– TCSC (*engl.: Thyristor-Controlled Series Capacitor*)
– TSSC (*engl.: Thyristor-Switched Series Capacitor*)
– TCSR (*engl.: Thyristor-Controlled Series Reactor*)
– TSSR (*engl.: Thyristor-Switched Series Reactor*)
– SSSC (*engl.: Static Synchronous Series-Compensator*).

Kombinierte FACTS-Regler bestehen aus beliebigen Verschaltungen von Reglern beider Gruppen. Ein typisches Beispiel ist der *Unified Power-Flow Controller* UFPC. Letzter ist eine Kombination aus einem parallel eingebundenen STATCOM und einem seriellen SSSC (10.5.4). Diese Kombination ermöglicht sowohl die Regelung der Beträge und Phasenwinkel der Knotenspannungen als auch der Übertragungsimpedanz. Blind- und Wirkleistungsflüsse als auch Knotenspannungen lassen sich voneinander unabhängig regeln. Die Kombination zweier STATCOMs erlaubt ferner eine Kurzkupplung zwischen Netzen (10.5.4.3). Schließlich gibt es auch die Kombination zweier Serienregler in getrennten Leitungen über einen Gleichstromzwischenkreis, auf den hier jedoch nicht eingegangen werden soll.

10.5.2 Parallel geschaltete FACTS-Regler

Parallel geschaltete FACTS-Regler stellen je nach Struktur induktive oder kapazitive Kompensationsblindleistung bereit oder speisen eigenerzeugte *induktive* oder *kapazitive* Blindleistung in Netzknoten ein. Im ungestörten Betrieb tragen sie zur *Spannungsregelung* im jeweiligen Netzknoten bei. Die Führungsgröße des Reglers ist dann die *Knoten-* bzw. *Sammelschienenspannung* (synonyme Begriffe siehe Kapitel 13). Bei transienten Störungen können sie durch Aufschaltung *zusätzlicher Führungsgrößen* $w_{\text{zus.}}$, beispielsweise des Wirkleistungsflusses, auch stabilitätserhöhend wirken. So begrenzen sie Überspannungen beim Lastabwurf und dämpfen niederfrequente Leistungspendelungen.

Der Strom durch die FACTS-Regler ist um 90° gegenüber der Netzspannung phasenverschoben. Es findet daher kein Wirkleistungsaustausch statt. In einen Netzknoten eingespeiste *induktive* Blindleistung stützt die Knotenspannung und wirkt aus Sicht des Netzes wie eine parallel geschaltete Kompensationskapazität (s. a. 10.5.2.4 und A.6). Eingespeiste *kapazitive* Blindleistung senkt die Knotenspannung ab und wirkt aus Sicht des Netzes wie eine parallel geschaltete Induktivität (engl.: *Shunt Reactor*).

Parallel geschaltete FACTS-Regler werden über Transformatoren angekoppelt, um die Stromrichterventile nicht für die volle Spannung auslegen zu müssen. Um die *Parallelschaltung* explizit zum Ausdruck zu bringen, sind diese Transformatoren im Folgenden

als Einphasentransformatoren dargestellt. Die technische Realisierung beinhaltet selbstverständlich *Drehstromtransformatoren*, deren Schaltgruppen so gewählt werden, dass auf der Netzseite möglichst wenige Oberschwingungen auftreten.

10.5.2.1 Thyristor-Controlled Reactor, TCR

Der TCR besteht je Phase im Wesentlichen aus einer Induktivität und einem Thyristorventil mit antiparallel geschalteten Thyristoren. Die Thyristoren werden über ein Zündgerät von einem elektronischen Regler gesteuert, Bild 10.35.

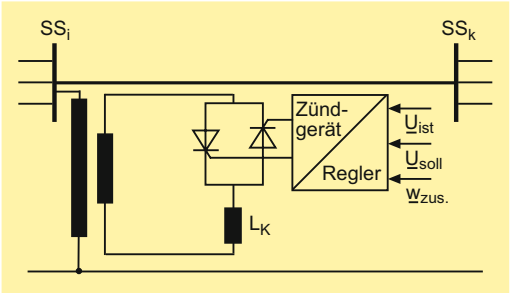


Bild 10.35. *Thyristor-Controlled Reactor*, TCR, SS: Sammelschienen bzw. Netzknoten.

Der durch die Induktivität L_K fließende Strom i_{TCR} ist eine Funktion des bestimmten Integrals über der Spannung bzw. dem *Zündwinkel*

$$\begin{aligned} i_{\mathrm{TCR}}(t) &= \tfrac{1}{L_K}\ \omega t \int_{\alpha}^{\omega t} \sqrt{2}\ U_{ef}\ \ \sin\omega t\ dt \\ &= \tfrac{\sqrt{2}\ U_{ef}}{\omega L}(\cos\alpha - \cos\omega t) \quad . \end{aligned} \tag{10.96}$$

Den zeitlichen Verlauf dieses Stroms zeigt Bild 10.36.

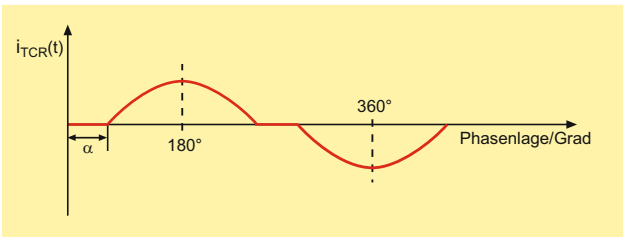


Bild 10.36. Kurvenform des Stroms $i_{\mathrm{TCR}}(t)$.

Der nur während eines Bruchteils einer Halbschwingung fließende Strom entspricht sinngemäß einer „veränderlichen“ Induktivität, die mit dem Quadrat des Übersetzungsverhältnisses auf die Primärseite des Koppeltransformators transformiert wird.

Betrachten wir nur die Grundschwingung erhalten wir mittels Fouriertransformation den komplexen Effektivwert

$$\underline{I}_{\mathrm{TCR}} = \frac{U_{ef}}{j\omega L\pi}[2(\pi-\alpha) + \sin 2\alpha] \quad . \tag{10.97}$$

Die Blindleistung lässt sich damit über eine Verzögerung des Zündwinkels α stufenlos steuern bzw. regeln.

Naturgemäß hat die verzögerte Zündung und der dadurch bedingte nichtsinusförmige Verlauf der Spannung einen hohen Oberschwingungsgehalt des Blindstroms zur Folge, was zusätzliche Filterkreise erforderlich macht. In dreiphasigen Anordnungen wird jedoch bereits durch Wahl geeigneter Schaltgruppen der Koppeltransformatoren ein Großteil der Oberschwingungen unterdrückt.

10.5.2.2 Thyristor-Switched Capacitor, TSC

Der TSC besteht im Wesentlichen aus einer *Kondensatorbank* und mehreren Thyristorventilen mit antiparallel geschalteten Thyristoren, Bild 10.37.

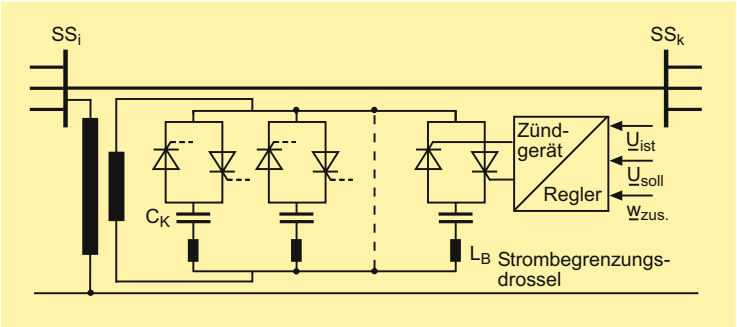


Bild 10.37. *Thyristor-Switched Capacitor*, TSC, SS: Sammelschienen bzw. Netzknoten.

Kondensatoren wirken bei Schaltvorgängen zunächst wie ein Kurzschluss. Im Gegensatz zu Spulen können sie daher nicht mit Hilfe verzögerter Zündwinkel nach Gutdünken geschaltet werden, da hierbei exzessive Überströme durch den Kondensator fließen würden. Es kommt jeweils nur ein Zuschalten im Stromnulldurchgang bzw. im Scheitelwert der um 90° nacheilenden Wechselspannung in Frage. Die Kompensationskondensatoren führen damit entweder den vollen Ladestrom oder keinen Strom. Um die Höhe der Blindleistung beeinflussen zu können, ist die Gesamtkapazität C_S in mehrere parallele, individuell zuschaltbare Kondensatoren aufgeteilt, so genannte *Kondensatorbank*. Beim Zuschalten eines neuen Kondensators zu den bereits vorhandenen Kondensatoren treten hohe Ausgleichsströme innerhalb der Kondensatoren auf, die durch die in Bild 10.37 eingezeichneten *Strombegrenzungsdrosseln* L_B begrenzt werden. Die Regelung der Blindleistung ist nur in Stufen möglich. Daher der Name *Thyristor „Switched" Capacitor*.

10.5.2.3 Static VA$_r$ Compensator, SVC

Der klassische *Static VA$_r$ Compensator* (SVC) stellt eine *Kombination* aus TCR und TSC dar und dient im stationären Betrieb der Spannungshaltung im jeweiligen Netzknoten, Bild 10.38.

Dieser FACTS-Regler kann sowohl kapazitive als auch induktive Kompensationsblindleistung bereitstellen. Die Blindleistungssprünge der nur gestuft geschalteten Kondensatoren werden durch den TCR ausgeregelt (10.5.2.1). Die Existenz des Reglers wird gelegentlich durch die synonyme Bezeichnung *Static VA$_r$ System*, *SVS*, zum Ausdruck gebracht.

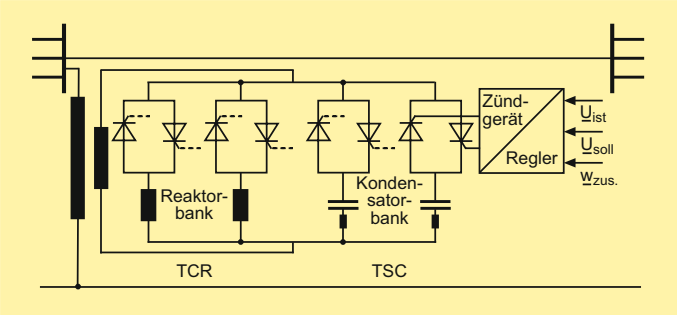


Bild 10.38. *Static VAr Compensator*, SVC.

10.5.2.4 STATCOM

Während die bislang vorgestellten FACTS-Betriebsmittel lediglich die Aufgaben der klassischen Blindleistungskompensation eleganter wahrnehmen, vermögen fortgeschrittene FACTS-Betriebsmittel, wie beispielsweise der STATCOM, eigenständig induktive und kapazitive Blindleistung zu erzeugen und einzuspeisen. Im Gegensatz zum TSC und SVC werden keine Kompensationsreaktanzen zum Netz zu- und abgeschaltet, mit anderen Worten nur *Kompensationsblindleistung* bereitgestellt. Vielmehr verhält sich ein STATCOM wie ein weiterer Synchrongenerator am Netz, der induktive und kapazitive Blindleistung *erzeugen* und *liefern* kann, lediglich ohne Wirkleistungserzeugung und ohne Schwungmassen (s. a. A.6).

Ein STATCOM besteht aus einem *Voltage-Source Converter*, VSC (10.2.2), einem *kapazitiven Energiespeicher* C_S, sowie einem dreiphasigen Netzkupplungstransformator mit der Kurzschlussreaktanz X_k, Bild 10.39.

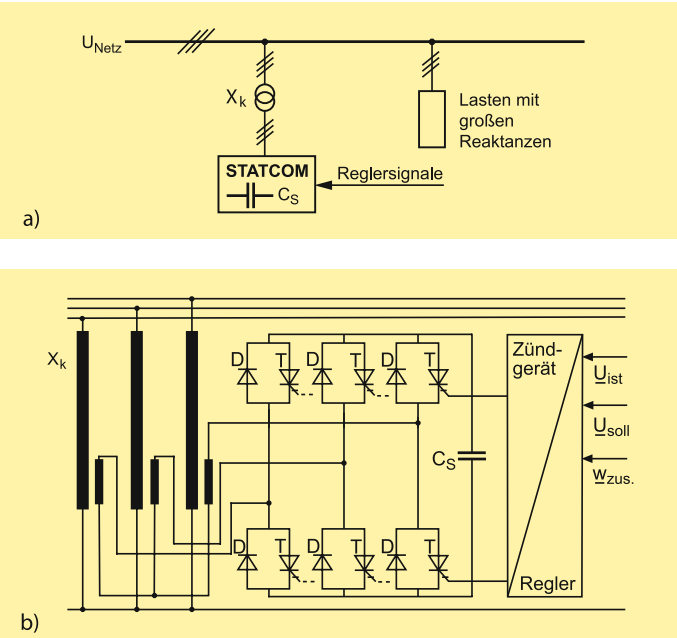


Bild 10.39. a) Parallel am Netz liegender STATCOM, b) Grundsätzlicher Aufbau eines STATCOM. C_S: Energiespeicher-Kondensator, T: GTO-Thyristor (engl.: *Gate Turn-Off*), D: Diode, X_k: Kurzschlussreaktanz des Netzkupplungstransformators.

Mit Hilfe eines auf hohe Gleichspannung aufgeladenen Energiespeicherkondensators C_S synthetisiert der VSC durch *Pulsweitenmodulation* drei regelbare, um 120° versetzte, näherungsweise sinusförmige Wechselspannungen $\underline{U}_{synth}$. Dieses Drehspannungssystem wird über die Kurzschlussreaktanzen X_k des Netzkuppeltransformators dem Drehspannungssystem $\underline{U}_{Netz}$ parallel geschaltet.

Für $|\underline{U}_{synth}| > |\underline{U}_{Netz}|$ eilen die Stromzeiger $\underline{I}_{B_L}$ den Spannungszeigern $\underline{U}_{synth}$ und $\underline{U}_{Netz}$ um 90° nach (Erzeugung induktiver Blindleistung). Für $|\underline{U}_{synth}| < |\underline{U}_{Netz}|$ eilen die Stromzeiger $\underline{I}_{B_C}$ den Spannungen $\underline{U}_{synth}$ und $\underline{U}_{Netz}$ um 90° voraus (Erzeugung kapazitiver Blindleistung), wie bei einem Phasenschieber mit $|\underline{E}_p| > |\underline{U}_K|$ und $|\underline{E}_p| < |\underline{U}_K|$. $\underline{U}_{synth}$ und $\underline{U}_{Netz}$ besitzen die gleiche Phasenlage, Bild 10.40.

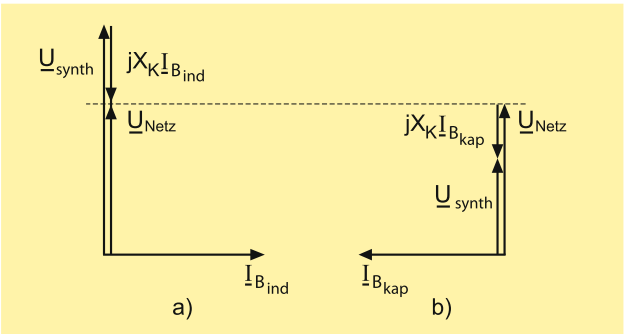


Bild 10.40. Zeigerdiagramm eines STATCOM a) Erzeugung und Einspeisung induktiver Blindleistung ($|\underline{U}_{synth}| > |\underline{U}_{Netz}|$), b) Erzeugung und Einspeisung kapazitiver Blindleistung ($|\underline{U}_{synth}| < |\underline{U}_{Netz}|$).

Vom Netz aus betrachtet verhält sich der STATCOM in ersterem Fall wie eine Kompensationskapazität, die kapazitive Kompensationsblindleistung bereitstellt (engl.: *capacitive mode*). In letzterem Fall verhält sich die Konverterschaltung wie eine Kompensationsspule, die induktive Kompensationsblindleistung bereitstellt (engl.: *inductive mode*). Dieser Vergleich entspricht der aktuellen Terminologie, führt aber oft zu Missverständnissen (8.6 und A.6).

Beim Einspeisen induktiver oder kapazitiver Blindleistung kann man auch vom Einspeisen induktiven oder kapazitiven Blindstroms sprechen. Der gelieferte Blindstrom berechnet sich aus der Spannungsdifferenz und der Transformatorkurzschlussreaktanz X_k zu

$$I_q = \frac{U_{\mathrm{Netz}} - U'_{\mathrm{synth}}}{X_k} \quad . \tag{10.98}$$

Durch entsprechende elektrische Auslegung des STATCOM können die erzeugten Spannungsformen sehr gut an die Sinusform angenähert werden, so dass nur kleine Filter zur Beseitigung der Oberschwingungen erforderlich sind. Beispielsweise erreicht man durch vier 3-stufige Zwölfpulsbrücken eine 48-stufige Ausgangsspannungsform.

Durch temporäres Zulassen einer von 90° verschiedenen Phasenverschiebung zwischen $|\underline{U}_{synth}|$ und $|\underline{U}_{Netz}|$ wird in geringem Umfang auch *Wirkleistung* zur Auf- und Entladung des Energiespeicherkondensators ausgetauscht. Mit dem Ladezustand des Kondensators wird ferner die Amplitude der erzeugten Spannung geregelt. Es ist grundsätzlich möglich, beim Ersatz des Kondensators durch *wiederaufladbare Batterien* oder *Superkondensatoren*

(6.8.1.4) in größerem Umfang auch einen merklichen Wirkleistungsaustausch zu bewerkstelligen, z. B. SVC Plus FS (siehe Schrifttum am Ende des Kapitels).

Im Gegensatz zum SVC ist der STATCOM auch in der Lage, bei kleinen Spannungen noch maximalen induktiven oder kapazitiven Blindstrom in das Netz einzuspeisen, Bild 10.41.

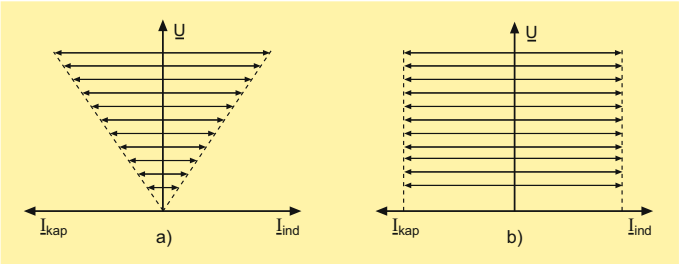


Bild 10.41. Stationäre U/I Betriebsbereiche. a) SVR, b) STATCOM (schematisch).

10.5.3 Seriengeschaltete FACTS-Betriebsmittel

Seriengeschaltete FACTS-Regler dienen im stationären Betrieb der gezielten Steuerung der *Leistungsflüsse* einzelner Leitungen, beispielsweise zur gleichmäßigen Aufteilung der Lastströme auf zwei parallele Strompfade. Ferner der Erhöhung oder Verringerung des Spannungsunterschieds längs der Leitungen. Sie werden in Reihe mit den Phasen einer Leitung auf Hochspannungspotenzial angeordnet und über Lichtleiter von einer auf Erdpotenzial befindlichen *Zünd-/Regel-Einheit* angesteuert bzw. geregelt. Die Führungsgröße für den Regler ist im ungestörten Betrieb der *Leitungsstrom*. Bei transienten Netzstörungen wirken seriengeschaltete FACTS-Regler infolge zusätzlich aufgeschalteter Führungsgrößen stabilitätserhöhend. Vielfach werden sie zur Dämpfung von Leistungspendelungen auf langen Koppelleitungen eingesetzt.

10.5.3.1 Thyristor-Controlled Series Capacitor, TCSC

Leitungen mit in Serie geschalteten Kondensatoren kommen seit vielen Jahren im Rahmen der *Reihenkompensation* zum Einsatz (10.4.1.2). Dieses erfolgreiche Konzept ist in Verbindung mit Leistungselektronik noch flexibler geworden und führte zur Entwicklung des *Thyristorgesteuerten Serienkondensators*, TCSC (Thyristor-Controlled Series Capacitor).

Ein TCSC besteht aus der Parallelschaltung eines Kondensators und einer thyristorgesteuerten Drossel, Bild 10.42.

Die thyristorgesteuerte Reaktanz verhält sich abhängig vom Schaltwinkel α wie eine kontinuierlich veränderliche Induktivität. Bei unverzögert gezündeten Thyristoren wird die Kapazität C über die Induktivität quasi kurzgeschlossen. Im Strompfad liegt im Wesentlichen die Induktivität L, bei nicht gezündeten Thyristoren die Kapazität C. Das Verhalten des TCSC entspricht einem abstimmbaren parallelen LC-Schwingkreis, bestehend aus einer konstanten kapazitiven Reaktanz X_C und einer variablen induktiven Reaktanz $X_L(\alpha)$. Die wirksame Reaktanz berechnet sich zu

$$X_{TCSC} = \frac{X_C \cdot X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) + X_C} \tag{10.99}$$

und kann *induktiv* oder *kapazitiv* sein.

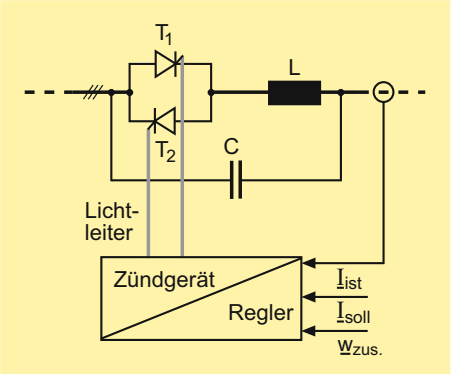


Bild 10.42. *Thyristor Controlled Series Capacitor*, TCSC. In praktischen Anwendungen werden mehrere dieser einfachen Schaltungen in Reihe geschaltet, um die erforderliche Spannung zu erreichen.

Da die übertragene Leistung einer Leitung gemäß Gleichung (10.10) proportional zur Leitungsreaktanz ist, lässt sich auf diese Weise der Leistungsfluss steuern. Der TCSC selbst liefert keine Wirkleistung, da einerseits der an ihm vom Leitungsstrom herrührende Spannungsunterschied senkrecht zum Leitungsstrom liegt und außerdem keine explizite äußere Energieversorgung erfolgt.

Neben der Erhöhung der Übertragungskapazität liegt eine weitere wichtige *Anwendung* des TCSC in der Verhinderung niederfrequenter Wirkleistungspendelungen über lange Leitungen gekoppelter Elektroenergiesysteme.

Eine Problematik *konventioneller* Kompensation mit Reihenkondensatoren liegt im Auftreten eines elektrischen Reihen-Schwingkreises, bestehend aus dem Reihenkondensator und der Induktivität des Stromkreises. Stimmt die Resonanzfrequenz dieses Schwingkreises mit einer der Resonanzfrequenzen des mechanischen Drehschwingers *Turbosatzwelle* überein, entstehen bei Kurzschlüssen exzessive Torsionsbeanspruchungen der Generatorwelle, die bei mehrfachem Auftreten zur Zerstörung des Wellenstrangs führen können. Dieses Phänomen wird als SSR (*engl.: Subsynchronous Resonance*) bezeichnet. Durch den Einsatz eines TCSC lässt sich dieses Problem beherrschen (20.1.2).

10.5.3.2 Static Synchronous Series-Compensator, SSSC

Der SSSC bzw. S^3C induziert in den Leitungszug über einen Transformator eine gesteuerte Quellenspannung, deren Höhe genau dem Spannungsabfall einer gleichwertigen Reihenkapazität entspricht, Bild 10.43.

Während der TCSC des vorigen Abschnitts auf Hochspannungspotenzial liegt und über Lichtleiter angesteuert werden muss, befindet sich der SSSC auf Erdpotenzial.

Die Spannung wird wie beim STATCOM mittels einer vielpulsigen Stromrichterschaltung und einem kapazitivem Energiespeicher synthetisiert. Wie beim STATCOM findet nur ein Blindleistungsaustausch statt, da Spannung und Strom wieder um 90° phasenverschoben sind. Durch temporäres Zulassen einer von 90° verschiedenen Phasenverschiebung erfolgt jedoch in geringem Umfang auch ein Wirkleistungsaustausch zum Auf- und Entladen des Kondensators sowie für die Deckung der Umlade- und Stromrichterverluste statt. Der SSSC besitzt wie der STATCOM keine äußere Spannungsversorgung, könnte jedoch wie dieser bei geeignetem Ersatz der Speicherkapazität grundsätzlich auch Wirkleistung einspeisen.

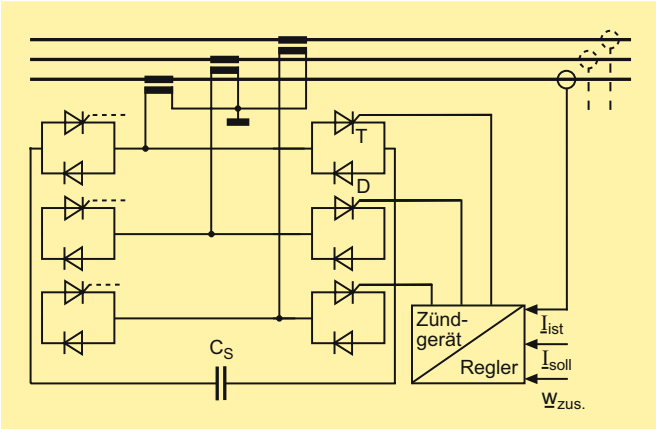


Bild 10.43. *Static Synchronous Series-Compensator*, SSSC bzw. S^3C.

10.5.4 Kombinierte FACTS-Regler

Kombinierte FACTS-Betriebsmittel ermöglichen die gleichzeitige Einspeisung von *Blind-* und *Wirkleistung* und damit die Regelung aller die Übertragungskapazität bestimmender Parameter: *Knotenspannungsbeträge*, *Leitungsreaktanz* und *Leitungswinkel* ϑ. Diese Eigenschaften ermöglichen eine unabhängige, gezielte Steuerung der Wirk- und Blindleistungsflüsse und eine optimale Spannungshaltung. Der typische Vertreter ist der *Unified Power-Flow Controller*, UPFC.

10.5.4.1 Unified Power-Flow Controller, UPFC

Der UPFC besteht aus der Kombination eines STATCOM und eines SSSC, Bild 10.44.

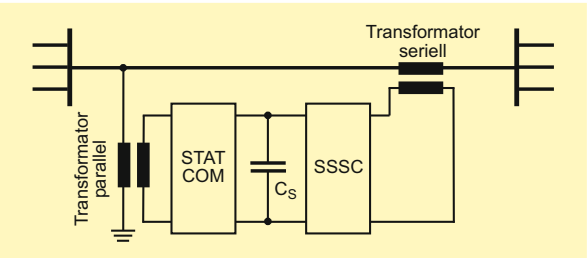


Bild 10.44. Schematischer Aufbau eines UPFC. Zündeinrichtung/Regler nicht gezeichnet.

Beide Pulsstromrichter sind miteinander galvanisch verbunden und nutzen gemeinsam den gleichen Energiespeicherkondensator.

Der SSSC führt die Hauptfunktion des UPFC aus, die Erzeugung eines Spannungssystems mit *regelbarer Amplitude und regelbarer Phasenlage* in Serie mit einer bestimmten Übertragungsleitung. Die Phasenverschiebung bezüglich des Leitungsstroms kann hier merklich von 90° abweichen. Die dann in die Leitung eingespeiste Wirkleistung bezieht der SSSC vom STATCOM, der sie wiederum über seinen Netzknoten aus dem gesamten Netz aufnimmt. Der STATCOM kann selbstverständlich auch seine klassischen Funktionen der Erzeugung oder Absorption von Blindleistung zur Leitungskompensation ausüben.

Der UPFC ermöglicht die getrennte, automatisch geregelte, gleichzeitige Einspeisung induktiver oder kapazitiver *Blindleistung* und/oder auch *Wirkleistung*, letzteres ohne *zusätzliche* äußere Energiequelle.

Die Regelung der diversen voneinander abhängigen Stellgrößen erfolgt entweder über separate Regler oder eine Mehrgrößenregelung, so genanntes *MIMO-System* (engl.: *Multiple Input, Multiple Output*).

10.5.4.2 Dynamic Power-Flow Controller, DFC

Eine preiswerte Alternative zum UPFC bietet der *Dynamic Power-Flow Controller*, DFC. Sein Wirkungsprinzip beruht im Wesentlichen auf einem komplexen Spannungsteiler, gebildet aus der Primärreaktanz X_1 (L_1) und der Sekundärreaktanz X_2 (L_2+C_2), Bild 10.45.

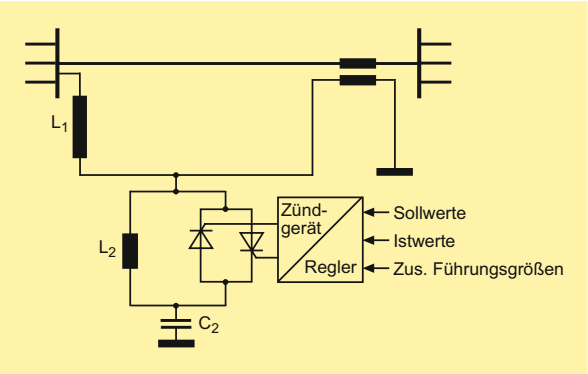


Bild 10.45. *Dynamic Power-Flow Controller*, DFC.

Die Induktivität L_2 ist wie beim TCR (10.5.2.1) in ihrer Größe stellbar. Bei verzögerungsfrei gezündeten Thyristoren ist L_2 kurzgeschlossen und die Sekundärreaktanz ist rein kapazitiv. Die Spannung an der Sekundärreaktanz X_2 speist die Primärwicklung des Koppeltransformators. Das System verhält sich grundsätzlich wie ein klassischer *Schrägregler* (9.6.3) bzw. Transformator mit komplexem Übersetzungsverhältnis, arbeitet jedoch in Echtzeit und unterliegt keiner vergleichbaren Alterung.

10.5.4.3 FACTS HGÜ-Kupplungen

Die im UPFC und SSSC verwendeten selbstgeführten Stromrichter können auch als *FACTS-Kupplungen* zwischen Netzen eingesetzt werden (engl.: *High-Voltage DC Voltage-Source Converter, HVDC VSC*), Bild 10.46.

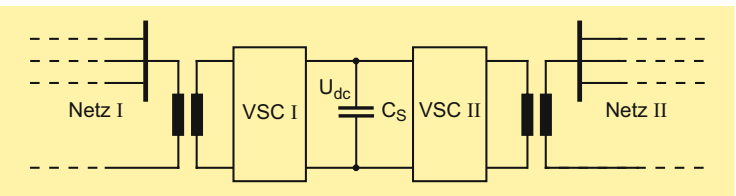


Bild 10.46. FACTS HGÜ-Kupplung zweier Netze über zwei selbstgeführte Pulsstromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis (HVDC VSC).

Bei der gesteuerten Wirkleistungsübertragung vom Netz I zum Netz II wirkt der VSC I als Gleichrichter und regelt die Gleichspannung U_{dc} auf einen konstanten Wert. Der VSC II arbeitet als Wechselrichter und steuert bzw. regelt die übertragene Wirkleistung.

Die Netze können unterschiedliche Frequenz, Spannungsqualität und aufgrund ihrer galvanischen Trennung unterschiedliche Sternpunktbehandlung aufweisen. Auch lassen sich wegen Netzausbaus nicht mehr beherrschbare Kurzschlussleistungen durch Aufteilung und Kopplung über FACTS-Kupplungen beherrschen. Als Leistungshalbleiter kommen abschaltbare Thyristoren (engl.: *Gate Turn Off Thyristor*, GTOs) und IGBTs (engl.: *Integrated-Gate Bipolar Transistors*) zum Einsatz.

FACTS-Kupplungen leisten offensichtlich zunächst das Gleiche wie eine HGÜ-Kurzkupplung. Darüber hinaus können sie jedoch dank der *selbstgeführten* Pulsstromrichter (im Gegensatz zu den *netzgeführten* HGÜ-Stromrichtern mit gewöhnlichen Thyristoren) auch Blindleistung bereitstellen (10.5.2.4 und A.6) und kommen daher mit wesentlich geringerem Aufwand für Kompensationsreaktanzen aus (vgl. Bild 10.6). Derzeitige Anwendungen bieten in Verbindung mit zu Lande verlegten Gleichstromkabeln eine Alternative zur Erhöhung der Übertragungskapazität eines *Übertragungskorridors*, wenn klassische Freileitungen nicht mehr genehmigungsfähig sind. Ferner gibt es Kurzkupplungen zur Leistungsflusssteuerung bzw. -regelung zwischen Verteilnetzen und zur Spannungsversorgung von Inselnetzen.

10.5.5 FACTS-Regelung

Im stationären Netzbetrieb verhalten sich FACTS-Regler wie die klassischen *Kompensationseinrichtungen* (10.4) und *Regeltransformatoren* (9.6). Ihre Sollwerte werden im Rahmen des Netzbetriebs *zentral* von der Netzleitstelle vorgegeben. Die während des Übergangs vom ungestörten in den gestörten Netzzustand auftretenden dynamischen Ausgleichsvorgänge werden *lokal* durch Aufschalten weiterer Führungsgrößen $w_{\text{zus.}}(t)$ auf die Regeleinrichtungen beherrscht. Die stabile Regelung der diversen voneinander abhängigen Stellgrößen eines kombinierten FACT-Reglers erfordert zur Entkopplung eine Priorisierung - beispielsweise *Wirkleistungsfluss vor Blindleistungsfluss* etc. - bzw. den Einsatz einer *Mehrgrößenregelung*.

Die Einbindung mehrerer FACTS-Regler in einem Netz erhöht die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Regelschwingungen. Um diese zu vermeiden, müssen die Regler bei einem drohenden Netzengpass oder bei einer Verletzung des n-1 Prinzips in koordinierter Weise derart reagieren, dass sich alle benachbarten Leitungen proportional am von der ausfallenden Leitung verursachten Defizit beteiligen und sich konzertiert den Grenzen ihrer individuellen Übertragungskapazität nähern.

Der Aufwand der praktischen Realisierung eines FACTS-Betriebsmittels, hier eines SVC (10.5.2.3), zeigt Bild 10.47.

Neben dem grundsätzlichen elektrischen Wirkungsprinzip eines FACTS-Betriebsmittels sind im Einzelfall zahlreiche weitere technische Gesichtspunkte zu berücksichtigen. So wird die in Bild 10.38 gezeigte Grundschaltung durch Saugkreisfilter ergänzt, die die 5., 7. und 11. Oberschwingung des TCR reaktiv dämpfen. Ferner liefern die Kapazitäten der Filter eine feste kapazitive Blindleistungskomponente des SVC.

Zur Dämpfung magnetostriktiver Geräusche sind die Drosseln des TCR in einem schalldämmenden Gebäude untergebracht. Der Anpasstransformator ist mit einer schalldämpfenden Verkleidung akustisch isoliert. Die Lüftungsöffnungen für die Zu- und Abluft zur Abfüh-



Bild 10.47. Statischer Blindleistungskompensator SVC im EON-Netz bei Lübeck-Siems, Leistung 200 MVA (Siemens).

rung der Verlustwärmen (Stromrichter 380 kW, Drosseln 680 kW) sind mit zusätzlichen Schalldämpfern versehen.

Wegen der starken Magnetfelder der Drosselspulen müssen die Betonarmierungen des Fundaments schleifenfrei ausgeführt sein. Andernfalls würden sich in den Kurzschlusswindungen Kreisströme ausbilden und eine unzulässige Erwärmung des Betons bewirken.

Die Anlagen sind unbemannt und werden von der Systemführung ferngesteuert und fernüberwacht (Kapitel 17).

10.6 Berechnung der Betriebsimpedanzen von Mehrleitersystemen

Bei der Vorstellung der Methode der symmetrischen Komponenten wurde das Konzept der *Betriebsbeläge* eingeführt (8.11), wobei hier zunächst Betriebsbeläge in Längsrichtung betrachtet werden.

10.6.1 Berechnung von Betriebsimpedanzen in Längsrichtung

Die grundsätzliche Vorgehensweise wird an einem Drehstromsystem mit einem *Blitzschutzseil g* und *Erdrückleitung N* erläutert, Bild 10.48.

Die Berechnung von Betriebsbelägen gestaltet sich umso schwieriger, je mehr Phasen berücksichtigt werden müssen. Beispielsweise kommen bei Freileitungen zu den drei Hauptleitern noch *Erdseile* für den Blitzschutz oder weitere *Drehstromsysteme* auf der gleichen Trasse sowie die Berücksichtigung des *Erdrückleiters* hinzu. Alle parallel verlaufenden Leiter sind *elektrisch* über *Teilkapazitäten* und *magnetisch* über *Gegeninduktivitäten* miteinander gekoppelt. Anstelle zahlloser komplexer Formeln für die Betriebsbeläge der verschiedensten Mastkopfbilder empfiehlt sich ein generell anwendbares systematisches Vorgehen mit Hilfe der Matrizenrechnung.

Die drei Außenleiter des Drehstromsystems tragen die Indizes a, b, c, das Blitzschutzseil den Index g (engl.: *ground*), die Erdrückleitung den Index N (Neutralleiter bzw. engl.: *neutral*).

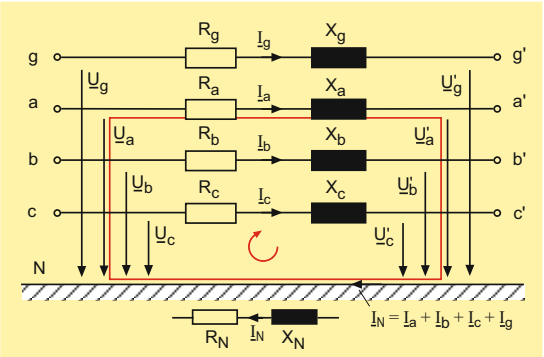


Bild 10.48. Ersatzschaltbild einer kurzen Leitung mit Blitzschutzseil g und Erdrückleitung N.

Die Größen am Ende der Leitung werden durch ein *Auslassungszeichen* gekennzeichnet. Für die Summe aller Spannungen der den Außenleiter a enthaltenden Masche erhalten wir dann

$$\begin{aligned} 0 = \; & -\underline{U}_a + R_a\underline{I}_a + jX_a\underline{I}_a + jX_{ab}\underline{I}_b + jX_{ac}\underline{I}_c + jX_{ag}\underline{I}_g \\ & -jX_{aN}\underline{I}_N + \underline{U}'_a + R_N\underline{I}_N + jX_N\underline{I}_N - jX_{aN}\underline{I}_a - jX_{bN}\underline{I}_b \\ & -jX_{cN}\underline{I}_c - jX_{gN}\underline{I}_g \quad . \end{aligned} \tag{10.100}$$

Man substituiert $\underline{I}_N$ durch die Summe der vier anderen Stromleiter und bringt beide Spannungen $\underline{U}_a$ und $\underline{U}'_a$ auf die linke Gleichungsseite. Nach Zusammenfassen der Produkte mit dem gleichen Leiterstrom ergibt sich für den Spannungsunterschied zwischen Anfang und Ende der Leitung

$$\begin{aligned} \underline{U}_a - \underline{U}'_a = \; & (R_a + R_N)\underline{I}_a + j(X_a + X_N - 2X_{aN})\underline{I}_a \\ & + R_N\underline{I}_b + j(X_{ab} + X_N - X_{aN} - X_{bN})\underline{I}_b \\ & + R_N\underline{I}_c + j(X_{ac} + X_N - X_{aN} - X_{cN})\underline{I}_c \\ & + R_N\underline{I}_g + j(X_{ag} + X_N - X_{aN} - X_{gN})\underline{I}_g \quad . \end{aligned} \tag{10.101}$$

Fasst man noch die Widerstände und Reaktanzen zu Impedanzen zusammen, erhält man

$$\underline{U}_a - \underline{U}'_a = \underline{Z}_{aa}\underline{I}_a + \underline{Z}_{ab}\underline{I}_b + \underline{Z}_{ac}\underline{I}_c + \underline{Z}_{ag}\underline{I}_g \quad , \tag{10.102}$$

wobei Z_{aa} die Impedanz des Leiters a einschließlich der Erdrückleitung darstellt, während $\underline{Z}_{ab}$, $\underline{Z}_{ac}$ und $\underline{Z}_{ag}$ jeweils die Gegenimpedanz zwischen zwei Leitern mit Erdrückleitung ist.

Für die anderen Maschen erhält man entsprechend

$$\begin{aligned} \underline{U}_b - \underline{U}'_b &= \underline{Z}_{bb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{ba}\underline{I}_a + \underline{Z}_{bg}\underline{I}_g + \underline{Z}_{bc}\underline{I}_c \\ \underline{U}_c - \underline{U}'_c &= \underline{Z}_{cc}\underline{I}_c + \underline{Z}_{cb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{ca}\underline{I}_a + \underline{Z}_{cg}\underline{I}_g \\ \underline{U}_g - \underline{U}'_g &= \underline{Z}_{gg}\underline{I}_g + \underline{Z}_{gb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{ga}\underline{I}_g + \underline{Z}_{gc}\underline{I}_c \quad . \end{aligned} \tag{10.103}$$

Umordnen der Terme derart, dass alle Produkte mit $\underline{I}_a$ $\underline{I}_b$, $\underline{I}_c$, $\underline{I}_g$ übereinander stehen,

$$\begin{aligned} \underline{U}_a - \underline{U}'_a &= \underline{Z}_{aa}\underline{I}_a + \underline{Z}_{ab}\underline{I}_b + \underline{Z}_{ac}\underline{I}_c + \underline{Z}_{ag}\underline{I}_g \\ \underline{U}_b - \underline{U}'_b &= \underline{Z}_{ba}\underline{I}_a + \underline{Z}_{bb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{bc}\underline{I}_c + \underline{Z}_{bg}\underline{I}_g \\ \underline{U}_c - \underline{U}'_c &= \underline{Z}_{ca}\underline{I}_a + \underline{Z}_{cb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{cc}\underline{I}_c + \underline{Z}_{cg}\underline{I}_g \\ \underline{U}_g - \underline{U}'_g &= \underline{Z}_{ga}\underline{I}_a + \underline{Z}_{gb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{gc}\underline{I}_c + \underline{Z}_{gg}\underline{I}_g \quad , \end{aligned} \tag{10.104}$$

führt auf die Matrixgleichung

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_a - \underline{U}'_a \\ \underline{U}_b - \underline{U}'_b \\ \underline{U}_c - \underline{U}'_c \\ - - - - \\ \underline{U}_g - \underline{U}'_g \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc|c} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} & \underline{Z}_{ac} & \underline{Z}_{ag} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} & \underline{Z}_{bc} & \underline{Z}_{bg} \\ \underline{Z}_{ca} & \underline{Z}_{cb} & \underline{Z}_{cc} & \underline{Z}_{cg} \\ -- & -- & -- & -- \\ \underline{Z}_{ga} & \underline{Z}_{gb} & \underline{Z}_{gc} & \underline{Z}_{gg} \end{array}\right] \begin{bmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \\ \underline{I}_c \\ - \\ \underline{I}_g \end{bmatrix} \tag{10.105}$$

bzw. in Kurzschreibweise

$$\boxed{\Delta\underline{\mathbf{U}}_{a,b,c,g} = \underline{\mathbf{Z}}\,\underline{\mathbf{I}}_{a,b,c,g}} \quad . \tag{10.106}$$

Zur Reduktion des *Vierleitersystems* auf ein *Dreileitersystem* wird die Matrixgleichung partitioniert, wobei vier Untermatrizen $\underline{\mathbf{Z}}_1, \underline{\mathbf{Z}}_2, \underline{\mathbf{Z}}_3, \underline{\mathbf{Z}}_4$ entstehen. Unter der Annahme $\Delta\underline{U}_g := 0$ (das Erdseil ist an jedem Mast geerdet) vereinfacht sich (10.105) nach Partitionieren zu

$$\begin{bmatrix} \Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Z}}_1 & \underline{\mathbf{Z}}_2 \\ \underline{\mathbf{Z}}_3 & \underline{\mathbf{Z}}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\mathbf{I}}_{abc} \\ \underline{\mathbf{I}}_g \end{bmatrix} \quad . \tag{10.107}$$

Die Zerlegung von (10.107) in zwei Matrixgleichungen liefert:

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{Z}}_1\,\underline{\mathbf{I}}_{abc} + \underline{\mathbf{Z}}_2\,\underline{\mathbf{I}}_g \quad , \tag{10.108}$$

und

$$0 = \underline{\mathbf{Z}}_3\underline{\mathbf{I}}_{abc} + \underline{\mathbf{Z}}_4\underline{\mathbf{I}}_g \quad . \tag{10.109}$$

Um Gleichungen nur in abc-Größen zu erhalten, eliminieren wir $\underline{I}_g$, indem (10.109) zunächst nach $\underline{I}_g$ aufgelöst

$$\underline{\mathbf{I}}_g = \underline{\mathbf{Z}}_4^{-1}\,(-\underline{\mathbf{Z}}_3\underline{\mathbf{I}}_{abc}) \quad , \tag{10.110}$$

und in (10.108) substituiert wird,

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{Z}}_1\underline{\mathbf{I}}_{abc} + \underline{\mathbf{Z}}_2\underline{\mathbf{Z}}_4^{-1}(-\underline{\mathbf{Z}}_3\underline{\mathbf{I}}_{abc}) \quad . \tag{10.111}$$

Nach Ausklammern von $\underline{\mathbf{I}}_{abc}$ erhalten wir die übliche Partitionierungsgleichung,

$$\boxed{\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = (\underline{\mathbf{Z}}_1 - \underline{\mathbf{Z}}_2\,\underline{\mathbf{Z}}_4^{-1}\,\underline{\mathbf{Z}}_3)\,\underline{\mathbf{I}}_{abc}} \tag{10.112}$$

bzw.

$$\boxed{\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{Z}}^*\,\underline{\mathbf{I}}_{abc}} \quad . \tag{10.113}$$

Hat man durch Lösen von 10.113 erst einmal $\underline{\mathbf{I}}_{abc}$ ermittelt, erhält man für $\underline{I}_g$

$$\underline{I}_g = -\frac{1}{\underline{Z}_{gg}}(\underline{Z}_{ga}\underline{I}_a + \underline{Z}_{gb}\underline{I}_b + \underline{Z}_{gc}\underline{I}_c) \quad . \tag{10.114}$$

Ist die Freileitung symmetrisch aufgebaut, was bei entsprechendem Auskreuzen der Leiter gegeben sein soll, sind jeweils alle Selbstimpedanzen und alle Gegenimpedanzen untereinander gleich, das heißt

$$\underline{Z}_{aa} = \underline{Z}_{bb} = \underline{Z}_{cc} = \underline{Z}_S \tag{10.115}$$

und

$$\underline{Z}_{ab} = \underline{Z}_{ac} = \underline{Z}_{bc} = \underline{Z}_M \quad . \tag{10.116}$$

Hiermit vereinfacht sich (10.113) zu

$$\begin{vmatrix} \Delta\underline{U}_a \\ \Delta\underline{U}_b \\ \Delta\underline{U}_c \end{vmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_S & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_S & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_S \end{bmatrix} \begin{vmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \\ \underline{I}_c \end{vmatrix} \quad , \tag{10.117}$$

oder in Kurzform,

$$\boxed{\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{Z}}_{abc}\,\underline{\mathbf{I}}_{abc}} \quad . \tag{10.118}$$

Es verbleibt noch die Aufgabe der Bestimmung der Koeffizienten der Matrix in (10.117), das heißt der Selbst- und Gegenimpedanzen. Hier stehen drei Optionen zur Verfügung:

- Carson-Formel
- Tabellenbücher
- Messung der Impedanzen.

10.6.1.1 Carson-Formel

Carson hat schon sehr früh zwei Formeln für die Berechnung der *Selbstinduktivität* eines Leiters gegenüber Erde und der *Gegeninduktivität* zweier benachbarter Leiter über dem Erdboden angegeben:

$$\underline{Z}_{ii} = \underline{Z}_i + 2j\omega ln\frac{r_{ii}}{r_i} + J_{ii} \quad , \tag{10.119}$$

$$\underline{Z}_{ij} = 2j\omega ln\frac{r'_{ij}}{r_{ij}} + J_{ij} \quad . \tag{10.120}$$

Die Definition der Größen geht aus Bild 10.49 hervor.
Es bedeuten im Einzelnen:

$\underline{Z}_i$	Ohmscher Widerstand und innere Induktivität
r_i	Leiterradius
r_{ii}	Abstand zum eigenen Bildleiter
r_{ij}	Abstand zum j-ten Leiter
r'_{ij}	Abstand zum j-ten Bildleiter
J_{ii} und J_{ij}	Zusatzterme zur Berücksichtigung der endlichen Leitfähigkeit der Erde gemäß einer von Carson angegebenen Formel. $J_{ii}, J_{ij} = 0$ bei perfekter Erde

Aus (10.119) und (10.120) und den in Bild 10.49 definierten Abständen lassen sich somit alle Matrixelemente berechnen. Alternativ kann man die Betriebsinduktivitäten auch Tabellenbüchern entnehmen.

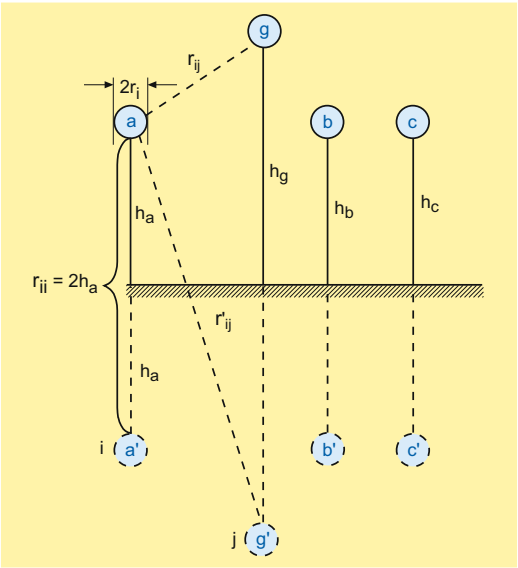


Bild 10.49. Zur Berechnung der Selbst- und Gegeninduktivität von drei Leitern a, b, c sowie eines Bildschutzseils g über dem Erdboden unter Verwendung von *Bild-* bzw. *Spiegelleitern*, Definition der Größen in Gl. (10.119 und 10.120).

10.6.1.2 Tabellenbücher

Tabellenbücher für die Berechnung der Betriebsparameter von Leitungen enthalten meist typische Mastkopfbilder und die zugehörigen Formeln zur Berechnung der jeweiligen Betriebsimpedanzen. Tabellenbücher sind in einfachen Fällen hilfreich, aber nicht universell verwendbar, da nicht für alle Mastkopfbilder Tabellen existieren. Dies gilt insbesondere für Trassen, auf denen bis zu fünf Systeme auf einem *Gestänge* angeordnet sind.

10.6.1.3 Messung der Impedanzen

Schließlich lassen sich die Impedanzen auch messtechnisch ermitteln, was zwar in der Praxis selten vorkommt, aber zumindest zur Veranschaulichung beiträgt. Zur Messung der Impedanzen schließt man alle Leiter am Leitungsende kurz und legt an den Eingang des jeweils betrachteten Leiters eine Spannung $\underline{U}_{\text{Test}}$ an, Bild 10.50.

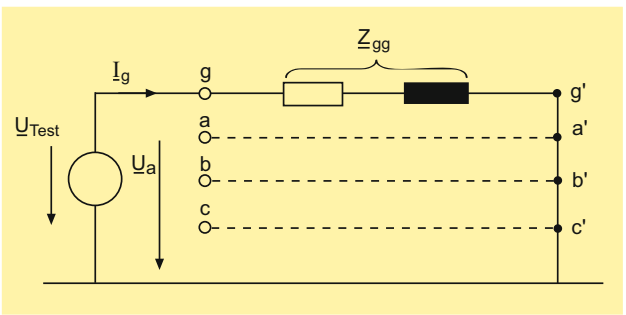


Bild 10.50. Messung der Leitungsimpedanzen.

Für die Selbst- und Gegenimpedanzen des Leiters a erhält man dann

$$\underline{Z}_{gg} = \frac{\underline{U}_{\text{Test}}}{\underline{I}_g} \qquad \underline{Z}_{bg} = \frac{\underline{U}_b}{\underline{I}_g} \qquad \underline{Z}_{ag} = \frac{\underline{U}_a}{\underline{I}_g} \qquad \underline{Z}_{cg} = \frac{\underline{U}_c}{\underline{I}_g} \quad . \tag{10.121}$$

Auf gleiche Weise verfährt man mit allen anderen Leitern.

In der Matrixgleichung des Dreileitersystems sind, wie bei der Synchronmaschine (s. a. 8.2), alle drei Phasen miteinander elektrisch und magnetisch gekoppelt,

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{Z}}_{abc}\,\underline{\mathbf{I}}_{abc} \quad . \tag{10.122}$$

Das bedeutet im vorliegenden Fall, dass der Spannungsabfall längs eines Leiters sowohl vom eigenen Leiterstrom als auch von den Strömen in den beiden anderen Außenleitern bestimmt wird. Wie bei der Synchronmaschine wird daher mit Hilfe der Methode der *Symmetrischen Komponenten* (8.11.2) eine Entkopplung, das heißt eine Diagnonalisierung der Matrix vorgenommen. In der Annahme, dass der Leser mit dieser Methode vertraut ist, können wir uns hier kurzfassen.

In Gleichung (10.122) sind

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{abc} = T\,\Delta\underline{\mathbf{U}}_{0+-} \qquad\qquad \underline{\mathbf{I}}_{abc} = T\,\underline{\mathbf{I}}_{0+-} \tag{10.123}$$

$$T\,\Delta\underline{\mathbf{U}}_{0+-} = \underline{\mathbf{Z}}_{abc}T\,\underline{\mathbf{I}}_{0+-} \qquad |T^{-1} \tag{10.124}$$

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{0+-} = \underbrace{T^{-1}\underline{\mathbf{Z}}_{abc}T}_{\underline{\mathbf{Z}}_{0+-}}\underline{\mathbf{I}}_{0+-} \tag{10.125}$$

$$\Delta\underline{\mathbf{U}}_{0+-} = \underline{\mathbf{Z}}_{0+-}\underline{\mathbf{I}}_{0+-} \tag{10.126}$$

In Anlehnung an 8.11.2 ergibt sich für die Impedanz im Bildbereich

$$\underline{Z}_{0+-} = \begin{bmatrix} \underline{Z}+2M & & \\ & \underline{Z}-M & \\ & & \underline{Z}-M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & & \\ & \underline{Z}_+ & \\ & & \underline{Z}_- \end{bmatrix} \quad . \tag{10.127}$$

Diese Form erst erlaubt uns die einphasige Darstellung des Mehrleitersystems.

Die Impedanzen $\underline{Z}_0$, $\underline{Z}_+$, $\underline{Z}_-$ lassen sich ähnlich wie beim Synchrongenerator direkt messtechnisch erfassen, Bild 10.51.

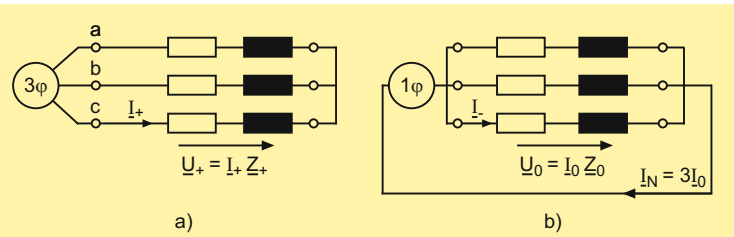


Bild 10.51. Messung der Impedanzen $\underline{Z}_0$, $\underline{Z}_+$, $\underline{Z}_-$. a) Messung der *Mitimpedanz*, b) Messung der *Nullimpedanz*.

Für $\underline{Z}_+$ und $\underline{Z}_-$ erhält man gleiche Werte

$$\underline{Z}_+ = \frac{\underline{U}_{\text{Strang}_+}}{\underline{I}_{\text{Strang}_+}} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{Z}_- = \frac{\underline{U}_{\text{Strang}_-}}{\underline{I}_{\text{Strang}_-}} \quad . \tag{10.128}$$

Für $\underline{Z}_0$ erhält man

$$\underline{Z}_0 = \frac{U_{\text{Strang}_0}}{I_{\text{Strang}_0}} \quad . \tag{10.129}$$

Wegen der fehlenden teilweisen Kompensation der magnetischen Felder beträgt die Nullimpedanz ein Mehrfaches der Mitimpedanz.

Besitzt die in Bild 10.51 als ideal angenommene Rückleitung eine Impedanz $\underline{Z}_N$ (Erdseil, Kabelmantel, Erdimpedanz), so ergibt sich für die Nullimpedanz

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_{00} + 3\,\underline{Z}_N \quad , \tag{10.130}$$

wobei $\underline{Z}_{00}$ die Nullimpedanz der Leitung gemessen mit idealem Rückleiter ist. Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob in einem gegebenen Wert für $\underline{Z}_0$ die Impedanz $3\,\underline{Z}_N$ bereits implizit enthalten ist oder nicht.

Die Angabe einer Nullimpedanz von Leitungen ist nur in geerdet betriebenen Netzen möglich (Generator-, Transformatorsternpunkte geerdet, s. a. Kapitel 12). In isoliert betriebenen Netzen ist die Rückleitung offen, das heißt eine Nullimpedanz ist in obigem Sinn nicht existent bzw. $\underline{Z}_0 = \infty$ (s. a. 12.4).

10.6.2 Berechnung der Betriebskapazitäten

Die Betriebskapazitäten werden auf ähnliche Weise wie die Betriebsinduktivitäten bestimmt, wobei jedoch für die Berechnung der Teilkapazitäten zunächst die *Leiterpotenziale* φ und die zugehörigen *Potenzialkoeffizienten* P ermittelt werden müssen, Bild 10.52.

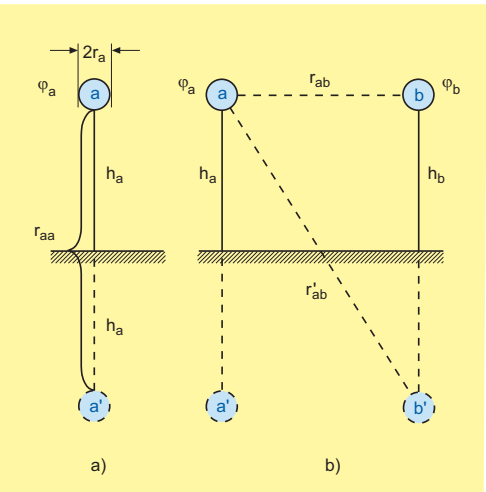


Bild 10.52. Zur Berechnung der Kapazität von Leitern in der Höhe h_a über dem Erdboden. a) ein Leiter a mit Bildleiter a', b) zwei Leiter a, b mit Bildleitern a', b'.

Berechnung des Potenzials φ_a und des zugehörigen Potenzialkoeffizienten P_a eines Leiters a in der Höhe h_a:

Das Potenzial an der Oberfläche eines Leiters a mit dem Radius r_a in der Höhe h_a über dem Erdboden gemäß Bild 10.52a berechnet sich gemäß der *Potenzialtheorie* zu

$$\varphi_a = \frac{Q_a}{2\pi\varepsilon l} ln \frac{2h_a}{r_a} = \frac{Q_a}{2\pi\varepsilon l} ln \frac{r_{aa}}{r_a} = \tag{10.131}$$

$$= \frac{Q_a}{l} \frac{1}{2\pi\varepsilon} ln \frac{r_{aa}}{r_a} = \tag{10.132}$$

$$\varphi_a = \frac{Q_a}{l} P_a \quad . \tag{10.133}$$

Hierin ist Q_a/l die zunächst unbekannte Linienladung des Leiters a bezogen auf die Leiterlänge l. Der Potenzialkoeffizient P_a dient der verkürzten Schreibweise und ist letztlich ein Geometriefaktor.

Berechnung der Potenziale φ_a und φ_b sowie der Potenzialkoeffizienten P zweier Leiter a, b mit den Radien r_a, r_b und der Höhe h_a, h_b über dem Erdboden:

Das Potenzial eines Leiters eines *Mehrleitersystems* berechnet sich aus der Überlagerung der Potenziale aller anderen Leiter,

$$\varphi_a = \varphi_{aa} + \varphi_{ab} \tag{10.134}$$

$$\varphi_a = \frac{Q_a}{2\pi\varepsilon l} ln \frac{r_{aa}}{r_a} + \frac{Q_b}{2\pi\varepsilon l} ln \frac{r'_{ab}}{r_{ab}} \tag{10.135}$$

$$\varphi_a = \frac{Q_a}{l} P_{aa} + \frac{Q_b}{l} P_{ab} \quad . \tag{10.136}$$

Sinngemäß erhält man

$$\varphi_b = \frac{Q_b}{l} P_{bb} + \frac{Q_a}{l} P_{ba} \quad . \tag{10.137}$$

Mit Hilfe der Potenzialfunktionen vom Typ (10.136), (10.137) lässt sich für beliebige Mehrleiteranordnungen zunächst ein lineares Gleichungssystem zur Berechnung der Leiterladungen Q aufstellen. Aus diesem Gleichungssystem werden anschließend gemäß dem Zusammenhang zwischen Kapazität, Spannung und Ladung eines Kondensators

$$Q = C\,U \tag{10.138}$$

die Kapazitäten bestimmt. Gleichzeitig werden die Potenzialdifferenzen zwischen den Leitern und Erde, beispielsweise $\varphi_a - \varphi_N$, durch die Leiter-/Erdspannungen ersetzt,

$$\varphi_a - \varphi_N = U_a \quad \text{bzw.} \quad \varphi_a = U_a \quad \text{für} \quad \varphi_N = 0 \quad . \tag{10.139}$$

Zur Vertiefung und weiteren grundsätzlichen Vorgehensweise betrachten wir eine Drehstromfreileitung mit einem geerdeten Blitzschutzseil über dem Erdboden, Bild 10.53.

Die Potenziale der vier Leiter berechnen sich aus der Überlagerung der einzelnen Potenzialfunktionen

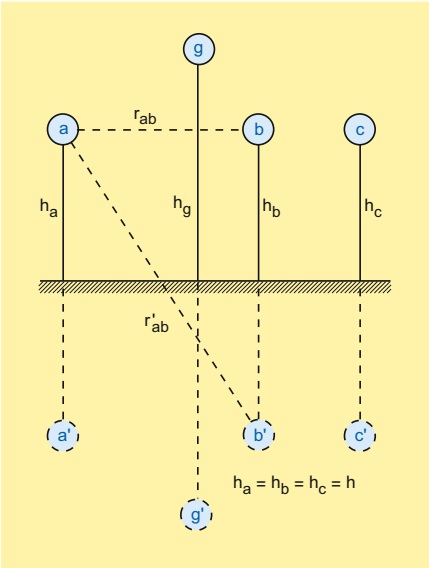


Bild 10.53. Zur Berechnung der Betriebskapazitäten mehrerer Leiter über dem Erdboden.

$$\begin{aligned}
\varphi_a &= \varphi_{aa} + \varphi_{ab} + \varphi_{ac} + \varphi_{ag} \\
\varphi_b &= \varphi_{bb} + \varphi_{ba} + \varphi_{bc} + \varphi_{bg} \\
\varphi_c &= \varphi_{cc} + \varphi_{ca} + \varphi_{cb} + \varphi_{cg} \\
\varphi_g &= \varphi_{gg} + \varphi_{ga} + \varphi_{gb} + \varphi_{gc} \quad .
\end{aligned} \tag{10.140}$$

Stellt man die Potenziale gemäß (10.135) dar, erhalten wir

$$\varphi_a = \frac{1}{2\pi\varepsilon l}\left[Q_a ln\frac{2h}{r} + Q_b ln\frac{r'_{ab}}{r_{ab}} + Q_c ln\frac{r'_{ac}}{r_{ac}} + Q_g ln\frac{r'_{ag}}{r_{ag}}\right] \quad . \tag{10.141}$$

Ermittelt man diese Gleichung für alle Leiter und führt die verkürzte Schreibweise mit Potenzialkoeffizienten gemäß (10.133) ein, ergibt sich

$$\begin{aligned}
\varphi_a &= P_{aa}Q_a + P_{ab}Q_b + P_{ac}Q_c + P_{ag}Q_g \\
\varphi_b &= P_{ba}Q_a + P_{bb}Q_b + P_{bc}Q_c + P_{bg}Q_g \\
\varphi_c &= P_{ca}Q_a + P_{cb}Q_b + P_{cc}Q_c + P_{ag}Q_g \\
\varphi_g &= P_{ga}Q_a + P_{gb}Q_b + P_{gc}Q_c + P_{gg}Q_g \quad .
\end{aligned} \tag{10.142}$$

Setzt man für das Potenzial der Erdoberfläche $\varphi_g = \varphi_N = 0$ an und stellt die zeitveränderlichen Potenziale im Frequenzbereich dar, gehen diese über in die Knotenspannungen $\underline{U}_a$, $\underline{U}_b$, $\underline{U}_c$. Aus (10.142) erhält man die Matrixgleichung

$$\left|\begin{array}{c} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \\ \underline{U}_c \\ -- \\ \underline{U}_g \end{array}\right| = \left[\begin{array}{ccc|c} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{ag} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bg} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cg} \\ -- & -- & -- & -- \\ P_{ga} & P_{gb} & P_{gc} & P_{gg} \end{array}\right] \cdot \left[\begin{array}{c} \underline{Q}_a \\ \underline{Q}_b \\ \underline{Q}_c \\ -- \\ \underline{Q}_g \end{array}\right] \quad . \tag{10.143}$$

Nach Partitionieren erhalten wir wieder zwei separate Matrixgleichungen mit den Teilmatrizen $\mathbf{P}_1, \mathbf{P}_2, \mathbf{P}_3, \mathbf{P}_4$ (s. a. 10.6.1),

$$\underline{\mathbf{U}}_{abc} = \mathbf{P}_1 \underline{\mathbf{Q}}_{abc} + \mathbf{P}_2 \underline{Q}_g \quad , \tag{10.144}$$

$$0 = \mathbf{P}_3 \underline{\mathbf{Q}}_{abc} + \mathbf{P}_4 \underline{Q}_g \quad . \tag{10.145}$$

Elimination von $\underline{Q}_g$ ergibt

$$\underline{\mathbf{U}}_{abc} = (\mathbf{P}_1 - \mathbf{P}_2 \mathbf{P}_4^{-1} \mathbf{P}_3) \underline{\mathbf{Q}}_{abc} \tag{10.146}$$

bzw.

$$\underline{\mathbf{U}}_{abc} = [\mathbf{P}^*_{abc}]\, \underline{\mathbf{Q}}_{abc} \qquad \text{oder} \qquad \underline{\mathbf{Q}}_{abc} = [\mathbf{P}^*_{abc}]^{-1}\, \mathbf{U}_{abc} \quad . \tag{10.147}$$

Gemäß dem Zusammenhang zwischen Ladung, Spannung und Kapazität eines Kondensators, $Q = C\,U$, erhalten wir für (10.147) durch Koeffizientenvergleich

$$\underline{\mathbf{Q}}_{abc} = [\mathbf{C}_{abc}]\, \underline{\mathbf{U}}_{abc} \quad . \tag{10.148}$$

Die Kapazitätsmatrix wird also durch Invertieren der Potenzialkoeffizientenmatrix erhalten,

$$[\mathbf{C}_{abc}] = [\mathbf{P}^*_{abc}]^{-1} \quad . \tag{10.149}$$

Um weiter den Zusammenhang zwischen den Knotenspannungen und den kapazitiven Ladeströmen zu erhalten, ersetzen wir die Ladungen $\underline{Q}$ noch durch die Ströme $\underline{I}$

$$\underline{I} = j\omega \underline{Q} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{Q} = \frac{1}{j\omega} \underline{I} \tag{10.150}$$

und erhalten schließlich

$$j\omega\, [\mathbf{C}_{abc}]\, \underline{\mathbf{U}}_{abc} = \underline{\mathbf{I}}_{abc} \tag{10.151}$$

mit

$$\mathbf{C}_{abc} = \begin{bmatrix} C_{aa} & -C_{ab} & -C_{ac} \\ -C_{ba} & C_{bb} & -C_{bc} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \quad . \tag{10.152}$$

Unter der Annahme symmetrisch angeordneter, das heißt *ausgekreuzter* Leitungen, vereinfacht sich (10.152) zu

$$\mathbf{C}_{abc} = \begin{bmatrix} C & -C' & -C' \\ -C' & C & -C' \\ -C' & -C' & C \end{bmatrix} \quad . \tag{10.153}$$

Der Ladestrom eines Leiters wird offensichtlich über die Teilkapazitäten auch von den Ladeströmen der benachbarten Leiter beeinflusst.

Mit Hilfe der *Methode der Symmetrischen Komponenten* führen wir deshalb auf gleiche Weise wie in 8.11.2 und 10.6.1 für die Kapazitätsmatrix eine Entkopplung bzw. Diagonalisierung der Kapazitätsmatrix durch,

$$\mathbf{C}_{0+-} = \begin{bmatrix} C - 2C' & & \\ & C + C' & \\ & & C + C' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_0 & & \\ & C_+ & \\ & & C_- \end{bmatrix} \quad , \tag{10.154}$$

was die einphasige Darstellung des Problems erlaubt.

Die Potenzialkoeffizienten werden mit Hilfe der beiden nachstehenden Gleichungen ermittelt,

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} ln \frac{r_{ii}}{r_i} \quad , \tag{10.155}$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} ln \frac{r'_{ij}}{r_{ij}} \quad . \tag{10.156}$$

Hierin bedeuten:

$r_{ii} =$ Distanz zum eigenen Bildleiter

$r'_{ij} =$ Distanz zum j-ten Bildleiter

$r_{ij} =$ Entfernung zum j-ten Leiter

Beachtenswert ist die grundsätzliche Symmetrie zu den Carson-Formeln.

In der Praxis geht man in der nachstehenden Reihenfolge vor:

– Ermittlung der Potenzialkoeffizienten

– Bestimmung der Eigen- und Teilkapazitäten

– Transformation mit Hilfe der Methode der symmetrischen Komponenten wie in 10.6.1

Das vorgestellte Verfahren zur Ermittlung der Betriebskapazitäten ist auf beliebig viele Drehstromsysteme einer Trasse anwendbar und eignet sich sowohl für Einfachleiter als auch für Bündelleiter und für beliebig viele Erdseile.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 10

1. Bergen, R.: Power System Analysis. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New York, 1986.
2. Cegrell, Th.: Power System Control Technology. Prentice Hall, Englewood Cliff, New York, 1986.
3. Dhar, R. N.: Computer Aided Power System, Operations and Analysis. Tata Mc. Graw Hill Publ. Comp., New Delhi, 1982.
4. Glover, Duncan u. Sarma, M.: Power System Analysis and Design. PWS Publ. Company, Boston, 1994.
5. Das, J. C.: Power System Analysis. Marcel Decker Verlag, New York, 2004.
6. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
7. Acha, E. et al.: FACTS - Modelling and simulation in Power Networks. John Wiley & Sons Inc., New York, 2004.
8. Mathur, Mohan R. and Varma, Rajiv K.: Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems. IEEE Press, John Wiley & Sons Inc. Publication, 2002.
9. Song, Y. H. et al.: Flexible ac transmission systems (FACTS). Institution of Electrical Engineers, London, 1999.

10. Gönen, T.: Modern Power System Analysis. John Wiley & Sons Inc., New York, 1988.
11. Gross, Ch.: Power System Analysis. John Wiley & Sons Inc., New York, 1986.
12. Wood, A., Bruce, F. und Wollenberg, B.: Power Generation and Control. John Wiley & Sons Inc., New York, 1996.
13. Saccomanno, F.: Electric Power Systems. John Wiley & Sons Inc., New York, 2003.
14. Weedy, B. M. und Cory, B. J.: Electric Power Systems. John Wiley & Sons Inc., New York, 1999.
15. Schwab, A.: Begriffswelt der Feldtheorie. 7. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg/Berlin, 2013.
16. Hochrainer, A.: Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1957.
17. Denzel, P.: Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1966.
18. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.
19. Rudion K. et al.: Integration von HGÜ-Trassen. ew 7/2015.
20. Troitzsch, C.: Fehler auf DC-Leitungen. Bulletin SEV 5, 2015.
21. Konzelmann, F. et al.: Dynamische Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz – Technologieüberblick aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers. ew 5/2015.
22. Krontiris, A.: Auf dem Weg zum europäischen HGÜ-Netz. ew 9/2017.
23. Spahic, E. et al.: Power Intensive Energy Storage and Multilevel STATCOM for Frequency and Voltage Grid Support. Report C4-110, CIGRE 2016.

11. Verteilung elektrischer Energie

Von *Verteilung* spricht man bei der Weiterleitung elektrischer Energie aus den 220 kV/380 kV-Transportnetzen zu diversen *Verteilerunternehmen*, und letztlich zu den *Sonderabnehmern* und *Endverbrauchern*. In *Umspannwerken* (16.2) wird die Höchstspannung der Transportnetze zunächst auf 110 kV heruntertransformiert und über mehrere 110 kV-Hochspannungsnetze auf die diversen Regionen einer Regelzone verteilt, so genannte *Grobverteilung* (engl.: *sub transmission*), s. a. 2.2. In den *Umspannstationen* der Regionen wird die Hochspannung von 110 kV je nach Lastdichte bzw. Größe des Versorgungsgebiets auf die so genannte *Mittelspannung* von 10 kV, 20 kV oder 30 kV heruntertransformiert. Von dort fließt die elektrische Energie über Mittelspannungskabel zu den *Ortsnetzstationen* in den einzelnen Straßenfluchten eines Wohngebiets oder auch eines Gewerbegebiets (Bild 10.3b). In den Ortsnetzstationen wird die Mittelspannung schließlich auf 400 V heruntertransformiert und dann wahlweise über Dachständer-Freileitungen oder Erdkabel zu den anliegenden Gebäuden geleitet. In diesen wandeln die Endverbraucher die elektrische Energie in Kraft, Licht, Wärme etc. um.

Großverbraucher wie Industriebetriebe, Kaufhäuser und Verwaltungsgebäude beziehen ihre elektrische Energie direkt aus dem Mittelspannungsnetz und besitzen eigene Netzstationen mit Transformatoren, deren Sekundärseite in so genannte *Niederspannungshauptverteiler* (engl.: *power center*) einspeist. Von dort gehen Niederspannungskabel zu so genannten *Unterverteilern* und *Kleinverteilern*. Hauptverteiler, Unterverteiler und Kleinverteiler sowie die sie verbindenden Leitungen bilden das betriebs- bzw. hauseigene *Niederspannungsnetz*.

Abnehmer sehr großer Leistung, wie beispielsweise Großkliniken, Raffinerien, Flughäfen und Fabriken, beziehen die elektrische Energie direkt aus dem 110 kV-Hochspannungsnetz und nehmen die Verteilung auf ihrem Gelände mittels eines eigenen ausgedehnten Mittelspannungsnetzes mit internen Netzstationen selbst vor. Da bei Großverbrauchern die Kosten der Stromverteilung auf die vielen Einzellasten vom Abnehmer selbst getragen werden, ergibt sich für die aus dem Mittel- bzw. Hochspannungsnetz bezogene Energie grundsätzlich ein niedrigerer Preis je Kilowattstunde. Die überlagerte 110 kV-Ebene besitzt in Ballungszentren mit hoher Lastdichte die Funktion einer monodirektionalen Grobverteilung, kann aber zwischen den Einspeisepunkten des Verbundsystems und lokalen Kraftwerken auf der 110 kV-Ebene und den regionalen Lastschwerpunkten und Umspannwerken gelegentlich ebenfalls Übertragungsfunktion besitzen (11.2).

Bis zum Beginn der Energiewende hatten Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze ausschließlich monodirektionale Verteilungsfunktion. Infolge der aktuellen Migration der Stromerzeugung weg von wenigen großen Kraftwerken hin zu über einer Million dezentral in den Verteilnetzen angesiedelter EE-Erzeugungsanlagen kommt es zunehmend auch in den unteren Spannungsebenen zu bidirektionalen Stromflüssen, insbesondere zu Rückspeisungen in vorgelagerte Netze. Ihre Beherrschung wird in eigenen Kapiteln über *Smart*

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_11

Grids und *Smart Metering* betrachtet (11.5 und 17.2). Im Folgenden werden zunächst die grundsätzlichen *Netzformen* und ihre technische Ausprägung in Verteilnetzen vorgestellt.

11.1 Netztopologien klassischer Verteilnetze

Aus topologischer Sicht unterscheidet man zwischen *Strahlennetzen*, *Ringnetzen* und *Maschennetzen*. Diese Netze können je nach Spannungsebene, landschaftlichen Gegebenheiten, Lageplänen, Fabrik-Layout, Versorgungssicherheit etc. ein sehr unterschiedliches Aussehen haben. Auf den genannten Grundformen aufbauend gibt es eine Vielfalt weiterer, von der jeweiligen Verteilung der Lastdichte abhängiger Modifikationen wie Netze mit *durchlaufenden Verteilerkabeln*, *offene* und *geschlossene Netze* mit *Gegenstationen*, *Netze* mit *Stützpunkten* etc. Darüber hinaus besitzen alle Netze definierte betriebliche *Trennstellen*, mittels derer einzelne Netzteile für die Beseitigung von Störungen, Wartung und Instandhaltung spannungsfrei geschaltet werden können, was jedes Mal eine Topologieänderung zur Folge hat. Im Folgenden werden zunächst die grundsätzlichen Topologien vorgestellt.

11.1.1 Strahlennetze

In Strahlennetzen verlaufen die Versorgungsleitungen (engl.: *feeder*) strahlenförmig von der Einspeisung weg, so genannte *Stichleitungen*. Beispielsweise versorgen die abgehenden Leitungen bzw. Strahlen die Häuser einer Straße in Niederspannungsnetzen der öffentlichen Versorgung, Bild 11.1a. In der Industrie bilden die Strahlen hierarchisch gestaffelte Niederspannungsnetze mit *Haupt-*, *Unter-* und *Kleinverteilern*, Bild 11.1b. In letzterem Fall speisen die Sammelschienen höherer Ebenen sowohl die nachgelagerten Verteilerebenen als auch direkt Verbraucher (s. a. A.6) hoher Leistung.

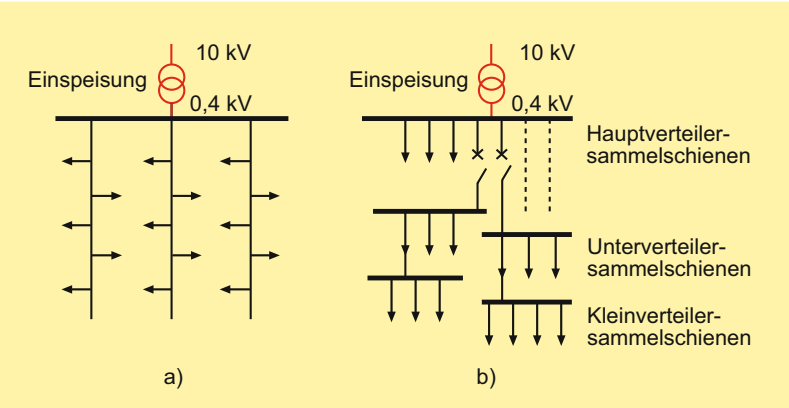


Bild 11.1. Strahlennetztopologien. a) Niederspannungsstrahlennetz der öffentlichen Versorgung, b) Niederspannungsstrahlennetz der Industrie mit *Haupt-*, *Unter-* und *Kleinverteilern*.

Die *Vorzüge* der Strahlennetze bestehen in ihrem geringen Planungsaufwand, ihrer großen Übersichtlichkeit bei der Fehlersuche und den geringen Anforderungen an den Netzschutz. Ihr *Nachteil* liegt im Ausfall aller Verbraucher eines Strahls im Fall eines Kurzschlusses. Nachteilig sind ferner die mit zunehmendem Abstand von der Einspeisung größer werdenden *Spannungsabfälle*, die höheren *Leitungsverluste* sowie die erschwerte Einhaltung der *Nullungsbedingungen* (12.5.3).

11.1.2 Ringnetze

Ringnetze ermöglichen die betriebsmäßige Verbindung der Enden zweier Strahlen, die dann „*Halbringe*“ genannt werden. Im Kurzschlussfall wird der betroffene Halbring automatisch vom Netzschutz abgeschaltet (Kapitel 14). Alle am Halbring angeschlossenen Verbraucher sind dann zunächst ohne Strom. Nach manuellem Heraustrennen des vom Kurzschluss betroffenen Leitungsstücks und Zuschalten betrieblich vorgesehener Querverbindungen können die restlichen Verbraucher von dem jeweils ungestörten Strahl weiterversorgt werden. Typische Anwendungen der Ringtopologie findet man in Niederspannungsstraßennetzen, Mittelspannungsnetzen und 110 kV-Netzen, die mehrere Umspannstationen bzw. Netzstationen versorgen, Bild 11.2.

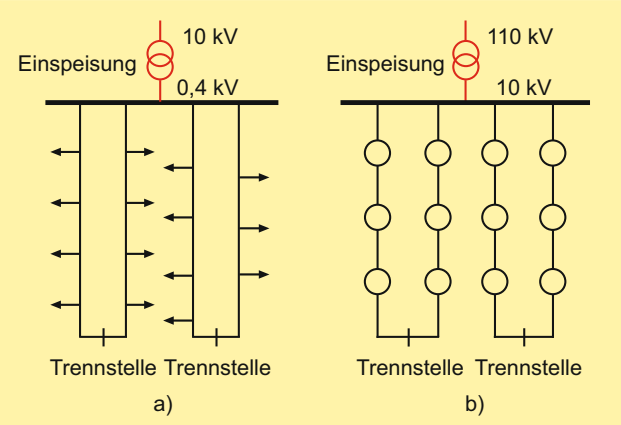


Bild 11.2. Ringnetztopologien. a) Niederspannungsstraßennetze, b) Mittelspannungsringe zur Versorgung von Netzstationen.

Eine besondere Variante sind so genannte *Dreibeinnetze*, bei denen von der einspeisenden Sammelschiene ein drittes Kabel zu einer Umspannstation in der Mitte des Rings verläuft.

Der Vorteil der Ringnetze besteht in ihrer höheren Versorgungssicherheit, bei permanent geschlossenen Ringen auch in der verbesserten Spannungshaltung sowie in geringeren Verlusten. Nachteilig ist der höhere Anspruch an die Qualifikation des Wartungspersonals.

11.1.3 Maschennetze

Maschennetze weisen das bei der Ringtopologie erläuterte Prinzip der zweiseitigen Versorgung in Vollendung auf. Knoten und Zweige werden mehrfach versorgt, woraus die große Versorgungszuverlässigkeit resultiert. Alle Zweige bzw. Abgänge sind durch Sicherungen geschützt. Im Fall eines Kurzschlusses bleiben die Wirkungen auf einen kleinen Bereich begrenzt, Bild 11.3.

Bei geringen Ausdehnungen wird ein Maschennetz von nur einem, möglichst zentral angeordneten Verteiltransformator eingespeist, Bild 11.3a. Im Falle eines seltenen Transformatorausfalls sind dann alle Verbraucher betroffen. Aus diesem Grund wird ein *Reservetransformator* vorgesehen. In größeren Maschennetzen erfolgt die Einspeisung durch mehrere Transformatoren in die Knoten höchster Lastdichten, Bild 11.3b.

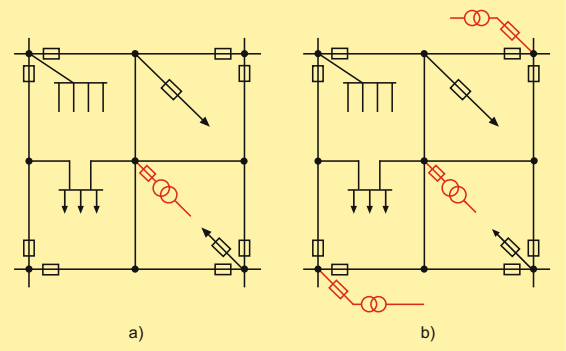


Bild 11.3. Maschennetztopologien. a) Einfach gespeistes Maschennetz, b) mehrfach gespeistes Maschennetz.

Beim Ausfall eines Transformators verteilt sich die Last auf die verbleibenden Transformatoren, was durch geringe Überdimensionierung aller Transformatoren und Ausnutzung der thermischen Überlastbarkeit aufgefangen werden kann.

Werden alle Transformatoren hochspannungsseitig von nur einem Strang versorgt, spricht man von *einsträngig* gespeisten Netzen. Werden die Transformatoren hochspannungsseitig aus unterschiedlichen Leitungen versorgt, spricht man von *mehrsträngig* gespeisten Netzen.

In mehrfach gespeisten Maschennetzen tritt das Problem auf, dass bei einem Isolationsfehler auf der Mittelspannungsseite des betroffenen Transformators zwar hochspannungsseitig abgeschaltet wird, der Fehler aber rückwärts von der Niederspannungsseite weiter gespeist werden kann. Die hierbei auftretende Umkehr der Stromrichtung wird durch so genannte *Maschen-Schutzrelais* erfasst, die zum Ansprechen auf der Niederspannungsseite der Transformatoren angeordneter *Maschen-Schutzschalter* führen.

Über mehrere Transformatoren gespeiste Maschennetze besitzen eine optimale Versorgungszuverlässigkeit, optimale Spannungshaltung bzw. Spannungsqualität beim Einschalten großer Lasten und minimale Leitungsverluste. Nachteilig sind ihre hohen Investitionskosten, ihr hoher Projektions- und Wartungsaufwand, höchste Ansprüche an die Ausbildung des Bedienungspersonals und höhere Kurzschlussströme. Letztere lassen sich dank der hohen Spannungsqualität durch höhere Kurzschlussspannungen der Transformatoren beherrschen.

Generell lässt sich sagen, dass mit zunehmender Lastdichte die verschiedenen Netztopologien in der Reihenfolge *Strahlennetze*, *Ringnetze*, *einfach* und *mehrfach* gespeiste sowie *einsträngig* und *mehrsträngig* versorgte *Maschennetze* zum Einsatz kommen. Die Entscheidung wird im Rahmen aufwendiger *Netzplanungstätigkeit* gefällt. Ausgelöst durch den Kostendruck der Strommarktliberalisierung herrscht ein Trend zur *Entmaschung*, das heißt, der Reduzierung einer Vielzahl kleinerer Maschen zugunsten weniger größerer Maschen, mit dem Ziel der Kostenverringerung. Das erhöhte Risiko wird in Kauf genommen.

11.2 110 kV-Verteilnetze

110 kV-Hochspannungsnetze (engl.: *subtransmission level*) beziehen aus den 220 kV/380 kV-Transportnetzen elektrische Energie und verteilen diese auf *regionaler* Ebene zu den Verbraucherschwerpunkten. Man unterscheidet zwischen 110 kV-*Überlandnetzen*, 110 kV-*Stadtnetzen* und 110 kV-*Industrienetzen*. Erstere verteilen die Energie großräumig inner-

halb einer Region, die beiden letzteren versorgen die Mittelspannungsnetze in Städten und Großunternehmen hoher Lastdichte. In ländlichen Regionen sind die 110 kV-Netze als *Freileitungsnetze*, in *Ballungsgebieten* überwiegend als *Kabelnetze* ausgeführt. Ihrer unterschiedlichen Funktion und den örtlichen Gegebenheiten entsprechend, besitzen 110 kV-Netze sehr unterschiedliche Ausdehnungen und Topologien.

Die Größe von 110 kV-Netzen wird durch die von den vorhandenen Leistungsschaltern beherrschbare Kurzschlussleistung sowie der Einhaltung der *Löschbedingungen* begrenzt (12.2). Innerhalb einer Regelzone gibt es daher meist mehrere 110 kV-Netze, die als *Netzgruppen* bezeichnet werden. Die Netzgruppen sind bezüglich der Einspeisungen voneinander galvanisch getrennt, können aber im Störungsfall durch Querverbindungen direkt oder auf der Mittelspannungsebene miteinander gekoppelt werden. Eine leitende Verbindung zwischen den Netzen über Sternpunkte mit *Petersenspule* oder *starrer* bzw. *niederohmiger Erdung* und Erde (siehe Kapitel 12) gilt in diesem Kontext nicht als galvanische Verbindung. Beispielsweise liegen innerhalb der Regelzone der *Energie Baden-Württemberg AG* acht 110 kV-Netzgruppen mit der Funktion von Verteilnetzen, deren Versorgungsgebiete durch unterschiedliche Farben gekennzeichnet sind, Bild 11.4.

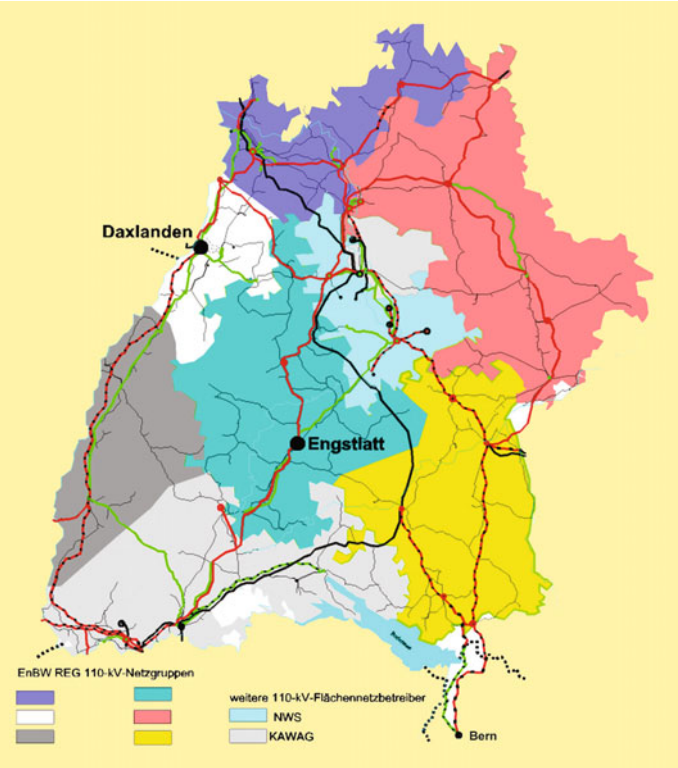


Bild 11.4. 110 kV-Netzgruppen der Regelzone der EnBW.

Sechs Netzgruppen gehören der EnBW *Regional AG*, die beiden anderen den *Neckarwerken* (NWS) und den *Kraftwerksanlagen Alt-Württemberg AG* (KAWAG) an.

Die Leitungen der 110 kV-Netzgruppen versorgen die in ihrer Region liegenden Umspannwerke, aus denen die lokalen Mittelspannungsnetze gespeist werden.

110 kV-Netze können abschnittsweise auch *Übertragungsaufgaben* mit ungerichtetem Leistungsfluss wahrnehmen. Beispielsweise zeigt Bild 11.5 das 110 kV-Netz von Berlin.

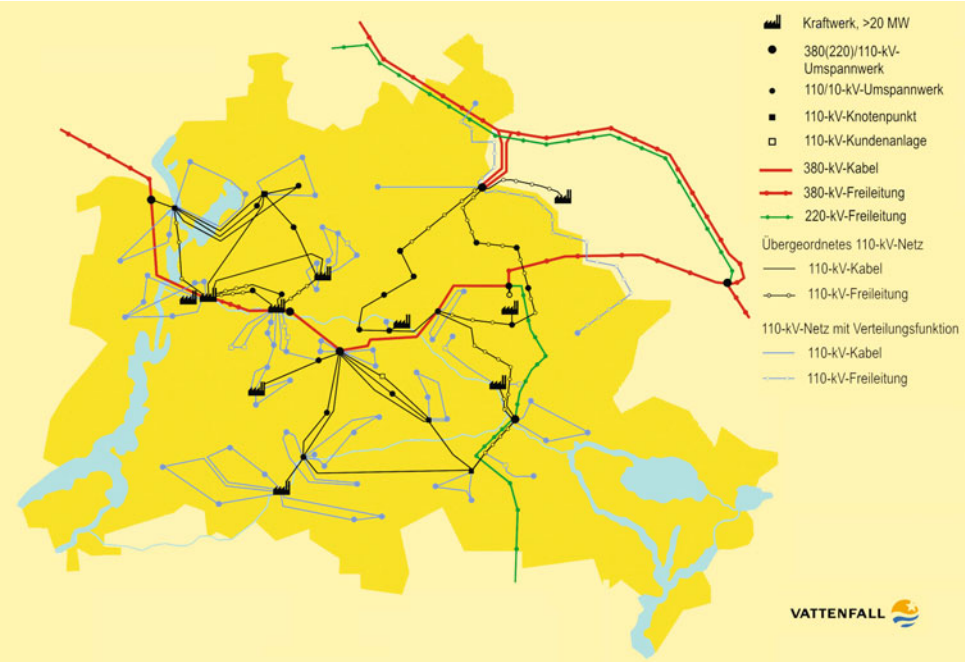


Bild 11.5. 110 kV-Netze von Berlin: 110 kV-*Übertragungsnetze* schwarz, 110 kV-*Verteilnetze* hellblau gezeichnet. 380 kV-Diagonale rot.

Die *schwarz* gezeichneten 110 kV-Leitungen verbinden die lokalen Kraftwerke und Umspannwerke untereinander und weisen *ungerichtete* Energieflüsse auf. Die *hellblau* gezeichneten 110 kV-Leitungen dienen ausschließlich Verteilzwecken und weisen in der Regel *monoton gerichtete* Einflüsse auf. Mit Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen kommt es auch hier zu bidirektionalen Energieflüssen.

110 kV-Hochspannungsnetze werden als *offene* oder *geschlossene* Ringe, als *Dreibeinnetze* und als *Strahlennetze* betrieben. Die Einspeisung der 110 kV-Hochspannungsnetze erfolgt in den Lastzentren über 380 kV-/110 kV- bzw. 220 kV-/110 kV-Umspannwerke, die im Innern von Städten aufgrund des geringen Grundflächenbedarfs und der besseren städtebaulichen Anpassung an die Umgebung als gasisolierte Innenraum-Hochspannungsschaltanlagen ausgeführt werden (vgl. Kapitel 13). Bezüglich der Sternpunktbehandlung von 110 kV-Verteilnetzen wird auf Kapitel 12 verwiesen.

11.3 Mittelspannungsnetze

Mittelspannungsnetze beziehen ihre Energie aus einem vorgelagerten 110 kV-Netz. Sie verteilen die Einspeiseleistungen der Umspannwerke kostengünstig zu den zahlreichen Ortsnetzstationen und Großabnehmern. Darüber hinaus betreiben Sondervertragskunden mit hoher Last auch eigene Mittelspannungsnetze. Generell unterscheidet man *Mittelspannungs-Ortsnetze*, *Mittelspannungs-Industrienetze*, *Mittelspannungs-Gebäudenetze* und *Eigenbedarfsanlagen* in Kraftwerken. Bezüglich der *Einspeisung* in die Mittelspannungsnetze über die leistungsstarken Mittelspannungsschaltanlagen in den 110 kV-/10 kV-Umspannwerken spricht man von *primärer Verteilung* (so genannte *Leistungsschalteranlagen*). Be-

züglich der *Abgabe* elektrischer Energie aus dem Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz über die leistungsschwächeren Mittelspannungsschaltanlagen der Netzstationen spricht man von *sekundärer Verteilung* (so genannte *Lasttrennschalteranlagen*) (s. a. 13.3).

Die in der Vergangenheit häufig vorzufindende Mittelspannungsstufung bis zu 60 kV wurde inzwischen auf die Spannungsebenen 10 kV im städtischen Bereich und 20 kV in ländlichen Gegenden vereinheitlicht, wodurch die Kosten für mehrfache Umspannung der elektrischen Energie sowie Investitions-, Verlust- und Instandhaltungskosten minimiert werden konnten. Im Ausland und in der Industrie gibt es vielfach auch 30 kV-Netze.

11.3.1 Mittelspannungs-Ortsnetze

Die Mittelspannungskabel der Ortsnetze versorgen die in öffentliche Niederspannungsnetze einspeisenden *Ortsnetzstationen* und die Transformatorstationen der Großabnehmer bzw. Sondervertragskunden (s. a. 13.5). Die einfachste Netzform ist das *Strahlennetz*, in dem *Stichleitungen* mehrere Ortsnetzstationen versorgen, Bild 11.6a.

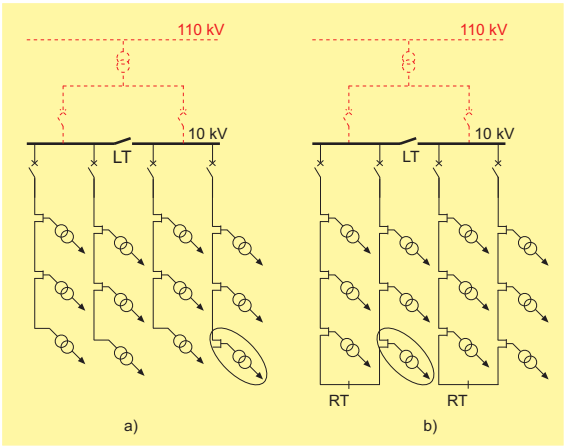


Bild 11.6. Mittelspannungs-Ortsnetze. a) Strahlennetz mit Stichleitungen, b) Ringnetz mit Trennstelle. LT: Sammelschienen-Längstrennung; RT: Ringtrennstelle.

Ausgehend von der 10 kV-Seite des Transformators einer 110 kV-/10 kV-Umspannstation werden über die 10 kV-Sammelschiene und zwischengeschaltete *Leistungsschalter* die einzelnen Strahlen versorgt. Jeder Strahl speist wiederum mehrere Ortsnetzstationen, die ihrerseits Endverbraucher im Umkreis von typischerweise 250 – 500 Metern versorgen. Je nach Transformatorleistung liegt die Zahl der versorgten Wohneinheiten zwischen 30 und 500.

Die Ortsnetzstationen enthalten im einzelnen einen *Transformator* von 100 bis 630 kVA, einen oder zwei mittelspannungsseitige *Lasttrennschalter* LT mit HH-Sicherungen und eine Niederspannungsverteilung bzw. -schaltanlage mit NH-Sicherungen, Bild 11.7.

Die HH-Sicherung übernimmt den Kurzschlussschutz des Transformators, die NH-Sicherung den selektiven Schutz der abgehenden Leitungen.

Für die einspeiseseitige Einbindung in eine *Ringleitung* des Mittelspannungsnetzes enthält die Mittelspannungsschaltanlage zwei Lasttrennschalter LT1 und LT2. Bei einem Fehler im Ring kann der Lasttrennschalter in Richtung der betroffenen Ringhälfte geöffnet und die Netzstation über die gesunde Ringhälfte weiter versorgt werden.

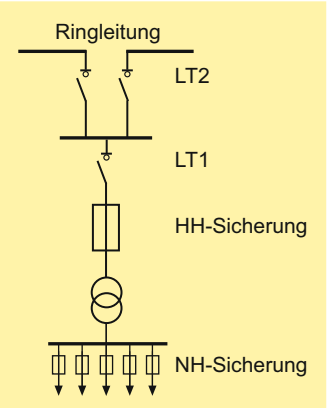


Bild 11.7. Topologie einer Ortsnetzstation (s. a. 13.5, Bild 13.46).

Die auf der Mittelspannungsseite angeordneten Sammelschienen und Schaltgeräte werden gesamtheitlich als *Mittelspannungsschaltanlage* bezeichnet. Sinngemäß werden die Sammelschienen und Sicherungen auf der Niederspannungsseite als *Niederspannungsschaltanlage* oder auch nur als *Niederspannungsverteilung* bezeichnet (Kapitel 13).

Für die Betriebsüberwachung können neben Strom- und Spannungsmessern für die Laststromüberwachung auch ein *Maximum-Strommesser* (Strommesser mit Bimetall-Schleppzeiger), Kurzschluss- und Spannungsanzeiger vorgesehen sein.

Zur Erhöhung der Versorgungszulässigkeit werden offene *Ringnetze* bevorzugt, bei denen die Enden von je zwei Strahlen bzw. Stichleitungen, jetzt *Halbringe* genannt, miteinander verbunden werden können, Bild 11.6b. Im Normalbetrieb ist die Verbindung geöffnet, die Ringnetze werden daher wie Strahlennetze betrieben, was den Netzschutz wesentlich vereinfacht (s. a. 14.3.1.3). Bei einer Störung wird das betroffene Betriebsmittel herausgetrennt und die betrieblich vorgesehene Trennstelle geschlossen. Alle ungestörten Ortsnetzstationen lassen sich dann weiter versorgen. Bei einem Kabelfehler können alle Stationen nach Heraustrennen der Fehlerstelle weiter versorgt werden.

Beim Ringnetz mit *Gegenstation* (benachbarte Umspannwerke) münden die von der Einspeisung abgehenden Kabelstränge an ihren Enden wieder in einer Schaltanlage, der so genannten *Gegenstation*, Bild 11.8.

Ob ein Ringnetz oder ein Netz mit Gegenstation gewählt wird, ist von der Ausdehnung des zu versorgenden Bereichs, der Lage der Einspeisung und der durch die Netz- und Abnehmerstationen bedingten Trassenführung der Kabel abhängig. Für Versorgungsbereiche hoher Lastdichte und zentraler Lage des Umspannwerks sind Ringnetze vorteilhaft. Langgestreckte Bereiche und eine Randlage des Umspannwerks sowie Kabeltrassen, die annähernd in einer Richtung verlaufen, legen die Verbindung mit einer Gegenstation nahe.

Die Verwendung mehrerer Speisekabel ist angebracht, wenn vom Umspannwerk ein entfernter Teilbereich ohne zwischengeschaltete Lastabnahme zu versorgen ist und die Belastung den wirtschaftlichen Einsatz einer höheren Spannung noch nicht rechtfertigt. Bei Veränderungen der Lastsituation und notwendigem Einsatz eines zweiten Transformators ist zu erwägen, diesen unmittelbar im Lastschwerpunkt aufzustellen. Das Hochspannungskabel führt dann bis in das Lastzentrum.

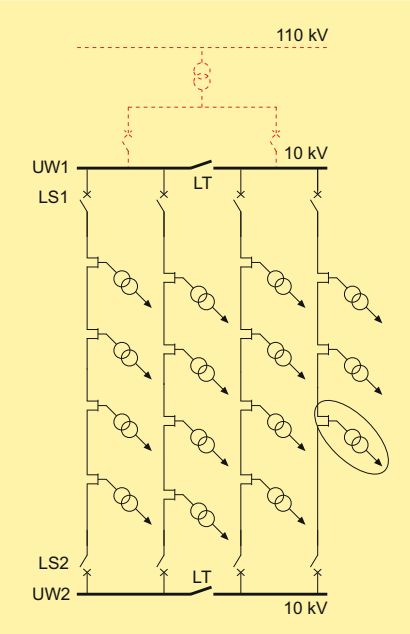


Bild 11.8. Mittelspannungs-Ortsnetz (Ringnetz mit Gegenstation). LT: Sammelschienen-Längstrennung; LS: Leistungsschalter.

11.3.2 Mittelspannungs-Industrienetze

Industrienetze zeichnen sich durch eine kleinere räumliche Ausdehnung mit generell hoher Lastdichte und einem hohen Anteil motorischer Verbraucher aus. Die Verbraucher bilden *Lastschwerpunkte*, beispielsweise größere *Werksareale* oder *Fabriken*, die in drei Varianten aus dem vorgelagerten 110 kV-Netz versorgt werden, Bild 11.9.

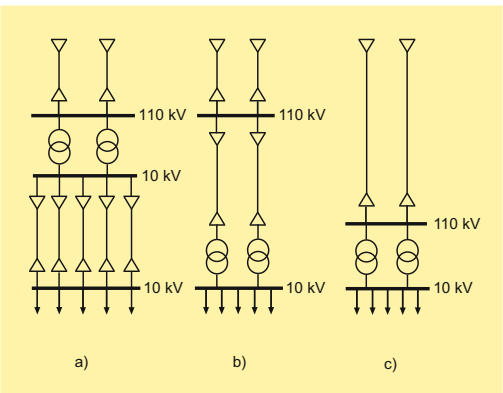


Bild 11.9. Versorgung eines Lastschwerpunkts. a) Umspannstation außerhalb des Lastschwerpunkts, b) über getrennte Kabel versorgte Transformatoren in den Lastschwerpunkt verlagert, c) gesamte Umspannstation im Lastschwerpunkt (Schwerpunktstation), s. a. Kapitel 13.

Bei der ersten Variante befindet sich die Umspannstation außerhalb des Lastschwerpunkts und der Energietransport erfolgt über Speisekabel der Mittelspannungsebene. Eine zweite Variante sieht die Verlagerung des Transformators in den Lastschwerpunkt vor, wobei die Hochspannungsschaltanlage außerhalb des Lastzentrums verbleibt. Die Energie wird über Speisekabel der Hochspannungsebene transportiert. Bei der dritten Variante wird die Hochspannungsebene bis zum Lastzentrum geführt, was eine komplette Verlagerung

der Umspannstation in den Lastschwerpunkt beinhaltet. In letzterem Fall wird die Umspannstation als *Schwerpunktstation* bezeichnet. Schwerpunktstationen bestehen aus einer hochspannungsseitigen Schaltanlage, einem Transformator und einer unterspannungsseitigen Schaltanlage (s. a. Kapitel 13).

Infolge der in Lastschwerpunkten zusammengefassten Verbraucher bieten in Industrienetzen die *Schwerpunktnetze* optimale Kostenverhältnisse durch Anschluss der Transformatoren mit Stichkabeln über Lasttrennschalter und Sicherungen direkt an die *Übergabestation* (13.3.2), Bild 11.10 und Bild 11.11.

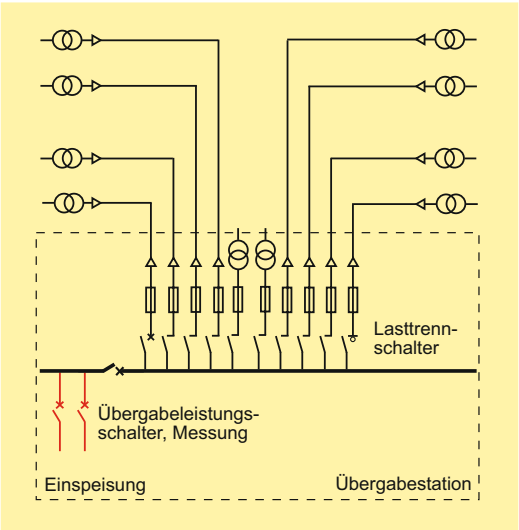


Bild 11.10. Mittelspannungs-Industrienetz (Schwerpunktnetz).

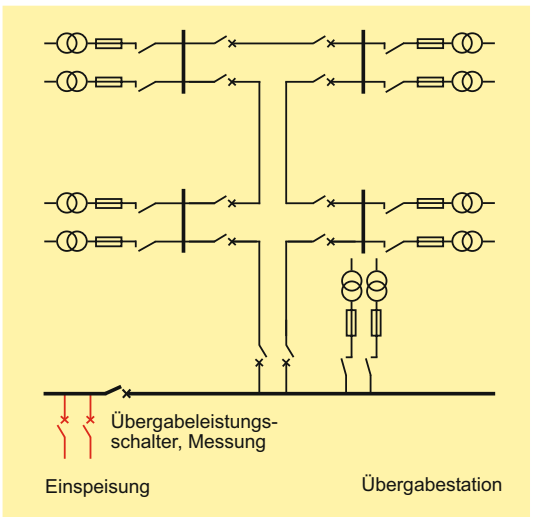


Bild 11.11. Mittelspannungs-Industrienetz (Ringnetz).

Meist wird wegen der besonderen Übersichtlichkeit und der einfachen Betriebsweise in Industriebetrieben ein reines *Strahlennetz* gewählt, das durch geeignete Netztrennungen in den Schaltanlagen als Doppelnetz aufgebaut ist, wodurch eine hohe Betriebssicherheit gewährleistet wird, Bild 11.12.

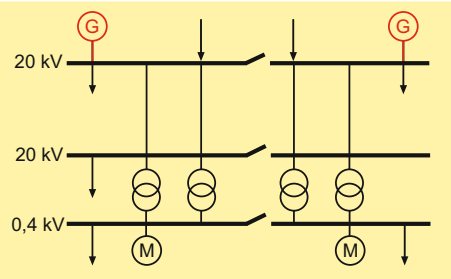


Bild 11.12. Mittelspannungs-Industrienetz (Symmetrisch aufgebautes Strahlennetz mit Umschaltmöglichkeit).

Abschließend zeigt Bild 11.13 ein reales Industrienetz.

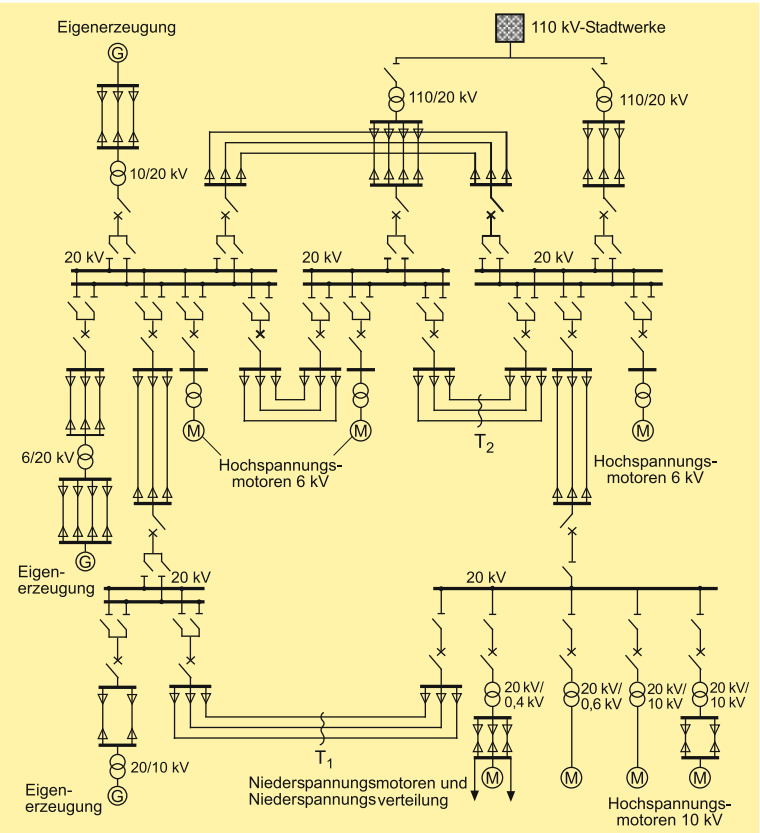


Bild 11.13. Reales Mittelspannungs-Industrienetz einer Papierfabrik (vereinfacht und leicht verfremdet, Stora Enso). T_1, T_2: Trennstellen, im störungsfreien Betrieb offen.

Der Strombedarf wird zu 4/5 aus dem Netz der Stadtwerke, zu 1/5 aus eigenen Generatoren gedeckt. Die Einspeisungen erfolgen auf eine 20 kV-Doppelsammelschiene mit drei Abschnitten. Die Sammelschienenabschnitte sind über mehrere Längskupplungen miteinander verbunden. Die Längskupplungen T_1 und T_2 sind im Normalbetrieb geöffnet (offen betriebenes Ringnetz). Bemerkenswert ist die Vielzahl parallel geschalteter Kabel.

11.3.3 Mittelspannungsnetze in Großgebäuden bzw. Gebäudekomplexen

Mittelspannungsnetze in *Großgebäuden* und *Gebäudekomplexen* unterscheiden sich, wie Industrienetze von öffentlichen Versorgungsnetzen, durch eine hohe Lastdichte sowie kurze

Entfernungen zwischen der Einspeisung und den dezentral aufgestellten Stationen. Analog zu den Industrienetzen werden Ring- und Schwerpunktnetze bevorzugt (s. a. 11.3.2). Bei *Großgebäuden* befinden sich die Übergabestation bzw. die Verteiltransformatoren meist im Untergeschoss. Von dort aus gehen *Steigleitungen* zu den einzelnen Stockwerken bzw. Stockwerksverteilern, so genannte *Hauptstromversorgung*, Bild 11.14a.

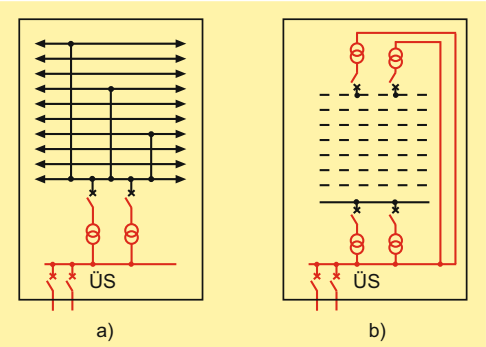


Bild 11.14. Mittelspannungsnetze in Großgebäuden. a) Verteiltransformatoren im Untergeschoss, b) Verteiltransformatoren im Unter- und Dachgeschoss, ÜS: Übergabestation.

Bei erhöhter Leistungsdichte im Dachgeschoss infolge von Aufzügen, Klimatisierung, Kantine etc. ziehen sich Mittelspannungskabel durch alle Stockwerke und versorgen zusätzliche Verteiltransformatoren im Dachgeschoss, Bild 11.14b. In sehr hohen Gebäuden können zusätzliche Verteiltransformatoren auch in Zwischengeschossen aufgestellt sein. Bei ausgedehnten *Gebäudekomplexen* werden mehrere Schwerpunktnetze für einzelne Gebäude vorgesehen. Die einzelnen Schwerpunktstationen werden dann über ein geschlossen betriebenes Ringnetz versorgt, Bild 11.15.

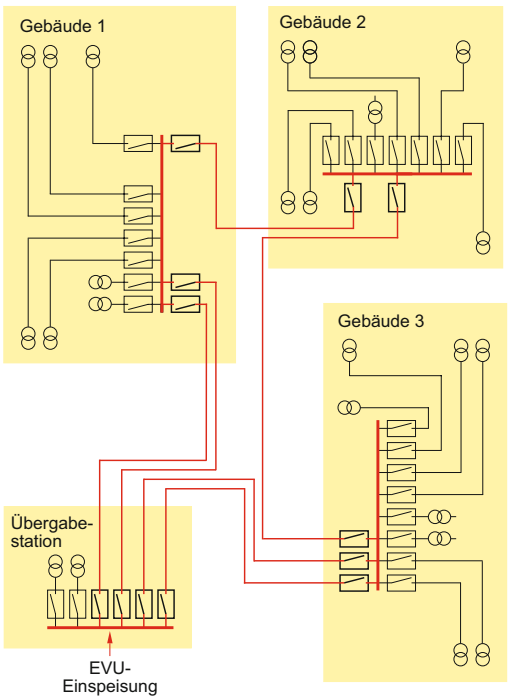


Bild 11.15. Mittelspannungs-Gebäudenetz mit Ringtopologie (Speisenetz mit mehreren Schwerpunktnetzen).

11.3.4 Eigenbedarfsnetze

Dampfkraftwerke besitzen zahlreiche leistungsstarke Antriebe mit einem erheblichen *Eigenbedarf* an elektrischer Energie. Typische Beispiele sind Kesselspeisepumpen 15 MW, Saugzuggebläse 5 MW, Verbrennungsluftgebläse 2 MW, Kühlmittelpumpen bei Kernkraftwerken 5 MW etc. (s. a. 4.2). Wegen der großen Leistungen kommen überwiegend Hochspannungsmotoren zum Einsatz, die mit Nennspannungen von 6 kV und 10 kV betrieben werden (ca. 80 % bis 90 % der Eigenbedarfsleistung). Die restlichen Antriebe besitzen Nennspannungen von 380 V, 500 V und 600 V, mit anderen Worten, es gibt auch Niederspannungsnetze unterschiedlicher Spannungen. Die Eigenbedarfsleistung liegt bei Dampfkraftwerken zwischen 5 % und 10 % der Nennleistung, in Gasturbinenkraftwerken bei ca. 1 %. Die Eigenbedarfsdeckung ist in jedem Betriebszustand mit hoher Verfügbarkeit sicherzustellen und erfolgt über so genannte *Eigenbedarfsnetze*.

Die beiden grundsätzlichen Schaltungen einer Eigenbedarfsanlage sehen entweder einen *Anfahrtransformator* oder einen *Generatorschalter* vor. Beim Eigenbedarfsnetz mit *Anfahrtransformator* versorgt jeder Kraftwerksblock im Normalbetrieb seine Antriebe und andere Hilfseinrichtungen, wie Leittechniksysteme, Lagerölpumpen etc. vom eigenen Generator. Die Einspeisung erfolgt über einen *Eigenbedarfstransformator* ET auf die *Mittelspannungssammelschiene* des Eigenbedarfsnetzes, Bild 11.16.

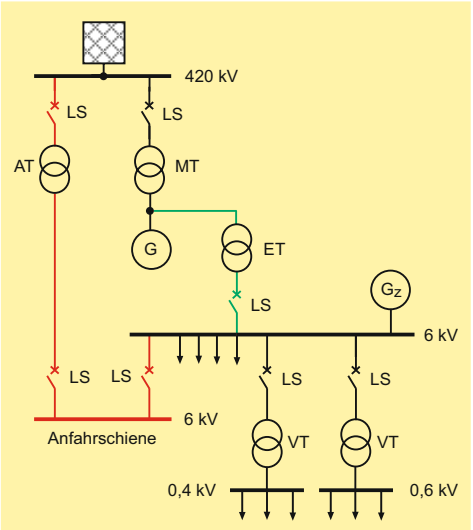


Bild 11.16. Eigenbedarfsnetz eines Kraftwerks mit *Anfahrtransformator*. AT: Anfahrtransformator, MT: Maschinentransformator, ET: Eigenbedarfstransformator, VT: Verteiltransformator, LS: Leistungsschalter, G_Z: Notstromversorgung.

Während des *An-* und *Abfahrens* des Blocks steht der Generator nicht zur Verfügung. Die Mittelspannungssammelschiene wird dann über den *Anfahrtransformator* AT aus dem Netz gespeist. Alternativ erfolgt die Versorgung von benachbarten Blöcken. In letzterem Fall ist die Eigenbedarfsdeckung auch bei einem Zusammenbruch des Netzes gewährleistet. Im Fall eines *Generatorfehlers* wird die Versorgung des Eigenbedarfsnetzes analog zum Anfahrbetrieb über den Anfahrtransformator und das Verbundnetz sichergestellt. Über 80 % aller Dampfkraftwerke weisen diese Eigenbedarfstopologie auf.

Beim Eigenbedarfsnetz mit *Generatorschalter* erfolgt im Normalbetrieb die Versorgung des Eigenbedarfs ebenfalls direkt vom Generator. Zwischen dem Generator und dem Maschinentransformator liegt jedoch noch ein so genannter *Generatorschalter* GS_1, der auch für die Synchronisierung verwendet wird, Bild 11.17.

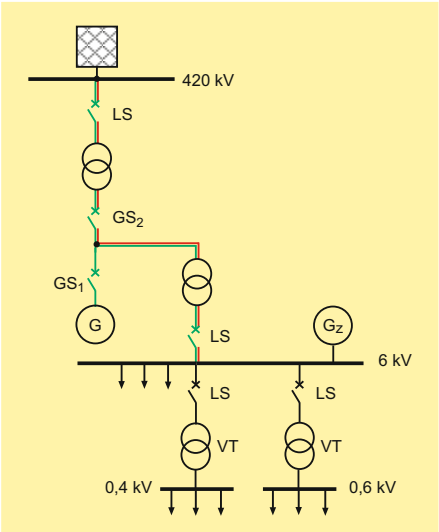


Bild 11.17. Eigenbedarfsnetz eines Kraftwerks mit *Generatorschalter*. GS: Generatorschalter, MT: Maschinentransformator, ET: Eigenbedarfstransformator, VT: Verteiltransformator, LS: Leistungsschalter, G_Z: Notstromversorgung.

Der Generatorschalter GS_1 ermöglicht während des An- und Abfahrens und im Fall eines Generatorfehlers die Versorgung des Eigenbedarfs aus dem Netz.

Bei einem Netzfehler wird das Kraftwerk vom Netz getrennt. Der Generator liefert dann nach wie vor den Eigenbedarf. Soll dies auch noch bei einem Fehler im Blocktransformator möglich sein, wird ein zweiter Generatorschalter GS_2 erforderlich. Der Vorzug von Eigenbedarfsnetzen mit Generatorschalter besteht in der Entbehrlichkeit des teuren Anfahrtransformators.

Im Falle eines Totalausfalls der Mittelspannungsversorgung stehen bei beiden Schaltungsvarianten zusätzliche Hilfsgeneratoren in Form von Notstromaggregaten zur Verfügung, die die Mittelspannungsschiene nach Abschalten aller Großverbraucher weiter notversorgen. Aufgrund der vielfältigen Ausführungen ist diese Notstromversorgung in den Bildern 11.16 und 11.17 als Black Box G_z dargestellt.

Sie ermöglicht bei einem gleichzeitigen Ausfall des Netzes, des Generators und auch einer separaten Fremdversorgung (Nachbar-Block) eine *Not-Stillsetzung* des Blocks. In dieser Phase speist die *Notstromversorgung* die leittechnischen Einrichtungen, die Lagerölpumpen, Dichtölpumpen (bei wasserstoffgekühlten Generatoren) und weitere sicherheitsrelevante Einrichtungen.

Schließlich kann die Deckung des Eigenbedarfs, elektrisch völlig getrennt vom Hauptnetz, durch die Verwendung einer oder mehrerer Hausmaschinen vorgenommen werden. Diese Lösung geht von der Tatsache aus, dass die meisten elektrischen Störungen durch das Fremdnetz hereingetragen werden.

Die Planung von Eigenbedarfsanlagen für Kraftwerke ist aufgrund der hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit und Kurzschlussfestigkeit eine eigenständige Disziplin. Es gibt zahlreiche Varianten der beiden Grundschaltungen. Sie unterscheiden sich in der Begrenzung der Kurzschlussleistung durch Mehrfachsammelschienen, zwei Eigenbedarfstransformatoren und Dreiwicklungstransformatoren, ferner stoßfreie Eigenbedarfsumschaltung bei Störungen und spezielle Schutzeinrichtungen etc. Eigenbedarfsnetze für Kernkraftwerke werden gar drei- oder mehrfach redundant (mehrsträngig) ausgeführt.

11.4 Niederspannungsnetze

11.4.1 Niederspannungs-Ortsnetze

In Ortsnetzen ist das Niederspannungsnetz ($U_N = 400\ V$) als Strahlennetz, Ringnetz oder Maschennetz, gegebenenfalls auch als Kombination verschiedener Topologien aufgebaut. Versorgungssicherheit, Spannungshaltung und Lastausgleich sind im Maschennetz dank der Speisung der Netzknoten von mehreren Seiten günstiger, besonders dort, wo zahlreiche Abnehmer unterschiedlicher Leistung und mit unterschiedlichen Belastungsarten vorhanden sind, Bild 11.18.

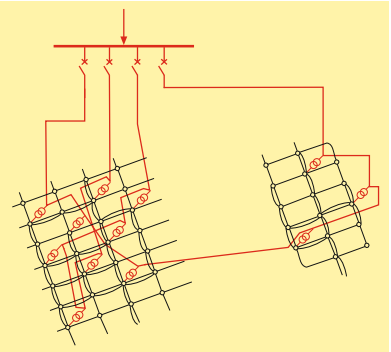


Bild 11.18. Niederspannungs-Ortsnetz mit mehrsträngiger Versorgung (Maschennetz).

Bei kleinen Maschennetzen erfolgt die Einspeisung durch einen einzigen Transformator im Zentrum (einseitig gespeistes Netz), bei größeren Maschennetzen durch weitere Transformatoren auch in anderen Knoten. Niederspannungsnetze werden heute wegen der einfachen und übersichtlichen Betriebsweise weitgehend als Strahlennetze betrieben, Bild 11.19, wobei jede Ortsnetzstation ihr eigenes Versorgungsgebiet hat.

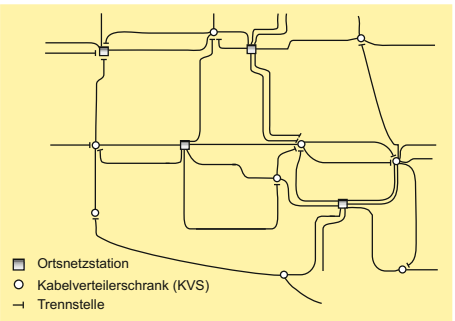


Bild 11.19. Niederspannungs-Ortsnetz (Strahlennetz).

An den durch Straßenkreuzungen sich ergebenden *Netz-Knotenpunkten* werden die Kabel in *Kabelverteilerschränken* so zusammengeführt, dass jede Strecke betriebsmäßig leicht abgetrennt werden kann und dass im Störungsfall nur fehlerhafte Strecken über Sicherungen abgeschaltet werden, Bild 11.20.

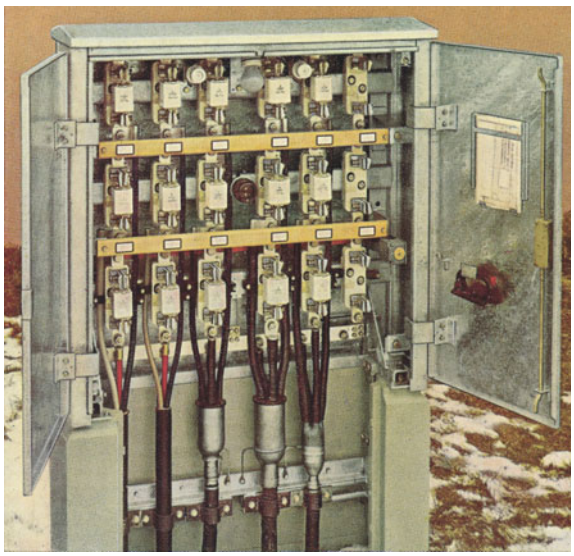


Bild 11.20. Kabelverteilerschrank.

In diese Schaltschränke werden die Sicherungen als Schaltorgane für das Netz eingebaut. Die Anordnung der Sicherungen entspricht der in Ortsnetzstationen. Typisch gehen von einem Kabelverteilerschrank vier bis acht Niederspannungskabel ab.

Die mit der Energiewende einhergehende rasch wachsende dezentrale Erzeugung macht wegen der zeitweisen Umkehrung der Leistungsflüsse, die in Transportnetzen übliche Durchführung von Leistungsflussrechnungen heute auch in Verteilnetzen erforderlich (Kap. 18).

11.4.2 Niederspannungs-Industrienetze

Für Industrienetze wird eine hohe Verfügbarkeit verlangt, da Versorgungsunterbrechungen zu kostspieligen Produktionsausfällen mit hohen *Stromausfallkosten* führen können (21.6.4). Bei der Planung der industriellen Verteilungsnetze und der elektrischen Einrichtungen innerhalb der einzelnen Anlagen werden in den verschiedenen Industriezweigen unterschiedliche Prioritäten gesetzt. Fragen wie *Fremdbezug* oder *Eigenerzeugung* der elektrischen Energie, kontinuierliche oder diskontinuierliche Produktion, Versorgung von Großantrieben etc. haben einen großen Einfluss auf den Netztyp, wobei sowohl 400 V- als auch 500 V- und 700 V-Netze Anwendung finden.

Bei hohen Belastungen in Industrienetzen sind die Transformatoren mit Rücksicht auf kurze Stromwege auf der Niederspannungsseite möglichst nahe an den Lastschwerpunkten zu betreiben. Abhängig von der Art des Industriebetriebs kommen *Strahlen-*, *Ring-* und *Maschennetze* zum Einsatz. Beispielsweise zeigt Bild 11.21 ein einfaches Industriestrahlennetz, das mehrere Hallen versorgt.

In größeren Industrieunternehmen ist das Strahlennetz wenig geeignet, da die Unterverteilungen nur von einer Seite gespeist werden. Bei Unterbrechung der Zuleitung einer Unter-

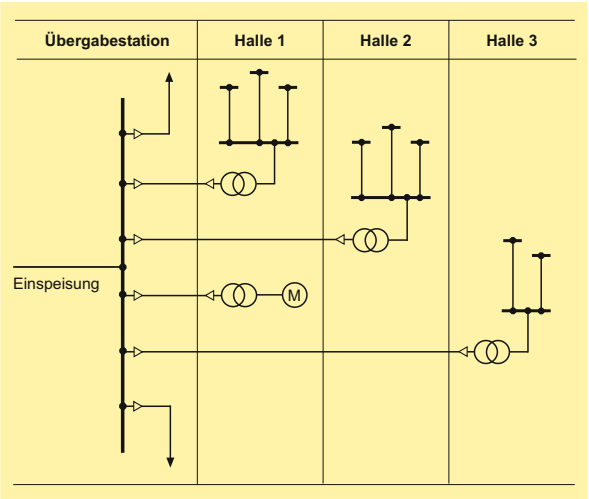


Bild 11.21. Niederspannungs-Industrienetz (Strahlennetz). Schaltgeräte nicht gezeichnet.

verteilung fallen alle daran angeschlossenen Verbraucher aus und können erst nach Beseitigung des Fehlers wieder in Betrieb genommen werden. Zur Erhöhung der Zuverlässigkeit der Versorgung kann das Strahlennetz mit Umschaltmöglichkeiten in den Unterverteilungen als *Doppelnetz* ausgeführt sein, Bild 11.22.

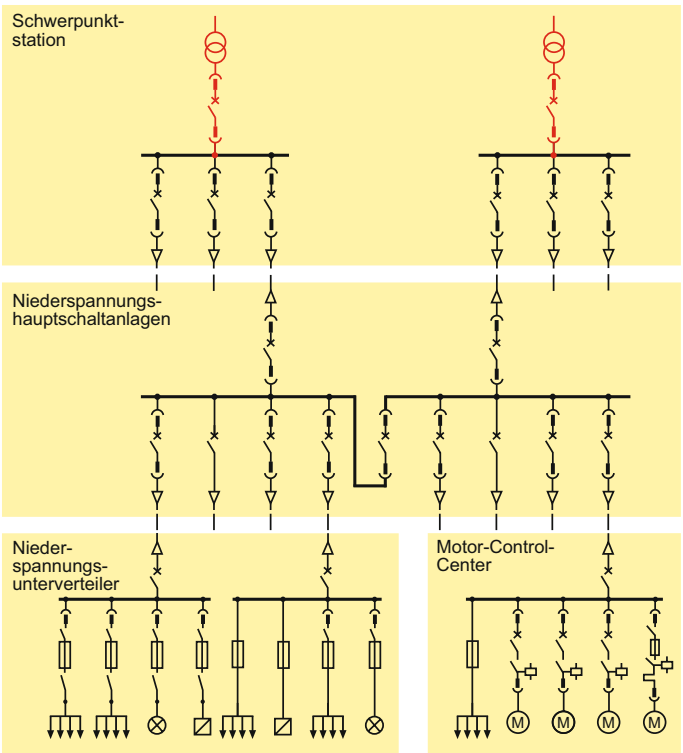


Bild 11.22. Niederspannungs-Industrienetz (Strahlennetz mit Umschaltmöglichkeiten).

Im Gegensatz zu Strahlennetzen besitzen Ring- und Maschennetze Vorteile hinsichtlich Spannungshaltung und Lastausgleich. Ringnetze bieten eine erhöhte Betriebssicherheit

durch Einspeisung jeder Unterverteilung von zwei Seiten, die sich durch ein Überstromschutzorgan in der Mitte des Rings weiter vergrößern lässt, Bild 11.23.

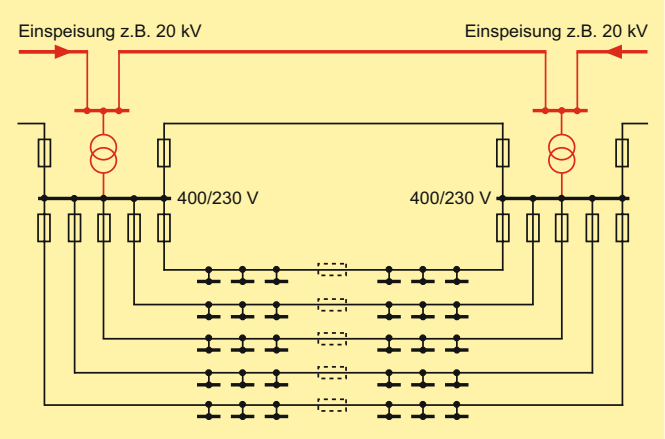


Bild 11.23. Niederspannungs-Industrienetz (Ringnetz).

In einem Maschennetz werden die Kabel in Form von Netzmaschen zusammengeschlossen. Das Netz wird an mehreren Knotenpunkten über Transformatoren gespeist, Bild 11.24.

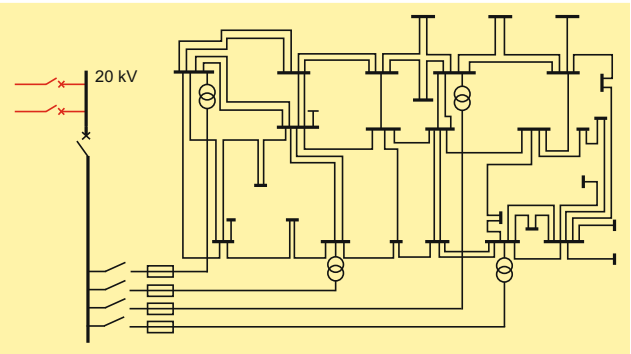


Bild 11.24. Niederspannungs-Industrienetz (Maschennetz).

Durch den Zusammenschluss mehrerer Transformatoren in einem Netzverband und relativ kurzen Entfernungen zwischen den Transformatoreinspeisungen bleibt der Spannungsabfall im Gesamtnetz klein. Starke Lastschwankungen haben nur unbedeutende Spannungseinbrüche zur Folge.

11.4.3 Großgebäudenetze

Große Gebäude werden meist als Sonderabnehmer aus dem Mittelspannungsnetz versorgt und speisen über eigene Transformatoren das interne Niederspannungsnetz ($U_N = 400\ V$). Die Art des Versorgungssystems ist abhängig von der Gebäudeausdehnung, den Längen der Versorgungsleitungen und den Belastungen. Es wird unterschieden zwischen *vertikaler Versorgung* (Steigleitungen) und *horizontaler Versorgung* (Versorgung innerhalb der einzelnen Stockwerke). Alternativ spricht man bei den Steigleitungen auch von *Hauptkabeln* bzw. der *Hauptstromversorgung*, Bild 11.25.

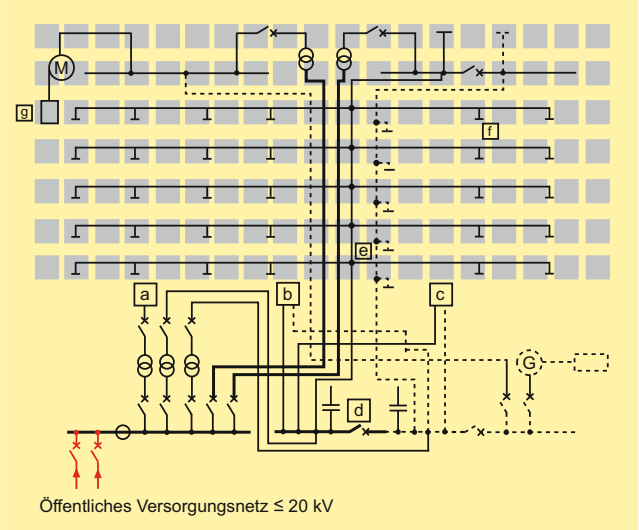


Bild 11.25. Niederspannungsnetz in einem Gebäude mit 7 Stockwerken. a) Kältemaschinen, b) Heizung, Lüftung, Druckerhöhungspumpen, c) Rauchabzug, Feuerlöschpumpen, d) zentrale Blindleistungskompensation mit selbsttätiger Regelanlage, e) Stockwerkverteiler, f) Unterverteiler, g) Aufzüge.

Auf jedem Stockwerk befinden sich von den Steigleitungen gespeiste *Stockwerk-* bzw. *Etagenverteiler*, von denen aus jeweils ein Stockwerk über ein Strahlennetz horizontal versorgt wird, so genannte *Verbraucherstromversorgung*. Auf jedem Stockwerk gibt es nochmals mehrere Unterverteiler für *abgeschlossene* Bereiche, beispielsweise Wohnungen und Büros.

Darüber hinaus ist eine kurze Entfernung zwischen Einspeisung und Lastschwerpunkt anzustreben. Hieraus ergibt sich eine dezentrale Aufstellung der Transformatoren unmittelbar in den Lastschwerpunkten, z. B. Stockwerksgruppen oder Umformeranlagen für Aufzüge und Anlagenteile der Klimaanlage im Dachgeschoss (s. a. 11.3.3). Bei Versorgungsunterbrechungen gibt es für sicherheitsrelevante Verbraucher eine *Sicherheitsstromversorgung*, darüber hinaus für andere wichtige Verbraucher auch ein *Ersatznetz* und eine *Ersatzstromversorgung* (Dieselaggregat, unterbrechungsfreie Stromversorgung USV).

11.5 Smart Grids

Im Verlauf der aktuellen Migration der Stromerzeugung weg von wenigen großen Kraftwerken hin zu überwiegend dezentraler Erzeugung findet in den Verteilnetzen ein fundamentaler Wandel statt. Während in den Beispielnetzen der vorangegangenen Abschnitte der Strom immer nur von einem oder mehreren Verteiltransformatoren in einzelne Netzbereiche eingespeist wurde, erfolgen heute zahllose weitere dezentrale Einspeisungen im gleichen Netzbereich installierter EE-Erzeugungsanlagen. Beispielsweise speisen über 90 % der bereits installierten EE-Erzeugungsanlagen direkt in das Niederspannungsnetz ein. Hinzu kommen zahllose größere Windkraft-, Biomasse- und Kraft-Wärmekopplungsanlagen, die je nach Größe in die Mittelspannungs- oder Hochspannungsnetze einspeisen. All diese EE-Anlagen erzeugen in Schwachlastzeiten oft mehr Strom als lokal benötigt wird. Hieraus resultiert zeitweise eine Umkehr der Leistungsflüsse in vorgelagerte Netzebenen, wofür Verteilnetze aber ursprünglich nicht konzipiert waren. Unzulässige *Spannungserhöhungen* und *thermische Überlastung von Leitungen* und *Transformatoren*, so genannte *Netzengpässe*, sind die Folgen.

Die klassische Lösung dieser Probleme wäre ein großzügiger Netzausbau für die maximal zu erwartenden Leitungsströme, mit größeren Leitungsquerschnitten (Parallelverkabelung) und Transformatoren höherer Leistung, was zu geringeren Netzimpedanzen und Spannungsabfällen führen würde. Additiv käme ein Zubau zahlloser dezentraler Speicher für elektrische Energie in Frage (6.8). Beides kommt aber aus Kostengründen nur partiell zum Zug. Vielmehr wird eine wirtschaftliche Lösung vorrangig in einem umfangreichen *Last- und Erzeugungsmanagement* in *intelligenten Verteilnetzen*, so genannten *Smart Grids*, verfolgt (11.6). Strom aus erneuerbaren Energien zu Starkwindzeiten und wolkenfreiem Himmel könnte dann auch bei geringem momentanen Bedarf voll genutzt werden (17.2). Darüber hinaus wird auch keine Übertragungskapazität von 100 % für nur wenige Stunden im Jahr auftretende maximale Leitungsströme angestrebt, so genannte *Spitzenkappung*. Stattdessen wird letzteres Problem durch geeignetes Erzeugungsmanagement gelöst (17.2.1.1).

Schließlich sollen künftig neben der klassischen Wahrung der Wirkleistungsbalance durch die Regelkraftwerke der Transportnetze bereits in den Verteilnetzen lokale Erzeugungsspitzen durch zeitnahes Zuschalten einer adäquaten Anzahl stromstarker Haushaltsgeräte und Industrieverbraucher sowie von Geräten mit Speichereffekt, wie Elektrospeicherheizungen, Schwimmbadheizungen, Gefrierschränke und Ladeeinrichtungen für Kfz-Batterien der Elektromobilität etc. lokal aufgefangen werden. Sinngemäß sollen zu Zeiten eines drohenden *Erzeugungsdefizits* diese Verbraucher auch temporär abgeschaltet und lokale, voll aufgeladene Batteriespeicher zugeschaltet werden können. Darüber hinaus können dezentrale Erzeugungseinrichtungen zu *virtuellen Kraftwerken* zusammengeschaltet und von ihrem Betreiber (unabhängiger privater Betreiber, Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher) vermarktet bzw. so eingesetzt werden, dass ein weitgehend lokaler Ausgleich von dezentraler Erzeugung und lokalem Verbrauch erreicht wird (6.7, 17.2).

Das bisherige *Lastfolgeverhalten* weniger zentraler Kraftwerke mutiert derzeit zu einer *gesteuerten Anpassung der Last* an eine volatile, dezentrale Erzeugung, durch lokales direktes und indirektes *Demand Side Management, DSM* (17.2.1.2) und damit zu einer Reduzierung und Glättung der Residuallast. Im Hinblick auf vollständige Nutzung des Dargebots an erneuerbaren Energien sollte Lastmanagement immer die erste Wahl sein, EE-Erzeugungsmanagement die letzte Verteidigungslinie bei drohenden Störungen der Wirkleistungsbalance und Überschreitungen des Spannungsbands.

Grundvoraussetzung für die lokale Kompensation fluktuierender EE-Erzeugung durch flexible Lasten ist die Ergänzung der bereits vorhandenen Verteilnetze durch flächendeckende topologisch kongruente Kommunikationsnetze. Klassische Verteilnetze werden daher keineswegs entbehrlich, vielmehr bilden sie das Fundament, auf das die Kommunikationsnetze aufgesetzt werden. Beide Netze bilden dann gemeinsam ein so genanntes *Smart Grid*, in dem letztlich jeder Endverbraucher mit dem lokalen Netzbetreiber und weiteren berechtigten *Externen Marktteilnehmern* (EMT) bidirektional kommunizieren kann. Dies hört sich zunächst sehr schwierig und aufwendig an, lässt sich aber technisch vergleichsweise einfach realisieren. Es müssen lediglich die bei jedem Letztverbraucher vorhandenen klassischen Ferraris-Stromzähler gegen so genannte *Intelligente Messsysteme* (IMSys) ausgetauscht werden (11.5.1). Deren miteinander über proprietäre Weitverkehrsnetze vernetzte Rechner bilden dann bereits das besagte Kommunikationsnetz, über das der Ausgleich zwischen fluktuierendem EE-Dargebot und flexiblen Lasten gesteuert werden kann. In Verbindung mit den bereits vorhandenen klassischen Verteilnetzen sind es diese vernetzten Intelligenten Messsysteme bzw. die ihnen innewohnende verteilte Intelligenz, die das Wesen eines *Smart Grids* ausmachen. Sie werden im folgenden Kapitel noch ausführlich erläutert (11.5.1).

Wegen der hohen Granularität der Verteilnetze wird sich die Realisierung der Smart Grids über mehrere Jahre erstrecken, wobei nach dem *Pareto-Prinzip* die IMSys zunächst bei den großen Verbrauchern installiert werden und kleine Privathaushalte erst später im Kontext des IOT bzw. Netze 4.0 angebunden werden.

Parallel zur Evolution der Smart Grids, die künftig ein umfassendes Last- und Erzeugungsmanagement ermöglichen werden, erfolgte die Entwicklung *intelligenter Ortsnetzstationen* mit *Regelbaren Ortsnetztransformatoren, RONT*, die auch ohne IMSys und die Existenz eines voll kommunikationsfähigen Grids einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Verteilkapazität in Verteilnetzen leisten können. Ihr Übersetzungsverhältnis kann von der Netzleitstelle je nach den momentanen Leistungsflüssen und Knotenspannungen ferngesteuert oder automatisch geändert werden. Im einfachsten Fall wird lediglich die Knotenspannung eines RONTS gemessen, mit dem Sollwert des Anschlusspunktes verglichen und autonom mit einem motorisch angetriebenen Laststufenschalter das Übersetzungsverhältnis derart verändert, dass das Spannungsband eingehalten wird. Aufwendigere RONTS und deren Regler erhalten Signale von mehreren im Netz verteilten Sensoren und können präziser die Einhaltung des Spannungsbands gewährleisten. Wegen der Vielzahl in Frage kommender Ortsnetzstationen soll die Umschaltung der Übersetzungsverhältnisse wenn immer möglich autonom, das heißt durch lokale Regler in den Ortsnetzstationen automatisch erfolgen. Alternativ kommen zur Knotenspannungsbeeinflussung auch *Längsspannungsregler* und *Blindleistungsanlagen* zum Einsatz (s. a. 10.5). Längsspannungsregler koppeln über im Leitungszug liegende Koppelwicklungen eine nach Betrag und Phase zur Kompensation geeignete Zusatzspannung ein. Auch bei diesen intelligenten Maßnahmen wird eine autonome Regelung angestrebt, um die Verteilnetzführung zu entlasten. Automatisierungsgeräte, die selbsttätig zur Optimierung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch in Verteilnetzen beitragen, werden generisch als *Smart Operator* bezeichnet.

Ferner kam mit dem Verzicht auf Auslegung aller Netzbetriebsmittel ein innovativer Gedanke zur wirtschaftlicheren Beherrschung punktueller Peak-Lasten in Verteilnetzen auf. Zahlreiche Industrieunternehmen betreiben Fertigungs- oder Transporteinrichtungen, die nur kurze Zeit sehr hohe Leistungen benötigen, beispielsweise Schwerlastaufzüge, Schweißmaschinen, Pressen etc., nicht zu vergessen auch die beträchtlichen Anfahrströme elektrisch betriebener Züge in Bahnhöfen oder die Lasten von Hochleistungsladestationen für die Elektromobilität. Alle Applikationen erfordern hohe Investitionen für leistungsstarke Zuleitungen, Transformatoren, Schaltgeräte und verursachen dauerhaft erhebliche Leistungskosten. Hier lassen sich hohe Einsparpotentiale nutzen, wenn der gepulste Leistungsbedarf vor Ort aus anlageneigenen Stromspeichern in Form von Superkondensatoren o. ä. in Verbindung mit Stromrichtern geliefert wird. Gleichzeitig wird der Netzbetrieb von der Deckung der Peak-Leistungen entlastet.

Schließlich enthalten intelligente Ortsnetzstationen Rechner, die die Informationsflüsse der einzelnen Verbraucheranschlusspunkte bündeln und eine sichere bidirektionale Kommunikation zwischen den Endverbrauchern, anderen maßgeblichen Netznutzern und der Netzleitstelle über proprietäre Datennetze ermöglichen (s. a. 11.5.4).

Die Einführung von Smart Grids wird erlauben:

– die optimale Nutzung erneuerbarer Energien durch Zuschalten stromstarker Verbraucher bevorzugt zu Zeiten eines Erzeugungsüberschusses aus erneuerbaren Energien. Mit anderen Worten die Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung,

- netzdienliches Abschalten steuerbarer Lasten hierfür geeigneter Endkunden (bei schwacher EE-Erzeugung),
- eine Glättung von Lastspitzen durch Zuschalten stromstarker Verbraucher, wie Wärmepumpen, Elektrospeicherheizungen etc. vorzugsweise in Schwachlastzeiten,
- eine Glättung der Erzeugungskurve durch Zuschalten dezentraler deterministisch verfügbarer Erzeugungseinrichtungen, wie Notstromversorgungen, Mini-KWK-Anlagen etc. vorzugsweise zu Zeiten eines Erzeugungsdefizits aus Wind und Photovoltaik,
- den netzdienlichen Einsatz bereits vorhandener dezentraler dedizierter Wärme-/Energiespeicher in Form von Kühlhäusern, Warmwasserbereitern, Speicherheizungen, Speicherbatterien etc. zur Aufnahme von EE-Überschüssen,
- Kompensation abnehmender Momentanreserve (Rückgang rotierender Massen) durch Erbringung von Systemdienstleistungen auch aus Verteilnetzen (s. a. Kapitel 16),
- die Vermeidung von Spannungsüberhöhungen und thermischen Überlastung von Leitungen durch sensorische Überwachung neuralgischer Netzknoten und dadurch nahegelegte korrektive Steuerung der Leistungsflüsse,
- eine relative Senkung der Stromkosten für die Endabnehmer bei gleichzeitiger Verringerung der Engpassrisiken für die Netzbetreiber durch Einführung tageszeit- und erzeugungsabhängiger dynamischer Tarifstrukturen im Rahmen der Einbeziehung der Stromkunden durch Anreizsysteme,
- die Fernauslesung von Zählerständen für Abrechnungszwecke, insbesondere beim Lieferantenwechsel,
- einfaches Zu- und Abschalten der Stromversorgung mittels fernsteuerbarer Leistungsschalter bei Nichtbezahlen von Stromrechnungen oder Stromdiebstahl,
- den Verzicht auf Anrufe der Endkunden bei der Störungsstelle im Falle des Ansprechens einer Hausanschlusssicherung (13.2.1) oder Störung anderer vorgelagerter Betriebsmittel. Künftig werden solche Fehler automatisch zur Leitstelle kommuniziert werden, etc.,
- Fernauslesung von Wärmezählern für Heizkostenabrechnungen in großen Mietobjekten, so genanntes *Submetering*, Erfassen des Ansprechens von Rauchmeldeanlagen, etc.

Die Menge der Visionen zur potenziellen Funktionalität von Smart Grids wächst ständig. Smart Grids reduzieren nicht den Energieverbrauch, passen ihn aber an die fluktuierende EE-Erzeugung an, vergleichmäßigen ihn und verringern deshalb Investitionen zur Beherrschung von Lastspitzen. Die Investitions- und Betriebskosten der künftigen Smart Grid Funktionalität müssen zunächst von den Endverbrauchern in Form höherer Strompreise bezahlt werden.

Die Evolution von Smart Grids beginnt mit *Smart Metering*, dem Austausch der klassischen *Ferraris-Zähler* durch digitale kommunikationsfähige Zähler, so genannte *Smart Meter* (11.5.1), in der BRD als *Intelligente Messsysteme* IMSys bezeichnet. Zuständig für den Zählertausch und die Erfassung der Verbrauchsdaten ist wie bisher der *grundzuständige* lokale Verteilnetzbetreiber oder gemäß dem *Messstellenbetriebsgesetz* MsbG ein von ihm beauftragter unabhängiger *Messstellenbetreiber* MsB.

11.5.1 Smart Metering und Intelligente MessSysteme IMSys

Smart Metering stand anfänglich für den Austausch der klassischen elektromechanischen *Ferrariszähler* durch elektronische Haushaltszähler (EHZ) mit der Möglichkeit der Zähler-

fernauslesung (engl.: *Automatic Meter Reading, AMR*), so genannte *Smart Meter*. Es ging ausschließlich um die Messung des monatlichen Verbrauchs, die Rechnungsstellung und die Einsparung der Ableser. Dies führte zunächst zu einfachen anwendungsspezifischen Kommunikationsstrukturen.

In der Bundesrepublik hat man aus Datenschutzgründen und mit Blick auf ein optimales Erzeugungs- und Lastmanagement (17.2.1.1 und 17.2.1.2) einen anderen Weg gewählt. Hier leistet ein digitaler Zähler zunächst nicht viel mehr als ein klassischer Ferraris-Zähler, er zeigt lediglich den aktuellen Zählerstand und den momentanen Verbrauch auf einem Display an. Der Gesetzgeber spricht deshalb auch nicht von einem *Smart Meter* sondern von einer *modernen Messeinrichtung* mME. Eine mME besteht aus einem oder mehreren digitalen Zählern, die erst in Verbindung mit einer zertifizierten Kommunikationseinrichtung, dem so genannten *Smart Meter Gateway* SMGW kommunikationsfähig sein dürfen, wobei die Kommunikation hohe Anforderungen bezüglich Datensicherheit erfüllen muss.

Die Kombination aus mME und SMGW wird als *Intelligentes Messsystem* IMSys bezeichnet,

$$\text{mME} + \text{SMGW} \Rightarrow \text{IMSys} \quad .$$

Ein IMSys besteht zunächst aus einem oder mehreren, in einem *Lokalen Metrologienetzwerk* LMN integrierten, *geeichten* bzw. *eichfähigen* elektronischen Zählern und einer Kommunikationseinheit in Form des *Smart Meter Gateways* SMGW. Das Smart Meter Gateway ist eine intelligente Schnittstelle (A.8), die beim Smart Metering den sicheren Datenaustausch zwischen unterschiedlichen Rechnernetzen bzw. Bus-Systemen ermöglicht, Bild 11.26.

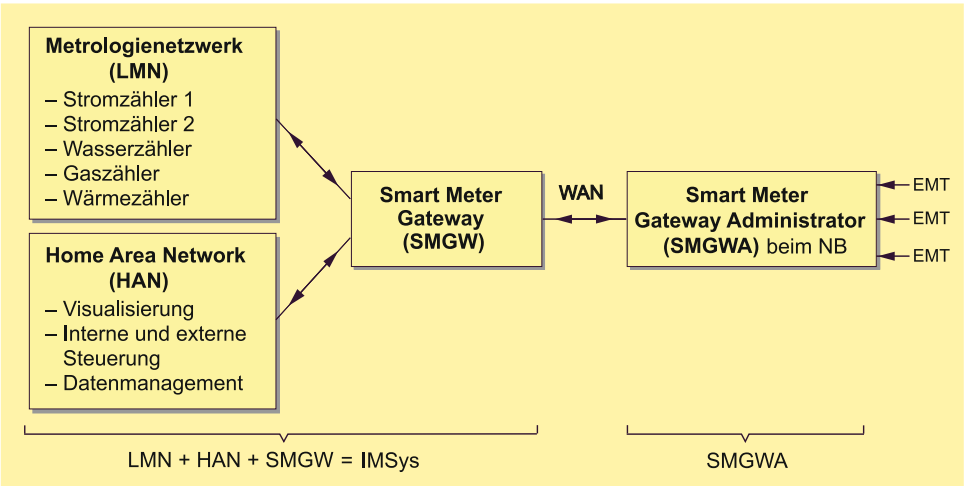


Bild 11.26. *Intelligentes Messsystem* (IMSys) bestehend aus Metrologienetzwerk (LMN), lokalem Home Area Netzwerk (HAN) und Smart Meter Gateway (SMGW), so genannte *Kommunikationseinheit*. Bidirektionaler Verbindungsaufbau über einen *Smart Meter Gateway Administrator* (SMGWA) beim Netzbetreiber und eigenem, direkten Verbindungsaufbau zu Externen Marktteilnehmern (EMT) über bereits vorhandene vom SMGWA zuvor parametrierte Kanäle.

Ein intelligentes Messsystem IMSys ist aber viel mehr als nur ein moderner Strom- oder Gaszähler etc., der fernausgelesen werden kann. Die Kommunikationseinheit SMGW agiert zunächst ähnlich wie die vertraute *Fritzbox* als Router für Datenströme zwischen Rechnernetzen. Sie verbindet das Metrologienetzwerk LMN eines Endnutzers mit einem proprietären Weitverkehrsnetz WAN des Netzbetreibers (nicht das Internet) und ermöglicht so

das Fernauslesen der Zähler durch den Netzbetreiber bzw. dessen Messstellenbetreiber. Darüber hinaus verbindet das SMGW beide Netze mit dem Home Netzwerk HAN, das dem Endnutzer seine Verbrauchsdaten sowie etwaige tageszeit- und lastabhängige Tarife visualisiert und ihm so die Minimierung seiner Stromrechnung ermöglicht.

Für diese grundsätzlichen Routerfunktionen besitzt das Smart Meter Gateway drei Schnittstellen

– zum *Lokalen Metrologie Netzwerk* LMN,
– zum *Home Area Network* HAN und
– zum proprietären *Wide Area Network* WAN des Netzbetreibers.

Das LMN integriert spartenübergreifend Strom-, Gas-, Wasser-, Wärmezähler eines Endkunden und ermöglicht über das SMGW ihre Kommunikation über den streng gesicherten Zählerkanal zum zuständigen *Messstellenbetreiber* MsB bzw. *Verteilnetzbetreiber* VNB (engl.: DSO *Distributed System Operator*).

Das HAN ermöglicht beim Endabnehmer bzw. Prosumer die Visualisierung des aktuellen Zählerstands, des aktuellen Verbrauchs im 1/4 h Raster, der last- und tageszeitabhängigen Stromtarife (falls von den Versorgungsunternehmen angeboten), der aktuellen Erzeugungsleistung einer eigenen PV-Anlage. Mit diesen Informationen bietet das HAN den Endkunden Anreize, durch intelligente Inanspruchnahme günstiger Stromtarife, so genannte *Lastverschiebung*, ihre Stromrechnung zu minimieren. Ferner sind derzeit im HAN die vom Netzbetreiber steuerbaren Lasten, Ladeeinrichtungen für E-Mobile, steuerbare EE-Erzeugungsanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Speicher etc., so genannte *Controllable Local Systems* CLS integriert.

Das WAN schließlich verbindet das SMGW mit dem zentralen SMGWA beim Netzbetreiber. Die Kommunikation vom SMGW über das WAN zum SMGWA verläuft bei zertifizierten IMSys nicht über den DSL-Anschluss im Haus sondern über einen sicheren separaten Datenkanal, beispielsweise über proprietäre Funk- und Leitungsnetze, PLC etc. (11.5.4).

Neben ihrer grundsätzlichen Routerfunktion sorgt die Kommunikationseinheit aber auch für die bestmögliche Datensicherheit. Jede Kommunikation des SMGW erfolgt verschlüsselt als Punkt zu Punkt-Verbindung zwischen registrierten, authentifizierten Partnern. Hierbei wird das SMGW von einem integrierten *Sicherheitsmodul* unterstützt, das die Schlüssel für die TLS Kommunikation eines VPN-Kanal generiert und speichert, digitale Signaturen erzeugt und verifiziert etc. (BSI-Technische Richtlinie TR-03109).

Ferner werden zur weiteren Erhöhung der Datensicherheit die IMSys und SMGWs in Deutschland immer nur in Verbindung mit einem *Smart Meter Gateway Administrator* SMGWA eingesetzt, der den Zugang zu den SMGWs verwaltet. Gemäß den Auflagen des *Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI, IT-Sicherheitsgesetz)* ist ein Verbindungsaufbau nur mit zuvor durch den *Smart Meter Gateway Administrator* konfigurierten Partnern möglich. Der Smart Meter Gateway Administrator ist ein zentrales, vertrauenswürdiges IT-System beim Messstellenbetreiber oder einem von ihm beauftragten Dienstleister. Ein SMGW kann jederzeit eine Verbindung zu anderen *Externen Marktteilnehmern* EMT initiieren, letztere ein SMGW aber nur über den Smart Meter Gateway Administrator authentifiziert kontaktieren (Weckrufprinzip). Da jede Verbindung im Bedarfsfall neu aufgebaut werden muss, besitzen spontane Kommunikationspfade eine größere Latenzzeit als Fernwirkverbindungen über echte oder virtuelle Standleitungen.

Auf Grund gesetzlicher Vorgaben des *Mess- und Eichgesetzes* (MessEG) und der Datensicherheit vertrauenswürdiger personenbezogener Verbrauchsdaten, wie auch systemrelevanter Daten bezüglich des Netzzustands, genügt der Zählerkanal sehr hohen Ansprüchen. Seine hohe Sicherheit legt es nahe, das IMSys auch für die Datenkommunikation des Schaltens der CLSs und so genannter *Mehrwertdienste* zu nutzen (CLS-Kanal). Im Vordergrund stehen hierbei die Schalthandlungen für die Beteiligung am Erzeugungs- und Lastmanagement (17.2.1.1 und 17.2.1.2), beispielsweise den Empfang von Steuerbefehlen aus der Leitstelle des Netzbetreibers oder eines Virtuellen Kraftwerks zum ferngesteuerten Schalten von Verbrauchern, Energiespeichern, Erzeugungseinrichtungen etc. ohne Zutun des Kunden. Letzteres verlangt selbstverständlich das vertraglich geregelte Einverständnis des Stromkunden.

Um die Endverbraucher nicht mit häufigen, zur Wahrung der Wirk- und Blindleistungsbilanz erforderlichen Schalthandlungen des Netzbetriebs zu belasten und auch eine missbräuchliche Unterbrechung des CLS-Kanals zu verhindern, wird bei derzeitigen IMSys der im HAN verfügbare CLS-Port als separate, für den Endkunden nicht zugängliche 4. Schnittstelle im verplombten SMGW-Bereich integriert. Die Benutzerschnittstelle des HAN übernimmt dann nur noch die Visualisierung des Verbrauchs, eigener Erzeugung und der Tarife. Im einfachsten Fall besteht das LMN aus nur einem elektronischen Stromzähler, das HAN aus nur einem Display. Bei komplexen Kundenanlagen mit mehreren Endgeräten im LMN, HAN und CLS-Netz werden diese Netze über einen Netzwerk-Switch mit den jeweiligen Schnittstellen des SMGW verbunden.

Schließlich leisten die Intelligenten Messsysteme neben der Erfassung der Stromverbrauchsdaten und der Ermöglichung der sicheren Kommunikation zwischen allen Netznutzern und dem Netzbetreiber auch die Erfassung des Netzzustands bezüglich Spannung, Strom und deren Phasenwinkel, eine Zeitstempelung, die Implementierung der *Ampel-Logik* des Netzbetriebs (17.2.1.2) etc. In ihrer Gesamtheit bilden die IMSys eine dezentral verteilte Kommunikationsplattform, die klassische Verteilnetze zu Smart Grids mutieren lässt und deren Betreiber befähigen, sich maßgeblich an der Wahrung der Wirk- und Blindleistungsbalance dezentral zu beteiligen. Details findet der interessierte Leser in den zahllosen Verlautbarungen, Technischen Regeln, etc., des BSI, BMWi, VDE-FNN und der PTB im Internet.

Da die vom geeichten Messstellenbetrieb unabhängigen Schaltkanäle und *Mehrzweckdienste* geringeren Anforderungen an die Eichbarkeit genügen müssen, hat die Industrie seit geraumer Zeit quasi BSI-konforme, jedoch nicht zertifizierte SMGW-ähnliche Koppeleinheiten SMGW entwickelt, die bis zum Start des so genannten *Smart Meter Rollouts* (und bis zu acht Jahren nach dessen Inkrafttreten) in Pilotprojekten das Sammeln von Kommunikationserfahrungen für alle Dienste ermöglichen. Die Daten fließen bei diesen Smart Meter Gateways über einen oder mehrere der in 11.5.4 vorgestellten, vom jeweiligen Netzbetreiber bevorzugten Kommunikationswege in das WAN zum Netzbetreiber oder zu einem EMT. Der Anschluss an die fast in jedem Haushalt vorhandene Fritzbox wäre zwar auch technisch problemlos möglich, verbietet sich aber aus Sicherheitsgründen und auch, weil beispielsweise ein Endnutzer jederzeit das Patchkabel zur Fritzbox lösen könnte, eine PV-Anlage dann nicht mehr vom Netzbetreiber steuerbar wäre.

Derzeit führen unterschiedliche SMGW-Generationsbezeichnungen gelegentlich zu Verwirrung, da manche Hersteller je nach Funktionalität ihrer Produkte bereits zwischen Generationen G0, G1, G2, G3, bzw. 1.0, 2.0, 3.0 unterscheiden. Das BSI spricht dagegen bislang nur von der *Generation 1* und versteht darunter zertifizierte Geräte, die Mindest-

standards bezüglich der Schutzprofile und Eichfähigkeit genügen. Darüber hinaus gehende Funktionalitätsoptionen bzw. Ausgestaltungen sind nicht Gegenstand des bisherigen Zertifizierungsprozesses sondern herstellerspezifisch.

Alle HAN und CLS Kommunikationsverbindungen eines zertifizierten SMGWs müssen vom ebenfalls zertifizierten SMGWA eingerichtet werden. Nach Start des offiziellen Smart Meter Rollout können die den bislang nicht zertifizierten SMGW vorgeschalteten CLS-Router, Energiemanagementsysteme etc. auf die zertifizierten SMGW, so genannte SMGW G1, umgesteckt werden.

Obwohl diverse in der Zertifizierungsschleife befindliche technische Lösungen seit längerem für Testzwecke in Pilotprojekten zur Verfügung stehen, steckt der großflächige Einsatz der Intelligenten Messsysteme, so genannter *Smart Meter Rollout*, derzeit noch in der Anlaufphase. Dies ist unter anderem den strengen Anforderungen an die Sicherheit des Zählerkanals, die Eichfähigkeit der Intelligenten Messsysteme der Implementierung der HAN-Endgerätefunktionen sowie der SMGW-Administration geschuldet. So hat sich die Umsetzung der zunächst bestechend einfach erscheinenden genialen Idee des schlichten Austauschs der Ferrariszähler gegen Intelligente Messsysteme, die gleichzeitig als diskriminierungsfreie Kommunikationsplattform des Smart Grids dienen, letztlich doch als ein über das kommende Jahrzehnt sich erstreckender komplexer Prozess herausgestellt.

Die gesetzliche Verpflichtung zum Einbau Intelligenter Messsysteme, zunächst bei maßgeblichen Stromkunden, wird erst bei Verfügbarkeit von mindestens drei Herstellern zertifizierter SMGWs in Kraft treten (voraussichtlich in 2019). Anschließend wird der flächendeckende Einbau im Rahmen des *Internet of Things* (IOT, Netze 4.0) noch viele Jahre in Anspruch nehmen, begleitet von zahllosen innovativen Versionen auf der heutigen 1. Generation SMGW aufbauender IMSys G1.

11.5.2 Smart Homes

Ist beim Endabnehmer erst einmal ein fortgeschrittenes Smart Meter mit Gateway, das heißt das im vorigen Abschnitt beschriebene *Intelligente Messsystem* (IMS) installiert, lässt sich daran unschwer das *Home Area Network* (HAN) anbinden (s. a. Bild 11.26), das im Smart Home den Bewohner den aktuellen Zählerstand, die aktuelle Verbrauchsleistung und den aktuellen Stromtarif (falls vom Lieferanten bereits angeboten) etc. ablesen lässt. Alternativ kann er diese Informationen auch auf dem *Display* seines Rechners, seines *Touch Screen Displays* im Wohnzimmer oder der Küche oder gar auf seinem *Smartphone* erfahren. Mit diesen Informationen können Endverbraucher selbst Lastmanagement betreiben und Energiekosten sparen. Einen Anreiz für die Mitwirkung der Endkunden bei der Lastverschiebung werden künftig angebots- und tageszeitabhängige flexible Tarife bilden.

Darüber hinaus gibt es im Smart Home vom Intelligenten Messsystem und dem Smart Grid unabhängige, autonom agierende *Heim-Energie-Management-Systeme* HEMS. Beispielsweise steuern HEMS bei hoher Solarstrahlung die Aufladung der Speicherbatterie einer PV-Anlage und in den Abendstunden ihre Entladung für Beleuchtungszwecke oder das Aufladen der Speicherbatterie eines Elektroautos. Sie erbringen somit vor Ort Regelenergiebeiträge zur Verringerung der Residuallast, entlasten die lokalen Netzbetreiber und verringern gleichzeitig die eigene Stromrechnung (s. a. 11.5).

Parallel zur HAN-Visualisierung und autonom arbeitenden HEMS betreiben nicht wenige Smart Home Bewohner bereits seit geraumer Zeit private *Smart Home Netze*, mit denen sie

bei Vorhandensein elektronischer Zähler über das Internet ihren Stromverbrauch fernauslesen und ihre Heizung, Rollläden, Hausgeräte etc. fernsteuern können. Im einfachsten Fall können sie das Fernsteuern mit ihrer bereits vorhandenen Fritzbox und von ihr geschalteten Steckdosen bewerkstelligen. Die Kommunikation zwischen den Smart Home Netzen und dem SMGW werden wohl erst künftige Generationen des IMSys ermöglichen.

Hier ist noch ungeklärt, inwieweit sich der durchschnittliche Endverbraucher mit der Nutzung all dieser Möglichkeiten wird befassen wollen. *Energieassistenzsysteme* sollen ihn dabei entlasten. Aus dem Strompreisverlauf über 24 h und Vorgaben des Kunden erstellen sie einen Einsatzplan für die vorhandenen Geräte und nehmen die Optimierung der Stromkosten automatisch vor. Selbstverständlich kann der Wohnungsinhaber jederzeit vorrangig auf seine Geräte zugreifen und etwaige automatisch erstellte Befehle manuell überschreiben. Bei großer Tarifbandbreite und Wahrung des gewohnten Komforts allzeit verfügbaren Stroms aus der Steckdose und weitgehend automatisiertem Lastmanagement wird es wohl langfristig zu einer großflächigen Akzeptanz kommen.

11.5.3 Smart Cities

Mit dem Aufkommen der *Smart Grids* und *Smart Homes* entwickelten sich auch *Smart City* Konzepte für die künftige *digitale Gesellschaft*, gekennzeichnet beispielsweise durch

- Sektorenkopplung der städtischen Strom-, Gas-, Wärme- und Wassernetze durch Querverbundbetrieb (6.8.1.9)
- gebäudeeigenes Energiemanagement für Strom, Gas, Wärme, beispielsweise PV-Anlage, Solarthermie, Wärmepumpe, Micro-KWK, Gebäudeleittechnik
- variable Stromtarife und Nutzung lokaler Flexibilitätsoptionen (11.5, 17.2)
- flächendeckende Vernetzung von Informations- und Kommunikationssystemen weitgehend über Glasfasern (engl.: *FTTH Fiber To The Home*)
- ubiquitären Breitband-Netzzugang, auch im Hinterland
- Elektromobilität und intelligente Verkehrsflusssteuerung
- hohe Energieeffizienz, ausschließlich LED Leuchtmittel etc.
- Persuasive Computing (beispielsweise bargeldlose IT-Zahlung)
- moderne Verfahren zur Abfall-Entsorgung, Kriminalitätsbekämpfung, für Notfalldienste
- *Smart Parking, Car Sharing* und *Smart Charging* Lösungen etc.
- smarte Einwohner und Homes
- Telearbeit zu Hause
- smarte Administration
- höhere Lebensqualität

Weltweit sind Smart Cities bereits in der Planung, wobei ressourcen- und klimabedingt derzeit unterschiedliche Konzepte priorisiert werden. Insbesondere gibt es gravierende Unterschiede abhängig davon, ob es sich um Neuplanungen auf der grünen Wiese oder um die *Smartifizierung* bestehender, der Urbanisierung unterliegender Städte handelt. Schließlich wird es auch vermehrt um das Hinterland der Smart Cities, um *Smart Regions* gehen.

Damit alle Netznutzer in Smart Grids stets im gewünschten Wirkungssinn synergetisch zusammenwirken können, bedarf es einer erstklassigen, komplexen Kommunikation-Infrastruktur zwischen allen Endnutzern und der jeweils vorgelagerten Netzleitstelle. Auf diese Thematik wird in den Abschnitten 11.5.1 und 17.3 ausführlich eingegangen. Die kommenden Jahre versprechen sehr spannend zu werden und zahllose Ingenieure zu beschäftigen.

11.5.4 Kommunikationswege für Smart Grids

Für die Kommunikation zwischen dezentralen Erzeugern, Verbrauchern und der Netzleitstelle eines Smart Grids kommen unterschiedliche Kommunikationswege in Frage:

Power-Line Carrier
Die *Power-Line Carrier* Technologie (PLC), das heißt Trägerfrequenzübertragung über das bestehende Verteilnetz, benötigt kein zusätzliches Netz, die Starkstromleitungen selbst dienen als Übertragungswege, die Kosten sind vergleichsweise gering. Das genutzte Frequenzspektrum reicht von 3 kHz bis 95 kHz (so genanntes CENELEC A-Band), was lediglich Datenraten bis 10 kbit/s ermöglicht. Wegen der hohen Signalpegel (HF-Emissionen) sowie der begrenzten Echtzeitfähigkeit bzw. des langfristig hohen Datenvolumens geht der Trend in Richtung *Breitband Power-Line Technologie*.

Die Breitband Power-Line Technologie (BPL) ist eine Weiterentwicklung der *Power-Line Carrier* Technologie (PLC) und bedient sich ebenfalls der vorhandenen Starkstromleitungen. Aufgrund der Nutzung eines größeren Frequenzbands von 1 MHz bis 30 MHz ermöglicht BPL jedoch eine Datenrate bis 200 Mbit/s. Wegen der bei höheren Frequenzen zunehmenden Dämpfung sind die Reichweiten geringer, was den Einbau von Repeatern erforderlich macht. Mit BPL bzw. PLC lassen sich auch Betriebsmittel hinter dickwandigen Mauern oder Stahlbeton ansprechen, die für elektromagnetische Wellen schlecht erreichbar sind.

GPRS / GSM
Eine Alternative zu BPL ist die Datenkommunikation über das Mobilfunknetz GSM (engl.: *Global System for Mobile Communication*). Hierbei kommt die GPRS Technologie (engl.: *General Packet Radio Service*) zum Einsatz. Sie ist ein Funkdienst zur Übertragung von zu Paketen gebündelten Daten, die sequentiell nach Netzverfügbarkeit übertragen und beim Empfänger wieder zur ursprünglichen Nachricht zusammengesetzt werden. Eine GPRS Verbindung stellt eine virtuelle klassische Standleitung dar und eignet sich ideal für die *Fernwirktechnik* (16.4). Gebühren entstehen im Wesentlichen nur, wenn tatsächlich Daten übertragen werden, ähnlich wie bei normalen Telefongesprächen auch. Für eine Steigerung der Datenübertragungsgeschwindigkeit bieten sich im Bedarfsfall die schnelleren Mobilfunkstandards der 3. Generation UMTS sowie der 4. Generation, WIMAX (*World Wide Interoperability for Microwave*) und LTE (*Long-Term-Evolution*) an. Die Milliarden von Kommunikationspartnern im *Internet of Things* IoT, hier speziell im *Industrial Internet of Things* IIoT, benötigen gar noch mehr Platz in den Kommunikationsnetzen, der erst mit der derzeit aufkommenden fünften Generation des Mobilfunks im mm-Wellen-Bereich, 5G, verfügbar sein wird (ca. 2020). Diese Netze werden um mehr als eine Größenordnung höhere Datenraten besitzen als LTE und praktisch vernachlässigbare Latenzzeiten aufweisen. Schließlich gibt es die industrielle *Mobilfunktechnologie 450 MHz* für kritische Infrastrukturen, die unter anderem speziell auf die Belange der Energiewirtschaft zugeschnitten ist (Durchdringung dickwandiger Kellerräume etc.).

GPRS / DSL
Eine Alternative zum Mobilfunknetz ist das klassische Festnetz. DSL (engl.: *Digital Subscriber Line*) steht für einen Breitband-Internetzugang über einen Festnetzanschluss. Darüber hinaus wird DSL aber auch bei industriellen Anwendungen ohne Nutzung der Telefon-Funktionalität auf proprietären Leitungen eingesetzt. Ultimativ bietet sich die Datenübertragung über Lichtleiternetze an (engl.: FTTH-Netze *Fiber to the Home*). In Regionen ohne DSL-Netz bleibt nur Mobilfunk und PLC bzw. BPL.

LoRaWan
Bei geringeren Ansprüchen an das Echtzeitverhalten, genauer gesagt bei Akzeptanz geringer Datenübertragungsraten im Bereich von wenigen hundert Bit/s bis zu mehreren 10 kBit/s, werden derzeit bundesweit umfangreiche Erfahrungen mit dem LoRaWAN Funknetz (engl.: *Long-Range Wide-Area Network*) gesammelt. LoRaWAN zeichnet sich durch geringe Sendeleistungen (große Batterielebensdauer) bei gleichzeitig großen Reichweiten bis zu 10 km sowie großem Durchdringungsvermögen von Gebäuden aus. Ideale Voraussetzungen für die Kommunikation der vielfach geringen Datenmengen im Smart Home, der Smart City, im IoT und für Industrie 4.0. Die guten Eigenschaften verdankt LoRaWAN der *Chirp-Technologie*, bei der die digitalen Impulse durch Pakete einer sinusförmigen Spannung zu- bzw. abnehmender Frequenz gebildet werden. Die Funkkommunikation erfolgt über die lizenzfreien Frequenzbänder ISM (*Industrial, Scientific and Medical*) 433 MHz und SRD (*Short-Range Devices*) 860 MHz. Letzteres erlaubt praktisch jedermann mit geringem Aufwand den Aufbau eigener Netze mit eigenen Gateways ohne etablierte Provider.

Langwellenrundfunk
Der Langwellen-Rundfunk ist eine etablierte Technik, die unter anderem in der öffentlichen Stromversorgung zum gleichzeitigen *monodirektionalen* Ansprechen vieler großflächig verteilter Empfänger zum Einsatz kommt (s. a. 16.5). Typische Beispiele sind die Funkrundsteuerung von Nachtspeicherheizungen, Tarifumschaltungen, Aus- und Einschalten der Straßenbeleuchtung etc. Aktuell wird Langwellen-Rundsteuerung im Netzbetrieb bereits zur Leistungsregelung großer EE- und KWK-Anlagen genutzt, so genanntes Einspeisemanagement. Die Funk-Rundsteuerung bedient sich des EFR Langwellensenders der *Europäischen Funk-Rundsteuerung* in München. Die Langwellentechnik besitzt eine große Reichweite über mehrere 100 km und ist auch in Kellerräumen gut zu empfangen. Smart Meter mit einem EFR-Empfänger sind ebenfalls kommerziell erhältlich. Zur Visualisierung beim Endkunden existieren nach dem Prinzip der Funkuhr arbeitende EFR-Displays.

Gegenwärtig kommen bei den Geräteherstellern und Netzbetreibern unterschiedliche Kommunikationswege zum Einsatz. Welche Technologien sich letztlich großflächig durchsetzen werden, ist Stand der Diskussion und im Wesentlichen eine Frage des zu übertragenden Datenvolumens, der Natur des Übertragungswegs und der Kosten. Derzeitig sind je nach den Ausbreitungseigenschaften des Übertragungswegs PLC, DSL, Mobilfunk und LoRaWAN *en vogue*. Voraussetzung für eine weitgehende Interoperabilität ist die Kompatibilität mit dem offenen Kommunikationsstandard bzw. Protokoll IEC 60870-5-101.

11.6 Mini-, Micro-, und Nano Grids, Zellulare Netze

Bei den im Folgenden betrachteten Netzen handelt es sich mit Ausnahme der *Zellularen Netze* meist um vergleichsweise kleine Nieder- und Mittelspanungsverteilnetze, mit nur einem oder wenigen dezentralen Stromerzeugern und einer überschaubaren Anzahl von

Verbrauchern. Der Strom wird lokal erzeugt und lokal verbraucht. Die Netze unterscheiden sich im Wesentlichen in ihrer Funktionalität, Größe und dem Grad der Smartifizierung.

Minigrids
In klassischen *Minigrids* wird Strom meist ausschließlich von einem oder mehreren Dieselgeneratoren erzeugt und an die Verbraucher verteilt, beispielsweise in abgelegenen Gegenden von Afrika, Indien, Bangladesch, Australien und Kanada. Wegen der großen Entfernung zur öffentlichen Stromversorgung der dortigen Ballungsgebiete existiert in der Regel kein Netzanschluss an ein vorgelagertes Netz, Minigrids arbeiten immer autonom. Die Wahrung des Leistungsgleichgewichts obliegt ausschließlich den lokalen Stromerzeugern. Die Spannungsqualität ist meist bescheiden. Im Rahmen der globalen Energiewende erfahren Minigrids derzeit ein Upgrade durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen, Energiespeicher und intelligenten automatisierten Netzbetrieb mit Einspeise- und Lastmanagement (*Smartifizierung* (11.5)). Diese Maßnahmen versprechen eine höhere Spannungsqualität, geringere Kosten für den Primärenergieeinsatz und einen wirtschaftlicheren Betrieb, womit die Refinanzierung erfolgen soll. Auch in der Bundesrepublik gab es in den ersten Anfängen der öffentlichen Stromversorgung derartige Konstellationen, wobei aber statt der Dieselaggregate noch Dampfmaschinen und Dynamos zum Einsatz kamen. Die damaligen ersten Inselnetze fusionierten im Laufe der Evolution der öffentlichen Stromversorgung zu Verbundnetzen und sind heute Geschichte (s. a. 2.1.2).

Microgrids
Im Rahmen der Energiewende werden selbst für moderne Elektroenergiesysteme den klassischen Mininetzen ähnliche Strukturen diskutiert, die jedoch mindestens eine Kuppelleitung zu einem benachbarten Verteilnetz besitzen, und dann als *Microgrid* bezeichnet werden. In den *Microgrids* wird der Strom möglichst nur lokal erzeugt und verbraucht (*Microgrid-Prinzip*). Beispielsweise übersteigt in ländlichen Gegenden mit zahlreichen großflächigen Photovoltaikanlagen oder mehreren Windkraftanlagen die Jahresstromproduktion häufig den lokalen Jahresstrombedarf was grundsätzlich eine *autarke* Versorgung möglich macht, wäre da nicht der fluktuierende Anfall der erneuerbaren Energien. Durch Zubau von Batteriespeichern und insbesondere durch Anschluss an das umliegende Verteilnetz lässt sich nicht nur eigenerzeugter Strom kostengünstig nutzen und EE-Überschussstrom vermarkten, sondern auch ein etwaiger Versorgungsengpass bei hoher Lastdichte oder bei EE-Flauten überbrücken. Im Fall eines großflächigen Blackouts im umliegenden Verteilnetz kann im Inselbetrieb dank der Batteriespeicher die lokale Versorgung begrenzte Zeit aufrechterhalten werden. Auch bezüglich Cyber Security bieten Microgrids mehr Schutz, da für einen großen Blackout zahllose Rechner gleichzeitig gehackt werden müssten, nicht nur 2 - 3 Großkraftwerke. Derzeit werden in der Bundesrepublik in Pilotanlagen mit hohem Smartifizierungsgrad (11.5) umfangreiche Erfahrungen gesammelt.

Nanogrids
Schließlich bezeichnet man den Zusammenschluss mehrerer benachbarter kleiner dezentraler EE-Anlagen privater Haushalte in *einem* größeren Gebäude als *Nanogrids*. Die Verrechnung von Strombezug und Stromlieferung erfolgt automatisch mittels der *Block-Chain Technologie* (17.2.1.4). Letzterer Begriff steht für eine auf allen teilnehmenden Rechnern dezentral verteilte Datenbank für die Buchführung, auf deren Konten Strombezug und -lieferung aller Teilnehmer ohne Zwischenschaltung einer zentralen Verwaltungsstelle dokumentiert und automatisch bilanziert werden können. Mit dieser Technologie werden derzeit auch im Finanzwesen und der öffentlichen Stromversorgung umfänglich Erfahrungen

gesammelt. Falls die Tests erwartungsgemäß verlaufen, könnten sie eine zweite Internet Revolution auslösen. Das erste *Nanogrid* gab es wohl in Brooklyn, New York. Es ist inzwischen zu einem *Microgrid* mit Block Chain Technology arriviert (*Brooklyn Microgrid*, BMG) Hier werden erste Erfahrungen mit einem Block Chain basierten lokalen Energiemarkt gesammelt, auf dem Kleinmengen gehandelt werden können (engl.: *Local Energy Market* LEM). In Deutschland gibt es ein vergleichbares Projekt LAMP in Landau (*Landau Microgrid Project*) und das Projekt *Pebbles* der Allgäuer Überlandwerke, Siemens et al, die beide auf den Erfahrungen des BMG aufbauen.

Zellulare Netze
Die VDE-ETG-Studie über *Zellulare Netze* beschreibt eine Vision der künftigen allgemeinen Stromversorgung eines Landes, in dem Strom nicht mehr zentral in wenigen großen Kraftwerken aus fossilen Brennstoffen erzeugt und von oben nach unten an die Letztverbraucher verteilt wird, sondern von mehreren Millionen vergleichsweise kleinen dezentralen EE-Erzeugungsanlagen in zahllosen meist lose gekoppelten *Microgrids* (Zellen) vor Ort, wo Strom nach Möglichkeit da erzeugt wird, wo er auch verbraucht wird. Kostspielige Übertragungsleitungen und Übertragungsverluste können dann in dem Maß entfallen, in dem die vielen lokalen Microgrids sich überwiegend autark versorgen können. In Haushalts- und Gewerbegebieten dürfte dies wohl einfacher sein als in Industriegebieten mit ihrer hohen Lastdichte, die weiter klassisch versorgt werden müssten. Es werden große Einsparungen beim derzeitigen Netzausbau erwartet. Im übrigen ist als kleinste Zelle an ein Einfamilienhaus gedacht, mit PV-Anlage, Batteriespeicher, BHKW-Zentralheizung oder Wärmepumpe im Keller etc. Der *zellulare Ansatz* verlangt vorrangig eine große Zahl dezentral verteilter Kurzzeitspeicher (von der Abdeckung längerer Wind- und Dunkelflauten noch nicht zu reden) sowie Microgrids mit voll ausgebauter *Smart-Grid*-Funktionalität (11.7), ferner Sektorenkopplung mit Gas, Wärme und Elektromobilität (6.8.1.9). Er entspricht weitgehend dem, was im Fachjargon bisher eher wolkig als *Smart Grid* (modernisiertes klassisches Verteilnetz) bezeichnet wird, ist aber umfassender (berücksichtigt die Gesamtheit aller Smart Grids eines Elektroenergiesystems) und konkreter bezüglich Strategie und Handelsempfehlungen (siehe Schrifttum).

11.7 Blindstromkompensation in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Transformatoren, Asynchronmotoren und induktive Schaltgeräte für Leuchtstofflampen etc. nehmen *Magnetisierungsstrom* zum Aufbau der magnetischen Felder in ihren Eisenkreisen auf (s. a. 9.1 und A.6). Dieser Strom ist um 90° gegenüber der Netzspannung phasenverschoben, genauer gesagt, eilt ihr um 90° nach. Er bildet mit der Netzspannung keine Wirkleistung und wird daher *Blindstrom* I_B genannt (s. a. A.5 und A.6). Der Blindstrom I_B bildet zusammen mit dem *Wirkstrom* I_W den insgesamt vom Netz aufgenommenen *Scheinstrom* $\underline{I}_S$, die Ströme zusammen mit der Netzspannung die zugehörigen Leistungen, Bild 11.27.

Aus dem Leistungs-Zeigerdiagramm, Bild 11.27b, folgt für die vom Netz bezogene Wirk- und Blindleistung bei bekannter Scheinleistung S

$$P = S\ \cos\varphi \qquad \text{und} \qquad Q = S\ \sin\varphi \quad . \tag{11.1}$$

Der cos des Winkels φ zwischen Wirkstrom und Scheinstrom ist ein Maß für die aufgenommene Blindleistung und wird *Leistungsfaktor* genannt (A.5 und A.6).

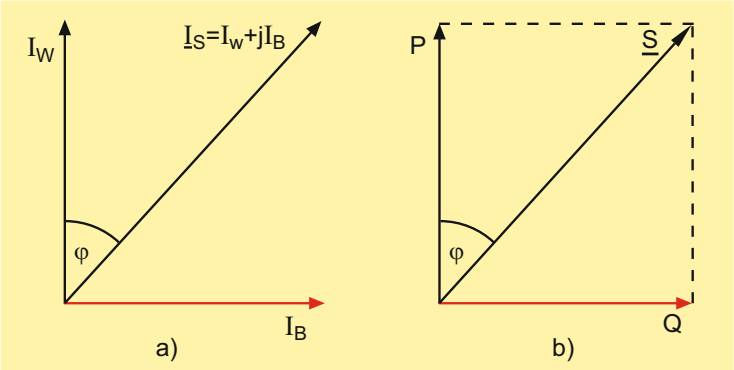


Bild 11.27. a) Stromzeigerdiagramm des komplexen Scheinstroms $\underline{I}_S$ mit den Komponenten I_W und I_B, b) Leistungs-Zeigerdiagramm der komplexen Scheinleistung $\underline{S}$ mit Wirkleistung P, Blindleistung Q.

Das Produkt aus der Netzspannung und dem um 90° nacheilenden Blindstrom führt zwar zu keiner Wirkleistung beim Abnehmer, verursacht aber beim Netzbetreiber zusätzliche *Investitionskosten* für Betriebsmittel zur Bereitstellung der Blindleistung sowie zusätzliche *Energiekosten* für die vom Blindstrom verursachten Leitungsverluste. Die vom Scheinstrom hervorgerufenen Leitungsverluste $|\underline{I}_S|^2 R$ sind nämlich größer als die Verluste $I_W^2 R$ bei reiner Wirkleistungsaufnahme.

Da der Blindleistungsbedarf aufgrund der vielen Asynchronmotoren und stromrichtergespeisten Antriebe unschwer 30 % oder mehr der bezogenen Wirkleistung betragen kann, installieren die Stromversorgungsunternehmen separate *Blindstromzähler* und stellen den Blindstrombezug auch in Rechnung. Alternativ können die Abnehmer eigene Blindstromkompensationseinrichtungen installieren und die benötigte Blindleistung selbst bereitstellen.

In letzterem Fall erfolgt die Kompensation induktiver Blindleistung durch Parallelschalten von Leistungskondensatoren zu den induktiven Verbrauchern. Der induktive Blindstrom wird dann lokal den parallel geschalteten Leistungskondensatoren entnommen (A.6).

Man unterscheidet zwischen der *Einzelkompensation* individueller Verbraucher und der *Zentralkompensation* für einen ganzen Unternehmensbereich.

Bei der *Einzelkompensation* kann einem oder mehreren induktiven Verbrauchern ein Leistungskondensator fester Größe parallel geschaltet werden, da der Magnetisierungsstrom $\underline{I}_\mu$ unabhängig von der Wirkleistungsaufnahme näherungsweise konstant bleibt. Man spricht daher auch von *Festkompensation*, Bild 11.28.

Bei der *Zentralkompensation* wird einer Gruppe von Verbrauchern zentral im *Verteilerschrank*, bzw. bei Mittelspannung in einem eigenen *Schaltfeld*, eine in Stufen veränderliche Kondensatorbank je nach Anzahl der im Betrieb befindlichen Verbraucher parallel geschaltet. Die Anpassung der Kompensationskapazität erfolgt durch einen *Blindleistungsregler*, dem ein zulässiger Leistungsfaktor-Sollwert vorgegeben wird, beispielsweise $\cos\,\varphi \geq 0,9$. Bei länger andauernden Abweichungen vom Sollwert schaltet der Regler Kondensatoren zu bzw. ab.

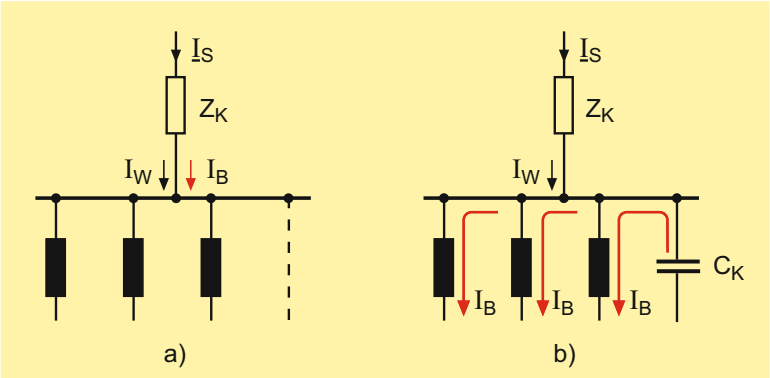


Bild 11.28. Parallelkompensation induktiver Blindleistung. a) Ohne Kompensation, der Blindstrom wird vom Versorgungsunternehmen geliefert, b) mit Kompensation durch eine lokale Kompensationskapazität C_K. Z_K Kurzschlussimpedanz des vorgeschalteten Transformators.

Man unterscheidet ferner zwischen Blindstromkompensation in Netzen mit nur *geringem Stromrichteranteil* und Netzen mit *hohem Stromrichteranteil* (> 20 %).

11.7.1 Netze mit geringem Stromrichteranteil

In Netzen mit geringem Stromrichteranteil (< 20 %) ist die Netzspannung praktisch sinusförmig, Oberschwingungen bewirken eine vernachlässigbar kleine Amplitude. Es kann daher mit gewöhnlichen Leistungskondensatoren kompensiert werden. Die Berechnung des Werts der Kompensationskapazität ergibt sich aus folgenden Überlegungen.

Das Zeigerdiagramm der Leistungen in Bild 11.27 b liefert die Beziehung

$$Q = P \ \tan\varphi \quad . \tag{11.2}$$

Zur Verbesserung eines vorliegenden Leistungsfaktors $\cos\varphi_1$ auf einen Leistungsfaktor $\cos\varphi_2$ berechnet sich die erforderliche Kompensationsblindleistung zu

$$Q_C = P \ \tan\varphi_1 - P \ \tan\varphi_2 = P \ (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad . \tag{11.3}$$

Den Winkel φ_1 erhält man mit Gleichung (11.1) aus gemessenen Werten der ohne Kompensation bezogenen Blindleistung Q_1 und Wirkleistung P_1. Alternativ lässt sich die benötigte Blindleistung aus der empirischen Gleichung

$$Q_C = 0,3 \ a \ S \tag{11.4}$$

abschätzen, in der a den *Gleichzeitigkeitsfaktor* und S die installierte *Scheinleistung* aller Verbraucher ist.

Aus der Definition der Blindleistung eines Kondensators

$$Q_C = U^2 \omega C \tag{11.5}$$

folgt die erforderliche Kompensationskapazität mit $\omega = 2\pi f$ zu

$$C = \frac{Q_C}{U^2 2\pi f} \quad . \tag{11.6}$$

In Drehstromsystemen berechnet sich für die *Sternschaltung* die Kapazität einer Phase zu

$$C_\curlywedge = \frac{Q_C}{U^2 2\pi f} = \frac{Q_C}{(U_r/\sqrt{3})^2 2\pi f} = \frac{3Q_C}{U_r^2 2\pi f} \quad . \tag{11.7}$$

Für die *Dreieckschaltung* gilt je Phase

$$C_\Delta = \frac{Q_C}{U_r^2 2\pi f} \quad . \tag{11.8}$$

Aus (11.7) und (11.8) folgt für gleiche Blindleistung

$$C_\curlywedge = 3C_\Delta \qquad \text{bzw.} \qquad C_\Delta = \frac{C_\curlywedge}{3} \quad . \tag{11.9}$$

11.7.2 Netze mit hohem Stromrichteranteil

In Netzen mit hohem Stromrichteranteil (> 20 %) kann die Netzspannung merklich von der Sinusform abweichen, besitzt mit anderen Worten einen erheblichen Oberschwingungsanteil (A.7). In diesem Fall besteht dann das Risiko, dass die Leistungskondensatoren mit der Kurzschlussreaktanz vorgeschalteter Transformatoren *Reihenschwingkreise* mit inakzeptabel höheren Überströmen bzw. Überspannungen bilden. Zur Vermeidung dieser Resonanzeffekte werden den Kondensatoren *Drosseln* vorgeschaltet. Sie werden daher auch als *verdrosselte Kondensatoren* bezeichnet. Ihre Resonanzfrequenz wird unter die Frequenz der 5. Oberschwingung gelegt, so dass die Kondensatoren bei Frequenzen > 250 Hz rein induktiv wirken und beim Zuschalten weiterer Induktivitäten keine Resonanzen mehr entstehen können. Bezüglich der Grundschwingung von 50 Hz wirken sie jedoch nach wie vor als Kapazitäten.

Aufgrund der 180° Phasenverschiebung der Spannungsabfälle an der Induktivität und am Kondensator tritt an letzterem die Summe der Beträge aus induktivem und kapazitivem Spannungsabfall auf. Verdrosselte Kondensatoren müssen daher für höhere Spannungen ausgelegt werden. Bei geeigneter Abstimmung können sie gleichzeitig als *Filterkreise*, genauer gesagt *Saugkreise*, für diskrete Stromoberschwingungen ausgelegt werden.

In Netzen mit *Rundsteuereinrichtungen*, in denen Nachrichten zum Lastmanagement mit diskreten, höheren Frequenzen übertragen werden (16.5.1), können verdrosselte Kompensationskondensatoren als *Saugkreise* für Rundsteuersignale wirken und den Signalpegel lokal stark absenken. Um diesen Effekt zu vermeiden, müssen den verdrosselten Kondensatoren dann zusätzliche *Sperrkreise*, bestehend aus der Parallelschaltung einer Induktivität und einer Kapazität, vorgeschaltet werden.

Statt mit Kapazitäten lässt sich die Blindleistung auch mit rotierenden Phasenschiebern erzeugen (8.6). In großen Industriebetrieben werden nicht selten Synchronmotoren als Antriebe eingesetzt, die unabhängig von der abgegebenen Antriebswirkleistung über die Variation ihres Erregerstroms die Blindleistungsgrundlast kompensieren können.

Generell kommen heute auch in Mittelspannungsnetzen FACTS-Komponenten (10.5) zur Blindleistungsbereitstellung zum Einsatz, beispielsweise in Industrienetzen. Ferner müssen heute große EE-Erzeugungsanlagen auch Anforderungen bezüglich der Blindleistungsbereitstellung erfüllen. Moderne Solarwechselrichter synthetisieren ein Wechselspannungssystem gezielt nach Betrag und Phase. Bei Netzanschluss wird die Spannung vom Netz

vorgegeben. Eine Änderung der Netzknotenspannung gegenüber dem eingestellten Spannungssollwert des Wechselrichters führt zwangsläufig zu einer Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom und damit zu Blindleistungsbezug oder -abgabe. Kondensatorbänke sind hierbei entbehrlich (s. a. 10.1.1, 10.5.2.4 und A.6). Schließlich sei erwähnt, dass es in Übertragungs- und Verteilnetzen auch den Fall der Kompensation *kapazitiver* Blindleistung in Form der *Erdschlusskompensation* mit Petersen-Spulen gibt. Hierauf wird ausführlich im Kapitel 12 und insbesondere im Anhang A.5 und A.6 eingegangen.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 11

1. VDEW: Technische Richtlinien für Niederspannungsfreileitungsnetze. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1961.
2. Siemens AG: Applikationshandbuch für Totally Integrated Power. Bereich Automation and Drives sowie Power Transmission and Distribution, 2001.
3. Gremmel, H.: ABB Schaltanlagen Handbuch. 12. Auflage, Cornelsen Lehrbuch Verlag, Berlin, 2019.
4. Heinhold, L. und Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. 5. Auflage, Wiley-VCH Verlag, Weinheim, 1999.
5. Seip, G. (Hrsg.): Elektrische Installationstechnik. Siemens AG, Erlangen, 1993.
6. Hiller, T., Bodach, M., und Castor, W.: Praxishandbuch Stromverteilungsnetze, Vogel Buchverlag, 2014.
7. Kiok, M., Rittmayer, E. und Petrossian, E.: Internationales Symposium, Zürich „Energieversorgung von Ballungsgebieten“. Sonderdruck Tagungsband, 1992.
8. VDE: Eigenbedarf in Kraftwerken. ETG-Fachbericht 13, VDE-Verlag Berlin, Offenbach, 1984.
9. Nagel, H.: Systematische Netzplanung. VDE-Verlag Berlin, Offenbach, 1994.
10. Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme. VDE-Verlag Berlin, Offenbach, 1995.
11. Weßnigk, Klaus-Dieter: Kraftwerkselektrotechnik. 1. Auflage, VDE-Verlag, 1998.
12. VDEW: Planung und Betrieb von städtischen Mittelspannungsnetzen. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1991.
13. VDEW: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1995.
14. VDEW: Richtlinie für die Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2001.
15. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
16. Müller, K. J.: Verordnete Sicherheit - das Schutzprofil für das Smart Metering Gateway. Datenschutz und Datensicherheit 8, 2011.
17. Esser, A. et al.: Gestaltung von Niederspannungsnetzen - Optimierte Planungsgrundsätze. **ew.** Heft 10, 2012.
18. Seifert, S. u. Scheifele, J.: Elektrische Energieversorgung in der Industrie, etz 1-2/2012.

19. Schmitt, H. u. Haseneder, M.: Kostengünstige und zuverlässige Lösung mit Thyristorstrangreglern. ew 4/2014.
20. Bühler, H. et al.: Smarte Kommunikationsnetze für Energienetzbetreiber. e&i, Heft 3, 2014.
21. Gerster, J.: Intelligentes Heimenergiemanagement. Mannheim, VDE-Kongress 2016.
22. Blug, C. et al.: Planung, Parametrierung und erste Betriebserfahrungen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren. ew 5/2016.
23. Hauffe, P. et al.: Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetzen. ew 3/2017.
24. Benz, Th. et al.: Der zellulare Ansatz. VDE ETG-Studie 2015.
25. Mengelkamp, E.: Decentralizing Energy Systems Through Local Energy Markets: The LAMP-Project. http://mkwi2018.leuphana.de/wp-content/uploads/MKWI_90.pdf.
26. VDE-ITG: Funktechnologie für Industrie 4.0. VDE-ITG Positionspapier 2017.
27. SEW Eurodrive: Power and Energy Solutions. (Lokales Peak-Last Management) Internet PDF, 2019.
28. Amthor, A. et al.: Feldtest für lokalen Strommarkt *Pebbles*. ew spezial 1/2019.
29. Zimpel, J.: Sicheres Steuern über intelligente Messsysteme. np 5/2019.
30. Bayer, J., Bögl, M., Benz, Th. et al.: Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des Zellularen Ansatzes mit Handelsempfehlungen, VDE-Fachbeitrag, VDE-Verlag 2019.
31. Syrzisko, H.: Mit LoRa zur Smart City. ew 7, 8/2019.

12. Sternpunktbehandlung

In *symmetrisch* betriebenen Drehstromsystemen ergänzen sich die Ströme der drei Phasen in den Sternpunkten der Betriebsmittel stets zu Null

$$\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T = I_N = 0 \quad . \tag{12.1}$$

Etwaige Strompfade zwischen den Sternpunkten der Generatoren, Transformatoren und der Verbraucher, beispielsweise *Kabelmäntel*, *Blitzschutzerdseile* oder das *Erdreich*, sind dann stromlos. Zwischen den Sternpunkten und der auf einem Erdpotenzial $\varphi_E = 0$ liegenden Umgebung gibt es keine nennenswerte Potenzialdifferenz, zwischen den spannungführenden Phasenleitern und der Umgebung herrscht die Leiter-Erde-Spannung $U_r/\sqrt{3}$. Dies unabhängig davon, ob die Sternpunkte leitend mit der Erde verbunden sind oder nicht, weil ihr Potential durch die meist symmetrischen Streukapazitäten der Leiter gegenüber Erde ohnehin mit Erdpotential übereinstimmt, bzw. sie ohnehin schon hochohmig mit der Erde verbunden sind (s. a. Bild 12.1).

So unerheblich die Art der Sternpunkterdung im symmetrischen, ungestörten Betrieb ist, so bedeutsam ist sie für die Höhe des sich bei einem etwaigen Isolationsversagen zwischen einem der drei spannungführenden Phasenleiter und Erde ausbildenden Fehlerstroms. Bei *geerdeten* Sternpunkten fließt im Fehlerfall ein hoher einphasiger *Kurzschlussstrom*, der zum sofortigen Ansprechen des Kurzschlussschutzes, mit anderen Worten zu einem *Versorgungsausfall* führt. Bei *ungeerdetem* Sternpunkt fließt dagegen nur ein vergleichsweise kleiner *Erdschlussstrom*, dessen Höhe sich nach der Größe der Leitungskapazitäten des Netzes richtet. Da in diesem Fall der Lichtbogen häufig von selbst wieder erlischt, kann ein Stromausfall meist vermieden, die Verfügbarkeit eines Netzes erhöht werden.

Da die Ständerwicklungen von Synchrongeneratoren zur Unterbindung schädlicher Auswirkungen gleichphasiger Oberschwingungsströme grundsätzlich in Sternschaltung ohne Neutralleiter betrieben werden (8.8), geht es bei der *Sternpunktbehandlung* im Wesentlichen um die Frage, ob Transformatorsternpunkte einer Umspannungsanlage (Kapitel 13)

- *isoliert* betrieben werden oder über
- eine *Kompensationsreaktanz*,
- eine *niederohmige Impedanz* oder
- *starr* geerdet sind.

Die Entscheidung für die eine oder andere Option berücksichtigt Kriterien wie Versorgungssicherheit, Netzgröße, Spannungsebene, Überspannungsbeanspruchungen, Beeinflussungsfragen sowie im Erdungssystem hervorgerufene Potenzialanhebungen in Form von *Berührungs-*, *Schritt-* und *Erderspannungen*. Letztlich geht es immer um die Größe des maximal auftretenden Fehlerstroms bei einem Isolationsversagen gegen Erde.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_12

12.1 Netze mit isolierten Sternpunkten

In symmetrischen Netzen mit isolierten Sternpunkten, so genannte *isoliert betriebene Netze* oder Netze *ohne Sternpunkterdung* (OSPE), besitzen die Sternpunkte und die geerdete Umgebung im ungestörtem Betrieb praktisch das gleiche Potenzial φ_E, das heißt *Erdpotenzial*. Dies liegt in den symmetrischen Erdkapazitäten C_E zwischen den Phasenleitern und Erde begründet, Bild 12.1.

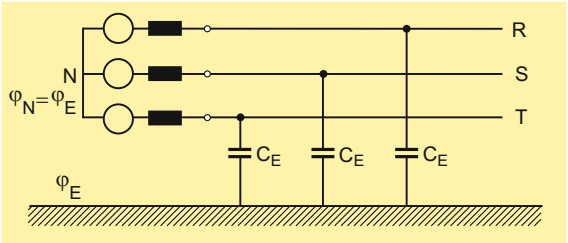


Bild 12.1. Netz mit isoliertem Sternpunkt, $\varphi_E = 0$.

Die Ströme durch die Erdkapazitäten ergänzen sich im Erdreich zu Null, wobei für das Erdreich ein Potenzial $\varphi_E = 0$ angenommen wird. Da sich in symmetrischen Drehstromsystemen die drei Phasenspannungen ebenfalls stets zu Null ergänzen, besitzt auch der Sternpunkt N das Potenzial $\varphi_N = \varphi_E = 0$. Damit werden, auch ohne leitende Verbindung zwischen Sternpunkt und Erde, alle Isolationen gegenüber Erde permanent mit Sternspannung beansprucht. Hier ist anzumerken, dass im Gegensatz zu Kabeln die Kapazitäten von Freileitungen wegen der unterschiedlichen Nähe der Leiter zum Erdboden und benachbarten Systemen keine perfekt symmetrischen Leitungskapazitäten besitzen und daher in isoliert betriebenen Freileitungsnetzen stets eine geringe Potenzialdifferenz zwischen N und Erde herrscht. Über die rein kapazitive Symmetrierung des Sternpunkts hinaus tragen zum Potenzial $\varphi_N = \varphi_E$ auch noch die symmetrischen hochohmigen Impedanzen der Spannungswandler, Überspannungsableiter und alle Arten von Ableitwiderständen der Isolationen bei.

Ein typisches einphasiges Isolationsversagen, beispielsweise zwischen dem Leiter T und Erde in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt, so genannter *einpoliger Fehler*, zeigt schematisch Bild 12.2.

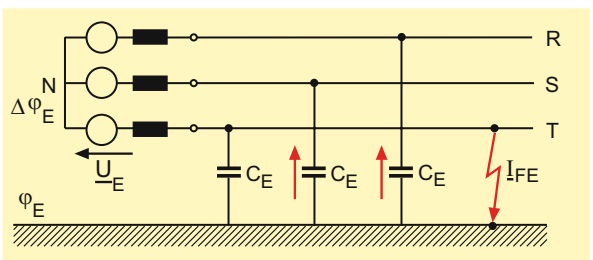


Bild 12.2. *Erdschluss* in einem isoliert betriebenen Netz.

Mangels einer niederohmigen Rückleitung zum Sternpunkt N der Einspeisung kann sich kein *Kurzschlussstrom* ausbilden. Es fließt lediglich ein vergleichsweise kleiner kapazitiver *Erdfehlerstrom* $\underline{I}_{FE}$ über Erde und die Erdkapazitäten C_E zu den beiden nicht betroffenen Leitern R und S. Man spricht vom *Erdschluss*. Die Längsimpedanzen der Leitungen und

Kabel sind klein gegen die verteilten Reaktanzen $1/\omega C_E$ der Leitungskapazitäten, so dass diese als konzentrierte Bauelemente dargestellt werden können.

Die Berechnung des Erdfehlerstroms I_{FE} erfolgt mit Hilfe des *Verfahrens der Ersatzspannungsquelle*, das im Rahmen der Berechnung von Kurzschlussströmen in Kapitel 19 ausführlich erläutert wird. Bei diesem Verfahren ersetzt man die treibenden Spannungen $\underline{U}_E$ durch eine Ersatzspannungsquelle $\underline{U}_F = \underline{U}_r/\sqrt{3}$ am Fehlerort. Die treibenden Quellenspannungen der Einspeisung setzt man zu Null und berücksichtigt nur den jeweiligen Innenwiderstand der Spannungsquelle. Da diese Innenwiderstände, wie auch die Leitungsimpedanzen, sehr klein gegen die kapazitiven Reaktanzen $1/j\omega C_E$ sind (s. a. 12.4), reduziert sich das Ersatzschaltbild 12.2 auf die sehr einfache Schaltung gemäß Bild 12.3a.

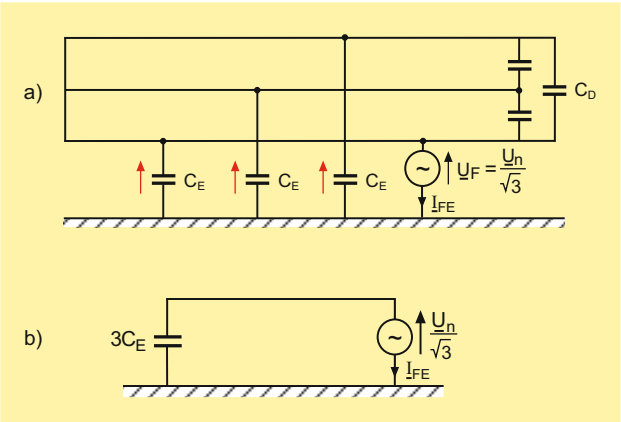


Bild 12.3. Erdschluss in der Phase T eines Netzbezirks mit freiem Sternpunkt. a) Ersatzschaltbild mit passivierten Quellenspannungen, vernachlässigten Innenwiderständen und Leitungsimpedanzen, b) finales Ersatzschaltbild der drei parallel geschalteten Phasen zur Berechnung des Erdschlussfehlerstroms.

Vernachlässigt man noch die Durchgriffskapazitäten C_D zwischen den Außenleitern, die ja durch die passiv gemachten Spannungsquellen kurzgeschlossen sind, vereinfacht sich die Schaltung weiter zu Bild 12.3b.

Die Erdschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ des Strompfads zum Sternpunkt besteht also lediglich aus den drei parallel geschalteten Erdkapazitäten C_E bzw. deren kapazitiver Reaktanz,

$$\underline{Z}_k = \frac{1}{3\mathrm{j}\omega C_E} \quad . \tag{12.2}$$

Mit dieser Reaktanz berechnet sich der *Betrag* des Erdschlussstroms unter Annahme einer perfekten Erde unabhängig vom Fehlerort zu

$$I_{FE} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot 3\omega C_E = \sqrt{3} U_n \omega C_E \quad . \tag{12.3}$$

Seine Höhe richtet sich offensichtlich nach der Größe der Erdkapazitäten C_E und somit nach der Ausdehnung des Netzes.

Alternativ lässt sich zur Berechnung von $\underline{I}_{FE}$ der Erdschluss als Sonderfall des einpoligen Kurzschlusses interpretieren, worauf in 12.4 eingegangen wird.

In kleinen Mittelspannungsnetzen liegt der Erdschlussfehlerstrom meist bei wenigen Ampere, so dass die Brennspannung des Lichtbogens die treibende Spannung übersteigt und

der Fehlerstrom in einem der nachfolgenden Nulldurchgänge von selbst erlischt. In größeren Netzen benötigt der Lichtbogen des Erdschlussfehlerstroms eine geringere Brennspannung, löscht nicht mehr selbsttätig und muss durch Schalthandlungen unterbrochen werden. Wegen des im Vergleich zu den Betriebsströmen nach wie vor sehr kleinen Fehlerstroms kann das Netz jedoch in der Regel bei Luftisolationsstrecken bis zur Beseitigung des Erdschlusses mit stehendem Lichtbogen weiterbetrieben werden. Eine sofortige Versorgungsunterbrechung lässt sich so vermeiden.

Da ein Erdschluss die Sternspannung des betroffenen Leiters auf sehr kleine Werte zusammenbrechen lässt, kommt es zur so genannten *Sternpunktverlagerung*. Das Potenzial des verlagerten Sternpunkts N' erhöht sich um die vor dem Erdschluss vorhandene Sternspannung $\underline{U}_T \leq \underline{U}_n/\sqrt{3}$ gegenüber der Erde, Bild 12.4.

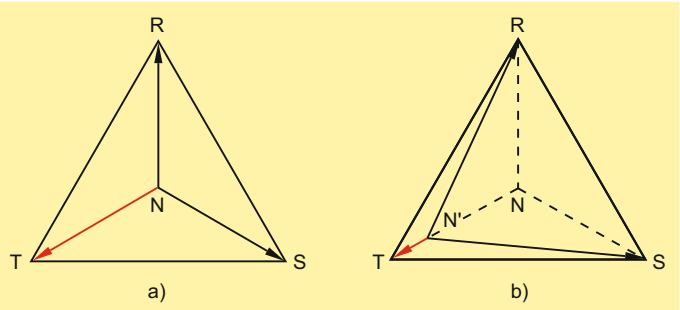


Bild 12.4. Sternpunktverlagerung bei einem Erdschluss. a) Sternspannungen und Außenleiterspannungen im ungestörten Betrieb, b) Sternpunktverlagerung bei einem Erdschluss der Phase T, Sternpunktverlagerung $|\underline{U}_{NN'}| \leq |U_{TR}| \,/\, \sqrt{3}$.

Bei einem satten Erdschluss (widerstandslose Verbindung) wird die Sternspannung $U_T = 0$. Die Sternspannungen der beiden nicht betroffenen Stränge nehmen dann praktisch den Wert der von den Außenleitern eingeprägten *verketteten Spannung* an,

$$|\underline{U}_R| = |\underline{U}_S| = |\underline{U}_{ST}| = |\underline{U}_{TR}| \quad . \tag{12.4}$$

Während der Fehlerzeit führt die Sternpunktverlagerung also zu einer Überspannungsbeanspruchung der beiden nicht betroffenen Phasen des gesamten Netzes vom maximal $\sqrt{3}$-fachen der Nennspannung. Man spricht von *betriebsfrequenter Spannungsüberhöhung*. Zusätzlich zur betriebsfrequenten Überspannung treten durch Ausgleichsvorgänge noch *transiente Überspannungen* bis zum 2,5-fachen der Nennspannung auf.

Die Spannungsverlagerung des Sternpunkts N wird zur Erdschlusserfassung mittels so genannter *Erdschlussmelderelais* genutzt (s. a. 14.4.2.2).

Da zwischen der Überspannung und dem kapazitiven Fehlerstrom eine Phasenverschiebung von 90° besteht, herrscht beim selbsttätigen Löschen des Fehlerstroms im Nulldurchgang die maximale Spannung an der Fehlerstelle. Dies kann bei höheren Erdschlussströmen zu *Rückzündungen* bzw. *intermittierenden Erdschlüssen* führen.

Obwohl kleine Erdschlussströme für begrenzte Zeit toleriert werden können, bemüht man sich um eine schnellstmögliche Fehlerklärung, da ein länger anstehender Erdschluss durch die von ihm verursachte Sternpunktverlagerung oder aufgrund seiner thermischen Wirkungen zu einem weiteren Erdschluss führen kann, so genannter *Doppelfehler*.

Im Falle eines *überspannungsbedingten* weiteren Isolationsversagens kann der zweite Erdschluss an einer beliebigen anderen Stelle des Netzes an einem bislang nicht betroffenen Außenleiter auftreten. Da das Netz dann bereits durch den ersten Fehler unsymmetrisch geerdet ist, stellt der zweite Erdschluss praktisch einen einpoligen Kurzschluss dar, der einen hohen Kurzschlussstrom hervorruft. Liegen die Orte der beiden Erdschlüsse infolge *thermischer Auswirkungen* des ersten Erdschlusses nahe beieinander, geht der Doppelerdschluss in einen zweipoligen Kurzschluss über. Der Kurzschlussstrom beim Doppelerdschluss ist stets kleiner oder gleich wie beim einpoligen Kurzschluss. Seine Bestimmung ist deshalb nur für die Überprüfung des Netzschutzes und, weil der Fehlerstrom über das Erdreich fließt, für Beeinflussungsfragen von Bedeutung.

Der Vorteil des *isolierten Betriebs* kommt nur für *Mittelspannungsnetze* und spezielle *Niederspannungsnetze* in Frage. Ein typisches Beispiel sind Industrienetze sowie Eigenbedarfsnetze in Kraftwerken. 110 kV-Netze und erst recht 220 kV- sowie 380 kV-Netze werden wegen der höheren Gefahr des Rückzündens nicht isoliert betrieben.

12.2 Über Kompensationsreaktanzen geerdete Netze

Mit zunehmender Netzgröße bzw. Erdkapazität isolierter Netze nimmt der Fehlerstrom bei einem Erdschluss Werte an, die ihn nicht mehr selbst verlöschen lassen. Das Auftreten eines Doppelfehlers wird zunehmend wahrscheinlicher. Um dennoch die Vorzüge des isolierten Betriebs wahren zu können, geht man zum Betrieb mit *Erdschlusskompensation* über, Bild 12.5.

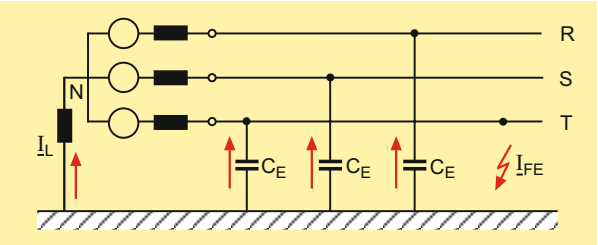


Bild 12.5. Netzbetrieb mit Erdschlusskompensation.

Hierbei wird der hohe kapazitive Erdschlussfehlerstrom durch eine oder mehrere an die Sternpunkte der Transformatoren angeschaltete in ihrer Induktivität veränderlicher Drosselspulen, so genannte *Petersenspulen*, kompensiert. Mit den gleichen Überlegungen wie beim isolierten Netz lässt sich auch hier ein einfaches Ersatzschaltbild angeben, Bild 12.6.

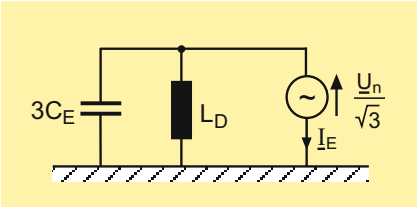


Bild 12.6. Finales Ersatzschaltbild eines gelöscht betriebenen Netzes.

Der Parallelresonanzkreis, bestehend aus der totalen Induktivität aller Petersenspulen und der Gesamterdkapazität, wird auf Netzfrequenz abgestimmt, so dass der induktive Strom $\underline{I}_L$ den kapazitiven Strom durch die Erdkapazitäten praktisch vollständig kompensiert. Diese Betriebsweise wird daher auch *Resonanzsternpunkterdung* (RESPE) genannt. In der Praxis verbleibt ein kleiner *Restfehlerstrom* $\mathrm{I_{Rest}}$, der wie bei isolierten Sternpunkten von selbst verlöscht. Man spricht daher auch von *gelöschten* Netzen. Als Obergrenze für den Restfehlerstrom gelöschter Netze gelten in *110 kV-Netzen* 130 A, bei *Mittelspannungsnetzen* 60 A, so genannte *Löschbedingung*.

Der Parallelkreis aus C_E und L_D verhält sich wie ein *Sperrkreis* in der Hochfrequenztechnik. Unter der Voraussetzung, dass der induktive Strom durch die Drossel entgegengesetzt gleich groß wie der kapazitive Fehlerstrom I_{FE} sein soll,

$$\underline{I}_{FE} \stackrel{!}{=} \underline{I}_{L_D} \tag{12.5}$$

bzw.

$$\frac{3\,\underline{U}\omega C_E}{\sqrt{3}} = \frac{\underline{U}}{\sqrt{3}\omega L} \quad , \tag{12.6}$$

erhält man

$$X_{L_D} = \omega L_D = \frac{1}{3\,\omega C_E} \quad . \tag{12.7}$$

Zur Abstimmung auf Resonanz besitzen die Petersenspulen entweder Anzapfungen oder sie sind als *Tauchkernspulen* mit variabler Induktivität ausgebildet. Die Resonanzabstimmung erfolgt im Rahmen der *Netzführung* entsprechend der aktuellen Topologie. De facto wird nicht exakt auf Resonanz abgestimmt, da die Verlagerungsspannung beim Erdschluss maximal würde, beispielsweise in einem 110 kV-Netz 63 kV. Zu ihrer Begrenzung nimmt man eine *Überkompensation* vor. Beim Ausfall einer Leitung, was einer Verkleinerung der Netzkapazität C_E entspräche, bewegt man sich dann nicht auf die Resonanz *zu* sondern von ihr *weg*.

Sind die Leiterseile nicht ausgekreuzt, kann sich bei ausgedehnten Netzen bereits im Normalbetrieb eine nicht mehr tolerierbare Verlagerungsspannung >10 % einstellen. Zur ihrer Begrenzung werden diese Netze im Normalfall mit beträchtlicher *Resonanzverstimmung* betrieben, was jedoch im Erdschlussfall größere Erdschlussströme zur Folge hat. Zur Wahrung der Löschbedingungen ist dann eine Änderung der Abstimmung erforderlich. Statt häufiger manueller Abstimmungskorrekturen werden heute mehrere automatische *Verstimmungsgradregler* eingesetzt, die sequentiell von einem Zufallsgenerator gesteuert die Abstimmung in jedem Betriebszustand optimieren.

Bezüglich der Sternpunktverlagerung und der erhöhten Verfügbarkeit verhalten sich gelöschte Netze wie isolierte Netze. Die gelöschte Betriebsweise ist überwiegend in 110 kV-Freileitungsnetzen zu finden. Mit ihr lassen sich die meist *einpoligen* Lichtbogenfehler (80 %) in Freileitungsnetzen perfekt beherrschen, ohne dass eine Versorgungsunterbrechung eintritt. Der Nachteil isolierter Netze und gelöschter Netze besteht in der aufwendigen *Fehlerortung* und der höheren Ansprechspannung allfälliger Überspannungsableiter. In Kabelnetzen kommt es wegen der kleinen Abstände und der damit verbundenen niedrigen Brennspannung des Lichtbogens nur zu einer Begrenzung des Fehlerstroms, nicht aber zum Selbstlöschen.

Nähert man sich infolge eines Netzausbaus der jeweiligen *Restfehlerstromgrenze*, muss auf geerdete *Sternpunkte* umgestellt werden.

12.3 Netze mit geerdeten Sternpunkten

Ist einer oder sind mehrere Sternpunkte der Transformatoren eines Netzes *unmittelbar*, dass heißt widerstandslos, oder *niederohmig* geerdet, spricht man von *geerdeten* Netzen, bzw. Netzen mit *niederohmiger Sternpunkterdung* (NOSPE), Bild 12.7.

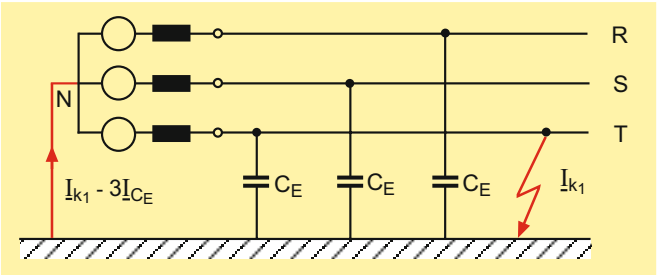


Bild 12.7. Netz mit unmittelbar geerdetem Sternpunkt, NOSPE-Netz.

Wegen der dann auftretenden hohen Kurzschlussströme ist die Kurzschlussfestigkeit der Netzbetriebsmittel entsprechend zu ertüchtigen. Ferner ist zu überprüfen, ob die vorhandene Erdungsanlage bei den hohen Kurzschlussströmen noch die Anforderungen bezüglich Erderspannungen und Schrittspannungen im Hinblick auf die Sicherheit von Personen erfüllt. Schließlich können die höheren Kurzschlussströme bei parallel verlaufenden Kommunikationsleitungen zu elektromagnetischen Verträglichkeitsproblemen führen.

Ein Isolationsversagen führt bei dieser Betriebsweise sofort zu einem stromstarken *einpoligen Kurzschluss* bzw. *Erdkurzschluss* (19.3), der zur Begrenzung der mechanischen und thermischen Wirkungen des Kurzschlussstroms durch Sicherungen oder Leistungsschalter in Echtzeit unterbrochen werden muss. Sternpunktverlagerungen bzw. betriebliche Überspannungen treten nicht auf.

Zur Begrenzung der Kurzschlussströme auf das Schaltvermögen der vorhandenen Leistungsschalter kann die Erdung auch über einen ohmschen Widerstand R_N von einigen Ohm erfolgen. Die dann wieder auftretende Sternpunktverlagerung richtet sich nach der Größe dieses Widerstands und berechnet sich zu

$$\underline{U}_{NN'} = \underline{I}_N R_N \quad . \tag{12.8}$$

Die Wirksamkeit der Sternpunkterdung bezüglich der dabei wieder auftretenden Sternpunktverlagerung wird gekennzeichnet durch den *Erdfehlerfaktor*

$$\delta = \frac{|\underline{U}_{LE}|}{|\underline{U}|} \quad . \tag{12.9}$$

Er ist das Verhältnis aus der größten an den gesunden Außenleitern auftretenden betrieblichen Leiter-Erde-Spannung und der vor Fehlereintritt am Fehlerort herrschenden Leiter-Erde-Spannung.

Der Maximalwert des Erdfehlerfaktors beträgt $\sqrt{3} = 1,73$ (in isolierten und gelöschten Netzen). Ab einem Unterschreiten von $\delta = 1,4$ spricht man in niederohmig geerdeten Netzen von *wirksamer Erdung*. Die Spannungsanhebung im Kurzschluss bleibt dann unter der zulässigen maximalen Berührungsspannung (s. a. Kapitel 14).

Gelegentlich ist auch noch der Begriff *Erdungsziffer* ϵ anzutreffen. Sie setzt die Leiter-Erde-Spannung der gesunden Phasen ins Verhältnis zur *Nennspannung* U_n eines Netzes. Sie ist bei gleicher Betriebsart um den Faktor $\sqrt{3}$ kleiner als der Erdfehlerfaktor. Der Grenze $\delta \leq 1,4$ für den Bereich wirksamer Erdung entspricht dann $\epsilon \leq 0,8$.

Die unmittelbare oder niederohmige Sternpunkterdung kommt in den *Transportnetzen* und größeren 110 kV-Netzen mit hohem Kabelanteil bzw. in reinen *Kabelnetzen* zum Einsatz. Nachteilig bei niederohmig geerdeten Netzen sind die Versorgungsunterbrechungen beim Ansprechen der Leistungsschalter. Da Erdschlüsse jedoch in der Regel durch Blitzschlag oder Wind initiiert werden und sofort nach dem Abschalten erlöschen, kann nach etwa 0,4 s wieder zugeschaltet werden. Man spricht von *Kurzunterbrechung* (KU) bzw. *Automatischer Wiedereinschaltung* (AWE). Die Antriebe der Leistungsschalter sind dann mindestens so auszulegen, dass nach erfolglosem Wiedereinschalten nochmals endgültig abgeschaltet werden kann (Aus-Ein-Aus). Die Abschaltung erfolgt in der Regel dreipolig, in geerdeten Hoch- und Höchstspannungsnetzen aus Stabilitätsgründen auch einpolig (s. a. 14.3.4).

Der Vollständigkeit halber sei auch die Betriebsart KNOSPE erwähnt, so genannte *kurzzeitige niederohmige Sternpunkterdung*, die in RESPE-Netzen bei der Fehlersuche zum Einsatz kommt.

12.4 Sternpunktbehandlung in der Begriffswelt der Methode der symmetrischen Komponenten

Der Erdschluss kann als Spezialfall des einpoligen Kurzschlusses aufgefasst werden. Für letzteren berechnet sich, wie im Kapitel 19 und im Anhang E gezeigt, der Fehlerstrom zu

$$I''_{k_1} = \frac{cU_n/\sqrt{3}}{\frac{1}{3}|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} \quad . \tag{12.10}$$

Bei fehlender Rückleitung zum Sternpunkt gilt zunächst $\underline{Z}_0 = \infty$. Es existiert aber, gemäß Bild 12.3, parallel ein *parasitärer*, von den parallel liegenden Erdstreukapazitäten C_E der Leitungen gebildeter Strompfad mit der Impedanz

$$\underline{Z}_k = \frac{1}{3\mathrm{j}\omega C_E} \quad . \tag{12.11}$$

Dieser Strompfad übernimmt beim Erdschluss die Funktion des Neutral- bzw. „Rückleiters“ des Drehstromsystems. Es gilt dann für die *Stranggröße* $\underline{Z}_0$ (10.6.1.3)

$$\underline{Z}_0 = 3\underline{Z}_k = \frac{1}{\mathrm{j}\omega C_E} \quad . \tag{12.12}$$

Wie ebenfalls bereits in 12.1 erläutert wurde, gilt im Erdschlussfall

$$|\underline{Z}_+| = |\underline{Z}_-| \ll |\underline{Z}_0| = |\frac{1}{\mathrm{j}\omega C_E}| \quad . \tag{12.13}$$

Mit diesen Überlegungen berechnet sich der Erdschlussstrom aus Gleichung (12.10) zu

$$I_{FE} = \frac{cU_n/\sqrt{3}}{\frac{1}{3}\,|\underline{Z}_0|} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|\underline{Z}_0|} \quad , \tag{12.14}$$

was in 12.1 bereits auf anderem Wege hergeleitet wurde.

Veranschaulicht man (12.10) bzw. (12.14) in einem Ersatzschaltbild, erhält man wegen der Reihenschaltung von $\frac{1}{3}\underline{Z}_+$, $\frac{1}{3}\underline{Z}_-$ und $\frac{1}{3}\underline{Z}_0$ Bild 12.8.

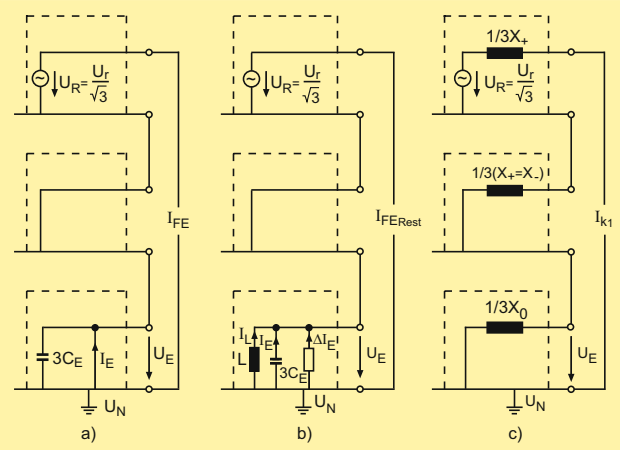


Bild 12.8. Ersatzschaltbilder für die diversen Betriebsweisen von Netzen in der Begriffswelt der Methode der symmetrischen Komponenten. a) isolierte Netze, b) kompensierte Netze, c) niederohmig geerdete Netze. U_R: Spannung des Bezugsleiters R, U_r: Verkette Spannung bzw. Nennspannung, U_E: Verlagerungsspannung (Beträge).

Da der Strom in einem Stromkreis im Wesentlichen durch die größte Impedanz bestimmt wird und damit die in Reihe mit C_E liegenden Leitungs- und Generatorreaktanzen vernachlässigt werden können, tritt in isolierten Netzen, Bild 12.8a, die Nullimpedanz des parasitären Rückleiters in Form der Kapazität $3C_E$ auf. Man beachte, dass sich die Ersatzschaltbilder in Bild 12.8 von den üblicherweise im Rahmen der Behandlung unsymmetrischer Fehler verwendeten Ersatzschaltbildern dadurch unterscheiden, dass durch die Reihenschaltung der Komponentennetzwerke nicht der Strom $\underline{I}_0$ fließt sondern der Strom $\underline{I}_{FE} = 3\underline{I}_0$ und damit auch nicht die Strangimpedanz $\underline{Z}_0 = 1/\mathrm{j}\omega C_E$ sondern die Nullleiterimpedanz $\underline{Z}_N = \underline{Z}_k = 1/3\mathrm{j}\omega C_E$ auftritt.

In *kompensierten* Netzen tritt als Nullleiterimpedanz der Sperrkreis, gebildet aus der totalen Induktivität der Petersen-Spulen und der totalen Netzkapazität, auf. Ihm parallel liegt ein Dämpfungswiderstand R_D, herrührend von den endlichen Eisen- und Kupferverlusten der Spule, Bild 12.8b.

Bei *niederohmiger* Erdung wird der Nullleiterstrom allein durch die bislang vernachlässigten Leitungs- und Transformatorreaktanzen bestimmt. Im Strompfad tritt dann die Summe von jeweils einem Drittel der Mitreaktanz X_+, Gegenreaktanz X_- und Nullreaktanz X_0 auf, Bild 12.8c.

Zusammenfassend lässt sich feststellen: Ist die Sternpunktimpedanz *hochohmig*, sei es durch isolierten oder auch kompensierten Betrieb, erzeugt der Nullleiterstrom einen hohen Span-

nungsabfall an der Sternpunktimpedanz. Die Sternpunktverlagerung bzw. die Potenzialanhebung des Sternpunkts ist groß. Sinngemäß erzeugt bei *niederohmiger* Erdung der Nullleiterstrom einen geringen Spannungsabfall an der totalen Sternpunktimpedanz. Die Sternpunktverlagerung bzw. die Potenzialanhebung des Sternpunkts ist klein. *Spannungsabfall*, *Sternpunktverlagerung* und *Potenzialanhebung* sind im Kontext synonyme Begriffe.

Die oben angestellten Überlegungen machten von mehreren idealisierenden Vereinfachungen Gebrauch. Wegen der genauen Berechnung der Erdschlussströme wird auf das ausführliche Schrifttum verwiesen.

12.5 Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen

Für die *Sternpunktbehandlung in Niederspannungsnetzen* gelten die gleichen Überlegungen wie in Mittel- und Hochspannungsnetzen (mit Ausnahme der Erdschlusskompensation, siehe 12.2). Darüber hinaus wird jedoch in Niederspannungsnetzen auch das Zusammenwirken mit der schutz- bzw. erdungstechnischen Behandlung der *Verbraucheranlagen* im Hinblick auf den *Schutz von Personen* berücksichtigt, weswegen man auch von Niederspannungs*systemen* spricht. In diesem Kapitel wird jedoch ausschließlich die Topologie der verschiedenen Netze behandelt. Die eigentlichen Schutzaspekte sind Gegenstand des Kapitels *Netzschutz* (14.7).

Aus Sicht der Niederspannungsversorgung unterscheidet man grundsätzlich zwischen *geerdeten* Netzen und *isolierten* Netzen. Bei ersteren ist der Sternpunkt geerdet, sie werden deshalb als *T-Netze* (franz.: *terre* für Erde) bezeichnet. Sinngemäß bezeichnet man Netze mit isoliertem Sternpunkt als *I-Netze* (franz.: *isolé*). Durch Hinzufügen eines zweiten Buchstabens wird ferner eine Aussage über die erdungstechnische Behandlung berührbarer, im Normalbetrieb nicht Spannung führender leitfähiger Teile in den *Verbraucheranlagen* gemacht. Diese Teile, beispielsweise das Gehäuse eines Asynchronmotors oder eines Warmwasserbereiters, werden oberbegrifflich *Körper* genannt. Man unterscheidet N-Körper und T-Körper. Erstere sind mit dem Sternpunkt des Versorgungsnetzes verbunden (franz.: *neutre*), letztere nur mit dem lokalen Erder. Entsprechend unterscheidet man zwischen TN-, TT- und IT-Netzen, Bild 12.9.

Bei den TN-Netzen gibt es nochmals die Varianten TN-C und TN-S, wobei der dritte Buchstabe jeweils für die Ausführung des Neutralleiters bzw. Schutzleiters steht. Mischformen aus TN-C- und TN-S-Netzen werden als TN-C-S-Netze bezeichnet.

12.5.1 TN-Netze

In TN-Netzen wird der Sternpunkt N der Transformatoren in der Transformatorstation über den so genannten *Betriebserder* geerdet, Bild 12.9 a, b. Die Versorgungsleitungen L_1, L_2, L_3 zu den Abnahmestellen werden unter Mitführung eines am Sternpunkt angeschlossenen vierten Leiters verlegt. TN-Netze stellen an der Abnahmestelle sowohl die verkettete Spannung als auch die Sternspannung zur Verfügung. Einphasige Verbraucher können dann zwischen einem der Außenleiter und dem mitgeführten vierten Leiter angeschlossen werden. Übernimmt der vierte Leiter neben dem Führen der Betriebsströme einphasiger Verbraucher gleichzeitig die Erdung von deren Körpern, wird das Netz als TN-C-Netz bezeichnet, wobei C für „*combiné*“ steht, Bild 12.9a. Der vierte Leiter wird dann PEN genannt (engl.: *Protective Earth Neutral*). Der PEN wird in Verbraucheranlagen mit der lokalen Erde und

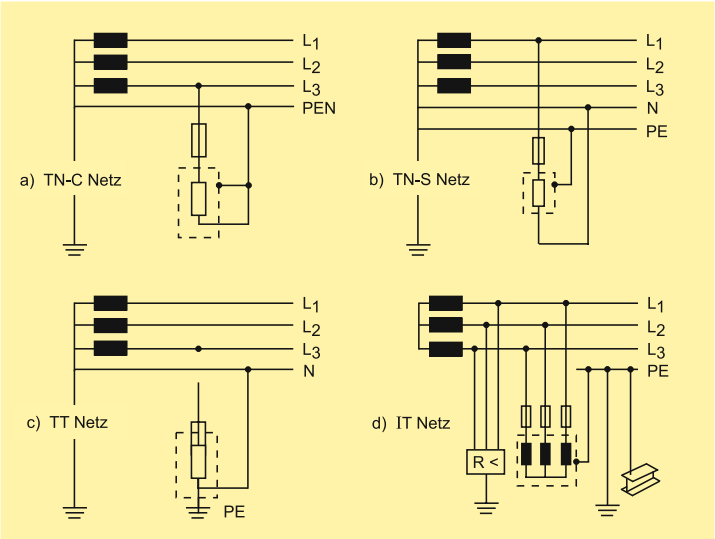


Bild 12.9. Optionen für die Erdung von Niederspannungsnetzen. a) TN-C-Netz, b) TN-S-Netz, c) TT-Netz, d) IT-Netz

allen anderen quasi auf Erdpotenzial befindlichen Teilen (Wasserleitung, Heizung etc.) über eine *Potenzialausgleichsschiene* verbunden, Bild 12.10.

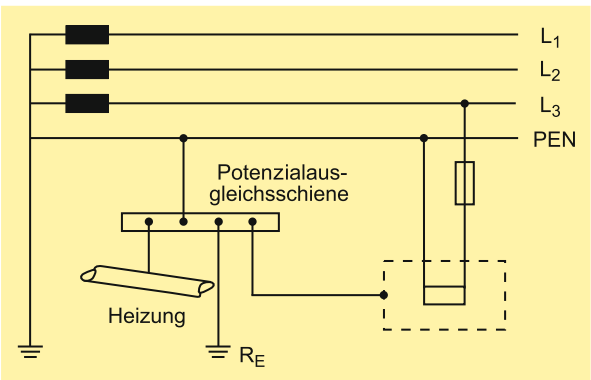


Bild 12.10. Am Transformator und in der Verbraucheranlage geerdeter PEN.

Es existiert kein gesonderter *Schutzleiter* zwischen Verteiltransformator und Verbraucheranlage. Diese Betriebsweise wird *Klassische Nullung* genannt, weil der vierte Leiter früher auch als *Nullleiter* bezeichnet wurde.

Parallel zum PEN-Leiter kann in *Verbraucheranlagen* von der Potenzialausgleichsschiene ausgehend ein gesonderter *Schutzleiter* PE (engl.: *Protective Earth*) zur Erdung der Körper verlegt werden, Bild 12.9b. TN-Netze mit gesonderten PE-Leitern werden als TN-S-Netze bezeichnet, wobei S für „*séparé*“ steht. Man spricht auch von „*moderner Nullung*“. Der PE-Leiter führt keine Betriebsströme und stellt daher am Verbraucher „*unverseuchtes*“ Erdpotenzial zur Verfügung.

Im Fall der PEN-Philosophie fließen Betriebsströme auch über die Kabelmäntel von Koaxialkabeln und über andere geerdete Gebäudeteile zur Stromquelle zurück, so genannte *Gebäudeströme*. Dies führt auf Grund der Spannungsabfälle längs des PEN-Leiters zu

Spannungsunterschieden zwischen den Schutzkontakten von Steckdosen und auch zu Spannungsunterschieden zwischen geerdeten Gebäudeteilen, was in medizinisch genutzten Räumen nicht toleriert werden kann. Ferner erzeugen die über die Kabelmäntel fließenden Ströme über den Kopplungswiderstand der Koaxialkabel Störspannungen in Informationssystemen.

Die Mischform TN-C-S tritt auf, wenn beispielsweise das *EVU-Verteilnetz*, das gewöhnlich als TN-C-Netz mit 4 Leitern ausgebildet ist, und das Niederspannungsnetz der *Verbraucheranlage*, das heute in der Regel als TN-S-Netz mit 5 Leitern ausgebildet ist, ganzheitlich betrachtet werden, Bild 12.11.

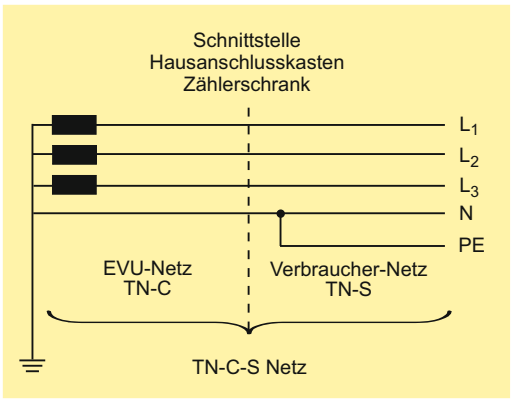


Bild 12.11. TN-C-S-Netz.

TN-Netze sind die in der öffentlichen Versorgung am häufigsten angetroffene Netzform, wobei den TN-S-Netzen wegen ihrer EMV-Freundlichkeit der Vorzug zu geben ist.

12.5.2 TT-Netze

In TT-Netzen werden die Körper aller Verbraucher mit einem lokalen Erdungssystem verbunden. Ebenso ist der Sternpunkt des Transformators in seiner Ortsnetzstation über seinen Betriebserder lokal geerdet. Eine galvanische Verbindung zwischen dem Betriebserder des Sternpunkts und der lokalen Erdung der Körper in der Verbraucheranlage besteht nur in undefinierter Weise über das Erdreich. Der vierte Leiter wird jetzt *Neutralleiter* genannt. Im Gegensatz zum PEN-Leiter wird der Neutralleiter isoliert verlegt und nur am Transformatorsternpunkt geerdet. Ferner ist der PEN-Leiter des TN-Netzes sowohl am Transformatorsternpunkt als auch in den Verbraucheranlagen, und damit beispielsweise in Wohngebieten, unterwegs an jedem Hausanschlusskasten eines Gebäudes geerdet. TT-Netze werden dort verwendet, wo sie vom lokalen EVU vorgeschrieben sind (Frankreich, Italien). In TT-Netzen liegt die Verantwortung für die Schutzfunktion bei der Verbraucheranlage. Sie muss einen eigenen Erder beistellen. TT-Netze sind überwiegend historisch bedingt und entsprechen nicht dem Stand der Technik.

12.5.3 I-Netze

In I-Netzen bzw. IT-Netzen ist der Transformatorsternpunkt nicht geerdet (und auch kein anderer Punkt des Drehstromsystems). Alle Körper sind dagegen untereinander und mit

leitenden Gebäudeteilen, Rohrleitungen, Erdern und dergleichen durch ein *Schutzleitungssystem* verbunden, Bild 12.9d. Bei einem Isolationsversagen tritt dann nur ein *Erdschluss* auf (s. a. 12.1). Die Höhe des Erdschlussstroms stellt sich gemäß den vorhandenen Streukapazitäten ein. Auch bei einem totalen Versagen der Isolation (widerstandsloser Erdschluss) fließen nur geringe Fehlerströme, da der Fehlerstrom sich nur über *Streukapazitäten* schließen kann. Der Netzbetrieb muss daher nicht sofort unterbrochen werden. Dennoch ist eine rasche Fehlerbeseitigung anzustreben, ehe es zu einem Doppelfehler kommt. Bei einem Isolationsversagen geht das IT-Netz praktisch in ein TN-Netz, gegebenenfalls auch ein TT-Netz, über.

Das Anbahnen eines Erdschlusses muss mit einem *Isolationsüberwachungsgerät* überwacht werden (in Bild 12.9d links unten). Dieses Gerät überlagert im Regelfall der Isolation gegen Erde eine Gleichspannung und erkennt frühzeitig ein Absinken des Isolationswiderstands, beispielsweise infolge von Kriechströmen längs isolierender Oberflächen. Das Unterschreiten eines bestimmten Werts wird dem Betriebspersonal *optisch* und *akustisch* gemeldet.

IT-Netze kommen wegen ihrer geringen Fehlerströme in *medizinisch* genutzten Räumen, im *Bergbau*, in *Verkehrsmitteln* und in der *Industrie* zum Einsatz. Ferner bei speziellen Anforderungen an den *Brandschutz* (nur geringe thermische Wirkungen des Fehlerstroms).

In allen Netzsystemen müssen Erdungswiderstände so niedrig sein, dass der nach Erde fließende Fehlerstrom maximal einen *Spannungsabfall* bzw. eine maximale *Berührungsspannung* von 50 V hervorrufen kann, so genannte *Nullungsbedingung* (s. a. 14.7). Im Fehlerfall hat die Abschaltung in Endstromkreisen mit Steckdosen und festinstallierten Handgeräten innerhalb 0,4 s zu erfolgen, für ortsfeste Verbraucher und Verteilungsstromkreise innerhalb 5 s.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 12

1. Schlabbach, J.: Sternpunktbehandlung, VDE-Verlag Berlin, Offenbach, 2002.
2. Oswald, B. R. und Oeding, D.: Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, 8. Auflage, 2016.
3. Gremmel, H.: ABB-Schaltanlagenhandbuch, 12. Auflage, Cornelsen/Girardet-Verlag, Berlin, 2019.
4. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.
5. Haubrich, H. J. und Seele, W.: Kriterien zur Wahl der Sternpunktbehandlung. Elektrizitätswirtschaft (1983), S. 823 – 828.
6. Rudolph, W.: Einführung in die DIN VDE 0100. VDE-Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 1999.
7. Rudolph, W. und Winter, O.: EMV nach VDE 0100. VDE-Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2000.
8. Hofheinz, W.: Protective Measures with Insulation Monitoring. VDE-Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 1993.
9. Biegelmeyer, G. et al.: Schutz gegen gefährliche Körperströme. 1. Auflage, VDE-Verlag, Offenbach, 1998.

10. Brandes, W. , Moser, A. und Schmitt, O.: Technische Aspekte bei wachsendem Kabelanteil in 110 kV-Netzen. Elektrizitätswirtschaft (1997), S. 622 – 626.

11. Brandes, W. H. und Haubrich, J.: Sternpunktverlagerung durch Mehrfachleitungen in erdschlusskompensierten 110 kV-Netzen. Betriebliche Erfahrungen und Abhilfemaßnahmen. Elektrizitätswirtschaft (1983), S. 400 – 405.

12. Adler, T., Gels, H. B. und Gerhardt, W.: Schutz, Erdung und Beeinflussung bei der Umstellung der Sternpunktbehandlung in 110 kV-Netzen. Elektrizitätswirtschaft (1983), S. 98 – 104.

13. Krefter, K. H.: Daten und Fakten für das Errichten elektrischer Anlagen in Gebäuden. VDE-Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2000.

14. Hochrainer, A.: Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1957.

15. Denzel, P.: Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1966.

16. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.

17. Frowein, K. et al.: Einflussfaktoren auf den Oberschwingungsanteil des Erdschlussreststroms, ew 1, 2016.

18. VDE: ETG-Fachbericht 132. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV. VDE-Verlag Berlin, Offenbach.

13. Schaltanlagen

Schaltanlagen, genauer gesagt ihre *Sammelschienen*, bilden die *Netzknoten* der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze, Bild 13.1. Die in den Netzknoten ankommenden und abgehenden Leitungen werden oberbegrifflich als *Abzweige* bezeichnet, Bild 13.1a. Man unterscheidet Abzweige für *Einspeisungen*, *Abgänge* und *Kupplungen* zu anderen Netzknoten. Wegen der Vielzahl der Abzweige und des für die großen Leitungsquerschnitte benötigten Anschlussraums werden die „*Knoten*" technisch als *Sammelschienen* realisiert, Bild 13.1b. Sind die Abzweige über *Schaltgeräte* (13.1) mit der Sammelschiene verbunden, spricht man von einer *Schaltanlage*, in Bild 13.1c strichliert (s. a. Bild 13.2).

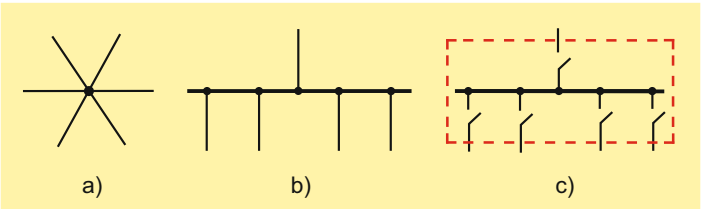


Bild 13.1. a) Netzknoten aus Sicht der Graphentheorie, b) technische Realisierung eines Netzknotens in Form einer *Sammelschiene*, c) Schaltanlage bestehend aus *Sammelschiene*, *Abzweigen* und *Schaltgeräten*.

Schaltanlagen (engl.: *switch gear*) bilden mit anderen Worten die *Schnittstelle* zwischen Einspeisungen und Abgängen eines Netzknotens.

In den Schaltanlagen erfolgt die eigentliche Stromverteilung und das Zusammenfassen von Lasten bzw. Verbrauchern. Schaltanlagen ermöglichen die Änderung der Netztopologie bei Störungen sowie das *Freischalten* und *Erden* von Betriebsmitteln bei geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten. Alle Komponenten einer Schaltanlage sind für die gleiche Spannung bemessen. Man spricht z. B. von einer 10 kV- oder 380 kV-Schaltanlage und unterscheidet generisch zwischen *Niederspannungs-*, *Mittelspannungs-* und *Hochspannungsschaltanlagen*.

Schaltanlagen und die in ihnen integrierten *Netzschutzeinrichtungen* sind die Grundlage des *selektiven* Schutzes bei Störungen (siehe Kapitel 14). Sie begrenzen die Auswirkungen von Isolationsfehlern auf den Ort ihrer Entstehung und ermöglichen so die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs in den nicht gestörten Teilen eines Elektroenergiesystems.

Speisen einzelne Abzweige von Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen Transformatoren, im Kontext auch *Umspanner* genannt, an deren Sekundärseite wiederum eine Schaltanlage (der nächst niedrigeren oder höheren Spannungsebene) liegt, spricht man von *Umspannstationen* (engl.: *substation*). Die Umspannstationen von Transportnetzen werden we-

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_13

gen der größeren Leistungen auch als *Umspannwerke* bezeichnet. Umspannstationen bzw. -werke bilden die *Schnittstelle* zwischen Netzknoten zweier Netze meist unterschiedlicher Betriebsspannung, Bild 13.2.

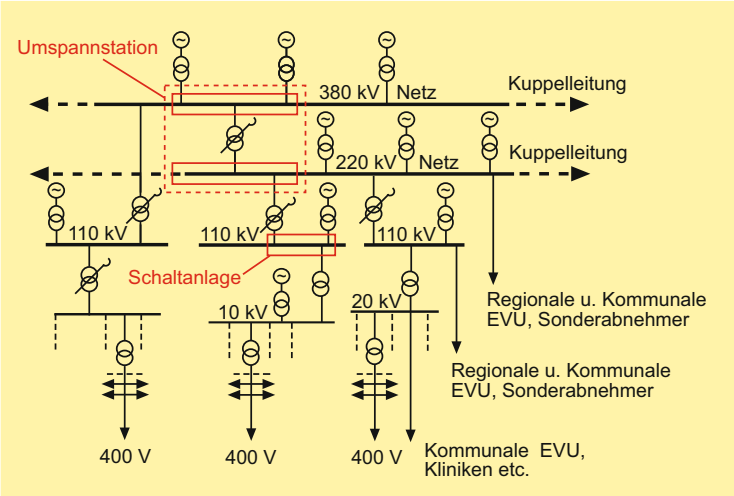


Bild 13.2. Schaltanlagen bilden die Schnittstelle zwischen Ein- und Ausspeisungen eines Netzknotens. Umspannstationen und Umspannwerke bilden Schnittstellen zwischen Netzknoten von Netzen meist unterschiedlicher Betriebsspannung und enthalten je eine Ober- und Unterspannungsschaltanlage sowie mindestens einen Transformator.

Umspannwerke bzw. -stationen bestehen mindestens aus einer *oberspannungsseitigen Schaltanlage*, einem *Transformator* und einer *unterspannungsseitigen Schaltanlage*. Umspannstationen zwischen Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz werden im EVU-Bereich meist als *Verteilstationen* oder *Ortsnetzstationen*, in Industrienetzen als *Übergabestation* oder bei dezentraler Anordnung in den Lastschwerpunkten als *Schwerpunktstationen* bezeichnet (s. a. Kapitel 11).

Ferner unterscheidet man bei Schaltanlagen zwischen *Primärtechnik* und *Sekundärtechnik*. Erstere beinhaltet alle energietechnischen Komponenten wie Schaltgeräte, Sammelschienen etc. Letztere umfasst alle *Hilfseinrichtungen* zur Fernsteuerung, Vor-Ort-Bedienung, Messung, Kommunikation, Überwachung, Automatisierung und zum Netzschutz, beispielsweise *Strom-* und *Spannungswandler* sowie *Strom-* und *Spannungssensoren* zur Messwerterfassung, digitale *Netzschutzrelais*, eingebettete *Rechner* jeder Art (engl.: *embedded systems*) etc.

Im Folgenden geht es ausschließlich um die Primärtechnik. Die Sekundärtechnik wird in den Kapiteln „*Netzleittechnik*“ (siehe Kapitel 16) und „*Schutztechnik*“ (siehe Kapitel 14) behandelt. Die wichtigsten Vertreter der Primärtechnik sind die so genannten *Schaltgeräte*. Sie werden wegen ihrer fundamentalen Bedeutung der Behandlung der eigentlichen Schaltanlagen vorangestellt.

13.1 Schaltgeräte

Schaltgeräte, beispielsweise *Leistungsschalter* oder *Sicherungen*, sind die wichtigsten Komponenten in Schaltanlagen. Sie haben die Aufgabe Strompfade zu erstellen oder zu un-

terbrechen, beispielsweise beim *Ein-* und *Ausschalten* von Betriebsmitteln oder beim Verändern der Netztopologie. Schaltgeräte bewirken in geöffnetem Zustand eine *Längsisolation* zwischen Teilen von Strompfaden, die sich auf unterschiedlichen Potenzialen befinden (13.1.4). Während das *Schließen* der Schaltkontakte vergleichsweise unproblematisch ist, entsteht bei ihrem *Öffnen* ein starker Lichtbogen, nach dessen Löschung der Stromkreis erst vollständig unterbrochen ist. Bei *Wechselstromschaltern* erlischt der Lichtbogen selbstständig, wenn der Strom durch Null geht. Es muss lediglich dafür gesorgt werden, dass die Leitfähigkeit der Schaltstrecke so schnell abklingt, dass der Lichtbogen nicht wiederzündet. Dies hört sich zwar einfach an, stellt aber in der Praxis eine erhebliche technische Herausforderung dar.

Neben Leistungsschaltern mit *Lichtbogenlöschung im Stromnulldurchgang* gibt es auch Leistungsschalter mit *Strombegrenzung*. Sie unterbrechen den Stromkreis bereits sehr früh vor dem Nulldurchgang, so dass der Kurzschlussstrom seinen Maximalwert erst gar nicht erreicht. Strombegrenzende Schalter verlangen nach erhöhter mechanischer Öffnungsgeschwindigkeit der Kontakte, Erhöhung der *Brennspannung* mittels Segmentierung des Lichtbogens in Teillichtbögen durch mehrere Lichtbogenkammern oder durch so genannte *Deion-Bleche* (an denen jedesmal ein zusätzlicher Anoden- und Kathodenfall auftritt), forcierte Kühlung des Lichtbogens und erhöhten Druck.

Bei *Gleichspannungsschaltern* bleibt der beim Öffnen entstehende Lichtbogen mangels natürlicher Stromnulldurchgänge, wie bei Wechselstrom, zunächst stehen und reißt erst dann ab, wenn die zur Aufrechterhaltung des Lichtbogens erforderliche *Brennspannung* die an den Kontakten von außen eingeprägte Spannung übersteigt. Der hohe Aufwand zur Lichtbogenlöschung in Gleichstromschaltern gab mit den Ausschlag zum frühen Übergang von Gleichstromsystemen auf Wechselstromsysteme um die Jahrhundertwende. Gleichstromschalter auf Basis von Halbleiterbauelementen, beispielsweise Halbleiter-Schütze und HGÜ-Ventile, entbehren eines Lichtbogens. Gleichstromleistungsschalter gewinnen derzeit wieder an Bedeutung, beispielsweise als Lasttrennschalter zwischen Solarzellenaggregaten und dem Wechselrichter oder bei HGÜ-Strecken mit Abzweigen (10.2.3).

Je nach Aufgabenstellung und wirtschaftlichen Überlegungen kommen unterschiedliche Schaltgeräte zum Einsatz, die im Folgenden näher erläutert werden. Ihr Einsatz erfolgt vorrangig anhand folgender Kenngrößen:

- Spannung des Netzes, in dem ein Schaltgerät eingesetzt werden soll (Problem der Lichtbogenlöschung)
- Maximaler Dauerbetriebsstrom (je nach Verbraucherleistung bzw. Erwärmung der Strombahn)
- Maximal zu beherrschender Kurzschlussstrom, so genanntes *Nennausschaltvermögen* (je nach Netzinnenwiderstand bzw. Kurzschlussleistung eines Netzes, siehe Kapitel 19)
- Im Stromnulldurchgang löschend oder *strombegrenzendes* Ausschalten (s. a. 13.1.1)
- Schalthäufigkeit (Betriebsart, mechanischer Verschleiß Kontaktabbrand)
- Zusatzanforderungen wie integrierter oder nichtintegrierter Schutz, Automatisierungsfähigkeit etc.

Die Bedeutung der diversen Kriterien erhellen die folgenden Ausführungen, wobei *Sicherungen* wegen ihrer hohen Vertrautheit als erstes erläutert werden.

13.1.1 Sicherungen

Sicherungen ermöglichen grundsätzlich das Unterbrechen sowohl von *Überlastströmen* als auch von *Kurzschlussströmen*. Der Ausschaltvorgang wird durch das Durchschmelzen eines dünnen Leiters bewirkt, daher auch der Name *Schmelzsicherung*. Da das Durchschmelzen auf Grund des geringen Querschnitts im Kurzschlussfall sehr früh erfolgt, besitzen Sicherungen ein hohes Ausschaltvermögen und unterbrechen den Strompfad noch bevor der Kurzschlussstrom seinen Maximalwert erreicht hat, so genanntes *strombegrenzendes Schalten*. Im Unterschied zu Leistungsschaltern können Sicherungen einen Überlast- oder Kurzschlussstrom jedoch nur einmal abschalten und müssen dann durch eine neue Sicherung ersetzt werden. In hochautomatisierten Verteilanlagen findet man deshalb ausschließlich Leistungsschalter (13.1.3).

Bei *Niederspannung* wird zwischen den im Installationsbereich üblichen *Schraubsicherungen* und so genannten *Niederspannungs-Hochleistungssicherungen* mit *Messerkontakten* (NH-Sicherungen) unterschieden. Bei *Hochspannung* kommen *Hochspannungs-Hochleistungssicherungen* (HH-Sicherungen) zum Einsatz. Sicherungen treten immer in Kombination mit einem mechanischen, kontaktbestückten *Sicherungshalter* bzw. *-behälter* auf, der ihr gefahrloses Auswechseln ermöglicht. Schraubsicherungen können berührungsgeschützt und unverwechselbar (*Passschrauben* bzw. *Passringe*) auch von nicht unterwiesenen Personen ausgetauscht werden, NH- und HH-Sicherungen nur von unterwiesenem Fachpersonal. NH-Sicherungen mit Messerkontakten werden mittels spezieller Sicherheitshandgriffe aus Isolierstoff eingesetzt bzw. ausgewechselt. Beispiele für Schraubsicherungen aus dem Installationsbereich sowie NH- und HH-Sicherungen zeigt Bild 13.3.

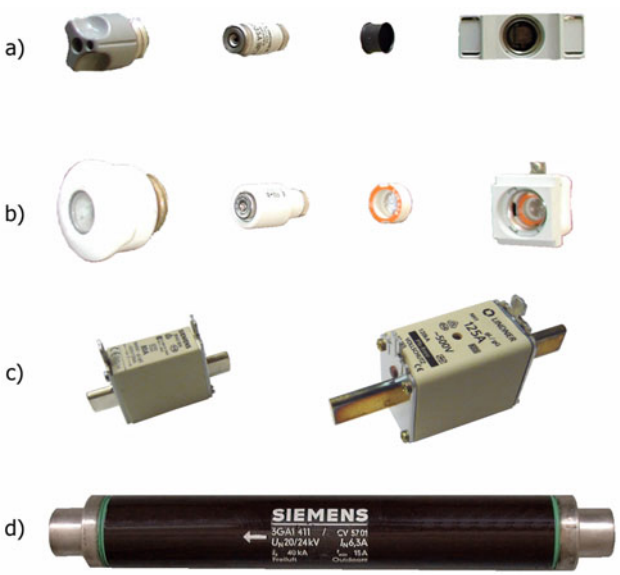


Bild 13.3. Bauformen von Sicherungen. a) Schraubsicherung *Neozed* (max. Betriebsspannung 400 V), b) Schraubsicherung *Diazed* (max. Betriebsspannung 500 V), c) NH-Sicherungen mit Messerkontakten, d) HH-Sicherung.

Sicherungen können auch in Verbindung mit mechanisch bewegten Lasttrennschaltern als so genannte *Sicherungs-Lasttrennschalter* (s. a. 13.1.4) ausgeführt werden. So gibt es für den Sicherungstyp Neozed so genannte *Minized-Lasttrennschalter*, Bild 13.4.

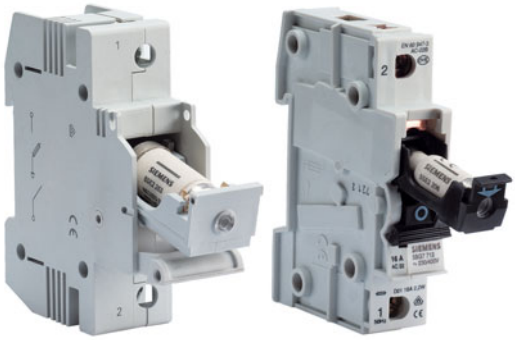


Bild 13.4. *Minized*-Lasttrennschalter in Schraubtechnik und Schubladentechnik (Siemens).

Bei ausreichenden Schutzmaßnahmen gegen Schaltlichtbögen und berührungssicheren Isoliergriffen können auch NH-Sicherungen als bewegliches Schaltelement für gelegentliches allpoliges Schalten in so genannten *Sicherungs-Lasttrennschaltern* für Ströme bis zu 1250 A eingesetzt werden. Die schnelle Löschung des Lichtbogens des Betriebsstroms wird durch so genannte *Deion-Bleche* am Messerkontakt-Gegenpol erreicht, die eine Aufteilung des Schaltlichtbogens in mehrere Teillichtbögen mit jeweils eigenem *Anoden-* und *Kathodenfall* bewirken, Bild 13.5a.

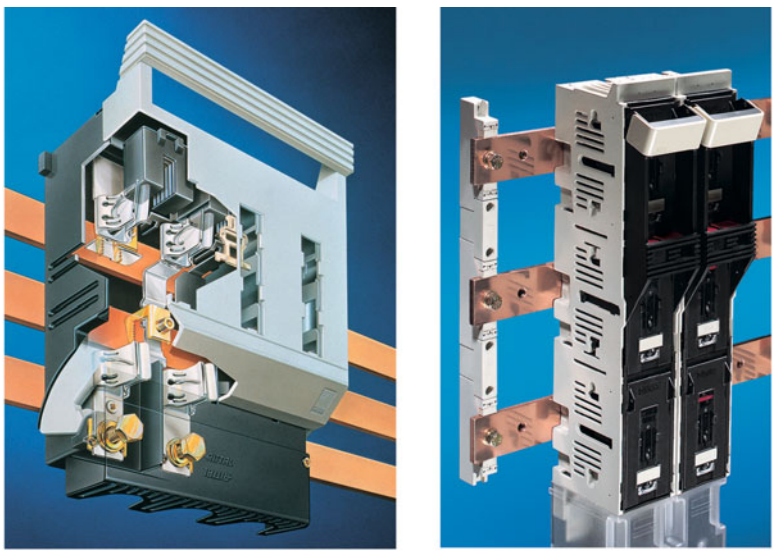


Bild 13.5. a) Sicherungs-Lasttrennschalter, b) Sicherungs-Lasttrennleiste (Rittal).

Sicherungs-Lasttrennschalter genügen gleichzeitig der Forderung nach einer *sicheren Trennstelle* (13.1.4).

Sicherungs-Lasttrennleisten erfüllen die gleiche Aufgabe wie Sicherungs-Lasttrennschalter, kombinieren jedoch die drei NH-Sicherungen in Längsrichtung, Bild 13.5b.

Sicherungs-Lasttrennschalter und Sicherungs-Lasttrennleisten werden in den Niederspannungsschaltanlagen der sekundären Verteilung eingesetzt (s. a. Bild 13.24, mittleres Feld). Durch ihre offene Trennstrecke eignen sie sich besonders zum Freischalten von Netzteilen und Anlagen bei Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten.

HH-Sicherungen werden nur in stromlosem Zustand, das heißt nach vorherigem Freischalten und Erden eines Abzweigs mittels spezieller *Aufnahmebehälter* eingesetzt, Bild 13.6.



Bild 13.6. Aufnahmebehälter für HH-Sicherungen in einer Mittelspannungsschaltanlage der *sekundären Verteilung* (Siemens) (13.3.2).

In der Regel liegen zwischen Endverbraucher und der Einspeisung eines Netzes *mehrere Sicherungen in Reihe*. Damit bei Überlastung einer Leitung oder im Kurzschlussfall jeweils nur die dem Fehlerort am nächsten liegende, vorgeschaltete Sicherung anspricht, so genannte *Selektivität* (s. a. 14.1), sind in Reihe liegende Sicherungen und andere Schaltgeräte des Installationsbereichs nach ihrer *Nennstrombelastbarkeit* grob im Verhältnis 1:6 gestuft, beispielsweise 6, 10, 16, 20, 25, 35, 50, 63, 80, 100, 125 A. Generelle Selektivität ist zu erwarten, wenn sich die Nennbetriebsströme in Reihe liegender Sicherungen um mindestens zwei Stufen unterscheiden.

Das Ansprechverhalten von Sicherungen, das heißt der funktionale Zusammenhang zwischen Abschaltzeit und Höhe des *Überlaststroms*, wird durch *Zeit/Strom-Kennlinien* dargestellt. Die Zeit/Strom-Kennlinien besitzen eine gewisse Bandbreite bzw. einen Toleranzbereich, der die Zeiten festlegt, wann bei einem bestimmten Strom die Abschaltung frühestens erfolgen darf bzw. spätestens erfolgen muss, Bild 13.7.

Für Ströme kleiner oder gleich dem Bemessungsstrom I_r ist die Ansprechzeit unendlich groß. Nach Überschreiten des Bemessungsstroms wird mit zunehmender Höhe des Überlaststroms die Abschaltzeit immer kürzer. Bei Kurzschlussströmen schalten Sicherungen

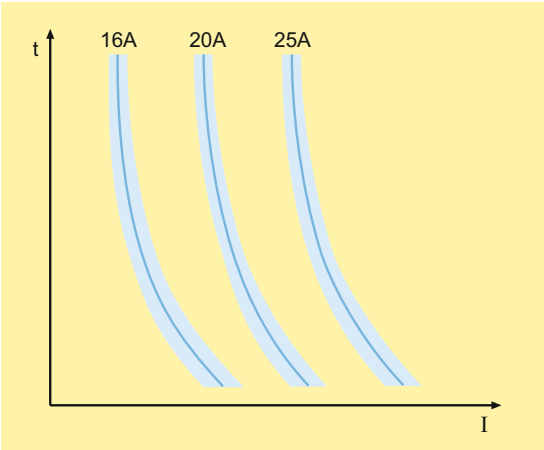


Bild 13.7. Grundsätzlicher Verlauf der Zeit/Strom-Kennlinien $t = f(I)$ für Schmelzsicherungen. Parameter Bemessungsstrom I_r.

quasi in Echtzeit strombegrenzend ab. Die Kennlinienbänder in Reihe liegender Sicherungen, in Bild 13.7 hellblau dargestellt, dürfen sich nicht berühren.

Im *Kurzschlussfall* überschreitet in allen im Kurzschlussstrompfad liegenden Sicherungen der Strom sehr früh den Bemessungsstrom, was die Gefahr des gleichzeitigen Ansprechens zweier oder mehrerer in Reihe liegender Sicherungen mit sich bringt. Um auch dann noch eine hohe Selektivität zu erreichen, müssen sich die *Schmelzleiter* merklich in ihrer *Wärmekapazität* unterscheiden. Im Kurzschlussfall bewirkt der Überstrom eine adiabatische Erwärmung des Schmelzleiters. Die Zeit bis zum Erreichen der Schmelztemperatur ist eine Funktion von dessen *Wärmekapazität*, genauer gesagt von dessen *Leiterquerschnitt* sowie der *spezifischen Wärme* des Leitermaterials. Bei hoher Wärmekapazität steigt die Temperatur des Schmelzleiters langsamer an, was zu einer zeitlichen Verzögerung führt, die auch im Kurzschlussfall Selektivität gewährleistet.

Ein Maß für die Wärmekapazität des Schmelzleiters ist das so genannte *Grenzlastintegral*, das auch zur Spezifikation der Pulsbelastbarkeit von Halbleitern und Impulsstrommesswiderständen verwendet wird.

$$\int i^2 dt = q^2 c\,\vartheta \tag{13.1}$$

mit
q = Leiterquerschnitt,
c = spezifische Wärme des Leitermaterials,
ϑ = Übertemperatur.

Für ein und denselben Bemessungsstrom besitzen Sicherungen mit *niedrigem* Grenzlastintegral eine vergleichsweise kurze Ansprechzeit, mit *hohem* Grenzlastintegral eine große Ansprechzeit. Damit auch im Kurzschlussfall Selektivität gewährleistet ist, dürfen sich daher auch die *Grenzlastintegral-Kennlinienbänder* nicht berühren (s. a. 14.1).

Neben ihrem spezifischen Kennlinienfeld werden Sicherungen auch mittels zweier Buchstaben nach *Betriebsklassen* eingeteilt. Der erste Buchstabe – g oder a – steht für eine von zwei *Funktionsklassen*. Sicherungen der Funktionsklasse „g“ sind *Ganzbereichssicherungen*, das heißt, sie schalten sowohl alle über dem Nennstrom liegenden Überlastströme als auch Kurzschlussströme sicher ab. Sicherungen der Klasse „a“ sind *Teilbereichssicherungen*, das

heißt, sie schalten nur Überlastströme, die ein Mehrfaches des Nennstroms betragen, und Kurzschlussströme erfolgreich ab. Der zweite Buchstabe – L, M, R, B, TR – steht für das zu schützende *Betriebsmittel* bzw. *Schutzobjekt*, Bild 13.8.

Funktionsklasse		Schutzobjekt	
g	*Ganzbereichssicherungen* (können Ströme vom kleinsten Schmelzstrom bis zum Nenn-Ausschaltstrom ausschalten)	L	Kabel- und Leitungsschutz
		M	Schaltgeräteschutz (Motorschutz)
a	*Teilbereichssicherungen* (können Ströme oberhalb eines definierten Vielfachen ihres Nennstroms bis zum Nenn-Ausschaltstrom ausschalten)	R	Halbleiterschutz
		B	Bergbauanlagenschutz
		TR	Transformatorenschutz
Übliche Betriebsklassen: gL, aM, aR, gR, gB, gTR			

Bild 13.8. Betriebsklassen für Schmelzsicherungen.

NH-Sicherungen können je nach Kennlinie als *Ganzbereichssicherungen* oder *Teilbereichssicherungen* ausgelegt sein. HH-Sicherungen eignen sich ausschließlich zum *Kurzschlussschutz*. Für ein sicheres Löschen des Lichtbogens nach dem Ansprechen ist ein *Mindestkurzschlussstrom* erforderlich. Andernfalls besteht nach dem Abschalten die Gefahr eines Wiederzündens bzw. eines stehenden Lichtbogens. HH-Sicherungen muss daher immer ein *Überlaststromschutz* (NH-Sicherungen auf der Niederspannungsseite) nachgeordnet sein. Da Sicherungen grundsätzlich nur einphasig abschalten, erhalten HH-Sicherungen einen Schlagstift, der beim Ansprechen und Unterbrechen des Kurzschlussstroms den in Reihe liegenden Lasttrenner *allpolig* auslöst. Der Haupteinsatzbereich von HH-Sicherungen ist der Kurzschlussschutz von Verteiltransformatoren in Ortsnetz- und Schwerpunktstationen sowie von Hochspannungsmotoren. Als Vorsicherung von Spannungswandlern in Mittelspannungsanlagen schützen HH-Sicherungen die Schaltanlage vor einem etwaigen Wandler-Isolationsfehler.

Die früher übliche verbale Unterscheidung in *träge*, *flinke* und *träg-flinke* Sicherungen wird heute nur noch bei *Gerätesicherungen*, so genannten G-Sicherungen, verwandt.

13.1.2 Lastschalter

Lastschalter (engl.: *load breaker*) schalten Verbraucher, elektrische Betriebsmittel und ganze Anlagenteile *ein* und *aus*. Typische Beispiele in Niederspannungsnetzen sind *Lichtschalter*, *Geräteschalter* in Haushaltsgeräten, *Ein/Aus-Schalter* von Motoren von Werkzeugmaschinen etc. Lastschalter können Betriebsströme problemlos schalten und sind für eine hohe Schalthäufigkeit ausgelegt. Niederspannungs-Lastschalter werden meist manuell betätigt und besitzen infolge moderater Federspeicherunterstützung des eigentlichen Schaltvorgangs eine vergleichsweise geringe Öffnungsgeschwindigkeit der Kontakte. Das Unterbrechen eines Kurzschlusses ist ihnen daher nicht möglich. Der Lichtbogen würde stehen bleiben und der Schalter beim Abschalten eines Kurzschlusses explosionsartig thermisch-mechanisch zerstört werden.

Mittelspannungslastschalter besitzen zur Löschung des Lichtbogens des normalen Betriebsstroms ähnliche Merkmale wie die nachstehend beschriebenen Leistungsschalter, bedürfen

aber nach wie vor eines vorgelagerten Schaltgeräts, das auch das Abschalten von Kurzschlussströmen beherrscht, beispielsweise *Sicherungen* oder *Mittelspannungsleistungsschalter* (13.1.3 und 13.1.1).

Besitzen Lastschalter zusätzlich eine bestimmten Anforderungen entsprechende Luft-, Gas- oder Vakuum-Trennstrecke in Reihe mit den Schalterpolen, die ein mögliches Durch- bzw. Überschlagen der Isolation der geöffneten Pole zuverlässig ausschließt, spricht man von *Lasttrennschaltern*, Bild 13.9.

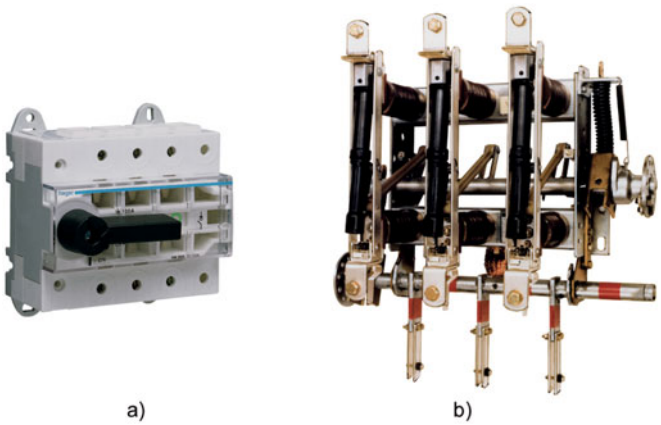


Bild 13.9. a) *Niederspannungslasttrennschalter* 400 V/160 A mit sichtbarer Trennstrecke (*Hager*), b) *Mittelspannungslasttrennschalter* 24 kV/630 A (Siemens).

Zugegebenermaßen besitzt ein Mittelspannungslasttrennschalter für Informationstechniker nicht den Charme eines integrierten Schaltkreises auf einer elektronischen Leiterplatte, dafür schaltet er statt 3 V bis zu 24.000 V, führt statt Milliampere Dauerströme von 630 A und kann Kurzschlussströme bis 40.000 A abschalten.

Früher musste die Trennstrecke direkt sichtbar sein. Heute sind auch so genannte *Anzeigeeinrichtungen* erlaubt, wenn sie unmittelbar mit den Schaltkontakten mechanisch kraftschlüssig verbunden sind und zweifelsfrei den Schaltzustand erkennen lassen.

Lasttrennschalter mit höherem Schaltvermögen werden als *Vakuum-Lasttrennschalter* realisiert, in denen mangels eines Gases zwischen den Elektroden kein gewöhnlicher Lichtbogen, sondern nur ein löschfreundlicher *Metalldampflichtbogen* brennen kann. Schließlich seien noch *Dreistellungs-Lasttrennschalter* erwähnt, die nach Unterbrechen des Strompfads den spannungslosen Kontakt zur Sicherheit des Wartungspersonals zwangsläufig mit Erde verbinden.

13.1.3 Leistungsschalter

Leistungsschalter schalten Verbraucher, elektrische Betriebsmittel und ganze Anlagenteile *ein* und *aus*, darüber hinaus beherrschen sie auch das *Abschalten von Kurzschlussströmen*. Der maximal schaltbare Kurzschlussstrom hängt vom *Löschprinzip* ab und ist für jeden Leistungsschalter genau spezifiziert. Leistungsschalter sind eine von mehreren Optionen um beispielsweise Lastschalter vor den Auswirkungen von Kurzschlussströmen zu schützen. Bei Niederspannungsleistungsschaltern erfassen integrierte Sensoren den zeitlichen Verlauf

etwaiger Überströme und lösen die Leistungsschalter beim Auftreten von *Kurzschlussströmen unverzögert*, das heißt quasi in *Echtzeit*, oder aus Gründen der Selektivität, nach einer im Rahmen des koordinierten Netzschutzes definiert einstellbaren Verzögerungszeit aus (siehe Kapitel 14). Beim Auftreten länger dauernder *Überlastströme* kleineren Effektivwertes erfolgt die Auslösung *verzögert*. Bild 13.10a zeigt den grundsätzlichen Verlauf der stromabhängigen Schutzkennlinie eines Niederspannungsleistungsschalters mit integriertem *stromabhängig verzögertem* Überlastauslöser (blau) und integriertem *unverzögertem magnetischen* Überstromauslöser (rot).

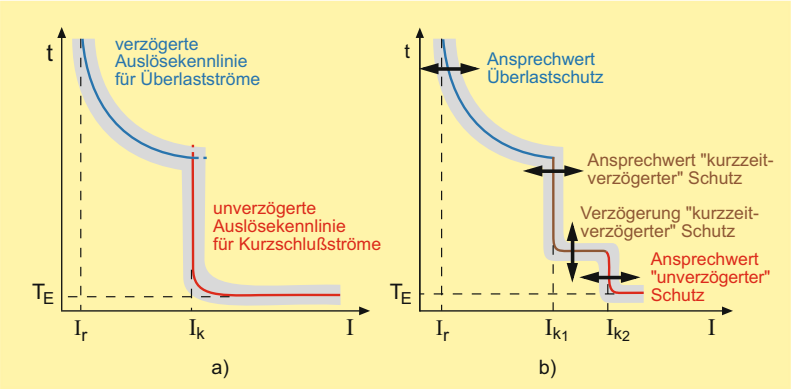


Bild 13.10. Schutzkennlinien. a) Grundsätzlicher Verlauf der Schutzkennlinien eines Niederspannungsleistungsschalters. Blaue Kennlinie für stromabhängig *verzögerte* Auslösung, rote Kennlinien für *unverzögerte* Auslösung beim Überschreiten eines einstellbaren Mindestkurzschlussstroms. b) Schutzkennlinie mit zusätzlichem „*kurzzeitverzögerten Schutz*“ (Selektivität, s. a. 14.1).

Bis zur Höhe des Bemessungsstroms I_r ist die Auslösezeit unendlich groß. Beim Überschreiten des Bemessungsstroms, so genannter *Überlaststrom*, nimmt die Auslösezeit mit zunehmendem Überlaststrom stetig ab. Der zeitliche Verlauf dieser Kennlinie wird im einfachsten Fall durch einen *Bimetallauslöser* realisiert, der sich bei größeren Überlaststrom schneller erwärmt, früher krümmt und damit auch früher auslöst. Steigt der Überstrom infolge eines Kurzschlusses sehr schnell an, würde das Bimetall auf Grund seiner Wärmekapazität zu spät ansprechen. Zur Vermeidung der daraus resultierenden thermischen Überbeanspruchung des Schalters durch den Schaltlichtbogen existiert parallel zum *thermischen* Auslöser ein *magnetischer* Auslöser, der beim Erreichen seiner Ansprechschwelle I_k das Öffnen des Schalters „*unverzögert*“ veranlasst, so genannter *Schnellauslöser*. Die Auslösezeit besitzt eine untere Grenze, die durch Trägheits- und Federkräfte bestimmte *Eigenzeit* T_E. Mit Ausnahme der im Installationsbereich üblichen Leitungsschutzschalter lassen sich die beiden Kennlinien unabhängig voneinander in vertikaler und horizontaler Richtung durch nachträgliches Parametrieren verschieben und damit für jede Anwendung optimal auslegen. Manche Überstromauslöser unterscheiden noch zwischen *kurzzeitverzögertem Schutz* und bis auf die Eigenzeit *unverzögertem Schutz*, Bild 13.10b. Der kurzzeitverzögerte Schutz dient der Vermeidung des gleichzeitigen Ansprechens zweier in Reihe liegender Schutzorgane im Fall hoher Kurzschlussströme (*dynamische Selektivität*). Die vorgestellten Kennlinien werden im Kapitel Netzschutz (siehe Kapitel 14) im Rahmen der AMZ- und UMZ-Prinzipien noch weiter erläutert.

Niederspannungsleistungsschalter finden bis zu Netzspannungen von 1 kV Verwendung und können je nach Baugröße bzw. Schaltvermögen Betriebsströme bis 6.300 A führen sowie,

je nach Bauart, Kurzschlussströme über 300 kA abschalten. Die Öffnungsgeschwindigkeit der Schaltkontakte ist sehr hoch. Sie können manuell betätigt oder, falls dafür explizit eingerichtet, auch fernbedient werden. Wegen ihrer integrierten Auslöser werden sie auch als *Leistungsselbstschalter* bezeichnet. Zur Überwachung der Netzspannung können Selbstschalter *Unterspannungsauslöser* enthalten.

Die wohl bekanntesten Leistungsselbstschalter sind die auch im Wohnbereich eingesetzten *Leitungsschutzschalter* (LS-Schalter), vielfach auch als *Sicherungsautomaten* bezeichnet. Sie schützen die in den Wänden verlegten Installationsleitungen vor zu hoher Erwärmung und Zerstörung beim Anschluss zu vieler Lasten. Ferner dienen sie dem Schutz bei „*indirektem Berühren*". Leitungsschutzschalter arbeiten im Überlastbereich mit *Bimetallauslösern*, die dem thermischen Verhalten der Leitungen angepasst sind. Bei exzessiven Überströmen, das heißt im Kurzschlussfall, bewirkt ein *elektromagnetischer* Auslöser eine sofortige Abschaltung. Leitungsschutzschalter können im 230/400V-Netz Kurzschlussströme bis 10 kA (max. Nennausschaltstrom) schalten. Sie werden 1- bis 4polig gebaut. Die Staffelung der Nennströme reicht von 6 A bis 63 A. Es gibt vier *Auslösecharakteristiken* A, B, C und D, die mit Ausnahme von A genormt sind. Die Charakteristiken unterscheiden sich bezüglich ihrer Auslösetoleranz gegenüber *Einschaltstromspitzen*, beispielsweise Anlaufstromspitzen von Asynchronmotoren oder *Inrush-Strömen* von Transformatoren. Das Ansprechverhalten für Überlastströme ist bei allen Charakteristiken grundsätzlich gleich. Leitungsschutzschalter bis 25 A Nennstrom werden in drei *Energiebegrenzungsklassen* eingeteilt, denen maximal zulässige *Grenzlastintegrale* $\int i^2 dt$ in A^2s zugeordnet sind. Das Grenzlastintegral eines Leitungsschutzschalters ist ein Maß für seine Fähigkeit des *strombegrenzenden* Schaltens. Zur Gewährleistung der Selektivität muss das Grenzlastintegral von Leitungsschutzschaltern geringer sein als das Grenzlastintegral der jeweils in Richtung Einspeisung vorgelagerten Sicherung.

Ähnlich wie Leitungsschutzschalter *Leitungen* gegen Überlast- und Kurzschlussströme schützen, übernehmen *Motorschutzschalter* den Schutz von *Motoren*. Motorschutzschalter sind ebenfalls mechanisch wirkende Leistungsschalter mit einem *thermischen* Auslöser für Überlastströme und einem *elektromagnetischen* Auslöser für Kurzschlussströme. Im Gegensatz zu Leitungsschutzschaltern mit abhängig vom Bemessungsstrom fest eingestellten thermischen Auslösekennlinien lässt sich die thermische Auslösung eines Motorschutzschalters individuell auf das thermische Verhalten der jeweiligen Motorwicklungen einstellen. Ein Leitungsschutz ist dann nicht mehr gewährleistet.

Mit Rücksicht auf die hohen Anlaufströme von Motoren löst der elektromagnetische Auslöser erst beim 8- bis 11-fachen Nennstrom aus. Motorschutzschalter sprechen, wie Leitungschutzschalter, nur im Störungsfall an. Das betriebliche häufige Ein- und Ausschalten eines Motors erfolgt über den dem Motorschutzschalter nachgeordneten Lastschalter, beispielsweise in Form eines *Leistungsschützes*.

Eine zum Schutz des Menschen bei *direktem* oder *indirektem Berühren spannungsführender Teile* wichtige Variante von Niederspannungsleistungsschaltern sind so genannte *Fehlerstromschutzschalter* (FI-Schalter). Sie sind grundsätzlich wie Leitungsschutzschalter aufgebaut, besitzen jedoch als Auslöser einen Summenstromwandler. Er spricht an, wenn hin- und rückfließender Strom zu einem Verbraucher auf Grund eines Isolationsfehlers unterschiedliche Werte annehmen. Das Ansprechen erfolgt bei einem Differenzstrom von $\geq$ 10 mA oder auch $\geq$ 30 mA, der Grenzzone für lebensbedrohliche elektrische Unfälle. Klassische FI-Schalter detektieren nur Wechselfehlerströme, *allstromsensitive* FI-Schalter

sprechen auch bei Gleichfehlerströmen an, wie sie in Versorgungsnetzen mit Stromrichterschaltungen auftreten können (s. a. 14.7.4). Typische Niederspannungsleistungschalter zeigt Bild 13.11.

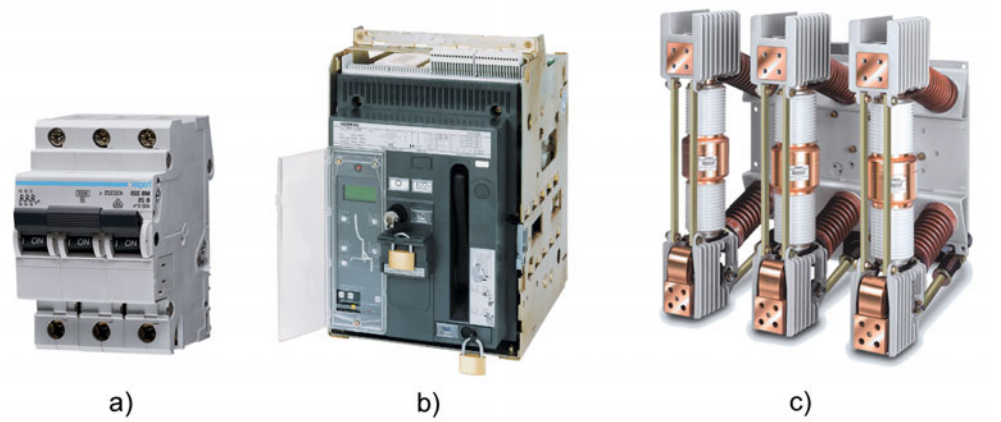


Bild 13.11. Beispiele für Niederspannungs- und Mittelspannungsleistungsschalter. a) Dreipoliger Leitungsschutzschalter 63 A (Hager), b) Niederspannungsleistungsschalter 3.200 A (Siemens), c) Mittelspannungs-Vakuumschalter 24 kV für Betriebsströme bis 2.500 A und Kurzschlussausschaltstrom von 40 kA (Siemens).

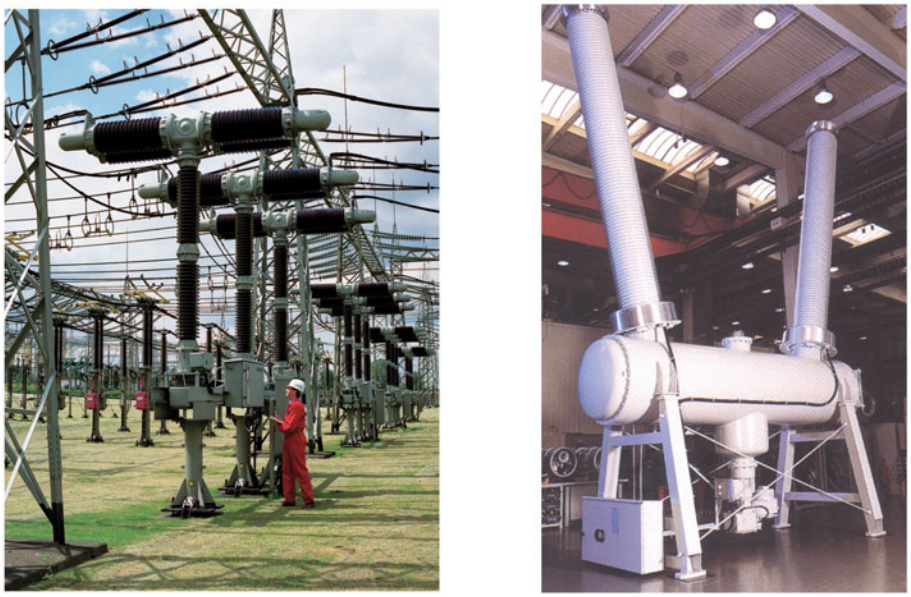
High-End-Niederspannungsleistungsschalter besitzen mikroprozessorgesteuerte Auslöser sowie eine Profibus-Kommunikationsschnittstelle.

Mittel- und *Hochspannungsleistungsschalter* werden unter Verwendung von Hilfsantrieben immer nah- oder ferngesteuert bedient und besitzen separate, über Stromwandler an Sammelschienen und Abzweige angekoppelte Überstromauslöser. Sie unterscheiden sich abhängig von der Spannungsebene im Löschprinzip und dem Schaltmedium. Mittelspannungsleistungsschalter werden als *ölarme Leistungsschalter*, *Vakuumschalter* oder als *SF_6-Schalter* realisiert, Hochspannungsleistungsschalter nur als SF_6-Schalter.

Bei Hochspannungsleistungsschaltern unterscheidet man auf *Hochspannungspotenzial* liegende Leistungsschalter (engl.: *live tank breaker*) und auf *Erdpotenzial* liegende *Kesselschalter* (engl.: *dead tank breaker*, vorwiegend im außereuropäischen Ausland). Beide Ausführungen werden von allen im Hochspannungsbereich tätigen Unternehmen angeboten. Bei der ersten Bauform besteht das Schaltergehäuse aus Porzellan und befindet sich von Stützisolatoren getragen auf Hochspannungspotenzial, Bild 13.12a. Bei letzteren ist der Schalter in einem auf Erdpotenzial befindlichen metallischen Kessel untergebracht. Die Ausleitung der Hochspannung führenden Schalterpole erfolgt über Hochspannungsdurchführungen, Bild 13.12b.

Als aktives Schalterelement kommen heute in beiden Fällen je nach Spannungshöhe meist so genannte SF_6-*Blaskolbenschalter* oder SF_6-*Selbstblasschalter* zum Einsatz. Der beim Auseinanderziehen der Kontakte entstehende Schaltlichtbogen wird durch eine starke SF_6-Gasströmung gekühlt bzw. gelöscht.

Der Antrieb der beweglichen Schalterkontakte erfolgt entweder über mechanische Federspeicher oder hydraulisch. Infolge der großen mechanischen Kräfte und hohen Schaltgeschwindigkeiten sowie wegen des Abbrands beim Abschalten von Kurzschlussströmen, weisen Leistungsschalter merkliche Alterungserscheinungen auf. Ihre Funktionssicherheit ist



a) b)

Bild 13.12. Beispiele für Hochspannungsleistungsschalter. a) *Live-tank breaker* 245 kV, b) *Dead-tank breaker* 400 kV (Siemens).

daher in regelmäßigen Wartungsintervallen zu überprüfen und durch geeignete Wartungsmaßnahmen sicherzustellen. Hochspannungsleistungsschalter treten immer in der Kombination *Trenner*, *Leistungsschalter*, *Trenner* auf. Der eingangsseitige Trenner ermöglicht die Wartung eines Schalters im spannungslosen Zustand, der abgangsseitige Trenner sichert vor einem unbeabsichtigten Überschlag einer geöffneten, gealterten Schaltstrecke (13.1.4).

13.1.4 Trennschalter

Bei Schaltanlagen spricht man von *Querisolation* und *Längsisolation*. Die Querisolation isoliert *strom-* bzw. *spannungsführende* Leiter *gegeneinander* und *gegenüber geerdeten* Leitern. Die Längsisolation gewährleistet eine nachhaltige, sichere Unterbrechung eines Strompfads und wird durch *Trennschalter* mit bestimmten Mindesttrennabständen zwischen den Kontakten erreicht (s. a. Bild 13.13). Die Schaltstellung muss entweder durch Sichtkontakt auf die Trennstrecke oder durch direkt mit den Kontakten gekoppelten Anzeigevorrichtungen zweifelsfrei erkennbar sein.

Die wohl geläufigste, *sichtbare Trennstrecke* entsteht beim Herausziehen eines Steckers aus der hinlänglich bekannten Steckdose. Bei höheren Spannungen bedarf es spezieller Trennschalter, die oft nur *Trenner* genannt werden. Trenner schalten *stromlose* Betriebsmittel und Anlagenteile für Wartungsarbeiten zu und ab. Ferner ermöglichen sie *Topologieänderungen* in Schaltanlagen mit Mehrfachsammelschienen. Über Streukapazitäten und Streuinduktivitäten eingekoppelte parasitäre Ströme, Restladungen (engl.: *trapped charge*) etc. werden beim Ein- und Ausschalten beherrscht. Trenner ermöglichen die Aufteilung von Netzen und gewährleisten bei geöffneten Schalterpolen des Leistungsschalters die zum Personenschutz erforderliche sichere Trennstrecke. Sie müssen mit dem Schaltzustand des vorgelagerten Leistungsschalters gegen Öffnen im stromführenden Zustand verriegelt sein. Beispiele für Mittelspannungs- und Hochspannungstrennschalter zeigt Bild 13.13.

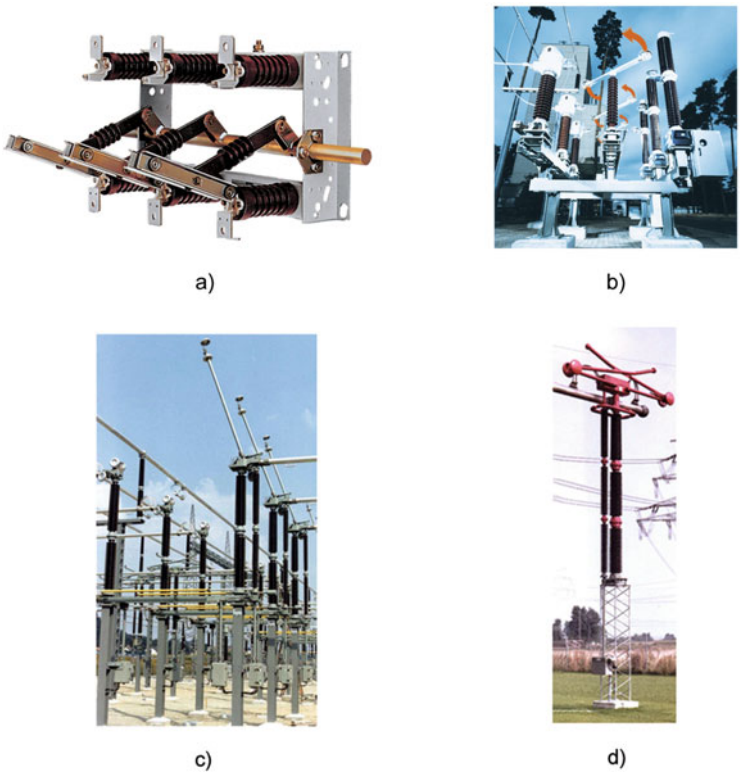


Bild 13.13. a) Mittelspannungstrennschalter für Spannungen bis 36 kV und 3.000 A je nach Ausführung (Siemens), b) Hochspannungstrennschalter mit rotierender Kontaktbrücke, so genannter *Drei-Säulen-Drehtrenner* oder *Schwenktrenner* (Siemens), c) Hochspannungs-Hebeltrennschalter für Spannungen bis 800 kV und Ströme bis 4.000 A (Ruhrtal), d) Hochspannungstrennschalter in Panthographenbauweise (ABB).

Dient ein Trennschalter dem Erden zuvor spannungsfrei geschalteter Teile bei Wartungsarbeiten, bezeichnet man ihn als *Erdungsschalter* bzw. *Erder*. Die vordergründig einfache Mechanik von Hochspannungstrennschaltern darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass es sich hier im Detail um anspruchsvolle Technik handelt. Die Kontakte dürfen beim Einschalten infolge kapazitiver Ladeströme nicht verschweißen. Bei Vereisung im Winter müssen die Losbrechkräfte den Eispanzer aufbrechen können. Ferner müssen Erdungsschalter erdbebensicher sein.

Die vor und nach Mittel- und Hochspannungsleistungsschaltern eingesetzten Trenner werden häufig durch *fahrbare Leistungsschalter* realisiert, die beim mechanischen Ausfahren aus der Betriebsposition automatisch zwei Trennstellen schaffen, Bild 13.14.

Ist ein Trennerpol permanent mit Erde verbunden, spricht man von *Erdungstrennern* bzw. *Erdungsschaltern*. Sie dienen dem zeitweisen Erden von Anlagenteilen bei Wartungsarbeiten und Instandsetzungen. Erdungsschalter sind ebenfalls mit den Leistungsschaltern zu verriegeln, damit ein Leistungsschalter nicht auf ein geerdetes Anlagenteil geschaltet werden kann. Häufig sind Lastschalter und Erdungstrenner in so genannten *Dreistellungs-Lasttrennschaltern* kombiniert. Sie besitzen konstruktionsbedingt eine inhärente Verriegelung der beiden Schalterstellungen *Ein* und *Geerdet*.

13.1.5 Kurzschlussstrombegrenzer

Kurzschlussstrombegrenzer (engl.: *fault current limiter*, FCL) kommen zum Einsatz, wenn durch Netzerweiterungen die ursprüngliche Bemessungskurzschlussleistung überschritten



Bild 13.14. Inhärente Trennerfunktion bei einem fahrbaren Leistungsschalter (Siemens).

wird. Ihr Ansprechen bewirkt eine Aufteilung des Netzes in zwei Teilnetze mit entsprechend niedrigerer Kurzschlussleistung. Ferner erlauben Kurzschlussstrombegrenzer auch bei *Neuanlagen* dank ihrer hohen, strombegrenzenden Schaltgeschwindigkeit und der daraus folgenden geringeren thermischen, mechanischen und dynamischen Beanspruchungen eine wirtschaftlichere Auslegung. Darüber hinaus führen sie dank der höheren zulässigen Kurzschlussleistung zur Begrenzung von Spannungseinbrüchen durch den Anlaufstrom direkt eingeschalteter Asynchronmotoren und leisten damit einen Beitrag zur *Spannungsqualität* (engl.: *power quality*). Schließlich verringern sich die lastabhängigen Verluste auf Grund des geringeren Gesamtinnenwiderstands parallel geschalteter Transformatoren.

Man unterscheidet zwischen *pyrotechnischen*, *leistungselektronischen* und *supraleitenden* Strombegrenzern.

Pyrotechnische Strombegrenzer:
Bei pyrotechnischen Strombegrenzern, klassisch als *I_S-Begrenzer* bezeichnet, unterbricht eine *Sprengladung* im Innern eines rohrförmigen Leiters den betrieblichen Strompfad und kommutiert den Strom auf eine parallel geschaltete *Hochleistungssicherung*, die den Kurzschlussstrom in weniger als einer Millisekunde strombegrenzend abschaltet, Bild 13.15.

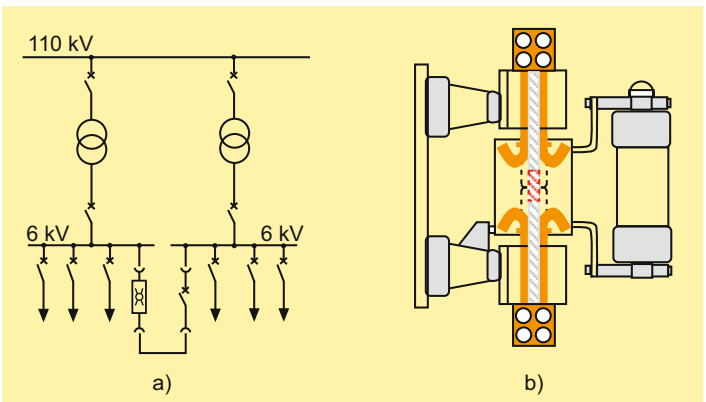


Bild 13.15. Klassischer I_S-Begrenzer. a) Anwendungsbeispiel (*ABB-Calor-Emag*), b) Wirkungsweise (Aufgesprengter rohrförmiger Betriebsstromleiter nach Abschaltung).

Eine typische Anwendung ist der Einsatz in der Längskupplung zweier Sammelschienenabschnitte, Bild 13.15a.

I_S-Begrenzer werden entweder fest in einem Schaltfeld einer Mittelspannungsschaltanlage eingebaut oder wie Leistungsschalter auf einem Schaltwagen angeordnet, Bild 13.16.



Bild 13.16. I_S-Begrenzer in einer Mittelspannungsschaltanlage auf einem Schaltwagen montiert, mit inhärenter, beidseitiger Trennerfunktion (ABB-Calor-Emag).

I_S-Begrenzer sind naturgemäß nur für einmaliges Ansprechen ausgelegt und erst nach Erneuerung der Sprengkapsel des aufgesprengten Strompfads und der HH-Sicherung wieder einsetzbar. Anstelle der vollständigen Unterbrechung des Strompfads wird der Strom häufig auch nur auf eine parallele strombegrenzende Drossel kommutiert.

Leistungselektronische Strombegrenzer:
Sie sind vorzugsweise für Niederspannungsnetze aber auch für Mittelspannungsnetze gedacht und bestehen im Wesentlichen aus antiparallel geschalteten Thysistoren, denen im Kurzschlussfall die Zündimpulse vorenthalten werden. Eine Weiterentwicklung sind *Hybridschalter*, die aus der Kombination eines mechanischen und eines leistungselektronischen Schalters bestehen. Letztere erlauben ein lichtbogenfreies Öffnen des mechanischen Schalters.

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer:
Bei Hochtemperatur-Supraleitenden Strombegrenzern (engl.: *High-Temperature-Superconducting Fault-Current-Limiters*, HTSC-FCL) unterscheidet man zwischen *induktiven* und *resistiven* Strombegrenzern, Bild 13.17.

Beim *induktiven* Strombegrenzer transformiert sich der vom HTSL bewirkte Kurzschluss auf die Primärseite und reduziert im Normalbetrieb die primäre Impedanz auf vernachlässigbar kleine Werte. Im Kurzschlussfall verliert der HTSL auf Grund des mit dem Kurzschlussstrom verknüpften hohen Magnetfelds seine supraleitende Eigenschaft, so dass die primäre Impedanz stark ansteigt und den Strom begrenzt. Die Strombegrenzung des direkt im Strompfad angeordneten *resistiven* Strombegrenzers wird unmittelbar durch den Verlust des supraleitenden Regimes infolge des hohen Magnetfelds des Kurzschlussstroms

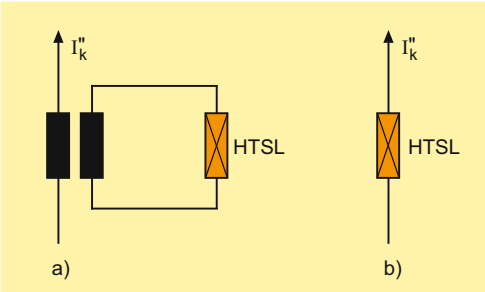


Bild 13.17. a) Induktiver Strombegrenzer, b) Resistiver Strombegrenzer. (HTSL: Hochtemperatur-Supraleiter).

bewirkt. In der Energieversorgung hat bislang nur der I_S-Begrenzer größere Bedeutung erlangt.

13.1.6 Schaltgeräteübersicht

Wegen der Vielfalt der Schaltgeräte und ihren unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten sind die einzelnen Funktionen der Bauarten in Bild 13.18 mit ihren Schaltsymbolen dargestellt.

Schaltgerät	Schaltet Betriebs-ströme	Unterbricht Kurzschluss-ströme	"Trennt" sicher	Symbole
Lastschalter	+	–	–	
Trennschalter	–	–	+	
Lasttrennschalter	+	–	+	
Lastschalter mit Sicherung	+	+	–	
Trennschalter mit Sicherung	–	+	+	
Lasttrennschalter mit Sicherung	+	+	+	
Sicherungs-lastschalter	+	+	–	
Sicherungs-trennschalter	–	+	+	
Sicherungslast-trennschalter	+	+	+	
Leistungsschalter	+	+	–	
3-Stellungs-Lasttrennschalter	+	–	+	
IS-Begrenzer	–	+	–	

Bild 13.18. Schaltgeräteübersicht mit Schaltsymbolen.

Die Auswahl von Schaltgeräten erfordert einen technisch wirtschaftlichen Kompromiss unter Würdigung vieler Gesichtspunkte wie Anlagenbetriebsweise, Verfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit, etc.

13.2 Niederspannungsschaltanlagen

Niederspannungsschaltanlagen, auch *Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen* genannt, bilden die Schnittstelle zwischen Elektroenergiesystemen und der großen Zahl der Endabnehmer. Von den Sammelschienen der Niederspannungsschaltanlagen aus werden die verschiedenen Verbraucher und die zu ihnen führenden Leitungen mit Energie *versorgt*, *geschaltet*, *geschützt* und *überwacht*. Man unterscheidet zwischen Niederspannungsschaltanlagen bis 63 A (Wohn-Installationsbereich), bis 630 A (Gewerbe- oder Industrie-Installationsbereich) und bis 6.300 A (Hauptschaltanlagen in der Großindustrie). Alle drei Gattungen werden im Folgenden näher erläutert.

13.2.1 Niederspannungsschaltanlagen im Wohn-Installationsbereich

Als einfachstes Beispiel einer *Niederspannungsschaltanlage* sei zur Einführung der vertraute klassischer Zählerschrank mit zahlreichen Leitungsschutzschaltern in einem Wohnhaus betrachtet, so genannter *Wohn-Installationsbereich*, Bild 13.19.



Bild 13.19. Niederspannungs-„Schaltanlage“ in einem *Zählerschrank* (Kombination aus *Niederspannungsschaltanlage* (obere Felderreihe) und einem oder mehreren Zählern für die *Verbrauchsmessung*).

Der über ein 4-Leiter-Kabel im Keller oder über vier blanke Leitungen auf dem Dachständer am *Hausanschlusskasten* ankommende Drehstrom, so genannte *Hauptstromversorgung*, speist nach Durchlaufen des Stromzählers drei *Sammelschienen* L_1, L_2, und L_3 sowie eine *Neutralleitersammelschiene* N, Bild 13.20. Von den Sammelschienen aus werden über einzelne *Leitungsschutzschalter* (engl.: *molded circuit breaker* MCB) oder *Sicherungen* (engl.: *fuses*) zahlreiche Licht- und andere Stromkreise sternförmig selektiv versorgt.

Die Leitungsschutzschalter sind *Leistungsschalter*, die sowohl thermische *Überlastströme* als auch im Fehlerfall *Kurzschlussströme* detektieren und unterbrechen können, (s. a. 13.1.3). Parallel zu den Sammelschienen L_1, L_2 und L_3 gibt es im Installationsbereich je nach Netzart (s. a. 12.5) eine weitere Sammelschiene für den PEN-Leiter oder, wie in Bild 13.20 gezeigt, zwei *getrennte Sammelschienen* für N und PE.

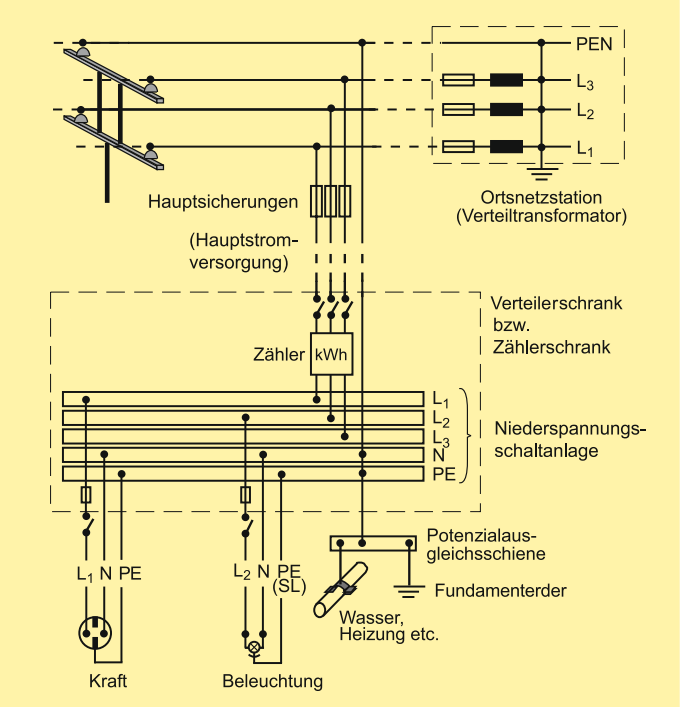


Bild 13.20. Schaltanlagentopologie einer „Niederspannungsschaltanlage“ in einem Wohnhaus mit Hauptstromversorgung über eine Dachständer-Freileitung.

Alle Stromklemmen der Hauptstromversorgung der *Niederspannungsschaltanlage* einschließlich der Ein- und Ausgangsklemmen des Stromzählers sind verplombt und für Privatkunden nicht zugänglich. Die Verantwortlichkeit des lokalen Elektrizitätsversorgungsunternehmens endet in der Regel an den ausgangsseitigen Zählerklemmen. Hier beginnt die eigentliche Niederspannungsschaltanlage. Die Beschaltung ihrer Sammelschienen mit diversen Licht- und Steckdosenstromkreisen steht dem Stromkunden bzw. dem von ihm beauftragten Elektroinstallateur frei.

Die Aufteilung der Hauptstromversorgung über Sammelschienen auf mehrere einzelne *Abgänge* unter Verwendung von *Niederspannungsleistungsschaltern* oder *Sicherungen* dient der *Selektivität* (s. a. 14.5). Die Selektivität bewirkt, dass das Auftreten eines Kurzschlusses in einem der vielen Haushaltsgeräte oder Beleuchtungskörper nicht gleich zu einem Stromausfall im ganzen Haus führt. Lediglich der betroffene Stromkreis wird abgeschaltet. Die Kenntlichmachung des betroffenen *Abzweigs* erfolgt bei Leitungsschutzschaltern an Hand der Stellung des Betätigungshebels, bei Sicherungen durch *Kennmelder* (farbige Plättchen auf der Rückseite der Schraubsicherungen oder *Anzeiger* bei NH-Sicherungen). Mit Rücksicht auf die in Privathaushalten meist verlegten Leitungsquerschnitte der Hauptzuleitung, beträgt der Bemessungsstrom 63 A. Mit der Zunahme der Elektromobilität wird sich dieser Wert in Richtung 100 A bewegen.

Die Hauptstromversorgung von Niederspannungsschaltanlagen in Wohngebäuden erfolgt über das *Niederspannungsortsnetz* aus *Ortsnetzstationen* bzw. *Verteilstationen*, die in Abständen von wenigen 100 Metern platziert sind. Ortsnetzstationen bestehen aus einer *Mittelspannungsschaltanlage* (Einspeisung), einem *Verteiltransformator* und einer *Niederspannungsschaltanlage* mit NH-Sicherungen (s. a. Bild 13.46). Zwischen den Ortsnetzstationen

und den Abnehmern sind zur Unterverteilung meist noch mehrere *Kabelverteilerschränke* angeordnet (11.4.1).

Wenngleich Bild 13.19 in mehr oder weniger abgewandelter Form noch heute fast in jedem Keller eines Wohngebäudes zu finden ist und auch das Wesen einer Schaltanlage, *Verteilen* und *selektives Schützen*, jeden Hausbewohner hautnah erfahren lässt, hat der eine oder andere Leser beim Betrachten vermutlich mitleidig geschmunzelt. Mutieren derzeit doch Zählerschränke in aktuell errichteten Gebäuden zu *Technikzentralen*, bei denen infolge des *Gesetzes zur „Digitalisierung" der Energiewende* GDEW (2.1.2) neben den klassischen Leitungsschutzschaltern *Elektronische Zähler, Smart Meter Gateways, CLS Boxen*, diverse Managementsysteme für den optimalen Betrieb der eigenen PV-Anlage, des hauseigenen Batteriespeichers, der Ladestation für das Elektroauto, Überwachung der Hauptsicherung gegen einen Black-Out im ganzen Haus etc. vergleichbar viel Platz einnehmen, wie die Komponenten der Niederspannungsschaltanlage (s. a. 11.5.1). Der Vollständigkeit halber sei hier ein Blick in die Zukunft erlaubt, auch wenn diese Entwicklung nicht zwingend zum eigentlichen Kontext Schaltanlagen gehört, Bild 13.21.



Bild 13.21. Moderne Technikzentrale eines *Smart Home* mit klassischer Niederspannungsschaltanlage, *Smart Metern*, Smart Meter Gateway, vor Ort Display, etc. (*Hager*).

13.2.2 Niederspannungsschaltanlagen bis 630 A

Bei größerem Energiebedarf und größeren Einzellasten, beispielsweise in Gewerbebetrieben, Großküchen und bei der Unterverteilung elektrischer Energie in der Industrie gibt es *Verteiler* bis ca. 630 A Bemessungsstrom. Sie besitzen größere Sammelschienenquerschnitte und im Hinblick auf die höheren installierten Leitungsquerschnitte auch Schaltgeräte für

höhere Betriebsströme. Wegen der stark variierenden Zahl der Abgänge und Lasten etc. sind diese Schaltanlagen bzw. Unterverteilungen oft modular aufgebaut. Sie reichen von Einzelkästen bis hin zu schrankartigen Verteilersystemen und können schutzisoliert in Isolierstoffkapselung oder berührungssicher als modulare Gussgehäusesysteme ausgeführt sein. Beispielsweise zeigt Bild 13.22 ein isolierstoffgekapseltes Niederspannungsverteilersystem.

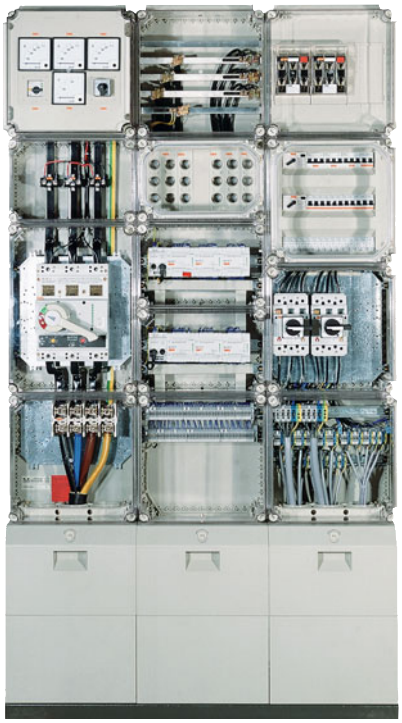


Bild 13.22. Modular aufgebautes schutzisoliertes Isolierstoff-Niederspannungsverteilersystem für Betriebsströme bis 630 A (Moeller).

Wegen der höheren Ströme kommen neben Schraubsicherungen und Leitungsschutzschaltern auch *Niederspannungshochleistungssicherungen* mit *Messerkontakten* zum Einsatz (NH-Sicherungen), die oft mit einem *Lasttrennschalter* zu einem *Sicherungslasttrennschalter* kombiniert werden.

13.2.3 Niederspannungsschaltanlagen über 630 A

Industrieunternehmen mit hoher Lastdichte beziehen ihre elektrische Energie auf Mittelspannungsniveau oder auch direkt aus der 110 kV-Ebene. Sie besitzen dann eine *Übergabestation* mit EVU-seitiger Hochspannungsschaltanlage, einem Transformator und, bei mehreren Abgangsfeldern der Kundenanlage, einen *Übergabeleistungsschalter* (s. a. 13.5). Ferner gibt es im Kontrollbereich des EVU eine plombierte Messeinrichtung für Verrechnungszwecke. Die Unterspannungsseite des Transformators speist zunächst die kundeneigene *Niederspannungshauptschaltanlage* (engl.: *power center*), von dort aus erfolgt die eigentliche Niederspannungsverteilung über Haupt- und Unterverteiler bzw. über Kabel und Leitungen in einem hierarchisch aufgebauten *Niederspannungsverteilsystem*, Bild 13.23.

Je nach tolerierbarer Dauer von Betriebsunterbrechungen sind die Leistungsschalter wie im Installationsbereich *fest eingebaut* oder in *Einschubtechnik* ausgeführt.

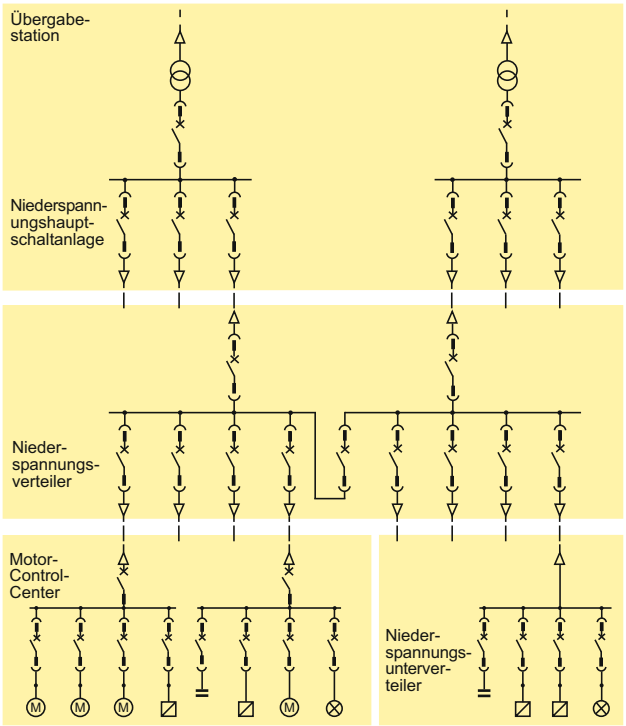


Bild 13.23. Über Kabel bzw. Leitungen gekoppelte, hierarchisch gestufte Niederspannungsschaltanlage in der Großindustrie. Die üblicherweise in der Unterverteilung eingesetzten *Punkt-* und *Linienverteiler* sind zur Wahrung der Übersichtlichkeit nicht explizit gezeichnet.

Niederspannungshauptschaltanlagen werden für Einspeiseströme bis zu 6.300 A und Kurzschlussströme bis zu 375 kA ausgelegt. Hauptleistungsschalter, Hauptverteiler und Unterverteiler können bei mittleren Betriebsgrößen in einer Schaltfeldgruppe angeordnet oder räumlich getrennt aufgestellt sein, Bild 13.24.



Bild 13.24. Niederspannungsschaltanlage in der Großindustrie (Siemens).

Im ersten Feld links befindet sich der *Einspeiseleistungsschalter*, im zweiten Feld die nachgeordneten Leistungsschalter in Einschubtechnik, im mittleren Feld sind die bereits in 13.1.1 erwähnten *Sicherungstrennleisten* für einzelne Abgänge zu erkennen.

Bei den Unterverteilern unterscheidet man noch zwischen *Punkt-* und *Linienverteilern*. Bei ersteren sind die Sammelschienen zentral im Verteiler angeordnet, von wo aus alle Leitungen zu den Verbrauchern sternförmig abgehen. Bei letzteren sind die Sammelschienen räumlich über größere Areale von Fertigungsbetrieben verteilt, Verbraucher lassen sich praktisch an jeder Stelle im Verlauf der Sammelschienen anschließen.

Im Gegensatz zu den fest eingestellten Schutzkennlinien der Leitungsschutzschalter im Installationsbereich können die Leistungsschalter im Industriebereich mit Hilfe parametrierbarer Überstromrelais individuell den jeweiligen Verbraucherleistungen und -charakteristiken angepasst werden. Nachgeordnete Leistungsschalter gewährleisten damit nicht nur den Leitungsschutz, sondern auch den *Geräte-* bzw. *Betriebsmittelschutz*. Zunehmend kommen *fernbedien-* und *-parametrierbare* Leistungsschalter zum Einsatz (s. a. 13.1).

Abschließend sei bemerkt, dass die Begriffe *Niederspannungsschaltanlagen* und *Niederspannungsverteiler* nicht scharf definiert sind und in der Praxis oft synonym benutzt werden. Die Begriffe *Verteiler* und *Unterverteiler* finden meist bei kleineren Einspeise-, Last- und Kurzschlussströmen Verwendung, der Begriff *Niederspannungsschaltanlagen* vorrangig bei hohen Einspeise-, Last- und Kurzschlussströmen.

Dient eine Niederspannungsschaltanlage überwiegend dem Schalten diverser Motoren, spricht man von einem *Motor-Control-Center*.

13.3 Mittelspannungsschaltanlagen

Mittelspannungsschaltanlagen erfüllen grundsätzlich die gleiche Funktion wie *Niederspannungsschaltanlagen*, lediglich auf höherem Leistungsniveau. Ihre Abgänge versorgen vorwiegend Verteiltransformatoren oder nachgelagerte Mittelspannungsschaltanlagen bzw. Netzstützpunkte, die ihrerseits Verteiltransformatoren speisen. Typische Einsatzgebiete sind die öffentliche Stromversorgung, Industrieanlagen, Hochhäuser, Gebäudekomplexe, Flughäfen etc.

Gegenüber Niederspannungsschaltanlagen unterscheiden sich Mittelspannungsschaltanlagen in folgenden Aspekten:

– Die Leitungen, Sammelschienen und Leistungsschalter sind für Spannungen von 1 kV bis 36 kV, in Sonderfällen bis 52 kV, ausgelegt. In der Bundesrepublik sind 10 kV und 20 kV am häufigsten vertreten. Man spricht beispielsweise von einer 10 kV-*Mittelspannungsschaltanlage*.

– Die Schaltgeräte von Mittelspannungsschaltanlagen sind nicht wie die Leitungsschutzschalter und Sicherungen in Niederspannungsverteilern dicht nebeneinander aufgereiht, sondern auf Grund ihrer Baugröße und ihrer Hilfseinrichtungen sowie des Platzbedarfs für die Kabelanschlüsse in eigenen, voneinander abgeschotteten *Schaltfeldern* bzw. *–zellen* (engl.: *cubicle, bay*) untergebracht. Jedem einzelnen *Leitungsschutzschalter* einer Niederspannungsschaltanlage im Installationsbereich entspricht bei Mittelspannungsschaltanlagen entweder ein *Leistungsschalter* oder ein *Lastschalter mit Sicherungen* für den Kurzschlussschutz in einem *eigenen Feld*, Bild 13.25.

  Alle Felder einer Mittelspannungsschaltanlage sind in Querrichtung durch monolithische oder modulare *Einfach-* oder *Doppelsammelschienen* miteinander verbunden. Die



Bild 13.25. Schaltfeld einer klassischen, *luftisolierten* Mittelspannungsschaltanlage mit einem Lasttrennschalter und HH-Sicherungen (Moeller), a) Frontansicht mit Blind- bzw. Übersichtsschaltbild, b) Innenleben.

Sammelschienensysteme können durch *Längskupplungen* unterteilt oder, bei Doppelsammelschienen, über *Querkupplungen* miteinander verbunden sein.

Abhängig von der Zahl der Abzweige reicht die Baugröße von einem einzelnen Schaltfeld bis zu einer nach oben offenen Zahl an Schaltfeldern bzw. Schaltzellen. Je nach kundenspezifischen Anforderungen stehen luftisolierte und SF_6-isolierte Mittelspannungsschaltanlagen zur Wahl. Letztere zeichnen sich durch ihre kompakte Bauweise, hohe Berührungssicherheit und dank Unempfindlichkeit gegenüber Klimaeinflüssen und Verschmutzung durch eine hohe Wartungsfreiheit über die Gesamtlebensdauer aus.

Je nach Einsatzgebiet und Funktionalität gibt es bei Mittelspannungsschaltanlagen neben reinen Abgangsfeldern mit Leistungsschaltern, Lastschaltern oder zusätzlichen Sicherungen *Einspeisefelder*, *Kuppelfelder* für Sammelschienenabschnitte oder Doppelsammelschienen, *Transformatorfelder*, *Motorschaltfelder*, *Verrechnungsfelder*, *Blindstromkompensationsfelder* etc. Typische Topologien einzelner Schaltfelder zeigt Bild 13.26.

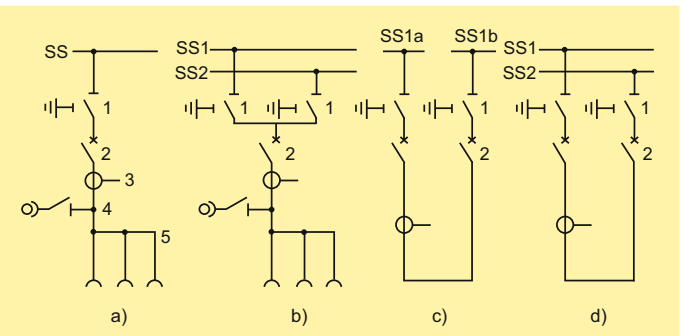


Bild 13.26. Typische *Schaltfeldtopologien* für a) Einspeise-/Abgangsfeld bei nur einer Sammelschiene, b) Einspeise-/Abgangsfeld für Doppelsammelschienen, c) *Längskupplung* zwischen zwei Sammelschienenabschnitten und d) *Querkupplung* zweier Sammelschienen (einphasig).

Einspeisekabel und *Abgangskabel* werden meist von unten in die Schaltanlage eingeführt und deswegen im Übersichtsschaltbild oft auch in gleicher Richtung in Bezug auf die Sammelschiene eingezeichnet. *Einspeisefelder* und *Abgangsfelder* sind von der Topologie her gesehen praktisch gleich. Sie unterscheiden sich lediglich in den meist größeren Querschnitten bei den Einspeisefeldern.

– Zum Schutz des Betriebspersonals bei Wartungs- und Umbauarbeiten an Schaltern und Wandlern lässt sich in jedem Abzweig die Verbindung zur Sammelschiene durch einen Trenner auftrennen, so genannter *Sammelschienentrenner* (Bild 13.26, Objekt 1). Zur weiteren Erhöhung der Personensicherheit besitzt dieser Trenner einen zusätzlichen *Erdungskontakt* (*Dreistellungsschalter*), mittels dem der Abzweig auch noch dauerhaft geerdet werden kann, so genannter *Erdungstrennschalter*. Ringleitungen bzw. Maschennetze erfordern wegen der Möglichkeit der Rückspeisung einen weiteren Erdungstrennschalter, so genannter *Abgangstrenner* (in Bild 13.26 nicht eingezeichnet). Der Leistungsschalter kann fest eingebaut oder in *Einschubtechnik* bzw. *Wagentechnik* realisiert sein. Bei ausfahrbaren Leistungsschaltern in Wagentechnik bilden die Steckkontakte auf beiden Seiten inhärent eine „*sichere Trennstrecke*“. Separate Trennschalter können damit entfallen. Bei Verwendung wartungsfreier Vakuumschalter und Wandler (Sensoren) wird selbst die Einschubtechnik entbehrlich.

– Die ankommenden und abgehenden Mittelspannungskabel sind an den Enden mit *Kabelendverschlüssen* ausgerüstet. Kabelendverschlüsse sind nach dem Stand der Technik als vollisolierte *Mittelspannungssteckverbindungen* ausgeführt, die über eine *Außen-* oder *Innenkonusverbindung* gesteckt werden. Häufig gibt es mehrere parallel geschaltete Steckanschlüsse zum gleichzeitigen Anschluss mehrerer paralleler Kabel oder auch von Überspannungsableitern.

– Während bei Niederspannungsleistungsschaltern die Sensoren für Überstrom und Kurzschlussstrom entweder im Leitungsschutzschalter integriert oder in Form von Überstromrelais realisiert sind, müssen die *Auslösesignale* bei Mittelspannungsschaltanlagen zunächst über *Strom-* und *Spannungswandler* sowie *nachgeschaltete Schutzrelais* gewonnen werden. Die Wandler sind in klassischen Anlagen in separaten *Messfeldern* zusammengefasst, in dem gegebenenfalls auch die Wandler für die Erfassung von Betriebsströmen und -spannungen enthalten sind. Sie sind heute oft in Form von *Sensoren* integraler Bestandteil eines Schaltfeldes, wodurch eigene Messfelder entbehrlich werden.

– Schließlich zeichnen sich Mittelspannungsschaltanlagen durch ihren beträchtlichen Aufwand für den Personenschutz bei etwaigen stromstarken *Störlichtbögen* aus. Typische Merkmale sind Stahlkapselung, Abschottung unterschiedlicher *Funktionsräume* für Sammelschienen, Leistungsschalter und Kabelanschlussraum, Berührungsschutz-Barrieren sowie *Druckentlastungsöffnungen* bzw. *-kanäle* (s. a. 13.6). Bei Schaltanlagen mit Leistungsschalterwagen bestehen umfangreiche mechanische und elektrische Verriegelungen, die beispielsweise ein Ausfahren des Wagens bei geschlossenem Leistungsschalter verhindern, ein Einschalten in ausgefahrener Position nicht zulassen oder die Betätigung des Erdungsschalters in der eingefahrenen Position sperren.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Mittelspannungsschaltanlagen für die *Primärverteilung* und für die *Sekundärverteilung*.

13.3.1 Mittelspannungsschaltanlagen der Primärverteilung

Mittelspannungsschaltanlagen der *Primärverteilung* werden beispielsweise auf der Unterspannungsseite von 110 kV/10 kV . . . 36 kV Umspannstationen eingesetzt. Sie können für Ströme bis zu 7.500 A (Transformatorleistungen 63 MVA) ausgelegt sein, verwenden zur Beherrschung der Kurzschlussströme *Leistungsschalter* und werden daher auch als *Leistungsschalteranlagen* bezeichnet.

Die Betriebsströme der Sammelschienen reichen bis 2.500 A. Als Mittelspannungsleistungsschalter kommen heute fast ausnahmslos *Vakuumschalter* zum Einsatz (13.1.3). Anstelle der klassischen Bedienungselemente und Blindschaltbilder auf der Frontseite erfolgt die Vor-Ort-Bedienung über ein spezielles Feldleitgerät mit LCD-Display (s. a. 16.3). Bild 13.27 zeigt eine kompakte Mittelspannungsschaltanlage mit SF_6-Druckgas-Isolierung.



Bild 13.27. Kompakte Mittelspannungsschaltanlage mit *SF_6-Isolierung* und digitaler Feldleittechnik. Schaltfeldbreite ca. 0,6 m (Siemens).

Leistungsschalteranlagen der primären Verteilung besitzen grundsätzlich die gleiche Topologie wie Niederspannungsschaltanlagen. Im einfachsten Fall gibt es eine Einspeisung auf eine Sammelschiene und mehrere Abgänge, Bild 13.28a.

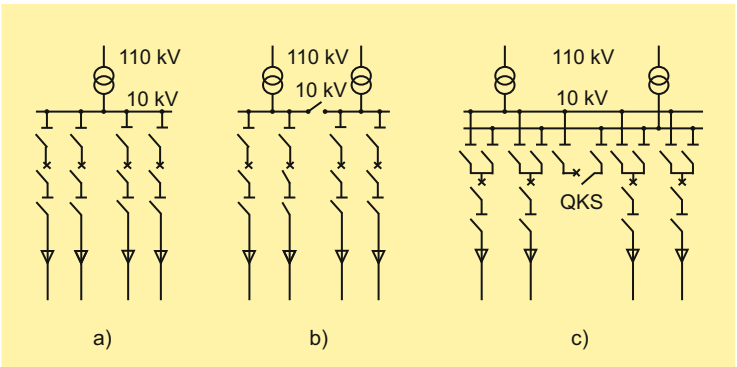


Bild 13.28. a) Monolitische Einfachsammelschiene mit einer Einspeisung, b) unterteilte Einfachsammelschiene mit zwei Einspeisungen, c) Doppelsammelschiene mit zwei Einspeisungen. QKS: Querkupplungsschalter.

In luftisolierten Schaltanlagen sind die Leistungsschalter in der Regel ausfahrbar mit inhärenter Trennerfunktion ausgeführt (s. a. Bild 13.14).

In gekapselten SF_6-isolierten Anlagen sind die Sammelschienentrenner meist *Dreistellungstrennschalter* mit gleichzeitiger Erdungsschalterfunktion: *Ein/Aus/Erdung vorbereitet*. Die tatsächliche Erdung eines Kabelabzweigs erfolgt einschaltfest in der Trennerstellung „*Erdung vorbereitet*“ durch Einschalten des Leistungsschalters.

Erreicht die Kurzschlussleistung das Schaltvermögen der Leistungsschalter oder bestehen hohe Kundenanforderungen an die Verfügbarkeit, wird die Einspeisung entweder auf zwei *Abschnitte* einer *Einfachsammelschiene* oder auf eine *Doppelsammelschiene* verteilt, Bild 13.28b und c. Die Doppelsammelschienensysteme sind durch einen Querkupplungsschalter miteinander verbunden und können offen oder geschlossen betrieben werden. Bei Bedarf werden auch Doppelsammelschienensysteme mit Längstrennung ausgeführt.

Der Ausfall einer der beiden Einspeisungen führt bei Verwendung von Leistungsschaltern und entsprechender Überlastbarkeit der Transformatoren zu keiner Betriebsunterbrechung. Die zwei Sammelschienenabschnitte der Einfachsammelschiene werden im ungestörten Betrieb mit offener Trennstelle betrieben, beim Ausfall einer Einspeisung über die Längskupplung miteinander verbunden. Bei allen drei Varianten führen jedoch Wartungsarbeiten an einem Leistungsschalter zu einer Versorgungsunterbrechung des betreffenden Abgangs.

Können Versorgungsunterbrechungen durch Ausfall oder Revision eines Leistungsschalters nicht toleriert werden, sind die in Bild 13.29 gezeigten Topologien möglich.

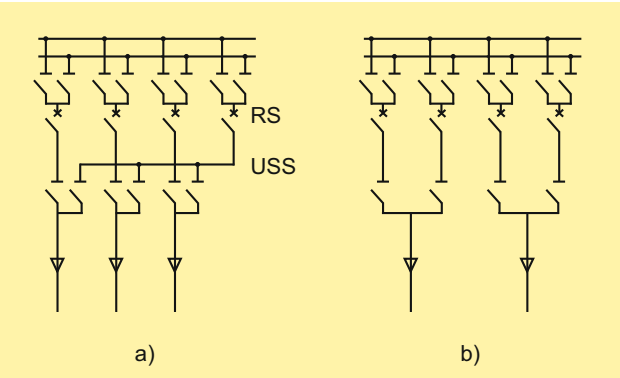


Bild 13.29. Schaltanlagentopologien für Schalterrevisionen ohne Betriebsunterbrechnung. a) Topologie mit *Umgehungsammelschiene* USS, b) Zwei-Leistungsschaltertopologie je Abgang.

In Bild 13.29a ermöglicht die *Umgehungssammelschiene USS in Verbindung mit dem Reserve-Leistungsschalter* RS die unterbrechungsfreie Stromversorgung. In Bild 13.29b leisten die gleiche Funktion zwei parallele *Trenner/Leistungsschalter/Trenner* Kombinationen. Letzteres ist die vielseitigste, aber auch teuerste Option. Dazwischen existieren zahlreiche Varianten, beispielsweise eine Topologie gemäß Bild 13.29b, bestückt jedoch mit jeweils nur einem ausfahrbaren Leistungsschalter in einem der parallelen Zweige.

Schließlich können Felder von Mittelspannungsschaltanlagen neben den oben dargestellten *Leistungs-* und *Lastschaltern* noch die bereits erwähnten *Trenn-* und *Erdungsschalter*

(Bild 13.26), *Strom-* und *Spannungswandler* bzw. *-sensoren* für Schutzzwecke sowie *Überspannungsableiter* etc. aufweisen, Bild 13.30.

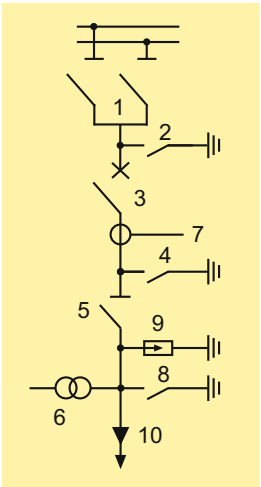


Bild 13.30. Typisches Abgangsfeld einer 2-Sammelschienen-Schaltanlage der primären Verteilung. 1 Sammelschienen-Trenner der Sammelschienen I und II, 2 Erdungsschalter, 3 Leistungsschalter, 4 Erdungsschalter, 5 Abgangstrennschalter, 6 Spannungswandler, 7 Stromwandler, 8 Erdungsschalter, 9 Überspannungsableiter, 10 Kabelendverschluss des Abgangskabels.

Die Erdungsschalter 2, 4 und 8 dienen der zusätzlichen Sicherung des Betriebspersonals bei Wartungsarbeiten.

Die Wahl der Schaltanlagentopologie von Leistungsschalteranlagen der primären Verteilung richtet sich im Einzelfall nach den betrieblichen Anforderungen bzw. den Kosten einer Versorgungsunterbrechung im Vergleich zu den zusätzlichen Investitionskosten einer hochverfügbaren Anlage. Grundsätzlich können in Mittelspannungsschaltanlagen Leistungsschalter und Lasttrennschalter Verwendung finden, so lange in Richtung Einspeisung der Kurzschlussschutz durch mindestens einen vorgelagerten Leistungsschalter gewährleistet ist. Beispielsweise können diese Funktion *Sicherungen* oder, bei Mehrfach-Sammelschienen, der *Querkupplungsschalter* übernehmen. In letzterem Fall erleiden dann aber alle anderen von der freigeschalteten Sammelschiene versorgten Abnehmer ebenfalls eine Versorgungsunterbrechung.

Die von den Mittelspannungsanlagen der Primärverteilung abgehenden Kabel führen in Form von Stich- und Ringleitungen zu den Mittelspannungsschaltanlagen der dezentral in Lastschwerpunkten angeordneten Ortsnetz- und Schwerpunktstationen der *Sekundärverteilung* (s. a. 13.3.2, 13.5 und Kapitel 11).

13.3.2 Mittelspannungsschaltanlagen der Sekundärverteilung

Mittelspannungsschaltanlagen der *Sekundärverteilung* kommen auf der Oberspannungsseite von Ortsnetzstationen und Schwerpunktstationen der Industrie bei Transformatorleistungen bis zu 1 MVA zum Einsatz. Die Abzweigströme sind in der Regel auf 630 A begrenzt und werden mit luftisolierten oder SF_6 isolierten *Lasttrennschaltern* geschaltet. Sie werden daher auch als *Lasttrennschalteranlagen* bezeichnet. Explizite Trennschalter vor und

nach dem Lastschalter werden damit entbehrlich. Der Kurzschlussschutz wird durch HH-Sicherungen bewirkt (13.1.1). *Lasttrennschalteranlagen* begegnet man in begehbarer und nicht begehbarer fabrikfertig montierter Ausführung bzw. als *Einbaustationen*, Bild 13.31.



Bild 13.31. Abgangsfelder einer SF_6 isolierten Mittelspannungsschaltanlage der Sekundärverteilung (Elpro).

Die Topologie von *Lastschalteranlagen* der sekundären Verteilung in *Ortsnetzstationen* ist vergleichsweise einfach. Es gibt jeweils eine *Stich-* oder *Ringeinspeisung* sowie einen Transformatorabgang für die Hochspannungsseite des *Verteiltransformators*, Bild 13.32.

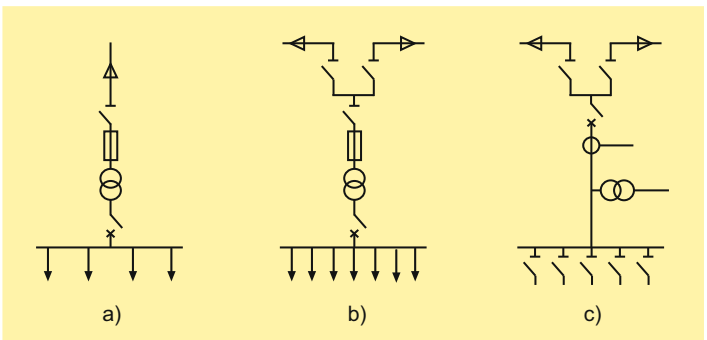


Bild 13.32. Topologie von Mittelspannungsschaltanlagen der sekundären Verteilung. a) *Stich-einspeisung*, b) *Ringeinspeisung* von Ortsnetzstationen, c) Ringeinspeisung einer Übergabestation, die mehrere Unterstationen speist (s. a. Bild 13.48).

Bei Sondervertragskunden gibt es je nach betrieblichen Anforderungen eine beliebige Anzahl weiterer Abgangsfelder.

13.4 Hochspannungsschaltanlagen

Hochspannungsschaltanlagen verbinden die Betriebsmittel von Transport- oder Übertragungsnetzen gleicher Nennspannung und bedienen die Kuppelleitungen zu benachbarten Elektroenergiesystemen eines Verbundsystems. Darüber hinaus bilden sie die Schnittstellen auf der Ober- und Unterspannungsseite von *Umspannstationen* und *Umspannwerken* (s. a. 13.5). Man unterscheidet zwischen *Freiluft-* und *Innenraumschaltanlagen* (engl.: *indoor*, *outdoor switchgear*). Bei letzteren unterscheidet man nochmals zwischen *klassischen Innenraumschaltanlagen*, die wie Freiluftschaltanlagen überwiegend Luft als Isoliermedium verwenden, und *gekapselten*, mit SF_6 (*Schwefelhexafluorid*) *druckgasisolierten Schaltanlagen*. Gekapselte, druckgasisolierte Schaltanlagen zeichnen sich durch einen wesentlich geringeren Raumbedarf, hohe Betriebssicherheit gegen Umwelteinflüsse, optimalen Personenschutz und lange Wartungsintervalle aus. Sie finden nach Ertüchtigung für Freiluftaufstellung zunehmend auch in Freiluftschaltanlagen Verwendung (13.4.2).

13.4.1 Freiluftschaltanlagen

Freiluftschaltanlagen kommen in der Peripherie von Stadtgebieten oder auf dem Land zum Einsatz, wo der Platzbedarf eine geringere Rolle spielt, Bild 13.33.



Bild 13.33. Typische Freiluftschaltanlage (EnBW).

Hochspannungsschaltanlagen sind wie Mittelspannungsschaltanlagen in *Felder* unterteilt. Während bei Mittelspannungsschaltanlagen die Feldbreite bei einem Meter oder weniger liegt, beträgt die Feldbreite beispielsweise einer 123 kV-Freiluftschaltanlage 10 m, bei 420 kV sogar 18 m. Diese Feldbreiten geben Anlass für zahlreiche unterschiedliche Bauweisen mit unterschiedlichem Platzbedarf. Man unterscheidet zwischen „*halbhoher*“ bzw. *klassischer* Bauweise sowie *Reihen-Längs-* und *Reihen-Querbauweise*, *Hochbauweise*, *Diagonalbauweise* etc. Bild 13.34 zeigt beispielhaft eine schematische Seitenansicht einer Schaltanlage in *halbhoher* Bauweise und die Sicht aus der Vogelperspektive.

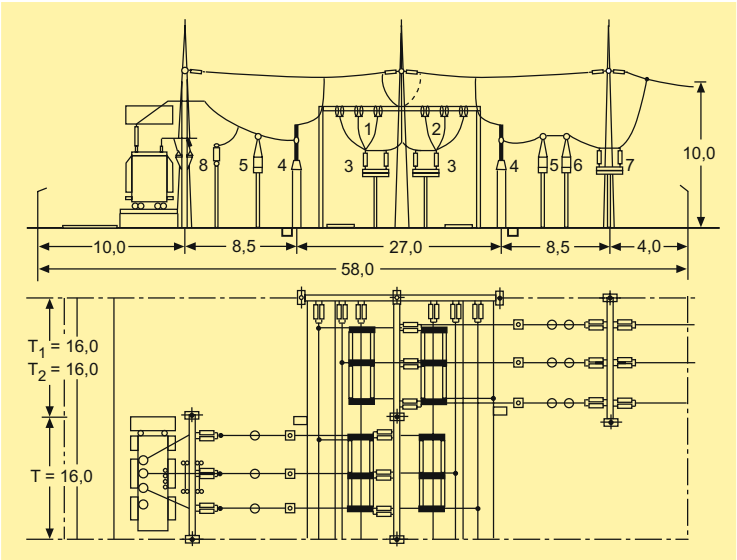


Bild 13.34. 245 kV-Freiluftschaltanlage mit Doppelsammelschienen (klassische Bauweise). 1 Drehstromsammelschiene I, 2 Drehstromsammelschienen II, 3 Sammelschienentrennschalter, 4 Leistungsschalter, 5 Stromwandler, 6 Spannungswandler, 7 Abgangstrennschalter, 8 Überspannungsableiter. Zahlenangaben in Metern (ABB).

Schalter, Trenner und Wandler sind auf *Gerätetischen* angeordnet (erste Ebene). In der darüber liegenden Ebene befinden sich die Sammelschienen und in der obersten die ankommenden und gegebenenfalls abgehenden Hochspannungsfreileitungen.

Bei mäßigen Nennströmen und Kurzschlussleistungen werden die Sammelschienen mit *Leiterseilen* realisiert, wie sie auch bei Hochspannungsfreileitungen Verwendung finden. Hohe Nennströme und Kurzschlussleistungen verlangen *Leiterseilbündel* oder *Rohrsammelschienen*. Beispielsweise sind die Freiluftschaltanlagen der 420 kV-Transportnetze meist mit Rohrsammelschienen ausgeführt.

Bild 13.35 zeigt schematisch die Komplexität einer 420 kV-Hochspannungsschaltanlage des deutschen Verbundnetzes mit 3 Sammelschienensystemen und Umgebungssammelschiene. Die Beherrschung der Stromkräfte im Kurzschlussfall sowie der seismischen Kräfte in erdbebengefährdeten Gebieten stellt bei diesen Anlagen mit ihren großen Abmessungen eine besondere Herausforderung dar. Die Berechnung der mechanischen Beanspruchungen der Isolatoren und weiterer Betriebsmittel bei Kurzschlüssen und Erdbeben erfolgt mittels komplexer Rechenprogramme basierend auf Finite-Elemente-Methoden. Dabei müssen aus dem zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms zunächst die mechanischen Stromkräfte der stromführenden Leiter untereinander ermittelt werden und die daraus resultierenden Seilzugkräfte als Störfunktion in das mathematische FEM-Modell der Schaltanlage gegeben werden. Im Erdbebenfall dienen historische Daten der Bewegung des Untergrunds als Störfunktion.

Die zahllosen Varianten von Hochspannungsschaltanlagen unterscheiden sich in ihrer Topologie, in der räumlichen Anordnung der Trennschalter (Reihe/Parallel), dem Integrationsgrad (beispielsweise fahrbare Leistungsschalter), dem Aufwand für die Abspannportale, dem geforderten Funktionsumfang bzw. den Betriebsweisen bei Störungen oder Revisionen etc. (13.4.3). Der Vielfalt sind keine Grenzen gesetzt, jede Schaltanlage ist im Detail betrachtet ein Unikat.

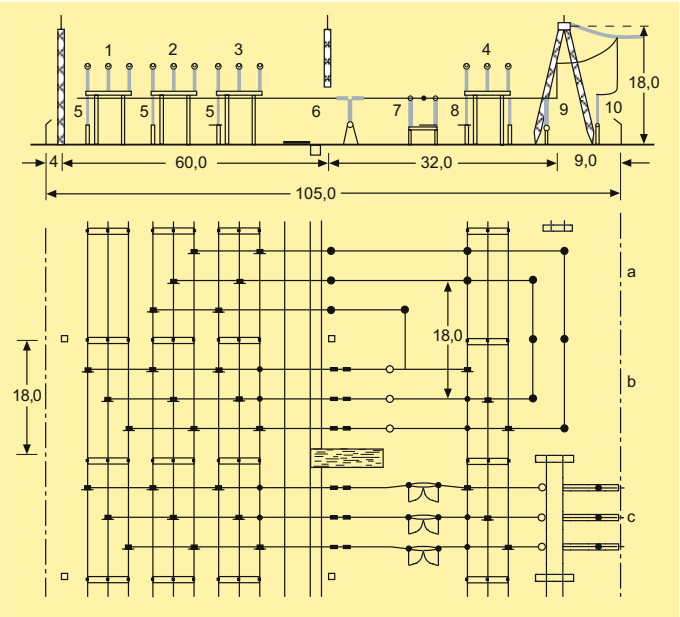


Bild 13.35. 420 kV-Hochspannungsschaltanlage im deutschen Verbundnetz. 1,2,3 Dreifachsammelschiene, 4 Umgehungssammelschiene, 5 Sammelschienentrennschalter, 6 Leistungsschalter, 7 Abgangstrennschalter, 8 Umgehungstrennschalter, 9 Stromwandler, 10 Spannungswandler. Zahlenangaben in Metern (ABB).

13.4.2 Gekapselte Hochspannungsschaltanlagen für Innenraumaufstellung

Bei begrenztem Raum und/oder hohen Anforderungen an Verschmutzungs- und Klimaunempfindlichkeit werden Hochspannungsschaltanlagen als *gekapselte Schaltanlagen* (engl.: *metal clad)* druckgasisoliert bis 800 kV ausgeführt. Als Isoliergas dient SF_6 (*Schwefelhexafluorid*), das auf Grund seiner elektronegativen Eigenschaften bereits bei Atmosphärendruck eine etwa 3-fach höhere dielektrische Festigkeit besitzt als Luft.

SF_6-isolierte Schaltanlagen sind nach dem Baukastenprinzip aus modularen Komponenten aufgebaut, die beliebige Konfigurationen ermöglichen, Bild 13.36.



Bild 13.36. Gekapselte SF_6-isolierte 110 kV-Schaltanlage mit Doppelsammelschiene (ABB).

Die Breite der Schaltfelder reicht je nach Spannung von 1 m bis etwa 5 m. Der Gasdruck liegt zwischen 300 kPa und 600 kPa bzw. 3 bis 6 bar. Marginale Leckraten erlauben bei anfänglich über dem Bemessungsdruck liegenden Gasdrücken eine Sammelschienenwartungsfreiheit von über 30 Jahren. Wie bei Mittelspannungsschaltanlagen sind die einzelnen Felder zur Begrenzung des Schadens bei Störlichtbögen geschottet. Bis zu Spannungen von etwa 170 kV kommen *dreiphasig* gekapselte Sammelschienen zum Einsatz. Anlagen für höhere Spannungen werden mit *einphasig* gekapselten Sammelschienen ausgeführt.

Das Innenleben der oben abgebildeten SF_6-isolierten Hochspannungsschaltanlage zeigt schematisch Bild 13.37.

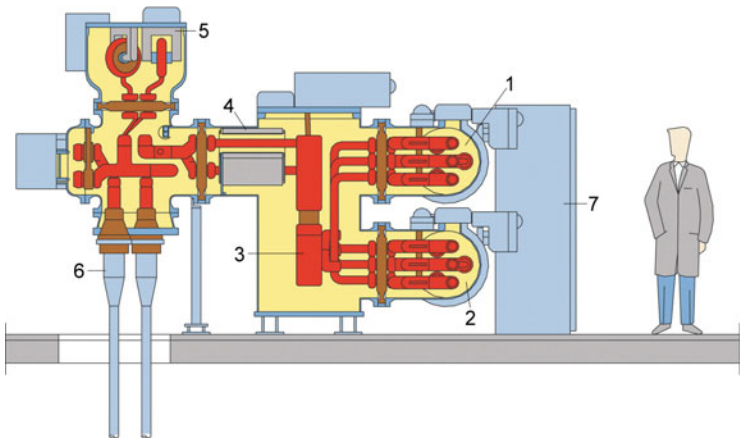


Bild 13.37. Querschnittszeichnung der in Bild 13.36 abgebildeten SF_6-isolierten Hochspannungsschaltanlage (ABB). 1,2 Doppelsammelschienen mit kombiniertem Trenn-/Erdungsschalter, 3 Leistungsschalter, 4 Stromwandler, 5 Spannungswandler, 6 Kabelabgang mit kombiniertem Trenn-/Erdungsschalter, 7 Steuerschrank (ABB).

Wie bereits erwähnt, spricht man bei den einzelnen Feldern einer Schaltanlage generell von *Abzweigen*, unbeschadet der Tatsache, ob es sich um *Einspeisungen* oder *Abgänge* handelt. So kann auch bei gekapselten Anlagen eine Einspeisung oder ein Abgang über äußerlich gleich aussehende Feldanschlussflächen erfolgen. Die *Energieflussrichtung* zeigt einmal zur Sammelschiene hin, das andere Mal von der Sammelschiene weg. Es gibt spezielle *Kabel-* und *Freileitungsabgänge*, ferner im Gasraum angeordnete *Strom-* und *Spannungswandler* sowie *Trenn-* und *Erdungsschalterkomponenten*. Bei Doppelsammelschienen liegen vor dem Leistungsschalter zwei parallel abgehende Sammelschienentrenner zu je einer der beiden Sammelschienen. Das zentrale Element eines Feldes ist immer der *Leistungsschalter*.

Während bei klassischen Hochspannungsschaltanlagen die Bedienungs- bzw. Leittechnikfelder (Feldrechner, siehe Kapitel 16) räumlich getrennt in einem Gebäude untergebracht sind, befindet sich bei modernen gekapselten Anlagen die Sekundärtechnik unmittelbar in bzw. an der Kapselung. Den Stand der Technik kennzeichnen gekapselte Schaltanlagen, in denen die klassischen Strom- und Spannungswandler durch lineare, eisenfreie *Stromsensoren* mit *Rogowskispulen* und *Spannungssensoren*, basierend auf der *Pockelszelle*, zum Einsatz kommen. Im Hinblick auf eine hohe elektromagnetische Verträglichkeit finden für die Informationsübertragung zunehmend Lichtleiter Verwendung.

Heute werden *gekapselte Hochspannungsschaltanlagen* auch in Freiluftausführung in *hochintegrierten Schaltanlagen* auf begrenztem Raum eingesetzt. Sie liegen preislich zwischen Freiluftschaltanlagen und gekapselten Anlagen in Innenräumen, Bild 13.38.



Bild 13.38. Gekapselte Schaltanlage für Freiluftaufstellung (Siemens).

In Bild 13.38 erfolgt die Einspeisung über zwei 110 kV-Kabel, die in einer H-Schaltung (13.4.3) und über abgangsseitige SF_6/Freiluftdurchführungen zwei Verteiltransformatoren 110 kV/10 kV versorgen. Die H-Schaltung ist mit fünf Leistungsschaltern ausgerüstet, die sich in den waagerechten Mittelstücken befinden. In anderen Anwendungen können die Leistungsschaltermodule beidseitig wahlweise mit Abgängen für Freileitungs-, Kabel- oder SF_6-Rohrleiter ausgerüstet sein.

13.4.3 Topologie von Hochspannungsschaltanlagen

Die Topologie von Hochspannungsschaltanlagen baut auf den möglichen Topologien von Mittelspannungsschaltanlagen auf. Hochspannungsschaltanlagen verbinden Transportnetze unterschiedlicher Spannungsebenen über Netzkupplungstransformatoren oder speisen über Transformatoren Übertragungsnetze für die regionale Energieverteilung. In Transportnetzen kommt zur reinen *Verteil-* und *Netzkupplungsfunktion* noch die *Durchleitungsfunktion* hinzu. Beispielsweise zeigt Bild 13.39 die grundsätzliche Topologie einer Schaltanlage mit Durchleitungsfunktion.

Die Schaltanlage besteht im Wesentlichen aus zwei ankommenden und zwei abgehenden parallelen Drehstromfreileitungssystemen für 380 kV oder 220 kV und einer Sammelschiene für den Anschluss von Netzkupplungstransformatoren, beispielsweise 220 kV/380 kV, oder Transformatoren zur Versorgung von *Lastschwerpunkten* 220 kV/110 kV bzw. 380 kV/110 kV. Aufgrund der hohen Durchgangsleistungen werden sehr hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit gestellt.

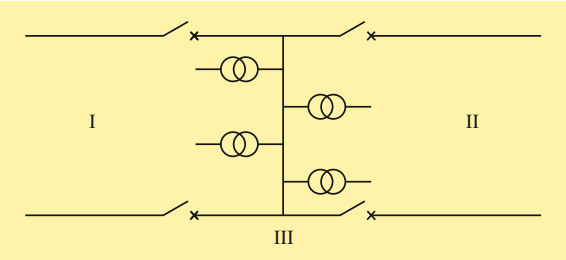


Bild 13.39. Grundsätzliche Topologie einer Hochspannungsschaltanlage mit Durchleitungsfunktion.

Hochspannungsschaltanlagen werden zur Wahrung des n-1 Prinzips (s. a. Kapitel 1) in der Praxis grundsätzlich als Mehrfachsammelschienenanlagen oder Leistungsschalteranlagen konzipiert, deren Leistungsschalter ohne Betriebsunterbrechung einzelner Abzweige gewartet werden können. Darüber hinaus wird generell eine hohe Flexibilität zur Beherrschung von Netzstörungen verlangt.

Allgemein unterscheidet man bei Hochspannungsschaltanlagen zwischen klassischen

- *Sammelschienenanlagen*
- *Leistungsschalteranlagen*
- *Kompaktanlagen*

Bild 13.40 zeigt das Grundprinzip klassischer Sammelschienenanlagen mit Unterteilung in einzelne Abzweigfelder und Mehrfachsammelschienen.

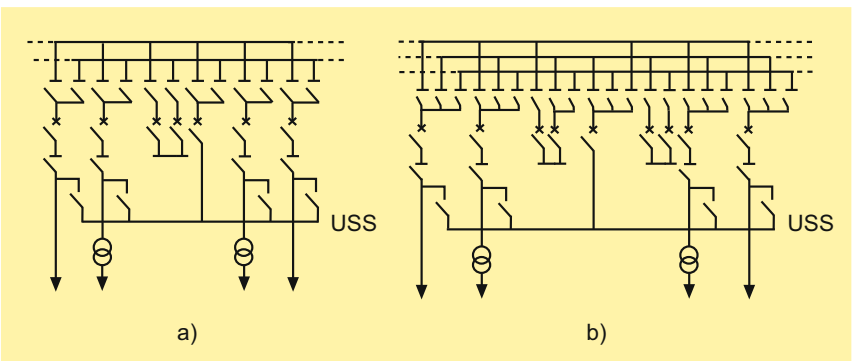


Bild 13.40. Topologien klassischer Sammelschienenschaltanlagen mit Mehrfach-Sammelschienen, zwei Einspeisefeldern, zwei Abgangsfeldern. a) 2-Sammelschienensystem mit Umgehungssammelschiene, b) 3-Sammelschienensystem mit Umgehungssammelschiene.

Jedem Abzweig ist *ein* Leistungsschalter zugeordnet. Die Trennschalter ermöglichen die Anwahl bestimmter Sammelschienen sowie die Freischaltung der Leistungsschalter und ihren Wandlern für Wartungszwecke. Während der Wartungsarbeiten wird der betroffene Abzweig über eine Kupplungssammelschiene USS weiter versorgt.

Hochspannungsschaltanlagen für sehr hohe Ansprüche an Versorgungssicherheit oder exzessiv hohe Kurzschlussleistungen können sogar vier oder fünf Sammelschienen aufweisen. Mehrfachsammelschienen erlauben ferner den Betrieb getrennter Netze, beispielsweise

Stadt/Land/Region, und von Netzen mit unterschiedlicher Sternpunktbehandlung (s. a. Kapitel 12). Bei einem Sammelschienenkurzschluss kann nach kurzer Betriebsunterbrechung, das heißt nach Beendigung der Schaltvorgänge der Trenner, durch Umschalten auf ungestörte Sammelschienen die Versorgung wiederhergestellt werden.

Eine Wiederherstellung der Versorgung quasi in Echtzeit leistet die *2-Leistungsschaltertopologie* mit *zwei* Leistungsschaltern je Abgang, Bild 13.41.

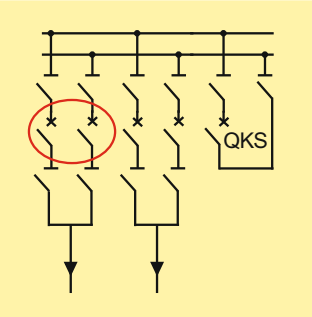


Bild 13.41. 2-Leistungsschaltertopologie. QKS: Sammelschienen-Querkuppelschalter. Die beiden gezeichneten Abzweige können Einspeisungen oder Abgänge sein.

Der Sammelschienen-Querkupplungsschalter QKS erlaubt auch beim Ausfall der Einspeisung einer Sammelschiene die Aufrechterhaltung der Versorgung aller Abgänge.

Neben den bisher vorgestellten klassischen *Sammelschienen*-Topologien gibt es noch so genannte *Leistungsschalter*-Topologien. Leistungsschalteranlagen beherrschen Netzstörungen in Echtzeit, leisten mit anderen Worten auch im Störungsfall eine unterbrechungsfreie Stromversorgung, Bild 13.42.

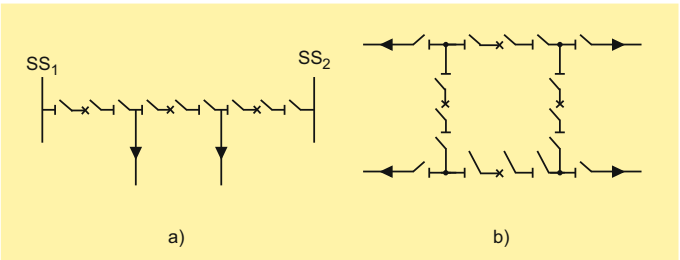


Bild 13.42. *Leistungsschalter-Topologien.* a) *1-1/2-Leistungsschalter-Topologie.* Die beiden gezeichneten Abzweige sind die Einspeisungen. Die Abgänge gehen von der Sammelschiene SS_1 und SS_2 weg, b) *Ringschaltung.*

Die *1-1/2-Leistungsschaltermethode* benötigt nur 1-1/2-Leistungsschalter je Abgang und besitzt dennoch optimale Flexibilität und Wartungsfreundlichkeit, Bild 13.42a. Im Normalbetrieb sind alle Leistungsschalter geschlossen. Bei einem Kurzschluss lassen sich alle Abgänge ohne Betriebsunterbrechung weiter versorgen. Die beiden Freileitungsabgänge lassen sich über den mittleren Leistungsschalter auch bei spannungsfreien Sammelschienen durchschalten. Wartungsarbeiten können an jedem Leistungsschalter, Wandler etc. ebenfalls ohne Betriebsunterbrechung durchgeführt werden. *Die Ringschaltung* benötigt nur *einen* Leistungsschalter je Abzweig und erlaubt dennoch die Revision aller Leistungsschal-

ter ohne Betriebsunterbrechung, Bild 13.42b. Sie eignet sich jedoch nur für eine geringe Zahl an Abzweigen und ist oft in Kraftwerkschaltanlagen anzutreffen.

Zur Veranschaulichung der technischen Realisierung obiger Schemata zeigt Bild 13.43 nochmals eine Hochspannungsschaltanlage eines Transportnetzes mit mehr Details.

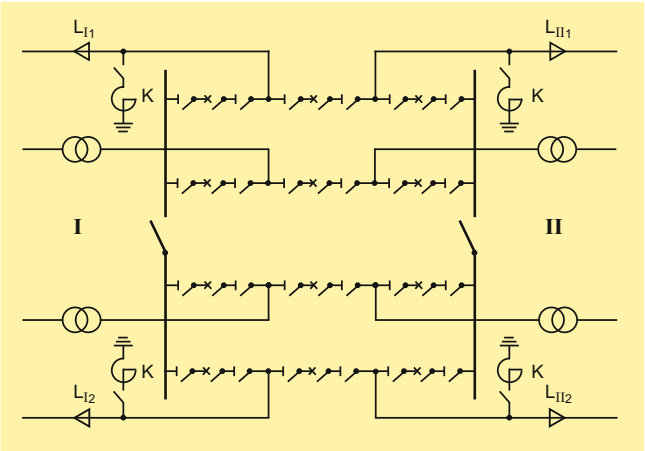


Bild 13.43. Hochspannungsschaltanlage eines Transportnetzes mit 1-1/2-Leistungsschalter-Topologie s. a. Bild 13.39. L_{I_1}, L_{I_2}: Doppelfreileitungssystem aus Richtung I. L_{II_1}, L_{II_2}: Doppelfreileitungssystem aus Richtung II. T_1, T_2, T_3, T_4: Transformatoren 380 kV/110 kV bzw. 220 kV/110 kV zur Versorgung eines Ballungsgebiets. K: Kompensationsdrosselspulen zur Leitungskompensation.

Schließlich gibt es für die Versorgung einzelner *Lastschwerpunkte* die in Bild 13.44 und Bild 13.45 dargestellten Topologien.

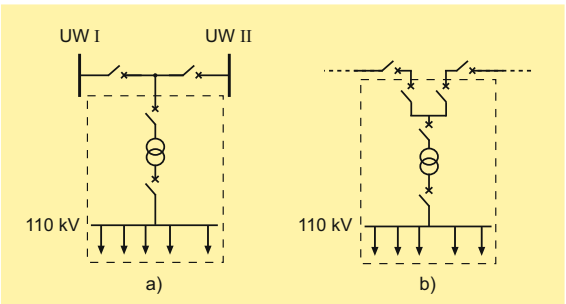


Bild 13.44. Schaltanlagentopologie für einfach gespeiste Lastschwerpunkte. a) Stichstation, b) Ringstation.

Eine höhere Versorgungszuverlässigkeit bieten zweifach gespeiste Lastschwerpunkte, Bild 13.45.

Bei geringen Anforderungen an die Dauer von Betriebsunterbrechungen können statt Leistungsschaltern auch Lastschalter zum Einsatz kommen.

Neben den oben vorgestellten schematischen Topologien richtet sich die räumliche und technische Gestaltung von Höchstspannungsschaltanlagen auch nach der Zahl der ankommenden bzw. abgehenden Leitungen und ihrer geografischen Lage (13.4.1).

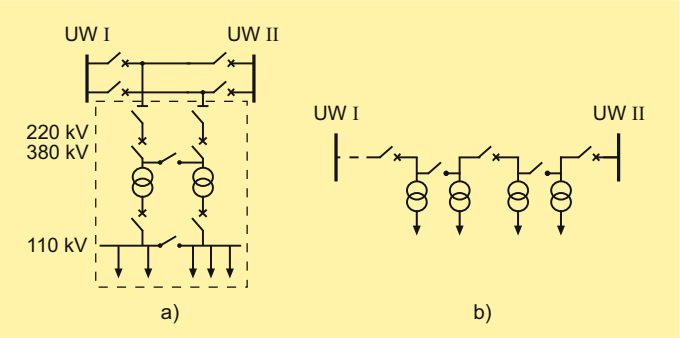


Bild 13.45. Schaltanlagentopologie für zweifach gespeiste Lastschwerpunkte. a) H-Schaltung, b) Ringeinspeisung mehrerer H-Schaltungen.

13.5 Umspannstationen

Wie bereits eingangs erläutert, bestehen *Umspannstationen* aus einer *oberspannungsseitigen Schaltanlage*, einer *unterspannungsseitigen Schaltanlage* und mindestens einem dazwischenliegenden *Transformator*, so genannter *Umspanner*. Die am häufigsten vorkommenden Umspannstationen sind die *Ortsnetzstationen* (ONS), oft auch als *Trafostationen* bezeichnet, in denen die Mittelspannung von 10 kV oder 20 kV über *Verteiltransformatoren* auf die Niederspannung von 400 V abgespannt wird, um dann ganze Straßenzüge, Wohnblocks und Gewerbebetriebe zu versorgen (11.3).

In Ortsnetzstationen sind auf engstem Raum, begehbar oder auch nicht begehbar, eine *Mittelspannungsschaltanlage*, eine *Niederspannungsschaltanlage* und ein *Verteiltransformator* untergebracht, so genannte *Kompaktstationen*. Mittelspannungs- und Niederspannungsschaltanlagen können diametral auf Vor- und Rückseite oder von einer Seite aus zugänglich angeordnet sein, Bild 13.46.

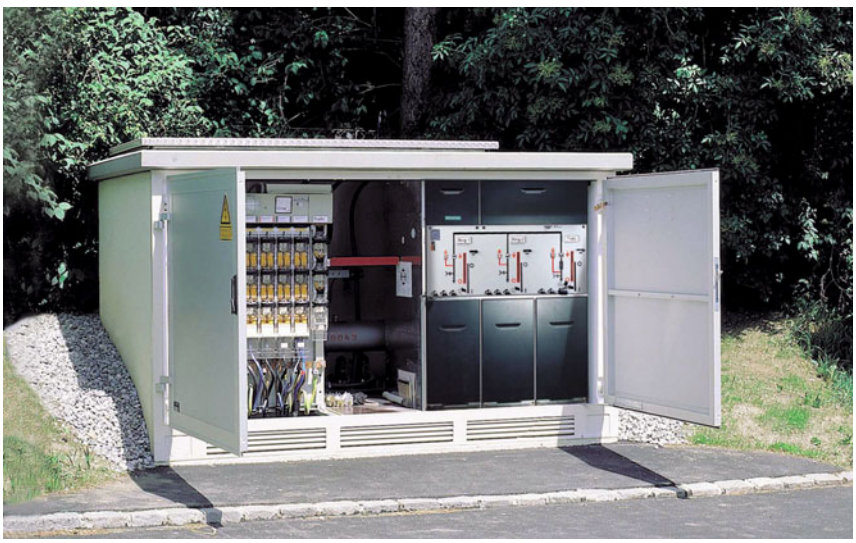


Bild 13.46. Ortsnetzstation mit (links) Niederspannungs- und (rechts) Mittelspannungsschaltanlage der sekundären Verteilung (Siemens).

Im Rahmen der aktuellen Transformation klassischer Verteilnetze zu *Smart Grids* werden Ortsnetzstationen vielfach mit regelbaren Verteiltransformatoren (RONT, *Regelbarer Ortsnetztransformator*) und lokaler Intelligenz ausgestattet, so genannte *Intelligente Ortsnetzstationen*, s. a. 11.5.3. Letztere leisten nicht nur die Basisfunktion *Umspannen* sondern auch umfangreiche IKT-Funktionen: Sie akquirieren und speichern Daten aus dem vor- und nachgelagerten Netz, den Smart Homes und allen anderen angeschlossenen Endverbrauchern, leiten diese an die zentrale Leitstelle weiter, initiieren Schalthandlungen etc.

Eine den Ortsnetzstationen in öffentlichen Netzen vergleichbare Aufgabe nehmen in der Industrie, in Großgebäudekomplexen oder in ausgedehnten Bordnetzen auf Schiffen so genannte *Schwerpunktstationen* wahr (s. a. 11.3.1 und 11.3.2). Sie befinden sich in den Lastzentren und werden über Stich- oder Ringleitungen versorgt. Sinngemäß bestehen auch sie aus Mittelspannungsschaltanlage, Transformator und Niederspannungsschaltanlage, Bild 13.47.



Bild 13.47. Netzstation in der Industrie, so genannte *Transformator-Schwerpunktstation*, vgl. Kapitel 11 (Siemens).

Häufig wird auf der Mittelspannungsseite von Transformator-Schwerpunktstationen auf Schaltgeräte verzichtet und das Einspeisekabel direkt an den Verteiltransformator angeschlossen. Eine eventuell notwendige Freischaltung im Kurzschlussfall erfolgt dann mittels des *Sicherungslasttrennschalters* am Kabelanfang bzw. an den Abgängen einer vorgelagerten zentralen *Lastschalteranlage* der sekundären Verteilung oder *Leistungsschalteranlage* der primären Verteilung (13.3.2). Für diese Fälle wird am Eingang der Station aus Sicherheitsgründen ein *einschaltfester* Arbeitserder vorgesehen. Schließlich unterscheiden sich Industriekompaktstationen von Ortsnetzstationen in der erheblich höheren Transformatorleistung, integrierten Einrichtungen zur Schwerpunkt-Blindleistungskompensation und durch einen Leistungsschalter auf der Niederspannungsseite.

Eine besondere Ausprägung von Umspannstationen sind die so genannten *Übergabestationen* (s. a. 13.2.3). Sie werden bei *Sonderabnehmern* bzw. *Sondervertragskunden* als Schnittstelle zum öffentlichen Netz eingesetzt, beispielsweise in der Automobilproduktion, Chemischen Industrie, in Hochhäusern, Müllverbrennungsanlagen, Kraftwerken, Flughäfen oder Kliniken. Sie können Eigentum des Sonderabnehmers oder des lokalen/regionalen Versor-

gungsnetzbetreibers sein. Übergabestationen bestehen im Wesentlichen aus einer Mittelspannungsschaltanlage mit Lasttrennschaltern auf der Einspeiseseite und Sicherungslasttrennschaltern in den Abgangsfeldern sowie einem oder mehreren Transformatoren. Ferner zusätzlichen Kabelabgängen, falls der Abnehmer in seinen Lastschwerpunkten nachgeschaltete Mittelspannungsanlagen der sekundären Verteilung betreibt, so genannte *Unterstationen*. Abhängig von der zu versorgenden Last erfolgt die Einspeisung aus einem 10 kV- oder 20 kV-Mittelspannungsnetz, bei hoher Lastdichte auch aus dem 110 kV-Netz. Übergabestationen besitzen in der Regel zwei Einspeisefelder auf der Mittelspannungsseite, ein oder mehrere Abgangsfelder sowie ein nieder- oder mittelspannungsseitiges *Messfeld* mit einem Stromzähler für Abrechnungszwecke. Bild 13.48 zeigt zwei einfache Grundschaltungen von Übergabestationen.

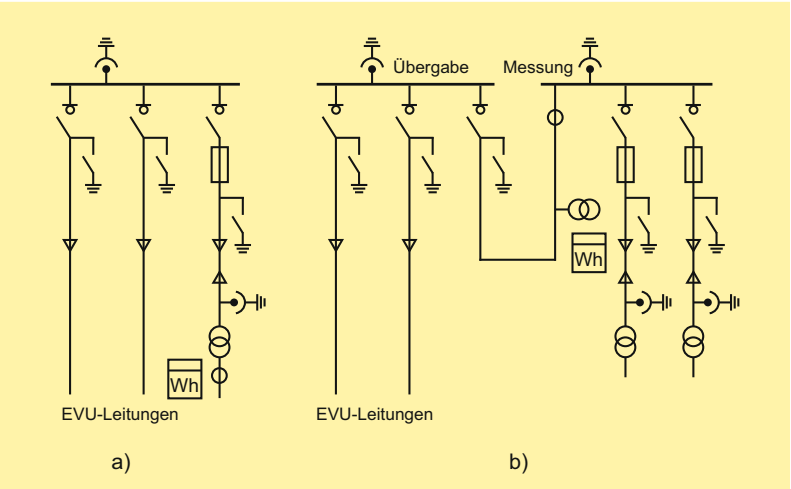


Bild 13.48. Grundschaltungen für Übergabestationen a) *niederspannungsseitige* Messung des Stromverbrauchs bei nur einem Transformatorabgang, b) *mittelspannungsseitige* Messung des Stromverbrauchs bei mehreren Abgängen (VDEW).

Planung und Ausführung von Übergabestationen erfolgen in gegenseitiger Abstimmung zwischen dem Energieversorgungsunternehmen und dem Sondervertragskunden. Neben der reinen topologischen Anordnung müssen Fragen über Netzrückwirkungen, *Leistungsschalter* oder *Lastschalter mit Sicherungen*, Anschlussmöglichkeiten für *Kabelfehlerortungsgeräte*, *Kurzschlussanzeiger*, *Spannungsanzeiger*, etc. geklärt werden. Die *Messeinrichtungen* werden immer vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen gestellt und sind, wie bei den Niederspannungsschaltanlagen im Installationsbereich, *plombiert*.

Umspannstationen zwischen *Transport-* und *Übertragungsnetzen* sowie zwischen *Übertragungs-* und *Mittelspannungsnetzen* bestehen ebenfalls grundsätzlich aus einer ober- und unterspannungsseitigen Schaltanlage und zwischengeschalteten Transformatoren. Große Umspannstationen mit zahlreichen Abzweigen, Transformatoren und mehreren Spannungsebenen werden als *Umspannwerke* bezeichnet. In großen Umspannwerken können bis zu fünf Spannungsebenen vorhanden sein.

13.6 Sicherheitstechnische, mechanische, thermische, informationstechnische und andere Anforderungen an Schaltanlagen

Schaltanlagen sind grundsätzlich so zu gestalten, dass eine *gefahrlose Bedienung* gewährleistet ist. *Personensicherheit* hat absoluten Vorrang. Durch geeignete Abstände, Kapselung, Abschottung und Abdeckung ist das Annähern an Hochspannung führende Teile (*Berührsicherheit*) sowie eine Exposition gegenüber *Störlichtbögen* zu verhindern. Bei Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten ist durch *Trennung* und *Erdung* sicherzustellen, dass eine Gefährdung des Personals ausgeschlossen ist. Die Erfüllung dieser Anforderungen beinhaltet eine Vielzahl konstruktiver Maßnahmen, insbesondere bezüglich des Schutzes gegen Störlichtbögen. Um deren Ursachen weitgehend auszuschließen, müssen Schaltanlagen zahllosen Anforderungen hinsichtlich *Temperatur*, *Luftdruck-* und *Luftfeuchte*, *Tauwasserbildung*, *Korrosion*, *Staubbelastung* bis hin zum *Termitenbefall* (Export) genügen. Falls es tatsächlich infolge Isolationsversagens zu einem Störlichtbogen kommt, entsteht im Schaltanlagen-Innenraum eine explosionsartige Drucksteigerung und extreme Hitzeentwicklung. Daher müssen Schaltanlagenwände vielfältige konstruktive mechanische Bedingungen erfüllen und mit *Druckentlastungsklappen* bzw. *-kanälen* versehen sein. Gekapselte Schaltanlagen sind mit *Berstscheiben* ausgerüstet.

Weitere Anforderungen sind *Wartungsfreundlichkeit*, geringer *Platzbedarf*, *Langzeitintegrität von Kontaktverbindungen*, Begrenzung der *Erwärmung* stromführender Teile etc. Gekapselte Schaltanlagen sind praktisch wartungsfrei.

Der während eines Isolationsversagens fließende Kurzschlussstrom führt ferner zu starken magnetischen Kräften zwischen Leitern, die durch eine ausreichende *mechanische Festigkeit* der Konstruktion beherrscht werden müssen. Die verwendeten Schaltgeräte müssen für auftretende Bemessungsströme und die am Eingangsort verbundene Kurzschlussleistung ausgelegt sein. Aufwendige mechanische und elektrische (logische) Verriegelungen vermeiden Fehlbedienungen.

Freiluftschaltanlagen für Transportnetze sind nicht mehr für Blitzstoßspannungen sondern für Schaltstoßspannungen auszulegen. Ferner machen Freiluftschaltanlagen ein weitflächiges Erdungsnetz, aufwendige Blitzschutzeinrichtungen, mechanische Festigkeitsberechnungen etc. erforderlich.

In modernen Schaltanlagen werden im Rahmen der Zustandsüberwachung (engl.: *condition monitoring*) über die klassischen Messwerte für Ströme und Spannungen hinaus zahlreiche zusätzliche Messgrößen erfasst, dokumentiert und visualisiert. Typische Beispiele sind der Gasdruck in gekapselten SF_6- und luftisolierten Schaltanlagen, Schalthäufigkeit mechanisch bewegter Teile in Schaltern, akustische Emmissionen, Teilentladungsmessungen, permanente Zustandserfassung von Transformator-Isolierölen, Erdschlussanzeige, Schalterstellungsstatus usw. Die Aufzeichnung von Trendkurven und deren Auswertung geben wichtige Hinweise für eine wirtschaftlich optimale, *zustandsorientierte Instandhaltung* (s. a. 21.8).

Eine äußerst wichtige Thematik, die heute als integraler Bestandteil der Schaltanlagentechnik behandelt wird, ist die *Schutztechnik*. Sie erkennt frühzeitig das Auftreten von Kurzschlussströmen, Überspannungen, Unterspannungen etc. und begrenzt durch intelligentes Freischalten den Schaden auf die eigentliche Fehlerstelle. Wegen ihrer großen Bedeutung ist ihr ein eigenes Kapitel gewidmet (siehe Kapitel 14).

Moderne Schaltgeräte und Schaltanlagen besitzen hohe lokale Intelligenz und umfassende Kommunikationsfähigkeit über Bussysteme. Sie erlauben eine *zentrale Programmierung*, *Bedienung*, *Beobachtung*, *Fehlerdiagnose*, *Zustandsüberwachung*, *Informationen über Störungen*, *allfällige Wartungsintervalle* etc. Alle Informationen einer Schaltanlage können heute über SMS auf Mobiltelefone der Bedien- und Wartungsmannschaften übertragen werden.

Schließlich müssen Schaltanlagen und ihre Komponenten unterschiedlichsten *nationalen* und *internationalen Normen* genügen. Die hohe Komplexität von Schaltanlagen insbesondere in Verbindung mit dem Netz- und Betriebsmittelschutz haben die Schaltanlagentechnik innerhalb der elektrischen Energietechnik zu einer eigenständigen Disziplin werden lassen.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 13

1. ABB: Schaltanlagen. 10. Auflage, Cornelsen Verlag, Düsseldorf, 2001.
2. Brand, K. P. et al.: Substation Automation Handbook. 1. Auflage, Consulting Lohmann, Brenngarten Switzerland, 2003.
3. Seip, G.: Elektrische Installationstechnik. 4. Auflage, Wiley-VCH Verlag, 2000.
4. Fleck, H.: Mittelspannungsschaltanlagen. 1. Auflage, Verlag Technik, Berlin, 1992.
5. Schlabbach, J.: Betriebsmittel und Auswirkungen der elektrischen Energietechnik. 1. Auflage, VDE-Verlag, 1994.
6. Fehling, H.: Elektrische Starkstromanlagen. VDE-Verlag, 1984.
7. Böhme, H.: Mittelspannungstechnik. 1. Auflage, Verlag Technik, Berlin, 1992.
8. VDEW: Technische Richtlinie Transformatorenstationen am Mittelspannungsnetz. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1998.
9. VDEW: Gasisolierte metallgekapselte Leistungsschalteranlagen bis 36 kV. VDEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2004.

14. Netzschutz

Netzschutz gliedert sich in den *Überspannungsschutz* und die so genannte *Schutztechnik*. Der Überspannungsschutz verhindert das *Isolationsversagen* von Betriebsmitteln infolge von *Überspannungsbeanspruchungen*. Er wird bereits bei der Planung von Netzen im Rahmen der *Isolationskoordination* durch Einbau von *Überspannungsableitern* realisiert. Der Überspannungsschutz zählt zur so genannten *Primärtechnik*, bedarf keiner späteren Anpassung und soll deshalb hier nicht näher betrachtet werden.

Die *Schutztechnik* dient dem Schutz von Betriebsmitteln und Verbrauchern vor Überströmen und anderen äquivalenten Beanspruchungen durch Erkennen anormaler Betriebszustände und Veranlassen geeigneter Korrekturmaßnahmen. Kritische Zustände mit bedrohlichem Potenzial für zerstörende Wirkungen, beispielsweise zeitweise *Überlastungen*, führen lediglich zu Meldungen bzw. Warnungen an die Warte bzw. das Betriebspersonal (*Prävention*). Auf *Kurzschlüsse* dagegen reagiert die Schutztechnik in Verbindung mit Sicherungen oder Leistungsschaltern mit *schnellstmöglichem* Heraustrennen der betroffenen Schutzobjekte aus dem Netz. Insbesondere bei Transformatoren, Generatoren, großen Motoren sowie zur Wahrung der Stabilität von Transport- und Übertragungsnetzen (Kapitel 20) sind kürzeste *Fehlerklärungszeiten* essentiell. Das Ansprechen des Schutzes hat mit möglichst hoher *Selektivität* zu erfolgen, damit die Versorgung nicht betroffener Netznutzer aufrechterhalten bleibt.

Der Schutzvorgang läuft im Fehlerfall ohne das Zutun von Personen *vollautomatisch* ab. Die Schutztechnik ist daher, ähnlich wie die Kraftwerk- und Netzleittechnik, eine besondere Ausprägung der Automatisierungstechnik.

14.1 Schutztechnik-Grundlagen

Man unterscheidet vorrangig den Schutz gegen *Überströme*, genauer gesagt *Überlastströme*, sowie gegen *Kurzschlussströme* und *Erdschlussströme*.

– *Überlastströme* fließen beispielsweise beim Anschluss mehrerer Verbraucher an eine Leitung unzureichenden Querschnitts, bei der Überlastung von Transformatoren oder mechanisch überlasteten Motoren oder beim Überschreiten der Transportkapazitäten von Freileitungen und Kabeln (17.1). Hier setzt der Schutz anfänglich nur eine Meldung ab oder veranlasst nach Überschreiten einer bestimmten Beanspruchungsdauer ein Freischalten des betroffenen Objekts durch *Sicherungen* oder Schalter mit *thermischem Auslöseverhalten*.

– *Kurzschlussströme* entstehen infolge überspannungs-, alterungs- oder verschmutzungsbedingten Isolationsversagens von Leitungen, Maschinen, Wandlern etc. (s. a. Kapitel 19).

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_14

Hier wird der Schutz sofort angeregt und löst nach seiner *Eigenzeit* bzw. *Schnellzeit* oder auch nach einer definierten Zeitverzögerung einen ihm zugeordneten Leistungsschalter aus.

– *Erdschlussströme* entstehen bei einem Isolationsversagen zwischen Außenleitern und Erde in *isoliert betriebenen Netzen*. Sie sind zwar keine Überströme, ihre *thermischen* und *potenzialverlagernden* Wirkungen können aber durch *Doppelerdschluss* zu Kurzschlussströmen führen (Kapitel 12 und 19). Bis zum etwaigen Eintreten letzteren Ereignisses erfolgt zunächst nur eine Meldung (14.3.4).

Daneben gibt es auch noch Schutzeinrichtungen für *Schieflast*, *Leistungspendelungen*, *Unterspannung*, *Unterfrequenz*, *Erwärmung*, *Strömungsstillstand* von Fluiden etc. Im Kontext liegt der Schwerpunkt auf Überlast- und Kurzschlussströmen.

Schutzgeräte und *Schutzeinrichtungen* überwachen und messen Ströme, aber auch andere physikalische Größen wie *Spannungen*, *Impedanzen*, *symmetrische Komponenten*, *Leistungsflussrichtung*, *Temperaturen* etc. Alle diese Größen werden oberbegrifflich als *Schutzkriterien* bezeichnet. Überschreiten oder unterschreiten Schutzkriterien einstellbare Grenzwerte, so genannte *Schutzanregung*, trennen die Schutzeinrichtungen automatisch fehlerbehaftete Teile selektiv aus dem Netz heraus.

In *Niederspannungsnetzen* erkennen die Leistungsschalter dank ihrer *integrierten* Überstromerfassungseinrichtungen Überströme selbsttätig und sprechen im Bedarfsfall automatisch an. Als Überstromsensoren dienen vom Betriebsstrom durchflossene *Bimetall-* und *Magnet-Auslöser*, so genannte *Primärauslöser*. Typische Beispiele sind die bekannten *Leitungsschutzschalter* im Installationsbereich (s. a. 13.1.3).

Ferner erkennen auch *Schmelzsicherungen* dank ihres physikalischen Wirkungsprinzips Überströme selbsttätig und schalten bei Erreichen der Schmelztemperatur autonom ab. Sie kommen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen zum Einsatz. In letzteren allerdings ausschließlich zur Begrenzung von Kurzschlussströmen, da das Ansprechverhalten von Sicherungen wegen ihres unbekannten Erwärmungszustands infolge unterschiedlicher Vorbelastungen durch Betriebsströme nur unscharf definiert ist (s. a. 13.1.1).

In *Hochspannungs-* und *Mittelspannungsnetzen* ist die Verwendung von Primärauslösern aufgrund der höheren Spannungen im allgemeinen nicht mehr möglich. Die Überwachung und Messung von Strömen, Spannungen und Impedanzen erfolgt dann mittels zwischengeschalteter *Strom-* und *Spannungswandler* (engl.: *instrument transformers*). Sie stellen so genannten *Sekundärrelais* bzw. *Schutzrelais* den Prozessgrößen proportionale, leistungsstarke *Signale* auf Niederspannungsniveau zur Verfügung, so genannte *Sekundärtechnik*. Die Sekundärrelais generieren bei Anregung *Aus-Befehle* an die Leistungsschalter.

Die *Grobanpassung* der Sekundärrelais an die zu erwartenden Überströme erfolgt durch Wahl geeigneter Übersetzungsverhältnisse der Wandler. Eine *Feinanpassung* erreicht man durch die Parametrierung der *Auslösekennlinie* der Schutzgeräte. Strom- und Spannungswandler werden in dieser Einführung als ideale, lineare Anpassungsglieder betrachtet und nicht mehr explizit erörtert. Es soll aber nicht verschwiegen werden, dass die *nichtlinearen* Sättigungseigenschaften von Wandlern, ihre *Sprungantwort* bei *Ausgleichsvorgängen* und ihre *Bebürdung* im fachspezifischen Schrifttum ausführlich gewürdigt werden.

Schutzeinrichtungen müssen folgenden Anforderungen genügen:

– *Sicherheit*

Eine Netzschutzeinrichtung muss in der Lage sein, Fehler sicher zu erkennen und das Abschalten zuverlässig zu gewährleisten. Zur Gewährleistung der Sicherheit wird der Schutz eines Netzes immer *funktionsredundant* ausgeführt. Das bedeutet, dass beim Ausfall eines Schutzgeräts die Schutzfunktion durch vorgelagerte Schaltgeräte bzw. parallel arbeitende Fehlererfassungseinrichtungen übernommen wird. Entsprechend unterscheidet man zwischen *Hauptschutz* und *Reserveschutz* (s. a. Bild 14.1 und 14.3.2).

– *Schnelligkeit*

Der Hauptschutz muss bei Kurzschlussströmen in kürzest möglicher Zeit wirken, um mechanische und thermische Schäden am Schutzobjekt auf ein Minimum zu begrenzen. Dabei kommt es auf möglichst kurze *Fehlerklärungszeiten* an. Die *totale* Fehlerklärungszeit setzt sich aus den Zeitdauern für die *Detektion* eines Fehlers, die Generierung eines *Auslösebefehls* an das Schaltorgan und der Dauer des eigentlichen *Schaltvorgangs* des Leistungsschalters inklusive *Lichtbogenlöschdauer* zusammen. Ihr *Minimalwert* liegt unter 100 ms, ihr *Maximalwert* kann im Rahmen des Reserveschutzes durch verzögerte Generierung des Auslösebefehls auch in der Größenordnung mehrerer Sekunden liegen. Optimal sind strombegrenzende Schaltgeräte, die eine Stromkreisunterbrechung bewirken, bevor der Stoßkurzschlussstrom seinen Maximalwert erreicht.

– *Selektivität*

Die Schutzeinrichtung soll nur die fehlerbehaftete Komponente des Netzes heraustrennen. Diese Selektivität wird durch geeignetes Anpassen des Auslöseverhaltens in Reihe liegender Schutzorgane erreicht, so genannte *Schutzkoordination*.

Zur Veranschaulichung des Begriffs *Selektivität* zeigt Bild 14.1 ein Niederspannungs-Strahlennetz mit einem Kurzschluss an einem Verbraucher V.

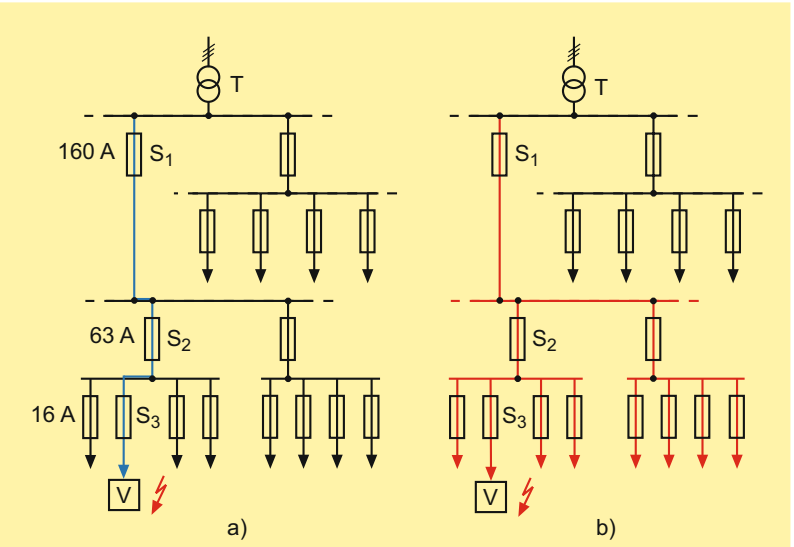


Bild 14.1. Veranschaulichung des Begriffs *Selektivität* am Beispiel eines Niederspannungs-Strahlennetzes. a) Kurzschlussstrombahn des fehlerhaften Verbrauchers V, Kurzschlussstrombahn (blau), b) vom Kurzschluss betroffene Verbraucherstromkreise (rot). Der Einfachheit halber sind als Schutzorgane lediglich Sicherungen vorgesehen.

Der Kurzschlussstrom fließt in den Leitungen zwischen dem *Verbraucher* V und der *Einspeisung* T durch *mehrere* Sicherungen, die sich durch gestaffelte *Nennbetriebsströme* unterscheiden, Bild 14.1a.

Dank der Staffelung 16 A/63 A/160 A wird die dem Verbraucher am nächsten liegende Sicherung S_3 zuerst ansprechen und die Kurzschlussstrombahn unterbrechen. Alle dem defekten Verbraucher vorgelagerten Verbraucher und Unterverteiler werden dann weiter versorgt. Würde bei nicht vorhandener Stromstaffelung die Sicherung S_1 ansprechen, wären alle rot gekennzeichneten Verbraucher von der Störung betroffen, Bild 14.1b.

Die *Schutzzone* der Sicherung S_3 beinhaltet nur den Verbraucher V. Die Schutzzone von S_2 umfasst den Verbraucher V und die gesamte Unterverteilung. Die Schutzzone von S_1 erstreckt sich schließlich über alle in Bild 14.1b rot eingezeichneten Betriebsmittel und Verbraucher. Je größer die Schutzzone, desto geringer die Selektivität. Die Sicherung S_2 stellt für S_3 einen *Reserveschutz* bzw. *Backup-Schutz* dar, S_1 einen *Reserveschutz* für S_2 und S_3.

In Niederspannungsnetzen sind gewöhnlich nicht nur mehrere *Sicherungen* sondern auch *Leistungsschalter* mit in Richtung Einspeisung zunehmenden Nennströmen in Reihe geschaltet, so genannte *Schaltgerätekombinationen*. Es sind unter anderem zwei typische Anwendungsfälle zu unterscheiden, Bild 14.2.

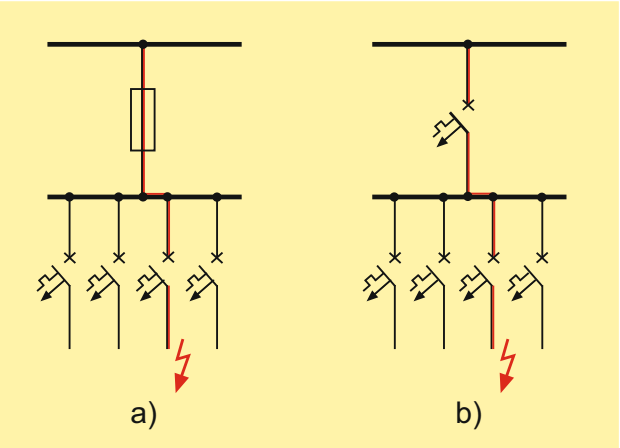


Bild 14.2. Typische Schaltgerätekombinationen. a) Sicherung dem Leistungsschalter vorgelagert, b) kaskadierte Leistungsschalter.

Sicherung dem Leistungsschalter vorgelagert: Ist der zu erwartende Kurzschlussstrom größer als das *Ausschaltvermögen* eines Leistungsschalters muss dem Leistungsschalter eine Sicherung vorgeschaltet werden, Bild 14.2a. Ein bekanntes Beispiel ist die *Panzersicherung* im Hausanschlusskasten, so genannte *Hausanschlusssicherung*, mit zahlreichen nachgeschalteten *Leitungsschutzschaltern* in den Wohnungsunterverteilungen. *Kleine* und *mittlere Kurzschlussströme* schalten die Leitungsschutzschalter selektiv ab. Hohe Kurzschlussströme eines metallischen Kurzschlusses werden von der Sicherung *strombegrenzend* abgeschaltet, um die Zerstörung der Leistungsschalter zu verhindern (Selektivitätseinbuße). Damit die Sicherung sicher zuerst abschaltet, muss ihr *Grenzlastintegral* unter dem äquivalenten Grenzlastintegral der nachgeordneten Leitungsschutzschalter liegen.

Kaskadierte Leistungsschalter: Bei hohen Kurzschlussströmen sprechen die Schnellauslöser in Reihe liegender Schalter praktisch gleichzeitig an. Um auch dann noch Selektivität zu gewährleisten, werden die Schnellauslöser vorgelagerter Schalter definiert *kurzzeitverzögert*. Bei nachgeschalteten Sicherungen mit hohen Nennströmen muss der Leistungsschalter ebenfalls eine *Kurzzeitverzögerung* ermöglichen (13.1.3). Der Zeitabstand zwischen den Auslösekennlinien, so genannte *Staffelzeit* wird so gewählt, dass mit Sicherheit nur der der Fehlerstelle am nächsten liegende Schalter anspricht. Die an einem Leistungsschalter einzustellende *Verzögerungszeit* muss also gleich der Summe aller in Richtung Verbraucher vorgelagerten Staffelzeiten sein. Für Niederspannungsleistungsschalter betragen die Staffelzeiten ca. 100 ms (s. a. 14.5).

– *Vermeidung von Über- und Unteransprechen:*

Der Schutz soll weder kurzzeitig erhöhte Betriebsströme, wie sie etwa beim Einschalten von Transformatoren und Motoren auftreten, fälschlicherweise abschalten (*Überansprechen*), noch sollen Kurzschlüsse unerkannt bleiben (*Unteransprechen*). Der Schutz bedarf daher einer genauen Anpassung seiner Auslösecharakteristik an die aktuelle Netzkonfiguration. Die zur Einstellung des Schutzes erforderliche Kenntnis maximaler und minimaler Kurzschlussströme wird durch eine vorherige Kurzschlussstromberechnung erlangt (Kapitel 19).

14.2 Schutzgerätetechnik

Die beiden im vorigen Abschnitt erwähnten Beispiele zeigen, dass bereits in Niederspannungsstrahlennetzen Selektivität nicht trivial ist. Insbesondere sind Sicherungen und mit Bimetallauslösern ausgerüstete Leistungsschalter nur bedingt zur *Überlasterfassung* geeignet, da ihr Ansprechverhalten stark von der Vorbelastung bzw. der durch sie hervorgerufenen Erwärmungszustände abhängt (s. a. 13.1.1). Um die thermischen Reserven der Betriebsmittel voll ausschöpfen zu können, ist eine *Erfassung* und *Speicherung* der Vorbelastung unabdingbar. Aus diesem Grund, und auch um in vermaschten Netzen eine hohe Selektivität zu erzielen, kommen heute in Mittel- und Hochspannungsnetzen intelligente *Sekundärrelais* zum Einsatz, die *rechnen* und *speichern* können, und neben einer *Stromstaffelung* auch eine *Zeitstaffelung* bzw. *Zeitverzögerung* erlauben (s. a. 14.5). Diese Sekundärrelais sind klassisch über *Strom-* und *Spannungswandler* mit den zu schützenden Abzweigen einer Schaltanlage verbunden.

Zunehmend kommen in der digitalen Schutztechnik statt aufwendiger klassischer Strom- und Spannungswandler auch kompakte, leistungsarme *Sensoren* in Form *kapazitiver* und *ohmscher Spannungsteiler* oder *Rogowskispulen* etc. zum Einsatz. Sie stellen die gleiche Information auf *Signalniveau* zur Verfügung, Bild 14.3.

Ursprünglich beruhten klassische Schutzrelais, so genannte *Primärrelais*, auf einer aufwendigen *elektro-* bzw. *magneto-mechanischen* Auslösemechanik in Form elektromechanischer Analogrechner mit bewegten Teilen, die einen hohen Wartungsaufwand erforderten. Die *Eigenzeiten* bzw. minimalen *Kommandozeiten* lagen zwischen 50 ms und 100 ms. Die Nachfolgegeneration bediente sich *elektronischer* Relais, war an einen konkreten Hardwareaufbau gebunden und erforderte je nach Schutzprinzip unterschiedliche Relaisbauarten. Die Eigenzeiten lagen deutlich niedriger im Millisekundenbereich. Das Fehlen beweglicher Teile führte zum Begriff *statischer Schutz*.

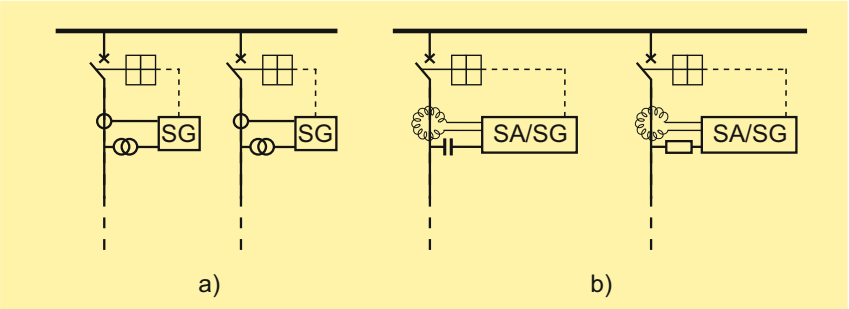


Bild 14.3. Ankopplung von Schutzgeräten in den Abzweigen einer Sammelschiene über a) klassische Strom- und Spannungswandler, b) Sensoren: Links kapazitiver, rechts ohmscher Spannungsteiler mit Rogowskispule. SA: Signalaufbereitung, SG: Schutzgerät.

Die Mikroprozessortechnik ermöglichte flexibel einsetzbare *digitale Schutzrelais* (engl.: *numerical relays*) mit nur wenigen Varianten. Sie sind ähnlich wie speicherprogrammierbare Steuerungen aufgebaut, das heißt sie bestehen aus einem Netzteil, einem Mikro-Prozessor, Speicher und einer oder mehreren I/O-Baugruppen (s. a. Kapitel 7.6, Kapitel 16 und Bild 7.5). Die spezifische Schutzfunktion wird als *Software* realisiert. Es können mehrere Schutzprinzipien mit ein- und demselben Gerät realisiert bzw. auch in einem Gerät kombiniert werden. Die vorhandenen Strom- und Spannungswandlerklemmen sowie die Steuerkontakte der zugehörigen Leistungsschalter lassen sich bei Nachrüstungen kompatibel mit den digitalen Schutzrelais verbinden.

Während Primärauslöser die zur Auslösung benötigte mechanische Energie direkt aus den *Überströmen* beziehen und Primärrelais, das heißt elektromagnetische mechanische Relais, ihre Energie zur Signalverarbeitung und Auslösung des Leistungsschalters über *Wandlerströme* erhalten, benötigen die elektronisch und digital wirkenden Sekundärrelais zusätzlich eine *Hilfsenergiequelle*.

Schutzgeräte besitzen immer eine *Messeinheit* und verwenden die gleichen Kontakte wie die *Netzleittechnik* (Kapitel 16). Es bietet sich deshalb an, die Teilfunktionen *Schutz* und *Leiten* in einem *Feldleit-* und *Schutzgerät* mit *Kommunikationsfähigkeit* zu kombinieren. Das Schutzgerät erhält eine Datenschnittstelle, mit der Prozess- und Schutzdaten an andere Schutzgeräte und die Leittechnik übermittelt werden können sowie eine *Bedieneinheit* für die Vor-Ort-Bedienung, Bild 14.4.

Die makroskopischen Anforderungen an digitale Schutzgeräte, wie *Selektivität*, *Backup-Schutz* etc., sind grundsätzlich die gleichen wie an ihre Vorgängergenerationen. Die Signalverarbeitung erfolgt jedoch nicht mehr analog sondern involviert alle Methoden der digitalen Signalerfassung und -verarbeitung. Ihre *Kommunikationsfähigkeit* über Lichtleiter ermöglicht sowohl die Kommunikation von Schutzgeräten untereinander als auch die Fernparametrierung und -diagnose. Insbesondere erlaubt die Fernparametrierung gegebenenfalls eine *adaptive* Einstellung der Schutzgeräte je nach Netzkonfiguration bzw. Netzauslastung. Durch ständige *Selbstüberwachung* bieten digitale Schutzgeräte Vorteile bezüglich Wartung und Verfügbarkeit. Schließlich ermöglichen sie die Aufzeichnung von Störungsabläufen und deren nachträgliche Analyse. Infolge der Forderung nach Nullfehlertoleranz stellen digitale Schutzgeräte besonders hohe Anforderungen an die Cyber-Sicherheit.

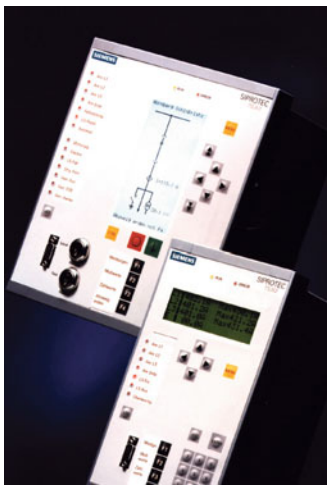


Bild 14.4. Benutzerschnittstellen. Oben: Kombiniertes Steuer-, Überwachungs- und Schutzgerät für Felder von Mittelspannungsschaltanlagen (Siemens). Unten: Reines Schutzrelais (Siemens).

14.3 Schutzprinzipien und -kriterien

Die Schutztechnik lässt sich nach ihr zugrunde liegenden *Schutzprinzipien* strukturieren. Schutzprinzipien sind Grundschaltungen, die eine spezifische Detektion beliebiger Netzfehler leisten und *Kriterien* für die Abschaltung der betroffenen Betriebsmittel bereitstellen. Hierbei ist zunächst unerheblich, ob ihre technische Realisierung *elektromechanisch*, *elektronisch* oder *digital* erfolgt. Bei genauem Hinsehen wird natürlich deutlich, dass digitale Netzschutzrelais eine erheblich größere Funktionalität und Flexibilität besitzen.

Alternativ lässt sich die Schutztechnik auch aus Sicht der zu schützenden Betriebsmittel unterteilen, man spricht dann beispielsweise vom *Leitungsschutz*, *Transformatorschutz*, *Generatorschutz*, *Sammelschienenschutz*, *Blockschutz* etc. Bei diesen Betriebsmitteln kommen die unterschiedlichen Schutzprinzipien einzeln oder in Kombination zum Einsatz. In diesem Abschnitt folgen wir ersterem Schlüssel und legen den Schwerpunkt auf die grundsätzlichen *Schutzprinzipien*. Der Schutz einzelner Betriebsmittel wird in 14.4 behandelt.

Aus der Vielzahl der Schutzprinzipien werden im folgenden vorgestellt der

- *Überstromschutz*
- *Distanzschutz*
- *Vergleichsschutz*
- *Erdschlussschutz*

14.3.1 Überstromschutz

Der Überstromschutz in *Niederspannungsstrahlennetzen* wurde bereits einführend in den vorigen Abschnitten behandelt. Bei den dort verwendeten *Sicherungen* und *Primärauslösern* hängt im Fall von *Überlastströmen* die Ansprechzeit von der Höhe des Überlaststroms ab, im *Kurzschlussfall* erfolgt das Ansprechen unverzögert nach der Eigenzeit des Schaltorgans. Selektivität wurde in beiden Fällen durch eine Staffelung nach steigenden Nennbetriebsströmen in Richtung Einspeisung erreicht. Unverzögerte Auslöser neigen jedoch bei hohen *Anlaufströmen* von Asynchronmotoren und *Inrush-Strömen* von Transformatoren zum *Überansprechen*. Dem wird häufig durch Wahl eines hohen Ansprechstroms begegnet, was wiederum ein *Unteransprechen* begünstigt. Die Lösung dieser Problematik,

insbesondere in Mittel- und Hochspannungsnetzen, leisten im Rahmen der *Sekundärtechnik* so genannte *verzögerte Schutzrelais*, deren Ansprechstrom viel niedriger eingestellt werden kann, so genannte *Maximalstrom-Zeitrelais*. Sie erlauben neben der *Stromstaffelung* auch eine *Zeitstaffelung*. Man unterscheidet zwei Prinzipien:

14.3.1.1 Abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais (AMZ-Relais)

Das Kriterium zur Unterscheidung zwischen *Normalbetrieb* und *Überlastbetrieb* ist der Strom selbst. Das AMZ-Schutzprinzip entspricht daher in seinem Ansprechverhalten im Wesentlichen dem Durchschmelzverhalten von Sicherungen. Die Zeitverzögerung ist umso kürzer, je höher der Überstrom ist (engl.: *IT-Relais, inverse time relay*). Während jedoch bei der Sicherung die Strom/Zeit-Kennlinie eine inhärente physikalische Eigenschaft des Schmelzdrahts und des Wärmewiderstands der Sicherung ist, lässt sich die Kennlinie eines AMZ-Relais beliebig parametrieren und der Erwärmungskennlinie des Schutzobjekts anpassen. Typische Kennlinien zeigt Bild 14.5.

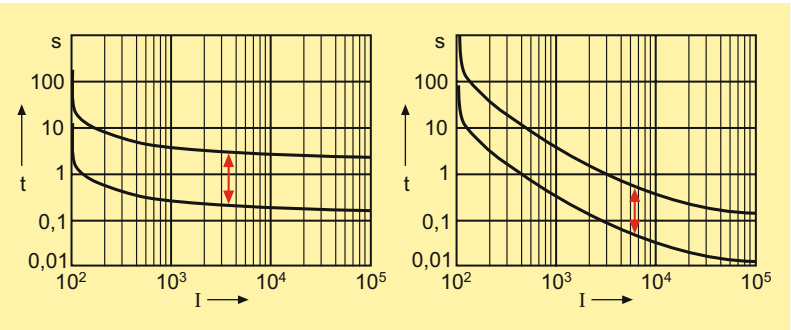


Bild 14.5. AMZ-Kennlinien.

Damit bei Einschaltströmen keine Auslösung erfolgt, lässt sich die Überlaststromstufe während des Zuschaltens für eine wählbare Zeit unterdrücken, so genannte *Rush-Stabilisierung*. Nach Ablauf dieser Zeit geht das Relais in den normalen Schutzbetrieb über.

AMZ-Schutz wird vorwiegend für den Schutz von *Antrieben*, *Transformatoren* und *Kabeln* verwendet, bei denen ein *Überlastschutz* mit einem *Kurzschlussschutz* zu kombinieren ist. In der ersten Generation arbeiteten AMZ-Geräte vorwiegend mit einstellbaren Bimetallauslösern für Überlastströme und einem elektromagnetischen Schnellauslöser für den Kurzschlussschutz, vergleichbar mit *klassischen Motorschutzschaltern* in Niederspannungsnetzen, (13.1.4 und 13.1.5).

Die Koordination bzw. Staffelung mehrerer in Reihe liegender AMZ-Relais ist wegen der nichtlinearen Kennlinien nicht trivial. Einfachere Koordination bieten so genannte *begrenzt abhängige Maximalstrom-Zeitrelais* mit horizontaler Kennlinie im Hochstrombereich. Die angesprochene Problematik entfällt gänzlich beim Einsatz so genannter *unabhängiger Maximalstrom-Zeitrelais*.

14.3.1.2 Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais (UMZ-Relais)

UMZ-Relais bestehen aus der Kombination eines *Überstromrelais* mit einem *Zeitrelais*, Bild 14.6.

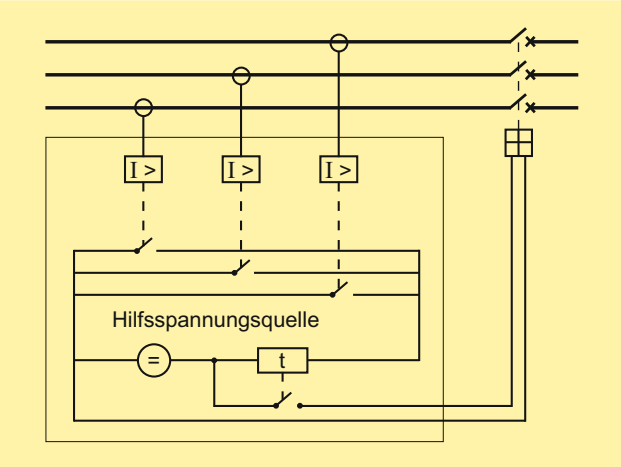


Bild 14.6. Wirkungsweise eines einstufigen UMZ-Relais.

Nach Anregung infolge des Überschreitens eines bestimmten Ansprechstroms $I > I_A$, gleichviel um welchen Betrag, erfolgt nach einer einstellbaren Zeitverzögerung die Generierung eines Auslösesignals für den korrespondierenden Leistungsschalter.

Formal haben UMZ-Geräte die gleichen Charakteristiken wie die elektromagnetischen Schnellauslöser der Primärtechnik, besitzen jedoch eine *einstellbare* Verzögerung. UMZ-Schutzgeräte (engl.: *DTR – Definite Time Relay*) sind in mehrstufiger Ausführung erhältlich. Das Ansprechverhalten eines zweistufigen UMZ-Relais veranschaulicht Bild 14.7.

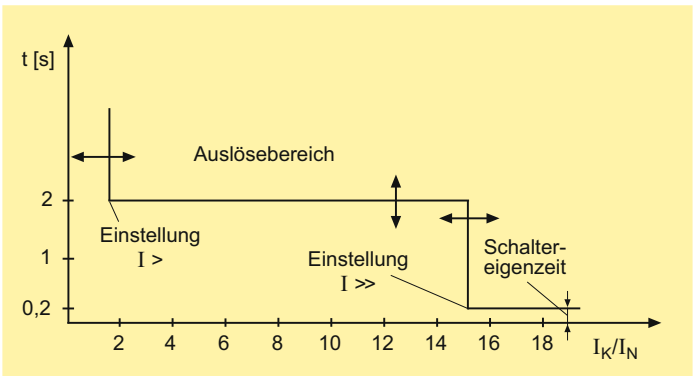


Bild 14.7. Zweistufige UMZ-Schutzkennlinie.

Die Einstellung erfolgt bei *einstufiger* Ausführung durch Vorgabe eines *Strom/Zeit-Paares*, z. B. 1,2 A/0,8 s. Das UMZ-Relais löst dann beispielsweise bei einem Strom, der das 1,2fache des Betriebsstromes übersteigt, nach 0,8 Sekunden aus. In *zwei-* oder *dreistufiger* Ausführung lässt sich ein kombinierter Überlast- und Kurzschlussschutz durch Staffelung der Abschaltzeit bzw. durch zwei oder drei Strom/Zeitpaare realisieren. Die wesentlich höheren Ströme im Kurzschlussfall werden in kürzerer Zeit abgeschaltet. *Auslösestrom* und *Auslösezeit* sind unabhängig voneinander einstellbar.

Die zwei- oder mehrstufige Ausführung ist eine gestufte, grobe Näherung der Kennlinie eines AMZ-Relais, ermöglicht jedoch eine einfachere Koordination mehrerer in Reihe liegender Relais. UMZ-Relais kommen vorrangig in Mittelspannungsnetzen zum Einsatz.

Mit dem UMZ-Gerät ist bereits eine *automatische Wiedereinschaltung* (AWE) bzw. *Kurzunterbrechung* (KU) realisierbar (engl.: *autoreclosure*). Diese Funktion dient zur automatischen Fehlerklärung bei Überschlagen auf Freileitungen infolge von *Blitz-* und *Schaltüberspannungen*. Die Leistungsschalter beiderseits einer fehlerhaften Leitung werden aus- und nach ca. 300 ms wieder automatisch zugeschaltet. Das Aus-Kommando kommt vom *Schutz*, das Ein-Kommando von der so genannten *Einschaltautomatik*. Sollte der Fehler dann immer noch bestehen, erfolgt die endgültige Abschaltung. Durch die Freischaltung wird der Lichtbogen im Nulldurchgang gelöscht und der Betrieb kann nach Entionisierung bzw. Abkühlung der Überschlagstrecke automatisch fortgesetzt werden (s. a. 12.3). Die Energie des Energiespeichers für den Leistungsschalterantrieb reicht mindestens für die Schaltfolge *Aus-Ein-Aus*. Es gibt aber auch Leistungsschalter für mehrmalige AWE. Meist erfolgt die AWE dreipolig. In starr geerdeten Hoch- und Höchstspannungsnetzen, in denen überwiegend *einpolige Erdkurzschlüsse* auftreten, wird zur Verbesserung der Stabilität zunächst nur *einpolig* unterbrochen, endgültig jedoch *dreipolig* abgeschaltet.

14.3.1.3 UMZ-Schutz mit Richtungskriterium

Bei Ringleitungen, mehrfach gespeisten Leitungen und parallel geschalteten Betriebsmitteln lässt sich allein durch Zeitstaffelung keine Selektivität erreichen. Beispielsweise müsste bei beidseitig gespeisten *Einfachleitungen* eine gegenläufige Staffelung vorgesehen werden. Dies führte aber dazu, dass bei einem Kurzschluss die beiden an den Leitungsenden angeordneten Relais immer zuerst ansprechen und damit alle von der Leitung versorgten Verbrauchern nicht selektiv abgeschaltet würden. Ebenso würden bei einfach gespeisten *parallelen Leitungen* beide Leitungen abgeschaltet. Als weiteres Kriterium wird daher in diesen Fällen zusätzlich die *Richtung des Kurzschlussleistungsflusses* herangezogen (s. a. 14.3.3). Beispielsweise speist bei zwei parallelen Freileitungen oder Transformatoren beim Kurzschluss in einem der beiden Zweige auch der gesunde Zweig in die Fehlerstelle ein. Es wird dann der UMZ-Schutz beider Zweige angeregt, was die beabsichtigte Redundanz der Parallelleitung obsolet machen würde, Bild 14.8.

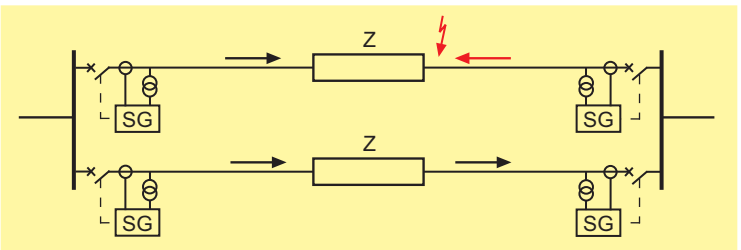


Bild 14.8. Erläuterung des UMZ-Schutzes mit zusätzlicher Richtungsanregung am Beispiel einer Doppelfreileitung. Z: Leitungs- oder Transformator-Kurzschlussimpedanz.

Zur Erreichung von Selektivität überlagert man den UMZ-Auslösesignalen beider Leitungen ein *Leistungsrichtungssignal*, das *unverzögert* und nur dann generiert wird, wenn die Kurzschlussleistung von der Sammelschiene weg führt, in Bild 14.8 von der rechten Sammelschiene. Es wird dann nur der obere Pfad aufgetrennt. Bei externen Fehlern wird in

beiden Pfaden kein Richtungssignal generiert. Der *UMZ-Schutz mit Richtungskriterium* schützt daher in einfach gespeisten Netzen hoch selektiv das betroffene Schutzobjekt. Der grundsätzliche Nachteil des gestaffelten UMZ-Schutzes besteht in den großen Kommandozeiten bei Kurzschlüssen nahe der Einspeisung. Dieses Problem löst der *Distanzschutz*, der beim Eintreten eines Kurzschlusses in seiner Nahzone bzw. ersten Schutzzone in Eigenzeit selektiv anspricht (14.3.2).

14.3.2 Distanzschutz

Der Distanzschutz wird am häufigsten zum Schutz von *Leitungen* in vermaschten bzw. mehrfach gespeisten Netzen eingesetzt. Das Schutzkriterium ist die *Distanz* bzw. Impedanz zum Kurzschlussort. Bei einem Kurzschluss werden Teile der Leitungsimpedanz oder Verbraucherimpedanzen kurzgeschlossen, wodurch sich aus Sicht eines Sammelschienenabzweigs diese Impedanz verkleinert. Da für einen metallischen Kurzschluss die Impedanz im Grundsatz der Leitungslänge proportional ist, lässt sich bei Feststellung einer Impedanzerniedrigung auf einfache Weise der *Kurzschlussort* bestimmen. Die Ortskurve der Spitze eines gemessenen Impedanzzeigers $\underline{Z}$ ist bei einem metallischen Kurzschluss in der komplexen Zahlenebene ein Kreis um den Ursprung (Relais-Einbauort) mit dem Radius $|\underline{Z}| = U/I$, Bild 14.9.

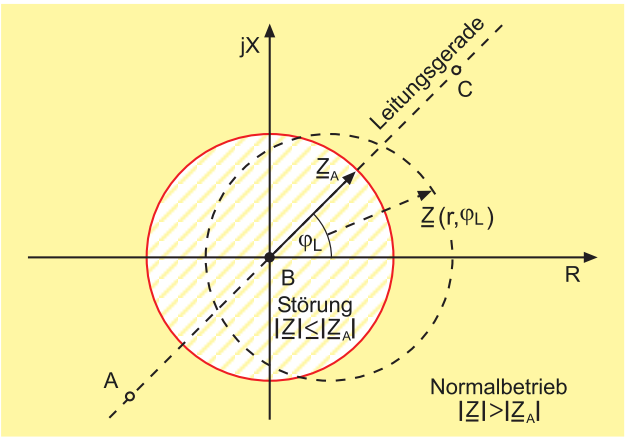


Bild 14.9. Impedanzortskurve für $\underline{Z} = f(r, \varphi_L)$ eines Distanzschutzes (Prinzip). φ_L: Leitungswinkel, A, B, C: Stationssammelschienen bzw. Netzknoten (s. a. 13, Einführung).

Die Ortskurve der *Leitungsimpedanz* ist durch ein konstantes Verhältnis X/R gekennzeichnet und damit im X/R-Diagramm eine Gerade mit dem Leitungswinkel $\varphi_L = \arctan X/R$. Etwaige Stationen A, B, C lassen sich auf dieser Geraden gemäß ihrer Entfernung bzw. Impedanz zu B auftragen.

Die Anregung des Distanzschutzrelais erfolgt durch das Eintreten eines Kurzschlussstroms. Dieser stößt eine Impedanzmessung an, deren Ergebnis

$$\underline{Z} = R + jX = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} \tag{14.1}$$

beim Unterschreiten einer einstellbaren *Ansprech-* bzw. *Kippimpedanz* $\underline{Z}_A$ die Generierung eines Auslösesignals für den korrespondierenden Leistungsschalter bewirkt. Die Ansprechimpedanz bzw. die ihr äquivalente *Schutzzone* wird zu etwa 80 % bis 90 % der gesamten Leitungslänge gewählt. Der Distanzschutz schützt daher in seiner Funktion als *Hauptschutz*

hochselektiv den größten Teil des von ihm überwachten Leitungsabzweigs. Die verbleibenden 10 % bis 20 % werden nach Verstreichen der ersten Staffelzeit (siehe unten) bzw. sofort vom Distanzschutzrelais am anderen Leitungsende oder im Rahmen eines *Signalvergleichsschutzes* abgedeckt (14.3.3.3).

Die zur eingestellten *Ansprech-* bzw. *Kippimpedanz* $\underline{Z}_A$ gehörende Ortskurve stellt die Grenze zwischen *Normalbetrieb* und *gestörtem Betrieb* dar, in Bild 14.9 rot gezeichnet. Alle außerhalb des roten Kreises liegenden Impedanzwerte bedeuten Normalbetrieb, alle innerhalb des Kreises liegenden Impedanzwerte indizieren einen Fehler und generieren ein Auslösesignal. Nichtmetallische Kurzschlüsse mit einem *endlichen Lichtbogenwiderstand* verlangen ein Verschieben der Kreise nach rechts (strichlierter Auslösekreis).

Ein Distanzschutz mit einem Ansprechkreis gemäß Bild 14.9 ist richtungsunabhängig und spricht sowohl bei Fehlern in den Abzweigen zu den Stationen A als auch zu C an. Damit der Distanzschutz selektiv nur Fehler in dem von ihm zu schützenden Abzweig, beispielsweise BC, erfasst, ist noch eine *Richtungskomponente* erforderlich. Sie bewirkt, dass nur Fehler detektiert werden, bei denen die Kurzschlussleistung von B nach C fließt. Jeder Abzweig erfordert mit anderen Worten seinen eigenen Distanzschutz mit Richtungsabhängigkeit, die den *Impedanzkreis* auf einen *Halbkreis* reduziert (s. a. 14.3.3). Sinngemäß besitzt eine Leitung zwischen zwei Netzstationen an beiden Enden je ein Distanzschutzrelais.

Der Distanzschutz arbeitet hoch selektiv wie *Vergleichsschutzeinrichtungen* (14.3.3), kommt aber ohne Hilfsleitungen zwischen Anfang und Ende des Schutzobjekts aus. Er besitzt darüber hinaus Reserverschutzfunktion über die eigene erste Schutzzone hinaus.

Häufig stellt man das Ansprechverhalten nicht mit der *Impedanzortskurve* (Ohm) sondern der *Admittanzkurve* (Mho) dar. Sie manifestiert sich in Kreisen durch den Nullpunkt und einem Kreismittelpunkt im 1. Quadranten, Bild 14.10.

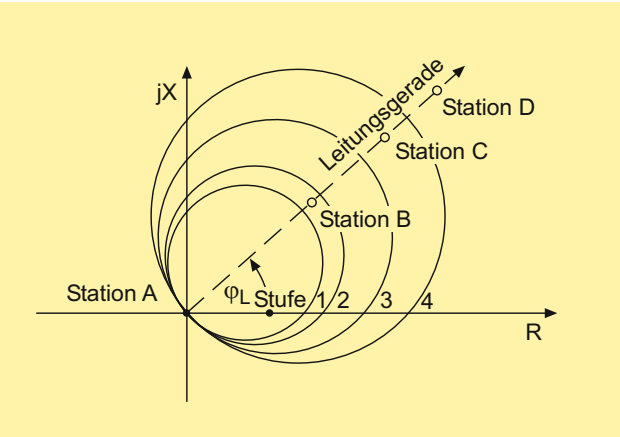


Bild 14.10. Mho-Kennlinie eines Distanzschutzes.

Längs der Leitungsgerade liegende Netzstationen A, B, C, D sind durch Berechnung der wirksamen Netzimpedanz bzw. -admittanz zum Relais-Einbauort als Punkt auf der Geraden darstellbar. Die Schnittpunkte zwischen Kreisen unterschiedlicher Ansprechimpedanzen und der berechneten Betriebsimpedanzgeraden werden für die Zeitstaffelung des Distanzschutzes herangezogen.

Schließlich sei erwähnt, dass sich auch *Reaktanz-* und *Widerstandsortskurven* in Form paralleler Geraden zur Ordinate und Abszisse einstellen lassen. Auf diese Weise lässt sich ein reines *Reaktanzrelais* herstellen, das unempfindlich gegen einen etwaigen Lichtbogenwiderstand ist. Aus diesen Elementen lassen sich bei digitalen Schutzrelais auch *polygonförmige* Ortskurven zusammenstellen, die vorzugsweise für Transportnetze in Frage kommen, jedoch über den Rahmen dieser Einführung hinausgehen.

In der Regel sind Distanzschutzrelais *mehrstufig* ausgeführt und besitzen mehrere gestaffelt einstellbare Kippimpedanzen (konzentrische Kreise im Impedanz-Ortskurvendiagramm, Bild 14.9). Ein zum Zeitpunkt der Anregung ebenfalls angestoßenes Zeitrelais schaltet mit fortschreitender Zeit auf zunehmend größere Kreise um. Die *Auslösekennlinie* von Distanzschutzrelais wird daher im Impedanz/Zeitdiagramm in einem treppenförmigen Verlauf dargestellt, Bild 14.11.

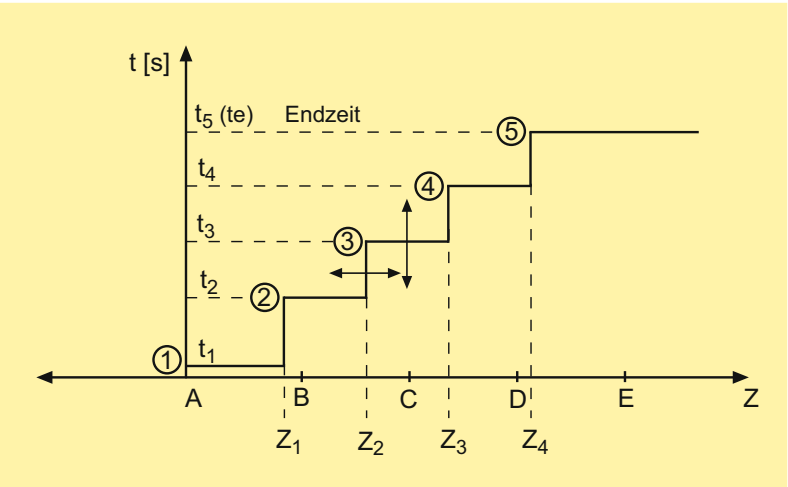


Bild 14.11. Impedanz/Zeit-Kennlinie des Distanzschutzes.

Die stufenförmige Charakteristik der Auslösekennlinie sorgt dafür, dass Netzfehler umso schneller abgeschaltet werden, je geringer ihre Entfernung zum Einbauort des Relais ist. Das dem Fehlerort am nächsten liegende Relais erhält die kürzeste Kommandozeit (kleinste Ansprechimpedanz $\underline{Z}_A$).

Distanzschutzgeräte besitzen als Grundstufe eine Überstromanregung und wirken daher bei räumlich nahen Fehlern wie UMZ-Relais ohne Zeitverzögerung. Die mit der Zeit stufig zunehmende Ansprechimpedanz vergrößert den vom Distanzrelais abgedeckten Schutzbereich über die eigene Leitung hinaus. Durch die verzögerte Auslösung bei räumlich weiter entfernten Fehlern lassen sich Distanzschutzrelais als wirksamer *Reserveschutz* beim Versagen entfernter Schutzeinrichtungen im Leitungszug einsetzen.

Bild 14.12 zeigt schematisch die Einbauorte der Stromwandler für die diversen Schutzrelais einer Energieübertragungskette.

Da der Kurzschlussstrom in *Schwachlastzeiten* kleiner als der maximale Betriebsstrom zu *Höchstlastzeiten* sein kann, würde eine ausschließliche Überstromanregung im Grenzfall ein Unteransprechen bewirken. Distanzschutzrelais werden daher durch eine *Unterimpedanzanregung* ergänzt. Sie stößt bereits bei Strömen knapp unter dem maximal möglichen

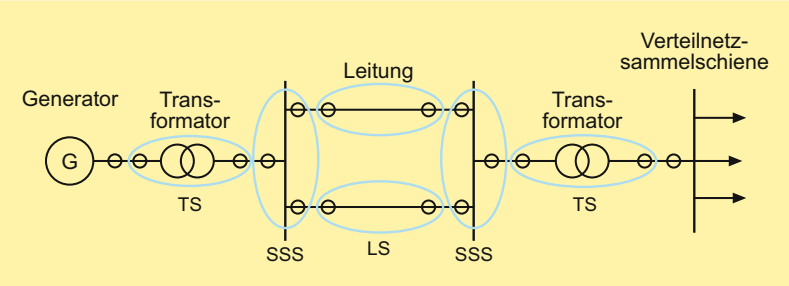


Bild 14.12. Stromwandlereinbauorte für die Netzschutzrelais einer Energieübertragungskette mit übergreifender, zeitlich gestaffelter Reserveschutzfunktion.

Betriebsstrom eine Impedanzmessung an. Liegt diese Impedanz unter dem Wert der ungestörten Leitungsimpedanz spricht der Schutz an.

14.3.3 Vergleichsschutz

Vergleichsschutzeinrichtungen vergleichen Größen am Eingang und Ausgang des zu schützenden Objekts, beispielsweise an beiden Enden einer *Generatorwicklung*, einer *Leitung* oder der Primär- und Sekundärseite von *Transformatoren*. Dabei kann man Ströme und Spannungen direkt vergleichen oder auch aus ihnen abgeleitete Größen bzw. Signale. Man unterscheidet:

- *Messgrößenvergleichsschutz*
- *Phasenvergleichsschutz*
- *Signalvergleichsschutz*

Da der Vergleichsschutz nur auf Fehler zwischen den beiden verglichenen Netzknoten reagiert, arbeitet er naturgemäß hoch selektiv und ermöglicht kürzeste Reaktionszeiten. Im Vergleich zum Distanzschutz bietet er ferner einen 100 %-tigen Schutz (s. a. 14.3.2).

14.3.3.1 Messgrößenvergleichsschutz

Der *Messgrößenvergleichsschutz*, auch *Differenzialschutz* genannt, vergleicht direkt die über Wandler gemessenen Ströme oder Spannungen am Ein- und Ausgang eines Schutzobjekts. Ein typisches Beispiel ist der Vergleich der Strangströme am Eingang und Ausgang einer Generatorwicklung oder eines kurzen Leitungsstücks, Bild 14.13.

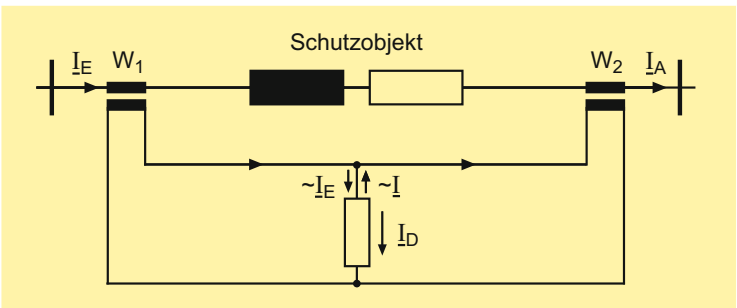


Bild 14.13. Stromvergleichsschutz für ein kurzes Leitungsstück. W_1, W_2: Stromwandler, $\underline{I}_D$: Auslösestrom bzw. Differenzstrom.

Im ungestörten Betrieb ist der Differenzstrom $\underline{I}_D = 0$, der Schutz wird nicht angeregt. Ereignet sich auf dem Leitungsstück ein Kurzschluss, wird $\underline{I}_E \neq \underline{I}_A$ und damit $\underline{I}_D \neq 0$, der Schutz spricht an. Bei einseitiger Speisung des Fehlers nimmt der Differenzstrom den Wert $\underline{I}_D = \underline{I}_E - \underline{I}_A$ an, bei zweiseitiger Speisung $\underline{I}_D = \underline{I}_E + \underline{I}_A$.

Für alle Fehler außerhalb des Schutzobjekts erfolgt keine Auslösung. Der Differenzialschutz arbeitet daher ausschließlich selektiv und entbehrt damit der Eignung als Reserveschutz (s. a. 14.3.2). Er ist ferner immun gegen *Leistungspendelungen*, da $\underline{I}_A$ und $\underline{I}_E$ stets gleichphasig pendeln.

Das Differenzialschutzprinzip wird am häufigsten zum Schutz von Transformatoren bei *inneren Fehlern* (14.4.2) oder im Rahmen eines *Sammelschienenschutzes* (14.4.5) eingesetzt. In letzterem Fall wird aus dem Summenstrom aller *Abzweige* einer Sammelschiene ein Differenzsignal gebildet und im Fall $\Sigma I_\nu \neq 0$ die Einspeisung abgeschaltet.

Bei größeren Abständen zwischen Aus- und Eingang eines Schutzobjekts, beispielsweise bei längeren Leitungen, ist ein direkter Vergleich der Wandlerströme wegen der großen erforderlichen Leitungsquerschnitte, der *Bebürdung* der Stromwandler und möglicher elektromagnetischer Störbeeinflussungen nicht mehr möglich bzw. nicht mehr sinnvoll. Es kommt dann der so genannte *Leitungsvergleichsschutz* zum Einsatz, bei dem den Ein- und Ausgangsströmen äquivalente Hilfsgrößen verglichen werden. *Beide Leitungsenden* werden mit einem Differenzialschutzrelais ausgerüstet, die über Hilfsleitungen (engl.: *pilot wires*) oder Nachrichtenkanäle miteinander kommunizieren, Bild 14.14.

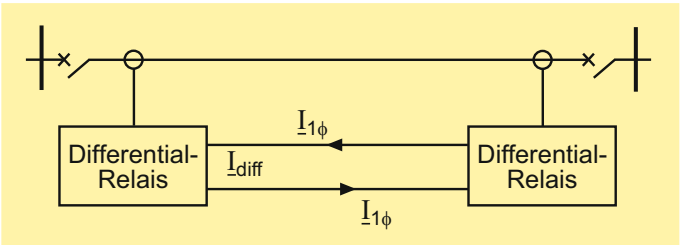


Bild 14.14. Leitungsvergleichsschutz mit Differenzialschutzrelais.

In jedem Differenzialschutzrelais generiert ein Mischwandler aus den drei Leiterströmen einen *einphasigen* Wechselstrom $I_{1\phi}$, der über zwei Hilfsleitungen zwischen beiden Relais fließt. Ein dritter Hilfsleiter führt im Fehlerfall einen etwaigen Differenzstrom $\underline{I}_{\text{diff}}$, der an beiden Enden unter Berücksichtigung einer Falschstromstabilisierung ein Auslösesignal generiert. Die Überwachung der einwandfreien Funktion der Hilfsleitungen erfolgt mit überlagertem Gleichstrom oder Strömen im Tonfrequenzbereich.

Beim so genannten *Spannungsvergleichsschutz* erzeugt man mittels zweier Widerstände zwei den Strömen $\underline{I}_{1\phi}$ proportionale Spannungen, die über Hilfsleitungen miteinander verglichen werden. Die Überwachung der Leitungen kann hier ohne Fremdspannungen erfolgen.

Da sich bei sehr großen Leitungslängen analoge Größen wegen Störbeeinflussungen nur bedingt vergleichen lassen, geht man bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen zum *Phasenvergleichsschutz* und *Signalvergleichsschutz* über.

14.3.3.2 Phasenvergleichsschutz

Der *Phasenvergleichsschutz* kommt in Hoch- und Höchstspannungsnetzen im Rahmen des so genannten *Leitungsvergleichsschutzes* zum Einsatz (14.4). Er vergleicht nicht die *Amplituden* zweier Messgrößen sondern deren *Phasenlage*. Hierzu wandelt man die Halbschwingungen der Wechselströme am Ein- und Ausgang des Schutzobjekts in Rechteckimpulse um, die sich unter Berücksichtigung des Leitungswinkels ϑ in erster Näherung im *Normalbetrieb* um 0°, bei einem *Kurzschluss* auf der Leitung um 180°, unterscheiden. Der Phasenvergleichsschutz spricht hoch selektiv und in Eigenzeit an, wenn die Stromrichtungen an beiden Leitungsenden von den Sammelschienen weg zeigen. Der Vergleich verlangt *Richtfunk* oder *TFH-Kanäle* (*Trägerfrequenztelefonie auf Hochspannungsfreileitungen*) oder *Glasfaserstrecken* längs der Leitung.

14.3.3.3 Signalvergleichsschutz

Der *Signalvergleichsschutz* vergleicht weder Messgrößen noch daraus abgeleitete Größen (Phasenverschiebung) sondern *binäre Zustände* von Relaiskontakten am Ein- und Ausgang des Schutzobjekts. Typische Vergleichsgrößen sind *Anregung* Ja/Nein, *Richtungszustand* oder *Auslösekommando*.

Für die Signalübertragung können alle möglichen Übertragungswege genutzt werden: HF-Übertragung, Trägerfrequenztelefonie, Lichtwellenleiterverbindungen usw.

Der am meisten angewendete Signalvergleichsschutz ist der *Richtungsvergleich*. Bei einer zweiseitig gespeisten Leitung fließt bei einem Kurzschluss in Leitungsmitte die Energie aus beiden Richtungen zu (s. a. 14.3.1.3). Die Abschaltung des Fehlers bedingt aus diesem Grund die Auslösung *zweier* Leistungsschalter. Hier hat sich die so genannte *Mitnahmeschaltung* bewährt, bei der das Schutzgerät des gegenüberliegenden Schalters von der Auslösung des Schutzes erfährt. Die Auslösung des gegenüberliegenden Leistungsschalters erfolgt bei Anregung des eigenen Schutzkreises und zeitgleichem Einlaufen der Auslösemeldung der Gegenstation in das Schutzgerät, was einen Reserveschutz für das Relais am anderen Leitungsende bewirkt.

Ferner kann der Signalvergleichsschutz als Reserveschutz in der Kombination mit den *Distanzschutzgeräten* arbeiten (14.3.2). Die Richtungsmessung und der Fehlerabstand werden dabei an die jeweilige Gegenstation gesendet. Beim Versagen des *Hauptschutzes*, beispielsweise bedingt durch den Ausfall eines UMZ-Schutzgeräts, löst durch Signalvergleich zusätzlich das Distanzschutzgerät derjenigen Seite aus, deren Hauptschutz versagt hat. Dieses Prinzip bietet den Vorteil, dass selbst beim Versagen des Hauptschutzes die Leitung weiterhin einseitig bis kurz vor der Fehlerstelle weiterversorgt werden kann.

14.3.4 Erdschlussmeldung

Als Erdschluss bezeichnet man ein Isolationsversagen zwischen einem Außenleiter und Erde in isoliert oder gelöscht betriebenen Netzen (siehe Kapitel 12). Es fließt dann nur ein vergleichsweise kleiner Erdschlussstrom, dessen Existenz der Warte lediglich *gemeldet* wird und von dort aus *geortet* werden muss. Ferner hebt sich das Potenzial des im Normalbetrieb praktisch *Erdpotenzial* besitzenden Sternpunkts an, was zur so genannten *Verlagerungsspannung* führt. Erdschlussstrom und Verlagerungsspannung werden zur Detektion und Ortung benutzt. In kleinen Netzen wird oft nur die Existenz eines Erdschlusses durch Messung der Verlagerungsspannung erfasst und gemeldet.

Erdschlussrelais arbeiten entweder nach dem *wattmetrischen* Prinzip oder detektieren den hochfrequenten Ladestrom der Wiederzündimpulse des Lichtbogens an der Fehlerstelle.

– *Wattmetrische Relais* erfassen den nach Beendigung des transienten Ausgleichsvorgangs verbleibenden stationären Erdschlussstrom und die zugehörigen Verlagerungsspannungen nach Betrag und Phase. Aus beiden wird die Energieflussrichtung errechnet und damit der Fehlerort eingekreist. Das genaue Arbeitsprinzip hängt von der Art der Sternpunktbehandlung ab.

– Beim *Erdschlusswischerrelais* wird der transiente Ausgleichsvorgang beim Zünden eines Erdschlusses zur Detektion benutzt. Da der transiente Ausgleichsstrom an mehreren Stellen im Netz auftritt, werden in der Regel mehrere Relais gleichzeitig angeregt. Der Ausgleichsstrom weist von allen Messstellen zur Fehlerstelle hin und wird zur Fehlerortung herangezogen. Wischerrelais erfassen nur den Zündvorgang und machen keine Aussage über die Dauer eines stationären Erschlussstroms.

Erdschlussrelais lösen beim Ansprechen keinen Leistungsschalter aus, sondern geben lediglich eine *Meldung* an die Schaltwarte, so genannte *Melderelais*.

14.4 Schutztechnik aus Sicht einzelner Betriebsmittel

Während im Abschnitt 14.3 eine Strukturierung der Schutztechnik nach dem Schlüssel „Schutzprinzipien und -kriterien“ erfolgte, wird hier die gleiche Thematik aus Sicht des einzelnen Betriebsmittels betrachtet. Hierbei können wir uns häufig sehr kurz fassen und auf 14.3 verweisen, da die Schnittmenge beider Sichtweisen sehr groß ist.

14.4.1 Leitungsschutz

Für den Schutz von Leitungen gegen Kurzschlussströme eignen sich grundsätzlich sowohl der *UMZ-Schutz* als auch der *Vergleichsschutz* und *Distanzschutz*. Häufig kommen Kombinationen von zwei oder mehr Schutzprinzipien zur Anwendung, um eine optimale Begrenzung der durch Kurzschlussströme bewirkten thermischen und mechanischen Auswirkungen bei gleichzeitig hoher Selektivität und Zuverlässigkeit zu erreichen. In *Niederspannungsnetzen* kommt ausschließlich der Überstromschutz, in *Mittelspannungsnetzen* kommen Überstrom-, Differenzial- und Distanzschutz, in *Hoch-* und *Höchstspannungsnetzen* zusätzlich alle Vergleichsschutzprinzipien zur Anwendung.

Beim Leitungsschutz ist zwischen dem Schutz

– einseitig gespeister Einfach- und Parallelleitungen, das heißt *Strahlennetzen* und
– mehrfach gespeisten Einfach- und Parallelleitungen, das heißt *Ringleitungen* und *Maschennetzen*

zu unterscheiden.

14.4.1.1 Strahlennetze

Strahlennetze mit Einfachleitungen stellen die geringsten Anforderungen an die Schutztechnik dar. Gewöhnlich kommen zeitlich gestaffelte UMZ-Relais und nach Nennbetriebsströmen gestaffelte Sicherungen zum Einsatz, die letztlich auch eine Zeitstaffelung beinhalten (siehe Kapitel 13 und 14.1). Strahlennetze mit parallel geschalteten Leitungen verlangen zur Wahrung der Redundanz-Nutzung die Kopplung der UMZ-Relais mit Energierichtungsrelais (14.3.1.3).

14.4.1.2 Ringleitungen und Maschennetze

Wie bereits in 14.3.1.3 erläutert, verlangen Ringleitungen zwingend die Ergänzung zeitlich gegenläufig gestaffelter UMZ-Relais durch Energierichtungsrelais. Diese arbeiten in der Regel unverzögert, sind jedoch zur Erhaltung der Selektivität zumindest teilweise mit einem Zeitglied auszurüsten. Die Problematik des gestaffelten UMZ-Schutzes besteht darin, dass bei Kurzschlüssen nahe der Einspeisung, wo die höchsten Kurzschlussströme auftreten, die eingestellten Verzögerungszeiten am größten sind. Abhilfe schafft in Industrienetzen ein Leitungsdifferenzialschutz, der dank hoher Selektivität kürzeste Fehlerklärungszeiten ermöglicht. Einen weiteren Ausweg bietet der *Distanzschutz*, dessen Relais, wie schon der Name impliziert, den dem Fehlerort am nächsten liegenden Leistungsschalter auslösen (14.3.3). Je höher die Spannungsebene, desto sophistischer der Distanzschutz (14.3.2). Zur Verringerung der Fehlerklärungszeit wird gegebenenfalls ein hochselektiver *Leitungsvergleichsschutz* unterlagert.

14.4.2 Transformatorschutz

Zum Schutz von Transformatoren großer Leistung wird eine Kombination aus *Überstromschutz*, *Differenzialschutz* und *Buchholzschutz* eingesetzt. Bei *Überlastströmen* eines Verteiltransformators löst ein UMZ-Relais den sekundärseitigen Lasttrennschalter oder Leistungsschalter aus. Im Kurzschlussfall spricht ebenfalls der Leistungsschalter an, im Fall eines sekundärseitigen Lasttrennschalters die primärseitige Hochspannungssicherung.

Bei Fehlern im Transformatorinnern, beispielsweise Wicklungs- oder Eisenschluss, spricht entweder die primärseitige *Sicherung* an oder es löst ein *Differenzialschutz* oder *Buchholzrelais* einen Leistungsschalter aus.

14.4.2.1 Transformatordifferenzialschutz

Der *Transformatordifferenzialschutz* dient der selektiven Erfassung innerer Fehler in Transformatoren und arbeitet nach dem bereits in 14.3.3.1 erläuterten Vergleichsstromprinzip. Er unterscheidet sich vom Differenzialschutz für *Leitungen* oder *Generatorwicklungen* durch die unterschiedlich großen Ströme auf der Primär- und Sekundärseite der Transformatoren sowie in einer etwaigen Phasendrehung der Außenleiterstöme bei phasendrehenden Schaltgruppen. Der Transformatordifferenzialschutz erfordert daher noch Zwischenwandler zum Ausgleich von Übersetzungsverhältnissen und Phasendrehungen, damit *betrags-* und *phasengleiche* Ströme verglichen werden.

Aufgrund des nur auf der Einspeiseseite fließenden *Leerlaufstroms* $\underline{I}_0$ sowie des geringfügig unterschiedlichen *Fehlwinkels* und der bezogenen *Übersetzungsverhältnisse* der Stromwandler besitzt der Differenzstrom $\underline{I}_D$ bereits im Normalbetrieb einen von Null verschiedenen Wert, so genannter *Falschstrom*. Der Falschstrom legt grundsätzlich eine untere Grenze für die Ansprechschwelle fest. Unter Last schaltbare Transformatoren mit variablem Übersetzungsverhältnis bedingen eine Erhöhung dieser Ansprechschwelle. Ferner fließen bei einem Kurzschluss außerhalb des Transformators durch die Wandler Ströme, die bei unterschiedlichem Sättigungsverhalten weitere Falschstrombeiträge leisten und eine Schutzauslösung provozieren können, ohne dass ein innerer Fehler vorliegt. Die Ansprechschwelle für I_D ist daher weiter zu erhöhen, was die Empfindlichkeit des Schutzes bei inneren Fehlern herabsetzt. Um ein Überansprechen zu vermeiden, besitzen alle Stromdifferenzialrelais eine *Falschstromstabilisierung*, die die Ansprechschwelle der Relais mit zunehmendem Betriebsstrom höher setzt.

Die Kombination aus *Differenzstromprinzip* und *Falschstromstabilisierung* führt zu zwei Kennlinien. Einer *Auslöselinie*, deren Überschreitung zur Schutzauslösung führt und einer *Haltelinie*, deren Unterschreitung eine Sperrung der Schutzfunktion bewirkt, Bild 14.15.

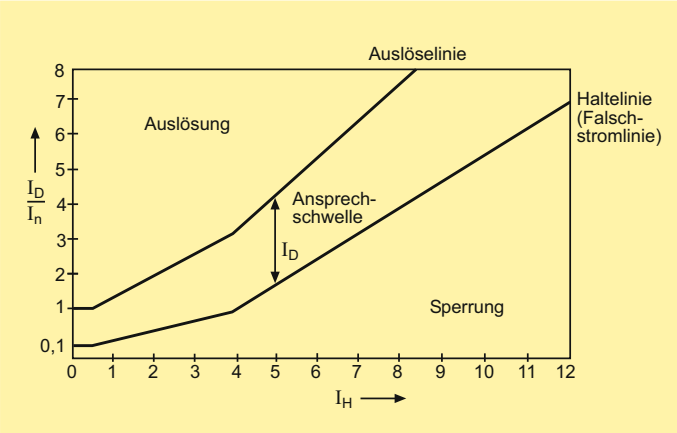


Bild 14.15. Stromabhängige Ansprechschwelle eines Differenzialschutzes.

Schließlich fließt beim Einschalten eines Transformators (9.8) der *Inrush-Strom* nur auf der *Einspeiseseite*, nicht aber auf der *Lastseite*, was wiederum zu Fehlauslösungen führen kann. Die Erkennung von Inrushströmen bzw. deren Stabilisierung erfolgt über ihre ausgeprägte zweite und fünfte Oberschwingung.

14.4.2.2 Buchholzrelais

Buchholzrelais sind hydromechanische, zweistufige Relais zur Erfassung von Isolationsschäden im Innern ölisolierter Transformatoren. Bei Teilentladungen im Isolieröl kommt es immer zu Gasbildung. Das Gas steigt im Transformatorkessel nach oben, verdrängt das Öl im Buchholzrelais und bewirkt eine mechanische Verlagerung eines *Schwimmers*, Bild 14.16.

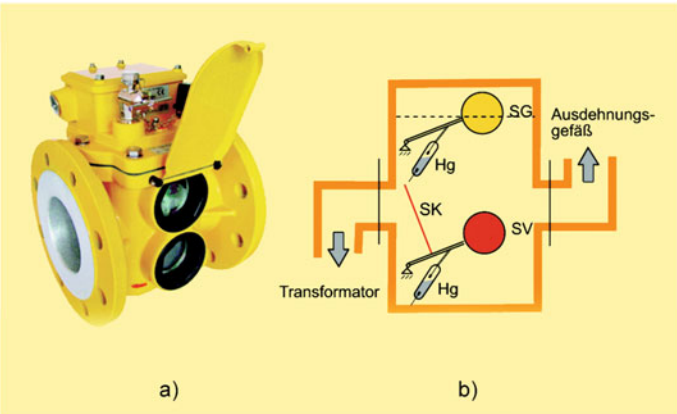


Bild 14.16. Buchholz-Schutzrelais (EMB). Links: Technische Realisierung. Rechts: Schematische Darstellung. SG: Schwimmer für Gasbildung, SV: Schwimmer für Ölverlust, SK: Stauklappe, Hg: Quecksilberschaltröhren.

Der Schwimmer betätigt einen Kontakt und veranlasst damit zunächst nur eine *Warnmeldung* in der Warte. Erst ein bei einem *Durchschlag* auftretender stromstarker Lichtbogen

bewirkt im Öl eine Druckwelle, die über eine *Stauklappe* den Kurzschlussschutz anregt und eine sofortige Abschaltung des Transformators einleitet. Schließlich meldet ein zweiter Schwimmer einen etwaigen Ölverlust.

14.4.3 Generatorschutz

Generatoren stehen ganz am Anfang der Stromversorgungskette der Stromerzeuger und dürfen bei Fehlern im Netz nur als allerletztes Betriebsmittel abgeschaltet werden (engl.: *last line of defense*). Bei Fehlern am Generator selbst sind sie jedoch in Eigenzeit abzuschalten. Wegen der vielen möglichen Fehlerarten kommen mehrere der bereits erwähnten Schutzprinzipien zur Anwendung.

Der Generatorschutz besteht zunächst aus einem *Überstromschutz* gegen Kurzschlussströme und Überlastströme. Da der *Überstromschutz* die größte Staffel- bzw. Kommandozeit im Netz besitzt, wird ihm zum schnellen Abschalten bei Kurzschlüssen im Bereich der Generatorklemmen und des Blocktransformators ein *Distanzschutz* überlagert. Dieser Distanzschutz reagiert bei Fehlern am Generator in Eigenzeit, bei Fehlern im Blocktransformator etc. mit seiner gestuften Kennlinie als Reserveschutz.

Ein *Differenzialschutz* vergleicht die Ströme am Ein- und Ausgang der Ständerwicklungsstränge und spricht bei Fehlern zwischen den Wicklungen an. *Windungsschlüsse* führen zu keinem Differenzstrom zwischen Ein- und Ausgang, sondern zu einer Verringerung der Spannung des betroffenen Strangs und damit zu einer Spannungsverlagerung des Wicklungssternpunkts. Als Kriterium für Windungsschlüsse dient die Spannungsdifferenz zwischen dem verlagerten Generatorsternpunkt bei *einsträngigen* Ständerwicklungen und dem Sternpunkt eines symmetrischen *Sternpunktbildners*. Bei parallel geschalteten Ständerwicklungssträngen kommt ein *Querdifferenzialschutz* zur Anwendung.

Schließlich sind noch Schutzeinrichtungen zur Erfassung von *Erdschlüssen* in der Ständer- und Läuferwicklung erforderlich, wobei beim Ständererdschlussschutz zwischen *Sammelschienenbetrieb* (*ohne* Blocktransformator) und *Blockbetrieb* (*mit* Blocktransformator) zu unterscheiden ist. Im Sammelschienenbetrieb sind Generator und Netz miteinander galvanisch verbunden. Schutzkriterium ist die bei einem Erdschluss auftretende Nullsystem-Leistung S_0. Die Richtung von S_0 erlaubt im Sammelschienenbetrieb (mehrere parallele Generatoren) gleichzeitig die Identifikation des betroffenen Generators. Im *Blockbetrieb* sind Generator und Netz über den Blocktransformator galvanisch getrennt. Ein Erdschluss erzeugt eine Verlagerungsspannung des Sternpunkts, die über einen Spannungswandler zwischen Sternpunkt und Erde, der gleichzeitig den Erdschlussstrom auf niedrige Werte begrenzt, erfasst wird (s. a. Kapitel 12).

Bei einem Läufererdschluss reicht aufgrund der isoliert betriebenen Erregerwicklung zunächst eine Meldung aus. Wegen der Gefahr eines Doppelerdschlusses sieht man entweder zusätzlich einen *Doppelerdschlussschutz* vor oder schaltet sofort ab.

14.4.4 Blockschutz

Bei großen Leistungen wird der Generatorschutz nicht isoliert betrachtet, sondern als Teil der Systemkette *Turbine*, *Generator*, *Maschinentransformator* und *Eigenbedarf*, so genannter *Kraftwerksblock*. Grundsätzlich besitzt jede Blockkomponente ihren eigenen Schutz, die einzelnen Schutzgeräte sind jedoch wirkungsmäßig miteinander verknüpft. Gegenüber dem

Schutz und der Abschaltung einer Netzeinspeisung ist der Blockschutz wesentlich komplexer.

Der Blockschutz besteht einschließlich des bereits besprochenen Generatorschutzes aus folgenden Schutzeinrichtungen:

– *Zweistufiger gerichteter UMZ-Schutz*, der bei Fehlern im Generator in Eigenzeit, bei Fehlern im Netz mit der größten Staffelzeit anspricht.

– *Differenzialschutz* getrennt für den *Generator*, den *Blocktransformator* und den *Eigenbedarfstransformator*. Die Aufteilung des Differenzialschutzes in verschiedene Systeme erlaubt den Weiterbetrieb des Eigenbedarfs bei Fehlern im Blocktransformator und der Generatoreinspeisung.

– *Distanzschutz*
Die Einstellung einer Minimalimpedanz zwischen dem Sternpunkt und den Generatorklemmen stellt ein Kriterium zur Unterscheidung äußerer und innerer Fehler zur Verfügung. Über die Distanzschutzfunktion können die Abschaltzeiten in Abhängigkeit der Fehlerentfernung gestaffelt werden. Es kommen eine *Überstrom-* und *Unterimpedanzanregung* zum *Einsatz* (14.3.2).

– *Schieflastschutz*
Bei unsymmetrischer Belastung eines Generators fließt im Ständer ein Gegensystemstrom $\underline{I}_-$, der ein *Gegendrehfeld* $b_-(x,t)$ erzeugt. Dieses Drehfeld läuft mit doppelter Frequenz über den Läufer hinweg und ruft in allen soliden Läuferteilen durch Wirbelströme eine zusätzliche Erwärmung hervor. Generatoren mit massivem Läufer *ohne* Dämpferwicklung erlauben nur eine geringe Schieflast, Generatoren *mit* Dämpferwicklung und *geblechtem Läufer* die höchste. Der Schieflastschutz ist ein relativ langsam wirkender Schutz, der vor der Schutzauslösung des Schalters mehrere *Warnmeldungen* abgibt. Das Schutzkriterium ist der Betrag des Gegensystemstroms $\underline{I}_-$, der durch Zerlegung der unsymmetrischen Belastung in symmetrische Komponenten erhalten wird.

– *Unterfrequenzschutz*
Unterfrequenz resultiert, wie in 15.1 beschrieben, aus einem Wirkleistungsdefizit im Netz. Unterfrequenz kann zu Schäden an den Turbinenschaufeln durch Vibrationen, zur Verringerung der Aggregateleistung des Eigenbedarfs und damit reduzierter Kraftwerksleistung sowie zusätzlicher Erwärmung durch höhere Magnetisierungsströme führen. Sinkt die Netzfrequenz unter 47,5 Hz, wird der Block vom Netz getrennt. Eine Auslösung des Blockschutzes bei externen Fehlern hat zum Ziel, den Kraftwerkseigenbedarf unter allen Umständen aufrechtzuerhalten, um nach der Beseitigung des Netzfehlers die Energieversorgung möglichst schnell wieder aufbauen zu können.

– *Untererregungsschutz*
Der Untererregungsschutz überwacht die Einhaltung der durch das Grenzbelastungsdiagramm des Synchrongenerators vorgegebene Stabilitätsschranken für den Erregerstrom I_E (s. a. 8.7, Bild 8.20). Die Annäherung an diese Schranken löst zunächst eine *Meldung* aus, ein Überschreiten das *Abschalten* des Blocks.

– *Spannungssteigerungsschutz*
Der Spannungssteigerungsschutz reagiert beim Überschreiten eines vorgewählten Betriebsspannungsgrenzwerts zunächst mit einer *Meldung*, beim Überschreiten eines zwei-

ten Grenzwerts, beispielsweise bei fehlerhafter Spannungsregeleinrichtung während des Anfahrens oder nach einem Lastabwurf, mit *Entregen* und *Abschalten* des Generators.

– *Rückleistungsschutz*
Nach Absperren der Dampfzufuhr einer Turbine arbeitet der Synchrongenerator als Motor und *schleppt* die Turbine im Kompressorbetrieb, was zu deren weiteren Erwärmung führt. Der Rückleistungsschutz verhindert unzulässig langes Schleppen durch rechtzeitiges Abtrennen des Generators vom Netz. Die Auslösung des Leistungsschalters darf jedoch erst erfolgen, wenn sichergestellt ist, dass die Dampfzufuhr tatsächlich vollständig abgestellt ist, da sonst der Turbosatz wieder beschleunigen würde. Als Zusatzkriterium für die Auslösung des Rückleistungsschutzes dient die gesicherte Meldung, dass das *Schnellschlussventil* geschlossen ist. Gleichzeitig muss gesichert sein, dass die Generatorentregung veranlasst ist.

– *Kraftwerksentkupplungsschutz*
Bei einem kraftwerksnahen Kurzschluss entfällt die bremsende Wirkleistungsbelastung des Generators, so dass der Turbosatz beschleunigt. Beim Wiederkehren der Spannung im Netz können aufgrund des dann vorhandenen voreilenden Polradwinkels bzw. des dadurch bedingten größeren vektoriellen Spannungsunterschieds zwischen der Polradspannung und der Netzspannung beträchtliche Wirkleistungssprünge bzw. mit ihnen verknüpfte sprungförmige Drehmomentänderungen auftreten. Diese führen zu hohen mechanischen *Torsionskräften* an der Turbinenwelle und den stirnseitigen *Läuferwicklungsköpfen*. Falls eine Überschreitung der zulässigen mechanischen Grenzbeanspruchung zu erwarten ist, trennt der *Kraftwerksentkupplungsschutz* das Kraftwerk vom Netz. Schutzkriterium ist der beim Kurzschlusseintritt messbare negative Wirkleistungssprung.

14.4.5 Sammelschienenschutz

Kurzschlüsse an Sammelschienen führen zu sehr hohen Kurzschlussströmen und müssen daher in kürzester Zeit abgeschaltet werden. Dabei muss der Sammelschienenschutz (SSS) zwischen einem Kurzschluss direkt an der Sammelschiene und einem Kurzschluss in einem Abzweig unterscheiden können. Bei einfach gespeisten Sammelschienen lässt sich ein SSS bereits mit einem unverzögerten UMZ-Relais, das logisch mit den verzögerten UMZ-Relais der einzelnen Abzweige verknüpft ist, erreichen, Bild 14.17.

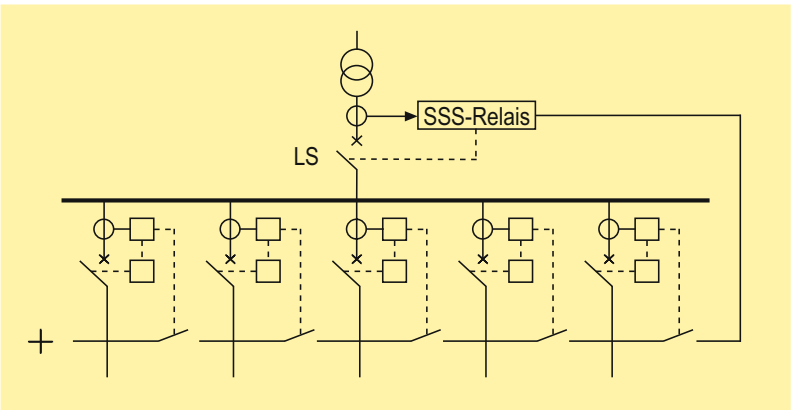


Bild 14.17. Sammelschienenschutz mit UMZ-Relais für einfach gespeiste Sammelschienen.

Die Kontakte für den Auslösebefehl des Leistungsschalters LS liegen in Reihe mit *Ruhestromkontakten* der UMZ-Relais aller Verbraucherabzweige. Bei einem Sammelschienenkurzschluss wird nur das SSS-Relais angeregt und der Leistungsschalter geöffnet.

Ein Kurzschluss in einem Abzweig regt dagegen sowohl das SSS-Relais als auch das Relais des betroffenen Abzweigs an. Letzteres reagiert mit einem Auslösebefehl für den Leistungsschalter seines Abzweigs, darüber hinaus aber auch mit dem Öffnen seiner Ruhestromkontakte, die eine Weitergabe des Auslösebefehls des SSS-Relais an den Einspeiseleistungsschalter verhindern.

In vermaschten Netzen, in denen bei einem Sammelschienenkurzschluss alle Abzweige auf den Kurzschluss einspeisen, müssen die Leistungsschalter aller Abzweige geöffnet werden. Dies lässt sich erreichen, indem die *Richtungsrelais* der in vermaschten Netzen ohnehin vorhandenen Distanzrelais in allen Abzweigen abgefragt werden. Der Schutz wird angeregt, wenn alle Richtungsrelais einen Stromfluss in Richtung Sammelschiene anzeigen. Um ein Überansprechen zu verhindern, wird das definitive Auslösesignal an die Leistungsschalter mit der Indikation eines Spannungseinbruchs an der Sammelschiene verknüpft.

Bei *Mehrfachsammelschienenanlagen* lässt sich jeder Sammelschiene vorteilhaft ein eigener *Differenzialschutz* zuordnen, der die Sammelschienen selektiv schützt (14.3.3.1). Beim Ansprechen eines Differenzialschutzes wird der Kuppelschalter zur betroffenen Sammelschiene geöffnet. Schließlich eignet sich der Sammelschienenschutz auch als *Schalterversagerschutz* im Fall des Nichtöffnens eines Abzweigschalters.

14.4.6 Schaltanlagenschutz

Unter *Schaltanlagenschutz* versteht man die Menge aller Schutzeinrichtungen einer Schaltanlage bzw. in deren Abzweigen. Jedem Abzweig bzw. Schaltfeld sind Schutzrelais zugeordnet, deren Funktionen sich nach den jeweils angeschlossenen Betriebsmitteln, im Wesentlichen *Freileitungen*, *Kabel*, *Transformatoren* richten, Bild 14.18.

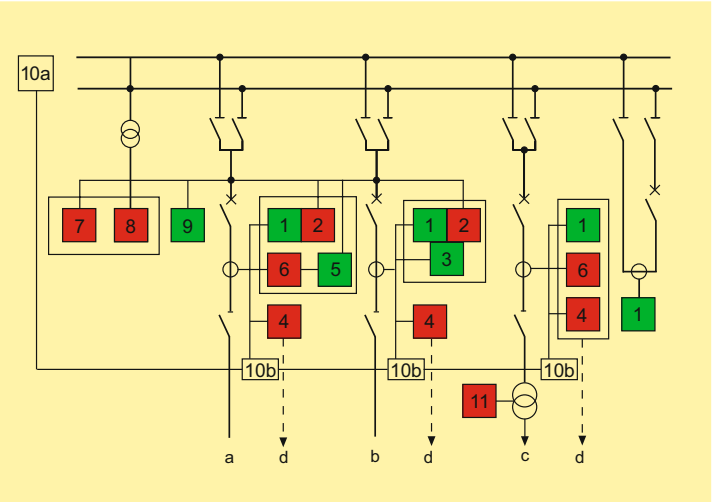


Bild 14.18. Schaltanlagenschutz. 1: Überstromzeitschutz, 2: Distanzschutz, 3: AWE bzw. KU, 4: Differenzialschutz, 5: Erdschlussschutz, 6: Überlastschutz, 7: Frequenzmessung, 8: Spannungsmessung, 9: Erdschlussrelais, 10: Sammelschienenschutz, 10a: Zentraleinheit, 10b: Feldeinheit, 11: Buchholzschutz. Rot: Mindestausstattung, Grün: Optionalausstattung (ABB).

Der Umfang der Maßnahmen richtet sich nach der Bedeutung der Schaltanlage für die Zuverlässigkeit der Stromversorgung. Er reicht von einer Mindestausstattung bis zu einer nach oben offenen Optionalausstattung. Die Schutzrelais der Abzweige sind von der Frontseite des jeweiligen Schaltfeldes parametrierbar bzw. bedienbar (s. a. Bilder 13.27 und 14.4). Sie kommunizieren untereinander und mit dem Stationsrechner über einen Anlagenbus.

14.5 Schutzkoordination

Schutzkoordination befasst sich mit der Wahrung der *Selektivität*. Dieser Begriff wurde bereits eingangs dieses Kapitels anhand des einfachen Beispiels eines über Sicherungen geschützten Strahlennetzes mit mehreren Verteilebenen erläutert (14.1). In der Praxis liegen jedoch häufig *Ringleitungen* oder *mehrfach eingespeiste, vermaschte Netze* vor, in denen Selektivität wesentlich schwieriger zu gewährleisten ist. Fehler müssen dann nicht nur *detektiert*, sondern auch *lokalisiert* werden. Um die Selektivität im gesamten Netz zu garantieren, muss das Ansprechverhalten der einzelnen Schutzeinrichtungen des Netzes zeitlich koordiniert werden, so genannte *Schutzstaffelung* (engl.: *grading*). Im Falle eines Fehlers soll nur diejenige Schutzeinrichtung eine Abschaltung veranlassen, die dem Fehlerort am nächsten ist. Dies wird durch *Zeit-* oder *Stromstaffelung* der Schutzgeräte und geeignete Wahl der Schutzprinzipien erreicht. Dabei werden die Kennlinien der Schutzgeräte so aufeinander abgestimmt, dass eine gleichzeitige Auslösung verhindert wird.

Die Schutzkoordination erfolgt durch Erstellung eines *Staffelplans*. Voraussetzung für die Aufstellung des Staffelplans ist eine Kurzschlussstromberechnung, die den *kleinsten* als auch den *größten* zu erwartenden Kurzschlussstrom liefert (Kapitel 19). Der Schutz wird so koordiniert, dass er auch im Falle des Auftretens des kleinsten Kurzschlussstroms sicher auslöst.

14.5.1 Stromstaffelung im Strahlennetz

Zur grafischen Veranschaulichung der Koordination mehrerer Schutzgeräte in Strahlennetzen bedient man sich der bereits im Kapitel 13 bei Sicherungen vorgestellten Zeit/Strom-Diagramme in logarithmischer Darstellung, die im Rahmen der Schutztechnik dann auch als *Strom-Staffeldiagramme* bezeichnet werden. Zunächst wird der mögliche Kurzschlussstrom der zu untersuchenden Fehlerstelle berechnet und als Parallele zur Ordinate in das Stromstaffeldiagramm eingetragen, Bild 14.19.

Die Schnittpunkte mit den Auslösekennlinien definieren die Staffelzeiten. Wenn sich die Kennlinien nicht überschneiden, arbeitet der Schutz selektiv. Wegen der Toleranzen der Strom-Zeit-Kennlinien soll aus Sicherheitsgründen zwischen den Kennlinien ein zeitlicher Abstand von 100 bis 500 ms liegen. Bei Sicherungen wird dies durch Wahl des jeweils nächst höheren genormten Nennstroms erreicht. Da bei hohen Kurzschlussströmen Schmelzzeit und Löschzeit von Sicherungen nahezu gleich groß werden, muss gegebenenfalls eine Nennstromstärke übersprungen werden. Die *Stromstaffelung* bewirkt aufgrund der unterschiedlichen Grenzlastintegrale $\int i^2 dt$ ihrer gestaffelten Sicherungen oder Bimetallauslöser in gewisser Weise auch eine *Zeitstaffelung*. Sie gewährleistet jedoch nur in einfachen Fällen ausreichende Selektivität. Für einen optimalen, selektiven Schutz bei sehr hohen Kurzschlussströmen muss man zu einer definierten Zeitstaffelung übergehen.

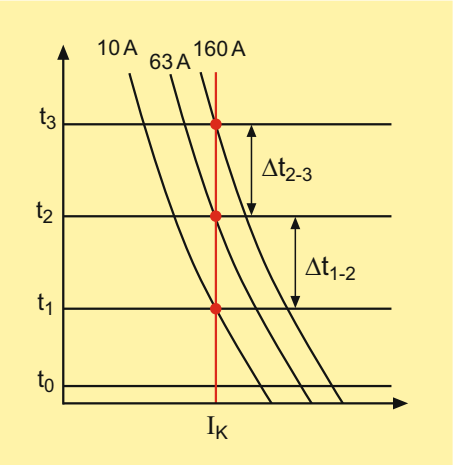


Bild 14.19. Strom-Staffeldiagramm in logarithmischer Darstellung. t_0: Eigenzeit.

14.5.2 Zeitstaffelung im Strahlennetz

Bei sehr hohen Kurzschlussströmen können alle UMZ-Relais angeregt werden. Daher muss die individuelle *Kommandozeit* der Schutzgeräte, das heißt die Zeit, die zwischen Anregung und Generierung eines Auslösebefehls verstreicht, *zeitlich gestaffelt* werden, Bild 14.20.

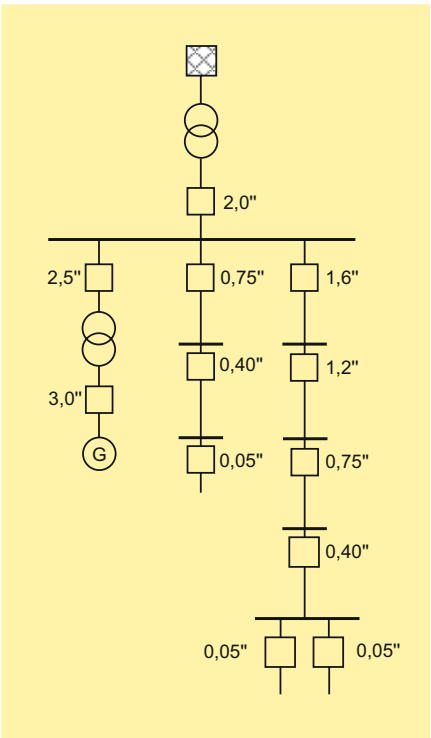


Bild 14.20. Zeitstaffelung im Strahlennetz. Bei einem Kurzschluss am Ende einer der beiden Stichleitungen schaltet das unterste Relais zuerst, während alle anderen Relais keine Auslösung veranlassen.

Das von der Einspeisung elektrisch am *weitesten* entfernte Schutzgerät erhält die *kürzeste* Kommandozeit, das der Einspeisung am nächsten liegende hingegen die *längste* Komman-

dozeit. Damit wird erreicht, dass im Fall eines Kurzschlusses stets das dem Fehler am nächsten vorgelagerte Schutzgerät zuerst auslöst. Diese Forderung lässt sich in Strahlennetzen ohne weiteres realisieren. Die Schutzgeräte mit höherer Staffelzeit wirken im Fall des Versagens der dem Fehler am nächsten liegenden Schutzeinrichtung als *Reserveschutz* und erhöhen damit die Betriebssicherheit (s. a. 14.1, Bild 14.1). Meist wird an den Einspeisestellen aus dem übergeordneten Netz ein Distanzschutzrelais zur Fehlerortung eingesetzt, das gleichzeitig als Reserveschutz für den ersten Leitungsabschnitt dient. Die Schutzstaffelung muss die Eigenzeiten der vorgeschalteten Schutzgeräte und Leistungsschalter berücksichtigen, da sonst der Reserveschutz zu früh auslöst. Der zeitliche Mindestabstand zwischen zwei Schutzschaltungen hängt von den Eigenzeiten der Schalter ab und liegt bei modernen Leistungsschaltern in der Größenordnung von 0,35 s. Mit jedem zusätzlichen Schutzgerät in der Strecke steigt damit die kürzeste Abschaltzeit um diesen Betrag.

Bei der Angabe der Staffelzeiten in Bild 14.20 ist berücksichtigt, dass der in das Netz einspeisende Generator bzw. dessen Überstromschutzrelais die längste Abschaltzeit erhalten soll, damit die Netzversorgung möglichst lange aufrechterhalten werden kann. Aus dem Bild ist ebenfalls ersichtlich, dass die Auslösezeiten zur Einspeisung hin ansteigen. Das Problem einer einfachen, richtungsunabhängigen Zeitstaffelung liegt darin, dass die Abschaltzeiten dort am höchsten sind, wo die Kurzschlussströme den größten Wert annehmen. Dieser Nachteil lässt sich durch den Einsatz *richtungsabhängiger* UMZ-Schutzgeräte bzw. durch die Kombination mit anderen Schutzprinzipien ausgleichen.

14.5.3 Schutzkoordination in Ring- und Maschennetzen mit UMZ-Schutz

In Ringleitungen und Maschennetzen stellt sich das Problem der *beidseitigen Speisung der Fehlerstelle*. Im Fehlerfall müssen bei einem Fehler grundsätzlich zwei Leistungsschalter ausgelöst werden, um das fehlerbehaftete Leitungsstück aus dem Netz herauszutrennen. Bereits bei der einfachen Ringleitung ist ein selektives Heraustrennen allein mit dem Kriterium Überstrom nicht mehr möglich. Bei Fehlern auf mehrfach gespeisten Leitungen wird daher als zusätzliches Auslösekriterium die Energieflussrichtung betrachtet. Richtungsabhängige Relais lassen für beide Energieflussrichtungen unterschiedliche Staffelzeiten zu. Für Maschennetze hat sich die so genannte *gegenläufige Staffelung* bewährt. Dabei steigen die Staffelzeiten für die nicht richtungsabhängigen UMZ zur Einspeisung hin an, während die Staffelzeiten der richtungsabhängigen UMZ zur Einspeisung hin abnehmen, Bild 14.21.

Bei einem Kurzschluss an der Stelle 1 schaltet das richtungsabhängige UMZ-Relais in Station B die Leitung von rechts in 0,4 Sekunden ab, während das Relais in der Station A die endgültige Abschaltung nach 0,75 Sekunden veranlasst. Die Station A wird also über den linken Zweig, die Stationen B und E werden durch den rechten Zweig weiter versorgt. Bei einem Kurzschluss an der Fehlerstelle 2 spricht das UMZ in Station C Richtung Station D zuerst an, während das richtungsabhängige UMZ-Relais in C Richtung B keine Auslösung veranlasst. Der Fehler wird durch das UMZ in D Richtung C nach 0,4 Sekunden getrennt. Die Stationen C und D bleiben weiterhin am Netz. Wie man sieht, bewirkt die gegenläufige Staffelung, dass die Netzstationen bis kurz vor die Fehlerstelle weiterversorgt werden.

Dennoch steigen die Abschaltzeiten der UMZ-Relais zur Einspeisung hin an. Dieser systembedingte Nachteil des UMZ-Prinzips kann durch den Einsatz von Distanzrelais kompensiert werden.

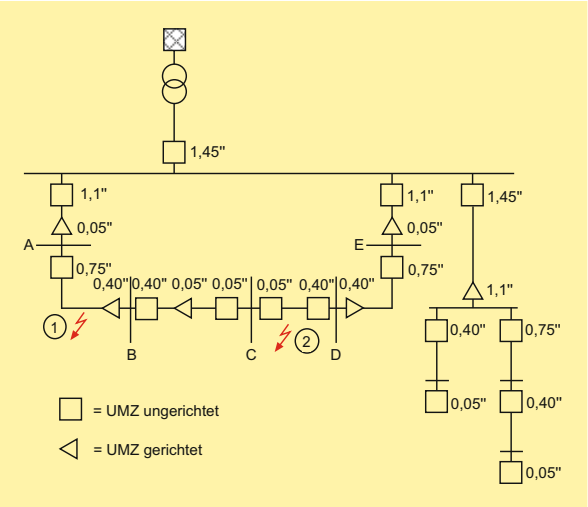


Bild 14.21. Zeitstaffelung im gemischten Netz. In der Ringleitung wird die gegenläufige Staffelung verwendet. Die Staffelzeit Δt beträgt 350 ms (moderne Leistungsschalter). $t_0 = 0{,}05$ ms entspricht unverzögerter Auslösung.

Um die Selektivitätsproblematik bei Ringleitungen zu umgehen, werden die Ringe meist offen betrieben und erst im Fehlerfall zur Aufrechterhaltung der Versorgung vorübergehend geschlossen. In vermaschten Netzen ist dies nicht möglich.

14.5.4 Zeitstaffelung mit Distanzrelais

Für den Schutz der Leitungen in Hochspannungsnetzen sind Distanzschutzeinrichtungen die Regel. Sie können ähnlich den UMZ-Schutzgeräten zeitlich gestaffelt werden.

Die zeitliche Staffelung des Distanzrelais in der ersten Station A erfolgt derart, dass die Stufe mit der schnellsten Auslösezeit(Schnellauslösung) auf einen Impedanzwert von 85-90 Prozent der minimalen Impedanz des ersten Leitungsabschnitts (A-B) eingestellt wird. Die nächste Stufe des Distanzschutzes wird zeitlich um 0,35 – 0,5 Sekunden verzögert und auf einen Impedanzwert, der etwa der räumlichen Mitte des zweiten Leitungsabschnitts (B-C) entspricht. Die dritte Stufe lässt sich dann wiederum etwa auf die Hälfte des Impedanzwertes C-D einstellen. Man erhält die folgende Einstellwerte für die Impedanzen:

$$Z_1 = 0.85 Z_{AB} \tag{14.2}$$

$$Z_2 = 0,85\,(Z_{AB} + 0,85 \cdot Z_{BC}) \tag{14.3}$$

$$Z_3 = 0,85\,(Z_{AB} + Z_{BC} + 0,85 \cdot Z_{CD}) \tag{14.4}$$

Diese Einstellung bewirkt, dass das Relais in A als Hauptschutz für den überwiegenden Teil der Strecke A–B in Schnellzeit wirkt und für Fehler am Ende der Leitung und auf der Sammelschiene B in der ersten verzögerten Stufe. Es sind bis zu 5 Stufen üblich, wobei das Relais in A für die Stationen C und D als übergeordneter Reserveschutz wirkt.

Das Relais in B wird derart gestaffelt, dass sich die Auslösekennlinie des Relais B nicht mit der des Relais A schneidet. Im Diagramm bedeutet dies, dass zwischen der Auslösekennlinie der Relais ein Mindestabstand von 0,5 Sekunden erhalten bleiben soll. Dies lässt sich dadurch erreichen, dass der Schutz in B wieder auf einen Impedanzwert von ca. 85–90

Prozent der Strecke B–C eingestellt wird. Die nachfolgenden Stufen sollen dann wiederum unter der Auslösekennlinie des Relais A liegen, was bedeutet, dass der Impedanzwert für die 2. Stufe in B so gewählt wird, dass er bei 60–70 Prozent der Strecke C–D liegt. Ist ein Relais in C vorgesehen, dann soll dessen Kennlinie wieder unterhalb der des Relais B liegen. Für Fehler auf der Strecke C–D wirken dann insgesamt drei Schutzstufen, weil jedes Relais als Reserveschutz für alle nachfolgenden Strecken wirkt, Bild 14.22.

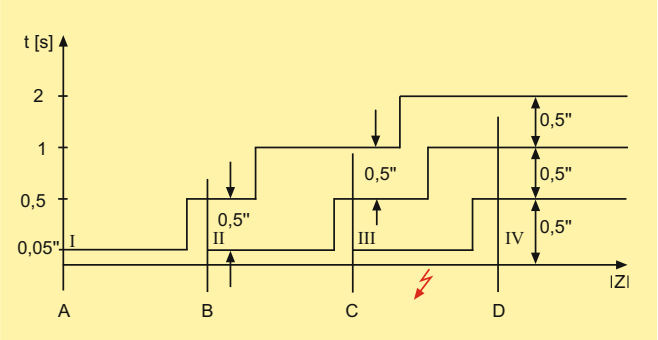


Bild 14.22. Zeitstaffelung der Relais I–IV in den Stationen A–D bei einseitiger Speisung.

Bei zweiseitig gespeisten Leitungen und Maschennetzen sind Distanzrelais für beide Richtungen einer Leitung vorzusehen. Für die Abschaltung des Fehlers müssen immer zwei Leistungsschalter ansprechen. Durch Richtungsvergleich sind die Auslösezeiten der Fehlerrichtung anzupassen. Die Staffelung erfolgt derart, dass von beiden Seiten die vorhergehend beschriebenen Eigenschaften der Distanzschutzstaffelung erhalten bleiben, Bild 14.23.

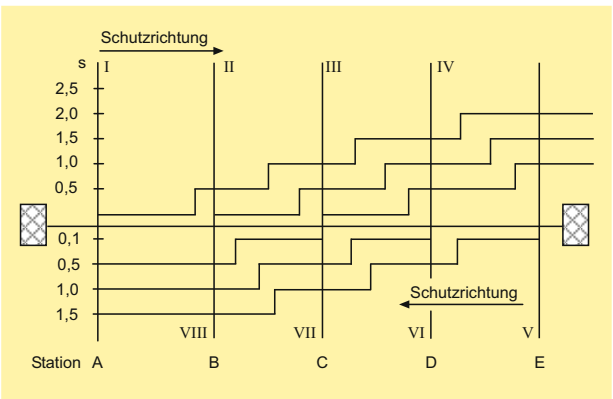


Bild 14.23. Zeitstaffelung des Distanzschutzes bei zweiseitiger Speisung.

Wie man aus den vorhergehenden Beispielen sieht, führt der Einsatz des reinen Distanzprinzips in der Mitte der Leitungen zu einem Mehrfachschutz des Systems. Dies ist im allgemeinen nicht unbedingt erforderlich. In der Praxis werden daher Kombinationen aus verschiedenen Prinzipien eingesetzt.

14.6 ANSI Schutz Codes

Im beruflichen Alltag wird der Leser vergeblich die Begriffe *Distanzschutz*, *Differenzialschutz* etc. in Schaltplänen, Ausschreibungen oder Pflichtenheften suchen. Aufgrund des

weitgehend exportorientierten Anlagengeschäfts haben sich alle Hersteller auf international einheitliche *Gerätefunktions-Codes* nach dem USA Industriestandard ANSI C 37.2 geeinigt (engl.: ANSI *American National Standards Institute*).

Diese Codes beschreiben in kompakter Form eindeutig die Funktion/Funktionen des jeweiligen Schutzrelais. Eine schematische Darstellung eines Schaltanlagenschutzes besitzt dann folgendes Aussehen, Bild 14.24.

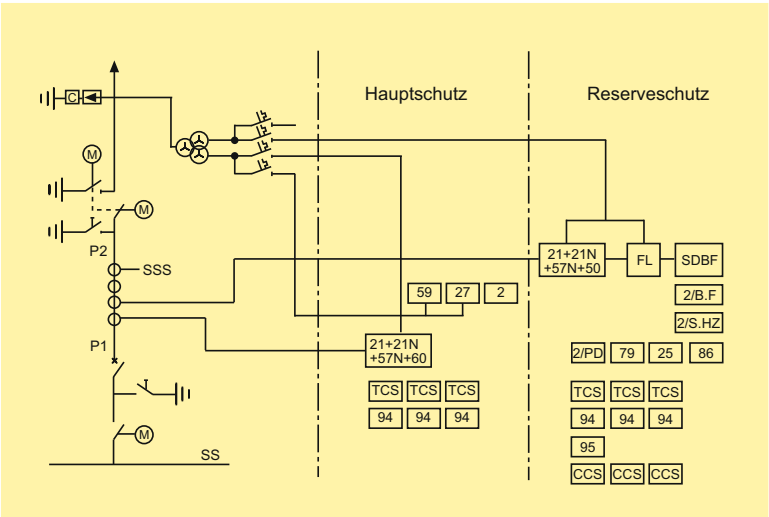


Bild 14.24. In der Praxis verwendete schematische Darstellung des Schaltanlagenschutzes eines Abzweigs, Projektierung mit ANSI Schutzfunktions-Codes (IDS). Erläuterungen der Zahlen siehe Anhang F.

14.7 Schutz in Niederspannungsnetzen

Wie in Mittel- und Hochspannungsnetzen müssen auch in Niederspannungsnetzen Leitungen, Kabel und elektrische Geräte gegen zu hohe Erwärmungen durch Kurzschlussströme und betriebsmäßige Überlastungen geschützt werden. Für die Erreichung hoher Selektivität gelten vergleichbare Überlegungen wie in Mittel- und Hochspannungsnetzen. Die Anforderungen sind jedoch weniger aufwendig und lassen sich mit einfachen *Primärauslösern* und/oder Sicherungen befriedigen.

Neben den technischen bzw. betrieblichen Anforderungen kommt in Niederspannungsnetzen zusätzlich der *Schutz von Personen* gegen gefährliche *Körperströme*, mit anderen Worten der Schutz vor einem *elektrischen Schlag* hinzu. Hierbei spielen Fragen der Sternpunktbehandlung eine große Rolle. Auf letztere wurde bereits ausführlich im Kapitel 12 eingegangen.

Die Gefährdung durch Körperströme wird durch eine Begrenzung, besser Vermeidung, möglicher *Berührungsspannungen* im Schadensfall erreicht. VDE 0100 unterscheidet den *Schutz gegen direktes* und *indirektes Berühren*:

– Schutz gegen *direktes Berühren* aktiver bzw. Spannung führender Teile, so genannter *Basisschutz*, ist gegeben, wenn ein direktes Berühren aktiver Teile eines Stromkreises durch Betriebsisolierung, Bauart, Lage oder Abstand verhindert wird. Typische Beispiele sind

die Isolierstoffummantelung von Leitungen, Isolierstoffgehäuse von Handbohrmaschinen etc. Man spricht auch von *erster Schutzebene*.

– Schutz *bei indirektem Berühren* ist gegeben, wenn die beim Berühren spannungsführender Gehäuse bzw. *Körper* erfahrene *Berührungsspannung* U_T im Fehlerfall unter 50 V_{ef} *Wechselspannung* bzw. 120 V *Gleichspannung* bleibt. Bis zu diesen Spannungen begrenzt der *Hautwiderstand* den Körperstrom auf Werte, die das Auslösen von Herzkammerflimmern unwahrscheinlich erscheinen lassen. Bei höheren möglichen Berührungsspannungen muss im Falle eines Isolationsversagens automatisch und in Echtzeit eine Abschaltung der Stromversorgung durch ein *Überstromschutzorgan* (Sicherung oder Leitungsschutzschalter) erfolgen, so genannter *Fehlerschutz* bzw. *zweite Schutzebene* (14.7.1 und 14.7.2). Um ein möglichst schnelles Abschalten zu erreichen, wird *gezielt* ein hoher Fehlerstrom bzw. Kurzschlussstrom angestrebt.

– Man spricht von *Zusatzschutz bei direktem und indirektem Berühren*, wenn bereits sehr kleine Fehlerströme eine Schutzeinrichtung zum Ansprechen bringen, so genannte *dritte Schutzebene*. Der Zusatzschutz ist grundsätzlich optional, in Nassräumen, im Außenbereich sowie in TT-Netzen heute jedoch zwingend vorgeschrieben.

Berührungsspannungen $> 50\,V_{ef}$ dürfen nur begrenzte Zeit anstehen. Dabei gilt, je höher die mögliche Berührungsspannung, desto kürzer muss die Abschaltzeit des Schutzorgans sein, beispielsweise

$$\begin{aligned} \text{Berührungsspannung} \quad &\leq 230\,V \quad \rightarrow \quad t_a < 0,4\,s, \\ \text{Berührungsspannung} \quad &\leq 400\,V \quad \rightarrow \quad t_a < 0,2\,s. \end{aligned}$$

Ferner unterscheidet man zwischen *Fehlerspannung* U_F und *Berührungsspannung* U_T. Erstere ist die mit einem hochohmigen Spannungsmesser *ohne Berührung* messbare Spannung zwischen einem spannungsführenden Körper und der Bezugserde. Letztere ist die beim Berühren vom menschlichen Körper erfahrene Spannung. Die hier gewählten Definitionen sind nachstehend am Beispiel eines TT-Netzes veranschaulicht, Bild 14.25.

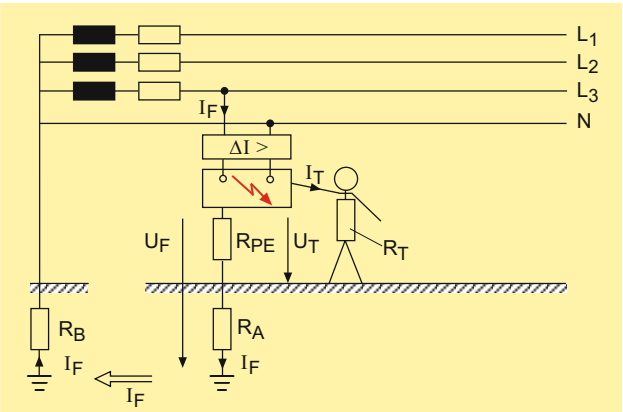


Bild 14.25. Zur Definition von *Fehlerspannung* U_F und *Berührungsspannung* U_T sowie von *Fehlerstrom* I_F und *Körperstrom* I_T. R_B: Betriebserdungswiderstand, R_A: Erdungswiderstand der lokalen Bezugserde, R_T: Körperwiderstand des Menschen.

Die Beträge der Fehler- und Berührspannung hängen von den Erdungsverhältnissen, mit anderen Worten von den Widerständen R_A und R_B sowie dem Schutzleiterwiderstand R_{PE},

ab. Fasst man die diversen Widerstände als Spannungsteilerschaltungen auf, so erhält man unter Vernachlässigung der Widerstände des Außenleiters und des Schutzleiters R_{PE} sowie mit $R_T \gg R_{PE}$ für die Fehlerspannung

$$U_F = \frac{R_A}{R_A + R_B} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad . \tag{14.5}$$

Unter den genannten Voraussetzungen ist die Berührungsspannung praktisch gleich Null. Kann der Schutzleiterwiderstand R_{PE} nicht vernachlässigt werden, berechnet sich die Berührungsspannung mit (14.5) zu

$$U_T = \frac{R_{PE}}{R_{PE} + R_A} \cdot U_F \quad . \tag{14.6}$$

Sie nähert sich mit zunehmenden R_{PE} dem Wert der Fehlerspannung.

Im *worst case* eines unterbrochenen Schutzleiters, $R_{PE} \to \infty$, berechnet sich diese Fehlerspannung zu

$$U_F = \frac{R_T + R_A}{R_T + R_A + R_B} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \tag{14.7}$$

und die Berührungsspannung zu

$$U_B = \frac{R_T}{R_T + R_A} \cdot U_F \quad . \tag{14.8}$$

Unter Berücksichtigung der Größenverhältnisse der einzelnen Widerstände nimmt die Berührungsspannung praktisch den Wert der Phasenspannung an.

Der für das Ansprechen des Überstromschutzorgans maßgebliche Fehlerstrom I_F berechnet sich bei vorhandenem Schutzleiter zu

$$I_F = \frac{1}{R_A + R_B} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad , \tag{14.9}$$

bei fehlendem Schutzerder zu

$$I_F = \frac{1}{R_A + R_B + R_T} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad . \tag{14.10}$$

In letzterem Fall kann der Fehlerstrom so klein werden, dass das vorgeschaltete Überstromschutzorgan erst nach Sekunden oder Minuten, im worst case nicht einmal ein 300 mA Fehlerstromschutzschalter abschalten würde!

In den folgenden Abschnitten wird erläutert, wie der Schutz des Menschen in verschiedenen Netzsystemen realisiert wird.

14.7.1 Nullung (TN-Netze)

Die Nullung ist die am häufigsten in der öffentlichen Stromversorgung angewandte Schutzmaßnahme. Der *Neutralleiter* bzw. *Nullleiter* (historisch) des Verteiltransformators ist in der Ortsnetzstation geerdet, daher der Name TN-Netz. Hierin kennzeichnet der erste Buchstabe T die Erdung des Sternpunkts des Verteiltransformators (franz.: *Terre*), der zweite

Buchstabe N die Existenz eines von diesem Sternpunkt ausgehenden, in allen Verbraucheranlagen zusätzlich geerdeten Leiters N, mit dem alle leitfähigen, im Normalbetrieb nicht spannungsführenden Körper der Verbraucheranlage verbunden werden (s. a. 12.5.1). Er wird als so genannter *PEN-Leiter* (engl.: *Protective-Earth-Neutral*) in einem *Vierleiterkabel* zu den einzelnen Hausanschlüssen der Verbraucheranlagen mitgeführt und dort mit den Sammelschienen N und PE sowie mit dem Fundamenterder und der Potenzialausgleichsschiene verbunden, Bild 14.26.

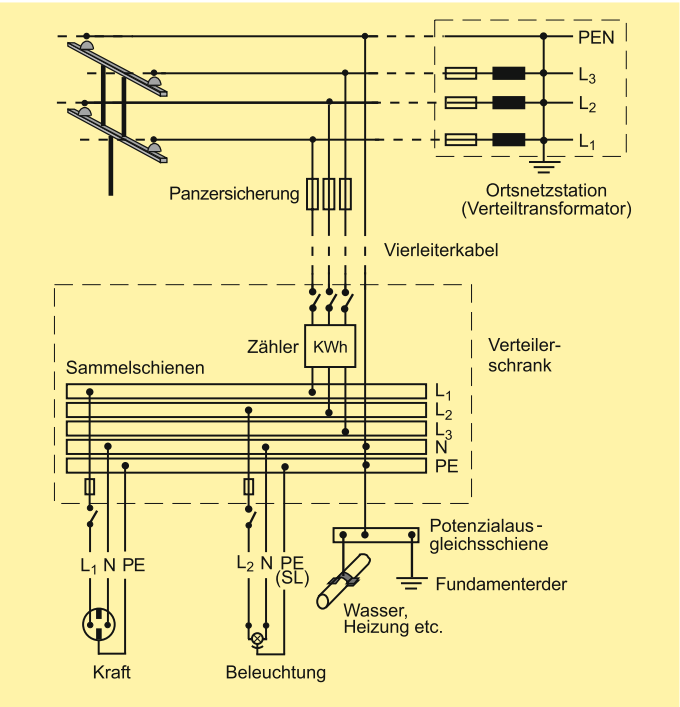


Bild 14.26. Schutzmaßnahme *Nullung* (Moderne Nullung).

Der vierte Leiter dient als *Rückleiter* für einphasige Belastungen und gleichzeitig als *Schutzleiter* zur Erdung metallischer Körper in Verbraucheranlagen.

In modernen Niederspannungsnetzen wird die Doppelfunktion PEN innerhalb der Verbraucheranlage auf zwei separate Leiter mit den Bezeichungen PE und N aufgeteilt. Der Leiter N dient ausschließlich als Rückleiter für die einphasigen Betriebsströme, der Leiter PE ausschließlich als Schutzleiter für Fehlerströme bei Isolationsschäden. Er ist im Normalbetrieb stromlos, so genannte *Moderne Nullung*.

In alten *Verbraucheranlagen* diente der PEN-Leiter, beispielsweise in Steckdosen, gleichzeitig als Rückleiter für den Betriebsstrom als auch zur Erdung der Schutzkontakte der Steckdose. Letzteres wurde durch eine interne Brücke bewirkt, so genannte *Klassische Nullung*. Dies barg beim irrtümlichen Vertauschen der beiden Leiter die Gefahr, dass alle normalerweise spannungsfreien Körper unter Spannung gesetzt werden, weswegen man zur *Modernen Nullung* überging.

Die eigentliche Schutzwirkung der Nullung liegt nicht in der schieren Existenz eines vierten Leiters, sondern in seinem synergistischen Zusammenwirken mit den *Leitungsschutzschaltern* und *Sicherungen* des Netzes. Bei einem Zusammenbruch der Isolation zwischen einem

aktiven Leiter und einem mit PE verbundenen Körper fließt sowohl bei der *klassischen* als auch bei der *modernen Nullung* ein Kurzschlussstrom, der den Leitungsschutzschalter ansprechen lässt und damit erst den Schutz gefährdeter Personen bewirkt. Alternativ spricht man daher auch vom *Schutz durch automatische Ausschaltung mit Überstromschutzgeräten.*

Die Impedanz der Kurzschlussstromschleife, bestehend aus dem betroffenen Außenleiter, der PE-Rückleitung zum geerdeten Pol der Spannungsquelle und deren Innenwiderstand, muss dabei so niedrig sein, dass es zu einem Mindestkurzschlussstrom kommt, der den Leitungsschutzschalter bzw. die Sicherung innerhalb der oben angegebenen Zeiten abschaltet. Diese Bedingung ist in autarken Inselnetzen mit EE-Anlagen und strombegrenzender Wechselrichtereinspeisung nicht zwangsläufig erfüllt, weswegen dort neben der Schutzmaßnahme Nullung zusätzlich Fehlerstrom Schutzschalter (14.7.4) zum Einsatz kommen. Außerdem darf die Berührungsspannung am „geerdeten Körper“ 65 V nicht übersteigen, so genannte *Nullungsbedingung.* Diese lässt sich in TN-Netzen leicht einhalten, da der PEN nicht nur in der Ortsnetzstation sondern, wie Bild 14.26 zeigt, auch in allen Verbraucheranlagen lokal mit Erde verbunden wird. Ein rechnerischer Nachweis erübrigt sich damit.

In Bild 14.26 handelt es sich sowohl beim *EVU-Verteilnetz* in der oberen Bildhälfte als auch beim Niederspannungsnetz der Verbraucheranlage in der unteren Bildhälfte um TN-Netze. Die Tatsache, dass im EVU-Verteilnetz PE und N in einem Leiter kombiniert sind, kennzeichnet man durch den Zusatzbuchstaben C (franz.: *Combinée*), man spricht also von einem TN-C-Netz. Bei der Verbraucheranlage spricht man von einem TN-S-Netz, weil die PE- und N-Leiter separat geführt werden (franz.: *Séparée*).

14.7.2 Schutzerdung (TT-Netze)

Beim Prinzip *Schutzerdung* sind metallische Gehäuse nur lokal geerdet, mit anderen Worten nicht über einen expliziten Schutzleiter an den geerdeten Transformatorsternpunkt angeschlossen (in der BRD in ländlichen Gegenden oder in Frankreich und Italien), Bild 14.27.

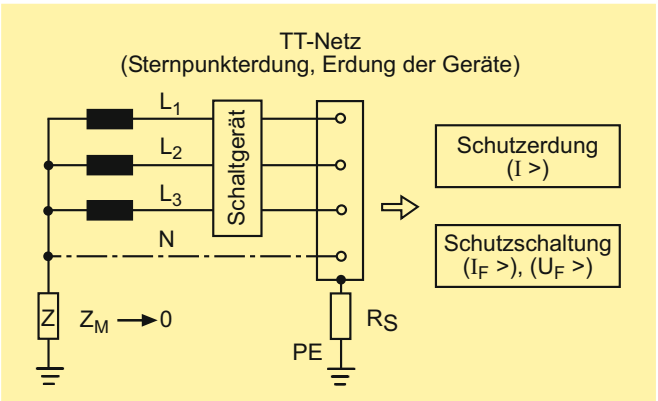


Bild 14.27. Schutzerdung mit Einzelerder. PE: Schutzleiter, R_S: Erdungswiderstand (s. a. 12.5.1)

Der lokale Erder und der Transformatorsternpunkt sind lediglich über das Erdreich in undefinierter Weise miteinander verbunden. Ein Isolationsversagen zwischen einem spannungsführenden Leiter und einem geerdeten Gehäuse führt zu einem Überstrom, der ein Auslösen und Ansprechen des Leitungsschutzschalters bzw. das Schmelzen einer Sicherung innerhalb einer vorgegebenen Mindestzeit bewirken soll (14.7). Der *Leitungsschutz* fungiert

also auch hier gleichzeitig als *Personenschutz*. Damit eine sichere Abschaltung gewährleistet ist, darf der Schutzerdungswiderstand R_S am geschützten Betriebsmittel nicht größer sein als

$$R_S \leq \frac{U_r/\sqrt{3}}{I_A} \qquad I_A \text{ Abschaltstrom des Überstromschutzorgans gemäß Zeit-/Strom-Diagramm bei einer Abschaltzeit} \leq 0,2s$$

Die Abschaltzeiten ergeben sich je nach Höhe des Fehlerstroms aus der Zeit-/Stromkennlinie des Schutzorgans.

Die erforderlichen niedrigen Erdungswiderstände von nur wenigen Ohm sind mit lokalen Einzelerdern wirtschaftlich nicht zu erreichen. Deshalb bedient man sich des Wasserleitungsnetzes und schließt daran auch den Sternpunkt des Transformators an.

Moderne Trinkwasseranschlüsse mit Kunststoffrohren tragen nicht mehr zu einer Verringerung des Erdungswiderstands bei. Im allgemeinen sind die auftretenden Berechnungsspannungen deutlich größer als in TN-Netzen mit ihren vielfach geerdeten niederohmigen Schutzleitern. Es werden deshalb in TT-Netzen als vorrangige Schutzmaßnahme grundsätzlich *Fehlerstromschutzschalter* eingebaut (s. a. 14.7.4). Aus diesem Grund wird dieses Schutzprinzip auch *Schutz durch automatische Ausschaltung mit Fehlerstromschutzschaltern* genannt. Beim Versagen eines Fehlerstromschutzschalters ist in der Regel ein Personenschutz nicht mehr sicher gewährleistet.

14.7.3 Schutzleitungssystem (IT-Netze)

Während beim Prinzip *Schutzerdung* sowohl der Transformatorsternpunkt als auch die Verbrauchergehäuse geerdet werden, ist im Fall des Prinzips *Schutzleitung* der Sternpunkt des Transformators isoliert, so genannte *IT-Netze*, Bild 14.28.

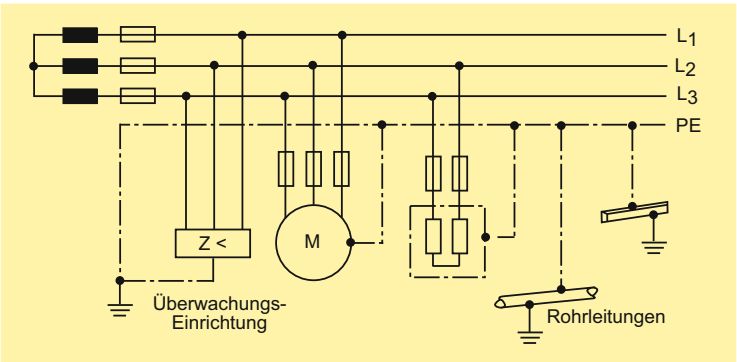


Bild 14.28. IT-Netz mit Schutzleitungssystem und isoliertem Transformatorsternpunkt.

IT-Netze basieren auf dem Schutzleitungssystem (s. a. 12.5.3). Das Schutzleitungssystem findet man vorwiegend in Operationssälen und Fabrikationsanlagen, wo eine sofortige Stromabschaltung bei Fehlereintritt vermieden werden muss, sowie in explosionsgefährdeten Räumen. Bei Auftreten eines Isolationsfehlers fließt in kleinen Anlagen ein ungefährlicher kapazitiver Erdschlussstrom. Der Fehler wird durch eine *Isolationsüberwachungseinrichtung* gemeldet.

IT-Netze besitzen durch kleinere Fehlerströme ein geringeres Brandrisiko, erfordern jedoch geschultes Personal für den Betrieb, da Fehlerstellen mitunter schwer zu finden sind (keine Anzeige durch ausgelöste Sicherungen).

14.7.4 Fehlerstrom-(FI)-Schutzschaltung

Der FI-Schutzschalter (engl.: RCD, *Residual Current Device*) beruht auf dem *Differenzialschutzprinzip* (s. a. 14.3.3). Die in ein Betriebsmittel oder einen Verbraucher über die Außenleiter und den Neutralleiter hinein- und herausfließenden Ströme müssen sich sowohl für symmetrische als auch für unsymmetrische Belastung zu Null addieren. Heben sich die Stromdurchflutungen infolge eines Leckstroms zur Erde nicht mehr gegenseitig auf, wird die verbleibende Differenz durch eine Sensorwicklung detektiert und der Stromkreis allpolig abgeschaltet, Bild 14.29.

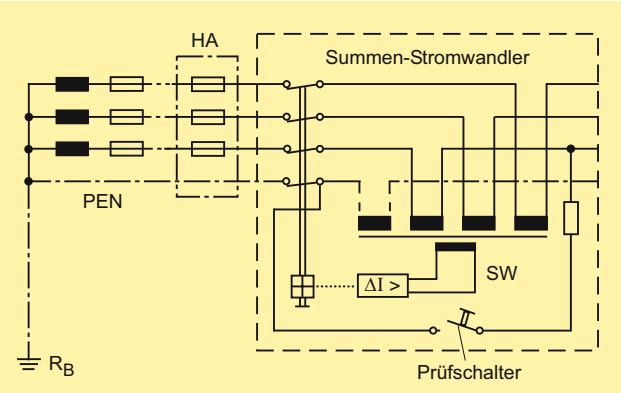


Bild 14.29. FI-Schutzschaltung. SW: Sensorwicklung, HA: Hausanschluss mit Panzersicherung.

In *wirksam* geerdeten Netzen, in denen die Spannung des Neutralleiters auch im Fehlerfall immer unter der maximal zulässigen Berührungsspannung bleibt, beispielsweise in TN-Netzen, genügt ein dreipolig abschaltender FI-Schalter. In TT-Netzen ist bei nicht wirksamer Erdung ein *vierpolig* abschaltender FI-Schalter erforderlich.

Fehlerstromschutzschalter werden für Nennfehlerströme $I_{\Delta N}$ ab 0,01 A angeboten. Sie garantieren bei $I_{\Delta N} \leq 30mA$ einen Schutz sowohl bei *indirektem* als auch *direktem* Berühren. Höhere Ansprechströme, beispielsweise 300 mA, gewährleisten Schutz nur bei *indirektem* Berühren. Die höheren Ansprechströme kommen zum Einsatz, wenn betrieblich bedingt hohe Leckströme auftreten, beispielsweise in der Landwirtschaft oder mineralisch isolierten Leitungen, deren Isolationsfestigkeit durch Feuchtigkeit beeinträchtigt wird (z. B. Elektrospeicherheizungen). Für Verbraucher mit beweglichen Zuleitungen (Rasenmäher etc.) werden zwischen Stecker und Steckdose geschaltete portable FI-Schutzschalter empfohlen.

14.7.5 Fehlerspannungs-(FU)-Schutzschaltung

Wird im TT-Netz als Schutzorgan ein *Fehlerspannungsschutzschalter* eingesetzt, spricht man von einer *FU-Schutzschaltung*. Sie verhindert das Bestehen zu hoher Berührungsspannungen durch allpoliges Abschalten, Bild 14.30.

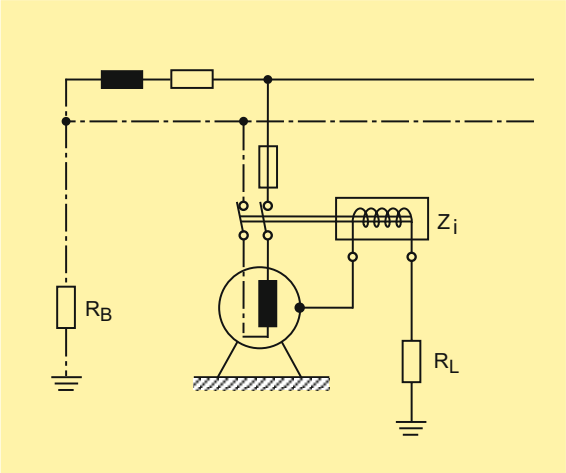


Bild 14.30. FU-Schutzschaltung. R_B: Betriebserdung, R_L: Lokale Erde.

Wegen der hohen Impedanz Z_i der Auslösespule toleriert dieses Prinzip vergleichsweise große Erdungswiderstände. Die Funktionssicherheit von FU-Schaltern ist jedoch bei bereits anderweitig geerdeten Gehäusen stark eingeschränkt (die Spule wird dann praktisch kurzgeschlossen). Fehlerspannungsschutzschalter sind daher nur noch historisch und in Deutschland nicht mehr zugelassen.

14.7.6 Schutztrennung

Unter Schutztrennung versteht man die galvanische Trennung eines Verbrauchers vom speisenden Netz mittels eines *Trenntransformators* oder *Motorgenerators*, Bild 14.31.

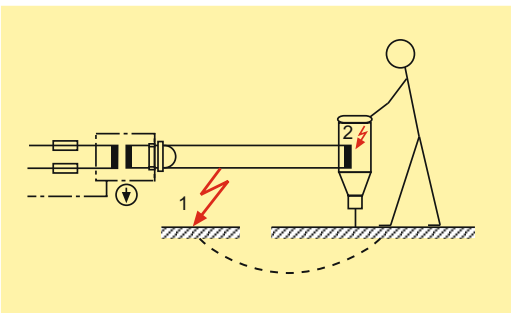


Bild 14.31. Trenntransformator (ortsfest) mit Erdschluss (1) im Sekundärkreis und Körperschluss (2) im Verbraucher.

Trenntransformatoren sind durch das Symbol ⧆ gekennzeichnet. In Fällen, in denen die Schutztrennung zwingend vorgeschrieben ist, darf nur ein Verbraucher mit höchstens 16 A Nennstrom pro Trenntransformator angeschlossen werden. Damit ergeben sich als Leistungsgrenzen:

$$\text{bei Zweileiteranschluss}: S = 250\ \text{V} \cdot 16\ \text{A} = 4\,\text{kVA} \tag{14.11}$$

$$\text{bei Dreileiteranschluss}: S = \sqrt{3} \cdot 380\,\text{V} \cdot 16\,\text{A} = 10,5\,\text{kVA} \tag{14.12}$$

Beim Auftreten zweier Fehler im Sekundärkreis des Trenntransformators kann eine Durchströmung des Menschen nicht verhindert werden.

14.7.7 Schutzisolierung

Zusätzlich zur normalen Betriebsisolierung wird eine weitere Isolierung zwischen der Betriebsisolierung und Erde angebracht. Sie verhindert das Entstehen gefährlicher Fehlerströme, Bild 14.32.

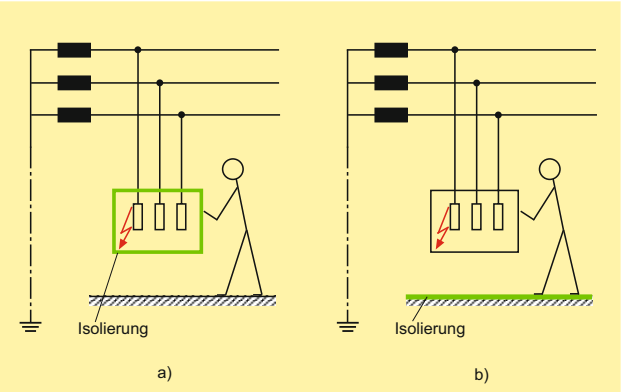


Bild 14.32. Schutzisolierung. a) Isolierstoffgehäuse, b) Standortisolierung.

Hier verhindert

- die zusätzliche Isolierung des Betriebsmittels und/oder
- die Isolierung des Standorts (alle in Hand- und Fußbereich angeordneten geerdeten Teile sind zu isolieren)

einen Stromfluss durch den Menschen.

Die *Schutzisolierung* der Betriebsmittel wird bevorzugt angewendet. Sie ist die einfachste und wirkungsvollste Schutzmaßnahme und wird vor allem bei Kleingeräten angewendet, beispielsweise bei *Handmixern*, *Bohrmaschinen*, *Rasenmähern*, etc.

Die Schutzmaßnahmen zur Verhütung elektrischer Unfälle, die den anerkannten Regeln der Elektrotechnik entsprechen (und an denen sich die Rechtssprechung orientiert) sind im VDE-Vorschriftenwerk aufgeführt. Auch die Unfallverhütungsvorschriften der Berufsgenossenschaften stützen sich im Wesentlichen auf die einschlägigen VDE-Bestimmungen. Alle Betriebsmittel, die vom VDE auf die Einhaltung seiner Bestimmungen geprüft wurden, tragen das VDE-Zeichen. Die oben vorgestellten Schutzmaßnahmen sind in der VDE-Bestimmung 0100 „Bestimmungen für das Errichten von Starkstromanlagen mit Nennspannungen bis 1.000 V“ enthalten.

14.8 Wide Area Monitoring Systeme

In den vorangegangenen Abschnitten wurden im wesentlichen Schutztechniken vorgestellt, die den zuverlässigen Schutz einzelner Betriebsmittel, beispielsweise Leitungen, Transformatoren, Generatoren etc. gegen Überlastung und Kurzschlüsse ermöglichen. Bei angemessener Redundanz sind diese Maßnahmen auch völlig ausreichend. Hoch belastete Netze mit nur knapper Redundanz laufen dagegen Gefahr, dass einzelne Fehler zwar noch sicher beherrscht werden, es anschließend aber zu Überlastungen anderer Betriebsmittel und kaskadiertem Ansprechen weiterer Schutzeinrichtungen kommen kann. Eine vergleichsweise

kleine lokale Störung vermag dann ultimativ einen regionalen oder totalen Stromausfall auszulösen (engl.: *Blackout*, s. a. Kapitel 20). Die Zahl dieser massiven Störungen hat in den vergangenen Jahren auf Grund häufigen Netzbetriebs nahe der Belastungsgrenzen sowie wachsender nicht deterministischer und stromrichtergekoppelter Erzeugung ohne stabilisierende Schwungmassen zugenommen. Die bislang doch sehr robusten Systeme sind verletzlicher geworden.

Die Antwort auf die wachsende Bedrohung sind *Wide Area Monitoring Systeme* (WAMS), auch *Synchronized Phase Measurement Systeme* (SPMS) oder kürzer *Synchrophasor Systeme* (SPS) genannt. Sie befassen sich mit dem Schutz ganzer Regionen oder gar Regelzonen vor großräumigen Totalausfällen der Stromversorgung (engl.: *SIPS, System Integrity Protection Systems*).

An strategisch wichtigen bzw. neuralgischen Netzknoten eines Netzes erfassen heute, so genannte *Phasor Measurement Units* (PMU) im 20 ms-Takt Polradwinkel, Frequenz-, Frequenzänderungen, relevante Spannungs- und Stromzeiger nach Betrag und Phase etc. Die Messwerte werden mit einem GPS gesteuerten Zeitstempel versehen und an einen Datenkonzentrator PDC (engl.: *Phasor Data Concentrator*) einer Netzleitstelle kommuniziert. Der PDC führt die Daten eines bestimmten Zeitpunkts zu so genannten Synchronzeigern zusammen, erstellt mit anderen Worten alle 20 ms eine Momentaufnahme des dynamischen Netzzustands. Diese Momentaufnahme ermöglicht den Systemingenieuren in der Netzleitstelle situativ bessere Entscheidungen zu treffen.

Da sich großräumige Netzstörungen meist über einen längeren Zeitraum entwickeln, verfolgen fortgeschrittene WAMS auch die Strategie adaptiver Relaiseinstellungen digitaler Netzschutzrelais bis hin zur rechnergestützten Optimierung der Balance zwischen Über- und Unteransprechen. Darüber hinaus beschleunigen die Informationen die retrospektive Fehleranalyse der zeitlichen Entwicklung eines Netzzusammenbruchs und damit auch den Netzwiederaufbau.

Der Vollständigkeit seien auch neue Konzepte integrierter Systeme erwähnt, die Leit- und Schutztechnikaspekte vereinen und insbesondere auch interaktiv mit intelligenten Verteilnetzen agieren, so genannte *Wide Area Monitoring Protection and Control Systems* (WAMPAC).

Epilog:
Die in diesem Kapitel angestellten Betrachtungen lassen die Komplexität der Schutztechnik lediglich andeutungsweise erahnen. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass fehlerhafte Schutzkoordination, Schutzversagen, Über- oder Unteransprechen etc. jedes Mal große finanzielle Auswirkungen haben kann. Schutzrelais und deren Einstellung können zwar in simulierter Umgebung ausgetestet werden, ihre korrekte Funktion muss sich letztlich aber unter realen Bedingungen im Netz erweisen. Während bei der Softwareentwicklung für Office-Anwendungen oder beim experimentellen Schaltungsentwurf anfänglich nahezu beliebig viele Fehler gemacht werden dürfen, verlangt die Schutztechnik in Transportnetzen eine Null-Fehler-Philosophie. Die Schutztechnik ist daher wie die Schaltanlagentechnik eine anspruchsvolle, eigenständige Disziplin, die die mit ihr befassten Ingenieure voll ausfüllt. Zur Vertiefung wird der Leser auf das umfangreiche Schrifttum verwiesen.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 14

1. Hubensteiner, H. et al.: Schutztechnik in elektrischen Netzen, Bd. 1, Grundlagen und Ausführungsbeispiele. VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 1997.
2. Müller, L. u. Malta, W.: Selektionsschutz elektrischer Anlagen. 3. Auflage, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2001.
3. VDEW: VDEW-Ringbuch Schutztechnik. VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1989 - 2000.
4. Schossig, W.: Netzschutztechnik. 2. Auflage, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2002.
5. Elmore, W. A.: Protective Relaying, Theory and Applications. 2. Auflage, Marcel Dekker Verlag, 2003.
6. Blackburn, J. L.: Protective Relaying. 2. Auflage, Marcel Dekker Verlag, 1997.
7. Ungrad, H. et al.: Schutztechnik in Elektroenergiesystemen. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1991.
8. Clemens, H. und Rothe, K.: Relaisschutz in Elektroenergiesystemen. 3. Auflage, VDE-Verlag, Frankfurt a. M., 1991.
9. Doemeland, W.: Relaisschutztechnik. 6. Auflage, VDE-Verlag, Frankfurt a. M., 1997.
10. Gremmel, H.: Schaltanlagen. 10. Auflage, Cornelsen Verlag, Berlin, 1999.
11. Krefter, K. H.: DIN VDE 0100, Daten und Fakten für das Einrichten von Gebäuden. 1. Auflage, VDE Schriftenreihe Normen verständlich, Band 105, VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 2000.
12. Hotopp, R. et al.: Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag. 11. Auflage, VDE Schriftenreihe Normen verständlich, Band 9, VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 1998.
13. Biegelmeier, G. et al.: Schutz in elektrischen Anlagen/Schutzeinrichtungen. VDE-Verlag, Offenbach, 1999.
14. Jackel, M. et al.: Herausforderungen an den Netzschutz. EW1, 2015.
15. Nitschke, A. et al.: Evaluierung eines Mittelspannungsverteilnetzes. EW1, 2015.
16. Sellner, H. und Hohheinz, W. : Die Erdung ungeerdeter Stromversorgungen (IT-Systeme), etz 7, 2014.
17. Phadke, A. G. et al.: Improving the Perfomance of Power System Protection Using Wide Area Monitoring Systems. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016.
18. Gonzales, D. M. et al.: ICT-Based Integration of Active Distribution Networks in the Monitoring and Control Systems of Future Transmission Networks. VDE-Kongress 2016, Mannheim.
19. Markus, A. und Igel, M.: Netzschutz im Kontext der Energiewende, ew Spezial II, 2016.
20. Steurer, H., Fickert, L. und Schmautzer, E.: Einführung eines neuen Erdschlussortungs-Systems KNOPE und erste Erfahrungen. Elektrotechnik und Informationstechnik 131/8, 2014.
21. Fuchs, E. und Fickert, L.: Kritische Betrachtung des Löschverhaltens in kompensierten 20 kV-Netzen. Elektrotechnik und Informationstechnik 131/8, 2014.
22. Siemens PTD EA: Applikationen für Siprotec-Schutzgeräte. 2005.

23. BDEW/OE: White Paper. Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme. BDEW/OE, Berlin/Wien 2018.
24. Hensler, Thomas: Integrierte Schaltanlagensimulation. etz elektrotechnik und automation, Ausgabe 53, 2018.
25. Aichhorn, A.: Schutzprüfung aus der Ferne spart Zeit und Kosten. ew 7, 8/2019.
26. Neuhaus, J. u. Kühn, H.: Neues Differentialschutzprinzip für Transformatoren mit Querregelung. ew 7, 8/2019.

15. Frequenz- und Spannungsregelung

Im stationären Betrieb eines Hochspannungsnetzes mit Nennfrequenz f_N und einem bestimmten Spannungsprofil U_{Ni} (Spannungen der einzelnen Netzknoten) herrscht ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und aufgenommener *Wirkleistung* sowie erzeugter und aufgenommener *Blindleistung*. Störungen des jeweiligen Gleichgewichts führen zu unerwünschten Frequenzänderungen Δf bzw. Spannungsänderungen ΔU. Beispielsweise bewirkt eine Zunahme des Wirkleistungsverbrauchs bei unveränderter Primärenergiezufuhr in den Kraftwerken eine Drehzahl- bzw. Frequenzabsenkung, eine Zunahme des Blindleistungsverbrauchs eine Verringerung der Knotenspannungen um die Spannungsabfälle längs der Leitungs- und Generatorreaktanzen. Unter den Regelgrößen eines Elektroenergiesystems versteht man daher zunächst die einheitliche *Frequenz* des Netzes und die *Spannungen der einzelnen Netzknoten*, im Verbundnetz zusätzlich die nach bestimmten Vereinbarungen zwischen den Partnern über Kuppelleitungen ausgetauschten Wirk- bzw. Blindleistungen, so genannte *Übergabeleistungen*.

Störgröße der Frequenz- und Spannungsregelung ist die von den Abnehmern initiierte, über den Tagesverlauf veränderliche Netzlast. Dieses Verhalten lässt sich bereits an einem einzelnen Generator erläutern. Beispielsweise sinkt die *Drehzahl* eines im Alleinbetrieb arbeitenden Synchrongenerators und der ihn antreibenden Turbine bei *Wirkbelastung* ab und damit auch die *Frequenz* der erzeugten Spannung $f = n\,p/60$ (s. a. 3.1). Ebenso verringert sich die *Klemmenspannung* bei induktiver *Blindleistungsabgabe* aufgrund der *Ankerrückwirkung* (s. a. 8.2.2). Mit Hilfe von Regeleinrichtungen lassen sich die Drehzahl der Turbine über die Primärenergiezufuhr (z. B. Wasser-, Dampfventil), die Klemmenspannung über die Gleichstromerregung des Läufers $U_K = \mathrm{g}(E_p)$ unabhängig von der Belastung konstant halten, Bild 15.1.

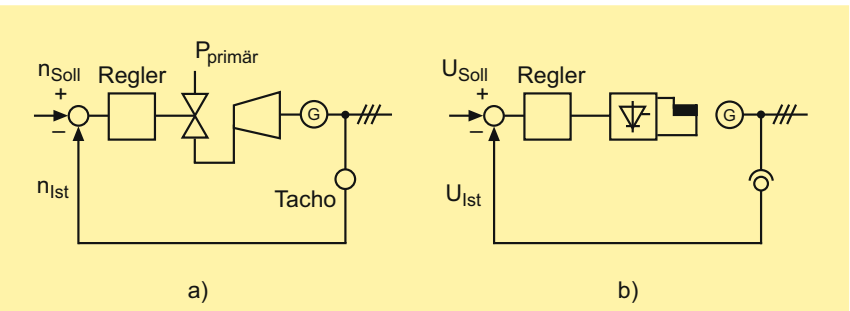


Bild 15.1. Prinzip der Drehzahl- bzw. Frequenzregelung und der Spannungsregelung eines Generatorsatzes. a) Frequenzregelung, b) Spannungsregelung.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_15

Das lastabhängige *Beharrungsverhalten* eines Generatorsatzes, mit anderen Worten die Funktion *Regelgröße* = f (*Störgröße*), auch *Störverhalten* oder *Maschinenkennlinie* genannt, für ungeregelten und geregelten Betrieb zeigt Bild 15.2.

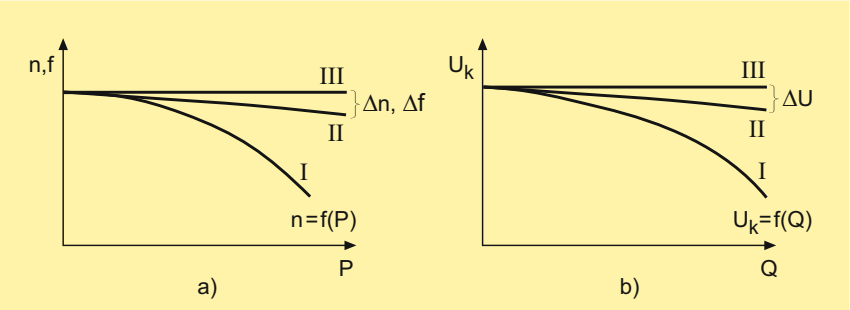


Bild 15.2. Unterschiedliches Beharrungsverhalten eines Generatorsatzes im Alleinbetrieb. a) Frequenzverhalten, b) Spannungsverhalten.

I. *Natürliche Kennlinien* ($P_{mech} = \text{const},\ E_p = \text{const}$)

Die *natürlichen* Kennlinien zeigen die stationären Betriebszustände eines Generatorsatzes für konstant gehaltene Antriebsleistung P_{mech} und konstant gehaltene Polradspannung E_p *im ungeregelten Betrieb*. Drehzahl und Klemmenspannung sind stark lastabhängig. Jedem Belastungswert P ist über die Funktion $n = f(P)$ eine eindeutige Drehzahl zugeordnet. Ebenso ist jeder Blindleistung Q über die Funktion $U_K = f(Q)$ eine eindeutige Klemmenspannung U_K zugeordnet.

II. *Regelung mit Proportionalverhalten* ($\Delta f_\infty \neq 0,\ \ \Delta U_\infty \neq 0$)

Bei einem Proportionalregler ist die Ausgangsgröße zu jedem Zeitpunkt der Eingangsgröße proportional

$$x_a(t) = K\, x_e(t) \quad . \tag{15.1}$$

Die Regelgröße weist daher im Beharrungszustand immer eine endliche Regelabweichung Δn_∞ bzw. ΔU_∞ auf, da die Proportionalverstärkung aus Stabilitätsgründen nicht beliebig hoch gewählt werden kann. Jedem Belastungswert ist ein eindeutiger Funktionswert über eine *Geradengleichung* mit der Steigung

$$\frac{\Delta n}{\Delta P} = -\frac{1}{K_P} \qquad \frac{\Delta U_K}{\Delta Q} = -\frac{1}{K_Q} \quad , \tag{15.2}$$

zugeordnet (15.1.1), daher der Name Proportionalverhalten.

III. *Regelung mit Integralverhalten* ($\Delta f_\infty = 0,\ \Delta U_\infty\ = 0$)

Ergänzt man eine Regelung mit Proportionalverhalten um einen I- Anteil, so lässt sich deren endliche Abweichung auch bei stabiler P- Verstärkung zum Verschwinden bringen, da die Regeldifferenz am Eingang verschwindet,

$$x_a(t) = K \int x_e(t) dt \quad . \tag{15.3}$$

Eine Regelung mit für t $\to \infty$ verschwindender Regelabweichung ist für den Alleinbetrieb ideal, eignet sich aber nicht für das Parallelarbeiten mehrerer Maschinen, da hier einer bestimmten Drehzahl bzw. Klemmenspannung nicht eindeutig ein zugehöriger Belastungszustand zugeordnet werden kann. Der in den Kennlinien I und II enthaltene funktionelle Zusammenhang von Regelgröße und Störgröße ist nicht gegeben (15.1.2).

Beim Betrieb eines Synchrongenerators am „starren“ Netz werden Frequenz und Klemmenspannung in erster Näherung vom Netz festgehalten, das vom einzelnen Generator aus betrachtet als *Konstantspannungsquelle* mit sehr kleinem Innenwiderstand (Parallelschaltung aller anderen Generatoren) wirkt, das heißt $df/dP \approx 0$, $dU/dQ \approx 0$.

Eine Erhöhung der Primärenergiezufuhr durch Drehzahlsollwertverstellung äußert sich in diesem Fall nicht in einer entsprechenden Drehzahländerung, sondern in einer Zunahme des Winkels zwischen Läufer- und Ständerdrehfeld, so genannter *Polradwinkel* (8.2.2). Je weiter das Polrad dem Ständerdrehfeld vorauseilt, desto größer ist die abgegebene Wirkleistung. Gleichzeitig wandert $\underline{E}_p$ mit veränderlichem Polradwinkel, je nach eingestelltem Erregerstrom I_E, auf konzentrischen Kreisbögen. Der Winkel ϑ variiert je nach abgegebener Wirkleistung um wenige 10°, Bild 15.3.

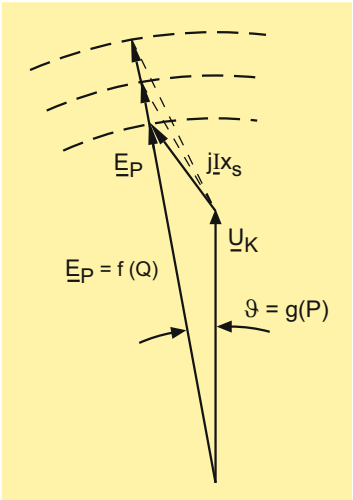


Bild 15.3. Ortskurven der Polradspannung eines Synchrongenerators am starren Netz. ϑ: Polradwinkel.

In ähnlicher Weise bewirkt eine Erhöhung des Erregerstroms (durch Spannungssollwertverstellung) keine wesentliche Zunahme der Klemmenspannung, sondern lediglich der abgegebenen Blindleistung. Die Zeigerspitze der Polradspannung $\underline{E}_p$ wandert in diesem Fall bei sich nur geringfügig änderndem Polradwinkel ϑ, abhängig vom eingestellten Erregerstrom I_E, radial von einer Kreisbahn zur nächsten. *Spannungsregelung* und *Drehzahlregelung* sind daher bei nicht zu großen Leistungsänderungen in erster Näherung *statisch entkoppelt.*

Da ein reales Netz nicht ganz starr ist, führt eine Erhöhung des Wirkleistungsverbrauchs zu einer gerade noch wahrnehmbaren *Frequenzabsenkung* Δf (fallende Drehzahl-/Leistungskennlinie der Turbine), eine Erhöhung des Blindleistungsbedarfs zu einer kleinen *Spannungsabsenkung* ΔU (fallende Spannungs-/Leistungskennlinie der Generatoren bei induktiver Belastung). Ersteres Fehlersignal sorgt über den Drehzahlregler durch Primärenergiezufuhr für eine Erhöhung der Wirkleistungsabgabe, letzteres über den Spannungsregler für eine höhere Blindleistungsabgabe. Der reinen *Drehzahl-* und *Spannungsregelung* des *Alleinbetriebs* kommt daher beim *Betrieb am Netz* die Wahrung der *Wirkleistungs-* und *Blindleistungsbilanz* zu.

Quasistatische Laständerungen ΔP beeinflussen nur die *Winkel* der Knotenspannungen, mit anderen Worten die Wirkleistungsflüsse und letztlich die Frequenz des Netzes. Qua-

sistatische Blindleistungsänderungen ΔQ beeinflussen nach korrektivem Eingriff auf den Erregerstrom I_E die Höhe der Polradspannung $\underline{E}_P$. Dank dieser Entkopplung lassen sich *stationäre Frequenzregelung* und *stationäre Spannungsregelung* getrennt betrachten.

Da beim Betrieb am Netz eine *Drehzahlsollwertverstellung* einer Änderung der abgegebenen *Wirkleistung* und eine *Spannungssollwertverstellung* einer Änderung der abgegebenen *Blindleistung* entspricht, gehen Drehzahl- und Spannungsregelung des *Alleinbetriebs* beim *Betrieb am Netz* in eine

Wirkleistungs- bzw. *Blindleistungsregelung*

über. *Drehzahlsollwertverstellungen* verändern den *Wirkleistungsfluss*, *Spannungssollwertverstellungen* verändern den *Blindleistungsfluss*.

Hierdurch kann die Wirkleistungs- und Blindleistungsbalance trotz Schwankungen der Störgröße konstant gehalten werden. Gleichzeitig bewirkt dies die Konstanz von Frequenz und Spannung.

Meist gibt es für die Wirkleistungsregelung zwei praktisch identische Regler. Einer arbeitet während des An- und Abfahrens als *Drehzahlregler*, der andere während des Betriebs am Netz als *Wirkleistungsregler* (15.1.2).

Wenngleich Drehzahl und Frequenz einander streng proportional sind, wird die lokal wirkende *Drehzahlregelung* der Generatoren gewöhnlich nicht als *Frequenzregelung* bezeichnet. Letzterer Begriff ist für die von einem übergeordneten zentralen *Netzregler* je Elektroenergiesystem vorgenommene Regelung der einheitlichen Frequenz des Netzes reserviert. Im Folgenden werden *Frequenzhaltung* und *Spannungshaltung* getrennt betrachtet, wobei der Schwerpunkt auf der *Frequenzhaltung* liegt.

Bei der Behandlung des dynamischen Verhaltens ist jedoch eine Rückwirkung der Spannungsregelung auf die Frequenzregelung zu berücksichtigen (Kapitel 20).

15.1 Frequenzregelung

15.1.1 Alleinbetrieb

Die Drehzahl eines allein betriebenen Generatorsatzes und damit auch die Frequenz der Generatorspannung sinken, wenn aufgrund erhöhter Wirkleistungsabgabe ins Netz ein stärkeres *Bremsmoment* auf die Turbinenwelle ausgeübt wird. Durch Öffnen der Einlassorgane, mit anderen Worten, durch Erhöhung der Fluidströme (Dampf, Wasser, Gas) bzw. der Primärenergiezufuhr kann die Drehzahlabsenkung verhindert werden.

Bild 15.4 veranschaulicht dies an einer Dampfturbinenregelung, die entweder im *Gleitdruck-* oder *Festdruckbetrieb* arbeiten kann.

Im *Gleitdruckbetrieb* wird die Turbinenleistung bei konstanter Öffnung der Einlassventile allein durch Änderung der Primärenergiezufuhr geregelt (Frischdampfdruck gleitet mit der Leistung), was dank geringerem Drosselverlust einen höheren Wirkungsgrad ermöglicht. Im *Festdruckbetrieb* erfolgt die Leistungsregelung bei konstantem Dampfdruck durch sequentielles Öffnen oder Schließen mehrerer paralleler Dampfeinlassventile (s. a. 4.3.2.2). Der *kombinierte Gleitdruck-/ Festdruckbetrieb* fährt im Teillastbereich mit Gleitdruck-, im Vollastbereich (z. B. $> 80\,\%$) mit Festdruckregelung.

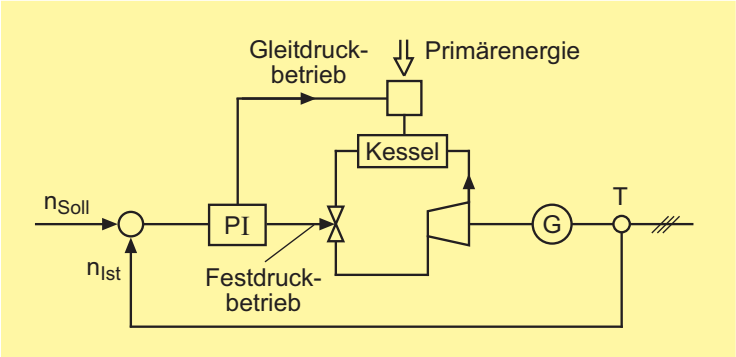


Bild 15.4. Prinzip der Drehzahlregelung einer Dampfturbine. PI: Regler mit Proportional-/Integralverhalten.

Bei Ausregelung der Lastschwankungen mit einem *Proportionalregler* mit *Proportionalverhalten* verbleibt eine endliche Regelabweichung, die zu einer *bleibenden Drehzahlabsenkung* Δn führt und gegebenenfalls auch das sequentielle Öffnen einzelner Ventile erkennen lässt, Bild 15.5a. Ergänzt man den Regler um einen I-Anteil, bleibt die Drehzahl exakt konstant, so genanntes *Integralverhalten*, Bild 15.5b.

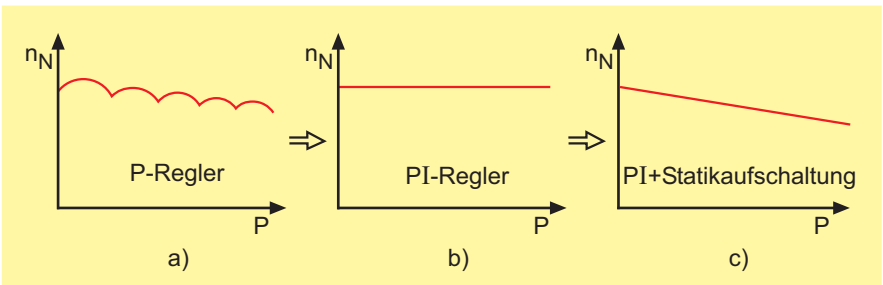


Bild 15.5. Kennlinien verschiedener Drehzahlregelungen.

Durch die wirkleistungsabhängige Beeinflussung des Istwertsignals (*Statikaufschaltung*) lässt sich auch der PI-Regelung Proportionalverhalten vorschreiben (so genannte *PI-Regelung mit Ausgleich*), sofern dies beispielsweise für den Parallelbetrieb erforderlich ist, Bild 15.5c.

Für Regelungen mit *Integralverhalten* bzw. *Proportionalverhalten* werden aus historischen Gründen oft die synonymen Begriffe *astatische* bzw. *statische* Regelung verwendet. Letztere ermöglicht die „*statische*“, genauer gesagt die *stabile* Lastaufteilung im Parallelbetrieb.

Als Maß zur Kennzeichnung des Proportionalverhaltens verwendet man in der Kraftwerkstechnik ferner die Begriffe *Leistungszahl* und *Statik* (engl.: *Droop*). Sie werden aus der absoluten bzw. relativen Drehzahl-/Wirkleistungskennlinie definiert, Bild 15.6a,b.

Aufgrund des Proportionalverhaltens gelten die *Geradengleichungen*

$$f(P) = -\underbrace{\boxed{\frac{\Delta f_N}{P_N}}}_{K^{-1}} P + f_N \quad \text{bzw.} \quad \frac{f(P/P_N)}{f_N} = -\underbrace{\boxed{\frac{\Delta f_N / f_N}{1}}}_{S} \frac{P}{P_N} + 1 \tag{15.4}$$

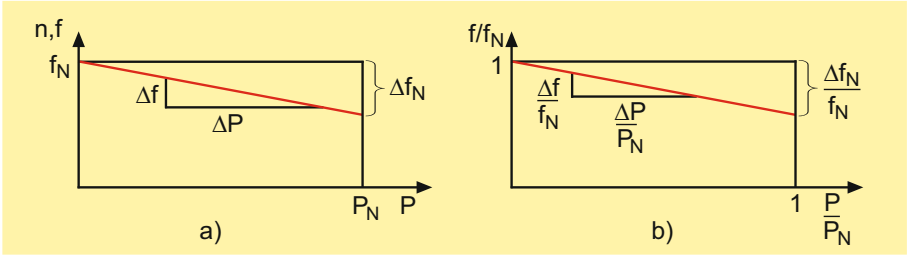


Bild 15.6. a) *Absolute* und b) *relative* Drehzahl/Wirkleistungskennlinie zur Definition von *Leistungszahl* und *Statik*.

Aus ihren Steigungen folgt

$$\boxed{\text{Leistungszahl } K = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_N}{\Delta f_N}} \quad \text{und} \quad \boxed{\text{Statik } S = \frac{\Delta f_N}{f_N}\,100\,\%} \tag{15.5}$$

Der negative Reziprokwert der Leistungszahl und die negative Statik entsprechen der *Steigung* der Kennlinien. In der Nomenklatur der Regelungstechnik wird die Leistungszahl als *Übertragungsbeiwert*, die Statik als *Proportionalgrad* bezeichnet. Letzterer ist der *normierte Regelgrößenbereich*, wenn Stell- bzw. Störgröße von 0 bis 100 % durchfahren werden.

Die Statik ist ein von Maschinengröße und -drehzahl unabhängiges Maß zur Kennzeichnung des Beharrungsverhaltens. Statik und Leistungszahl lassen sich ineinander umrechnen,

$$K = \frac{P_N}{\Delta f_N} = \frac{P_N\,100\,\%}{f_N\,S} \quad \text{bzw.} \quad S = \frac{P_N}{f_N\,K}\,100\,\% \quad . \tag{15.6}$$

Mit der Leistungszahl kann der Einfluss eines Wirklastsprungs ΔP auf die Frequenz berechnet werden. Beispielsweise erhält man für die Leistungszahl eines Generators mit $P_N = 30\,MW$ und $S = +5\,\%$

$$K = \frac{30\,\text{MW}}{50\,\text{Hz}\,0,05} = 12\,\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \quad , \tag{15.7}$$

und damit für einen Lastsprung $\Delta P = 1\,\text{MW}$ die Frequenzabsenkung

$$\Delta f = -\frac{1}{K}\Delta P = -\frac{1\,\text{Hz}}{12\,\text{MW}}\,1\,\text{MW} = -0,08\,\text{Hz} \quad . \tag{15.8}$$

15.1.2 Parallelbetrieb

Von Ausnahmen abgesehen arbeiten Synchrongeneratoren nicht im Alleinbetrieb, sondern parallel in einem Netz, dem sie bei Gleichheit von *Frequenz*, *Phasenfolge*, *Betrag* und *Phasenwinkel* der Spannung stoßfrei zugeschaltet werden können, so genannte *Synchronisation*. Für Drehzahlregelungen mit *Integralverhalten* (astatische Kennlinie) wäre die Aufteilung der Wirkleistung wegen der fehlenden Zuordnung Drehzahl/Wirkleistung unbestimmt. Im Parallelbetrieb zweier Generatoren ließe sich keine der jeweiligen Nennleistung der Generatoren entsprechende Lastverteilung aufrechterhalten, vielmehr würde meist ein Generator entlastet, der andere überlastet, Bild 15.7.

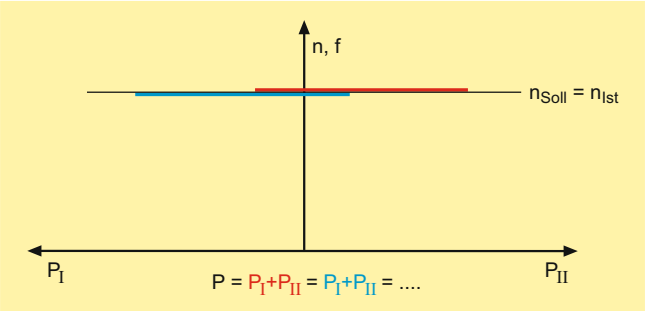


Bild 15.7. Nicht eindeutige Lastaufteilung im Parallelbetrieb zweier Generatoren mit astatischer Kennlinie (Integralverhalten, Statik $S_\mathrm{I} = S_\mathrm{II} = 0$).

Mit Rücksicht auf eine definierte Lastaufteilung schreibt man im Parallelbetrieb den Regelungen *Proportionalverhalten* vor, was je nach Randbedingungen durch den Einsatz von P-Reglern oder PI-Reglern mit Störgrößenaufschaltung am Reglereingang erreicht wird (in der Kraftwerkstechnik *Statisierung* bzw. *Statikaufschaltung* genannt), Bild 15.8.

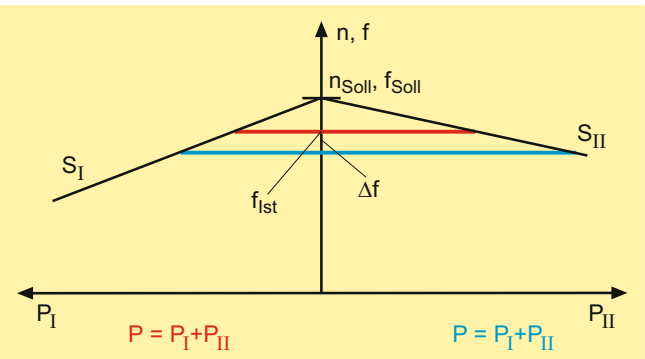


Bild 15.8. Eindeutige Lastaufteilung im Parallelbetrieb zweier Generatoren mit *statischer* Kennlinie (Proportionalverhalten, $S_\mathrm{I}, S_\mathrm{II} = g(f)$).

Bei einem Wirklastsprung ΔP von P nach P' sinkt die Frequenz um Δf ab, beide Generatoren beteiligen sich gemäß ihrer Leistungszahl bzw. Statik mit P_I bzw. P_II definiert an der zusätzlichen Last. Durch Drehzahlsollwertverstellung (Parallelverschiebung der Kennlinien), beispielsweise am Generator II, lässt sich wieder die vor dem Lastzuwachs vorhandene Frequenz einstellen, Bild 15.9.

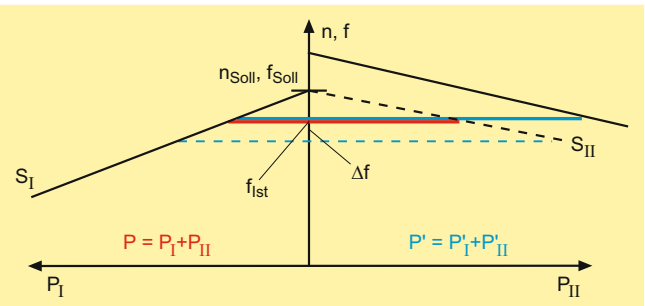


Bild 15.9. Wiederherstellung der ursprünglichen Frequenz nach einem Lastsprung durch Sollwertverstellung am Drehzahlregler.

In letzterem Fall übernimmt dann Generator II allein die zusätzliche Last ΔP, Generator I gleitet auf seiner Kennlinie zum alten Arbeitspunkt zurück.

Je flacher die Kennlinie, desto größer die Leistungsbeteiligung der Maschine. Spitzenkraftwerke besitzen eine sehr flache, Grundlastkraftwerke eine sehr steile Kennlinie, beispielsweise

Statik	Spitzenlast	Mittellast	Grundlast
S	2,5 %	4 %	6 %

Die Überlagerung der f/P-*Kennlinien* aller Generatoren ergibt die *Erzeugerkennlinie*, die aller *Leistungszahlen* die *totale Leistungszahl* K_E, beispielsweise für N Generatoren:

$$\Delta P_I = -K_I \Delta f, \qquad \Delta P_{II} = -K_{II} \Delta f \quad ... \quad \Delta P_\nu = -K_\nu \Delta f \tag{15.9}$$

$$[12pt]\Delta P_{\text{tot}} = -K_E \Delta f \qquad \text{und} \qquad K_E = \sum_{\nu=1}^{N} K_\nu \quad .$$

In die totale Leistungszahl K_E gehen nur Kraftwerksgeneratoren ein, deren Drehzahlregelung Proportionalverhalten aufweisen (K $\neq$ 0). Grundlastkraftwerke, die mit Öffnungsbegrenzung gefahren werden, beispielsweise Laufwasserkraftwerke und auf konstanten Vordruck geregelte Dampfkraftwerke, die unabhängig von Drehzahlschwankungen praktisch konstante Leistung abgeben, besitzen die Leistungszahl K = 0, leisten also keinen Beitrag zur Frequenzhaltung.

Reale Messwerte der Leistungszahl eines Elektroenergiesystems unterscheiden sich von der auf obige Weise rechnerisch ermittelten Leistungszahl, da auch die Last frequenzabhängig ist und daher rotierende Verbraucher bei einer Frequenzabsenkung ins Netz rückspeisen. Beispielsweise nehmen Arbeitsmaschinen bei kleiner werdender Drehzahl weniger Wirkleistung auf und tragen so zur Frequenzhaltung bei. Das Ausmaß dieses so genannten *Selbstregeleffekts* hängt wesentlich von der Natur der Last ab (Anteil ohmscher Verbraucher, Synchronmotoren, Asynchronmaschinen, drehzahlgeregelter Antriebe etc.) und wird durch die *Lastkennlinie* beschrieben, aus der ähnlich wie oben eine *Lastleistungszahl* K_L und eine *Laststatik* S_L abgeleitet werden können, die die Frequenzabhängigkeit der Last kennzeichnen. Im Gegensatz zu den Erzeugern besitzen ΔP_L und Δf_L bei den Lasten gleiches Vorzeichen, das heißt es gilt

$$\Delta P_L = K_L \, \Delta f \quad . \tag{15.10}$$

Erst die Summe aller *Erzeuger-* und *Lastkennlinien* ergibt die *Netzkennlinie* und erst die Summe aus totaler Leistungszahl K_E der Erzeuger und totaler Leistungszahl K_L der Lasten ergibt die Netzleistungszahl:

$$K_N = K_E + K_L \quad . \tag{15.11}$$

Während die Erzeugerkennlinien für eine bestimmte Regler-/Statikeinstellung fest vorgegeben sind, hängt die Netzkennlinie von der Anzahl der momentan eingesetzten Maschinen und der momentanen Lastzusammensetzung ab, ist also zeitlich veränderlich. So lag die Leistungszahl des europäischen Verbundnetzes vor der Energiewende

im Sommer etwa bei	16.000 MW/Hz,
im Winter etwa bei	18.000 MW/Hz.

Die Netzleistungszahl erlaubt die Berechnung der Frequenzabsenkung im Verbundnetz beim Ausfall eines großen Generators:

Beispiel: $K_N = 10.000\,MW/Hz$, Generatorausfall 1.000 MW

$$\Delta f = -\frac{1}{K_N}\,\Delta P = -\frac{1.000\,MW}{10.000\,MW/Hz} = -0,1\,Hz.$$

Im Rahmen der Energiewende nimmt die Zahl der rotierenden Massen ab, weil thermische Kraftwerke zunehmend durch Wind- und PV-Anlagen mit weniger oder gar keinen rotierenden Massen ersetzt werden. Künftig werden daher Laständerungen schnellere und auch stärkere Frequenzabsenkungen Δf zur Folge haben, die Stabilität verletzbarer werden. Die Lösung dieses Problems wird darin gesehen, die Stromrichter der EE-Anlagen auf der Gleichstromseite mit parallel geschalteten Batteriespeichern einer der Schwungmassen vergleichbaren Energiespeicherkapazität auszustatten. Im Bedarfsfall kann dann der Stromrichter eine zusätzliche Drehstromwirkleistung synthetisieren und damit die gleiche netz- bzw. frequenzstützende Momentanreserve erbringen wie ein Synchrongenerator. Die Antwortzeiten liegen in der Größenordnung von 1 sec. Falls langfristig nur noch wenige Kraftwerke vorhanden sein werden, können die Stromrichter dann sogar die netzbildende Funktion übernehmen.

Wie bereits erwähnt, geht die reine Drehzahlregelung des Alleinbetriebs beim Betrieb am Netz in eine Drehzahl-/Wirkleistungsregelung über. Dies legt die Verwendung getrennter *Drehzahl-* und *Leistungsregler* nahe, deren Ausgänge zur Führungsgröße für die Öffnungsregelung der Turbine überlagert werden, Bild 15.10.

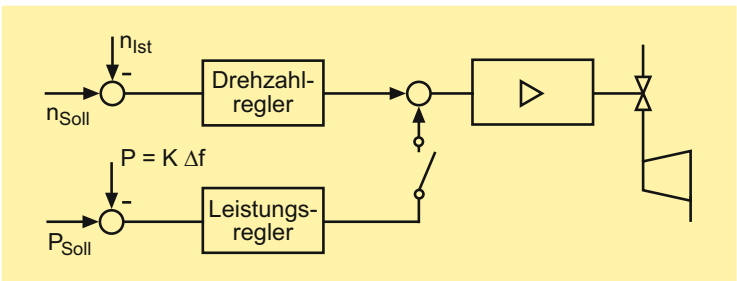


Bild 15.10. Drehzahl/Wirkleistungsregelung.

Beim An- und Abfahren, Synchronisieren, Lastabwurf etc., wenn der Leistungsregler kein Signal liefert, ist allein der *Drehzahlregler* wirksam, beim Betrieb am Netz ist der *Leistungsregler* im Eingriff. Seine Führungsgröße entsteht im einzelnen durch Überlagerung von Leistungssollwert P_0 und Frequenzeinfluss $K_E\,\Delta f$ sowie einem im Bild 15.10 nicht berücksichtigten Netz- bzw. Frequenzreglersignal, dessen Bedeutung im Folgenden erläutert wird. Sowohl Drehzahl- als auch Leistungsregler in Bild 15.10 werden als *Primärregler* bezeichnet.

15.1.3 Netzfrequenzregler

Jede Leistungsänderung ΔP führt gemäß dem Proportionalverhalten der Primärregelung zu einer bleibenden Frequenzänderung Δf im Netz,

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{K_N} \quad . \tag{15.12}$$

Ein übergeordneter Frequenzregler, so genannter *Sekundärregler*, vergleicht ständig die Ist-Frequenz mit einem 50-Hz-Normal und setzt die Differenz Δf in eine Drehzahlsollwert- bzw. ihr gleichwertige Wirkleistungssollwertverstellung für eine oder mehrere Regelturbinen bzw. Kraftwerke um, was sich in einer *vertikalen Parallelverschiebung* der f/P-Kennlinien dieser Maschinen äußert. Durch die Sekundärregelung stellt sich wieder die Nennfrequenz f_N ein, außerdem wird die während der Primärregelung zunächst von allen Maschinen getragene Leistungsänderung ΔP exklusiv auf die *Regelmaschinen* verlagert, die restlichen Maschinen gleiten auf ihrer Statikkennlinie zu ihren ursprünglichen Arbeitspunkten zurück, Bild 15.9.

Als Regelkraftwerke kommen vorzugsweise Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie moderne, in Teillast betriebene Dampfkraftwerke in Frage. Die für die Primärregelung verantwortlichen Drehzahl- bzw. Leistungsregler befinden sich immer bei der Maschine und werden deshalb auch *Maschinenregler* bzw. *Primärregler* genannt. Jeder Generatorsatz hat seinen eigenen lokalen *Primärregler* bzw. *Drehzahlregler* und *Wirkleistungsregler*.

Der für die Sekundärregelung verantwortliche Frequenzregler ist nicht an ein bestimmtes Kraftwerk gebunden, sondern existiert in jeder Regelzone nur einmal, meist im Lastverteiler. Von dort aus gibt er über TFH (*Trägerfrequenztelefonie auf Hochspannungsfreileitungen*), Funk oder leitungsgebunden den lokalen Primärreglern mehrerer in Teillast betriebener Kraftwerke, so genannte *Regelkraftwerke*, neue Sollwerte vor. Da er für das ganze Netz zuständig ist, wird er meist *Netzregler* genannt. Die von ihm vorgenommene *Sekundärregelung* wird als *Netzregelung* bzw. *Frequenzregelung* bezeichnet. Die Stellglieder dieser Frequenzregelung sind die *Regelkraftwerke*.

Die Verteilung der Regelleistung für die einzelnen Regelkraftwerke erfolgt von Hand oder rechnergestützt nach kostenoptimalen Gesichtspunkten, wobei die Kosten für Erzeugung und Übertragung minimal sein müssen, so genannte *Tertiärregelung*. Hierauf wird im Abschnitt 17.1.1.2 ausführlich eingegangen.

Zusammenfassend seien die Aufgaben der *Primär-*, *Sekundär-* und *Tertiärregelung* nochmals einander gegenübergestellt:

Primärregelung:		
Maschinen-/Drehzahlregelung	→	Wirkleistungsbalance
Sekundärregelung:		
Netzregelung (Lastverteiler)	→	Frequenz
Tertiärregelung:		
Momentanoptimierung	→	Wirtschaftlich optimale Stromerzeugung und Verteilung (*economic dispatch*)

Die Beteiligung der einzelnen Regelungen an der Bewältigung eines Wirkleistungssprungs läuft *zeitlich gestaffelt* ab. Das Zuschalten einer Verbraucherlast ΔP_V bewirkt zunächst bei allen Generatoren eines Verbundnetzes eine instantane anteilige Erhöhung der abgegebenen

Wirkleistung, begleitet von einer Zunahme der Polradwinkel $\dot{\vartheta}$. Wegen der vergleichsweise großen Zeitkonstanten der Öffnungsglieder der Turbinen und der zunächst nur geringen Frequenzänderung folgt die Erhöhung der Antriebsleistung der Turbinen verzögert. Der erhöhte Wirkleistungsbedarf wird daher anfänglich aus der Abnahme der kinetischen Energie der rotierenden Massen auf Kosten einer *Drehzahl-* bzw. *Frequenzabsenkung* im gesamten Verbundnetz gedeckt, so genannte *Momentanreserve*. Die Frequenzabsenkung löst ein Ansprechen der *Primärregelung* aus, die bei allen proportional geregelten Maschinen des Verbundnetzes eine Erhöhung der Fluidströme (Dampf, Wasser) bewirkt, bis sich wieder ein Gleichgewicht einstellt, was das weitere Absinken der Frequenz beendet. Dieser Vorgang besitzt je nach Turbinen- bzw. Kraftwerksart Zeitkonstanten zwischen 1 und 20 Sekunden. Beispielsweise leisten im Gleitdruckbetrieb arbeitende Grundlastkraftwerke wegen der großen thermischen Zeitkonstanten ihrer Dampferzeuger einen frequenzstützenden Beitrag erst im Verlauf 1 Minute, festdruckgeregelte Kraftwerke einen merklichen Beitrag bereits nach 1 bis 3 Sekunden. Letzterer Vorgang ist allerdings zeitlich begrenzt, da die Dampfausspeicherung durch Kesselbauart und -größe limitiert ist.

Aufgrund des Proportionalverhaltens verbleibt eine endliche Frequenzabweichung (15.1.1). Die *Sekundärregelung* mit Zeitkonstanten im Minutenbereich regelt die Frequenzabweichung aus und führt die Frequenz/Drehzahl wieder auf den Sollwert 50 Hz zurück (15.1.3). Schließlich fragt in regelmäßigen Abständen ein Prozessrechner im Lastverteiler die momentan erzeugten Leistungen ab und vergleicht diese mit den aus einer Optimierungsrechnung erhaltenen Sollwerten. Im Rahmen der *Tertiärregelungen* werden die auftretenden Regeldifferenzen in den verschiedenen Kraftwerken bei der Bildung der Führungsgröße berücksichtigt. Während Primär- und Sekundärregelung in Form geschlossener elektronischer Regelkreise automatisch wirken, wird die Regelschleife der Tertiärregelung über den Menschen geschlossen. Bei Bedarf wird von den Übertragungsnetzbetreibern die benötigte Tertiärregelleistung meist telefonisch angefordert. Um diesen Unterschied zum Ausdruck zu bringen, bezeichnet man Tertiärregelleistung häufig synonym als *Minutenreserve* (s. a. Kapitel 17)

15.1.4 Verbundbetrieb

Die in den beiden vorangegangenen Abschnitten besprochenen Betriebsarten – *Alleinbetrieb* und *Parallelbetrieb* – fallen beide unter den Oberbegriff *Inselbetrieb*, dessen wesentliches Merkmal darin besteht, dass die Aufgabe der Sekundärregelung allein in der *Konstanthaltung* der *Netzfrequenz* liegt.

Mehrere über Kuppelleitungen miteinander verbundene *Inselnetze* bilden einen *Verbundbetrieb*, dessen unverzichtbare Vorzüge bereits im Kapitel 1 ausführlich dargelegt wurden. Im Verbundbetrieb sorgt die Sekundärregelung nicht nur für konstante Netzfrequenz, sondern auch für die Konstanz der über die Kuppelleitungen nach bestimmten Vereinbarungen ausgetauschten Leistungen. Konstante *Austauschleistungen* sind eine Voraussetzung für den eingangs erwähnten *Fahrplanbetrieb*, außerdem verhindern sie die Überlastung und eventuelle Abschaltung schwacher Kuppelleitungen.

Die einfache Frequenzregelung des Inselbetriebs geht im Netzverbund in die kombinierte *Frequenz-/Austauschleistungsregelung* über, die oft vereinfacht *Frequenz-/Wirkleistungsregelung* genannt wird. Sie bewirkt einerseits, dass jedes Regionalnetz seine eigenen Belastungsschwankungen deckt, ermöglicht jedoch andererseits die Wahrnehmung des Vorzugs des Verbundbetriebs. Eine von einer Belastungsschwankung herrührende Frequenzänderung wird gemäß der Leistungszahl des gesamten Verbundnetzes kompensiert, ist mithin

wesentlich geringer. Die Wirkungsweise der Frequenz-/Wirkleistungsregelung erhellt die nachstehende Betrachtung eines aus zwei Inselnetzen bestehenden Verbundnetzes, Bild 15.11.

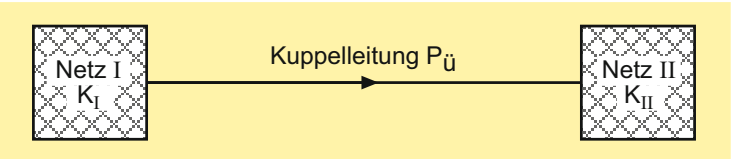


Bild 15.11. Einfaches Verbundnetz zur Erläuterung des Prinzips der *Frequenz-/Wirkleistungsregelung.*

Im stationären Betrieb bei Nennfrequenz liefert Netz I eine vertraglich vereinbarte Austauschleistung $P_{\ddot{U}}$ über die Kuppelleitung an Netz II.

Der Ausfall eines Kraftwerks, beispielsweise im Netz II, führt zu einem Leistungsdefizit ΔP_{II} gefolgt von einer Frequenzabsenkung im gesamten Verbundnetz. Die Laständerung ΔP_{II} wird zunächst von allen Generatoren des Netzverbunds im Rahmen der Primärregelung gemäß ihrer Statik anteilig übernommen. Aufgrund des Proportionalverhaltens verbleibt jedoch nach Beendigung des Primärregelvorgangs eine endliche Frequenzabweichung

$$\Delta f = -\Delta P_{\mathrm{II}}/(K_{\mathrm{I}} + K_{\mathrm{II}}) \quad . \tag{15.13}$$

Da sich die Leistungszahlen der Teilnetze addieren, ist die Frequenzabsenkung geringer als im Inselbetrieb.

Ferner hat sich die Übergabeleistung durch den Regelbeitrag des Netzes I erhöht um

$$\Delta P_{ü} = \frac{K_{\mathrm{I}}}{K_{\mathrm{I}} + K_{\mathrm{II}}}\,\Delta P_{\mathrm{II}} \quad . \tag{15.14}$$

Liegt im Netz I keine eigene Laständerung vor, so ist $\Delta P_{ü}$ identisch mit ΔP_{I}. Eliminiert man aus den obigen beiden Gleichungen ΔP_{II}, so erhält man

$$\Delta P_{ü} = \frac{K_{\mathrm{I}}}{K_{\mathrm{I}} + K_{\mathrm{II}}}\,(-\Delta f(K_{\mathrm{I}} + K_{\mathrm{II}})) = -K_{\mathrm{I}}\Delta f \tag{15.15}$$

bzw.

$$\Delta P_{ü} + K_{\mathrm{I}}\Delta f = 0$$

und wegen $\Delta P_{ü} = \Delta P_{\mathrm{I}}$

$$\Delta P_{\mathrm{I}} + K_{\mathrm{I}}\Delta f = 0 \quad . \tag{15.16}$$

Zählt man $P_{ü}$-*Lieferung* positiv, $P_{ü}$-*Bezug* negativ, so sind Laständerungen im eigenen Netz durch gleiche Vorzeichen für Δf und $\Delta P_{ü}$ gekennzeichnet ($P_{ü}$ wird noch negativer), Laständerung im Fremdnetz durch unterschiedliche Vorzeichen.

Es gilt also für das Netz I:

Störung im eigenen Netz: $\Delta P_{ü} + K_{\mathrm{I}}\Delta f \neq 0$,

Störung im Fremdnetz: $\Delta P_{ü} + K_{\mathrm{I}}\Delta f = 0$.

Gibt man auf die Eingänge der Netzregler der beiden Netze die Summe aus Übergabeleistung $\Delta P_{\ddot{u}}$ und gewichteter Frequenzänderung $K\,\Delta f$, wobei der Gewichtungsfaktor K mit der Leistungszahl des jeweiligen Netzes übereinstimmen muss, so wird im Rahmen der Sekundärregelung immer nur der Netzregler wirksam, in dessen Netz die Leistungsänderung entstanden ist, bei allen anderen Netzreglern heben sich $\Delta P_{\ddot{u}}$ und $K\,\Delta f$ gegenseitig auf.

Bei mehreren Kuppelleitungen steht $\Delta P_{\ddot{u}}$ für die Summe aller Übergabeleistungsänderungen. Frequenz und Übergabeleistung werden mit anderen Worten dann gleichzeitig konstant gehalten, wenn die Kennlinie des zugehörigen Regionalnetzes übereinstimmt, weswegen die Frequenz-/Wirkleistungsregelung häufig auch *Netzkennlinien-Regelung* genannt wird.

Durch unterschiedliche Neigung der Reglerkennlinie kann die Betonung wahlweise auf eine Verbesserung der Frequenzhaltung (flachere Kennlinie) oder auf die Konstanz der Übergabeleistung gelegt werden. Reine *Frequenzregelung* (z. B. Inselbetrieb) erhält man durch Abschalten des Leistungseingangs ($\Delta P_{\ddot{u}}$), reine *Übergabeleistungsregelung* (z. B. Industriekraftwerke) durch Abschalten des Frequenzeingangs Δf.

Abschließend zeigt Bild 15.12 nochmals das Zusammenwirken von *Primär-*, *Sekundär-* und *Tertiärregelung* in der Frequenz-/Wirkleistungsregelung.

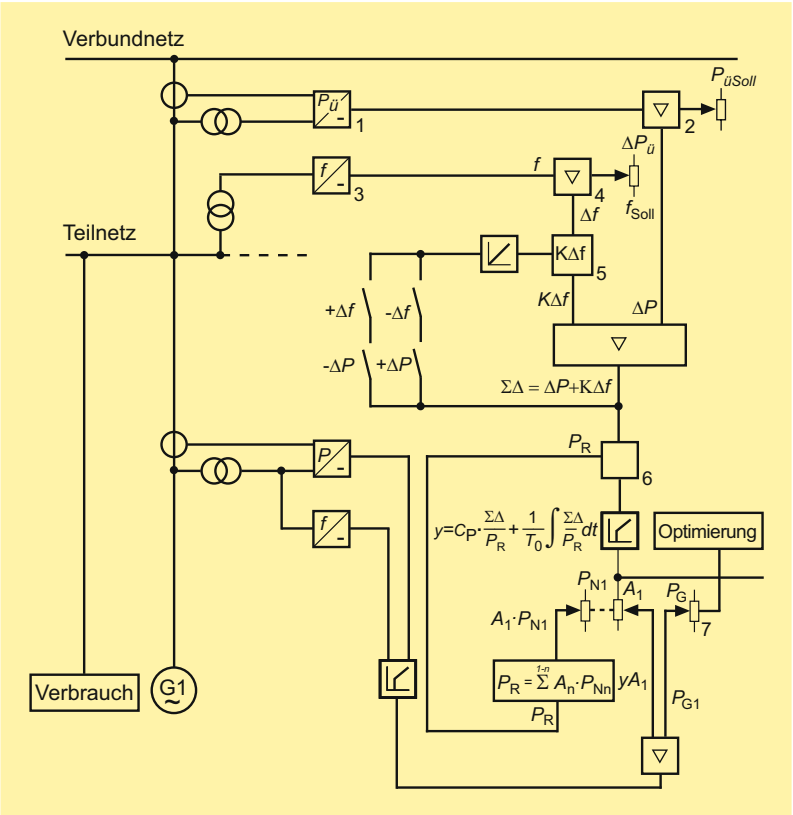


Bild 15.12. Zusammenwirken von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung eines Elektroenergiesystems in einem Kraftwerk. Der Übersichtlichkeit wegen sind Fernübertragungseinrichtungen von Messwerten und Kraftwerkssignalen sowie Schalt- und Überwachungsfunktionen nicht dargestellt (Siemens).

Im stationären, störungsfreien Betrieb deckt der Generator G1 den Bedarf des Teilnetzes, außerdem liefert er die vom Messumformer 1 erfasste Übergabeleistung $P_{\ddot{u}}$ ins Verbundnetz.

Abweichungen von dem am Sollwertpotentiometer $P_{\ddot{u}Soll}$ eingestellten Wert erzeugen an der Vergleichsstelle 2 ein Differenzsignal $\Delta P_{\ddot{u}}$.

Die Netzfrequenz wird vom Messumformer 3 erfasst und in der Vergleichsstelle 4 mit dem Frequenzsollwert f_{Soll} verglichen. Belastungsschwankungen erzeugen ein Differenzsignal Δf, das im Multiplikator 5 mit der momentan zutreffenden Leistungszahl K gewichtet wird (Frequenzeinfluss). Die Linearkombination aus Frequenzabweichung $K\Delta f$ und Leistungsabweichung ΔP bildet die Eingangsgröße für den Netzregler 6. Das auf die Regelleistung bezogene Ausgangssignal des Netzreglers wird am Potentiometer 7 mit der gewünschten Regelbeteiligung des Generators 1 gewichtet und bildet schließlich zusammen mit dem Grundlastsollwert $P_{\ddot{u}\mathrm{Soll}}$ die Führungsgröße für den primären Leistungsregler. Regelbeteiligung und Grundlasteinstellung werden nach technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal von Hand oder rechnergestützt im Rahmen der *Tertiärregelung* festgelegt.

Die technische Realisierung der Frequenz-/Wirkleistungsregelung erfolgt wahlweise mit einem analog oder digital arbeitenden Netzregler. Der Einsatz *neuronaler Netze* als Filter für das Reglereingangssignal beruhigt die Stellvorgänge in den Regelkraftwerken und reduziert den Verschleiß bzw. steigert die Wirtschaftlichkeit.

15.1.5 Beschreibung des dynamischen Verhaltens der Frequenzregelung

Die vorangegangenen Betrachtungen waren im Wesentlichen den grundsätzlichen Mechanismen der Drehzahl- und Frequenzregelung gewidmet und berücksichtigten im Hinblick auf ein leichteres Verständnis der Zusammenhänge nur das qualitative *Beharrungsverhalten*. Im Folgenden wird nun das dynamische Verhalten untersucht, wobei wir uns wegen der stark nichtlinearen Systemeigenschaften auf kleine Abweichungen ΔP von einem stationären Leistungsgleichgewicht beschränken, mit anderen Worten auf das *Kleinsignalverhalten* (s. a. Kapitel 20). Dies ermöglicht eine Beschreibung der Vorgänge durch lineare (linearisierte) Differenzialgleichungen mit konstanten Koeffizienten und damit auch durch lineare Übertragungsglieder. Außerdem betrachten wir das dynamische Verhalten nur für einen Zeitraum unter einer Minute, klammern also die Problematik *dynamischer Kesselmodelle*, die bei Stabilitätsbetrachtungen über mehrere 10 min zum Tragen kommen, der Übersichtlichkeit wegen aus. Für die ersten Sekunden nach einem Lastsprung lässt sich dann in Anlehnung an Bild 15.1a ein Generatorsatz im Frequenzbereich durch das in Bild 15.13 dargestellte Strukturbild beschreiben.

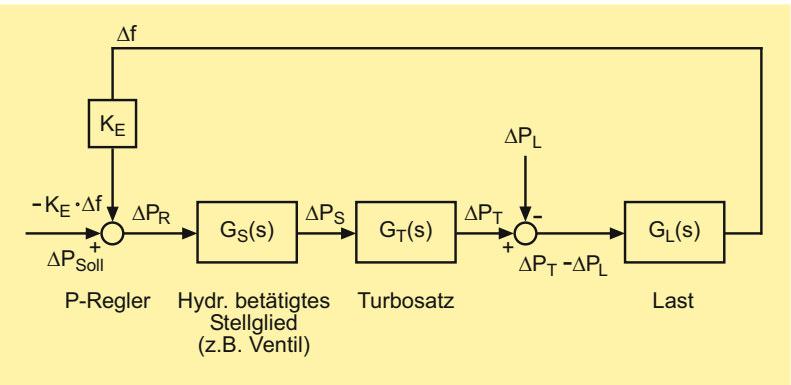


Bild 15.13. Vereinfachtes Strukturbild der Drehzahl-/Wirkleistungsregelung eines Generatorsatzes (s. a. Bild 15.1a). ΔP_L: Störgröße Laständerung.

In Bild 15.13 bedeuten $G_s(s)$ die Übertragungsfunktion des hydraulisch betätigten Stellglieds bzw. Ventils,

$$G_S(s) = \frac{\Delta P_S(s)}{\Delta P_R(s)} = \frac{1}{1 + sT_S} \qquad T_S \leq 0,1s \quad , \tag{15.17}$$

$G_T(s)$ die Übertragungsfunktion der Turbine, z. B. für eine einfache Dampfturbine ohne Zwischenüberhitzung (vgl. Kapitel 4),

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_T(s)}{\Delta P_S(s)} = \frac{1}{1 + sT_T} \qquad T_T \;\; 0,1 \ldots 0,5s \quad , \tag{15.18}$$

$G_L(s)$ die Übertragungsfunktion des Netzes. Letztere beschreibt den Zusammenhang zwischen beschleunigender bzw. verzögernder Momenten- bzw. Leistungsdifferenz und zugehöriger Frequenzänderung,

$$G_L(s) = \frac{\Delta f(s)}{\Delta P_T - \Delta P_L} = \frac{\Delta P / K_L}{\Delta P_T - \Delta P_L} = \frac{1/K_L}{1 + sT_L} \quad . \tag{15.19}$$

Der Faktor $1/K_L$ im Zähler von (15.19) trägt der Tatsache Rechnung, dass die Ausgangsgröße hier keine Leistung ist wie in (15.17) und (15.18), sondern die Frequenz Δf. Laständerungen ΔP_L durch Zu- und Abschalten von Verbrauchern, oder Antriebsmomentänderungen ΔP_T durch Sollwertverstellungen ΔP_{Soll} stören das Gleichgewicht zwischen mechanischem Antriebsmoment der Turbine und dem vom Ankerdrehfeld auf den Läufer magnetisch übertragene Bremsmoment und führen zu einer Leistungsdifferenz $\Delta P_T - \Delta P_L$, die den Generator entweder zu beschleunigen oder zu verzögern versucht. Je nach Frequenzabhängigkeit der Last, die durch die Systemfunktion $G_L(s)$ und die Leistungszahl K_L im Arbeitspunkt beschrieben wird, resultiert hieraus eine positive oder negative Frequenzänderung Δf. Mit dem Proportionalbeiwert K_E multipliziert ergibt sie am Vergleichsglied der Regeleinrichtung eine Leistungsgröße $\Delta P = K_E \Delta f$. Die am Reglerausgang auftretende Differenz $\Delta P_{\text{Soll}} - K_E \Delta f \neq 0$ bewirkt eine Verstellung des Öffnungsglieds und stellt das Momentengleichgewicht wieder her.

Unter Anwendung des in der Regelungstechnik üblichen Beschreibungsverfahrens für *lineare* Systeme können wir aus Bild 15.13 folgende Gleichung im *Frequenzbereich* ablesen:

$$\Big[\Big(\Delta P_{\text{Soll}}(s) - K_E \Delta f(s)\Big)\, G_S(s) G_T(s) - \Delta P_L(s)\Big]\, G_L(s) = \Delta f(s) \quad . \tag{15.20}$$

Da Führungsgrößenänderungen mit Rücksicht auf die Entkopplung von Primär- und Sekundärregelung sowie eine maximal zulässige Leistungssteigerungsgeschwindigkeit (z. B. 0,02 P_N/min) vergleichsweise langsam verlaufen und kaum Einfluss auf die Dynamik der Turbinenwelle nehmen, kann man im betrachteten Zeitraum $\Delta P_{soll} = 0$ setzen. Für das reine *Störverhalten* erhält man dann durch Umformen obiger Gleichung

$$\Delta f(s) = -\frac{G_L(s)}{1 + K_E G_L(s)\, G_S(s)\, G_T(s)}\, \Delta P_L(s) \quad . \tag{15.21}$$

Ersetzen der Übertragungsfunktionen $G(s)$ durch die Ausdrücke auf der rechten Seite der Gleichungen (15.17), (15.18) und (15.19) führt auf

$$\Delta f(s) = -\frac{\dfrac{1/K_L}{1 + sT_L}}{1 + K_E \cdot \dfrac{1/K_L}{1 + sT_L} \cdot \dfrac{1}{1 + sT_S} \cdot \dfrac{1}{1 + sT_T}}\, \Delta P_L(s) \quad . \tag{15.22}$$

Für einen Lastsprung $\Delta P(t)$ im *Zeitbereich* bzw. $\Delta P_L(s) = \dfrac{\Delta P_L}{s}$ im *Frequenzbereich* erhält man dann

$$\Delta f(s) = -\frac{\dfrac{1/K_L}{1+sT_L}}{1 + K_E \cdot \dfrac{1/K_L}{1+sT_L} \cdot \dfrac{1}{1+sT_S} \cdot \dfrac{1}{1+sT_T}} \frac{\Delta P_L}{s} \quad . \tag{15.23}$$

Diese Gleichung beschreibt für kleine Störungen das dynamische Verhalten des Generatorsatzes im *Frequenzbereich*.

Aus ihr können wir zunächst das Beharrungsverhalten nach einem Lastsprung $\Delta P_L(t) =$ const ermitteln. Der *Endwertsatz der Laplace-Transformation* führt zu dem bereits bekannten Ergebnis (15.1.2)

$$\begin{aligned} \Delta f\,(\infty) = \Delta f_{Stat} &= \lim_{s\to 0}\,(s\Delta f(s)) = -\frac{1/K_L}{1+K_E/K_L}\Delta P_L \\ &= -\frac{1}{K_L+K_E}\Delta P_L = -\frac{1}{K_N}\Delta P_L \quad . \end{aligned} \tag{15.24}$$

Für die Berechnung der *Sprungantwort* im *Zeitbereich* treffen wir wegen $T_L \gg T_S, T_T$ die Vereinfachung $T_S = T_T = 0$ und erhalten

$$\Delta f(s) = -\frac{\dfrac{1/K_L}{1+sT_L}}{1 + K_E\dfrac{1/K_L}{1+sT_L}} \frac{\Delta P_L}{s}$$

$$= -\Delta P_L \frac{\dfrac{1}{K_E\,K_L}}{\dfrac{1}{K_E}+\dfrac{1}{K_L}} \left(\frac{1}{s} - \frac{1}{s + \dfrac{1/K_E + 1/K_L}{T_L/K_E}} \right) \tag{15.25}$$

bzw.

$$\Delta f(s) = -\Delta P_L\, K_1 \left(\frac{1}{s} - \frac{1}{s+K_2} \right) \quad . \tag{15.26}$$

Die Transformation von (15.26) in den Zeitbereich liefert die Sprungantwort

$$\Delta f(t) = -\Delta P_L\, K_1 \left(1 - e^{-K_2 t}\right) \quad . \tag{15.27}$$

Sie ist im Bild 15.14 für einen Lastabwurf -ΔP zusammen mit der ausführlichen Lösung dargestellt für

$$T_T \neq 0 \qquad \text{und} \qquad T_s \neq 0 \tag{15.28}$$

Die Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz erhält man als Differenzialquotient der Sprungantwort.

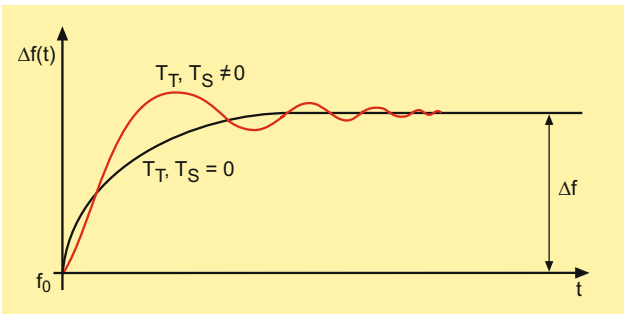


Bild 15.14. Sprungantwort der Netzfrequenz nach einem Lastabwurf ΔP_V.

Die obigen Betrachtungen gelten für einen Generatorsatz oder auch für eine Gruppe eng gekoppelter Generatorsätze mit vergleichbaren Übergangsfunktionen, so genannte *kohärente Generatoren*. Bei sehr unterschiedlichen Zeitkonstanten ist die Übergangsfunktion nach den Regeln für das Parallelschalten von Übertragungsgliedern nach Bild 15.15 zu ermitteln.

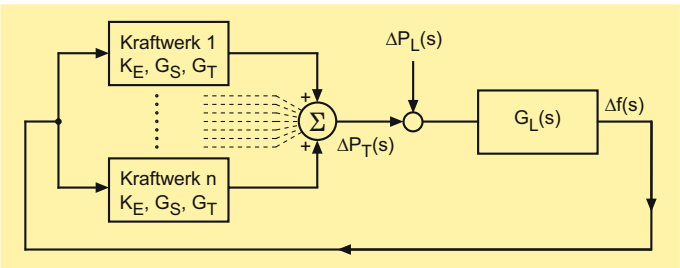


Bild 15.15. Regelkreis-Struktur eines Netzes mit mehreren Kraftwerken.

Wie bereits in 15.1.1 erläutert wurde, verbleibt nach Abklingen des Ausregelvorgangs der Primärregelung eine endliche stationäre Regelabweichung Δf_{Stat}. Sie wird durch die *Sekundärregelung*, einem Netzregler mit *Integralverhalten*, beseitigt, Bild 15.16.

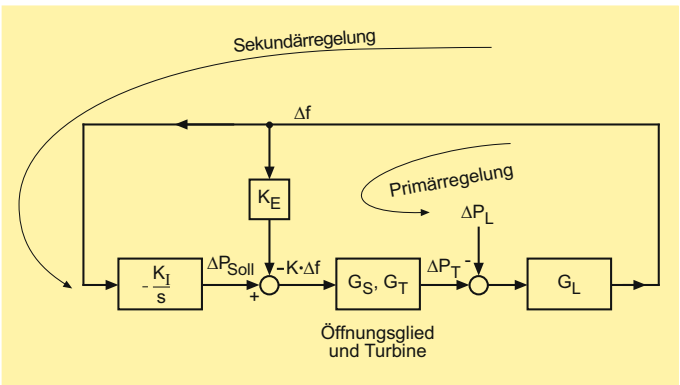


Bild 15.16. Wirkungsmäßig gekoppelte, jedoch zeitlich *entkoppelte* Primär- und Sekundärregelung.

Bei einem Integralregler stellt die Ausgangsgröße das Integral der Eingangsgröße dar. Wir erhalten im Zeit- und im Frequenzbereich

$$P_{\text{Soll}}(t) = K_I \int \Delta f(t)dt \quad \text{bzw.} \quad \Delta P_{\text{Soll}}(s) = -\frac{K_I}{s}\Delta f(s) \quad . \tag{15.29}$$

Die Ausgangsgröße ΔP_{Soll} nimmt daher so lange zu, wie der Integrand von Null verschieden ist. Auf diese Weise beseitigt der *Sekundärregler* die vom Proportionalverhalten der Primärregelung verbliebene endliche Frequenzabweichung und regelt die Frequenz nach kurzer Zeit wieder auf ihren Nennwert ein. Primär- und Sekundärregelung werden durch ausreichende *zeitliche Staffelung* voneinander entkoppelt.

Allfällige Frequenzabweichungen von der Nennfrequenz 50 Hz können über einen längeren Zeitraum monoton positiv oder negativ sein und sich zu einem *Gangfehler* der am Netz hängenden *Synchronuhren* akkumulieren

$$\Delta t = \frac{1}{f} \int_{Z_0}^{t} \Delta f(t)\, dt \quad . \tag{15.30}$$

Dieser Gangfehler nimmt in manchen Ländern beträchtliche Werte im Minuten- oder gar Stundenbereich an.

In modernen Elektroenergiesystemen wird beim Überschreiten eines bestimmten Gangfehlers in der Größenordnung einiger Sekunden durch Sollwertverstellung für einen bestimmten Zeitraum eine in entgegengesetzter Richtung liegende Abweichung von der Normalfrequenz eingestellt, bis der akkumulierte Fehler kompensiert ist, so genannte *Quartärregelung*.

Die Ermittlung des gemeinsamen dynamischen Verhaltens von Primär- und Sekundärregelung kann wie oben vorgenommen werden. Das heißt, man leitet anhand des erweiterten Strukturbildes den Zusammenhang zwischen Δf und ΔP_V ab und erhält durch Anwendung der inversen Laplace-Transformation die Sprungantwort im Zeitbereich.

Ein etwas ausführlicheres Strukturbild einer *Dampfturbinenregelung*, in der auch Überwachungs- und Begrenzungseinrichtungen für große Leistungsexkursionen berücksichtigt sind, zeigt Bild 15.17.

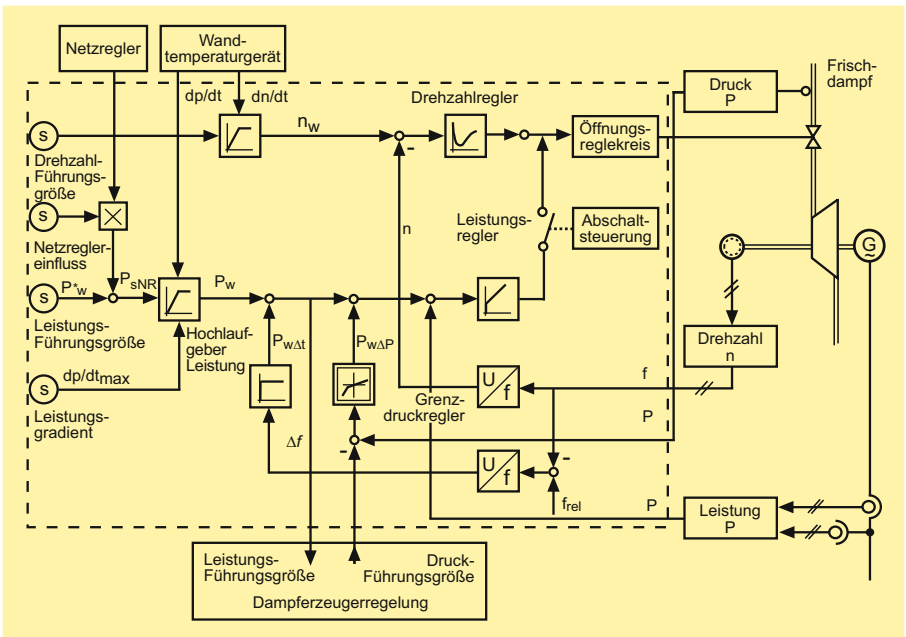


Bild 15.17. Strukturbild einer Dampfturbinenregelung (Siemens).

Die Funktion der einzelnen Blöcke ist teilweise selbsterklärend bzw. geht aus dem vorangegangenen Text hervor.

Abschließend seien noch einige Zahlen der Frequenzregelung im Europäischen Verbundnetz genannt.

Frequenzkonstanz im UCTE-Netz:

Permanentes Rauschen	$\pm$	5 mHz
Ansprechschwelle Wasser-kW-Regler	$\approx$	2 mHz
Ansprechschwelle Dampf-kW-Regler	$\approx$	5 mHz
Regulierung des Gangfehlers mit	$<$	50 mHz (über Stunden).

Großstörungen:

49,8 Hz	Alle Reserven werden angefahren
49,0 Hz	Frequenzanhebung durch 10 – 15 % Lastabwurf
48,7 Hz	Frequenzanhebung durch weitere 10 – 15 % Lastabwurf
48,4 Hz	Frequenzanhebung durch weitere 10 – 15 % Lastabwurf
47,5 Hz	Frequenzanhebung durch Inselbetrieb

Nur während ca. 30 h/a beträgt die Abweichung mehr als 100 mHz.

15.1.6 Netzregelverbund (NRV)

Anfänglich wurden die Sekundärregler jeder einzelnen Regelzone eines Verbundnetzes isoliert betrieben. Jeder Übertragungsnetzbetreiber organisierte die Beschaffung und den Einsatz von Sekundärregelleistung autonom. Auf Grund der Kopplung der Netze über die Kuppelleitungen sind dann gegenläufige Regelbewegungen in den einzelnen Regelzonen unvermeidlich, was höhere Regelenergiekosten und unbeabsichtigte Leistungsflüsse über die Kuppelleitungen zur Folge hat. Zur Vermeidung dieses unkontrollierten Verhaltens werden heute die Sekundärregler aller teilnehmenden Regelzonen logisch miteinander gekoppelt und ihr Einsatz so koordiniert, dass das ganze Verbundnetz sich wie eine einzige Regelzone verhält. Es kommt dann nur noch die minimal notwendige Regelenergie zum Einsatz, ferner ist die Auslastung der Kuppelleitungen wieder unter Kontrolle. Wirtschaftlich werden dann auch die totalen Regelenergiekosten minimal, was eine gemeinsame Beschaffung der Regelleistungs-Bezugsrechte für alle Teilnehmer des Netzregelverbunds nahelegt.

15.2 Spannungsregelung

15.2.1 Spannungsqualität

Grundsätzlich wäre es wünschenswert, wenn in allen Knoten eines Netzes die Nennspannung U_N herrschte. Aufgrund der Spannungsabfälle längs der Leitungen zwischen den Knoten schwanken die Knotenspannungen jedoch innerhalb eines bestimmten Toleranzbands. In *Hochspannungsnetzen* können die tatsächlichen Knotenspannungen betrieblich bedingt bis zu 15 %, in *Verteilnetzen* bis zu 10 % nach oben oder unten abweichen. Bei

den *Abnehmern* sollte die Spannung andererseits möglichst gleich der Nennspannung sein. Um dieses Ziel zu erreichen, sind in den *vorgelagerten* Netzen unter Umständen explizit von der Nennspannung abweichende Knotenspannungen erforderlich.

Das Ausmaß des Einhaltens der *Nennspannung* bei den Abnehmern ist Teil der so genannten *Spannungsqualität*. Spannungsqualität wiederum bildet zusammen mit der *Zuverlässigkeit* und *Service-Qualität* die *Versorgungsqualität* (engl.: *power quality*, s. a. Kapitel 1). Die Spannungsqualität richtet sich nach folgenden Kriterien:

– Effektivwert der Knotenspannung
– Frequenzkonstanz
– Spannungseinbrüche (engl.: *dips*)
– Flicker
– Spannungssymmetrie
– Oberschwingungsgehalt
– Transiente Überspannungen etc.

Im Kontext dieses Abschnitts ist das wichtigste Kriterium der *Effektivwert der Knotenspannungen*.

15.2.2 Spannungsregelung in Übertragungs- und Transportnetzen

Wie bereits eingangs erwähnt, mutiert die *Spannungsregelung* von Synchrongeneratoren beim Betrieb in einem starren Netz zu einer *Blindleistungsregelung*. Daher gibt es auch hier wieder zwei praktisch identische Regler, einen für die *Spannungsregelung* beim Anfahren bzw. vor dem *Synchronisieren* und einen Regler für die *Blindleistungsregelung* beim Betrieb am Netz (s. a. 15.1.2). Dem Blindleistungsregler kommt die stetige Wahrung der *Blindleistungsbalance* unabhängig von Laständerungen zu. Dabei herrscht in den Generatorenknoten meist eine von der Nennspannung verschiedene Spannung.

Während die Frequenz eines Verbundnetzes aufgrund seiner *quasistatischen* Eigenschaften in jedem Netzknoten den gleichen Wert besitzt und sich daher im Rahmen der *Sekundärregelung* durch *einen* zentralen *Netzregler* regeln lässt, wird die Menge aller Knotenspannungen (*Spannungsprofil*) zunächst nur *dezentral* geregelt. Lokal bewirkte Knotenspannungsänderungen machen sich nur im gestellten Netzknoten und den unmittelbar in seiner Nachbarschaft befindlichen Netzknoten bemerkbar.

Während sich ferner bei einem Generatorausfall *alle* verbleibenden Generatoren eines Verbundnetzes an der Deckung des *Wirkleistungsdefizits* beteiligen, muss die Deckung des begleitenden *Blindleistungsdefizits* von *lokalen* Blindleistungserzeugern geleistet werden. Ein Generatorausfall bewirkt zwar nur eine geringe Frequenzabsenkung, jedoch eine große lokale Spannungsänderung. Sinngemäß muss die erforderliche *Blindleistungsreserve* auch an allen kritischen Netzknoten *lokal* vorgehalten werden (ca. 10 %).

Trotzdem unterscheidet man auch bei der Spannungsregelung zwischen

– *Primärregelung*
– *Sekundärregelung*
– *Tertiärregelung*

Unter *Primärregelung* versteht man hier die *lokale* bzw. *dezentrale* automatische Spannungsregelung unter Last schaltbarer Transformatoren durch *Spannungsregler*.

Die *Sekundärregelung* erfolgt ausschließlich *zentral* von der Netzleitstelle aus und gibt, wie bei der Sekundärregelung der Frequenz, den *dezentralen Spannungsreglern* geeignete Sollwerte vor bzw. gibt Schaltbefehle an die Leistungsschalter von Kompensationsanlagen. Dies geschieht je nach Automatisierungsgrad entweder *online* über *Fernwirklinien* (16.4) oder *offline* über telefonische Anweisungen an das lokale Schaltpersonal. Es existiert jedoch kein zentraler *Spannungsregler*.

Die *Tertiärregelung* schließlich leistet wie bei der Frequenzregelung die *wirtschaftliche Optimierung*, hier die Minimierung der Blindleistungsverluste mittels so genannter *Optimal Power Flow IT-Systeme* (15.2.4). Gleichzeitig leistet die Optimum-Power-Flow-Rechnung die Optimierung der Sicherheitsabstände zur *Spannungsstabilitätsgrenze* (s. a. 20.2). OPF-Rechnungen erfolgen *online* oder *offline* sowie *open* oder *closed loop*.

15.2.3 Stellglieder der Spannungs-/Blindleistungsregelung

Wie schon mehrfach erwähnt, hängen die Knotenspannungen und die Blindleistungsflüsse auf den Leitungen eng zusammen. Die Knotenspannungen lassen sich daher sowohl *direkt* regeln als auch *indirekt* über die Steuerung der Blindleistungsflüsse. Insgesamt kann man drei Klassen von *Stellgliedern* unterscheiden.

Die Stellglieder der ersten Klasse beeinflussen *direkt* die Höhe der *Knotenspannungen*:

– *Unter Last schaltbare Transformatoren* mit veränderlichem Übersetzungsverhältnis (9.6)

und

– *Längsregler* mit transformatorisch eingekoppelten in Phase liegenden Zusatzspannungen (9.6)

Die zweite Klasse injiziert wahlweise induktive oder kapazitive Blindleistung und beeinflusst damit *indirekt* die Knotenspannungen:

– Synchrongeneratoren mit variabler Erregung (8.2)

– Rotierende Phasenschieber mit variabler Erregung (8.6)

– FACTS-Betriebsmittel vom Typ *STATCOM* (10.5)

Die Klemmenspannung der Synchrongeneratoren, Phasenschieber und FACTS-Konverter wird in erster Näherung vom starren Netz festgehalten. Eine Sollwertverstellung der Spannungsregler bewirkt vorrangig eine Änderung der Blindleistungsflüsse (s. a. 10.5.2.4 und A.6).

Die dritte Klasse schließlich beeinflusst Blindleistungsflüsse und Knotenspannungen durch *Kompensation* (10.4, 10.5.1):

– *Reihen-* und *Paralleldrosselspulen* (engl.: *shunt reactor*)

– *Reihen-* und *Parallelkondensatoren* (engl.: *shunt capacitor*)

– FACTS-Betriebsmittel vom Typ TCR, TSC etc.

Damit letztlich beim Abnehmer Nennspannung herrscht, sind Absprachen über mehrere Netzebenen erforderlich.

15.2.4 Spannungs-/Blindleistungsoptimierung

Bei der Kraftwerkseinsatzplanung werden die Fahrpläne der Kraftwerke mittels so genannter *Optimal Power Flow* IT-Systeme (OPF) so bestimmt, dass alle relevanten Netzgrößen innerhalb ihres zulässigen Toleranzbands liegen (17.1.1.2). Insbesondere müssen im Kontext die in die Netzknoten *injizierten* bzw. ihnen *entnommenen* Blindleistungen, die Knotenspannungen sowie die Blindleistungsflüsse auf den Leitungen den folgenden Ungleichungen genügen,

$$Q_{i_{\min}} \leq Q_i \leq Q_{i_{\max}} \quad , \tag{15.31}$$

$$U_{i_{\min}} \leq U_i \leq U_{i_{\max}} \quad , \tag{15.32}$$

$$Q_{ij_{\min}} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij_{\max}} \quad . \tag{15.33}$$

Im Rahmen der Spannungs-/Blindleistungsoptimierung werden daher auch im Normalbetrieb periodisch OPF-Rechnungen durchgeführt. Falls Netzgrößen den Grenzen ihrer Toleranzbänder zu nahe kommen, werden neue Sollwerte für Q_i, U_i und Q_{ij} derart festgelegt, dass die aktuellen Werte möglichst wieder mittig in den Toleranzbändern liegen (s. a. 15.1.2). Die Grenzen von (15.31) entnimmt man den *Grenzbelastungsdiagrammen* der Generatoren (8.7). Erreicht ein Generator seine Blindleistungsgrenzen, geht ein Stellbefehl an den Stufenschalter des zugehörigen Blocktransformators, der den Generatorbetriebspunkt wieder in die Mitte des Toleranzbands führt. Dies kann sich in Grenzsituationen nachhaltig auf die *Spannungsstabilität* auswirken (20.2). Unter Last schaltbare Transformatoren besitzen daher eine zuschaltbare Sperre, die bei starken, störungsbedingten Spannungsabsenkungen ein Höherschalten blockiert. Unter Umständen ist auch eine Wirkleistungsreduzierung des Generators zu Gunsten einer erhöhten Blindleistungserzeugung erforderlich.

Es stellt sich ein Minimum der Leitungsverluste ein, wenn das *Spannungsprofil* möglichst einheitlich ist bzw. die Knotenspannungen möglichst gleich groß sind. Dies bedeutet, dass über die Leitungen nur geringe Blindleistungen ausgetauscht werden und damit die zugehörigen Blindströme nur geringe Leistungsverluste $I_B^2\, R$ verursachen.

Im gestörten Netzbetrieb, insbesondere während transienter Ausgleichsvorgänge mit großen Polradwinkeländerungen bis hin zu 90°, kommt der Spannungsregelung für den Erhalt der Stabilität eine weit über die hier angestellten Überlegungen hinausgehende Bedeutung zu. Wegen weiterer Information hierzu wird auf 8.9.4 und 20.2 verwiesen.

15.3 Begrenzungsregelungen

Regeleinrichtungen besitzen bestimmungsgemäß die Aufgabe, ihre Regelgröße unbeschadet etwaiger *Störgrößeneinflüsse* konstant zu halten oder bei geänderten Sollwertvorgaben, so genannte *Führungsgrößenregelungen*, die Regelgröße exakt auf den neuen Sollwert einzuregeln. Diese Automatik birgt aber auch die Gefahr, dass beispielsweise bei extremen Störgrößeneinflüssen oder gar einem Ausfall der Rückführung eines Istwertsignals Stellglieder unbegrenzt öffnen und dadurch möglicherweise andere Prozessglieder überlastet bzw.

zerstört werden. Um dieses zu vermeiden, sprechen gewöhnlich als „*last line of defense*“ *Schutzeinrichtungen* an (s. a. Kapitel 14), die den betroffenen Teilprozess definitiv abschalten, was möglicherweise auch zu einem Totalausfall des Gesamtprozesses führen kann. Zur Erhöhung der Verfügbarkeit ist letzteres aber möglichst zu vermeiden. *Begrenzungsregelungen* erfassen das Überschreiten etwaiger Grenzzustände und regeln bzw. steuern vorgelagerte Betriebsmittel nur so weit aus, dass ein Ansprechen der Schutzeinrichtungen im Vorfeld vermieden werden kann.

In der Kraftwerkstechnik zählen *Überdruckbegrenzungsregelungen* und *Mindestlastbegrenzungsregelungen* seit Jahren zum Stand der Technik. In der Spannungsregelung der Generatoren gibt es *Erregerstrombegrenzungsregelungen* mit einer Obergrenze (Erwärmung, Spannungsstabilität) und einer Untergrenze (Wirkleistungsstabilität) etc.

In der *Netztechnik* haben Begrenzungsregelungen seit Einführung der Deregulierung, insbesondere für die *Netzbetreiber*, zunehmend Bedeutung erlangt.

Vor der Deregulierung der Strommärkte wurden nur die *Kraftwerke* möglichst in ihrem Bestpunkt, das heißt nahe ihrer Grenzleistung, betrieben. *Kuppel-* und *Transportleitungen* waren dagegen nur schwach ausgelastet und verursachten nur selten Kapazitätsprobleme. Heute verlangt der regelzonenüberschreitende Stromhandel auch den Betrieb von *Leitungen* nahe ihrer Transportgrenzen, seien sie thermisch oder aus Sicht ihrer Spannungsstabilität bedingt. Während jedoch Kraftwerksausfälle unschwer durch Zuschalten bzw. Anfahren anderer Kraftwerke kompensiert werden konnten, ist dies bei ortsfesten Übertragungsleitungen nicht so einfach möglich. Mangels vergleichbarer Übertragungsreserven paralleler Leitungen kann die Abschaltung einer thermisch überlasteten Leitung schnell zur Überlastung anderer nahe ihrer Grenzleistung betriebener Leitungen führen, was in stark ausgelasteten Transitnetzen infolge eines Domino-Effektes die Wahrscheinlichkeit eines Totalausfall bzw. *Blackout* steigen lässt.

Hier greift zunächst das *schnelle Netzengpassmanagement* ein, das die Ergebnisse am Vortag ermittelter Ausfall-Sicherheitsrechnungen (engl.: *day-ahead-congestion forecasting*, s. a. 17.1.2) auswertet bzw. verwertet.

Beispielsweise steuert die *Netzführung* zunächst manuell die Leistungsflüsse derart, dass keine Leitung überlastet wird. Sollte dies nicht möglich sein, muss auf der Lieferantenseite die Erzeugung reduziert, gleichzeitig auf der Bezugsseite die lokale Kraftwerksleistung erhöht werden (engl.: *Redispatch*). Sollten die manuellen Maßnahmen des schnellen Netzengpassmanagements nicht ausreichen, setzen im zweiten Schritt *Begrenzungsregelungen* ein, die durch automatische Abschaltung der Pumpleistung von Speicherkraftwerken im Pumpbetrieb, Erhöhung der Erzeugungsleistung im Turbinenbetrieb etc. sowie durch *Demand Side Management* (17.2) und automatischen Lastabwurf bei Unterfrequenz ein Ansprechen des Netzschutzes verhindern.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 15

1. Sacomanno, F.: Power Systems, Analysis and Control. IEEE/Wiley, Piscataway N. J., 2003.
2. Anderson, P. u. Fouad, A.: Power System Control and Stability. IEEE/Wiley, Piscataway N. J., 2002.

3. Kundur, P.: Power System Stability and Control. 1. Auflage, McGraw-Hill, New York, 1993.
4. Wood, A. u. Wollenberg, B.: Power Generation, Operation and Control. 2. Auflage, John Wiley & Sons Inc., 1996.
5. Welfonder, E. et al.: Regelungs- und Optimierungskonzepte für den koordinierten Kraftwerks- und Netzbetrieb. VDI Bericht 1245, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996.
6. Elgerd, O.: Electric Energy Systems Theory. 2. Auflage, MacGraw-Hill College, New York, 1982.
7. Handschin, E.: Elektrische Energieübertragungssysteme. 2. Auflage, Hüthig-Verlag, Heidelberg, 1987.
8. UCPTE: Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTE. UCPTE-Verlag, Luxemburg, 1998.
9. Lerch, E.: Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung. VDI-Berichte 1747, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2003.
10. Pawellek, A.: Dynamisches Engpassmanagement für den Netzregelverbund, VDE-Kongress 2016, Mannheim.
11. Igel, M. u. Albert, M.: Netzschutz im Kontext der Energiewende. ew spezial II/2016.
12. Weber, H.: Von der Frequenzregelung mit Schwungmassen zur Winkelregelung mit Umrichtern. VDE-ETG Journal 1/2018.
13. Abele, H. u. Arnold, A.: Bedarf an Blindleistungskompensation im Übertragungsnetz. ew 11/2018.
14. Zichler, U. et al.: Blindleistungsbereitstellung für einen sicheren Netz- und Systembetrieb. ew 3/2019.
15. Lindner, M. u. Witzmann, R.: Stabilität der Q(U)-Regelung in Verteilnetzen. ew 12/2018.

16. Netzleittechnik

Das *Transportnetz* und die *Verteilnetze* eines Elektroenergiesystems werden mit Hilfe von *Netzleitsystemen* geführt. Netzleitsysteme weisen gegenüber gewöhnlichen Prozessleitsystemen zwei zusätzliche Komplexitätsgrade auf. Erstens handelt es sich um *mehrere*, hierarchisch den einzelnen Spannungsebenen zugeordnete, miteinander kommunizierende Prozessleitsysteme mit jeweils eigener Warte, so genannte *Netzleitstellen*. Zweitens macht die extreme räumliche Dispersion der einzelnen Prozessleitsysteme und ihrer Prozesskomponenten die Einführung einer zusätzlichen Technologie, der so genannten *Fernwirktechnik*, erforderlich (16.4). Bild 16.1 zeigt die grundsätzliche Struktur des Netzleitsystems eines einzelnen 110 kV-Netzes.

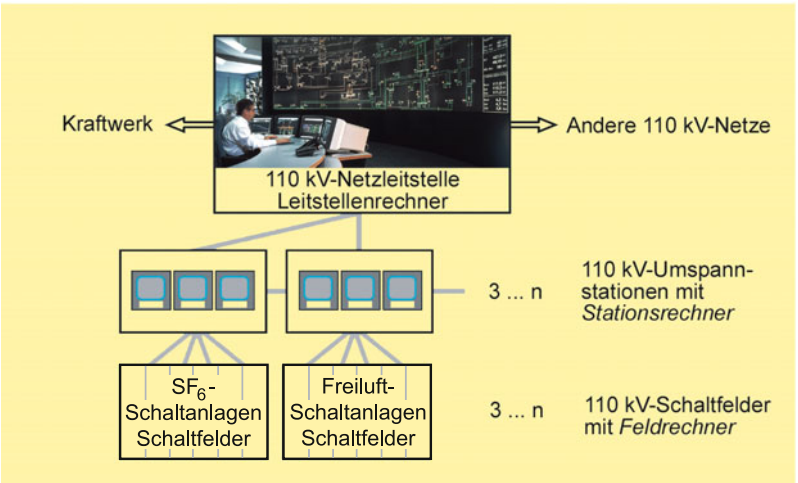


Bild 16.1. Grundsätzliche Struktur eines Netzleitsystems eines 110 kV-Netzes mit *Netzleitstelle* (*Leitstellenrechner*), *Umspannstationen* (*Stationsleitrechner*) und Schaltfeldern (*Feldrechner*).

Die Netzleitstelle kommuniziert über so genannte *Fernwirklinien* (16.4) mit den in ihrem Netz befindlichen *Umspannstationen*, im folgenden zur Vereinfachung nur *Stationen* genannt (s. a. Kapitel 13). In diesen stehen die *Schaltanlagen* bzw. *Schaltgeräte*, die von der Warte der Netzleitstelle aus *ferngesteuert* und deren Schaltzustände etc. der Netzleitstelle gemeldet werden. Die Kommunikation zwischen einer Netzleitstelle und ihren Stationen erfolgt über einen in der Netzleitstelle befindlichen *Netzleitstellenrechner* und in den Stationen befindliche *Stationsleitrechner*. Ein Stationsleitrechner bildet zusammen mit Vorder- und Hintergrundrechnern die so genannte *Stationsleittechnik*. Stationsleitrechner ihrerseits kommunizieren mit den jedem einzelnen Schaltfeld ihrer Station zugeordneten *Feldrechnern*, so genannte *Feldleittechnik*. Die Kommunikation zwischen Stationsleittechnik und Feldleittechnik erfolgt wahlweise über weitere *Fernwirklinien* oder über ein *lokales Bussys-*

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_16

tem (engl.: LAN, *Local Area Network*). Die Feldrechner sind meist integraler Bestandteil eines Schaltfeldes, bei Freiluftschaltanlagen sind sie getrennt in einem separaten Gebäude untergebracht.

Netzleitstellen bilden zusammen mit der *Stationsleittechnik* ihrer Stationen und der *Feldleittechnik* der in ihren Stationen vorhandenen *Felder* eine 3-schichtige Pyramidenstruktur, Bild 16.2.

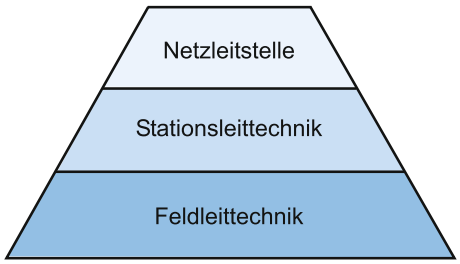


Bild 16.2. Pyramidenstruktur eines Netzleitsystems einer Spannungsebene.

Den drei Schichten kommen aus steuerungstechnischer Sicht primär die folgenden Aufgaben zu:

- *Netzleitstelle*: *Fernsteuerung* und *Fernüberwachung* der Umspannstationen, Absprachen mit Kraftwerken
- *Stationsleittechnik*: *Nahsteuerung* und *Nahüberwachung* in den Umspannstationen
- *Feldleittechnik*: *„Vor-Ort"-Steuerung* und *„Vor-Ort"-Überwachung* einzelner Schaltfelder

Die Gesamtheit der Netzleitstellen *aller* Netze eines Elektroenergiesystems bzw. einer Regelzone bilden eine übergeordnete *Pyramidenstruktur*, Bild 16.3.

Die hierarchisch am höchsten angesiedelte Netzleitstelle wird *Hauptschaltleitung* genannt. Sie führt das Transportnetz und kommuniziert mit ihren 380 kV/220 kV/110 kV-Umspannstationen, Kraftwerken und den Netzleitstellen ihr nachgelagerter 110 kV/20 kV-Umspannstationen. Ferner kommuniziert sie mit benachbarten Netzleitstellen von Transportnetzbetreibern außerhalb der eigenen Regelzone. Befinden sich innerhalb einer Regelzone mehrere voneinander unabhängig betriebene 110 kV-Netze, können auf dieser Ebene mehrere parallele Netzleitstellen vorhanden sein. Der gegenwärtige Trend geht jedoch dahin, möglichst viele Netze von nur einer Netzleitstelle aus zu führen.

Die Netzleitstellen der 110 kV- und 60 kV-Hochspannungsnetze werden auch *Hauptnetzleitstellen* genannt, die der Mittelspannungsebene *Bezirksleitstellen*. In der öffentlichen Versorgung existieren keine *Niederspannungs-Netzleitstellen*. Die Niederspannungsnetze werden über die Bezirksleitstellen indirekt mitgeführt. In ausgedehnten Industrienetzen sind gelegentlich auch kleine Leitstellen für Niederspannungsnetze anzutreffen. In der öffentlichen Versorgung sind die 400 V-Netzleitstellen in Bild 16.3 nur formaler Natur.

Das Ausmaß der Vernetzung der Netzleitstellen untereinander hängt von betrieblichen Notwendigkeiten, Eigentumsverhältnissen, der historischen Entwicklung des jeweiligen Elektroenergiesystems und insbesondere dem Stand der Technik zum Zeitpunkt der Beschaffung der Systeme ab.

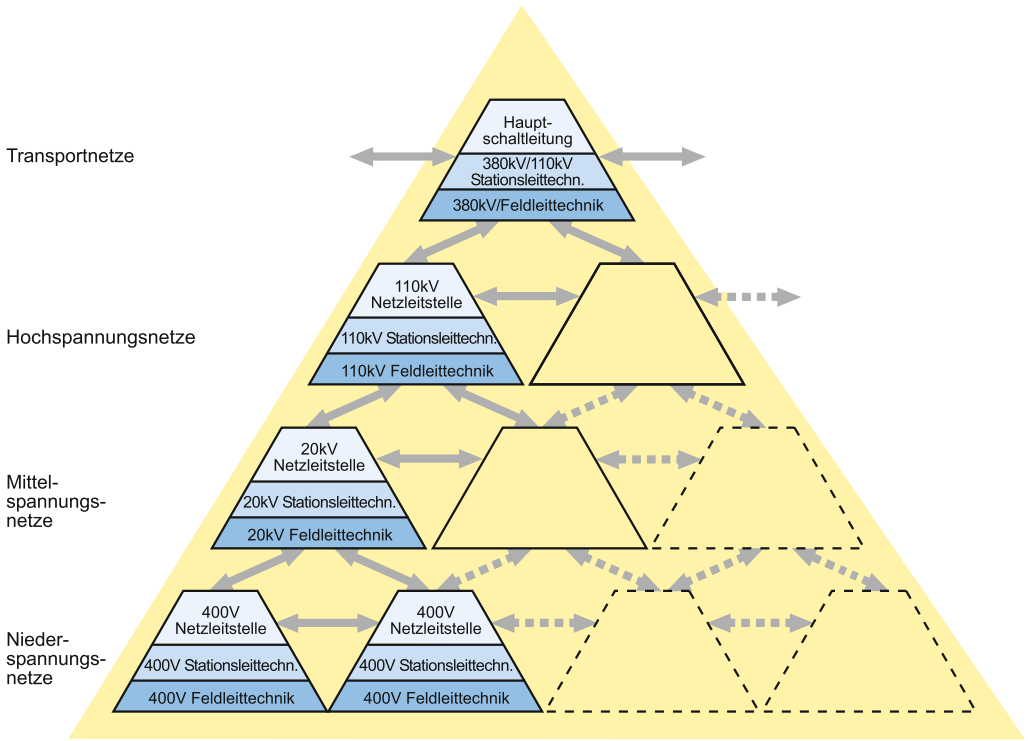


Bild 16.3. Formale hierarchische Pyramidenstruktur der Netzleittechnik eines Elektroenergiesystems bzw. einer Regelzone.

Eine Besonderheit in obiger hierarchischer Struktur bilden die zahlreichen *Umspannstationen*. Wie in 13.5 ausführlich erläutert, bestehen sie mindestens aus einer *oberspannungsseitigen Schaltanlage*, einem *Transformator* und einer *unterspannungsseitigen Schaltanlage*. Sie gehören daher auch mindestens zwei Netzebenen an (s. a. 2.2). Eine Netzleitstelle besitzt in der Regel *Schalthoheit* nur für die oberspannungsseitigen Schaltanlagen einer in ihrem Bereich liegenden Umspannstation. Sollen Schaltungen auf der Unterspannungsseite vorgenommen werden, ist die Netzleitstelle der Unterspannungsseite zu beauftragen, die für ihr Netz selbst die Schalthoheit besitzt. Leitet eine Netzleitstelle Netze zweier Spannungsebenen, beispielsweise ein 110 kV-Netz sowie ihm unterlagerte Mittelspannungsnetze, besitzt sie auch für diese Netze Schalthoheit. Im Störungsfall kann aber auch die Netzleitstelle eines unterlagerten Netzes Schalthoheit für Schalthandlungen im vorgelagerten Netz erhalten.

Der Informationsfluss von der Prozessebene in Richtung Hauptschaltleitung läuft über die zwischengeschalteten Netzleitstellen. Auf allen Ebenen wird eine Informationsverdichtung vorgenommen, die eine Beschränkung der übertragenen Daten auf relevante Informationen realisiert. Auf diese Art und Weise wird vermieden, dass die oberste Ebene von einer zu großen Datenflut überschwemmt wird. In den folgenden drei Abschnitten werden die drei Schichten der Pyramidenstruktur eines Netzleitsystems gemäß Bild 16.2 näher betrachtet.

16.1 Netzleitstellen

Am Beispiel der Netzleitstelle auf der obersten Hierarchieebene einer Regelzone, so genannte *Hauptschaltleitung*, werden die Funktionen und Komponenten von Netzleitstellen näher

erläutert. Netzleitstellen unterlagerter Netze unterscheiden sich im Wesentlichen durch einen verminderten Funktionsumfang und eine unterschiedliche Netzführungsstrategie.

Vorrangige Aufgabe einer Hauptschaltleitung ist das *Führen* (17.1) der ihr zugeordneten Transportnetze, mit dem Ziel der kostengünstigen Beschaffung und Bereitstellung elektrischer Energie bei Wahrung einer konstanten *Frequenz* und näherungsweise gleichen *Spannung* in allen Netzknoten. Hierfür verfügt die Netzleitstelle über bestimmte Funktionen, die sich, wie bei anderen Prozessleitsystemen auch, in SCADA-*Funktionen* sowie *höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen* unterteilen lassen (s. a. Kapitel 7.6). SCADA-Funktionen (engl.: *SCADA – Supervisory Control And Data Aquisition*) sind die rudimentären Funktionen des *Überwachens* und *Meldens* der Prozesszustände einerseits und des *Steuerns* und *Regelns* andererseits in weiträumig verteilten Prozessen. Von fundamentaler Bedeutung ist das Antwortverhalten, das im Bereich von Bruchteilen einer Sekunde liegt, so dass es sich um einen *Quasi-Echtzeitbetrieb* handelt. Die grundsätzlichen SCADA-Funktionen sind in den verschiedenen Netzleitstellen gleich, Unterschiede gibt es jedoch in den höherwertigen Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen, die vor allem in den höheren Spannungsebenen bzw. im Zusammenhang mit Kraftwerkseinspeisungen von Bedeutung sind (16.1.2).

16.1.1 SCADA-Funktionen

Im Rahmen der Netzführung (Kapitel 17) fallen folgende typische SCADA-Funktionen an:

Von der Netzleitstelle zum Netz:

- *Steuerbefehle*, beispielsweise zum Ein- und Ausschalten von Leistungsschaltern, Trennern etc.
- *Regelbefehle* vom Typ „Höher“, „Tiefer“ (Regeltransformatoren) oder „Sollwertänderungen“ (z. B. für Primärregler von Turbinen in Kraftwerken)

Vom Netz zur Netzleitstelle:

- *Meldungen*, beispielsweise über den Betriebsmittelzustand, z. B. „Leistungsschalter Ein“, „Erder Ein“, „Schutz ausgelöst“, „SF_6 Gasdruck gefallen“, „Öltemperatur Transformator 1 zu hoch“, „Erdschluss“ etc.
- *Messwerte*, z. B. Spannungen, Ströme, Frequenz, Temperaturen, Durchhang von Freileitungsseilen, etc.

Zwischen Netzleitstelle und Kraftwerken:

- Aufforderungen zu Wirk- und Blindleistungsänderungen
- Sollwerte für Sekundärregelung

Hinzu kommen eine *Mindest-Visualisierung* des Prozesszustands (Netzwerktopologie und Zustandsgrößen) und die Dokumentation bzw. Archivierung des Prozessgeschehens.

Die Aufgabe des Bedienpersonals ist die Ausführung und Überwachung von Schalthandlungen und die Auswertung von Prozessdaten. Der aktuelle Zustand des Netzes, wie er aus den Meldezuständen der Eingabe- und Ausgabebaugruppen (engl.: *I/O*), intern abgeleiteten Systemmeldungen und aktuellen Mess- und Zählwerten erkennbar ist, wird als *Prozessabbild* bezeichnet. Das Prozessabbild wird in Form von so genannten *Fließbildern*

dargestellt, in denen der Zustand der Schaltgeräte und die aktuellen Mess- und Zählwerte abgebildet sind. Bei Veränderungen der Werte erfolgt online eine Aktualisierung des angezeigten Prozesswerts. Die Bedienung des Prozesses erfolgt ebenfalls aus den Bildern heraus.

Zusätzlich zur Darstellung in Bildern führt das System *Ereignislisten*, in denen Veränderungen des Prozesszustands chronologisch in Textform dargestellt sind, so genanntes *Meldebuch*. Handelt es sich um kritische Informationen, die *Warn-* und *Störungszustände* anzeigen, sind diese quittierpflichtig und werden zusätzlich zum *Meldebuch* in das *Störmeldebuch* eingetragen. Der Bediener muss sie dort durch eine Bedienhandlung quittieren. Das Störmeldebuch enthält alle anstehenden Störzustände und die bereits nicht mehr aktiven, aber unquittierten Störzustände.

Neben den *ereignisorientiert* gespeicherten Schaltzuständen des Netzes werden Mess- und Zählwerte *kontinuierlich* in wählbaren Zeitrastern von 1 Sekunde bis 15 Minuten gespeichert. Das System führt selbständig eine Verdichtung der Archive nach wählbaren Verarbeitungsmustern auf Stunden-, Tages-, Wochen- und Monatswerte durch. Wählbar sind *Mittelwertbildung*, *Extremwertspeicherung* und *Summierung*. Die in den Archiven abgelegten Daten dienen als Grundlage der Energiebedarfsrechnung und der Kundenabrechnung. Alle gespeicherten Daten lassen sich in Grafiken und Betriebsprotokollen darstellen. Durch Aufbereitung mittels eines kommerziellen Tabellenkalkulationsprogramms können sie anderen Unternehmenseinheiten zugänglich gemacht werden.

Bei großen Netzleitstellen stellt sich das Problem, die Information optisch adäquat darstellen zu können. Hier kommt heute die *Rückprojektionstechnik* zum Einsatz, bei der das Bild auf eine dem Bediener gegenüberliegende Wand projiziert wird, Bild 16.4.

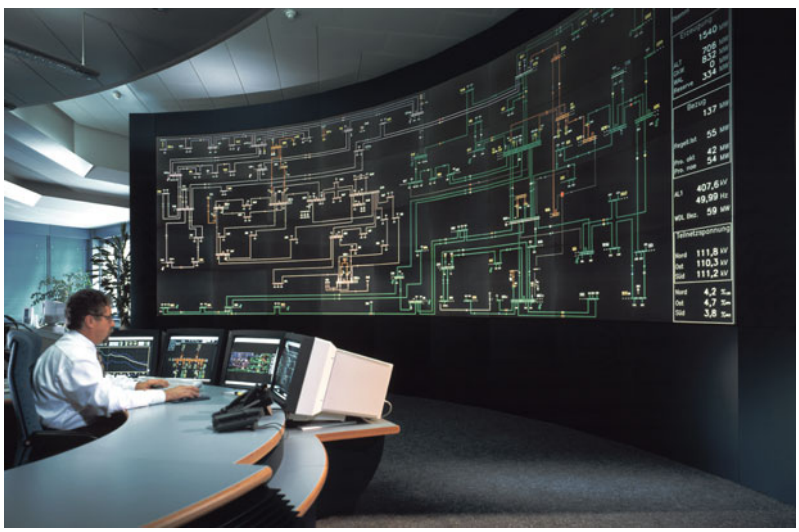


Bild 16.4. Warte mit Rückprojektionssystem und Bildschirmen. (Hersteller: PSI, Betreiber: Neckarwerke, Stuttgart)

Die neuste Entwicklung auf diesem Gebiet stellen Leitwarten dar, bei denen auf Monitore ganz verzichtet wird, Bild 16.5.



Bild 16.5. Moderne Warte mit *Rückprojektionssystem* und *Geo-Informations-System* (GIS, s. a. 16.1.2 und 16.1.4).

Geo-Informations-Systeme verknüpfen die elektrische Schaltungstopologie mit geografischer Information und leisten so einen wesentlichen Beitrag zur *Fehlerortung* und *schnellen Störungsbeseitigung* durch das mobile Instandsetzungspersonal.

Bei nicht besetzten oder nur zeitweise besetzten Leitwarten sind Alarmsysteme mit Störungsmanagementfunktionen integriert. Im Falle einer in das Netzleitsystem einlaufenden Störungsmeldung wird das diensthabende Personal des Bereitschaftdienstes über verschiedene Medien nach einem zeitlich und hierarchisch gestaffelten *Alarmplan* über den Anlagenzustand informiert, bis ein Diensthabender sich über Telefon in das System einwählt (z. B. durch einen PIN-Code, der in die Wähltastatur eingegeben wird) und den Alarm quittiert, oder aber Schalthandlungen vornimmt, die über eine in einem Laptop integrierte *Fernwarte* bzw. ein Bedienterminal mit Modemkopplung zur Leitstelle ausgeführt werden.

Der diensthabende Schaltberechtigte kann schon vom Büro, von zu Hause aus oder unterwegs über Modem-Verbindung das Ereignisprotokoll und den Störschrieb des Schutzgeräts fernauslesen, in das Leitsystem eingreifen und geeignete Gegenmaßnahmen einleiten.

16.1.2 Höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen HEO

Neben den direkten SCADA-Funktionen der Netzführung ermöglichen Netzleitsysteme noch so genannte *höherwertige Entscheidungs-* und *Optimierungsfunktionen*, die der wirtschaftlichen Optimierung der Netzführung, der Verfügbarkeit und der Sicherheit des Betriebspersonals dienen, beispielsweise

– Aussagekräftige farbliche Echtzeitvisualisierung durch *Topologieerfassung* und Berechnung des Schaltzustands des Netzes aus den Stellungsmeldungen der Schaltgeräte mit anschließender *farblicher* Darstellung des Betriebszustands der Leitungen und Sammelschienen.

– *Prognostizierung* des Energieverbrauchs, Erstellung der Kraftwerkseinsatzplanung und automatische Einhaltung bestimmter vertraglich geregelter Bezugsleistung durch Vorgabe von Reglersollwerten sowie Zu- und Abschalten eigener Erzeuger und Großverbraucher.

- *Leistungsflussrechnung*: Online-Berechnung der Leistungsflüsse und der Wirk- und Blindstromverteilung. Anschließende topologische Einfärbung der Leitungszüge nach den Kriterien „*Regelbetrieb*“, „*überlastet*“ usw.
- *Kurzschlussstromberechnung*: Online-Berechnung der Kurzschlussströme und -leistungen für Netzsicherheitsbetrachtungen sowie zur Überwachung der korrekten Einstellung, gegebenenfalls Adaption des Netzschutzes.
- *Lastbeeinflussung* durch *Tonfrequenz-* und *Funkrundsteuerung* (16.5, 17.2).
- *Estimationsrechnung*: Pflege einer integren Datenbasis des aktuellen Netzzustands. Ausgangsbasis für alle anderen Netzrechnungen.
- *Ausfallvariantenrechnung* in Form von Simulationsrechnungen für geplante Topologieänderungen oder Störungsszenarien.
- *Verriegelungsprüfung*: Zur Vermeidung von Fehlschaltungen ermittelt das Netzleitsystem die Zulässigkeit einer bestimmten Schalthandlung, so genannter *Schaltfehlerschutz*.
- *Fehlersuche*: Durch Auswertung der chronologischen Abfolge von Schutzauslösemeldungen und der Messwerte von Distanzrelais kann eine Fehlersuche realisiert werden. Fehlerhafte Zweige werden gesondert eingefärbt.
- *Wide Area Monitoring*: Neueste Entwicklungen ermöglichen eine satellitengestützte *synchrone* Erfassung der Phasenwinkel der Knotenspannungen und Ströme ganzer Verbundsysteme und dienen als *Frühwarnsystem* bei sich anbahnenden Großstörungen. Ferner unterstützen sie die Wiedersynchronisation von Inselnetzen nach einer Netzaufspaltung (14.8).
- *Trainingssimulation*: für die Schulung des Leitstellenpersonals bezüglich Reaktionen auf Überlastsituationen und unerwartete Störungen.

Während SCADA-Funktionen für den Betrieb eines Prozesses bzw. Netzes essentiell sind, haben die Hintergrundfunktionen eher optionalen Charakter.

16.1.3 Rechnerstruktur und Datenbanksystem

Netzleitsysteme bestehen aus einem Leitrechner, mehreren HMI-Rechnern (engl.: *Human Machine Interface*) für das *Bedienen* und *Beobachten* bzw. *Steuern* und *Überwachen* sowie im Rahmen ihrer höherwertigen Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen aus *Funktionsrechnern* für dezidierte Aufgaben, Bild 16.6.

Zu den Aufgaben des Servers zählt die Verwaltung der *Datenbank* und das Führen des *Prozessabbilds* sowie die Datenbereitstellung für die HMI-Prozesse.

Funktionsrechner werden eingesetzt für Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung, Energiebedarfs- und Energiebezugsrechnung, Systempflege, Rundsteuereinrichtungen, Training des Betriebspersonals usw. Bei der Systempflege können die Bediener auf die Möglichkeit zurückgreifen, Stationsleitrechner und Feldrechner Online mit neuen Parametersätzen zu versehen (so genanntes *down-line-load*), so dass bei Umparametrierungen nicht zwingend Personal vor Ort sein muss.

Netzleitstellen haben je nach Versorgungsunternehmen unterschiedliche Hardwarestrukturen. Bei großen Unternehmen werden in der Regel Netzleitsysteme auf Basis von Work-

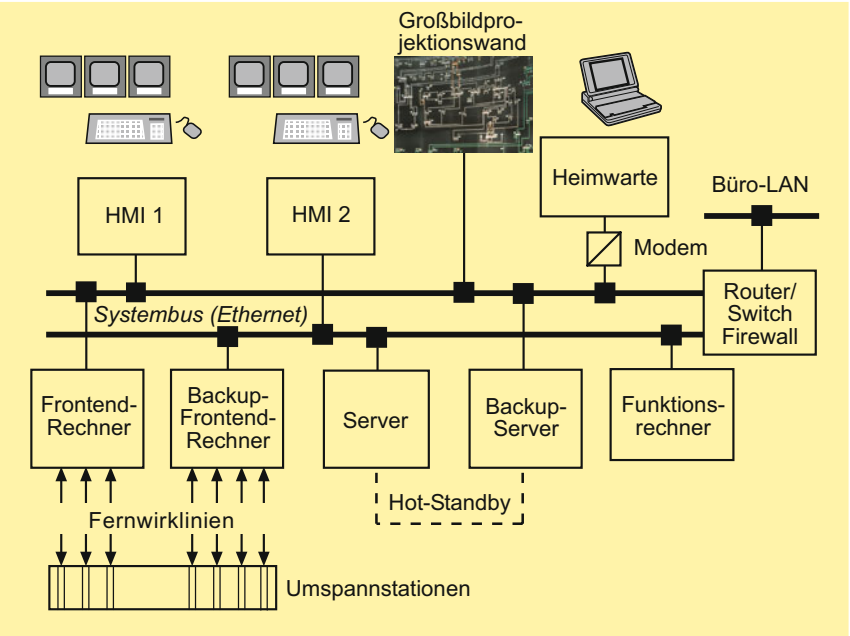


Bild 16.6. Rechnerstruktur der Netzleitwarte.

stations unter UNIX verwendet, während sich auf der Ebene der kleinen und mittleren Unternehmen PC-basierte Leitsysteme unter Windows (oder vergleichbar) durchgesetzt haben.

Es ist üblich, den Leitrechner aus Sicherheitsgründen voll redundant auszuführen (*Hot-Standby-Prinzip*). Dazu setzt man zwei in Hard- und Softwareausbau identische Rechner ein, die beide von den Fernwirkköpfen (16.4) die gleiche Informationsmenge beziehen. Während einer der Rechner die Prozessführung übernimmt (so genannter *Leitrechner*), läuft der andere Rechner parallel im *Mithörbetrieb*. Eine Überwachungsfunktion nimmt bei Ausfall des Leitrechners die Umschaltung der Prozessführung auf den bisherigen *Hot-Standby-Rechner* vor, der damit zum Leitrechner wird. Nach der Fehlerbeseitigung und dem erneuten Hochlaufen des Rechner wird der ehemalige Leitrechner dann zum *Hot-Standby-Rechner*. Das System lässt sich mit dieser Funktion praktisch unterbrechungsfrei betreiben und erreicht eine Verfügbarkeit von mehr als 99,5 %, man spricht von einem ausfallsicheren *Doppelrechnersystem*. Um die gleiche Sicherheit auf Seiten der Prozessankopplung zu erreichen und den Datendurchsatz über den als *Engstelle* wirkenden *Fernwirkkopf* zu erhöhen, lässt sich auch der *Fernwirkkopf* mehrfach ausführen.

Auf kommunaler Ebene und in Industrieunternehmen sind *Verbundleitstellen* üblich, bei denen sich mehrere Versorgungsarten in einem gemeinsamen Leitsystem kombinieren lassen. Üblich sind Verbundsysteme mit der Struktur *Elektro/Gas/Fernwärme/Wasser/Abwasser*. Die Protokollierung des Betriebsablaufs läuft in diesem Fall über *getrennte Ereignislisten*, bedient wird an voneinander verschiedenen Bedienplätzen, bei denen eine bedienerorientierte Freigabe durchgeführt wird, damit Bediener einer Versorgungsart keine Schalthandlungen in anderen Bereichen durchführen können.

Die Kopplung mit der untergeordneten Ebene ist wiederum in einem gesonderten Rechner, dem *Fernwirkkopf* oder *Front-End-Rechner* (FER) zentralisiert. Der Front-End-Rechner dient der Umsetzung der proprietären Protokolle der Stationsleitrechner auf das Protokoll

der Leitstelle bzw. Ethernet des lokalen Netzes. Ferner übernimmt er das *Polling*, das heißt die zyklische Abfrage und die Synchronisation der angeschlossenen Stationsleitrechner der Umspannstationen.

16.1.4 Schnittstellen zu anderen Systemen

Netzleitsysteme übernehmen in wachsendem Maß Datenakquisitionsaufgaben und -zubringerdienste für *Energie-Managementsysteme*. Dazu zählen:

- *Energiebedarfsabrechnung*
- *Zählerfernauslesesysteme*
- *Absprachen über Fahrpläne*
- *Durchleitungskostenberechnung*
- *Vergütungsberechnung*
- *Wartung*
- *Instandhaltung*
- *GIS (Geo-Informations-Systeme)*

Mehr und mehr wird die Netzleittechnik als Kommunikationsknoten der Infrastruktur betrachtet. Einerseits werden Daten des Netzleitsystems in anderen Anwendungen weiterverarbeitet, andererseits verfügen moderne Netzleitsysteme über Kopplungen zu Datenverarbeitungssystemen des Büro-LAN der Versorgungsunternehmen. Auf der Büro-LAN-Seite können Bediener in Abhängigkeit ihrer Zugriffsrechte die für sie relevanten Daten *online* aus dem Leitsystem beziehen. Auf diese Weise kann die *Netzbetriebsführung* räumlich von der *Energiebereitstellungsrechnung* getrennt werden (Kapitel 17). Mit Hilfe der Kopplungsschnittstellen lassen sich die Netzdaten für Leistungsabrechnungssysteme auf ORACLE-Datenbanken, SAP-Systemen zur *Instandhaltungsbeschaffung* und *Personaleinsatzplanung* der Netzunterhaltung sowie *Energiekontrollsystemen* mit *Spot-Markt-Beschaffungsrechnungen* verfügbar machen.

Zunehmend werden Daten des Netzleitsystems auch direkt in Bilanzierungs- und Produktoptimierungsprozessen der Industrie und deren Datenverarbeitungssystemen verwendet. In der aktuellen Entwicklung sind Kopplungen zum World-Wide-Web sowie File-Transfer-Prozesse über Internet. In Zukunft soll darüber die Kommunikation zwischen verschiedenen Netzleitstellen realisiert werden, die bislang noch mit proprietären Protokollen arbeiten.

Heutige Leitsysteme lassen sich über die EXCEL-Schnittstelle parametrieren und verwalten. Dies trägt zur transparenten und effizienten Datenhaltung in komplexen Energieversorgungsnetzen bei, in denen leicht mehrere 100.000 Datenpunkte anfallen. Ein weiterer Schritt in diese Richtung ist die Integration der *Geo-Informations-Systeme* (GIS) in das Störfallmanagement. Geo-Informations-Systeme erlauben die Darstellung der Netztopologie vor einem geografischen Hintergrund (s. a. Bild 16.5). Damit lässt sich im Falle einer Störung durch die Kombination der Fehlerberechnung mit dem GIS vom Leitsystem aus die exakte geografische Position des Fehlers angeben und der räumlich nächsten Entstörmannschaft zuweisen.

16.2 Stationsleittechnik

In der *Stationsleittechnik* (engl.: *substation automation system*) empfängt der *Stationsleitrechner* vom Netzleitstellenrechner *Befehle* und *Überwachungstelegramme*. Ferner sendet er an die Netzleitstelle *Meldungen* und leitet die Informationen ereignisabhängig an die Feldrechner. In großen Schaltanlagen kann durch Anschluss eines PCs an den Stationsleitrechner eine *Stationsleitstelle* eingerichtet werden, über die das Steuern der Anlage *feldübergreifend erfolgen* kann. Der Leitrechner archiviert alle Mess- und Zählwerte, Systemzustände und Systemfehler mit Zeitstempel. Er beherbergt das Datenmodell der Station und enthält ferner eine eigene Speicherstruktur für die *Störschriebauswertung* der in der Schaltanlage vorhandenen Schutzgeräte.

Das Aussehen eines typischen Stationsleitrechners zeigt Bild 16.7.



Bild 16.7. Stationsleitrechner (IDS).

Über den Stationsleitrechner erfolgt der Aufrufbetrieb der Feldrechner und die Kommunikationsüberwachung zwischen Feld und Netzleitebene. Eine weitere Aufgabe des Stationsleitrechners ist die Zeitsynchronisation der Feldrechner, die über eine in den Stationsleitrechner eingebaute DCF-77-Funkuhr vorgenommen wird. Da die Zeitauflösung bis in den Millisekundenbereich exakt sein muss, sind die Telegrammlaufzeiten zwischen Stationsleitrechner und Feldrechnern zu berücksichtigen.

Neben den Aufgaben der Kommunikationsüberwachung nimmt der Stationsleitrechner die *feldübergreifende Verriegelung* wahr. Damit es bei Reparaturarbeiten nicht zu Unfällen kommt, müssen *Vor-Ort-* und *Fernbedienmodus* gegeneinander verriegelt werden. Bei Anwesenheit von Personal vor Ort wird die Schalthoheit auf die Ortssteuerebene verlegt und

die Netzleitstelle kann in dieser Zeit nicht fernschalten. Ferner können bestimmte kritische Netztopologien durch die Verriegelung zwischen den Feldern verhindert werden.

Die Kommunikationsstruktur eines Stationsleitrechners zeigt Bild 16.8.

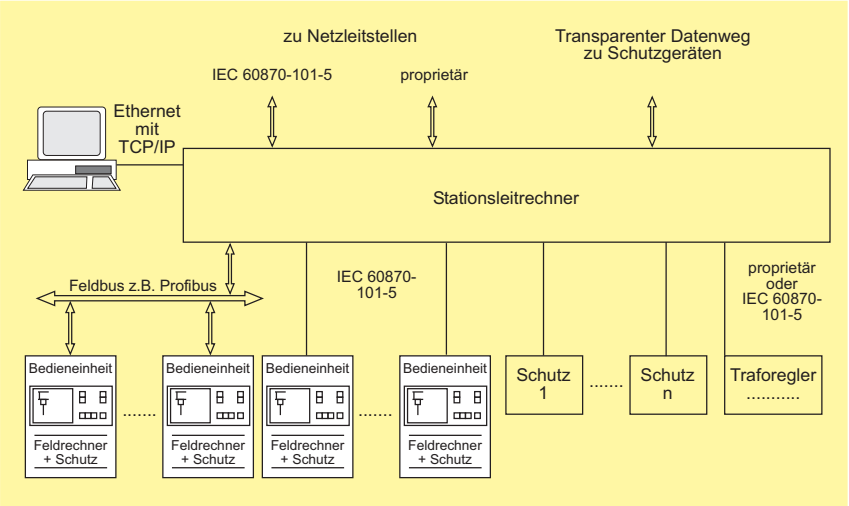


Bild 16.8. Kommunikationsstruktur Stationsebene.

Wie bei SCADA-Systemen üblich, wird aus jedem Schaltfeld der Schaltanlage durch *Rückmelde-* und *Befehlskontakte* in Form von Hilfskontakten der *Prozesszustand* zur Verfügung gestellt. Die Hilfskontakte sind in der Schaltanlage an eine unterbrechungsfreie Stromversorgung 60 – 230 V_{DC} angeschlossen, so dass über die Leittechnik im Fall eines Spannungsausfalls Informationen bezogen und Umschaltungen in beschränktem Maß durchführbar sind. Die Hilfskontakte für die Schaltgeräte, Antriebe und Hilfsbetriebe sind entweder über konventionelle Leittechnik mit Hilfe von Kupferverbindungen mit der Leitstelle verbunden oder aber zunehmend direkt im Feld mit digitalen Feldgeräten verdrahtet. Neben den binären Größen lassen sich Messwerte wie Strom, Spannung und Frequenz erfassen. Das Feldgerät übernimmt dabei die Datenaufnahme, Datenspeicherung und die ereignisgesteuerte Datenübertragung zum Stationsleitrechner bzw. zur Netzleitstelle.

Die Überwachung und Steuerung der Anlagen und Schaltgeräte wird bei unbemannten Anlagen von der Netzleitstelle vorgenommen. Bei Wartungs- und Reparaturarbeiten befindet sich nach wie vor Personal vor Ort, das auch steuernd eingreifen können soll. Zu diesem Zweck wird, je nach Unternehmensstrategie eine Vor-Ort-Bedienebene eingeführt bzw. aufrechterhalten, die eine Bedienung der Anlage erlaubt. Diese kann entweder durch Feldgeräte direkt am Schaltfeld oder durch eine Nahsteuerstelle in Form eines Stationsleitsystems auf Basis eines Industrie-PCs realisiert werden.

16.3 Feldleittechnik

Schaltanlagen bestehen aus zahlreichen *Schaltfeldern* für die verschiedenen Abzweige (Kapitel 13). Jedes Schaltfeld, im folgenden nur noch *Feld* genannt, besitzt bei hohem Automatisierungsgrad einen eigenen *Feldrechner* (engl.: *switchbay control unit*). Über ihn erfolgt der Prozessanschluss und die Realisierung der Schutzfunktionen. Meist ist auf dieser Ebene die

Vor-Ort- bzw. auch die *Notbedienung* des Feldes bei Ausfall der übergeordneten Leittechnik angesiedelt. Der Feldrechner wird auf Mittelspannungsebene direkt in das Feld eingebaut (s. a. 13.3.1). Ab der Spannungsebene 110 kV schreiben Unfallverhütungsvorschriften einen eigenen, vom Schaltraum abgesetzten Bedienraum vor. Die Bedienung erfolgt über das in das Feldgerät integrierte Display und die Bedientasten bzw. über funkgebundene Handgeräte. Im Schaltfeld selbst befindet sich nur noch der eigentliche Rechner, während die in jedem Schaltfeld vorzusehenden Displays durch das Handgerät ersetzt werden.

Schaltgeräte besitzen spezifische Aufgaben und lassen sich in der Regel nicht in beliebiger Reihenfolge schalten. Unkoordiniertes Schalten kann unter Umständen zu großen Schäden mit Personengefährdung führen, etwa wenn ein Erder auf eine spannungsführende Leitung geschaltet wird. Aus diesem Grund wird auf Feldebene eine Schaltverriegelung (engl.: *interlock*) programmiert, die die Ausführung unzulässiger Schalthandlungen blockiert. Alle Feldrechner sind so konzipiert, dass sie bei einem Ausfall der übergeordneten Leittechnik *autark* arbeiten. Der Feldrechner enthält eine Koppelschnittstelle zur Stations- und Netzleitebene und eine Selbstüberwachungsfunktion. Die Feldgeräte werden entweder über eine RS 232-Schnittstelle oder aber über Lichtwellenleiter (LWL) mit dem Stationsleitrechner verbunden.

Alle in den Feldgeräten durch äußere Sensoren erfassten Stellungsmeldungen sowie die Analogeingänge zur Messung von Strom, Spannung und Frequenz werden in Melderichtung der höheren Hierarchieebene verfügbar gemacht. Dabei ist in den Feldgeräten einstellbar, wann eine Übertragung der Daten erfolgen soll (z. B. bei Stellungswechsel des Leistungsschalters, Überschreitung eines Schwellenwertes bei der Analogwerterfassung etc.).

16.4 Fernwirktechnik

Fernwirktechnische Einrichtungen (engl.: *SCADA*) dienen der *Fernsteuerung* und *Fernüberwachung* geografisch weiträumig verteilter Systeme. Typische Beispiele sind Elektroenergiesysteme, Eisenbahnwesen, Pipeline-Netze. Die Steuer- und Überwachungsfunktionen können von einer *zentralen* Warte oder mehreren *hierarchisch gestuften* Warten aus wahrgenommen werden. In Elektroenergiesystemen stellt die *Fernwirktechnik* an den Enden eines Übertragungswegs zwischen Netzleitstelle und der jeweiligen Umspannstation, so genannte *Fernwirklinie*, je einen so genannten *Fernwirkkopf* als Schnittstelle bereit, Bild 16.9.

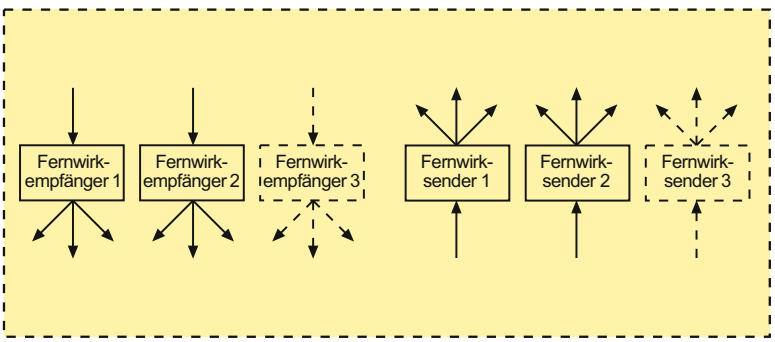


Bild 16.9. Fernwirkkopf.

Der Fernwirkkopf besteht aus einer Reihe von *Sendern* und *Empfängern* zur Kommunikation zwischen den Rechnern der Leitstelle und ihrer Umspannstationen. Er ist hardwaremäßig als Flachbaugruppe (Leiterplatte) realisiert. Die Signale bzw. Zustände im Prozess werden zyklisch abgefragt, binär codiert und von den Fernwirksendern ereignisorientiert zu den Fernwirkempfängern übertragen.

Wie eingangs erwähnt, kommen unterschiedliche Kommunikationsmedien zur Datenübertragung über weite Entfernungen zum Einsatz, beispielsweise *Telefonstandleitungen*, *Glasfaserverbindungen*, das *Internet*, *Bündelfunk* oder *Trägerfrequenztelefonie auf Hochspannungsfreileitungen (TFH)*. Die Übertragung erfolgt im Falle von Telefonverbindungen nach einem der üblichen mehrkanaligen *Puls Code Modulationsverfahren (PCM)*, braucht also am Anfang und am Ende der Übertragungsstrecke jeweils ein Modem bzw. erfolgt zunehmend mit Hilfe von *Wide Area Networks*.

Zwischen Netzleitstelle und Stationsleitsystemen kann das Fernwirknetz entweder *sternförmig* oder *ringförmig* aufgebaut werden. Es ist üblich, redundante Kommunikationswege einzurichten, z. B. einen so genannten Erstweg über Festdrahtverbindung und einen Zweitweg über Modem oder Bündelfunk, so dass die Stationsleitrechner auch bei Ausfall eines der Übertragungsmedien erreichbar bleiben.

Da der mit dem Leitsystem direkt gekoppelte Fernwirkkopf in großen Systemen als Kommunikationsknoten stark belastet ist, werden bei hoher Komplexität digitale Kommunikationssysteme mit dynamischem Multiplexer eingesetzt, die einen hohen Datenfluss ermöglichen.

Hersteller von Fernwirk- und Netzleitsystemen arbeiteten bis vor kurzem ausschließlich mit eigenen, so genannten proprietären Protokollen. Da spätestens auf der Netzleitebene verschiedene Gerätetypen zu kombinieren sind, stellt sich die Aufgabe, *offene* Kommunikationsstrukturen für Fremdgeräte zu erstellen, in denen Feldleitgeräte des Herstellers A mit Netzleitstellen des Herstellers B kommunizieren können (Fremdkopplung).

Schließlich gibt es bei älteren Netzleitstellen oftmals proprietäre Protokolle, die zwischen den Betreibern direkt vereinbart wurden. Aufgrund der gestiegenen Anforderungen an die Kommunikation zwischen den Netzleitstellen erfolgte seit der Liberalisierung des Strommarktes auch auf diesem Gebiet eine Standardisierung.

16.5 Tonfrequenz- und Funkrundsteuerung

Rundsteuerungen dienen vorrangig der *Lastführung* bzw. dem *Lastmanagement*, das heißt der wirtschaftlich optimalen Anpassung der Erzeugung an den Bedarf. Dies wird durch Zu- und Abschalten von Verbrauchern des Niederspannungsnetzes erreicht (engl.: *load shaving*). Darüber hinaus leisten Rundsteuerungen auch das *Tarifmanagement* durch Steuerung etwaiger *Mehrtarifzähler*. Weitere Funktionen sind die *Beleuchtungssteuerung* (Straßenbeleuchtung etc.) sowie Einzelsteuerungen. *Rundsteueranlagen* werden von den Netzleitstellen geführt. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen der klassischen *Tonfrequenzrundsteuerung* und der aktuellen *Funkrundsteuerung*.

16.5.1 Tonfrequenzrundsteuerung

Bei der Tonfrequenzrundsteuerung erfolgt die Laststeuerung durch Telegramme mit Tonfrequenzen zwischen 100 Hz und 1.400 Hz, die als *Tonfrequenzdrehstromsysteme* dreiphasig

direkt über die Energieversorgungsnetze versandt werden. Die Tonfrequenzsignale lassen sich entweder *kapazitiv* (*Paralleleinspeisung*) oder *induktiv* (*Serieneinspeisung*) auf allen Ebenen des Netzes ankoppeln, Bild 16.10.

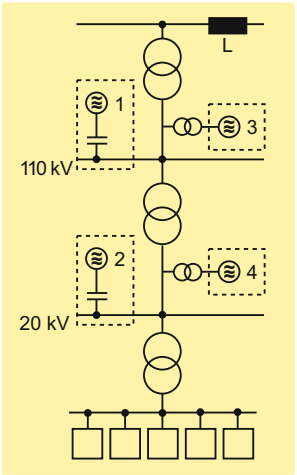


Bild 16.10. Ankopplungsmöglichkeiten und Schaltungen für die Tonfrequenzrundsteuerung (einphasige Darstellung). 1,2: parallele Ankopplung mittels *Koppelkondensator*, 3,4: induktive Ankopplung mittels *Koppeltransformator*, L: Sperrdrossel für gerichtete Übertragung.

In der Regel erfolgt die Einspeisung auf der Mittelspannungsebene, in ausgedehnten Netzen hoher Lastdichte auch auf der 110 kV-Ebene.

Jedes Energieversorgungsunternehmen benutzt dabei eine eigene Tonfrequenz, die ihm durch Absprachen zugeteilt wird. Die Sendeleistungen reichen von mehreren 10 kVA bis über 1 MVA. Ein in der Nähe des zu schaltenden Verbrauchers befindlicher *Rundsteuerempfänger* schaltet nach Empfang des Telegramms die Stromversorgung eines Verbrauchers oder einer Verbrauchergruppe zu oder ab. Das Verfahren verhindert ein Übersprechen von Rundsteuersendungen auf benachbarte Netzbezirke. Der Leistungspegel der Rundsteuersignale ist für informationstechnische Verhältnisse extrem hoch und beträgt 1 % bis 3 % der 50 Hz-Netzleistung. Der hohe Leistungspegel ist notwendig um der *reaktiven* und *dissipativen* Signaldämpfung durch die verlustbehafteten Induktivitäten und Kapazitäten der Transformatoren, Kompensationsanlagen, Kabel und Verbraucher entgegenzuwirken.

Die Auswahl der zu schaltenden Verbrauchergruppen erfolgt durch ein *kodiertes Rundsteuertelegramm*. Nach einem Startimpuls, der alle Empfänger auf Empfangsbereitschaft schaltet, folgen Tonfrequenzimpulse unterschiedlicher Länge mit der festgelegten Tonfrequenz. Während der Telegrammsendung dient die Netzfrequenz als Referenzraster für die Synchronisierung. Durch die zeitliche Lage und Länge der Impulse innerhalb des Telegramms wird die Information kodiert. Der Rundsteuerempfänger ist so programmiert, dass er nur auf die spezifische Tonfrequenz des Energieversorgungsunternehmens und auf ein bestimmtes Impulsmuster reagiert. Durch Variation der Impulsmuster lassen sich die Rundsteuerempfänger verschiedenen Verbrauchergruppen zuordnen. Die zeitliche Koordination der Telegrammsendungen erfolgt durch einen in der Netzleitstelle befindlichen *Rundsteuercontroller*, der in Abhängigkeit des ermittelten Lastprofils und der momentanen Versorgungssituation durch Sendung der verschiedenen Rundsteuertelegramme die Verbrauchergruppen zu- und abschaltet.

Die Rundsteuertechnik ist durch eine *Broadcast-Situation* gekennzeichnet, bei der es einige wenige Sender und mehrere hunderttausend Empfänger gibt. Außerdem erlaubt sie nur eine monodirektionale Kommunikation vom Sender zu den Empfängern.

Im Gegensatz zur *Fernwirktechnik* (16.4), bei der die erfolgreiche Kommunikation individuell überwacht wird, ist in der Rundsteuertechnik zunächst nicht sicher, ob die Information den Empfänger erreicht. Wegen der vergleichsweise hohen Frequenzen kommt es nämlich in ausgedehnten Netzen zu konstruktiven und destruktiven Interferenzerscheinungen infolge stehender Wellen und damit zu merklichen Pegelschwankungen. Im Energieversorgungsnetz sind daher an geeigneten Stellen *Kontrollempfänger* platziert, die an die Netzleitstelle rückmelden, ob eine bestimmte Tonfolge im Netz zu empfangen war. Tonfrequenz-Rundsteuerung ist ein Auslaufmodell, das ubiquitär durch die nachstehend beschriebene *Funkrundsteuerung* ersetzt werden wird.

16.5.2 Funkrundsteuerung

Wegen des hohen Leistungsbedarfs der Tonfrequenzrundsteuerung und ihrer beträchtlichen Investitions- und Unterhaltskosten kommen heute neue Systeme zum Einsatz, die nicht mehr das Energieversorgungsnetz als Übertragungsweg nutzen, sondern mittels *Langwellensende-* und *-empfangseinrichtungen* die Telegramme per Funk übertragen oder sich Einrichtungen der Mobilfunkkommunikation bedienen. In beiden Fällen spricht man von *Funkrundsteuerung*. Im ersteren Fall sind die Sender nicht mehr EVU-eigen, vielmehr nutzen alle EVUs zwei von der Telekom betriebene *Langwellensender*, die die Telegramme für ganz Deutschland ausstrahlen. Die Netzleitstellen der Netzbetreiber versenden ihre Nachrichten per ISDN oder über das Internet an einen Zentralrechner, der den Zugriff auf die beiden Langwellensender koordiniert und steuert. Die Trägerfrequenzen liegen bei 129,1 kHz und 139,0 kHz. Im Gegensatz zum Mobilfunk dringen die Langwellen tief in das Erdreich ein und sind daher in Kellerräumen gut zu empfangen. Vorzüge der Funkrundsteuerung sind höhere Wirtschaftlichkeit sowie die flächendeckende Einsetzbarkeit über mehrere Regelzonen hinweg. Abgesehen von der unterschiedlichen technischen Realisierung verfolgen die neuen Systeme letztlich die gleichen Ziele.

Funkrundsteuerung wird künftig an Bedeutung gewinnen, da sie auch von Industriebetrieben und Kommunen genutzt werden kann. Ferner mutiert in Smart Grids die grobe Unterscheidung *Tag-/Nachtstrom* zu einer zeitnahen Tarifumschaltung im Stunden- oder gar 15 Minuten-Takt mit zeitvariablen Preisen bei allen Endabnehmern. Angesichts der Vielzahl der Empfänger, der geringen Kosten und der hohen Sicherheit werden daher Rundsteuerkonzepte trotz ihrer Beschränkung auf monodirektionale Kommunikation immer noch als Parallelwelt zur IP-Kommunikation gesehen.

16.5.3 Cyber Security in Netzen

Wie bereits in (7.7) bei der Kraftwerkleittechnik erläutert, zählen Elektroenergiesysteme zu den so genannten *kritischen Infrastrukturen*, deren ständige Verfügbarkeit für die öffentliche Versorgung und Sicherheit einer Gesellschaft unverzichtbar ist. Die aktuelle *Digitalisierung* der allgemeinen Stromversorgung (2.1.2) stellt insbesondere Netzbetreiber aller Spannungsebenen vor große Herausforderungen. Vor der Energiewende verlangte die Frequenz- und Spannungsregelung in den Übertragungsnetzen (Kapitel 15) lediglich die Kommunikation zwischen der Netzleitstelle der Übertragungsnetzbetreiber und einer überschaubaren Zahl großer Kraftwerke und Umspannwerke ihrer Regelzone. Die Telekommunikation,

Steuerbefehle zwischen Netznutzern etc., wurde über proprietäre Trägerfrequenztelefonie auf Hochspannungsleitungen (TFH), Fernwirkkanäle etc. mit hoher *Cyber-Sicherheit* und blackout-resistent abgewickelt.

Die zunehmende Migration der Stromerzeugung weg von wenigen großen Kraftwerken hin zu Millionen dezentraler EE-Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen und insbesondere auch die langfristig geplante Einbindung praktisch aller Netznutzer, von schaltbaren EE-Erzeugungsanlagen und großen Lasten über Elektrospeicher bis hin zu einzelnen Haushalten, in ein dezentrales *Erzeugungs-* und *Lastmanagement* (17.2) sieht künftig die kommunikative Vernetzung von *Millionen* dezentraler Netznutzer über proprietäre und nichtproprietäre Intranet-Verbindungen in den Smart Grids vor. Die sichere Kommunikation in diesen Smart Grids versprechen die *Intelligenten Messsysteme* (11.5), deren Kommunikation nur auf Initiative bzw. mit Genehmigung autorisierter Sender und Empfänger erfolgen kann (2.1.2 und 11.5.1).

Die große Teilnehmerzahl bietet eine dramatisch größere Angriffsfläche für allfällige Cyber-Attacken. Wegen der drohenden Häufigkeit etwaiger Angriffe sind umfassende Verschlüsselung der Datenströme, proprietäre Intranet-Netze, strenge Handhabung von Zugangsberechtigungen und automatisch wirkende Schutzmaßnahmen nach der Strategie *Anomalieerkennung* geplant. Algorithmen sollen die intensive Kommunikation auf Auffälligkeiten und Unregelmäßigkeiten, beispielsweise

– fremde Kommunikationsteilnehmer
– unübliche Befehle
– Aktualisierungen von Passwörtern
– wiederholt falsche Passworteingaben
– etc.

überwachen. Abweichungen von der Standardkommunikation werden protokolliert und in die Leitstellen gemeldet. Aktuell werden in zahllosen Pilotprojekten mit unterschiedlichsten innovativen Abwehrmaßnahmen erste Erfahrungen gesammelt, um rechtzeitig gegen schnell herannahende Bedrohungen gerüstet zu sein. Cyber Security in den Stromnetzen stellt eine große Herausforderung dar.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 16

1. Rumpel, D. u. Sun, J. R.: Netzleittechnik. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1998.
2. Handschin, E. u. Petroianu, A.: Energy Management Systems. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1991.
3. Tietze, E.-G.: Netzleittechnik. Bd. 1 und 2, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2002.
4. VDEW: VDEW-Ringbuch Netzleitsysteme in Elektrizitätsversorgungsunternehmen. VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1991.
5. VDEW: Digitale Stationsleittechnik-Empfehlungen. VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1994.
6. Cegrell, T.: Power System Control. 2. Auflage, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J., 1986.

7. Bitzer, B.: Automatisierung in elektrischen Energieversorgungsunternehmen. 1. Auflage, Hüthig-Verlag, Heidelberg, 1991.
8. Sebastian, S.: Fernwirknetze effektiv gegen Störungen sichern. ew Spezial IV/2017.
9. Tusch J.: Kommunikationsnetze für Smart Grids. np 3/2018.

17. Netzbetrieb

Die komplexe Aufgabe des *Netzbetriebs* teilen sich die beiden großen Themenkomplexe *Netzführung* und *Netzbereitstellung*, Bild 17.1.

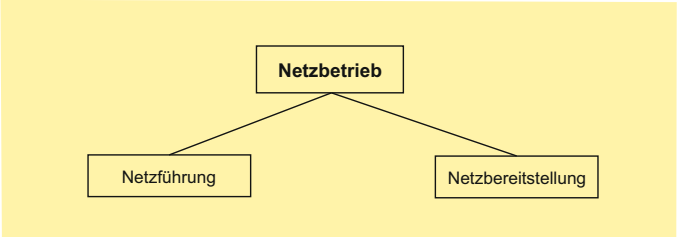


Bild 17.1. Zur Definition des Begriffs *Netzbetrieb*.

Die *Netzführung* leistet 24 Stunden rund um die Uhr, jahraus/jahrein die praktisch unterbrechungsfreie Stromversorgung aller Verbraucher eines Elektroenergiesystems. Die allen vertraute Zuverlässigkeit der Stromversorgung täuscht allzu leicht über die Tag und Nacht geleistete verantwortungsvolle Arbeit der mit der Netzführung betrauten Ingenieure und Techniker und die enormen Investitionen „*hinter der Steckdose*“ hinweg. Von den Abnehmern nicht bemerkt, kommt es hinter den Kulissen ständig zu betrieblich bedingten *Abweichungen vom Normalbetrieb* oder sogar zu *Betriebsmittelausfällen*, die von den Operateuren in der Warte ein korrektives Eingreifen in den Prozess verlangen. Ihre vielfältigen Aufgaben werden in 17.1 näher vorgestellt.

Die *Netzbereitstellung* hält das Netz betriebsbereit vor und macht so die Leistungsflüsse von den Erzeugern zu den Endabnehmern erst physikalisch möglich. Sie wird heute *Asset Management* genannt und gliedert sich in die kurz-, mittel- und langfristige *Netzplanung*, in *Netzaus-* und *Netzumbau*, *Inspektion*, *Wartung* und *Instandsetzung* aller *Leitungen* und *Umspannstationen* etc. (21.8). Hier werden Grundsatzentscheidungen gefällt und Instandhaltungsstrategien festgelegt. Die operative Netzbereitstellung, so genannter *Asset Service*, wird unternehmensintern durchgeführt, teilweise aber auch an Fremdfirmen vergeben.

Messung, *Abrechnung* und *Bilanzkreismanagement*, so genannte *Netzwirtschaft*, werden nicht explizit behandelt bzw. in Kapitel 21 nur gestreift. Ferner wird nicht auf das ungeheure Mengengerüst an IT-Systemen und Kommunikationseinrichtungen eingegangen, die heute das Führen räumlich ausgedehnter Netze per Mausklick gestatten, da diese bereits im Kapitel 16 einführend erwähnt wurden.

Im Folgenden werden wir die Funktionen der *Netzführung* und *Netzbereitstellung* vorrangig aus Sicht der *Transport-* bzw. *Übertragungsnetze* erläutern. Die in unterlagerten Netzen auftretenden Netzbetriebsfunktionen sind darin entweder als Untermenge enthalten, oder sie

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_17

sind gänzlich anderer Natur. So gibt es in den Regional- und Verteilnetzen weniger klassische *Kraftwerkskoordinationsaufgaben*, dafür künftig die Berücksichtigung *virtueller Kraftwerke* (6.7) und umfangreiche *Lastführungsaufgaben* oder, die fortwährende *Erdschlussspulenabstimmung* in kompensierten Verteilnetzen, die im Gegensatz zu den Transportnetzen ja meist nicht starr geerdet sind (s. a. 17.2 und Kapitel 12).

17.1 Netzführung in Transportnetzen

Transportnetze sind ständigen Änderungen unterworfen und dürfen keine Sekunde aus den Augen gelassen werden. Man unterscheidet vier typische Betriebszustände:

- *Normalbetrieb*
- *gefährdeter Betrieb*
- *gestörter Betrieb*
- *Netzaufspaltung*

Im *Normalbetrieb* genügen die Wirk- und Blindleistungsflüsse den von der operativen Planung ermittelten Werten. Frequenz- und Knotenspannungen liegen im geforderten Toleranzbereich. Das n-1 Prinzip ist gewährleistet, das heißt ein Ausfall eines Betriebsmittels führt zu keiner Überlastung der verbleibenden Betriebsmittel, Kurzschlüsse werden beherrscht. Das Netz befindet sich also in einem *robusten* Zustand. Das Wartenpersonal überwacht, dass dieser robuste Zustand aufrechterhalten wird und alles *nach Plan* verläuft. Betrieblich bedingte spontane Abweichungen des *Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung* werden durch Einsatz von *Regelreserve* (17.1.2, 17.1.4, 21.4), das heißt positiver und negativer *Regelleistung* automatisch ausgeregelt oder manuell vom Wartenpersonal kompensiert (17.1.1.4). Schließlich werden für Wartungs- und Reparaturarbeiten Netzteile gezielt freigeschaltet und nach Beendigung der Arbeiten wieder zugeschaltet.

Im *gefährdeten Betrieb* (engl.: *alert*) werden alle Abnehmer wie gewohnt versorgt, sie nehmen den gefährdeten Zustand nicht wahr. Aufgrund zuvor vorhandener Redundanzen wird noch kein Betriebsmittel überlastet. Das n-1 Prinzip ist jedoch nicht mehr überall gewährleistet (es sei denn, es herrschte zuvor bereits ein n-2 oder n-3 Prinzip). Das System ist daher *verwundbar*, der Ausfall eines weiteren Betriebsmittels kann zu einer größeren Betriebsstörung führen. Das Wartenpersonal nimmt nach Klärung des Sachverhalts gegebenenfalls *korrektive Schalthandlungen* vor, erteilt Befehle für Sollwertveränderungen dezentraler Regler, veranlasst Stufenschalteränderungen unter Last schaltbarer Transformatoren, sorgt für Ersatz eventuell ausgefallener *Reserveleistung* etc.

Im *gestörten Betrieb* (engl.: *emergency*) kommt es bei Überlastung oder Ausfall einzelner Betriebsmittel zu *Versorgungsausfällen*. Alle Anstrengungen gelten der schnellstmöglichen Wiederherstellung des *gefährdeten Betriebs* und anschließenden *Normalbetriebs*. Ein Domino-Effekt kann den Ausfall weiterer Betriebsmittel zur Folge haben und zu regionalen Versorgungsausfällen führen. Das Wartenpersonal versucht, die Störung räumlich zu begrenzen und dauerhaft zu beheben.

Im Zustand der *Netzaufspaltung* schließlich zerfällt das Netz in Inseln (*zerstörtes* Netz), bis hin zu einem überregionalen *Blackout* (s. a. 20.2). Das Wartenpersonal betreibt *Netzrekonstitution* bzw. *Versorgungswiederaufbau*. Die schnellstmögliche Wiederherstellung des

Normalbetriebs beim Übergang in andere Betriebszustände ist wegen des hohen Zeitdrucks die größte Herausforderung für die Netzführung.

Die primäre Aufgabe der Netzführung von Transportnetzen ist zunächst die ständige Wahrung des instantanen Gleichgewichts zwischen der verbraucherinitiierten veränderlichen Netzlast und einer gleich großen Erzeugerleistung, so genannte *Wirkleistungsbalance* (s. Kapitel 15). Darüber hinaus sorgt sie für eine adäquate Blindleistungskompensation. Sie übernimmt damit die Verantwortung für die *Frequenz-* und *Spannungshaltung* im Netz.

Grundlage der Bewerkstelligung all dieser und weiterer Aufgaben ist zunächst die Existenz einer *zentralen* Warte, von der aus das gesamte Netz *überwacht* und *ferngesteuert* werden kann, Bild 17.2.



Bild 17.2. Warte eines Transport- bzw. Übertragungsnetzbetreibers (EnBW).

In dieser Warte gibt es in der Regel *zwei* Arbeitsplätze mit unterschiedlichen Funktionen, die mit zwei gleichwertig ausgebildeten Ingenieuren besetzt sind, die periodisch ihren Arbeitsplatz wechseln, um im Notfall beide Funktionsbereiche auch allein abdecken zu können. Wegen der unterschiedlichen Anforderungen beider Funktionsbereiche unterteilt man die Netzführung von Transportnetzen in die eigentliche *Netzführungsfunktion* und die Gewährleistung des instantanen *Wirkleistungsgleichgewichts*, Bild 17.3 (s. a. 17.1.2).

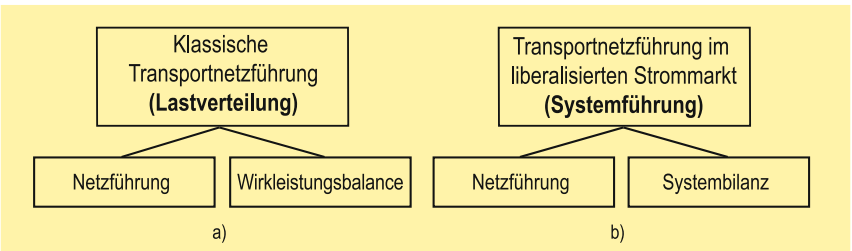


Bild 17.3. a) Klassische Transportnetzführung, so genannte *Lastverteilung*, b) Transportnetzführung in liberalisierten Strommärkten, so genannte *Systemführung*.

Während die Netzführungsfunktion in beiden Marktvarianten etwa gleich geartet ist, gibt es markante Unterschiede bezüglich der planerischen Wahrung des instantanen *Wirkleistungsgleichgewichts*, weswegen im liberalisierten Strommarkt die *Lastverteilung* in *Systemführung* und die *Wirkleistungsbalance* in *Systembilanz* umbenannt wurde. Aus didaktischen Gründen werden wir zunächst die den meisten Lesern vertrautere klassische Vorgehensweise Lastverteilung erläutern, die in nicht geringem Umfang auch in einem liberalisierten Strommarkt für Erzeugungsunternehmen und das neue Geschäftsgebiet *Stromhandel* nach wie vor große Bedeutung besitzt.

17.1.1 Transportnetzführung in der klassischen Stromversorgung, so genannte Lastverteilung

Die Vorplanung der *Lastverteilung* ermittelt im voraus, welche Lasten innerhalb eines bestimmten Planungszeitraums, beispielsweise während der 24 Stunden des folgenden Tags, auftreten werden, so genannte *Lastprognose*. Zur Last zählen neben den Abnehmern des eigenen Vorsorgungsgebiets auch die über Kuppelleitungen zu anderen Transportnetzen langfristig vereinbarten Stromlieferungen. Ist der Lastverlauf prognostiziert, verteilt die Betriebsplanung diese Last auf eine Teilmenge im Kraftwerkspark vorhandener Kraftwerke. Ausgewählt werden solche Kraftwerke, die bezüglich der Brennstoffkosten (Ölpreis, Kohlepreis, Erdgaspreis) und vom Wirkungsgrad momentan am wirtschaftlichsten arbeiten und gleichzeitig die geringsten Emissionen verursachen (engl.: *unit commitment*). Die Auswahl ist eingeschränkt, da sich ja ständig einige Kraftwerke in der Revision befinden oder ihre Primärversorgung begrenzt ist, z. B. Speicher- und Laufwasserkraftwerke.

Im zweiten Schritt erfolgt die Erstellung von *Fahrplänen* für jedes Kraftwerk, wer wann welche Leistung zu liefern hat (engl.: *load scheduling*). Für die Lastverteilung wird so genannte *Optimum Power Flow Software* (OPF) eingesetzt, die den Kraftwerkseinsatz so plant, dass gleichzeitig alle eingangs genannten Randbedingungen eingehalten werden (s. a. 17.1.1.2). Wegen ihrer Aufgabe der Verteilung der Gesamtlast auf die einzelnen Kraftwerke werden in der klassischen Stromversorgung die zentralen Steuerstellen der Transportnetze *Lastverteiler* genannt. Die Akteure tragen die Berufsbezeichnung *Lastverteileringenieure*.

17.1.1.1 Lastprognose

Die Lastprognose basiert zunächst auf archivierten *Tageslastkurven* bzw. *Lastganglinien* $P = f(T)$ der Vergangenheit. Historische Tageslastkurven besitzen eine erkennbare Ordnung bzw. Periodizität, aus der sich Prognosen für die Kraftwerkseinsatzplanung ableiten lassen, so genannte *Vergleichstagmethode*. Da die mit größeren Leistungsschwankungen verbundenen *An-* und *Abfahrvorgänge* den mittleren Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke verringern und der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken meist höhere Kosten verursacht, muss die Lastprognose mit möglichst großer Genauigkeit erfolgen.

Die klassische, *manuelle* Lastprognose basiert auf Tageslastkurven vergangener gleichnamiger Wochentage, einem witterungsbedingten Zu- und Abschlag und der Erfahrung des Lastverteilerpersonals. Die *rechnergestützte* Lastprognose bedient sich der *Regressionsanalyse* (Auffinden des funktionellen Zusammenhangs zwischen Zufallsvariablen) und ermittelt aus historischen Daten für alle Einflussgrößen, wie Wochentag, Langzeittrend, Wetter etc., so genannte *Regressionskoeffizienten*, aus denen zusammen mit den aktuellen Eingangsgrößen, insbesondere der Wettervorhersage (Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, Bedeckungsgrad), *Tageslastkurven* synthetisiert werden. Neuere Prognoseverfahren bedienen sich auch *Neuronaler Netze*.

Man unterscheidet zwischen *kurzfristiger* Lastprognose (Vorhersage der Tageslastkurven im beispielsweise viertelstündigen Raster bis zu einer Woche im voraus) und *sehr kurzfristiger* Lastprognose für die Momentanoptimierung des Kraftwerkseinsatzes (Vorhersage des Lastverlaufs im 5-Minutenraster bis zu ca. 2 Stunden im Voraus). In letzterem Fall wird die prognostizierte Last noch um eine aus der aktuellen Lastentwicklung abgeleitete Komponente korrigiert, Bild 17.4.

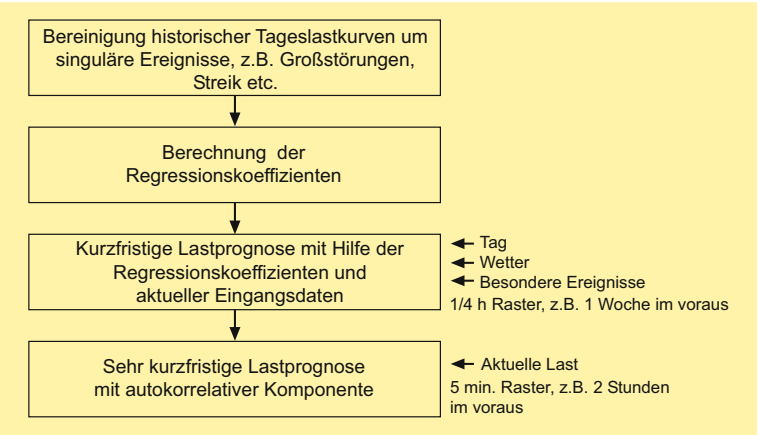


Bild 17.4. Schema der kurzfristigen und sehr kurzfristigen Lastprognose.

Tageslastprognosen sind mit einem stochastischen Fehler behaftet, der um den Istverlauf der Belastungskurve näherungsweise normal verteilt ist. Sein Betragsmittel lag in der Vergangenheit in der Größenordnung von nur wenigen Prozent. Die stark schwankende, nur bedingt deterministisch vorhersagbare Leistungsdarbietung von Windkraftanlagen hat die Prognoseunsicherheit grundlegend verändert und verlangt heute häufige signifikante Aktualisierungen der Prognose sowie stochastische Prognoseverfahren.

Ein Teil der in mehreren Tageslastdiagrammen $P = f\,(T)$ enthaltenen Informationen lässt sich in einer so genannten *Leistungsdauerlinie* $T\,(P)$ (engl.: *Load Duration Curve, LDC*) zusammenfassend darstellen, rote Linie in Bild 17.5.

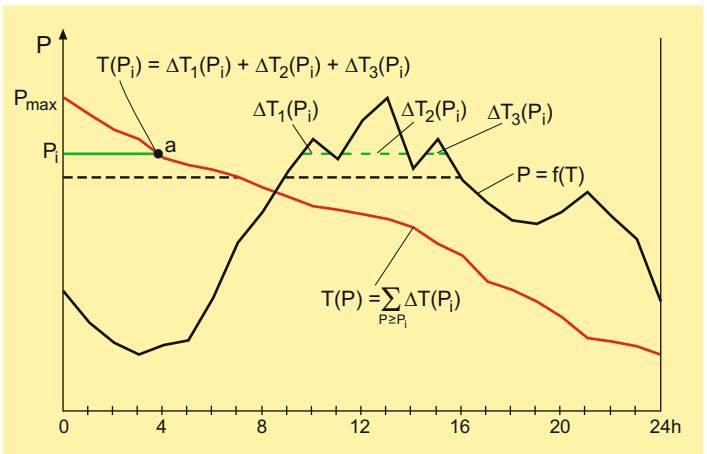


Bild 17.5. Zeichnerische Ermittlung der rot gezeichneten Leistungsdauerlinie $T(P)$, beispielhaft aus einer einzelnen Tageslastkurve $P = f(T)$, schwarze Kurve.

Die Leistungsdauerlinie ist die grafische Darstellung einer Funktion T(P), deren unabhängige Variable (Abszisse) die Zeiten angibt, während der in einer bestimmten Periode, z. B. ein Jahr, die Last oberhalb des zugehörigen Ordinatenwerts lag,

$$T(P) = \sum_{P \geq P_i} \Delta T(P_i) \quad . \tag{17.1}$$

Anschaulich erkennt man die in (17.1) enthaltene Aussage bei der Konstruktion der Leistungsdauerlinie für ein einzelnes *Tageslastdiagramm* (s. Bild 17.5). Beginnend bei $P_{\max}$ wird die Fläche unter der Tageslastkurve zunächst durch horizontale Geraden $P_i = \text{const}$ unterteilt (grün strichliert). Anschließend werden für jede Gerade P_i die Strecken $\Delta T(P \geq P_i)$ aufsummiert und die Summe von der Ordinate ausgehend nach rechts aufgetragen (grün). Die Verbindung aller rechten Endpunkte a der aufgetragenen Strecken liefert die Leistungsdauerlinie $T(P)$. Akkumuliert man die Leistungsdauerlinien eines Jahres, erhält man eine *Jahres-Leistungsdauerlinie* $T(P)_{8760}$, die auch als Zeitfunktion $P_a(T)$ interpretiert werden kann.

Leistungsdauerlinien ordnen die Momentanleistungen nach ihrer zeitlichen Inanspruchnahme und tragen deshalb auch die Bezeichnung „*Geordnetes Lastdiagramm*“.

Die Fläche unter der Leistungsdauerlinie $P(T)$ eines *Tages*, mit anderen Worten das bestimmte Integral $\int_0^{24\,h} P(T)dT$, ergibt die während dieser Zeitspanne gelieferte/verbrauchte elektrische Energie.

Sinngemäß ergibt das Integral über der *akkumulierten* Leistungsdauerlinie eines Jahres $\int_0^{8760\,h} P_a(T)dT$ die während 365 Tagen gelieferte/verbrauchte elektrische Energie, Bild 17.6.

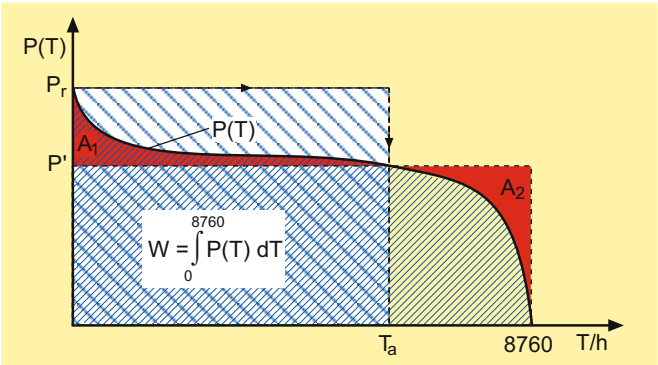


Bild 17.6. Leistungsdauerlinie $T(P)_{8760}$ bzw. $P_a(T)$ eines Jahres. Der Leistungswert, für den die beiden rot angelegten Flächen gleich groß werden, ist die mittlere Jahresleistung P', $P_{\max}$ entspricht hier der Bemessungsleistung P_r. T_a ist die *Jahresnutzungsdauer*.

Hätte man beispielsweise ein Kraftwerk ständig mit seiner Bemessungsleistung P_r betrieben, wäre diese Energie bereits zum Zeitpunkt T_a, so genannte *Jahresnutzungsdauer*, erhalten worden,

$$\int_0^{8760\,h} P_a(T)dT = \int_0^{T_a} P_r dT = P_r\, T_a \quad . \tag{17.2}$$

Die Jahresnutzungsdauer

$$T_a = \frac{\int_0^{8760\,h} P_a(T)dT}{P_r} \tag{17.3}$$

ist ein Maß für die *Auslastung* des Kraftwerks. Sie wird meist in X *Volllaststunden* angegeben. Bei bekannter Jahresarbeit W_{el_a} berechnet sich die Jahresnutzungsdauer bzw. Volllaststundenzahl sofort zu

$$T_a = \frac{W_{el_a}}{P_r} \quad . \tag{17.4}$$

Kernkraftwerke besitzen als Grundlastkraftwerke eine sehr hohe Volllaststundenzahl, beispielsweise 7800 h, Windkraftanlagen dagegen nur ca. 1600 h, bzw. Offshore 4500 h, Photovoltaikanlagen ca. 1200 h. Trotz dieser kleinen Volllaststundenzahl bei gleichzeitig hohen relativen Investitionskosten wird Solaranlagen eine hohe Bedeutung zukommen.

Das Verhältnis der mittleren Jahresleistung zur maximalen Leistung berechnet man als *Nutzungsgrad*

$$m = \frac{P'}{P_r} = \frac{T_a}{8760\,h} \quad . \tag{17.5}$$

Er liegt bei Grundlastkraftwerken bei 0,95, bei der Leistungsnutzung einer Stadt bei 0,5 und eines einzelnen Haushalts bei ca. 0,1 (s. a. 4.2.2.4).

Die Leistungsdauerlinie bildet unter anderem die wesentliche Grundlage für die Ermittlung des *Brennstoffbedarfs* und der *Brennstoffkosten* eines Jahres.

Beispielsweise erhält man bei einer Jahresbenutzungsdauer $T_a = 5.000\ h$ und einer maximalen Jahreslast $P_{\max} = 10\ GW$ die jährlich erzeugte elektrische Energie zu

$$W_{el} = T_a\, P_{\max} = 5.000\,h \cdot 10^7\,kW = 50 \cdot 10^9\,kWh \quad . \tag{17.6}$$

Bei einem mittleren Brennstoffverbrauch $B = 10.000\,Btu/kWh$ (Bild 3.6) errechnet sich hieraus der jährliche Brennstoffverbrauch B_a zu

$$B_a = W_{el} \cdot B = 50 \cdot 10^9\,kWh \cdot \frac{10.000\,Btu}{kWh} = 50 \cdot 10^{13} Btu = 1,8 \cdot 10^7 t\,\mathrm{SKE} \quad . \tag{17.7}$$

Mit einem Steinkohlepreis beispielsweise von 50 € /t SKE berechnen sich hieraus die jährlichen Brennstoffkosten zu

$$K = 1,8 \cdot 10^7 t\,\mathrm{SKE} \frac{50\,€}{t\,\mathrm{SKE}} = 900\,\mathrm{Mio.}\,€ \quad , \tag{17.8}$$

und schließlich die Kosten je kWh zu

$$K_{KW} = K\,/\,W_{el} = \frac{900\,\mathrm{Mio.}\,€}{50 \cdot 10^9\,kWh} = 1,8\ \mathrm{Cent}\,/\,kWh \quad . \tag{17.9}$$

Hier ist zu beachten, dass (17.9) lediglich die reinen Brennstoffkosten beinhaltet. Die *Gesamtkosten* je kWh am Anschlusspunkt des *Endabnehmers* bzw. *Letztverbrauchers* berücksichtigen noch die *fixen* und betrieblich bedingten weiteren *variablen* Kosten der Erzeugungseinrichtungen, der *Netznutzung*, der beträchtlichen *staatlichen Abgaben* sowie internalisierte *externe Kosten* (s. a. 21.6.1).

Bezieht man die unabhängige Variable einer Leistungsdauerlinie auf den betrachteten Zeitraum, d. h. $T/8760\,h = L$, $0 \leq Lt \leq 1$, so kann L als Wahrscheinlichkeit interpretiert wer-

den, mit der eine bestimmte Last erreicht bzw. überschritten wird. Durch Vertauschen der Achsen erhält man schließlich Bild 17.7a, in dem die Leistungsdauerlinie die komplementäre Verteilungsfunktion L(P) des Bedarfs darstellt.

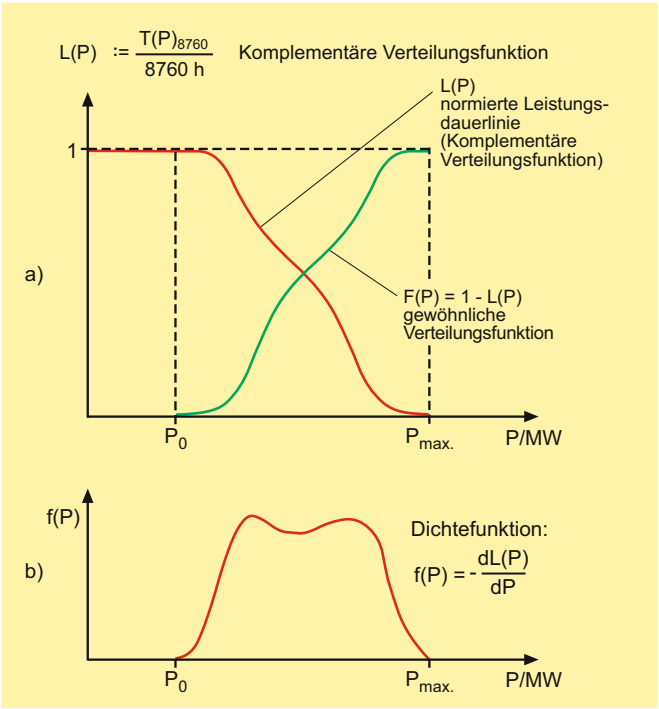


Bild 17.7. a) Komplementäre Verteilungsfunktion L(P): Wahrscheinlichkeit mit der eine bestimmte Last erwartet werden kann. Gewöhnliche Verteilungsfunktion $F(P) = 1 - L(P)$: Wahrscheinlichkeit, dass eine bestimmte Last nicht eintritt; b) Dichtefunktion $f(P) = -dL(P)/dP$.

Gemäß der Definition der *komplementären Verteilungsfunktion* erhält man aus ihr die *gewöhnliche Verteilungsfunktion* zu

$$F(P) = 1 - L(P) \tag{17.10}$$

sowie die zur Leistungsdauerlinie gehörige *Dichtefunktion* zu

$$f(P) = -\frac{dL(P)}{dP} = -L'(P) \quad , \tag{17.11}$$

siehe Bild 17.7b. Von diesen Sachverhalten wird bei der optimalen Erzeugung und der Planung der Versorgungssicherheit Gebrauch gemacht (s. a. 18.2.3).

17.1.1.2 Lastverteilung

Ist die Netzlast prognostiziert, werden mit den an der Erzeugung beteiligten Kraftwerken jeweils am Vortag *Fahrpläne* für die nächsten 24 Stunden abgesprochen, die festlegen, welches Kraftwerk wann welchen Anteil an der Deckung dieser Netzlast übernimmt (engl.: *load scheduling*). Die Zuweisung bestimmter Leistungen erfolgt nach kostenminimalen Gesichtspunkten bei gleichzeitiger Wahrung der eingangs genannten Randbedingungen (engl.: *economic dispatch*).

Jedes Kraftwerk ist durch eine *Kostenfunktion* $K_\nu = f(P)$ charakterisiert, die die stündlichen Betriebskosten in €$/h$ in Abhängigkeit von der erzeugten Leistung P für jeden Arbeitspunkt darstellt, Bild 17.8a.

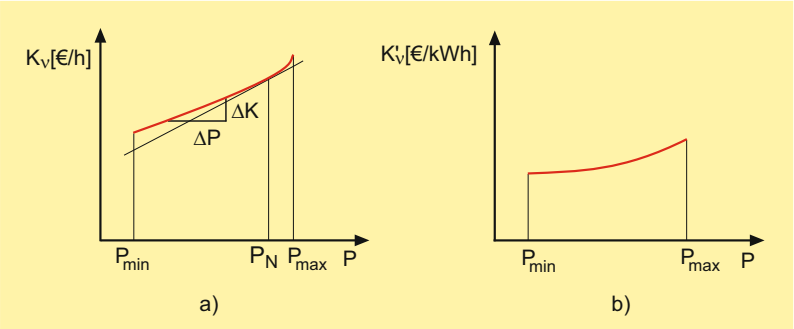


Bild 17.8. Leistungsabhängige Kostenfunktionen eines Kraftwerks. a) Kostenfunktion $K_\nu = f(P)$, b) inkrementale Kostenfunktion $K'_\nu = f'(P)$.

Die *erste Ableitung* dieser Kostenfunktion wird *inkrementale Kostenfunktion* $K' = f'(P)$ genannt. Sie stellt die *inkrementalen Zuwachsraten* in €$/kWh$ über der Leistung P dar, Bild 17.8b.

Der Zweck beider Funktionen geht aus den folgenden Überlegungen hervor, die eine Vorstellung der grundsätzlichen Vorgehensweise der kostenoptimalen Lastverteilung vermitteln.

Die leistungsabhängigen Gesamtkosten $K_{tot}(P_{\text{Last}})$ eines Erzeugungsunternehmens mit n Kraftwerken ergeben sich aus der Summe der *Kostenfunktionen* $K_\nu(P_\nu)$ der eingesetzten Kraftwerke

$$K_{\text{tot}}(P_{\text{Last}}) = K_1(P_1) + K_2(P_2) + K_3(P_3) + \ldots + K_n(P_n) \quad , \tag{17.12}$$

$$K_{\text{tot}} = \sum_{\nu=1}^{n} K_\nu(P_\nu) \quad . \tag{17.13}$$

Aufgabe der wirtschaftlichen Lastverteilung ist die Minimierung der *Zielfunktion* K_{tot} unter Wahrung der Randbedingung

$$P_{\text{Last}} = \sum_{\nu=1}^{n} P_\nu \quad . \tag{17.14}$$

Letztere resultiert aus der Forderung, dass die Summe aller Kraftwerksleistungen stets im Gleichgewicht mit der momentanen Netzlast sein muss.

Zur Ermittlung der *minimalen* Gesamtkosten bildet man nun die Differenz

$$P_{\text{Last}} - \sum_{\nu=1}^{n} P_\nu = \phi(P_\nu) \quad , \tag{17.15}$$

multipliziert diese mit dem *Lagrange-Multiplikator* λ und addiert das Produkt $\lambda\,\phi(P_\nu)$ zur Zielfunktion K_{tot}, was auf die so genannte *Lagrangefunktion* führt,

$$\mathcal{L} = K_{tot} + \lambda\,\phi(P_\nu) \quad . \tag{17.16}$$

Das Kostenminimum wird mittels einer *Extremwertrechnung* erhalten, in der jeweils die erste partielle Ableitung der Lagrangefunktion für jede Leistung P_ν zu Null gesetzt wird,

$$\frac{d\mathcal{L}}{dP_\nu} = \frac{dF_\nu(P_\nu)}{dP_\nu} - \lambda \stackrel{!}{=} 0 \quad , \tag{17.17}$$

bzw.

$$\frac{dF_\nu\,(P_\nu)}{d\,P_\nu} = \lambda \quad . \tag{17.18}$$

Gegenüber der gewohnten Extremwertrechnung existiert hier die besondere Problematik, dass für jedes Kraftwerk *Obergrenzen* $P_{\max}$ und *Untergrenzen* $P_{\min}$ existieren, die nicht über- oder unterschritten werden dürfen. Die Obergrenzen können unter der Nennleistung liegen, beispielsweise mangelndes Wasserangebot bei Wasserkraftwerken oder mangelndes Kühlwasser bei thermischen Kraftwerken. Die Untergrenzen thermischer Kraftwerke können durch die *Feuerung* oder Randbedingungen für die Aufrechterhaltung einer ausreichenden Strömung in den Rohren des Dampferzeugers gegeben sein. Wie auch immer, es gelten daher noch die beiden Ungleichungen,

$$P_{\nu_{\min}} \le P_\nu \le P_{\nu_{\max}} \quad . \tag{17.19}$$

Unter Berücksichtigung dieser Ungleichungen und der Nebenbedingung (17.14) führt die Lösung des Gleichungssystems (17.18) zunächst auf λ und damit auf die Leistungs-Sollwerte für die einzelnen Kraftwerke. Das Minimum stellt sich ein, wenn die *inkrementalen Zuwachskosten* der *inkrementalen Kostenfunktionen* K_ν gemäß Bild 17.8b gleich groß und vom Wert λ sind.

In die Optimierung geht ferner die *geografische Lage* der Kraftwerke bezüglich der Lastzentren ein, da die Übertragungsentfernungen die *Leitungsverluste* P_V beeinflussen. Sie können berücksichtigt werden, indem man zu (17.15) die Leitungsverluste P_V hinzufügt,

$$P_{\text{Last}} + P_V - \sum P_\nu = \phi\, P_\nu \stackrel{!}{=} 0 \quad . \tag{17.20}$$

Die Lösung des hieraus resultierenden Gleichungssystems verlangt die Einbindung der *Leistungsflussgleichungen* (18.1.5) in das Optimierungsproblem, so genannter „*Optimal Power Flow*“ bzw. OPF. Optimal Power Flow Software erlaubt nicht nur die Berücksichtigung der Ungleichung (17.19), sondern auch weiterer Ungleichungen für die optimale *Blindleistungs-* und *Knotenspannungsplanung*,

$$Q_{i_{\min}} \le Q_i \le Q_{i_{\max}} \quad , \tag{17.21}$$

$$U_{i_{\min}} \le U_i \le U_{i_{\max}} \quad , \tag{17.22}$$

sowie für die *Wirk-* und *Blindleistungsflüsse* zwischen Netzknoten i, j,

$$P_{ij_{\min}} \le P_{ij} \le P_{ij_{\max}} \quad , \tag{17.23}$$

$$Q_{ij_{\min}} \le Q_{ij} \le Q_{ij_{\max}} \quad , \tag{17.24}$$

oder auch *Transformatordurchgangsleistungen*,

$$P_{T_{\nu_{\min}}} \le P_{T_\nu} \le P_{T_{\nu_{\max}}} \quad . \tag{17.25}$$

Für alle Größen gibt es offenbar optimale Sollwerte, die in der Mitte eines zulässigen Toleranzbands liegen. Dieses Konzept lässt sich auch auf *Störfälle* erweitern, indem noch zusätzliche *Sicherheits-Nebenbedingungen* vorgeschrieben werden (s. a. 16.1.4).

17.1.1.3 Kraftwerksauswahl, Order of Merit

Kraftwerke besitzen abhängig von ihren *Fixkosten* (Kapitalkosten, Personal-, Gemeinkosten, etc.), *Variablen Kosten* (Primärenergiekosten) und ihrem Wirkungsgrad unterschiedliche Stromgestehungskosten je kWh bzw. MWh (s. a. 21.6.1.1). Trägt man die *variablen Kosten* je MWh (einschließlich operativer Fixkosten) der verschiedenen Kraftwerke eines Kraftwerksparks über der kumulierten Leistung auf, ergibt sich die so genannte *Order of Merit*, eine nach Produktionskosten geordnete Rangfolge, Bild 17.9.

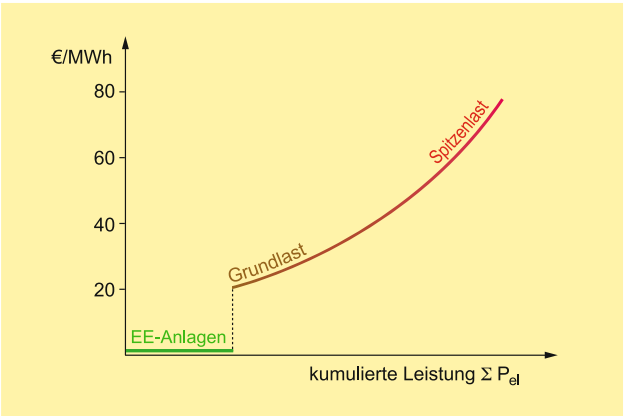


Bild 17.9. *Order of Merit* Funktion bzw. Reihenfolge der Zuschaltung der Kraftwerke

Die Order of Merit gibt die Reihenfolge vor, in der die Kraftwerke mit steigender Netzlast eingesetzt werden. An erster Stelle stehen die Kraftwerke mit den niedrigsten Produktionskosten, heute die *Windkraft- und Photovoltaikanlagen*, deren Primärenergiekosten bzw. Produktionskosten praktisch Null sind. Anschließend folgen die Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke.

Ein Kraftwerk wird dann angefahren, wenn der durch Angebot und Nachfrage bestimmte Börsenpreis über den Gestehungskosten des jeweiligen Kraftwerks liegt. Es werden so lange weitere Kraftwerke mit zunehmend höheren Produktionskosten zugeschaltet, bis die Kosten des zuletzt zugeschalteten Kraftwerks die aktuellen *Marktpreise* oder auch frühere im Terminmarkt vereinbarte niedrigere Preise erreichen und im Rahmen des *Stromhandels* (21.4) Energie billiger *zugekauft* werden kann. Das zuletzt zugeschaltete Kraftwerk bestimmt mit anderen Worten den momentanen Marktpreis an der Börse. Mit zunehmender Anzahl von EE-Anlagen verschiebt sich die Kurve nach rechts und verdrängt teure Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt, so genannter *Merit Order Effekt*.

Der Merit Order Effekt führt derzeit dazu, dass CO_2-arme Gaskraftwerke wegen des hohen Erdgaspreises kaum noch zum Einsatz kommen, dafür flexibel betriebene Braun- und Steinkohlekraftwerke mit hohen CO_2-Emissionen dank niedriger Preise für die CO_2-Zertifikate um so häufiger. In USA ist es gerade umgekehrt. Wegen des niedrigen Erdgaspreises (dank *Fracking*) verdrängen Gaskraftwerke zunehmend Kohlekraftwerke vom Markt. Amerikanische Kraftwerke erzeugen daher heute deutlich geringere spezifische CO_2-Emissionen als europäische Kraftwerke.

Gerade die Identifikation der jeweils kostengünstigsten Kombination im Kraftwerkspark verfügbarer Kraftwerke ist das noch komplexere Optimierungsproblem (engl.: *unit com-*

mitment). Dies gilt insbesondere für den *hydrothermischen Verbundbetrieb*. Der begrenzte Vorrat gespeicherter Wasserkraft legt einen Verkauf nur zu Zeiten höchster Strompreise nahe.

Die Kraftwerksauswahl muss die geplante Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken (Revision, Instandhaltung) berücksichtigen und für etwaige unvorhergesehene Kraftwerksausfälle entsprechende *Regelreserven* vorsehen (17.1.2 und 17.1.4). Ferner ist die Auswahl der Kraftwerke so durchzuführen, dass keines der Kraftwerke seine maximale Leistung $P_{\max}$ überschreiten oder seine minimal zulässige Leistung $P_{\min}$ unterschreiten muss, keine Betriebsmittel überlastet und keine unzulässigen Kurzschlussleistungen entstehen, das n-1 Prinzip stets gewahrt ist und sowohl *statische* als auch *transiente* Stabilität gegeben sind. In diesem Optimierungsproblem ist die Fahrplanerstellung als Untermenge enthalten. Mit welchen Methoden all dies zu erreichen ist, geht über den Rahmen dieser Einführung hinaus.

Die Energiewende hat diese Komplexität noch verschärft. Infolge des volatilen Residuallastverlaufs (2.1.2) müssen die am Netz liegenden Kraftwerke heute wesentlich häufigere und schnellere An- und Abfahrvorgänge mit steilen Flanken beherrschen, was bei den früher ständig durchlaufenden Kernkraft- und Braunkohlekraftwerken keine hohe Priorität hatte. Man spricht heute von *flexiblen Kraftwerken* und von *flexibler Betriebsweise*.

Es sei nochmals betont, dass obige Ansätze zum *economic dispatch* und *unit commitment* nur eine Ahnung von der Vorgehensweise vermitteln sollen. Die reale Optimierung ist überaus komplex und verlangt nach dem gesamten Spektrum der Optimierungsverfahren der „*Linearen*“ und „*Dynamischen Programmierung*“ etc. des Wirtschaftsingenieurwesens. Die komplexen Methoden der optimalen Lastverteilung sind in liberalisierten Märkten nur noch für Erzeugungsunternehmen interessant. In diesen Märkten werden die Kraftwerke eines Erzeugungsunternehmens bzw. auch unterschiedlicher Eigner nicht mehr zwingend nach den obengenannten Optimierungsmethoden eingesetzt. Es geht alles nur noch über den Preis im Wettbewerb.

Schließlich sei der Vollständigkeit halber erwähnt, dass es auch eine Merit Order für den Zubau und Betrieb von Speichern gibt.

17.1.1.4 Netzführung in der Schaltwarte

Im Normalbetrieb herrschen in den Netzknoten i bzw. in den Knotenpaaren i, j die im „Back Office“ der *Netzführung* mittels *Optimal Power Flow* (OPF, 17.1.1.2) bestimmten *Wirk-* und *Blindleistungsflüsse*, *Knotenspannungen*, *Betriebsmittelauslastungen* etc. Die *Lastverteileringenieure* überwachen die Einhaltung dieser Größen innerhalb der jeweiligen Toleranzbänder $X_{i_{\min}} \leq X_i \leq X_{i_{\max}}$. Das Wegwandern von Netzgrößen an die Grenzen der jeweiligen Toleranzbänder lässt sie frühzeitig drohende Überlastungen von Betriebsmitteln erkennen und rechtzeitig korrektive Maßnahmen zum Rückgängigmachen etwaiger Grenzwertüberschreitungen ergreifen. Beispiele für korrektive Maßnahmen sind dezentrale Sollwertänderungen in Regelkraftwerken (15.1.3), Befehle an Stufenschalter *unter Last schaltbarer Transformatoren* und an Leistungsschalter von *Kompensationsanlagen* etc., falls letztere nicht bereits im *closed-loop*-Betrieb automatisch erfolgen.

Bei massiven Störungen, wie beispielsweise Kurzschlüssen, nimmt die Netzführung durch Schalthandlungen erforderliche Topologieänderungen vor und veranlasst eine Störungsbeseitigung. Die Vielzahl der bei größeren Störungen nahezu zeitgleich eintreffenden *Meldungen*, so genannter *Meldeschwall*, stellt an das Wartenpersonal hohe Anforderungen.

Intelligente Alarmprozessoren analysieren und filtern deshalb die Meldungen mittels Expertensystemen und präsentieren nur relevante, konzentrierte Informationen.

Schließlich schaltet die Netzführung planmäßig einzelne Betriebsmittel oder Netzteile für allfällige Wartungsarbeiten oder für den Netzaus- und -umbau spannungsfrei und *erdet* die freigeschalteten Betriebsmittel. Schaltungen dürfen nur durch *Schaltberechtigte* auf Anweisung ausgeführt werden. Netzleitstellen der Transportebene werden wegen ihrer Anweisungsbefugnis häufig auch *Schaltleitung* bzw. *Hauptschaltleitung* genannt (s. a. Kapitel 16).

Voraussetzung für die Ausübung all dieser Aktivitäten von einer zentralen *Warte* bzw. einem zentralen *Leitstand* aus ist die Existenz eines SCADA-Systems (engl.: *Supervisory Control And Data Acquisition*), wie es bereits in Kapitel 7.6, *Kraftwerkleittechnik*, und im Kapitel 16, *Netzleittechnik*, erläutert wurde. Ferner die Existenz *höherwertiger Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen*, so genannter *EMS-Funktionen*, wie sie im nächsten Abschnitt vorgestellt werden. Die Kombination aus SCADA-Funktionalität und EMS-Funktionalität wird häufig als *Energiemanagementsystem*, EMS, bezeichnet.

Die nachstehende Aufzählung fasst nochmals die komplexen Aufgaben der Lastverteileringenieure in der Warte ohne Anspruch auf Vollständigkeit zusammen:

– Überwachung des Einhaltens der Ungleichungen

  - $P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}}$
  - $Q_{i_{\min}} \leq Q_i \leq Q_{i_{\max}}$
  - $U_{i_{\min}} \leq U_i \leq U_{i_{\max}}$
  - $P_{ij_{\min}} \leq P_{ij} \leq P_{ij_{\max}}$
  - $Q_{ij_{\min}} \leq Q_{ij} \leq Q_{ij_{\max}}$
  - $P_{T_{\nu_{\min}}} \leq P_{T_\nu} \leq P_{T_{\nu_{\max}}}$

– Verteilen der Netz-Wirkleistung auf die in Betrieb befindlichen Generatoren derart, dass überall möglichst geringe Polradwinkel auftreten (Polradwinkeloptimierung) und gleichzeitig ein wirtschaftliches Optimum erreicht wird

– Verteilen der Netz-Blindleistung auf die in Betrieb befindlichen Generatoren derart, dass alle Generatoren eine ausreichende Blindleistungs-Stellreserve besitzen (Spannungsoptimierung)

– Ändern der Stufenstellungen der Netztransformatoren (falls nicht automatisiert) mit dem Ziel der Spannungsoptimierung und möglichst großer Spannungsstabilität (20.2)

– Überwachung von Meldungen der Verletzung obiger Ungleichungen bzw. des Überschreitens von Sicherheitsabständen zu obigen Grenzwerten (Frühwarnsystem)

– Überwachung der Meldungen von *Schalteinrichtungen*

– Störungsidentifikation, z. B. *Erdschlusssuche* und Strategie zur Störungsbeseitigung

– Präventive und korrektive Schalthandlungen nach vorheriger Prüfung etwaiger daraus resultierender kritischer Zustände bzw. Grenzwertverletzungen

– Übergabeleistungsmanagement

- Wahrung des n-1 Prinzips
- Operatives Netzengpassmanagement in Echtzeit bei Störungen
- Lastabschaltungen zur Beseitigung kritischer Netzzustände oder gar Störungen
- Zulassung kurzzeitiger Überlastung zuvor thermisch nicht ausgelasteter Transformatoren und Kabel
- Ausgabe von Schaltanweisungen an Unterstationen oder das mobile Schaltpersonal für das Freischalten und Wiedereinschalten von Netzteilen bei Wartungs- und Reparaturarbeiten etc.
- Dokumentation, Archivierung (von Schalthandlungen, Störungen nach Uhrzeit, Häufigkeit, Kosten, Schadensstatistik etc.)

Die *optimale* Verteilung der Lasten, das vorausschauende Erkennen bedrohlicher Situationen, die Vermeidung etwaiger Fehlhandlungen und vieles andere mehr wird durch die später im Abschnitt 17.1.5 behandelten EMS-Funktionen wirkungsvoll unterstützt. Sie kommen vorrangig im „*Back Office*“ der Netzführung zum Einsatz.

17.1.2 Transportnetzführung im liberalisierten Strommarkt, so genannte Systemführung

In einem liberalisierten Strommarkt kommen infolge des *Stromhandels* und der freien *Lieferantenwahl* zur klassischen Last ihrem lokalen *Stromvertrieb* treu gebliebener Abnehmer und zu langfristig vereinbarten Lieferungen zu Nachbarnetzen zusätzliche Stromlieferungen anderer Versorger hinzu, von denen der Übertragungsnetzbetreiber zunächst keine Kenntnis hat. Diese Stromlieferverträge machen die im vorigen Abschnitt beschriebene zentrale Lastprognose und ihre planerische Deckung zunächst obsolet. Die Lösung des Problems besteht in der Aufteilung der bisherigen Bilanzierung auf mehrere dezentrale *Bilanzkreise*, in denen jeweils mehrere *Übertragungsnetznutzer* zusammengefasst werden. Jeder Bilanzkreis wird von einem *Bilanzkreisverantwortlichen* geführt. Typische Bilanzkreisverantwortliche sind beispielsweise Stromhändler, Stadtwerke oder große Industrieunternehmen (s. a. 21.5).

Bilanzkreise sind abrechnungstechnische Konstrukte zwischen *Übertragungsnetznutzern* und *Übertragungsnetzbetreibern*, die im Viertelstunden-Raster eine Bilanzierung zwischen *Einspeiseleistungen* und zeitgleichen *Entnahmeleistungen* ermöglichen. Zugleich führen sie zu einer Durchmischung verschiedener Lasten. Die *Bilanzkreisverantwortlichen* erstellen bereits im Vorfeld durch geeignete Strombeschaffungsmaßnahmen planerisch ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung für ihre Bilanzkreise. Sie ermitteln für den Folgetag *eigene* Einspeisungen und Entnahmen sowie mit *anderen Bilanzkreisen* vereinbarte Leistungsim- und -exporte in Form von *Tageslastdiagrammen* bzw. viertelstündlich gerasterten *Fahrplänen* und reichen diese noch am gleichen Tag bis spätestens 14:30 Uhr bei der Systemführung ein. Die eingereichten Fahrpläne werden von der Systemführung im so genannten *Fahrplanmanagement* auf Plausibilität geprüft. Einspeisungen und Entnahmen sowie Importe und Exporte eines Bilanzkreises müssen innerhalb eines jeden viertelstündlichen Fensters mit Exporten und Importen der Bilanzkreise der korrespondierenden Stromhandelspartner glatt gestellt sein. In der Praxis ist dies nicht immer gegeben, was vom Netzbetreiber durch Beschaffung so genannter *Ausgleichsenergie* bilanztechnisch geheilt und den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird (s. a. 21.5).

Die technische Durchführbarkeit der Transite wird im Rahmen des *Day-Ahead-Congestion Forecast* (DACF) geprüft (17.1.1.4). Anschließend werden die Fahrpläne entweder akzeptiert und bestätigt, oder nach Rücksprache modifiziert (engl.: *Redispatching*). Der Netzbetreiber ist zur Akzeptanz von Fahrplänen nur in so weit verpflichtet, wie dies technisch bzw. im Rahmen des Engpassmanagements möglich ist.

Damit ein Bilanzkreisverantwortlicher überhaupt Leistungsbilanzen erstellen kann, benötigt er zunächst die Tageslastkurven seiner eigenen Entnahmen. Bei den Sondervertragskunden mit *Lastprofilzählern* sind diese bekannt. Kleinkunden ohne eigene viertelstündige Lastmessung werden *verbrauchertypische* (Haushalt, Gewerbe, etc.) *standardisierte Lastprofile* zugeordnet. Bei letzteren unterscheidet man nochmals zwischen *synthetischen* und *analytischen* Lastprofilen.

Synthetische Lastprofile werden aus verbrauchertypischen, historischen Daten synthetisiert. Ihr Aussehen hängt vom Wochentag und der Jahreszeit ab (17.1.1.1). Bei den *analytischen Lastprofilen* nutzt der Verteilnetzbetreiber die totale Last seines Netzes und subtrahiert davon die gemessenen bzw. bekannten Einzellasten und die Netzverluste. Das *Differenzlastprofil* wird mit Gewichtungsfaktoren verrechnet auf die Händler aufgeteilt. Zu den eigenen Entnahmen addiert der Stromhandel die Entnahmen zu anderen Bilanzkreisen und erstellt damit die Gesamtlastprognose des Bilanzkreises für den nächsten Tag.

Die Strombeschaffung erfolgt strukturiert mittels verschiedener, sich durch die zeitliche Dauer der Stromlieferungen sowie durch die Preiskonditionen unterscheidende Einspeisungen derart, dass der prognostizierte Lastgang möglichst genau approximiert wird, mit anderen Worten eine möglichst ausgeglichene Bilanz erreicht wird.

Die zwischen den Rechtecklieferungen noch offenen Fehlbeträge ordert der Bilanzkreisverantwortliche am Spot- und Intradaymarkt derart, dass die Abweichung von der Lastprognose im viertelstündlichen Mittel minimal wird. Hierbei können Handelsverbindungen zu Bilanzkreisen innerhalb der eigenen aber auch fremder Regelzonen oder gar anderer Handelsgebiete aufgenommen werden, Bild 17.10 und Bild 21.6.

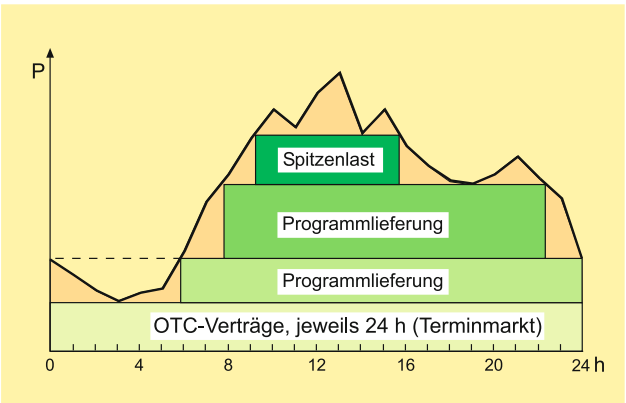


Bild 17.10. Strukturierte Strombeschaffung von verschiedenen Lieferanten zur Approximation der prognostizierten Tageslastkurve, (s. a. 21.5).

Nach wie vor ist jeder *Transportnetzbetreiber* für die Wahrung des ständigen instantanen Gleichgewichts zwischen erzeugter und von der Last geforderter Wirk- und Blindleistung seiner Regelzone verantwortlich.

Bei der Abwicklung aller Fahrpläne der Bilanzkreise und damit des Gesamtfahrplans der Regelzone treten infolge unerwarteter Abweichungen vom prognostizierten Lastverlauf oder ungeplanten Ausfalls von Erzeugungskapazität ständig Störungen der *Wirkleistungsbalance* (15.1) auf. Diese muss der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner Dienstleistung *Frequenzhaltung* durch Einsatz von positiver oder negativer *Regelleistung*, so genannter *Regelreserve* ausgleichen (s. a 3.2.2). Die Bezugsrechte für die Regelreserve erwirbt er im Vorfeld nach vorheriger öffentlicher Ausschreibung von inner- und außerhalb seiner Regelzone liegenden in Teillast betriebenen Kraftwerken, deren Arbeitspunkt bei Bedarf nach oben und/oder unten verschoben werden kann, so genannte *rotierende Reserve* (s. a. 21.4). Von diesen Kraftwerken ist zunächst die *Regelleistung* vorzuhalten. Bei ihrer Inanspruchnahme sind dann noch die entsprechenden Mengen an positiver und negativer *Regelenergie* zu liefern. Für die Vorhaltung der *Regelreserve* fallen *Leistungskosten* an, für das Liefern der *Regelenergie Arbeitskosten*. Auf diesen dem Nichtfachmann wenig geläufigen Unterschied wird ausführlich in 3.2.2 und 21.6.1.1 eingegangen. Die Leistungskosten werden den Netznutzungskosten zugeschlagen, die Arbeitskosten verursachungsgerecht den Bilanzkreisverantwortlichen für die Lieferung von Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt. Schließlich tauscht der Übertragungsnetzbetreiber auch seine Gesamtfahrpläne mit den anderen Regelzonen aus, damit auch Regelzonen überschreitende Stromtransporte sicher gewährleistet werden können (s. a. 21.2).

Alle Regelleistungs- bzw. Regelenergiearten müssen an jedem Tag unterbrechungsfrei für vereinbarte Zeitfenster als gesicherte Leistung von den liefernden Kraftwerken zur Verfügung stehen (s. a. 21.4). Die Arten unterscheiden sich in ihrer Bereitstellungsgeschwindigkeit, die großen Einfluss auf ihre Wertigkeit in Geldeinheiten hat.

Primärregelleistung wird gemäß den in 15.1.2 angestellten Überlegungen automatisch von *allen* Erzeugungseinheiten des UCTE-Gebiets solidarisch vorgehalten. Die prozentuale Beteiligung der einzelnen Generatoren erfolgt anhand der Statik ihrer Primärregelungen. Es fallen nur *Leistungskosten* (21.6.1.1) an und dies im Einzelfall erst ab 5 MW Regelleistung. Die Primärregelleistung einer Erzeugungseinheit muss mindestens 2 % der Blocknennleistung betragen. Sie ist von ihren Bietern innerhalb von 30 Sekunden zu aktivieren und für mindestens 15 Minuten zu gewährleisten (15.1.3). Die Primärregelleistungsreserven betragen ca. 3.000 MW, die gewöhnliche Inanspruchnahme liegt bei ca. +/- 700 MW.

Sekundärregelleistung bzw. -energie wird vom Netzregler einer gestörten Regelzone ebenfalls automatisch eingesetzt und gleicht die Störung in der betroffenen Regelzone lokal aus. In dem Maß, in dem dies gelingt, gleiten die Primärregler aller Regelzonen des UCTE-Gebiets wieder auf ihren vor Eintritt einer Störung vorhandenen Arbeitspunkt zurück (15.1.3). *Sekundärregelenergie* ist innerhalb von fünf Minuten von ihren Bietern bereitzustellen. Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit muss bei thermischen Kraftwerken 2 % / Minute, bei Wasserkraftwerken 2 % / Sekunde betragen. Es fallen *Leistungs-* und *Arbeitskosten* an (21.6.1.1).

Tertiärregelenergie bzw. *Minutenreserve* (15.1.3) wird bei Bedarf manuell bzw. telefonisch vom Übertragungsnetzbetreiber angefordert und führt die Arbeitspunkte der an der Sekundärregelung beteiligten Kraftwerke wieder auf den Sollwert der Netzfrequenz zurück. Sie ist vom Übertragungsnetzbetreiber spätestens dann anzufordern, wenn sich die Sekundärregelleistung den geplanten Grenzwerten der Sekundärregelleistungsreserve kritisch nähert. Andererseits kann die Tertiärregelleistung bei großen Störungen auch sehr früh, das heißt additiv zur Sekundärregelleistung, zum Einsatz kommen. Die Lieferung erfolgt

von ihren Bietern im 15 Minuten Fahrplanraster. Ihre Inanspruchnahme liegt gewöhnlich bei ca. 3.000 MW. Es fallen *Leistungs-* und *Arbeitskosten* (21.6.1.1) an.

Abschließend zeigt Bild 17.11 nochmals grafisch den gestaffelten Einsatz der drei Regelleistungsarten.

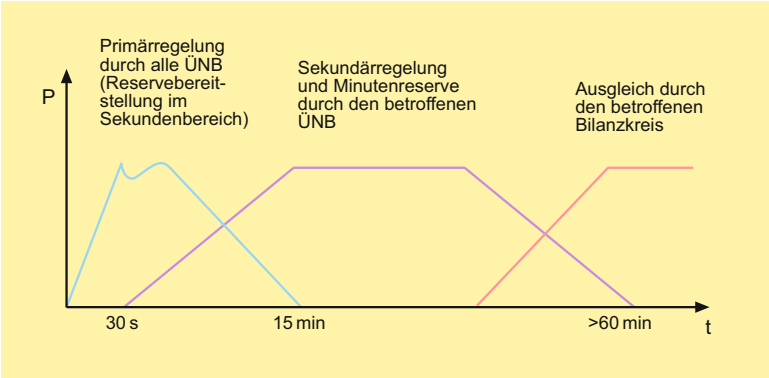


Bild 17.11. Zeitlich gestaffelter Einsatz von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Die *Regelleistungskosten* sind Bestandteil der Netznutzungsentgelte, die *Regelenergiekosten* werden an die Bilanzkreisverantwortlichen entsprechend der individuellen Über- oder Unterschreitung ihrer 1/4 h-Leistungsbilanz weitergereicht. Überschreitungen führen zu Forderungen an die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen, Unterschreitungen zu Erstattungen (s. a. 21.5).

Für integrierte, horizontal entflochtene Stromkonzerne beinhaltet die Kraftwerkseinsatzplanung im liberalisierten Strommarkt die Erreichung von *Deckungsbeiträgen* auch mittels *Stromhandel*, wobei jedoch auf strikte Einhaltung der operationellen Entflechtung der Unternehmen zu achten ist. So dürfen Personen, die mit Leitungsaufgaben im *Netzbetrieb* betraut sind, keinen betrieblichen Einrichtungen angehören, die für die Sparten *Erzeugung*, *Stromhandel* oder *Vertrieb* zuständig sind usw. (s. a. 2.1.1 und 21.2).

Die Lastprognose und Kraftwerkseinsatzplanung wird heute nicht mehr in der Vorplanung der *Lastverteilung* sondern vom neuen Geschäftsbereich *Stromhandel* durchgeführt (s. a. 21.4). Er bildet zusammen mit dem Schwesterunternehmen *Stromerzeugung* und dem *Stromvertrieb* ein entflochtenes Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das die dem Unternehmen treu gebliebenen Kunden wie schon vor der Liberalisierung in gewohnter Weise versorgt. Der Strom kommt jedoch nicht mehr fast vollständig aus den Kraftwerken der eigenen Region, sondern kann in größerem Stil auch aus ganz Deutschland und Europa zugekauft sein. Alternativ kann auch ein Stromüberschuss produziert und an Abnehmer außerhalb des klassischen Versorgungsgebiets verkauft werden. Der Stromhandel und Stromvertrieb moderner Prägung ist mit einem beträchtlichen zusätzlichen IT-Aufwand für die korrekte Abrechnung zwischen den Marktteilnehmern, insbesondere mit den Haushaltskunden verbunden.

Der zeitkritische, intereuropäische Datenaustausch zur Einreichung, Überprüfung und Bestätigung der Fahrpläne erfordert standardisierte Datenformate und umfangreiche, komplexe IT-Lösungen. Anfänglich wurde das Excel-basierte KISS (engl.: *Keep It Small and Simple*) verwendet. Heute kommt das XML basierte (engl.: *eXtensible Markup Language*)

ESS zum Einsatz. ESS (engl.: *ETSO Scheduling System*) ist eine standardisierte, herstellerunabhängige Plattform für den gesamten europäischen Markt. Als Übertragungswege dienen das *Internet*, *E-Mail* bzw. *ISDN FTP*. Die Entwicklung ist derzeit noch im Fluss.

Im Rahmen der Umstellung der früheren zentralen Lastprognose auf das *dezentrale Bilanzkreissystem* bzw. *zentrale Fahrplanmanagement* haben sich einige Begrifflichkeiten geändert. In liberalisierten Strommärkten mutiert der *Lastverteiler* zur *Systemführung*. Sinngemäß tragen die *Lastverteileringenieure* jetzt die Berufsbezeichnung *Systemführungsingenieure*. Die Funktionen der Systemführung sind nach wie vor in zwei Aufgabenbereiche aufgeteilt, Bild 17.12.

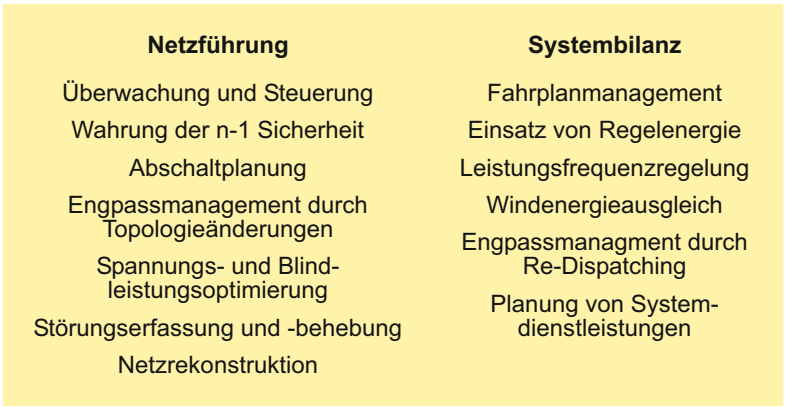


Bild 17.12. Funktionsaufteilung der Systemführung in liberalisierten Märkten.

Der eigentliche *Netzführer* nimmt etwa die gleichen Aufgaben wahr, wie vor der Liberalisierung. Der zweite Systemführungsingenieur befasst sich jedoch nicht mehr mit der Lastprognose, sondern wahrt planerisch das Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung durch so genanntes *Fahrplanmanagement*.

17.1.3 Flexibilitätsoptionen in den Übertragungs- und Hochspannungsnetzen

Das anfänglich am häufigsten gegen erneuerbare Energien ins Feld geführte Argument war die hohe witterungsabhängige Volatilität des EE-Dargebots. Erfreulicherweise haben sich diesbezügliche Befürchtungen bei aktuell fast 40 % der Jahresstromproduktion aus erneuerbaren Energien als bislang unbegründet erwiesen. Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber bestätigen derzeit noch eine praktisch nicht geschmälerte Sicherheit der Stromversorgung in der Bundesrepublik.

Dass sich dies alles so positiv entwickelt hat, ist einerseits dem weichen Übergang von der zentralen Lastprognose zur dezentralen bilanzkreisbasierten Lastprognose zu verdanken, ferner aber auch allen Maßnahmen zur Steigerung der *Flexibilität* der in die Übertragungs- und Hochspannungsnetze einspeisenden großen Kraftwerke.

In den Anfängen der Energiewende oblag es ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern, die nach EE-Einspeisung verbleibende Residuallast (2.1.2) durch gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken in Echtzeit zu decken. Angesichts der geringen Leistungsgradienten war dies auch problemlos möglich. Pumpspeicherkraftwerke und neuere

Kohlekraftwerke boten ausreichend Flexibilität. Mit zunehmender Zahl dezentraler EE-Erzeugungsanlagen wurden die Gradienten und Leistungshübe aber immer größer. Der Ruf nach flexiblen Kraftwerken und weiteren Flexibilitätsoptionen wurde laut.

Die klassischen Kohlekraftwerke waren für den Betrieb im Bestpunkt optimiert und wurden wann immer möglich auch in diesem betrieben. Das Nachfahren der prognostizierten Tageslastkurve war eine vergleichsweise beschauliche Aufgabe. Heute müssen viele Kraftwerke wegen der witterungsbedingten Volatilität der EE-Erzeugung häufiger an- und abgefahren werden und in kürzester Zeit ihre Leistung zwischen Mindestlast und Höchstlast ändern, was niedrigere thermische Wirkungsgrade, erhöhten Verschleiß und höhere Kosten zur Folge hat. Das Problem wird technisch derzeit dadurch gelöst, dass bestimmte Kraftwerke mit möglichst hoher Teillast betrieben und die steilen Gradienten auf viele Schultern verteilt werden. Mit dem Zubau weiterer dezentraler EE-Anlagen und dem Rückbau konventioneller thermischer Kraftwerke werden die Anforderungen bezüglich beherrschbarer Leistungsgradienten aber weiter zunehmen. Flexibilität gewinnt zunehmend mehr Bedeutung als das Streben nach optimalen Wirkungsgraden. Zur weiteren Steigerung der Flexibilität finden gegenwärtig zahlreiche Umrüstungen bestehender Anlagen statt, wobei als Randbedingung eine akzeptable Erhöhung des Lebensdauerverbrauchs einzuhalten ist. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit und ohne Priorisierung geht es vorrangig um folgende Maßnahmen:

- Ermöglichung schnelleren und häufigeren An- und Abfahrens, beispielsweise durch *Warmhaltesysteme* für temperaturgradient-sensitive Bauelemente
- Schnellstmögliche Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelleistung, beispielsweise durch Verbesserung der Dynamik der Feuerungen.
- Absenkung der Mindestleistung bis hin zum Eigenbedarfsbetrieb, um auch geringste Stillstandzeiten vermeiden zu können.
- Einsatz von Wärmespeichern (Verringerung der Mindestlast, Steigerung der Erzeugungsgradienten).
- Einsatz von EE-Überschussstrom für Fernwärme
- Erhöhung der generellen Funktionalität der Leittechnik.

Da das Potenzial für Flexibilitätssteigerungen in konventionellen Kohlekraftwerken begrenzt ist, werden zunehmend auch mehr hochflexible Spitzenkraftwerke erforderlich. Beispielsweise gibt es bereits heute in USA 500 MW Gasturbinenkraftwerke (mit mehreren gestuft zuschaltbaren Luftfahrt-Gasturbinen), die ihre Leistung innerhalb von 5 bis 10 Minuten zwischen Null und Nennbetrieb ändern können. Bei Kombination dieser Kraftwerke mit großen stromrichtergesteuerten Speicherbatterien lassen sich sogar Antwortzeiten im Sekundenbereich bis hin zur Bereitstellung synthetischer *Momentanreserve* (15.1.2) realisieren. Zahlreiche Hybridkraftwerke kleinerer Leistung sind bereits in mehreren Ländern im Probebetrieb.

Da all diese Innovationen beträchtliche Investitionen erfordern, müssen auch kostengünstigere Flexibilitätsoptionen erschlossen werden. Hier bietet sich ein umfassendes *Lastmanagement* bei den Verbrauchern an (engl.: *Demand Side Management*). Die Strategie lautet zunehmend *Last folgt Erzeugung*, man spricht auch von *Demand Response* (17.2.1.1). Diese Flexibilitätsoptionen des *Demand Side Managements* finden sich im Wesentlichen in den Verteilnetzen und werden in Kapitel 17.2 näher betrachtet.

Wenngleich es bisher perfekt gelang, die EE-Fluktuation hinreichend zu kompensieren, wird diese Aufgabe mit dem weiteren Rückzug deterministisch verfügbarer Kraftwerksleistung zunehmend schwieriger werden. Eine sichere CO_2-arme Stromversorgung auf dem gewohnten Niveau erfordert beim gegenwärtigen Stand der Technik zwingend die Beibehaltung einer Mindestzahl thermischer Kraftwerke, vor allem Gas- und GuD Kraftwerke, die in Extremsituationen, beispielsweise während längeren Dunkelflauten (Koinzidenz von Wind- und Solarflauten) die Stromversorgung im ganzen Land mit dem jeweils erforderlichen Stromvolumen sicherstellen. Selbst eine erfolgreiche, großvolumige Speicherung willkommenen EE-Überschussstroms mittels *Power to Gas* (6.8.2.1) wird an der Notwendigkeit der Backup-Kraftwerke nichts ändern, werden sie doch zur Rückverstromung benötigt. Es geht im Wesentlichen um eine angemessene Vergütung für das Vorhalten gesicherter Kraftwerksleistung aus thermischen Kraftwerken, die nur noch wenige Stunden im Jahr in Betrieb sind sowie die Reduzierung und gerechte Vergütung der Jahresfixkosten. Die Erzielung eines ausreichenden Volumens an Flexibilitätsoptionen, auch mit einer deutlich geringeren Anzahl thermischer Kraftwerke, ist derzeit die große Herausforderung der Energiewende.

17.1.4 Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft

Im stationären Betrieb eines Übertragungsnetzes herrscht dank der vorab durch die Bilanzkreisverantwortlichen erstellten Lastprognosen und ihrer weitgehend adäquaten marktbasierten Deckung sowie dank des betrieblich orientierten Fahrplanmanagements der Systemführung ein planerisches Gleichgewicht zwischen erzeugter und von der Last angeforderter Wirkleistung, unter gleichzeitiger Wahrung der zulässigen Belastbarkeit aller Betriebsmittel.

Allfällige betrieblich bedingte Störungen des Gleichgewichts durch unerwartete Lastschwankungen, Wetterschwankungen, Prognosefehler etc. bis hin zum Ausgleich einer Notabschaltung des größten Kraftwerkblocks einer Regelzone gleicht die Systemführung durch Anfordern zuvor in Ausschreibungsverfahren vertraglich gesicherter positiver und negativer Regelleistung aus, so genannte *Regelreserve* (17.1.2, 17.1.3). Neben diesen vergleichsweise kleinen betriebsbedingten Störungen des Gleichgewichts muss die Systemführung einer Regelzone aber auch bei sich anbahnender massiver Überlastung von Leitungen, so genannten *Engpasssituationen*, ein mögliches Ansprechen des Leitungsschutzes und kaskadierende Fehler verhindern können. Beispielsweise führen die aktuellen Leistungsflüsse aus Windenergieanlagen in Norddeutschland auf den derzeit vorhandenen Nord-Südleitungen häufiger zu regionalen Engpässen, denen im Norden durch Abregeln und/oder Export und im Süden durch zusätzliche lokale Erzeugung begegnet werden muss (engl.: *Redispatching*). Diese Problematik wird mit dem totalen Ausstieg aus der Kernenergie weiter zunehmen, sollten bis dahin die neuen Nord-Südleitungen nicht fertiggestellt sein.

Betriebliche Störungen dieser Dimension überfordern die klassische Regelreserve und bedrohen die Systemsicherheit. Der Gesetzgeber hat daher mit dem in 2016 in Kraft getretenen *Strommarktgesetz* (2.1.2) neben den bisherigen Regelreserven der einzelnen Regelzonen eine so genannte *Netzreserve* eingeführt. Die neue *Netzreserve* sichert vorrangig den Netzbetrieb in Süddeutschland gegen Engpasssituationen auf den vorhandenen Nord-Südleitungen ab. Betroffene Übertragungsnetzbetreiber beschaffen sich vorzugsweise in ihrer eigenen Regelzone aber auch aus anderen Regelzonen und benachbarten europäischen Anrainerstaaten zunächst Bezugsrechte über weitere lokal verfügbare Erzeugungsleistung. Als Reservekraftwerke kommen in der eigenen Regelzone temporär inaktive und für eine *vorläufige* oder

endgültige Stilllegung eingeplante systemrelevante Kraftwerke in Frage, ferner Kraftwerke im europäischen Ausland (s. a. 2.1.2). Die Netzreserve ist eine zeitlich bis zur Vollendung eines weitgehend engpassfreien Netzausbaus befristete Maßnahme.

Ferner sieht das Strommarktgesetz eine so genannte *Kapazitätsreserve* vor, die für den seltenen Fall, dass trotz freier Preisbildung am *Day-Ahead-Markt* Angebot und Nachfrage nicht zur Deckung gebracht werden können, beispielsweise bei seltenen totalen Wind- und Solarflauten zum Einsatz kommt. Hierbei handelt es sich um nicht mehr am Strommarkt teilnehmende Kraftwerke, die mit anderen Worten keinen Einfluss auf die Höhe des Strompreises an der Börse ausüben und die ausschließlich auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers am Vortag angefahren werden. Die Höhe der Kapazitätsreserve liegt derzeit in der Größenordnung von 5 % der Jahreshöchstlast von ca. 80 GW. Im Gegensatz zur Netzreserve ist die Kapazitätsreserve eine deutschlandweite, auf Dauer angelegte Sicherungsmaßnahme.

Schließlich definiert das Energiewirtschaftsgesetz so genannte in zeitlich befristeter *Sicherheitsbereitschaft* befindliche, vorläufig stillgelegte Braunkohlekraftwerke, die nach jeweils vier Jahren endgültig stillzulegen sind. Sie gelten als letzte Verteidigungslinie, sollten alle vorgenannten Maßnahmen nicht ausreichen. Die Sicherheitsbereitschaft läuft im Jahr 2023 aus, wenn eine nach Plan verlaufende Energiewende eine endgültige Stilllegung erlaubt.

Die gesetzlichen Regelungen bezüglich Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft sowie die Modalitäten der Stilllegung von Kraftwerken und insbesondere der angemessenen Kostenerstattung sind sehr komplex. Weitere Details findet der Leser in der *Reservekraftwerksverordnung (ResKV)*, die künftig den Namen *Netzreserveverordnung (NetzResV)* tragen wird, der *Kapazitätsreserveverordnung (KapResV)* und den Verlautbarungen der Bundesnetzagentur.

17.1.5 EMS-Funktionen

Während SCADA-Funktionen ein Netz überhaupt erst von einer *zentralen Warte* ausführbar machen, besitzen die *höherwertigen Entscheidungs-* und *Optimierungsfunktionen*, so genannte *EMS-Funktionen*, mehr fakultativen Charakter und dienen der Wahrung einer hohen *Sicherheit*, *Verfügbarkeit* und *Wirtschaftlichkeit* des Netzbetriebs.

Die wichtigsten EMS-Funktionen umfassen vorrangig:

- *Lastprognose*
- *Optimaler Lastfluss* (engl.: *optimal power flow*)
- *Zustandsschätzung*
- *Netzsicherheitsrechnungen* (n-1 Prüfung)

Während die ersten beiden Funktionsbereiche bereits in den vorigen Abschnitten vorgestellt wurden, soll nachstehend noch auf die *Zustandsschätzung* und *Netzsicherheitsrechnungen* eingegangen werden.

Zustandsschätzung
Die operative Netzführung braucht für die Beurteilung des Netzzustands eine zuverlässige Datenbasis. Diese wird von der so genannten *Zustandsschätzung* (engl.: *state estimation*) bereitgestellt. Sie beschreibt mit hoher Genauigkeit den aktuellen Netzzustand und ermöglicht aussagekräftige *Leistungsflussrechnungen*, *Kurzschlussstromberechnungen*, *Stabilitäts-*

rechnungen, *Netzsicherheitsrechnungen* und damit die Erlangung von Frühwarnsignalen potenzieller nicht normaler Betriebszustände (s. a. 14.8).

Typische Daten sind die *Knotenspannungen* und *Phasenwinkel* in allen Netzknoten (so genannte *Zustandsgrößen*), die *Wirk-* und *Blindleistungen* in den Netzknoten, die aktuelle *Netztopologie*, die *Betriebsmittelparameter*, *Stufenstellungen* der *Regeltransformatoren*, *Netztopologie* und deren *Visualisierung* etc. Bei der Vielzahl der Eingangsparameter, *Messwerte* und *Zählwerte* sind naturgemäß auch fehlerbehaftete oder gänzlich fehlende Daten dabei (engl.: *Bad Data*), die die Ergebnisse anschließender Simulationsrechnungen obsolet machen können. Typische Beispiele sind Übertragungsfehler oder Sensorausfälle. Die rudimentäre Aufgabe der Zustandsschätzung besteht daher im Erkennen fehlender bzw. fehlerhafter Daten und ihrer Unterdrückung bzw. Substitution durch geschätzte „*richtige*“ Werte. Die eigentliche Schätzung erfolgt durch numerische *Estimationsalgorithmen*, im Wesentlichen so genannte *Kalman-Filter*. Diese *statistischen Filter* berechnen aus stochastischen, teilweise vielfach *redundanten* Eingangsdaten optimale Schätzwerte in Form von *Wahrscheinlichkeitsdichte-Funktionen*, die eine Aussage über den wahrscheinlichsten Wert der realen Zustandsgröße liefern.

Die über die Fernwirklinien des SCADA-Systems herankommenden Informationen werden zunächst in einer volatilen Echtzeitdatenbank gespeichert. In regelmäßigen Abständen wird von dieser Datenbasis eine Momentaufnahme gefertigt und mittels des Zustandsschätzers eine mit hoher Wahrscheinlichkeit korrekte Datenbasis erstellt. Von dieser Datenbasis werden Kopien zur Information der Netzführung, für Simulationsrechnungen, Training des Wartenpersonals etc. angefertigt. Bild 17.13 veranschaulicht die Datengewinnung und Datenhaltung mit Zustandsschätzung.

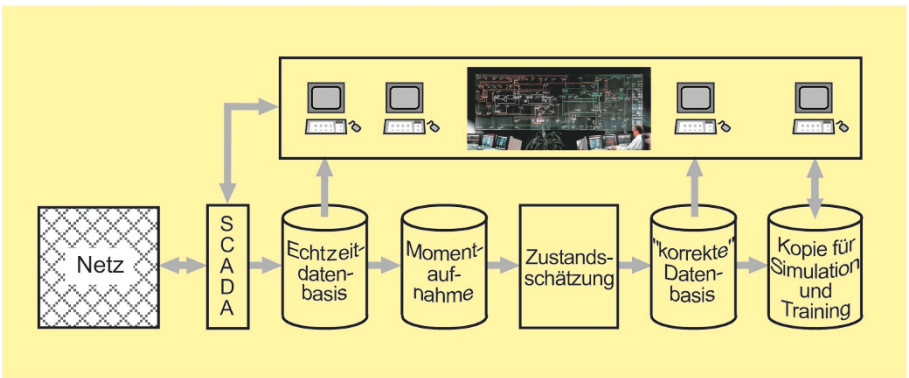


Bild 17.13. Datengewinnung und Datenhaltung mit Zustandsschätzung.

Netzsicherheitsrechnungen

Die Netze der Elektroenergiesysteme sind ständig Risiken ausgesetzt, beispielsweise Kraftwerksausfällen infolge von Materialschäden oder Fehlern durch alterungsbedingtes Isolationsversagen elektrischer Betriebsmittel bei *betrieblichen* oder *atmosphärischen* Überspannungen. Solche Ereignisse führen zu Überlastungen oder Kurzschlüssen, die vom Netzschutz durch Heraustrennen der betroffenen Betriebsmittel beherrscht werden. Der hiermit verbundene Ausfall eines Betriebsmittels (engl.: *forced outage* oder *contingency*) kann dann zur Überlastung anderer Betriebsmittel und dem Verlust des n-1 Prinzips führen. Damit

es nicht so weit kommt, werden planerisch, und erst recht während aktueller Störungen, *Netzsicherheitsrechnungen* durchgeführt.

Ferner können sich bei der Netzführung gelegentliche Bedienungsfehler ebenso leicht einschleichen wie bei der Entwicklung einer elektronischen Schaltung und deren Austestung. In ersterem Fall würden jedoch *Fehlhandlungen* in der Warte zu ungleich viel größeren *Schäden an Betriebsmitteln*, hohen *Stromausfallkosten bei den Abnehmern* und zur *Gefährdung von Wartungspersonal* in den Schaltanlagen führen. Zur Vermeidung dieser nachteiligen Folgen werden ständig alle denkbaren falschen Eingriffe in den Prozess sowie negative Auswirkungen ungünstiger Schalthandlungen im Vorfeld planerisch untersucht und antizipiert. Geplante Aktionen mit negativem Simulationsergebnis kommen nicht zur Ausführung. Etwaige falsche Schalthandlungen werden schaltungstechnisch *verriegelt*, so genannter *Schaltfehlerschutz*.

Man unterscheidet im Wesentlichen fünf Arten von Sicherheitsrechnungen:

- *Online-Lastflussrechnung*
- *Online-Kurzschlussstromrechnung*
- *Ausfallrechnung*
- *Schaltungssimulation*
- *Leistungsflussprognose*

Die *Online-Lastflussrechnung* überprüft in periodischen Abständen die Auslastung der Betriebsmittel und gibt bei drohender Überlastung gegebenenfalls *Grenzwertüberschreitungs*-Alarme, die das Wartenpersonal zu korrektiven Eingriffen veranlassen.

Die *Kurzschlussstromberechnung* untersucht für unterschiedliche Topologien, ob die in ihnen möglichen Kurzschlussleistungen durch die Leistungsschalter beherrscht werden. Diese Rechnung kann zum Beispiel das Ergebnis haben, dass zu dicht beieinander liegende Kraftwerke im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung nicht parallel geschaltet werden dürfen, u.s.w.

Die *Ausfallrechnung* (engl.: *contingency analysis*) simuliert Kraftwerksausfälle, Betriebsmittelausfälle etc. in einer der Bedeutung der einzelnen Betriebsmittel entsprechenden priorisierten Reihenfolge und überprüft, ob das n-1 Kriterium und andere Grenzwerte eingehalten werden. Bei negativem Ergebnis plant der Systemoperator zusätzliche Reserven ein und/oder unternimmt präventive Schalthandlungen.

Die *Schaltungsimulation* untersucht bei Auswahl einer bestimmten *Schalthandlung* deren Auswirkungen nach endgültigem Ausführen. Bei negativem Ergebnis wird die Schalthandlung blockiert. Es müssen die Ursachen erforscht und mögliche Alternativen überlegt werden.

Die *Leistungsflussprognose* untersucht anhand der eingereichten Fahrpläne die Auslastung der Betriebsmittel und Erzeugungseinheiten vorausschauend für den nächsten Tag (engl.: „*Day Ahead Congestion Forecasting*“). Es werden mögliche Überlastungen von Transportleitungen ermittelt und geeignete Maßnahmen zur Bewältigung der Transite festgelegt, so genanntes *Engpassmanagement*. Typische daraus resultierende Maßnahmen sind die Leistungsflussumlenkung durch Querregler, die Reduzierung der Erzeugung in der Exportregelzone, Steigerung der Erzeugung in der Importregelzone, Fahrplanänderungen etc.

Die Begriffe *sicher/unsicher* werden umgangssprachlich meist als absolute Aussagen verstanden. In der Technik stellt jedoch *Sicherheit* keine absolute sondern eine variable Größe dar, deren Wert zwar *sehr nahe* bei 100 Prozent aber auch darunter liegen kann. Absolute Sicherheit technischer Systeme gibt es nicht. Man kann Netze jedoch so *robust* gestalten, dass ihre Verwundbarkeit minimal, etwaiges Versagen sehr unwahrscheinlich oder zumindest vergleichbar mit anderen unvermeidlichen Risiken wird. Vor der Liberalisierung der Strommärkte war dies das erklärte Ziel. Heute ist zum Überleben im Wettbewerb eine *Minimierung der Kosten* vorrangig, was zwangsläufig eine höhere *Risikobereitschaft* erfordert.

17.2 Netzführung in Verteilnetzen

Auch der Netzbetrieb in *Verteilnetzen* gliedert sich in *Netzführung* und *Netzbereitstellung*. Netzführung ist Gegenstand dieses Kapitels. Der Netzbereitstellung kommen grundsätzlich die gleichen Aufgaben zu wie in Transportnetzen, weswegen diese Thematik für beide Netzarten gemeinsam in 17.3 betrachtet wird.

Verglichen mit der Transportnetzführung war die Netzführung von Verteilnetzen bis zur Energiewende eine vergleichsweise beschauliche Aufgabe. Sie beschränkte sich auf die grobe *Überwachung* des Netzes und seiner *Steuerung* während tagesüblicher Änderungen des Lastverlaufs, der Erkennung und Reaktion auf *Störungen* sowie Veranlassung ihrer Behebung, ferner mit der Schaltplanung für Instandhaltungs- und Revisionsarbeiten, basierend auf einer vereinfachten Lastprognose für Leistungsflussrechnungen vor seltenen Topologieänderungen.

Mit der Migration der Stromerzeugung in die Verteilnetze und der zunehmenden Installation von E-Mobil Schnellladeeinrichtungen haben jedoch die Herausforderungen an die Verteilnetzführung und den Netzausbau dramatisch zugenommen. Die stark fluktuierende EE-Erzeugung sowie nicht koordinierte Lade- und Entladevorgänge von Energiespeichern, künftige Anforderungen von Systemdienstleistung aus dem Transportnetz etc. können heute auch in Verteilnetzen zu bidirektionalen Stromflüssen und zu bedrohlichen Engpasssituationen bezüglich Leitungsüberlastungen und Verletzungen des Spannungsbands führen. Dies macht eine wesentlich intensivere Beobachtung des Netzes erforderlich. Knotenspannungen und Leitungsströme inklusive ihrer Phasenwinkel, und damit auch die Wirk- und Blindleistungen, müssen in maßgeblichen Netzknoten durch Sensoren messtechnisch erfasst und an die Netzleitstelle kommuniziert werden, um bedrohliche Zustände rechtzeitig erkennen zu können. Dort werden diese Informationen ausgewertet, bewertet und falls erforderlich auch vorbeugende Maßnahmen in Form des Zu- und Abschaltens von EE-Erzeugungsanlagen, Zu- und Abschaltens vertraglich gesicherter Lasten, vorausschauenden Netzausbaus eingeleitet. Die vielteilige, intensive Duplexkommunikation zwischen Netzleitstelle, externen Marktteilnehmern EMT und Endverbrauchern macht ein klassisches Verteilnetz zu einem Smart Grid. Sie wird ermöglicht durch die so genannten *Intelligenten Messsysteme* IMSys, die bereits in Kapitel 11.5.1 ausführlich erläutert wurden. Ihre Evolution begann mit dem Wunsch nach fernauslesbaren elektronischen Haushaltszählern und kulminiert aktuell in einer bislang nicht für möglich gehaltenen flächendeckenden digitalen Kommunikationsplattform hoher Automatisierungsdichte für die allgemeine Stromversorgung. Sie gestattet eine weitgehende Kompensation der Fluktuation Erneuerbarer Energien, durch so genannte *Flexibilisierung der Erzeugung* und der *Lasten*. Dezentrale fernschaltbare EE-Erzeugung und Lasten werden oberbegrifflich auch als CLS (*Control-*

lable Local Systems) bezeichnet, ein Begriff, der so genannte *Mehrwertdienste* inkludiert (11.5.1).

17.2.1 Flexibilitätsoptionen

Während vor der Energiewende die Wahrung der instantanen Wirkleistungsbalance fast ausschließlich durch die Regelkraftwerke der Übertragungsnetzbetreiber erfolgte, mutiert bei merklicher dezentraler EE-Erzeugung das klassische *Lastfolgeverhalten* zu einem *Residuallastfolgeverhalten* (2.1.2) mit sehr steilen Erzeugungsrampen, die die *Flexibilität* klassischer Regelkraftwerke, insbesondere auch wegen ihrer abnehmenden Zahl, an ihre Grenzen stoßen lässt. Heute und in den kommenden Jahren zunehmend mehr verlangt die Wahrung der Wirkleistungsbalance daher eine intensivere Kommunikation zwischen kaskadierten Netzen sowie auch *Flexibilitätsbeiträge* von den zahllosen in den Verteilnetzen angesiedelten kommerziellen EE-Erzeugungsanlagen, von Prosumern, steuerbaren Lasten, Energiespeichern aller Art bis hin zu kleinsten Leistungen von Hausgeräten in den Smart Homes (11.5). All diese Regelleistung erbringenden Netznutzer werden im Kontext oberbegrifflich als *Flexibilitätsoptionen* oder *Dezentrale Energieressourcen* (DER) gesehen. Die zahllosen in den Verteilnetzen vorhandenen Flexibilitätsoptionen sollen künftig auch Beiträge zu den Systemdienstleistungen erbringen und bereits vor Ort grobe Wirkleistungsgleichgewichte anstreben bzw. Regelleistungsbeiträge zur Entlastung der Transportnetzbetreiber leisten.

Man unterscheidet zwischen *Flexibilisierung von EE-Erzeugung* und der *Flexibilisierung von Lasten*. Entsprechend erweitern sich heute die Aufgaben der Verteilnetzführung um ein umfangreiches *Erzeugungs-* und *Lastmanagement*.

17.2.1.1 Erzeugungsmanagement

Erzeugungsmanagement in den Verteilnetzen befasst sich mit der Anpassung der lokalen, dezentralen EE-Erzeugung an die lokale prognostizierte Tageslast bzw. Residuallast. Die installierte Leistung dezentraler EE-Erzeugungsanlagen hat bereits heute einen Wert erreicht, dank dessen an manchen Tagen erneuerbare Energien zumindest für kurze Zeit den gesamten Strombedarf der Bundesrepublik decken könnten und die thermischen Kraftwerke temporär entbehrlich wären. Wohlgemerkt gibt es aber auch Zeiten, wo dies gerade umgekehrt ist und fast alle Energie aus den konventionellen thermischen Kraftwerken kommt. Letzteres ist während so genannter *Dunkelflauten* (zeitliches Zusammentreffen von *Wind-* und *Solarflauten*) der Fall. Es sind diese Zeiten, die die thermischen Kraftwerke in Abwesenheit voluminöser Speicher und einem noch sehr bescheidenen Lastmanagement in den Verteilnetzen, die Energiewende noch lange begleiten lassen werden.

Damit EE-Erzeugungseinrichtungen auch in weniger extremen Zeiten den überwiegenden Teil des aktuellen landesweiten Strombedarfs decken und schließlich langfristig auch den künftigen Wärmebedarf und die Elektromobilität werden bestreiten können, wird die installierte EE-Erzeugung noch nachhaltig weiter wachsen, im Endausbau sogar ein Vielfaches der maximalen Tageslast betragen. Dies macht aber nur Sinn, wenn der bei intensiver Solarstrahlung oder Starkwind anfallende EE-Überschussstrom in zahlreichen großen Batteriespeichern und Millionen kleiner Batteriespeicher von Haus-Solaranlagen, vermutlich auch Speichern der Elektromobilität, vor allem aber auch indirekt in Wärme- und Gasspeichern gespeichert werden kann (6.8 und 6.8.1.9). Abregeln oder gar Abschalten von EE-Erzeugungsanlagen wäre kontraproduktiv. Abschalten sollte im EE-Erzeugungsmanagement eigentlich die 2. Wahl sein, konterkariert diese doch die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien. Sie wird aber derzeit noch häufig in Anspruch

genommen. Der Energiewende und CO_2-Minderung dienliche Anstrengungen im Erzeugungsmanagement ließen eher eine Fokussierung auf die Speicherung und Entspeicherung von EE-Überschussstrom in vernetzten Strom-, Wärme und Gasspeichern erwarten, so genannte *Sektorenkopplung* (6.8.1.9).

Damit die Verteilnetzführung das Erzeugungsmanagement mit seinen vielfältigen neuen Aufgaben erfolgreich wahrnehmen kann, benötigt sie eine genaue Kenntnis des jeweils aktuellen Netzzustands. Während in Transportnetzen alle Knotenspannungen und Leistungsflüsse sehr genau bekannt sind, ist dies in verbrauchernahen Verteilnetzen auf Grund ihrer hohen Knotenzahl und geringen Zahl an Messstellen bisher nicht der Fall. Dieses Defizit war in klassischen Verteilnetzen wegen der ausschließlich monodirektionalen Energieflussrichtung und der sehr auskömmlichen Auslegung der Leitungen für die Maximalleistung auch akzeptabel. Eine messtechnische Überwachung aller Netzknoten war wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen.

Vereinzelt kommen in Verteilnetzen Methoden der Zustandsschätzung zum Einsatz, die unter Berücksichtigung der Netztopologie, der Messergebnisse an einer vergleichsweise kleinen Zahl von Netzknoten, von historischen Daten, Wetterdaten, geschätzten Daten etc. den aktuellen Netzzustand mit belastbarer Genauigkeit zu identifizieren erlauben (s. a. 17.1.5).

Die große Lösung bieten heute die *Intelligenten Messsysteme* IMSys (11.5.1), die die Aufgaben des Beobachtens und Steuerns dezentraler Erzeugung und Lasten perfekt ermöglichen werden. Die Schnittmenge der in Übertragungs- und Verteilnetzen anfallenden Aufgaben nimmt damit dramatisch zu (17.3).

17.2.1.2 Lastmanagement

Lastmanagement, häufig auch als *Demand Side Management* bezeichnet, befasst sich mit der Anpassung der Last an die witterungsgesteuerte volatile EE-Erzeugung gemäß der Strategie *Last folgt Erzeugung*. Bereits in der Vergangenheit haben die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber Maßnahmen ergriffen, die zu einer Vergleichmäßigung bzw. Einebnung der Tageslastkurve (engl.: *Load-Management*) und damit zu einem wirtschaftlicheren Betrieb führen. Der günstige Einfluss der Lastführung auf die Maximallast ist in Bild 17.14 unschwer zu erkennen.

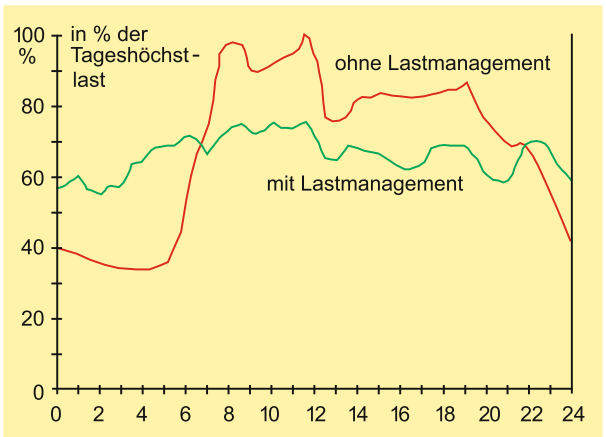


Bild 17.14. Lastlinien mit und ohne Lastmanagement.

Wegen der zunehmenden Volatilität der Stromerzeugung infolge des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien geht es künftig allerdings weniger um das Einebnen der *Last* sondern um das Vergleichmäßigen der *Residuallast* (s. a. 2.1.2). Man unterscheidet zwischen *direkter* und *indirekter* Lastführung. Klassisches direktes Lastmanagement erfolgt direkt durch den Netzbetreiber, z. B.

- Auffüllen des Oberbeckens von Pumpspeicherkraftwerken unter Einsatz billigen Nachtstroms.
- Vom lokalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen über *Rundsteuereinrichtungen* (16.5) ferngesteuerte Zu- und Abschaltung großflächig verteilter Lasten, beispielsweise Elektrospeicherheizung, Straßenbeleuchtung etc.

Modernes direktes Lastmanagement beinhaltet das vertraglich geregelte individuelle Abschalten großer Industrielasten (Kühlhäuser etc.) über proprietäre Funk- und Leitungsnetze und die beim Verbraucher installierten *Intelligenten Messsysteme* bzw. deren *Steuerbox/ -boxen* (11.5.1).

Zusätzlich sind viele *indirekte* Maßnahmen im Kommen, die nach dem Stromzähler vom Verbraucher oder mit seiner Duldung lokal vom Netzbetreiber veranlasst werden, beispielsweise

- Nutzung deutlicher tariflicher Anreize (zeitvariable Strompreise), die Stromkunden veranlassen, das Zuschalten energieintensiver Verbraucher auf Tageszeiten geringer Last bzw. günstigerer Tarife zu verschieben.
- Zeitlich gestaffelte *Vorrangschaltungen* für das Aufladen von Elektrofahrzeugen, *Maximumwächteranlagen* etc.
- Zustimmung großer Industriekunden zu vertraglich vereinbartem temporären Abschalten von Kühlhäusern, Chlor- und Aluminium-Elektrolyseanlagen etc. bei Stromknappheit.
- Berücksichtigung auch kleinster Flexibilitätsbeiträge von Lasten im Home-Bereich, beispielsweise von Gefrierschränken, Wasch- und Spülmaschinen, Batteriespeichern von PV-Anlagen und der Elektromobilität mittels Einbeziehung in das *Internet der Dinge* (IOT, Netze 4.0).

Die Menge aller Maßnahmen der Lastanpassung durch Netzbetreiber, Großkunden und Letztverbraucher sowie durch die Prosumer wird unter dem Begriff *Demand Side Management* (DSM) zusammengefasst, dessen Bedeutung seit der Energiewende wesentlich umfassender geworden ist. Während früher DSM allein auf eine Glättung der Tageslastkurve zielte, steht heute die schnelle Bereitstellung von Flexibilitäten für eine Glättung der Residuallastkurve und für Systemdienstleistungen im Vordergrund.

Auf der untersten Ebene der Hausgeräte etc. ist unter anderem an ein autonomes lokales Lastmanagement gedacht. Jede Last verfügt über ein eigenes Steuergerät, das die Netzspannung misst, bei überhöhter Spannung das Hausgerät zuschaltet, bei niedriger Netzspannung abschaltet. Zur Vermeidung von Konflikten mit dem Stromkunden besitzt das Steuergerät, eine gewisse Intelligenz und eine Kommunikationsfähigkeit mit dem lokalen Smart Meter, mit deren Hilfe es das Wetter, allfällige Tarifänderungen sowie Verbrauchsgewohnheiten erfasst und daraus Schlüsse für ein sowohl netzdienliches als auch kundenfreundliches Verhalten zieht. Auf Grund des Schwarmeffekts und der großen Zahl in Frage kommender Verbraucher ist der Regelbeitrag nicht unerheblich.

Auf der nächsthöheren Ebene geht es um das Steuern regelbarer Ortsnetztransformatoren RONT (11.5), von Spannungslängsreglern, Blindleistungsanlagen, um Flexibilitätsmanagement, etc. Auch hier wird wegen des Mengengerüsts im Rahmen einer intelligenten Netzbetriebsführung durch Einsatz so genannter *Smart Operator* (11.5) eine weitgehende Automatisierung angestrebt.

Noch eine Ebene höher liegen die dezentrale Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung durch virtuelle Kraftwerke (6.7), deren dezentrale Einspeisung von der Leitstelle des jeweiligen virtuellen Kraftwerks konzertiert gesteuert wird.

Generell macht die Energiewende eine intensivere vertikale Kommunikation zwischen den Netzleitstellen unterschiedlicher Spannungsebenen erforderlich. Auch wenn künftig Systemdienstleistungen nicht mehr ausschließlich von den Kraftwerken im Übertragungsnetz sondern zunehmend auch von virtuellen Kraftwerken und anderen dezentralen Netznutzern in den Verteilnetzen erbracht werden, liegt die ausschließliche Systemverantwortung nach wie vor bei den Übertragungsnetzbetreibern.

Ferner legt die intensivere Netzüberwachung mit ihren periodischen Prognoserechnungen für zu erwartende Netzzustände ein *Ampelmodell* nahe, das den Netznutzern den aktuellen Netzzustand signalisiert und die Interaktion zwischen Markt und Netz bzw. Netznutzern proaktiv unterstützt. Beispielsweise signalisiert *Grün* den Marktteilnehmern einen stabilen Netzzustand mit ausreichendem Angebot an Regelleistung. Lassen die Prognoserechnungen eine drohende Überlastung von Leitungen oder eine Verletzung des Spannungsbands erwarten, schaltet die Ampel auf *Gelb*. Professionelle Netznutzer können dann marktbasierten Anreizsignalen folgend Flexibilitätspotenziale von regionalen Flexibilitätsmärkten abrufen und diesem Trend entgegenwirken. Kann der Flexibilitätsbedarf nicht vom Strommarkt gedeckt werden, schaltet die Ampel auf *Rot*. Die Netzführung greift dann ohne Rücksicht auf den Markt autoritär auf vertraglich gebundene Netznutzer zu und regelt beispielsweise die Einspeisung angedrosselter Windkraftanlagen hoch oder schaltet EE-Anlagen und kooperierende Lasten ab.

Wie im vorangegangenen Text bereits impliziert, können Flexibilisierungsmaßnahmen unterschiedliche Ziele verfolgen. Man unterscheidet deshalb zwischen

– *systemdienlicher* Flexibilisierung
– *netzdienlicher* Flexibilisierung
– *marktdienlicher* Flexibilisierung

Bei ersterer geht es um die Wahrung der instantanen Wirkleistungs- und Blindleistungsbalance im Hinblick auf die generelle Frequenz- und Spannungshaltung in den Übertragungsnetzen. Sie obliegt daher vorrangig den Übertragungsnetzbetreibern

Die *netzdienliche* Flexibilisierung zielt vorrangig auf die Vermeidung der Überlastung von Leitungen und die Wahrung des Spannungsbandes in den Verteilnetzen, mit anderen Worten auf die Dämpfung der beträchtlichen Netzausbaukosten. Sie obliegt vorrangig den Verteilnetzbetreibern und den Stromkunden.

Marktdienliche Flexibilisierung ist schließlich optional möglich, wenn frei verfügbare netz- und systemdienliche Flexibilität ausreichend vorhanden ist.

Damit alle hier beispielhaft angedeuteten Flexibilitätsoptionen tatsächlich in den Verteilnetzen ubiquitär zum Einsatz kommen können, bedarf es eines Upgrades der bereits vor-

handenen Verteilnetze zu Smart Grids (worauf in (11.5) bereits ausführlich eingegangen wurde), ferner regionaler *Flexibilitätsmärkte* und niedrigerer Leistungsmindestwerte für die Marktpartner. Schließlich erwarten Verteilnetzbetreiber, Industrie- und Endverbraucher finanzielle Anreize sowie angemessene Vergütungen für ihr künftig zu erbringendes Engagement und die Abdeckung aller Risiken, die mit der Implementierung der Flexibilitätsoptionen und dem temporären Verzicht auf bislang allzeit verfügbaren Strom verbunden sein können. Die Mobilisierung aller denkbaren rationalen Flexibilitätsoptionen ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor der Energiewende.

Schließlich nimmt die Verteilnetzführung in nicht starr geerdeten Netzen auch noch die Aufgabe der Erkennung und Ortung hochohmiger Kurzschlüsse bzw. Erdschlüsse wahr und kommuniziert diese Ereignisse an die Netzbereitstellung zur Störungsbeseitigung (s. a. 17.3).

Obige Aufzählung der Neuerungen im Erzeugungs- und Lastmanagement von Verteilnetzen ist zugegebenermaßen nicht vollständig, lässt aber die schnell wachsende Komplexität der Verteilnetzführung und den steigenden Finanzierungs- und Personalbedarf in den kommenden Jahren erahnen.

17.2.1.3 Kooperation Übertragungsnetz-/Verteilnetzbetrieb

Die Komplexität des Netzbetriebs heutiger Übertragungsnetze (17.1.2) und des Netzbetriebs künftiger Verteilnetze (17.2) erfordern zwangsläufig eine intensivere Abstimmung bzw. eine engere Kooperation zwischen kaskadierten Netzebenen. Ein störungsarmer Netzbetrieb und die Vermeidung und Beherrschung massiver Netzstörungen stellt an alle Netzbetreiber neue Anforderungen. Gemäß dem neuen Energiewirtschaftsgesetz tragen die Übertragungsnetzbetreiber nach wie vor die Systemverantwortung für die Frequenz- und Spannungshaltung in ihrer Regelzone. Verteilnetzbetreiber wurden aber gleichzeitig verpflichtet, Übertragungsnetzbetreiber bei der Erfüllung dieser Aufgabe zu unterstützen. In Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgabe hat VDE/FNN 2017 zunächst die *Anwendungsregel* VDE-AR 4140 (synonym auch als *Abstimmungs-* oder *Netzbetreiberkaskade* bezeichnet) erarbeitet. Sie greift in *massiven Bedrohungssituationen* und fordert, dass von der vorgelagerten Netzebene ausgegebene kaskadierte Anweisungen in allen nachgelagerten Netzebenen mit Latenzzeiten ≤ 12 bzw. 18 min. auszuführen sind, beispielsweise automatische Abtrennungen ganzer Netzteile etc. Damit können kritische Netzsituationen befriedigend bewältigt werden.

Die mit dieser Anwendungsregel gemachten guten Erfahrungen legten auch im *Normalbetrieb* eine engere Kooperation zwischen kaskadierten Netzen nahe, was ab 2019 zu einer weiteren Anwendungsregel VDE AR-N4141-Teil 1 *Schnittstelle Übertragungs-/Verteilnetzbetreiber* führte. Sie verpflichtet vor- und nachgelagerte Netzbetreiber zur Einrichtung eines *Netzzustandsmonitors*, den jeweils beide Betreiber einsehen können. Der Netzzustandsmonitor unterscheidet die Betriebszustände *Normal-, Alarm-* und *Notfallbetrieb* und erlaubt somit ein frühes Erkennen sich anbahnender Netzengpässe. Ferner legt die Regel klare Priorisierungen für kaskadierte Betreiber fest, insbesondere zur Vermeidung gegenläufiger, potenziell Regelschwingungen verursachender Steuersignale, aber auch die Beteiligung der Verteilnetzbetreiber an den Systemdienstleistungen *Frequenz- und Spannungshaltung etc.*. Sie deckt alle korrektiven Maßnahmen zur Optimierung des *alltäglichen* Netzbetriebs ab. Eine dritte Anwendungsregel VDE-AR-N4142 befasst sich mit *Automatischen Letztmaßnahmen*.

17.2.1.4 Blockchain Technologie

Die hohe Granularität der Verteilnetze, insbesondere der Niederspannungsnetze mit ihren zahllosen Endkunden, die infolge einer PV-Anlage mit Speicherbatterie und/oder einem Elektroauto signifikante Flexibilitätsbeiträge leisten können, setzt für deren netzdienliche Nutzung einen hohen Automatisierungsgrad voraus. Hier scheint die aktuell viel diskutierte *Blockchain Technologie* gerade zur rechten Zeit zu kommen. Ihre Wurzeln liegen in der klassischen Buchführungs-Technologie des kaufmännischen Rechnungswesen.

Gemäß dem *Handels-Gesetzbuch* HGB müssen buchführungspflichtige Unternehmen im Rahmen ihrer *ordnungsmäßigen Buchführung* alle finanziellen Transaktionen, beispielsweise Einzahlungen und Auszahlungen (Bargeld wie Buchgeld), Geldwerte von Sachleistungen etc. in chronologischer Reihenfolge in einem *Journal* (Grundbuch, Tagebuch, engl.: *general journal*) lückenlos aufzeichnen. Das Journal ist beispielsweise eine Excel-Tabelle, in der jede Transaktion eine eigene Zeile erhält. In dieser Zeile werden ein- oder ausgehende Geldwerte jeder Leistung, der Grund für die Zahlung, das Datum sowie die Namen des Zahlers und des Zahlungsempfängers in dafür vorgesehenen Spaltenzellen einer Zeile gebucht. Die Menge aller in einer Zeile gebuchten Daten bezeichnet man als *Datensatz*. Die Menge aller Datensätze einschließlich der unterlagerten Verwaltungssoftware bildet ein *Datenbanksystem* bzw. eine *Datenbank*.

Die Vielzahl unterschiedlichster Buchungen gestaltet das Wiederauffinden einer bestimmten Buchung sehr schwierig. Das Journal wird daher je nach Natur der Transaktionen in ein so genanntes *Hauptbuch* (engl.: *general ledger*) mit *Hauptkonten*, beispielsweise Kundenkonten, Lieferantenkonten, Löhne und Gehälter, diverse Steuern, Anlagegüter etc. aufgelöst bzw. strukturiert, wobei es sich schlicht um weitere Excel-Tabellen handelt.

Die Zahlung einer Lieferantenrechnung wird beim Empfänger einer Lieferung als Zahlungsausgang, beim Lieferanten als Zahlungseingang verbucht. Beide Geschäftspartner können die Korrektheit ihrer finanziellen Transaktion anhand der ihre Buchung begleitenden Belege jederzeit nachprüfen und kontrollieren. Weitere Informationen aus der Buchführung des jeweils anderen Geschäftspartners sind jedoch nicht zugänglich.

Es gibt nun eine Vielzahl von Geschäftsmodellen, bei denen gleiche Ziele verfolgende Geschäftspartner eine abgestimmte Durchführung ihrer Geschäftsvorfälle für nützlich erachten. Hier setzt die *Blockchain Technologie* an. Eine Blockchain ist eine spezielle Ausprägung eines *verteilten* Datenbanksystems (engl.: *distributed ledger system*), das alle Transaktionen aller am System beteiligten Geschäftspartner allen anderen Geschäftspartnern in beschränktem Umfang zur Kenntnis bringt. Dies wird erreicht, in dem auf den Rechnern aller Geschäftspartner eine ständig aktualisierte identische Kopie eines so genannten *Hyper-Journals* oder *Hyper-Ledgers* aller Transaktionen im System vorliegt. Die sequentiellen, allen Teilnehmern praktisch gleichzeitig bekannt werdenden Buchungen lassen auf allen Rechnern identische, monoton wachsende Dateien kryptographisch miteinander verketteter Datensätze bzw. Transaktionszeilen entstehen. Jeder Teilnehmer weiß, dass seine Transaktion erfolgreich und korrekt abgewickelt wurde.

Bei *offenen Blockchain-Systemen* kann sich jeder Besitzer eines Rechners anmelden und Transaktionen veranlassen. Eine hohe Sicherheit des Systems wird dadurch erreicht, dass jede neue Eintragung nur nach vorheriger automatischer Feststellung eines Konsenses bzw. Abgleichs über die Korrektheit und Sinnfälligkeit einer Transaktion im Hyper-Journal bzw. Hyper-Ledger gebucht wird und alle Daten auf allen Rechnern vielfach redundant ge-

speichert sind. Etwaige Manipulationsversuche werden sofort erkannt und schließen eine Buchung aus. Jede akzeptierte Buchung betoniert alle früheren Buchungen und verhindert nachträgliche Manipulationen an früheren Transaktionen. Die einvernehmlichen Buchungen machen eine zentrale Überwachung durch zentrale Server oder Kontenführer, wie beispielsweise bei einer Bank, entbehrlich. Offene Systeme werden von allen Teilnehmern quasi gemeinsam und gleichberechtigt betrieben, man spricht daher auch von *Peer to Peer* Blockchain-Systemen, P2P. Während in einem *distributed general ledger* System tatsächlich einzelne Datensätze gebucht werden, werden in einer Blockchain die Datensätze zwar auch einzeln validiert, dann aber aus ökonomischen Gründen zunächst in einem *Block* sequentiell zwischengespeichert. Erst nach Auffüllen eines Blocks erfolgt ein Update der verteilten Datenbanken aller Beteiligten, daher der Name *Blockchain*.

Geschlossene Blockchain-Systeme werden von einer begrenzten Zahl von Teilnehmern betrieben, die bei der Anmeldung ein berechtigtes Interesse und weitere Qualifikationen nachweisen müssen. Sie besitzen nach wie vor einen vertrauenswürdigen zentralen Mittler, Initiator, Administrator etc., im Kontext des Netzbetriebs beispielsweise einen Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber oder Quartierbeauftragten.

Die Einrichtung eines Blockchain-Systems erlaubt über die dezentrale Buchführungsfunktion hinausgehende zahllose weitere Applikationen in allen Wirtschaftsbereichen, beispielsweise der Logistik, dem IOT, der medizinischen Versorgung, allen Handelssparten, dem Banken- und Börsenwesen etc. Insbesondere in Verbindung mit einem Programm, das automatisch formal ähnliche Handelsverträge (engl.: *smart contracts*) erstellen und ausführen kann, erlaubt die Blockchain-Technologie im Kontext des Verteilnetzbetriebs selbst in kleinsten Quartieren die selbsttätige Optimierung des maximal möglichen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage inklusive der verlässlichen Abrechnung kleinster Geldbeträge der Lieferung und des Empfangs von Leistungen. Mit einem Blockchain-System können auch Besitzer kleiner PV-Anlagen (Prosumer) eigenerzeugten, überschüssigen EE-Strom mit Hilfe von Smart Contracts direkt mit Nachbarn lokal handeln und abrechnen ohne sich selbst groß engagieren zu müssen, so genannter *lokaler Markt*. Darüber hinaus ermöglichen sie den automatischen lokalen Leistungsausgleich in Mini- und Mikronetzen vom Typ zellularer Netze (11.6).

Ferner lässt sich das Netzengpassmanagement automatisieren. Wenn beispielsweise künftig zahlreiche Besitzer von Elektroautos ihre Fahrzeuge abends gegen 18.00 Uhr mehr oder weniger gleichzeitig an ihre Hochleistungsladeeinrichtung anschließen, kommt es auf Grund des hohen Gleichzeitigkeitsfaktors von nahezu 100 % zu einem Netzengpass bzw. einer thermischen Überlastung des Straßennetzes, möglicherweise gefolgt von einem Black-Out der gesamten Straße. Die Autobesitzer stehen vor der Wahl, höhere Leistungspreise für die Ertüchtigung der eigenen Stromversorgung im Haus und für anteilige Erschließungskosten für einen stärkeren Netzausbau zu zahlen oder sich mittels eines Blockchain Systems auf eine automatische signifikante Reduzierung des Gleichzeitigkeitsfaktor auf beispielsweise 20 % zu einigen.

Beide Beispiele sind typische Vertreter geschlossener Blockchain Systeme.

Die Blockchain Technologie ist ein mächtiges Werkzeug zur Beherrschung der explodierenden Granularität in den Verteilnetzen neuer Prägung. Während erste Erfahrungen mit Kryptowährungen auf Blockchain Systemen kontrovers diskutiert werden, ist die Zuversicht bei industriellen Anwendungen erheblich größer, trotz noch ausstehender Klärung zahl-

reicher rechtlicher Fragen und Ausräumung von Bedenken bezüglich der Datenintegrität. Ausführliche Detailinformationen und weitere Anwendungsbeispiele findet der interessierte Leser unter anderem im Schrifttum zu diesem Kapitel.

17.3 Netzbereitstellung

Wie eingangs bereits erwähnt zählen zur *Netzbereitstellung* unabhängig von der Spannungsebene die kurz-, mittel- und langfristige *Netzplanung*, der *Netzaus-* und *Netzumbau*, *Inspektion*, *Wartung* und *Störungsbeseitigung*, gegebenenfalls *Instandsetzung* von Leitungen und Umspannstationen. Die früher ebenfalls vorgenommene Planung von *Erzeugungskapazität* wird im liberalisierten Strommarkt von der Sparte *Erzeugung* bzw. den Bilanzkreisverantwortlichen selbst wahrgenommen.

Die *Netzplanung* befasst sich mit der langfristigen Planung der Anpassung eines Netzes an die ständig wachsende Last und künftige Leistungstransite sowie die Untersuchung von Optionen zur Vermeidung von Netzengpässen. Im Rahmen der Netzplanung werden verschiedene Ausbauvarianten und Einspeisungen mittels *Leistungsflussrechnungen* mathematisch simuliert und die jeweilige Auslastung der Betriebsmittel analysiert. Darüber hinaus werden *Kurzschluss-*, *Stabilitäts-* und *Überspannungsberechnungen* durchgeführt. Schließlich erfolgt im Rahmen der Netzplanung auch die *Schutzauslegung* und *-simulation*.

Basierend auf gegenwärtigen und künftigen Lastflüssen sowie der weiteren Kostenentwicklung resultiert die Planungstätigkeit in Aussagen, wo künftig welche Übertragungskapazitäten erforderlich sein werden. Ferner, wo welche Schaltanlagen zu errichten und wo welche Transformatorleistungen und Leitungstypen einzusetzen sind, ob Maschen- oder Strahlennetze erstellt und wie sie betrieben werden sollen, wie Sternpunkte behandelt, wo Kompensationseinrichtungen und FACTS-Betriebsmittel eingesetzt werden sollen und vieles andere mehr. Hierbei spielen nicht nur *technische* sondern vor allem auch *wirtschaftliche* Gesichtspunkte eine Rolle, insbesondere die geldmäßige Bewertung verschiedener Alternativen mittels der betriebswirtschaftlichen *Investitionsrechnung* (21.7).

Insbesondere geht es bei den Übertragungsnetzen derzeit um den Netzausbau in Nord/Süd-Richtung und Ost/West-Richtung. Schließlich verlangt auch der hohe Kostendruck derzeit Überlegungen zur Ablösung von Spannungsebenen, beispielsweise von 220 kV-Netzen bzw. des *Rückbaus* vorhandener Anlagen bei Vorliegen mehrfach redundanter Sicherheit im Form eines n-2 oder n-3 Prinzips.

Neben den rein technischen Fragestellungen der Netzplanung für Übertragungsnetze stellen auch die der technischen Planung folgenden, sie auch begleitenden *öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren*, die eine Anzeige beim *Energiereferat des Wirtschaftsministeriums* und die Einholung von Stellungnahmen gemäß *Raumordnungsgesetz* verlangen, eine große Herausforderung dar. Nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens erfolgen privatrechtliche Verhandlungen mit Grundstückseigentümern, Ausschreibungen zur Auftragsvergabe etc. Zeitnah lässt sich der Planungs- und Herstellungsaufwand beim Netzausbau gut am Beispiel der Projekte *Südlink* (neue Verbindung von Nord- nach Süddeutschland, s. a. 2.1.2) und *Nordlink* (neue Seekabelverbindung von Deutschland nach Norwegen) sowie der *Hansa Power Bridge* (neue Seekabelverbindung zwischen Deutschland und Schweden) verfolgen. Wegen der großen Vorlauf- und Bauzeiten neuer Trassen, Kraftwerke und Umspannwerke reicht der Planungshorizont bis zu zehn Jahren oder weiter.

In den Verteilnetzen fordert die Energiewende eine umfassende Restrukturierung, vorrangig die Integration mehrerer Millionen dezentraler EE-Erzeugungsanlagen unter Wahrung der gewohnten Verfügbarkeit. Es geht um einen wirtschaftlich optimalen Netzzubau, um eine Netzplanung mit über einer Million von Einspeiseknoten. Die Vielzahl großer dezentraler EE-Erzeugungsanlagen muss in den Netzanalysen berücksichtigt werden, sie bestimmen maßgeblich die Leistungsflüsse und das Spannungsprofil der Netze. Wegen der hohen Granularität lassen sich viele Details nur statistisch berücksichtigen. Gänzlich neu ist der zu planende, zu implementierende und später auch zu wartende Umfang an *IKT*, die so genannte *Digitalisierung* bzw. *Smartifizierung* der Verteilnetze. Es geht derzeit nicht mehr vorrangig um den weiteren Zubau von EE-Erzeugungsanlagen und Leitungen sondern um die Ermöglichung flächendeckender Kommunikation zwischen allen Endverbrauchern durch die Errichtung des überlagerten Kommunikationsnetzes, den Netzbetreibern und weiteren Externen Marktteilnehmern (EMT), sowie die Entwicklung Interoperabilität gewährleistender Standards für den optimalen Betrieb der Smart Grids. Die Schlüsseltechnologien hierfür sind die aus den frühen Smart Metern hervorgegangenen Smart Meter Gateways, die in 11.5 bereits ausführlich betrachtet wurden.

Schließlich obliegen der Netzbereitstellung auch die *Inspektion*, *Wartung* und gegebenenfalls *Instandsetzung* eines Netzes anhand einer *risikoorientierten Instandhaltungsstrategie* (s. a. *Asset Management* 21.8). Typische *Inspektionsarbeiten* sind das Abgehen von Freileitungen, Überwachung des Alterungszustands von Kabeln, die Überwachung von Ölständen, Maximumwächtern für Temperaturen und Ströme etc. Typische *Revisionsarbeiten* sind Transformatoröl-Untersuchungen, Schaltstückwechsel bei Schaltgeräten etc.

Eine besondere Herausforderung stellt die schnelle *Ortung* und *Beseitigung* von Netzstörungen dar. Die häufigsten Fehler in nicht geerdeten Netzen sind *Erdschlussfehler*, die nach Identifikation durch die Netzführung von der Netzbereitstellung in kürzester Zeit behoben werden müssen (12.1 und 14.3.4). Für all diese Aufgaben ist eine ständig zu aktualisierende Einsatzplanung für das mobile Personal erforderlich (engl.: *work force management*). Moderne Netzleitsysteme besitzen hierzu im Rahmen ihrer höherwertigen Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen ein *Einsatzleitsystem*.

Unter der Annahme, dass ein Netz bereits existiert, zählen zur Netzbereitstellung, zusammenfassend folgende Tätigkeiten:

- Wirtschaftlich optimale Netzausbauplanung unter Berücksichtigung der Spitzenkappung, das heißt Verzicht auf Zubau für die letzte Kilowattstunde, die ohnehin nur wenige Stunden im Jahr auftritt
- Kostenreduzierung beim Netzzubau durch Einsatz intelligenter Alternativen vom Typ RONT, Längsspannungsregler etc.
- Netzumbauplanung
- Operativer Netzausbau
- Operativer Netzumbau bzw. Netzrückbau
- Planung der IT-Architektur von Smart Grids en gros und en detail
- Beherrschung von *Big Data*
- Operative IKT-Implementierung
- Bewirtschaftung der Leitungen und Umspannwerke

– Netzinspektion
– Netzwartung, insbesondere auch heutiger IKT
– Netzinstandsetzung (Störungsdienst)
– Prüfen von Fernwirk- und Rundsteuereinrichtungen, generell IKT
– Auslegen, Einstellen und Prüfen von Schutzeinrichtungen
– Bereithaltung und Einsatz von Personal zur Störungsbeseitigung
– Schalthandlungen vor Ort auf Anweisung und in Abstimmung mit der Netzführung
– Ersatzteilvorhaltung

Ein Teil dieser Aktivitäten wird entweder von eigenen Fachabteilungen oder von Herstellern bzw. externen Service-Unternehmen abgewickelt.

Da es sich bei der Netzplanung im Wesentlichen um wirtschaftliche Fragen handelt und ihre technischen Aspekte, wie *Leistungsflussrechnung*, *Kurzschlussstromberechnung*, *Stabilitätsrechnungen*, bereits Gegenstand anderer Kapitel dieses Buches sind, wird wegen weiterer Details auf das umfangreiche Schrifttum verwiesen.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 17

1. Nagel, H.: Rationaler Netzbetrieb. 1. Auflage, VDE-Verlag, Frankfurt a. M, 2003.
2. Willis, H. L.: Spatial Electric Load Forecasting. Marcel Dekker Verlag, New York, 2004.
3. Rumpel, D., und Sun, J. R.: Netzleittechnik -Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netzes, 1. Auflage, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 1989.
4. Handschin, E. und Petroianu, A.: Energy Management Systems. Operation and Control of Electric Energy Transmission Systems, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 1991.
5. Dittmer, M.: Lastmanagement bei zeitvariabler Elektrizitätspreisbildung in Industriebetrieben, Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 1989.
6. Wood, A. J. u. Wollenberg, B. F.: Power Generation, Operation, and Control. 2. Auflage, Wiley-Interscience, 1996.
7. Bunn, D.: Comparative Models for Electrical Load Forecasting. 1. Auflage, John Wiley & Sons, 1985.
8. Edelmann, H. u. Theilsiefje, K.: Optimaler Verbundbetrieb in der elektrischen Energieversorgung. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1974.
9. Lerch, E.: Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung. VDI-Berichte 1747, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2003.
10. Nagel, H.: Systematische Netzplanung. 1. Auflage, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 2002.
11. Sullivan, R. L.: Power System Planning. 1. Auflage, MacGraw-Hill, 1977.
12. Vardi, J. und Avi-Itzhall, B.: Electric Energy Generation - Economics, Reliability and Rates. 1. Auflage, MTT-Press, Cambridge, 1981.

13. VDEW: Aktivierung und Planung von Netzen für allelektrische Versorgung. VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1970.

14. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.

15. Burger, M. et al.: Managing Energy Risk, Wiley Finance, Chichester, England 2008.

16. Meese, J.: Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel, Mannheim, VDE-Kongress 2016.

17. Wäresch, D. et al.: Praxistest eines linearen Zustandsschätzsystems für Niederspannungsnetze auf Basis von Smart-Meter-Daten, Mannheim, VDE-Kongress 2016.

18. Schoner, S. und Jotz, K.: Effiziente Zustandsbewertung unterstützt Optimierungsbestrebungen der Netzbetreiber. ew 6/2015.

19. Vasconcelos, M. et al.: Integration von Flexibilitäten in einem Online-Lernalgorithmus für die intelligente Betriebsführung von Verteilnetzen.

20. Alwers, S. u. Fuchs, U: Augenblickliche Leistungssteigerung auf Knopfdruck: Möglichkeiten des Kraftwerks vergrößern mit Hybridanlagen. VGB PowerTech 1/2, 2017.

21. Rehtanz, Chr. u. Teuwsen, J.: Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem. VGB PowerTech 1/2, 2015.

22. Kahlert, J. et al.: Möglichkeiten und Grenzen zur Optimierung betrieblicher Flexibilität in existierenden Kraftwerken. VGB PowerTech 1/2, 2013.

23. Öko-Institut e. V.: Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut e. V. Freiburg, 11/2016.

24. BDEW: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilnetz. BDEW-Diskussionspapier, Feb. 2017, Berlin.

25. Frontier Economics: Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. BDEW Projektgruppe DSO 2.0, Juli 2017.

26. Dena: Blockchain in der integrierten Energiewende, dena-MULTI-STAKEHOLDER-STUDIE Berlin 2019.

27. Strüker, J. et al.: Blockchain in der Energiewirtschaft, Institut für Energiewirtschaft INEWI bdew Verlag, 2017.

28. Schlatt, V. et al.: BLOCKCHAIN: Grundlagen, Anwendungen und Potenziale, Fraunhofer-FIT, Bayreuth, 2016.

29. Prinz, W. u. Schulte, A.T.: Blockchain und Smart Contracts, Fraunhofer FIT und Fraunhofer IML, 2017.

30. Volk, K. u. Rupp, L.: Automatisierte Umsetzung der Netzampellogik. ew 2/2019.

31. Nallinger, M.: Lokale Flexibiltätsmärkte können Regelleistungsmarkt gut ergänzen. ew 7, 8/2019.

32. Fischer, A. S. et al.: Energiemarktmanagementsystem im Gebäude ist zentraler Akteur. ew 7, 8/2019.

18. Berechnung von Netzen und Leitungen im stationären Betrieb

Die Berechnung von Netzen und Leitungen im stationären Betrieb erfolgt heute fast ausschließlich im Rahmen der so genannten *Leistungsflussrechnung*. Vor dem Aufkommen der Digitalrechner wurden Knotenspannungen und Zweigströme mittels analoger *Netzmodelle* (spezielle Analogrechner) bestimmt.

Unter *Leistungsflussrechnung* (engl.: *power-flow analysis*) versteht man die rechnergestützte Ermittlung der *Wirk-* und *Blindleistungsflüsse* eines Netzes aus vorgegebenen Einspeiseleistungen und Belastungen (s. a. A.8). Die Kenntnis der Leistungsflüsse ermöglicht der *Netzplanung* eine optimale Netzgestaltung bezüglich Kleinhaltung der Spannungsabfälle und Auswahl der Leitungsquerschnitte. Dem *Netzbetrieb* erlaubt sie eine nach wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten optimale Netzführung.

Eine einfache Leistungsflussrechnung (*Grundfallrechnung*) liefert im Einzelnen die

- *Knotenspannungen* und *Ströme* der Betriebsmittel nach Betrag und Phase
- *Wirk-* und *Blindleistungsflüsse* auf den Leitungen
- *Übertragungsverluste* in Leitungen und Transformatoren

Die Grundfallrechnung bildet die Grundlage für weiterführende Rechnungen, wie *Ausfallrechnung* (engl.: *contingency analysis*), *Optimierungsrechnung*, *Netzwerkreduktion*, *Stabilitätsuntersuchungen* etc.

Gelegentlich, beispielsweise beim Anschluss neuer, leistungsstarker Verbraucher, bei lokalen Netzertüchtigungen etc., werden Leitungsquerschnitte und Spannungsabfälle auch noch manuell mit dem Taschenrechner bestimmt. Aus diesem Grund wird im Anschluss an die modernere Leistungsflussrechnung auch der manuellen Leitungsberechnung ein Unterkapitel gewidmet.

18.1 Leistungsflussrechnung

Elektroenergiesysteme sind komplexe, mehrphasige Netzwerke, in denen zwischen den einzelnen Strängen der Betriebsmittel *kapazitive* und *magnetische* Kopplungen bestehen. Im Ersatzschaltbild werden diese durch *Kapazitäten* und *Gegeninduktivitäten* berücksichtigt. Die mathematische Modellierung führt dann auf gekoppelte lineare Gleichungssysteme. Zur Vereinfachung der Berechnungen wird das Mehrphasensystem zunächst durch eine *Ähnlichkeitstransformation* entkoppelt, wodurch sich die Aufgabenstellung im symmetrischen Betrieb auf die Berechnung eines *einphasigen Netzes* reduziert. Im Folgenden wird

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_18

angenommen, dass die Entkopplung gemäß den in 8.11.2 angestellten Überlegungen bereits erfolgt ist und die Leitungsbeläge des einphasigen Ersatzschaltbilds *Betriebsbeläge* darstellen (8.11.1).

Während bei gewöhnlichen Problemen der Netzwerktheorie Spannungs- bzw. Stromquellen sowie passive lineare Bauelemente vorgegeben sind, stellen sich bei Leistungsflussrechnungen Lasten nicht als Bauelemente, sondern als konstante *Leistungen* dar, die aus *Lastprognosen* oder *Messungen* bekannt sind. Beispielsweise hält ein Asynchronmotor die konstant geforderte mechanische Antriebsleistung bei verringerter Netzspannung durch eine höhere Stromaufnahme aufrecht. Ähnlich nimmt auch eine Vielzahl thermisch gesteuerter Warmwasserbereiter bei geringerer Netzspannung und dadurch bedingten längeren Aufheizzeiten infolge des erhöhten Gleichzeitigkeitsfaktors im Mittel mehr Strom auf. In beiden Fällen führen die konstanten elektrischen Leistungen auf *nichtlineare* Gleichungssysteme mit *komplexen Variablen* und *komplexen Matrizen*. Sie entziehen sich schon in vergleichsweise einfachen praktischen Fällen einer manuellen Berechnung.

Auf der Grundlage der beiden Kirchhoffschen Gesetze lassen sich jedoch rechnergestützt für beliebige Netze mathematische Modelle in Form *linearer* Gleichungssysteme aufstellen. Sie enthalten alle *bekannten Informationen* über Topologie, Zweigimpedanzen und -admittanzen sowie Speisespannungen und Belastungen. Ihre Lösung liefert die *unbekannten* Zweigströme und -spannungen.

Als Ergebnis des *Knotenverfahrens* erhält man beispielsweise die unbekannten *Knotenspannungen*, aus deren Differenz sich die Zweigspannungen und über das ohmsche Gesetz auch die Zweigströme berechnen lassen. Als Ergebnis des Maschenverfahrens erhält man die *Maschenströme*, aus deren Überlagerung sich die Zweigströme und über das ohmsche Gesetz die Zweigspannungen ergeben. In schwach vermaschten Netzen kommt dem Maschenverfahren eine gewisse Bedeutung zu. Es liefert eine geringere Zahl zu lösender Gleichungen und gestattet, kleine Netze auch manuell zu berechnen. Dessen ungeachtet beruht der weitaus überwiegende Teil der Berechnungsverfahren für Netze der Energietechnik auf dem *Knotenverfahren*, das unmittelbar die an den Knoten vorgegebenen bzw. gesuchten Größen zueinander in Beziehung setzt.

Das Knotenverfahren führt auf die so genannte *Knotenadmittanzmatrix*, aus der sich die *Knotenhybridmatrix* und die *Knotenimpedanzmatrix* ableiten lassen. Die Analyse eines Netzes nach dem Knotenverfahren führt auf ein lineares Gleichungssystem mit den Knotenspannungen als Unbekannten und den Belastungen als Eingangsgrößen. Die Elemente der zugehörigen Knotenmatrix sind die *Admittanzen* des Netzwerks, daher der Name *Knotenadmittanzmatrix*. Da den folgenden Betrachtungen ausschließlich das *Knotenverfahren* zugrunde liegt, wird bei der nachstehend erläuterten Admittanzmatrix die Vorsilbe „Knoten“ weggelassen.

18.1.1 Mathematisches Netzmodell mit Admittanzmatrix

Zur Aufstellung der Admittanzmatrix werden zunächst alle *Betriebsimpedanzen* der einphasigen Netzdarstellung in Admittanzen umgewandelt, der Mittelpunktsleiter (Neutralleiter N) mit der Ziffer 0 gekennzeichnet und alle anderen Knoten von 1 bis n nummeriert. Einschließlich des Neutralleiters besitzt das Netz dann $n + 1$ Knoten. Jedem Knoten wird eine Knotenspannung gegen einen gemeinsamen *willkürlichen* Bezugspunkt zugeordnet, der nicht dem Netz angehört, mit ihm auch nicht über passive Komponenten verbunden ist,

beispielsweise ein lokaler Erder. Die von einem Knoten abfließenden Ströme werden positiv gezählt und durch die Knotenspannungen der beiden Enden des Strompfades sowie die im Strompfad liegende Admittanz ausgedrückt. Der Belastungsstrom in einem Knoten „i“ wird mit $\underline{I}_{ii}$ bezeichnet, Bild 18.1.

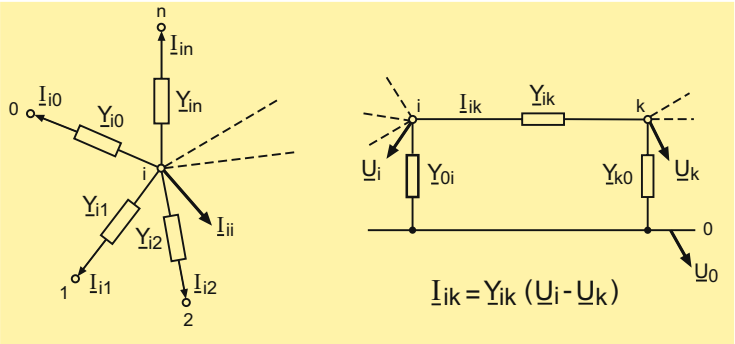


Bild 18.1. Zur Entstehung der Knotengleichungen. $\underline{U}_i$, $\underline{U}_k$, $\underline{U}_0$: Knotenspannungen gegen einen willkürlichen Bezugspunkt.

Mit k als Laufvariable ergibt die Knotenregel:

$$\sum_{k=0}^{n} \underline{I}_{ik} = \underline{I}_{i0} + \underline{I}_{i1} + \underline{I}_{i2} + \ldots + \underline{I}_{ii} + \ldots + \underline{I}_{in} = 0 \tag{18.1}$$

bzw. mit

$$\underline{I}_{ik} = \underline{Y}_{ik}(\underline{U}_i - \underline{U}_k) \tag{18.2}$$

$$\underline{Y}_{i0}(\underline{U}_i - \underline{U}_0) + \underline{Y}_{i1}(\underline{U}_i - \underline{U}_1) + \ldots + \underline{I}_{ii} + \ldots + \underline{Y}_{in}(\underline{U}_i - \underline{U}_n) = 0 \tag{18.3}$$

Ausmultiplizieren und Zusammenfassen liefert:

$$\underline{U}_i(\underline{Y}_{i0} + \underline{Y}_{i1} + \cdots + \underline{Y}_{in}) - \underline{Y}_{i0}\underline{U}_0 - \underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 - \ldots - \underline{Y}_{in}\underline{U}_n = -\underline{I}_{ii} \quad . \tag{18.4}$$

In obigen Gleichungen taucht bei den Admittanzen der Index ii nicht auf, da i mit sich selbst keine Admittanz besitzt. Der Index ii kann daher zur Kennzeichnung des negativen Werts der Summe aller vom Knoten i ausgehenden Admittanzen, so genannte *negative Umlaufadmittanz*, verwendet werden

$$-\underline{Y}_{ii} = \sum_{k=0, k\neq i}^{n} \underline{Y}_{ik} \quad . \tag{18.5}$$

Nach Multiplikation mit (-1) und Ordnen nach Indizes der Spannungen ergibt sich:

$$\underline{Y}_{i0}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{in}\underline{U}_n = \underline{I}_{ii} \quad , \tag{18.6}$$

die „Knotengleichung des Knotens i“. Wiederholungen dieses Verfahrens für alle Knoten liefern das folgende lineare algebraische Gleichungssystem:

$$\begin{aligned}
&\underline{Y}_{00}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{01}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{02}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{0i}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{0n}\underline{U}_n = \underline{I}_{00} \\
&\underline{Y}_{10}\underline{U}_0 + \underline{Y}_{11}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{1i}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{1n}\underline{U}_n = \underline{I}_{11} \\
&- - - -

Für die Reihenfolge der *Indizes* der Koeffizienten gilt: *Zeilen zuerst, Spalten später*. Zur Wahrung der Übersicht geht man bei großer Knotenzahl zur Matrizenschreibweise über:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{00} & \underline{Y}_{01} & \underline{Y}_{02} & \cdots & \underline{Y}_{0i} & \cdots & \underline{Y}_{0n} \\ \underline{Y}_{10} & \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ . & . & . & & . & & . \\ . & . & . & & . & & . \\ \underline{Y}_{n0} & \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ . \\ . \\ . \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{00} \\ \underline{I}_{11} \\ . \\ . \\ . \\ \underline{I}_{nn} \end{bmatrix} \tag{18.7}$$

bzw. in Vektorschreibweise:

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \tag{18.8}$$

$\underline{\mathbf{Y}}$ stellt die *quadratische* Admittanzmatrix (Koeffizientenmatrix), $\underline{\mathbf{U}}$ den Vektor der Knotenspannungen, $\underline{\mathbf{I}}$ den Vektor der Knotenströme dar.

Die Koeffizientenmatrix ist

(n+1)ter Ordnung $\Rightarrow$ (n + 1 Knoten)

quadratisch $\Rightarrow$ (Zeilenzahl gleich Spaltenzahl)

symmetrisch $\Rightarrow$ ($\underline{Y}_{ik} = \underline{Y}_{ki}$)

singulär $\Rightarrow$ (det $\underline{Y} = 0$) .

Letztere Eigenschaft bedeutet, dass die Summe aller Elemente einer Zeile oder Spalte dieser Matrix den Wert Null annimmt (Summenprobe),

$$\sum_{i=0}^{n} \underline{Y}_{ik} = 0 \qquad \text{und} \qquad \sum_{k=0}^{n} \underline{Y}_{ki} = 0 \quad . \tag{18.9}$$

Diese Aussage impliziert, dass von den n + 1 Gleichungen des Systems nur n voneinander unabhängig sind, das Gleichungssystem in dieser Form also nicht eindeutig lösbar ist. Man benutzt jedoch diese Eigenschaft zur Überprüfung der korrekten Dateneingabe.

Die *Diagonalelemente* stellen die negative *Umlaufadmittanz* der einzelnen Knoten dar, die zu einem Diagonalelement gehörenden *Nichtdiagonalelemente* die *Admittanzen* zwischen den zugehörigen Netzknoten. Es ist daher nicht verwunderlich, dass die Zeilen- und Spaltensummen jeweils den Wert Null ergeben, da ja die Umlaufadmittanzen aus den restlichen Admittanzen einer Zeile definiert sind.

Nicht jeder Knoten ist mit allen anderen Knoten eines Netzes verbunden, deshalb besitzen viele Nichtdiagonalelemente den Wert Null. Die Knotenadmittanzmatrix ist mit anderen Worten *spärlich* besetzt (engl.: *sparse matrix*). Den Grad der Besetztheit kennzeichnet die *Spärlichkeit* S, der Quotient aus der Zahl Z der Nullelemente und dem Quadrat der Matrixordnung, $S = Z/n^2$. Die Spärlichkeit kann bei realen Problemen über 95 % betragen. Die Eigenschaft der Spärlichkeit wird später im Rahmen der Lösungsverfahren für große lineare Gleichungssysteme noch eine große Rolle spielen.

Wählt man statt eines willkürlichen netzunabhängigen Bezugsknotens einen *Netzknoten* als Bezugspotenzial, so sind statt p Knotenspannungen nur $p - 1$ Knotenspannungen zu berechnen, die *singuläre* Matrix geht in eine *reguläre* Matrix (det $\underline{Y} \neq 0$) über. Dies allein wird sich bei numerischen Lösungen jedoch als nicht ausreichend erweisen, weswegen

noch weitere Überlegungen angestellt werden müssen. Hierauf wird im Folgenden näher eingegangen, wobei zwischen *Vier-* und *Dreileiternetzen* (Drehstromsysteme mit und ohne Sternpunktleiter, so genannte *geerdet* oder *isoliert* betriebene Netze, s. a. Kapitel 12) unterschieden wird.

18.1.1.1 Vierleiternetze (Netze mit Sternpunktleiter)

Zur Veranschaulichung betrachten wir ein Vierleitersystem in einphasiger Darstellung, bei dem zur Vereinfachung Längs- und Querwiderstände der Leitungen lediglich Resistanzen (Widerstandsleitwerte) sein sollen.

Der Bezugspunkt für alle Knotenspannungen sei der Sternpunkt, womit die Spannung U_0 gleich Null wird, Bild 18.2.

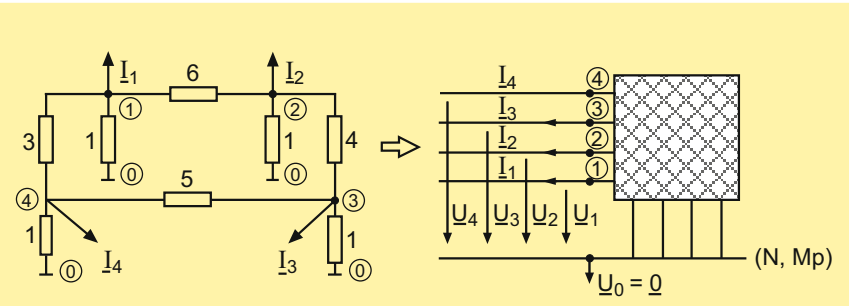


Bild 18.2. Vierleiternetz in einphasiger und symbolischer Darstellung. Im obigen Beispielnetz stellen die Zahlenwerte bereits Admittanzen dar. Bei der symbolischen Darstellung sind die Werte der einzelnen Bauelemente in einer zusätzlichen Liste enthalten.

Die Wahl $\underline{U}_0 = \underline{0}$ macht die Knotengleichung des Knotens 0 entbehrlich (Streichen der ersten Zeile!). Die quadratische Form der Matrix kann durch gleichzeitiges Streichen der ersten Spalte gewahrt werden, da alle Produkte ihrer Elemente mit $\underline{U}_0$ den Wert Null ergeben. Damit lautet die reguläre oder verkürzte Matrix:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & \cdot & & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \tag{18.10}$$

Aufgrund ihres systematischen Aufbaus kann die Admittanzmatrix ohne explizites Aufstellen der Knotengleichungen allein durch Inspektion des Netzes hingeschrieben werden, wobei den Zahlenwerten implizit die Einheit *Siemens* (engl.: *Mho*) zugeordnet sei.

$$\left[\begin{array}{ccccc} -4 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & -10 & 6 & 0 & 3 \\ 1 & 6 & -11 & 4 & 0 \\ 1 & 0 & 4 & -10 & 5 \\ 1 & 3 & 0 & 5 & -9 \end{array}\right] \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \end{bmatrix} \tag{18.11}$$

Die *singuläre* Matrix ermöglicht die Summenprobe. Streichen der ersten Zeilen und Spalte ergibt die *reguläre* Matrix. Sind die Verbraucher nur durch ihre Ströme gegeben, ist die verkürzte Matrix zwar *formal* regulär, sie besitzt jedoch *numerisch* gesehen nahezu singuläres Verhalten, da bei realen Matrizen die Determinante extrem kleine Werte annimmt (engl.: *ill-conditioned matrix*). Dies lässt auch die Summenprobe erkennen. Der Grund liegt in der Tatsache, dass bei fehlenden Verbraucheradmittanzen, mit anderen Worten die Verbraucher durch ihre Belastungsströme gegeben sind, die Elemente $\underline{Y}_{i0}$ der ersten Spalte allein von den hochohmigen Querkapazitäten der Leitungen bestimmt werden und diese nicht viel zur negativen Umlaufadmittanz beitragen,

$$-\underline{Y}_{ii} \approx \sum_{k=0,k\neq i}^{n} \underline{Y}_{ik} - \underline{Y}_{i0} \quad . \tag{18.12}$$

Diese Schwierigkeit beseitigt in einem zweiten Schritt die Vorgabe der *Spannung* eines Netzknotens, z. B. $\underline{U}_1$, was eine weitere Knotengleichung, die des Knotens 1, entbehrlich macht. Die Wahrung der *quadratischen* Eigenschaft der Matrix kann jetzt nicht mehr durch simples Streichen der zugehörigen Spalte erfolgen, da $\underline{U}_1 \neq 0$ ist. Folgende andere Möglichkeiten stehen zur Verfügung:

1. Verlegung der Produkte $\underline{Y}_{i1} \cdot \underline{U}_1$ auf die rechte Seite der Matrizengleichung:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \underline{Y}_{32} & \cdots & \underline{Y}_{3i} & \cdots & \underline{Y}_{3n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 - \underline{Y}_{21} \cdot \underline{U}_1 \\ \underline{I}_3 - \underline{Y}_{31} \cdot \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n - \underline{Y}_{n1} \cdot \underline{U}_1 \end{bmatrix} \tag{18.13}$$

2. Ersetzen aller Elemente der zu streichenden Spalte durch die restlichen Admittanzen der jeweiligen Zeile,

$$\underline{Y}_{i1} = -\underline{Y}_{i0} - \underline{Y}_{ii} - \sum_{k=2,k\neq i}^{n} \underline{Y}_{ik} \quad . \tag{18.14}$$

   Nach Ausmultiplizieren und Umstellen werden die Produkte der ersten Spalte wieder auf die rechte Seite gebracht:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \underline{Y}_{32} & \cdots & \underline{Y}_{3i} & \cdots & \underline{Y}_{3n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_2 - \underline{U}_1 \\ \underline{U}_3 - \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n - \underline{U}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 + \underline{Y}_{20} \cdot \underline{U}_1 \\ \underline{I}_3 + \underline{Y}_{30} \cdot \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n + \underline{Y}_{n0} \cdot \underline{U}_1 \end{bmatrix} \tag{18.15}$$

   Im Spannungsvektor stehen jetzt die Spannungsdifferenzen zur Spannung $\underline{U}_1$. Dadurch wurde der Knoten 1 quasi als Bezugsknoten gewählt, der um die Spannung $\underline{U}_1$ über 0 liegt. Zu einer Lösung $\underline{U}_2 - \underline{U}_1$ muss die Knotenspannung $\underline{U}_1$ addiert werden, um die Phasenspannung $\underline{U}_2$ zu erhalten. Ströme durch die Queradmittanzen, z. B. $\underline{Y}_{20} \cdot \underline{U}_1$, müssen zu den Knotenströmen addiert werden.

3. Schließlich kann man die Umlaufadmittanzen auch ohne die Queradmittanzen bilden, d. h.

$$\underline{Y}_{ii} = -\sum_{k=1,k\neq i}^{n} \underline{Y}_{ik} \tag{18.16}$$

und letztere über die durch sie fließenden Ströme im Stromvektor berücksichtigen:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \underline{Y}_{32} & \cdots & \underline{Y}_{3i} & \cdots & \underline{Y}_{3n} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_2 - \underline{U}_1 \\ \underline{U}_3 - \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n - \underline{U}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 + \underline{Y}_{20} \cdot \underline{U}_2 \\ \underline{I}_3 + \underline{Y}_{30} \cdot \underline{U}_3 \\ \vdots \\ \underline{I}_n + \underline{Y}_{n0} \cdot \underline{U}_n \end{bmatrix} \tag{18.17}$$

Alle drei Darstellungen sind gleichwertig, wobei jedoch die $\underline{Y}_{ii}$ in (18.15) und (18.17) gemäß (18.16) unterschiedlich sind.

Die hier durchgeführte Wahrung des quadratischen Charakters der Matrix ist in abgewandelter Form bei allen auf lineare Gleichungssysteme hoher Ordnung führenden Simulationsmethoden erforderlich (engl.: *large scale systems*). In aller Regel ist die aufgestellte Matrix zunächst singulär und muss durch Einbringen von *Randbedingungen* oder *Anfangsbedingungen* in eine reguläre Matrix überführt werden. Typische Beispiele sind die Finite-Elemente-Methoden, die Boundary-Element-Methoden, das Differenzen- und Ersatzladungsverfahren oder verwandte Diskretisierungsverfahren.

18.1.1.2 Dreileiter-Drehstromnetze

Bei dieser Aufgabenstellung wird mangels des Sternpunktleiters ein *Netzknoten fester Spannung* als Bezugspunkt gewählt, z. B. $\underline{U}_1 = \text{const}$. Die Leitungskapazitäten werden vernachlässigt, die Verbraucher sind durch ihre Belastungsströme gegeben, Bild 18.3.

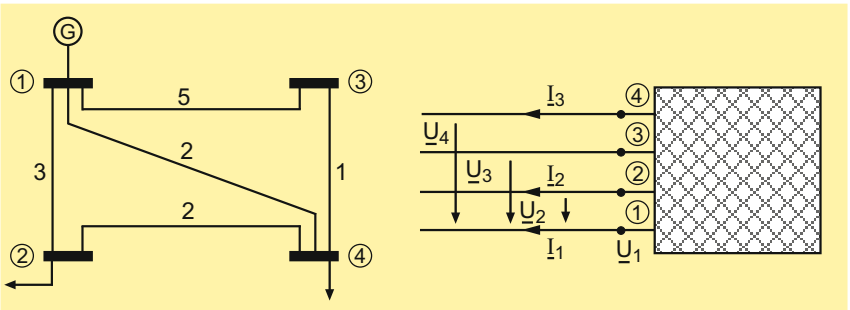


Bild 18.3. Dreileiternetz in einphasiger, symbolischer Darstellung. Links: Schaltplan, rechts: formale Repräsentation.

Für einen beliebigen Bezugspunkt erhält man zunächst die singuläre Matrix:

$$\begin{bmatrix} -10 & 3 & 5 & 2 \\ 3 & -5 & 0 & 2 \\ 5 & 0 & -6 & 1 \\ 2 & 2 & 1 & -5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ 0 \\ \underline{I}_4 \end{bmatrix} \tag{18.18}$$

Mit Wahl des Netzknotens 1 als Bezugsknoten können die erste Zeile und Spalte gestrichen werden. $\underline{U}_{21}$, $\underline{U}_{31}$, $\underline{U}_{41}$ sind dann keine Phasenspannungen mehr, sondern die *Spannungsdifferenzen* gegen den Knoten 1. Die singuläre Matrix geht dann in die verkürzte, reguläre Matrix über

$$\begin{bmatrix} -5 & 0 & 2 \\ 0 & -6 & 1 \\ 2 & 1 & -5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{21} \\ \underline{U}_{31} \\ \underline{U}_{41} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_2 \\ 0 \\ \underline{I}_4 \end{bmatrix} \quad . \tag{18.19}$$

Anwendung der quadratischen, regulären Admittanzmatrix im Kontext:

1. Die hier vorgestellte Admittanzmatrix erlaubt die Berechnung der Knotenspannungen bei vorgegebenen Knotenströmen (Belastungsströmen) durch Auflösen des linearen Gleichungssystems $\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$ nach den Knotenspannungsvektoren $\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}}$. Die Phasenspannung $\underline{U}_2$ erhält man erst durch Addieren der Spannung $\underline{U}_1$.
2. Die Admittanzmatrix erlaubt die einfache Berechnung der Knotenströme bei bekannten Knotenspannungen durch einfaches Einsetzen.

   Wohlgemerkt handelt es sich bei den bisherigen Betrachtungen lediglich um die Herleitung und die Berechnung der Knotenspannungen bei vorgegebenen Knotenlastströmen. Die zusätzliche Problematik bei vorgegebenen *Leistungen* wird in 18.1.5 behandelt.

18.1.2 Hybridmatrix $\underline{\boldsymbol{H}}$

Häufig sind in einem Teil der Netzknoten die *Knotenspannungen*, in einem anderen die *Knotenströme* gegeben. Um auch in diesen Fällen die gesuchten Größen durch einfache Matrixmultiplikation berechnen zu können, wird die Admittanzmatrix so umgeformt, dass alle bekannten Größen in dem bei der Matrix stehenden Spaltenvektor auftreten, alle gesuchten Größen den rechts des Gleichheitszeichens stehenden Spaltenvektor bilden. Dies wird durch partielle Inversion der Matrix erreicht. Wir betrachten folgendes Beispielnetz, Bild 18.4.

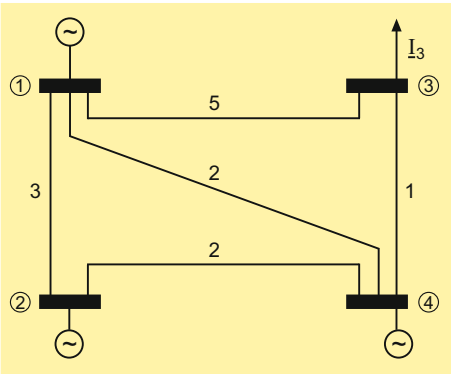


Bild 18.4. Beispielnetz zur Aufstellung der Hybridmatrix.

Gegeben sei: $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{I}_3, \underline{U}_4$ Gesucht: $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{U}_3, \underline{I}_4$.

Durch Inspektion erhält man zunächst nach dem Bildungsgesetz (18.10) das Gleichungssystem

$$\begin{aligned} -10\ \underline{U}_1 + 3\ \underline{U}_2 + 5\ \underline{U}_3 + 2\ \underline{U}_4 &= \underline{I}_1 \\ 3\ \underline{U}_1 - 5\ \underline{U}_2 \qquad\quad + 2\ \underline{U}_4 &= \underline{I}_2 \\ 5\ \underline{U}_1 \qquad - 6\ \underline{U}_3 + \ \underline{U}_4 &= \underline{I}_3 \\ 2\ \underline{U}_1 + 2\ \underline{U}_2 + \ \underline{U}_3 - 5\ \underline{U}_4 &= \underline{I}_4 \quad . \end{aligned} \tag{18.20}$$

Hier stehen die gesuchten Ströme $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ und $\underline{I}_4$ schon auf der richtigen Seite, nicht jedoch die gesuchte Spannung $\underline{U}_3$. Um auch für $\underline{U}_3$ eine finale Bestimmungsgleichung zu erhalten, wird die dritte Gleichung nach $\underline{U}_3$ aufgelöst und in alle anderen substituiert. Anschließendes Ordnen führt auf folgende Gleichungen

$$\begin{aligned} -35/6\ \underline{U}_1 + 3\ \underline{U}_2 - 5/6\ \underline{I}_3 + 17/6\ \underline{U}_4 &= \underline{I}_1 \\ 3\ \underline{U}_1 - 5\ \underline{U}_2 \qquad\quad + \quad 2\quad \underline{U}_4 &= \underline{I}_2 \\ 5/6\ \underline{U}_1 \qquad - 1/6\ \underline{I}_3 + \ 1/6\ \underline{U}_4 &= \underline{U}_3 \\ 17/6\ \underline{U}_1 + 2\ \underline{U}_2 - 1/6\ \underline{I}_3 - 29/6\ \underline{U}_4 &= \underline{I}_4 \quad . \end{aligned} \tag{18.21}$$

bzw.

$$\underline{H} \begin{vmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{U}_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{I}_4 \end{vmatrix} \tag{18.22}$$

Die *abhängige* und die *unabhängige* Variable haben ihren Platz in den Spaltenvektoren getauscht, so genannte *partielle Inversion*. Das Matrixelement, in dem sich die Zeile und Spalte der auszutauschenden Variablen kreuzen, der so genannte *Angelpunkt* um den sich alles dreht, wird als *Pivot* bezeichnet (engl.: *pivot* = dt.: *Türangel*, *Scharnier*).

Beim Variablentausch mehrerer Zeilen ist das Auflösen der jeweiligen Gleichung und die anschließende Substitution sehr mühsam. Man wendet deswegen die folgenden allgemeinen Regeln für die partielle Inversion an:

1. Subtrahiere von jedem außerhalb der Pivotzeile und -spalte liegendem Element das Produkt der in der gleichen Reihe und Spalte liegenden Elemente der Pivotzeile und -spalte, geteilt durch den Pivot.
2. Ersetze den zu invertierenden Pivot durch seinen Reziprokwert.
3. Dividiere alle nichtdiagonalen Elemente der Pivotspalte durch den zu invertierenden Pivot.
4. Dividiere alle nichtdiagonalen Elemente der Pivotzeile durch den *negativen* zu invertierenden Pivot.
5. Man kann nur Gleichungen invertieren, deren Pivot $\neq 0$ ist, da die Division durch Null nicht definiert ist. Numerische Probleme treten wegen Rundungsfehlern bereits auf, wenn der Pivot nur wenig von Null verschieden ist (Abhilfe: Reihenfolge der Zeilen vertauschen, das heißt Knoten umnummerieren).

Beispielsweise erhält man für eine $n \times n$ Matrix mit $n = 3$,

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}} \quad , \tag{18.23}$$

deren *dritte* Zeile und Spalte ausgetauscht werden sollen

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} - \frac{\underline{Y}_{13}\underline{Y}_{31}}{\underline{Y}_{33}} & \underline{Y}_{12} - \frac{\underline{Y}_{13}\underline{Y}_{32}}{\underline{Y}_{33}} & \frac{\underline{Y}_{13}}{\underline{Y}_{33}} \\ \underline{Y}_{21} - \frac{\underline{Y}_{23}\underline{Y}_{31}}{\underline{Y}_{33}} & \underline{Y}_{22} - \frac{\underline{Y}_{23}\underline{Y}_{32}}{\underline{Y}_{33}} & \frac{\underline{Y}_{23}}{\underline{Y}_{33}} \\ -\frac{\underline{Y}_{31}}{\underline{Y}_{33}} & -\frac{\underline{Y}_{32}}{\underline{Y}_{33}} & \frac{1}{\underline{Y}_{33}} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}' \quad . \tag{18.24}$$

Für das Beispiel aus Bild 18.4 erhält man nach obigen Regeln in Zahlen, Bild 18.5.

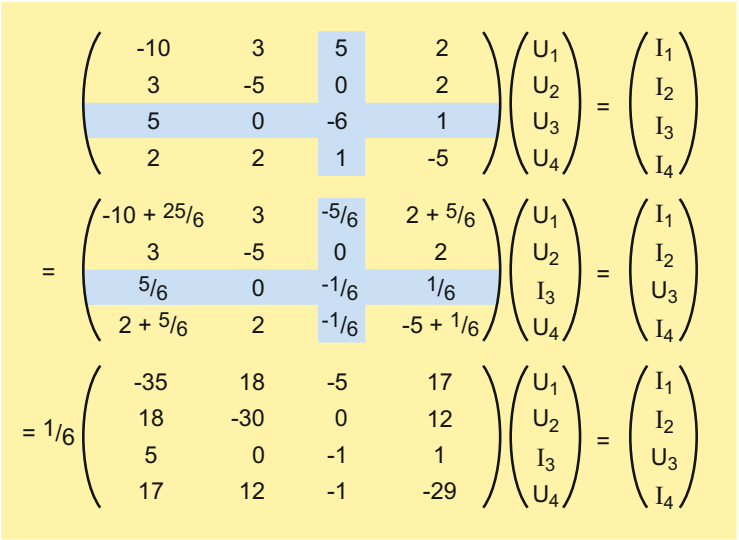


Bild 18.5. Zahlenbeispiel zu partiellen Inversion.

Wendet man diese Regeln auf alle Zeilen einer Matrixgleichung $\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$, erhält man die Kehrmatrix $\underline{\mathbf{Y}}^{-1} = \underline{\mathbf{Z}}$, so genannte *Impedanzmatrix* (s. a. 18.1.3).

Der Rechenaufwand für den Austausch zweier Variablen erfordert $n \times n = n^2$ Operationen. Die Inversion einer ganzen Matrix verlangt dann bei n Zeilen n^3 Operationen. Der Rechenaufwand wächst also in der dritten Potenz mit der Matrixgröße an. Dies ist der Grund dafür, dass die klassische Inversion großer Matrizen in der Praxis weniger Bedeutung hat und die Lösung der Gleichungssysteme mit effizienteren Verfahren durchgeführt wird (siehe Anhang G).

Die Inversion einer *singulären* Matrix ist nicht möglich, da in der letzten zu invertierenden Zeile das Diagonalelement zwangsweise Null wird. Auch Vertauschen der Reihenfolge schafft keine Abhilfe. Nur die *reguläre* Matrix lässt sich vollständig invertieren. Häufig wird die Hybridmatrix auch *Betriebsmatrix* genannt, weil sich für einen bestimmten Betriebsfall die gesuchten Größen durch einfaches „Einsetzen“ ohne zusätzlichen mathematischen Aufwand berechnen lassen (*Betriebsfallrechnung*).

18.1.3 Impedanzmatrix

Die Impedanzmatrix entsteht aus der singulären Admittanzmatrix, indem sämtliche Zeilen und Spalten, bis auf die des Bezugsknotens, etwa nach dem im vorigen Abschnitt beschriebenen Verfahren invertiert werden, d. h. durch vollständige Inversion der regulären Matrix. Sie stellt die Kehrmatrix $\underline{\mathbf{Z}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1}$ der Admittanzmatrix dar und entspricht einem vollständigen Variablenaustausch. Entsprechend lautet die Matrixgleichung eines Netzes jetzt:

$$\underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{I}} = \underline{\mathbf{U}} \quad . \tag{18.25}$$

Die Impedanzmatrix erlaubt die direkte Berechnung der Knotenspannungen durch Multiplikation *gegebener Knotenströme* mit den Matrixelementen. Im Spannungsvektor stehen

die Differenzen der einzelnen Knotenspannungen U_i zur Knotenspannung U_0 des Bezugsknotens. Die Hauptanwendung der Hybrid- und Impedanzmatrizen liegt in der Kurzschluss- und Leistungsflussrechnung. Gegenüber der Admittanzmatrix erlauben sie eine schnellere Konvergenz bei iterativen Lösungsverfahren. Nachteilig ist ihr größerer Speicherplatzbedarf, da alle Elemente von Null verschieden sind. Gewöhnlich erstellt man die Impedanzmatrix nicht durch Inversion der Admittanzmatrix, sondern schrittweise durch sequentielles Anfügen von Netzwerkzweigen an einen Startknotenpunkt. Auf diese Weise lassen sich auch Netzänderungen einfach berücksichtigen, ohne dass jeweils die ganze Admittanzmatrix invertiert werden müsste (siehe Anhang G).

18.1.4 Berechnung der Knotenspannungen und Leitungsströme bei vorgegebenen Belastungsströmen

Als mathematisches Modell eines Netzes mit *vorgegebenen Belastungsströmen* erhält man mittels des Knotenverfahrens die Matrixgleichung

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdots & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{1i} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \cdots & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{2i} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \cdot & & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \underline{Y}_{n1} & \cdots & \underline{Y}_{n2} & \underline{Y}_{ni} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \tag{18.26}$$

bzw.

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{18.27}$$

Die gesuchten Knotenspannungen erhält man durch Inversion der Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ oder mittels effizienterer Lösungsverfahren, wie sie im Anhang G einführend beschrieben sind,

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{18.28}$$

Sind die Knotenspannungen bekannt, lassen sich Leitungsströme, Transformatorströme etc. durch einfache Multiplikation berechnen, Bild 18.6.

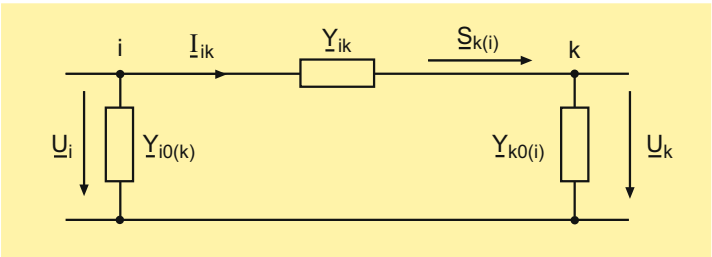


Bild 18.6. Berechnung der Leitungsströme zwischen zwei Knoten i, k aus den Knotenspannungen $\underline{U}_i, \underline{U}_k$ und der Zweigadmittanz $\underline{Y}_{ik}$.

Beispielsweise beträgt der vom Knoten i ausgehende Leitungsstrom

$$\underline{I}_{ik} = \underline{Y}_{ik}(\underline{U}_i - \underline{U}_k) + \underline{U}_i \cdot \underline{Y}_{i0(k)} \quad . \tag{18.29}$$

Mit diesem Strom erfolgt anschließend die Berechnung des Leistungsflusses von i nach k (in i gemessen),

$$\underline{S}_{ik} = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_{ik}^* = \underline{U}_i(\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \cdot \underline{Y}_{ik} + \underline{U}_i \underline{U}_i^* \cdot \underline{Y}_{i0(k)} \quad . \tag{18.30}$$

Führt man obige Berechnungen für alle Zweige des Netzes durch, ist die Grundaufgabe der Netzberechnung für bekannte Belastungsströme gelöst. Das Ergebnis lässt erkennen, ob die Knotenspannungen innerhalb des vorgegebenen Toleranzbereichs liegen und ob die Leitungsströme bzw. -flüsse unter den thermischen Grenzwerten der jeweiligen Betriebsmittel bleiben und auch weiteren Grenzbedingungen genügen (17.1.1.4).

18.1.5 Berechnung der Knotenspannungen bei vorgegebenen Knotenleistungen (Leistungsflussrechnung)

Die bislang angestellten Betrachtungen gingen von der Annahme bekannter Knotenströme aus und führten auf *lineare* Gleichungssysteme

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{18.31}$$

Die Knotenströme $\underline{\mathbf{I}}$ stehen jedoch in der Regel nicht zur Verfügung, da sie von der spannungs- und frequenzabhängigen Stromaufnahme der Lasten abhängen und die Knotenspannungen $\underline{U}_i$ am Anfang nicht bekannt sind (s. a. 18.1). Man kann sie jedoch zunächst näherungsweise aus den bekannten *Knotenleistungen* $\underline{S}_i$ und einem groben Schätzwert für die jeweiligen Knotenspannungen berechnen. Als solchen kann man beispielsweise die Nennspannung annehmen. Für den Strom im Knoten i erhält man dann

$$\underline{I}_{ii} = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \quad . \tag{18.32}$$

Hiermit nehmen die im Kapitel 18.1.1 aufgestellten Knotengleichungen folgende Form an

$$\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} = \underline{I}_{ii} = \underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \ldots + \underline{Y}_{in}\underline{U}_n \tag{18.33}$$

bzw.

$$\underline{S}_i^* = P_i - jQ_i = \underline{Y}_{i1}\underline{U}_1\underline{U}_i^* + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2\underline{U}_i^* \ldots = \underline{U}_i^* \sum_{k=1}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k \quad . \tag{18.34}$$

Im Gegensatz zur Netzberechnung bei vorgegebenen Belastungsströmen sind die *Leistungsflussgleichungen* (18.33) und (18.34) *nichtlinear*. Es treten *Produkte der Knotenspannungen* auf. Das nichtlineare Gleichungssystem der Leistungsflussgleichungen kann daher nur noch iterativ oder iterativ in Verbindung mit direkten Verfahren gelöst werden.

Bei der Iteration berechnet man beispielsweise aus einem geschätzten Knotenspannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(0)}$ und den bekannten Knotenleistungen $\underline{\mathbf{S}}$ gemäß (18.32) einen Startvektor der Knotenströme

$$\underline{\mathbf{I}}^{(0)} = \frac{\underline{\mathbf{S}}^*}{\underline{\mathbf{U}}^{*(0)}} \tag{18.35}$$

für das lineare Gleichungssystem $\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$.

Mittels einer im Vorfeld invertierten Admittanzmatrix lässt sich dann mit dem Startvektor $\underline{\mathbf{I}}^{(0)}$ ein verbesserter Spannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(1)}$ exakt berechnen,

$$\underline{\mathbf{U}}^{(1)} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}}^{(0)} \quad . \tag{18.36}$$

Mit dem verbesserten Spannungsvektor lässt sich anschließend ein verbesserter Stromvektor $\underline{\mathbf{I}}^{(1)}$ ermitteln usw. Dieses Verfahren wird so lange fortgesetzt, bis eine vorgewählte Genauigkeitsschranke erreicht ist:

$$P_{i_{spez}} - Re\{\underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*\} \leq \Delta P_i = 0,01 \ldots 10\,\mathrm{MW} \tag{18.37}$$

$$Q_{i_{spez}} - Im\{\underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*\} \leq \Delta Q_i = 0,01 \ldots 10\,\mathrm{MVar} \quad . \tag{18.38}$$

Die iterative Berechnung des Stromvektors aus den jeweils verbesserten Knotenspannungen wird als „äußere Iteration“ bzw. *Stromiteration* bezeichnet.

Das Flussdiagramm in Bild 18.7 veranschaulicht nochmals die Vorgehensweise bei der *Stromiteration*.

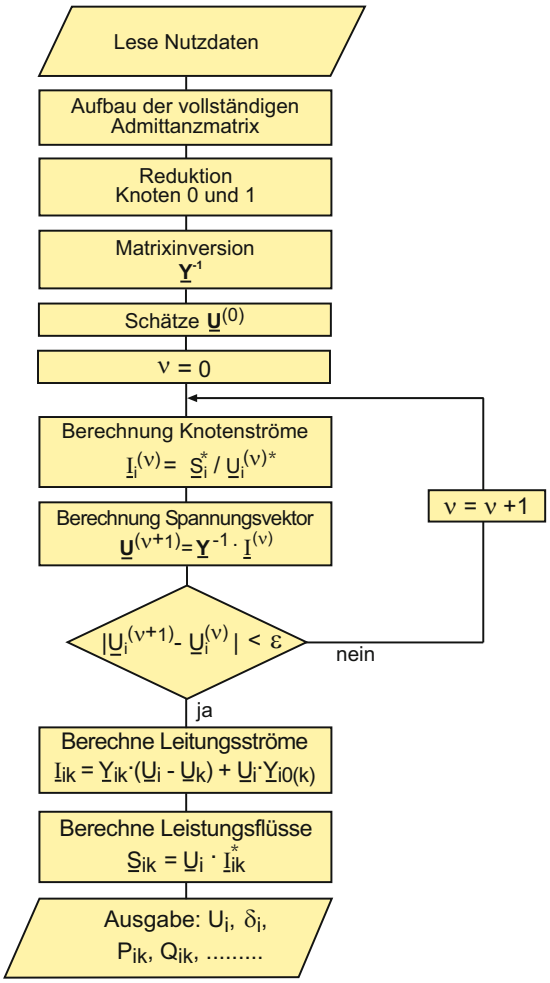


Bild 18.7. Flussdiagramm „Leistungsflussrechnung mit Matrixinversion und Stromiteration“, Netz mit einem Einspeiseknoten (P,U-Knoten).

In der modernen Leistungsflussrechnung finden die *Gauß-Seidel-Iteration* und vorrangig das *Newton-Raphson-Verfahren* Verwendung (siehe Anhang G). Das Gauß-Seidel-Verfahren erfordert einen *geringen*, das Newton-Raphson-Verfahren einen *hohen* Programmieraufwand. Da das Gauß-Seidel-Verfahren mit wachsender Knotenzahl zunehmend schlechter konvergiert, das Newton-Raphson-Verfahren dagegen unabhängig von der Systemgröße nach 4 – 5 Iterationsschritten zur Lösung führt, arbeiten große, leistungsfähige Programme mit dem Newton-Raphson-Algorithmus. Letzterer erfordert einen die endgültigen Knotenspannungen möglichst genau annähernden Startvektor. Ist dieser nicht verfügbar, führt man zunächst eine grobe Iteration nach Gauß-Seidel durch und geht dann auf Newton-Raphson über.

18.1.6 Behandlung unterschiedlicher Netzknoten

Abhängig von der Natur eines Netzknotens erfahren die einzelnen Leistungsflussgleichungen eine unterschiedliche Behandlung. Jeder Netzknoten ist durch vier Größen gekennzeichnet: Wirkleistung P, Blindleistung Q, Spannungsbetrag $|\underline{U}|$ und zugehöriger Phasenwinkel δ. Man unterscheidet im Wesentlichen drei Arten von Netzknoten, an denen je zwei der genannten Größen bekannt, die beiden anderen gesucht sind, Bild 18.8.

Knotenart	Gegeben	Gesucht
Lastknoten: (auch P, Q-Knoten, Lastknoten, ca. 80 % bis 90 % aller Knoten)	+P, $+Q_{ind}$ oder $-Q_{kap}$	$\|\underline{U}\|$, δ
Speiseknoten: (auch Generatorknoten, Spannungsgeregelter Knoten)	-P, $\|\underline{U}\|$	Q, δ
Bilanzknoten: (auch Slack-Knoten, Swing-Knoten, Bezugsknoten)	$\|\underline{U}_1\|$, $\delta_1 = 0$	P, Q

Bild 18.8. Knotenarten.

Lastknoten: In den Lastknoten sind P und Q durch die Lasten festgelegt und in erster Näherung konstant. Die Gleichungen werden mit den Rekursionsformeln in Anhang G behandelt.

Speiseknoten: In den Einspeiseknoten sind die *Wirkleistung* über die Primärregelung der Turbine und die *Spannung* über den Spannungs- bzw. Blindleistungsregler vorgegeben. Aus der Leistungsflussgleichung des betreffenden Knotens wird mit Hilfe der spezifizierten Knotenspannung und dem aktuellen Knotenspannungsvektor zunächst die Blindleistung des Speiseknotens berechnet.

$$Q_i = -\mathrm{Im}\left\{\underline{U}_i^* \sum_{k=1}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k\right\} \quad . \tag{18.39}$$

Nach jedem Iterationsschritt muss die Blindleistung Q_i die Bedingung $Q_{i_{\min}} \leqslant Q_i \leqslant Q_{i_{\max}}$ erfüllen, da sonst der Generator entweder außer Tritt fallen oder seine Erregerwicklung thermisch überlastet würde. Sollte die Blindleistung die Belastungsgrenze überschreiten, wird diese per definitionem auf die jeweilige Grenzblindleistung des Generators festgesetzt, womit der spannungsgeregelte Knoten in die Kategorie der Lastknoten überwechselt und wie diese rechnerisch behandelt wird.

Bilanzknoten (engl.: *slack bus*): Da die Summe aller eingespeisten und abgenommenen Leistungen Null ergeben muss, die im Netz dissipierte Leistung (Netzverluste) aber zu Beginn der Rechnung noch nicht feststeht, bedarf es der Einführung eines *Bilanzknotens*, dessen Leistung sich am Ende der Rechnung in Höhe seiner Einspeiseleistung zuzüglich der Netzverluste I^2R der Betriebsmittel ergibt,

$$\sum P_{Speise} + \sum P_{Last} + \sum P_{Verluste} + P_{Slack} = 0 \quad . \tag{18.40}$$

Als Bilanzknoten bzw. Bezugsknoten wird die Sammelschiene eines leistungsstarken Kraftwerks gewählt. Die Gleichung des Bilanzknotens wird nicht iteriert, da seine Knotenspannung mit der Bezugsknotenspannung identisch, also bereits bekannt ist. Als Ergebnis erhält man jedoch die in das Netz eingespeiste *Wirk-* und *Blindleistung*.

Abschließende Bemerkungen

Die vorangegangenen Abschnitte zeigen nur die Wurzeln der Leistungsflussrechnung auf, die praktische Leistungsflussrechnung ist im Detail sehr anspruchsvoll. Sie hat unter Wahrung gewisser Randbedingungen zu erfolgen, beispielsweise Einhaltung eines endlichen Spannungstoleranzbands für die Knotenspannungen und Nichtüberschreitung der durch die Belastungsdiagramme der Synchrongeneratoren vorgegebenen Leistungen (8.7 und 18.2.2). Ferner sind die aktuellen komplexen Übersetzungsverhältnisse im Netz befindlicher Regeltransformatoren zu berücksichtigen, die neben den Generatoren zur Lenkung der Leistungsflüsse herangezogen werden. Änderungen ihres Schaltzustands verlangen ständig nach einer Änderung der Admittanzmatrix. Ferner arbeitet die reale Leistungsflussrechnung mit pu–Größen, die auch die Leistungsflussrechnung mit Netzen unterschiedlicher Spannungsebenen erleichtern (siehe Anhang C). Schließlich sind die Schnittstellen zu anderen Netzen zu berücksichtigen.

18.2 Varianten der Leistungsflussrechnung

18.2.1 Schnelle Leistungsflussrechnung

Bei Störungen benötigt das Netzführungspersonal weniger eine *genaue Lösung* als eine *schnelle Entscheidungshilfe*, um frühzeitig optimale korrektive Maßnahmen ergreifen zu können. Hierfür wurden zahlreiche Algorithmen entwickelt, die unter anderem auf der schwachen Kopplung zwischen der P/f- und der Q/U-Wechselwirkung beruhen (siehe Kapitel 15) und unter dem Begriff *schnelle Leistungsflussrechnung* subsummiert werden (engl.: *fast decoupled load flow*).

Beispielsweise führt das Newton-Raphson-Verfahren (siehe Anhang G.2.1.3) auf ein Gleichungssystem, dessen Matrix die partiellen Ableitungen der *Wirk-* und *Blindleistungen* nach den *Spannungswinkeln* δ und den *Knotenspannungsbeträgen* U enthält,

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \hline \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial U_n}\right)^{(0)} \end{array}\right] \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta U_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta U_n^{(0)} \end{bmatrix} \tag{18.41}$$

Da die *Wirkleistungsflüsse* überwiegend von den *Spannungswinkeln* δ, die *Blindleistungsflüsse* überwiegend vom *Betrag der Knotenspannungen* U abhängen, kann man näherungsweise die Ableitungen der linken oberen und rechten unteren Teilmatrix vernachlässigen bzw. zu Null annehmen.

Weitere Vernachlässigungen führen zu einer Konstanz der beiden verbleibenden Teilmatrizen, wodurch sie lediglich einmal aufgestellt werden müssen. Durch diese Maßnahmen wird die für eine Iteration benötigte Rechenzeit erheblich verringert. Es existieren eine Vielzahl weiterer, die schwache Kopplung zwischen Spannung und Frequenz nutzender Algorithmen, wegen der auf das Schrifttum verwiesen wird.

18.2.2 Optimale Leistungsflussrechnung

Die optimierte Leistungsflussrechnung (engl.: OPF, *Optimum Power Flow*) bezieht betrieblich bedingte Grenzen für maximal und minimal *zulässige* sowie wirtschaftlich *optimale* Leistungsflüsse in den Rechengang ein und führt zu einem unbestimmten Gleichungssystem.

Bei der Kraftwerkseinsatzplanung werden die Wirk- und Blindleistungen der Kraftwerke und die dezentral bereitgestellten Blindleistungen mittels OPF-Rechnungen derart ermittelt, dass ein Optimum an Wirtschaftlichkeit und Sicherheit erreicht wird. Die Zielfunktion ist derart zu optimieren, dass Wirk- und Blindleistungen, und damit die Knotenspannungen und Leistungswinkel, möglichst mittig zwischen folgenden Grenzen liegen,

$$\begin{aligned} P_{i_{\min}} &\le P_i \le P_{i_{\max}} \\ Q_{i_{\min}} &\le Q_i \le Q_{i_{\max}} \\ U_{i_{\min}} &\le U_i \le U_{i_{\max}} \\ P_{ik_{\min}} &\le P_{ik} \le U_{ik_{\max}} \\ Q_{ik_{\min}} &\le Q_{ik} \le Q_{ik_{\max}} \end{aligned} \tag{18.42}$$

und ferner die Turbinenleistung

$$P_{T_{\min}} \le P_T \le P_{T_{\max}} \tag{18.43}$$

innerhalb der betrieblich bedingten Schranken bleibt (4.3.1.2).

18.2.3 Probabilistische Leistungsflussrechnung

In der klassischen Leistungsflussrechnung wird einer Menge deterministischer *Eingangsgrößen* eine Menge deterministischer *Ausgangsgrößen* zugeordnet. Auch bei der klassischen Ausfall-Simulationsrechnung (17.1.5) werden in jedem Rechengang nur deterministisch diskrete Betriebsmittel als ausgefallen angenommen. In beiden Fällen wird also die Wahrscheinlichkeit der Variablen zu 1 festgestellt. Sowohl in der kurz- als auch in der langfristigen Planung ist es jedoch wünschenswert, auch unerwartete Nichtverfügbarkeiten berücksichtigen zu können. Dies leistet die *probabilistische Leistungsflussrechnung.*

Bei der probabilistischen Leistungsflussrechnung werden die Eingangsgrößen mit Hilfe von *Monte-Carlo-Methoden* oder anderen Verfahren als stochastische Zufallsgrößen in Form von *Wahrscheinlichkeitsdichten* definiert (s. a. 17.1.1.1, Bild 17.7). Diese Variablen werden einer Leistungsflussrechnung unterworfen, die einen Satz von Wahrscheinlichkeitsdichten für die Ausgangsgrößen, das heißt für Knotenspannungen, Leitungsströme, Leistungsflüsse liefert. Es lassen sich so Aussagen gewinnen, mit welcher Wahrscheinlichkeit thermische Überlastungen von Transformatoren und Leitungen zu erwarten sind, Knotenspannungen außerhalb des vorgegebenen Spannungsbands liegen und Stabilitätsgrenzen erreicht werden. Diese Informationen sind nicht nur für die langfristige Netzplanung erforderlich sondern auch für die Betriebsführung von großem Wert bei der vorausschauenden Beurteilung von Störungen und der Einleitung optimaler korrektiver Maßnahmen.

18.3 Manuelle Berechnung von Leitungsströmen in kleinen Netzen

Leistungsflussberechnung wird erfolgreich in allen Gebieten der Netzplanung und -erweiterung eingesetzt. Sie erfordert jedoch die Vertrautheit mit dem jeweils vorliegenden Anwendungspaket und setzt viel Know-how und Erfahrungswissen des Benutzers voraus. In vielen Fällen ist die Verwendung solch aufwendiger Methoden nicht notwendig. Insbesondere bei der Dimensionierung von Niederspannungsleitungen, die ja fast ausschließlich als Strahlennetze vorliegen oder zumindest als solche betrieben werden und bei der Bestimmung der optimalen Lage von *Trennstellen* in vermascht aufgebauten Netzen, wird daher oft auf *klassische Methoden der Leitungsbemessung* zurückgegriffen. Sie sollen in den folgenden Abschnitten zumindest einführend vorgestellt werden.

Die grundlegende Aufgabe besteht darin, nach Wahl des Leitermaterials (Kupfer, Aluminium) die notwendigen *Leiterquerschnitte* einzelner Teilabschnitte für *vorgegebene Lastströme* zu berechnen, um die zugehörigen Spannungsabfälle innerhalb eines tolerierbaren Bereichs zu halten. Leitermaterial und Querschnitte von Freileitungen und Kabeln sowie deren Dauerstrombelastbarkeit sind genormt. Ein berechneter Wert wird stets auf den nächst höheren genormten Querschnitt aufgerundet. Häufig vorkommende Aufgabenstellungen und ihre Berechnungsverfahren sind Gegenstand der nächsten Abschnitte. Vorausgesetzt werden dabei immer symmetrisch belastete Netze und symmetrische Leitungen, die sich durch ein einphasiges Ersatzschaltbild mit $\underline{Z}_b = R_b + j\,X_b$ beschreiben lassen. Leiterkapazitäten und Ableitströme werden vernachlässigt, was bei Hochspannungsleitungen natürlich nicht mehr zulässig wäre (siehe Kapitel 10).

18.3.1 Die an einem Ende belastete Leitung

Die einfachste Konfiguration ist die an *einem Ende gespeiste Leitung*, bei der *ein Verbraucher am anderen Ende* versorgt wird. Auf diesen Fall lassen sich auch Berechnungen bei Leitungen mit mehreren Abnehmern sowie geschlossene Netze zurückführen.

Das einphasige Ersatzschaltbild der einfach belasteten Leitung ist in Bild 18.9 dargestellt.

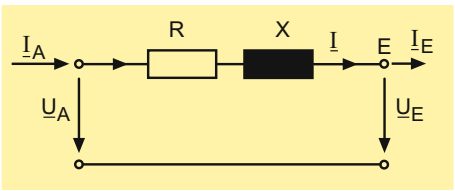


Bild 18.9. Einphasiges Ersatzschaltbild einer am Ende belasteten Leitung. R_b, X_b: Betriebswerte (8.11.2, 10.3.5 und 10.6.1).

Alle Größen am Leitungsanfang werden mit A und alle am Leitungsende mit E indiziert. Für den Leitungsstrom gilt

$$\underline{I}_A = \underline{I}_E = \underline{I} \quad , \tag{18.44}$$

wobei $\underline{I}$ der in die Last fließende Strom sein soll.

Unter Annahme einer induktiven Last mit dem Leistungsfaktor $\cos\varphi_E = \cos\varphi_{ind}$ erhält man das zugehörige Zeigerdiagramm aus dem konstanten Laststrom $\underline{I}_E$ und der am Ende verlangten Spannung $\underline{U}_E$ durch geometrische Addition der ohmschen und induktiven Spannungsabfälle längs der Leitung zur Spannung $\underline{U}_E$, Bild 18.10.

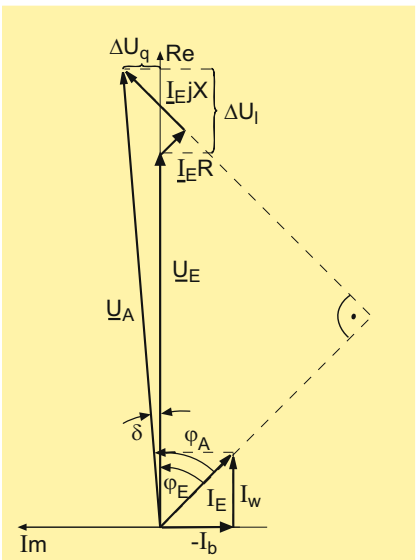


Bild 18.10. Zeigerdiagramm der an einem Ende belasteten Leitung.

Der *vektorielle* Spannungsabfall $\Delta\underline{U}$ berechnet sich mit $\underline{I}_E = \underline{I} = I_w - j\,I_b$ zu

$$\begin{aligned} \Delta\underline{U} &= \underline{I}\,\underline{Z} = (I_w - j\,I_b)\,(R + j\,X) \\ &= I_w R + I_b\,X + j\,(I_w X - I_b R) \quad . \end{aligned} \tag{18.45}$$

Sein Betrag $|\Delta\underline{U}|$ ist nicht identisch mit der Differenz der Beträge der Knotenspannungen an beiden Leitungsenden. Beispielsweise können die Beträge beider Knotenspannungen gleich groß, der Betrag $|\Delta\underline{U}|$ des komplexen Spannungsabfalls jedoch von Null verschieden sein, Bild 18.11.

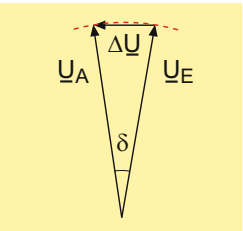


Bild 18.11. Zum Unterschied zwischen dem Betrag des komplexen Spannungsabfalls $\Delta\underline{U}$ und der Differenz der Beträge der beiden Knotenspannungen $|\underline{U}_A|$ und $|\underline{U}_E|$.

Da es in der Praxis um die Beträge der Spannungen in den einzelnen Netzknoten geht, teilt man den komplexen Spannungsabfall $\Delta\underline{U}$ in einen *Längsspannungsabfall* ΔU_l und einen *Querspannungsabfall* ΔU_q auf (s. a. 10.3.5.2). Ersterer ist für den Unterschied der Beträge der Knotenspannungen maßgebend, letzterer für den Leitungswinkel zwischen beiden Spannungen.

$$\Delta U_l = I_w R + I_b X = I\,(R\cos\varphi_E + X\sin\varphi_E) \tag{18.46}$$

$$\Delta U_q = I_w X - I_b R = I\,(X\cos\varphi_E - R\sin\varphi_E) \tag{18.47}$$

Die am Leitungsanfang anliegende Spannung besitzt den Betrag

$$U_A = \sqrt{(U_E + \Delta U_l)^2 + \Delta U_q^2} \tag{18.48}$$

und der *Leitungswinkel* δ ergibt sich aus der Differenz der Phasenwinkel der Spannungen am Anfang und Ende der Leitung zu

$$\delta = \varphi_A - \varphi_E = \arcsin\left(\frac{\Delta U_q}{U_A}\right) \tag{18.49}$$

Der absolute Spannungsabfall längs einer Leitung, beispielsweise $\Delta U_l = 20\ V$, bedeutet für eine Niederspannungsleitung sehr viel, für eine Mittelspannungsleitung sehr wenig. Um eine bedeutsamere Aussage machen zu können, bezieht man den absoluten Spannungsabfall auf die Nennspannung bzw. die Spannung am Leitungsanfang. Der prozentuale Spannungsunterschied zwischen den Beträgen der beiden Knotenspannungen an den Leitungsenden beträgt dann

$$\Delta U_{\%} \approx \frac{\Delta U_l}{U_A} \cdot 100\ \% \tag{18.50}$$

Hier ist anzumerken, dass auch ein reiner Blindstrom, beispielsweise bei kapazitiver Last, Leitungsverluste $3I_c^2\,R_b$ verursacht.

Die Leitungsverluste berechnen sich mit dem Betrag des Leitungsstroms zu

$$P_R = 3\,I_c^2\,R_b \quad . \tag{18.51}$$

Sie werden gewöhnlich auf die Summe der Wirkleistungen aller von der Leitung versorgten Verbraucher bezogen:

$$P_{R\%} = \frac{P_R}{\sum P_V} \cdot 100\ \% \quad . \tag{18.52}$$

Der Zusammenhang zwischen dem ohmschen Widerstand der Leitung und den Leitungsparametern (Länge l_{AE}, Querschnitt q und spezifische Leitfähigkeit κ) ist gegeben durch

$$R_b = \frac{2 \cdot l_{AE}}{\kappa \cdot q} \tag{18.53}$$

Der Faktor 2 ergibt sich aus der Gesamtlänge von Hin- und Rückleiter.

18.3.2 Die mehrfach belastete Leitung

Die Berechnung der Spannungsabfälle längs einer *mehrfach belasteten, einseitig gespeisten Leitung* unterscheidet sich nicht wesentlich von der oben vorgestellten Berechnung einer Leitung mit einem Abnehmer. Jeder Leitungsabschnitt wird als eine Leitung mit nur einem Abnehmer betrachtet und so kann man die Lösung schrittweise erarbeiten. Bei der Berechnung der Stromverteilung kann zunächst näherungsweise angenommen werden, dass die Spannung entlang der ganzen Leitung konstant bzw. gleich der Nennspannung ist. Dadurch vereinfacht sich die Berechnung wesentlich. Betrachtet wird die Leitung in Bild 18.12 mit ihrem Zeigerdiagramm 18.13. Die Leistung der Verbraucher V_2 und V_3 sei bekannt.

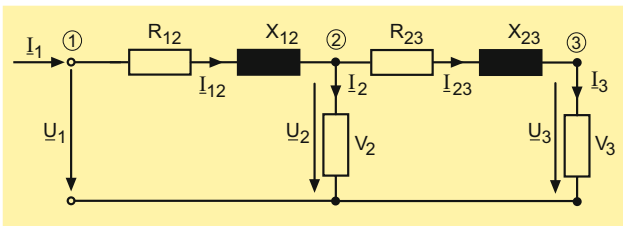


Bild 18.12. Einphasiges Ersatzschaltbild der Leitung mit mehreren Abnehmern.

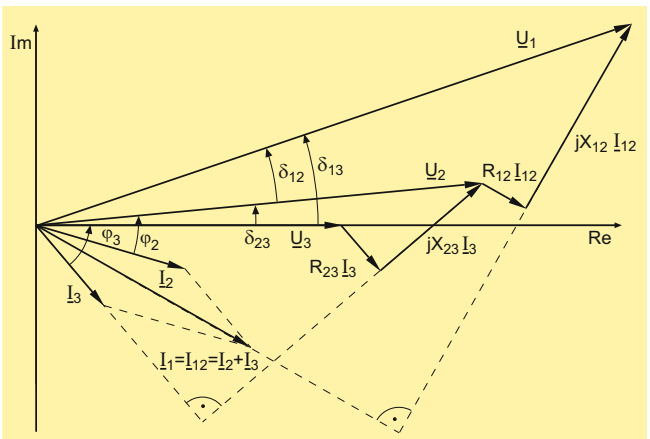


Bild 18.13. Zeigerdiagramm der Leitung mit mehreren Abnehmern.

Der Betrag des Stroms $I_3 = I_{23}$ ergibt sich sofort aus der Verbraucherleistung zu

$$I_3 = \frac{P_3}{U_3 \cos \varphi_3} \quad . \tag{18.54}$$

Der Strom lässt sich in seine *Längskomponente* und *Querkomponente* $I_{3,l} = I_3 \cdot \cos \varphi_3$ und $I_{3,q} = I_3 \sin \varphi_3$ aufteilen.

Damit berechnet sich der Spannungsabfall zwischen den Knoten 2 und 3 zu

$$\begin{aligned} \Delta U_{l,23} &= I_{23} \cdot (R_{23} \cos \varphi_{23} + X_{23} \sin \varphi_{23}) \\ \Delta U_{q,23} &= I_{23} \cdot (X_{23} \cos \varphi_{23} - R_{23} \sin \varphi_{23}) \quad . \end{aligned}$$

Für Betrag und Phase der Spannung am Knoten 2 ergibt sich somit

$$\begin{aligned} U_2 &= \sqrt{(U_3 + \Delta U_{l,23})^2 + (\Delta U_{q,23})^2} \\ \delta_{23} &= \arcsin\left(\frac{\Delta U_{q,23}}{U_3}\right) \quad . \end{aligned} \tag{18.55}$$

Sind der Betrag der Spannung U_2 und der Leitungswinkel δ_{23} gegeben, kann man den Betrag des Verbraucherstroms I_2 sowie dessen Längs- und Querkomponente berechnen:

$$\begin{aligned} I_2 &= \frac{P_2}{U_2 \cos \varphi_2} \\ I_{l,2} &= I_2 \cdot \cos(\varphi_2 - \delta_{23}) \\ I_{q,2} &= I_2 \cdot \sin(\varphi_2 - \delta_{23}) \end{aligned}$$

Wie man im Zeigerdiagramm 18.13 erkennen kann, ergibt sich der Strom zwischen den Knoten 1 und 2 nach Betrag und Phase zu

$$\begin{aligned} I_{12} &= \sqrt{(I_{l,2} + I_{l,3})^2 + (I_{q,2} + I_{q,3})^2} \\ \varphi_{12} &= \arctan \frac{I_{q,2} + I_{q,3}}{I_{l,2} + I_{l,3}} \end{aligned}$$

Längs- und Querspannungsabfall zwischen den Knoten 1 und 2 ergeben sich damit zu

$$\begin{aligned} \Delta U_{l,12} &= I_{12} \cdot (R_{12} \cos \varphi_{12} + X_{12} \sin \varphi_{12}) \\ \Delta U_{q,12} &= I_{12} \cdot (X_{12} \cos \varphi_{12} - R_{12} \sin \varphi_{12}) \quad . \end{aligned}$$

Damit folgt für die Spannung am Einspeisepunkt:

$$\begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_3 + \Delta U_{l,23} + \Delta U_{l,12})^2 + (\Delta U_{q,23} + \Delta U_{q,12})^2} \\ \delta_{13} &= \arcsin\left(\frac{\Delta U_{q,23} + \Delta U_{q,12}}{U_3}\right) \end{aligned} \tag{18.56}$$

und die am Anfang eingespeiste Wirk- und Blindleistung berechnet sich zu

$$\begin{aligned} P_1 &= U_1 \cdot I_{12} \cos \varphi_1 \\ Q_1 &= U_1 \cdot I_{12} \sin \varphi_1 \quad . \end{aligned}$$

Der maximale Spannungsabfall dieser Konfiguration tritt zwischen den Knoten 1 und 3 auf. Bezogen auf die Einspeisespannung berechnet sich der prozentuale Spannungsabfall zu

$$\Delta U_{\%} = \frac{U_1 - U_3}{U_1} \cdot 100\,\% \quad . \tag{18.57}$$

Die Winkel im Zeigerdiagramm sind nicht maßstäblich gezeichnet. In der Realität sind die Leitungswinkel δ_{ij} kleiner. Für mehrere Verbraucher an diskreten Stellen der Leitung wird diese Methode wiederholt angewendet.

18.3.3 Die beidseitig gespeiste Leitung, gleiche Versorgungsspannung

Es wird zunächst der einfache Fall einer Leitung *mit gleicher Versorgungsspannung* an den Punkten A und B betrachtet, Bild 18.14.

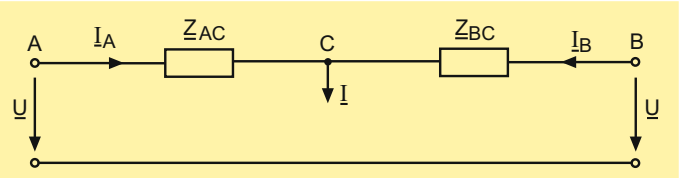


Bild 18.14. Einphasiges Ersatzschaltbild der beidseitig mit gleicher Spannung gespeisten Leitung mit einem Verbraucher.

Der Verbraucher am Punkt C entnimmt der Leitung den Strom $\underline{I}$. Es gelten wegen der Knotengleichung am Punkt C und der Maschengleichung A–C–B–A:

$$\begin{aligned} \underline{I} &= \underline{I}_A + \underline{I}_B \\ \underline{I}_A \cdot \underline{Z}_{AC} &= \underline{I}_B \cdot \underline{Z}_{BC} \end{aligned} \quad . \tag{18.58}$$

Aufgelöst nach den Strömen an den Versorgungspunkten ergibt sich für die Verteilung des Gesamtstroms diese Abhängigkeit von den Leitungsimpedanzen:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}\frac{\underline{Z}_{BC}}{\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC}} \\ \underline{I}_B &= \underline{I}\frac{\underline{Z}_{AC}}{\underline{Z}_{AC} + \underline{Z}_{BC}} \end{aligned} \quad . \tag{18.59}$$

Bei einer Leitung mit n Abnehmern und gleicher Spannung links und rechts, Bild 18.15, gilt:

$$\underline{I}_A = \frac{\underline{I}_n \cdot \underline{Z}_{nB} + .. + \underline{I}_2 \cdot (\underline{Z}_{23} + .. + \underline{Z}_{nB}) + \underline{I}_1 \cdot (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + .. + \underline{Z}_{nB})}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + .. + \underline{Z}_{nB}}$$

$$\underline{I}_B = \frac{\underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_{A1} + \underline{I}_2 \cdot (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12}) + .. + \underline{I}_n \cdot (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + .. + \underline{Z}_{n-1,n})}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + .. + \underline{Z}_{nB}}$$

Diese Leitungskonfiguration besitzt genau einen Verbraucherknoten tiefsten Potenzials. Man kann die zweiseitig gespeiste Leitung auch durch zwei einfach gespeiste Ersatzleitungen darstellen, deren jeweils am Ende anliegenden Verbraucher sich zu einem vereinigen.

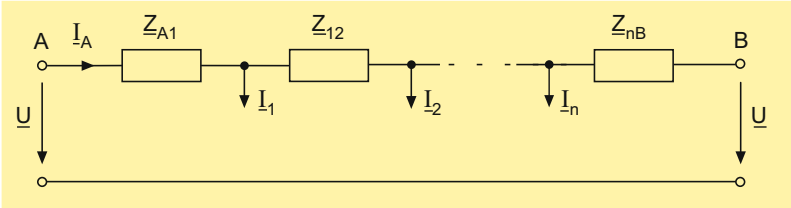


Bild 18.15. Einphasiges Ersatzschaltbild der beidseitig mit gleicher Spannung gespeisten Leitung mit n Verbrauchern.

18.3.4 Die beidseitig gespeiste Leitung bei unterschiedlichen Versorgungsspannungen

Die Strom- und Spannungsverteilung einer Leitung mit unterschiedlichen Versorgungsspannungen kann in *drei Schritten* berechnet werden. Das Verfahren wird an der Konfiguration mit einem Verbraucher demonstriert, Bild 18.16.

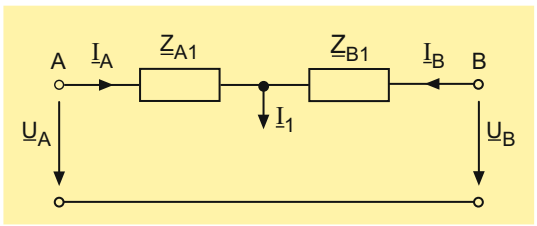


Bild 18.16. Einphasiges Ersatzschaltbild einer beidseitig mit unterschiedlichen Spannungen gespeisten Leitung.

– Zunächst geht man von gleicher Versorgungsspannung an beiden Einspeiseknoten $\underline{U}_A = \underline{U}_B$ aus und geht wie in 18.3.3 vor. Man erhält so *eine Lösungskomponente* der Gesamtlösung mit den Einspeiseströmen $\underline{I}_{A0}$ und $\underline{I}_{B0}$.

– Im zweiten Schritt berechnet man den *Ausgleichsstrom* $\underline{I}_{AB}$, der durch den Unterschied in der Speisespannung fließt. Der Ausgleichsstrom wird folgendermaßen berechnet:

$$\underline{I}_{AB} = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{B1}} \quad . \tag{18.60}$$

– Schließlich führt die *Überlagerung* der beiden Lösungen zur gesamten Stromverteilung

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{A0} + \underline{I}_{AB}$$
$$\underline{I}_B = \underline{I}_{B0} - \underline{I}_{AB} \quad .$$

Die Stromverteilung einer beidseitig gespeisten Leitung mit *mehreren Abnehmern* bei unterschiedlichen Speisespannungen lässt sich unter Anwendung dieses Überlagerungsprinzips ebenfalls leicht berechnen.

18.3.5 Vereinfachungen in der Berechnung

Falls bei Leitungen mit mehreren Abnehmern alle Verbraucher fast ausschließlich Wirkleistung verbrauchen, d. h. $\cos\varphi \approx 1$, kann man die *Querspannungsabfälle* in der Berechnung

vernachlässigen und es genügt, nur mit den *Längsspannungsabfällen* zu rechnen. Diese Vereinfachung tritt ideal bei reinen *Gleichstromnetzen* auf, die als Spezialfall in den hier angestellten Überlegungen enthalten sind.

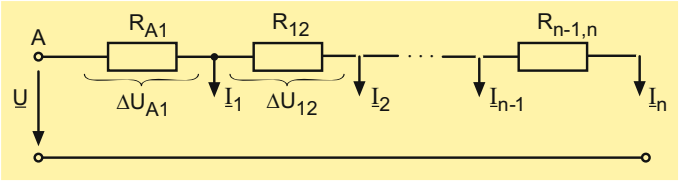


Bild 18.17. Einphasiges Ersatzschaltbild der einseitig gespeisten Leitung mit ausschließlich Wirkleistungsverbrauchern.

Bei einer Leitung mit mehreren Wirkleistungsverbrauchern und einseitiger Speisung, Bild 18.17, sind nur die ohmschen Widerstände der Leitungsabschnitte R_{ij} zu berücksichtigen. Der Spannungsabfall $\Delta U_{l,An}$ zwischen der Einspeisung und dem letzten Verbraucher, Knoten A und n, setzt sich zusammen aus den Längsspannungsabfällen der einzelnen Teilleiterabschnitte. Am ersten Teilleiterabschnitt $A-1$ fließt der gesamte Strom aller Verbraucher, am zweiten Teilabschnitt $1-2$ die Summe aller Ströme von Verbraucher 2 bis n, u.s.w. Dies führt zu folgender Schreibweise:

$$\begin{aligned}\Delta U_l &= \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \cdots + \Delta U_{n-1,n} \\ &= R_{A1}\cdot(I_1 + I_2 + \cdots + I_n) + R_{12}\cdot(I_2 + I_3 + \cdots + I_n)\cdots + R_{n-1,n}\cdot I_n \\ &= I_1 R_{A1} + I_2(R_{A1} + R_{12}) + \cdots + I_n(R_{A1} + R_{12} + \cdots + R_{n-1,n})\end{aligned} \tag{18.61}$$

Falls es sich um eine homogene Leitung handelt, kann man den gesamten Längsspannungsabfall auch durch die Längen der Teilleiterabschnitte ausdrücken. Mit (18.53) gilt:

$$\Delta U_l = \frac{1}{\kappa \cdot q}\left(I_1 \cdot l_{A1} + I_2 \cdot l_{A2} + \cdots + I_n \cdot l_{An}\right) \quad . \tag{18.62}$$

18.3.6 Berechnung der Stromverteilung in Netzen

Niederspannungsnetze liegen entweder als *Strahlen-*, *Ring-* oder *Maschennetze* vor (11.1).

18.3.6.1 Strahlennetze

Ein einfaches Beispiel zeigt Bild 18.18.

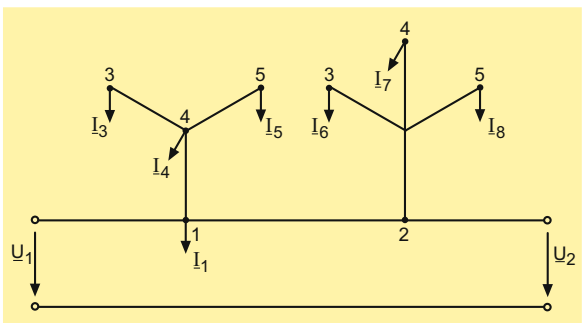


Bild 18.18. Einfaches Strahlennetz.

Das Strahlennetz sei beidseitig mit *ungleichen* Spannungen $\underline{U}_A$ und $\underline{U}_E$ gespeist. Die Ströme an den Knoten 1 und 2 lassen sich durch Zusammenfassen aller zu- und abfließenden Ströme berechnen und das System auf die in Bild 18.19 gezeigte zweiseitig gespeiste Leitung reduzieren, die in Kap. 18.3.4 behandelt wurde.

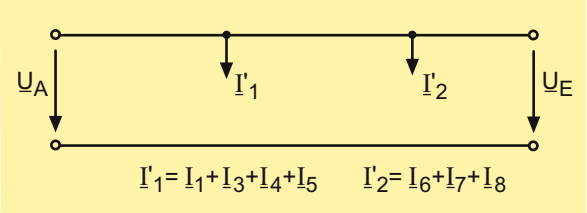


Bild 18.19. Vereinfachtes Netz, entstanden aus einem Strahlennetz.

18.3.6.2 Ringnetze

Ringnetze lassen sich ebenfalls auf bereits bekannte Strukturen zurückführen. Stellt man sich das Ringnetz in Bild 18.20a an der Einspeisestelle aufgetrennt vor, so erhält man die in Bild 18.20b dargestellte beidseitig gespeiste Leitung mit *gleicher* Speisespannung, deren Berechnung bereits aus 18.3.3 bekannt ist.

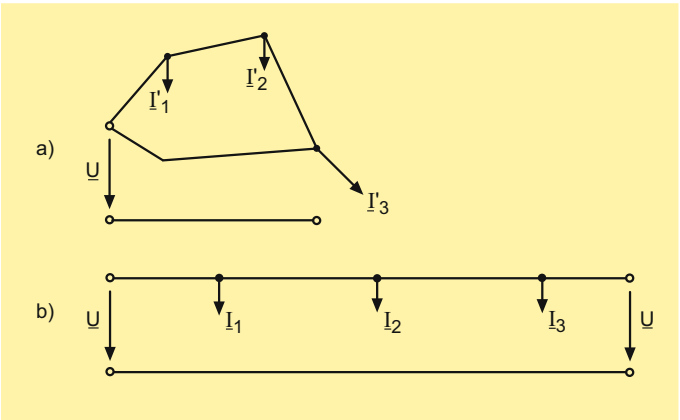


Bild 18.20. Umwandlung eines Ringnetzes in eine beidseitig mit gleicher Spannung gespeiste Leitung.

18.3.6.3 Maschennetze

Die Strom- und Spannungsverteilung größerer vermaschter Netze sind nicht mehr manuell zu bestimmen. Kleine vermaschte Netze lassen sich jedoch häufig durch die *Stern-Dreieck-Umwandlung* oder die Ausnutzung von *Symmetrien* stark vereinfachen. Dies soll am Beispiel eines Drehstromnetzes (380/220 V) mit drei Einspeisungen gleicher Spannung verdeutlicht werden, Bild 18.21.

Die Einspeisung erfolgt in den Knoten A, B und C und die Verbraucher liegen in den Knoten D, E und F an.

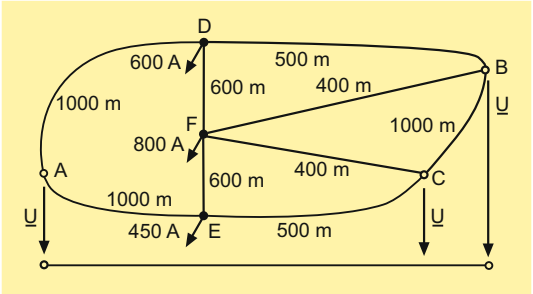


Bild 18.21. Einfaches Maschennetz mit drei Einspeisungen.

Die Belastungen sind im Bild als Strangströme bzw. Außenleiterströme der abgehenden Leitungen zu verstehen, die Verbraucher entnehmen dem Netz nur Wirkleistung, das heißt $\cos\varphi = 1$. Die Spannungen an allen Einspeisungen seien gleich und im Netz sollen Kupferkabel ($\kappa = 51\frac{m}{\Omega\, mm^2}$) verlegt werden. Querspannungsabfall und Kabelkapazitäten sollen vernachlässigt werden.

1. Schritt: Netzvereinfachung

Zur Berechnung der *Stromverteilung* wird das Netz zunächst auf Symmetrien untersucht. Es sind zunächst keine Symmetrien erkennbar. Man kann jedoch das Netz vereinfachen, indem man feststellt, dass die Punkte B und C auf gleichem Potenzial liegen. Dies hat zur Folge, dass über die Leitung von B nach C kein Strom fließt. Diese Punkte können daher zu einem Knoten G zusammengefasst werden. Die von F nach B und C führenden Leitungen lassen sich dann zu einer Ersatzleitung von 200 m Länge zusammenfassen. Die Ersatzlänge einer aus zwei parallel geschalteten Leitungen der Längen l_1 und l_2 gebildeten Ersatzleitung erhält man aus

$$\frac{1}{l_{\text{ers}}} = \frac{1}{l_1} + \frac{1}{l_2} \qquad \text{bzw.} \qquad l_{\text{ers}} = \frac{l_1 \cdot l_2}{l_1 + l_2} \quad . \tag{18.63}$$

Es ergibt sich so das in Bild 18.22 dargestellte vereinfachte Netz mit der *Ersatzleitung* von 200 m zwischen F und G.

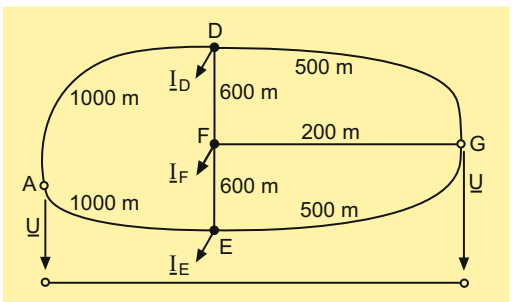


Bild 18.22. Vereinfachtes Maschennetz, Stufe 1.

Weiterhin kann der Speisepunkt A auch noch mit dem Speisepunkt G zum neuen Speisepunkt H zusammengelegt werden. Dazu ermittelt man mit (18.63) die Länge der Ersatzleitung der Leitungen von A nach D und von D nach G. Entsprechend verfährt man mit den Leitungen zwischen A und E und zwischen E und G. Es erfolgt damit eine Einspeisung

nur noch im neuen Knoten H. Die gemäß (18.63) ermittelten Ersatzlängen der Kabel sind Bild 18.23 zu entnehmen.

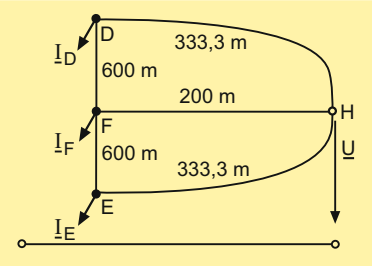


Bild 18.23. Vereinfachtes Maschennetz, Stufe 2.

Der Strom I_D wird nun auf die Knoten F und H nach der *Stromteilerregel* verlegt. Man erhält dann für die verlegten Stromanteile:

$$I_{D(F)} = \frac{600\,A \cdot 333,3\,\mathrm{m}}{600\,\mathrm{m} + 333,3\,\mathrm{m}} = \frac{600\,A \cdot 333,3\,\mathrm{m}}{933,3\,\mathrm{m}} = 214,3\,A$$

$$I_{D(H)} = 600\,A - 214,3\,A = 385,7\,A \quad .$$

Ebenso wird mit dem Strom I_E verfahren. Die Verlegung auf die Knoten F und H führt zu:

$$I_{E(F)} = \frac{450\,A \cdot 333,3\,\mathrm{m}}{933,3\,\mathrm{m}} = 160,7\,A$$

$$I_{E(H)} = 450\,A - 160,7\,A = 289,3\,A \quad .$$

Der resultierende Verbraucherstrom im Speiseknoten H beträgt dann

$$I_H = I_{D(H)} + I_{E(H)} = 675\,A \quad . \tag{18.64}$$

Die Ströme $\underline{I}_D$ und $\underline{I}_E$, im Knoten F zusammengefasst, betragen

$$I'_F = I_F + I_{D(F)} + I_{E(F)} = 1.175\,A \quad , \tag{18.65}$$

Bild 18.24.

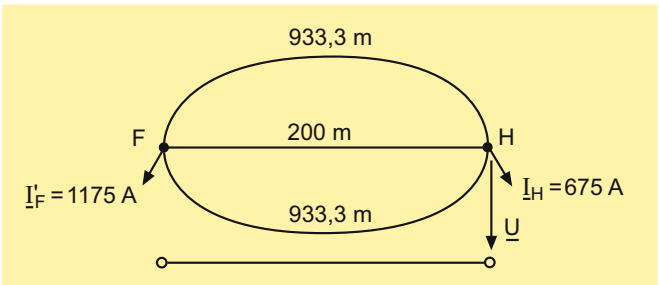


Bild 18.24. Weiter vereinfachtes Maschennetz, Stufe 3.

Der totale Verbraucherstrom beträgt dann

$$I_V = I_F' + I_H = 1.850\,A \quad , \tag{18.66}$$

was auch der Summe aller in Bild 18.21 eingezeichneten realen Verbraucherströme entspricht. Die parallelen Leitungen werden schließlich zu einer Leitung mit der Ersatzlänge von 140 m zusammengefasst. Damit ist die Netzvereinfachung beendet und man erhält als Ersatznetz ein einseitig gespeistes Kabel, Bild 18.25.

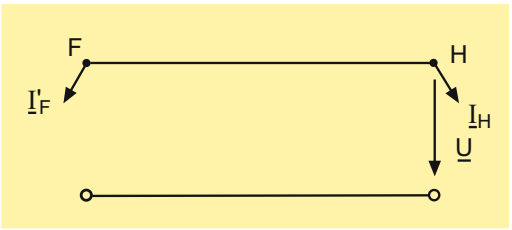


Bild 18.25. Vereinfachtes Maschennetz, Stufe 4.

Der für die Leitung H nach F relevante Strom beträgt $I_L = 1.175\,A$. Die Länge dieser Ersatzleitung ergibt sich mit (18.63) zu $l_L = 140\ m$.

2. Schritt: Netzwiederaufbau
Zur Ermittlung der Stromverteilung in den einzelnen Kabelabschnitten kehrt man die Reihenfolge der Vorgehensweise von Schritt 1 um. Das heißt die 1.175 A werden auf die einzelnen Teilleiter umgelegt.

Zunächst verteilt man den über die Ersatzleitung in Bild 18.25 fließenden Strom I_L auf die drei Ersatzleitungen in Bild 18.24.

Hierbei gilt für die Produkte aus Strom und Leitungslänge

$$I_{HF(i)}\, l_{HF(i)} = I_L\, l_L \quad . \tag{18.67}$$

Nach Umformung erhält man für die erste Leitung von H nach F in Bild 18.24:

$$I_{HF(1)} = I_L \cdot \frac{l_L}{l_{HF(1)}} = 1.175\,\mathrm{A} \cdot \frac{140\ \mathrm{m}}{933,3\,\mathrm{m}} = 176,3\,\mathrm{A} \tag{18.68}$$

und entsprechend für die beiden anderen Leitungen $I_{HF(2)} = 822,5\,\mathrm{A}$ und $I_{HF(3)} = 176,3\,\mathrm{A}$. Nun müssen, um die Teilströme in Bild 18.23 zu erhalten, die Umverteilungen der Knotenströme der Knoten D und E rückgängig gemacht werden. Das heißt, dass die Ströme I_D bzw. I_E wieder aus den Knoten D bzw. E fließen. Es gilt

$$I_{HD} = I_{HF(1)} + I_{D(H)} = 176,3\,\mathrm{A} + 385,7\,\mathrm{A} = 526\,\mathrm{A} \quad , \tag{18.69}$$

man lässt also den nach H verlegten Stromanteil von I_D zurück nach D fließen. Ebenso lässt man den nach H verlegten Stromanteil von I_E nach E zurückfließen und erhält als Ergebnis $I_{HE} = 465,6\,\mathrm{A}$. Der von D nach F weiterfließende Strom ergibt sich aus der Differenz

$$I_{DF} = I_{HD} - I_D = 562\,\mathrm{A} - 600\,\mathrm{A} = -38\,\mathrm{A} \quad , \tag{18.70}$$

da die Summe aller Knotenströme Null sein muss. Sinngemäß erhält man $I_{EF} = 15,6\,\mathrm{A}$. Im nächsten Schritt spaltet man den Knoten H wieder in den Knoten A und G auf. Daraus ergibt sich Bild 18.22. Mit (18.67) und (18.68) erhält man wieder

$$I_{AD} = I_{HD} \cdot \frac{l_{HD}}{l_{AD}} = 562\,\mathrm{A} \cdot \frac{333,3\,\mathrm{m}}{1.000\,\mathrm{m}} = 187,3\,\mathrm{A} \quad . \tag{18.71}$$

Für die anderen Ströme ergibt sich entsprechend:

$$I_{GD} = I_{HD} \cdot \frac{l_{HD}}{l_{GD}} = I_{HD} - I_{AD} = 374,7\,\mathrm{A} \quad . \tag{18.72}$$

Genauso verfährt man im unteren Zweig mit den Strömen zwischen G und A und erhält $I_{AE} = 155,2\,\mathrm{A}$ und $I_{GE} = 310,4\,\mathrm{A}$.

Um das Originalmaschennetz aus Bild 18.21 wieder zu erhalten, muss nur noch der Knoten G durch Einfügen der stromlosen Leitung mit den Knoten B und C ersetzt werden. Der Strom von G nach F teilt sich in diesem einfachen Fall gleichmäßig auf die beiden 400 m langen Leitungen von B nach F bzw. zwischen C und F auf:

$$\begin{aligned} I_{BF} = I_{CF} &= \frac{1}{2} \cdot I_{GF} = \frac{1}{2} \cdot I_{HF} = \frac{1}{2} \cdot I_{HF(2)} \\ &= \frac{1}{2} \cdot 822,5\,\mathrm{A} = 411,3\,\mathrm{A} \quad . \end{aligned} \tag{18.73}$$

Die von den Knoten A, B und C aufgenommenen Speiseströme ergeben sich aus der Summe der jeweiligen abfließenden Leitungsströme. Man erhält schließlich die komplette Stromverteilung gemäß Bild 18.26.

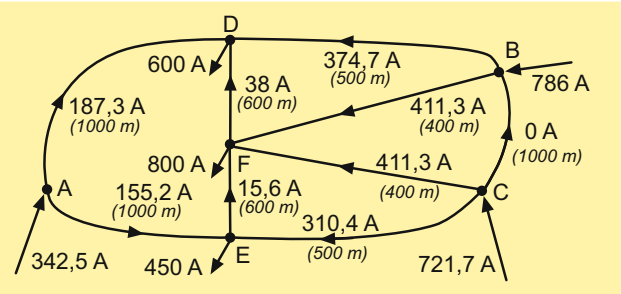


Bild 18.26. Stromverteilung im Maschennetz.

Es bleibt anzumerken, dass beim Rechnen mit gerundeten Werten, wie hier geschehen, Rundungsfehler nach dem Komma auftreten können, die bei einer Überprüfung von Bild 18.26 mit der Knotenregel offensichtlich werden. Die sich hierdurch ergebenden Unstimmigkeiten in der Größenordnung von wenigen Zehntel A sind vernachlässigbar.

Die Spannungen U_A, U_B und U_C sind als Speiseknoten per definitionem gleich der Nennspannung. Betrachtet man nun die Stromflüsse der verbleibenden Knoten, so erkennt man, dass der Strom von Knoten E nach F und wiederum von Knoten F nach D fließt. Hieraus kann man schließen, dass die Spannung im Knoten D am niedrigsten ist.

Als nächstes soll für einen gegebenen maximal zulässigen Spannungsabfall von 6 % der benötigte Kabelquerschnitt berechnet werden. Hierzu betrachtet man die Leitung zwischen Knoten A (Speiseknoten) und Knoten D (niedrigstes Potenzial).

Aus dem maximal zulässigen prozentualen Spannungsabfall

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot \sqrt{3}}{U_n} \cdot 100\,\% = 6\,\% \quad , \tag{18.74}$$

folgt der absolute Spannungsabfall

$$\Delta U = 0,06 \cdot \frac{380\,V}{\sqrt{3}} = 13,16\,V \quad . \tag{18.75}$$

Der Querschnitt lässt sich jetzt für die Leitung von A nach D berechnen zu

$$\begin{aligned} q &= \frac{I_{AD} \cdot l_{AD}}{\Delta U \cdot \kappa} \\ &= \frac{187,33\,A \cdot 1.000\,\mathrm{m}}{13,2\,V \cdot 51 \frac{\mathrm{m}}{\Omega\,\mathrm{mm}^2}} \\ &= 278,3\,\mathrm{mm}^2 \quad . \end{aligned}$$

Der nächsthöhere *genormte Querschnittswert* beträgt $q = 300\,mm^2$.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 18

1. Handschin, E.: Elektrische Energieübertragungssysteme. 2. Auflage, Hüthig-Verlag, Heidelberg, 1987.
2. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
3. Stiefel, E.: Einführung in die numerische Mathematik. 5. erweiterte Auflage, B. G. Teubner, Stuttgart, 1976.
4. Arrilaga, J. u. Arnold, C.: Computer Analysis of Power Systems. John Wiley, New York, 1990.
5. Koettnitz, H. u. Pundt, H.: Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie VEB, Leipzig, 1968.
6. Schultheiß, F. u. Weßnigk, K.: Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze, Übertragungsberechnung. Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie VEB, Leibzig, 1971.
7. Glover, J. u. Sarma, M.: Power System Analysis and Design. 3. Auflage, PWS Publishing Company, Boston, 2002.
8. Anders, G.: Probability Concepts in Electric Power Systems. 1. Auflage, John Wiley, New York, 1990.
9. Krishmasamy, S.: Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems. 1. Auflage, Pergamon Press, 1986.
10. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.

19. Kurzschlussstromberechnung

Beim Versagen der Isolation zwischen den Leitern eines Drehstromsystems infolge Alterung, betrieblicher oder atmosphärischer Überspannungen etc. kommt es an der Fehlerstelle zu einem Lichtbogen, der die Verbraucherimpedanzen praktisch kurzschließt. Über die Fehlerstelle und in den zu- und abgehenden Leitungen fließen *Kurzschlussströme*, deren Höhe und zeitlicher Verlauf sich nach den im Strompfad liegenden Leitungsimpedanzen und den komplexen Generatorinnenwiderständen richtet. Die möglichen Fehlerströme müssen während der Planung eines Netzes und der Auslegung seiner Komponenten sowie für Sicherheitsbetrachtungen und den Netzschutz rechnerisch ermittelt werden.

Kurzschlussströme verursachen:

- hohe magnetische Kräfte zwischen den Leitern und damit starke mechanische Beanspruchungen
- exzessive Erwärmung von Betriebsmitteln, die bei fortdauerndem Kurzschluss thermisch zerstört würden
- unmittelbare thermische Wirkungen des Lichtbogens (z. B. Entzündung organischer Materialien, Schmelzen von Metallen etc.)
- unmittelbare mechanische Wirkungen des Lichtbogens durch die explosionsartige Druckerhöhung beim Aufheizen des Lichtbogengases
- gefährliche Schritt- und Berührungsspannungen sowie elektromagnetische Beeinflussungen von Nachrichtensystemen

In der Kurzschlussstromberechnung werden sowohl der *maximale* Kurzschlussstrom als auch der *minimale* Kurzschlussstrom ermittelt. Ersterer wird für die Berechnung der maximalen mechanischen Beanspruchungen, der thermischen Wirkungen und der Auswahl des *Kurzschlussstrom-Schaltvermögens* der Leistungsschalter benötigt. Letzterer ist für die treffende Einstellung der *Überstromauslöser* der Leistungsschalter und die Schutzmaßnahme *Nullung* entscheidend (s. a. 14.7). Sowohl *größter* als auch *kleinster* Kurzschlussstrom hängen vom augenblicklichen Netzzustand, mit anderen Worten von der aktuellen Netztopologie sowie von Zahl und Ort der in Betrieb befindlichen Kraftwerke, von der Verbrauchersituation und der Kurzschlussart ab. Im Rahmen der Netzführung werden daher ständig Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und der sichere Zustand des Netzes überprüft.

Das Isolationsversagen kann zwischen zwei oder allen drei Phasen, oder auch zwischen einer oder mehreren Phasen und Erde erfolgen. Von allen Kurzschlussarten lässt sich nur der *dreipolige Kurzschlussstrom* dank seiner *Symmetrie* aus dem im störungsfreien Betrieb

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_19

verwendeten einphasigen Ersatzschaltbild berechnen, so genannter *symmetrischer Fehler*. Er liefert für fast alle praxisrelevanten Szenarien die höchsten Fehlerströme. Alle anderen Fehlerarten, so genannte *unsymmetrische Fehler*, verlangen die Zerlegung des *unsymmetrischen* Drehstromsystems mit Hilfe der *Methode der symmetrischen Komponenten* in drei *symmetrische* einphasige Netzwerke, so genannte *Mit-, Gegen-* und *Nullsysteme* (s. a. Kapitel 8.11.2 und Anhang E).

Im Folgenden werden zunächst die in der klassischen Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und IEC 60909 verwendeten Begriffe und die grundsätzliche Vorgehensweise erklärt. Die vorgestellte Methodik wird zunächst anhand des *symmetrischen* dreipoligen Kurzschlusses und seines einphasigen Ersatzschaltbilds erläutert. Anschließend folgt in eigenen Abschnitten die Behandlung *unsymmetrischer* Fehlerfälle. Der treffenden Ermittlung der Kurzschlussimpedanzen bzw. -reaktanzen elektrischer Betriebsmittel ist ein eigener Abschnitt gewidmet. Schließlich werden die Unterschiede zwischen der *klassischen* Kurzschlussstromberechnung und der *digitalen* Kurzschlussstromberechnung herausgestellt.

Die in diesem Kapitel vermittelten Grundlagen besitzen wohlgemerkt nur einführenden Charakter. Für die Durchführung einer praxisrelevanten Berechnung ist das Vorliegen der Vorschrift DIN VDE 0102 (bzw. IEC 60909-0) „*Berechnung von Kurzschlussströmen in Drehstromnetzen*“ unerlässlich.

19.1 Begriffswelt und Methodik der Kurzschlussstromberechnung

Der zeitliche Verlauf eines Kurzschlussstroms wird durch elektromagnetische *Ausgleichsvorgänge* in den Synchrongeneratoren und im Netz bestimmt, die sich bei der mathematischen Modellierung oder in Ersatzschaltbildern in Form *nichtlinearer*, *zeitvarianter* Impedanzen auswirken. Es handelt sich mit anderen Worten um *transiente, nichtsinusförmige* Vorgänge, die mathematisch nur durch eine Zeitfunktion $i_k(t)$ beschrieben werden können, Bild 19.1.

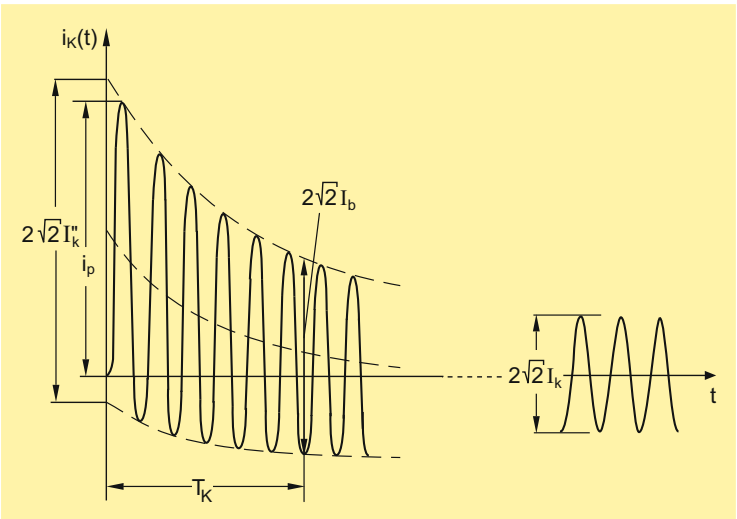


Bild 19.1. Grundsätzlicher zeitlicher Verlauf des Kurzschlussstroms nach Eintritt eines generatornahen Kurzschlusses im Spannungsnulldurchgang. Definitionen gemäß DIN VDE 0102. Die wichtigste Größe ist I_k''. Die untere Einhüllende geht nicht durch den Nullpunkt, was für die exakte Definition von I_k'' wichtig ist.

In der weit verbreiteten Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 bzw. IEC 60909 wird die Zeitfunktion $i_k(t)$ nicht mathematisch streng durch das Aufstellen und Lösen des zugehörigen Differenzialgleichungssystems ermittelt; auch nicht bei der so genannten *Digitalen Kurzschlussstromberechnung* (19.6). Stattdessen berechnet man auf heuristische Weise zunächst einen so genannten *Anfangs-Kurzschlusswechselstrom* I_k''. Dieser Anfangs-Kurzschlusswechselstrom ist definiert als *Effektivwert* einer harmonisch angenommenen *Wechselstromkomponente* des zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts. Ist der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' ermittelt, ergeben sich hieraus durch Multiplikation mit entsprechenden Faktoren alle weiteren für die Praxis relevanten Größen.

Aus systemtheoretischer Sicht ist die Charakterisierung eines transienten Vorgangs durch harmonische Größen bzw. Effektivwerte eigentlich nicht vertretbar. Die Vermischung von Zeit- und Frequenzbereichsgrößen macht eine formal einwandfreie Darstellung unmöglich. Die nachstehend beschriebene heuristische Vorgehensweise wird jedoch wegen ihrer Einfachheit und hinreichenden Genauigkeit in der Praxis nach wie vor bevorzugt. Da sie Grundlage der aktuellen Normen ist, wird ihr auch in diesem Kapitel gefolgt.

19.1.1 Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k''

Für die Berechnung des Effektivwerts I_k'' eines dreiphasigen, *symmetrischen* Kurzschlusses wird, wie in 19.2.2 später noch ausführlich erläutert werden wird, die *Kurzschlussstrombahn* einer Phase durch Zusammenfassen ihrer in Reihe und parallel geschalteten Teilimpedanzen sowie durch Stern/Dreieck- und Dreieck/Sternumwandlung auf ein finales *einphasiges* Ersatzschaltbild reduziert, Bild 19.2.

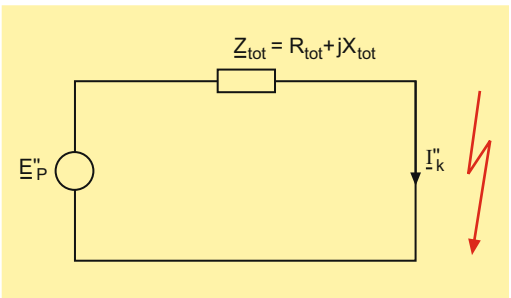


Bild 19.2. Finales einphasiges Ersatzschaltbild der Kurzschlussstrombahn zur Berechnung des Effektivwerts I_k''. $\underline{E}_P''$: treibende Spannung, $\underline{Z}_{tot}$: zusammengefasste Impedanz der Kurzschlussstrombahn, $\underline{I}_k''$: *komplexer* Effektivwertzeiger.

Nach Erstellen des Ersatzschaltbilds lässt sich unter Annahme stationärer Verhältnisse mit Hilfe der komplexen Wechselstromrechnung zunächst der komplexe Effektivwertzeiger

$$\underline{I}_k'' = \frac{\underline{E}_P''}{\underline{Z}_{tot}} \tag{19.1}$$

ermitteln. Da man sich jedoch nur für den *Effektivwert* I_k'' interessiert, vereinfacht man (19.1) zu

$$\boxed{I_k'' = \frac{E_P''}{Z_{tot}} = \frac{E_P''}{\sqrt{R_{tot}^2 + X_{tot}^2}}} \quad . \tag{19.2}$$

Für die Berechnung von I_k'' unsymmetrischer Fehler ist diese Berechnung drei Mal, jeweils für das Mit-, Gegen- und Nullsystem, durchzuführen (19.3).

Mit der Berechnung von I_k'' für die jeweiligen Ersatzschaltbilder ist die *Grundaufgabe der Kurzschlussstromberechnung* gelöst. Alle weiteren interessierenden Größen lassen sich aus I_k'' durch Multiplikation mit geeigneten Faktoren ableiten, was im Folgenden erläutert wird.

19.1.2 Berechnung aus I_k'' abgeleiteter Kurzschlussstromgrößen

19.1.2.1 Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_p

Hierbei handelt es sich um den höchsten zu erwartenden *Momentanwert* des Kurzschlussstroms, gemäß Bild 19.1. Er ist maßgebend für die mechanische Beanspruchung der Betriebsmittel, beispielsweise biegesteifer Leiter in Schaltanlagen, und berechnet sich aus dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' zu

$$i_p = \sqrt{2}\kappa I_k'' \quad . \tag{19.3}$$

Die *Stoßziffer* κ lässt sich für alle Kurzschlussarten aus der Näherungsgleichung

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3R_{\mathrm{tot}}/X_{\mathrm{tot}}} \tag{19.4}$$

bestimmen. R_{tot} und X_{tot} repräsentieren jeweils den totalen Wirk- und Blindwiderstand der gesamten Kurzschlussbahn gemäß Bild 19.2. Wird der Kurzschluss von mehreren Quellen gespeist, so verwendet man für κ einheitlich den Wert für die Kurzschlussbahn mit dem kleinsten Verhältnis $R_{\mathrm{tot}}/X_{\mathrm{tot}}$. Ist eine höhere Genauigkeit erforderlich, so stehen nach DIN VDE 0102 weitere Verfahren zur Bestimmung eines resultierenden Wertes für κ zur Verfügung.

19.1.2.2 Ausschaltwechselstrom I_b

Der Ausschaltwechselstrom ist der *Effektivwert* der symmetrischen Wechselstromkomponente des zu erwartenden Kurzschlussstroms *im Augenblick der Kontakttrennung* der ansprechenden Schalteinrichtung bzw. Schaltstrecke. Er berechnet sich zu

$$I_b = \mu I_k'' \quad . \tag{19.5}$$

Der *Abklingfaktor* μ hängt vom Mindestschaltverzug des Leistungsschalters sowie vom Verhältnis I_k''/I_{r_G} des Generators ab (I_{r_G} Generatorbemessungsstrom bzw. -nennstrom). Die Bestimmungsgleichungen für μ sind in DIN VDE 0102 nachzulesen. Es gilt $0,5 < \mu < 1$.

Die Berechnung von I_b ist nur bei einer abklingenden Wechselstromkomponente, d. h. bei *generatornahem* Kurzschluss erforderlich, ansonsten gilt $I_b = I_k''$.

19.1.2.3 Dauerkurzschlussstrom I_k

Der Dauerkurzschlussstrom ist der Effektivwert des Kurzschlussstroms, der nach Abklingen aller Ausgleichsvorgänge bestehen bleibt. Die obere und untere Grenze wird gemäß

$$I_k = \lambda_{max/min} I_{r_G} \tag{19.6}$$

abgeschätzt. Für die Bestimmung der Maximal- und Minimalwerte des *Dauerfaktors* λ sind die in DIN VDE 0102 angegebenen Diagramme zu verwenden. Parameter ist die gesättigte

synchrone Generatorreaktanz $x_{d,\text{gesättigt}}$ (8.2.3). Die Berechnung von I_k ist ebenfalls nur bei *generatornahem* Kurzschluss erforderlich, ansonsten gilt $I_k = I_k''$.

Selbstverständlich könnte der Dauerkurzschlussstrom auch durch eine gesonderte Kurzschlussstromberechnung bestimmt werden, bei der für die Kurzschlussimpedanz der Generatoren anstelle der subtransienten Reaktanzen X_d'' die synchronen Reaktanzen X_d eingesetzt werden.

19.1.2.4 Thermisch wirksamer Kurzschlussstrom I_{th}

Der thermisch wirksame Kurzschlussstrom ist eine Hilfsgröße und entspricht dem Effektivwert eines äquivalenten betriebsfrequenten Wechselstroms, der innerhalb der Kurzschlussdauer T_k die gleiche thermische Wirkung besitzen würde wie der Kurzschlussstrom. Mit anderen Worten, die so genannten *Grenzlastintegrale* von $i_{th}(t) = \sqrt{2} I_{th} \sin \omega t$ und $i_k(t)$ über die Kurzschlussdauer T_k sind gleich,

$$\int_0^{T_k} i_k^2(t) dt = T_k I_{th}^2 \quad . \tag{19.7}$$

Die Bestimmung von I_{th} erfolgt mit Hilfe tabellierter Parameter m und n gemäß VDE 0102,

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{m+n} \quad . \tag{19.8}$$

Hierbei berücksichtigt m die Wärmewirkung des Gleichstromglieds des Kurzschlussstroms und ist abhängig vom Mindestschaltverzug des Leistungsschalters sowie von der Stoßziffer κ. Der Parameter n berücksichtigt die Wärmewirkung des Wechselstromanteils und hängt sowohl vom Mindestschaltverzug als auch vom Verhältnis Anfangs-Kurzschlusswechselstrom zu Dauerkurzschlussstrom I_k''/I_k ab.

19.2 Der symmetrische Kurzschluss

Bei einem symmetrischen Kurzschluss werden am Fehlerort alle drei Phasen eines Netzes, beispielsweise durch einen *Lichtbogen*, leitend miteinander verbunden, Bild 19.3.

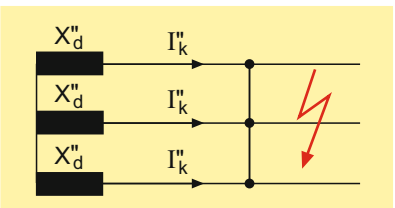


Bild 19.3. Dreipoliger, symmetrischer Kurzschluss. X_d'': Innenwiderstand der dreiphasigen, den Kurzschlussstrom speisenden Spannungsquelle.

Bei der Berechnung des Effektivwerts I_k'' sind zunächst drei Aufgabenstellungen zu unterscheiden,

- *von einem einzelnen Generator gespeister Kurzschluss*,
- *aus einem vorgelagerten Netz gespeister Kurzschluss*,
- *mehrfach gespeister Kurzschluss*.

Ausgangspunkt ist in jedem Fall ein *Netzschaltplan* mit *Betriebsmittelsymbolen* und eine Datenbasis mit den Betriebsmitteldaten. Die eigentliche Kurzschlussberechnung gliedert sich in vier Schritte.

1. Mit Hilfe der Betriebsmitteldaten werden die den Betriebsmittelsymbolen entsprechenden Impedanzen errechnet und in einem *einphasigen* elektrischen Ersatzschaltbild dargestellt. Schalter und Trenner werden hierbei wegen ihrer geringen Impedanz nicht berücksichtigt. In Anwesenheit von Transformatoren, das heißt bei Kurzschlussstromberechnungen über mehrere Spannungsebenen hinweg, sind alle Impedanzen und insbesondere die Kurzschlussimpedanzen der Transformatoren auf die Spannungsebene umzurechnen, in der der Kurzschlussstrom berechnet werden soll.
2. Durch Zusammenfassen in Reihe liegender und parallel geschalteter Impedanzen sowie mittels Stern/Dreieck- und Dreieck/Sternumwandlungen (falls erforderlich) wird das Ersatzschaltbild auf das in Bild 19.2 bereits gezeigte finale Ersatzschaltbild mit nur einer Impedanz reduziert.
3. Aus diesem finalen Ersatzschaltbild folgt, wie bereits oben gezeigt, unmittelbar der Effektivwert I_k''.
4. Aus I_k'' werden alle weiteren Größen abgeleitet.

Zur Einführung und in Anlehnung an 8.10 „*Der Synchrongenerator im Kurzschluss*“ wird zunächst das Grundprinzip der Berechnung von I_k'' für einen *von einem einzelnen Generator gespeisten symmetrischen Kurzschluss* vorgestellt.

19.2.1 Berechnung von I_k'' bei einfacher Generatorspeisung

Ein Wasserkraftgenerator mit 10 kV Nennspannung speise über eine Freileitung die Sammelschiene einer 10 kV-Schaltanlage. Von der Sammelschiene speist ein *Verteiltransformator* 10 $kV/400$ V über eine 400 V Sammelschiene mehrere Verbraucher. Der Kurzschluss trete an der 400 V Sammelschiene auf, Bild 19.4

Die Längsimpedanzen der rot eingezeichneten Kurzschlussstrombahn, das heißt der Betriebsmittel Generator, Freileitung, Kabel und Transformator, seien $\underline{Z}_G$, $\underline{Z}_F$, $\underline{Z}_K$ und $\underline{Z}_T$.

Zur Erhöhung der Übersicht wird Bild 19.4b auf die reine *Kurzschlussstrombahn* reduziert, Bild 19.5.

Zunächst berechnet man die totale komplexe Impedanz $\underline{Z}_{tot}$ der Kurzschlussstrombahn bestehend aus der Serienschaltung von $\underline{Z}_G$, $\underline{Z}_F$, $\underline{Z}_K$ und $\underline{Z}_T$.

Da nach dem Kurzschlussstrom an einem 400 V-Abzweig gefragt ist, werden alle Impedanzen auf die 400 V-Spannungsebene umgerechnet. Um ferner den Transformator durch sein Kurzschlussersatzschaltbild ersetzen zu können, muss auch seine Kurzschlussimpedanz bezogen auf seine Sekundärseite angegeben werden (s. a. 9.2.1).

Gemäß 9.3.1 und Anhang C werden dabei die in Bild 19.4b angegebenen Impedanzen des Mittelspannungsnetzes durch das Quadrat des Übersetzungsverhältnisses dividiert und zu der auf die Sekundärseite des Verteiltransformators bezogenen Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{T_{400\mathrm{V}}}$ addiert (9.2.1)

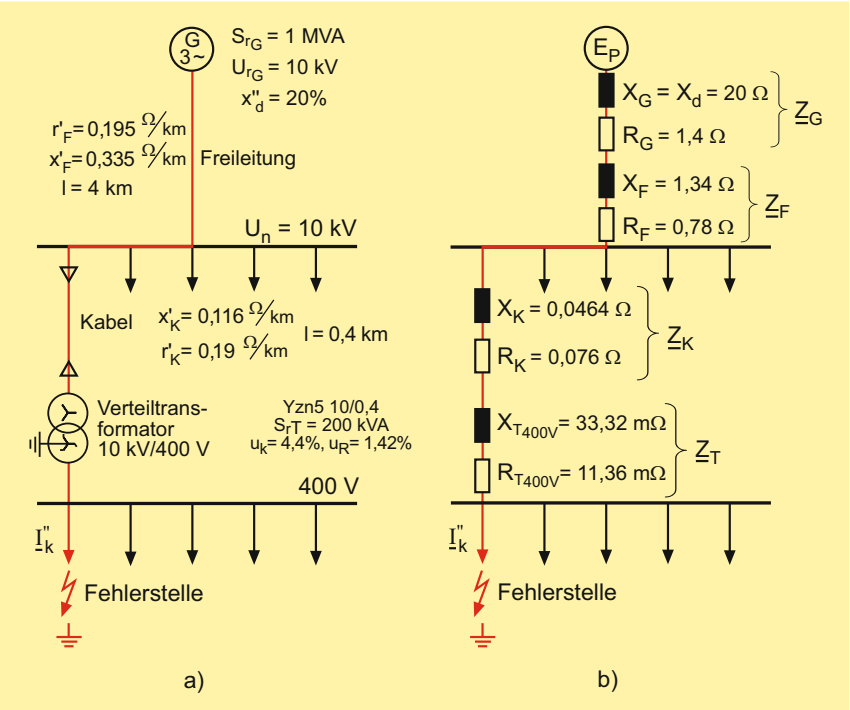


Bild 19.4. Einphasige Darstellung eines generatorgespeisten Mittel- und Niederspannungsstrahlennetzes. a) *Netzschaltplan* mit Betriebsmittelsymbolen, b) Einphasiges netzwerktheoretisches *Ersatzschaltbild* mit Generatorpolradspannung E_P.

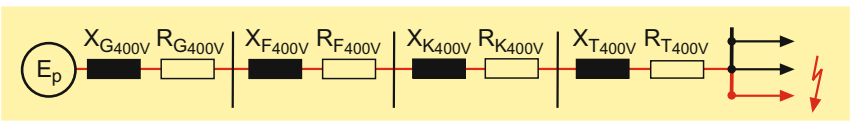


Bild 19.5. Einphasiges Ersatzschaltbild der Kurzschlussstrombahn mit Betriebsmittelimpedanzen.

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{tot_{400V}} &= \underline{Z}_G/\ddot{u}^2 + \underline{Z}_F/\ddot{u}^2 + \underline{Z}_K/\ddot{u}^2 + \underline{Z}_{T_{400V}} \\ &= \Sigma R + \Sigma jX = R_{tot} + jX_{tot} \quad .\end{aligned} \tag{19.9}$$

Im Folgenden werden wir die Impedanzen der einzelnen Betriebsmittel zahlenmäßig aus den Netzdaten ermitteln. Hierzu bedienen wir uns der im späteren Abschnitt 19.5 angegebenen Berechnungsvorschriften für Kurzschlussimpedanzen von Betriebsmitteln.

Kurzschlussimpedanz des Generators:
Die für I''_k maßgebliche *absolute* Kurzschlussreaktanz X_G des Generators berechnet sich aus seiner bezogenen subtransienten Reaktanz x''_d, der Bemessungsspannung und der Bemessungsleistung zu

$$X_G = X''_d = \frac{x''_d \cdot {U_{r_G}}^2}{100\,\% \cdot S_{r_G}} = \frac{20\,\%}{100\,\%} \cdot \frac{(10\ \text{kV})^2}{1\ \text{MVA}} = 20\ \Omega \quad . \tag{19.10}$$

Der ohmsche Anteil der Kurzschlussimpedanz wird für $U_{r_G} \geq 1$ kV und $S_{r_G} \leq 100$ MVA gemäß der Tabelle 19.23 im Abschnitt 19.4.1 bestimmt

$$R_G = 0,07 \cdot X_G = 1,4\ \Omega \quad . \tag{19.11}$$

Damit ergibt sich die absolute Generatorimpedanz zu

$$\underline{Z}_G = R_G + \mathrm{j}X_G = (1,4 + \mathrm{j}20)\ \Omega \quad . \tag{19.12}$$

Transformiert auf 400 V ergibt sich hieraus mit ü = 10 kV/400 V die auf 400 V *transformierte Generatorimpedanz* $\underline{Z}_{G_{400\mathrm{V}}}$ zu

$$\underline{Z}_{G_{400\mathrm{V}}} = \frac{\underline{Z}_G}{\ddot{\mathrm{u}}^2} = (2,24 + \mathrm{j}32)\ m\Omega \quad . \tag{19.13}$$

Impedanz der Freileitung:
Mit dem in Bild 19.4a angegebenen Widerstandsbelag r'_F und Reaktanzbelag x'_F sowie der Leitungslänge $l = 4$ km ergibt sich für die absolute Freileitungsimpedanz $\underline{Z}_F$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_F &= R_F + \mathrm{j}X_F = l \cdot (r'_F + \mathrm{j}x'_F) \\ &= 4\ \mathrm{km} \cdot (0,195 + \mathrm{j}0,335)\ \frac{\Omega}{\mathrm{km}} \\ &= (0,78 + \mathrm{j}1,34)\ \Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.14}$$

Transformiert auf 400 V ergibt sich hieraus mit ü = 10 kV/400 V die auf 400 V transformierte Freileitungsimpedanz zu

$$\underline{Z}_{F_{400\mathrm{V}}} = \frac{\underline{Z}_F}{\ddot{\mathrm{u}}^2} = (1,25 + \mathrm{j}2,14)\ m\Omega \quad . \tag{19.15}$$

Impedanz des Kabels:
Mit den in Bild 19.4a angegebenen Widerstands- und Reaktanzbelägen r'_K und x'_K und der Kabellänge $l = 0,4$ km ergibt sich für die absolute Kabelimpedanz $\underline{Z}_K$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_K &= R_K + \mathrm{j}X_K = l \cdot (r'_K + \mathrm{j}x'_K) \\ &= 0,4\ \mathrm{km} \cdot (0,19 + \mathrm{j}0,116)\frac{\Omega}{\mathrm{km}} \\ &= (0,076 + \mathrm{j}0,0464)\ \Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.16}$$

Transformiert auf 400 V ergibt sich hieraus mit ü = 10 kV/400 V die auf 400 V transformierte Kabelimpedanz zu

$$\underline{Z}_{K_{400\mathrm{V}}} = \frac{\underline{Z}_K}{\ddot{\mathrm{u}}^2} = (0,122 + \mathrm{j}0,074)\ m\Omega \quad . \tag{19.17}$$

Kurzschlussimpedanz des Verteiltransformators:
Die Kurzschlussimpedanz des Verteiltransformators besitzt zwei absolute Werte, je nachdem von welcher Seite aus man in den Transformator hineinsieht. Hier ermitteln wir die absolute Kurzschlussimpedanz aus Sicht der 400 V Unterspannungsseite, die dann nicht mehr weiter transformiert werden muss. Sie berechnet sich gemäß Gleichung (19.74) in Abschnitt 19.4.3 aus den Bemessungsdaten *Nennspannung*, *Scheinleistung* und *relative Kurzschlussspannung* zu

$$Z_{T_{400\mathrm{V}}} = \frac{u_k \cdot U^2_{r_{T_{\mathrm{US}}}}}{100\ \%\ S_{rT}} = \frac{4,4\ \% \cdot (400\mathrm{V})^2}{100\ \% \cdot 200\ \mathrm{kVA}} = 35,2\ m\Omega \quad . \tag{19.18}$$

Mit $Z_{T_{400\mathrm{V}}} = \sqrt{R^2_{T_{400\mathrm{V}}} + X^2_{T_{400\mathrm{V}}}}$ und $u_R = 1,42\ \%$ erhalten wir für den *Kurzschlusswiderstand* und die *Kurzschlussreaktanz*

$$R_{T_{400\mathrm{V}}} = Z_{T_{400\mathrm{V}}} \frac{u_R}{u_K} = 11,36\ m\Omega \tag{19.19}$$

$$X_{T_{400\mathrm{V}}} = \sqrt{Z^2_{T_{400\mathrm{V}}} - R^2_{T_{400\mathrm{V}}}} = 33,32\ m\Omega \quad . \tag{19.20}$$

Nachdem jetzt alle Impedanzen der Betriebsmittel auf die 400 V-Ebene transformiert vorliegen, lässt sich die totale Impedanz $\underline{Z}_{\mathrm{tot}_{400\mathrm{V}}}$ des finalen Kurzschlussersatzschaltbilds gemäß Bild 19.6 durch Addition von (19.13), (19.15), (19.17), (19.19) und (19.20) angeben:

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{\mathrm{tot}_{400\mathrm{V}}} &= \Sigma R_{\mathrm{tot}_{400\mathrm{V}}} + \Sigma \mathrm{j} X_{tot_{400\mathrm{V}}} \\
&= \underline{Z}_{G_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{F_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{K_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{T_{400\mathrm{V}k}} \\
&= (2,24 + \mathrm{j}32)\ m\Omega + (1,25 + \mathrm{j}2,14)\ m\Omega + \\
&+ (0,122 + \mathrm{j}0,074)\ m\Omega + (11,36 + \mathrm{j}33,32)\ m\Omega \\
&= (14,97 + \mathrm{j}67,53)\ m\Omega = 69,17\ m\Omega \cdot e^{\mathrm{j}77,50^\circ}
\end{aligned} \tag{19.21}$$

Da I''_k berechnet werden soll, sind sowohl die *subtransienten Reaktanzen* X''_d als auch die *subtransiente Polradspannung* E''_P maßgebend. Man erhält so das finale einphasige Ersatzschaltbild, Bild 19.6.

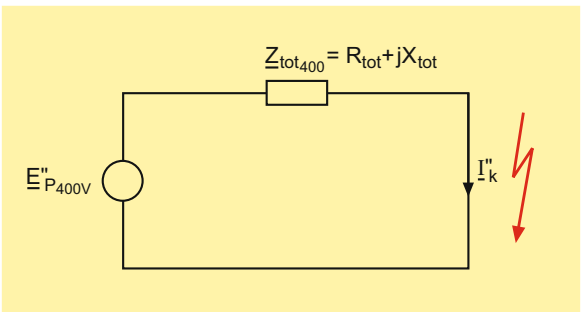


Bild 19.6. Für die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms $\underline{I}''_k$ reduziertes finales Ersatzschaltbild des Schaltbilds in Bild 19.5.

Die treibende subtransiente Polradspannung $\underline{E}''_P$ beträgt beim Kurzschluss eines *leerlaufenden* Generators

$$\underline{E}''_P = \underline{E}_P = \underline{U}_{r_G} / \sqrt{3} \quad , \tag{19.22}$$

bei *Vorbelastung* mit einem betrieblichen Generatorstrom $\underline{I}_G$

$$\underline{E}''_P = \underline{U}_{r_G} / \sqrt{3} + \underline{I}_G\, \mathrm{j} X''_d \quad . \tag{19.23}$$

Der Spannungsunterschied liegt in der Größenordnung von 10 % bis 15 %. Um die explizite Berechnung von $\underline{I}_G$ zu vermeiden, setzt man meist $E''_P = 1,1\ U_{r_G}/\sqrt{3}$ (s. a. 19.2.3.1) bzw. umgerechnet auf 400 V $\underline{E}''_{P_{400\,V}} = \underline{E}''_P/\underline{\ddot{u}}$.

Mit Hilfe des ohmschen Gesetzes für Wechselstrom lässt sich $\underline{I}''_k$ nun sehr einfach angeben,

$$\underline{I}''_k = \frac{\underline{E}''_{P_{400\,V}}}{\underline{Z}_{\mathrm{tot}_{400\,V}}} = \frac{1,1\ \underline{U}_{r_{G_{400\,V}}}}{\sqrt{3}\ \underline{Z}_{\mathrm{tot}_{400\,V}}} \quad . \tag{19.24}$$

Da man sich nur für den Effektivwert I''_k interessiert, *wird nur mit den Beträgen gerechnet*, das heißt

$$I''_k = \frac{1,1\ U_{r_{G_{400\,V}}}}{\sqrt{3}\ \sqrt{R^2_{\mathrm{tot}} + X^2_{\mathrm{tot}}}} = \frac{1,1 \cdot 400\,V}{\sqrt{3} \cdot 69,17\ m\Omega} = 3,67\ \mathrm{kA} \quad . \tag{19.25}$$

Damit ist die *Grundaufgabe der Kurzschlussstromberechnung* gelöst. Alle weiteren interessierenden Größen lassen sich aus I''_k gemäß 19.1.2.1 bis 19.1.2.4 durch Multiplikation mit geeigneten Faktoren ableiten.

19.2.2 Berechnung von I''_k bei Netzeinspeisung

Die im einführenden Beispiel betrachtete Einspeisung eines Mittel- und Niederspannungsnetzes durch einen einzelnen Generator wurde nur gewählt, um an die im Kapitel 8 vorgestellte Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_k für den symmetrischen dreipoligen Kurzschluss einer Synchronmaschine anzuschließen. In der Praxis erfolgt die Einspeisung von *Regional-*, *Orts-* oder *Industrienetzen* über eine so genannte *Netzeinspeisung*. Hierunter versteht man die Versorgung eines Netzes über eine Stichleitung von einem Netzknoten eines vorgelagerten Netzes, Bild 19.7.

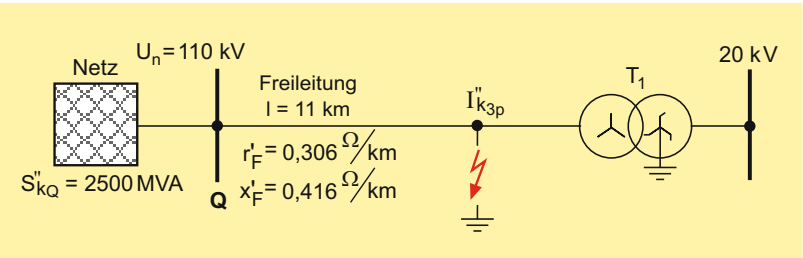


Bild 19.7. Einfaches Berechnungsbeispiel für einen dreipoligen Kurzschluss bei *Netzeinspeisung*. Q: Einspeiseknoten.

Gegeben sei ein 110 kV-Netz, das über eine 11 km lange Freileitung einen Transformator 110 kV/20 kV speist (Einspeiseknoten Q). Auf der Primärseite des Transformators T_1 trete ein dreipoliger Kurzschluss auf. Es stellt sich die Frage, wie die Kurzschlussstromquelle, das heißt das *Netz*, im Ersatzschaltbild repräsentiert werden soll. Dies geschieht gewöhnlich durch eine Quellenspannung $\underline{U}_Q$ hinter einer Impedanz $\underline{Z}_Q = \mathrm{j}X_Q$, Bild 19.8.

Die *Netzimpedanz* $\underline{Z}_Q$ berechnet man aus der so genannten *Kurzschlussleistung* S''_{k_Q} sowie der Quellenspannung U_Q des Netzknotens.

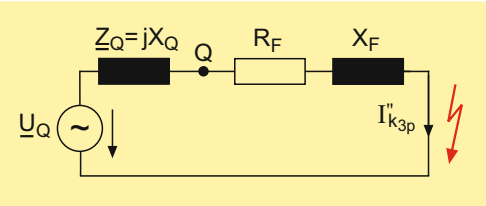


Bild 19.8. Einphasiges Ersatzschaltbild des Netzschaltplans in Bild 19.7 bis zur Fehlerstelle. Repräsentanz des Netzes durch eine Quellenspannung $\underline{U}_Q$ und einen Innenwiderstand $\underline{Z}_Q = \mathrm{j}X_Q$.

Bei der *Kurzschlussleistung* handelt es sich formal um eine *Scheinleistung*, die sich aus dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kQ} an einem Knoten Q eines Netzes und der dortigen Netzspannung U_Q berechnet,

$$S''_{kQ} = \sqrt{3}\, U_Q I''_{kQ} \quad . \tag{19.26}$$

Die Kurzschlussleistung ist nur eine *fiktive, rechnerische Größe*, da an keiner Stelle des Netzes gleichzeitig der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_k fließt und eine Spannung $U_Q \approx U_n$ herrscht. Sie ist jedoch ein Maß für den Innenwiderstand des Netzes. Je größer die Kurzschlussleistung, desto höher ist der mögliche Kurzschlussstrom und desto kleiner ist der Innenwiderstand der Kurzschlussstromquelle. Die Kurzschlussleistung erlaubt die Repräsentation eines Netzes durch eine Quellenspannung und eine Netzimpedanz, die quasi den Innenwiderstand der Kurzschlussstromquelle „*Netz*“ vom Knoten Q aus gesehen darstellt. Sie wird vom Versorgungsunternehmen bereits bei der Netzplanung aus einer Kurzschlussstromberechnung ermittelt und ist für alle relevanten Netzknoten bekannt.

Ersetzt man in (19.26) den Strom I''_{kQ} durch $1,1\, U_Q/(\sqrt{3}\, Z_Q)$,

$$S''_{kQ} = \sqrt{3}\, U_Q \frac{1,1\, U_Q}{\sqrt{3}\, Z_Q} \quad , \tag{19.27}$$

ergibt sich die Netzimpedanz zu

$$Z_Q = 1,1\, \frac{U_Q^2}{S''_{kQ}} \quad . \tag{19.28}$$

Am Fehlerknoten in Bild 19.7 liegt vor Eintritt des Kurzschlusses die Nennspannung an. Um den Spannungsabfall zwischen Speiseknoten Q und Fehlerknoten zu kompensieren und damit eine „*worst case*“ Abschätzung zu ermöglichen, erfolgt wieder eine Anhebung der Speisespannung U_Q um den Spannungsfaktor 1,1.

Mit den im Netzplan Bild 19.7 angegebenen Daten ermitteln wir zunächst die Betriebsmittelimpedanzen des Netzwerkersatzschaltbilds.

Netzimpedanz $\underline{Z}_Q$

Die äquivalente Netzimpedanz $\underline{Z}_Q$ der Einspeisung berechnet sich aus den Zahlenwerten für die Kurzschlussleistung S''_{kQ} und der Nennspannung U_{nQ} zu

$$Z_Q = \frac{1,1 U_{nQ}^2}{S''_{kQ}} = \frac{1,1(110\ \mathrm{kV})^2}{2500\ \mathrm{MVA}} = 5,324\ \Omega \quad . \tag{19.29}$$

In Mittel- und Hochspannungsnetzen kann wegen $R \ll X$ von einer rein induktiven Netzimpedanz ausgegangen werden, das heißt $\underline{Z}_Q = \mathrm{j}X_Q$ bzw. $X_Q = 5,324\Omega$.

Kurzschlussimpedanz der Kurzschlussbahn:
Mit den in Bild 19.12 angegebenen Widerstands- und Reaktanzbelägen und der Leitungslänge $l = 11$ km ergibt sich für die Freileitungsimpedanz

$$\begin{aligned} \underline{Z}_F = R_F + \mathrm{j}X_F &= l \cdot (r'_F + \mathrm{j}x'_F) \\ &= 11 \text{ km}(0,306 + \mathrm{j}0,416)\ \Omega/\text{km} \\ &= (3,366 + \mathrm{j}4,576)\ \Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.30}$$

Da der Kurzschluss auf der 110 kV-Ebene erfolgt, ist ein Bezug auf ein Basisnetz entbehrlich.

Durch die Reihenschaltung von $\underline{Z}_Q$ und $\underline{Z}_F$ ergibt sich eine Gesamtimpedanz der Kurzschlussbahn von

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{tot} = R_{tot} + \mathrm{j}X_{tot} &= \Sigma R + \Sigma jX = R_F + \mathrm{j}(X_Q + X_F) \\ &= (3,366\ + \mathrm{j}9,9)\ \Omega = \sqrt{3,366^2 + 9,9^2}\,\Omega \cdot e^{\mathrm{j}71,2^\circ} \\ &= 10,46\,\Omega \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{j}71,2^\circ} \quad . \end{aligned} \tag{19.31}$$

Mit diesen Ergebnissen erhalten wir das Ersatzschaltbild 19.9a und daraus das finale Ersatzschaltbild 19.9b.

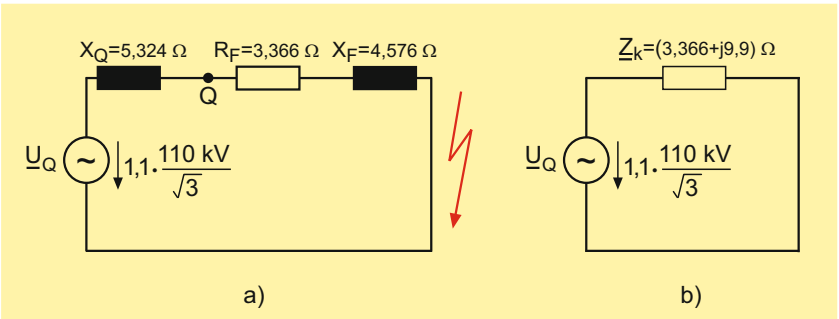


Bild 19.9. a) Ersatzschaltbild mit Betriebsmittelimpedanzen, b) finales Ersatzschaltbild.

Der *Anfangs-Kurzschlusswechselstrom* I''_k am Fehlerort berechnet sich aus dem finalen Ersatzschaltbild mit den Beträgen von (19.31) über das ohmsche Gesetz zu

$$I''_k = \frac{1,1U_n}{\sqrt{3}Z_{tot}} = \frac{1,1 \cdot 110 \text{ kV}}{\sqrt{3} \cdot 10,46\ \Omega} = 6,679 \text{ kA} \quad . \tag{19.32}$$

Damit ist wieder die Grundaufgabe der Kurzschlussstromberechnung gelöst.

Hinter *Netzeinspeisungen* verbergen sich gewöhnlich ausgedehnte vermaschte Netze mit einer sehr hohen Kurzschlussleistung und zahlreichen Generatoren. In diesen Fällen gilt

ein Kurzschluss grundsätzlich als *generatorfern* (8.10.1 und 19.1.2.2). Die der Lösung der Grundaufgabe folgende weitere Auswertung von I_k'' gestaltet sich dann sehr einfach.

Für den *Stoßkurzschlussstrom* i_p ergibt sich mit Gleichung (19.4) eine Stoßziffer von

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3R_{\mathrm{tot}}/X_{\mathrm{tot}}} = 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3 \cdot 3,366/9,9} = 1,373 \tag{19.33}$$

und damit

$$i_p = \sqrt{2}\kappa I_k'' = \sqrt{2} \cdot 1,373 \cdot 6,679 \text{ kA} = 12,97 \text{ kA} \quad . \tag{19.34}$$

Der *Ausschaltwechselstrom*, der *Dauerkurzschlussstrom* und I_k'' sind gleich groß,

$$I_b = I_k = I_k'' = 6,679 \text{ kA} \quad . \tag{19.35}$$

19.2.3 Berechnung von I_k'' bei mehrfacher Einspeisung

In ausgedehnten Netzen gibt es in der Regel mehrere Einspeisungen aus überlagerten oder parallelen Netzen und einem oder mehreren zusätzlichen Generatoren, so genannter „*mehrfach gespeister Kurzschluss*“. Hinzu kommen bei genauerer Betrachtung die zahlreichen Synchron- und Asynchronmotoren, die im Kurzschlussfall ebenso als Generatoren wirken und ins Netz *rückspeisen*. Es lässt sich dann nicht mehr auf Anhieb eine einfache Ersatzschaltung wie in den beiden bislang betrachteten Beispielen der Abschnitte 19.2.1 und 19.2.2 angeben. Selbstverständlich lassen sich mittels im Schrifttum ausführlich behandelter netzwerktheoretischer Methoden der Kurzschlussstrom I_k'' an der Fehlerstelle und die ihn speisenden Teilkurzschlussströme auch bei mehrfacher Einspeisung exakt berechnen. Aus Vereinfachungsgründen geht man jedoch auf das so genannte „*Verfahren der Ersatzspannungsquelle*“ über, das auf dem *Thevenin-Theorem* beruht. Diese Vorgehensweise führt letztlich wieder auf das aus Bild 19.2 gewohnte, einfache finale Ersatzschaltbild. Die mit ihm erreichbare Genauigkeit ist für die Praxis meist ausreichend.

19.2.3.1 Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle

Die in den Abschnitten 19.2.1 und 19.2.2 errechneten Ergebnisse ändern sich nicht, wenn man die treibende Spannungsquelle in den Ersatzschaltbildern 19.6, 19.8 und 19.10a innerhalb des Stromkreises an den Ort des Kurzschlusses verschiebt und ihr dort den Namen „*Ersatzspannungsquelle*“ gibt, Bild 19.10b.

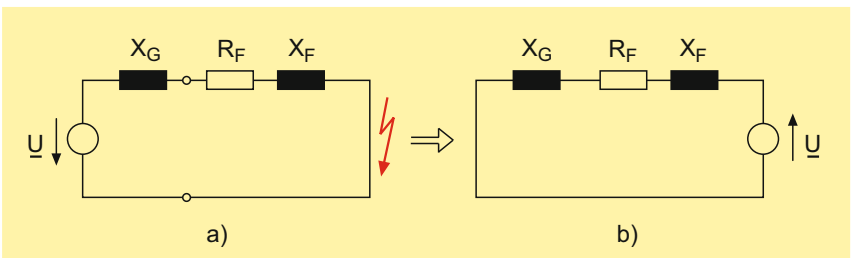


Bild 19.10. a) Ersatzschaltbild mit Quellenspannung der Kurzschlussstromquelle, b) Ersatzschaltbild mit äquivalenter *Ersatzspannungsquelle*.

Auf dieser Äquivalenz, die sich auch auf Netze mit mehreren Spannungsquellen verallgemeinern lässt, beruht das *Verfahren der Ersatzspannungsquelle*. Gemäß dem Thevenin-Theorem fügt man *an der Fehlerstelle* eine ideale *Ersatzspannungsquelle* ein, deren Spannung der Knotenspannung an der Fehlerstelle vor dem Kurzschlusseintritt entspricht.

Gleichzeitig werden die inneren Quellenspannungen aller Netzeinspeisungen, Synchron- und Asynchrongeneratoren *passiviert*, das heißt *überbrückt* bzw. *kurzgeschlossen* ($U_{Q\nu} := 0$). Letzteres gilt auch für Synchron- und größere Asynchron*motoren*, die im Kurzschlussfall wie Generatoren wirken und die in ihnen gespeicherte kinetische Energie ins Netz rückspeisen. Die Maschinenimpedanzen bleiben alle erhalten.

Die Knotenspannung am Fehlerknoten vor Kurzschlusseintritt kann mit einer Leistungsflussrechnung ermittelt werden. Zur Vereinfachung setzt man jedoch meist die *Nennspannung* an der Fehlerstelle ein, multipliziert mit dem so genannten *Spannungsfaktor* $c_{\max}$ bzw. $c_{\min}$, je nachdem ob der größte oder kleinste Kurzschlussstrom berechnet werden soll.

Der Spannungsfaktor c berücksichtigt, dass die den Kurzschlussstrom treibenden Spannungen sich von der Netznennspannung unterscheiden (s. a. Gleichung (19.23)). Die Werte von $c_{\max}$ und $c_{\min}$ entsprechen einer Abschätzung nach oben und unten für die über- bzw. untererregten Betriebszustände der Generatoren *vor* Kurzschlusseintritt, mit anderen Worten dem Unterschied zwischen Polradspannung und Nennspannung. In Bild 19.11 sind die Werte $c_{\max}$ und $c_{\min}$ für verschiedene Spannungsebenen aufgelistet.

Niederspannungsnetz ($U_n \leq 1$ kV)		
- mit Spannungstoleranz + 6 %	$c_{min} = 0{,}95$	$c_{max} = 1{,}05$
- mit Spannungstoleranz + 10 %	$c_{min} = 0{,}95$	$c_{max} = 1{,}10$
Mittel- und Hochspannungsnetze		
mit 1 kV < $U_n \leq$ 380 kV	$c_{min} = 1{,}00$	$c_{max} = 1{,}10$

Bild 19.11. Spannungsfaktor c gemäß VDE 0102.

Die Einführung einer Ersatzspannungsquelle ermöglicht auch bei komplexen Netzen eine einfache Ersatzschaltung gemäß Bild 19.6 aufzustellen. Zur Wahrung ausreichender Genauigkeit sind dann jedoch zusätzliche Korrekturfaktoren anzuwenden, auf die im Abschnitt 19.4 noch ausführlich eingegangen wird.

19.2.3.2 Rechenbeispiel zum Verfahren der Ersatzspannungsquelle

Die Vorteile des *Verfahrens der Ersatzspannungsquelle* lassen sich an einem einfachen Netz mit zwei Einspeisungen, hier einer *Netz-* und einer *Generatoreinspeisung*, demonstrieren, Bild 19.12.

Ein 110 kV-Regionalnetz speise über eine Freileitung eine 110 kV/ 20 kV-Umspannstation (Transformator T_1). Von der 20 kV-Sammelschiene dieser Station wird unter anderem eine 20 kV/0,4 kV-Ortsnetzstation versorgt (Transformator T_2). An der 0,4 kV-Sammelschiene speist als zweite Kurzschlussstromquelle noch ein lokaler Wasserkraftgenerator ein.

Der Fehlerort mit einem dreipoligen Kurzschluss befinde sich auf der Sekundärseite des Verteiltransformators T_2 am Ende eines Kabelabzweigs der 0,4 kV-Sammelschiene einer Niederspannungshauptschaltanlage.

Da sich der Kurzschlussstrompfad über drei Spannungsebenen erstreckt, müssen zunächst alle Impedanzen, wie in 19.2, auf die Spannungsebene des Fehlerknotens, das heißt 400 V, mittels der Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren umgerechnet werden. Aufgrund

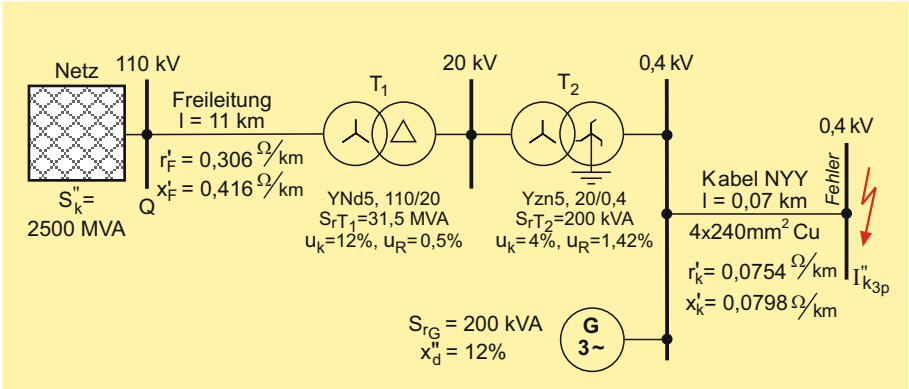


Bild 19.12. Rechenbeispiel und Netzschaltplan für ein Netz mit zwei Kurzschlussstromquellen.

zweier kaskadierter Transformatoren sind hierbei *zwei* Übersetzungsverhältnisse $\ddot{u}_1$ und $\ddot{u}_2$ zu berücksichtigen. Als Ergebnis erhalten wir für die auf 400 V bezogenen Impedanzen des Kurzschlusspfads.

Das Netzwerk-Ersatzschaltbild mit transformierten Impedanzen und Ersatzspannungsquelle zeigt Bild 19.13.

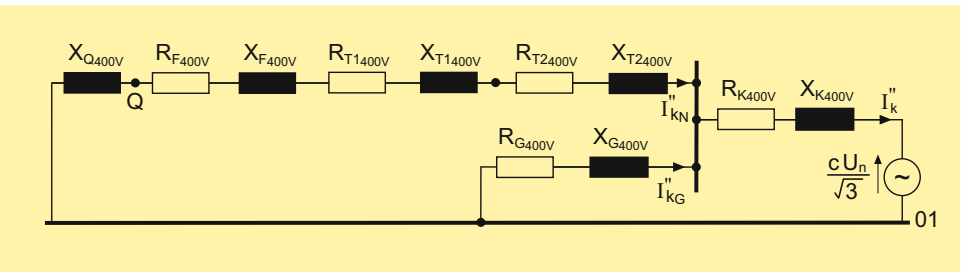


Bild 19.13. Ersatzschaltbild mit Ersatzspannungsquelle und kurzgeschlossener Einspeisung $\underline{U}_Q$.

Mit den Netzdaten aus Bild 19.13 erhalten wir für die einzelnen Betriebsmittelimpedanzen der oberen Netzeinspeisung die im folgenden errechneten Zahlenwerte.

Transformierte Impedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_Q$:
Die Spannungstoleranz des Netzes auf der 0,4 kV-Ebene sei +10 %, so dass für die Berechnung des maximalen Kurzschlussstromes ein Spannungsfaktor $c_{\max} = 1,1$ einzusetzen ist. Mit der Kurzschlussleistung des 110 kV-Netzes erhalten wir für den Betrag der Netzimpedanz $\underline{Z}_Q$ auf der 110 kV-Ebene gemäß (19.28)

$$Z_Q = X_Q = \frac{1,1\,U_Q^2}{S''_{k_Q}} = \frac{1,1\,(110\ \text{kV})^2}{2500\ \text{MVA}} = 5,324\ \Omega \quad . \tag{19.36}$$

Transformiert auf die 0,4 kV-Ebene erhalten wir

$$Z_{Q_{400\text{V}}} = \frac{Z_Q}{\ddot{u}_{T_1}^2 \cdot \ddot{u}_{T_2}^2} = 5,324\ \Omega \cdot \left(\frac{20\ \text{kV}}{110\ \text{kV}}\right)^2 \left(\frac{0,4\ \text{kV}}{20\ \text{kV}}\right)^2$$

$$= 5,324\ \Omega \left(\frac{0,4\ \text{kV}}{110\ \text{kV}}\right)^2 = 70,4\ \mu\Omega \quad . \tag{19.37}$$

Im nächsten Schritt berechnen wir die Werte aller im Kurzschlussstrompfad zwischen dem Einspeiseknoten und dem Fehlerort liegenden, auf die 400 V-Ebene transformierten Impedanzen. Anschließend addieren wir ihre Real- und Imaginärteile, unter Berücksichtigung der Reaktanz des Generators an der 0,4 kV-Sammelschiene, zur totalen wirksamen Impedanz $Z_{tot_{400\mathrm{V}}}$ aus Sicht der Ersatzspannungsquelle.

Transformierte Impedanz $\underline{Z}_{F_{400\mathrm{V}}}$ der Freileitung:
Die absolute Freileitungsimpedanz wurde bereits in 19.2.2 berechnet und beträgt gemäß Gleichung (19.30)

$$\underline{Z}_F = (3,366 + \mathrm{j}4,576)\,\Omega \quad , \tag{19.38}$$

bzw. transformiert

$$\underline{Z}_{F_{400\mathrm{V}}} = \underline{Z}_F \left(\frac{0,4\ \mathrm{kV}}{110\ \mathrm{kV}}\right)^2 = (44,51 + \mathrm{j}60,51)\ \mu\Omega \quad . \tag{19.39}$$

Transformierte Impedanz $\underline{Z}_{T_{1_{400\mathrm{V}}}}$ des Transformators T_1:
Die Kurzschlussimpedanz des Transformators T_1 berechnet sich aus seinen Bemessungsdaten *Nennspannung*, *Scheinleistung* und *Relative Kurzschlussspannung* (s. a. 19.4.3) zu

$$\begin{aligned} Z_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} &= \frac{u_{kT_1} U^2_{r_{T_{1\mathrm{US}}}}}{100\ \% \cdot S_{r_{T_1}}} \left(\frac{0,4\ \mathrm{kV}}{U_{r_{T_{1\mathrm{US}}}}}\right)^2 \\ &= \frac{12\ \% \cdot (0,4\ \mathrm{kV})^2}{100\ \% \cdot 31,5\ \mathrm{MVA}} = 609,52\ \mu\Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.40}$$

Mit $u_{R_{T1}} = 0,5\,\%$ und mit $Z_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} = \sqrt{R^2_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} + X^2_{T_{1_{400\mathrm{V}}}}}$ erhält man

$$\begin{aligned} R_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} &= Z_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} \frac{u_{R_{T_1}}}{u_{k_{T_1}}} = 25,4\ \mu\Omega \\ X_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} &= \sqrt{Z^2_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} - R^2_{T_{1_{400\mathrm{V}}}}} = 608,99\ \mu\Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.41}$$

Transformierte Impedanz $\underline{Z}_{T_{2_{400\mathrm{V}}}}$ des Transformators T_2:
Sinngemäß erhalten wir für den Transformator T_2 die transformierte Impedanz und ihre Komponenten zu

$$\begin{aligned} Z_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} &= \frac{4\ \% \cdot (0,4\ \mathrm{kV})^2}{100\ \% \cdot 200\ \mathrm{kVA}} = 32\ \mathrm{m}\Omega \\ R_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} &= Z_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} \frac{u_{R_{T_2}}}{u_{k_{T_2}}} = 11,36\ \mathrm{m}\Omega \\ X_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} &= \sqrt{Z^2_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} - R^2_{T_{2_{400\mathrm{V}}}}} = 29,92\ \mathrm{m}\Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.42}$$

Es verbleiben jetzt noch die Berechnung der Impedanzen des Generators und des Kabels zum Verbraucher.

Impedanz $\underline{Z}_G$ des Generators:
Die Kurzschlussreaktanz des Generators berechnet sich aus der bezogenen subtransienten Reaktanz x''_d, der Bemessungsspannung und der Bemessungsleistung (s. a. 19.4.1) zu

$$X_G = X''_d = \frac{x''_d \cdot U^2_{r_G}}{100\ \% \cdot S_{r_G}} = \frac{12\ \%}{100\ \%} \cdot \frac{(0,4\ \text{kV})^2}{200\ \text{kVA}} = 96\ \text{m}\Omega \quad . \tag{19.43}$$

Mit $U_{r_G} \leq 1$ kV wird der ohmsche Anteil der Kurzschlussimpedanz gemäß Bild 19.23 bestimmt,

$$R_G = 0,15 \cdot X_G = 14,4\ \text{m}\Omega \quad . \tag{19.44}$$

Impedanz $\underline{Z}_K$ des Kabels:
Mit den in Bild 19.12 angegebenen Widerstands- und Reaktanzbelägen und der Kabellänge $l = 0,07$ km ergibt sich für die Kabelimpedanz $\underline{Z}_K$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_K &= R_K + \text{j}X_K = l \cdot (r'_K + \text{j}x'_K) \\ &= 0,07\ \text{km}\ (0,0754 + \text{j}0,0798)\ \Omega/\text{km} = (5,28 + \text{j}5,59)\ \text{m}\Omega \\ &= 7,69\ \text{m}\Omega \cdot \text{e}^{\text{j}46,63^\circ} \quad . \end{aligned} \tag{19.45}$$

Die Gesamtimpedanz von der 110 kV- bis zur ersten 0,4 kV-Sammelschiene ergibt sich durch Reihenschaltung der transformierten Kurzschlussimpedanzen zu

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{Netz_{400\text{V}}} &= \Sigma R + \Sigma \text{j}X \\ &= \text{j}X_{Q_{400\text{V}}} + R_{F_{400\text{V}}} + \text{j}X_{F_{400\text{V}}} + R_{T_{1_{400\text{V}}}} + \text{j}X_{T_{1_{400\text{V}}}} + \\ &+ R_{T_{2_{400\text{V}}}} + \text{j}X_{T_{2_{400\text{V}}}} \\ &= (11,43 + \text{j}30,66)\ \text{m}\Omega = 32,72\ \text{m}\Omega \cdot \text{e}^{\text{j}69,55^\circ} \quad . \end{aligned} \tag{19.46}$$

Nach Addition der transformierten Widerstände und Reaktanzen der verschiedenen Betriebsmittel des Strompfades in Richtung Netzeinspeisung reduziert sich das Netzwerk-Ersatzschaltbild auf einen *Stromteiler*, der aus zwei Strompfaden mit den Impedanzen $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ und $\underline{Z}_G$ besteht.

Ermitteln wir noch die aus Sicht der Ersatzspannungsquelle wirksame totale Kurzschlussimpedanz $Z_{tot_{400\text{V}}}$ durch Zusammenfassen der Parallelschaltung von $\underline{Z}_G$ und $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ sowie Addition des Ergebnisses zu $\underline{Z}_K$

$$\underline{Z}_{tot_{400\text{V}}} = \frac{\underline{Z}_G\ \underline{Z}_{\text{Netz}_{400\text{V}}}}{\underline{Z}_G + \underline{Z}_{\text{Netz}_{400\text{V}}}} + \underline{Z}_K = 31,67\ \text{m}\Omega \cdot \text{e}^{\text{j}66,46^\circ} \quad , \tag{19.47}$$

erhalten wir wieder das angestrebte finale Ersatzschaltbild mit nur einer Impedanz, Bild 19.14.

Vermaschte, komplexere Netze erfordern beim Zusammenfassen eine Vielzahl von *Reihen-* und *Parallelschaltungen*, *Stern/Dreieck-* und *Dreieck/Stern-Umwandlungen* etc. ehe man wieder das einfache finale Ersatzschaltbild erhält.

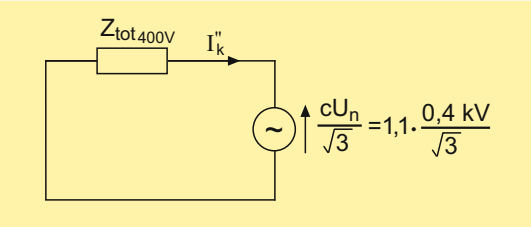


Bild 19.14. Finales Ersatzschaltbild zur Berechnung von I_k'' mit Hilfe des Verfahrens der Ersatzspannungsquelle.

Aus Bild 19.14 erhält man schließlich mittels des ohmschen Gesetzes

$$I_k'' = \frac{1,1 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 31,67 \text{ m}\Omega} = 8,02 \text{ kA} \quad . \tag{19.48}$$

Die beiden Teilkurzschlussströme I_{k_G}'' im Generator und $I_{k_{\text{Netz}}}''$ berechnen sich unter der Annahme, dass die Impedanzwinkel von $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ und $\underline{Z}_G$ etwa gleich groß sind, zu

$$I_{k_G}'' = I_k'' \frac{Z_G \; Z_{\text{Netz}_{400\text{V}}}}{Z_G + Z_{\text{Netz}_{400\text{V}}}} \cdot \frac{1}{Z_G} = I_k'' = 2,01 \text{ kA} \tag{19.49}$$

und

$$I_{k_{Netz}}'' = |\,\underline{I}_k'' - \underline{I}_{k_G}''| \approx I_k'' - I_{k_G}'' = 6,01 \text{ kA} \quad . \tag{19.50}$$

Für die Bestimmung des vom Generator gespeisten Anteils des *Stoßkurzschlussstromes* i_{p_G} muss für die Strompfade zwischen Generator bzw. Netzeinspeisung und Kurzschlussort jeweils eine individuelle Stoßziffer gemäß (19.4) berechnet werden.

$$\kappa_G = 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3(R_G+R_K)/(X_G+X_K)} \tag{19.51}$$

$$= 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3 \cdot 19,68/101,6} = 1,57$$

Damit ergibt sich der maximale Kurzschlussstrom des Generators zu

$$i_{p_G} = \sqrt{2}\kappa_G I_{k_G}'' = \sqrt{2} \cdot 1,57 \cdot 2,01 \text{ kA} = 4,46 \text{ kA} \quad . \tag{19.52}$$

Für den Stoßkurzschlussstrom des Netzes gilt sinngemäß

$$\kappa_N = 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3(R_{\text{Netz}}+R_K)/(X_{\text{Netz}}+X_K)} \tag{19.53}$$

$$= 1,02 + 0,98 \cdot \mathrm{e}^{-3 \cdot 16,71/36,25} = 1,27 \quad .$$

Damit ergibt sich der maximale Kurzschlussstrom des Netzes zu

$$i_{p_N} = \sqrt{2}\kappa_G I_{k_{\text{Netz}}}'' = \sqrt{2} \cdot 1,27 \cdot 6,01 \text{ kA} = 10,79 \text{ kA} \quad . \tag{19.54}$$

Am Kurzschlussort ergibt sich dann der aufsummierte Stoßkurzschlussstrom zu

$$i_p = i_{p_N} + i_{p_G} = 4,46 \text{ kA} + 10,79 \text{ kA} = 15,25 \text{ kA} \quad . \tag{19.55}$$

Das Verfahren der Ersatzspannungsquelle kommt in der Praxis in allen Kurzschlussstromberechnungen „von Hand“ zum Einsatz und wird auch in den weiteren Beispielen angewendet. Es bildet ferner die Grundlage der digitalen Kurzschlussstromberechnung, wie in Abschnitt 19.6 gezeigt werden wird.

19.3 Unsymmetrische Fehler

Es gibt im Wesentlichen vier unsymmetrische Fehlerarten, Bild 19.15.

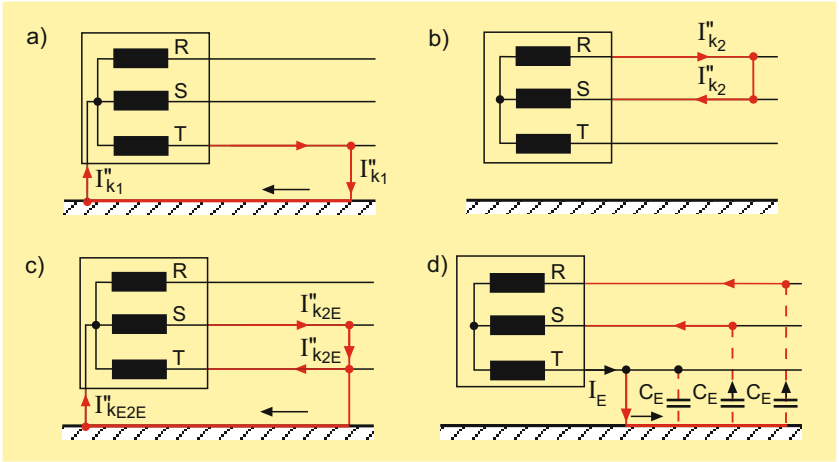


Bild 19.15. Unsymmetrische Fehlerarten: a) einpoliger Kurzschluss, b) zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung, c) zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung, d) einpoliger Erdschluss.

Der *einpolige Kurzschluss*, auch *Erdkurzschluss* genannt, tritt in geerdeten Netzen, beim *direkten Kurzschließen* eines Leiters mit Erde (*metallischer Kurzschluss*) oder bei einem *Isolationsversagen* zwischen einem Leiter und Erde (*Lichtbogenkurzschluss*) auf, Bild 19.15a. Typische Ursachen für Lichtbogenkurzschlüsse bei Freileitungen sind beispielsweise unkontrollierter Baumwuchs oder durch Blitzeinschlag ausgelöste Überspannungen.

Der *zweipolige Kurzschluss* tritt zwischen zwei Außenleitern auf, wobei man zwischen zweipoligem Kurzschluss *mit* und *ohne Erdberührung* unterscheidet, Bild 19.15b und c. In letzterem Fall interessiert man sich weniger für die Ströme in den Außenleitern sondern für den nach Erde fließenden Strom I''_{kE2E}, der für die Gefährdung von Personen durch Schrittspannungen oder die elektromagnetische Beeinflussung von Kommunikationsleitungen maßgeblich ist.

In nicht starr geerdeten Netzen kann der so genannte *Erdschluss*, Bild 19.15d, auftreten. Ereignet sich letzterer gleichzeitig an zwei unterschiedlichen Stellen im Netz, spricht man vom *Doppelerdschluss* bzw. *Doppelfehler*. Erdschlüsse sind grundsätzlich anderer Natur als Kurzschlüsse und wurden bereits im Kapitel 12 behandelt.

Die Problematik der Berechnung unsymmetrischer Fehler besteht darin, dass man nicht mehr mit der gewohnten einphasigen Darstellung rechnen kann. Unsymmetrische Drehstromsysteme lassen sich jedoch mit Hilfe der *Methode der symmetrischen Komponenten* in drei *symmetrische* Systeme umwandeln, die als *Mit-*, *Gegen-* und *Nullsystem* bezeichnet werden (s. a. 8.11.1, 8.11.2 und Anhang E). Beim Mit- und Gegensystem handelt es sich ebenfalls um Drehstromsysteme, beim Nullsystem um ein gleichphasiges System, Bild 19.16 Mathematisch bestehen zwischen den symmetrischen und den unsymmetrischen Spannungen und Strömen folgende Beziehungen:

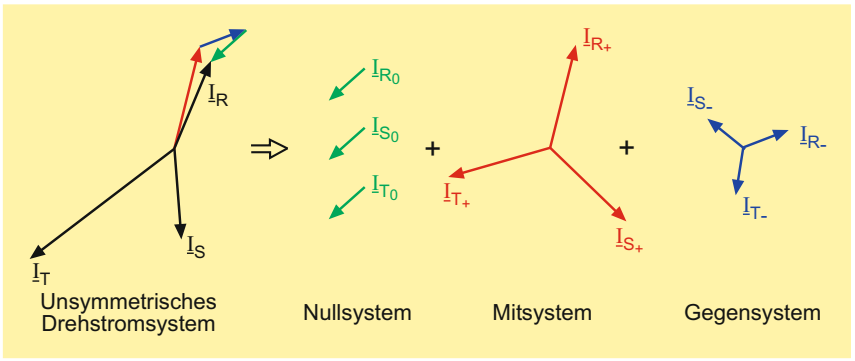


Bild 19.16. Unsymmetrisches Drehstromsystem $\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$ und seine Zerlegung in symmetrische Komponenten.

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T) & \underline{U}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T) \\ \underline{I}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}\underline{I}_S + \underline{a}^2\underline{I}_T) & \underline{U}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}\underline{U}_S + \underline{a}^2\underline{U}_T) \\ \underline{I}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}^2\underline{I}_S + \underline{a}\underline{I}_T) & \underline{U}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}^2\underline{U}_S + \underline{a}\underline{U}_T) \end{aligned} \tag{19.56}$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_R &= (\underline{I}_0 + \underline{I}_+ + \underline{I}_-) & \underline{U}_R &= (\underline{U}_0 + \underline{U}_+ + \underline{U}_-) \\ \underline{I}_S &= (\underline{I}_0 + \underline{a}^2\underline{I}_+ + \underline{a}\underline{I}_-) & \underline{U}_S &= (\underline{U}_0 + \underline{a}^2\underline{U}_+ + \underline{a}\underline{U}_-) \\ \underline{I}_T &= (\underline{I}_0 + \underline{a}\underline{I}_+ + \underline{a}^2\underline{I}_-) & \underline{U}_T &= (\underline{U}_0 + \underline{a}\underline{U}_+ + \underline{a}^2\underline{U}_-) \quad . \end{aligned} \tag{19.57}$$

wobei $\underline{a} = 1\angle 120° = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ und $\underline{a}^2 = 1\angle 240° = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

Den Mit-, Gegen- und Nullsystemen lassen sich Ersatzschaltbilder zuordnen, Bild 19.17. Die Impedanz $\underline{Z}_{+\mathrm{tot}}$ des Mitsystems ist identisch mit der Impedanz $\underline{Z}_{\mathrm{tot}}$ des bei der Berechnung symmetrischer Kurzschlüsse verwendeten finalen *einphasigen* Ersatzschaltbilds. Die Ersatzschaltbilder des Gegen- und Nullsystems enthalten die totale *Gegenimpedanz* $\underline{Z}_{-\mathrm{tot}}$ und die totale *Nullimpedanz* $\underline{Z}_{0\mathrm{tot}}$. Bei unsymmetrischen Fehlern sind drei totale Impedanzen $\underline{Z}_{\mathrm{tot}}$, je einmal für das *Mit-*, *Gegen-* und *Nullsystem*, zu ermitteln. Anschließend setzt man diese Werte in die im folgenden Abschnitt angegebenen fehlerartabhängigen Bemessungsformeln ein. Der interessierte Leser kann ihr Zustandekommen im Anhang E erfahren.

Die üblicherweise in Abhandlungen über die Berechnung unsymmetrischer Fehler zu findende fehlerartabhängige Verkopplung der drei Komponentensysteme zu einem einzigen Ersatzschaltbild ist zwar aus physikalischer Sicht interessant, für die praktische Kurzschlussstromberechnung jedoch entbehrlich und eher geeignet, vom Wesentlichen abzulenken. Die jeweilige Kopplung ergibt sich zwingend bei der Herleitung besagter Formeln und ist in ihnen bereits implizit berücksichtigt. Auf die Wiedergabe der Varianten der verschalteten Mit-, Gegen- und Nullsysteme wird daher in diesem Buch verzichtet.

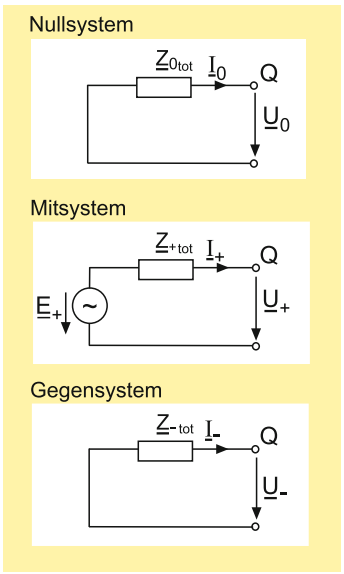


Bild 19.17. Finale Ersatzschaltbilder mit den totalen Impedanzen $\underline{Z}_0$, $\underline{Z}_+$ und $\underline{Z}_-$ (der Index „tot“ wird hier und im Folgenden nicht mehr mitgeführt). Wegen der Wurzeln der drei Ersatzschaltbilder wird auf 8.11 und Anhang E.1 verwiesen.

Wie einfach die Berechnung unsymmetrischer Fehler sein kann, zeigt folgendes Kapitel.

19.3.1 Berechnungsformeln für unsymmetrische Fehler

Bereits bei der Berechnung *symmetrischer* Kurzschlussströme wurde die Aufgabenstellung auf eine einfache finale Gleichung reduziert,

$$I_k'' = \frac{E_P''}{Z_{\text{tot}}} \quad . \tag{19.58}$$

Das eigentliche Problem lag im geeigneten Zusammenfassen der Impedanzen aller Betriebsmittel zu Z_{tot}.

Die Berechnung *unsymmetrischer* Kurzschlussströme erfolgt nach dem gleichen Schema, im Nenner steht jetzt lediglich eine Impedanz, die sich abhängig von der Art des Fehlers aus den totalen *Mit-*, *Gegen-* und *Nullimpedanzen* der symmetrischen Komponentennetzwerke zusammensetzt. Für die verschiedenen Fehlerarten existieren folgende finale Gleichungen:

Einpoliger Kurzschluss:

$$I_{k1}'' = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} \tag{19.59}$$

Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung:

$$I_{k2}'' = \frac{c\,U_n}{|\underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} \tag{19.60}$$

Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung (Kurzschlussstrom nach Erde):

$$I''_{k_{E2E}} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0 + \underline{Z}_0 \frac{\underline{Z}_+}{\underline{Z}_-}|} \tag{19.61}$$

Für die praktische Kurzschlussstromberechnung sind allein diese Formeln ausreichend. Der Schwerpunkt der Aufgabenstellung liegt auf der Ermittlung von $\underline{Z}_{+\mathrm{tot}}, \underline{Z}_{-\mathrm{tot}}$ und $\underline{Z}_{0\mathrm{tot}}$.

19.3.2 Berechnungsbeispiel „Unsymmetrische Kurzschlussströme“

Für das in Bild 19.18 gezeigte Netz sind die Anfangs-Kurzschlusswechselströme I''_{k1} für den *einpoligen Kurzschluss* und I''_{k2E} und I''_{k2} für den *zweipoligen Kurzschluss* mit und ohne Erdberührung an der 0,4 kV Drehstromsammelschiene zu berechnen.

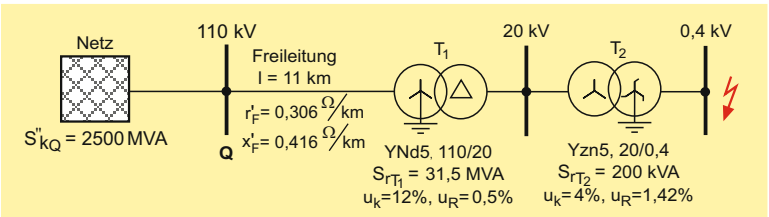


Bild 19.18. Berechnungsbeispiel unsymmetrischer Kurzschlussströme an einer 0,4 kV Sammelschiene. Q: Einspeisung.

Da sowohl der *einpolige* als auch der *zweipolige* Kurzschlussstrom *mit* und *ohne* Erdberührung berechnet werden soll, sind zunächst die Impedanzen $\underline{Z}_+$, $\underline{Z}_-$ und $\underline{Z}_0$ aller Komponentensysteme zu ermitteln, um sie anschließend in die einfachen Formeln (19.59), (19.60) und (19.61) einsetzen zu können. Die Ermittlung von $\underline{Z}_+$, $\underline{Z}_-$ und $\underline{Z}_0$ erfolgt durch Aufstellen der in Bild 19.17 gezeigten Ersatzschaltbilder der Komponentensysteme.

19.3.2.1 Aufstellen der Ersatzschaltbilder des Mit-, Gegen- und Nullsystems

Die Ersatzschaltbilder des Beispielnetzes im Mit-, Gegen- und Nullsystem sind in Bild 19.19 dargestellt.
Hierbei wurde für die *Netzeinspeisung* von den Überlegungen in Abschnitt 19.2.2, für die *passiven Betriebsmittel* von den Überlegungen in 8.11 und Anhang E.1 Gebrauch gemacht. Für den Spannungsfaktor $c_{\max}$ ist gemäß Bild 19.11 der Wert $1,1$ einzusetzen.

19.3.3 Berechnung der Mit- und Gegenimpedanzen

Im Folgenden werden die Mitimpedanzen der im Kurzschlusskreis vorhandenen Betriebsmittel berechnet. Die Gegenimpedanzen besitzen den gleichen Wert, da sich in unserem Beispielnetz nur passive Betriebsmittel befinden (8.11.3).

Die Impedanzen von Einspeisung, Freileitung und Generatoren wurden bereits in 19.2.3.2 berechnet

$$Z_{Q_{400\mathrm{V}}} = X_{Q_{400\mathrm{V}}} = 70,4\ \mu\Omega \tag{19.62}$$

$$\underline{Z}_{F_{400\mathrm{V}}} = (44,51 + \mathrm{j}60,51)\ \mu\Omega$$

$$\underline{Z}_{T_{1_{400\mathrm{V}}}} = (25,4 + \mathrm{j}608,99)\ \mu\Omega$$

$$\underline{Z}_{T_{2_{400\mathrm{V}}}} = (11,36 + \mathrm{j}29,92)\ \mathrm{m}\Omega \quad .$$

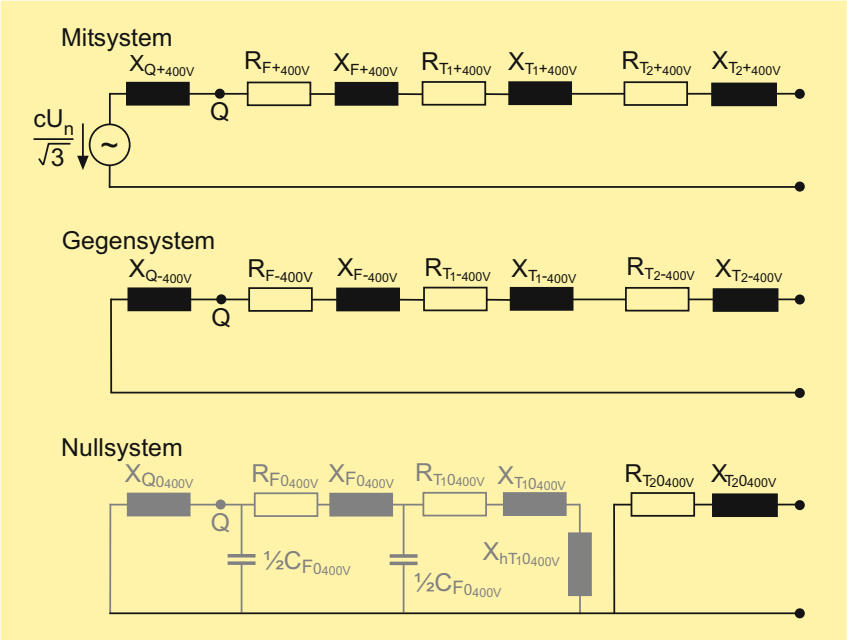


Bild 19.19. Ersatzschaltbilder des Mit-, Gegen- und Nullsystems des Netzes aus Bild 19.18, bezogen auf die Spannungsebene 400V des Kurzschlussorts.

19.3.4 Berechnung der Nullimpedanzen

Es verbleibt noch die Bestimmung der Nullimpedanzen der Betriebsmittel in der Kurzschlussbahn.

Die in Bild 19.19 grau gezeichneten Elemente des Nullsystems bleiben stromlos und brauchen daher nicht berücksichtigt werden. Für die Nullimpedanz des Transformators 2 wird der entsprechende Näherungswert aus Bild 9.40, letzte Zeile, verwendet,

$$\begin{aligned} Z_{T_{2_{0_{400V}}}} &\approx 0,1\ Z_{T_{2_{+400V}}} = 0,1\ Z_{T_{2_{400V}}} = 3,2\ \mathrm{m}\Omega \\ R_{T_{2_{0_{400V}}}} &= Z_{0_{T_{2_{400V}}}} \cdot \frac{u_{R_{T_2}}}{u_{K_{T_2}}} = 1,136\ \mathrm{m}\Omega \\ X_{T_{2_{0_{400V}}}} &= \sqrt{Z^2_{T_{2_{0_{400V}}}} - R^2_{T_{2_{0_{400V}}}}} = 2,992\ \mathrm{m}\Omega \quad . \end{aligned} \tag{19.63}$$

19.3.5 Berechnung der finalen Impedanzen Z_+, Z_- und Z_0

Die Impedanzen der Kurzschlussbahn im Mit- und Gegensystem berechnen sich durch Reihenschaltung der einzelnen Mit- bzw. Gegenimpedanzen. Die Impedanzen des Mit- und Gegensystems sind für die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_k identisch. Wir erhalten

$$\underline{Z}_{+400V} = \underline{Z}_{-400V} = (11,43 + \mathrm{j}30,66)\ \mathrm{m}\Omega = 32,72 \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{j}69,55^\circ}\ \mathrm{m}\Omega \quad . \tag{19.64}$$

Die Impedanz $\underline{z}_{0k}$ der Kurzschlussbahn des Nullsystems besteht lediglich aus der Nullimpedanz von Transformator 2,

$$\underline{Z}_{0_{400V}} = \underline{Z}_{0T_{2_{400V}}} = (1,136 + \mathrm{j}2,992)\,\mathrm{m}\Omega = 3,2 \cdot \mathrm{e}^{\mathrm{j}69,21^\circ}\,\mathrm{m}\Omega \quad . \tag{19.65}$$

19.3.5.1 Einpoliger Kurzschluss

Für einen einpoligen Kurzschluss gemäß Bild 19.20

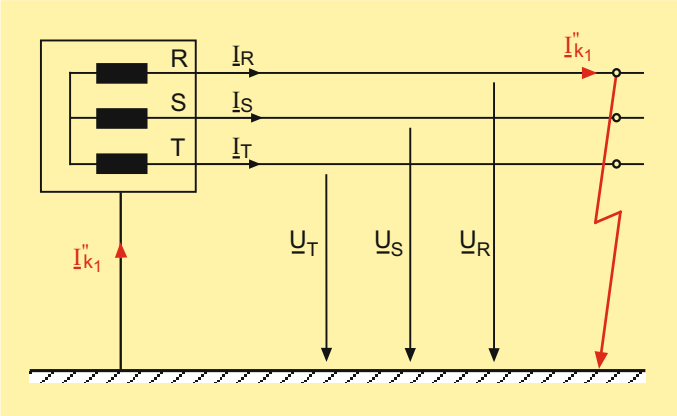


Bild 19.20. Einpoliger Kurzschluss bzw. Erdkurzschluss im Fehlerort.

berechnet sich der Kurzschlussstrom I''_{k_1} gemäß (19.59) zu

$$I''_{k_1} = \frac{\sqrt{3}\,c\,U_n}{|\underline{Z}_{0_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{+_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{-_{400\mathrm{V}}}|} \approx \frac{\sqrt{3}\cdot 1{,}1\cdot 400\ \mathrm{V}}{(2{,}992 + 32{,}72 + 32{,}72)\ \mathrm{m}\Omega} = 11{,}14\ \mathrm{kA}. \quad (19.66)$$

19.3.5.2 Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Für einen zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung gemäß Bild 19.21

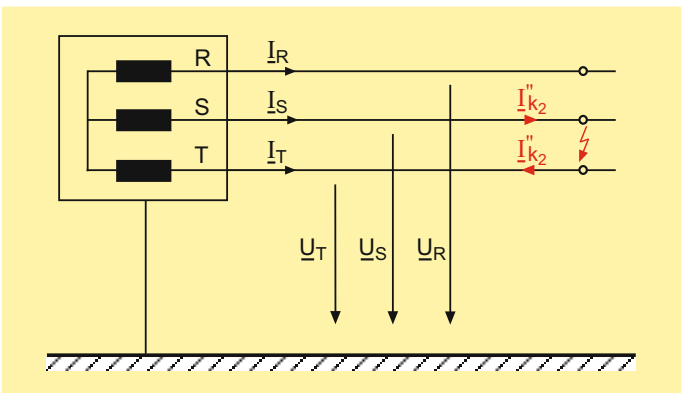


Bild 19.21. Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung.

erhält man für I''_{k_2}

$$I''_{k_2} = \frac{cU_n}{|\underline{Z}_{+_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{-_{400\mathrm{V}}}|} = \frac{1{,}1\cdot 400\ \mathrm{V}}{(32{,}72 + 32{,}72)\ \mathrm{m}\Omega} = 6{,}724\ \mathrm{kA} \quad . \quad (19.67)$$

19.3.5.3 Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Für einen zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung gemäß Bild 19.22

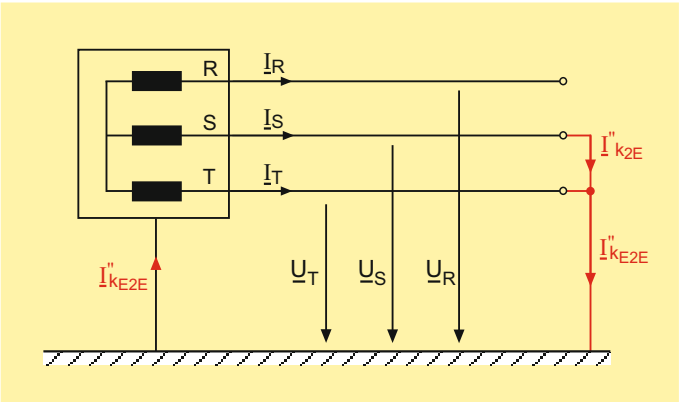


Bild 19.22. Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung.

erhält man für $I''_{k_{E2E}}$ nach Gleichung (19.61):

$$I''_{k_{E2E}} = \frac{\sqrt{3}\,c\,U_n}{\left|\underline{Z}_{+400\mathrm{V}} + \underline{Z}_{0_{400\mathrm{V}}} + \underline{Z}_{0_{400\mathrm{V}}} \frac{\underline{Z}_{+400\mathrm{V}}}{\underline{Z}_{-400\mathrm{V}}}\right|}$$

$$= \frac{\sqrt{3}\cdot 1{,}1\cdot 400\ \mathrm{V}}{\left|32{,}72\ \mathrm{m}\Omega + 2{,}992\ \mathrm{m}\Omega + 2{,}992\ \mathrm{m}\Omega\ \frac{32{,}72\ \mathrm{m}\Omega}{32{,}72\ \mathrm{m}\Omega}\right|} = 19{,}69\ \mathrm{kA} \quad . \qquad (19.68)$$

Mit der Berechnung der Ströme I''_{k_1}, I''_{k_2} und $I''_{k_{E2E}}$ ist die Grundaufgabe der Berechnung unsymmetrischer Fehlerströme gelöst. Die daraus abgeleiteten Größen werden wie beim symmetrischen Kurzschluss ermittelt (19.1).

In diesem Berechnungsbeispiel führt also der zweipolige Kurzschluss mit Erdberührung zum größten Fehlerstrom. Dies liegt an der extrem kleinen Nullimpedanz $Z_{0_{400\mathrm{V}}} \approx 0{,}1 \cdot Z_{+400\mathrm{V}}$.

19.4 Kurzschlussimpedanzen elektrischer Betriebsmittel

Wie die oben durchgerechneten Beispiele gezeigt haben, sind vor der eigentlichen Kurzschlussstromberechnung die im Kurzschluss wirksamen Betriebsmittelimpedanzen zu ermitteln. Beim *symmetrischen Kurzschluss* handelt es sich um die Mitimpedanzen $\underline{Z}_+$, beim unsymmetrischen Fehler müssen zusätzlich auch die Gegen- und Nullimpedanzen $\underline{Z}_-$ und $\underline{Z}_0$ ermittelt werden. Hierzu werden im Folgenden für einzelne Betriebsmittel Hinweise zur Ermittlung ihrer Impedanz gegeben.

Bei allen *nichtrotierenden*, symmetrisch aufgebauten Betriebsmitteln sind Mit- und Gegenimpedanz gleich groß. Sie entsprechen der *Betriebsimpedanz* des Betriebsmittels,

$$\underline{Z}_+ = \underline{Z}_- = \underline{Z} \quad . \qquad (19.69)$$

Bei *rotierenden* Betriebsmitteln hingegen unterscheiden sich Mit- und Gegenimpedanz. Hierauf wurde bereits in 8.11.3 eingegangen. Da aber bei der Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_k symmetrischer Kurzschlüsse $\underline{Z}_{G+} = \mathrm{j}X''_d$ gesetzt wird und X''_{d+} und X''_{d-} sich nur gering unterscheiden, ist bei der Berechnung unsymmetrischer Anfangs-Kurzschlusswechselströme $\underline{I}''_k$ *auch bei Generatoren* die Identität $\underline{Z}_+ = \underline{Z}_-$ in guter Näherung gültig.

Die *Nullimpedanz* von Betriebsmitteln unterscheidet sich im allgemeinen von der jeweiligen Mit- und Gegenimpedanz. Maßgeblich für die Nullimpedanzen ist jeweils die *Schaltgruppe* und die *Sternpunktbehandlung* der Transformatoren. Auf beides wurde bereits in 9.5.3.2 ausführlich eingegangen.

In den folgenden Abschnitten sind die Berechnungsvorschriften für die Mit-, Gegen- und Nullimpedanzen der wichtigsten Betriebsmittel inklusive etwaiger *Korrekturfaktoren* zusammengestellt. Letztere werden erforderlich, wenn große induktive Lastströme an den vorwiegend induktiven Kurzschlussimpedanzen von Generatoren und Transformatoren zu so großen Spannungsabfällen führen, dass die Quellenspannungen mehr als 10 % über der Netznennspannung liegen. Damit die mit dem Spannungsfaktor $c_{\max}$ ermittelten Werte für die Kurzschlussströme dennoch auf der sicheren Seite liegen, werden so genannte Impedanzkorrekturfaktoren für Generatoren, Transformatoren und Kraftwerksblöcke eingeführt. In Abschnitt 19.4.9 erfolgt eine Übersicht in Tabellenform, in der die Impedanzen als Absolut-, p.u.- und %/MVA-Werte angegeben sind.

19.4.1 Generatoren

Das Kurzschlussersatzschaltbild der Synchronmaschine wurde ausführlich in Kapitel 8 hergeleitet. Für die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms wird stets die subtransiente Reaktanz X''_d verwendet,

$$\underline{Z}_G = R_G + jX''_d \quad . \tag{19.70}$$

Sie wird gewöhnlich aus der in Prozent angegebenen bezogenen subtransienten Reaktanz x''_d (siehe Anhang C) errechnet,

$$X_G = X''_d = \frac{x''_d \cdot U^2_{r_G}}{100\,\% \cdot S_{r_G}} \quad . \tag{19.71}$$

Für den Wirkanteil der Generatorimpedanz ist nicht der Gleichstromwiderstand des Ankers, sondern ein wirksamer Widerstand R_G einzusetzen. Er ist abhängig von der Bemessungsspannung U_{r_G} und der Bemessungsleistung S_{r_G} des Generators, 19.23.

$U_{rG} \leq 1$ kV		$R_G = 0{,}15 \cdot X''_d$
$U_{rG} \geq 1$ kV	$S_{rG} \leq 100$ MVA	$R_G = 0{,}07 \cdot X''_d$
$U_{rG} \geq 1$ kV	$S_{rG} \geq 100$ MVA	$R_G = 0{,}05 \cdot X''_d$

Bild 19.23. Wirksamer ohmscher Generatorwiderstand R_G nach DIN VDE 0102.

Für die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms bei direktem Anschluss eines Generators an eine Sammelschiene ohne zwischengeschalteten Transformator (z. B. in

Niederspannungs- oder Industrienetzen) ist die Generatorimpedanz nach DIN VDE 0102 noch mit einem Korrekturfaktor

$$K_G = \frac{U_n}{U_{r_G}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \sin \varphi_{r_G}} \tag{19.72}$$

zu multiplizieren. Hierbei sind U_n die Nennspannung des Netzes, in das der Generator einspeist, und φ_{r_G} der Phasenwinkel zwischen $\underline{U}_{r_G}$ und $\underline{I}_{r_G}$. Für den Spannungsfaktor ist auch bei der Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms der Wert $c_{\max}$ einzusetzen.

Generatoren, die über einen Blocktransformator einspeisen, werden zusammen mit diesem als eine Einheit betrachtet, siehe Abschnitt 19.4.4.

19.4.2 Netzeinspeisung

In der Regel wird eine Netzeinspeisung durch die Anfangs-Kurzschlusswechselstromleistung S''_{k_Q} (siehe Abschnitt 19.2.2) und die Nennspannung U_{n_Q} am Anschlusspunkt Q des Netzes charakterisiert. Diese Werte liegen als Ergebnisse einer Kurzschlussstromberechnung im überlagerten Netz vor und sind vom Energieversorgungsunternehmen zu erfragen. Aus ihnen kann die Netzinnenimpedanz mit

$$Z_Q = \frac{c_{\max} U_{n_Q}^2}{S''_{k_Q}} = \frac{c_{\max} U_{n_Q}}{\sqrt{3} I''_{k_Q}} \tag{19.73}$$

berechnet werden. Für den Spannungsfaktor $c_{\max}$ ist nach Bild 19.11 für Mittel- und Hochspannungsnetze der Wert 1,1 einzusetzen. Gemäß DIN VDE 0102 kann bei Netzeinspeisungen einer Nennspannung von über 35 kV von einer rein induktiven Kurzschlussimpedanz des Netzes ausgegangen werden, d. h. $\underline{Z}_Q = \mathrm{j}X_Q$. Für $U_{n_Q} \leq 35$ kV kann bei fehlenden genaueren Angeben $R_Q = 0,1 \cdot X_Q$ und $X_Q = 0,995 \cdot Z_Q$ angenommen werden.

19.4.3 Transformatoren

Die Kurzschlussimpedanz eines Transformators lässt sich aus seinen Bemessungsdaten *Nennspannung*, *Nennleistung* und *relative Kurzschlussspannung* bestimmen (s. a. 9.2.3):

$$\begin{aligned} Z_T &= \frac{u_k \cdot U_r^2}{100\% \cdot S_r} \\ R_T &= \frac{u_R \cdot U_r^2}{100\% \cdot S_r} \\ X_T &= \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad . \end{aligned} \tag{19.74}$$

Je nachdem, ob für U_r die Bemessungspannung der Ober- oder Unterspannungsseite eingesetzt wird, ist die Impedanz auf die entsprechende Seite des Transformators bezogen (s. a. 9.2). Für überschlägige Berechnungen der größten und kleinsten Kurzschlussströme nach DIN VDE 0102 wird davon ausgegangen, dass sich der Stufenschalter auf der Hauptanzapfung befindet.

Bei *Dreiwicklungstransformatoren* müssen aus den drei gemessenen Kurzschlussimpedanzen

$$Z_{AB} = \frac{u_{k_{AB}} \cdot U_{r_A}^2}{100\% \cdot S_{r_{AB}}}$$

$$Z_{BC} = \frac{u_{k_{BC}} \cdot U_{r_A}^2}{100\% \cdot S_{r_{BC}}} \tag{19.75}$$

$$Z_{CA} = \frac{u_{k_{CA}} \cdot U_{r_A}^2}{100\% \cdot S_{r_{CA}}}$$

die drei Impedanzen des Kurzschlussersatzschaltbildes (siehe Kapitel 9)

$$\begin{aligned} \underline{Z}_A &= \frac{1}{2}(\underline{Z}_{AB} - \underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{CA}) \\ \underline{Z}_B &= \frac{1}{2}(\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} - \underline{Z}_{CA}) \\ \underline{Z}_C &= \frac{1}{2}(-\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{CA}) \end{aligned} \tag{19.76}$$

bestimmt werden. Die Impedanzen werden hier exemplarisch auf die Seite A des Transformators bezogen. Ansonsten ist in Gleichung 19.75 anstelle von U_{r_A} entsprechend U_{r_B} oder U_{r_C} einzusetzen.

Für die Impedanzkorrektur kann nach DIN VDE 0102 vereinfachend ein Faktor von

$$K_T = 0,95\frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot u_k} = 0,95\frac{c_{\max}}{1 + 0,6 \cdot Z_k} \tag{19.77}$$

verwendet werden, wobei wiederum für den Spannungsfaktor auch bei der Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms der Wert $c_{\max}$ einzusetzen ist (s. a. 9.2.2).

19.4.4 Kraftwerksblöcke

In Blockkraftwerken bilden die Generatoren mit dem zugehörigen Blocktransformator eine Einheit, da sie aufeinander abgestimmt geplant wurden und in ihrer Konfiguration praktisch nicht mehr verändert werden. Die zusammengefasste Impedanz eines Kraftwerksblocks wird auf die *Oberspannungsseite* bzw. Netzseite bezogen,

$$\underline{Z}_{\mathrm{KB}} = K_{\mathrm{KB}} \cdot (\ddot{u}_{T_r}^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{T_{\mathrm{OS}}}) \quad . \tag{19.78}$$

Hierbei ist $\ddot{u}_{T_r}$ das Bemessungsübersetzungsverhältnis $U_{rT_{\mathrm{OS}}}/U_{rT_{\mathrm{US}}}$ und $\underline{Z}_{T_{\mathrm{OS}}}$ die auf die Oberspannungsseite bezogene Kurzschlussimpedanz des Transformators. Der Korrekturfaktor K_{KB} berechnet sich für Kraftwerksblöcke mit Stufenschalter nach

$$K_{\mathrm{KB}} = \frac{U_{n_Q}^2}{U_{r_G}^2 \ddot{u}_{T_r}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \cdot \sin\varphi_{r_G}} \quad . \tag{19.79}$$

Hierin ist U_{n_Q} die Nennspannung des Netzes, in das der Kraftwerksblock einspeist, d. h. die Netznennspannung auf der Oberspannungsseite des Blocktransformators. Auch hier ist bei der Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms der Wert $c_{\max}$ einzusetzen.

19.4.5 Windkraft- und PV-Anlagen

Windkraft- und Photovoltaikanlagen leisten zunehmend signifikantere Beiträge zum Kurzschlussstrom. Man unterscheidet drei Klassen:

– Frühe WKA mit einfachen Asynchrongeneratoren mit Käfigläufer konstanter Drehzahl werden wie die zahllosen Asynchronmotoren als negative *Lasten* berücksichtigt (19.4.7), weswegen hier nicht weiter darauf eingegangen werden muss.

– Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren mit fremdgespeistem Schleifringläufer erlauben nicht die übliche Bestimmung ihrer Kurzschlussimpedanz aus einem Kurzschlussversuch, vielmehr ist nach DIN EN 60909-0 bzw. VDE 0102 vorzugehen.

– Synchron- und Asynchrongeneratoren mit nachgeschalteten Umrichter generieren aus dem originären Drehstromsystem variabler Frequenz des Generators zunächst eine Gleichspannung (Gleichspannungszwischenkreis) und synthetisieren daraus anschließend ein neues Drehstromsystem beliebig einstellbarer Frequenz, Amplitude und Phasenwinkel. Da ihre dynamischen Eigenschaften im wesentlichen durch den Umrichter bestimmt werden, wie dies ja auch bei den PV-Anlagen der Fall ist, werden diese beiden EE-Erzeugerarten in eine Gruppe *Anlagen mit Umrichter* zusammengefasst. Diese Anlagen können je nach Ansteuerung sowohl Wirkleistung bereitstellen oder aufnehmen als auch induktive und kapazitive Blindleistung liefern (s. a. A.6.2). Vom einfachen Asynchrongenerator mit Käfigläufiger abgesehen, gehen weitere Betrachtungen über diese Einführung hinaus, weswegen auf das Schrifttum am Ende des Kapitels verwiesen wird.

19.4.6 Freileitungen und Kabel

Die Kurzschlussimpedanz von Freileitungen und Kabeln lässt sich aus den Materialdaten, den Querschnitten und den Mittenabständen der Leiter berechnen (s. Kapitel 10). Ihre Werte sind gewöhnlich in Form von Wirk- und Blindwiderstandsbelägen Kabel- bzw. Leitungs-Handbüchern zu entnehmen bzw. werden beim Hersteller erfragt. In Beiblatt 4 zur Vorschrift DIN VDE 0102 finden sich ebenfalls entsprechende Tabellen. Widerstands- und Reaktanzbelag sind dann nur noch mit der Länge l zu multiplizieren,

$$\underline{Z}_L = R_L + \mathrm{j}X_L = l \cdot (r' + \mathrm{j}x') \quad . \tag{19.80}$$

Die für die Berechnung unsymmetrischer Kurzschlüsse erforderliche Querkapazität von Leitungen und Kabeln berechnet sich sinngemäß zu

$$C_L = l \cdot c'_E \quad , \tag{19.81}$$

wobei c'_E die Erdkapazität pro Längeneinheit ist. Im Nullsystem wird das π-Ersatzschaltbild der Leitung verwendet, d. h. es wird jeweils vor und nach dem Längszweig der Impedanz $\underline{Z}_L = R_L + \mathrm{j}X_L$ eine Kapazität $C_L/2$ zwischen Phase und Neutralleiter eingefügt, siehe z. B. Bild 10.24.

19.4.7 Motoren

Bei der Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_k werden Synchron*motoren* und -*phasenschieber* grundsätzlich wie Synchron*generatoren* behandelt, da sie die in den rotierenden Massen gespeicherte mechanische Energie beim Abfall der Netzfrequenz, mit anderen Worten im untersynchronen Betrieb, in das Netz zurückspeisen.

Bei der Berechnung des Beitrags von Asynchronmotoren ist die Anlaufimpedanz des Motors einzusetzen. Sie berechnet sich aus den Bemessungswerten S_r, U_r, und I_r sowie dem Verhältnis I_{an}/I_r zwischen Anlauf- und Bemessungsstrom des Motors,

$$Z_M = \frac{1}{I_{an}/I_r} \cdot \frac{U_r^2}{S_r} \quad . \tag{19.82}$$

Asynchronmotoren müssen jedoch nur dann berücksichtigt werden, wenn die Summe der Bemessungsströme aller Motoren 1% des Anfangs- Kurzschlusswechselstroms im Netz ohne Berücksichtigung der Motoren übersteigt. Außerdem können Gruppen von Asynchronmotoren einschließlich ihrer Anschlussleitungen zu einem Ersatzmotor zusammengefasst werden. Details hierzu sind in der Norm zu finden.

Der Kurzschlussstrom von Asynchronmotoren klingt wegen der rasch sinkenden Drehzahl schneller ab als der von Synchronmaschinen. Ihr Anteil zum Dauerkurzschlussstrom ist daher nur bei unsymmetrischen Fehlern zu beachten. Für den Beitrag I_{bASM} eines Asynchronmotors zum gesamten Ausschaltstrom wird zusätzlich zum Abklingfaktor μ ein Faktor q eingeführt, der abhängig von Motorleistung pro Polpaar und Mindestschaltverzug die Abnahme der Drehzahl berücksichtigt:

$$I_{b_{\mathrm{ASM}}} = q \cdot \mu I_k'' \quad . \tag{19.83}$$

Für die Bestimmung des Faktors q sei ebenfalls auf die Norm verwiesen.

19.4.8 Sonstige Betriebsmittel

Neben den oben aufgeführten häufigsten Betriebsmitteln können in Netzen noch weitere Betriebsmittel vorkommen, deren Berücksichtigung an dieser Stelle nur qualitativ erwähnt wird:

- *Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln* sind als Teile der Kurzschlussimpedanz zu behandeln. Bei symmetrischem Aufbau sind Mit-, Gegen- und Nullimpedanz identisch.
- *Stromrichter* mit einer aktiven Gleichspannung auf der Gleichrichterseite (z. B. Gleichstrommotor) speisen im Kurzschlussfall zurück ins Netz. Ihr Einfluss wird nur für den dreipoligen Kurzschluss und nur bei selbstgeführten Stromrichtern, bei denen Rückspeisung mit Wechselstrom erfolgt, berücksichtigt. Stromrichter und Gleichspannungsmotor werden dann zu einem Ersatzmotor gemäß Abschnitt 19.4.7 mit einem geringeren Verhältnis I_{an}/I_r zusammengefasst.
- Der Entladestrom von *Parallelkondensatoren* wird bei der Berechnung der Stoßkurzschlussströme vernachlässigt. Für die Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird dieses Betriebsmittel ebenfalls nicht berücksichtigt.
- *Reihenkondensatoren* werden bei der Berechnung der Kurzschlussströme vernachlässigt, wenn sie mit parallelgeschalteten Spannungsbegrenzungseinrichtungen versehen sind, die im Kurzschlussfall ansprechen.

19.4.9 Übersicht der Betriebsmittelimpedanzen

Eine Übersicht über die Impedanzen der wichtigsten Betriebsmittel als Absolut-, p.u.- und %/MVA-Werte zeigt Bild 19.24, jeweils transformiert auf die Fehlerstelle. Dabei wird

vorausgesetzt, dass die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren gleich den Verhältnissen der Netznennspannungen sind, mit anderen Worten für die Nennübersetzungen $\ddot{u}_r$ gelten. Die in den vorangegangenen Abschnitten definierten Korrekturfaktoren sind ggf. zusätzlich zu berücksichtigen.

Betriebsmittel	Absolut	pu	% / MVA
Generator	$X_{Gt} = x''_d \frac{U^2_{nKS}}{S_{rG}}$	$z_{Gt} = x''_d \frac{S_{Bez}}{S_{rG}}$	$z_{Gt} = \frac{x''_d}{S_{rG}}$
Transformator	$Z_{Tt} = u_k \frac{U^2_{nKS}}{S_{rT}}$	$z_{Tt} = u_{kT} \frac{S_{Bez}}{S_{rT}}$	$z_{Tt} = \frac{u_{kT}}{S_{rT}}$
Netzeinspeisung	$Z_{Qt} = \frac{cU^2_{nKS}}{S_{kQ}}$	$z_{Qt} = c \frac{S_{Bez}}{S''_{kQ}}$	$z_{Qt} = \frac{c}{S''_{kQ}}$
Leitung	$Z_{Lt} = Z_L \frac{U^2_{nKS}}{U^2_{nB}}$	$z_{Lt} = Z_L \frac{S_{Bez}}{U^2_{nB}}$	$z_{Lt} = \frac{Z_L\, 100\%}{U^2_{nB}}$
Drossel	$Z_{Drt} = u_{Dr} \frac{U^2_{nKS}}{S_{rDr}}$	$z_{Drt} = u_{Dr} \frac{S_{Bez}}{S_{rDr}}$	$z_{Drt} = \frac{u_{Dr}}{S_{rDr}}$

Bild 19.24. Berechnungsvorschriften für auf den Kurzschlussort transformierte Betriebsmittelimpedanzen. $U_{n_{\mathrm{KS}}}$ ist die Netznennspannung am Kurzschlussort, $U_{n_{\mathrm{B}}}$ ist der Nennwert der Spannungsebene, in der sich das entsprechende Betriebsmittel befindet.

19.5 Kurzschlussstromberechnung mit bezogenen Größen

In der Praxis der Netz- und Kurzschlussstromberechnungen wird meist nicht mit den absoluten Impedanzwerten sondern mit bezogenen Impedanzen gerechnet. In letzterem Fall fallen die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren heraus, wie im folgenden Abschnitt ersichtlich wird. Das am meisten verbreitete Verfahren ist dabei das *Relativwertverfahren*, aus dem englischen Sprachraum her als *per–unit-* oder kurz *p.u.–Verfahren* bekannt. Neben dem p.u.–Verfahren kommt auch noch das *%/MVA–Verfahren* zur Anwendung.

Alle bezogenen Impedanzen berechnen sich unabhängig von der jeweiligen Spannungsebene, in der sich das betreffende Betriebsmittel befindet.

19.5.1 Das per–unit–Verfahren

Wie im Anhang C beschrieben, werden beim per-unit-Verfahren die elektrischen Größen $\underline{U}$, $\underline{I}$, $\underline{Z}$ und $\underline{S}$ jeweils auf eine *dimensionsgleiche Bezugsgröße* U_{Bez}, I_{Bez}, Z_{Bez} bzw. S_{Bez} bezogen. Die resultierenden *dimensionslosen* Größen werden mit den Kleinbuchstaben $\underline{u}$, $\underline{i}$, $\underline{z}$ bzw. $\underline{s}$ gekennzeichnet, beispielsweise

$$\underline{u} = \frac{\underline{U}}{U_{Bez}} \quad . \tag{19.84}$$

In der Regel werden eine *Bezugsspannung* und eine *Bezugsscheinleistung* gewählt, Bezugsstrom und -impedanz berechnen sich dann zu

$$I_{Bez} = \frac{S_{Bez}}{U_{Bez}} \text{ und } Z_{Bez} = \frac{U^2_{Bez}}{S_{Bez}} \quad . \tag{19.85}$$

I_{Bez} und Z_{Bez} werden allerdings häufig gar nicht explizit berechnet, vielmehr erhält man mit obigen Beziehungen direkt

$$\underline{i} = \underline{I}\frac{U_{Bez}}{S_{Bez}} \quad \text{und} \quad \underline{z} = \underline{Z}\frac{S_{Bez}}{U_{Bez}^2} \quad . \tag{19.86}$$

Bei der Kurzschlussstromberechnung wird lediglich *eine einzige globale* Basis von Bezugsgrößen gewählt, auf die sämtliche Betriebsmittel des zu untersuchenden Netzes bezogen werden. Die Wahl der Bezugsgrößen kann im Prinzip willkürlich erfolgen. Zweckmäßig ist jedoch, als Bezugsspannung die Nennspannung am Kurzschlussort zu nehmen. Als Bezugsscheinleistung wird beispielsweise die Bemessungsscheinleistung des größten Transformators im Netz oder eine Zehnerpotenz derselben Größenordnung gewählt, beispielsweise 100 MVA. Durch die geschickte Wahl der Basis lässt sich erreichen, dass die Impedanzen und Ströme in leicht handzuhabenden Größenordnungen liegen.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass bezogene *Kenngrößen* einzelner Betriebsmittel, z. B. die relative Kurzschlussspannung u_k eines Transformators oder die bezogene subtransiente Reaktanz x_d'' eines Generators, stets auf eine Basis bezogen sind, die sich aus den *Bemessungsgrößen* des jeweiligen Betriebsmittels zusammensetzt. Bei einer Kurzschlussstromberechnung in per-unit-Größen müssen diese Kenngrößen zuvor auf die gewählte globale Basis umgerechnet werden.

Den transformierten Wert der Quellenimpedanz Z_Q bei Netzeinspeisung mit $\underline{U}_Q$ erhält man beispielsweise zu

$$\begin{aligned} z_{Q_t} = \frac{Z_{Q_t}}{Z_{Bez}} &= \frac{1,1\,U_{nQ}^2}{S_{kQ}''}\frac{1}{\ddot{u}_{T_1}^2 \cdot \ddot{u}_{T_2}^2}\frac{S_{Bez}}{U_{Bez}^2} = \\ &= 1,1\frac{S_{Bez}}{S_{kQ}''}\frac{U_{nQ}^2}{U_{Bez}^2}\frac{1}{\ddot{u}_{T_1}^2 \cdot \ddot{u}_{T_2}^2} \quad . \end{aligned} \tag{19.87}$$

Da die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren mit den Verhältnissen der Nennspannungen übereinstimmen, vereinfacht sich obige Gleichung zu

$$z_{Q_t} = 1,1\frac{S_{Bez}}{S_{kQ}''} \quad . \tag{19.88}$$

Diese beiden Beispiele lassen erkennen, dass beim Rechnen mit *Nenn-* bzw. *Bemessungsübersetzungen* (synonyme Begriffe) die bezogenen Impedanzen der Betriebsmittel unabhängig von der Bezugsspannung U_{Bez} sind. Diese Tatsache ist insbesondere dann von großem Vorteil, wenn in einem ausgedehnten Netz Kurzschlussströme und Teilkurzschlussströme auf mehreren Spannungsebenen zu berechnen sind. Des Weiteren fällt auf, dass die Bezugsscheinleistung S_{Bez} stets im Zähler der Ausdrücke für die bezogenen Betriebsmittelimpedanzen steht. Bei der Berechnung von I_k'' könnte man sie also wieder herauskürzen. Genau dieser Umstand wird beim %/MVA-Verfahren ausgenutzt, welches im folgenden Abschnitt kurz skizziert wird.

19.5.2 Das %/MVA–Verfahren

Das %/MVA-Verfahren, das als Abwandlung des per-unit-Verfahrens angesehen werden kann, wurde speziell für die Netzberechnung entwickelt. Es macht sich zunutze, dass bei der

per-unit-Rechnung die Wahl der Bezugsscheinleistung S_{Bez} völlig willkürlich ist. Folglich wird anstelle von S_{Bez} nun der *dimensionslose Wert* 1 eingesetzt. Dies hat zur Folge, dass die bezogenen Größen, die ansonsten analog zu den p.u.-Werten gebildet werden, *nicht mehr dimensionslos* sind. Insbesondere die bezogenen Impedanzen, die sich nun gemäß

$$z = Z\frac{1}{U_{Bez}^2} \tag{19.89}$$

berechnen, können nun in der Einheit %/MVA angegeben werden, woraus sich auch der Name des Verfahrens ableitet. Im Unterschied zum p.u.-Verfahren kann hier kein Einfluss mehr auf die Größenordnung der resultierenden bezogenen Impedanzen und Ströme genommen werden.

Wird exemplarisch die Kurzschlussimpedanz eines Transformators T_1 betrachtet, so beträgt die bezogene Reaktanz

$$z_{T_1} = Z_{T_1}\frac{1}{U_{Bez}^2} = u_k\frac{U_{rT_{1\mathrm{US}}}^2}{S_{rT_1}\cdot U_{Bez}^2} \quad . \tag{19.90}$$

Bezogen auf die Kurzschlussstelle ergibt sich die transformierte Impedanz zu

$$z_{T_1} = u_k\frac{U_{rT_{\mathrm{US}}}^2}{S_{rT}\cdot U_{Bez}^2}\frac{1}{\ddot{u}_{T_2}^2} \quad . \tag{19.91}$$

Da in unserem Beispiel die Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren mit den Verhältnissen der Nennspannungen übereinstimmen, vereinfacht sich Gleichung (19.91) zu

$$z_{T_{1_t}} = \frac{u_k}{S_{rT_1}} \quad . \tag{19.92}$$

Für die bezogenen Impedanzen von Generatoren, Netzeinspeisungen, Drosseln etc. ergeben sich analoge Ausdrücke.

Die Berechnungsvorschriften für den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $\underline{I}_k''$ bei einem symmetrischen Kurzschluss für das Absolutwert-, per-unit- und %/MVA-Verfahren sind in Bild 19.25 nochmals zusammengefasst.

Absolut	pu	% / MVA
$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}$	$I_k'' = \frac{cS_{Bez}}{\sqrt{3}U_n z_k}$	$I_k'' = \frac{c}{\sqrt{3}U_n z_k}$

Bild 19.25. Berechnungvorschriften für den Anfangs-Kurzschlusswechselstrom für das Absolutwert-, per-unit- und %/MVA-Verfahren.

Der Vorteil des %/MVA-Verfahrens besteht darin, dass sich die transformierten bezogenen Impedanzen ausschließlich aus Betriebsmitteldaten berechnen lassen und damit universell gültig sind.

19.6 Digitale Kurzschlussstromberechnung

Die bisher vorgestellte Methode der Berechnung des Kurzschlussstroms I''_K durch aufwendiges Zusammenfassen der Impedanzen eines Netzes zu einer totalen bzw. finalen Kurzschlussimpedanz lässt sich wesentlich einfacher mittels eines Digitalrechners durchführen.

Hierbei kann I''_K grundsätzlich wie in der Leistungsflussberechnung durch Aufstellen und Lösen eines linearen Gleichungssystems basierend auf der *Knotenadmittanzmatrix* (18.1) ermittelt werden, was im folgenden Abschnitt gezeigt wird.

19.6.1 Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_k aus der Knotenadmittanzmatrix

Befindet sich der Kurzschlussort eines symmetrischen Kurzschlusses im Knoten i, ergibt sich bei Vernachlässigung der Betriebsströme in Anlehnung an 18.1 das Gleichungssystem (19.93).

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \cdots & \underline{Y}_{in} \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \frac{-cU_n}{\sqrt{3}} \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \underline{I}''_{ki} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad . \tag{19.93}$$

Bei dieser Darstellung wird durch Verwendung von $U_i = -cU_n/\sqrt{3}$ und Annahme nur eines Belastungsstroms I''_K im Knoten i implizit vom Verfahren der Ersatzspannungsquelle Gebrauch gemacht.

Die Elemente der Admittanzmatrix entsprechen beim symmetrischen Kurzschluss den Mitimpedanzen der Betriebsmittel.

Nach Matrixinversion erhält man

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \frac{-cU_n}{\sqrt{3}} \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \cdots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \cdots & \underline{Z}_{2n} \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{i1} & \cdots & \underline{Z}_{in} \\ \vdots & & \vdots \\ \underline{Z}_{n1} & \cdots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \underline{I}''_{ki} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad . \tag{19.94}$$

Auf die ausführliche Herleitung dieser Gleichung wird hier verzichtet, es sei jedoch nochmals darauf hingewiesen, dass die Elemente der Impedanzmatrix $\underline{Z}$ nicht einfach den Kehrwerten der Elemente der Admittanzmatrix entsprechen (s. a. 18.1).

Da sowohl die Knotenspannung des Knotens n als auch die Nennspannung den Index n tragen, wird zur Unterscheidung in (19.93) und (19.94) ausnahmsweise anstelle der Nennspannung U_n die Bemessungsspannung U_r verwendet, was jedoch bei der Berechnung des Kurzschlussstroms fallspezifisch durch einen Faktor c' berichtigt werden muss.

Aus der i-ten Zeile von Gleichung (19.94) folgt der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom an der Fehlerstelle:

$$-\frac{c' U_r}{\sqrt{3}} = \underline{Z}_{ii} \cdot \underline{I}''_{ki} \quad \Rightarrow \quad \underline{I}''_{ki} = -\frac{c' U_r}{\sqrt{3}\underline{Z}_{ii}} \tag{19.95}$$

Die übrigen Zeilen des Gleichungssystems (19.94) liefern die Knotenspannungen im Netz:

$$\underline{U}_\nu = \underline{Z}_{ki} \cdot \underline{I}''_{ki} \tag{19.96}$$

Somit sind alle Knotenspannungen bekannt. Mit Hilfe der Impedanzen der Netzzweige können anschließend noch alle Teilkurzschlussströme im Netz bestimmt werden.

Das Problem obiger Vorgehensweise liegt darin, dass für jede Fehlerstelle, für die I''_K ermittelt werden soll, eine erneute Inversion der Admittanzmatrix erforderlich ist. Da jedoch der Aufwand für die komplette *Inversion* der Knotenadmittanzmatrix für die Berechnung des Kurzschlussstroms in nur einem Fehlerknoten in keinem Verhältnis steht, werden in Anhang G noch effektivere, direkte Lösungsverfahren vorgestellt, die auf einfache Weise den Kurzschlussstrom in *jedem* Netzknoten zu berechnen gestatten.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 19

1. Balzer, G. et al.: Kurzschlussstromberechnung nach VDE 102. 1. Auflage, VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 2001.
2. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
3. Schlabbach, J. u. Cichowski, R. R.: Kurzschlussstromberechnung. VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 2004.
4. Spring, E.: Elektrische Energienetze. 1. Auflage, VDE-Verlag Berlin/Offenbach, 2003.
5. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.
6. Pistora, G.: Berechnung des einpoligen Kurzschlussstroms nach DIN VDE 0102-2 mit Excel. 2. Auflage, VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 1999.
7. Kosikci, I.: Kurzschlussstromberechnung in elektrischen Anlagen. Expert-Verlag, Renningen, 2000.
8. Pistora, G.: Berechnung von Kurzschlussströmen und Spannungsabfällen. 1. Auflage, VDE-Verlag, Berlin/Offenbach, 2004.
9. Funk, G.: Der Kurzschluss im Drehstromnetz. 1. Auflage, Oldenbourg-Verlag, München, 1962.
10. Gremmel, H.: ABB Schaltanlagen Handbuch. 10. Auflage, Cornelius/Girardet-Verlag, Berlin, 1999.
11. Balzer, G. et al.: Nachbildung paralleler Transformatoren. ew 10, 2015.
12. Oswald, B. R. und Oeding, D.: Windenergie- und Windanlagen bei der Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0:2016. ew 5, 2016.
13. Schürhuber, R.: Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0 : 2016 – Neues und Änderungen. e&i Elektrotechnik und Informationstechnik (2016), S. 228-235.

20. Stabilität von Elektroenergiesystemen

Im *stationären* Betriebszustand eines Elektroenergiesystems herrscht an jedem Generator und auch im gesamten Netz ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter *Wirkleistung* sowie ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter *Blindleistung*, so genannte *Wirkleistungs-* und *Blindleistungsbalance* (siehe Kapitel 15). Laständerungen, Kurzschlüsse oder Erzeugungsausfälle stören diese Gleichgewichte und führen zu elektromechanischen Ausgleichsvorgängen der Generatoren sowie meist aperiodischen Änderungen der Knotenspannungen bzw. Spannungen an den Sammelschienen. Stellt sich nach Beseitigung der Störung wieder ein stationärer Gleichgewichtszustand ein, bezeichnet man ein *Netz* als *stabil*. Ein Verlust der Stabilität tritt also dann ein, wenn ein *nicht beherrschbares* Ungleichgewicht zwischen der jeweils erzeugten und verbrauchten Leistung entsteht.

Stabilität gilt in weiterem Sinn auch dann noch als gegeben, wenn einzelne von der Störung betroffene Betriebsmittel vom Netzschutz (siehe Kapitel 14) selektiv herausgetrennt werden und ihr bisheriger Beitrag zum Gleichgewichtszustand von anderen Betriebsmitteln aufgefangen werden kann.

Erfreulicherweise besitzen parallel geschaltete Generatoren naturgemäß einen Hang zum Synchronismus. Eilt ein Generator vor, vergrößert sich sein Polradwinkel und er übernimmt automatisch einen größeren Teil der Netzlast. Er wird dadurch stärker abgebremst, während die entlasteten Generatoren beschleunigt werden. Dieses Phänomen hält die Generatoren bei kleinen Störungen zunächst im Synchronismus zusammen. Werden manche Generatoren jedoch nahe ihrer Stabilitätsgrenze (20.1.1) betrieben oder treten große Störungen im Netz auf, kann der Synchronismus verloren gehen. Verliert ein Generator den Synchronismus, kommt es zu Ausgleichsvorgängen bezüglich der abgegebenen Leistung, der Ständerströme und der Klemmenspannung. Der *Generatorschutz* (14.4.3) trennt dann den Generator vom Netz, was wiederum die verbleibenden Generatoren ihrer Stabilitätsgrenze näher bringt.

Zur Beantwortung der Frage nach der Stabilität eines Elektroenergiesystems erstellt man ein mathematisches Modell in Form eines *nichtlinearen Differenzialgleichungssystems hoher Ordnung*, dessen Auflösung Aussagen über seine Stabilität erlauben. Die Lösungsverfahren für dieses Gleichungssystem hängen von der Größe der Störungen ab. Bei *kleinen* Störungen ist eine Linearisierung des Systems um den Arbeitspunkt zulässig, bei *großen* Störungen muss das Gleichungssystem numerisch gelöst werden. In der Begriffswelt der Systemtheorie und Regelungstechnik spricht man in ersterem Fall von *Kleinsignalstabilität*, in letzterem von *Großsignalstabilität*.

Elektroenergiesysteme stellen mit großem Abstand die komplexesten von menschlicher Hand geschaffenen nichtlinearen Regelstrecken dar. Zur Reduzierung ihrer Komplexität unterscheidet man zwischen Stabilität bezüglich der Wahrung des *Wirkleistungsgleichgewichts* einerseits und des *Blindleistungsgleichgewichts* andererseits. Erstere bezeichnet man kurz als *Polradwinkelstabilität*, letztere als *Spannungsstabilität*, Bild 20.1.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_20

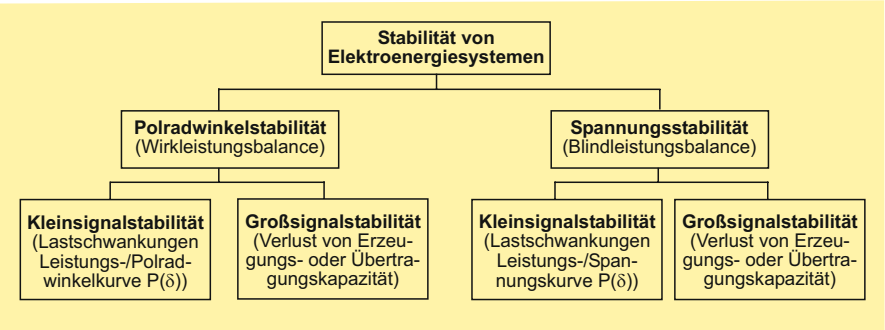


Bild 20.1. Strukturierung des regelungstechnischen Stabilitätsbegriffs, angewandt auf Elektroenergiesysteme.

Ferner unterscheidet man noch zusätzlich zwischen *Kurzzeit-* und *Langzeiteffekten*. Bei ersteren stellt sich eine etwaige Instabilität innerhalb weniger Sekunden nach Eintritt einer Störung ein, bei letzteren erst nach 10 Sekunden bis hin zu Minuten und Stunden. Letzteres gilt insbesondere für das Phänomen der Spannungsstabilität bzw. des *Spannungskollapses* eines ganzen Netzes (engl.: *black out*).

Im Folgenden werden die oben eingeführten Begriffe näher erläutert, wobei der Schwerpunkt auf der Polradwinkelstabilität liegen wird.

20.1 Polradwinkelstabilität

Im Normalbetrieb bzw. stationären Zustand drehen sich alle Generatoren eines Elektroenergiesystems, bezogen auf gleiche Polpaarzahl, mit gleicher Drehzahl. Sie laufen mit anderen Worten alle *synchron*, so als wären sie über zahlreiche tordierbare Wellen mechanisch miteinander gekoppelt. Diese Wellen existieren nur virtuell. Real manifestieren sie sich in Form der Freileitungen, über die alle Generatoren elektrisch miteinander verbunden sind. Die vielen hundert oder gar tausend Generatoren eines Verbundsystems bilden so ein schwingungsfähiges System gekoppelter, nichtlinearer, rotierender Drehschwinger.

Im stationären Zustand herrscht an jedem Drehschwinger bzw. Generator ein Gleichgewicht zwischen dem *Turbinenantriebsmoment* und dem ihm entgegenwirkenden elektrischen bzw. magnetischen *Bremsmoment* infolge der Belastung des Generators mit einer Lastimpedanz. Abhängig vom Leistungsniveau, auf dem dieses Gleichgewicht herrscht, nehmen die Polradwinkel der Generatoren unterschiedliche Werte an. Je höher das Leistungsniveau, desto größer der Polradwinkel, um den der Läufer dem Ständerdrehfeld vorauseilt. Untereinander besitzen die Generatoren konstante Winkeldifferenzen. Bei Störungen des Gleichgewichts bewegen sich die Polradwinkel entweder aperiodisch aufeinander zu oder entfernen sich voneinander, können aber auch oszillieren und so genannte *Pendelschwingungen* ausführen. Nehmen die Polradwinkeldifferenzen nach einer Störung unkontrolliert zu und fallen einzelne Generatoren außer Tritt bzw. verlieren den Synchronismus, ist das System instabil. Nehmen die Polradwinkeldifferenzen nach einer Störung wieder ab, ist das System stabil. Entscheidende Größe für die Beurteilung der Stabilität eines oder mehrerer über ein Netz gekoppelter Generatoren ist daher ihr jeweiliger Polradwinkel $\delta(t)$ im Vergleich zu den Polradwinkeln aller anderen Generatoren.

Für ein intimes Verständnis der Polradwinkelstabilität müssen zunächst zwei fundamentale Konzepte erläutert werden, die so genannte *Leistungs-/Polradwinkelkurve* (20.1.1) und die *Bewegungsgleichung* eines Synchrongenerators (20.1.2).

20.1.1 Leistungs-/Polradwinkelkurve

Die *Leistungs-/Polradwinkelkurve* beschreibt die zwischen den Klemmen eines Generators und einem *starren* Netz im stationären Betrieb übertragbare Wirkleistung (s. a. 8.4 und 10.1.3.2). Starres Netz bedeutet im Kontext ein Netz mit hoher *Kurzschlussleistung* (19.2.2) und praktisch *konstanter Spannung* an der Einspeisestelle, Bild 20.2.

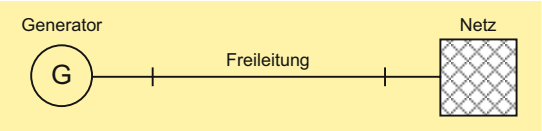


Bild 20.2. Symbolische Darstellung einer Generatoreinspeisung in ein starres Netz.

In einem einphasigen Ersatzschaltbild wird der Generator durch die Polradspannung $\underline{E}_P = E_P \angle \delta$ hinter seiner synchronen Reaktanz X_S modelliert, die verlustlos angenommene Leitung durch ihre Reaktanz X_L. Das starre Netz lässt sich durch eine Quellenspannung mit der *Bezugsphase* 0° nachbilden, $\underline{U}_{\text{Netz}} = U_{\text{Netz}} \angle 0°$. Der Polradwinkel δ wird auf den Phasenwinkel 0° der Netzspannung bezogen, Bild 20.3.

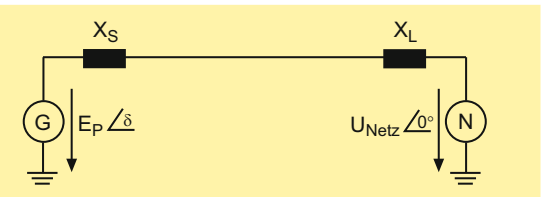


Bild 20.3. Einphasiges Ersatzschaltbild zu Bild 20.2. Ohmsche Widerstände wegen $X \gg R$ vernachlässigt.

Fasst man die beiden Reaktanzen zur Reaktanz X_{res} zusammen, so lässt sich das Ersatzschaltbild weiter vereinfachen, Bild 20.4.

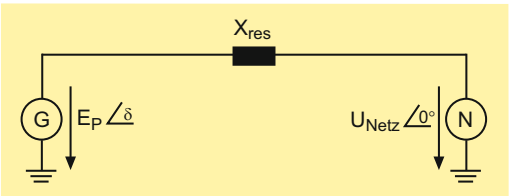


Bild 20.4. Ultimatives einphasiges Ersatzschaltbild einer Generatoreinspeisung in ein starres Netz.

Unter der Voraussetzung einer konstanten Polradspannung E_P, Netzlast $X_{\text{res}} = \text{const}$ und einer konstanten Netzspannung U_{Netz} berechnet sich die von einem Synchongenerator mit

Vollpolläufer in das Netz eingespeiste Wirkleistung abhängig vom Winkel δ zwischen den beiden Knotenspannungen nach der bereits in 8.4 hergeleiteten Gleichung zu

$$P_{\mathrm{el}}(\delta) = \mathrm{Re}\,[\underline{E}_P \underline{I}^*] = \frac{E_P \cdot U_{\mathrm{Netz}}}{X_{\mathrm{res}}} \sin\delta \quad . \tag{20.1}$$

Die Funktion $P_{\mathrm{el}}(\delta)$ bezeichnet man als *Leistungs-/Polradwinkelkurve*, Bild 20.5.

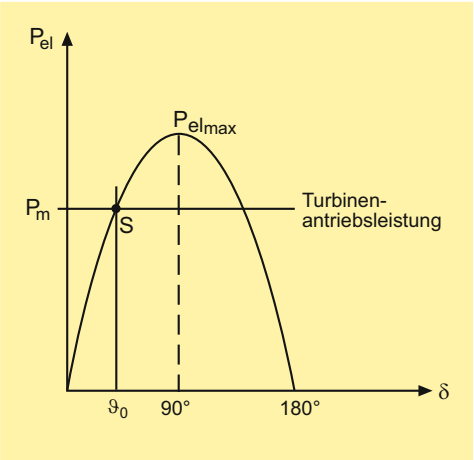


Bild 20.5. Übertragbare elektrische Wirkleistung in Abhängigkeit vom Winkel δ, Erläuterung siehe Text.

Neben der Leistungs-/Polradwinkelkurve ist in Bild 20.5 auch die über die Turbinenwelle in den Generator eingespeiste mechanische Leistung $P_m = \mathrm{const}$ dargestellt. Der jeweilige *Arbeits-* bzw. *Betriebspunkt* S ergibt sich als Schnittpunkt der Kurven $P_m = \mathrm{const}$ und $P_{\mathrm{el}} = f(\delta)$. Die *maximal übertragbare Wirkleistung* ergibt sich für einen Winkel von $\delta = 90°$ zu

$$P_{\mathrm{el_{max}}} = \frac{E_P \cdot U_{\mathrm{Netz}}}{X_{\mathrm{res}}} \quad . \tag{20.2}$$

$P_{\mathrm{el_{max}}}$ wird als *statische Stabilitätsgrenze* bezeichnet.

20.1.2 Bewegungsgleichung eines Synchrongenerators

Der zeitliche Verlauf des Polradwinkels $\delta(t)$ eines einzelnen Synchrongenerators wird durch seine *Bewegungsdifferenzialgleichung* beschrieben. Ihre Herleitung beruht auf dem *Erhaltungssatz für Drehmomente*, $\sum M = 0$ (s. a. 8.140),

$$J\frac{d^2\delta}{dt^2} - M_m + M_{\mathrm{el}} + M_D = 0 \quad . \tag{20.3}$$

Hierin bedeuten

$J\frac{d^2\delta}{dt^2}$ das beim Beschleunigen oder Abbremsen der trägen Masse eines Drehschwingers auftretende *Trägheitsdrehmoment* (vgl. *Trägheitskraft* $m\,d^2x/dt^2$),

M_m das mechanische *Antriebsmoment* der Turbine,

M_{el} das von den Ständerströmen herrührende, dem Antriebsmoment entgegenwirkende *Bremsmoment* (synchrones Moment),

M_D das beim Vorhandensein einer Dämpferwicklung oder in massiven Eisenteilen fließender Wirbelströme entstehende *Dämpfungsdrehmoment*,

δ der Polradwinkel des Rotors, bezogen auf eine synchron mitdrehende Referenzachse,

J *Trägheitsmoment* einer rotierenden Masse, hier Generator- und Turbinenläufer.

Für die nachstehenden grundsätzlichen Betrachtungen werden wir das Dämpfungsmoment als Effekt 2. Ordnung nicht weiter berücksichtigen,

$$J\frac{d^2\delta}{dt^2} = M_m - M_{\mathrm{el}} = M_S \quad . \tag{20.4}$$

Die Differenz zwischen M_m und M_{el} bezeichnet man als *synchronisierendes Moment* M_S. Wann immer $M_S \neq 0$ wird der Generatorläufer entweder beschleunigt oder verzögert. Er besitzt dann eine, wenn auch kleine Rotationsgeschwindigkeit $\omega = d\delta/dt$ gegenüber dem rotierenden Bezugssystem ω_0.

Erweitern wir (20.4) mit der Winkelgeschwindigkeit ω_0 des rotierenden Bezugssystems, wandeln sich die Drehmomente in Leistungen um,

$$J\omega_0\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\mathrm{el}} = P_S \quad . \tag{20.5}$$

Dies ist die Bewegungsdifferenzialgleichung eines *nichtlinearen* Drehschwingers, gekennzeichnet dadurch, dass die Rückstellkraft bzw. das synchronisierende Moment nicht proportional zur Auslenkung δ sondern eine *Funktion* von δ ist, wie sie aus der Leistungs-/Polradwinkelkurve hervorgeht,

$$J\omega_0\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\mathrm{el}_{\max}} \cdot \sin\delta = P_S \quad . \tag{20.6}$$

Diese Gleichung besitzt keine analytische Lösung, vielmehr muss die Differenzialgleichung numerisch integriert werden. Als Lösung erhält man den Polradwinkel als Funktion der Zeit $\delta(t)$, so genannte *Polradwinkelkurve* (engl.: *swing curve*). Die Polradwinkeldifferenz gegenüber dem Polradwinkel eines starren Netzes oder den Polradwinkeln anderer Generatoren ist entscheidend für die Stabilität (20.1.3 und 20.1.4).

Betrachtet man nur kleine Änderungen um einen Arbeitspunkt, wie dies bei der Untersuchung der *Kleinsignalstabilität* der Fall ist, und substituiert $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$ sowie $P_{\mathrm{el}} = P_0 + \frac{dP_{\mathrm{el}}}{dt}$ (nach den linearen Gliedern abgebrochene Taylorreihenentwicklung), lässt sich (20.6) in eine lineare Differenzialgleichung umwandeln.

Ohne dies im einzelnen auszuführen, erhält man nach Division durch $J\omega_0$,

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + F\Delta\delta = 0 \quad . \tag{20.7}$$

Dies ist die lineare Differenzialgleichung zweiter Ordnung eines *ungedämpften* Drehschwingers bzw. auch die auf *Normalform* umgewandelte Differenzialgleichung eines *gedämpften* Drehschwingers.

Der konstante Koeffizient F bei der abhängigen Variablen $\Delta\delta$ gilt nur für den betrachteten Arbeitspunkt und repräsentiert bekanntlich das Quadrat der *Eigenfrequenz* ω_e. Mit dieser Eigenfrequenz pendelt sich der Polradwinkel nach einer kleinen Störung auf den alten oder einen neuen stabilen Wert ein,

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \omega_e^2 \Delta\delta = 0 \quad . \tag{20.8}$$

Sie liegt in der Größenordnung von wenigen Hertz.

Tiefergehende Betrachtung zeigt, dass der Wellenstrang Generator und Mehrgehäuseturbine in sich selbst tordierbar ist und zusätzlich Eigenschwingungen mit einigen 10 Hz ausführen kann. Stimmt eine dieser Eigenfrequenzen, bzw. ihre Komplementärfrequenz zu 50 Hz, mit einer Resonanzfrequenz des Netzes überein, kommt es während und nach Kurzschlüssen zu *subsynchronen Resonanzen* (engl.: *Subsynchronous Resonance*, SSR). Dieses Phänomen tritt überwiegend bei Fernleitungen mit Reihenkondensatoren auf, Bild 20.6.

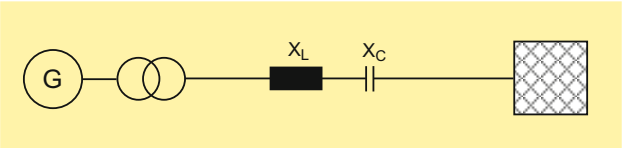


Bild 20.6. Generatoreinspeisung über Fernleitung mit Reihenkompensation (10.5.3.1).

Kleine Ständerspannungen können in dieser Anordnung aufgrund des Saugkreisverhaltens sehr große Ständerströme mit oszillierenden, hohen *Wechseldrehmomenten* hervorrufen, die zu Resonanz-Torsionsschwingungen des Wellenstrangs bis hin zum Bersten der Wellen führen können.

In der Regel hat man es nicht nur mit einem einzelnen Generator an einem starren Netz zu tun, sondern einer Vielzahl von Generatoren bzw. Generatorgruppen, die über Freileitungen miteinander gekoppelt sind und sich daher gegenseitig beeinflussen. Zur Ermittlung ihrer Polradwinkel ist dann für jeden Generator bzw. jede kohärente Generatorgruppe die zugehörige Bewegungsgleichung aufzustellen, wobei P_{el} eines Generators von den Polradwinkeln δ_ν und Winkelgeschwindigkeiten $d\delta_\nu/dt$ aller anderen Generatoren abhängt. Mit $J\,\omega_\nu = L_\nu$ und dem jeweiligen Dämpfkoeffizienten D_ν erhält man so ein Gleichungssystem nichtlinearer gekoppelter Differenzialgleichungen,

$$\begin{aligned}
L_1\frac{d^2\delta_1}{dt^2} + D_1\omega\frac{d\delta_1}{dt} &= P_{m_1} - P_{\mathrm{el}_1}\left(\delta_1, \delta_2 \cdots \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt} \cdots \frac{d\delta_n}{dt}\right) \\
L_2\frac{d^2\delta_2}{dt^2} + D_2\omega\frac{d\delta_2}{dt} &= P_{m_2} - P_{\mathrm{el}_2}\left(\delta_1, \delta_2 \cdots \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt} \cdots \frac{d\delta_n}{dt}\right) \\
&\cdots\cdots\cdots\cdots \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\
&\cdots\cdots\cdots\cdots \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\
&\cdots\cdots\cdots\cdots \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\
L_n\frac{d^2\delta_n}{dt^2} + D_n\omega\frac{d\delta_n}{dt} &= P_{m_n} - P_{\mathrm{el}_n}\left(\delta_1, \delta_2 \cdots \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt} \cdots \frac{d\delta_n}{dt}\right)
\end{aligned} \tag{20.9}$$

Die Abhängigkeit der elektrischen Leistungen P_{el_ν} von den Polradwinkeln und Polradwinkelgeschwindigkeiten aller anderen Generatoren wird durch ein zweites Gleichungssystem beschrieben, dessen Gleichungszeilen sich aus der übertragenen Wirkleistung gemäß (20.1)

$$P_{\mathrm{el}_{ij}} = \mathrm{Re}\,[\underline{U}\,\underline{I}^*] = \mathrm{Re}\,[\underline{U}_i \sum_{j=1}^{n} \underline{Y}^*_{ij}\,\underline{U}^*_j] \tag{20.10}$$

ergeben.

Die Lösungen des Gleichungssystems (20.9), die Polradwinkel $\delta_1(t)$, $\delta_2(t)$ $\cdots$ $\delta_n(t)$, lassen sich numerisch durch schrittweise Integration erhalten. Ihre Beziehungen untereinander sind entscheidend für das Stabilitätsverhalten (20.1.3 und 20.1.4).

Wachsen die Polradwinkel aller Generatoren beispielsweise mehr oder weniger gleichzeitig an, ist das System stabil, Bild 20.7a.

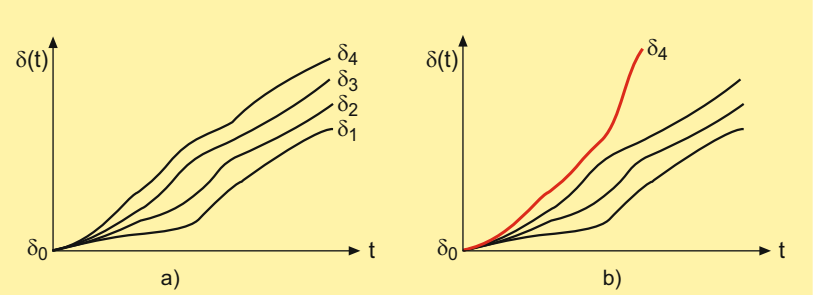


Bild 20.7. Polradwinkelverhalten. a) stabiles System, b) instabiles System.

Nehmen die Polradwinkel eines oder mehrerer Generatoren einen divergierenden Verlauf an, beispielsweise δ_4 in Bild 20.7b, kommt es bei dem betroffenen Generator zum *Polschlüpfen* bzw. *Außertrittfallen* und damit verbundenem Verlust des Synchronismus.

Mit den im vorigen und in diesem Abschnitt eingeführten Begriffen können jetzt die Konzepte *Klein-* und *Großsignalstabilität* erläutert werden.

20.1.3 Kleinsignalstabilität

Kleinsignalstabilität, klassisch auch als *statische Stabilität* (engl.: *steady-state stability*) bezeichnet, ist die Grundvoraussetzung für den stabilen Betrieb eines Netzes (auch ohne Ausfall von Betriebsmitteln). Sie beschreibt das Stabilitätsverhalten eines Generators bzw. Netzes bei sehr kleinen, quasistatischen Störungen, wie sie in Form von Lastschwankungen ständig auftreten. Vor Eintritt einer Störung herrscht an jedem Generator das Gleichgewicht $P_m = P_{\mathrm{el}}$ und damit $P_S = 0$. Die Generatorläufer rotieren mit *konstanter Winkelgeschwindigkeit* ω_0 und ihrem der abgegebenen elektrischen Leistung entsprechenden Polradwinkel δ_{ν_0}. Ihre relative Winkelgeschwindigkeit $\omega = d\delta/dt$ gegenüber dem rotierenden Bezugssystem ist Null.

Kleine Störungen des Gleichgewichts führen zu einem synchronisierenden Moment $M_S \neq 0$. Dieses Moment beschleunigt oder verzögert den Rotor und führt zu einer relativen Winkelgeschwindigkeit $\omega \neq 0$. Für $P_m > P_{\mathrm{el}}$ nimmt der Polradwinkel zu, für $P_m < P_{\mathrm{el}}$ nimmt

er ab. Kehren die Generatoren nach kleinen Lastschwankungen in den alten Gleichgewichtszustand zurück oder stellen sich neue stabile Gleichgewichte ein, spricht man von *Kleinsignalstabilität*.

Ursachen von *Kleinsignalinstabilität* sind zu hoch ausgelastete Leitungen und dadurch bedingte mangelnde Stabilitätsreserve, Zuschalten großer Lasten, Frequenz- und Spannungsabhängigkeit der Lasten, geringe Dämpfung, schlechte, unkoordinierte Einstellung der Regler von Generatoren, Transformatoren, HGÜ- und FACTS-Stromrichtern und daraus resultierende *negative* Dämpfung bzw. *Entdämpfung*.

Die Untersuchung der Kleinsignalstabilität kann auf dreierlei Weise geschehen, mittels eines *grafischen* Verfahrens, der Analyse der *Übertragungsfunktionen* der Generatoren und Regler und mit der *Methode der Zustandsvariablen*. Der Anschaulichkeit wegen werden wir uns zunächst mit dem klassischen *grafischen* Verfahren vertraut machen.

20.1.3.1 Grafische Untersuchung der Kleinsignalstabilität

Vor dem Aufkommen schneller Leistungs- und Spannungsregler sowie der Verfügbarkeit leistungsfähiger Rechner wurde Stabilität zunächst *grafisch* veranschaulicht und untersucht. Zur Vereinfachung werden etwaige Leistungs- und Spannungsregler vernachlässigt, das heißt die Antriebsleistung P_m der Turbine und die Polradspannung $\underline{E}_P$ werden während der Störung als konstant angenommen bis eine etwaige manuelle Nachregelung einsetzt. Die Betrachtungen beschränken sich damit auf einen Zeitbereich ≤ 1 Sekunde. Ferner wird eine etwaige Dämpfung vernachlässigt, womit man ja auf der sicheren Seite liegt.

Als Standardbeispiel dient meist ein Generator an einem starren Netz. Dieses Beispiel erscheint angesichts der Untersuchung der Stabilität eines ganzen Netzes zunächst trivial. Es lassen sich jedoch *Zweimaschinenprobleme*, einfache Netze sowie über Kuppelleitungen verbundene Netze eines Verbundsystems häufig auf diese einfache Fragestellung reduzieren.

Betrachtet werde eine Generatoreinspeisung in ein starres Netz gemäß Bild 20.4 in 20.1.1. Vor Eintritt einer Störung herrscht ein Gleichgewichtszustand im Arbeitspunkt S, gekennzeichnet durch eine Turbinenantriebsleistung P_m, abgegebene elektrische Leistung P_{el} und einen Polradwinkel δ, Bild 20.8.

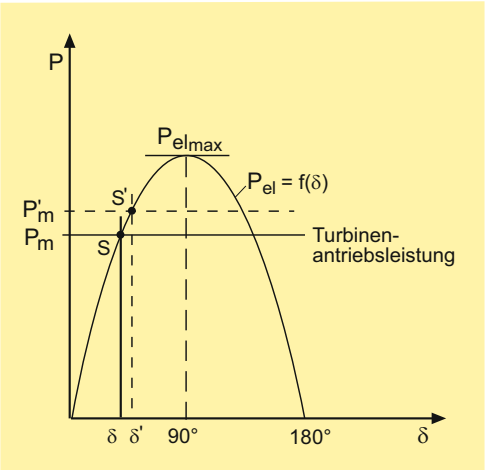


Bild 20.8. Zur Definition des Begriffs der Kleinsignalstabilität.

Eine langsame, manuell veranlasste Erhöhung der polradwinkelunabhängigen Turbinenantriebsleistung P_m auf P'_m führt zu einem Ausgleichsvorgang, gefolgt von einem neuen Gleichgewichtszustand im Betriebspunkt S' mit einem größeren Polradwinkel δ' sowie einer erhöhten in das Netz eingespeisten Leistung P'_{el}. Weitere Erhöhungen der Antriebsleistung über P'_m hinaus sind grundsätzlich möglich, solange der Polradwinkel einen Wert von 90° nicht überschreitet. Die beim Winkel $\delta = 90°$ übertragene maximale Leistung $P_{\mathrm{el}_{\max}}$ wird als *Stabilitätsgrenze* bezeichnet (20.1.1).

Die Polradwinkeländerung von δ nach δ' kann *aperiodisch* aber auch *oszillatorisch* erfolgen. Letzterer Fall tritt in schwach gedämpften Systemen oder bei nur schwach miteinander gekoppelten Teilbereichen eines Verbundsystems auf. Es kommt zu *Leistungspendelungen* und mit diesen verknüpften *Polradwinkelschwingungen*. Ihre Frequenz lässt sich ebenfalls aus Gleichung (20.8) bestimmen und liegt in der Größenordnung von zehntel Hertz. Erfolgen die Oszillationen aperiodisch gedämpft und bleibt der Winkel im arithmetischen Mittel unter 90°, bezeichnet man die Übertragungsstrecke als statisch stabil. Schaukelt die Winkeldifferenz sich auf, ist das System instabil (s. a. 20.1.4.2).

Wird vom Netz eine Wirkleistung $P > P_{\mathrm{el}_{\max}}$ angefordert, vergrößert sich der Polradwinkel auf Werte $\delta > 90°$. Die übertragbare elektrische Leistung nimmt jetzt nicht mehr weiter zu sondern ab. Der Generator wird entlastet, was zur Beschleunigung seines Rotors und einem anwachsenden Polradwinkel führt. Die Relativgeschwindigkeit $\omega = d\delta/dt$ des Rotors gegenüber den Generatoren des starren Netzes nimmt stetig zu. Beim Winkel $\delta = 180°$ kommt es zum *Polschlüpfen*, der Generator verliert den Synchronismus und muss vom *Generatorschutz* (14.4.3 und 14.4.4) abgeschaltet werden.

Statische Stabilität verlangt also, dass die Arbeitspunkte des Generators auf der linken Flanke der Sinushalbschwingung mit positiver Steigung liegen, mit anderen Worten

$$\frac{dP_{\mathrm{el}}(\delta)}{d\delta} > 0 \quad . \tag{20.11}$$

Sinngemäß lässt sich Kleinsignalstabilität auch messtechnisch feststellen. Sie ist gegeben, wenn eine Erhöhung $+\Delta P_m$ der Antriebsleistung auch zu einer Zunahme $+\Delta P_{\mathrm{el}}$ der abgegebenen Leistung führt und umgekehrt. Dieser Test ist natürlich nur für die stark ausgelasteten Generatoren mit großem Polradwinkel interessant.

In der Praxis wird die Antriebsleistung mit Rücksicht auf die *transiente* bzw. *Großsignalstabilität* (20.1.4) auf zulässige Werte $P_{m_{\mathrm{zul}}}$ begrenzt, deren zugehörige Polradwinkel deutlich unter 90° liegen, so genannte *praktische Stabilitätsgrenze*. Die transiente Stabilitätsgrenze $P_{trans} = P_{m_{\mathrm{zul}}} = P_{\mathrm{el}_{\mathrm{zul}}}$ liegt deutlich unter der statischen Stabilitätsgrenze $P_{\mathrm{el}_{\max}}$ der Leistungs-/Polradwinkelkurve. Transiente Stabilität impliziert daher auch immer statische Stabilität. Insbesondere setzt transiente Stabilität mögliche statische Stabilität nach Klärung einer Störung voraus.

Die Differenz zwischen $P_{m_{\mathrm{zul}}}$ und $P_{\mathrm{el}_{\max}}$ wird als *Stabilitätsreserve* bezeichnet. Es ist Aufgabe der Netzführung, ständig für eine ausreichende Stabilitätsreserve zu sorgen. Dies ist in einem deregulierten Markt sehr schwierig, da einzelne Leitungen viel stärker als bisher ausgelastet werden. Die Folgen sind geringere Stabilitätsreserven und ein signifikant höheres Risiko für einen *Generator-* oder *Netzausfall*.

Abschließend sei nochmals darauf hingewiesen, dass die klassische Stabilitätsbetrachtung wegen der konstant angenommenen Polradspannung E_P eine zu kleine Stabilitätsgren-

ze $P_{\mathrm{el}_{\max}}$ vortäuscht. Unter Berücksichtigung der heute verfügbaren schnellen Spannungsregler, die mit zunehmender Belastung die Polradspannung E_P erhöhen, ergeben sich Leistungs-/Polradwinkelkurven mit beträchtlich höherem $P_{\mathrm{el}_{\max}}$.

20.1.3.2 Untersuchung der Kleinsignalstabilität anhand von Übertragungsfunktionen

Die grafische Betrachtungsweise der Kleinsignalstabilität versagt sofort, wenn schnelle Leistungs- und Spannungsregler ins Spiel kommen, die die eingangs gemachten Voraussetzungen, *konstante Polradspannung und Antriebsleistung* und damit die sinusförmige Leistungs-/Polradwinkelkurve obsolet machen. Beispielsweise wird beim Absinken der Klemmenspannung die Polradspannung E_P schnellstmöglich vergrößert, um den erhöhten Spannungsabfall an der Generatorreaktanz auszugleichen. Die Leistungs-/Polradwinkelkurve ist dann keine Sinushalbschwingung mehr, vielmehr wird ihr Verlauf von der Spannungsregelung bestimmt, Bild 20.9.

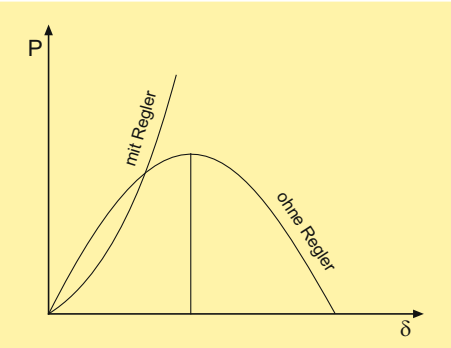


Bild 20.9. Leistungs-/Polradwinkelkurven mit und ohne Spannungsregler.

Um auch beim Vorhandensein von Reglern eine Aussage über die *Kleinsignalstabiltität* treffen zu können, werden die Synchrongeneratoren, ihre Regler, Blindstromkompensationseinrichtungen etc. sowie die Lasten in Form in der Regelungstechnik üblicher *Blockschaltbilder* als vieldimensionale *lineare* Regelkreise dargestellt. Ihr Übertragungsverhalten im *Frequenzbereich* wird dann durch rationale Übertragungsfunktionen vom Typ

$$G(s) = \frac{\underline{X}_a(s)}{\underline{X}_e(s)} = \frac{b_m(s)^m + \cdots + b_1(s)^1 + b_0}{a_n(s)^n \quad + \cdots + a_1(s)^1 + a_0} \tag{20.12}$$

beschrieben, die Eingangsgrößen $\underline{X}_e(s)$ und Ausgangsgrößen $\underline{X}_a(s)$ zueinander in Beziehung setzen. Das Nennerpolynom entspricht gerade der *charakteristischen Gleichung* der zugehörigen Differenzialgleichung des *Zeitbereichs*.

Auf (20.12) lassen sich jetzt die bekannten, in linearen Systemen üblichen formalen Stabilitätskriterien nach *Nyquist* und *Routh/Hurwitz* anwenden. Nach ihnen ist Kleinsignalstabilität gegeben, wenn die Realteile der *Lösungen* bzw. *Nullstellen*, *Wurzeln*, *Eigenwerte*, *Pole* (synonyme Begriffe) des *Nennerpolynoms* $\underline{X}_e(s)$ in der *linken Hälfte* der komplexen Zahlenebene liegen.

Das Problem der Stabilitätsanalyse anhand der Nullstellenverteilung in der komplexen Zahlenebene besteht darin, dass bei der rechnergestützten Ermittlung der Nullstellen von

Polynomen höherer Ordnung die Rundungsfehler der Nullstellen mit dem Grad der Ordnung stark ansteigen.

Schnelle Spannungsregler können unbeabsichtigt zu einer möglichen Kleinsignalinstabilität beitragen, wenn Regelschwingungen wirkungsmäßig gekoppelter Regler eine *negative Dämpfung* bzw. *Entdämpfung* bewirken. Um diesen Effekt zu begrenzen, kann auf das Vergleichsglied des Spannungsreglers ein zusätzliches Stabilisierungssignal gegeben werden, das netto wieder zu positiver Dämpfung führt, so genannter *Exciter Power-System-Stabilizer* (EPSS).

Die Spannungsregler und die auf die Erregung wirkende Power-System-Stabilizer der einzelnen Generatoren sind über das Netz gekoppelt und verlangen einen koordinierten Reglerentwurf zur Vermeidung negativer Dämpfung. Power-System-Stabilizer können auch im Frequenz-Wirkleistungsregelkreis installiert werden, was nur einen *lokalen* Reglerentwurf verlangt und höhere Robustheit gegenüber Netz- und Betriebspunktänderungen bietet, so genannter *Governer Power-System-Stabilizer* (GPSS).

Das dynamische Verhalten bei Störungen im *Zeitbereich* erhält man durch inverse Laplace-Transformation der abhängigen Variablen $\underline{X}_a(s)$ in den Zeitbereich

$$x_a(t) = \mathcal{L}^{-1}\,\underline{X}_a(s) \quad . \tag{20.13}$$

Aus dem Verlauf der *Sprungantwort* des Systems lässt sich dann ebenfalls auf die Stabilität schließen.

20.1.3.3 Methode der Zustandsvariablen

Bei der Untersuchung der Kleinsignalstabilität komplexer Systeme mit vielen Generatoren, Reglern und Berücksichtigung der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten wird die gewöhnliche Frequenzbereichsanalyse schnell unübersichtlich. Man geht dann zu einer schematisierten Vorgehensweise über, der so genannten *Methode der Zustandsvariablen.*

Bei dieser im Anhang H ausführlich erläuterten Methode stellt man das zuvor in einem Arbeitspunkt *linearisierte* Differenzialgleichungssystem in Matrizenschreibweise dar,

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\,\mathbf{x} + \mathbf{B}\,\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\,\mathbf{x} + \mathbf{D}\,\mathbf{u} \quad . \end{aligned} \tag{20.14}$$

Ausgehend von diesem Gleichungssystem bestimmt man die Eigenwerte λ der Matrix $\mathbf{A}$ durch Lösen der zugehörigen *charakteristischen Gleichung*

$$P(\lambda) = \det\left(\mathbf{A} - \lambda\,\mathbf{I}\right) \quad . \tag{20.15}$$

Das Aufsuchen der Nullstellen des Polynoms $P(\lambda)$ führt auf die Eigenwerte λ_ν, was bereits in 8.11.2 gezeigt wurde. Die Lage der Eigenwerte in der komplexen Zahlenebene macht eine Aussage über die Stabilität. Liegen sie in der linken Hälfte der komplexen Zahlenebene ist das System stabil (s. a. 20.1.3.2).

Elektroenergiesysteme sind hoch *nichtlineare* Systeme, so dass sich die in den beiden letzten Abschnitten vorgestellten Verfahren auf kleine Störungen beschränken, für die das nichtlineare System um einen Arbeitspunkt linearisiert werden kann. Die Untersuchung der Einflüsse großer Störungen macht die Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems (20.9) oder die Anwendung so genannter *Ljapunov-Methoden* zwingend erforderlich. (20.1.4.1 und 20.1.4.3).

20.1.4 Großsignalstabilität

Großsignalstabilität, klassisch als *transiente Stabilität* bezeichnet, beschreibt die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems auch bei *großen*, sprungartigen Störungen, beispielsweise *Änderungen der Netztopologie* durch Abschalten von *Kurzschlüssen*, *Ausfall von Kraftwerken* oder *Übertragungsleitungen* etc., den Synchronismus nicht zu verlieren. Große Störungen führen unmittelbar zu starken Veränderungen der Leistungsflüsse und des Spannungsprofils des Netzes. Betriebsmittel können überlastet, die Rotoren der Synchrongeneratoren durch die plötzliche Veränderung des Wirkleistungsgleichgewichts stark beschleunigt oder abgebremst werden, gegebenenfalls außer Tritt geraten. Ihre Abschaltung durch den *Asynchronschutz* führt zur Verringerung der Stabilitätsreserve der verbleibenden Generatoren. Man bezeichnet ein Netz als *transient stabil*, wenn sich nach Klärung des Fehlers trotz Ausfall eines oder mehrerer Betriebsmittel wieder ein stabiles Gleichgewicht in einem neuen Arbeitspunkt einstellt. Transiente Stabilität liegt daher auch dann noch vor, wenn das von den abgeschalteten Generatoren verursachte Leistungsdefizit von anderen Generatoren aufgefangen werden kann und keine der verbleibenden Transportleitungen überlastet wird.

Während für die Feststellung der *Kleinsignalstabilität* ein einziger Rechengang ausreicht, lässt sich eine Aussage über die *transiente* Stabilität immer nur für ein diskretes *Störungsszenario* herleiten. Ein Szenario ist gekennzeichnet durch den Ort des Auftretens der Störung, die Art der Störung, beispielsweise ein-, zwei- oder dreipoliger Kurzschluss, Erregungsausfall etc. sowie durch die *Anfangsbedingungen* des Elektroenergiesystems bei Eintritt der Störung. Anfangsbedingungen sind die vor Störungseintritt erzeugten bzw. übertragenen *Leistungen* und die *Polradwinkel* aller Generatoren. Da es unendlich viele Szenarien gibt, ist eine der *Kleinsignalstabilität* vergleichbare generelle Aussage über das Vorliegen *transienter Stabilität* nicht möglich. Vielmehr muss man *mehrfache Rechnungen* für die wichtigsten Störszenarien in neuralgischen Punkten des Netzes durchführen. Welche Szenarien wichtig sind, wird durch das Ausmaß der Folgen einer Störung und von der Wahrscheinlichkeit ihres Auftretens bestimmt. Das Netz ist so zu führen, dass es in jedem Betriebszustand für eine im Rahmen der Netzplanung definierte zugehörige Menge von Szenarien transient stabil ist (s. a. Kapitel 17).

Da bei großen Störungen eine Linearisierung in einem Arbeitspunkt nicht mehr möglich bzw. sinnvoll ist, müssen die Lösungen $\delta_1(t), \delta_2(t),\ \delta_3(t) \cdots \delta_n(t)$ des nichtlinearen Gleichungssystems (20.9) mit Hilfe leistungsfähiger Rechner aufgesucht werden. Das zeitliche Verhalten der Polradwinkel untereinander entscheidet über das etwaige Außertrittfallen eines oder mehrerer Generatoren und damit über die transiente Stabilität.

Alternativ kommen *Ljapunov-Methoden zweiter Art* in Frage, die in einfachen Fällen eine Aussage über die Stabilität auch bei Nichtkenntnis der Lösungen erlauben.

20.1.4.1 Numerische Integration des Bewegungsdifferenzialgleichungssystems

Die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs der Polradwinkel aller Generatoren erfolgt heute überwiegend durch schrittweise numerische Integration der Schwingungsgleichungen der Generatoren unter Berücksichtigung ihrer Regeleinrichtungen und der Frequenzabhängigkeit der Netzlasten. Der für den zeitlichen Verlauf der Lösung $\delta(t)$ interessierende Zeitbereich wird in äquidistante Zeitschritte von beispielsweise 0,1 Sekunden unterteilt. Während eines Zeitabschnitts werden, mit Ausnahme der abhängigen Variablen, alle Größen als konstant betrachtet. Ausgehend von den Anfangsbedingungen der vor Eintritt der Störung

herrschenden Leistungsflüsse $P_{\mathrm{el}_\nu}^{(0)}$ und der Polradwinkel δ_{0_ν} werden die Schwingungsgleichungen im ersten Integrationsschritt nach $\delta^{(1)}$ aufgelöst. Die am Ende des gewählten Zeitabschnitts als Lösung erhaltenen Polradwinkel $\delta^{(1)}$ werden in die während der Fehlerdauer zutreffenden Leistungsflussgleichungen eingesetzt, womit sich neue Werte für die Leistungen $P_{\mathrm{el}}^{(1)}$ ergeben. Diese Vorgehensweise wird für eine dem betrachteten Zeitraum angemessenen Schrittzahl wiederholt. Es sind mit anderen Worten alternierend zwei Gleichungssysteme zu lösen, das System der Bewegungsdifferenzialgleichungen und das System der algebraischen Leistungsflussgleichungen des Netzes.

Setzt man in den Bewegungsdifferenzialgleichungen (20.9) für die elektrischen Leistungen P_{el_i} die zu den anderen Knoten abgehenden Leistungsflüsse ein, erhalten wir

$$J_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{m_i} - \mathrm{Re}\,[\underline{U}_i \cdot \sum_{j=1}^{n} \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j^*] \quad . \tag{20.16}$$

Drückt man die resultierenden Kopplungsadmittanzen $\underline{Y}_{ij}$ sowie die komplexen Spannungen $\underline{U}_i$ durch ihre Real- und Imaginärteile aus, so erhält man ein Differenzialgleichungssystem der Ordnung n, welches die *Dynamik aller Polradwinkel* beschreibt:

$$J_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{m_i} - \sum_{j=1}^{n} U_i U_j \cdot (G_{ij} \cos\delta_{ij} + B_{ij} \sin\delta_{ij}) \quad . \tag{20.17}$$

Die Netztopologie wird durch die resultierenden Admittanzen $\underline{Y}_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$ zwischen den Knoten i und j erfasst. Die Admittanzen nehmen für die drei betrachteten Zeiträume *vor*, *während* und *nach* der Störung unterschiedliche Werte an.

In der Praxis erfolgt die *Analyse der transienten Stabilität* für verschiedene Fehlerszenarien durch mehrere Simulationen im Zeitbereich mit variabler Fehlerklärungszeit.

Als Ergebnis erhält man je nach Anfangsbedingungen und Stärke der Störung einen von drei typischen Polradwinkelverläufen $\delta(t)$, Bild 20.10:

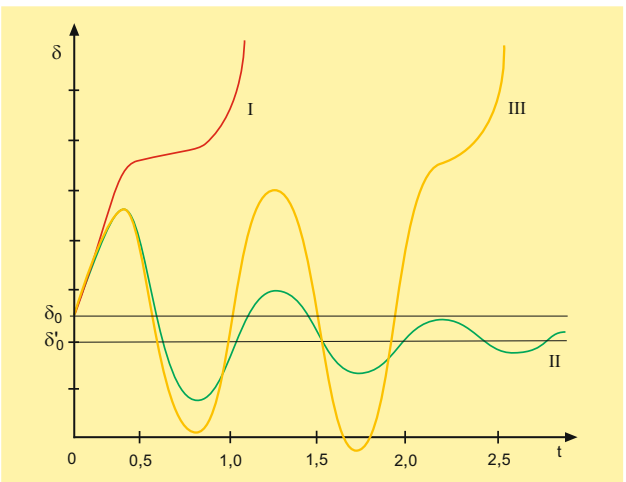


Bild 20.10. Typische Polradwinkelverläufe bei unterschiedlich großen Kurzschlussströmen.

- Der Polradwinkel wächst von δ_0 aus unbegrenzt an (engl.: *first-swing stability*, roter Verlauf I).
- Der Polradwinkel pendelt sich periodisch gedämpft auf einen neuen Wert δ_0' ein (grüne Kurve II). Dies kann der Fall sein, wenn beispielsweise der Dauerkurzschlusswechselstrom in der Größenordnung des Nennstroms liegt.
- Der Polradwinkel nimmt oszillatorisch um einen ständig steigenden Mittelwert unbegrenzt zu (gelbe Kurve III).

Letzterer Verlauf stellt sich ein, falls das System nach Ablauf der Störung nicht statisch stabil ist.

Das im Bild 20.10 in zwei Fällen erkennbare instabile Verhalten wird durch frühzeitiges Unterbrechen des Kurzschlusses mittels an beiden Enden des betroffenen Betriebsmittels angeordneter Leistungsschalter vermieden. Je früher die Abschaltung erfolgt, so genannte *Fehlerklärungszeit*, desto größer die Aussicht, die Stabilität zu bewahren.

Bei Mehrmaschinensystemen müssen die Polradwinkel aller Generatoren ermittelt werden, was unter den Voraussetzungen konstante Polradspannung E_P und Turbinenantriebsleistung P_m sehr leicht möglich ist, unter Berücksichtigung aller Regler und Kompensationseinrichtungen, insbesondere FACTS-Betriebsmitteln und der Frequenzabhängigkeit der Lasten beliebig aufwendig wird.

20.1.4.2 Untersuchung der Großsignalstabilität mit der Methode der Zustandsvariablen

Bei der Darstellung nichtlinearer Systeme im Zustandsraum wird das Vorhandensein transienter Stabilität durch den Verlauf der *Trajektorie des Zustandsvektors* bestimmt (s. a. Anhang H). Anschaulich lässt sich das Prinzip an einem einfachen System mit zwei Zustandsgrößen erläutern. Wandelt man die Schwingungsdifferenzialgleichung zweiter Ordnung eines Generators am starren Netz

$$J\omega_0 \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\mathrm{el}_{\max}} \cdot \sin\delta \tag{20.18}$$

mit Hilfe der *Methode der Zustandsvariablen* (siehe Anhang H) in *zwei* Differenzialgleichungen erster Ordnung mit den Zustandsgrößen

$$x_1 = \delta \quad \text{und} \quad x_2 = \dot{x}_1 = \dot{\delta} = \omega \tag{20.19}$$

um, erhalten wir eine erste Zustandsgleichung

$$\dot{\delta} = \omega \tag{20.20}$$

und mit

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \dot{\omega} \quad , \tag{20.21}$$

aus 20.18 eine zweite Zustandsgleichung

$$\dot{\omega} = 1/J_{\omega_0}(M_m - M_{\mathrm{el}} \sin\delta) \quad . \tag{20.22}$$

Ob dieses durch zwei Zustandsgrößen $x_1 = \delta$ und $x_2 = \omega$ beschriebene nichtlineare System transient stabil ist oder nicht, hängt vom Verlauf der Projektion seines Zustandsvektors $\mathbf{x} = f(x_1, x_2)$ in die Zustandsebene ab, die wiederum eine Funktion der Anfangsbedingungen des ungestörten Ruhezustands und der Natur der Störung ist. Im Kontext entspricht die Ruhelage einem Gleichgewichtszustand zwischen erzeugter und verbrauchter Wirk- und Blindleistung (15.1).

20.1.4.3 Ljapunov-Verfahren

Ljapunov-Verfahren der zweiten Art zielen auf die Gewinnung von Aussagen über etwaige transiente Stabilität eines nichtlinearen Systems auch ohne explizite Kenntnis der Lösungen des Gleichungssystems (20.9), mit anderen Worten auch ohne Kenntnis des Verlaufs der Trajektorie.

Man sucht eine stetig differenzierbare Funktion der Zustandsvariablen $V(\mathbf{x})$, so genannte *Ljapunov-Funktion*, mit folgenden Eigenschaften:

$$\begin{aligned} V(\mathbf{x}) &> 0 \qquad \text{für alle} \qquad |\mathbf{x}| > 0 \\ V(0) &= 0 \\ \lim_{|\mathbf{x}|\to\infty} V(\mathbf{x}) &= \infty \quad . \end{aligned} \tag{20.23}$$

Das System ist bezüglich eines bestimmten Ruhezustands bzw. Zustandsvektors global asymmetrisch stabil, wenn im gesamten Zustandsraum gilt $dV/dt < 0$. Es ist in einem beschränkten Gebiet des Zustandsraums stabil, wenn in diesem Gebiet $dV/dt \leq 0$ gilt. Das beschränkte Gebiet bezeichnet man als *Einzugsbereich* des untersuchten Ruhe- bzw. Gleichgewichtszustands. Er wird durch die Anfangsbedingungen für die Zustandsdifferenzialgleichungen bestimmt.

Das Problem besteht natürlich im Auffinden einer geeigneten Funktion $V(\mathbf{x})$. Vielfach wird hierfür die *Energie* des Systems gewählt, die für $t \to \infty$ gegen Null streben muss. Im verallgemeinerten Sinn geht es nicht zwingend um eine *Energiefunktion* $V(\mathbf{x})$. Vielmehr ist jede beliebige andere Funktion geeignet, die die eingangs genannten Bedingungen erfüllt.

Eine Ausprägung der Ljapunov-Verfahren zweiter Art ist eine klassische grafische Methode, die im Kontext von Netzen als *Flächengleichheitssatz* (engl.: *equal area criterion*) bezeichnet wird. Diese klassische Betrachtung geht von den Voraussetzungen *konstante Antriebsleistung* P_m, *konstante Polradspannung* $\underline{E}_P$ und *Netzspannung* $\underline{U}_{\text{Netz}}$ aus. Als Standardbeispiel betrachten wir wieder einen einzelnen Generator am starren Netz, diesmal über einen Maschinentransformator und eine Doppelleitung mit dem Netz verbunden, Bild 20.11.

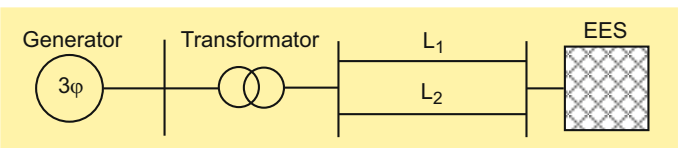


Bild 20.11. Symbolische Darstellung der Konfiguration aus Synchrongenerator, Transformator, Doppelleitung und starrem Netz.

Dieses Übertragungssystem lässt sich durch ein Netzwerkmodell in Form eines einphasigen Ersatzschaltbilds darstellen, Bild 20.12.

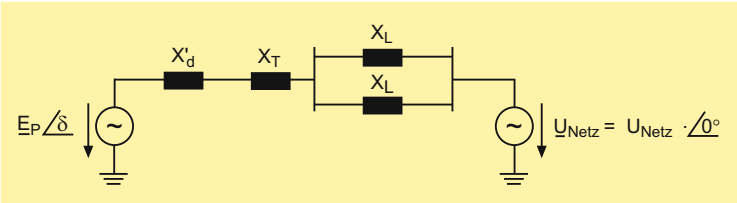


Bild 20.12. Einphasiges Netzmodell zu Bild 20.11. Ohmsche Widerstände wegen $X \gg R$ vernachlässigt.

Fasst man die drei Reaktanzen zu einer *resultierenden Reaktanz* X_{res} zusammen, so lässt sich das Ersatzschaltbild weiter vereinfachen. Es liegt dann wieder das bereits eingangs in 20.1.1 verwendete Schaltbild vor, Bild 20.13.

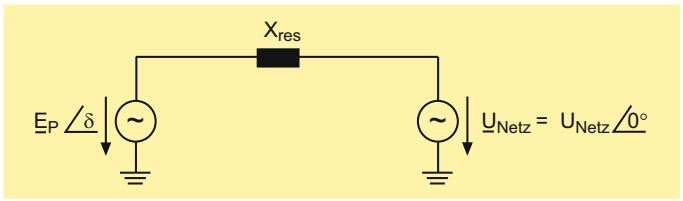


Bild 20.13. Ultimatives einphasiges Ersatzschaltbild der Konfiguration aus Synchrongenerator, Transformator, Doppelleitung und Netz.

Der Flächengleichheitssatz erlaubt nun direkt die Untersuchung der transienten Stabilität auch ohne numerische Integration der Schwingungsgleichungen.

Zunächst soll das Verhalten des Polradwinkels bei einem *Dauerkurzschluss* auf der Mitte einer der beiden Leitungen betrachtet werden, Bild 20.14.

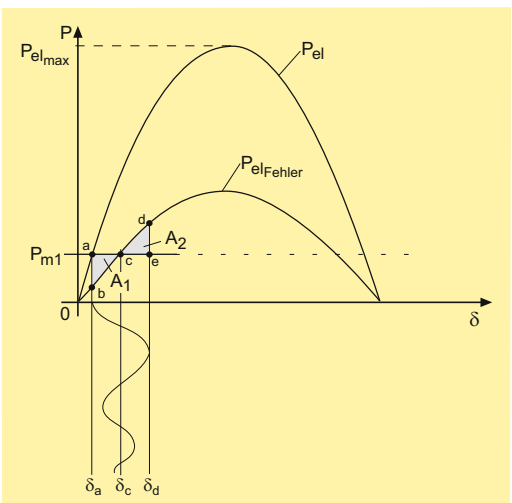


Bild 20.14. Polradwinkel $\delta(t)$ bei einem Dauerkurzschlussstrom.

Im ungestörten Betrieb herrscht im Arbeitspunkt a, das heißt im Schnittpunkt der Kurven $P_{m_1} = \text{const}$ und $P_{\text{el}} = E_P\, U_{\text{Netz}} \sin\delta / X$ das Gleichgewicht $P_{m_1} = P_{\text{el}_a}$ bei einem

Polradwinkel δ_a. Bei einem Kurzschluss auf einer der beiden Leitungen wird Wirkleistung nur noch auf der ungestörten Leitung übertragen. Wegen der niedrigeren Speisespannung stellt sich eine *neue Leistungs-/Polradwinkelkurve* $P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}}$ ein. Die vom Generator abgegebene Wirkleistung fällt bei zunächst noch konstantem Polradwinkel δ_a dramatisch auf den neuen Arbeitspunkt b auf der Kurve $P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}}$ ab. Da in diesem Arbeitspunkt die mechanische Leistung P_{m_1} größer ist als $P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}}$ beschleunigt der Läufer und der Schnittpunkt b wandert auf der neuen Leistungs-/Polradwinkelkurve $P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}}$ in Richtung c. Der Schnittpunkt c wäre ein stabiler Betriebspunkt, weil jetzt wieder ein Gleichgewicht $P_{m_1} = P_{\mathrm{el}}$ herrscht. Da jedoch der Rotor immer noch mit erhöhter Relativgeschwindigkeit $\omega > \omega_0$ rotiert, wächst der Polradwinkel noch weiter an und bewegt sich auf den Punkt d zu. Längs des Kurvenstücks c – d gilt $P_{\mathrm{el}} > P_m$, die Leistungsdifferenz besitzt jetzt ein umgekehrtes Vorzeichen. Die relative Rotorwinkelgeschwindigkeit ω und das Anwachsen des Rotorwinkels verlangsamen sich. Beim Maximalwert δ_d des Rotorwinkels nimmt die Relativgeschwindigkeit in d den Wert Null an, das heißt $d\delta/dt = 0$. Für einen mitrotierenden Beobachter kommt der Rotor in d praktisch zum Stillstand. Ab hier kehrt sich das Vorzeichen der relativen Geschwindigkeit um, der Polradwinkel nimmt wieder ab. Er bewegt sich auf c zu und pendelt sich aperiodisch gedämpft auf den neuen stabilen Arbeitspunkt c ein.

Die Polradwinkelexkursion in Richtung d dauert so lange an, bis die beiden Flächen A_1 und A_2 gleich groß sind. Dies ergibt sich aus folgender Überlegung:

Ausgehend von der Bewegungsdifferenzialgleichung (20.6)

$$J\omega_0 \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}} \quad , \tag{20.24}$$

dividiert man beide Seiten zunächst durch $J\omega_0$ und erweitert mit $d\delta/dt$,

$$\frac{d\delta}{dt}\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{J\omega_0}(P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,\frac{d\delta}{dt} \quad , \tag{20.25}$$

bzw.

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{1}{J\omega_0}(P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,\frac{d\delta}{dt} \quad . \tag{20.26}$$

Anschließende Integration nach der Zeit liefert

$$\int_{t_a}^{t_d} \frac{d}{dt}\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 dt = \frac{1}{J\omega_0}\int_{t_a}^{t_d} (P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\frac{d\delta}{dt}\,dt \quad , \tag{20.27}$$

bzw.

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{1}{J\omega_0}\int_{\delta_a}^{\delta_d} (P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta \quad . \tag{20.28}$$

Teilt man die rechte Seite in zwei Integrale auf,

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{1}{J\omega_0}\int_{\delta_a}^{\delta_c} (P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta + \frac{1}{J\omega_0}\int_{\delta_c}^{\delta_d} (P_m - P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta \quad , \tag{20.29}$$

lassen sich die Differenzen der Flächen unter den jeweiligen Leistungsfunktionen $P_m = \mathrm{const}$ und $P_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}}(\delta)$ als Flächen A_1 und A_2 interpretieren. Die Differenzfläche A_1 entspricht

wegen $P_m > P_{\mathrm{el}}$ einer *Beschleunigungsphase*, die Differenzfläche A_2 entspricht wegen $P_m < P_{\mathrm{el}}$ einer *Verzögerungsphase*.

Dividiert man in (20.29) die Leistungen durch ω_0 werden sie wieder in Drehmomente überführt,

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{1}{J}\int_{\delta_a}^{\delta_c}(M_m - M_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta + \frac{1}{J}\int_{\delta_c}^{\delta_d}(M_m - M_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta \quad . \tag{20.30}$$

In Analogie zur Linearbewegung entsprechen die Integranden der kinetischen Energie eines rotierenden Körpers,

$$W_{\mathrm{kin}_{\mathrm{lin}}} = \int F\,d\,s \quad \Rightarrow \quad W_{\mathrm{kin}_{\mathrm{rot}}} = \int M\,d\,\delta \quad . \tag{20.31}$$

Die Integrale in (20.30) stellen daher die während der Beschleunigungsphase aufgenommene und die während der Verzögerungsphase abgegebene kinetische Energie dar.

Im Punkt d der maximalen Auslenkung des Polradwinkels gilt $d\delta/dt = 0$. Daraus folgt

$$\int_{\delta_a}^{\delta_c}(M_m - M_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_d}(M_m - M_{\mathrm{el}_{\mathrm{Fehler}}})\,d\delta \quad \text{bzw} \quad A_1 = A_2. \tag{20.32}$$

Die Beschleunigungs- und Verzögerungsenergie sind gleich groß bzw. ergänzen sich beide zu Null.

Der Zusammenhang des Flächensatzes und den Ljapunov-Stabilitätskriterien liegt darin begründet, dass auch hier die anfänglich injizierte *Beschleunigungsenergie* durch eine gleich große *Verzögerungsenergie* zu Null gemacht werden muss. Ist dies nicht möglich, ist das System instabil.

Nach diesen einführenden Überlegungen lassen sich jetzt Modifikationen des Bilds 20.14 betrachten. Liegt beispielsweise das anfängliche Leistungsgleichgewicht auf dem höheren Niveau P_{m_2}, kann der Polradwinkel sogar auf die abfallende Seite der Sinushalbschwingung auswandern, ohne dass das System zwingend instabil wird, Bild 20.15.

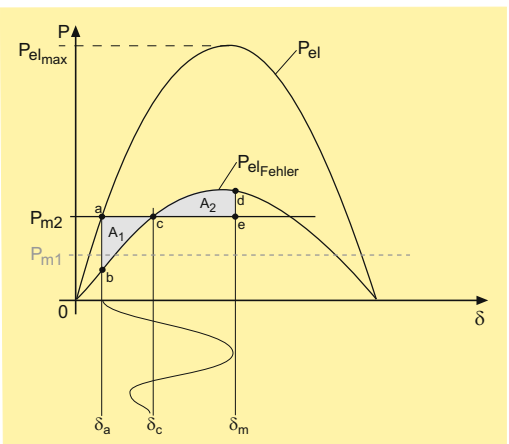


Bild 20.15. Grenzfall stabilen Verhaltens für $A_1 = A_2$, $P_{m_2} \equiv P_{m_{\mathrm{trans}}}$.

Eine Rückkehr zu einem stabilen Gleichgewicht in c ist dann immer noch möglich, sofern $A_1 = A_2$ gewährleistet ist. Die höchstmögliche Antriebsleistung P_m, bei der die zur Verzögerung verfügbare Energie gerade noch die Bedingung $A_2 = A_1$ erfüllt ist, wird als *transiente Stabilitätsgrenze* $P_{m_{\text{trans}}}$ bezeichnet.

Die transiente Stabilitätsgrenze $P_{m_{\text{trans}}} = P_{\text{el}_{\text{trans}}}$ wird erst dann überschritten, wenn $A_2 < A_1$ gilt. Der stabile Arbeitspunkt c wird dann in der Verzögerungsphase nicht mehr erreicht. Es kommt schon früher wieder zu einem beschleunigenden Moment, das den Polradwinkel über d hinaus unbegrenzt anwachsen lässt, Bild 20.16.

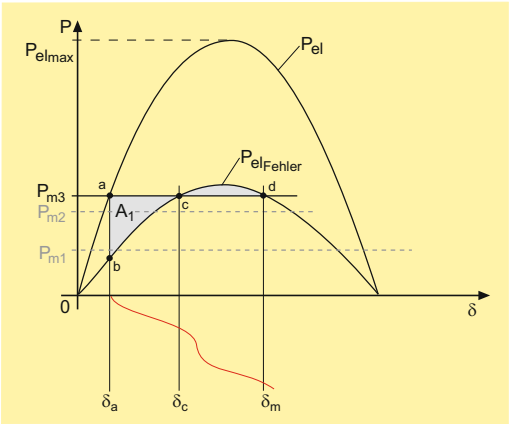


Bild 20.16. Transiente Stabilitätsgrenze überschritten, $P_{m_3} > P_{\text{trans}}$.

Der Generator verliert den Synchronismus mit dem Netz und muss vom *Generatorschutz* abgeschaltet werden (14.4.3).

Der Winkel δ_c, bei dem A_2 gerade noch den Wert A_1 erreicht, bezeichnet man als *kritischen Fehlerklärungswinkel*. Um bei vorgegebenen maximalen Fehlerklärungswinkeln bzw. zugehörigen *Fehlerklärungszeiten* (Leistungsschalter- und Schutzrelaiseigenzeit) die Stabilitätsgrenze $P_{m_{\text{Grenze}}}$ zu ermitteln, verschiebt man die Gerade $P_m = const$ so weit nach oben, bis die Bedingung $A_2 = A_1$ gerade noch erfüllt ist.

In der Regel wird der Dauerkurzschlussstrom, auch wenn er nur in der Größenordnung des Bemessungsstroms der Leitung liegt, vom Netzschutz erkannt und das fehlerhafte Betriebsmittel mittels Leistungsschaltern aus dem Netz herausgetrennt. Diesen Fall zeigt Bild 20.17.

Beim Kurzschlusseintritt stellt sich zunächst die Leistungs-/Polradwinkelkennlinie $P_{\text{el}_{\text{Fehler}}}$ ein, die übertragene elektrische Leistung fällt auf den Arbeitspunkt b ab. Anschließend wächst der Polradwinkel von δ_a auf δ_c. Wird beim Winkel δ_c, das heißt im Arbeitspunkt c, der Kurzschluss durch Leistungsschalter beidseitig abgeschaltet, ergibt sich eine dritte Leistungswinkelkurve $P'_{\text{el}_{\text{Fehler}}}$. Sie besitzt wegen der nun höheren Reaktanz X im Nenner von (20.1) einen Verlauf, wie er auch beim Freischalten einer der beiden Leitungen ohne Kurzschluss herrschen würde.

Die abgegebene Wirkleistung springt von c auf e. Längs e – f verlangsamen sich die Relativgeschwindigkeit und das Anwachsen des Polradwinkels wieder, um in f zum Stillstand zu

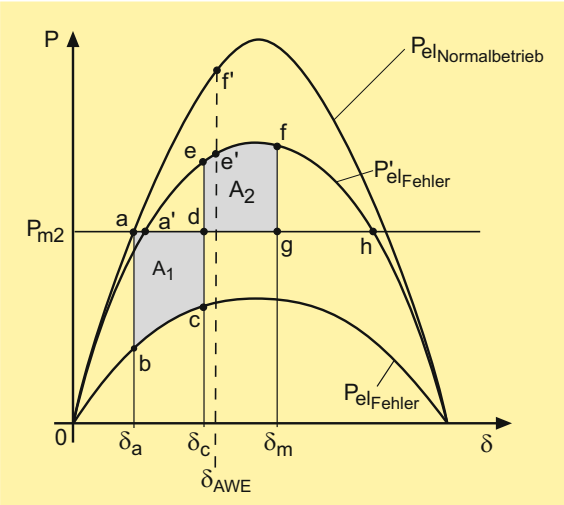


Bild 20.17. Polradwinkelverlauf mit Fehlerklärung beim Winkel δ_c.

kommen. Nach Erreichen von f bzw. δ_m wird der Polradwinkel wieder kleiner und oszilliert letztlich aperiodisch gedämpft um den neuen Arbeitspunkt a'. Je früher die Abschaltung des Kurzschlusses erfolgt, desto höher die transiente Stabilitätsgrenze $P_{m_{\text{trans}}}$.

Bei der so genannten *Automatischen Wiedereinschaltung* AWE bzw. *Kurzunterbrechung* KU (14.3.1.2) wird das fehlerhafte Betriebsmittel herausgetrennt und nach Beseitigung der Störung innerhalb weniger zehntel Sekunden wieder zugeschaltet.

Der Arbeitspunkt springt von e' nach f' und wandert von dort in den ursprünglichen Arbeitspunkt a zurück. Mit AWE lässt sich also fast die statische Stabilitätsgrenze erreichen. Kurze Fehlerklärungszeiten und frühe AWE erhöhen die Großsignalstabilität beträchtlich.

Um das Grundsätzliche des Flächensatzes auf Anhieb verständlich zu machen, wurde für die Leistungs-/Polradwinkelkurven $P_{\text{el}_{\text{Fehler}}}$ ebenfalls ein sinusförmiger Verlauf angenommen. Genau genommen müssen diese Kurven, insbesondere bei Schenkelpolgeneratoren, jedoch aus der *transienten Leistungsformel*

$$P_{\text{el}_{\text{trans}}} = \frac{E'_P U_{\text{Netz}}}{X'_d} \sin\delta + \frac{|E'_P|^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right) \sin 2\delta \tag{20.33}$$

ermittelt werden und besitzen dann einen *schiefsymmetrischen* Verlauf. Bild 20.18 zeigt beispielhaft einen typischen Verlauf für den Fall eines dreipoligen Klemmenkurzschlusses am Generator. Die Leistung-/Polradwinkelkurve $P_{\text{el}_{\text{Fehler}}}$ fällt in diesem Fall mit der Abszisse zusammen.

Der Anwendung des Flächengleichheitssatzes auf Mehrmaschinensysteme sind in der Praxis Grenzen gesetzt. Er lässt sich lediglich in Fällen einsetzen, in denen der betrachtete Netzausschnitt eine longitudinale Struktur besitzt und mehrere einspeisende Generatoren sich durch eine äquivalente Maschine substituieren lassen. In allen anderen Fällen führt nur die Lösung des Gleichungssystems (20.9) mit Hilfe sehr leistungsfähiger Rechner zum Erfolg (s. a. 20.1.4.1).

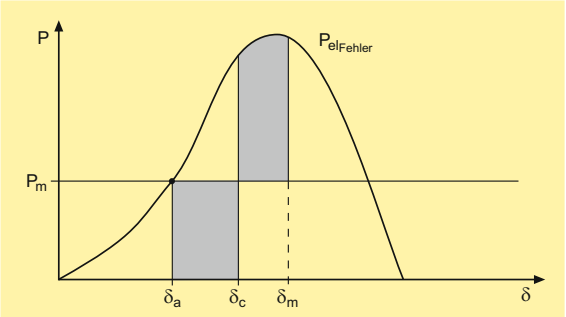


Bild 20.18. Typischer Verlauf einer transienten Polradwinkelkurve bei einem Generatorklemmenkurzschluss.

Eine strenge, umfassende mathematische Betrachtung der Polradwinkelstabilität nichtlinearer Systeme geht weit über den Rahmen dieses Buches hinaus und bleibt dem weiterführenden Schrifttum vorbehalten.

20.2 Spannungsstabilität

Spannungsstabilität ist die Fähigkeit eines Elektroenergiesystems, während und nach Störungen die Knotenspannung an den Sammelschienen im Netz innerhalb eines festgelegten Toleranzbandes zu halten. Diese Systemeigenschaft ist eng verknüpft mit der Wahrung des *Blindleistungsgleichgewichts*, das heißt der Deckung des lokalen Blindleistungsbedarfs aller Verbraucher und Betriebsmittel.

In stark belasteten, ausgedehnten Netzen können Netzstörungen, Erzeugungsausfall oder -rückgang (Windparks, große Photovoltaikanlagen), unerwarteter Lastzuwachs etc. zu erhöhtem Blindleistungsbedarf führen, der möglicherweise nicht mehr gedeckt werden und zu starken Spannungsabsenkungen führen kann. Nehmen die Spannungsabweichungen im Laufe einer Störung progressiv zu, spricht man vom *Verlust der Spannungsstabilität*. Diese kann auch ohne Verlust der Polradwinkelstabilität eintreten. Häufig ist für Netzzusammenbrüche (engl.: *black-out*) ein kaskadenförmig ablaufender Verlust der Spannungsstabilität in den *Transportnetzen* verantwortlich. Man spricht dann vom *Spannungskollaps*.

Das Phänomen der Spannungsstabilität sei an einem einfachen Beispiel eines starrem Netzes mit konstanter Spannung, einer Stichleitung und einer an ihrem Ende befindlichen Last erläutert, Bild 20.19.

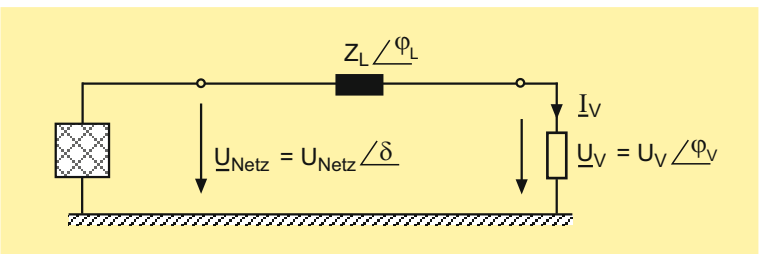


Bild 20.19. Ersatzschaltbild eines Übertragungssystems zur Veranschaulichung des Phänomens Spannungsstabilität bzw. -instabilität.

Ohne auf die Berechnung im einzelnen einzugehen, erhält man für die *Verbraucherspannung* U_V, den Verbraucherstrom I_V und die übertragene *Wirkleistung*

$$I_V = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{U_{\text{Netz}}}{Z_L}, \quad U_V = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_V}{Z_L} U_{\text{Netz}}, \quad P_V = \frac{Z_V}{F} \left(\frac{U_{\text{Netz}}}{Z_L} \right)^2 \cos \varphi_V$$

$$\text{mit} \qquad F = 1 + \left(\frac{Z_V}{Z_L} \right)^2 + 2 \left(\frac{Z_V}{Z_L} \right) \cos \left(\varphi_L - \varphi_V \right) \quad . \tag{20.34}$$

Stellt man diese Größen in bezogener Form in einem Diagramm dar, erhält man Bild 20.20.

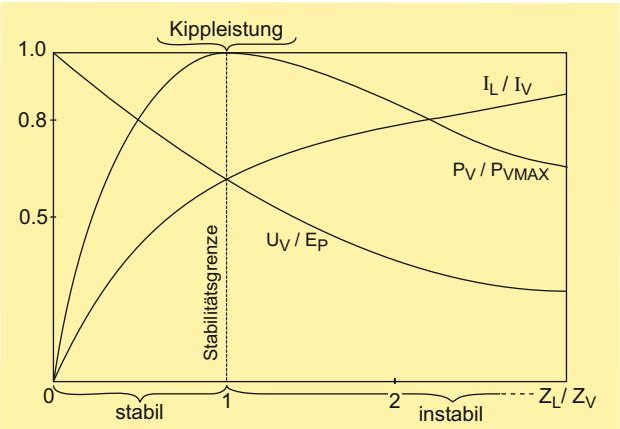


Bild 20.20. Verbraucherspannung, -strom und -leistung in Abhängigkeit von der Verbraucherimpedanz Z_V (Relativwerte). $I_R = U_{\text{Netz}}/Z_L$.

Mit zunehmender Last, das heißt kleiner werdender Impedanz $\underline{Z}_V$, steigen im stabilen Bereich der Verbraucherstrom und die Verbraucherleistung an, während gleichzeitig die Spannung am Verbraucher abnimmt. Die Stabilitätsgrenze, das heißt *Kippleistung*, wird erreicht, wenn die Verbraucherimpedanz den Betrag der Leitungsreaktanz erreicht hat, $Z_L/Z_V = 1$. Nimmt die Verbraucherimpedanz noch weiter ab, sinkt die übertragene Leistung wieder unter die Kippleistung ab, ähnlich dem Verhalten der übertragenen Wirkleistung beim Überschreiten der Stabilitätsgrenze $\delta = 90°$.

Alternativ lässt sich das Phänomen der Spannungsinstabilität auch in einem $U_V = f(P_V)$-Diagramm erkennen, Bild 20.21.

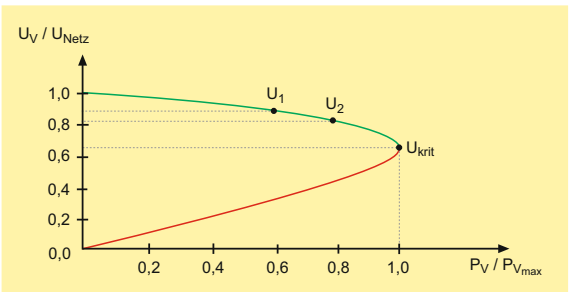


Bild 20.21. Abhängigkeit der Verbraucherspannung von der übertragenen Wirkleistung ($\cos \varphi$ induktiv).

Nur oberhalb der kritischen Spannung U_{krit} ist ein stabiler Betrieb möglich. Das Erreichen dieser Spannungsgrenze ist betrieblich zu vermeiden. Die Betriebsführung erhält daher bereits sehr viel früher, schon bei einer vorwählbaren Spannung $U_1 > U_{\text{krit}}$ ein *Alarmsignal*, das den Netzführer zu korrektiven Maßnahmen veranlasst. Nähert sich die Spannung einem weiteren Grenzwert $U_2 > U_{\text{krit}}$ wird ein Lastabwurf eingeleitet. Hierfür wäre es beim Erreichen von U_{krit} bereits zu spät.

Die Funktion $U_V = f(P_V)$ hängt auch vom $\cos\varphi$ ab. Bild 20.22 zeigt mehrere Kurvenverläufe für *induktive* und *kapazitive* Leistungsfaktoren.

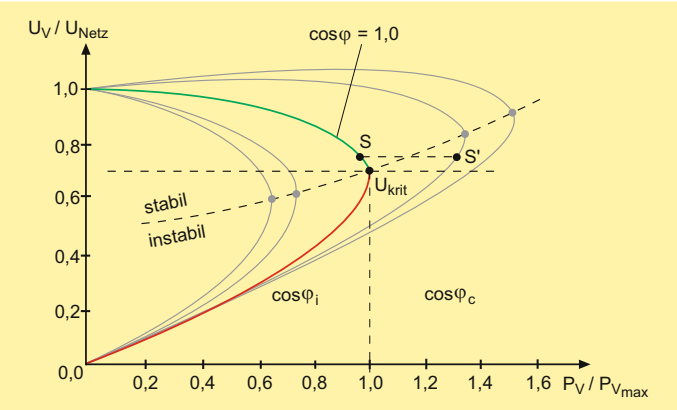


Bild 20.22. Abhängigkeit der Verbraucherspannung von der übertragenen Wirkleistung. Parameter Leistungsfaktor $\cos\varphi$.

Die Ortskurve der kritischen Punkte der Kurvenschar legt den stabilen Betriebsbereich abhängig vom jeweiligen Leistungsfaktor fest. Ändert sich der Leistungsfaktor in Richtung höherer von der Last aufgenommener induktiver Blindleistung kann das System sehr schnell in den instabilen Bereich fallen (gestrichelte Linie S, S', parallel zur Abszisse).

Eine Erhöhung des Übersetzungsverhältnisses eines zwischengeschalteten, unter Last schaltbaren Transformators, mit dem Ziel, die Verbraucherspannung anzuheben, macht die Situation nur schlechter. Die Verbraucherimpedanz $\underline{Z}_V$ transformiert sich mit dem Quadrat des jetzt höheren Übersetzungsverhältnisses auf die Primärseite und macht sich dort als weiter verringerte Impedanz $\underline{Z}_V$ bemerkbar. Die übertragene Wirkleistung und die Verbraucherspannung sinken weiter ab. Unterschreiten die Knotenspannungen das untere Ende des Spannungstoleranzbandes, ist das System spannungsinstabil.

Ähnlich wie bei der Polradwinkelstabilität lässt sich die Stabilität messtechnisch ermitteln. Wird in einem Netzknoten kapazitive Kompensationsblindleistung eingespeist und sinkt die Knotenspannung dadurch weiter ab, ist das System instabil. Steigt die Knotenspannung an, ist das System stabil. Auch hier ist diese Messung nur an bekannt kritischen Sammelschienen erforderlich.

Die Analyse der *Spannungsstabilität* entzieht sich eines vergleichbaren rechnerischen Vorgehens, wie es bei der Untersuchung der *Polradwinkelstabilität* erläutert wurde. Vielmehr werden Momentaufnahmen (engl.: *snapshots*) des Systemzustands periodisch ermittelt und

ausgewertet. Die Auswertung liefert Indizes, die der Netzführung eine Abschätzung der Sicherheitsreserve für diesen Zustand erlauben.

Das Eintreten der Spannungsinstabilität wird primär von den Blindleistung begrenzenden und Klemmenspannung kontrollierenden Reglern der Generatoren, von der Spannungsabhängigkeit der Verbraucherimpedanzen und der Blindleistungskompensationsanlagen sowie von spannungsregelnden Betriebsmitteln (Stufentransformatoren) ultimativ bestimmt. Der Verlust der Spannungsstabilität und insbesondere der so genannte *Spannungskollaps* und damit verbundene Netzzusammenbruch sind in der Regel eine komplexe Folge vieler Ereignisse (Regler- und Schalthandlungen etc.).

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass sich die Frage der Spannungsinstabilität auch im Fall exzessiver *Spannungserhöhungen* durch kapazitive Lasten infolge schwach ausgelasteter oder leerlaufender Leitungen stellt (10.3). Dies gilt insbesondere für Netze mit Hochspannungskabeln, deren hohe kapazitive Ladeleistung von einigen wenigen in Betrieb befindlichen Generatoren aufgenommen werden muss. Die Bereitstellung kapazitiver Blindleistung findet ihre Grenze in der statischen Stabilität und dem Einsetzen der *Erregerstrom-* bzw. *Polradwinkelbegrenzung* (s. a. 14.4.4). Wenn gewöhnlich von Spannungsstabilität gesprochen wird, geht es jedoch meist um zu *niedrige*, nicht zu *hohe* Knotenspannungen.

20.3 Netzzusammenbrüche

Als Netzzusammenbruch (engl.: *black out*) bezeichnet man einen großflächigen Versorgungsausfall, beispielsweise in einer Großstadt, Region oder weiten Teilen eines Landes. Bei dem bisher größten Netzzusammenbruch in Nordamerika waren etwa 50 Millionen Einwohner für Stunden, teilweise Tage, ohne Strom. Auch in Europa haben sich 2003 Netzzusammenbrüche in *England*, *Dänemark*/*Schweden* und *Italien* ereignet.

Das Auftreten von Netzzusammenbrüchen hat seit der Liberalisierung der Strommärkte zugenommen, da die vom Stromhandel (21.4) initiierten neuen Leistungsflüsse zu stärkerer Belastung einzelner Leitungen geführt haben und die Sicherheitsabstände zu den Stabilitätsgrenzen kleiner geworden sind.

Von den Verbrauchern unbemerkt, hat sich ferner auch die Zahl des Auftretens *kritischer Netzzustände* erhöht, bei denen Netze zwar noch einwandfrei funktionieren, aber in neuralgischen Punkten keine Reserve mehr existiert, das n-1 Sicherheitsprinzip damit verletzt ist (s. a. Kapitel 1 und 17.1). Man kann in Anlehnung an die „near misses“ in der Luftfahrt von *Beinahe-Netzzusammenbrüchen* sprechen. Wegen des bereits in Kapitel 1 erwähnten großen volkswirtschaftlichen Schadens, gilt es Netzzusammenbrüche unter allen Umständen zu vermeiden.

Normalerweise sind die Transport- und Übertragungsnetze durch das n-1 Sicherheitsprinzip sehr robust und gegen einzelne, selbst massive Störungen gut geschützt. Im Anschluss an den Ausfall eines maßgeblichen Betriebsmittels, wie einer Kraftwerkseinspeisung, Transportleitung oder eines Netztransformators, geht der Betrieb ohne von außen erkennbare Beeinträchtigung weiter. Die Netze sind ab jetzt jedoch *verwundbar* (17.1). Ihre transiente Stabilität ist bei weiteren Störungen in Frage gestellt. Abschaltung überlasteter Leitungen, Kurzschlüsse durch einen Isolationsschaden oder unkontrollierte Kreisströme (engl.: *loop flows*) können bei stärkerer Netzlast zu Überlastung und Ausfall weiterer Betriebsmittel führen.

Ein großräumiger Netzzusammenbruch ist ein sich zeitlich kaskadenförmig entwickelnder Prozess in Form eines unglücklichen Zusammenwirkens von Polradwinkel- und Spannungsinstabilität sowie Überansprechens von Schutzeinrichtungen. Der Zeitraum für die Entwicklung eines Netzzusammenbruchs reicht je nach Situation von *wenigen Minuten* bis hin zu *mehreren Stunden* beim finalen Kollaps. Der vollständige Wiederaufbau der Stromversorgung kann mehrere Tage dauern.

Die Entwicklung eines Netzzusammenbruchs in einem deregulierten Umfeld beschreibt folgendes Szenario:

- Einzelne oder mehrere Transportleitungen eines Elektroenergiesystems sind stark ausgelastet, Erzeuger und Verbraucher sind weit voneinander entfernt. Blindleistungsreserven sind minimal, da für die Übertragung der Wirkleistung bereits viel Blindleistung bereitgestellt wird.
- Durch den Ausfall einer Übertragungsleitung übertragen die anderen Leitungen eine höhere Leistung und die Spannungen an den Enden der Leitung fallen. Bei absinkender Spannung wird gezielt Blindleistung in die betroffenen Netzknoten injiziert (s. a. 10.4). Die Kompensation extremer Spannungsabsenkungen überschreitet aber die verbliebenen Blindleistungsreserven. Hinzu kommt, dass die von Kondensatorbänken in Parallelschaltung bereitgestellte Blindleistung quadratisch mit der Knotenspannung abnimmt.
- Die Spannungsregler der Generatoren reagieren auf den Abfall der Knotenspannungen mit erhöhter Blindleistungsabgabe, wodurch die Knotenspannungen wieder ansteigen. Die verbleibenden Leitungen werden dadurch wieder stärker belastet.
- Einige Generatoren erreichen das Limit ihrer Blindleistungsabgabe, die Erregerstrom-Begrenzungsregelungen reduzieren die maximal abgegebene Blindleistung auf ihren zulässigen Dauerwert. Die Knotenspannungen werden wieder kleiner.
- Die kleiner werdenden Spannungen werden auf der Verbraucherseite von den Messaufnehmern der Stufentransformatoren zwischen Übertragungs- und Verteilnetz erkannt. Die Schalthandlungen der Stufentransformatoren führen zu einer Erhöhung der verbraucherseitigen Spannungen auf ihren Sollwert. Die Leistungsaufnahme der Verbraucher steigt dadurch wiederum an.
- Der durch die Schalthandlungen der Stufentransformatoren erhöhte Leistungsbedarf der Verbraucher führt zu einer weiteren Belastung der ohnehin schon ausgelasteten Übertragungsleitungen und zu weiteren Leitungsausfällen. Einzelne Kraftwerke werden sequentiell abgeschaltet, Leistungsflüsse kehren sich um.
- In manchen Netzknoten fallen Knotenspannungen unkontrolliert weiter, das Elektroenergiesystem fällt kaskadenartig in den *Spannungskollaps*. Das Verbundnetz zerfällt nach gezieltem Auftrennen von Kuppelleitungen in Teilbereiche mit synchronem, fast normalem Betrieb und andere Netze mit totalem Black-Out.

Alternativ können kritische Netzsituationen auch durch starken Leistungsrückgang von Windparks mit entsprechendem Ausfall von Wirk- und Blindleistung ausgelöst werden. Ferner kann ein Zerfallen eines großen Verbundsystems in einzelne, weiter stabil betriebene Teilnetze durch unbegrenzt aufklingende Leistungspendelungen auf Kuppelleitungen zwischen Netzblöcken auftreten.

Netzinstabilität rührt letztlich von mangelnden Reserven an Erzeugungs- und Übertragungskapazität sowohl bezüglich der Wirkleistung als auch der Blindleistung sowie von der

Komplexität des koordinierten Zusammenwirkens der zahlreichen Betriebsmittel, Regler und Schutzeinrichtungen her.

Die wesentlichen Maßnahmen zur Sicherung transienter Stabilität sind die Wahrung möglichst großer Abstände zu den jeweiligen transienten Stabilitätsgrenzen P_{trans}, schnelle Fehlerklärungszeiten sowie sofortige Reduzierung der Turbinenantriebsleistungen durch Schnellschluss- und Bypassventile. Alternativ können für kurze Zeiten Bremswiderstände den Generatoren zugeschaltet werden, die das Anwachsen des Polradwinkels verlangsamen. Einem Netzzusammenbruch entgegenwirkende Maßnahmen bestehen in:

- lokaler Erzeugung statt Energietransport über große Entfernungen
- erhöhter Übertragungskapazität von Fernleitungstrassen durch Zubau von Leitungen oder Erhöhung der Übertragungsspannung
- Erhöhung lokaler Blindleistungsreserven in kritischen Knoten
- frühes Blockieren der Stufenschalter unter Last schaltbarer Transformatoren
- Blindleistungsbegrenzung von Generatoren, um sie möglichst lange am Netz betreiben zu können
- gezieltem Einsatz von Hochspannungsgleichstrom-Netzkupplungen, FACTS-Betriebsmitteln
- Lastabwurf, nicht nur bei Unterfrequenz sondern auch bei Unterspannung
- niedrige Generatorimpedanzen (Nachteil: hohe Kurzschlussströme)
- verbesserte Monitoringsysteme
- verbesserte Kommunikation zwischen Netzleitstellen
- strikte Einhaltung ausreichender Sicherheitsabstände zu den Stabilitätsgrenzen

Die Wahrung der Netzstabilität ist weniger eine technische als eine wirtschaftliche Fragestellung, bei der Investitionskosten für ausreichende Reserven gegenüber den Stromausfallkosten bei einem Kollaps abzuwägen sind. Ausschließlich aus wirtschaftlichen Gründen werden heute Netze in immer geringerem Abstand zu ihren Stabilitätsgrenzen betrieben. Die Deregulierung, infolge derer Kraftwerke und Netze heute nicht mehr zuverlässigkeitsorientiert sondern im Wettbewerb mit anderen Stromerzeugern ausgelegt, revisioniert und betrieben werden müssen, ist aus dieser Sicht kontraproduktiv. Nicht umsonst verfolgte das erste Energiewirtschaftsgesetz die Vermeidung *volkswirtschaftlich schädlicher Auswirkungen des Wettbewerbs* (21.1).

Künftig ist der Ersatz der rotierenden Massen außer Betrieb gehender Kraftwerksgeneratoren durch ausreichende *virtuelle Massen* der Wechselrichter/Speicher-Systeme von EE-Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Es werden aber zahlreiche Generatoren systemrelevanter Kraftwerke bzw. rotierender Reserve in Betrieb bleiben, im Stand-by Betrieb zur Blindstromversorgung beitragen und zusammen mit den Schwungmassen rotierender Verbraucher einen Teil der Sekundenreserve auf klassische Weise bereitstellen.

Ist schließlich ein Netz erst Mal überregional zusammengebrochen – ein vergleichsweise seltenes Ereignis – stellt sich die Aufgabe des Versorgungswiederaufbaus, die so genannte Netzrekonstitution (engl.: *System Restoration*). Der Netzwiederaufbau bei Großstörungen ist eine Systemdienstleistung und liegt derzeit in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber. Sie nehmen entweder die Unterstützung intakt gebliebener benachbarter Über-

tragungsnetze beim Anfahren nicht schwarzstartfähiger eigener Kraftwerke in Anspruch oder beginnen mit eigenen Kraftwerken, die nach Abtrennung vom Netz im Eigenbedarf in Betrieb geblieben sind und/oder mit schwarzstartfähigen Kraftwerken, die ohne externe Hilfe aus eigener Kraft wieder angefahren werden können. Beispielsweise Wasserkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Windkraftanlagen. Die anfangs benötige Hilfsenergie für die Leittechniksysteme wird von Notstromaggregaten oder Speicherbatterien geliefert. Die einzelnen Inselnetze werden sukzessive mit einander synchronisiert. Vor jeder Zuschaltung muss immer zuerst die instantane Wirk- und Blindleistungbalance (Kapitel 15) erreicht sein, da ein im Aufbau befindliches Netz wegen der geringen Zahl von Schwungmassen noch sehr fragil ist und große Leistungssprünge sofort wieder ein Auseinanderfallen des jungen Netzverbunds auslösen könnten.

Große Dampfkraftwerke kommen häufig erst spät zum Zug, da ihre Mindestleistung meist bei ca. 30% der Nennleistung liegt und den Eigenbedarf deutlich überschreitet. In der Regel werden daher schon früh einzelne große Teillasten zugeschaltet. Im Anschluss an die Synchronisation der großen Dampfkraftwerke werden letztlich alle Verteilnetze schrittweise zugeschaltet.

Ein Netzwiederaufbau erfordert offensichtlich ein sequentielles Vorgehen und kann deshalb je nach Größe der betroffenen Region Stunden oder Tage dauern. Jede Regelzone besitzt für unterschiedliche Störszenarien individuelle Netzwiederaufbau-Pläne, die abhängig vom Kraftwerkspark und je nach Möglichkeit der Inanspruchnahme von Nachbarnetzen in zahlreichen Simulationsrechnungen als optimal ermittelt wurden.

Mit der Verlagerung der Stromerzeugung auf Millionen kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen werden sich obige Störszenarien wohl grundlegend ändern. Beispielsweise wird der Ausfall einer oder auch mehrerer EE-Erzeugungsanlagen in den künftigen Smart Grids sicher weniger dramatische Auswirkungen haben als heute der Ausfall eines oder gar mehrerer großer Kraftwerksblöcke. Ähnlich wie im Internet die Kommunikation zwischen zwei Teilnehmern bei Ausfall eines Netzzweigs eben über nahezu beliebig viele andere Pfade weitergeführt werden kann, können auch in Niederspannungsnetzen Endverbraucher bei Ausfall ihrer lokalen Erzeugung von vielen nahe benachbarten Erzeugungsanlagen stoßfrei weiter versorgt werden. Die derzeitigen Wiederaufbaustrategien werden sich mit der Dezentralisierung wohl langfristig ändern. Die dann gültigen Konzepte sind derzeit noch Gegenstand der Forschung.

Vergleichbar großräumige Netzstörungen wie in den heutigen Netzen sind aber auch in Smart Grids nicht mit letzter Gewissheit auszuschließen. Zwei Bedrohungsszenarien sind denkbar, ein Nuklearer Elektromagnetischer Impuls, NEMP (engl.: *Nuclear Electromagnetic Pulse*) und Störungen des Erdmagnetfelds durch allfällige, im Kontext der Sonnenfleckenaktivität auftretende magnetische Stürme auf der Erdoberfläche.

Nuklearer elektromagnetischer Impuls

Die nukleare Detonation einer Kernwaffe in großer Höhe über dem Erdboden ist mit einer transienten, pulsförmigen elektromagnetischen Welle verknüpft, deren induzierende Wirkung sich auf einen ganzen Kontinent erstrecken und großflächig IKT-Einrichtungen durch Überspannungen zerstören kann. Betroffen wären im Kontext heutiger Netze insbesondere die Netz- und Kraftwerkleittechnik sowie der digitale Netzschutz, in den künftigen Smart Grids die Hardware des überlagerten Kommunikationsnetzes und damit auch die dezentrale Wahrung der Wirkleistungsbalance durch Flexibilitäten. Die Existenz des Phänomens

NEMP und seine ubiquitäre zerstörende Wirkung sind in Fachkreisen unstrittig. Allein die Eintrittswahrscheinlichkeit eines solchen Ereignisses und seine Bedeutung im dann herrschenden Umfeld werden kontrovers diskutiert.

Geomagnetische Stürme

Ähnlich wie ein Stabmagnet ist die Erde von einem magnetischen Dipolfeld **B** umgeben, das in den Polregionen normal zur Erdoberfläche ein- bzw. austritt und über dem Rest der Erdoberfläche weitgehend horizontal bzw. parallel zur Oberfläche verläuft. Die magnetische Feldstärke der Horizontalkomponente liegt in Mitteleuropa bei grob 20 μTesla und weist natürliche Schwankungen von +/- 20 nanoTesla auf. Ferner kommt es auf der Sonne zu Zeiten schwacher oder sehr starker Sonnenfleckenaktivität zu sehr starken Eruptionen, wobei große Mengen heißen, aus Elektronen und Protonen bestehenden Plasmas unter anderem auch in Richtung der Erde emittiert werden, so genannter *Sonnenwind*. Die heiße Plasmawolke wandert innerhalb von Tagen auf die Erde zu, wobei Elektronen und Protonen bei Annäherung an die Erde durch die Lorentzkraft $\mathbf{F} = \mathbf{v} \times \mathbf{B}$ in entgegengesetzte Richtungen quer zur Ausbreitungsrichtung der Wolke driften, was einem Strom entspricht, der dem Solarwind zu einem eigenen Magnetfeld verhilft. Ferner entstehen durch die Ladungstrennung in Polnähe elektrische Felder, die für die Polarlichter am Nord- und Südpol verantwortlich sind. Bei starken solaren Eruptionen sind sie selbst in Äquatornähe zu beobachten. Das temporäre Magnetfeld des Solarwinds überlagert sich mit dem natürlichen Erdmagnetfeld zu einem Nettomagnetfeld. Starke Eruptionen können zu Änderungen des Erdmagnetfelds um bis zu 1700 nanoTesla führen (höchster bisher gemessener Wert). Das zeitlich sich ändernde Nettomagnetfeld dB/dt vermag in großen Induktionsschleifen, gebildet beispielsweise aus Freileitungsseilen, Knotenimpedanzen und der Erde als Rückleiter signifikante langsam veränderliche Gleichspannungen zu induzieren. Diese können unbeschadet ihrer geringen Stärke in Folge der niedrigen Impedanz der Stromkreise für niederfrequent schwankende Gleichströme beträchtliche Fehlerströme generieren, die Transformatoren in die Sättigung treiben und ein Überansprechen von Schutzeinrichtungen auslösen können. Im worst case werden auch starke Beeinträchtigungen von IKT-Systemen prognostiziert. Der Einfluss auf Smart Grids ist zwar noch Gegenstand der Forschung wird aber als weniger bedrohlich erachtet, da die Auslegung der Smart-Grid-IKT so erfolgen soll, dass bei ihrem Ausfall ein Smart Grid im Default-Betrieb suboptimal als klassisches Verteilnetz weiterarbeiten kann.

Auch die magnetischen Stürme sind real. Ferner spielen die Felder des Solarwinds in der Funktechnik eine große Rolle. Sie werden daher ständig in Echtzeit überwacht, und die aktuellen Feldänderungsgeschwindigkeiten dB/dt können bei Wetterdiensten abgerufen werden. Außerdem gab es schon einen massiven Blackout in Kanada.

Das Schrifttum zu dieser Thematik ist beträchtlich. Die Meinungen reichen von der Prognose von Billionenschäden im Ereignisfall bis hin zu "Gehört zur Esoterik". Beiden Bedrohungen ist gemeinsam, dass sie nur selten auftreten und deshalb schwierig zu erforschen und zu dokumentieren sind. Zwar sind auch fast gleichzeitige Ausfälle großer Kraftwerksblöcke sehr seltene Ereignisse, sie lassen sich aber zumindest für Forschungszwecke gelegentlich gefahrlos provozieren. Die weitere Entwicklung wird langfristig belastbare Antworten auf die heutigen Fragen geben.

20.4 Resiliente Netze

Resiliency hat im englischen Sprachraum eine ähnliche Bedeutung wie in der deutschen Sprache das Wort *Robustheit*. Während jedoch Robustheit vorrangig mit hoher Belastbarkeit und Widerstandsfähigkeit gleichgesetzt wird, steht *Resiliency* mehr für *Nachgiebigkeit*, *Elastizität*, *Fähigkeit zu schneller Erholung*.

Im Kontext elektrischer Versorgungsnetze strebt man Robustheit klassisch durch *Härtung* und *Schutz*, beispielsweise durch hohe mechanische Belastbarkeit, hohe Prüfspannungspegel, niedrige Auslastung durch sehr auskömmliche Auslegung der Betriebsmittel an. Diese Sichtweise hat sehr hohe Kosten und Strompreise zur Folge und garantiert letztlich doch keine absolute Sicherheit, sie macht Netzstörungen lediglich unwahrscheinlicher.

Resilienz zielt dagegen eher auf eine Optimierung der Kosten, indem allfällige Störinterventionen hingenommen werden. Größter Wert wird vielmehr auf eine schnellstmögliche *Netzrekonstitution*, das heißt Erholung von der Störung gelegt. Man spricht auch davon, *ein Netz intelligent scheitern zu lassen*, um es anschließend umso schneller wieder automatisch in einem neuen sicheren Zustand wieder aufbauen zu können. Dieser Ansatz ist zugegebenermaßen etwas gewöhnungsbedürftig, wird aber auch hierzulande durchaus ernst genommen. Beispielsweise ist in künftigen zellularen Netzen bei einem Blackout durchaus an eine vielfache Inselbildung mit dynamischer Microgridbildung einzelner Microgrids gedacht. Man spricht dann von *resilienten Polynetzen*. Der Übergang auf die dann erforderliche weitgehend dezentrale automatische Verteilnetzführung mit dynamischer Microgridbildung, lokalen Wirk- und Blindleistungsreglern etc. ist eine verlockende Herausforderung für die kommende Ingenieurgeneration.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 20

1. Saccomanno, F.: Electric Power Systems Analysis and Control. IEEE Computer Society Press/John Wiley, 2003.
2. Anderson, P. u. Fouad, A.: Power System Control and Stability. 2. Auflage, IEEE Computer Society Press/John Wiley, Piscataway/New York, 2002.
3. Padiyar, K. R.: Power System Dynamics: Stability and Control. John Wiley & Sons Ltd. (Asia), Singapore, 1999.
4. Kundur, P.: Power System Stability and Control. McGraw-Hill Professional Publishing, New York, 1994.
5. Kimbark, E: Power System Stability. Bd. I bis II, IEEE Press, 1995.
6. Föllinger, O.: Nichtlineare Regelungen. Bd. I und II, 7. Auflage, Oldenburg-Verlag, München, Wien, 1993.
7. Ludyk, G.: CAE von Dynamischen Systemen. 1. Auflage, Springer-Verlag, Heidelberg, 1990.
8. Kneubühl, F. K.: Lineare und nichtlineare Schwingungen und Wellen. 1. Auflage, Teubner-Verlag, Stuttgart, 1995.
9. Hahn, W.: Theory and Application of Ljapunov's Direct Method. Englewood Cliffs, N. J., Prentice Hall, 1963.
10. Leonhard, W.: Einführung in die Regelungstechnik. 3. Auflage, Vieweg-Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1985.

11. Hahn, W.: Stability of Motion. 1. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 1967.
12. Willems, J. L.: Stabilität dynamischer Systeme. 1. Auflage, Oldenbourg-Verlag, München, 1973.
13. Schäfer, W.: Theoretische Grundlagen der Stabilität technischer Systeme. 1. Auflage, Vieweg-Verlag, Braunschweig/Wiesbaden, 1976.
14. Oeding, D. u. Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2016.
15. Miri, A. M.: Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen, Springer-Verlag Berlin/Heidelberg, 2000.
16. Heising C. et al.: Neue Systemeigenschaften in stromrichterdominierten Netzen. VGB PowerTech 12/2014.
17. Schwarzburger, H.: Rotierende Massen, Erneuerbare Energien, April 2013.
18. Nelles, D.: Lastfluss und Stabilität. Elektrie, Berlin 47, 1993 (1).
19. Krüger, M. et al.: Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen, ETG-Fachtagung München 2008.
20. Dena: Studie Systemdienstleistungen 2030. Deutsche Energie Agentur GmbH Berlin 2014.
21. BDEW/OE: White Paper. Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme. BDEW/OE, Berlin/Wien 2018.
22. Drayer, E.: Resiliente Netzbetriebsführung für das Verteilnetz – Die Kunst intelligent kaputt zu gehen. ETG-Mitgliederinformation 02/2017.
23. Löhning, G. et al.: Verlängerte Inselbetriebsfähigkeit unter Einsatz thermischer Kraftwerke. VGB Power Tech 4, 2016.

21. Wirtschaftliche Aspekte in Elektroenergiesystemen

Wie die vorangegangenen Kapitel gezeigt haben, sind Elektroenergiesysteme bezüglich Variabilität, Konnektivität und investiertem Kapital die größten und komplexesten von menschlicher Hand geschaffenen technischen Systeme. Getrieben wurde diese Entwicklung vom stetig wachsenden Bedarf der Stromkunden und vom technischen Fortschritt, vor allem aber auch von der Aussicht, mit dem Geschäftsmodell *„Strom erzeugen und verkaufen“* auf legale Weise gutes Geld verdienen zu können. Wirtschaftliche Aspekte sind eine inhärente Komponente von Elektroenergiesystemen. In diesem letzten Kapitel werden einige dieser Aspekte ansatzweise vorgestellt, um den Leser auch die wirtschaftliche Komplexität von Elektroenergiesystemen erahnen zu lassen.

21.1 Versorgungsqualität

Bereits im ersten Kapitel wurde auf die Bedeutung einer hohen *Versorgungsqualität* in der öffentlichen Stromversorgung hingewiesen. Ihr Niveau hängt im Wesentlichen von der Angemessenheit der von den einzelnen Netzbetreibern getätigten Erhaltungs- und Modernisierungsinvestitionen ab, mit anderen Worten vom investierten Kapital bzw. Geld.

Die Bewertung der Versorgungsqualität erfolgt vorrangig an Hand der Kriterien

- *Sicherheit*
- *Zuverlässigkeit*
- *Verfügbarkeit*,

die im Folgenden näher erläutert werden.

- *Sicherheit*:

  Beim Auftreten einer Störung bleibt die Versorgung gewährleistet, ohne dass ein Betriebsmittel überlastet wird. Dies ist zum Beispiel in den Hochspannungsnetzen der Fall. Viele Hochspannungsfreileitungen sind parallel ausgeführt. Beide Systeme werden nur mit der halben Nennleistung betrieben. Beim Ausfall eines Systems übernimmt das zweite System 100 % der Leistung, ohne überlastet zu werden. Man spricht vom (n-1)-Prinzip. Gelegentlich begegnet man sogar einem (n-2)- bzw. (n-3)-Prinzip. Das (n-1)-Prinzip muss für die maximale Netzlast, das heißt die Jahreshöchstlast erfüllt sein. Bei geringerer Netzbelastung ist die Sicherheit entsprechend höher, da das Netz bei einem Fehler nicht zwingend in einen verletzlichen Zustand übergeht, sondern gegebenenfalls noch weitere Fehler tolerieren kann. Wird bei einer Störung das (n-1)-Kriterium verletzt, muss der (n-1)-Betriebszustand in kürzester Zeit durch geeignete Schalthandlungen etc. wieder hergestellt werden (s. a. 17.1.1.4). Das (n-1)-Prinzip versagt in strahlenförmig betriebenen Netzen, wenn beispielsweise in einem 110-kV Netz die Masten einer ganzen

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_21

Trasse durch exzessive Eisbelastung umknicken und beide parallelen Drehstromsysteme gleichzeitig ausfallen. Dieses Risiko lässt sich absichern, wenn auch diese Netze vermascht betrieben werden.

– *Zuverlässigkeit*:

  Die Zuverlässigkeit quantifiziert die Dauer einer Versorgungsunterbrechung bei bzw. nach einer Störung. Diese Zeitspanne ist verhandlungsfähig und hängt davon ab, wie viel Geld einer Volkswirtschaft die Zuverlässigkeit ihrer Stromversorgung wert ist. In Deutschland sind folgende Zeiten üblich:

  – In den Transportnetzen 380 kV/220 kV wird in der Regel keine Unterbrechung toleriert. Mit Hilfe ferngesteuerter Leistungsschalter (Kapitel 14 und 16) wird entweder der oben bereits erwähnte Parallelbetrieb praktiziert oder es wird von der Maschentopologie der Netze Gebrauch gemacht, die ein Heraustrennen der Fehlerstelle ohne Unterbrechung der Versorgung aller anderen Verbraucher erlaubt.

  – In den 110 kV-Übertragungsnetzen werden in der Regel 5 bis 10 Minuten toleriert. Diese kurze Zeitspanne wird ebenfalls durch ferngesteuerte Leistungsschalter in Hochspannungsumspannstationen erreicht.

  – In *Mittelspannungsnetzen* liegt die Unterbrechungsdauer bei 1 bis 2 Stunden. Der Betriebsdienst muss von der Störung Kenntnis erhalten, die Störstelle lokalisieren und vor Ort die Störung beseitigen. Die Zuverlässigkeit wird durch den ASIDI quantifiziert (engl.: *Average System Interruption Duration Index*). Dieser wird aus der Summe aller gewichteten Unterbrechungsdauern von Netzkupplungs- und Ortsnetztransformatoren innerhalb eines Jahres, multipliziert mit der installierten Bemessungsscheinleistung des jeweils *betroffenen Transformators* und schließlich bezogen auf die installierte Bemessungsscheinleistung *aller Transformatoren* errechnet. Er ist ein Maß für den Grad der Angemessenheit der von einem Netzbetreiber getätigten *Erhaltungs-* und *Modernisierungsinvestitionen.*

  – In *Niederspannungsnetzen* der öffentlichen Versorgung werden für erforderliche Instandsetzungen bis zu 10 Stunden toleriert. Die Zuverlässigkeit wird durch den SAIDI (engl.: *System Average Interruption Duration Index*) quantifiziert. Dieser wird aus der Summe aller gewichteten Versorgungsunterbrechungsdauern eines Jahres multipliziert mit der Zahl der jeweils *betroffenen Kunden* und schließlich bezogen auf die Zahl aller *angeschlossenen Kunden* errechnet. Auch der SAIDI ist ein Maß für den Grad der Angemessenheit der von einem Netzbetreiber getätigten *Erhaltungs-* und *Modernisierungsinvestitionen.* Die „*Durchschnittliche Nichtverfügbarkeit in Minuten je Endverbraucher*“ liegt in Deutschland bei ca. 15 Minuten.

– *Verfügbarkeit*:

  Die Verfügbarkeit quantifiziert innerhalb eines größeren Betriebszeitraums, beispielsweise 1 Jahr, die Zeitspanne während der ein Betriebsmittel oder ein Kraftwerk verfügbar war bzw. mit großer Wahrscheinlichkeit verfügbar sein wird. Sie berücksichtigt den Alterungszustand der Betriebsmittel, geplante notwendige Instandsetzungsarbeiten etc. Beispielsweise liegt die Verfügbarkeit deutscher Kernkraftwerke über 90 % bzw. beträgt ihre jährliche Betriebszeit ca. 8.000 h. Sie nimmt in der Welt eine Spitzenstellung ein.

Zuverlässigkeit, *Spannungsqualität* (Spannungs- und Frequenzhaltung, Kapitel 15) und *Servicequalität* (Vertrags-, Abrechnungs- und Störungsmanagement) werden unter dem Ober-

begriff *Versorgungsqualität* subsummiert (15.2.1). Sicherheit und Verfügbarkeit gehören als Voraussetzung hoher Zuverlässigkeit implizit natürlich auch dazu, selbst wenn der Stromkunde sie nicht explizit wahrnimmt.

Die Wahrung hoher Versorgungsqualität unterliegt staatlicher Aufsicht durch die *Bundesnetzagentur* (2.1.1, 21.2). Sie veranlasst durch eine so genannte *Anreizregulierung* die Stromversorgungsunternehmen zu einer Steigerung ihrer Effizienz sowie zu angemessenen *Erhaltungs-* und *Erweiterungsinvestitionen*. Hierzu werden von allen Netzbetreibern Zuverlässigkeitsdaten erhoben, beispielsweise SAIDI und ASIDI (s. oben) und daraus relative *Zuverlässigkeitskennzahlen* bzw. *Referenzwerte* ermittelt. Die Zuverlässigkeitskennzahlen bilden wiederum die Basis für Qualitätsvorgaben an die Netzbetreiber. Ausgehend von den tatsächlichen Netzkosten legt die Bundesnetzagentur nach Prüfung von deren Angemessenheit für die Netzbetreiber *Erlösobergrenzen* (Summe aus Kosten und Eigenkapitalrendite) für eine bestimmte Regulierungsperiode fest, so genannte *Revenue Caps*. Überschreiten die Erlöse diese Grenze, erwirtschaftet der Betreiber zusätzlichen Gewinn. Er hat damit einen Anreiz, sein Netz effizient zu betreiben. Auf Erlösobergrenzen können Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn der Netzbetreiber bezüglich *Netzleistungsfähigkeit* und *Versorgungssicherheit* aus dem bundesweiten Rahmen fällt. Auf diese Weise lassen sich sowohl angemessene Erhaltungs- als auch Zubauinvestitionen steuern. Sollten allfällige Investitionen unzureichend sein und ursächlich damit zusammenhängende *wiederholte*, *längere* Versorgungsausfälle auftreten, können Entschädigungszahlungen an die Kunden fällig werden. Deutschland nimmt bezüglich der Versorgungsqualität weltweit eine Spitzenstellung ein.

Die Energiewende wirft naturgemäß neue Fragen bezüglich der Erzeugungssicherheit und der allgemeinen Versorgungssicherheit auf. Man darf guten Mutes davon ausgehen, dass diese im Laufe des langfristig angelegten Veränderungsprozesses zufriedenstellend beantwortet werden können.

21.2 Strommarktliberalisierung

Wie bereits in 2.1.1 erläutert, geht es bei der Liberalisierung des Strommarkts um die Einführung eines europaweiten wettbewerbsorientierten Markts in der öffentlichen Stromversorgung. Das Erscheinen der EU-Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG führte in Deutschland zur Aktualisierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1935 entsprechend den europäischen Vorgaben:

> *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit (§ 1 EnWG, 29.04.1998).“*

Anfänglich versuchte man, die gesetzlichen Vorgaben durch eigene, selbstverpflichtende Verordnungen der Energieversorgungsunternehmen zu erfüllen. Der *Bundesverband der Deutschen Industrie* (BDI), der *Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft* (VIK) und die *Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke* (VDEW) verabschiedeten im Mai 1998 die nicht gesetzlich verankerte so genannte *Verbändevereinbarung I* (VV I) zur Regelung der *Netznutzung* auf Basis des so genannten *Verhandelten Netzzugangs* sowie den *Grid Code* zur Festlegung der Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.

Der verhandelte Netzzugang zwischen Netznutzern und Netzbetreibern erwies sich wegen der aufwendigen vertraglichen Vereinbarungen mit einer Vielzahl von Netzbetreibern als nicht praktikabel. Er wurde deshalb durch die *Verbändevereinbarung II* bzw. *II plus* in ein verbessertes *transaktionsunabhängiges Punktmodell* überführt. *Transaktionsunabhängig* bedeutet, dass das Netznutzungsentgelt nicht von der räumlichen Entfernung der Transaktionspartner abhängig sein soll. Das *Punktmodell* impliziert, dass das im *Anschlusspunkt* bezahlte Netzentgelt die Nutzung auch aller vorgelagerten Spannungsebenen einschließt.

Ergänzt wurden die Verbändevereinbarungen durch einen *Transmission Code* mit *Netz-* und *Systemregeln* der Übertragungsnetzbetreiber, einen *Distribution Code* mit Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen und einem *Metering Code* über die Messung der Lastprofile und Zählung der gelieferten elektrischen Energie bzw. Arbeit.

Die fortdauernde Kritik an den neuen Vereinbarungen seitens mancher Netznutzer führte zu einer 2005 in Kraft getretenen *zweiten Novellierung* des Energiewirtschaftsgesetzes mit erweiterten Zielen (einschließlich Änderungen 2013):

> *„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Gas im Interesse der Allgemeinheit, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. (§ 1, Abs. 1 EnWG, 13.07.2005).“*

> *„Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1, Abs. 2 EnWG, 13.07.2005).“*

Begleitet wurde das neue Gesetz von einer *Stromnetzzugangsverordnung* (Strom-NZV) und einer *Stromnetzentgeltverordnung* (Strom-NEV), die den inhärenten Monopolcharakter des Netzbetriebs durch einen *gläsernen Netzbetreiber* zu kompensieren suchten. Die den Netznutzern abverlangten Nutzungsentgelte für Regelleistung und andere Systemdienstleistungen (21.6.1.2) sowie für Investitionen und Instandhaltung müssen von allen Netzbetreibern nach einheitlichen Vorgaben für die betriebliche *Kostenarten-*, *Kostenstellen-* und *Kostenträgerrechnung* ermittelt werden (21.6.1.2). Überdurchschnittlich hohe Netznutzungsentgelte müssen transparent nachvollziehbar sein.

Ferner erfolgt seither eine Überwachung der Umsetzung und des Praktizierens dieser Vorgaben durch eine *staatliche Regulierungsbehörde*. Hierzu wurden zunächst der bereits bestehenden staatlichen *Regulierungsbehörde* RegTP (*Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post*) auch die Regulierung der *Elektrizitäts-* und *Gasnetze* übertragen. Heute überwacht die *Bundesnetzagentur* (BNA), der zusätzlich auch die Regulierung der *Bahnnetze* zukommt, die öffentliche Stromversorgung und alle weiteren Netze (s. a. 2.1.1). Vorrangig geht es um die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs durch:

– Missbrauchsüberwachung *bestehender* Netznutzungsentgelte (lat.: *ex post*-Regulierung)

– Genehmigung künftiger Netznutzungsentgelt-Erhöhungen (lat.: *ex ante*-Regulierung)

Da eine rein kostenbasierte Ermittlung von Netznutzungsentgelten nicht zwingend auch die Effizienz steigert und durch Vermeidung angemessener Investitionen gar die Netzleistungs-

fähigkeit und damit die Versorgungsqualität und Nutzung erneuerbarer Energien schmälern könnte, wurde zusätzlich die bereits in Kapitel 21.1 vorgestellte *Anreizregulierung* vorgesehen.

Die nachhaltige Unzufriedenheit der neu hinzugekommenen Marktteilnehmer mit dem diskriminierungsfreien Netzzugang führte schließlich zur Forderung nach vollständiger *eigentumsrechtlicher* Herauslösung des Netzbetriebs bzw. der Übertragungsnetze (engl.: *ownership unbundling*) aus integrierten Unternehmen. Gemäß dem dritten *EU-Binnenmarktpaket Strom* von 2009 mit dem Schwerpunkt einer *wirksamen* Trennung der Sparte *Transportnetze* und *Netzbetrieb* von den Sparten *Erzeugung* und *Vertrieb* müssen integrierte Versorgungsunternehmen sich für eine der nachstehenden Entflechtungsoptionen entscheiden:

- Verkauf der Anteilsmehrheit am Übertragungsnetz an Dritte (engl.: *full ownership unbundling*)
- Netzbetrieb durch einen *Independent System Operator* ISO
- Netzbetrieb durch einen *Independent Transmission Operator* ITO

Die erste Option ist selbsterklärend.

Das ISO-Konzept strebt einen diskriminierungsfreien Netzzugang durch Einsatz eines unabhängigen Treuhänders als Netzbetreiber an. Die Netzbetriebsmittel bleiben in Form eines Tochterunternehmens bzw. einer *Netzeigentumsgesellschaft* im Eigentum des integrierten Unternehmens. Den operativen Netzbetrieb führt eine *Fremdfirma* aus, der ISO. Er betreibt die Systemführung, erhebt die Netznutzungsentgelte, erstellt und implementiert einen mit der Bundesnetzagentur abgestimmten rollierenden Netzentwicklungsplan für die nächsten zehn Jahre und trifft alle sonstigen für den Netzbetrieb erforderlichen Entscheidungen. Mit anderen Worten, der ISO verfügt in Verbindung mit der Bundesnetzagentur über die alleinige umfassende Entscheidungsbefugnis während der Netzeigentümer ohne Mitspracherecht für alle Kosten aufkommen muss. Falls er nicht zahlungswillig ist, kann der ISO, mit der Bundesnetzagentur abgestimmt, notwendige Investitionen durch Dritte finanzieren lassen. Das ISO-Konzept ist offenkundig betriebswirtschaftlich wenig attraktiv.

Beim ITO-Konzept bleiben nicht nur die Netzbetriebsmittel sondern auch der operative Netzbetrieb als Tochter im integrierten Unternehmen. Die Muttergesellschaft hat in deren für Finanzen und Personal zuständigen Aufsichtsrat eine Mehrheit von maximal zwei Stimmen. Im täglichen operativen Netzbetrieb hat sie dagegen kein Mitspracherecht. Der ITO hat Anspruch auf Gewährung angemessener finanzieller Mittel gegen den Netzeigentümer. Personal muss beim ITO angestellt sein und darf keine Doppelmandate, etwa in Schwestergesellschaften, ausüben. Führungskräfte dürfen nicht aus dem integrierten Unternehmen stammen, es sei denn sie halten eine Sperrfrist von drei Jahren ein. Ein *Gleichbehandlungsprogramm* zur Mitarbeiterschulung soll dafür sorgen, dass die Nichtdiskriminierung nicht nur auf dem Papier steht, sondern auch gelebt wird. Ein für dieses Programm verantwortlicher *Gleichbehandlungsbeauftragter* hat das Recht auf Einsicht in alle relevanten Unterlagen und auf die Teilnahme an allen Sitzungen seiner Wahl. Das ITO-Konzept ist im Wesentlichen eine verschärfte Ausprägung des bisherigen Ausmaßes der rechtlichen Entflechtung.

Die Liberalisierung der Strommärkte in Form einer diskriminierungsfreien Netznutzung für alle Marktteilnehmer, synonym oft auch als *Deregulierung* bezeichnet, hat zu einem echten Wettbewerb zwischen *Erzeugungsunternehmen* und auch zwischen *Vertriebsunternehmen*

geführt. Dagegen unterliegen die Stromnetze wegen ihrer natürlichen Monopoleigenschaft heute einer verschärften Regulierung in Form *genehmigungsbedürftiger Netznutzungsentgelte*, einer *Anreizregulierung*, *wirksamer Entflechtung der Stromnetze* etc., mit massiven staatlichen Eingriffen in das unternehmerische Handeln und das Recht auf Eigentum. Der volkswirtschaftliche Nutzen der Liberalisierung wird teilweise kontrovers diskutiert.

21.3 Netzzugang im deutschen Strommarkt

Der diskriminierungsfreie Netzzugang verfolgt das Ziel, alle Strommarktteilnehmer, das heißt Stromerzeuger, Stromhändler und Endverbraucher, zu gleichen Bedingungen die vorhandenen Netze nutzen zu lassen, damit sich ein fairer Wettbewerb mit Preisbildung gemäß Angebot und Nachfrage einstellen kann.

Der Netzzugang und die anschließende Nutzung eines Netzes erfordert ein umfangreiches Vertragswesen. Man unterscheidet zwischen

- *Netzanschlussvertrag*
- *Anschlussnutzungsvertrag*
- *Netznutzungsvertrag*
- *Lieferantenvertrag*
- *Lieferantenrahmenvertrag*
- *Bilanzkreisvertrag*

Ein Abnehmer, sei es ein Tarif- oder Sondervertragskunde, muss zunächst für seine physikalische Anbindung an ein Netz mit dem betreffenden Netzbetreiber einen *Netzanschlussvertrag* abschließen, Bild 21.1a.

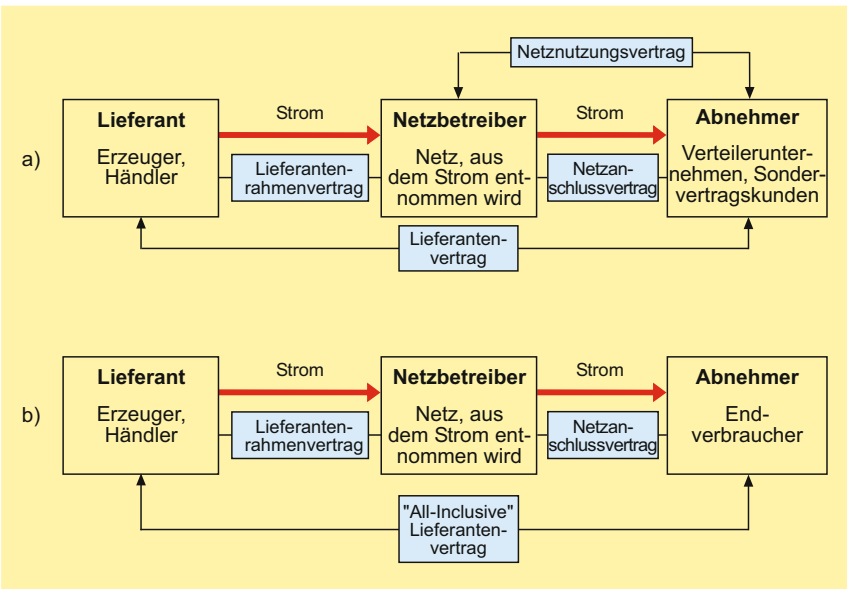


Bild 21.1. Transaktionsunabhängiges Punktmodell des Netzzugangs. a) Sondervertragskunden, Großkunden, Verteilerunternehmen schließen separate Netznutzungsverträge ab, b) Endverbraucher schließen einen „*All inclusive-Vertrag*“ ab.

Der Netzanschlussvertrag regelt die Bedingungen, zu denen ein Grundstück bzw. Anwesen an das Stromnetz angeschlossen wird. Die wesentliche technische Größe ist die geforderte elektrische Leistung (*Netzanschlussleistung*) bzw. der maximale Strom, nach dem die *Querschnitte des Anschlusses* und der *Nennstrom der Hausanschlusssicherung* ausgelegt werden

müssen. Bei Haushalts- und Gewerbekunden ist die Schnittstelle der *Hausanschlusskasten* mit der Hausanschlusssicherung, bei *Sondervertragskunden* die so genannte *Übergabestation* (13.5). Wird der Grundstücksanschluss von mehreren Parteien genutzt, muss jede Partei einen *Anschlussnutzungsvertrag* abschließen. Beide Verträge ändern sich nicht bei einem Lieferantenwechsel.

Ferner muss jeder Abnehmer mit dem Netzbetreiber, aus dessen Netz er Strom bezieht, auch einen *Netznutzungsvertrag* abschließen, Bild 21.1a.

Vertragsinhalte sind beispielsweise die *benötigte Leistung*, *Netznutzungsentgelt* etc. Letzteres schließt auch die Netznutzungsentgelte vorgelagerter Netze ein, falls der Lieferant in eine höhere Spannungsebene einspeist (s. a. 21.6.1.2).

Darüber hinaus schließen die Abnehmer mit ihren *Lieferanten* einen *Stromliefervertrag* ab. Letzterer regelt die Bedingungen des Strombezugs, insbesondere den *Strompreis*. Zur Vereinfachung des Vorgehens für Letztverbraucher wird in den Stromliefervertrag in der Regel der Netznutzungsvertrag integriert, zum so genannten *„All-inclusive"-Lieferantenvertrag*. Der Lieferant bezahlt dann dem Netzbetreiber auch das Netznutzungsentgelt für den Abnehmer, so dass letzterer beim Lieferantenwechsel jeweils nur *einen* Vertrag abzuschließen hat, Bild 21.1b. Lediglich Verteilerunternehmen und große Sondervertragsabnehmer schließen beide Verträge getrennt ab.

Stromerzeugungsunternehmen sind auch Netznutzer. Sie schließen mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Einspeisung erfolgt, einen *Lieferantenrahmenvertrag* ab. Er enthält Bedingungen des Netzanschlusses, der Einspeisung, Netznutzung und regelt die Netznutzungsentgelte.

Schließlich schließen so genannte *Bilanzkreisverantwortliche* mit ihren Übertragungsnetzbetreibern einen *Bilanzkreisvertrag* ab (21.5). Typische Bilanzkreisverantwortliche sind beispielsweise die Sparte Stromvertrieb von Stromkonzernen, Stromhändler, Stadtwerke oder große Industrieunternehmen.

21.4 Stromhandel

Stromhandel gibt es im Prinzip seit den Anfängen des Verbundgedankens und der Gründung reiner Verteilerunternehmen. Beispielsweise tauschten *Verbundunternehmen* seit eh und je Stromlieferungen über die Kuppelleitungen zwischen ihren Netzen aus, kaufen *Verteilerunternehmen* elektrische Energie zum Großhandelspreis ein und vertreiben sie über ihre Verteilungsnetze an ihre Endkunden. Die Fluktuation der Handelspartner war jedoch minimal, es ging ausschließlich um physikalische Lieferungen mit vergleichsweise geringem Risiko.

Im liberalisierten Strommarkt nimmt der Stromhandel integrierter Versorgungsunternehmen heute zunächst zwei grundsätzliche Aufgaben wahr, einerseits die Vermarktung der eigenen Erzeugung, andererseits die Strombeschaffung für den eigenen Vertrieb. Darüber hinaus legt die Beherrschung dieser beiden Technologien die Schaffung einer eigenständigen Geschäftseinheit *Stromhandel* nahe mit der Absicht, durch rein finanzielle Handelsgeschäfte ohne physikalische Stromlieferungen zusätzliche Gewinne zu erzielen. Ihr Erfolg hängt essentiell von der Einführung modernen rechnergestützten Risikomanagements ab.

Die diskriminierungsfreie Nutzung der Stromnetze über die früheren Demarkationsgrenzen hinweg hat neben den klassischen Stromversorgungsunternehmen zahlreiche neue Stromhandelsunternehmen hervorgebracht. Eine Kilowattstunde kann heute von *Stromhändlern*, *Maklern* und *Aggregatoren* bereits mehrfach ge- und verkauft worden sein kann, ehe sie letztmalig vom Endverbraucher physikalisch *gekauft* und *verbraucht* wird. Das Handelsvolumen an den Strommärkten kann ein Vielfaches der physikalischen Leistungsflüsse betragen. Da bei jeder Handelstransaktion Geld verdient wird, darf nicht erstaunen, dass private Endverbraucher vom liberalisierten Strommarkt nicht viel verspüren.

Auf der Großhandelsebene ist der Strompreis sehr volatil und kann je nach Tageszeit bzw. Angebot und Nachfrage stark schwanken, Bild 21.2.

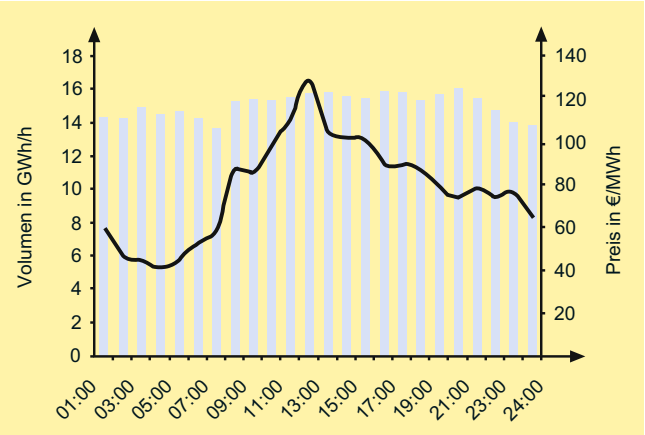


Bild 21.2. Beispiel für die Volatilität des Strompreises am Stromgroßhandelsmarkt. Die Balken stehen für das Handelsvolumen, die durchgezogene Linie für den tageszeitabhängigen Strompreis.

Angebot und Nachfrage im Stromgroßhandel finden auf *Marktplätzen* statt. Man unterscheidet zwischen außerbörslichen *OTC Märkten* (engl.: *Over The Counter*) und *Strombörsen*, Bild 21.3.

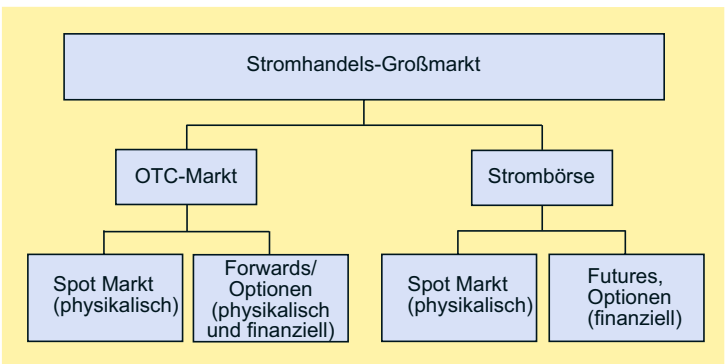


Bild 21.3. Stromhandelsmarktplätze und gehandelte Produkte.

Auf ersteren werden Stromhandelsgeschäfte entweder direkt zwischen zwei Partnern, quasi über den „Ladentisch“, abgewickelt oder über die elektronische Plattform eines Maklers (engl.: *broker*). An Strombörsen läuft der Handel nicht über persönliche Anwesenheit der

beteiligten Partner, sondern ausschließlich in Datenform, mit elektronischer Kommunikation der Teilnehmer über das Internet.

Man unterscheidet ferner zwischen *Großhandelsmärkten* für die eigentliche Stromversorung der zahlreichen Stromkunden und so genannten *Regelleistungsmärkten*, auf denen die Übertragungsnetzbetreiber *Regelleistung* zur steten Wahrung des Wirkleistungsgleichgewichts im Netz im Rahmen ihrer Systemdienstleistung beschaffen (15.1, 17.1.2).

21.4.1 Großhandelsmärkte

Abhängig vom zeitlichen Abstand zwischen *Vertragsabschluss* und *Lieferung* unterscheidet man

- *Terminmärkte*
- *Spotmärkte*
- *Intradaymärkte*

Terminmärkte dienen im Wesentlichen der *Preisabsicherung* (engl.: *hedging*) oder der *Spekulation*. Zwischen Kauf und Lieferung liegen *Monate* bzw. *Jahre*. Es werden im Wesentlichen *Forwards*, *Futures* und *Optionen* gehandelt. Erstere implizieren eine *physikalische Stromlieferung*. Bei *Futures* wird eine Stromlieferung auf Termin gehandelt, der Ausgleich erfolgt aber nur finanziell. Ein Futurekäufer *erhält* Geld, wenn zum Termin der aktuelle Strompreis *über* dem Futurepreis liegt. Er *verliert* Geld, wenn zum Termin der aktuelle Preis *unter* dem Futurepreis liegt. Es geht im Wesentlichen darum, *Preisänderungsrisiken* abzusichern. *Optionen* schließlich sind im Kontext zeitlich begrenzte Rechte, Kauf- oder Verkaufsangebote für Stromlieferungen wahrzunehmen. Es besteht jedoch keine Verpflichtung.

Spotmärkte ermöglichen den Kauf oder Verkauf physikalischer Stromlieferungen, in der Regel für den *Folgetag* (engl.:*day ahead market*). Die Dauer der Stromlieferungen reicht von Stunden bis zu Tagen.

Intradaymärkte ermöglichen einen untertäglichen Stromhandel zur kurzfristigen Bestellung und Lieferung. Die Dauer der Lieferungen reicht von einer Viertelstunde bis hin zu mehreren Stunden. Die Stromlieferungen gehen im Wesentlichen an Bilanzkreisverantwortliche zur Optimierung der Ausgleichsenergie ihrer Bilanzkreise.

Termin-, Spot- und Intradaymärkte sind in Form von *Strombörsen* realisiert, beispielsweise die EEX in Leipzig (engl.: *European Energy Exchange*).

21.4.2 Regelleistungsmärkte

Auch bei *Regelleistungsmärkten* unterscheidet man nach der zeitlichen Inanspruchnahme, wenn auch aus betrieblich/technischer Sicht, in

- *Primärregelleistungsmärkte*
- *Sekundärregelleistungsmärkte*
- *Minutenreservemärkte*

} *Nur für Übertragungsnetzbetreiber*

Primärregelleistungsmärkte und *Sekundärregelleistungsmärkte* dienen den *Übertragungsnetzbetreibern* zur Beschaffung schnell verfügbarer *Regelreserve* bzw. Regelleistung für die

Wahrung des instantanen Wirkleistungsgleichgewicht im Rahmen ihrer Systemdienstleistung *Frequenzhaltung* (s. a. 15.1 und 17.1.2). Der Erwerb der Bezugsrechte erfolgt Monate vor Lieferung. Die Lieferung selbst erfolgt *automatisch* bei Ansprechen der Primär- bzw. Sekundärregler in Echtzeit. Zur Kontrolle der Lieferung müssen die Leistungen mindestens +/- 30 MW betragen, um aus dem Frequenzrauschen herauszuragen. Ob der Lieferant dies überhaupt zu leisten vermag, wird im Vorfeld technisch abgeklärt, so genannte *Präqualifikation*. Primär- und Sekundäregelleistungsmärkte sind nur bedingt börsentauglich, da die beiden Energiearten nicht allein durch ihren Preis sondern auch durch weitere technische Attribute, wie Leistungsänderungsrate etc., definiert sind (s. a. 17.1).

Bezüglich der Märkte für Regelleistung erlauben die *Minutenreservemärkte* den Übertragungsnetzbetreibern den Kauf der zum *Bilanzausgleich* erforderlichen Energie für den *Folgetag*. Die Lieferung erfolgt kurzfristig auf telefonische Anforderung oder fahrplangestützt, die Dauer der Lieferung reicht von einer Viertelstunde bis zu einem Tag (15.1.3). Anbieter sind reale, gegebenenfalls auch durch Poolbildung entstandene virtuelle Kraftwerke (6.7).

21.4.3 Strommarkt 2.0

Wie bereits in den Abschnitten 2.1.2 und 3.2.2 ausführlich erläutert, stehen die Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik nur begrenzt deterministisch zur Verfügung. An wenigen Tagen im Jahr können Sie sogar ganz ausfallen. Wann immer die EE-Anlagen die Wirkleistungsbalance nicht wahren können, muss die Stromversorgung entweder auf Regelreserve, das heißt gesicherte Leistung aus konventionellen Kraftwerken, Stromspeicher (6.8) oder auf eine Kombination beider zurückgreifen. Mit fortschreitender Energiewende werden konventionelle Kraftwerke auf Grund des *Merit Order Effekts* zunehmend aus dem Markt gedrängt (17.1.1.3) bzw. sind weniger Volllaststunden in Betrieb. Viele Kraftwerke sind dann nicht mehr rentabel und können nicht einmal mehr ihre Fixkosten erwirtschaften. Die Stromerzeugungsunternehmen fordern deshalb für die Vorhaltung gesicherter Reservekapazität eine kostendeckende Vergütung aus dem System der öffentlichen Stromversorgung.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten: Anpassung des bestehenden *Energy-only* Strommarkts an die aktuelle Energiewende, so genannter *Strommarkt 2.0* (17.1.4, 2.1.2) oder Schaffung eines eigenständigen parallelen *Kapazitätsmarkts*. In Deutschland wurde wegen geringerer Kosten erstere Option unter einvernehmlicher Mitwirkung aller Stakeholder gewählt (s. a. 17.1.4). Der *Strommarkt 2.0* zeichnet sich durch folgende Merkmale aus:

– Freie Preisbildung am Strommarkt ohne regulative staatliche Eingriffe, auch nicht bei hohen Preisspitzen (ermöglicht Refinanzierung der Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten)

– Einbindung und fairer Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen, inklusive flexibler Verbraucher, KWK, Speicher, europäischem Stromhandel

– Zusätzliche Absicherung der allgemeinen Stromversorgung durch eine *Netz-* und *Kapazitätsreserve* (17.1.4)

Im Einzelnen werden diese Merkmale durch 20 innovative Einzelmaßnahmen erreicht, die in Verlautbarungen des BMWi und den einschlägigen Gesetzestexten (Internet) ausführlich erläutert sind.

Wegen der als unzureichend empfundenen Planungssicherheit eines nur angepassten Energy-only Strommarkts wurde in anderen Ländern alternativ ein separater *Kapazitätsmarkt* eingeführt, in dem das Vorhalten von *Erzeugungsleistungen, Speicherleistungen*, das *Abschalten von Verbrauchern*, etc. nach wettbewerblichen Marktprinzipien vergütet werden (s. a. 2.1.2). Mit beiden grundsätzlichen Optionen werden derzeit europaweit praktische Erfahrungen gesammelt.

21.4.4 CO_2-Emissionsrechtehandel

Zur Begrenzung und Reduzierung umweltschädlicher Emissionen, wie Abwässer, Treibhausgase, Schwefel- und Stickstoffoxide, oder im Kontext CO_2, bedient sich die Umweltpolitik unter anderem des Prinzips des *Emissionsrechtehandels*. Hierbei einigen sich kooperationswillige Länder zunächst auf eine *Emissionsobergrenze* (engl.: *cap*) für einen bestimmten Schadstoff, auf ein bestimmtes Gebiet und eine bestimmte Periode. Anschließend werden schadstoffemittierenden Unternehmen auf Antrag von der zuständigen Behörde (in der BRD vom Umweltbundesamt) *Emissionszertifikate* bzw. *Verschmutzungsrechte* zugeteilt. Unternehmen, die ihre Rechte nicht voll in Anspruch nehmen, können nicht benötigte Zertifikate verkaufen und damit zusätzliche Erlöse erwirtschaften. Diese können sie reinvestieren um immer noch schadstoffärmer zu werden. Rückständigen Unternehmen legen hohe Börsenpreise ebenfalls eine Modernisierung ihrer Altanlagen nahe. Kauf und Verkauf der Emissionszertifikate erfolgt entweder in bilateralen Geschäften (OTC-Handel) innerhalb ganz Europas oder beispielsweise über die Leipziger Strombörse EEX (engl.: *European Energy Exchange*). Wegen der Festlegung einer *Emissionsobergrenze* und der Möglichkeit des *Zertifikatehandels* wird das Prinzip oft auch als „*cap and trade*“ bezeichnet.

Anfänglich wurden die Emissionsrechte großzügig verteilt, so dass Unternehmen mit geringem CO_2-Ausstoß mit überflüssigen Zertifikaten länderübergreifend oder mit anderen Unternehmen handeln konnten. Da das Angebot an Zertifikaten aber größer als die Nachfrage war, stellte sich ein vergleichsweise niedriger Zertifikatspreis ein, der keinen Anreiz für Investitionen zur CO_2-Reduktion bot. Vielmehr legte der niedrige Preis sogar eine vermehrte Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken nahe, was zu erhöhten CO_2-Emissionen führte. Da Überschreitungen der jeweiligen Obergrenze mit einem bestimmten Eurobetrag je Tonne CO_2-Ausstoß geahndet werden, ist bei der Kraftwerkseinsatzplanung zu entscheiden, ob bei hohem Börsenpreis aus eigenen Kohlekraftwerken mit hohem CO_2-Ausstoß stammender und mit zusätzlichen Emissionskosten belasteter Strom nicht kostengünstiger über den Stromhandel zugekauft wird. Derzeit ist es gerade umgekehrt, auf Grund des sehr niedrigen Zertifikatpreises erfolgt die Stromerzeugung vorwiegend mit Braunkohlekraftwerken, was bezüglich der CO_2-Emissionen kontraproduktiv ist.

Künftig soll die Zahl der Zertifikate verknappt werden, ihr Erwerb nur noch auf Auktionen möglich sein, wodurch eine Wertsteigerung je Zertifikat erhofft wird. Die Zweckmäßigkeit des Hebels *Emissionsrechtehandel* wird kontrovers diskutiert, da durch CO_2-Reduktionen frei werdende Zertifikate verkauft werden können und deren Käufer andernorts zu erhöhten CO_2- Emissionen berechtigen. Es findet also nur eine räumliche Verschiebung der Emissionen statt, die global keinen Beitrag zum Klimaschutz leistet. Inzwischen ist der Preis für Emissionszertifikate zwar mehrfach gestiegen, das Verfehlen der Klimaziele von Paris scheint aber zumindest für die Bundesrepublik unvermeidlich zu sein. Dies sollte nicht überraschen, hat sie doch erst nach Paris den Ausstieg aus der CO_2-armen Kernenergie eingeleitet, wofür natürlich Kohlekraftwerke einspringen mussten. Unbeschadet dieser Umstellung hat die BRD in 2018 über 40 % ihrer Jahresstromproduktion aus erneuerbaren

Energien erzeugt und damit keineswegs ihre Technologiespitzenposition bei der Umsetzung einer Energiewende verloren.

Zusätzlich zum zunehmend besser greifenden Emissionsrechtehandel wird aktuell die Einführung einer CO_2-Steuer diskutiert. Sie soll das Umsteigen auf erneuerbare Energien und generell umweltfreundlichere Prozesse beschleunigen. Typische Beispiele sind der Umstieg von Kohle- auf Gaskraftwerke, von Ölheizung auf Gas- oder Elektrospeicherheizung, von KFZ mit Verbrennern auf Elektroautos. Die CO_2-Steuer wird zwar noch kontrovers diskutiert, alle Parteien sind sich aber einig, dass sie sozialverträglich gestaltet werden soll. Angemessene Erfolgsaussichten für einen Klimawandel setzen vor allem solidarisches, globales Handeln voraus.

21.4.5 Energy Trading

In integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen decken die Aktivitäten der Sparte *Stromhandel* heute ein wesentlich größeres Spektrum ab, so genanntes *Energy Trading*. Neben der klassischen Form bilateral vereinbarter, langfristiger Bezugs- oder Lieferverträge geht es über eine proaktive Bezugs- und Absatzoptimierung mit bewusster Inkaufnahme gewisser Risiken bis hin zum Stromhandel als *eigenständigem Geschäftsfeld* mit umfassendem *Risikomanagement*. Letzteres quantifiziert Risiken in Geldbeträgen, die in die planerische Kalkulation einfließen und gegebenenfalls durch andere Termingeschäfte und Reserven an Eigenerzeugung abgesichert werden, so genanntes *Hedging*. Während der klassische Stromhandel auch noch technische Aspekte berücksichtigt, geht es beim modernen Stromhandel um spekulative Handelsaktivitäten. Im Stromhandel neuer Prägung ist Strom schlicht nur eine *Ware*, wie jede andere Ware auch. Im Gegensatz zu letzteren ist Strom aber nicht lagerfähig. Schließlich beinhaltet Energy Trading heute auch die Einbeziehung der Kraftwerkseinsatzplanung (s. a. 17.1.1), der Primärenergiebeschaffung und des CO_2-Zertifikatehandels. Neben *klassischen Prognosen zum Lastverlauf* am nächsten Wochentag geht es auch um *Preisprognosen an Spot- und Regelleistungsmärkten* (s. a. 21.5).

Aufgrund der Natur heutigen Stromhandels entsteht bei der Ermittlung der zur Stromerzeugung verwendeten Primärenergien ein Posten „*Strom unbekannter Herkunft*“, so genannter *Graustrom* (ca. 20 %), mit dessen Ungewissheit sich auch Besteller „grünen Stroms“ abfinden müssen. Die Leistungsflüsse aller Kraftwerke fließen quasi in einen großen See (das Übertragungsnetz), aus dem an zahllosen anderen Stellen Entnahmen erfolgen. Strom ist, im Gegensatz zu beispielsweise Kraftfahrzeugen oder Hifi-Anlagen, ein Standardprodukt ohne erkennbare hersteller- oder primärenergiespezifische Eigenschaften (engl.: *commodity*). Dem in ein 110 kV-Netz fließenden Strom ist, wenn überhaupt, nur aus Kaufverträgen anzusehen, aus welchen Kraftwerken er stammt. Dennoch müssen Stromverkäufer ihren Kunden gegenüber möglichst genau angeben, wie sich die von ihnen gelieferten physikalischen Einspeisungen zusammensetzen, insbesondere bezüglich des Anteils an erneuerbaren Energien.

Schließlich ist der Stromhandel nicht auf die deutschen Regelzonen beschränkt. Eine Vorstellung vom Stromhandel der Bundesrepublik mit ihren Nachbarländern vermitteln die beispielsweise in 2015 ausgetauschten *physikalischen* Strommengen, Bild 21.4.

Exporte und Importe finden zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten statt. Deutschland ist aktuell Nettoexporteur. Mit der Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarkts, dem aktuellen Netzausbau und der Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden innereuropäische Leistungsflüsse in den kommenden Jahren weiter

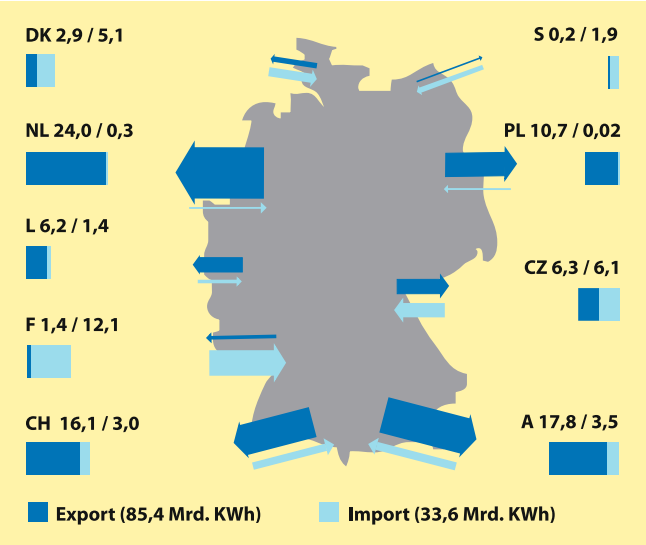


Bild 21.4. Grenzüberschreitender physikalischer Stromaustausch der Bundesrepublik in Mrd. kWh (Daten BDEW 2016).

an Häufigkeit und Intensität zunehmen. Das Handelsvolumen ist seit Beginn des liberalisierten Strommarkts ständig gestiegen und wird auch in Zukunft noch weiter zunehmen.

21.5 Bilanzkreise und Bilanzierungsgebiete

Die in einem liberalisierten Strommarkt zunächst ohne Kenntnis der *Netzführung* (17.1.2) zustande kommenden Stromhandelsgeschäfte, genauer gesagt *Energiehandelsgeschäfte*, erfordern die Einrichtung so genannter *Bilanzkreise* und *Bilanzierungsgebiete*. In den einzelnen Bilanzkreisen und Bilanzierungsgebieten werden prognostizierte Lasten bzw. Ausspeisungen mit vertraglich gesichertem Einspeisungen planerisch glatt gestellt bzw. bilanziert. Die Konsolidierung aller Bilanzkreise zu einer Systembilanz ermöglicht der Netzführung die planerische Wahrung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter elektrischer Energie als auch deren *buchhalterische Verrechnung* (s. a. Kapitel 15 und 3.2.2). Nach der Konsolidierung verbleibende und während des Betriebs auftretende von Null verschiedene Salden der Systembilanz werden von der Netzführung durch Anforderung positiver oder negativer Regelenergie ausgeglichen.

Alle einspeisenden *Kraftwerke*, *Stromhändler* und *Lieferanten* müssen entweder einen eigenen Bilanzkreis bewirtschaften oder zumindest einem fremden Bilanzkreises angehören.

Die Bilanzkreismitglieder benennen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber einen *Bilanzkreisverantwortlichen BKV*. Er ist in der Regel keine natürliche Person, sondern eine juristische Person, das heißt ein Unternehmen. Ein Bilanzkreisverantwortlicher kann mehrere Bilanzkreise führen. Innerhalb einer Regelzone können hundert oder mehr Bilanzkreise existieren. Jeder Bilanzkreis erhält vom Übertragungsnetzbetreiber als *Bilanzkreiskoordinator* einen EIC (engl.: *ETSO Identification Code*), ähnlich einer Kontonummer bei einer Bank. Der EIC erlaubt eine eindeutige Kennzeichnung aller Marktakteure.

Netzbetreiber bewirtschaften ein *Bilanzierungsgebiet*, mit anderen Worten ein ihnen gehörendes oder von ihnen gepachtetes physikalisches Netz. Dies ermöglicht ihnen ihre Netzbi-

lanz aufzustellen bzw. auszugleichen. Lieferanten können auch anstelle eines *Bilanzkreises* ein *Bilanzkonto* bewirtschaften. Der Unterschied zum Bilanzkreis besteht darin, dass der Saldo des Bilanzkontos einem Bilanzkreis zugeordnet werden muss.

Ähnlich wie eine finanzielle Bilanz *Aktiva* und *Passiva*, oder ein Bankkonto Soll und Haben, einander gegenüberstellt, stellen Bilanzkreise *Einspeiseleistungen* und *Ausspeiseleistungen* mit der Einheit *MW* einander gegenüber. Ein- und Ausspeisungen müssen aus physikalischen Gründen bzw. aus Sicht der Frequenzregelung stets weitgehend glatt gestellt sein. Verbleibende Abweichungen gleicht der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelenergie aus (Kapitel 15).

Für Abrechnungszwecke ist dagegen ein *kaufmännisches* Gleichgewicht zwischen zuvor für einen bestimmten Zeitraum vertraglich vereinbarten *Energiemengen* (Dimension *MWh*) mit den dann tatsächlich gelieferten Energiemengen maßgeblich. Die während einer Viertelstunde geflossenen Energiemengen erhält man jeweils aus dem Produkt der gemittelten Einspeise- bzw. Ausspeiseleistungen multipliziert mit dem Faktor 1/4 h.

Ein Bilanzkreis besteht zumindest aus einer Einspeisung und Ausspeisung. Abhängig von der Zahl und Natur der Einspeisungen und Ausspeisungen sowie des Betriebs innerhalb einer Regelzone oder über mehrere Regelzonen hinweg können Bilanzkreise sehr unterschiedlich strukturiert sein, Bild 21.5.

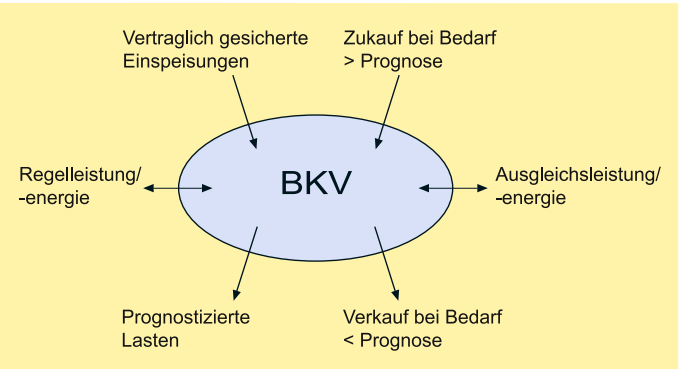


Bild 21.5. Beispiel eines Bilanzkreises.

Jeder Bilanzkreisverantwortliche erstellt zunächst für seinen Bilanzkreis eine Lastprognose. Hierzu stellen ihm die Bilanzkreismitglieder ihre individuellen Lastprognosen zur Verfügung. Für Sondervertragskunden mit Lastprofilzählern ist dies sehr genau möglich. Kleinkunden mit Vollversorgung durch nur einen Lieferanten besitzen jedoch gewöhnlich nur einfache *Jahresarbeitsstromzähler*. Hier stehen *standardisierte Lastprofile* für die diversen Abnehmergruppen (Haushalte, Gewerbe, unterbrechbare Verbraucher, Landwirtschaft etc.) sowie für verschiedene Wochentage und Jahreszeiten als Lastprognosen zur Verfügung.

Ferner erstellt der Bilanzkreisverantwortliche durch geeignete Strombeschaffung (Eigenerzeugung, Zukauf, s. a. 21.4) in *viertelstündigem Raster* planerisch ein Gleichgewicht zwischen prognostizierten Ausspeisungen/Entnahmen und den zu liefernden physikalischen Strommengen. Die Strombeschaffung erfolgt strukturiert zunächst in *Grund-* und *Spitzenlast* (engl.: *base* und *peak*). Im Gegensatz zu der in Bild 17.10 vorgenommenen einfachen Approximation der Lastganglinie durch innerhalb der Berandung liegende Rechtecke bzw. Bänder werden in der Praxis die Standardprodukte *Base* (ganztägig 24 h) und *Peak*

(Mo. - Fr. 8.00 - 20.00 Uhr) so eingekauft, dass temporär sowohl *Überdeckung* als auch *Unterdeckung* des Bedarfs auftreten kann, Bild 21.6.

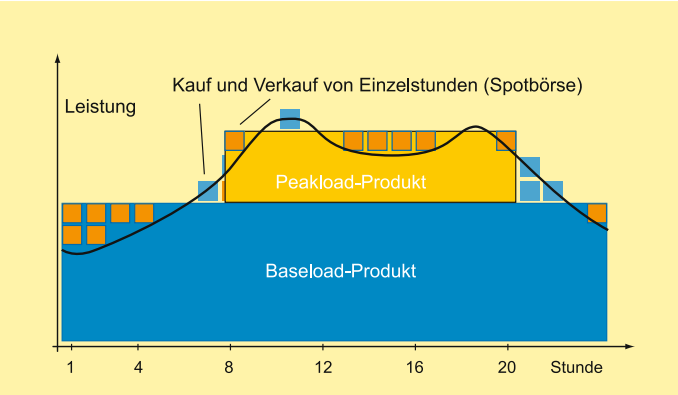


Bild 21.6. Strukturierte Beschaffung des Energieportfolios (Quelle: Thomas Niedrig).

Die Feinanpassung erfolgt durch *Stundenprodukte* (Quadrate in Bild 21.6) von der *Spot-Börse* (*Day-Ahead* und *Intraday-Handel*), wobei ein *Kauf* blau, ein *Verkauf* dunkelorange eingefärbt ist. Nicht gedeckte Abweichungen von der Lastganglinie werden als *offene Positionen* bezeichnet. Bei einer Unterdeckung spricht der Portfolio-Manager auch von einer *Short-Position* (short of energy) bei einer Überdeckung von einer *Long-Position*. Beim Handel mit Über- und Unterdeckungen können sich je nach gewählter *Hedgingstrategie* (Absicherung) wahlweise die *Energiemengen*, die entsprechenden *Geldwerte* oder die *Risiken* die Waage halten.

Die so erstellte Gesamtlastprognose und die Quellen ihrer physikalischen Erfüllung teilt der Bilanzkreisverantwortliche der Systemführung des Übertragungsnetzbetreibers in Form viertelstündlich gerasterter *Fahrpläne* am Vortag bis 14:30 Uhr mit (17.1.2). In der Systemführung wird die Stimmigkeit der Fahrpläne im so genannten *Fahrplanmanagement* geprüft und gegebenenfalls auch bestätigt. Sollte der Netzbetreiber Engpässe in seinem Übertragungsnetz besitzen, sind die Fahrpläne für diese Netzbereiche genehmigungspflichtig bzw. muss entsprechende Netzkapazität vorher erworben werden. Falls netztechnisch möglich, können Fahrpläne mit einem 3/4-stündlichen Vorlauf für jedes 1/4-Stundenintervall geändert werden.

Für Buchungszwecke werden die gelieferten Energiemengen aus der über eine Viertelstunde bestellten Leistung, multipliziert mit dem Faktor 1/4 h, ermittelt. Einspeisungen und Entnahmen sollten innerhalb eines Viertelstundentakts gemittelt im Gleichgewicht sein,

$$\sum_{0}^{15\ \mathrm{min}} \text{Einspeisungen} = \sum_{0}^{15\ \mathrm{min}} \text{Entnahmen} \quad . \tag{21.1}$$

Durch Unterschiede zwischen tatsächlichem Verbrauch und prognostizierter Last oder durch sprungförmiges Zu- und Abschalten von Lieferungen oder Entnahmen verbleibt in der Regel in den Bilanzkreisen eine mehr oder weniger große Differenz, die in ihrer Summe vom Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkreiskoordinator) in Form physikalischer Regelleistung aus Regelkraftwerken gedeckt wird. Der auf einen einzelnen Bilanzkreis entfallende Anteil der Regelleistung wird in Form von so genannter *Ausgleichsenergie* dem jeweiligen

Bilanzkreisverantwortlichen viertelstündlich *in Rechnung gestellt*, gegebenenfalls auch *gutgeschrieben*. Hierdurch wird auch eine finanziell ausgeglichene Bilanz erreicht. In beiden Kontenspalten stehen dann als Saldo die gleichen Bilanzsummen. Getrennt zu führende Bilanzkreise für *Verlustenergie* und *erneuerbare Energien* werden hierbei wie normale Bilanzkreise behandelt.

Falls im Tagesverlauf frühzeitig erkennbar ist, dass Prognose und bestellte physikalische Lieferung eines Bilanzkreises signifikant auseinander driften, wird der Bilanzkreisverantwortliche versuchen, überschüssige Energielieferungen zu verkaufen oder fehlende Energie am *Spotmarkt* bzw. *Intraday-Handel* kurzfristig zu beschaffen (21.4). Er kann so die Ausgleichsenergie optimieren. Das heißt, er kann versuchen, Zahlungen für Ausgleichsenergie zu vermeiden und Gutschriften für gelieferte Ausgleichsenergie zu erzielen, was jedoch dem Streben nach einer ausgeglichenen Bilanz widerspricht.

Da Übertragungsnetzbetreiber keine eigenen Erzeugungseinheiten besitzen, müssen sie die Regelleistung für den Ausgleich *kaufen*. Der Kauf von Regelleistung muss vom Netzbetreiber öffentlich *ausgeschrieben* werden. Die Kosten für die Regelleistung sind offenzulegen und werden den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt. Diese geben sie im Rahmen der Ausgleichsenergieverrechnung anteilig an die Partner des Bilanzkreises weiter.

Bei der Regelleistung wird zwischen *Primärregelleistung*, *Sekundärregelleistung* und *Minutenreserve* unterschieden (15.1.3, 17.1.2), Bild 21.7.

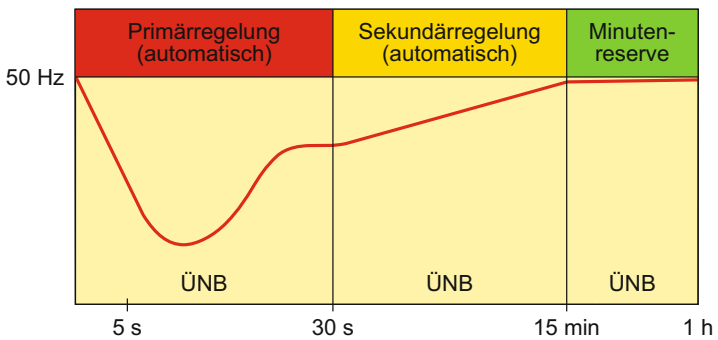


Bild 21.7. Zeitlich gestaffelter Einsatz von Regelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei einer Frequenzabsenkung (Zeitachse nicht linear geteilt).

Primärregelleistung wird dezentral von denjenigen Kraftwerken automatisch aufgebracht, die ihren Primärregler gemäß bestehender Primärregelleistungslieferverträge überhaupt eingeschaltet haben.

Sekundärregelleistung wird zentral von den Netzreglern der einzelnen Regelzonen ebenfalls automatisch initiiert. Das ΔP-Randintegral über alle Kuppelleitungen einer Regelzone wird zusammen mit der Frequenzabweichung Δf, also

$$\Delta P + K\Delta f \quad , \tag{21.2}$$

als Sollwertänderungen an die Kraftwerke gegeben, mit denen Lieferverträge über Sekundärregelleistung abgeschlossen wurden.

Minutenreserve wird bei Bedarf telefonisch angefordert und stellt die Sekundärregelreserve wieder her (15.1.3).

Das Bilanzieren erfolgt in Anlehnung an die geläufige betriebswirtschaftliche Bilanz. Dort wird die Differenz zwischen dem *Betriebsvermögen* auf der einen Seite und dem *Fremdkapital* auf der anderen Seite durch den bis dato unbekannten Posten *Eigenkapital* ausgeglichen, derart, dass sich unter dem Schlussstrich links und rechts die gleiche Bilanzsumme ergibt. Die *Ausgleichsenergie* eines Bilanzkreises entspricht somit dem Posten *Eigenkapital* einer betriebswirtschaftlichen Bilanz.

Von all dem merken die Endverbraucher nichts. Die überwiegende Zahl der Endkunden erhält ihre Stromrechnung vom örtlichen Stadtwerk. Endkunden, deren Lieferanten die Hochspannungsnetze und unterlagerte Netze lediglich zur *Durchleitung* nutzen, erhalten ihre Stromrechnung von ihrem jeweiligen Stromlieferanten. Dessen Firmensitz kann grundsätzlich irgendwo in Europa liegen.

Schließlich sei festgestellt, dass die besprochene Thematik sehr komplex ist und ihr intimes Verständnis nur den unmittelbar damit befassten Akteuren vorbehalten bleibt. Ferner findet sich die Begriffsnomenklatur auch noch im Wandel.

21.6 Stromkosten und Strompreise

Stromkosten fallen bei Verkäufern von Strom an, beispielsweise bei Erzeugungsunternehmen in Form von Primärenergiekosten, Kraftwerkkosten, Personalkosten sowie bei Stromhändlern oder Verteilunternehmen in Form von Einkaufs- bzw. Beschaffungskosten, Netzkosten, Vertriebskosten etc. Die Begriffe *Stromkosten* und *Strompreise* werden umgangssprachlich oft synonym verwendet, betriebswirtschaftlich besitzen sie jedoch eine sehr unterschiedliche Bedeutung.

Stromkosten werden von der betrieblichen *Kostenrechnung* eines jeden Unternehmens ermittelt und fallen im eigenen Unternehmen an. Diese Kosten werden sowohl planerisch als auch im Rahmen einer Nachkalkulation durch Umlage des Gesamtaufwands auf die Zahl der erzeugten kWh ermittelt und in Cent/kWh angegeben.

Strompreise setzen sich aus den *Stromkosten* zuzüglich eines *Gewinnzuschlags* zusammen, dessen Höhe bzw. Durchsetzbarkeit am Markt heute vom Wettbewerb nach oben begrenzt wird. In einem liberalisierten Strommarkt richten sich die Preise auf der *Großhandelsebene* vorrangig nach *Angebot* und *Nachfrage* und können in weiten Grenzen variieren. Der über die betriebliche Kostenrechnung ermittelte Strompreis hat dann nur noch wenig mit dem *börslichen* Preis zu tun. Um im Wettbewerb zu überleben und einen durchaus legitimen Gewinn zu erzielen, sind für Stromversorger eines liberalisierten Strommarkts minimale Kosten und eine proaktive Teilnahme am Stromhandel essentiell. Im Folgenden wird die Semantik der Begriffe Stromkosten und Strompreise näher beleuchtet.

21.6.1 Kalkulation der Stromkosten

Stromkosten sind in der Elektrizitätswirtschaft alle Kosten, die bei der *Erzeugung*, dem *Transport* und der *Verteilung* elektrischer Energie anfallen. Stromkosten bestehen daher aus mehreren Komponenten. Man unterscheidet:

- *Stromerzeugungskosten* (bei Zukauf *Beschaffungskosten*)
- *Netznutzungskosten*
- *Konzessionsabgaben*
- *Erneuerbare Energien* (Belastungsumlage)
- *Kraft-Wärmekopplungszuschlag*
- *Vertriebskosten*
- *Stromsteuer* (Ökosteuer)
- *Mehrwertsteuer* (Vorsteuer)

Die Summe all dieser Posten macht die *Grenzkosten* aus, die um einen am Markt erzielbaren Gewinnzuschlag erhöht werden müssen, wenn ein *Deckungsbeitrag* erwirtschaftet werden soll. Liegt der Marktpreis dauerhaft unter den Grenzkosten, ist der Betrieb eines Stromversorgungsunternehmens betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Im Folgenden sollen die ersten beiden Kostenarten näher betrachtet werden.

21.6.1.1 Stromerzeugungskosten

Aus Sicht der betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung setzen sich die Erzeugungskosten eines Produkts, im Kontext das Produkt Strom, aus *fixen Kosten* und *variablen Kosten* zusammen. In der Elektrizitätswirtschaft werden die *fixen Kosten* auch als *Leistungskosten* je kW, die *variablen Kosten* auch als *Arbeitskosten* je kWh bezeichnet. Beide Begriffspaare sind mehr oder weniger synonym. Ein wesentlicher Unterschied stellt sich jedoch ein, wenn den Leistungskosten ein *Leistungspreis* und den Arbeitskosten ein *Arbeitspreis* zugeordnet wird (21.6.2).

Fixe Kosten der Stromerzeugung sind *unabhängig von der gelieferten Strommenge* konstant und fallen bereits an, wenn noch gar kein Strom fließt. Sie beinhalten die Annuität (Zins und Tilgung) für das in den Kraftwerken und elektrischen Netzen gebundene Kapital, Abschreibungskosten für die Wertminderung der Erzeugungseinrichtungen und elektrischen Anlagen, Betriebskosten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft sowie Lohnkosten für die Stammbelegschaft (21.7). Je höher die installierte *Leistung* von Erzeugungseinrichtungen oder die Übertragungskapazität von Leitungen, desto höher der Kapitaleinsatz und desto höher die fixen Kosten bzw. Leistungskosten.

Variable Kosten sind *abhängig* von der gelieferten Energiemenge, die auch als *elektrische Arbeit* bezeichnet wird, daher auch der Name *Arbeitskosten*. Sie entstehen nur, wenn Strom erzeugt wird und hängen im Wesentlichen von den Kosten der verwendeten Primärenergieträger ab. Hinzu kommen noch Betriebskosten für Instandhaltung, zusätzliches Bedienpersonal und Betriebshilfsmittel. Je größer die gelieferte Strommenge, desto höher die variablen Kosten.

Die Stromerzeugungskosten eines bestimmten Zeitraums, beispielsweise eines Jahres, setzen sich folglich aus den *fixen Kosten* bzw. *Leistungskosten* K_L als Sockelbetrag und den mit der erzeugten Strommenge proportional anwachsenden *variablen Kosten* bzw. *Arbeitskosten* K_A zusammen,

$$K_a = K_L + K_A \; [€/a] \quad . \tag{21.3}$$

Diesen Zusammenhang veranschaulicht Bild 21.8.

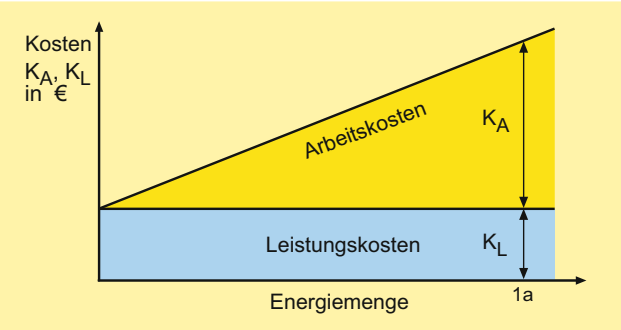


Bild 21.8. Fixe und variable Stromerzeugungskosten.

Bezieht man die Stromerzeugungskosten K_a eines Jahres auf die erzeugte Anzahl an Kilowattstunden erhält man die *spezifischen Kosten* k in €/kWh. Sie sind abhängig von der Anlagenauslastung des Energieversorgungsunternehmens. Je größer die erzeugte Strommenge, desto geringer die Kosten je kWh und desto geringer der darin enthaltene Anteil der fixen Kosten, Bild 21.9.

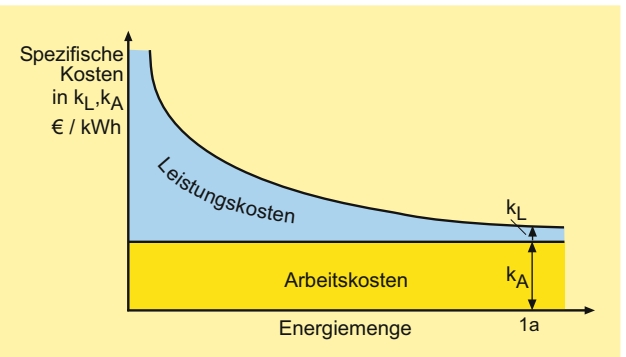


Bild 21.9. Spezifische Stromerzeugungskosten abhängig vom Auslastungsgrad.

Je höher also die *Jahresnutzungsdauer* T_a eines Kraftwerks, desto niedriger sind die Stromerzeugungskosten je kWh. Läuft ein Kraftwerk nur während der Hälfte eines Jahres, sind die spezifischen *Leistungskosten* in €/kWh doppelt so hoch, da die Kosten K_L auf eine kleinere Zahl von kWh umgelegt werden müssen.

Die *Leistungskosten je Kilowattstunde* erhält man nach Division der Jahresleistungskosten K_L durch die Anzahl erzeugter Kilowattstunden. Gemäß 17.1.1.1 entspricht diese der Fläche unter der Leistungsdauerlinie und besitzt den Wert $P_r\,T_a$,

$$K_L/kWh = \frac{K_L\,[€]}{\int_0^{8760} P(T)dT\,[kWh]} = \frac{K_L\,[€]}{P_r\,T_a\,[kWh]} \quad . \tag{21.4}$$

Die *Arbeitskosten je Kilowattstunde* erhält man aus den Brennstoffkosten K_{Br} je Brennwert in kWh dividiert durch den thermischen Gesamtwirkungsgrad η_{KW} des jeweiligen Kraftwerks,

$$K_A/kWh = \frac{K_{Br}\,[€]}{\text{Brennwert}\,[kWh]\,\eta_{KW}} \quad . \tag{21.5}$$

Weil die spezifischen Stromerzeugungskosten je kWh wesentlich von der Art des eingesetzten Primärenergieträgers und der Jahresnutzungsdauer T_a abhängen, können Stromerzeugungskosten sehr unterschiedliche Werte annehmen.

Beispielsweise ergeben sich als grobe Anhaltswerte für ein Kernkraftwerk mit $T_a = 7.000\,h$ und ein Steinkohlekraftwerk mit $T_a = 4.000\,h$ folgende Unterschiede:

$$K_{\text{Kern}} = 2,25\frac{\text{Cent}}{kWh} + 0,45\,\frac{\text{Cent}}{kWh} = 2,7\,\frac{\text{Cent}}{kWh} \quad . \tag{21.6}$$

$$K_{Stk} = 2,25\,\frac{\text{Cent}}{kWh} + 1,2\,\frac{\text{Cent}}{kWh} = 3,5\frac{\text{Cent}}{kWh} \quad . \tag{21.7}$$

Würde man die Benutzungsdauer T_a für das Steinkohlekraftwerk auch auf 7.000 Stunden erhöhen, wären die Erzeugungskosten beispielsweise bei 2,6 Cent/kWh. Bemerkenswert ist die dominante Rolle des Leistungspreises. Erneuerbare Energien reduzieren lediglich die Brennstoffkomponente, ihre Leistungskosten sind am höchsten.

Die obigen Betrachtungen und Berechnungen ergeben nur grobe Anhaltswerte. Im Einzelfall werden die Kosten mit spitzem Bleistift unter Berücksichtigung zahlreicher weiterer Parameter und des Unterschieds zwischen bilanziellen und kalkulatorischen Abschreibungen etc. präzise ermittelt. Die Kosten gemäß (21.6) und (21.7) werden meist synonym als *Selbstkosten*, *Gestehungskosten* oder *Grenzkosten* bezeichnet. Sie ergeben, um einen Gewinnzuschlag erhöht, den *Strompreis* ab Kraftwerk. In einem liberalisierten Strommarkt mit vielen Anbietern und umfassendem Stromhandel richtet sich der Strompreis ab Kraftwerk bzw. am Markt vorrangig nach *Angebot und Nachfrage*. Er ist dann mit der hier durchgeführten Rechnung nur noch lose gekoppelt.

21.6.1.2 Ermittlung von Netznutzungsentgelten

Im vorangegangenen Abschnitt wurde in die Berechnung der *Stromerzeugungskosten ab Kraftwerk* eingeführt. Für die Weiterleitung des Stroms an die Endverbraucher über Stromnetze fallen zusätzlich noch *Netzkosten* an, die sich ebenfalls aus *Leistungskosten* und *Arbeitskosten* zusammensetzen, wobei erstere jedoch bei weitem überwiegen, so dass meist nur ein Leistungspreis verrechnet wird.

Übertragungs- und *Verteilnetzbetreiber* errichten und betreiben elektrische Netze, die gewaltige Summen für *Abschreibungen*, für Personalkosten bei der *Netzführung*, *Wartung*, *Instandsetzung nach Störungen*, wie auch für *Netzausbau* und *-umbau* erfordern.

Ferner erbringen *Transportnetzbetreiber* so genannte *Systemdienstleistungen*:

- *Frequenzhaltung* (Bereitstellung von Regelleistung)
- *Spannungshaltung* (Bereitstellung von Blindleistung)
- *Störungsbeseitigung*
- *Netzwiederaufbau*

Darüber hinaus decken die Netzbetreiber auch die *Netzverluste*. Schließlich entstehen Kosten für *Messleistungen* und das *Abrechnungswesen* mit den Kunden.

Zur Deckung ihrer Kosten und Erwirtschaftung einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung müssen daher Netzbetreiber von den Netznutzern ein *Netznutzungsentgelt* verlangen (2.2). Die Höhe dieses Entgelts hängt von der Spannungsebene, der Abnahme- bzw. Einwohnerdichte, der Natur der Abnehmer (Industrie, Haushalte etc.) sowie von der Versorgungsqualität ab. Hat ein Netzbetreiber beim Bau und Unterhalt seines Netzes durch mehrfache Redundanz und großzügige Dimensionierung eine hohe *Versorgungsqualität* angestrebt, fallen im Vergleich zu Netzen mit geringerer Versorgungsqualität höhere Kosten an. Netznutzungsentgelte können daher trotz vordergründig gleicher Leistung abhängig von der Versorgungsqualität und der jeweiligen Auslastung unterschiedlich hoch sein.

Zum Nachweis ihrer Angemessenheit müssen Nutzungsentgelte gemäß der *staatlichen Stromnetzentgeltverordnung* (Strom-NEV) mittels einer transparenten betrieblichen *Kostenarten-*, *Kostenstellen-* und *Kostenträgerrechnung* ermittelt und veröffentlicht werden. Hierzu werden die anfallenden Kosten zunächst nach *Kostenarten* (z. B. Zinsen, Netzverluste, Regelleistung, Abschreibungen) sortiert. Die Beträge der diversen *Kostenarten* werden anschließend den *Haupt-* und *Nebenkostenstellen*, das heißt den Orten ihrer Entstehung beispielsweise Netze und Umspannstationen etc. verursachungsgerecht über einen Umlageschlüssel zugeordnet. Schließlich werden die in den *Kostenstellen* anfallenden Kosten verursachungsgerecht auf die so genannten *Kostenträger* umgelegt. Kostenträger sind diejenigen, die die Kosten tragen bzw. für sie aufkommen, mit anderen Worten die unmittelbar am Netz angeschlossenen Kunden sowie nachgelagerte Netze, die vorgelagerte Netze nutzen. Netze sind gleichzeitig *Kostenstellen* bezüglich der in ihnen anfallenden Kosten und auch *Kostenträger* bezüglich der auf sie vom vorgelagerten Netz abgewälzten Kosten.

Die spezifischen Netznutzungsentgelte pro kW Übertragungsleistung sind im Höchstspannungsnetz am niedrigsten, im Niederspannungsnetz wegen der zusätzlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netze und der damit verbundenen Kostenabwälzung am höchsten. Die Bundesnetzagentur (21.2) bzw. die Regulierungsbehörden der Länder überwachen, dass diese Prozesse nach einheitlichen Bewertungsmaßstäben und transparenten Aufteilungsschlüsseln durchgeführt werden.

Das von einem Netznutzer zu entrichtende Netznutzungsentgelt hängt von der Spannungsebene ab, auf der ein Nutzer angeschlossen ist, ferner vom Lastprofil und der Struktur des benutzten Netzes. Die Höhe des Netznutzungsentgelts ist jedoch *unabhängig von der Entfernung* zu seinem Partner. Er kann also Strom aus ganz Deutschland oder gar Europa ordern. Je niedriger die Spannungsebene des Abnahmepunkts ist, desto höher sind die spezifischen Leistungskosten, denn vom Einspeise- bis zum Abnahmepunkt werden Betriebsmittel mehrerer Netzebenen in Anspruch genommen. Netznutzungskosten werden in €/kW und Jahr genutzter Übertragungskapazität des Netzes angeben. In Einzelfällen wird das Netznutzungsentgelt auch pro Monat festgestellt und auch monatlich abgerechnet. Alternativ werden Netznutzungsentgelte auch nach Division durch 8760 in Euro pro kWh angegeben. Aktuelle Werte finden sich im Internet.

Ähnlich wie sich die Strompreise ab Kraftwerk aus den eigentlichen Stromkosten zuzüglich eines Gewinnaufschlags ergeben, errechnen sich auch Netznutzungsentgelte aus den Netzkosten zuzüglich eines angemessenen Gewinnzuschlags.

21.6.2 Kalkulation der Strompreise

Gemäß den beiden vorangegangenen Abschnitten 21.6.1.1 und 21.6.1.2 ergeben sich die totalen *Stromkosten* bis zu einer Abnahmestelle aus den *Stromerzeugungskosten* und den *Netzkosten*. Beide enthalten grundsätzlich einen *Leistungskostenanteil* und einen *Arbeitskostenanteil*, wenngleich bei den Netznutzungskosten der Leistungsanteil dominiert. Am Netzanschlusspunkt entstehen ferner zusätzliche Kosten für *Zählung*, *Messung* und *Verrechnung*.

Entsprechend der Zusammensetzung der totalen Stromkosten aus *Leistungskosten* K_L in €/kW und *Arbeitskosten* K_A in Cent/kWh setzt sich auch der *Strompreis* E grundsätzlich aus einem *Leistungspreis* E_L und einem *Arbeitspreis* E_A zusammen.

Bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte werden die Leistungskosten entsprechend der Durchmischung aller Netznutzer mit *Gleichzeitigkeitsgraden* verknüpft und hieraus *Leistungspreise* und *Arbeitspreise* für die Netznutzung ermittelt. Letztlich berechnet sich der Leistungspreis E_L aus der mittleren Leistung P_m des Stromkunden multipliziert mit einem den Gewinnzuschlag enthaltenden spezifischen Leistungspreis e_L in Euro/kW,

$$\textit{Leistungspreis} \quad E_L = e_L \cdot P_m \quad . \tag{21.8}$$

Analog wird der Arbeitspreis E_A aus der bezogenen elektrischen Arbeit A_{el} multipliziert mit einem ebenfalls einen Gewinnzuschlag enthaltenden spezifischen Arbeitspreis e_A in errechnet,

$$\textit{Arbeitspreis} \quad E_A = e_A \cdot A_{el} \quad . \tag{21.9}$$

Unter Annahme einer Nutzungsdauer T_n während der die bestellte Leistung in Anspruch genommen wird, ergibt sich dann der totale Strompreis je kWh zu

$$E = E_A + \frac{E_L}{T_n} \quad . \tag{21.10}$$

In der Praxis werden der Leistungspreis in €/kW die Arbeitskosten und der Strompreis in Cent/kWh dargestellt.

Zur Bestimmung der mittleren Leistung werden entsprechend der Größe des Stromverbrauchs eines Kunden unterschiedliche Verfahren angewendet. Bei *Großkunden* ist es üblich, mit Hilfe einer Leistungsmessung einen 15-minütigen Mittelwert zu erfassen. Aus den drei höchsten Monatswerten wird dann die mittlere maximale Leistung bestimmt. Zeitweise Überschreitungen der vereinbarten Maximalleistung sind sehr kostspielig, weswegen größere Unternehmen meist ein internes *Lastmanagement* betreiben (17.1.1.4).

Da bei *Kleinverbrauchern* eine Leistungsmessung unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen würde, zahlen sie einen so genannten *Grundpreis* und einen *Arbeitspreis*. Ersterer beinhaltet die Zählermiete, die Verwaltungsgebühren der Abrechnung und eine von der Strombelastbarkeit des Hausanschlusses und ihrer Nutzfläche abhängigen Komponente. Dieser Grundpreis ist zwar seiner Natur nach auch ein „Fixkostenpreis“, hat aber aus sozial- und tarifpolitischen Gründen nur noch wenig mit dem aus einer Kostenrechnung ermittelten Leistungspreis zu tun. Der Arbeitspreis für die gelieferte elektrische Energie bzw. Arbeit wird generell mit Hilfe des bekannten Stromzählers erfasst.

Vor der Liberalisierung des Strommarktes wurde der Preis als Summe aus Stromkosten und Gewinn festgelegt:

$$\text{Preis} = \text{Kosten} + \text{Gewinn} \quad . \tag{21.11}$$

Bei Tarifkunden musste dieser Preis durch eine landeseigene Aufsichtsbehörde genehmigt werden. Im professionellen Bereich der Sondervertragskunden wurde und wird auch heute noch der Preis unter Profis ausgehandelt. Im liberalisierten Strommarkt können auch Haushalte durch Wahl eines preisgünstigeren Lieferanten ihre Stromkosten reduzieren, wobei die Unterschiede jedoch vergleichsweise gering sind und deshalb die Zahl der Lieferantenwechsel überschaubarer bleibt.

In einem freien Markt kann der Preis nicht mehr gemäß (21.11) frei gestaltet werden, sondern wird durch den Markt bzw. die Wettbewerber vorgegeben. Es gilt daher

$$\text{Marktpreis} - \text{Kosten} = \text{Gewinn} \quad . \tag{21.12}$$

Um einen Gewinn erzielen zu können, müssen Stromerzeuger ihre Kosten soweit minimieren, dass sie ständig unter dem aktuellen Marktpreis bleiben, so genanntes *Target-costing*-Prinzip. Der Marktpreis ist sehr volatil und wird durch Angebot und Nachfrage bzw. die *Grenzkosten* des *teuersten* bzw. *letzten* von der Last verlangten Kraftwerks bestimmt (17.1.1.3).

Dass Strompreise Letztverbrauchern im Haushaltsbereich und Gewerbe nach wie vor sehr hoch erscheinen, insbesondere im Vergleich zu anderen Ländern, liegt weniger daran, dass Stromerzeugung und Netznutzung überteuert wären, sondern dass auf die oben ermittelten Basiskosten, wie beim Benzinpreis auch, noch eine Reihe staatlicher bzw. staatlich verordneter Zuschläge in Höhe von derzeit über 54 % erfolgen. Neben den durch das *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG) und das *Kraft-Wärmekopplungsgesetz* (KWKG) bedingten Umlagekosten sowie neben der Mehrwertsteuer, *Strom-* bzw. *Ökosteuer* müssen die Netzbetreiber auch *Konzessionsabgaben* an die Gemeinden für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege und Grundstücke in beträchtlicher Höhe leisten. Die Höhe der Konzessionsabgaben hängt von der Größe einer Gemeinde ab und kann in Großstädten in der Größenordnung der Stromerzeugungskosten liegen, Bild 21.10.

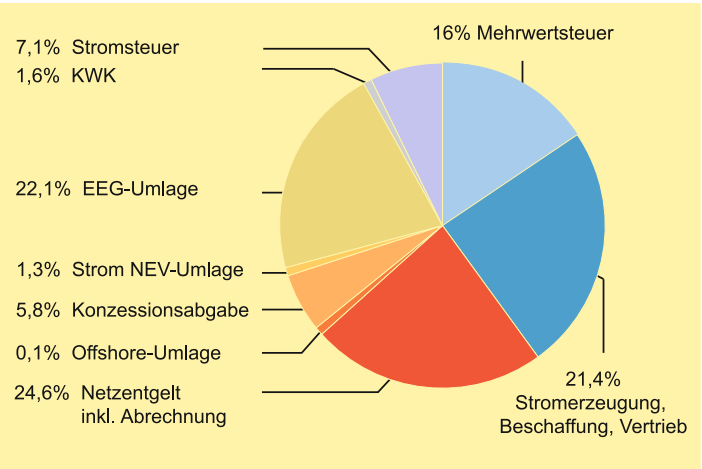


Bild 21.10. Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden in Cent (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Stand 2015).

Die in Bild 21.10 dargestellte Mehrwertsteuer in Höhe von 16% entspricht nicht dem gesetzlichen Wert von 19 %, sondern ihrem prozentualen Anteil an 100 % des Strompreises.

Die vorangegangenen Betrachtungen zielen lediglich auf ein Verständnis des Unterschieds zwischen *Stromkosten* und *Strompreisen* sowie auf die Unterscheidung zwischen *Leistungs-* und *Arbeitspreisen*. Im Detail ist die Ermittlung kostendeckender Strompreise eine sehr anspruchsvolle Aufgabe, über die ein umfassendes Schrifttum existiert. Eine gute Zusammenfassung findet der Leser im ersten Buch des Schrifttums am Ende dieses Kapitels.

Schließlich werden in den künftigen Smart Grids tageszeitabhängige tarifliche Strompreise angeboten werden, um die Stromkunden im Rahmen des *Demand Side Managements* bzw. *Load Managements* zur Beteiligung an der Wahrung des instantanen Leistungsgleichgewichts anzureizen (17.1.1.1, 17.2).

21.6.3 Negative Strompreise

Da Strom nur in geringem Umfang gespeichert werden kann, muss in einem Stromnetz in jedem Augenblick der momentanen Netzlast in MW eine gleich große Erzeugungsleistung in MW gegenüberstehen, so genannte *Wirkleistungsbalance*. Abweichungen von der Balance führen zu Änderungen der Netzfrequenz und gefährden die Stabilität. Steigt bei konstanter Last die EE-Erzeugungsleistung infolge ihrer vorrangigen Einspeisung an, muss die Abweichung von der Balance entweder durch Abregeln oder gar Abschalten thermischer Kraftwerke kompensiert werden. Da Abschalten und Wiederanfahren thermischer Kraftwerke auch hohe Kosten verursacht, kann es für Kraftwerksbetreiber vorteilhaft sein, ihre Mindeststromerzeugung billigst zu verkaufen oder gar die Abnahme zu vergüten, was zu *negativen Strompreisen* führt. Beispielsweise können Pumpspeicherkraftwerke dann kostenlos Wasser in ihr Oberbecken pumpen und dabei noch zusätzliches Geld verdienen etc. Gesamtwirtschaftlich betrachtet, können negative Preise durchaus Sinn machen, im Alltag eines rationalen Stromhandels sind sie die sprichwörtliche Ausnahme von der Regel.

21.6.4 Stromausfallkosten

Eine Grundvoraussetzung für den Erfolg einer Industrienation ist eine zuverlässige Stromversorgung. Versorgungsausfälle führen zu

- Produktionsausfällen und damit zu Erlösminderungen
- Materialverlustkosten infolge Ausschuss
- Kosten für die Wiederinstandsetzung von Produktionseinrichtungen
- Kosten für die Entsorgung und Beseitigung etwaiger Umweltschäden
- Kosten für den Wiederanlauf der Produktion

Die Komponente *Produktionsausfälle* bzw. *Erlösminderungen* kann branchenunabhängig auf gleiche Weise ermittelt werden. Sie soll deshalb im Folgenden näher betrachtet werden. Die weiteren Ausfallkostenkomponenten sind branchenspezifische, meist fixe Kosten und lassen sich nur von der betroffenen Branche selbst wirklichkeitsnah ermitteln.

Zur Ermittlung von Stromausfallkosten wurden zahlreiche *betriebswirtschaftliche* Verfahren entwickelt, die sich in *Proxy-Methoden*, *Anteil-Bewertungsmethoden* und *Marktbasierende Methoden* unterteilen lassen. Allen gemeinsam ist eine gewisse Praxisferne. Eine einfache,

sehr genaue Methode für wohl die meisten Unternehmen interessierenden Erlösminderungen basiert auf der so genannten *Kurzfristigen Erfolgsrechnung.*

Ähnlich wie die *Gewinn- und Verlustrechnung des Jahresabschlusses* einmal im Jahr den Jahresüberschuss des gesamten Unternehmens ausweist, gibt die *Kurzfristige Erfolgsrechnung* Antwort auf die Frage, „*Wie groß war das Betriebsergebnis im vergangenen Quartal, Monat, Woche, Tag, Stunde für einzelne Produkte oder Leistungen?*“. Sie ermöglicht somit eine Erfolgskontrolle für einzelne Produkte in Echtzeit und ist daher eines der wichtigsten Werkzeuge der Unternehmensführung.

Die *Kurzfristige Erfolgsrechnung* stellt für einen bestimmten Abrechnungszeitraum die nach einer *Deckungsbeitragsrechnung* ermittelten Kosten einzelner *Produkte* bzw. *Sparten* den Erlösen dieser Einheiten gegenüber. Hierbei sind zu den Erlösen gegebenenfalls auch innerbetrieblich erbrachte Leistungen zu zählen. Sie ist im Wesentlichen eine in kurzen Abständen erstellte *partielle Gewinn- und Verlustrechnung* für Teilbereiche bzw. *einzelne Produkte* eines Unternehmens, die nach der Ermittlung des *Betriebsergebnisses* abgebrochen wird. Dies bedeutet auch, dass in der Kurzfristigen Erfolgsrechnung nur *Kosten* und *Leistungen* bzw. *Erlöse* einander gegenübergestellt werden, während in der Gewinn- und Verlustrechnung der Überschuss der *Erträge* über die *Aufwendungen* ermittelt wird. Zu den Erträgen zählen beispielsweise auch *Mieteinnahmen*, zum Aufwand *Zinsen* für langfristige Darlehen, die beide unabhängig von einer Stromunterbrechung anfallen und deshalb im Kontext nicht von Interesse sind.

Ist das Betriebsergebnis je Stunde für den vom Versorgungsausfall betroffenen Produktbereich bekannt, was in gut geführten Unternehmen mit einer funktionierenden *Kosten-Leistungsrechnung* kein grundsätzliches Problem darstellt, lassen sich die bei einem Stromausfall bzw. Erlösausfall anfallenden Kosten/h als Stromausfallkosten/h angeben.

Mit diesen Kosten lassen sich dann auch die Kosten je nicht gelieferter kWh berechnen. Hierzu dividiert man die Stromausfallkosten/h durch die im Normalbetrieb aufgenommene elektrische Leistung,

$$\frac{\text{Stromausfallkosten } [€/\text{h}]}{P_{el}[\text{kW}]} = \text{Stromausfallkosten } [€/\text{kWh}] \quad . \tag{21.13}$$

Wohlgemerkt handelt es sich hier nur um die Stromausfallkosten durch Produktionsausfall. Hinzu kommen gegebenenfalls die weiteren oben aufgeführten Kosten spezieller Branchen.

Die Kenntnis möglicher Stromausfallkosten ermöglicht der Unternehmensleitung Entscheidungen über etwaige Investitionen für höhere Redundanz in der Stromversorgung, beispielsweise durch mehrfache Einspeisungen, unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) für sensible Teilbereiche des Unternehmens, beispielsweise in der Halbleiterfertigung oder dem IT-Systembereich.

Wegen weiterer Erläuterungen zur Stromausfallkostenrechnung und insbesondere der Begriffe *Deckungsbeitragsrechnung*, *Kosten-Leistungsrechnung*, *Kurzfristige Erfolgsrechnung* etc. wird auf die beiden letzten im Schrifttum erwähnten Literaturangaben verwiesen.

21.7 Methoden zur Investitionsrechnung

Die Finanzierung von Kraftwerken und Netzen erfolgt nach den in der Betriebswirtschaft geläufigen finanzmathematischen Methoden zur Wirtschaftlichkeitsprüfung von Investiti-

onsentscheidungen. Das Grundprinzip aller dieser Methoden ist die Vergleichsmöglichkeit der zu verschiedenen Zeiten anfallenden Einnahmen und Ausgaben bezüglich eines Investitionsobjekts. Dazu werden alle Zahlungen durch das Verfahren der *Abzinsung (Diskontierung)* bzw. *Aufzinsung* auf einen Bezugszeitpunkt umgerechnet und können dann unmittelbar addiert bzw. subtrahiert werden. Im Falle der Aufzinsung werden alle Einnahmen und Ausgaben mit dem entsprechenden Aufzinsungsfaktor multipliziert. Dabei wird im einfachsten Fall unterstellt, dass alle Zahlungen am Ende eines Jahres erfolgen. Der Aufzinsungsfaktor berücksichtigt außerdem den jährlichen Zinsfuß p [%] und die Zeit n [a], über die aufgezinst werden soll,

$$(1 + \frac{p}{100\,\%})^n = q^n \quad . \tag{21.14}$$

Für die *Investitionsrechnung* stehen nun verschiedene Rechenverfahren zur Verfügung, von denen die beiden geläufigsten, die *Kapitalwertmethode* und die *Annuitätswertmethode*, kurz vorgestellt werden sollen.

Bei der *Kapitalwertmethode* wird mit Hilfe des Kapitalwerts eine Aussage über die wirtschaftliche Zweckmäßigkeit einer Investition getroffen. Ist der Kapitalwert negativ ist die Investition unwirtschaftlich. Bei einem Kapitalwert von Null rechnet sich die Investition inklusive des kalkulierten Zinsfußes. Ein positiver Kapitalwert entspricht dann einem Ertrag.

Im einfachsten Fall wird unterstellt, dass die Anschaffungsausgabe A_0 am Anfang des Jahres getätigt wird und alle anderen Zahlungen am Ende eines Jahres erfolgen. Die jährlichen Einnahmen E_n und Ausgaben A_n werden mittels Abzinsungsfaktor einzeln auf den Bezugszeitpunkt Null abgezinst. Für den Kapitalwert K_0 ergibt sich dann:

$$K_0 = -A_0 + (E_1 - A_1)q^{-1} + (E_2 - A_2)q^{-2} + ... + (E_n - A_n)q^{-n} + R_n q^{-n} \quad . \tag{21.15}$$

R_n ist der Restwert der Anlage am Ende des betrachteten Zeitraums.

Mit der *Annuitätswertmethode* wird nicht wie bei der Kapitalwertmethode die Wirtschaftlichkeit einer Investition über den gesamten Betrachtungszeitraum betrachtet, vielmehr werden die durchschnittlichen Einnahmen und Ausgaben pro Zeitabschnitt (meistens ein Jahr) bewertet. Der Kapitalwert, dessen Berechnung mittels der oben beschriebenen Kapitalwertmethode erfolgt, wird mit Hilfe der aus der Rentenrechnung bekannten Regeln umgewandelt. Dazu ist ein *Annuitätsfaktor* notwendig, welcher aus entsprechenden Tabellen zu entnehmen ist oder folgendermaßen berechnet werden kann:

$$\text{Annuitätsfaktor} = \frac{q^n(q-1)}{q^n - 1} \quad . \tag{21.16}$$

Die Annuität des jährlichen Überschusses ergibt sich aus der Multiplikation von Kapitalwert und Annuitätsfaktor

$$\text{Annuität} = K_0 \cdot \frac{q^n(q-1)}{q^n - 1} = K_0 \, \frac{q^n \cdot p/100\,\%}{q^n - 1} \quad . \tag{21.17}$$

Sollten die jährlichen Einnahmen und Ausgaben aus einer Anschaffung konstant sein, ist es möglich auf die Berechnung des Kapitalwerts zu verzichten. In diesem Fall stellen die Einnahmenüberschüsse bereits jährliche Durchschnittswerte dar und es ist nur noch notwendig die Anschaffungsausgabe auf durchschnittliche Jahresraten zu überführen:

$$(E - A) \geqslant \left(A_0 - R_n \cdot q^{-n}\right) \cdot \frac{q^n(q-1)}{q^n - 1} \quad . \tag{21.18}$$

Sollte der Einnahmenüberschuss gleich oder größer der umgerechneten Differenz aus Anschaffungsausgabe und Restwert sein, ist die Investitionsentscheidung als positiv zu bewerten.

Mit Hilfe dieser finanzmathematischen Methoden kann ein Energieversorgungsunternehmen entscheiden, ob und wie eine Investition finanziert werden kann und auf welche Investitionen aus wirtschaftlicher Sicht verzichtet werden sollte.

Zur Bestimmung der Annuität von Betriebsmitteln in Energieversorgungsunternehmen sind zusätzlich zur Anschaffungsausgabe noch jährliche Betriebskosten zu berücksichtigen. Ein Teil dieser Kosten sind die jährlichen allgemeinen Betriebskosten B_{all}, auch *betriebsgebundene Kosten* genannt. Zu ihnen zählen hauptsächlich Bedienungs- und Verwaltungskosten, Wartungskosten sowie Steuern und Versicherungen, Bild 21.11.

Hochspannungsnetz	**% von der Anschaffungsausgabe**
Instandsetzung und Instandhaltung	2,5 %
Bedienung	1,0 %
Allgemeine Verwaltung	0,5 %
Steuern, Versicherung	0,5 %
Summe von B_{all}	0,5 %

Bild 21.11. Jährliche allgemeine Betriebskosten (Anhaltswerte).

Obige Kosten haben gemeinsam, dass sie durch Verträge für mindestens ein Jahr gebunden sind und sich *prozentual* von der Anschaffungsausgabe angeben lassen. Der andere Teil der Betriebskosten sind *spezielle Betriebskosten* B_s, auch als *verbrauchsgebundene Kosten* bezeichnet. Für die Annuität eines Betriebsmittels ergibt sich damit nach (21.17):

$$\text{Annuität} = K_0 \cdot \left(\frac{q^n(q-1)}{q^n - 1} + B_{all}\right) + B_s \quad . \tag{21.19}$$

In gleicher Weise wie für ein einzelnes Betriebsmittel lässt sich auch die Annuität für komplexe Systeme, wie Kraftwerke oder Versorgungsnetze bestimmen.

Wegen der langen Planungs- und Bauzeiten sowie wegen der hohen Lebensdauer von Kraftwerken und Netzen bergen Investitionsrechnungen in Elektroenergiesystemen ein hohes wirtschaftliches Risiko, dessen Beherrschung insbesondere in Zeiten einer Energiewende eine angemessene Planungssicherheit verlangen darf.

21.8 Asset Management

Unter Asset Management versteht man im Kontext die optimale Nutzung der „*assets*" eines Energieversorgungsunternehmens mit dem globalen Ziel einer *Kostenminimierung* bzw. *Gewinnmaximierung* bei gleichbleibender oder gar erhöhter Verfügbarkeit. Der Begriff *asset* stammt aus dem angloamerikanischen Sprachraum und steht für die *Vermögenswerte*

eines Unternehmens. Im Deutschen werden die Vermögenswerte bilanztechnisch in *Anlagegüter* und *Umlaufvermögen* unterteilt. Anlagegüter dienen der langfristigen betrieblichen Nutzung (> 1 Jahr) und beinhalten im Kontext *Immobilien*, *Kraftwerke* und die *Betriebsmittel* eines Netzes. Das Umlaufvermögen dient der kurzfristigen Nutzung und beinhaltet alle Vermögenswerte in Bargeld bzw. kurzfristig in Bargeld umwandelbare Werte, also Forderungen, Kontenbestände, Aktien etc. Die assets, das heißt das Anlage- und Umlaufvermögen stehen auf der Aktivseite einer Unternehmensbilanz.

Asset Management im weitesten Sinn befasst sich sowohl mit der optimalen Nutzung der *Anlagegüter* als auch des *Umlaufvermögens* derart, dass die Bedürfnisse aller *Stakeholder*, vorrangig *Eigner* und *Kunden*, angemessen berücksichtigt werden. Während die optimale Nutzung des Umlaufvermögens und der Anlagegüter in Form von Immobilien überwiegend den *finanztechnischen* Abteilungen eines Unternehmens obliegt, zählt das Asset Management der *technischen Anlagegüter* zum Aufgabenbereich der *Ingenieure*. Wenn im Folgenden von *assets* die Rede ist, sind die *technischen Betriebsmittel* im Kraftwerks- und Netzbereich gemeint, also Turbinen, Dampferzeuger, Kraftwerkleittechnik, Netzleittechnik, Transformatoren und Schalter sowie Wandler, IT-Systeme, Schutztechnik, Freileitungs- und Kabelnetze etc. In diesem Kontext wird Asset Management vorrangig im Sinn von *Instandhaltungsmanagement* verstanden. Da Instandhaltung ein großer Kostenblock ist, werden gerade hier immense Kostenreduktionspotenziale gesehen.

Heute stehen wegen des Überlebens im Wettbewerb nicht mehr eine hohe *Verfügbarkeit um jeden Preis* sondern die Minimierung der *Kosten* im Vordergrund. Die Ausnutzung der Betriebsmittel erfolgt bis an ihre physikalischen Grenzen, die prospektive Lebensdauer wird möglichst bis zum letzten Moment ausgekostet, Wartungsintervalle werden gestreckt. Um die erhöhten Risiken überschaubarer zu halten, bedarf es einer *Instandhaltungsstrategie*, die diejenigen Betriebsmittel bevorzugt, die bei einem Ausfall den größten Schaden anrichten würden. Asset Management ist eine Managementfunktion, die die erhöhte Ausnutzung bei gleichbleibender oder gar erhöhter Verfügbarkeit kontrolliert anstrebt. Dabei geht es nicht mehr nur um immaterielle Kriterien, wie hohe Versorgungszuverlässigkeit, Modernisierungszustand etc. Vielmehr müssen alle Objekte und Maßnahmen in *Geldeinheiten* bewertet werden, um ihren Beitrag zum Unternehmensergebnis transparent machen zu können.

Technische Anlagegüter bzw. Betriebsmittel *altern*, je nach Betriebsmittel und Betriebsweise auch noch mit unterschiedlicher Geschwindigkeit. Mit zunehmendem Alter nimmt die Ausfallwahrscheinlichkeit zu. Sie müssen daher nach einer gewissen Zeit *instandgesetzt* oder *ersetzt* werden.

Man unterscheidet im Wesentlichen vier Instandhaltungsstrategien:

- *Ereignisorientierte Instandhaltung*
- *Zeitorientierte Instandhaltung*
- *Zustandsorientierte Instandhaltung*
- *Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung*

Ereignisorientierte Instandhaltung (engl.: *CM, Corrective Maintenance* oder *IBM, Incident-Based Maintenance*) wird erst nach Bekanntwerden des Ausfalls eines Betriebsmittels durchgeführt. Es wird nur reagiert, das betroffene Teil bzw. Betriebsmittel wird entwe-

der instandgesetzt oder ersetzt. Dies ist die elementarste Strategie, sie kommt nur bei geringen Ansprüchen an *Power Quality* in Frage und wenn die Stromausfallkosten sehr gering sind.

Zeitorientierte Instandhaltung (engl.: *TBM, Time-Based Maintenance*) tauscht in regelmäßigen Abständen typische Verschleißteile präventiv aus, auch wenn sie noch funktionsfähig sind, nutzt also die maximale Lebensdauer nicht aus. Sie kommt bei hohen Ansprüchen an die Verfügbarkeit zum Einsatz und ist sehr *kostenintensiv*. Es besteht die Gefahr einer *Überwartung*.

Zustandsorientierte Instandhaltung (engl.: *CBM, Condition-Based Maintenance*) führt regelmäßige *Inspektionen* oder *Zustands-Fernüberwachung* (engl.: *Condition Monitoring*) durch und tauscht Teile oder ganze Betriebsmittel bei hohem Verschleiß- oder Alterungszustand aus. Sie verursacht zunächst geringere Kosten. Bei unerwartetem vorzeitigem Ausfall können hohe Folgekosten entstehen.

Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung (engl.: *RCM, Reliability-Centered Maintenance*) tauscht Teile und/oder Betriebsmittel nach zwei Kriterien aus

- *Verschleiß-* bzw. *Alterungszustand*
- *Bedeutung für die Zuverlässigkeit*

Zunächst stellt man durch Inspektionen oder auch kontinuierliche Zustandsüberwachung den Verschleißzustand und, soweit möglich, die voraussichtliche *Restlebensdauer* aller Betriebsmittel fest. Anschließend wird die Entscheidung über einen Austausch noch von der Höhe des Risikos für die Zuverlässigkeit des Systems abhängig gemacht. Bei geringer Bedeutung toleriert bzw. riskiert man einen höheren Alterungszustand, bei großer Bedeutung nicht. Die Beurteilung der Erfüllung des ersten Kriteriums liegt in der Verantwortung des *Asset Managers*, letzteres in der Verantwortung des *Netzplaners*. Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung stellt einen guten Kompromiss zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Instandhaltungskosten dar. Sie ist die kostengünstigste Strategie und entspricht im liberalisierten Strommarkt dem Stand der Technik.

Generell verlangt zuverlässigkeitsorientiertes Asset Management zunächst eine Priorisierung der Betriebsmittel nach ihrer relativen Bedeutung bezüglich Kosten und Einfluss auf die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit. Hieraus ergeben sich Hinweise zur Auswahl der bedeutendsten Betriebsmittel und für die Priorisierung diagnostischer Inspektionstechniken und zustandsorientierter Wartungskriterien. Weitere Kriterien sind die Häufigkeit des Vorkommens bestimmter Betriebsmittel, Risiko ihres Ausfalls etc. Beispielsweise sind die Folgen des Ausfalls eines *Netztransformators* von größerer Auswirkung als der Ausfall eines *Verteiltransformators*, andererseits sind die Risiken beim Netztransformator und die Häufigkeit ihres Vorkommens geringer.

Von größter Wichtigkeit ist die Dokumentation bzw. Verfügbarkeit und leichte Zugänglichkeit sowohl historischer Daten als auch von Echtzeit-Daten für jedes Betriebsmittel in einer *Störungsstatistik*. Die Störungsstatistik gibt Auskunft sowohl über Fehlerschwerpunkte als auch Fehlerhäufigkeiten und Fehlerursachen einzelner Komponenten. Hierbei spielt das Alter der Betriebsmittel eine geringere Rolle als ihr tatsächlicher Zustand. Dieser lässt sich durch moderne Diagnoseverfahren und/oder permanente Zustandsüberwachung (engl.: *condition monitoring*) erfassen. Permanente Zustandsüberwachung erlaubt die Ermittlung spezieller Alterungstrends komplexer, kostenintensiver Betriebsmittel. Ty-

pische Kandidaten für eine permanente Zustandsidentifikation sind *Transformatoren* (Auslastungsprofil, Temperaturen etc., Geräusche, Teilentladungen, Feuchtigkeitsgehalt, Gasanalyse), *Stufenschalter* (Zahl der Schaltspiele, zugehörige Spannungen und Ströme), *Leistungsschalter* (Zahl der Schaltspiele, zugehörige Ströme).

Die gesammelten Informationen erlauben eine Schätzung des Alterungsverhaltens, wobei verschiedene typische Alterungsverläufe derart kombiniert werden, dass sie die Störungsstatistik abbilden. Die Kenntnis des Alterungsverhaltens wiederum erlaubt die Festlegung von *Lebensdauern* und *Restlebensdauern*.

Neben dem Vorbeugen und Beseitigen von Schäden durch Verschleiß bzw. Alterung kommt dem Asset Management noch die Aufgabe zu, Betriebsmittel auch bei geringer Ausfallwahrscheinlichkeit zu ersetzen, wenn neuere technische Entwicklungen die gleiche Funktion bei geringeren Kosten oder höherer Zuverlässigkeit ermöglichen (*Modernisierung*). Ferner gehört hierher auch die optimale Netzaus- und -umbauplanung.

Schließlich zählt zu den assets der dispositive Faktor eines Unternehmens. Er taucht zwar nicht in der Bilanz auf, ist aber entscheidend für den Geschäftserfolg. Typische Beispiele sind gut eingespielte, kostengünstige *Geschäftsprozesse*, die Fähigkeit neue *Einsparpotenziale* zu erkennen und zu nutzen sowie permanente *Modernisierungs-* und *Rationalisierungsmaßnahmen* durchzuführen. So werden künftig mehrere Kraftwerke oder Netze von einer Warte aus gefahren werden, Bedienungs- und Wartungspersonal auch von zuhause den Systemzustand erfragen können etc.

Zusammenfassend leistet Asset Management die Minimierung der Summe aus

– *Kosten* durch alterungsbedingte Wartung und Instandsetzung
– *Kosten* bei einem Versorgungsausfall (engl.: *non-compliance cost*)
– *Kapitalkosten* für Erhaltungs- und Modernisierungsinvestitionen
– „*Verborgenen Kosten*“ (engl.: *hidden cost*) infolge ineffizienter Geschäftsprozesse

und ist damit eine entscheidende Managementfunktion zur Erreichung der strategischen Ziele eines Unternehmens.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel 21

1. Zander, W. et al.: Praxis-Handbuch Energiebeschaffung. Deutscher Wirtschaftsdienst-Verlag, 2004.
2. Zander, W. et al.: Strombeschaffung im liberalisierten Strommarkt. Deutscher Wirtschaftsdienst-Verlag, Amsterdam, 2000.
3. Baur, J. F. et al.: Regulierung in der Stromwirtschaft. Carl Heymanns Verlag, Köln, 1. Auflage, 2011.
4. Ehlers, E.: Electricity and Gas Supply Network Unbundling in Germany, Great Britain and the Netherlands and the Law of the European Union: A Comparison, Verlag Intersentia, Antwerp, Oxford, Portland, 2010.
5. Müller, L.: Handbuch der Elektrizitätswirtschaft. 2. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2001.

6. Benz, A.: Modernes Service- und Instandhaltungsmanagement. TÜV-Verlag, Köln, 2001.
7. Biedermann, H.: Best Practice und Trends in der Instandhaltung. TÜV-Verlag, Köln, 2000.
8. Rötzel, A.: Instandhaltung. 2. Auflage, VDE-Verlag, Offenbach, 2001.
9. Schwab, A.: Managementwissen für Ingenieure. 5. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/ Heidelberg, 2014.
10. Boerninck, S.: Auswirkungen der Strommarktliberalisierung auf das deutsche Elektrizitätsnetz. Logos-Verlag, Berlin, 2003.
11. Heuck, K., Dettman, K. D. u. Schulz, D.: Elektrische Energieversorgung. 9. Auflage, Vieweg-Verlag, Wiesbaden, 2013.
12. Gerblinger, A. et al.: Strombeschaffungspreise an der EEX. **ew.** 15, 2013.
13. Burger, M. et al.: Managing Energy Risk, Wiley Finance, Chichester, England 2008.
14. Hiller, T., Bodach, M. und Castor, W.: Praxishandbuch Verteilungsnetze. Vogel Buchverlag, 2014.
15. Borchert, A.: Integration technischer und wirtschaftlicher Netzdaten in Grid Analytics. ew 5/2015.

Mehr als Energie speichern.
Energie intelligent managen.



UMWELT TECHNIKPREIS BADEN-WÜRTTEMBERG 2019
1. PLATZ
KATEGORIE 1
ENERGIEEFFIZIENZ

Power and Energy Solutions

Leistungsfähige Energiespeicher bilden die Basis unseres Energiemanagements. Aber Power and Energy Solutions können deutlich mehr: Leistungsspitzen am Netz begrenzen • Energie einsparen • Netzausfallsicherheit gewährleisten • Stromverbrauch steuern • Leistungs- und Verbrauchsdaten erfassen • Infrastruktur- und Installationskosten senken

Eine Lösung aus dem Automatisierungsbaukasten MOVI-C®.

www.sew-eurodrive.de/MOVI-C

SEW EURODRIVE

Anhang

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1_22

A. Rechnen mit komplexen Größen

A.1 Komplexe Wechselstromrechnung

Die in elektrischen Energienetzen auftretenden *Wechselspannungen* und *Wechselströme* besitzen im ungestörten Betrieb einen näherungsweise sinus- bzw. kosinusförmigen zeitlichen Verlauf konstanter Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$ ($\mathrm{f} = 50\,\mathrm{Hz}$), so genannte *harmonische Zeitfunktionen*, beispielsweise

$$u(t) = \hat{u}\sin(\omega t + \varphi_u) \qquad \text{und} \qquad i(t) = \hat{\imath}\sin(\omega t + \varphi_i) \quad , \tag{A.1}$$

oder auch

$$u(t) = \hat{u}\cos(\omega t + \varphi_u) \qquad \text{und} \qquad i(t) = \hat{\imath}\cos(\omega t + \varphi_i) \quad . \tag{A.2}$$

Die Winkel φ_u und φ_i sind die jeweiligen *Nullphasenwinkel* zum Zeitpunkt $t = 0$.

Zeitfunktionen $u(t)$ und $i(t)$ sind in Netzwerken über Differenzialgleichungen bzw. Integralgleichungen miteinander verknüpft, beispielsweise bei einer verlustbehafteten Induktivität oder einem verlustbehafteten Kondensator

$$u_L(t) = L\frac{di(t)}{dt} + Ri(t) \qquad \text{und} \qquad u_C(t) = \frac{1}{C}\int i(t)dt + Ri(t) \quad . \tag{A.3}$$

Ein weiteres geläufiges Beispiel ist der gedämpfte Reihenschwingkreis, Bild A.1

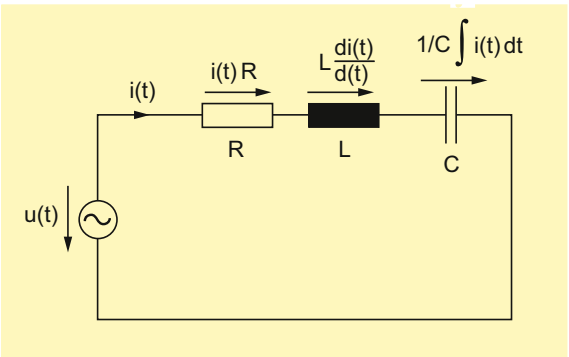


Bild A.1. Gedämpfter Reihenschwingkreis.

Unter Beachtung der Kirchhoffschen Maschenregel $\sum_{1}^{\nu} u_\nu(t) = 0$ erhält man die zugehörige Differenzialgleichung sofort durch Inspektion,

$$i(t)R + L\frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C}\int i(t)dt - u(t) = 0 \quad . \tag{A.4}$$

Bei Beschränkung auf sinusförmige Größen $u(t)$ und $i(t)$ lassen sich Differenzialgleichungen vom Typ (A.3), (A.4) etc. durch Übergang in den Frequenzbereich in einfache *algebraische* Gleichungen mit komplexen Variablen $\underline{U}$ und $\underline{I}$ überführen. Hierzu substituiert man in Gl. (A.4) die Zeitfunktionen $u(t)$ und $i(t)$ rein formal durch *komplexe Funktionen* $\underline{U}(\hat{u}, \varphi_u)$ und $\underline{I}$ $(\hat{\imath}, \varphi_i)$, und ersetzt die Operatoren $\frac{d}{dt}$ durch $j\omega$ sowie $\int dt$ durch $\frac{1}{j\omega}$ (s. a.). Die Differenzialgleichung (A.4) geht dann über in eine algebraische Gleichung

$$\underline{I}R + \underline{I}j\omega L + \underline{I}\frac{1}{j\omega C} - \underline{U} = 0 \quad . \tag{A.5}$$

Sie lässt sich umformen in

$$\underline{I}(R + j\omega L + \frac{1}{j\omega C}) = \underline{U} \quad . \tag{A.6}$$

bzw.

$$\underline{I}(R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C})) = \underline{I}(R \pm jX) = \underline{U} \quad . \tag{A.7}$$

bzw.

$$\underline{IZ} = \underline{U} \quad . \tag{A.8}$$

In Gl. (A.7) bedeutet jX die totale imaginäre *Reaktanz* und in Gl. (A.8) $\underline{Z}$ die komplexe *Impedanz* des Stromkreises (siehe A.2). Bei bekannter Spannung $\underline{U}$ erhält man als Lösung die komplexe Stromamplitude $\underline{I}$, aus dieser die komplexe Momentanwertfunktion $\underline{i}(t)$ und aus deren Realteil die reelle Zeitfunktion $i(t)$.

Die komplexen Funktionen $\underline{U}$ und $\underline{I}$ erhält man, indem die reellen Funktionen $u(t)$ und $i(t)$ zunächst um eine imaginäre Komponente zu komplexen Zeitfunktionen ergänzt werden, beispielsweise

$$\underline{u}(t) = \hat{u}\,(\cos(\omega t + \varphi_u) + j\sin(\omega t + \varphi_u)) \quad . \tag{A.9}$$

Die komplexe Momentanwertfunktion $\underline{u}(t)$, die sich als Summe einer reellen Cosinusschwingung und einer imaginären Sinusschwingung manifestiert, lässt sich unter Verwendung der *Eulerschen Formel* $\cos\varphi + j\sin\varphi = e^{j\varphi}$ auch in Polarkoordinaten darstellen,

$$\underline{u}(t) = \hat{u}e^{j(\omega t+\varphi_u)} = \hat{u}e^{j\omega t}e^{j\varphi_u} = \underbrace{\hat{u}e^{j\varphi_u}}_{\underline{U}}e^{j\omega t} = \underline{U}e^{j\omega t} \quad . \tag{A.10}$$

Die Größe $\underline{U}e^{j\omega t}$ wird als *Drehzeiger* interpretiert, der in der komplexen Zahlenebene mit der Kreisfrequenz ω gegen den Uhrzeigersinn um den Koordinatenursprung rotiert. Da der Faktor $e^{j\omega t}$ jedem komplexen Momentanwert eigen ist, lässt er sich in Gleichungen vom Typ (A.5) herauskürzen, es verbleiben dann nur die *komplexen Amplituden* $\underline{U} = \hat{u}e^{j\varphi_u}$. Diese komplexen Amplituden sind wegen des Fehlens des Faktors $e^{j\omega t}$ *ruhende* bzw. *ortsfeste Zeiger* und lassen sich wie gewöhnliche komplexe Zahlen in der komplexen Zahlenebene grafisch als Vektoren darstellen.

Komplexe Amplituden bzw. ortsfeste Zeiger

– besitzen wie Vektoren der Vektoranalysis Betrag und Richtung .

– können wie Vektoren geometrisch addiert und subtrahiert werden.

– lassen sich in der Zeichenebene beliebig translatorisch verschieben.

– können einander vor- oder nacheilen, das heißt, unterschiedliche Richtung bzw. Phasenlage gegeneinander besitzen.
– unterscheiden sich von Vektoren dadurch, dass durch sie dividiert werden darf (weil die Winkel eindeutig bekannt sind).
– werden in der Regel als so genannte *Effektivwertzeiger* benutzt, das heißt, ihre Beträge sind dann durch $\sqrt{2}$ geteilt.
– ermöglichen ein *Ohmsches Gesetz für Wechselstrom* $\underline{U} = \underline{I}\,\underline{Z}$ (s. A.2).
– ermöglichen in *Zeigerdiagrammen* die grafische Veranschaulichung stationärer Betriebszustände elektrischer Maschinen und Leitungen in Wechselstromnetzen.

Auf letztere Eigenschaft werden wir im Anhang A.4 noch ausführlich eingehen.

Während zweidimensionale Vektoren der Vektoranalysis durch zwei Komponentenvektoren in Form je eines Produkts eines Einheitsvektors und einer Koordinate in einer reellen Zahlenebene definiert sind, ist die Vektordarstellung einer komplexen Zahl in der Gaußschen Zahlenebene nur durch einen Realteil und einen Imaginärteil definiert. Einheitsvektoren tauchen nicht explizit auf, sondern werden verbal impliziert, indem man von einer *imaginären* und einer *reellen* Achse spricht, die beide um 90° gegeneinander gedreht sind und längs derer man den Real- und Imaginärteil passend aufträgt. Dies hat gelegentlich beachtliche Konsequenzen, wie man an den im Schrifttum häufig zu findenden unterschiedlichen Definitionen reeller Reaktanzen $X_C = -\frac{1}{\omega C}$ und $X_C = +\frac{1}{\omega C}$ feststellen kann (s. a. A.2, A.5).

Obige formale Vorgehensweise, im deutschen Sprachraum *Komplexe Wechselstromrechnung* genannt, wurde erstmals um 1890 von *Oliver Heaviside* intuitiv gegen den großen Widerstand seiner zeitgenössischen Fachkollegen eingeführt und ist später von zahlreichen weiteren Autoren sophistisch verfeinert und solide mathematisch begründet worden (engl.: *Heaviside Operational Calculus*). Sie ist heute ein unverzichtbares Werkzeug für die Planung und den Betrieb moderner Elektroenergiesysteme.

Schließlich noch kurz ein paar Bemerkungen zu den Operatoren d/dt und $\int dt$. Zusätzlich zu den jedem Leser vertrauten elementaren "Operatoren"$+, -, \cdot, :$ existieren in der Mathematik wesentlich mächtigere Operatoren vom Typ d/dt oder $\int dt$, rot, $grad$, div, etc., die als Symbole einer kompakten Darstellung von Rechenvorschriften dienen. Bereits bei den elementaren Operatoren gelten bestimmte Verfahrensregeln wie *Punkt vor Strich* Rangfolge etc., die bei den höheren Operatoren noch komplizierter werden. So dürfen Integraloperatoren nicht schlicht als Multiplikation mit dem Operanden verstanden werden, sondern operieren eben nur auf den Operanden, was einen großen Unterschied bezüglich etwaiger Integrationskonstanten bzw. Integrationsfunktionen bedeuten kann. Auch die komplexe Einheit $i = \sqrt{-1}$ in der komplexen Wechselstromrechnung ist ein Operator, wobei eben bei $1/i = -i$ das Minuszeichen zum Operator gehört. Dies gewinnt schnell an Bedeutung, wenn ein negativer Imaginärteil als Betrag interpretiert wird, der ja zwingend immer eine positive Zahl sein muss.

A.2 Komplexe Darstellung von Reaktanzen und Impedanzen

Bei der Beschreibung sinusförmiger Vorgänge im *Zeitbereich* treten Widerstände, Induktivitäten oder Kapazitäten als individuelle, konstante Koeffizienten in Differenzialgleichungen

zwischen Spannungen $u(t)$ und Strömen $i(t)$ in Erscheinung, beispielsweise in Gleichung (A.4). In den komplexen algebraischen Gleichungen des *Frequenzbereichs* (A.5) besitzen ohmsche Widerstände R die gleiche Bedeutung wie im Zeitbereich. Spulen und Kondensatoren mutieren dagegen zu *imaginären Reaktanzen*,

$$\underline{Z}_L = jX_L = j\omega L \qquad \text{und} \qquad \underline{Z}_C = jX_C = \frac{1}{j\omega C} = -j\frac{1}{\omega C} \quad . \tag{A.11}$$

Imaginäre Reaktanzen sind wohlgemerkt *gedachte*, virtuelle physikalische Größen, die nur kalkulatorisch auftreten und keine reale physikalische Bedeutung besitzen. Letztere wohnt nur ihren *Beträgen* inne, (s. a. Gl. (A.15) und (A.17)),

$$|\underline{Z}_L| = |jX_L| = X_L = \omega L \qquad \text{und} \qquad |\underline{Z}_C| = |-jX_C| = X_C = \frac{1}{\omega C} \quad . \tag{A.12}$$

Ohmsche Widerstände, Induktivitäten und Kapazitäten kommen in Netzen häufig in beliebiger Zusammenschaltung vor, die sich in Summe als reeller Widerstand R und imaginäre Reaktanz X einer *komplexen Impedanz* $\underline{Z}$ darstellen lassen, Bild A.2.

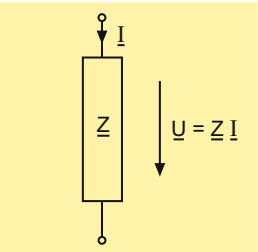


Bild A.2. Komplexe Impedanz $\underline{Z}$ eines allgemeinen Zweipols, bestehend aus einer beliebigen Kombination von Widerständen, Induktivitäten und Kapazitäten.

Komplexe Impedanzen sind schlicht dimensionsbehaftete komplexe Zahlen vom Typ $\underline{z} = a + jb$, deren Realteil ein reeller ohmscher Widerstand R und deren Imaginärteil X eine induktive oder kapazitive reelle Reaktanz ist,

$$\underline{Z} = R + jX \quad . \tag{A.13}$$

Während die rotierenden komplexen Amplituden $\underline{U}e^{j\omega t}$ und $\underline{I}e^{j\omega t}$ erst nach Kürzen ihres gemeinsamen Faktors $e^{j\omega t}$ als ortsfeste Zeiger in Erscheinung treten, existieren komplexe Impedanzen $\underline{Z}$ wegen des Fehlens des Faktors $e^{j\omega t}$ grundsätzlich nur als ortsfeste Zeiger und können wie gewöhnliche komplexe Vektoren behandelt werden. Ihre grafische Darstellung erfolgt in der gewohnten komplexen Zahlenebene mit nach oben weisender positiver imaginärer Achse und nach rechts weisender positiver reeller Achse, Bild A.3

Der Vektor $\underline{Z}$ kennzeichnet sowohl eine durch die *Koordinaten* R und X definierte komplexe Zahl $\underline{Z}$ der komplexen Zahlenebene auch auch den diese Zahl ebenfalls definierenden Ortsvektor $\underline{Z}$ mit den *Komponentenvektoren* R und jX,

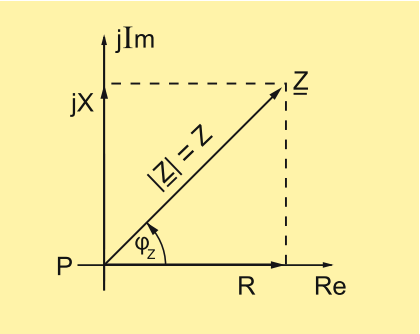


Bild A.3. Darstellung einer komplexen Impedanz $\underline{Z}$ in der komplexen Zahlenebene.

$$\underline{Z} = R + jX = Z(\cos\varphi_Z + j\sin\varphi_Z) = Z \cdot \mathrm{e}^{j\varphi_Z} = Z \cdot \angle\varphi_Z \quad . \tag{A.14}$$

Die komplexe Impedanz $\underline{Z}$ in polarer Darstellung gemäß A.14 ist durch ihren *Betrag* $Z = |\underline{Z}|$ und ihren *Phasenwinkel* φ_Z gekennzeichnet,

$$|\underline{Z}| = Z = \sqrt{R^2 + X^2} \qquad \text{und} \qquad \varphi_Z = \arctan X/R \quad , \tag{A.15}$$

mit

$$R = Z \cdot \cos\varphi_Z \quad \text{Wirkwiderstand} \quad \text{und} \quad X = Z \cdot \sin\varphi_Z \quad \text{Blindwiderstand} \quad . \tag{A.16}$$

Beispielsweise berechnet sich der Betrag einer imaginären Reaktanz $jX_C = -j\frac{1}{\omega C}$ gemäß (A.15) zu

$$|\underline{Z}| = \sqrt{R^2 + (\frac{-1}{\omega C})^2} = \sqrt{R^2 + \frac{1}{\omega^2 C^2}} \quad ,$$

und für $R = 0$ zu

$$|\underline{Z}| = |jX_C| = X_C = \sqrt{\frac{1}{\omega^2 C^2}} = \frac{1}{\omega C} \quad . \tag{A.17}$$

Die reelle Reaktanz $X_C = 1/\omega C$ ist also nicht "die negative Zahl bei j", sondern muss durch korrekte Bildung des *Betrags* der imaginären Reaktanz jX_C ermittelt werden (s. (A.17). Das negative Vorzeichen in Gleichung (A.11) gilt nur für die *imaginäre* Reaktanz $jX_C = -j1/\omega C$, ist dort völlig korrekt und für die grafische Darstellung von X_C in der komplexen Zahlenebene essenziell. Der *Betrag* einer komplexen Impedanz oder auch einer rein imaginären Reaktanz ist aber immer positiv, weil Real- und Imaginärteil bei der Betragsbildung durch das Quadrieren unter der Wurzel immer positiv werden. Die reelle Reaktanz $X_C = 1/\omega C$ ist stets eine positive reelle Zahl mit der Dimension Ω. Im Falle der häufig anzutreffenden falschen Definition $X_C = -1/\omega C$ würde das negative Vorzeichen ja bedeuten, dass ein Kondensator beispielsweise eine Kapazität C = -1000 μF haben müsste.

Dies geht unter anderem auch aus der grafischen Repräsentation imaginärer Reaktanzen und den zugehörigen komplexen Spannungen und Ströme in einem Zeigerdiagramm hervor, Bild A.4.

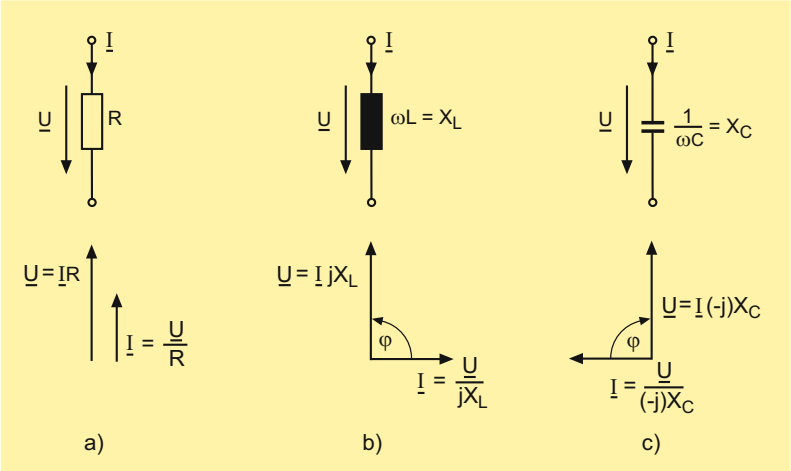


Bild A.4. Symbole und Zeigerdiagramme passiver Zweipole. a) Ohmscher Widerstand, b) Idealer induktiver Blindwiderstand, Strom um $\varphi_L = +90°$ der Spannung nacheilend, c) Idealer kapazitiver Blindwiderstand, Strom um $\varphi_C = -90°$ der Spannung voreilend (jeweils im Verbraucher-Zählpfeilsystem).

Hiervon werden wir noch in A.4 bei der Erstellung von Zeigerdiagrammen Gebrauch machen. Zuvor muss jedoch noch über *Zählpfeilsysteme* gesprochen werden.

A.3 Zählpfeilsysteme

In Gleichstromnetzwerken implizieren Spannungs- und Strompfeile meist einen physikalischen Wirkungssinn bezüglich einer positiven oder negativen Spannung oder der Fließrichtung eines Stroms. In den Wechselstromnetzen der Energieversorgung ändert sich die Polarität von Spannungen oder die Fließrichtung von Strömen mit 50 Hz in der Sekunde. Man rechnet daher im Rahmen der *komplexen Wechselstromrechnung* (engl.: *Heaviside Operational Calculus*) nicht mehr mit Momentanwerten $u(t)$ und $i(t)$ sondern mit über eine Periode gemittelten zeitlich konstanten Mittelwerten in Form der bekannten *Effektivwerte* U_{ef} und I_{ef}. Die diesen Größen zugeordneten Pfeile besitzen dann aber keine zwingende physikalische Bedeutung mehr sondern dienen nur noch als *Zählpfeile*. Zweipole können willkürlich mit Zählpfeilen für Strom und Spannung versehen werden. Stimmt ein Zählpfeil mit der Fließrichtung des Stroms oder der Richtung einer Spannung überein, werden letztere positiv gezählt. Ergibt sich aus der Rechnung eine Netzgröße $\underline{U}$ oder $\underline{I}$ positiv, so stimmt die Richtung der Netzgröße mit dem willkürlich gewählten Zählpfeil überein. Das Ergebnis einer Netzwerkberechnung mit willkürlich gewählten Zählpfeilen beinhaltet keine Aussage darüber, ob ein positiv erhaltener Strom auch positiv im physikalischen Sinne ist. Zutreffende Richtungen lassen sich erst dann erkennen, wenn mindestens eine Spannungs- oder Stromrichtung von Anfang an oder auch nachträglich plausibel in einem bestimmten Wirkungssinn festgelegt wird.

Im Kontext unterscheidet man zwischen *Erzeugern* und *Verbrauchern*. Bei Erzeugern wird beispielsweise *abgegebene* Leistung als Produkt der positiven Klemmenspannung und dem vom Erzeuger wegfließenden positiv gezählten Strom positiv gezählt, Quellenspannung $\underline{E}$ und abgegebener Strom besitzen entgegengesetzte Vorzeichen. Bei Verbrauchern wird *aufgenommene* Leistung wegen gleicher Vorzeichen von Spannung und Strom ebenfalls positiv gezählt, Verbraucher werden grundsätzlich *gleichsinnig* bepfeilt, Bild A.5.

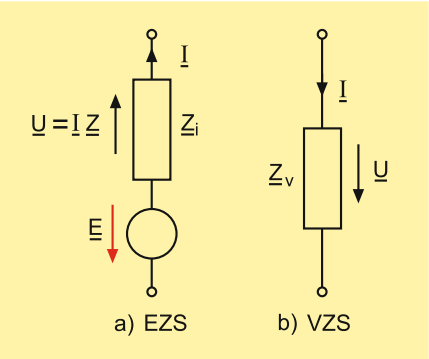


Bild A.5. a) Erzeuger-Zählpfeilsystem EZS, b) Verbraucher-Zählpfeilsystem VZS. $\underline{Z}_V$ Verbraucherimpedanz, $\underline{Z}_i$ komplexer Innenwiderstand der Spannungsquelle.

Grundsätzlich werden Erzeuger nach dem Erzeuger-Zählpfeilsystem bepfeilt und Verbraucher nach dem Verbraucher-Zählpfeilsystem. In Stromkreisen mit Erzeugern und Verbrauchern legen die physikalischen Gegebenheiten nahe, beide Bepfeilungsarten gleichzeitig anzuwenden, sog. *Erzeuger/Verbraucher-Zählpfeilsystem*. Bei diesem System gilt auch der Innenwiderstand des Erzeugers als Verbraucher, Bild A.6.

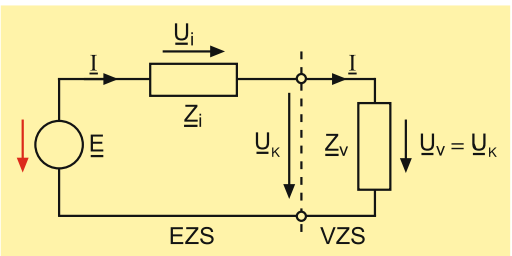


Bild A.6. Erzeuger/Verbraucher-Zählpfeilsystem für eine Spannungsquelle mit Innenwiderstand (innerer Impedanz) $\underline{Z}_i$ und einer Verbraucherimpedanz $\underline{Z}_V$.

In der Netzwerktheorie dominiert heute der Begriff der dem Laststrom einer Quelle entgegengerichteten *Quellenspannung* $\underline{U}_Q$, weil dann in Bild A.6 die Kirchhoffsche Maschenregel in der Form $\sum_{\nu=1}^{n} U_\nu = 0$ geschrieben werden kann,

$$\underline{U}_Q - \underline{U}_K - \underline{I}R = 0 \quad \Rightarrow \quad \underline{U}_K = \underline{U}_Q - \underline{I}R \quad . \tag{A.18}$$

Sie liest sich dann symmetrisch zur Knotenregel $\sum_{\nu=1}^{n} I_\nu = 0$. Außerdem lässt (A.18) sofort den praktisch bedeutsamen inneren Spannungsabfall $\underline{U}_i = \underline{I}\underline{Z}_i$ bei Belastung erkennen.

Mit den Abschnitten A.1 bis A.3 sind die begrifflichen Voraussetzungen für das Zeichnen von *Zeigerdiagrammen* gegeben.

A.4 Zeigerdiagramme

Zeigerdiagramme sind grafische Darstellungen algebraischer Gleichungen der komplexen Wechselstromrechnung mit komplexen Amplituden bzw. Zeigern $\underline{U}$ und $\underline{I}$ in der komplexen Zahlenebene. Insbesondere sind *Spannungs-Zeigerdiagramme* grafische Darstellungen von *Maschengleichungen* $\sum \underline{U} = 0$ und *Strom-Zeigerdiagramme*, grafische Darstellungen von *Knotengleichungen* $\sum \underline{I} = 0$.

Während komplexe Impedanzen $\underline{Z}$ immer nur in der gewohnten Gaußschen Zahlenebene visualisiert werden, gibt es aus Gründen der leichteren Lesbarkeit und der Platzökonomie sowie abhängig vom gewählten Zählpfeilsystem grundsätzlich vier verschiedene Arten des Zeichnens von Zeigerdiagrammen. In diesem Buch erfolgt die grafische Darstellung in einer um 90° gegen den Uhrzeigersinn gedrehten komplexen Zahlenebene. Beispielsweise zeigt Bild A.7a in der gedrehten *Gaußschen* Zahlenebene die Zeiger $\underline{U}_L$ und $\underline{I}_L$ an einer ohmsch/induktiv gemischten Last, Bild A.7b, die Zeiger $\underline{U}_C$ und $\underline{I}_C$ an einer ohmsch/kapazitiv gemischten Last.

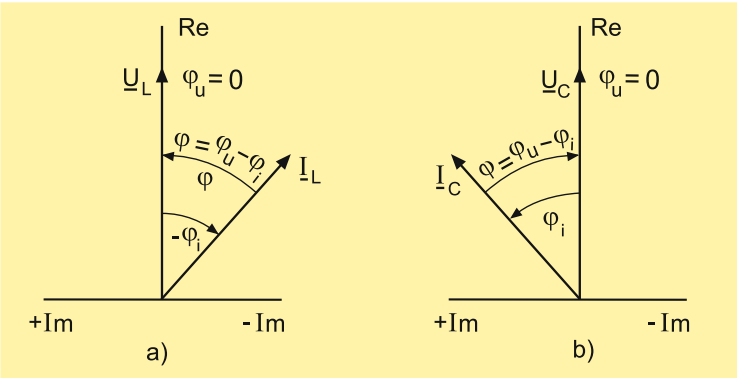


Bild A.7. Zur Veranschaulichung des Zeigerkonzepts. a) *Vorauseilender* Spannungszeiger bei *ohmsch/induktiver* Last, $\varphi = \varphi_u - (-\varphi_i) = 0 + \varphi_i = 0 < \varphi < +90°$ b) *Vorauseilender* Stromzeiger bei *ohmsch/kapazitiver* Last, $\varphi = \varphi_u - \varphi_i = 0 - \varphi_i = -90° < \varphi < 0$. Bezugszeiger für die Nullphasenwinkel φ_u und φ_i ist die reelle Achse *Re* bzw. $\underline{U}$.

In beiden Fällen wird der Spannungszeiger $\underline{U}$ in die reelle positive Achse gelegt und gilt dann als Bezugszeiger für die *Nullphasenwinkel* φ_u und φ_i. Die *Phasenwinkeldifferenz* zwischen der Spannung $\underline{U}$ und dem Strom $\underline{I}$ berechnet man aus $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$. Der Bezugszeiger bzw. der Spannungszeiger $\underline{U}$ besitzt den Nullphasenwinkel $\varphi_u = 0$.

Vereinbarungsgemäß eilt ein Zeiger $\underline{U}$ einem Zeiger $\underline{I}$ um einen Winkel φ voraus, wenn $\underline{I}$ gegen den Uhrzeigersinn gedreht werden muss, um die gleiche Richtung wie $\underline{U}$ einzunehmen. Sinngemäß eilt bei der Induktivität in Bild A.7a der Spannungszeiger $\underline{U}_L$ dem Stromzeiger $\underline{I}_L$ voraus, bei der Kapazität in Bild A.7b der Stromzeiger $\underline{I}_C$ dem Spannungszeiger $\underline{U}_C$ voraus. Die Phasenwinkel φ_u, φ_i werden beginnend von dem auf der reellen Achse liegenden Bezugszeiger in Drehrichtung, also zunehmendem Drehwinkel, positiv gezählt, auch mal negativ, wenn dem Bezugszeiger $\varphi_u = 0$ nacheilend. Mit anderen Worten,

– bei einer *Induktivität* eilt die Spannung dem Strom voraus. Die Nullphasenwinkeldifferenz $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ ist immer positiv, die Induktivität nimmt induktive Blindleistung Q_{ind} auf.

– bei einer *Kapazität* eilt immer der Strom der Spannung voraus. Auf Grund der Definition der Phasenwinkeldifferenz $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ ist φ dann immer negativ, die Kapazität nimmt kapazitive Blindleistung Q_{kap} auf.

Wenn im Haupttext oft nur von φ die Rede ist, ist meist die Winkeldifferenz $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ an einem Zweipol gemeint. Für eine ideale verlustfreie Induktivität gilt immer $\varphi_L = \varphi_u - \varphi_i = +90°$, für eine ideale, verlustfreie Kapazität immer $\varphi_C = \varphi_u - \varphi_i = -90°$.

Der Winkel φ zwischen den komplexen Zeigern $\underline{U}$ und $\underline{I}$ entspricht im Zeitbereich der zeitlichen *Phasenverschiebung*, um die die Scheitelwerte bzw. Nulldurchgänge der harmonischen Funktionen $u(t)$ und $i(t)$ einander vor- oder nacheilen. Zeiger müssen nicht zwingend von einem gemeinsamen Ursprung ausgehen, wie im Anhang B bei der „*Dreieckschaltung*“ in Drehstromsystemen noch näher erläutert wird.

Die Erstellung eines Spannungs-Zeigerdiagramms beginnt in der Regel mit der bekannten Spannung $\underline{U}$ am Verbraucher, die in die positive reelle Achse gelegt wird. Ein bekannt angenommener Verbraucher-Stromzeiger $\underline{I}_L$ einer ohmsch/induktiv gemischten Last wird in den rechten Quadranten der oberen Halbebene dem Spannungszeiger nacheilend gezeichnet, ein bekannt angenommener Stromzeiger $\underline{I}_C$ einer ohmsch/kapazitiv gemischten Last wird in den linken Quadranten der oberen Halbebene der Spannung voreilend gezeichnet.

Legt man einen Maßstabsfaktor für Ströme und Spannungen fest, z. B. 1 A $\widehat{=}$ 1 Einheit und 100 V $\widehat{=}$ 1 Einheit, so sind aus dem Zeigerdiagramm die Phasenwinkel zwischen den einzelnen Spannungen und Strömen sowie ihre Beträge direkt ablesbar (grafische Lösung). Im Folgenden zeichnen wir je ein Spannungs- und ein Stromzeigerdiagramm zunächst ohne Festlegung eines Maßstabs, wobei es nur um die Richtungen und Winkel der vektoriellen Addition geht.

Spannungs-Zeigerdiagramm

Bei einer Reihenschaltung mehrerer Bauelemente ist der *Strom* durch alle Bauelemente gleich, die Maschengleichung lautet $\sum \underline{U} = \underline{U}_R + \underline{U}_L + \underline{U}_C - \underline{U} = 0$, Bild A.8.

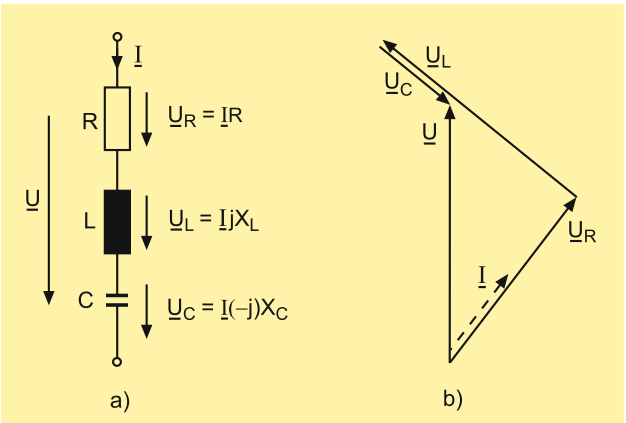


Bild A.8. Spannungs-Zeigerdiagramm einer RLC-Serienschaltung (längs der Masche gebildet aus dem Strompfad und der Spannungsquelle $\underline{U}$).

Beginnend mit dem ohmschen Spannungsabfall $\underline{U}_R = \underline{I}R$ in Richtung des Stroms $\underline{I}$ wird die Spannung $\underline{U}_L = \underline{I}jX_L$, wegen Multiplikation mit j um 90° gegen den Uhrzeigersinn gedreht, nach links oben zu $\underline{U}_R$ vektoriell addiert. (Beim Rechnen mit komplexen Zahlen bedeutet die Multiplikation eines Zeigers mit j eine Drehung um 90° im mathematisch positiven Sinn, die Multiplikation eines Zeigers mit $-j$ eine Drehung um 90° gegen den mathematisch positiven Sinn.) Anschließend folgt die Addition der Spannung $\underline{U}_C = -\underline{I}jX_c$, wegen Multiplikation mit $-j$ um 180° der Spannung $\underline{U}_L$ entgegen gerichtet, gezeichnet. Sie schließt das Zeigerdiagramm mit der Klemmenspannung $\underline{U}$ gemäß $\sum \underline{U} = 0$.

Strom-Zeigerdiagramm

Bei einer Parallelschaltung von Bauelementen herrscht an allen Bauelementen die gleiche *Spannung* $\underline{U}$. Sinngemäß erhält man im Knoten m ein geschlossenes Zeigerdiagramm für die Knotengleichung $\sum \underline{I}_m = \underline{I} - \underline{I}_R - \underline{I}_C - \underline{I}_L = 0$ durch Addieren aller im Knoten m zu- und abfließenden Ströme, Bild A.9.

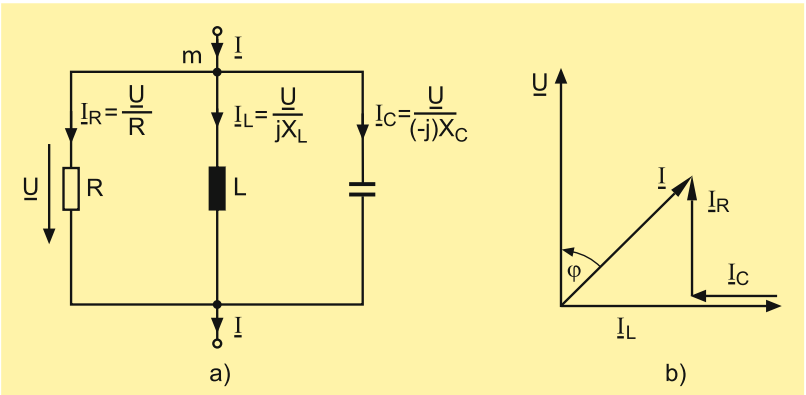


Bild A.9. Strom-Zeigerdiagramm einer RLC-Parallelschaltung für $\sum \underline{I}_m = \underline{I} - \underline{I}_R - \underline{I}_C - \underline{I}_L = 0$ im Knoten m. Dem Knoten m zufließende Ströme werden positiv, vom Knoten weg fließende Ströme negativ gezählt (Verbraucher-Zählpfeilsystem).

Statt das Vorzeichen des Phasenwinkels φ anzugeben, ist es in der Energietechnik oft üblich, den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ verbal mit dem Zusatz *induktiv*, das heißt $\cos\varphi_i$ (positives Vorzeichen für φ), bzw. *kapazitiv*, das heißt $\cos\varphi_k$ (negatives Vorzeichen für φ), zu versehen. Die Angabe des Leistungsfaktors allein genügt nicht zur Festlegung des Vorzeichens des Phasenwinkels, da die Kosinusfunktion gerade ist.

Maßstäbliches Zeigerdiagramm

Abschließend wird eine maßstäbliche Darstellung für ein einfaches Netzwerk unter Verwendung des Erzeuger/Verbraucher-Zählpfeilsystems gezeichnet, Bild A.10.
Folgende Größen sind bekannt:

$$U_V = 660\,V;\quad Z_V = 220\,\Omega; \qquad \cos\varphi_V = 0,9 \tag{A.19}$$

$$f = 50\,Hz; \quad L = 0,225\,\Omega/s \tag{A.20}$$

Maßstab: 100 V $\widehat{=}$ 1 Einheit; 1 A $\widehat{=}$ 1 Einheit.

Aus den gegebenen Größen errechnet sich

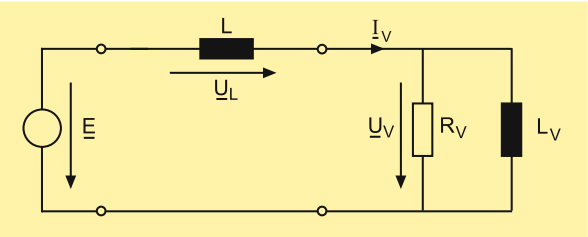


Bild A.10. Einfaches Beispielnetzwerk im Erzeuger/Verbraucher-Zählpfeilsystem. Ohmsch/induktiv gemischte Last $\underline{Z}_V$.

$$X_L = \omega L = 2\pi f\, L = 314\, s^{-1} \cdot 0,225\, \Omega s = 70,7\, \Omega \tag{A.21}$$

$$I_V = U_V / Z_V = 660\, V / 220\, \Omega = 3\, A \mathrel{\widehat{=}} 3\,\text{Einheiten} \tag{A.22}$$

$$\varphi_V = \arccos 0,9 = 25,8^\circ \quad . \tag{A.23}$$

Die Länge des Zeigers $\underline{U}_V$ entspricht 6,6 Einheiten. Der Winkel zwischen $\underline{U}_V$ und $\underline{I}_V$ beträgt $\varphi_V = +25,8^\circ$.

Der Spannungsabfall an X_L berechnet sich zu

$$U_L = I X_L = 3\, A \cdot 70,7\, \Omega = 212,1\, V \mathrel{\widehat{=}} 2,1\,\text{Einheiten} \tag{A.24}$$

Der Zeiger $\underline{U}_L$ schließt mit dem Zeiger $\underline{I}$ den Winkel $+90^\circ$ ein und wird an die Spitze des Zeigers $\underline{U}_V$ angetragen. Daraus ergibt sich der Zeiger $\underline{E}$ mit einer Länge von 7,75 Einheiten, das heißt $\underline{E} = 775$ V. Der Winkel zwischen $\underline{I}$ und $\underline{E}$ beträgt $\varphi_E = +40,0^\circ$, das heißt $\cos\varphi_E = 0,766$, Bild A.11.

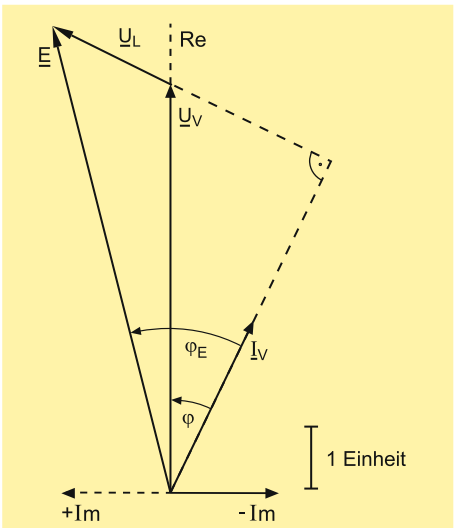


Bild A.11. Zeigerdiagramm des Beispielnetzwerks mit ohmsch/induktiver Last.

A.5 Wechselstromleistung

In Wechselstromkreisen kann die Leistung für eine cosinusförmige Spannung $u(t) = \hat{u}(\cos\omega t + \varphi_u)$ und einen cosinusförmigen Strom $i(t) = \hat{\imath}(\cos\omega t + \varphi_i)$, sowohl unter Verwendung der Zeitbereichsfunktionen u(t) und i(t) als auch der komplexen Frequenzbereichsgrößen $\underline{U}$ und $\underline{I}$ berechnet werden.

Im *Zeitbereich* ergibt sich an einem ohmschen Widerstand R mit $\varphi_u = \varphi_i$ die *zeitabhängige momentane Leistung* $p(t)$ als Produkt von $u(t)$ und Strom $i(t)$ gemäß

$$p(t) = u(t)\,i(t) = \hat{u}(\cos\omega t + \varphi_u)\;\hat{\imath}\;(\cos\omega t\; + \varphi_i) \tag{A.25}$$

$$p(t) = \hat{u}\,\hat{\imath}\,cos^2(\omega t\; + \;\varphi_u) = \frac{1}{2}\hat{u}\,\hat{\imath}\,[1 + cos(2\omega t\; + \;2\varphi_u)] = \tag{A.26}$$

$$= U_{ef} I_{ef}[1 + cos(2\omega t\; + \;2\varphi_u)] \quad .$$

Die Momentanleistung setzt sich also aus einem konstanten Wert $U_{ef}I_{ef}$ und einem mit doppelter Kreis- und Netzfrequenz und diesen Wert schwingenden Anteil $U_{ef}I_{ef}(2\omega t + 2\varphi_u)$ zusammen. Bildet man den zeitlichen Mittelwert der Momentanleistung über eine Periode T, erhält man die sogenannte *Wirkleistung* P,

$$P = \frac{1}{T} = \int_0^T p(t)dt = U_{ef} I_{ef} \quad . \tag{A.27}$$

Den zeitlichen Verlauf der Momentanleistung $p(t)$ zeigt Bild A.12.

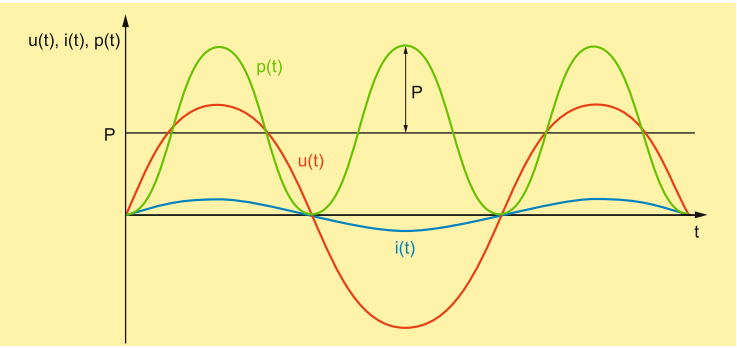


Bild A.12. Zeitlicher Verlauf der Momentanleistung $p(t)$ einer ohmschen Last bei Wechselstrom.

Spannung und Strom sind in Phase, das Produkt $p(t) = u(t)i(t)$, ist wegen der Gleichphasigkeit immer positiv und pendelt sinusförmig um den arithmetischen Mittelwert $P = U_{ef}I_{ef}$ oberhalb der Zeitachse. Auch die Amplitude der Leistungsschwingung besitzt den Wert $P = U_{ef}I_{ef}$.

Um auch die Leistungen von Blindwiderständen wie Spulen und Kondensatoren berücksichtigen zu können, liegt es nahe, auf den *Frequenzbereich* überzugehen, das heißt im stationären Betrieb mit der komplexen Spannung $\underline{U} = Ue^{j\varphi_u}$ und dem komplexen Strom $\underline{I} = Ie^{j\varphi_i}$ zunächst das komplexe Produkt

$$\underline{U}\,\underline{I} = Ue^{j\varphi_u} Ie^{j\varphi_i} = UIe^{j(\varphi_u + \varphi_i)} \tag{A.28}$$

zu bilden, um die *komplexe Leistung* $\underline{S}$ zu berechnen. Dies führt jedoch nicht zu dem gewünschten Ergebnis, weil sich die Nullphasenwinkel in Gl. (A.28) addieren statt der Winkeldifferenz $\varphi_u - \varphi_i$ zu entsprechen. Man berechnet daher die komplexe Leistung mit Hilfe des *konjugiert komplexen* Stroms $\underline{I}^* = Ie^{-j\varphi_i}$ aus

$$\underline{S} = \underline{U}\,\underline{I}^* = Ue^{j\varphi_u} Ie^{-j\varphi_i} = UIe^{j(\varphi_u - \varphi_i)} = UIe^{j\varphi} = Se^{j\varphi} \quad . \tag{A.29}$$

Der Phasenwinkel $\varphi = \varphi_u - \varphi_i$ entspricht dann der Winkel*differenz* bzw. der *Phasenverschiebung* zwischen $\underline{U}$ und $\underline{I}$.

Meist rechnet man mit so genannten *Effektivwertzeigern* (s. a. A.1), deren Betrag durch Division der Amplituden $\hat{u}$ oder $\hat{\imath}$ der Sinusgrößen durch $\sqrt{2}$ erhalten wird,

$$U_{ef} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{2}} \quad \text{oder} \quad I_{ef} = \frac{\hat{\imath}}{\sqrt{2}} \quad . \tag{A.30}$$

Der *Betrag* der komplexen Leistung $|\underline{S}| = S$ wird dann *Scheinleistung* genannt,

$$S = UI = U_{ef} I_{ef} \quad . \tag{A.31}$$

An einem ohmschen Widerstand R stimmt die Scheinleistung $S = U_{ef} I_{ef}$ gemäß (A.31) mit der Wirkleistung $P = U_{ef} I_{ef}$ gemäß (A.27) überein. Bei einer komplexen Impedanz $\underline{Z}$ gilt immer $S \geq P$.

Die Scheinleistung ist ein Maß für die dielektrische und thermische Beanspruchung eines Betriebsmittels im jeweiligen Betriebszustand. Werden für U_{ef} und I_{ef} die *Bemessungswerte* eingesetzt, mutiert die Scheinleistung zur *Nennscheinleistung*, sie ist dann eine *Bemessungsgröße*, mit anderen Worten eine Produkteigenschaft, und kennzeichnet dann die *maximale* Belastbarkeit eines Betriebsmittels. Ähnlich wie die Kurzschlussleistung (19.2.2), ist sie eine reine Rechengröße ohne akuten physikalischen Bezug.

Die komplexe Leistung $\underline{S}$ setzt sich aus der *Wirkleistung* P und der *Blindleistung* Q zusammen. Aus Gleichung (A.29) erhält man nach Anwendung der *Eulerschen Formel*

$$\underline{S} = S\cos\varphi + jS\sin\varphi = U_{ef} I_{ef}\cos\varphi + jU_{ef} I_{ef}\sin\varphi = P + jQ \quad . \tag{A.32}$$

Aus (A.31) und (A.32) berechnen sich dann die Wirkleistung P und die Blindleistung Q zu,

$$P = U_{ef} I_{ef}\cos\varphi \quad \text{bzw.} \quad P = I_{ef}^2 R = \frac{U_{ef}^2}{R} \tag{A.33}$$

und

$$Q = U_{ef} I_{ef}\sin\varphi \quad \text{bzw.} \quad Q = I_{ef}^2 X = \frac{U_{ef}^2}{X} \quad . \tag{A.34}$$

Wohlgemerkt ergibt Gleichung (A.34) immer einen positiven Blindleistungsbetrag, unbeschadet des Vorzeichens von φ, was in Bild A.13 in der komplexen Zahlenebene grafisch veranschaulicht ist.

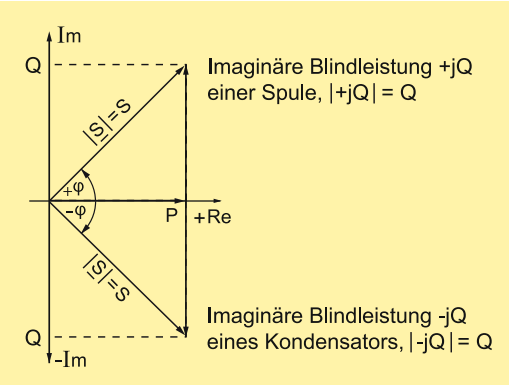


Bild A.13. Wirkleistung P und imaginäre Blindleistung $+jQ$ und $-jQ$ in der komplexen Zahlenebene. Auf der negativen imaginären Achse wird das positive Vielfache der negativen imaginären Einheit $-i$ aufgetragen, also auch $+Q$.

Alternativ kann man die komplexe Leistung auch aus dem Produkt der konjugiert komplexen Spannung $\underline{U}^*$ und dem komplexen Strom $\underline{I}$ ermitteln, wobei sich das Vorzeichen der imaginären Komponente vertauscht. Man erhält dann für die komplexe Scheinleistung,

$$\underline{S} = \underline{U}^* \underline{I} = P - jQ \quad , \tag{A.35}$$

was jedoch zu den gleichen Beträgen für P und Q führt, weil bei der Betragsbildung $\pm Q$ immer quadriert wird, wodurch in beiden Fällen Q^2 einen positiven Zahlenwert ergibt. Hierauf wird in A.6 noch ausführlich eingegangen.

Alle reellen Blindleistungen gleichviel ob Q_{ind} oder Q_{kap}, gleichviel ob aufgenommen oder abgegeben, besitzen immer *positive* Zahlenwerte. Der Unterschied zwischen induktiver Blindleistung Q_{ind} oder kapazitiver Blindleistung Q_{kap} liegt im Einzelfall nicht in einem unterschiedlichen Vorzeichen von Q begründet sondern in der Tatsache, dass bei *induktiver Blindleistung* die Momentanwerte der Spannung den Momentanwerten des Stroms um den Winkel $+\varphi$ voreilen, bei *kapazitiver Blindleistung* die Momentanwerte des Stroms den Momentanwerten der Spannung um den Winkel $-\varphi$ voreilen, mit anderen Worten die Phasenwinkel φ unterschiedliche Vorzeichen besitzen.

Q_L: Spannung $\underline{U}_L$ eilt Strom $\underline{I}_L$ um 90° voraus, φ_i positiv.

Q_C: Strom $\underline{I}_C$ eilt Spannung $\underline{U}_C$ um 90° voraus, φ_i negativ.

Bei perfekter Kompensation kompensieren sich dann aufgrund der Phasenverschiebung von 180° die Momentanwerte $i_L(t)$ und $i_C(t)$ in jedem Augenblick zu Null, sinngemäß kompensieren sich die komplexen Stromzeiger $j\underline{I}_{B_L}$ und $-j\underline{I}_{B_C}$ bei geometrischer Addition in der komplexen Zahlenebene ständig zu Null.

Bei bekannter Wirkleistung P und Blindleistung Q berechnet sich die *Scheinleistung*, zu

$$|\underline{S}| = S = U_{ef} I_{ef} = \sqrt{P^2 + Q^2} \qquad \text{bzw.} \quad |\underline{S}| = S = I_{ef}^2 Z = \frac{U_{ef}^2}{Z} \quad . \tag{A.36}$$

Alternativ lassen sich unter Verwendung von Gleichung (A.36) die Wirk- und Blindleistung auch aus bekannter Scheinleistung und Blind- bzw. Wirkleistung berechnen,

$$P = \sqrt{S^2 - Q^2} \qquad \text{bzw.} \qquad Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad . \tag{A.37}$$

Wie aus den Gleichungen (A.33), (A.34), (A.36) und (A.37) hervorgeht, handelt es sich bei den Größen S, P und Q um über eine Periode T gemittelte zeitlich konstante Werte, die nur für Zeiten $t \geq T$ definiert sind (s. a. A.6).

Zur Unterscheidung der verschiedenen Leistungsbegriffe werden üblicherweise folgende Einheiten gewählt:

- *Scheinleistung* S : [S] = VA
- *Wirkleistung* P: [P] = Watt
- *Blindleistung* Q: [Q] = Var oder var .

Leistungsfaktor $\cos\varphi$

Der $cos\,\varphi$ des Phasenwinkels φ bzw. der Phasenverschiebung φ in Gleichung (A.33) wird als *Leistungsfaktor* λ , *Verschiebungsfaktor* λ oder *Wirkfaktor* λ bezeichnet (engl.: *power factor*, s. a. A.7),

$$\lambda = cos\,\varphi = \frac{P}{U_{ef}\,I_{ef}} = \frac{P}{S} \leq 1 \quad . \tag{A.38}$$

Der $sin\,\varphi$ des Phasenwinkels φ in Gleichung (A.34) wird als *Blindfaktor* bezeichnet.

Der *Leistungsfaktor* λ ist ein Oberbegriff der Elektrotechnik, der den Anteil einer Scheinleistung $S = U_{ef}I_{ef}$ zu ermitteln gestattet, der als Wirkleistung $P = U_{eff}I_{ef}cos\,\varphi$ genutzt werden kann bzw. wird. Der verbleibende Anteil, die so genannte *Blindleistung*, wird für den Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder der Betriebsmittel benötigt und leistet keinen direkten Beitrag zur verrichteten Arbeit. Alternativ erlaubt der Leistungsfaktor die Ermittlung der Bemessungsleistung eines Betriebsmittels, die zur Bereitstellung einer bestimmten Wirkleistung erforderlich ist. Je kleiner der $cos\,\varphi$, desto größer ist für eine gegebene Wirkleistung die erforderliche Scheinleistung. Es gilt immer $S \geq P$, da der $cos\,\varphi$ nur Werte ≤ 1 annehmen kann. Zur Minimierung der Netzverluste wäre grundsätzlich ein $cos\,\varphi \approx 1$ erstrebenswert, weil dann Wirk- und Scheinleistung praktisch identisch sind, $P \approx S$. Stromversorgungsunternehmen schreiben ihren Tarifkunden einen Mindestwert von $cos\,\varphi \geq 0,9$ vor.

Für oberschwingungshaltige Ströme wird der Leistungsfaktor nicht mehr aus dem $cos\,\varphi$ gemäß Gleichung (A.33) definiert, worauf im Abschnitt A.7 ausführlicher eingegangen wird.

A.6 Blindleistungskompensation und Blindleistungslieferung

Der oben rein rechnerisch hergeleitete Begriff der *Blindleistung* Q als Imaginärteil der komplexen *Scheinleistung* $\underline{S}$ (Gl. (A.32)) entbehrt leider einer vergleichbaren Anschaulichkeit, wie beispielsweise die *Wirkleistung* P. Es kommt daher nicht selten zu Missverständnissen. Sie liegen einmal darin begründet, dass *Blindleistungskompensation* durch Kompensationskondensatoren und -spulen und die *Erzeugung* und *Einspeisung* von *Blindleistung* durch Generatoren und manche FACTS-Betriebsmittel in einen Topf geworfen werden.

Blindleistung Q tritt in Wechselstromkreisen beim periodischen Auf- und Entladen von Kondensatoren infolge der Speicherung elektrischer Energie im elektrischen Feld, sowie

beim periodischen Auf- und Abbau des magnetischen Felds von Spulen infolge der Speicherung magnetischer Energie im magnetischen Feld auf. Innerhalb jeder Periode heben sich die bei der Energiespeicherung und -entspeicherung übertragenen Wirkleistungsflüsse gegenseitig auf, netto wird daher keine Wirkleistung von der Quelle zur Last übertragen. Zwischen einem Generator und einer Spule pendelt Energie nur hin und her, Bild A.14.

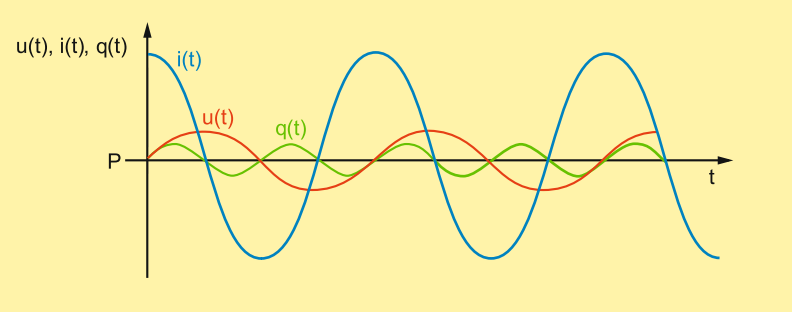


Bild A.14. Zeitlicher Verlauf der Momentanleistung $q(t)$ einer induktiven Last bei Wechselstrom

Wann immer $i(t)$ und $u(t)$ beide gleichzeitig positive oder gleichzeitig negative Momentanwerte aufweisen, ist $q(t) > 0$, wann immer sie gleichzeitig unterschiedliche Vorzeichen aufweisen, ist $q(t) < 0$. So kommt es dazu, dass $q(t)$ mit der Frequenz 2ω um die t-Achse oszilliert und der arithmetische Mittelwert von $q(t)$ Null ist, daher der Name *Blindleistung*.

Auch zwischen passiven Blindwiderständen pendelt Energie lediglich hin und her. Mal wird sie im elektrischen Feld von Kondensatoren gespeichert, mal im magnetischen Feld von Spulen. Es findet eine ständige, periodische Umwandlung magnetischer Feldenergie in elektrische Feldenergie und umgekehrt statt. Während des Feldaufbaus nehmen Spulen und Kondensatoren Energie auf, während des Feldabbaus geben sie diese wieder ab. Aus energetischer Sicht sind beide Vorgänge bis auf eine zeitliche Phasenverschiebung um 180° identisch.

Die mit den Gleichungen A.31 und A.33 eingeführte Blindleistung Q ist ein fester, über eine Periode T gebildeter, quadratischer Mittelwert und beschreibt nicht die momentanen Vorgänge des Feldauf- und Feldabbaus und deren Richtungen. Als Mittelwert entbehrt Q jeder Information über alles, was sich im Einzelnen innerhalb einer Periode abspielt oder gar, dass Energie hin- und herfließt. Q stellt lediglich den zeitlichen (nicht arithmetischen) Mittelwert einer imaginären Wechselstromleistung dar, die für einen steten Betrieb ständig benötigt wird.

Es ist daher auch falsch zu sagen, dass ein Kondensator beim Zuschalten einer sinusförmigen Spannung im Nulldurchgang Blindleistung Q_{kap} aufnimmt und diese nach Erreichen des Scheitelwerts auch wieder abgibt. Derartige Aussagen lassen sich nur mit den Momentanwerten $u(t)$, $i(t)$ und $q(t)$ treffen. Spulen nehmen *permanent* induktive Blindleistung Q_{ind} gemäß Gleichung (A.31) oder (A.33) auf, Kondensatoren nehmen *permanent* kapazitive Blindleistung Q_{kap} auf. Beide Reaktanzen geben als passive Bauelemente keine Leistung ab. Für die Blindleistungskompensation entscheidend ist nicht ein unterschiedliches Vorzeichen von Q sondern die permanente Phasenverschiebung von 180° zwischen induktiven und kapazitiven Ladeströmen.

Die Deckung des Blindleistungsbedarfs einer Reaktanz kann auf zwei Arten erfolgen, durch *Blindleistungskompensation* oder durch *Erzeugung* und *Lieferung* der erforderlichen Blindleistung.

A.6.1 Blindleistungskompensation

Historisch trat das Blindleistungsphänomen erstmalig mit dem zunehmenden Einsatz von Motoren und Transformatoren in Erscheinung. Diese Lasten bzw. Verbraucher nehmen so genannte *Magnetisierungsblindleistung* zum Aufbau ihrer Magnetfelder im Eisenkreis auf. In unbelastetem Zustand der Motoren bzw. Leerlauf der Transformatoren fließt dann jeweils nur ein induktiver Blindstrom $\underline{I}_{B_L}$, der dem Spannungszeiger $\underline{U}_K$ über der Last um 90° nacheilt, (s. a. Bild A.4b).

Der Blindstrom $\underline{I}_{B_L}$ erzeugt am induktiven Innenwiderstand der Spannungsquelle und der Längsreaktanz der Leitungen einen induktiven Spannungsabfall, der nur noch einen Teil der ursprünglichen Speisespannung an den Eingangsklemmen der Motoren und Transformatoren auftreten lässt. Um an den induktiven Verbrauchern die Klemmenspannung $\underline{U}_K$ auf den Nennwert zu bringen, muss die Spannung der Einspeisung erhöht werden, bis die Spannungsabsenkung am Verbraucherknoten ausgeglichen ist. Die mit der Spannungserhöhung einhergehende erhöhte Blindleistungsaufnahme der induktiven Lasten wird durch erhöhte *Blindleistungserzeugung und -lieferung* durch die das Netz speisenden Synchrongeneratoren gedeckt. Man spricht auch vom *Stützen* der Knotenspannung durch *Einspeisen induktiver Blindleistung.*

Weil der Blindstrom $\underline{I}_{B_L}$ nicht nur Spannungsabfälle sondern auch Stromwärmeverluste im Generator und den Leitungen verursacht, entstand sehr früh die Idee, den Blindleistungsbedarf großer induktiver Lasten lokal durch Parallelschalten kapazitiver Lasten vergleichbarer kapazitiver Blindleistungsaufnahme zu kompensieren, so genannte *Blindleistungs-* bzw. *Blindstromkompensation* (engl.: *power factor correction*, s. a. 10.4.1), Bild A.15.

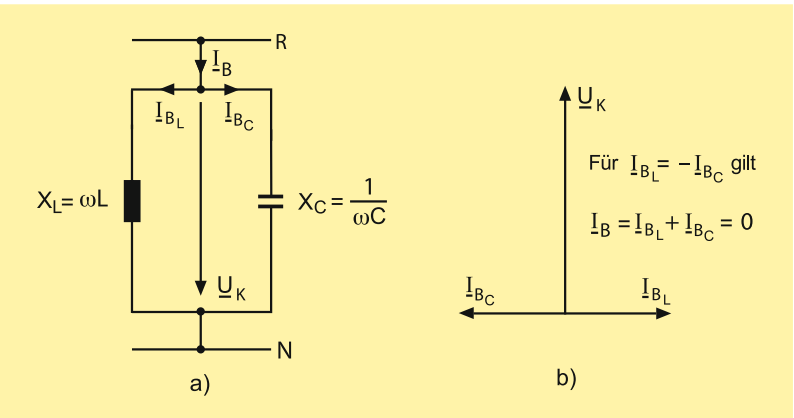


Bild A.15. a) Blindstromkompensation mit $X_L = X_C$, L: induktiver Verbraucher, C: kapazitiver Verbraucher bzw. Kompensationskapazität b) Zeigerdiagramm $\underline{I}_{B_L} = -\underline{I}_{B_C} \Rightarrow \underline{I}_B = 0$.

Wählt man die Blindwiderstände X_L der induktiven Last L und X_C der parallel geschalteten Kompensationskapazität C, die ebenfalls als Last auftritt, gleich groß,

$$X_L = X_C \quad bzw. \quad \omega L = 1/\omega C \quad , \tag{A.39}$$

fließen in die induktive Last und die kapazitive Last entgegengesetzt gleich große Blindströme $\underline{I}_{B_L}$ und $\underline{I}_{B_C}$, die sich gegenseitig aufheben bzw. *kompensieren*. Die Blindleistungslieferung vom Generator wird dann entbehrlich, das heißt $\underline{I}_B = 0$, da die LC-Schaltung einen Sperrkreis bildet und die Blindleistung im stationären Betrieb nur noch zwischen der induktiven und kapazitiven Last ständig hin- und her schwingt. Es gilt dann auch $j\underline{I}_{B_L} = -j\underline{I}_{B_C}$. Auch hier ist das Minuszeichen völlig korrekt (wie auch in Gl. (A.11)), ergänzen sich doch die beiden imaginären Ströme $j\underline{I}_{B_L}$ und $-j\underline{I}_{B_C}$ bei geometrischer (vektoriellen) Addition in der komplexen Zahlenebene zu Null. Die Frage nach dem Vorzeichen von Q stellt sich gar nicht, wichtig ist lediglich, dass die beiden reellen Reaktanzen X_L und X_C positiv und betragsmäßig gleich groß sind, das heißt $X_L = X_C$. Bei vollständiger Kompensation, $\omega L = 1/\omega C$, sind die imaginären Reaktanzen jX_L und jX_C, sowie die imaginären Ströme jI_B und jI_C und die imaginären Blindleistungen jQ_{ind} und jQ_{kap} konjugiert komplexe Zahlen, deren Imaginärteile entgegengesetzte Vorzeichen besitzen. Ihre Beträge sind dagegen jeweils gleich groß und reell.

Zur Vermeidung von Resonanzerscheinungen, der Selbsterregung von Asynchronmaschinen sowie aus Kostengründen strebt man nicht immer eine perfekte Kompensation an, sondern begnügt sich in Abwesenheit weiterer zu berücksichtigender Gesichtspunkte auch mit *weitgehender* Kompensation, beispielsweise $cos\,\varphi = 0,95$.

Auslegung der Kompensationskapazität

Zur Berechnung der erforderlichen Kompensationskapazität einer zu kompensierenden Last ermittelt man zunächst ihren *induktiven* Blindleistungsbedarf aus den Angaben auf dem Typenschild eines Motors oder Transformators,

$$Q_L = S \sin\varphi = S\sqrt{1 - cos^2\varphi} \quad . \tag{A.40}$$

Für eine nominell perfekte Kompensation wird eine kapazitive Last betragsmäßig gleichen, jedoch *kapazitiven* Blindleistungsbedarfs gesucht,

$$Q_C \stackrel{!}{=} Q_L = \frac{U_{ef}^2}{X_L} \stackrel{!}{=} \frac{U_{ef}^2}{X_C} \tag{A.41}$$

$$\Rightarrow \qquad X_C = \frac{U_{ef}^2}{Q_L} = \frac{1}{\omega C} \tag{A.42}$$

$$\Rightarrow \qquad C = \frac{1}{\omega X_C} = \frac{Q_L}{\omega\, U_{ef}^2} = \frac{S \sin\varphi}{\omega\, U_{ef}^2} = \frac{S\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\omega\, U_{ef}^2}$$

$$\boxed{C = \frac{S\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\omega\, U_{ef}^2}} \quad . \tag{A.43}$$

Auf der rechten Gleichungsseite von (A.43) stehen nur noch bekannte Größen. Inwieweit man nun die gemäß (A.43) errechnete Größe der Kompensationskapazität tatsächlich in vollem Umfang realisiert, hängt im Einzelfall von weiteren betriebswirtschaftlichen und betrieblichen Randbedingungen ab, wegen der auf die Spezialliteratur über Blindstromkompensation verwiesen wird. In Drehstromschaltungen, gleichviel ob Stern- oder *Dreieckschaltung*, muss jeder Strang kompensiert werden, was bereits in den Gleichungen (11.7) bis (11.9) in 11.7.1 erläutert wurde.

Wegen der klassischen Dominanz induktiver Lasten hat sich, insbesondere im Angelsächsischen, folgendes Axiom eingebürgert: *Induktive Verbraucher benötigen Blindleistung, Kondensatoren liefern Blindleistung.* Diese Aussage ignoriert völlig die physikalische Natur des Blindleistungsphänomens und dass auch kapazitive Lasten *kapazitive* Blindleistung zum Auf- und Abbau des elektrischen Feldes zwischen ihren Belägen benötigen. Beispielsweise ist in der Netzbetriebsführung (15.2 und Kapitel 17) häufig auch kapazitiver Blindleistungsbedarf schwach belasteter oder gar leerlaufender Leitungen im Rahmen der allgemeinen Spannungshaltung durch *Einspeisung* kapazitiver Blindleistung zu decken. Ferner treten bei starker Solareinstrahlung durch die zahllosen PV-Anlagen häufig überproportionale Wirkleistungseinspeisungen in den Verteilnetzen auf, die den lokalen Wirkleistungsbedarf weit übertreffen und damit zu nicht tolerierbaren Spannungsüberhöhungen einzelner Netzknoten führen. In beiden Fällen lässt sich sinngemäß der *kapazitive Blindleistungsbedarf* durch Parallelschaltung von *Kompensationsspulen* (engl.: *shunt reactor*) decken.

Angesichts der energetischen Äquivalenz der Energiespeicherung in Spulen und Kondensatoren sowie der Tatsache, dass auch Spulen zur Kompensation kapazitiver Blindleistung eingesetzt werden, ferner der Existenz von Spannungsquellen, die tatsächlich selbst induktive und kapazitive Blindleistung *erzeugen* und *liefern* können, und zwar *ohne große Kondensatorbatterien oder Spulenaggregate*, ist die klassische Sichtweise *Induktivitäten benötigen Blindleistung, Kondensatoren liefern Blindleistung* nicht zutreffend, um nicht zu sagen falsch. Schließlich liefert zwar in Bild A.15a der Kondensator tatsächlich die Energie zum Aufbau des Magnetfelds in der Spule, aber gleich anschließend liefert das abklingende Magnetfeld der Spule auch wieder die Energie für den Aufbau des Felds im Kondensator und so fort. Beide Vorgänge sind energetisch völlig gleichwertig, und nichts rechtfertigt physikalisch die Aussage *Spulen benötigen, Kondensatoren liefern Blindleistung.*

Treffender gesagt *kompensiert* bzw. *neutralisiert* der Blindleistungsbedarf einer Kompensationskapazität den Blindleistungsbedarf einer zu kompensierenden parallel geschalteten Induktivität. Sinngemäß *kompensiert* bzw. *neutralisiert* der Blindleistungsbedarf einer Kompensationsspule den Blindleistungsbedarf einer zu kompensierenden parallel geschalteten Kapazität. Aus Sicht der Spannungsquelle besitzt die Parallelschaltung wegen $\underline{I}_B = 0$ überhaupt keinen von außen erkennbaren Blindleistungsbedarf. Der Kompensation dienende Kondensatoren und Spulen werden daher schlicht als *Kompensationsmittel* bezeichnet.

Nebenbei gesagt, hätte man von Anfang an die komplexe Scheinleistung S aus dem Produkt der konjugiert komplexen Spannung $\underline{U}^*$ mit dem komplexen Strom $\underline{I}$ ermittelt, würde Gleichung (A.35) ein Axiom nahelegen: *Spulen liefern Blindleistung, Kondensatoren verbrauchen Blindleistung.* Diese Ambivalenz macht schnell klar, dass *beide* Axiome nicht haltbar sind. Auch stört, dass ein Synchrongenerator im übererregten Zustand zwar unbestritten induktive Blindleistung liefert, im untererregten Zustand aber induktive Blindleistung aufnehmen soll und damit zu einer Last bzw. einem Verbraucher mutiert. Im Hinblick auf $j\underline{I}_{B_L} = -j\underline{I}_{B_C}$ und damit $Q_{ind} = Q_{kap}$ sagt man besser gleich, dass der Generator dann kapazitive Blindleistung *liefert.*

A.6.2 Erzeugung und Lieferung von Blindleistung

Im Gegensatz zu Kompensationsmitteln kompensieren Synchronmaschinen und moderne FACTS-Betriebsmittel keinen wie auch immer gearteten Blindleistungsbedarf sondern *liefern* eigenerzeugte induktive und kapazitive Blindleistung (8.6 und 10.5.2.4). Beispielsweise erzeugt und liefert ein übererregter Synchrongenerator ($|\underline{E}_P| > |\underline{U}_K|$) induktive Blindleis-

tung, ein untererregter Synchrongenerator ($|\underline{E}_P| < |\underline{U}_K|$) kapazitive Blindleistung. Im ersteren Fall injiziert der Generator am Anschlusspunkt einen der Klemmenspannung um 90° *nacheilenden* Blindstrom. Aus Sicht des Netzes verhält er sich dann wie eine zugeschaltete Kompensationskapazität, die induktiven Blindleistungsbedarf im Netz *kompensiert* und durch die ein der Spannung vorauseilender Blindstrom fließt. Man spricht von *kapazitivem Betriebsmodus* (engl.: *capacitive mode*). In letzterem Fall injiziert der Generator einen der Klemmenspannung um 90° *vorauseilenden* Blindstrom. Gemäß der aktuellen Terminologie im Stromrichterschrifttum verhält er sich aus Sicht des Netzes dann wie eine zugeschaltete Kompensationsspule, die beispielsweise kapazitiven Blindleistungsbedarf schwach belasteter Leitungen *kompensiert* und durch die ein der Spannung nacheilender Blindstrom fließt. Man spricht von *induktivem Betriebsmodus* (engl.: *inductive mode*). Wenig erstaunlich führen beide Aussagen leicht zu Missverständnissen.

Im Bestreben um Klarheit empfiehlt es sich,

– obige alternative Betrachtungen *„Aus Sicht des Netzes…“* nicht in einem Atemzug mit der Lieferung induktiver oder kapazitiver Blindleistung eines Generators oder eines STATCOMS zu erwähnen. Dies hieße ja, dass ein Synchrongenerator induktive Blindleistung liefert, gleichzeitig aber aus *„Sicht des Netzes“* kapazitive Blindleistung bereitstellt, was ja Missverständnisse hervorrufen muss. Es wird dabei ganz vergessen, dass es sich bei der *„Sicht des Netzes“*, um ein ganz anderes Netz handelt, bei dem Synchrongeneratoren nicht als Spannungsquelle sondern als *passive Zweipole* bzw. *Kompensationsmittel* wirksam sind.

– Blindleistung als *Oberbegriff* für induktive und kapazitive Blindleistung zu verstehen. Beides Mal geht es um Energiespeicherung durch Auf- und Abbau von Feldern. Gemäß Gleichung (A.32) bedeutet $+jQ$ abgegebene induktive Blindleistung und $-jQ$ aufgenommene induktive Blindleistung. Hier sind die unterschiedlichen Vorzeichen durchaus in Ordnung, handelt es sich doch um *imaginäre* Zahlen. Die für den Praktiker relevanten Zahlen Q_{ind} und Q_{kap} sind aber beide immer positiv. Unter Berücksichtigung von $Q_{ind} = Q_{kap}$ *liefert* dann ein untererregter Generator positive kapazitive Blindleistung und wahrt seine Natur als Generator. Ein Vorzeichenproblem existiert auch hier nicht, wenn man zumindest weiß, dass bei einem Generator abgegebene Leistungen grundsätzlich positiv gezählt werden.

– zwischen *induktiver* und *kapazitiver* Blindleistung nicht durch ein positives oder kapazitives Vorzeichen zu unterscheiden, sondern durch Verwendung der Indices *ind* und *kap*. Energetisch besteht kein Unterschied bezüglich des grundsätzlichen Phänomens der Blindleistung von Reaktanzen. Bei Spulen eilt jedoch der Strom der Spannung um 90° nach, bei Kondensatoren um 90° voraus, was dann den Phasenunterschied von 180° ausmacht und induktive und kapazitive Blindleistung als komplementäre Größen erscheinen lässt.

– die Aussagen: *Kondensatoren liefern Blindleistung, Spulen benötigen Blindleistung* zu unterlassen. Sowohl bei Kompensationskondensatoren als auch bei Kompensationsdrosselspulen (Petersen Spule, Shunt Reaktoren) handelt es sich netzwerktheoretisch um passive Zweipole, die auf Grund der Phasenverschiebung ihrer Ströme um 180° schlicht *kompensieren* und nicht *liefern*. Passive Bauelemente nehmen definitionsgemäß Leistungen auf.

– auch bei FACTS Systemen mit Kompensationskondensatoren und Kompensationsspulen nur von *Kompensation* zu sprechen. Bei Blindstromkompensation eines Motors durch einen parallelgeschalteten Kompensationskondensator letzteren passiven Zweipol als liefernde Spannungsquelle zu verstehen, ist netzwerktheoretisch inkonsistent.

– von Blindleistung *liefern* nur im Zusammenhang mit Generatoren und eben jenen FACTS Systemen zu sprechen, die tatsächlich aktiv Blindleistung *erzeugen* und *liefern* und zwar *ohne große Kondensatorbatterien und Spulenaggregate*, beispielsweise der STATCOM (s. 10.5.2.4), moderne EE-Stromrichter für PV- und Windkraftanlagen etc.

Zwischen Blindleistung *liefern* und Blindleistung *kompensieren* bzw. *Kompensationsblindleistung bereitstellen*, gibt es einen gern übersehenen Unterschied. In ersterem Fall erzeugen und liefern Spannungsquellen positive induktive oder positive kapazitive Blindleistung, in letzterem neutralisieren passive Bauelemente vorhandenen Blindleistungsbedarf. *Kompensationsblindleistung* und *gelieferte Blindleistung* sind komplementäre Größen. Induktive Kompensationsblindleistung und gelieferte induktive Blindleistung ergänzen sich bei Betragsgleichheit immer zu Null. Sinngemäß ergänzen sich auch kapazitive Kompensationsblindleistung und gelieferte kapazitive Blindleistung zu Null.

Bei der Deckung von Blindleistungsbedarf ist mit anderen Worten akzentuiert zwischen der

– *Kompensation* von Blindleistung durch Parallelschalten passiver Bauelemente in Form komplementärer Reaktanzen, das heißt Spulen und Kondensatoren und der

– *Einspeisung* von Blindleistung durch aktive Betriebsmittel, das heißt Generatoren (Synchronmaschinen) und Betriebsmittel vom Typ STATCOM, zu unterscheiden.

Verbal kommen dann eindeutige Aussagen zustande. Vorzeichenprobleme treten erst gar nicht auf.

Ferner sei betont, dass hier nur die Blindleistungen Q_{ind} und Q_{kap} der Grundschwingungen U_1 und I_1 als Effekt 1. Ordnung betrachtet wurden, so genannte *Verschiebungsblindleistung*. Im Fall stark nichtsinusförmiger oberschwingungshaltiger Ströme und Spannungen muss zwischen der Verschiebungsblindleistung der Grundschwingungen und den Beiträgen der Oberschwingungen unterschieden werden, so genannte *Verzerrungsblindleistung* (s. a. A.7 und das Schrifttum).

Abschließend noch ein betriebswirtschaftlicher Kommentar. Da die meisten Tarifkunden gewöhnlich keine großen induktiven Lasten betreiben, sondern Strom überwiegend in Licht und Wärme umwandeln, das heißt meist resistive Lasten mit $\cos\varphi \approx 1$ betreiben, bleibt ihr geringfügiger Blindleistungsbezug meist unberechnet. Sondervertragskunden mit großem Blindleistungsverbrauch erfassen dagegen ihren Blindleistungsbezug mit separaten Blindstromzählern und müssen diesen „Verbrauch“ auch extra bezahlen. Schließlich entstehen beim Stromversorger zusätzliche Kosten für Blindstrom-Netzverluste, Investitionskosten für größere Scheinleistungen bei den Betriebsmitteln und für Blindstromkompensationsanlagen im Rahmen der Spannungshaltung in den Netzen. Alternativ investieren Sondervertragskunden in eigene Blindleistungskompensationsanlagen, damit auch ihr $\cos\varphi$ nur geringfügig von 1 abweicht.

Blindleistung erscheint oberflächlich betrachtet als parasitäres Phänomen. Gleichwohl erfordert die Spannungshaltung in Stromversorgungsnetzen und der Aufbau der Magnetfelder

in Motoren und Transformatoren die gezielte Erzeugung und Einspeisung von Blindleistung in einzelne Netzknoten, (s. a. 10.1). *Einspeisung induktiver Blindleistung erhöht die Spannung am Anschlusspunkt, Einspeisung kapazitiver Blindleistung erniedrigt die Spannung am Anschlusspunkt.* Die Wahrung der Blindleistungsbalance in einem Netz ist für die Spannungsqualität bzw. die Spannungshaltung essenziell.

A.7 Wechselstromleistung bei nichtsinusförmigen Spannungen und Strömen

Die im Abschnitt A.5 angestellten Überlegungen über Schein-, Wirk-, und Blindleistung sowie über den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ gelten nur für näherungsweise sinusförmige Spannungen und Ströme *gleicher* Frequenz. In heutigen Netzen mit ihrer Vielzahl von Stromrichtern kann deren Stromaufnahme jedoch je nach Steuerung der Zündwinkel extrem von der reinen Sinusform abweichen und zu beträchtlich verändertem Leistungsfaktor λ führen. Ferner rufen diese nichtsinusförmigen Ströme an den Längsimpedanzen des Systems nichtsinusförmige Spannungsabfälle hervor, die auch zur Verzerrung der zunächst sinusförmigen Speisespannung führen. Da die Längsimpedanzen jedoch meist vergleichsweise klein sind, vernachlässigt man diese Spannungsabfälle und geht der Einfachheit halber von einer näherungsweise sinusförmigen Spannung aus. Mit dieser können die Oberschwingungsströme dann keine signifikanten Wirkleistungsprodukte bilden.

Mittels einer Fourierzerlegung, die allerdings nur für den jeweiligen Arbeitspunkt gilt, lässt sich ein nichtsinusförmiger, periodischer Stromverlauf als Überlagerung einer sinusförmigen 50-Hz-Grundschwingung ω_1 und einer Reihe sinusförmiger Oberschwingungen darstellen, deren Frequenzen jeweils ganzzahlige Vielfache $n\omega_1$ der Grundfrequenz betragen. Während sich der Effektivwert I_{ef} eines sinusförmigen Wechselstroms bekanntlich als quadratischer Mittelwert

$$I_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_{\tau}^{\tau+T} i^2(t)dt} \quad , \tag{A.44}$$

berechnet, ergibt sich der Effektivwert eines oberschwingungshaltigen Stroms aus der Summe der Quadrate der Effektivwerte der Grundschwingung ω_1 und aller Oberschwingungen $n\omega_1$,

$$I_{ef} = \sqrt{I_{1_{ef}}^2 + I_{3_{ef}}^2 + I_{5_{ef}}^2 + ...} \quad . \tag{A.45}$$

Der Effektivwert $\underline{I}_{1_{eff}}$ der Grundschwingung ω_1 verursacht die so genannte *Verschiebungsblindleistung*, die Oberschwingungsströme $\underline{I}_{n_{ef}}$ verursachen die so genannte *Verzerrungsblindleistung*. Der Effektivwert nach Gleichung (A.45) kann merklich höhere Werte annehmen und führt dann bei gleicher Wirkleistung zu einer höheren Scheinleistung.

Das Verhältnis des Effektivwerts der Grundschwingung zum Gesamteffektivwert bezeichnet man als *Grundschwingungsgehalt* g,

$$g = \frac{I_{1_{ef}}}{I_{ef}} \leq 1 \quad . \tag{A.46}$$

Unter Verwendung dieses Grundschwingungsgehalts $g \leq 1$ nimmt dann der Leistungsfaktor λ deutlich niedrigere Werte an,

$$\lambda = \frac{|P|}{S} = g\cos\varphi \quad . \tag{A.47}$$

Im modernen Schrifttum wird der *klassische Leistungsfaktor* $\cos\varphi$ für sinusförmige Vorgänge zunehmend häufiger als *Verschiebungsfaktor* bezeichnet, während der Begriff *Leistungsfaktor* vorrangig im Kontext oberschwingungshaltiger Vorgänge Verwendung findet. Bezüglich möglicher Resonanzeffekte wird auf Kapitel 11.7.2 verwiesen.

A.8 Ergänzende Bemerkungen zu elektrischer Energie und Leistung

Energie und *Leistung* sind als physikalische Größen in der Physik eindeutig erklärt. Umgangssprachlich und im Fachjargon des technischen Alltags werden sie aber gelegentlich doch sehr unterschiedlich interpretiert. Umgangssprachlich "verbraucht" beispielsweise eine Glühlampe 100 Watt, "fließen" Leistungen und Lasten in der *Leistungs-* oder *Lastflussrechnung*, werden im Netzbetrieb Leistungen "eingespeist" und "entnommen" etc. Was tatsächlich fließt und verbraucht wird, sind nicht Leistungen P in *Watt*, sondern *Energie* mit der Einheit *Joule*. Energie ist eine *mengenartige* Größe, die in kleinen oder auch großen Mengen bzw. Portionen von Energiewandlern gewandelt oder von Energiespeichern gespeichert wird, oder auf einem bestimmten Übertragungsweg von A nach B *fließt* bzw. *strömt*.

Im einfachsten Fall geht es um eine *Zwei-Punkt-Übertragung* von A nach B, bei der in A ein Energiewandler vorliegt, der Primärenergie in elektrische Energie W_{el} umwandelt, beispielsweise ein Kraftwerk oder eine Solaranlage, und in B ein Netz mit weiteren Energiewandlern, beispielsweise Elektromotoren, die die zufließende elektrische Energie W_{el} in mechanische Energie W_{mech} umwandeln. Der Energietransport zwischen den Energiewandlern erfolgt über die elektrischen Leitungen der Stromnetze, entlang derer Energie tatsächlich von A nach B fließt. Elektrische Energie W_{el} fließt oder strömt, wird von Energiewandlern erzeugt und von elektrischen Verbrauchern verbraucht, das heißt in andere Energieformen wie Licht und Kraft umgewandelt.

Ähnlich wie eine strömende Wärmemenge Q, kann auch eine strömende elektrische Energiemenge $W_{el_{\Delta t}}$ nur für eine bestimmte Zeitspanne $\Delta T = t_2 - t_1$ spezifiziert werden, während der diese Energiemenge von A nach B geflossen ist und während der eine bestimmte Leistung P oder $p(t)$ geherrscht hat,

$$W_{el_{\Delta t}} = P \cdot \Delta t = \int_{t_1}^{t_2} p(t)dt \quad . \tag{A.48}$$

Strömende Energie kann also nicht ohne weiteres als stetige Momentanwertfunktion $w_{el}(t)$ einer unabhängigen Variablen t dargestellt werden, sondern nur als dimensionsbehaftete Zahl bzw. als Energiebetrag, erhalten als Ergebnis der Auswertung eines bestimmten Integrals vom Typ (A.48). Strömende elektrische Energie ist daher, wie alle anderen Energieformen auch, immer eine *mengenartige Größe* mit der Einheit Joule, bzw. in der elektrischen Energietechnik auch kWh oder MWh. Alle Energieformen können fließen, lassen sich über geeignete Medien von A nach B transportieren, werden von Energiewandlern unter Beachtung des Energieerhaltungssatzes erzeugt und im Kontext von elektrischen Verbrauchern verbraucht. Fließende elektrische Energie ist eine *Prozessgröße* bzw. *Vorgangsgröße*, die letztlich in *Anergie* umgewandelt wird (4.2.3).

Im Gegensatz zur fließfähigen, mengenartigen Energie ist die *Leistung* keine mengenartige Größe, sondern eine *Zustandsgröße*. Sie gibt an, mit welcher *Intensität* bzw. *Wandlungsrate* $\Delta W/\Delta t$ ein Energiewandler eine Energieform in eine andere Energieform wandelt oder mit welcher Transportrate $\Delta W/\Delta t$ elektrische Energie längs einer Leitung von A nach B übertragen wird. In beiden Fällen wird die an einer beliebigen Schnittstelle eines Energieübertragungspfads im stationären Betrieb herrschende elektrische Leistung aus der an der Schnittstelle herrschenden Spannung und dem dort fließenden Strom berechnet,

$$S = U_{ef} I_{ef} = \frac{\Delta W_{el}}{\Delta t} \text{ in Watt} \quad . \tag{A.49}$$

Diese Leistung ist identisch mit dem pro Zeiteinheit Δt durch eine Schnittstelle hindurchfließenden Energiebetrag ΔW_{el}.

Bei nichtstationärem Betrieb berechnet sich die Momentanleistung $s(t)$ zu

$$s(t) = u(t) \cdot i(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\Delta W_{el}}{\Delta t} = \frac{dW_{el}}{dt} = \dot{w}_{el}(t) \quad \text{in Watt} \quad . \tag{A.50}$$

Für $\Delta t \to 0$ strebt zwar auch ΔW_{el} gegen Null, der Grenzwert des Verhältnisses $\Delta W_{el}/\Delta t$ bleibt aber endlich und ergibt eine zeitliche Dichtefunktion $s(t)$, die *elektrische Momentanleistung*. Die Bildung des Differentialquotienten dW/dt setzt natürlich voraus, dass Δt so klein erfasst werden kann, dass die Unstetigkeit von $\Delta W_{el} = f(\Delta t)$ dem unbewaffneten Auge verborgen bleibt und $\dot{w}_{el}$ dann näherungsweise als stetige analytische Funktion $\dot{w}_{el}(t)$ interpretiert werden kann. Die infinitesimale Größe dW wird deshalb in der Mathematik auch als *inexaktes* oder *unvollständiges Differential* bezeichnet und dort gewöhnlich als δW notiert.

In der elektrischen Energietechnik wird der Begriff der Leistung in zwei unterschiedlichen Bedeutungen verwendet, einerseits als *Nenn-* bzw. *Bemessungsleistung*, andererseits als momentan an einer Schnittstelle herrschende *Betriebsleistung*. Nenn- bzw. Bemessungsleistung spezifizieren eine Produkteigenschaft, beispielsweise in Form der Nennscheinleistung von 1000 MVA eines Synchrongenerators oder der Übertragungskapazität einer Freileitung von 1 GWatt und bestimmen die physische Baugröße elektrischer Betriebsmittel. Große Nennleistungen zeichnen sich durch große Kupferquerschnitte und hohe Betriebsspannungen aus. Nenn- oder Bemessungs-Leistungswerte sind einem Generator oder einer Freileitung eigen, auch wenn sie gar nicht in Betrieb sind. Es handelt sich um auslegungsbedingte Grenzwerte, bei deren dauerhafter Überschreitung Betriebsmittel zerstört werden, was gewöhnlich vom Netz- oder Geräteschutz verhindert wird. Sie beschreiben die maximal verfügbare Wandlungsrate für den Energietransport oder die Energiewandlung $\Delta W/\Delta t$ an der betrachteten Schnittstelle.

Betriebsleistungen spezifizieren dagegen die an einer Schnittstelle einer aktuell ins Auge gefassten energietechnischen Anwendung tatsächlich herrschende elektrische Leistung. Sie kann Werte zwischen 0 % und 100 % der auf dem Typenschild der Betriebsmittel spezifizierten *Nennleistung* bzw. *Bemessungsleistung* annehmen. Während die Nenn- oder Bemessungsleistung eine von der jeweiligen Baugröße eines Betriebsmittels abhängige *feste Zahl* ist, stellen die zu beliebigen Zeitpunkten herrschenden betrieblichen Momentanleistungen,

$$s(t) = u(t) \cdot i(t) \quad , \tag{A.51}$$

Momentanwertfunktionen dar, die jedem Zeitpunkt t_ν einen bestimmten Funktionswert $s_\nu(t_\nu)$ zuordnen.

Auch Momentanleistungen fließen nicht, sondern herrschen an oder in Schnittstellen bzw. Netzknoten und quantifizieren deren momentane Energiewandlungsrate bzw. Energieflussrate $\dot{w}_{el}(t)$. Die Leistung eines Netzknotens kann erhöht, gestärkt, gestützt, herauf- und herabgesetzt etc., mit anderen Worten durch *Energieeinspeisung* oder *Energieentnahme* mit der erforderlichen Einspeise- oder Entnahmerate bzw. -leistung P_{In} bzw. P_{Out} gesteuert werden. Energieflussraten $\Delta W_{el}/\Delta t$ fließen ebenfalls nicht, sie können nur, wie der synonyme Begriff Leistungen auch, für beliebig wählbare diskrete Schnittstellen spezifiziert werden. Sie kennzeichnen die Intensität, mit der Energie fließt oder mit der Energie an einer Schnittstelle ein- oder ausgespeist wird. Nur Energie kann fließen, ein- und ausgespeist werden. Die zugehörigen Leistungen bzw. Energieflussraten quantifizieren die *Intensität* dieser Fließprozesse.

Energieflussrate, *Leistung* und *Intensität* sind praktisch *Synonyme*. Während sich Energieflussrate und Leistung präzise durch Zahlenwerte quantifizieren lassen, wird die Intensität meist verbal beschrieben, beispielsweise als *stark*, *hoch*, *gewaltig* im Gegensatz zu *schwach*, *niedrig*, *gering*. Eine Ausnahme bildet die *Wellen-* und *Strahlungsoptik*, bei der beispielsweise von der *Strahlungsintensität* die Rede ist. Eine Intensität ist proportional zum Quadrat der betrachteten physikalischen Größe, multipliziert mit einem Proportionalitätsfaktor. Beispielweise in der Elektrotechnik die Verlustleistung eines ohmschen Widerstands $P = I^2R$ oder $P = U^2/R$. Allen drei Begriffen ist gemeinsam, sie *fließen nicht* sondern *herrschen* in einem bestimmten Beobachtungspunkt bzw. bei Transportprozessen an einer diskreten Schnittstelle des Transportpfads.

Bereits in den Anfängen der Netzberechnung war man mit dem Begriff *Lastflussrechnung* (engl.: *load-flow calculation*) nicht ganz glücklich, weswegen man bald zur *Leistungsflussrechnung* (engl.: *power-flow calculation*) überging, was aber streng genommen immer noch wenig treffend, um nicht zu sagen falsch ist. Unter der Voraussetzung, dass der Leser bereits Kapitel 3.2.3 *Energieflussrate, Leistung eines Energieflusses* gelesen und die Äquivalenz von *Leistung* und *Energieflussrate* verinnerlicht hat, steht ihm frei, alternativ von *Leistungsrechnung* sowie von *Energieflüssen* und *Energieflussraten* zu sprechen und letztere durch korrespondierende *Ein-* und *Ausspeiseleistungen* P, Q in den Netzknoten zu quantifizieren. *Energiefluss* ist richtig, *Leistungsfluss* falsch. Wenn man von Einspeise- oder Ausspeiseleistungen P, Q spricht, bedeutet dies nicht, dass diese Leistungen rein- oder rausfließen. Sie quantifizieren lediglich die Intensität mit der Energie ein- oder ausgespeist wird. Leistung fließt nicht sondern herrscht an diskreten Stellen eines Fluss- bzw. Strompfads, beispielsweise an Einspeise- oder Lastknoten. Dennoch ist das Denken in Leistungsflüssen gängige Praxis.

Schließlich sei noch der Begriff einer nichttrivialen *Schnittstelle* näher erläutert. Umgangssprachlich impliziert eine triviale Schnittstelle gewöhnlich einen Schnitt durch eine Rohrleitung oder ein Koaxialkabel, wobei mit der Ausführung des Schnitts zwei weitgehend *identische Schnittflächen* entstehen. Um die beiden Schnittflächen wieder lösbar miteinander funktionell verbinden zu können, bedarf es eines zusätzlichen *Kupplungselements*, im Fall eines Kabels beispielsweise einer lösbaren Steckverbindung, im Falle einer Rohrleitung einer Doppelmuffe oder Doppelverschraubung u.s.w. Bereits im einfachsten Fall einer Schnittstelle in Form einer lösbaren mehrpoligen Steckverbindung sehen die beiden Schnittflächen nach dem Schnitt schon sehr unterschiedlich aus, auf einer Seite nur Buchsen, auf

der anderen nur Steckerstifte. Nichttriviale Schnittstellen weisen nach dem Auftrennen immer *unterschiedliche* Schnittflächen auf.

Die meisten technischen Schnittstellen sind wesentlich komplexer als lösbare Steckverbindungen. Beispielsweise ist in der Informationstechnik eine Schnittstelle, mit anderen Worten das Kupplungselement zwischen zwei Datenleitungen, oft in Form einer steckbaren elektronischen Flachbaugruppe realisiert, mit je einer Gruppe von Eingangs- und Ausgangssteckverbindern, zwischen denen eine analog/digitale elektronische Schaltung beispielsweise eine Konvertierung eingehender Daten in ausgehende Daten an ein anderes IT-System vornimmt.

Im Kontext der elektrischen Energietechnik ist eine der beiden Schnittflächen einer Schnittstelle der Richtung zugewandt, aus der die Energie kommt, die andere Schnittfläche der Richtung zugewandt, wohin die Energie weg fließt. Zwischen den beiden Schnittflächen einer *Energieschnittstelle* findet eine Wandlung oder Übertragung der sie durchströmenden Energie statt. Beispielsweise ist ein Synchrongenerator auch eine Schnittstelle, bei der an der Eingangsseite mechanische Energie W_{mech} der Welle zugeführt und am Klemmbrett der Ständerwicklung elektrische Energie W_{el} abgeführt wird. Die Energieumwandlung findet *zwischen* den Schnittflächen statt. Eine nichttriviale Schnittstelle ist offensichtlich nicht der leere Raum zwischen zwei unterschiedlichen Schnittflächen, vielmehr ist dieser Raum erfüllt von den *Aktivteilen* des jeweiligen Kupplungselements, bzw. der Schnittstelle.

Beim Datenkonverter der Informationstechnik ist das Aktivteil eine elektronische Schaltung, beim Elektromotor oder Generator sind die Aktivteile deren Läufer und Ständer. Selbstverständlich können auch der Wellenstumpf und das Klemmbrett als separate Schnittstellen aufgefasst werden. Sie sind aber dann eher trivialer Natur, ähnlich der lösbarer Steckverbindungen.

Während die Vorstellung ebener Schnittflächen zunächst an eine triviale Schnittstelle denken lässt, impliziert der englische Begriff *Interface* sofort die Erwartung, dass etwas zwischen den *Faces* liegt, nichttriviale Schnittstellen also quasi dreidimensional sind. Schließlich soll erwähnt werden, dass es nicht nur Hardware-Schnittstellen gibt, sondern auch Software-Schnittstellen, Mensch/Maschine-Schnittstellen etc.

Vertiefendes Schrifttum zu Kapitel A:

1. DIN VDE: 40110-1 und -2.: Leistungsbegriffe und Mehrphasensysteme, Beuth Verlag Berlin 2017.
2. Kever, F.: Die Rolle der Blindleistung, ep Photovoltaik, 5/6 2012, S. 33-36.
3. Albach, M.: Grundlagen der Elektrotechnik 2. Pearson Education Deutschland, München 2005.
4. Prechtel, A.: Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik, Bd. 2, 2. Auflage, Springer Verlag, Wien, New York, 2007.
5. Oeding, D. und Oswald B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage. Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin, New York, 2016.
6. Schwab, A.: Blindleistung Quo Vadis?, VDE-ETG Journal 01/2018 und Blindleistung Quo Vadis Plus?, VDE-ETG Journal 02/2018.

B. Rechnen in Drehstromsystemen

B.1 Begriffe und Größen in Drehstromsystemen

B.1.1 Spannungen und Ströme in Drehstromnetzen

Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erfolgen überwiegend über symmetrische, dreiphasige Wechselstromnetze, so genannte *Drehstromsysteme*. Sie werden als *Drei-* oder *Vierleiternetze* ausgeführt. Dreileiternetze bestehen aus drei Außenleitern L_1, L_2, L_3 (zulässig sind auch 1, 2, 3 oder R, S, T oder *a, b, c*). Da in der rechnergestützten Netzberechnung die Ziffern 1 und 2 bereits durch die Indizierung der Primär- und Sekundärseite von Transformatoren sowie die Benennung der Netzknoten belegt sind, wird in dieser Darstellung der klassischen Phasenkennzeichnung R, S, T der Vorzug gegeben. Vierleiternetze besitzen zusätzlich einen mitgeführten *Neutralleiter* N, so genannter *Mittelpunktleiter* bzw. *Sternpunktleiter*, Bild B.1.

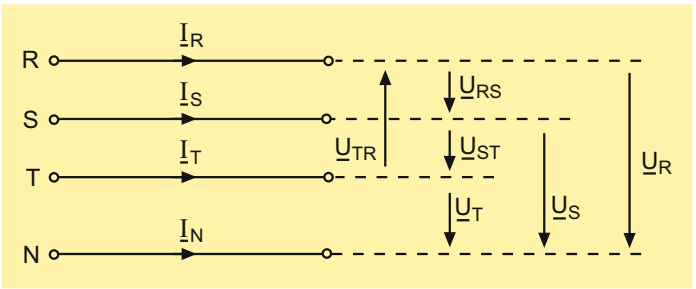


Bild B.1. Spannungen und Ströme eines Drehstromnetzes in komplexer Darstellung.

Die Spannungen zwischen den Außenleitern, $\underline{U}_{RS}$, $\underline{U}_{ST}$, $\underline{U}_{TR}$, nennt man *Außenleiterspannungen* bzw. *verkettete Spannungen*, am treffendsten schlicht *Leiterspannungen* (engl.: *line voltage*). Die Spannungen zwischen jeweils einem Außenleiter und dem *Neutralleiter N* werden *Phasenspannungen* (engl.: *phase voltage*) genannt. Die Leiterspannungen sind durch die Nennspannung U_n eines Netzes, bis auf die unvermeidlichen Spannungsabfälle zwischen den Netzknoten, fest vorgegeben. Für ihre *Beträge* im symmetrischen Betrieb gilt:

$$U_{RS} = U_{ST} = U_{TR} = U_{3\phi} \quad . \tag{B.1}$$

Im *Vierleiternetz* tragen die Außenleiterspannungen die gleichen Bezeichnungen wie in *Dreileiternetzen*. Die zwischen den Außenleitern und dem Neutralleiter auftretenden Phasenspannungen tragen die Bezeichnung $\underline{U}_R$, $\underline{U}_S$, $\underline{U}_T$. Für ihre *Beträge* im symmetrischen Betrieb gilt:

$$U_R = U_S = U_T = U_{1\phi} \quad . \tag{B.2}$$

Zwischen den Leiterspannungen und den Phasenspannungen besteht der Zusammenhang:

$$\begin{aligned} \mathit{Leiterspannung} &= \mathit{Phasenspannung} \cdot \sqrt{3} \\ U_{3\phi} &= \sqrt{3} \cdot U_{1\phi} \end{aligned} \tag{B.3}$$

Während die Nennspannung eines Netzes immer einen festen Wert besitzt, hängen die Ströme im Netz von der Höhe der Belastung in den Netzknoten ab. Beispielsweise gibt es 110 kV-Netze, nicht aber ein 1.000 A-Netz.

Elektrische Netze und Betriebsmittel werden durch ihre Nennspannung U_n sowie durch die höchste Spannung für Betriebsmittel U_m gekennzeichnet. Letztere wurde eingeführt, weil beispielsweise in Hochspannungsnetzen in manchen Knoten permanent Spannungen vom 1,15fachen der Nennspannung auftreten können. Betriebsmittel von Hochspannungsnetzen sind daher in der Regel für U_m bemessen. Die Nennspannung U_n bzw. die höchste Spannung für Betriebsmittel U_m ist in Drehstromsystemen immer die verkettete bzw. Außenleiterspannung $U_{3\phi}$.

Neben dem Begriff *Nennspannung* U_n wird heute häufig auch die Bezeichnung *Bemessungsspannung* U_r verwendet (wörtliche Übersetzung des englischen Begriffs *rated voltage*). In diesem Buch werden beide Begriffe synonym verwandt.

Die Ströme in den Leitungen des Netzes, so genannte *Außenleiterströme* oder schlicht *Leitungsströme*, werden unabhängig von der internen Verschaltung (Stern/Dreieck) der angeschlossenen Erzeuger oder Verbraucher grundsätzlich mit $\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$ bezeichnet. Im symmetrischen Betrieb gilt für den Betrag des Netzstroms I_{Netz} (vgl. Bild B.1):

$$I_R = I_S = I_T = I_{\text{Netz}} \quad \text{und} \quad I_N = 0 \quad . \tag{B.4}$$

B.1.2 Spannungen und Ströme von Drehstromerzeugern und -verbrauchern

Drehstromerzeuger und -verbraucher bestehen in der Regel aus drei Impedanzen, so genannte *Stränge*, die sich auf *zwei* Arten miteinander verbinden und an die Leiter eines Drehstromnetzes anschließen lassen, Bild B.2a.

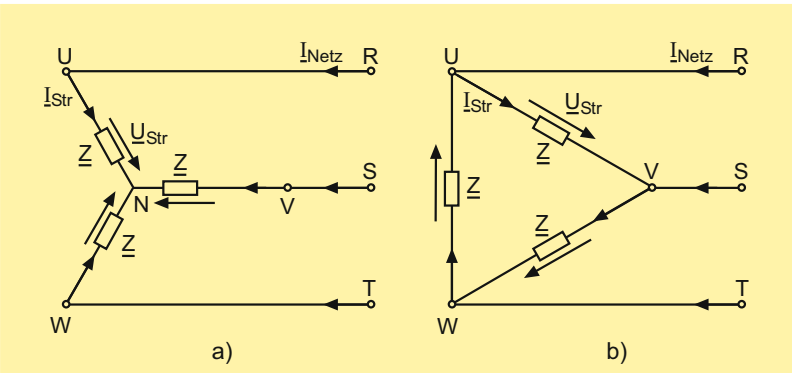


Bild B.2. Symmetrischer Verbraucher am Drehstromnetz. a) Sternschaltung, b) Dreieckschaltung.

In der *Sternschaltung* sind die drei Erzeuger- oder Verbraucherimpedanzen Z an einem ihrer Enden in einem Sternpunkt N zusammengeschlossen. Das jeweils andere Ende ist an

den Klemmen U, V, W des Betriebsmittels zugänglich und wird im Fall eines Verbrauchers oder Erzeugers mit den *ankommenden* bzw. *abgehenden* Leitern des Drehstromnetzes verschaltet.

In der *Dreieckschaltung* werden die *gleichen* Impedanzen Z zu einem geschlossenen Ring zusammengeschaltet. Die Anschlüsse U, V, W sind wiederum mit den Leitern R, S, T des Drehstromnetzes verbunden, Bild B.2b. Die Spannung über einer Strangimpedanz Z wird *Strangspannung* U_{Str} genannt, der Strom durch einen Strang entsprechend *Strangstrom* I_{Str}.

Bei der *Sternschaltung* ist der Strangstrom offensichtlich mit dem Strom des Netzleiters identisch. Die Spannung über jedem einzelnen Strang ist die *Sternspannung*. Sie ist identisch mit der Phasenspannung und unterscheidet sich um den Faktor $\sqrt{3}$ von der verketteten Spannung des Netzes. Für die Sternschaltung gilt daher:

$$I_{\mathrm{Str}\curlywedge} = I_{\mathrm{Netz}} \qquad \text{und} \qquad U_{\mathrm{Str}\curlywedge} = U_{1\phi} = \frac{U_{3\phi}}{\sqrt{3}} \quad . \tag{B.5}$$

Sternschaltungen sind *isolationstechnisch* gesehen spannungsfreundlich (s. a. 9.5.2).

Bei der *Dreieckschaltung* liegt an jedem Strang die Außenleiter- bzw. verkettete Spannung. Der Strangstrom ist gegenüber dem Netzstrom um den Faktor $\sqrt{3}$ kleiner. Für die Dreieckschaltung gilt dann:

$$U_{\mathrm{Str}_{\triangle}} = U_{3\phi} \qquad \text{und} \qquad I_{\mathrm{Str}_{\triangle}} = \frac{I_{\mathrm{Netz}}}{\sqrt{3}} \quad . \tag{B.6}$$

Dreieckschaltungen sind *erwärmungsmäßig* gesehen stromfreundlich (s. a. 9.5.2).

Die zu beiden Schaltungen für ein- und dieselbe *Netzspannung* (verbraucherorientierte Sicht) gehörenden Zeigerdiagramme zeigt Bild B.3.

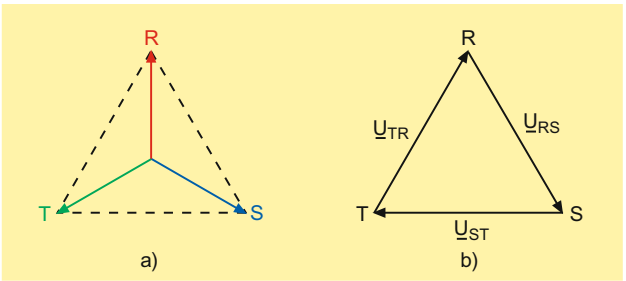


Bild B.3. Zeigerdiagramme eines wahlweise in Stern oder Dreieck geschalteten Verbrauchers an einem Netz mit der Netzspannung $\underline{U}_N = \underline{U}_{RS}$; a) Sternschaltung, b) Dreieckschaltung. Das Zeigerdiagramm der Dreieckschaltung ist die *Einhüllende* des Zeigerdiagramms der Sternschaltung.

Geht man andererseits von der Sicht eines *Erzeugers* mit eingeprägten *Strangspannungen* $\underline{U}_{Str}$ aus, beispielsweise den induzierten Quellenspannungen in den Ständerwicklungen eines Synchrongenerators oder der Sekundärwicklung eines Drehstromtransformators, ergeben sich für Stern- und Dreieckspannung die in Bild B.4 gezeigten Zeigerdiagramme.

Das Zeigerdiagramm der Dreieckschaltung ist jetzt kleiner als die Einhüllende des Zeigerdiagramms der Sternschaltung. Die an den äußeren Klemmen zugänglichen Spannungen unterscheiden sich um den Faktor $\sqrt{3}$. Während sich im Bild B.3a Sternspannungen und

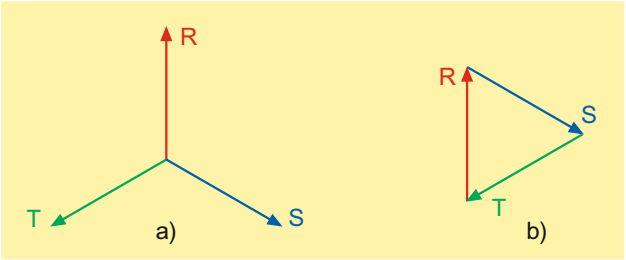


Bild B.4. Zeigerdiagramme dreier Wicklungen gleicher Strangspannung (Betrag), beispielsweise eines Synchrongenerators oder Transformators, wahlweise in Stern oder Dreieck geschaltet; a) Sternschaltung, b) Dreieckschaltung.

Außenleiterspannungen im Phasenwinkel unterscheiden (weswegen in B.3b auch die Farben der Sternschaltung B.3a nicht mehr vorkommen) besitzen in Bild B.4a die Sternspannungen und die Außenleiterspannungen bei Dreieckschaltung, Bild B.4b, den gleichen Betrag und die gleiche Phasenlage. Sie können deshalb auch mit den gleichen Farben repräsentiert werden. Die Tatsache, dass der rote Zeiger in Bild B.4b kleiner wirkt als in Bild B.4a, beruht auf einer optischen Täuschung. Bei der Mehrzahl praktischer Fragestellungen geht man von einer konstanten *Netzspannung* aus (verbraucherorientierte Sicht), für die die Zeigerdiagramme gemäß Bild B.3 gelten (s. a. 9.5.2).

B.2 Drehstromleistung elektrischer Betriebsmittel

Bei elektrischen Drehstrombetriebsmitteln unterscheidet man zwischen *Erzeugern*, *Verbrauchern* und *Übertragungsgliedern*. Erzeuger und Verbraucher sind *dreiphasige Eintore*, die über Übertragungsglieder wie *Kabel*, *Leitungen* und *Transformatoren* (*dreiphasige Zweitore*) miteinander verbunden sind.

Dabei geben die Generatoren eine bestimmte Drehstromleistung an die Übertragungsglieder ab, die Verbraucher nehmen eine bestimmte Drehstromleistung am Ausgang der Übertragungsglieder auf. Transformatoren, Leitungen und Kabel *übertragen* diese Leistung bzw. *leiten sie durch*. Man spricht daher treffend vom *Leistungsfluss* oder der *Übertragungsleistung*, Bild B.5.

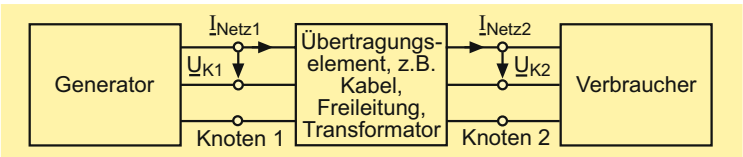


Bild B.5. Erzeuger, Verbraucher und Übertragungselemente eines einfachen Drehstromnetzes mit Netzknoten 1 und 2. $\underline{U}_{K1}$ und $\underline{U}_{K2}$ Leiter- bzw. verkettete Spannungen.

Unbeschadet des jeweils betrachteten Klemmentripels bzw. der betrachteten *Schnittstelle* berechnet sich die erzeugte, übertragene oder aufgenommene Drehstromscheinleistung S aus der lokalen Klemmenspannung U_K und dem lokalen Netzstrom I_{Netz} zu

$$S = \sqrt{3} \cdot U_K \cdot I_{\text{Netz}} \quad . \tag{B.7}$$

Für die Drehstromwirkleistung P und die Drehstromblindleistung Q ergibt sich daraus

$$P = \sqrt{3} \cdot U_K \cdot I_{\text{Netz}} \cdot \cos\varphi = S \cdot \cos\varphi \quad \text{bzw.} \quad P = \sqrt{S^2 - Q^2} \quad . \tag{B.8}$$

und

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_K \cdot I_{\text{Netz}} \cdot \sin\varphi = S \cdot \sin\varphi \quad \text{bzw.} \quad Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad . \tag{B.9}$$

Alternativ lässt sich die Drehstromscheinleistung auch aus der dreifachen Summe der *Strangleistungen* eines Erzeugers und Verbrauchers ermitteln:

$$S = 3 \cdot U_{\text{Str}} \cdot I_{\text{Str}} \quad . \tag{B.10}$$

Hierbei ist zu beachten, dass bei Drehstromerzeugern und Drehstromverbrauchern die internen drei Stränge entweder in *Stern* oder in *Dreieck* geschaltet sein können.

B.2.1 Drehstromverbraucher am Drehstromnetz

In einem vorgegebenen Netz bestimmter Nennspannung ist die aufgenommene Drehstromleistung eines Verbrauchers von der Verschaltung der Stränge abhängig. Bei gleicher Netznennspannung ist die Leistung eines in Dreieck geschalteten Verbrauchers um den Faktor 3 größer als in der Sternschaltung:

$$S_{\triangle} = 3 \cdot S_{\curlywedge} \quad . \tag{B.11}$$

Die unterschiedliche Leistungsaufnahme in Stern bzw. Dreieck geschalteter Verbraucher wird im folgenden eingehend erläutert. Hierzu betrachtet man zunächst einen symmetrischen Verbraucher in Stern- und in Dreieckschaltung an einem Drehstromnetz fester Spannung, z. B. einem 380V-Netz, Bild B.6.

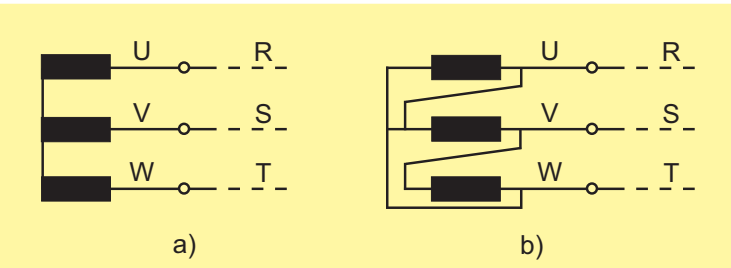


Bild B.6. Verschaltung der Stränge von Erzeugern und Verbrauchern in Drehstromsystemen. a) Sternschaltung, b) Dreieckschaltung.

Ein in *Stern* geschalteter Verbraucher nimmt bei gegebener Netzspannung entsprechend Gleichung B.10 folgende Scheinleistung auf (vgl. a. Bild B.2a):

$$S_{\curlywedge} = 3 \cdot U_{\text{Str}\curlywedge} \cdot I_{\text{Str}\curlywedge} = 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot I_{\text{Str}_{\curlywedge}} = 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \frac{1}{Z} = \frac{U_n^2}{Z} \quad . \tag{B.12}$$

Wirk- und Blindleistung der komplexen Scheinleistung berechnen sich zu

$$P_{\curlywedge} = \frac{U_n^2}{Z} \cdot \cos\varphi \quad \text{bzw.} \quad Q_{\curlywedge} = \frac{U_n^2}{Z} \cdot \sin\varphi \quad . \tag{B.13}$$

Für einen in *Dreieck* geschalteten Verbraucher, vgl. Bild B.2b, erhält man

$$S_{\triangle} = 3 \cdot U_{\mathrm{Str}_{\triangle}} \cdot I_{\mathrm{Str}_{\triangle}} = 3 \cdot U_n \cdot I_{\mathrm{Str}_{\triangle}} = 3 \cdot U_n \cdot \frac{U_n}{Z} = 3 \cdot \frac{U_n^2}{Z} \quad . \tag{B.14}$$

Wirk- und Blindleistung berechnen sich dann zu

$$P_{\triangle} = 3 \cdot \frac{U_n^2}{Z} \cdot \cos\varphi \quad \text{bzw.} \quad Q_{\triangle} = 3 \cdot \frac{U_n^2}{Z} \cdot \sin\varphi \quad . \tag{B.15}$$

Aus den Gleichungen B.12 und B.14 geht hervor, dass die aufgenommene Scheinleistung eines in Stern geschalteten Verbrauchers bei vorgegebener Nennspannung dreimal kleiner ist als in Dreieckschaltung (s. a. B.2.2).

Damit ist bei Dreieckschaltung des Verbrauchers die Übertragungsleistung des Netzes ebenfalls dreimal so groß wie bei Sternschaltung.

Bei fester Nennspannung werden folglich sowohl die Leitungsströme des Netzes als auch die Strangströme des Verbrauchers durch die Schaltung des Verbrauchers beeinflusst.

Für das Verhältnis der Netzströme erhält man zunächst aus Gleichung B.7

$$S_{\triangle} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\mathrm{Netz}_{\triangle}} \quad \text{bzw.} \quad S_{\curlywedge} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\mathrm{Netz}_{\curlywedge}} \quad . \tag{B.16}$$

Mit Gleichung B.11 folgt daraus

$$\frac{S_{\triangle}}{S_{\curlywedge}} = \frac{I_{\mathrm{Netz}_{\triangle}}}{I_{\mathrm{Netz}_{\curlywedge}}} = 3 \quad \text{bzw.} \quad I_{\mathrm{Netz}_{\triangle}} = 3 \cdot I_{\mathrm{Netz}_{\curlywedge}} \quad . \tag{B.17}$$

Der Netzstrom ist bei einem Verbraucher in Dreieckschaltung dreimal höher als bei einem in Stern geschalteten Verbraucher.

Für die Bestimmung des Verhältnisses der Strangströme geht man von Gleichung B.10 aus:

$$S_{\triangle} = 3 \cdot U_n \cdot I_{\mathrm{Str}_{\triangle}} \quad \text{bzw.} \quad S_{\curlywedge} = 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot I_{\mathrm{Str}_{\curlywedge}} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\mathrm{Str}_{\curlywedge}} \quad . \tag{B.18}$$

Mit der Beziehung B.11 erhält man

$$\frac{S_{\triangle}}{S_{\curlywedge}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\mathrm{Str}_{\triangle}}}{I_{\mathrm{Str}_{\curlywedge}}} = 3 \quad \text{bzw.} \quad I_{\mathrm{Str}_{\triangle}} = \sqrt{3} \cdot I_{\mathrm{Str}_{\curlywedge}} \tag{B.19}$$

Der Strangstrom beider Schaltungen unterscheidet sich um den Faktor $\sqrt{3}$.

B.2.2 Stern-Dreieck-Anlaufschaltung

Auf dem Leistungsschild von Asynchronmotoren sind zwei Nennspannungen angegeben, mit denen sich der Motor mit Nennleistung betreiben lässt, beispielsweise 400 V/230 V. Damit der Motor sowohl bei Sternschaltung als auch bei Dreieckschaltung die *gleiche Nennleistung* abgeben kann, muss er in Sternschaltung an ein 400 V-Drehstromnetz angeschlossen werden und in Dreieckschaltung an ein 230 V-Drehstromnetz. Bei Betrieb an einem 400 V-Drehstromnetz werden im Klemmenkasten drei für 230 V ausgelegte, um 120° räumlich versetzte Ständerwicklungen in Stern geschaltet, an einem 230 V-Drehstromnetz in Dreieck. In beiden Fällen liegt dann an jeder Ständerwicklung eine Spannung von 230 V.

In einem 400 V-Niederspannungsnetz lässt sich mit obiger Wahlmöglichkeit aber noch keine *Stern-Dreieck-Anlaufschaltung* realisieren. Zwar lässt sich der Motor in Sternschaltung problemlos einschalten, gibt aber nur 1/3 seiner Leistung ab. Beim Umschalten auf Dreieckbetrieb liegt an jeder 230 V-Ständerwicklung eine Spannung von 400 V, was sofort den Motorschutzschalter oder die Sicherung ansprechen lässt.

Für die Realisierung einer Stern-Dreieck-Anlaufschaltung bedarf es eines Asynchronmotors, dessen Typenschild die Nennspannungen 690 V/400 V ausweist. Beim Einschalten dieses Motors in Sternschaltung in einem 400 V-Niederspannungsnetz liegt an den drei Ständerwicklungen eine um $\sqrt{3}$ kleinere Spannung, die den Einschaltstoßstrom des Magnetisierungsstroms um ein Vielfaches, den Betriebsstrom um $\sqrt{3}$ *kleiner* ausfallen lässt (siehe Kapitel 9.8). Nach Hochlaufen des Motors wird dann auf Dreieckschaltung umgeschaltet, womit jede Ständerwicklung mit 400 V versorgt wird, wie auf dem Typenschild verlangt. Am Ende der Anlaufphase in Sternschaltung gibt der Motor nur $\frac{1}{3}$ seiner Nennleistung ab, nach Umschalten auf Dreieckschaltung die volle Nennleistung.

C. Rechnen mit bezogenen Größen

Für das Betriebsverhalten maßgebliche Parameter elektrischer Maschinen werden meist in % angegeben, um eine von der Maschinengröße unabhängige Aussage machen zu können. Beispielsweise bedeutet ein Spannungsabfall von 100 V bei einem Niederspannungstransformator sehr viel, bei einem Hochspannungstransformator sehr wenig. Man bezieht daher den Spannungsabfall auf die Nennspannung. Unabhängig von der Transformatorgröße bedeutet dann 5 % einen fast vernachlässigbaren Spannungsabfall, 20 % dagegen eine sicher in Betracht zu ziehende Größe.

Das Rechnen mit prozentualen Größen wird problematisch, wenn diese, wie bei Netzberechnungen, z. B. miteinander multipliziert werden. Aus diesem Grund verwendet man in der rechnergestützten Netzberechnung und insbesondere bei durch Transformatoren gekoppelten Netzen unterschiedlicher Spannungen meist *Relativgrößen* bzw. *pu-Größen* (engl.: *per unit*). Eine Ausnahme bildet das %/MVA-Verfahren, das jedoch ausschließlich in der Kurzschlussstromberechnung Anwendung findet. Anfänglich erscheinen bezogene Größen als zusätzliche Komplikation, wenig später wird man sie nicht mehr missen wollen.

Das Rechnen mit bezogenen Größen bietet folgende Vorteile:

- Alle Spannungen des Systems besitzen im stationären Betrieb näherungsweise dimensionslose Werte vom Betrag $1 \pm 0,15$ - unabhängig von der jeweiligen Spannungsebene. Bezogene Ströme nehmen auf beiden Seiten eines Transformators den gleichen Wert an. Transformatoren können daher mit ihrer Kurzschlussimpedanz als *Zweige* im Ersatzschaltbild dargestellt werden (s. a. 9.2).
- Artgleiche Betriebsmittelparameter liegen innerhalb eines engen Bereichs, so dass abweichende Größen sofort als falsch erkannt werden können.
- Es muss nicht zwischen Außenleiterspannungen und Sternspannungen sowie drei- und einphasiger Leistung unterschieden werden. Das heißt, die Faktoren $\sqrt{3}$ und 3 tauchen seltener auf.
- Auf die Bemessungsdaten eines Betriebsmittels bezogene Impedanzen oder bezogene innere Spannungsabfälle erlauben eine von der Maschinengröße unabhängige Aussage über deren Innenwiderstand. Dies ermöglicht bei nicht bekannten Maschinendaten die Durchführung überschlägiger Rechnungen mit Hilfe tabellierter Kenngrößen.

Zur Umrechnung physikalischer Größen in Relativgrößen bezieht man die betrachtete Größe auf ihre zugehörige *reelle Referenzgröße*,

$$\text{Bezogene Größe} = \frac{\text{Wahre Größe (z. B. } \underline{U}, \underline{S}, \underline{I}, \underline{Z})}{\text{Referenzgröße (z. B. } U_{\text{Ref}}, S_{\text{Ref}}, I_{\text{Ref}}, Z_{\text{Ref}})} \tag{C.1}$$

Die Referenzgröße, beispielsweise 380 kV, besitzt die gleiche Dimension wie die wahre Größe und ist reell. Auf die Referenzgröße bezogene *komplexe* Größen sind *dimensionslos* und besitzen den *gleichen Phasenwinkel* wie die wahre Größe.

Eine bezogene Größe - beispielsweise eine Spannung vom Wert 1,0 - kann in verschiedenen gleichwertigen Schreibweisen dargestellt werden:

$$\begin{aligned} U &= 1,0\,pu \\ U_{pu} &= 1,0 \\ u &= 1,0 \end{aligned} \tag{C.2}$$

Die Kennzeichnung *pu* kann wahlweise als *Faktor* oder als *Index* verwendet werden, solange die Identität der Größen erhalten bleibt.

Häufig werden bezogene Größen unter Verzicht auf den Zusatz *pu* durch kleine Buchstaben gekennzeichnet. Für die Schreibweise der bezogenen Spannung mit dem Wert $\underline{U}_{pu} = 1,0$ ergibt sich dann $\underline{u} = 1,0$.

C.1 Referenzgrößen

Im allgemeinen werden *vier* Referenz- bzw. *Bezugsgrößen*, U_{Ref}, S_{Ref}, I_{Ref} und Z_{Ref}, benötigt. Zwei dieser Größen dürfen anfänglich frei gewählt werden, die beiden anderen ergeben sich dann rein rechnerisch. In der Regel werden die *Spannung* U_{Ref} und die *Scheinleistung* S_{Ref} als Referenzgrößen herangezogen.

Für die Referenzspannung und Referenzleistung wählt man meist die *Nennspannungen* bzw. die *Nennleistungen* von Betriebsmitteln bzw. Netzen.

Mit $U_{\mathrm{Ref}} = Z_{\mathrm{Ref}} \cdot I_{\mathrm{Ref}}$ und $S_{\mathrm{Ref}} = U_{\mathrm{Ref}} \cdot I_{\mathrm{Ref}}$ ergeben sich daraus zwingend die abgeleiteten Referenzgrößen für Ströme und Impedanzen

$$I_{\mathrm{Ref}} = \frac{S_{\mathrm{Ref}}}{U_{\mathrm{Ref}}} \qquad \text{und} \qquad Z_{\mathrm{Ref}} = \frac{U_{\mathrm{Ref}}^2}{S_{\mathrm{Ref}}} \quad . \tag{C.3}$$

Darüber hinaus muss zwischen Bezugsgrößen einphasiger und dreiphasiger Systeme unterschieden werden, was in den folgenden Abschnitten näher erläutert wird.

C.1.1 Bezogene Spannungen

Außenleiterspannungen werden immer auf die *Außenleiter*-Referenzspannung, Sternspannungen auf die *Stern*-Referenzspannungen bezogen. Im pu-System verschwindet dann der Unterschied zwischen Aussenleiter- und Sternspannung.

Bezogene Außenleiterspannungen berechnen sich zu

$$\underline{u} = \frac{\underline{U}}{U_{3\phi\mathrm{Ref}}} \quad , \tag{C.4}$$

wobei $U_{3\phi\mathrm{Ref}}$ die *Nennspannung* (verkettete Spannung) oder die *Bemessungsspannung* der zugehörigen Spannungsebene sein kann. Beispielsweise lautet die Außenleiterspannung $\underline{U}_1 = 405\ \mathrm{kV}\angle 10°$ als bezogene Größe

$$\underline{u}_1 = \frac{405\ \text{kV}\angle 10^\circ}{380\ \text{kV}} = 1,07\angle 10^\circ \quad , \tag{C.5}$$

weicht also um 7 % nach oben vom Referenzwert ab.

Bei Netzberechnungen in der entkoppelten *einphasigen* Darstellung werden einphasige Knotenspannungen immer auf die Stern-Referenzspannung $U_{1\phi\text{Ref}} = U_{3\phi\text{Ref}}/\sqrt{3}$ bezogen

$$\underline{u} = \frac{\underline{U}}{U_{1\phi\text{Ref}}} = \frac{\underline{U}}{U_{3\phi\text{Ref}}/\sqrt{3}} \quad . \tag{C.6}$$

Die Sternspannung $\underline{U}_1 = 405\ \text{kV}/\sqrt{3}\angle 10^\circ$ lautet dann als bezogene Größe

$$\underline{u}_1 = \underline{U}_{1pu} = \frac{405\ \text{kV}/\sqrt{3}\angle 10^\circ}{380\ \text{kV}/\sqrt{3}} = 1,07\angle 10^\circ \quad , \tag{C.7}$$

besitzt also den gleichen Wert wie die pu-Außenleiterspannung.

C.1.2 Bezogene Leistungen

Als Referenzwert für dreiphasige Systemleistungen gilt grundsätzlich die dreiphasige Scheinleistung $S_{3\phi\text{Ref}}$, das heißt

$$\underline{s}_{3\phi} = \frac{\underline{S}_{3\phi}}{S_{3\phi\text{Ref}}} \quad , \tag{C.8}$$

wobei $S_{3\phi\text{Ref}}$ in der Größenordnung der Scheinleistung des gesamten Netzes, des größten Kraftwerks, des Netzkupplungstransformators etc. sein kann, z. B. 100 MVA oder 1.000 MVA.

In der einphasigen Darstellung des Drehstromsystems gilt die einphasige Leistung $S_{1\phi\text{Ref}} = S_{3\phi\text{Ref}}/3$ als Referenzleistung:

$$\underline{s}_{1\phi} = \frac{\underline{S}_{1\phi}}{S_{1\phi\text{Ref}}} = \frac{\underline{S}_{1\phi}}{S_{3\phi\text{Ref}}/3} \quad . \tag{C.9}$$

Wie bei der Spannung verschwindet auch bei der Leistung im pu-System der Unterschied zwischen ein- und dreiphasiger Leistung. Weiter gilt allgemein wegen $S_{\text{Ref}} \equiv P_{\text{Ref}} \equiv Q_{\text{Ref}}$ (*per definitionem*)

$$\underline{s} = \left(\frac{P}{S_{\text{Ref}}} + j\frac{Q}{S_{\text{Ref}}}\right) \quad . \tag{C.10}$$

C.1.3 Bezogene Ströme

Durch die Festlegung von Referenzgrößen U_{Ref} und S_{Ref} für Spannung und Leistung ist die Referenzgröße für Ströme nicht mehr frei wählbar. In der einphasigen, entkoppelten Darstellung gilt dann als Bezugsgröße für Ströme

$$I_{\text{Ref}} = \frac{S_{1\phi\text{Ref}}}{U_{1\phi\text{Ref}}} \tag{C.11}$$

und für die bezogenen Ströme

$$\underline{i} = \frac{\underline{I}}{I_{\text{Ref}}} = \underline{I} \cdot \frac{U_{1\phi\text{Ref}}}{S_{1\phi\text{Ref}}} \quad . \tag{C.12}$$

C.1.4 Bezogene Impedanzen

Durch die Festlegung der Referenzgrößen U_{Ref} und S_{Ref} ist weiter die Referenzgröße Z_{Ref} für Impedanzen nicht mehr frei wählbar. In der einphasigen Darstellung des Drehstromsystems ergibt sich die Referenzimpedanz pro Phase:

$$Z_{\mathrm{Ref}} = \frac{U_{1\phi\mathrm{Ref}}}{I_{\mathrm{Ref}}} \qquad \text{bzw.} \qquad Z_{\mathrm{Ref}} = \frac{U_{1\phi\mathrm{Ref}}^2}{S_{1\phi\mathrm{Ref}}} \quad . \tag{C.13}$$

Damit berechnet sich eine bezogene Impedanz zu:

$$\underline{z} = \frac{\underline{Z}}{Z_{\mathrm{Ref}}} = \underline{Z} \cdot \frac{I_{\mathrm{Ref}}}{U_{1\phi\mathrm{Ref}}} = \underline{Z} \cdot \frac{S_{1\phi\mathrm{Ref}}}{U_{1\phi\mathrm{Ref}}^2} \quad . \tag{C.14}$$

Für die Admittanzen gilt sinngemäß

$$Y_{\mathrm{Ref}} = \frac{1}{Z_{\mathrm{Ref}}} \quad . \tag{C.15}$$

Meist liegen die Parameter elektrischer Maschinen bereits als Relativgrößen vor – bezogen auf Maschinen-Nennspannung U_n und Maschinennennscheinleistung S_n (bzw. Bemessungsspannung U_r und Bemessungsscheinleistung S_r), beispielsweise

$$z = Z \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \quad . \tag{C.16}$$

Bei bekannter, auf Bemessungsgrößen bezogener Impedanz z berechnet sich der Betrag des Absolutwerts zu

$$Z = z \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad . \tag{C.17}$$

Da der Betrag der bezogenen *Kurzschlussimpedanz* eines Transformators identisch ist mit seiner relativen *Kurzschlussspannung* $z_k = u_k$, wird in Gleichung C.17 statt z die auf dem Typenschild angegebene relative Kurzschlussspannung u_k eingesetzt:

$$Z = u_k \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad . \tag{C.18}$$

Für Netzberechnungen werden Maschinenimpedanzen nicht auf die Bemessungsgrößen des jeweiligen Betriebsmittels sondern auf die einheitliche Bezugsimpedanz Z_{Ref} des gewählten *Basisnetzes* bezogen. Hierzu rechnet man bezogene Maschinenimpedanzen zunächst auf ihre Absolutwerte zurück und bezieht diese dann auf die Referenzimpedanz des Basisnetzes

$$\underline{z}_{\mathrm{neu}} = \left(\underline{z}_{\mathrm{alt}} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}\right)\left(\frac{S_{1\phi\mathrm{Ref}}}{U_{1\phi\mathrm{Ref}}^2}\right) = \underline{Z}_{\mathrm{alt}}\left(\frac{S_{1\phi\mathrm{Ref}}}{U_{1\phi\mathrm{Ref}}^2}\right) \quad . \tag{C.19}$$

Man beachte, dass für die Ermittlung bezogener Maschinenimpedanzen die *Drehstromgröße* $U_{3\phi n}$ (verkettete Spannung) und die *Drehstromleistung* $S_{3\phi n}$ herangezogen werden, während für Netzberechnungen die *einphasige* Bezugsgröße $U_{1\phi\mathrm{Ref}}$ und $S_{1\phi\mathrm{Ref}}$ verwendet werden.

Bezogene Maschinenimpedanzen erlauben eine Aussage, ob ein Transformator streuungsarm aufgebaut ist oder nicht. Weiter nimmt die absolute Kurzschlussimpedanz eines Transformators beim Kurzschlussversuch abhängig von der Einspeiseseite zwei unterschiedliche Zahlenwerte an. Die bezogene Kurzschlussimpedanz besitzt dagegen unabhängig von der

Einspeiseseite nur einen Zahlenwert. Letzterer ist außerdem unabhängig von der jeweiligen Schaltgruppe (Stern/Stern, Stern/Dreieck, Dreieck/Dreieck).

Bei der Berechnung über Transformatoren gekoppelter Netze sind zunächst die absoluten Impedanzen aller Netze mit Hilfe der Quadrate der jeweiligen aktuellen Übersetzungsverhältnisse auf ein *Basisnetz* umzurechnen. Anschließend werden diese Impedanzen auf die Bezugsgrößen des Basisnetzes bezogen. Ferner werden die Spannungen aller anderen Netze auf das Basisnetz bezogen. Als Basisnetz wird das Netz bzw. die Spannungsebene gewählt, deren Knotenspannungen und Zweigströme berechnet werden sollen, beispielsweise das Netz 3 in Bild C.1. Alternativ wird auch mit der Spannungsebene gerechnet, auf der die Einspeisung erfolgt, Bild C.1.

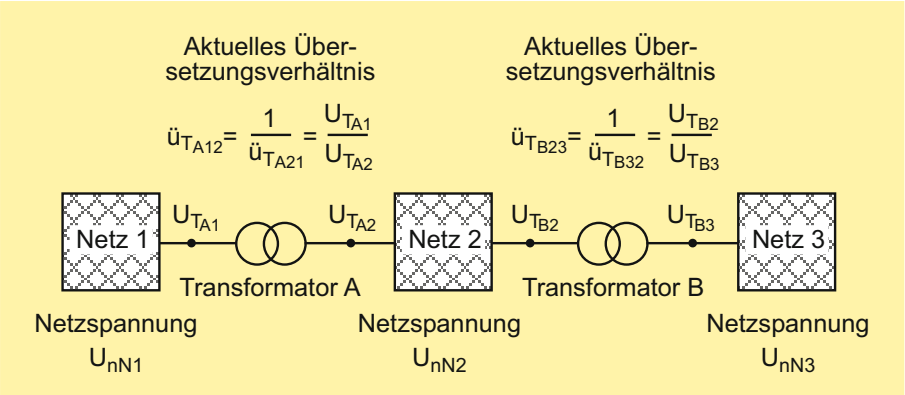


Bild C.1. Prinzip der Umrechnung absoluter und bezogener Impedanzen.

Bei der rechnerischen Behandlung transformatorisch gekoppelter Netze unterschiedlicher Spannungen wählt man gewöhnlich die Sternspannung $U_{1\phi\mathrm{Ref}}$ des gewählten Basisnetzes als Hauptreferenzspannung. Aus dieser werden mit Hilfe der aktuellen Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren lokale Referenzspannungen für die anderen Spannungsebenen ermittelt. Sind dabei die Übersetzungen der Transformatoren mit der *Nennübersetzung* identisch, so stimmt in allen Netzteilen die lokale Referenzspannung mit der jeweiligen Nennspannung überein. Bei Transformatoren mit Stufenstellern, deren Übersetzung in der Regel von der Nennübersetzung abweicht, nehmen beide Spannungen unterschiedliche Werte an (mit Ausnahme der Spannungen des Basisnetzes).

C.2 Rechnen mit pu-Größen

Beim Rechnen mit pu-Größen werden alle Knotenspannungen auf die *lokalen* Referenzspannungen bezogen. Die Übersetzungsverhältnisse werden dadurch eliminiert, was den Rechenaufwand wesentlich vereinfacht und die Transparenz erhöht. Dies soll an einem Beispiel erläutert werden.

Gegeben sei die einphasige Darstellung einer Übertragungsstrecke mit drei *Spannungsebenen*, Bild C.2.

Der Wasserkraftgenerator G speise über seinen Maschinentransformator T_1 eine 110 kV-Leitung, an deren Ende sich ein Verteiltransformator T_2 befindet, der ein Mittelspannungs-

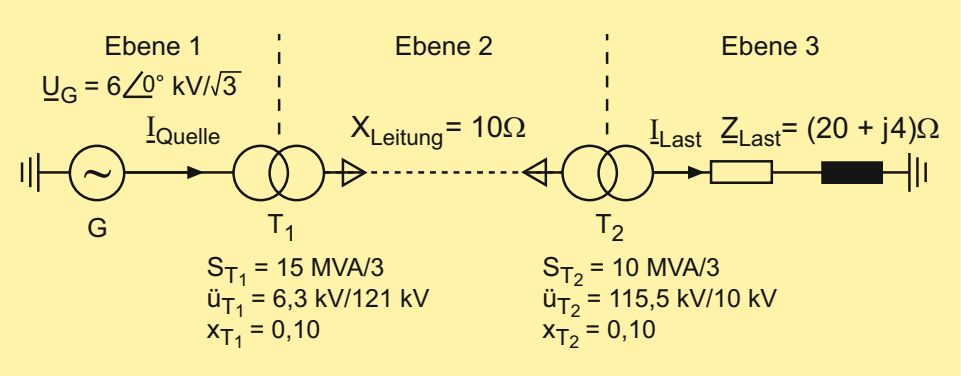


Bild C.2. Einphasige symbolische Darstellung der Übertragungsstrecke (Transformatorresistanzen und Queradmittanzen werden vernachlässigt).

netz versorgt. Die aktuellen Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren seien $\ddot{u}_{T_1}$ bzw. $\ddot{u}_{T_2}$. Die relativen Kurzschlussreaktanzen sind x_{T_1} und x_{T_2}.

Bild C.3 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild der Übertragungsstrecke mit den entsprechenden Impedanzen bzw. Reaktanzen.

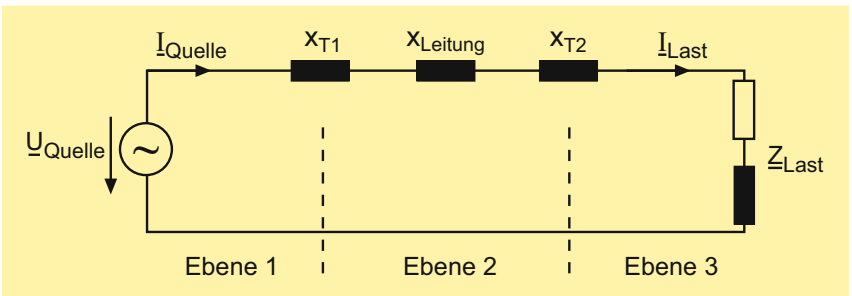


Bild C.3. Ersatzschaltbild mit Impedanzen bzw. Reaktanzen.

Für das Beispielnetzwerk soll im folgenden der Laststrom $\underline{I}_{\text{Last}}$ berechnet werden, vergleiche Bild C.2 bzw. C.3. Hierzu werden, ausgehend von der Referenzleistung $S_{1\phi\,\text{Ref}}$ und der Referenzspannung $U_{1\phi\,\text{Ref1}}$ der Ebene 1 zunächst die Referenzgrößen jeder der drei Spannungsebenen bestimmt, wobei im folgenden der Index 1ϕ weggelassen wird.

Die Referenzleistung der Ebene 1 gilt für das gesamte Netzwerk

$$S_{\text{Ref}} = 15\ \text{MVA}/3 = 5\ \text{MVA} = S_{\text{Ref1}} \quad . \tag{C.20}$$

Die Referenzspannung der Ebene 1 bzw. die Hauptreferenzspannung ist

$$U_{\text{Ref1}} = 6,3\ \text{kV}/\sqrt{3} = 3,64\ \text{kV} \quad . \tag{C.21}$$

Ausgehend von der Referenzspannung U_{Ref} der Ebene 1 ergeben sich für die lokalen Referenzspannungen U_{Ref2} und U_{Ref3} der Ebenen 2 bzw. 3 mit Hilfe der aktuellen Übersetzungen $\ddot{u}_{T_1}$ und $\ddot{u}_{T_2}$ der beiden Transformatoren

$$U_{\text{Ref2}} = \frac{1}{\ddot{u}_{T_1}} U_{\text{Ref1}} = \left(\frac{121\ \text{kV}}{6,3\ \text{kV}}\right) 3,64\ \text{kV} = 69,86\ \text{kV} \tag{C.22}$$

sowie

$$U_{\mathrm{Ref3}} = \frac{1}{\ddot{u}_{T_2}} U_{\mathrm{Ref2}} = \left(\frac{10\ \mathrm{kV}}{115,5\ \mathrm{kV}}\right) 69,86\ \mathrm{kV} = 6,05\ \mathrm{kV} \quad . \tag{C.23}$$

Mit der Referenzspannung U_{Ref} der Netzebene 1 und den aus ihr abgeleiteten lokalen Referenzspannungen der anderen Netze U_{Ref2} und U_{Ref3} sowie einer für alle Netzteile einheitlichen Referenzleistung S_{Ref} werden für alle Teilnetze lokale Referenzströme und Referenzimpedanzen sowie auf die Spannung der Ebene 1 bezogene Impedanzen berechnet.

Die Referenzimpedanzen der jeweiligen Spannungsebene erhält man aus (C.13):

$$Z_{\mathrm{Ref1}} = \frac{(U_{\mathrm{Ref1}})^2}{S_{\mathrm{Ref}}} = \frac{(3,64\ \mathrm{kV})^2}{5\ \mathrm{MVA}} = 2,65\Omega \quad , \tag{C.24}$$

$$Z_{\mathrm{Ref2}} = \frac{(U_{\mathrm{Ref2}})^2}{S_{\mathrm{Ref}}} = \frac{(69,86\ \mathrm{kV})^2}{5\ \mathrm{MVA}} = 976,07\Omega \tag{C.25}$$

und

$$Z_{\mathrm{Ref3}} = \frac{(U_{\mathrm{Ref3}})^2}{S_{\mathrm{Ref}}} = \frac{(6,05\ \mathrm{kV})^2}{5\ \mathrm{MVA}} = 7,32\Omega \quad . \tag{C.26}$$

Für den Referenzstrom der Spannungsebene 3 gilt mit (C.11)

$$I_{\mathrm{Ref3}} = \frac{S_{\mathrm{Ref}}}{U_{\mathrm{Ref3}}} = \frac{5\ \mathrm{MVA}}{6,05\ \mathrm{kV}} = 826,66\ \mathrm{A} \quad . \tag{C.27}$$

Nach Erhalt der lokalen Referenzgrößen werden im nächsten Schritt die auf die Spannungen der Ebene 1 bezogenen Impedanzen berechnet.

Die auf die Referenzgrößen bezogene Streureaktanz des Transformators T_1 ist mit der auf die Nenngrößen bezogenen Streureaktanz identisch. Anhand Gleichung (C.19) lässt sich dies auch formelmäßig zeigen.

$$\begin{aligned} x_{T1\mathrm{neu}} &= \left(x_{T1\mathrm{alt}} \cdot \frac{(6,3\ \mathrm{kV})^2}{15\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\mathrm{Ref}}}{U_{\mathrm{Ref1}}^2}\right) \\ &= \left(x_{T1\mathrm{alt}} \cdot \frac{(6,3\ \mathrm{kV})^2}{15\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{5\ \mathrm{MVA}}{(3,64\ \mathrm{kV})^2}\right) \\ &= 0,10 = x_{T1\mathrm{alt}} \quad . \end{aligned} \tag{C.28}$$

Die auf die Referenzgrößen bezogene Streureaktanz des Transformators T_2 ändert sich. Mit Gleichung (C.19) und $U_{\mathrm{Ref2}} = 69,86$ kV erhält man

$$x_{T2\mathrm{neu}} = \left(x_{T2\mathrm{alt}} \cdot \frac{(115,5\ \mathrm{kV})^2}{10\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\mathrm{Ref}}}{U_{\mathrm{Ref2}}^2}\right) \tag{C.29}$$

$$= \left(0,10 \cdot \frac{(115,5\ \mathrm{kV})^2}{10\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{5\ \mathrm{MVA}}{(69,86\ \mathrm{kV})^2}\right) \tag{C.30}$$

$$= 0,1367 > x_{T2\mathrm{alt}} \quad .$$

Alternativ ergibt sich diese Reaktanz aus (C.19) auch mit $U_{\mathrm{Ref3}} = 6,05$ kV

$$x_{T2\mathrm{neu}} = \left(x_{T2\mathrm{alt}} \cdot \frac{(10\ \mathrm{kV})^2}{10\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{S_{\mathrm{Ref}}}{U_{\mathrm{Ref3}}^2}\right) \tag{C.31}$$

$$= \left(0,10 \cdot \frac{(10\ \mathrm{kV})^2}{10\ \mathrm{MVA}}\right) \cdot \left(\frac{5\ \mathrm{MVA}}{(6,05\ \mathrm{kV})^2}\right) \tag{C.32}$$

$$= 0,1367 \quad .$$

Die Leitung der Übertragungsstrecke (Ebene 2) besitzt eine bezogene Impedanz von

$$x_{\mathrm{Leitung}} = \frac{X_{\mathrm{Leitung}}}{Z_{\mathrm{Ref2}}} = \frac{10\Omega}{976,07\Omega} = 0,0102 \quad . \tag{C.33}$$

Für die bezogene Impedanz der Last (Ebene 3) folgt

$$\underline{z}_{\mathrm{Last}} = \frac{\underline{Z}_{\mathrm{Last}}}{Z_{\mathrm{Ref3}}} = \frac{(20 + j4)\Omega}{7,32\ \Omega} = 2,732 + j0,546 \quad . \tag{C.34}$$

Hat man alle Betriebsimpedanzen in bezogenen Größen dargestellt und auch die lokalen Referenzspannungen aller Ebenen sowie den Referenzstrom der Ebene 3 ermittelt, erhält man schließlich das Netzwerkersatzschaltbild der Übertragungsstrecke mit bezogenen Größen und den zugehörigen Referenzgrößen, Bild C.4.

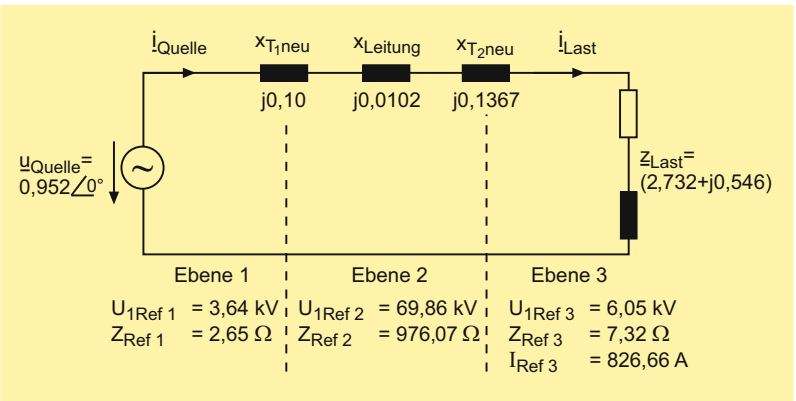


Bild C.4. Einphasiges Ersatzschaltbild der Übertragungsstrecke mit pu-Größen ($S_{\mathrm{Ref}} = 5\,\mathrm{MVA}$).

Der bezogene Laststrom $\underline{i}_{\mathrm{Last}}$ lässt sich dann aus obigem Ersatzschaltbild wie folgt einfach ermitteln:

$$\begin{aligned}
\underline{i}_{\text{Last}} = \underline{i}_{\text{Quelle}} &= \frac{\underline{u}_{\text{Quelle}}}{j(x_{T1} + x_{\text{Leitung}} + x_{T2}) + \underline{z}_{\text{Last}}} \\
&= \frac{0,952\ \angle 0^\circ}{j(0,10 + 0,0102 + 0,1367) + (2,732 + j0,546)} \\
&= \frac{0,952\ \angle 0^\circ}{2,732 + j0,7929} \\
&= \frac{0,952\ \angle 0^\circ}{2,845\ \angle 16,18^\circ} \\
&= 0,3346\ \angle\text{-}16,18^\circ \quad .
\end{aligned} \tag{C.35}$$

Der absolute Wert des Laststroms $\underline{I}_{\text{Last}}$ ergibt sich aus der bezogenen Größe $\underline{i}_{\text{Last}}$ durch Multiplikation mit dem Referenzstrom I_{Ref3} der Ebene 3

$$\begin{aligned}
\underline{I}_{\text{Last}} &= \underline{i}_{\text{Last}} \cdot I_{\text{Ref3}} = (0,3346 \angle\text{-}16,18^\circ) \cdot 826,66\ \text{A} \\
&= 276,6\ \text{A}\angle\text{-}16,18^\circ \quad .
\end{aligned} \tag{C.36}$$

Nach Einführung lokaler Referenzgrößen wird der Begriff des Übersetzungsverhältnisses entbehrlich und transformatorisch gekoppelte Netze lassen sich somit einfacher analysieren. Hierin besteht ein wesentlicher Vorzug des Verfahrens „*Rechnen mit pu-Werten*“.

Die hier gewählte Vorgehensweise mit *einphasigen Bezugsgrößen* ist nicht zwingend und erfolgte lediglich mit Rücksicht auf die physikalische Affinität zu den einphasigen grafischen Darstellungen in den Bildern und C.2 und C.3. In der Praxis wird meist mit den *dreiphasigen Bezugsgrößen* für die Spannungen und die Leistungen gerechnet (s. a. C.1.1 und C.1.2), was mögliche Verwechslungen zwischen Stern- und Dreieckspannungen sowie zwischen ein- und dreiphasigen Leistungen ausschließt, ferner hier vorgenommene zusätzliche Umrechnungen erspart.

D. Grundbegriffe magnetischer Wechselfelder

D.1 Induktionsgesetz, induzierte und selbstinduzierte Spannung

D.1.1 Induzierte Spannung

Ein sich zeitlich ändernder magnetischer Fluss $\dot{\phi}$, beispielsweise im Eisenkern eines Transformators, *induziert* bzw. *bewirkt* in einer ihn umgebenden Leiterschleife (Drahtwindung) eine *Umlaufspannung* $\overset{\circ}{U}_i$ (engl.: *Circulation voltage*). Die Umlaufspannung kann gemessen werden, wenn man die Leiterschleife auftrennt, Bild D.1.

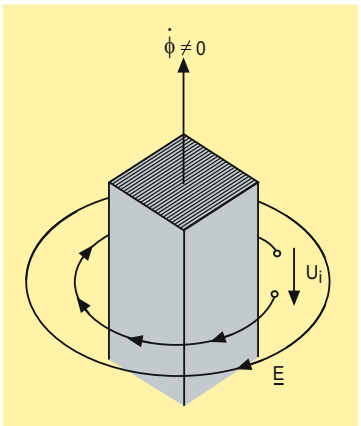


Bild D.1. Eisenkern mit zeitlich veränderlichem Fluss $\dot{\phi}$ und offener Leiterschleife.

Die Induktionswirkung kommt dadurch zustande, dass ein zeitlich veränderlicher magnetischer Fluss $\dot{\phi}$ von einem elektrischen Feld $\mathbf{E}$ mit in sich *geschlossenen* Feldlinien umgeben ist, so genanntes *Wirbelfeld*. Der dieses Feld verursachende *Wirbel* (linien- bzw. rohrförmiger Bereich eines Vektorfeldes, der von geschlossenen Feldlinien umgeben ist) ist der in einem Eisenkreis verlaufende zeitlich veränderliche Fluss $\dot{\phi}$. Multipliziert man die elektrische Feldstärke des Wirbelfelds $\mathbf{E}$ in einem Punkt der Leiterschleife mit dem Wegelement $d\mathbf{r}$ (Skalarprodukt), so erhält man die längs $d\mathbf{r}$ induzierte Spannung dU_i zu

$$dU_i = \mathbf{E} \cdot d\mathbf{r} = E \cos\alpha \cdot dr = E_{tan} \cdot dr \quad , \tag{D.1}$$

worin α der Winkel zwischen Feldstärkevektor und der Tangente in r ist.

Die Integration aller Spannungen dU_i längs einer geschlossenen Kontur C ergibt die induzierte *Umlaufspannung* bzw. *Windungsspannung*

$$\overset{\circ}{U}_i = \oint_c dU_i = \oint_c \mathbf{E} \cdot d\mathbf{r} = -\frac{d\phi}{dt} = -\dot{\phi} \quad , \tag{D.2}$$

Sie ist der zeitlichen Änderung des magnetischen Flusses proportional.

Die Beziehung (D.2) trägt den Namen *Induktionsgesetz* bzw. *Faradaysches Gesetz*.

Die Induktionswirkung wird nicht *magnetisch*, sondern über das Wirbelfeld **E** *elektrisch* übertragen. Die induzierte Spannung ist eingeprägt. Das heisst, der in einer geschlossenen Leiterschleife fließende Strom hängt bei konstant gehaltener Änderungsgeschwindigkeit des Flusses nur von deren Leitfähigkeit ab.

Für sinusförmige Änderungen der Feldgrößen können wir uns wieder der *komplexen Schreibweise* bedienen (siehe Anhang A) und erhalten für das *Induktionsgesetz im Frequenzbereich*

$$\overset{\circ}{\underline{U}}_i = \oint_c \underline{\mathbf{E}} \cdot d\mathbf{r} = -j\omega\underline{\phi} \quad . \tag{D.3}$$

Der Faktor -j bedeutet eine Drehung um $\pi/2$ gegen die mathematische Umlaufrichtung, d. h. der Fluss eilt der induzierten Spannung um 90° voraus.

Der Induktionsvorgang lässt sich in einem *Feldmodell* darstellen, das sowohl Größen der *Netzwerktheorie* (hier: die induzierte Spannung) als auch der *Feldtheorie* (hier: der veränderliche Fluss ϕ) aufweist, Bild D.2a. Hilfreicher ist häufig die Verwendung eines *Netzwerkmodells*, in dem Größen der Netzwerktheorie vorkommen (hier: E, U, I), Bild D.2b.

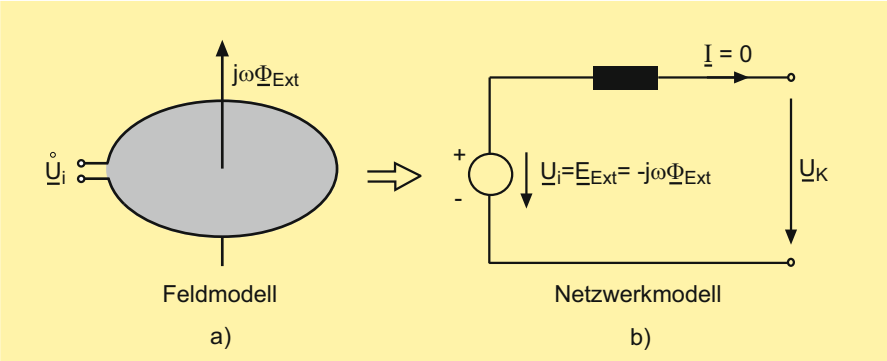


Bild D.2. a) *Feldmodell* und b) *Netzwerkmodell* des Induktionsvorgangs in einer offenen Leiterschleife, $\underline{U}_i$: induzierte Spannung (als Quellenspannung dargestellt), $\underline{U}_K$: Klemmenspannung.

Im *Netzwerkmodell* wird der Induktionsvorgang durch eine *Quellenspannung* mit zwei Klemmen dargestellt, da die Netzwerktheorie nur Spannungsquellen, Stromquellen, Spannungen und Ströme sowie passive Bauelemente, jedoch keine *Feldgrößen*, wie z. B. magnetische Flüsse kennt.

Die vom externen Feld $\dot{\phi}$ induzierte Quellenspannung wird im folgenden gemäß ihrer Herkunft durch den Buchstaben $\underline{E}_{\mathrm{Ext}}$ gekennzeichnet. Im Erzeuger-Zählpfeilsystem besitzen dann Spannung und Strom einer Quelle unterschiedliche Richtungen, Bild D.2b.

Für die offene Leiterschleife ergibt sich nach Anwendung der zweiten Kirchhoffschen Regel $\sum U = 0$:

$$\underline{U}_K - \underline{E}_{Ext} = 0 \qquad \Rightarrow \qquad \underline{U}_K = \underline{E}_{\mathrm{Ext}} \quad . \tag{D.4}$$

$\underline{E}_{\mathrm{Ext}}$ wurde früher als *Elektromotorische Kraft*, $\mathrm{EMK} = -jw\underline{\phi}_{\mathrm{Ext}}$, bezeichnet und in Stromrichtung eingezeichnet. Dies führt zu gleicher Maschengleichung und gleichem Zeigerdiagramm, wenn man die zweite Kirchhoffsche Regel folgendermaßen modifiziert:

$$\sum \mathrm{EMK} = \sum U \quad . \tag{D.5}$$

Für den *Induktionseffekt* ist unerheblich, ob der induzierende Fluss von einem räumlich bewegten Permanentmagneten, einem zweiten benachbarten Stromkreis oder von dem in der Schleife nach Anlegen einer externen Spannung fließenden Strom herrührt. In letzterem Fall spricht man lediglich von *Selbstinduktion*.

D.1.2 Selbstinduzierte Spannung

Bei Belastung einer offenen Leiterschleife gemäß Bild D.1 durch eine Impedanz entsteht ein Stromkreis mit einem Strom $\underline{I}$, dessen Magnetfeld in der Schleife ebenfalls eine Umlaufspannung induziert. Diese *selbstinduzierte* Umlaufspannung lässt sich im Ersatzschaltbild entweder als *Spannungsquelle* $\underline{E}_I$ (aus Sicht des Induktionsgesetzes der Feldtheorie), Bild D.3a, oder als *induktiver Spannungsabfall* $\underline{U}_L$ (aus Sicht der Netzwerktheorie), Bild D.3b, darstellen.

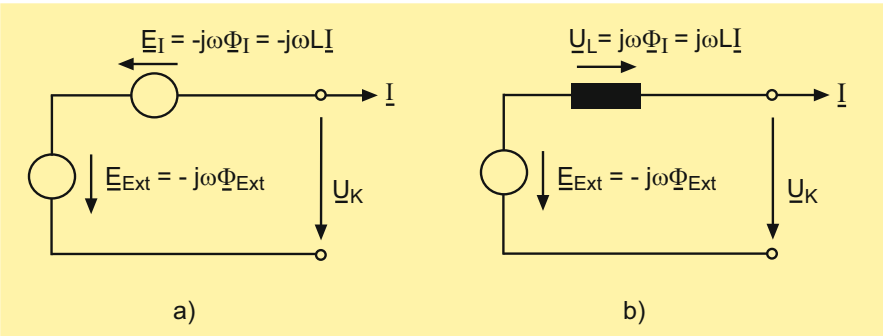


Bild D.3. Netzwerkmodelle des Selbstinduktionsvorgangs bei Belastung mit einem Strom $\underline{I}$. a) Modellierung der selbstinduzierten Umlaufspannung als Spannungsquelle $\underline{E}_{\mathrm{I}}$, b) Modellierung der selbstinduzierten Umlaufspannung als induktiver Spannungsabfall $\underline{U}_{\mathrm{L}}$.

Modellierung als *Spannungsquelle* $\underline{E}_I$:

$$\text{Frequenzbereich} \quad \underline{E}_I(j\omega) = -j\omega\underline{\phi}_I = -j\omega L\underline{I} \tag{D.6}$$

$$\text{Zeitbereich} \quad E_I(t) = -\frac{d\phi_I}{dt} = -L\frac{di}{dt} \tag{D.7}$$

Modellierung als *Induktiver Spannungsabfall*:

$$\text{Frequenzbereich} \quad \underline{U}_L(j\omega) = j\omega\underline{\phi}_I = j\omega L\underline{I} \tag{D.8}$$

$$\text{Zeitbereich} \quad u_L(t) = \frac{d\phi_I}{dt} = L\frac{di}{dt} \tag{D.9}$$

Eigentlich dürfte der Leser erwarten, dass die *selbstinduzierte* Quellenspannung $\underline{E}_I$, der bereits vorhandenen, von außen induzierten Quellenspannung $\underline{E}_{Ext}$ entgegengerichtet ist und diese nach der Lenzschen Regel schwächt. Letzteres ist auch tatsächlich der Fall, kommt

aber nicht im Zählpfeil zum Ausdruck sondern in der Tatsache, dass bei einem induktiven Laststrom $\underline{I}_{ind}$ beide Spannungen, genau wie die sie erzeugenden magnetischen Flüsse ϕ_{Ext} und ϕ_I, eine Phasenverschiebung von 180° gegeneinander aufweisen. Bei kapazitivem Laststrom $\underline{I}_{cap}$ tritt dagegen eine *Erhöhung* der Klemmenspannung auf, wie das aus den Zeigerdiagrammen des Synchrongenerators (8.2.2) und des Transformators (9.2.4) im Haupttext hervorgeht.

D.2 Windungsfluss, Spulenfluss und Flussverkettung einer Wicklung

Die Begriffe *Windungsfluss*, *Spulenfluss* und *Flussverkettung* sind essentielle Voraussetzungen für ein tieferes Verständnis der Wirkungsweise elektrischer Maschinen. Die zeitlichen Ableitungen (D.6) bis (D.9) dieser Flüsse beschreiben über das *Induktionsgesetz* die in den Maschinenwicklungen induzierten Spannungen und verknüpfen so *Feldtheorie* und *Netzwerktheorie*.

Man unterscheidet zwischen *Windungsfluss* und *Spulenfluss*. Beim Anlegen einer externen Spannung $u_{\text{ext}}(t)$ an eine *Spule* bzw. *Wicklung* mit n Windungen treibt der Strom $i(t)$ durch jede *Windung* mit der Windungsfläche A_W einen *Windungsfluss* ϕ_W, Bild D.4a. Die Summe aller Windungsflüsse durch die Flächen A_W ergeben den totalen *Spulenfluss* ϕ_S durch die Fläche $A_S = n\,A_W$ der Spule, Bild D.4b.

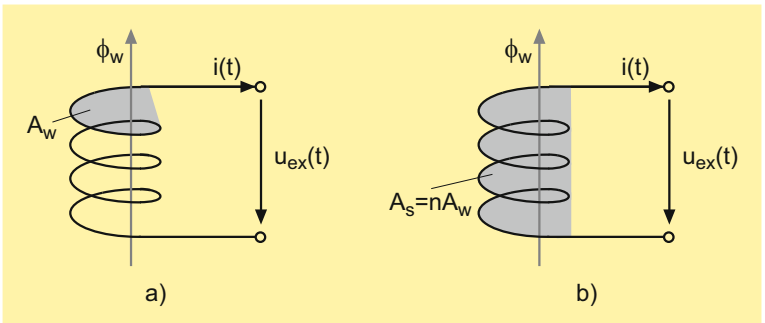


Bild D.4. Zur Veranschaulichung der Begriffe a) *Windungsfluss*, b) *Spulenfluss*.

Man beachte, dass alle Windungen einer Zylinderspule, beispielsweise als Wicklung auf einem Transformatorschenkel, lediglich vom Windungsfluss ϕ_W durchsetzt werden. Im Eisenkreis eines Transformators herrscht also lediglich der *Windungsfluss* ϕ_W.

Der mit dem Strom $i(t)$ verknüpfte *Windungsfluss* $\phi_W(t)$ erzeugt in jeder der *Windungen* eine selbstinduzierte *Windungsspannung* $u_W(t)$, der *Spulenfluss* $\phi_S = n\phi_W(t)$ in der gesamten *Spule* eine selbstinduzierte Spannung $u_S(t)$. Es gilt

$$\phi_S(t) = n\,\phi_W(t) \qquad \text{und} \qquad u_S(t) = n\,u_W(t) \quad . \tag{D.10}$$

Die Spulenspannung ist entgegengesetzt gleich groß $u_{\text{ext}}(t)$ und hält dieser das Gleichgewicht, so genanntes *Spannungsgleichgewicht*.

In Luft und in linearen Eisenkreisen ist der Fluss $\phi_S(t)$ dem ihn treibenden Strom $i(t)$ proportional. Die Proportionalitätskonstante nennt man die *Induktivität* der Spule,

$$\phi_S(t) = n\,\phi_W(t) = L i(t) \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\phi}_S = n\,\underline{\phi}_W = L\underline{I} \quad . \tag{D.11}$$

Zeitbereich *Frequenzbereich*

Bewegt sich die Drahtschleife im magnetischen Feld und/oder ändert sich ihre Fläche A_W, das heißt, ändert sich auch die Induktivität der Spule, erhalten wir für den Fluss

$$\phi_S(t) = L(t)\,i(t) \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\phi}_S = \underline{L}\,\underline{I} \quad . \tag{D.12}$$

Rührt ferner ein Teil des die Schleife durchsetzenden Flusses von Strömen $i_2(t)$ bzw. $\underline{I}_2$ eines benachbarten Stromkreises S_2 her, der sich auch relativ zur Leiterschleife 1 bewegen darf, berechnet sich dieser Beitrag zu

$$\phi_{S_2} = M_{12}(t)\,i_2(t) \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\phi}_{S_2} = \underline{M}_{12}\,\underline{I}_2 \quad . \tag{D.13}$$

Statt der Proportionalitätskonstante L tritt hier die so genannte *Gegeninduktivität* M zwischen den beiden Leiterschleifen auf.

Bei ν Spulen beträgt der Gesamtfluss in der Spule 1

$$\phi_{\text{tot}} = L_1(t)\,i_1(t) + \sum_{\nu=1}^{n} M_{1_\nu}(t)\,i_\nu(t) \quad , \tag{D.14}$$

bzw.

$$\phi_{\text{tot}} = \underline{L}_1\,\underline{I}_1 + \sum_{\nu=1}^{n} \underline{M}_{1_\nu}\,\underline{I}_\nu \quad .$$

Die Summe aller Produkte vom Typ $L\,I$ bzw. $M\,I$, das heißt den Gesamtfluss ϕ_{tot} durch eine Schleife in Anwesenheit anderer Stromkreise bezeichnet man als *Flussverkettung* ψ.

Die Flussverkettung erlaubt die Berechnung der in einer Leiterschleife oder Spule in Anwesenheit anderer Stromkreise induzierten Spannung, auch bei *zeitvarianten* Induktivitäten $L(t)$ bzw. $M(t)$.

Gemäß dem Induktionsgesetz gilt für die von allen Flüssen induzierte Spannung

$$u(t) = -\frac{d}{dt}\psi(t) = -\frac{d}{dt}\sum \phi_\nu(t) = -\frac{d}{dt}\,\phi_{\text{tot}} \quad , \tag{D.15}$$

bzw.

$$\underline{U} = -j\,\omega\underline{\psi} = -j\,\omega\sum \underline{\phi}_\nu = -j\,\omega\underline{\phi}_{\text{tot}} \quad . \tag{D.16}$$

Ein typisches Beispiel für L, M = konst. ist die *Windungsspannung* einer Transformatorwicklung.

Der Begriff *Flussverkettung* und die ihn enthaltenden Gleichungen (D.15) und (D.16) sind für das mathematische Modell einer Synchronmaschine essentiell. Mit der üblichen Interpretation einer selbstinduzierten Spannung als *induktivem Spannungsabfall* kommt man bei elektrischen Maschinen nicht weit.

D.3 Magnetische Streuung ($X = X_h + X_\sigma$)

Bei einem realen Transformator verläuft der durch den Spulenquerschnitt tretende *Windungsfluss* ϕ_W nur teilweise im Eisen (*Nutzfluss*, *Hauptfluss* ϕ_h), der Rest der Flussröhren schließt sich unmittelbar in der Luft um die Leiter (*Streufluss* ϕ_σ), Bild D.5.

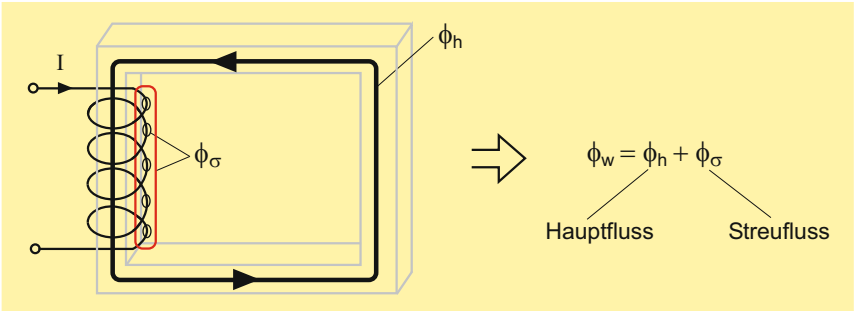


Bild D.5. Haupt- und Streufluss der Primärwicklung eines Transformators. Die Flüsse sind jeweils durch die Seele einer ihrer *Flussröhren* repräsentiert.

Entsprechend ordnet man dem Hauptfluss als Proportionalitätsfaktor eine *Hauptinduktivität* L_h, dem Streufluss eine *Streuinduktivität* L_σ zu

$$\underline{\phi}_W = \underline{\phi}_h + \underline{\phi}_\sigma = \frac{L_h}{N_1}\underline{I}_1 + \frac{L_\sigma}{N_1}\underline{I}_1 \quad . \tag{D.17}$$

Dann lässt sich die in einer Spule selbstinduzierte Quellenspannung in eine vom Hauptfluss in der *Hauptinduktivität* L_h und eine vom Streufluss in der *Streuinduktivität* L_σ induzierte Quellenspannung $\underline{E}_h$ bzw. $\underline{E}_\sigma$ zerlegen, Bild D.6a.

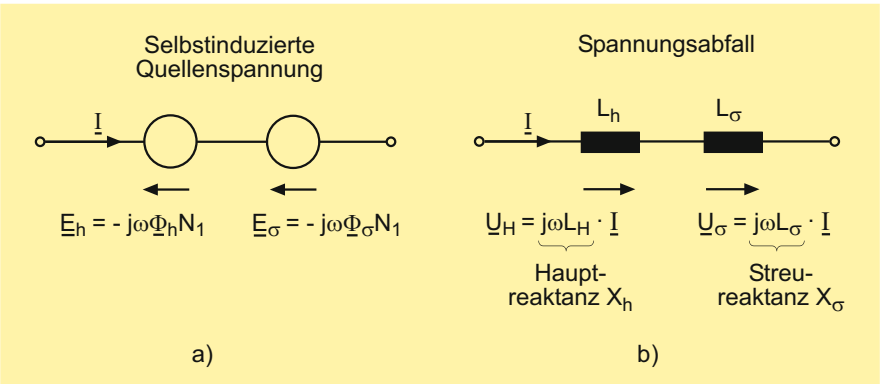


Bild D.6. Alternativen zur Modellierung der in einer stromdurchflossenen Spule selbstinduzierten Spannung unter Berücksichtigung der Streuung. a) Selbstinduzierte Quellenspannung, b) Spannungsabfall.

Alternativ, bei der Darstellung des Selbstinduktionseffekts als Spannungsabfall an der Primärwicklung, unterteilt man in *Haupt-* und *Streuspannungsabfall*, Bild D.6b.

Für die *selbstinduzierte Quellenspannung* erhält man mit anderen Worten

$$\underline{E} = \underline{E}_h + \underline{E}_\sigma = -j\omega\underline{\phi}_h N - j\omega\underline{\phi}_\sigma N \quad , \tag{D.18}$$

für den *Spannungsabfall* an der Spule

$$\underline{U}_L = \underline{U}_h + \underline{U}_\sigma = j\omega\phi_h N + j\omega\phi_\sigma N = j\omega L_h \underline{I} + j\omega L_\sigma \underline{I} \quad . \tag{D.19}$$

Die magnetische Streuung spielt eine große Rolle bei der Beurteilung des Betriebsverhaltens elektrischer Maschinen. Beispielweise besteht der Innenwiderstand eines Transformators bei Belastung im Wesentlichen aus seinen primären und sekundären Streureaktanzen $X_{1\sigma}$ und $X_{2\sigma}$ (9.2.1). Sinngemäß gilt dies auch für Synchrongeneratoren und alle anderen elektrischen Maschinen.

E. Unsymmmetrische Kurzschlussströme

E.1 Die Methode der symmetrischen Komponenten

Die Berechnung unsymmetrischer Kurzschlüsse erfordert die Einführung der *Methode der symmetrischen Komponenten*. Bereits in Kapitel 8.11 wurde gezeigt, dass sich ein *symmetrisches* Drehstromsystem in drei einphasige, *entkoppelte* Netzwerke, *Mit-*, *Gegen-* und *Nullsystem* genannt, zerlegen lässt, Bild E.1 (s. a. Bild 8.39).

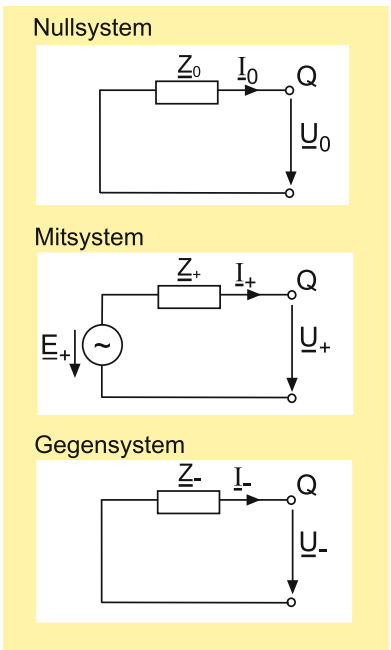


Bild E.1. Darstellung eines symmetrisch gespeisten, symmetrischen Drehstromnetzes durch drei entkoppelte einphasige Netzwerke bzw. Komponentensysteme.

Eine treibende Spannung tritt nur im Mitsystem auf. Die Maschengleichungen der drei Komponentennetzwerke lauten somit

$$\begin{aligned} 0 &= \underline{Z}_0 \underline{I}_0 + \underline{U}_0 \\ \underline{E}_+ &= \underline{Z}_+ \underline{I}_+ + \underline{U}_+ \\ 0 &= \underline{Z}_- \underline{I}_- + \underline{U}_- \quad . \end{aligned} \tag{E.1}$$

Im Fall *symmetrischer* Spannungen und Ströme sind diese Gleichungen nicht miteinander gekoppelt. Ferner ist nur das Mitsystem relevant, weil nur dort die treibende Spannung $\underline{E}_+$ existiert. Dies bedeutet, dass für den *symmetrischen* Kurzschluss nur die mittlere Gleichungszeile nach $\underline{I}_+$ aufzulösen ist. Gegen- und Nullsystem sind stromlos.

Bei *unsymmetrischen* Drehstromnetzen, beispielsweise einem *einpoligen Kurzschluss* oder einem *Erdschluss*, geht der entkoppelte Zustand der drei Netzwerke verloren. Sie treten dann galvanisch miteinander in Verbindung. Nach wie vor gibt es jedoch nur im Mitsystem eine treibende Spannung $\underline{E}_+$, die jetzt auf Grund der galvanischen Kopplung auch Ströme $\underline{I}_-$ und $\underline{I}_0$ im Gegen- und Nullsystem treibt.

Ein grafisches Beispiel für die in einem unsymmetrischen System $\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$ fließenden Ströme und deren symmetrischen Komponenten $\underline{I}_0$, $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ im Mit-, Gegen- und Nullsystem zeigt Bild E.2.

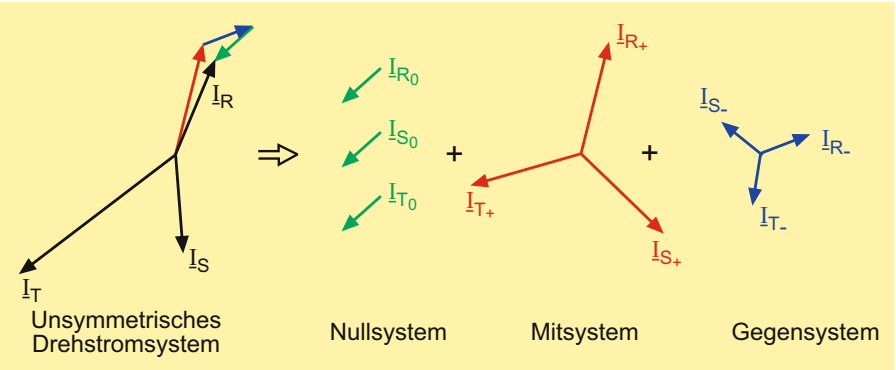


Bild E.2. Zeigerdiagramm eines unsymmetrischen Drehstromsystems $\underline{I}_R$, $\underline{I}_S$, $\underline{I}_T$ und seine symmetrischen Komponenten.

Die Zeigerdiagramme von Mit-, Gegen- und Nullsystem drehen sich in der komplexen Ebene in mathematisch positiver Richtung. Damit ergibt sich im Mitsystem die positive Phasenfolge *R*–*S*–*T*, im Gegensystem dank der umgekehrten Beschriftung der Zeiger die negative Phasenfolge *R*–*T*–*S*. Im Nullsystem besitzen alle drei Zeiger die gleiche Phasenlage. Die symmetrischen Komponenten $\underline{I}_0$, $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ besitzen physikalische Bedeutung und sind messbar.

Für die Beschreibung eines Spannungs- oder Stromsystems im Bildbereich der symmetrischen Komponenten ist aufgrund der festen Phasenbeziehungen zwischen den komplexen Größen die Angabe nur *eines* Stromes bzw. nur *einer* Spannung einer auszuwählenden *Bezugsphase* ausreichend. Die Ströme bzw. Spannungen der beiden anderen Phasen des Mit- und Gegensystems ergeben sich dann jeweils durch Multiplikation mit $\underline{a} = 1\angle 120° = \mathrm{e}^{\mathrm{j}120°}$ und $\underline{a}^2 = 1\angle 240° = \mathrm{e}^{\mathrm{j}240°}$ (8.2.1 und 8.11.2).

Hier wird die Phase *R* als Bezugsphase gewählt. Damit ist beispielsweise ein beliebiges dreiphasiges Stromsystem durch die Angabe von $\underline{I}_{R_0}$, $\underline{I}_{R_+}$ und $\underline{I}_{R_-}$ eindeutig beschrieben, da sich $\underline{I}_{S_0}$, $\underline{I}_{S_+}$ und $\underline{I}_{S_-}$ sowie $\underline{I}_{T_0}$, $\underline{I}_{T_+}$ und $\underline{I}_{T_-}$ aus konstanten Phasenverschiebungen ergeben.

Im Folgenden werden daher nur noch die symmetrischen Komponentengrößen der Bezugsphase *R* berechnet, für die abgekürzt geschrieben wird

$$\begin{aligned} \underline{I}_{R_0} &= \underline{I}_0 & & \underline{U}_{R_0} = \underline{U}_0 \\ \underline{I}_{R_+} &= \underline{I}_+ \quad \text{bzw.} & & \underline{U}_{R_+} = \underline{U}_+ \\ \underline{I}_{R_-} &= \underline{I}_- & & \underline{U}_{R_-} = \underline{U}_- \quad . \end{aligned}$$

Die Umrechnung der physikalischen Phasenströme und -spannungen in symmetrische Komponenten und umgekehrt erfolgt mit Hilfe der in 8.11.2 ausführlich hergeleiteten linearen Transformationen.

Transformation eines Drehstromsystems in seine symmetrischen Komponenten:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{pmatrix} = \tfrac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{pmatrix} \text{ und } \begin{pmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{pmatrix} = \tfrac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{pmatrix} . \tag{E.2}$$

Rücktransformation symmetrischer Komponenten in einem R, S, T-Drehstromsystem:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_+ \\ \underline{I}_- \end{pmatrix} \qquad \begin{pmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_+ \\ \underline{U}_- \end{pmatrix} \quad . \tag{E.3}$$

Expandieren der Matrizengleichungen führt auf

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{I}_S + \underline{I}_T) & \underline{U}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T) \\ \underline{I}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}\underline{I}_S + \underline{a}^2\underline{I}_T) & \underline{U}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}\underline{U}_S + \underline{a}^2\underline{U}_T) \\ \underline{I}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{I}_R + \underline{a}^2\underline{I}_S + \underline{a}\underline{I}_T) & \underline{U}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}^2\underline{U}_S + \underline{a}\underline{U}_T) \end{aligned} \tag{E.4}$$

beziehungsweise

$$\begin{aligned} \underline{I}_R &= (\underline{I}_0 + \underline{I}_+ + \underline{I}_-) & \underline{U}_R &= (\underline{U}_0 + \underline{U}_+ + \underline{U}_-) \\ \underline{I}_S &= (\underline{I}_0 + \underline{a}^2\underline{I}_+ + \underline{a}\underline{I}_-) & \underline{U}_S &= (\underline{U}_0 + \underline{a}^2\underline{U}_+ + \underline{a}\underline{U}_-) \\ \underline{I}_T &= (\underline{I}_0 + \underline{a}\underline{I}_+ + \underline{a}^2\underline{I}_-) & \underline{U}_T &= (\underline{U}_0 + \underline{a}\underline{U}_+ + \underline{a}^2\underline{U}_-) \quad . \end{aligned} \tag{E.5}$$

Bei der Rücktransformation tritt der Faktor 1/3 nicht auf, weil er bei der Bildung der Kehrmatrix der Symmetrierungsmatrix verschwindet. An dieser Stelle sei vermerkt, dass es auch eine Darstellungsweise der Transformationsgleichungen mit einem Faktor $\sqrt{3}$ sowohl vor der *Symmetrierungsmatrix* als auch vor der *Entsymmetrierungsmatrix* gibt (s. a. 8.11.2). Während bei der hier gewählten Schreibweise die Leistung im Bildsystem nur ein Drittel der Leistung im RST-System beträgt, was ja wegen der einphasigen Schreibweise gewollt ist, stimmen beim Faktor $\sqrt{3}$ die Leistungen überein.

Die Gleichungen (E.4) und (E.5) liegen den im Abschnitt 19.3 angegebenen Berechnungsformeln (19.59) bis (19.61) und ihrer in den folgenden Abschnitten gezeigten Herleitung zugrunde.

E.2 Berechnungsformeln für unsymmetrische Kurzschlussströme

In den folgenden Abschnitten wird für die drei wesentlichen unsymmetrischen Kurzschlussarten, den *einpoligen* und den *zweipoligen* Kurzschluss *mit* und *ohne Erdberührung*, je eine allgemeine *Berechnungsformel* für die Anfangskurzschlusswechselströme I''_{k_1}, I''_{k_2} und $I''_{k_{2E}}$ hergeleitet. Unter der Annahme, dass die totalen Impedanzen $\underline{Z}_{0_{tot}}$, $\underline{Z}_{+_{tot}}$ und $\underline{Z}_{-_{tot}}$ der drei Netzwerke bereits bekannt sind, wird stets folgende Vorgehensweise angewandt:

1. Feststellen der für die jeweilige Fehlerart typischen Zustände der drei Phasenströme und der drei Phasenspannungen am Fehlerort durch Inspektion des Ersatzschaltbilds. Man erhält so die *trivialen Fehlerbedingungen.*

2. Einsetzen der trivialen Fehlerbedingungen in die Transformationsvorschriften (E.4). Hieraus folgen Beziehungen für die Ströme und Spannungen im Mit-, Gegen- und Nullsystem. Die Gleichungen bilden zwei lineare Gleichungssysteme, je eines für die Ströme und Spannungen.

3. Einsetzen der bekannt angenommenen Impedanzen $\underline{Z}_{0_{tot}}, \underline{Z}_{+_{tot}}, \underline{Z}_{-_{tot}}$ des Null-, Mit- und Gegensystems in die Maschengleichungen der Netzwerke des Null-, Mit- und Gegensystems.

4. Auflösen der linearen Gleichungssysteme nach den Komponenten $\underline{I}_0$, $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ und $\underline{U}_0$, $\underline{U}_+$, $\underline{U}_-$.

5. Rücktransformation in die Spannungen und Ströme des R, S, T-Drehstromsystems mit Hilfe der Gleichungen (E.5), woraus sich schließlich die in 19.3.1 angegebenen Berechnungsformeln (19.59), (19.60) und (19.61) für die Anfangskurzschlusswechselströme ergeben. *Nur diese finalen Berechnungsformeln sind für die praktische Kurzschlussstromberechnung von Bedeutung.*

E.2.1 Berechnungsformel für einpolige Kurzschlussströme

In einem starr geerdeten Netz werde ein einpoliger Kurzschluss zwischen der Phase R und Erde, so genannter *Erdkurzschluss*, angenommen, Bild E.3.

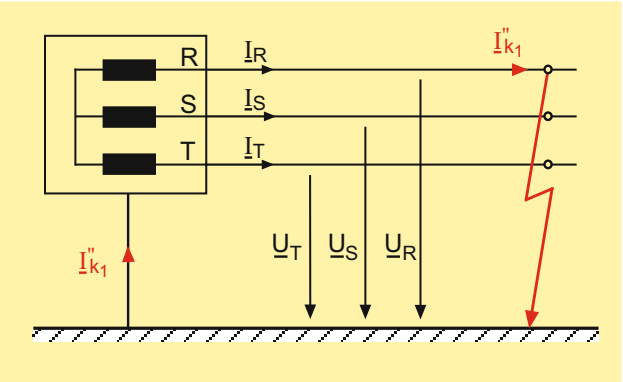


Bild E.3. Einpoliger Kurzschluss bzw. Erdkurzschluss.

Unter Vernachlässigung der betrieblichen Ströme lauten die trivialen Fehlerbedingungen

$$\underline{I}_S = \underline{I}_T = 0 \qquad \underline{U}_R = 0 \quad . \tag{E.6}$$

Eingesetzt in die Gleichungen (E.4) ergibt sich

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + 0 + 0) & \underline{U}_0 &= \frac{1}{3}(0 + \underline{U}_S + \underline{U}_T) \\ \underline{I}_+ &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + 0 + 0) & \underline{U}_+ &= \frac{1}{3}(0 + \underline{a}\underline{U}_S + \underline{a}^2\underline{U}_T) \\ \underline{I}_- &= \frac{1}{3}(\underline{I}_R + 0 + 0) & \underline{U}_- &= \frac{1}{3}(0 + \underline{a}^2\underline{U}_S + \underline{a}\underline{U}_T) \quad . \end{aligned} \tag{E.7}$$

Aus der ersten Spalte von Gleichung (E.7) folgt

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_+ = \underline{I}_- = \frac{1}{3}\underline{I}_R \quad . \tag{E.8}$$

Die Addition der drei Gleichungen der rechten Spalte von (E.7) ergibt für die Spannungen

$$\underline{U}_0 + \underline{U}_+ + \underline{U}_- = 0 \quad . \tag{E.9}$$

Einsetzen der Bedingung $\underline{I}_0 = \underline{I}_- = \underline{I}_+$ in die Maschengleichungen (E.1) der Komponentensysteme ergibt

$$\begin{aligned} 0 &= \underline{Z}_0\underline{I}_+ + \underline{U}_0 \\ \underline{E}_+ &= \underline{Z}_+\underline{I}_+ + \underline{U}_+ \\ 0 &= \underline{Z}_-\underline{I}_+ + \underline{U}_- \quad . \end{aligned} \tag{E.10}$$

Die anschließende Addition der drei Gleichungen unter Berücksichtigung von $\underline{U}_0 + \underline{U}_+ + \underline{U}_- = 0$ führt auf

$$\underline{E}_+ = \underline{I}_+(\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-)$$

und damit auf

$$\underline{I}_+ = \frac{\underline{E}_+}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-} \quad \text{bzw.} \quad I_+ = \frac{c\,U_n\,/\,\sqrt{3}}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} \quad . \tag{E.11}$$

Setzt man die Ströme $\underline{I}_+ = \underline{I}_- = \underline{I}_0$ in die Transformationsgleichungen (E.5) ein, erhalten wir auf Anhieb

$$\underline{I}_R = 3\,\underline{I}_+ \quad \text{bzw.} \quad I''_{k1} = |\underline{I}_R| = |3\underline{I}_+|$$

bzw. mit (E.11)

$$\boxed{I''_{k1} = \frac{cU_n\sqrt{3}}{|\underline{Z}_0 + \underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|}} \quad , \tag{E.12}$$

wobei im Nenner jeweils die totalen Impedanzen der drei finalen Ersatzschaltbilder des Mit-, Gegen- und Nullsystems stehen.

Die obige Herleitung muss nicht in jeder Kurzschlussstromberechnung erneut durchgeführt werden. Sie dient lediglich der didaktischen Begründung der finalen Gleichung (E.12). Diese Gleichung allein ist für eine Berechnung von I''_{k_1} ausreichend (19.3.1).

E.2.2 Berechnungsformel für zweipolige Kurzschlüsse ohne Erdberührung

In einem starr geerdeten Netz werde ein Kurzschluss zwischen den Phasen S und T angenommen, Bild E.4.

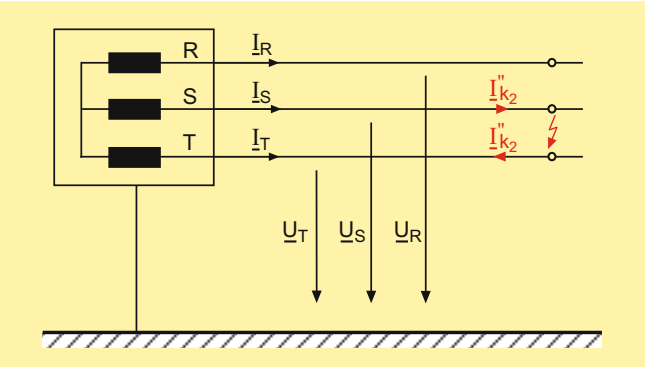


Bild E.4. Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung.

Für die Phasenströme und -spannungen gelten bei Vernachlässigung des Betriebsstroms folgende triviale Fehlerbedingungen

$$\underline{I}_S = -\underline{I}_T \qquad \underline{I}_R = 0 \qquad \underline{U}_S = \underline{U}_T \quad . \tag{E.13}$$

Setzen wir die Beziehungen in die Transformationsgleichungen (E.4) ein, erhalten wir

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \tfrac{1}{3}(0 + \underline{I}_S + \underline{I}_T) & \underline{U}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{U}_S + \underline{U}_T) \\ \underline{I}_+ &= \tfrac{1}{3}(0 + \underline{a}\underline{I}_S + \underline{a}^2\underline{I}_T) & \underline{U}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}\underline{U}_S + \underline{a}^2\underline{U}_T) \\ \underline{I}_- &= \tfrac{1}{3}(0 + \underline{a}^2\underline{I}_S + \underline{a}\underline{I}_T) & \underline{U}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + \underline{a}^2\underline{U}_S + \underline{a}\underline{U}_T) \; . \end{aligned} \tag{E.14}$$

Aus der ersten Zeile von (E.14) links folgt mit $\underline{I}_S = -\underline{I}_T$

$$\underline{I}_0 = \frac{1}{3}(0 - \underline{I}_T + \underline{I}_T) \tag{E.15}$$

bzw.

$$\underline{I}_0 = 0 \quad . \tag{E.16}$$

Die zweite Zeile (E.14) links vereinfacht sich mit $I_S = -I_T$ zu

$$\underline{I}_+ = \frac{1}{3}(0 + a\underline{I}_S - a^2\underline{I}_S) \quad , \tag{E.17}$$

die dritte Zeile ebenso zu

$$\underline{I}_- = \frac{1}{3}(0 + \underline{a}^2\underline{I}_S - a\underline{I}_S) \quad . \tag{E.18}$$

Aus (E.17) und (E.18) folgt durch Addition

$$\underline{I}_+ + \underline{I}_- = 0 \quad \text{bzw.} \quad \underline{I}_+ = -\underline{I}_- \quad . \tag{E.19}$$

Analog folgt aus der Umformung der zweiten und dritten Zeile von (E.14) rechts für die Spannungen in den symmetrischen Komponentensystemen

$$\underline{U}_+ = \underline{U}_- \quad . \tag{E.20}$$

Setzt man die Bedingungen $\underline{I}_0 = 0$, $\underline{U}_+ = \underline{U}_-$ und $\underline{I}_+ = -\underline{I}_-$ in die Maschengleichungen (E.1) der Komponentensysteme ein, erhält man

$$\begin{aligned} 0 &= \underline{U}_0 \\ \underline{E}_+ &= \underline{Z}_+\underline{I}_+ + \underline{U}_+ \\ 0 &= -\underline{Z}_-\underline{I}_+ + \underline{U}_+ \quad . \end{aligned} \tag{E.21}$$

Einsetzen von $\underline{U}_+ = \underline{Z}_-\underline{I}_+$ aus der dritten Zeile in die zweite Zeile ergibt schließlich

$$\underline{E}_+ = \underline{Z}_+\underline{I}_+ + \underline{Z}_-\underline{I}_+ = \underline{I}_+(\underline{Z}_+ + \underline{Z}_-) \tag{E.22}$$

und daraus

$$\underline{I}_+ = \frac{\underline{E}_+}{\underline{Z}_+ + \underline{Z}_-} \quad . \tag{E.23}$$

Setzt man nun die Ströme $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ und $\underline{I}_0$ gemäß den Gleichungen (E.15), (E.19) und (E.23) in die Gleichungen (E.5) für die Rücktransformation ein,

$$\begin{aligned} \underline{I}_R &= (\underline{0} + \underline{I}_+ + (-\underline{I}_+) & \underline{U}_R &= (\underline{0} + \underline{U}_+ + \underline{U}_+) \\ \underline{I}_S &= (\underline{0} + \underline{a}^2\underline{I}_+ - \underline{a}\underline{I}_+) & \underline{U}_S &= (\underline{0} + \underline{a}^2\underline{U}_+ + \underline{a}\underline{U}_+) \\ \underline{I}_T &= (\underline{0} + \underline{a}\underline{I}_+ - \underline{a}^2\underline{I}_+) & \underline{U}_T &= (\underline{0} + \underline{a}\underline{U}_+ + \underline{a}^2\underline{U}_+) \quad , \end{aligned} \tag{E.24}$$

erhält man aus der ersten Zeile $\underline{I}_R = 0$ und aus der zweiten und dritten Zeile

$$\underline{I}_S = -\underline{I}_T = -\underline{a}\underline{I}_+ + \underline{a}^2\underline{I}_+ = (\underline{a}^2 - \underline{a})\ \underline{I}_+ \quad . \tag{E.25}$$

Hieraus und mit $\underline{a}^2 = 1\angle 240° = -\frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}$ und $\underline{a} = 1\angle 120° = -\frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}$ berechnet sich der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom beim zweipoligen Kurzschluss folglich zu

$$\underline{I}_S = \left(-\frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} - \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\ \underline{I}_+ = -\mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}\underline{I}_+ \tag{E.26}$$

bzw.

$$\underline{I}_+ = \frac{\mathrm{j}}{\sqrt{3}}\ \underline{I}_S \quad . \tag{E.27}$$

Jetzt können wir $\underline{I}_+$ in (E.23) einsetzen und erhalten damit schließlich

$$\boxed{I''_{k2} = |\underline{I}_S| = \frac{\sqrt{3}\, E_+}{|\underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} = \frac{c\, U_n}{|\underline{Z}_+ + \underline{Z}_-|} \approx \frac{c\, U_n}{2\, Z_+}} \quad . \tag{E.28}$$

E.3 Berechnungsformel für zweipolige Kurzschlüsse mit Erdberührung

In einem starr geerdeten Netz wird ein Kurzschluss zwischen den Phasen S und T sowie zusätzlich ein Kurzschluss zur Erde angenommen, Bild E.5.

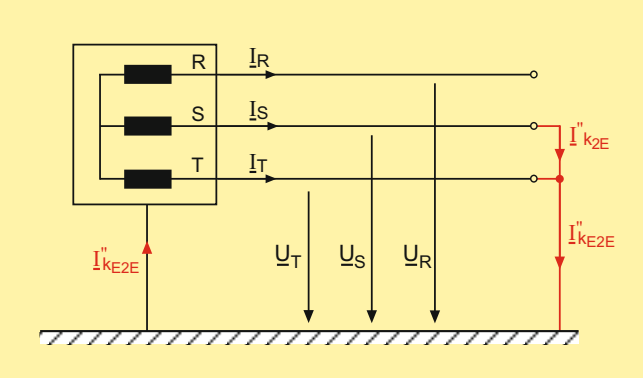


Bild E.5. Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung. $I''_{k_{2E}}$: zweipoliger Kurzschlussstrom, $I''_{k_{E2E}}$: Erdkurzschlussstrom beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung.

Neben den Kurzschlussströmen $I''_{k_{2E}}$ in den Außenleitern ist dann noch der Erdkurzschlussstrom $I''_{k_{E2E}}$ zu ermitteln.

Die triviale Fehlerbedingungen entnimmt man Bild E.5 zu

$$\begin{aligned} \underline{U}_S &= \underline{U}_T = 0 \\ \underline{I}_R &= 0 \quad . \end{aligned} \tag{E.29}$$

Eingesetzt in die Gleichungen (E.4) ergibt sich

$$\begin{aligned} \underline{I}_0 &= \tfrac{1}{3}(0 + \underline{I}_S + \underline{I}_T) & \underline{U}_0 &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + 0 + 0) \\ \underline{I}_+ &= \tfrac{1}{3}(0 + a\underline{I}_S + a^2\underline{I}_T) & \underline{U}_+ &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + 0 + 0) \\ \underline{I}_- &= \tfrac{1}{3}(0 + a^2\underline{I}_S + a\underline{I}_T) & \underline{U}_- &= \tfrac{1}{3}(\underline{U}_R + 0 + 0) \quad . \end{aligned} \tag{E.30}$$

Aus der Addition der drei linken Gleichungen (E.30) folgt wegen $1 + a + a^2 = 0$ oder aus (E.5) mit $\underline{I}_R = 0$

$$\underline{I}_0 + \underline{I}_+ + \underline{I}_- = 0 \quad . \tag{E.31}$$

Für die Spannung ergibt sich aus den rechten Gleichungen

$$\underline{U}_0 = \underline{U}_+ = \underline{U}_- = \frac{1}{3}\underline{U}_R \quad .ss \tag{E.32}$$

Setzt man die Bedingung $\underline{U}_0 = \underline{U}_+ = \underline{U}_-$ in die Maschengleichungen (E.1) der Komponentensysteme ein,

$$\begin{aligned} 0 &= \underline{Z}_0\underline{I}_0 + \underline{U}_+ \\ \underline{E}_+ &= \underline{Z}_+\underline{I}_+ + \underline{U}_+ \\ 0 &= \underline{Z}_-\underline{I}_- + \underline{U}_+ \quad , \end{aligned} \tag{E.33}$$

so ergibt sich durch Gleichsetzen der ersten und dritten Zeile

$$\underline{I}_- = \underline{I}_0 \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_-} \quad . \tag{E.34}$$

Einsetzen in Gleichung (E.31) führt auf

$$\underline{I}_0 = -\underline{I}_+ \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_-}} \quad . \tag{E.35}$$

Damit erhält man für den Fehlerstrom im Gegensystem mit Gleichung (E.34)

$$\underline{I}_- = -\underline{I}_+ \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_-}{\underline{Z}_0}} \quad . \tag{E.36}$$

Setzt man die Gleichung (E.36) in die dritte Zeile von (E.33) ein, so ergibt sich

$$\underline{U}_+ = \underline{I}_+ \frac{\underline{Z}_-}{1 + \frac{\underline{Z}_-}{\underline{Z}_0}} \quad . \tag{E.37}$$

Aus der zweiten Maschengleichung von (E.33) lässt sich damit der Zusammenhang zwischen Fehlerstrom im Mitsystem $\underline{I}_+$ und treibender Spannung $\underline{E}_+$ ableiten,

$$\underline{E}_+ = \underline{Z}_+\underline{I}_+ + \underline{I}_+ \frac{\underline{Z}_-}{1 + \frac{\underline{Z}_-}{\underline{Z}_0}} = \underline{I}_+ \left(\underline{Z}_+ + \frac{\underline{Z}_-\underline{Z}_0}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-} \right)$$

und daraus

$$\underline{I}_+ = \frac{\underline{E}_+}{\underline{Z}_+ + \frac{\underline{Z}_-\underline{Z}_0}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-}} = \frac{c\, U_n}{\sqrt{3}\left(\underline{Z}_+ + \frac{\underline{Z}_-\,\underline{Z}_0}{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-} \right)} \quad . \tag{E.38}$$

Die Rücktransformation der Ströme $\underline{I}_+$, $\underline{I}_-$ und $\underline{I}_0$ mit Hilfe der Gleichungen (E.5) und eine anschließende Umformung ergibt für die Phasenströme

$$\underline{I}''_{kS} = \frac{c\,U_n}{\sqrt{3}} \frac{\underline{a}^2(\underline{Z}_- + \underline{Z}_0) - \underline{a}\underline{Z}_0 - \underline{Z}_-}{\underline{Z}_+\underline{Z}_- + \underline{Z}_+\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-\underline{Z}_0} \tag{E.39}$$

$$= -jcU_n \frac{\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-(1+\underline{a}^2)}{\underline{Z}_+\underline{Z}_- + \underline{Z}_+\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-\underline{Z}_0} \tag{E.40}$$

$$\underline{I}''_{kT} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}} \frac{\underline{a}(\underline{Z}_- + \underline{Z}_0) - \underline{a}^2\underline{Z}_0 - \underline{Z}_-}{\underline{Z}_+\underline{Z}_- + \underline{Z}_+\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-\underline{Z}_0} \tag{E.41}$$

$$= jcU_n \frac{\underline{Z}_0 - \underline{a}^2\underline{Z}_-}{\underline{Z}_+\underline{Z}_- + \underline{Z}_+\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-\underline{Z}_0} \quad . \tag{E.42}$$

Für die Beträge ergibt sich der einheitliche Wert

$$I''_{k_{2E}} = |\underline{I}''_{kS}| = |\underline{I}''_{kT}| \quad . \tag{E.43}$$

Der Kurzschlussstrom nach Erde, dessen Kenntnis für die Bemessung von *Erdungsanlagen*, Berechnung von *Schrittspannungen* und *Beeinflussungsfragen* erforderlich ist, beträgt

$$\underline{I}''_{k_{E2E}} = \underline{I}''_{kS} + \underline{I}''_{kT} = -\sqrt{3}\,c\,U_n \frac{\underline{Z}_-}{\underline{Z}_+\underline{Z}_- + \underline{Z}_+\underline{Z}_0 + \underline{Z}_-\underline{Z}_0} \tag{E.44}$$

bzw.

$$\boxed{I''_{k_{E2E}} = |\underline{I}''_{k_{E2E}}| = \frac{\sqrt{3}\,c\,U_n}{|\underline{Z}_+ + \underline{Z}_0 + \underline{Z}_0 \frac{\underline{Z}_+}{\underline{Z}_-}|}} \quad . \tag{E.45}$$

F. Geräte Funktions-Codes nach ANSI C 37.2 (Auszug)

In den Schaltplänen der Schutztechnik wird der Leser vergeblich nach sinnfälligen Symbolen für die unterschiedlichen Schutzrelais suchen. Vielmehr werden diese durch einheitliche Kästchen dargestellt, die mit einem Funktionscode nach ANSI C 37.2 versehen sind:

Device Number	*Function Description*
2	Time-delay Starting or Closing
15	Speed or Frequency Matching
21	Distance
24	Overexcitation
25	Synchronizing or Synchronism-check
27	Undervoltage
30	Annunciator
32	Directional Power
37	Undercurrent or Underpower
40	Machine Field
46	Reverse-phase or Phase-balance Current
47	Phase-sequence Voltage
49	Machine or Transformer Thermal
50	Instantaneous Overcurrent
51	Ac Time Overcurrent
52	Ac Circiut Breaker
59	Overvoltage
60	Voltage or Current Balance
62	Time-delay Stopping or Opening
63	Gas Pressure or Vacuum
64	Apparatus Ground Detection

Bild F.1. Tabelle der Gerätefunktionsnummern.

Device Number	*Function Description*
67	Ac Directional Overcurrent
68	Blocking
74	Alarm Initiation
78	Phase-angle or Out-of-Step
79	Ac Reclosing
81	Frequency
85	Carrier or Pilot-wire-Recieving
86	Locking-out
87	Differential
94	Tripping Initiation

Bild F.2. Tabelle der Gerätefunktionsnummern (Fortsetzung von F.1).

Device Number	*Function Description*
AC	Alternating Current
B	Bus
BF	Breaker Failure
DC	Direct Current
F	Frequency or Machine Field
G	Generator or Transmission Line Ground
GACT	Ground Auxiliary Current Transformer
GC	Ground Current
GS	Ground Sensor
L	Line
M	Motor
N	Neutral or Ground
R	Reactor or Motor Running
RI	Reclose Initiate
S	Synchronizing or Starting
T	Transformer
TC	Torque Control
V	Voltage
X	Auxiliary

Bild F.3. Tabelle der Buchstabenergänzungen.

G. Lösung linearer und nichtlinearer Gleichungssysteme

Für die Lösung linearer und nichtlinearer algebraischer Gleichungssysteme stehen eine Vielzahl unterschiedlicher Verfahren zur Verfügung, die sich durch Speicherplatzbedarf, Zahl der benötigten Operationen, Genauigkeit und Programmieraufwand unterscheiden. Man unterscheidet *direkte* und *iterative* Verfahren. Erstere führen, von unvermeidlichen Rundungsfehlern abgesehen, immer auf exakte Lösungen. Letztere ergeben Näherungslösungen, die innerhalb einer vorgegebenen Fehlerschranke mit dem exakten Wert übereinstimmen. In der elektrischen Energietechnik wird von den *direkten* Verfahren überwiegend die *optimal geordnete Dreiecksfaktorisierung* angewandt. Iterative Verfahren kommen bei der Lösung *nichtlinearer Gleichungssysteme* in Verbindung mit der Dreiecksfaktorisierung zum Einsatz. Man unterscheidet im Wesentlichen zwischen der *Stromiteration* mit dem Gauß-Seidel-Verfahren und dem *Newton-Raphson-Verfahren.*

Die folgende Darstellung vermittelt einen einführenden Überblick über die in der Netzberechnung angewandten Methoden und erlaubt eine Einordnung der meist isoliert zitierten Verfahren. Der praktische Umgang und die umfassende Bewertung ihrer Zweckmäßigkeit im Einzelfall erfordert eine intime Befassung mit der Materie.

G.1 Direkte Verfahren

Lineare Gleichungssysteme lassen sich analytisch exakt durch Inversion ihrer Koeffizientenmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ lösen,

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad \Rightarrow \quad \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1} \cdot \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{G.1}$$

Die unbekannten Knotenspannungen lassen sich dann aus der rechten Gleichung (G.1) durch einfache Multiplikation der bekannt angenommenen Knotenströme mit den Matrixelementen der inversen Matrix erhalten.

Die Inversion kann beispielsweise mit der bereits im Abschnitt 18.1.2 vorgestellten Methode der *partiellen Inversion* durchgeführt werden, indem man den Algorithmus auf alle Zeilen der Admittanzmatrix anwendet. Da der Rechenaufwand für die Inversion jedoch mit n^3 wächst (s. 18.1.2), löst man große Gleichungssysteme nicht mehr durch Matrixinversion sondern mit anderen, effizienteren Lösungverfahren.

G.1.1 Gauß'sches Eliminationsverfahren

Grundsätzlich lassen sich lineare Gleichungssysteme mit n Gleichungen für n Unbekannte dadurch lösen, dass man eine Gleichung nach einer Unbekannten auflöst und diese in die anderen Gleichungen substituiert. Man erhält dann n-1 Gleichungen für n-1 Unbekannte.

Im nächsten Schritt löst man eine der n-1 Gleichungen nach einer weiteren Unbekannten auf, substituiert sie in die anderen n-1 Gleichungen und erhält damit n-2 Gleichungen für n-2 Unbekannte. Setzt man diese Vorgehensweise konsequent fort, erhält man schließlich *eine* Gleichung für *eine* Unbekannte, womit sich letztere als Teil-Lösung angeben lässt. Durch *Rückwärtssubstitution* in die jeweils vorstehende Gleichung erhält man die zweite Unbekannte und so weiter.

Mit Hilfe der Matrixschreibweise lässt sich dieses Vorgehen schematisieren und der Aufwand in Grenzen halten, so genannte *Gauß'sche Elimination* bzw. *Gauß'scher Algorithmus*. Man erweitert die Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ in (G.1) zunächst um den Spaltenvektor $\underline{\mathbf{I}}$ der Knotenströme. Anschließend werden, beginnend mit der ersten Zeile, zeilenweise die unter der Diagonalen liegenden Spaltenelemente eliminiert und damit die Zahl der Unbekannten jeweils um 1 reduziert. In der letzten Zeile angekommen bleibt nur noch eine Gleichung für eine Unbekannte übrig, so genannte *Stufenform*. Da auch die Elemente des Stromvektors den Eliminationsschritten unterworfen wurden, erhält man eine äquivalente, neue Matrixgleichung mit *geändertem* Stromvektor $\underline{\mathbf{I}}'$,

$$\underline{\mathbf{Y}}' \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}' \quad , \tag{G.2}$$

die den *gleichen* Lösungsvektor $\underline{\mathbf{U}}$ besitzt wie die Gleichung $\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$.

Nach Ermitteln der Unbekannten der letzten Zeile lassen sich durch *Rückwärtssubstitution* alle anderen Unbekannten berechnen.

Das folgende bekannte Standardbeispiel mit reellen Variablen veranschaulicht die Vorgehensweise. Gegeben sei ein lineares Gleichungssystem

$$\begin{aligned} U_1 + 3U_2 + 1U_3 &= 3 \\ 6U_2 + 2U_3 &= 1 \\ 3U_1 + 4U_2 + U_3 &= 4 \end{aligned} \tag{G.3}$$

bzw. in Matrixschreibweise

$$\begin{bmatrix} 1 & 3 & 1 \\ 0 & 6 & 2 \\ 3 & 4 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 \\ 1 \\ 4 \end{bmatrix} \quad \hat{=} \quad \underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{G.4}$$

Gesucht ist der Lösungsvektor $\underline{\mathbf{U}}$, bzw. die Menge der Knoten: Spannungen U_1, U_2, U_3.

Man ergänzt die Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ um den Stromvektor $\underline{\mathbf{I}}$, so genannte *ergänzte Matrix* $[\underline{\mathbf{Y}}|\,\underline{\mathbf{I}}]$, und multipliziert einzelne Zeilen mit einem geeigneten Faktor derart, dass bei Addition *mit* oder Subtraktion *von* einer anderen Zeile der Koeffizient der ersten Spalte verschwindet, so genannte *Zeilenoperationen*. In (G.4) multipliziert man beispielsweise die erste Zeile mit dem Faktor 3 und subtrahiert sie von der dritten Zeile,

$$\left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 6 & 2 & 1 \\ 3 & 4 & 1 & 4 \end{array}\right] \overset{Z_3-3Z_1}{\longrightarrow} \left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 6 & 2 & 1 \\ 0 & -5 & -2 & -5 \end{array}\right] \quad . \tag{G.5}$$

Anschließend multipliziert man die zweite Zeile mit 5/6 und addiert sie zur dritten Zeile,

$$\left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 6 & 2 & 1 \\ 0 & -5 & -2 & -5 \end{array}\right] \overset{Z_3+\frac{5}{6}Z_2}{\longrightarrow} \left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 6 & 2 & 1 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{3} & -\frac{25}{6} \end{array}\right] \quad . \tag{G.6}$$

Als Ergebnis erhält man eine *obere Dreiecksmatrix*, mit anderen Worten eine Matrix, deren Elemente unterhalb der Diagonalen alle Null sind.

Teilt man jetzt noch jede Zeile durch einen Faktor derart, dass das Diagonalelement zu 1 wird (falls erforderlich), erhalten wir

$$\left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 1 & \frac{2}{6} & \frac{1}{6} \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{25}{2} \end{array}\right] \quad , \tag{G.7}$$

das heißt, eine obere Dreiecksmatrix, deren Diagonalelemente alle den Wert 1 besitzen.

Schreiben wir (G.7) ausführlich hin, erhalten wir

$$\begin{array}{rrrcl} U_1 & + 3U_2 & + 1U_3 & = & 3 \\ 0 & U_2 & + \frac{2}{6}U_3 & = & \frac{1}{6} \\ 0 & 0 & U_3 & = & -\frac{25}{2} \quad . \end{array} \tag{G.8}$$

Die Lösung U_3 steht bereits in der letzten Zeile. Durch Rückwärtssubstitution erhalten wir

$$U_2 = \frac{1}{6} - \frac{25}{6} = -\frac{24}{6} = -4 \;\text{ und }\; U_1 = 3 + 12 - \frac{25}{2} = \frac{30}{2} - \frac{25}{2} = \frac{5}{2} \quad , \tag{G.9}$$

und damit den Lösungsvektor $\underline{\mathbf{U}}$

$$\underline{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \frac{5}{2} \\ -4 \\ -\frac{25}{2} \end{bmatrix} \quad . \tag{G.10}$$

Dass hier U_2 negativ ist, liegt an der willkürlichen Wahl der Koeffizienten der Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ und hat keine physikalische Bedeutung.

In allgemeiner Form erhält man die Lösungen U_i eines linearen Gleichungssystems $\underline{\mathbf{Y}}\,\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$ durch Anwendung von Zeilenoperationen auf die *ergänzte Matrix* $[\underline{\mathbf{Y}}|\,\underline{\mathbf{I}}]$ bis eine *obere* Dreiecksmatrix $\underline{\mathbf{Y}}'_o$ erhalten wird,

$$\left[\begin{array}{ccccc|c} Y'_{11} & Y'_{12} & Y'_{13} & \dots & Y'_{1n} & i'_1 \\ 0 & Y'_{22} & Y'_{23} & \dots & Y'_{2n} & i'_2 \\ 0 & 0 & Y'_{33} & \dots & Y'_{3n} & i'_3 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & Y'_{nn} & i'_n \end{array}\right] \quad . \tag{G.11}$$

Beginnend mit $U_i = U_n$ lassen sich durch *Rückwärtssubstitution* alle anderen Teillösungen berechnen, wobei U_k die jeweils zuvor erhaltene Teillösung ist.

Allgemein erhält man die Lösungen bei Rückwärtssubstitution zu

$$U_i = \frac{i'_i - \sum_{k=n}^{i-1} Y'_{ik} U_k}{Y'_{ii}} \tag{G.12}$$

mit $i = n,\, n-1,\, n-2,\, n-3,\, \dots 1 \quad .$

Sinngemäß erhält man die Lösungen eines Gleichungssystems mit einer *unteren* Dreiecksmatrix $\underline{\mathbf{Y}}'_u$

$$\left[\begin{array}{ccccc|c} Y'_{11} & 0 & 0 & \dots & 0 & i'_1 \\ Y'_{21} & Y'_{22} & 0 & \dots & 0 & i'_2 \\ Y'_{31} & Y'_{32} & Y'_{33} & \dots & 0 & i'_3 \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots & \vdots \\ Y'_{n1} & Y'_{n2} & Y'_{n3} & \dots & Y'_{nn} & i'_n \end{array}\right] \tag{G.13}$$

durch *Vorwärtssubstitution* beginnend mit U_1 zu

$$U_i = \frac{i'_i - \sum_{k=1}^{i-1} Y'_{ik} U_k}{Y'_{ii}} \tag{G.14}$$

mit $i = 1,\, 2,\, 3,\, \dots n.$

Um Rundungsfehler klein zu halten, werden das Ausgangssystem und jedes reduzierte Gleichungssystem durch geeignete Umstellung der Zeilen normalerweise so angeschrieben, dass jeweils die Zeile mit dem betraggrößten Koeffizienten oben steht (so genannte *Eliminationsgleichung*).

Auf den Zeilenoperationen des vorstehend beschriebenen Gauß'schen Algorithmus aufbauend, gibt es zahlreiche weitere Modifikationen.

G.1.2 Gauß-Jordan-Algorithmus

Beim Gauß-Jordan-Verfahren erübrigt sich die mit der letzten Gleichung beginnende Rückwärtssubstitution der gefundenen Teillösungen. Dies wird erreicht, indem man in obigem

Beispiel (G.7) nach Erhalt der letzten Zeile mit nur einer Unbekannten weitere Zeilenoperationen durchführt und auch die dritte und zweite Zeile jeweils mit einem Faktor versehen zu den vorstehenden Gleichungen addiert derart, dass in jeder Zeile zwischen dem Diagonalelement 1 und dem ganz rechts stehenden Element einer Zeile nur noch Nullelemente auftreten.

$$\left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 1 & \frac{2}{6} & \frac{1}{6} \\ 0 & 0 & 1 & \frac{25}{2} \end{array}\right] \xrightarrow{Z_2 - \frac{2}{6} Z_3} \left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 1 & 0 & -\frac{24}{6} \\ 0 & 0 & 1 & \frac{25}{2} \end{array}\right]$$

$$\left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 3 & 1 & 3 \\ 0 & 1 & 0 & -4 \\ 0 & 0 & 1 & \frac{25}{2} \end{array}\right] \xrightarrow{Z_1 - 3Z_2 - Z_3} \left[\begin{array}{ccc|c} 1 & 0 & 0 & \frac{5}{2} \\ 0 & 1 & 0 & -4 \\ 0 & 0 & 1 & \frac{25}{2} \end{array}\right] \tag{G.15}$$

Eine Rückwärtssubstitution ist entbehrlich, da die Lösungen bereits explizit dastehen.

G.1.3 Dreiecksfaktorisierung

Die Tatsache, dass sich Matrixgleichungen mit Matrizen in Dreiecksform mittels einfacher Multiplikationen durch *Rückwärtssubstitution* (engl.: *bottom up*), oder im Fall einer unteren Dreiecksmatrix sinngemäß durch *Vorwärtssubstitution* (engl.: *top down*) lösen lassen, führte zur so genannten *Dreiecksfaktorisierung*. Sie wird synonym auch als LR-Zerlegung bezeichnet, wobei L für eine linke (untere) Dreiecksmatrix und R für eine rechte (obere) Dreiecksmatrix stehen.

Während bei den bislang vorgestellten Verfahren der Ermittlung einer oberen oder unteren Dreiecksmatrix auch der *Stromvektor* in der ergänzten Matrix $[\underline{\mathbf{Y}}|\,\underline{\mathbf{I}}]$ den Zeilenoperationen unterworfen wurde, leistet die nachstehende Vorgehensweise die Dreiecksfaktorisierung von Matrizen unter *Beibehaltung* des Stromvektors $\underline{\mathbf{I}}$. Dies ist von großem Vorteil, wenn der Stromvektor häufig variiert werden soll.

Die Dreiecksfaktorisierung baut auf den Zeilenoperationen des Gauß'schen Algorithmus auf und hat die Zerlegung einer *quadratischen*, *nichtsingulären* Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ in das Produkt einer *unteren* und einer *oberen* Dreiecksmatrix zum Ziel, beispielsweise

$$\begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ y_{u_{21}} & 1 & 0 \\ y_{u_{31}} & y_{u_{32}} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_{o_{11}} & y_{o_{12}} & y_{o_{13}} \\ 0 & y_{o_{22}} & y_{o_{23}} \\ 0 & 0 & y_{o_{33}} \end{bmatrix} . \tag{G.16}$$

$$\underline{\mathbf{Y}} \qquad = \qquad \underline{\mathbf{Y}}_u \qquad \cdot \qquad \underline{\mathbf{Y}}_o \qquad .$$

Damit gilt für ein lineares Gleichungssystem $\underline{\mathbf{Y}}\,\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$ auch

$$\underline{\mathbf{Y}}_u\,\underline{\mathbf{Y}}_o\,\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \qquad \text{bzw.} \qquad \underline{\mathbf{L}}\,\underline{\mathbf{R}}\,\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{G.17}$$

Die Dreiecksfaktorisierung soll hier anschaulich an einem einfachen Zahlenbeispiel vorgestellt werden.

Wir gehen aus von unserem Standardbeispiel

$$\begin{bmatrix} 1 & 3 & 1 \\ 0 & 6 & 2 \\ 3 & 4 & 1 \end{bmatrix} \tag{G.18}$$

und multiplizieren im *ersten* Faktorisierungsschritt die erste Zeile mit geeigneten Faktoren derart, dass nach Addition zur zweiten und dritten Zeile alle Elemente der ersten Spalte unter dem Diagonalelement der ersten Zeile verschwinden.

Bezüglich der zweiten Zeile können wir uns diese Operation ersparen, da das erste Element bereits eine Null ist. Zur Behandlung der dritten Zeile multiplizieren wir die erste Zeile mit -3, addieren sie zur dritten Zeile und benennen die so erhaltene Matrix $\underline{\mathbf{Y}}_{0_1}$,

$$\begin{bmatrix} 1 & 3 & 1 \\ 0 & 6 & 2 \\ 0 & -5 & -2 \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_{0_1} \quad . \tag{G.19}$$

Im *zweiten* Faktorisierungsschritt tragen wir die zur Elimination der Elemente der ersten Spalte verwendeten Faktoren mit ihrem *Negativwert* in eine untere Dreiecksmatrix mit *Platzhalterelementen „*“* und Diagonalelementen vom Wert 1 ein und erhalten so die nachstehende *untere* Dreiecksmatrix $\underline{\mathbf{Y}}_{u_1}$,

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 3 & * & 1 \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_{u_1} \quad . \tag{G.20}$$

Im *dritten* Faktorisierungsschritt eliminieren wir das unter dem zweiten Diagonalelement von (G.19) liegende Element durch Multiplikation der zweiten Zeile mit $5/6$ und Addition zur dritten Zeile. Wir bezeichnen die so erhaltene Matrix mit $\underline{\mathbf{Y}}_{o_2}$,

$$\begin{bmatrix} 1 & 3 & 1 \\ 0 & 6 & 2 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{3} \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_{o_2} \quad . \tag{G.21}$$

Im *vierten* Schritt tragen wir wieder den Negativwert des verwendeten Multiplikationsfaktors in das noch freie Feld unterhalb des Diagonalelements der zweiten Spalte von $\underline{\mathbf{Y}}_{u_1}$ ein,

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 3 & -\frac{5}{6} & 1 \end{bmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}_{u_2} \quad , \tag{G.22}$$

und bezeichnen diese Matrix mit $\underline{\mathbf{Y}}_{u_2}$. Mit (G.21) und (G.22) haben wir die Zerlegung der Ausgangsmatrix (G.18) in eine obere und untere Dreiecksmatrix erreicht.

Setzt man $\underline{\mathbf{Y}}_{u_2} := \underline{\mathbf{Y}}_u$ und $\underline{\mathbf{Y}}_{o_2} := \underline{\mathbf{Y}}_o$ gilt

$$\underline{\mathbf{Y}}_u \, \underline{\mathbf{Y}}_o = \underline{\mathbf{Y}} \quad . \tag{G.23}$$

Wir haben so die Matrix $\underline{\mathbf{Y}}$ in eine untere und eine obere Dreiecksmatrix faktorisiert, was sich durch explizite Multiplikation der oberen und unteren Dreiecksmatrizen $\underline{\mathbf{Y}}_{u_2}$ und $\underline{\mathbf{Y}}_{o_2}$ leicht nachweisen lässt.

Der Clou der Dreiecksfaktorisierung besteht nun darin, dass sich bei gegebenen Dreiecksmatrizen $\underline{\mathbf{Y}}_u$ und $\underline{\mathbf{Y}}_o$ ein Gleichungssystem

$$\underline{\mathbf{Y}} \, \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad , \tag{G.24}$$

bzw.

$$\underline{\mathbf{Y}}_u \, \underline{\mathbf{Y}}_o \, \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad , \tag{G.25}$$

durch einfache Multiplikationen nach $\underline{\mathbf{U}}$ auflösen lässt.

Substituiert man zunächst in (G.25)

$$\underline{\mathbf{Y}}_o \, \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{M}} \quad , \tag{G.26}$$

erhalten wir

$$\underline{\mathbf{Y}}_u \, \underline{\mathbf{M}} = \underline{\mathbf{I}} \quad . \tag{G.27}$$

Dieses Gleichungssystem mit einer unteren Dreiecksmatrix lässt sich gemäß (G.13) durch *Vorwärtssubstitution* (top down) nach $\underline{\mathbf{M}}$ auflösen. Substituiert man anschließend $\underline{\mathbf{M}}$ in (G.26), lässt sich durch *Rückwärtssubstitution* (bottom up) gemäß (G.11) der gesuchte Lösungsvektor $\underline{\mathbf{U}}$ auffinden.

Die beiden Dreiecksmatrizen $\underline{\mathbf{Y}}_u$ und $\underline{\mathbf{Y}}_o$ enthalten auch alle Informationen zur Bildung der inversen Matrix $\underline{\mathbf{Y}}^{-1} = \underline{\mathbf{Z}}$, was hier jedoch nicht weiter erörtert werden soll. Das hier gewählte Beispiel sollte lediglich die grundsätzliche Idee der Lösung linearer Gleichungssysteme durch Dreiecksfaktorisierung vorstellen. In der Praxis gibt es zahlreiche weitere Methoden. Diese Verfahren werden meist nach ihren Innovatoren bezeichnet, beispielsweise *Crout*, *Cholesky*, *Doolittle*, *Banachiewichz*, *Takahashi* und andere. Ihre Darstellung geht weit über den Rahmen dieser Übersicht hinaus.

Abschließend sollen jedoch noch bei den direkten Verfahren die so genannte *optimal geordnete* und die *topologisch gesteuerte Elimination* erwähnt werden.

G.1.4 Optimal geordnete Dreiecksfaktorisierung

Die Vorzüge der Dreiecksfaktorisierung kommen gerade in Verbindung mit schwach besetzten Matrizen (engl.: *sparse matrices*) zum Tragen. Durch eine *optimal geordnete* oder *topologisch gesteuerte Dreiecksfaktorisierung* mit dem Ziel des Erhalts möglichst vieler Nullelemente in der unteren Dreiecksmatrix lassen sich die Rechenschritte zum Erhalt der Lösungen reduzieren. Ohne im Einzelnen zu begründen warum und wieso, gelten für die *optimale Ordnung* folgende Regeln:

- *Zeilen werden mit zunehmender Zahl ihrer von Null verschiedenen Elemente von oben nach unten angeordnet, was durch eine geeignete Nummerierung der Knoten bewerkstelligt wird*
- *Zeilen mit der kleinsten Zahl von Null verschiedener Elemente werden bevorzugt behandelt*
- *Bei gleich viel Nullelementen werden die Zeilen bevorzugt, die am wenigsten von Null verschiedene neue Elemente erzeugen*

Da die Matrixelemente ja Zweigadmittanzen zwischen Knoten und die Diagonalelemente Umlaufadmittanzen der Netzknoten sind, lassen sich obige Regeln auch in der Netzterminologie ausdrücken. Es gibt folgende drei Vorgehensweisen der *topologisch gesteuerten* Elimination:

- *Netzknoten sind in der Reihenfolge zu ordnen, dass die Zahl der von ihnen abgehenden Zweige im Orginalnetz zunimmt*
- *Wähle bei jedem Eliminationsschritt den Knoten, der die geringste Zahl abgehender Zweige besitzt*
- *Wähle bei jedem Eliminationsschritt den Knoten, der die geringste Zahl neuer Zweige generiert*

Die *optimal geordnete* und die *topologisch gesteuerte* Dreiecksfaktorisierung erfordern einen hohen Programmieraufwand, ist aber letztlich allen anderen Lösungsverfahren für lineare Gleichungssysteme mit schwach besetzten Matrizen überlegen.

G.2 Iterationsverfahren

Man unterscheidet in der Leistungsflussrechnung zwischen *Stromiterationsverfahren* und *Newton-Raphson-Verfahren.* Bei ersterem werden aus den gegebenen Knotenleistungen $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3 \ldots \underline{S}_n$ mit Hilfe eines geschätzten *Startvektors* für die Knotenspannungen, beispielsweise $U_1, U_2, U_3 \ldots U_n := U_N$, Belastungsströme $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3 \ldots \underline{I}_n$ errechnet, aus denen schließlich durch Lösen eines linearen Gleichungssystems für gegebene Belastungsströme $\underline{\mathbf{Y}}\,\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}}$ die iterativ verbesserte Knotenspannungen errechnet werden. Im zweiten Rechenschritt ersetzt man den Startvektor der Knotenspannungen durch die errechneten, verbesserten Knotenspannungen und erhält hieraus wieder neue, verbesserte Lastströme und Knotenspannungen usw. Beim Newton-Raphson-Verfahren werden die Knotenspannungen iterativ direkt aus den Leistungen bzw. ihren 1. Ableitungen ermittelt

Im Folgenden werden zunächst Stromiterationsverfahren vorgestellt.

G.2.1 Stromiterationsverfahren

G.2.1.1 Jacobi-Verfahren (Gesamtschrittverfahren)

Beim Gesamtschrittverfahren löst man die Knotengleichung eines Knotens i (s. z. B. Gleichung (16.X))nach der Spannung $\underline{U}_i$ auf,

$$\underline{Y}_{i1}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{i2}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{ii}\underline{U}_i + \ldots + \underline{Y}_{in}\underline{U}_n = \underline{I}_{ii} \tag{G.28}$$

bzw.

$$\underline{Y}_{ii}\underline{U}_i = \underline{I}_{ii} - \sum_{k=1,k\neq i}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k \quad . \tag{G.29}$$

Hieraus erhält man als Rekursionsformel den folgenden Algorithmus

$$\underline{U}_i^{(\nu+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[\underline{I}_{ii} - \sum_{\substack{k=1 \\ k\neq i}}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu)} \right] \quad , \tag{G.30}$$

bzw.

$$\underline{U}_i^{(\nu+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{U_i^{(\nu)*}} - \sum_{\substack{k=1 \\ k\neq i}}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu)} \right] \quad . \tag{G.31}$$

Mit Hilfe dieser Gleichung berechnet man nacheinander die Knotenspannungen aller Gleichungszeilen.

Ausgehend von einem geschätzten Knotenspannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(0)}$ (z. B. alle Knotenspannungen besitzen den Wert der Spannung des Bezugsknotens) wird ein verbesserter Knotenspannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(1)}$, mit diesem ein verbesserter Knotenspannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(2)}$ usw. berechnet, bis die Unterschiede zwischen den einzelnen Näherungen einen bestimmten Konvergenzindex unterschreiten,

$$|\underline{U}_i^{(\nu+1)} - \underline{U}_i^{(\nu)}| < \varepsilon, \tag{G.32}$$

z. B.

$$\varepsilon = 10^{-4} U_i \quad . \tag{G.33}$$

Der Name *Gesamtschrittverfahren* rührt daher, dass in jedem Schritt das gesamte Gleichungssystem für einen festen Knotenspannungsvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(\nu)}$ Zeile für Zeile abgearbeitet wird.

G.2.1.2 Gauß-Seidel-Verfahren (Einzelschrittverfahren)

Beim *Einzelschrittverfahren* werden die aus den bereits iterierten Gleichungen erhaltenen verbesserten Knotenspannungen bei der Iteration der darauffolgenden Gleichungszeilen berücksichtigt, was zu einer schnelleren Konvergenz führt. Man teilt schlicht die in der eckigen Klammer stehende Summe in (G.30) und (G.31) in zwei Teilsummen auf und verwendet in der ersten die bereits verbesserten Knotenspannungen.

$$\underline{U}_i^{(\nu+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[I_{ii} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu+1)} - \sum_{k=i+1}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu)} \right] \tag{G.34}$$

bzw.

$$\underline{U}_i^{(\nu+1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^{(\nu)*}} - \sum_{k=1}^{i-1} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu+1)} - \sum_{k=i+1}^{n} \underline{Y}_{ik}\underline{U}_k^{(\nu)} \right] \quad . \tag{G.35}$$

Die Konvergenz des Gauß-Seidel-Verfahrens lässt sich durch Einführung eines Beschleunigungsfaktors weiter verbessern, indem der bei einer Iteration erhaltene Wertzuwachs

$$\Delta\underline{U}_i = \underline{U}_i^{(\nu+1)} - \underline{U}_i^{(\nu)} \tag{G.36}$$

mit einem Faktor α zwischen 1,5 und 1,7 multipliziert wird. Der aktualisierte Spannungswert berechnet sich dann zu

$$\underline{U}_i^{(\nu+1)'} = \underline{U}_i^{(\nu)} + \alpha \left[\underline{U}_i^{(\nu+1)} - \underline{U}_i^{(\nu)}\right] \quad , \tag{G.37}$$

so genannte *Überrelaxation*.

G.2.1.3 Newton-Raphson-Verfahren

Die Rekursionsformel des Newton-Raphson-Verfahrens basiert auf der Approximation einer nichtlinearen Funktion mehrerer Veränderlicher durch eine nach dem ersten linearen Glied abgebrochenen Taylor-Reihe. Im vorliegendem Fall handelt es sich um die Funktion der *komplexen Knotenleistungen* S_i, als Funktion der *komplexen Knotenspannungen* $\underline{U}_{1\ldots n}$,

$$\underline{S}_i = f(\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3 \ldots \underline{U}_n) \quad . \tag{G.38}$$

Bricht man die Taylor-Reihe nach der ersten Ableitung ab, werden die nichtlinearen Leistungsflussgleichungen in *lineare Gleichungen* überführt.

Für eine einzige Veränderliche lautet die Taylor-Reihenentwicklung um einen Arbeitspunkt $x^{(0)}$

$$f(x) = f(x^{(0)}) + \frac{1}{1!} f'(x^{(0)})(x - x^{(0)}) + \ldots = f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)})\Delta x^{(0)} + \ldots \tag{G.39}$$

Abbrechen und Nullsetzen führt auf

$$\Delta x^{(0)} = x - x^{(0)} \approx -\frac{f(x^{(0)})}{f'(x^{(0)})} = -\left[f'(x^{(0)})\right]^{-1} \cdot f(x^{(0)})$$

$$\text{bzw.} \qquad x \approx x^{(0)} + \Delta x^{(0)} = x^{(0)} - \left[f'(x^{(0)})\right]^{-1} \cdot f(x^{(0)}) \quad . \tag{G.40}$$

Aus (G.40) ergibt sich folgende Rekursionsformel

$$x^{(\nu+1)} = x^{(\nu)} + \Delta x^{(\nu)} = x^{(\nu)} - \left[f'(x^{(\nu)})\right]^{-1} \cdot f(x^{(\nu)}) \quad . \tag{G.41}$$

Während eines Iterationsschrittes wird jeweils der Wertzuwachs $\Delta x^{(\nu)}$ ermittelt und zum letzten Näherungswert hinzugezählt.

In ähnlicher Weise lässt sich die Knotenleistung $\underline{S}_i$ eines Knotens i als Funktion eines Satzes geschätzter Knotenspannungen (Startvektor $\underline{\mathbf{U}}^{(0)}$) in eine Taylor-Reihe entwickeln, wobei man von den Leistungsflussgleichungen in reeller Schreibweise ausgeht. Mit $\delta_1 = 0$ und Vernachlässigung höherer Ableitungen ergibt sich in reeller Schreibweise:

$$P_i \approx P_i^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \ldots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} + \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial P_i}{\partial U_2}\right)^{(0)} \Delta\underline{U}_2^{(0)} + \ldots + \left(\frac{\partial P_i}{\partial \underline{U}_n}\right)^{(0)} \Delta U_n^{(0)} \tag{G.42}$$

$$Q_i \approx Q_i^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} \Delta\delta_2^{(0)} + \ldots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} + \Delta\delta_n^{(0)} + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_2}\right)^{(0)} \Delta\underline{U}_2^{(0)} + \ldots + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial U_n}\right)^{(0)} \Delta\underline{U}_n^{(0)} \quad . \tag{G.43}$$

Im Gegensatz zur komplexen Darstellung erhält man für jeden Netzknoten zwei Gleichungen.

Für den gewählten Startvektor $\underline{\mathbf{U}}^0$ verbleiben die Leistungsabweichungen

$$\Delta P_i = P_i^{spec} - P_i^{(0)} \qquad \text{und} \qquad \Delta Q_i = Q_i^{spec} - Q_i^{(0)} \quad . \tag{G.44}$$

Bringt man in den Leistungsflussgleichungen aller P, Q-Knoten jeweils $P_i^{(0)}$ und $Q_i^{(0)}$ auf die linke Seite, lässt sich folgendes Gleichungssystem mit 2(n+1) Gleichungen aufstellen:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(0)} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_2}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_2}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial P_n}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \cdot & & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & \cdot & & \cdot \\ \hline \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_2}{\partial U_n}\right)^{(0)} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}\right)^{(0)} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial U_2}\right)^{(0)} & \cdots & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial U_n}\right)^{(0)} \end{array}\right] \begin{bmatrix} \Delta\delta_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta\delta_n^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta U_2^{(0)} \\ \vdots \\ \Delta U_n^{(0)} \end{bmatrix} \tag{G.45}$$

In Vektorschreibweise:

$$\Delta\mathbf{Z}^{(0)} \approx \mathbf{F}^{(0)} \cdot \Delta\mathbf{X}^{(0)} \quad . \tag{G.46}$$

In dieser Gleichung bezeichnet $\Delta\mathbf{Z}^{(0)}$ den Vektor der Leistungsabweichungen $\Delta P_i\, \Delta Q_i$, $\Delta\mathbf{X}$ den Vektor kleiner Knotenspannungsabweichungen $\Delta U_{ii}\, \Delta S_i$ und $\mathbf{F}$ die so genannte *Jacobi- oder Funktionalmatrix*.

Als Jacobi-Matrix bezeichnet man eine Matrix, deren Elemente die partiellen Ableitungen der unabhängigen Variablen darstellt. Die Jakobi-Matrix (G.45) bietet eine Zerlegung in 4 Teilmatrixen an. In abgekürzter Form lautet daher die Jacobi-Matrix:

$$\mathbf{F} = \left[\begin{array}{c|c} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \hline \mathbf{J} & \mathbf{L} \end{array}\right] \quad . \tag{G.47}$$

Das Iterationsverfahren läuft nun folgendermaßen ab:

Man berechnet für einen Startvektor der Knotenspannung $\underline{\mathbf{U}}^{(0)}$ aus den reellen Leistungsflussgleichungen für die Knoten $i = 2 \ldots$ n einen Satz Knotenleistungen $P_i^{(0)}$ und $Q_i^{(0)}$ und ermittelt die Leistungsabweichungen $\Delta P_i^{(0)}$ und $\Delta Q_i^{(0)}$ von den spezifizierten Werten. Anschließend berechnet man mit den Näherungswerten der Knotenspannungen und Leistungen die Koeffizienten der Jacobi-Matrix aus den partiellen Ableitungen der reellen Leistungsflussgleichungen. Die Invertierung der Jacobi-Matrix mit einem direkten Verfahren führt schließlich auf den Zuwachsvektor für die Knotenspannungen,

$$\Delta \mathbf{X}^{(0)} = -[\mathbf{F}^{(0)}]^{-1} \cdot \Delta \mathbf{Z}^{(0)} \quad . \tag{G.48}$$

Unterschreiten die Leistungsabweichungen einen akzeptablen Konvergenzindex, was bei realen Systemen unabhängig von ihrer Größe nach 4-5 Schritten der Fall ist, kann die Iteration abgebrochen werden. Für die unterschiedliche Behandlung der Leistungsflussgleichungen gelten, je nach Knotenart, ähnliche Überlegungen wie beim Gauß-Seidel-Verfahren. Da die Jacobi-Matrix bei jedem Iterationsschritt invertiert werden muss, steht und fällt die Brauchbarkeit des Verfahrens mit dem hierfür erforderlichen Aufwand. Glücklicherweise ist die Jacobi-Matrix, ebenso wie die Admittanzmatrix, schwach besetzt, was in Verbindung mit optimaler Ordnung und Gaußscher Elimination der Newton-Raphson-Iteration zu ihrem Erfolg verhilft.

Bezüglich der Regularität der Matrix und der Behandlung von Einspeiseknoten gelten die gleichen Überlegungen wie in Kapitel 18 bereits erläutert.

H. Methode der Zustandsvariablen

Die *Methode der Zustandsvariablen* wird zur Beschreibung des zeitlichen bzw. dynamischen Verhaltens komplexer *linearer* und *nichtlinearer* Systeme eingesetzt. Sie beruht auf der Überführung einer oder mehrerer Differenzialgleichungen *n-ter* Ordnung mit konstanten Koeffizienten und einer Störfunktion u, beispielsweise

$$a_n \frac{d^n y}{dt^n} + a_{n-1} \frac{d^{(n-1)} y}{dt^{(n-1)}} + \cdots + a_2 \frac{d^2 y}{dt^2} + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 y = b_0\, u \tag{H.1}$$

bzw. in verkürzter Schreibweise

$$a_n \overset{(n)}{y} + a_{n-1} \overset{(n-1)}{y} + \cdots + a_2 \ddot{y} + a_1 \dot{y} + a_0\, y = b_0\, u \tag{H.2}$$

in ein lineares System von Differenzialgleichungen *erster* Ordnung.

Setzt man

$$y = x_1, \quad \dot{y} = x_2, \quad \ddot{y} = x_3, \quad \cdots \quad \overset{(n-1)}{y} = x_n, \quad \overset{(n)}{y} = \dot{x}_n \tag{H.3}$$

folgt daraus

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= x_2, \\ \dot{x}_2 &= x_3, \\ \dot{x}_3 &= x_4 \\ &\vdots \\ \dot{x}_{n-1} &= x_n \quad . \end{aligned} \tag{H.4}$$

Substituiert man (H.4) in (H.1), erhält man eine Differenzialgleichung *erster* Ordnung

$$a_n \dot{x}_n + a_{n-1} x_n + \cdots + a_1 x_2 + a_0 x_1 = b_0\, u \quad . \tag{H.5}$$

Stellt man, abgesehen vom ersten Term $a_n \dot{x}_n$, alle anderen Gleichungsglieder auf die rechte Gleichungsseite und dividiert anschließend durch a_n ergibt sich nach $n = 1$ bis n geordnet

$$\dot{x}_n = -\frac{a_0}{a_n} x_1 - \frac{a_1}{a_n} x_2 \cdots - \frac{a_{n-1}}{a_n} x_n + \frac{b_0}{a_n}\, u \quad . \tag{H.6}$$

Das Gleichungssystem der Zustandsdifferenzialgleichungen (H.4) und (H.6) eines *linearen* Systems lässt sich auch in Matrixform darstellen,

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \\ \vdots \\ \dot{x}_{n-1} \\ \dot{x}_n \end{bmatrix}}_{\dot{\mathbf{x}}} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & \cdot & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & \cdot & \cdot & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ -\frac{a_0}{a_n} & -\frac{a_1}{a_n} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & -\frac{a_{n-1}}{a_n} \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_{n-1} \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} + \underbrace{\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -\frac{b_0}{a_n} \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}} \cdot u \tag{H.7}$$

In verkürzter Matrixschreibweise erhalten wir schließlich

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{b}\, u \quad . \tag{H.8}$$

Die Gleichungen (H.7) bilden das *System der Zustandsdifferenzialgleichungen* für die Zustandsvariablen bzw. *Zustandsgrößen* $x_1 \cdots x_n$ und die Störfunktion u. Sind die Lösungen $x_1 \cdots x_n$ gefunden, ergibt sich die Lösung der ursprünglichen Differenzialgleichung (H.2) zu

$$\mathbf{y} = \mathbf{C}^T \mathbf{x} + d \cdot u \quad . \tag{H.9}$$

Sie ist eine Funktion der Zustandsgrößen x_ν und der *Störfunktion* u. Letztere wird im Kontext auch als *Eingangs-*, *Ausgangs-*, *Stell-* oder *Steuergröße* bezeichnet. $\mathbf{C}^T$ ist ein transponierter Spaltenvektor, das heißt ein *Zeilenvektor*, und d ist eine Zahl. Zustandsgrößen sind also nicht Endergebnisse, sondern nur hilfreiche *Zwischengrößen*.

Die Spaltenvektoren $\mathbf{x}$ und $\dot{\mathbf{x}}$ enthalten als Koordinaten die *Zustandsgrößen* x_ν bzw. deren zeitliche Ableitungen $\dot{x}_\nu$

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \qquad \dot{\mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix} \quad . \tag{H.10}$$

Die Zustandsgrößen x_ν stellen die minimale Anzahl an Variablen dar, die zur vollständigen Beschreibung des zeitlichen Verhaltens eines dynamischen Systems erforderlich ist. Sie bestimmen zu jedem Zeitpunkt das künftige Systemverhalten, wenn alle Eingangsgrößen zu diesem Zeitpunkt gegeben sind. In ihrer Gesamtheit bilden sie die Koordinaten des Zustandsvektors $\mathbf{x}$.

Der Zustandsvektor $\mathbf{x}$ beschreibt den Zustand eines Systems in einem n-dimensionalen *Zustandsraum*. Dieser ist als *formale* Erweiterung des gewohnten dreidimensionalen *geometrischen* Raums zu verstehen. Das Prinzip ist sehr einsichtig, man darf nur nicht versuchen, sich die vierte und weitere Zustandsgrößen als weitere *räumliche Dimensionen* des

dreidimensionalen Raums vorzustellen. Ist man erst mit der Vorstellung eines formalen multidimensionalen Zustandsraums vertraut, hat man auch keine Schwierigkeit mehr, sich die Zeit als vierte Dimension in der Einsteinschen Relativitätstheorie vorzustellen.

Die Ortskurve der Spitze eines Zustandsvektors im Zustandsraum bezeichnet man als *Trajektorie*. Bei nur zwei Zustandsvariablen lässt sich die Trajektorie, genauer gesagt ihre Projektion, sehr anschaulich in einer *Zustandsebene* darstellen (s. 20.1.4.2). Die Variable *Zeit* tritt lediglich als Parameter der Trajektorie auf.

Liegen mehrere Eingangs-, Ausgangs- und Störgrößen vor, mutieren auch die Spaltenvektoren **b** und **d** zu Matrizen. Rechnungen mit Differenzialgleichungen höherer Ordnung und weiteren Variablen ergänzen das lineare Gleichungssystem um weitere Zeilen und Spalten.

Für *lineare* Systeme erhält man im allgemeinen Fall

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{x}} &= \mathbf{A}\,\mathbf{x} + \mathbf{B}\,\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\,\mathbf{x} + \mathbf{D}\,\mathbf{u} \quad . \end{aligned} \tag{H.11}$$

Nichtlineare Systeme sind nicht mehr in der klaren Form (H.11) darstellbar. Vielmehr gilt dann

$$\dot{x}_\nu = f_\nu(x_1, x_2, x_3 \cdots x_n, u, t) \quad \text{und} \quad y_\nu = g_\nu(x_1, x_2, x_3 \cdots u, t) \tag{H.12}$$

wobei f_ν und g_ν nichtlineare Funktionen sind.

In verkürzter Matrixschreibweise gilt dann

$$\underline{\dot{\mathbf{x}}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad \text{und} \quad \underline{\mathbf{y}} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad . \tag{H.13}$$

Die nichtlinearen Zustandsdifferenzialgleichungen sind nur durch schrittweise numerische Integration zu lösen.

In Elektroenergiesystemen treten Gleichungssysteme der Ordnung $n = 1.000$ oder höher auf. Typische Zustandsgrößen sind beispielsweise die *Knotenspannungen* U und ihre *Winkel* δ der im Kontext betrachteten Netze.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \\ \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \\ Q_{G1} \\ Q_{G2} \\ \vdots \\ Q_{Gn} \end{bmatrix} \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} P_{L1} \\ P_{L2} \\ \vdots \\ P_{Ln} \\ Q_{L1} \\ Q_{L2} \\ \vdots \\ Q_{Ln} \end{bmatrix} \quad . \tag{H.14}$$

Steuer- bzw. *Eingangsgrößen* sind in diesem Fall die manipulierbaren Wirk- und Blindleistungsflüsse der Generatoren. Sie bilden den *Steuervektor* **u**.

Störgrößen sind die nicht beeinflussbaren Wirk- und Blindleistungen der Netzlast, sie bilden den *Störvektor* **b**.

In *Stabilitätsbetrachtungen* wählt man als Zustandsgrößen die diversen Polradwinkel bzw. Rotorwinkelgeschwindigkeiten

$$\begin{aligned} x_1 &= \delta && \textit{Polradwinkel}, \\ x_2 &= \dot{x}_1 = \omega && \textit{Rotorwinkelgeschwindigkeit}. \end{aligned} \tag{H.15}$$

Die Beschreibung eines Systems durch Zustandsgrößen ist für *lineare* Systeme im *Zeit-* und *Frequenzbereich* möglich. In der Form (H.13) lassen sich jedoch nur *lineare* Systeme darstellen. *Nichtlineare* Systeme erfordern grundsätzlich die schrittweise numerische Integration der Zustandsdifferenzialgleichungen.

Die bisherigen Betrachtungen gingen anfänglich von *einer* Störgröße u aus. In linearen bzw. nichtlinearen Systemen entspricht dann den Differenzialgleichungen (H.1) bzw. (H.2) im Frequenzbereich eine gebrochen rationale Systemfunktion mit konstantem Zähler. Besitzt die Differenzialgleichung auf der rechten Seite auch Ableitungen von u,

$$a_n \overset{(n)}{y} + a_{n-1} \overset{(n-1)}{y} + \cdots + a_2 \ddot{y} + a_1 \dot{y} + a_0 y = b_0 u + b_1 \dot{u} + \cdots \tag{H.16}$$

besitzt die gebrochen rationale Funktion auch ein Zählerpolynom. Die bisherige Vorgehensweise versagt dann. Man erhält in diesen Fällen das System der Zustandsdifferenzialgleichungen durch *Partialbruchzerlegung* der gebrochen rationalen Funktion. Dies geht jedoch über den Rahmen dieser Einführung hinaus und bleibt dem weiterführenden umfangreichen Schrifttum über lineare und nichtlineare Regelungen vorbehalten.

I. IEEE Code of Ethics

Um nachhaltigen Schaden am Unternehmen, der eigenen Person und der Reputation der eigenen Mitarbeiter zu vermeiden, gibt es in fast allen amerikanischen Industrieunternehmen, Universitäten und anderen Organisationen einen *Code of Ethics* und einen *Ethics Officer*. In Anlehnung an diese Praxis und aus eigenen unguten Erfahrungen heraus haben inzwischen auch in Deutschland große Industrieunternehmen so genannte *Unternehmensleitsätze* bzw. *Richtlinien* erlassen.

Es wäre Wunschdenken zu hoffen, dass Ethik Codices das Allheilmittel gegen unethisches Verhalten sind. Auch die seit über 2000 Jahren bestehenden *Zehn Gebote* werden von niemandem perfekt befolgt. Die Nichtexistenz von Ethik Codices wäre aber vergleichbar problematisch, wie das etwaige Fehlen der Zehn Gebote.

Das Vorbild vieler Ethik Codices amerikanischer Unternehmen ist der vom *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) bereits vor vielen Jahrzehnten verabschiedete IEEE Code of Ethics, der hier in einer aktuellen, sinngemäßen deutschen Übersetzung vorgestellt werden soll.

IEEE Code of Ethics

Im Bewusstsein des Einflusses der Technik auf die Lebensqualität in der ganzen Welt und im Hinblick auf die Übernahme einer persönlichen Verpflichtung gegenüber unserem Berufsstand, seinen Mitgliedern und dem Gemeinwesen, dem wir dienen, bekennen wir Mitglieder des IEEE uns zu höchstem ethischen und professionellen Verhalten, indem wir:

1. vorrangig die Sicherheit, Gesundheit und das Wohlergehen der Öffentlichkeit beachten, übereinstimmend mit ethischen und nachhaltigen Entwicklungspraktiken handeln und prompt Fakten offenlegen, die die Öffentlichkeit oder die Umwelt gefährden könnten;
2. echte oder vermutete Interessenkonflikte zu vermeiden suchen und, falls solche existieren sollten, sie den betroffenen Parteien offenlegen;
3. ehrlich und realistisch sind bei der Erstellung von Ansprüchen oder Abschätzungen basierend auf verfügbaren Daten;
4. Bestechung in all ihren Erscheinungsformen zurückweisen;

5. das Verständnis Einzelner und der Gesellschaft für die Chancen und Risiken konventioneller und neuer Technologien einschließlich intelligenter Systeme erleichtern;
6. unsere technische Kompetenz pflegen und erweitern sowie fachliche Aufgaben nur dann für andere durchführen, wenn wir durch Ausbildung oder Berufserfahrung ausreichend qualifiziert sind und gegebenenfalls maßgebliche Beschränkungen offenlegen;
7. ehrliche Kritik unserer fachlichen Arbeit suchen, akzeptieren oder auch anbieten, Fehler zugeben und korrigieren sowie Beiträge anderer angemessen würdigen;
8. alle Personen fair behandeln, unabhängig von Rasse, Religion, Gender, Behinderung, Alter, nationaler Herkunft, sexueller Orientierung, Gender Identität oder Gender Verhalten;
9. vermeiden, andere, ihr Eigentum, ihre Reputation oder Beschäftigung durch falsche oder bösartige Handlungen zu verletzen;
10. Kollegen und Mitarbeiter in ihrer professionellen Karriere beistehen und sie in der Befolgung dieses Codes unterstützen.

Mit seinem Beitritt zum IEEE unterschreibt jeder Ingenieur „*... that I have read and understood the IEEE Code of Ethics ...*“.

Wie aus seiner Präambel ersichtlich, beschränkt sich der IEEE Code of Ethics auf berufliche Aspekte im technischen Alltag von Ingenieuren, faire Behandlung von Kunden, Mitarbeitern und Kollegen. Er wird deshalb häufig auch als *Engineering Ethics Code* bezeichnet. Für ethisches Verhalten unter Kaufleuten, im Medizinischen Bereich, Politikern, Juristen etc. gibt es eigene berufsbezogene Ethik Codices.

Selbstverständlich sind Ethik Codices nur so viel wert wie die Einsicht der Personen, für die sie geschrieben wurden. Ausschlaggebend sind Unterschiede in der Weltanschauung oder der Religionszugehörigkeit, nicht zuletzt das Ausmaß an krimineller Energie, die manchen Menschen innewohnt. Ihre Ursachen liegen tiefer, im Erziehungswesen, der laschen Anwendung des Strafrechts für Wirtschaftskriminalität, der schlechten Vorbildfunktion nicht weniger „Meinungsmacher“ einer Gesellschaft, der großzügigen Toleranz breiter Schichten der Bevölkerung gegenüber unethischem Handeln in der Grenzzone zwischen Bagatelldelikten und echter Kriminalität, *last but not least* in den Genen.

Dass im Geschäftsleben irgendwann alle Menschen aus Überzeugung ethisch handeln werden, ist sehr unwahrscheinlich. Es ist andererseits aber ratsam, im Berufsalltag Geschäftspartner wenigstens aus dem Grund ethisch zu behandeln, um Schaden an der eigenen Person zu vermeiden.

Vertiefendes Schrifttum zum Anhang I

1. Schwab, A.: Managementwissen für Ingenieure. 5. Auflage, Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg, 2014.
2. Schwab, A.: Ethikorientiertes Management, atp, Heft 6, 2001.
3. Schwab, A.: Applied Ethics, a third millenium approach. IEEE Spectrum, Nov. 2000.

Index

A
Abfangventil, 97
Abgangsfeld, 467
Abgangskabel, 467
Abgangstrenner, 467
Abhängiges Maximalstrom-Zeitrelais, 492
Abhitzekessel, 112
Ablaufsteuerung, 207
Abschaltkurzschlussstrom, 260
Absorptionskoeffizient, 127
Absorptionsrate, 131
Abwärme, 63
Abwärmenutzung, 102, 103
Abzinsung, 724
Abzweig, 443, 475
Adaptive Virtuelle Kraftwerke, 189
Adiabate, 69
Admittanzmatrix, 604
Ähnlichkeitstransformation, 264, 603
Aktionsrad, 96
Amorphe Solarzelle, 175
Amortiseur-Wicklung, 238
Ampelmodell, 594
Amperewindungszahl, 298
AMZ-Schutz, 492
Analytisches Lastprofil, 581
Anergie, 82, 755
Anfahrtransformator, 405
Anfahrvorgang, 203
Anfahrzeit, 106
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, 256, 635
Anfangsbedingungen, 680
Anfangsreaktanz, 259
Ankerrückwirkung, 232
Annuitätswertmethode, 724
Anreizregulierung, 701
Anschlussnutzungsvertrag, 704
Anschlusspunkt, 702
ANSI Code, 512, 795
Antriebsdrehmoment, 284
Antriebssteuerbaugruppe, 212
Anweisungsliste, 210
Anzapfdampf, 114
Arbeitserder, 481
Arbeitskosten, 716
Arbeitspreis, 716, 720
Asset Management, 218, 567, 725
Asset Service, 567
Asynchrongenerator, 165
Asynchronmaschine
  – doppeltgespeiste, 166
Asynchronschutz, 680
Außenleiterspannung, 231, 313, 759
Außenleiterstrom, 760
Außenpolgenerator, 251
Äußere Energie, 71
Aufzinsung, 724
Ausfallrechnung, 589
Ausgabebaugruppe, 212
Ausgangsspannung, 249
Ausgleichsenergie, 713
Auslösecharakteristiken, 453
Auslösekennlinie, 486
Auslöser
  – elektromagnetischer, 453
  – thermischer, 452
Ausschaltwechselstrom, 636
Automatische Wiedereinschaltung, 436, 494
Automatisierung, 203
Automatisierungssystem
  – speicherprogrammierbares, 207
AWE, 436, 494

B
Bürstenlose Erregung, 250
Back Office, 580
Backup-Schutz, 490
Backup-Versorgung, 201
Bahnstromgenerator, 225
Base, 712
Basisnetz, 306
Batterien
  – wiederaufladbare, 192
Bauleistung, 308
BDEW, 32
Bedarfsprognose, 218
Bedienen und Beobachten, 204
Beeinflussungsfragen, 794

© Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2020

A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, https://doi.org/10.1007/978-3-662-60374-1

Begrenzungsregelung, 246, 546
Beinahe-Netzzusammenbruch, 692
Belastungsdiagramm
– geordnetes, 572
Belastungskurve
– geordnete, 62
Bemessungsdaten, 303
Bemessungsgröße, 663
Bemessungsleistung, 756
Bemessungsspannung, 29, 231, 760
Bensonkessel, 84, 85
Berührungsüberhitzer, 86
Berührungsspannung, 513, 514
Betrieb
– gefährdeter, 568
– gestörter, 568
– mit natürlicher Leistung, 356
Betriebsbelag, 604
Betriebsimpedanz, 381
Betriebsinduktivität, 269
Betriebskapazität, 269, 387
Betriebsklasse, 449
Betriebsleittechnik, 204
Betriebsmittelimpedanz, 657, 662
Betriebsmodus
– kapazitiv, 751, 752
Bewegungsdifferenzialgleichung, 685
Bewegungsgleichung
– eines Synchrongenerators, 671, 672
Bezirksleitstelle, 550
Bezogene
– Größe, 767
– Impedanz, 770
– Leistung, 769
– Spannung, 768
Bezogener
– Strom, 769
Bezugsimpedanz, 302
Bezugspotenzial, 606
Big Data, 222
Bilanzierungsgebiet, 711
Bilanzknoten, 617
Bilanzkreis, 711
Bilanzkreise, 580
Bilanzkreissystem, 584
Bilanzkreisvertrag, 704
Bimetallauslöser, 452, 486
Biogasanlagen, 184
Biomasseanlage, 61
Biomassekraftwerk, 183
Biomethan, 183
Blackout, 547, 670
Blanket, 122
Blindfaktor, 747
Blindleistung, 745, 747
– induktiv, 746
– kapazitiv, 746
Blindleistungsbalance, 669
Blindleistungsbilanz, 527
Blindleistungsdefizit, 40, 544
Blindleistungsfluss, 336
Blindleistungsgleichgewicht, 689
Blindleistungskompensation, 365, 748
Blindleistungsoptimierung, 546
Blindleistungsregelung, 544
Blindleistungsregler, 425
Blindstromkompensation, 423
Blindstromkompensationsfeld, 466
Blockbauweise, 83
Blockbetrieb, 504
Blockchain Technologie, 595
Blockheizkraftwerk, 115, 184
Blockkraftwerk, 83
Blockleistung, 207
Blockleitebene, 206
Blockschaltbilder, 678
Blockschutz, 491, 504
Borsäurekonzentration, 132
Brüter
– thermischer, 143
Brennelementhülle, 141
Brennersteuerung, 214
Brennstoffbedarf, 573
Brennstoffkosten, 573
Brennstoffkreislauf, 134
Brennstoffnutzungsgrad, 82
Brennstoffverbrauch, 573
Brennstoffzelle, 186
Brennstoffzellen, 198
Brennwert, 717
British thermal unit, 44
Brooklyn Microgrid, 422
Brutreaktor, 143
Bruttoerzeugung, 41
Bruttoinlandsprodukt, 2
Bruttosozialprodukt, 49
Bruttowirkungsgrad, 79
Brutzone, 143
Buchholzrelais, 503
Bulk power system, 27
Bundesimmissionsschutzgesetz, 90
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 15, 32
Busarbitrierung, 209

C
CANDU, 139
cap and trade, 709
Carnot-Prozess, 67
Carnotisierung, 78
Carson-Formel, 384
CCS Technology, 92
Charakteristische Gleichung, 678, 679
Chirp-Technologie, 421
Clausius-Rankine-Prozess, 74
CLS, 416, 591
CLS-Kanal, 416
CO2-Emissionsrechtehandel, 709
CO2-Reduzierung, 92
CO2-Emission, 56
Code of Ethics, 813
Condition monitoring, 7

Congestion management, 31
Containment, 138
Controllable Local Systems, 188, 416, 591
Curtisrad, 96
Cyber Security, 563

D
Dämpferwicklung, 237
Dünnschicht-Tandemzelle, 175
Dünnschichtsolarzelle, 175
Düsengruppe, 96, 97
Düsengruppenregelung, 97
Dampferzeuger, 74, 83, 139
Dampfgehalt, 63
Dampfkraftwerk, 61
Dampfkraftwerksprozess, 74
Dampftrommel, 84
Dampfturbine, 93
Dampfturbinenkondensator, 100
Dampfturbinenregelung, 542
Datenbus, 209
Dauerkurzschluss, 684
Dauerkurzschlussstrom, 255, 636
Day-Ahead, 713
Day-Ahead-Strommarkt, 200
Dead-tank breaker, 455
Deckenspannung, 252
Deckungsbeitrag, 716
Deckungsbeitragsrechnung, 723
Decommissioning, 151
Deion-Blech, 445
Dekarbonisierung, 11, 16
Demand Side Management, 412, 593, 722
DENOX-Anlage, 91
DER, 54, 188, 591
Deuterium, 122
Deutsche Verbundgesellschaft, 10
Dezentrale Energie Ressourcen, DER, 54, 188, 591
Diagonalbauweise, 472
Diagonalkomponente, 270
Diagonalmatrix, 264
Dichtefunktion, 574
Dickschichtsolarzelle, 175
Dieselmaschinen-Kraftwerk, 61
Differenzlastprofil, 581
Differenzstromprinzip, 503
Digitale Kurzschlussstromberechnung, 665
Digitaler Zwilling, 222
Digitales Kraftwerk, 222
Digitales Schutzrelais, 490
Digitalisierung der Energiewende, 22, 23
Direktes Verfahren, 797
Diskontierung, 724
Dismantling, 151
Distanzschutz, 491, 495, 501
Distributed System Operator, 416
Distribution Code, 33, 702
Doppelerdschluss, 651
Doppelfehler, 432, 651
Doppelnetz, 409
Doppelsammelschiene, 465
Doppeltgespeiste Asynchronmaschine, 166
dq0-Transformation, 273
Drehfeld, 228
Drehmoment, 283
Drehstromasynchrongenerator, 225
Drehstromerregermaschine, 250
Drehstromleistung, 762
Drehstromsynchrongenerator, 225
Drehstromtransformator, 309
Drehstromverbraucher, 763
Drehzahlregelung, 527
Drehzahlregler, 40, 528, 533
Dreibeinnetz, 395
Dreieckschaltung, 230, 248, 761
Dreiecksfaktorisierung, 801
– optimal geordnete, 797
Dreiecksmatrix, 799
Dreikreis-Wärmeübertragungssystem, 144
Dreileiter-Drehstromnetz, 609
Dreileiternetz, 607, 759
dreiphasige Bezugsgrößen, 775
Dreischenkeltransformator, 309, 315
Dreistellungs-Lasttrennschalter, 456
Dreistellungstrennschalter, 469
Dreiwicklungstransformator, 289
Drosselregelung, 97
Drosselventil, 89
Druck, 63
Druckentlastungsöffnung, 467
Druckgasspeicher-Kraftwerke, 191
Druckstollen, 155
Druckwasserreaktor, 120, 137, 147
DSO, 416
Dunkelflauten, 591
Durchflusskühlung, 101
Durchflutung, 298
Durchgangsleistung, 308
Durchleitung, 715
Durchleitungsfunktion, 476
DVG, 15
Dynamic Power-Flow Controller, 379
Dynamische Kondensatstauführung, 217

E
E/A-Baugruppen, 215
Economic dispatch, 574, 578
Economizer, 78
EEX, 14
Eigenbedarf, 405, 504
Eigenbedarfsnetz, 405
Eigenerzeugung, 408
Eigenvektor, 265
Eigenwert, 264
Einfachsammelschiene, 465
Einheitstransformator, 291
Einphasige Bezugsgrößen, 775
Einpoliger Kurzschluss, 651, 653, 656
Einpoliger Kurzschlussstrom, 788
Einsatzleitsystem, 599
Einsatzoptimierung, 218

Einschaltstoßstrom, 330
Einschluss
– magnetischer , 122
Einspeisefeld, 466, 467
Einspeisekabel, 467
Einspeiseleistung, 712
Einspeisung, 475
Einwellenanlage, 111
Einzelkompensation, 424
Eisensättigung, 297
Eisenverlustwiderstand, 294
Elektrisch kurze Leitung, 346
Elektrisch lange Leitung, 346
Elektrische Leistung, 283, 754
Elektroenergiesystem, 16
Elektrofilter, 90
Elektrolyseanlagen, 197
Elektromagnetischer Auslöser, 453
Emissionsrechtehandel, 709
EMS-Funktion, 587
Endverbraucher, 393
Energie, 754
– äußere, 71
– erneuerbare, 61
– innere, 71
Energie-Managementsystem, 557
Energieanlagen
– geothermische, 184
Energiebörse, 14
Energiebox, 116
Energieeffizienz, 3, 11, 58, 419
Energieeffizienzindikatoren, 59
Energieflussrate, 44, 46, 51, 54
Energieflussdichte, 44
Energiehandel, 218
Energiemanagement, 220
Energiemanagementsystem, 216
Energiemix, 3, 50
Energiepotenziale, 45
Energieressourcen, 39, 43
Energiespeicher
– supraleitende magnetische, 199
Energieträger
– fossile, 42
Energieverbrauch, 39
Energievorräte, 43
Energiewende, 16, 59
Energiewirtschaftsgesetz, 7, 694
Energiewirtschaftsrecht, 13
Energy Trading, 710
Engpassmanagement, 31
Enthalpie, 63
Enthalpiegefälle, 93, 97
Entnahmekondensationsturbine, 96, 114
Entropie, 63, 65
Entscheidungs- und Optimierungsfunktion
– höherwertige, 552, 554, 579
Entscheidungsfunktionen
– höherwertige, 209
Entschwefelung, 90, 91
ENTSO-E, 35
Entstickung, 90
Entsymmetrierungsmatrix, 266, 787
Erden, 443
Erder, 456
Erdfehlerfaktor, 435
Erdkurzschluss, 313, 651
Erdschluss, 651
– intermittierender, 432
Erdschlussfehler, 599
Erdschlussfehlerstrom, 431
Erdschlusskompensation, 426
Erdschlussmeldung, 500
Erdschlussschutz, 491
Erdschlussstrom, 486
Erdschlusswischerrelais, 501
Erdungsanlage, 794
Erdungsschalter, 456
Erdungsziffer, 436
Erdwärme, 184
Erdwärmesonden, 185
Ereignisliste, 553
Erneuerbare Energien, 11, 51, 61, 153
Erneuerbare-Energien-Gesetz, 17, 21, 153, 721
Erregereinrichtung
– statische, 251
Erregerfeldkurve, 228
Erregerstromquelle, 235
Erregung
– bürstenlose, 250
Erregungsverfahren, 249
Ersatzspannungsquelle, 645
Ersatzstromversorgung, 411
Erschöpfliche Ressourcen, 45
Erwärmung, 486
Erzeuger, 738
Erzeuger-Zählpfeilsystem, 739
Erzeugerkennlinie, 532
Erzeugungsmanagement, 412, 591
Etagenverteiler, 411
Ethernet, 209
ETSO, 34
ETSO Identification Code, 711
ETSO Scheduling System, 584
EU-Energieeffizienzrichtlinie, 59
European Energy Exchange, 14, 707, 709
Exciter Power-System-Stabilizer, 679
Exergetischer Wirkungsgrad, 82
Exergie, 2, 82
Expansionsströmung, 93
Exponentielles Wachstum, 48
Extensive Größen, 63
Füllungsregelung, 97
Fünfschenkeltransformator, 309, 315

F
Face, 757
FACTS, 369
FACTS HGÜ-Kupplungen, 379
FACTS-Betriebsmittel, 336, 359, 369, 545, 682
FACTS-Regelung, 380

FACTS-Regler, 369
Fahrbarer Leistungsschalter, 456
Fahrplan, 570, 580
Fahrplanmanagement, 40, 580, 584, 713
Falschstromstabilisierung, 503
Farmkonzept, 180
Fehler
– unsymmetrischer, 653
Fehlerbedingung, 788
Fehlerklärungswinkel
– kritischer, 687
Fehlerklärungszeit, 487, 682
Fehlerknoten, 643
Fehlerortung, 554
Fehlerspannung, 514
Fehlerspannungsschutzschalter, 519
Fehlerstrom, 514
Fehlerstromschutzschalter, 453, 518
Feldübergreifende Verriegelung, 558
Feldgerät, 215
Feldleitgerät, 468
Feldleittechnik, 549, 550, 559
Feldrechner, 549, 559
Feldwicklung, 226
Fernbedienmodus, 558
Fernsteuerung, 444
Fernwärmeunternehmen, 198
Fernwartung, 218
Fernwirkkopf, 556, 560
Fernwirktechnik, 560, 563
Ferranti-Effekt, 354
Ferraris-Zähler, 414
Festdruckbetrieb, 103, 528
Feuerung, 85
FI-Schutzschalter, 519
Filmkühlung, 109
Filterkerze, 90
First-swing stability, 682
Fissionskoeffizient, 129
Fixe Kosten, 716
Flächengleichheitssatz, 683
Flüssigkeitswärme, 64
Flüssigmetallgekühlter Reaktor, 120
Flammrohrkessel, 84
Flexibilität, 18, 188, 591
Flexibilitätsbeiträge, 54, 591
Flexibilitätsmarkt, 18
Flexibilitätsoptionen, 584, 591, 708
Flexible Kraftwerke, 18, 578
Flugasche, 90
Flussverkettung, 275, 780
FNN, 32
Forschungsreaktor, 120
Forum Netztechnik und Netzbetrieb, 32
Fossile Energieträger, 42
Francis-Turbine, 159, 160
Freilastberechnung, 216
– vorausschauende, 217
Freilastrechner, 216
Freileitungsnetz, 397
Freiluftschaltanlage, 472
Freischalten, 443
Fremdbezug, 408
Frequenz, 40
Frequenz-/Austauschleistungsregelung, 535
Frequenz-/Wirkleistungsregelung, 535
Frequenzbereich, 678
Frequenzhaltung, 528
Frequenzkonstanz, 543
Frequenzregelung, 525, 528
Frequenzwirkleistungsregelung, 24
Fresnel-Spiegel, 181
Frischdampftemperatur, 88
Frischdampfzustand, 76
Frischwasserkühlung, 101, 102
Fritzbox, 415
Front-End-Rechner, 556
FU-Schutzschaltung, 519
Funkrundsteuerung, 561, 563
Funktionsbereich, 205
Funktionsgruppe, 205
Funktionsgruppenregelung, 205
Funktionsgruppensteuerung, 205
Funktionsklasse, 449
Funktionsplan, 210
Funktionsrechner, 555

G
Gangfehler, 542
Ganzbereichssicherung, 449
Gaseintrittstemperatur, 112
Gasfeuerung, 88
Gasgekühlter Reaktor, 120, 141, 149
Gasturbinen-Kraftwerk, 61
Gaszentrifuge, 135
Gauß‘scher Algorithmus, 798
Gauß-Seidel-Iteration, 616
Gauß‘sches Eliminationsverfahren, 797
Gauß-Jordan-Algorithmus, 800
Gauß-Seidel-Verfahren, 797, 805
GDEW, 462
Geordnetes Lastdiagramm, 572
Gebäudestrom, 439
geerdete Sternpunkte, 434
Gefährdeter Betrieb, 568
Gegendruckturbine, 113
Gegenimpedanz, 655
Gegenimpendanz, 271
Gegenstation, 400
Gegensystem, 266, 269, 651, 654, 785
Gekapselte Hochspannungsschaltanlage, 474
Generatorbetrieb, 242
Generatorfehler, 405
Generatorferner Kurzschluss, 253
Generatornaher Kurzschluss, 253, 257, 637
Generatorschalter, 405
Generatorschutz, 491, 504, 669, 677, 687
Geo-Informations-System, 554
Geomagnetische Stürme, 696
Geordnete Belastungskurve, 62
Geothermie, 184
– oberflächennahe, 186

Geothermische Stromerzeugung, 184
Geräte Funktions-Code, 795
Gesamtenergieverbrauch, 41
Gesamtwirkungsgrad, 79
Gestörter Betrieb, 568
Gewebefilter, 90
Gezeitenkraftwerk, 61, 158
Gleichdruckturbine, 94
Gleichgewicht, 297
– magnetisches, 297, 298
Gleichrichter, 342
Gleichspannungsschalter, 445
Gleichstromerregermaschine, 249
Gleichstromzeitkonstante, 254
Gleichung, 678
– charakteristische, 678, 679
Gleichzeitigkeitsfaktor, 425
Gleitdruckbetrieb, 97, 104, 528
– modifizierter, 105
GPRS, 420
GPRS/DSL, 420
Größe
– bezogene, 767
– intensive, 63
– extensive, 63
Graphitmoderierter Reaktor, 121
Graustrom, 29, 710
Grenzbelastungsdiagramm, 244, 245
Grenzkosten, 716, 718
Grenzkurve, 73
Grenzlastintegral, 449, 488, 637
Grid Code, 701
Großbildprojektion, 219
Großgebäudenetz, 410
Großhandelsmärkte, 707
Großhandelspreis, 11
Großraumverbundsystem, 34
Großsignalstabilität, 669, 680
Großstörung, 543
Grobverteilung, 27, 393
Grundlastkraftwerk, 61
Grundversorgung, 11
Grundzuständig, 414
GUD-Prozess, 112

H
h(s)-Diagramm, 73
Höchstspannungsleitung, 25
Höchstspannungsnetze, 27
Höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktion, 552, 554, 579
Höherwertige Entscheidungsfunktionen, 209
Halbring, 400
HAN, 415
Haupterregermaschine, 250
Hauptfluss, 232, 294
Hauptinduktivität, 295, 782
Hauptkühlmittelkreislauf, 138
Hauptnetzleitstelle, 550
Hauptreaktanz, 295
Hauptschaltleitung, 550, 551, 579
Hauptschutz, 487, 495
Hauptspannungsabfall, 295, 782
Hausanschlusskasten, 460
Hausanschlusssicherung, 488
HDR-Technologie, 186
Hedging, 710
Hedgingstrategie, 713
Heißdampf, 65
Heißgasfilter, 88
Heim-Energie-Management-Systeme, 418
Heizkraftwerk, 183
Heliostaten, 180
Helium, 122
HEMS, 418
HGÜ netzgeführt, 341
HGÜ selbstgeführt, 344
HGÜ-Kupplung, 34
HGÜ-Leistungsschalter, 345
HH-Sicherung, 399, 446
Hilfserregermaschine, 250
Hochdruckanlage, 155
Hochdruckteil, 93
Hochdruckturbine, 77
Hochintegrierte Schaltanlage, 476
Hochleistungssicherung, 446
Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung, 335
Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, 335, 341
Hochspannungsnetz, 27, 335
Hochspannungsschaltanlage, 472
– gekapselte, 474
Hochtemperaturbrennstoffzelle, 187, 337
Holzhackschnitzel, 183
Holzhackschnitzelfeuerung, 183
Holzpellets, 183
Home Area Network, 415
Hot Dry Rock-Verfahren, 186
Hot-Standby-Rechner, 556
Hubbert-Modell, 46
Hybrid-Großraumverbundsystem, 34
Hybridkühlturm, 102
Hybridmatrix, 610
Hybridnetze, 199
Hybridspeicher, 196
Hydromatrix-Kompaktturbinen, 160
Hydrosolprozesse, 197
Hydrothermale Systeme, 185
Hyperion Reaktor, 145
Hystereseverlust, 294

I
I-Netz, 440
IEEE Code of Ethics, 813
IIoT, 420
IKT, 599
IKT-Funktion, 481
Impedanz, 735
– bezogene, 770
– komplexe, 736
– der Freileitung, 640
– des Kabels, 640

Impedanzmatrix, 612
Impulsbeschaufelung, 94
Induktionseffekt, 779
Induktionsgesetz, 777
Induktive Kopplung, 262
Induktiver Betrieb, 375
Industrienetz, 396
Industrieturbine, 96
Induzierte Spannung, 777
Informationszeitalter, 1
Innenraumschaltanlage, 472
Innere Energie, 71
Inrush-Magnetisierungsstrom, 332
Inrush-Strom, 453
Instandhaltung
– zeitorientierte, 726
– zustandsorientierte, 726
– zuverlässigkeitsorientierte, 726
Instandhaltungsmanagement, 726
Instandhaltungsstrategie, 726
Integralverhalten, 529, 530
Intelligente
– Messsysteme, 414, 415
– Verteilnetze, 412
Intensive Größe, 63
Interface, 757
Interkonnektoren, 31
Intermittierender Erdschluss, 432
Interruptfähigkeit, 211
Intra-Parkverkabelung, 171
Intraday-Handel, 713
Intraday-Strommarkt, 200
Intradaymarkt, 707
Investitionsrechnung, 598
IoT, 420
Isolationsüberwachungseinrichtung, 518
Isobare, 70, 73
Isobare Verdampfung, 64
Isolationsüberwachungsgerät, 441
Isoliert betriebenes Netz, 430
Isotherme, 73
Isotopen-Trennung, 135
IT-Netz, 518
IT-Sicherheit, 222
Iterationsverfahren, 804

J
Jacobi-Verfahren, 804
Jahres-Leistungsdauerlinie, 572
Jahresarbeitsstromzähler, 712
Jahreshöchstlast, 39
Jahresnutzungsdauer, 61, 572, 717
Jahresnutzungsgrad, 81
Joule-Prozess, 108

K
Körperstrom, 513
Kühlarten, 101
Kühlmittel, 120
Kühlmitteltemperatur, 78
Kühlwasserstrom, 102
Kabelmuffe, 337
Kabelnetz, 397
Kabelverteilerschrank, 408, 462
Kalinaprozess, 185
Kammerstufenbauart, 95
Kapazitätsreserve, 586
Kapazitiver Betrieb, 375
Kapitalwertmethode, 724
Kaplan-Turbine, 159, 160
Kappsches Dreieck, 304
Kavernenkraftwerk, 157
Kenngröße, 663
Kennlinie
– natürliche, 526
Kennmelder, 461
Kennzahl, 312
Kernbaustein, 121
Kernbindungsenergie, 121
Kernenergie, 121
Kernfusion, 122, 123, 172
Kernkraftwerk, 61, 119
Kernreaktor, 119
Kernspaltung, 123
Kessel, 74
Kesselfreilast, 106, 207
Kesselschalter, 454
Kesselschutz, 214
Kesselspeisepumpe, 77
Kettenreaktion, 129
King Hubbert, 46
Kippimpedanz, 496
Kippleistung, 690
Kleinsignalstabilität, 669, 675, 680
Kleinsignalverhalten, 538
Kleinverteiler, 393
Klemmenspannung, 40
Klimawandel, 56
KNOSPE, 436
Knotenadmittanzmatrix, 604
Knotenregel, 350
Knotenverfahren, 604
Kohlenstaubfeuerung, 87
Kombiprozess, 111
Kommandozeit, 509
Kommunikationseinheit, 415
Kommutierungsschalter, 345
Kompaktanlage, 477
Kompaktstation, 480
Kompensationsdrosselspule, 337
Kompensationseinrichtung, 336
Kompensationskapazität, 750
Komplementäre Verteilungsfunktion, 574
Komplexe Impedanz, 736
Komplexe Zeigerdarstellung, 733
Komponente
– symmetrische, 264, 270, 386
Kondensatabscheider, 113
Kondensationsbetrieb, 100
Kondensationskammer, 140
Kondensationskraftwerk, 114
Kondensator, 100

Kondensatorbank, 367
Kondensatstauführung
– dynamische, 217
Kontaktplan, 210
Kontrollempfänger, 563
Konverter, 143
Konzentratorzelle, 176
Kooperation, 201
Kopfstation, 341
Kopplung
– induktive, 262
– magnetische, 262
Korrekturfaktor, 658
Kosten
– fixe, 716
– variable, 716
Kostenfunktion, 575
Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, 116
Kraft-Wärme-Kopplung, 113, 114, 183
Kraft-Wärmekopplungsgesetz, 721
Kraftwerk
– virtuelles, 188
– 4.0, 222
Kraftwerkeinsatzplanung, 49
Kraftwerkleittechnik, 203
Kraftwerksauswahl, 577
Kraftwerkseinsatz, 570
Kraftwerksentkupplungsschutz, 506
Kraftwerkspark, 40, 62
Kreisprozesse, 63
Kreisstrom, 336
Kritischer
– Fehlerklärungswinkel, 687
– Zustand, 129
Kuppelfeld, 466
Kuppelleitung, 32
Kurzfristige
– Erfolgsrechnung, 723
– Lastprognose, 571
Kurzkupplung, 343
Kurzschluss
– einpoliger, 651, 653, 656
– generatorferner, 253
– generatornaher, 253, 257, 637
– mehrfach gespeister, 645
– zweipoliger, 651
– zweipoliger mit Erdberührung, 653, 657, 792
– zweipoliger ohne Erdberührung, 653, 656, 790
Kurzschlussentfernung, 257
Kurzschlussersatzschaltbild, 299
Kurzschlussimpedanz, 301, 303, 639, 657
Kurzschlusskennlinie, 236
Kurzschlussleistung, 643, 671
Kurzschlussreaktanz, 304
Kurzschlussresistanz, 303
Kurzschlussschutz, 450
Kurzschlussspannung
– relative, 302
Kurzschlussstrom, 446, 485, 633
– einpoliger, 788
– thermisch wirksamer, 637
Kurzschlussstrom-Schaltvermögen, 633
Kurzschlussstrombahn, 635
Kurzschlussstrombegrenzer, 456, 458
– supraleitende, 458
Kurzschlussstrombegrenzungsdrossel, 662
Kurzschlussstromberechnung, 589, 633
– digitale, 665
– mit bezogenen Größen, 663
Kurzschlussversuch, 301
Kurzschlusswechselstrom, 254
Kurzunterbrechung, 436, 494
Kurzzeitverzögerter Schutz, 452
Kurzzeitverzögerung, 489

L
Längsisolation, 455
Längskomponente, 623
Längskupplung, 466
Längsreaktanz, 238
Längsregelung, 324
Längsregler, 324, 326, 545
Längsspannung, 364
Längsspannungsabfall, 363, 621, 626
Läuferdrehfeld, 273
Löschbedingung, 397
Löschprinzip, 451
LaMont-Kessel, 85
Langsamläufer, 165
Langwellenrundfunk, 421
Langzeitspeicher, 200
Laser-Isotopen-Trennung, 135
Lastabwurf, 99
Lastabwurfrelais, 31
Lastfolgeverhalten, 18, 591
Lastganglinie, 570
Lastkennlinie, 532
Lastknoten, 616
Lastleistungszahl, 532
Lastmanagement, 41, 412, 592
Lastprofil
– analytisches, 581
– standardisiertes, 712
– synthetisches, 581
Lastprofilzähler, 581
Lastprognose, 570, 571
– kurzfristige , 571
Lastschalter, 450
Lastschwerpunkt, 393, 401, 476, 479
Laststatik, 532
Lasttrennschalter, 451
Lasttrennschalteranlage, 399
Lastverschiebung, 416
Lastverteilung, 574
Latente Wärme, 78, 100
Laufrad, 93
Laufwasser, 51
Laufwasser-Kraftwerk, 61
Laufwasserkraftwerk, 154, 155
Lawson-Kriterium, 122

Lebensqualität, 1
Leckage, 130
Leerlauf, 298
Leerlaufübersetzung, 296
Leerlauferregung, 244
Leerlaufkennlinie, 236
Leichtwasserreaktor, 121
Leistung, 754
– bezogene, 769
– elektrische, 283
Leistungselektronische Strombegrenzer, 458
Leistungsfaktor, 747
Leistungsfluss, 336, 762
Leistungsflussgleichung, 576, 614
Leistungsflussrechnung, 598, 603
– optimale, 618
– probabilistische, 619
– schnelle, 617
Leistungsgleichgewicht, 39, 53
Leistungsgleichungen der Synchronmaschine, 240
Leistungskosten, 716
Leistungspendelung, 486
Leistungspreis, 716, 720
Leistungsregelung, 103, 145, 162
Leistungsregler, 533
Leistungsschalter, 399, 451
– ölarmer, 454
– fahrbarer, 456
Leistungsschalteranlage, 468, 477
Leistungswinkelkurve, 671
Leistungszahl, 529
Leiterspannung, 231, 759
Leitrad, 93
Leitsystem, 203
Leittechnik, 204
Leittechnik-Funktionen, 204
Leitung
– elektrisch kurze, 346
– elektrisch lange, 346
– verlustlose, 353
Leitungsbemessung, 619
Leitungsgleichung, 349
Leitungsimpedanz, 385
Leitungsreaktanz, 339
Leitungsschutz, 491, 517
Leitungsschutzschalter, 453, 486, 488
Leitwarte, 553
Liberalisierung, 12
Lichtbogenlöschdauer, 487
Lieferantenrahmenvertrag, 32, 704
Lieferantenvertrag, 704
Linear-Fresnel-Linsen-Prinzip, 181
Linienverteiler, 465
Linkssystem, 232
Lithium-Luft-Batterien, 194
Live-tank breaker, 455
Ljapunov-Methode, 679
Ljapunov-Verfahren, 683
LMN, 415, 417
Load Duration Curve, 571
Load Management, 592, 722
Load scheduling, 574
Lokales Metrologienetzwerk, 415
Lokomotivtransformator, 291
Long-Position, 713
Long-Range Wide-Area Network, 421
Loop flows, 692
LoRaWan, 420
Low-Voltage Fault Ride-Through, 168
Luftüberschuss, 109
Luftvorwärmer, 78
LVFRT-Kriterium, 168

M
Macro Grids, 421
Magnet-Auslöser, 486
Magnetische
– Kopplung, 262
– Streuung, 782
Magnetischer Einschluss, 122
Magnetisches Gleichgewicht, 297, 298
Magnetisierungskennlinie, 329, 330
Magnetisierungsstrom, 244, 293, 313, 329, 423
Magnoxreaktor, 141
Mantelgesetz, 22
Manteltransformator, 315
Maschen-Schutzschalter, 396
Maschennetz, 395, 407, 627
Maschenregel, 350
Maschinentransformator, 289, 317
Massendefekt, 124
Massenstrom, 88
Maximalstrom-Zeitrelais
– abhängiges, 492
– unabhängiges, 492
Maximum Power Point, 177
Maximum-Power-Point-Betrieb, 177
Maximum-Strommesser, 400
Mehrfach gespeister Kurzschluss, 645
Mehrfach-Sammelschiene, 470
Mehrwellenanlage, 111
Meldebuch, 553
Meldung, 552, 578
Mengenregelung, 97
Merit Order Effekt, 577
Messeinrichtung
– moderne, 414
Messgrößenvergleichsschutz, 498
Messstellenbetreiber, 416
Messstellenbetriebsgesetz, 23
Messwert, 552
Metering Code, 702
Methanisierung, 198
Methode
– der Zustandsvariablen, 676, 679, 809
– symmetrischer Komponenten, 634, 651, 785
Metrologienetzwerk, 415
Micro Grids, 116
Microgrid-Prinzip, 422

Mikroprozessortechnik, 490
Mini Grids, 421
Minutenreserve, 31, 582
Minutenreservemarkt, 708
Mitimpedanz, 270, 655
– von Drehstromtransformatoren, 318
Mitsystem, 266, 269, 651, 654, 785
Mitteldruckanlage, 155
Mitteldruckteil, 93
Mittellastkraftwerk, 61
Mittelmeer-Ring, 35
Mittelspannungs-Industrienetz, 401
Mittelspannungs-Ortsnetz, 399
Mittelspannungsnetz, 27, 336, 398, 700
Mittelspannungsschaltanlage, 465
mMe, 414
Moderator, 125, 127
Moderatordichte, 148
Modifizierter Gleitdruckbetrieb, 105
Moment
– synchrones, 284
– synchronisierendes, 673
Momentanleistung, 756
Momentanreserve, 30, 535
Monokristalline Solarzelle, 175
Motor-Control-Center, 465
Motorbetrieb, 242
Motorschaltfeld, 466
Motorsteuerung, 210
MsB, 416
Multifunktionale Photovoltaik, 179
Multilevel-Converter-Technologie, 196
Multiplikationsfaktor, 131, 145

N
n-1-Prinzip, 699
Nachzerfallswärme, 132
Nano Grids, 421
Nassdampf, 64
Nassdampfgebiet, 73
Nasskühlturm, 101
Natürliche Kennlinie, 526
Nationalen Energieeffizienz Aktionsplan, 59
Natriumgekühlter Reaktor, 149
Naturumlaufkessel, 84
Natururan, 120
Natururandioxid, 134
NEEAP, 59
Negative Strompreise, 722
NEMP, 695
Nennleistung, 756
Nennscheinleistung, 745
Nennspannung, 29, 231, 760
NEP, 19
Nettoerzeugung, 41
Nettostromverbrauch, 41
Nettowirkungsgrad, 80
Netz
– isoliert betrieben, 430
– mit geerdeten Sternpunkten, 435
– mit isolierten Sternpunkten, 430
Netzanschlussleistung, 704
Netzanschlussvertrag, 32, 704
Netzaufspaltung, 568
Netzbereitstellung, 567, 598
Netzbetrieb, 567, 603
Netzeinspeisung, 642, 659
Netzengpass, 30, 336, 369
Netzengpassmanagement, 580
Netzentwicklungsplan, 19
Netzführer, 584
Netzführung, 567, 590
– in der Schaltware, 578
– in Transportnetzen, 568
– in Verteilnetzen, 590
Netzfrequenzregler, 534
Netzgruppe, 397
Netzimpedanz, 643
Netzkennlinie, 532
Netzkennlinien-Regelung, 537
Netzkosten, 720
Netzkupplungsfunktion, 476
Netzkupplungstransformator, 289, 310
Netzleitstelle, 549, 551
Netzleitsystem, 555
Netzleittechnik, 549
Netzmodell, 603
Netznutzer, 32
Netznutzung, 701
Netznutzungsentgelt, 718
Netznutzungsvertrag, 32, 704, 705
Netzplanung, 598
Netzplanungstätigkeit, 396
Netzregelverbund, 543
Netzregler, 528
Netzrekonstitution, 568
Netzreserve, 586
Netzschutz, 485
Netzsicherheitsrechnung, 587
Netzstützung, 168
Netztopologie, 394
Netzwirtschaft, 567
Netzzugang, 701
Netzzusammenbruch, 692
Neutrale Zone, 238, 273
Neutralleiter, 515, 759
Neutron, 121
Neutronen
– thermische, 128
– verzögerte, 146
Neutronenausbeute, 130
Neutronenbeschuss, 124
Neutronenerzeugung, 129
Neutronenfluss, 131
Newton-Raphson-Verfahren, 616, 797, 806
Next-Kraftwerk, 188
NH-Sicherung, 399, 446
Niederdruckanlage, 155
Niederdruckteil, 93
Niederdruckturbine, 77
Niederspannungs-Netzleitstelle, 550
Niederspannungs-Ortsnetz, 407

Niederspannungs-Schaltgerätekombination, 460
Niederspannungshauptschaltanlage, 463
Niederspannungshauptverteiler, 393
Niederspannungsleistungsschalter, 452
Niederspannungsnetz, 27, 336, 407, 700
Niederspannungsschaltanlage, 460
– im Wohn-Installationsbereich, 460
Niederspannungsverteilsystem, 463
Nord-Süd-Leitungen, 19
Normalbetrieb, 568
Notstromversorgung, 406
Nuklearer Elektromagnetischer Impuls, 695
Nullimpedanz, 309, 655
– von Drehstromtransformatoren, 319
Nullimpendanz, 272
Nullleiter, 515
Nullsystem, 266, 269, 651, 654, 785
Nullung, 515
Nullungsbedingung, 394, 441
Nullwachstum, 48
NuSale Reaktor, 145
Nutzenergieformen, 2
Nutzungsgrad, 81, 573

O
Oberflächennahe Geothermie, 186
Oberspannungswicklung, 292
Ofentransformator, 291
Offshore-Windpark, 167
Ölarmer Leistungsschalter, 454
Ölfeuerung, 88
Ölpreisschock, 3
Optimal geordnete Dreiecksfaktorisierung, 797
Optimal Power Flow, 546, 576
Optimale Leistungsflussrechnung, 618
Optimierungsrechnung, 603
Optimum Power Flow Software, 570
Order of Merit, 577
Ortsnetzstation, 393, 399
OTC-Handel, 14
Ownership unbundling, 703
Oxyfuel-Verfahren, 92

P
p.u.-Verfahren, 663
Panzersicherung, 488
Parallel-Kompensation, 365, 368
Parallelbetrieb, 530
– von Transformatoren, 307
Paralleldrossel, 359, 368
Paralleldrosselspule, 545
Parallelkompensation, 366
Parallelkondensator, 545, 662
Passring, 446
Passschraube, 446
PDC, 522
Peak, 712
Peak Oil, 46
Pelton-Turbine, 159, 161
PEN-Leiter, 439, 516
Pendelschwingung, 237, 670
Per unit, 767
– Verfahren, 663
Personenschutz, 518
Petersenspule, 397, 426, 433
Petrothermale Systeme, 185
Phasenschieber, 359, 545
Phasenschieberbetrieb, 242
Phasenspannung, 230, 759
Phasenvergleichsschutz, 498
Phasenverschiebung, 745
Phasor Measurement Units, 522
Photovoltaik
– multifunktional, 179
Photovoltaik-Anlage, 61, 174
Pitch Control, 167
Pitch-Regelung, 167
Pivot, 611
PMU, 522
Polarlichter, 696
Polradspannung, 230
Polradwinkel, 670, 812
Polradwinkelbegrenzung, 692
Polradwinkelkurve, 671
Polradwinkeloptimierung, 579
Polradwinkelregelung, 252
Polradwinkelregler, 285
Polschlüpfen, 677
Polykristalline Solarzelle, 175
Postcombustion, 92
Potenzialausgleichsschiene, 439
Potenzialkoeffzient, 388
Power pool, 30
Power to Gas, 200
Power to Heat, 189, 198
Power to X, 200
Power-flow analysis, 603
Power-Line Carrier, 420
Power-Point-Tracker, 177
Praktische Stabilitätsgrenze, 677
Praktischer thermischer Wirkungsgrad, 73
Precombustion, 92
Primärauslöser, 486, 513
Primärenergiefaktor, 58
Primärenergieressourcen, 43
Primärenergieträger, 11
Primärregelleistung, 582
Primärregelleistungsmarkt, 707
Primärregelung, 534, 544
Primärregler, 534
Primärtechnik, 444
Primärverteilung, 468
Primärwicklung, 292
Probabilistische Leistungsflussrechnung, 619
Produktion, 1
Profibus DP, 215
Prognosehorizont, 49
Prognosen, 48
Prognoseverfahren, 571
– stochastisches, 571

Programmsteuerung, 207
Proportionalgrad, 530
Proportionalverhalten, 529
Prosumenten, 19
Proton, 121
Prozent-MVA-Verfahren, 664
Prozess, 203
Prozessabbild, 552
Prozessabbilder, 213
Prozessleitsysteme
– speicherprogrammierbare, 208
– verbindungsprogrammierte, 207
Prozessoptimierung, 216
Prozessvisualisierung, 218
pu-Größe, 767
Puls Code Modulationsverfahren, 561
Pumpspeicher-Kraftwerk, 61, 157, 190
Punkt-zu-Punkt Verbindung, 343
Punktmodell, 702
Punktverteiler, 465
Pyrotechnische Strombegrenzer, 457

Q
Quartärregelung, 542
Quellenspannung
– selbstinduzierte, 783
Querisolation, 455
Querkomponente, 623
Querkupplung, 466
Querkupplungsschalter, 470
Querreaktanz, 238
Querregelung, 324
Querregler, 327
Querspannung, 364
Querspannungsabfall, 363, 621, 625

R
Rückbau, 151, 598
Rückleistungsschutz, 506
Rückprojektionstechnik, 553
Rauchgasreinigung, 90
Reaktanz, 258, 259, 735
– subtransiente, 258, 259
– transiente, 258
Reaktanzrelais, 497
Reaktionsgrad, 94
Reaktionsturbine, 95
Reaktor
– flüssigmetallgekühlter, 120
– gasgekühlter, 120, 141, 149
– graphitmoderierter, 121
– natriumgekühlter, 149
Rechnen
– in Drehstromsystemen, 759
– mit bezogenen Größen, 767
– mit komplexen Größen, 733
– mit pu-Größen, 771
Rechtssystem, 231
Redispatching, 31, 581
Redox-Flow Batterien, 195
Referenzgröße, 768
Regelbare Ortsnetztransformatoren, RONT, 413
Regelbefehl, 552
Regelenergiekosten, 583
Regelleistung, 582
Regelleistungskosten, 583
Regelleistungsmärkte, 707
Regelmaschine, 534
Regelreserve, 568, 582
Regelstufe, 96, 104
Regeltransformator, 324
Regelzone, 13, 14, 30
Regenerative Speisewasservorwärmung, 77
Reglerbaugruppe, 210, 213
Regressionsanalyse, 570
Regulierungsbehörde, 702
Reihen-Kompensation, 367
Reihen-Querbauweise, 472
Reihendrossel, 369
Reihendrosselspule, 545
Reihenkondensator, 662
Relais
– wattmetrisches, 501
Relative Kurzschlussspannung, 302
Relativgröße, 767
Relativwertverfahren, 663
Reserven, 45
Reserveschutz, 487
Residuallast, 17, 62
Residuallastfolgeverhalten, 18
Resiliente Netze, 697
Resonanz
– subsynchrone, 367
Resonanzentkommwahrscheinlichkeit, 130
Resonanzsternpunkterdung, 434
Resonanzverstimmung, 434
Ressourcen, 43
– erschöpfliche, 45
– nicht nutzbare, 45
– nutzbare, 45
– unerschöpfliche, 45
Restfehlerstrom, 434
Ringeinspeisung, 471
Ringflüsse, 34
Ringnetz, 395, 627
Ringschaltung, 478
Ringtopologie, 395
Risikomanagement, 710
Rogowskispule, 475, 489
Rohrleiter, 337
Rohrsammelschiene, 473
RONT, 413, 481
Rotorwinkelgeschwindigkeit, 812
Rundsteuereinrichtung, 426, 593
Rundsteuertelegramm, 562
Rückwärtssubstitution, 798

S
Sättigung, 236
Sättigungsinduktion, 297
Safety Cut Rope Axe Man, 132

Sammelschiene, 443
Sammelschienenanlage, 477
Sammelschienenschutz, 491, 499, 506
Sammelschienentrenner, 467
Sattdampf, 64
Sattdampfturbine, 96
Saugkreis, 426
SCADA-Funktion, 552
SCADA-Funktionalität, 579
SCADA-System, 204, 579
Schadstoffe, 90
Schaltanlage, 443, 549
– hochintegrierte, 476
Schaltanlagenschutz, 507
Schaltberechtigter, 579
Schalterversagerschutz, 507
Schaltfelder, 465
Schaltgerät, 444, 549
Schaltgerätekombination, 488
Schaltgruppe, 310, 313, 316, 317, 658
Schalthoheit, 551
Schaltleitung, 579
Schaltvermögen, 469
Schaltverriegelung, 560
Schaltwarte, 204
Schaltzellen, 465
Schattenkraftwerke, 61
Scheinleistung, 242, 643, 745
Schenkelpolgenerator, 226, 227
Schieflast, 486
Schlupfstabilisierung, 252
Schmelzkammerfeuerung, 87
Schmelzleiter, 449
Schmelzsicherung, 486
Schnelle Leistungsflussrechnung, 617
Schnellläufer, 165
Schnellschlussventil, 96
Schnellspaltfaktor, 130
Schnittstelle, 12, 29, 757
Schrägregler, 329
Schrittspannung, 794
Schubausgleich, 96
Schutz
– kurzzeitverzögerter, 452
– statischer, 489
Schutz
– bei indirektem Berühren, 513
– gegen direktes Berühren, 513
– von Personen, 438, 513
Schutzanregung, 486
Schutzauslegung, 598
Schutzeinrichtung, 208
Schutzerdung, 517
Schutzfunkenstrecke, 368
Schutzisolierung, 521
Schutzkennlinie, 452, 465
Schutzkoordination, 487, 508
Schutzkriterien, 486
Schutzleiter, 439
Schutzleitungssystem, 518
Schutzrelais
– digitales, 490
Schutzsimulation, 598
Schutzstaffelung, 508
Schutztechnik , 485
Schutzzone, 488, 495
Schwachlastbetrieb, 358
Schwallbetrieb, 163
Schwerpunktstation, 402, 404, 444, 481
Schwerwasser, 139
Schwerwasserreaktor, 121
Schwungradspeicher, 199
SCR-Verfahren, 91
SCRAM, 132
Sektorenkopplung, 199
Sekundärregelenergie, 582
Sekundärregelleistung, 582
Sekundärregelleistungsmarkt, 707
Sekundärregelreserve , 715
Sekundärregelung, 534, 544
Sekundärregler, 534
Sekundärtechnik, 444, 486
Sekundärverteilung, 470
Sekundärwicklung, 292
Sekundenreserve, 31
Selbstgeführte
– HGÜ, 341
– Stromrichter, 345
– Umrichter, 171
– Wechselrichter, 177
Selbstinduktion, 779
Selbstinduktionsspannung, 262, 292
Selbstinduzierte
– Quellenspannung, 783
– Spannung, 779
Selbstregeleffekt, 532
Selbstregelverfahren, 148
Selektivität, 485, 487
Servicequalität, 700
SF6-Blaskolbenschalter, 454
SF6-Schalter, 454
SF6-Selbstblasschalter, 454
Short-Position, 713
Shuntkondensator, 545
Sicherheit, 487, 699
Sicherheitsbereitschaft, 22, 587
Sicherheitsleittechnik, 204
Sicherheitsreserve, 586
Sicherheitsstromversorgung, 411
Sicherung, 446, 513
Sicherungsautomat, 453
Sicherungslasttrennleiste, 448
Sicherungslasttrennschalter, 447, 481
Sicherungstrennleiste, 464
Siedelinie, 70
Siedewasserreaktor, 120, 139, 148
Signalvergleichsschutz, 498
SIPS, 522
SKE, 43
Slack bus, 617
Smart
– Cities, 19, 419

Smart
– Grids, 411
– Homes, 19, 418
– Meter, 414
– Gateway, 415
– Gateway Administrator, 416
– Rollout, 417
– Metering, 414
– Operator, 413, 594
Smartifizierung, 419
SMGW, 415
SMGWA, 416
Solar-hybride Gasturbinensysteme, 112
Solarenergie, 174
Solarenergieanlage, 172
Solarkonstante, 44, 173
Solarthermie, 61
Solarthermische Anlage, 179
Solarwechselrichter, 177
Solarwind, 696
Solarzelle
– amorphe, 175
– monokristalline, 175
– polykristalline, 175
Solarzellenprinzip, 174
Solid Oxide Fuel Cell, 187
Sondervertragskunde, 11
Spaltkoeffzient, 126
Spaltprodukte, 124
Spaltquerschnitt, 125
Spannung
– bezogene, 768
– induzierte, 777
– selbstinduzierte, 779
– verkettete, 231, 759
Spannungs-Zeigerdiagramm, 741
Spannungsüberhöhung, 354, 432
Spannungsabfall, 233, 304
Spannungserhöhung, 364
Spannungsfaktor, 646
Spannungsfreibetrag, 217
Spannungsgleichgewicht, 293
Spannungshaltung, 528
Spannungskollaps, 341, 670, 689
Spannungsoptimierung, 546, 579
Spannungsprofil, 544
Spannungsqualität, 543, 700
Spannungsregelung, 525, 543
Spannungsregler, 40, 285
Spannungssensor, 475
Spannungsstabilität, 341, 546, 689
Spannungssteigerungsschutz, 505
Spannungsteiler, 489
Spannungsunterschied, 304, 364
Spannungswanderwelle, 346, 348
Spannungswandler, 475, 486, 489
Spartransformator, 308
Speicher elektrischer Energie, 189
Speicherkraftwerk, 61, 154, 155
Speicherprogrammierbare
– Prozessleitsysteme, 208
– Automatisierungssystem, 207
Speiseknoten, 616
Speisepumpe, 74
Speisewasservorwärmer, 78
Speisewasservorwärmung
– regenerative, 77
Sperrkreis, 426
Spiegelmaschine, 123
Spitzenkappung, 412
Spitzenlast, 39
Spitzenlastkraftwerk, 61
SPMS, 522
Spotmarkt, 218, 707
SPS, 522
Spulenfluss, 780
Ständerdrehfeld, 232, 273
Ständerstreuspannung, 239
Störgröße, 525
Störlichtbogen, 467, 483
Störmeldebuch, 553
Störungsbeseitigung, 554
Störungsszenario, 680
Stabilität, 669
– transiente, 680
Stabilitätsberechnung, 284
Stabilitätsgrenze
– praktische, 677
– statische, 672
– transiente, 687
Stabilitätsproblem, 36
Stabilitätsreserve, 677
Stadtnetz, 396
Stadtwerk, 11
Staffelplan, 508
Stall-Regelung, 167
Standardisiertes Lastprofil, 712
STATCOM, 374
Static
– Synchronous Compensator, 371
– Synchronous Series-Compensator, 371, 377
– VAr Compensator, 371, 373
Statik, 529
Statikaufschaltung, 529, 531
Stationäre Frequenzregelung, 528
Stationäre Spannungsregelung, 528
Stationsleitrechner, 549, 558
Stationsleitstelle, 558
Stationsleittechnik, 549, 550, 558
Statische
– Erregereinrichtung, 251
– Stabilitätsgrenze, 672
Statischer Schutz, 489
Statisierung, 531
Staubabscheidung, 90
Staubbunker, 90
Staubpartikel, 90
Staumauer, 155
Steady-state stability, 675
Stehende Wellen, 354
Stellventil, 96

Stern-Dreieck-Anlaufschaltung, 764
Sternpunktbehandlung, 429, 436, 658
– bei Synchrongeneratoren, 247
Sternpunktbelastbarkeit, 309, 311
Sternpunktbildner, 504
Sternpunkte
– geerdete, 434
Sternpunktverlagerung, 313, 432
Sternschaltung, 230, 248, 760
Sternspannung, 313
Steuerbefehl, 552
Steuerstäbe, 132
Sticheinspeisung, 471
Stilllegung, 151
Stoßentregung, 252
Stoßerregung, 252
Stoßfaktor, 256
Stoßkurzschlussstrom, 260, 636
Stoßquerschnitt, 125
Stoßziffer, 636
Stochastisches Prognoseverfahren, 571
Stockwerkverteiler, 404, 411
Strömungsenergie, 71, 102
Strömungsmaschine, 71
Strahlennetz, 394, 407, 626
Strahlungsüberhitzer, 86
Strangspannung, 230, 311, 313, 761
Streufluss, 232, 294
Streuinduktivität, 295
Streuinduktivität, 782
Streureaktanz, 258, 295
Streuspannungsabfall, 295, 782
Streuung, 295
– magnetische, 782
Strom
– bezogener, 769
Strom-Zeigerdiagramm, 742
Strom/Wärme-Kopplung, 114
Stromausfall, 6
Stromausfallkosten, 408, 722
Strombörse, 707
Strombegrenzendes Schalten, 453
Strombegrenzer, 285
– leistungselektronische, 458
– pyrotechnische, 457
Strombegrenzung, 445
Stromerzeugung
– geothermisch, 184
Stromerzeugungskosten, 716
Stromfaktor, 58
Stromhandel, 577, 583, 705
Stromiteration, 797
Stromkosten, 715
Stromlieferant, 12
Strommarkt 2.0, 18, 22, 708
Strommarkt,
– liberalisierter, 12
– erweitert, 18
Strommarktgesetz, 22
Strommarktliberalisierung, 701
Stromnetzentgeltverordnung, 702
Stromnetzzugangsverordnung, 702
Stromnulldurchgang, 445
Strompreis, 715, 720
Stromrichter
– selbstgeführte, 345
Stromrichtertransformator, 291
Stromsensor, 475
Stromstaffelung, 508
Stromsteuer, 716
Stromverbrauch, 3
Stromwandler, 475, 486, 489
Stufe, 93
Stufenschalter, 324
Stundenprodukte, 713
Stundenreserve, 31
Subsynchrone Resonanz, 367
Subtransiente Reaktanz, 258, 259
Sulzerflasche, 86
Sulzerkessel, 84, 85
Superkondensatoren, 196
Supraleitende Kabel, 337
Supraleitende
– Kurzschlussstrombegrenzer, 458
– magnetische Energiespeicher, 199
Symmetrierungsmatrix, 266, 787
Symmetrische Komponente, 264, 270, 386
Synchrones Moment, 284
Synchrongenerator, 166
– virtueller, 286
Synchronisierendes Moment, 673
Synchronismus, 669
Synchronized Phase Measurement Systeme, 522
Synchronous Condensor, 242
Synchrophasor Systeme, 522
Synthetisches Lastprofil, 581
Systemdienstleistung, 718
Szenarien, 48

T
T(S)-Diagramm, 66, 73
Tagesbelastungskurve, 61
Tageslastdiagramm, 572
Tageslastkurve, 49, 570
Tagesreserve, 31
Talsperre, 155
Tandem-Solarzelle, 175
Target-Costing-Prinzip, 721
Tauchkernspule, 434
Taulinie, 70
Teilbereichssicherung, 449
Teillastbetrieb, 203
Teillastverhalten, 110
Telegraphengleichung, 348
Temperatur, 63
Terminalrechner, 213
Terminmarkt, 707
Tertiärregelenergie, 582
Tertiärregelung, 534, 544
Tertiärwicklung, 305, 315
Theoretischer thermischer Wirkungsgrad, 69, 73

Thermal runaway, 194
Thermisch wirksamer Kurzschlussstrom, 637
Thermische Neutronen, 128
Thermischer
– Auslöser, 452
– Brüter, 143
– Wirkungsgrad, 63
Thevenin-Theorem, 645
Thyristor-Controlled
– Reactor, 371, 372
– Series Capacitor, 371, 376
– Series Reactor, 371
Thyristor-Switched
– Capacitor, 371, 373
– Series Capacitor, 371
– Series Reactor, 371
TN-C-Netz, 517
TN-C-S, 440
TN-Netz, 438, 515
TN-S-Netz, 439, 517
Tokamak, 123
Tokenring Prinzip, 209
Ton of coal equivalent, 44
Ton of oil equivalent, 44
Tonfrequenzrundsteuerung, 561
Tonfrequenzsteuerung, 561
Topologische Kraftwerke, 189
Trägerfrequenztelefonie, 561
Trägheitseinschluss, 123
Trägheitsmoment, 284
Trading, 710
Trafostationen, 480
Trainingssimulation, 555
Trajektorie, 682, 811
Transformationsmatrix, 267, 284
Transformator, 443, 480, 482
– unter Last schaltbarer, 545
Transformatorbank, 309, 321
Transformatordifferenzialschutz, 502
Transformatoren, 463
Transformatorfeld, 466
Transformatornullimpedanz, 310
Transformatorschutz, 491, 502
Transiente
– Reaktanz, 258
– Stabilität, 680
– Stabilitätsgrenze, 687
Transmission
– Code, 33, 702
– level, 27
Transportnetz, 16, 335, 700
Transportnetzebene , 336
Treibhauseffekt, 56
Trendfunktionen, 48
Trendkurven, 48
Trenndüsenanlage, 135
Trennschalter, 455
Trennstelle, 619
Trennstrecke, 455
Tritium, 122
Trockendampfgebiet, 73
Trockenkühlturm, 101, 102
Trommelkessel, 84
TT-Netz, 440, 514
Turbinenfreilast, 106, 207
Turbinengehäuse, 98
Turbinenrechner, 214
Turbogenerator, 226, 227
Turmkonzept, 179, 182

U
UCTE, 34
Überansprechen, 489
Überdeckung, 713
Überdruckturbinen, 95
Übererregung, 234, 242
Übergabeleistung, 525
Übergabeleistungsmanagement, 579
Übergabeleistungsregelung, 537
Übergabestation, 402, 444, 463, 481, 705
Übergangsreaktanz, 258
Überhitzung, 75
Überlandnetz, 396
Überlandwerk, 9
Überlaststrom, 446, 485
Überlaststromschutz, 450
Übermoderation, 131
Übersetzungsverhältnis, 292
Überspannungsableiter, 368, 485
Überspannungsbeanspruchung, 485
Überstromschutz, 491
Überstromschutzorgan, 514
Übertragungskapazität, 339
Übertragungsleistung, 762
Übertragungsnetz, 595, 700
Übertragungsnetzbetreiber, 15, 32
Übertragungsspannung, 340
Übertragungsverlust, 338
Umleitbetrieb, 203
Umleitstation, 99
Ummagnetisierungsverlust, 294
Umrichter
– selbstgeführte, 171
Umspanner, 443, 480
Umspannstation, 472, 480, 549
Umspannwerk, 25, 393, 472
Umwälzpumpe, 141
UMZ-Schutz, 501
Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais, 492
Unbundling, 13
Unerschöpfliche Ressourcen, 45
Unified Power-Flow Controller, 371, 378
Unit commitment, 570, 578
Unsymmetrischer Fehler, 653
Unter Last schaltbarer Transformator, 545
Unteransprechen, 489
Unterdeckung, 713
Untererregung, 234, 242
Untererregungsschutz, 505
Unterfrequenz, 486
Unterfrequenzstufenplan, 31
Untergruppe, 205

Unterimpedanzanregung, 497
Untermoderation, 131
Unterspannung, 486
Unterspannungsauslöser, 453
Unterspannungswicklung, 292
Unterverteiler, 393, 411
Urandioxid, 120
Uranhexafluorid, 135
Urankeramik, 120

V
Vakuum-Lasttrennschalter, 451
Vakuumschalter, 454
Variable Kosten, 716
VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb, 15
VDN, 15
Velox-Kessel, 85
Verbändevereinbarung, 702
Verbindungsprogrammierte Prozessleitsysteme, 207
Verbleibfaktor, 130
Verbraucher, 738
Verbraucher-Zählpfeilsystem, 739
Verbrennungsraum, 85
Verbundbetrieb, 30, 535
Verbundunternehmen, 14, 705
Verdampfung
– isobare, 64
Verdampfungswärme, 64
Verdichter, 107
Verfügbarkeit, 700
Verfahren
– der Ersatzspannungsquelle, 645
– direktes, 797
Vergleichsschutz, 491, 498, 501
Vergleichstagmethode, 570
Verkettete Spannung, 231, 759
Verknüpfungssteuerung, 207
Verlagerungsspannung, 500
Verlustenergie, 714
Verlustlose Leitung, 353
Verrechnungsfeld, 466
Verriegelung
– feldübergreifende, 558
Verschiebungsblindleistung, 754
Versorgungsqualität, 7, 544, 699, 701, 719
Versorgungssicherheit, 4, 7, 477
Versorgungswiederaufbau, 568
Verstimmungsgradregler, 434
Verteilnetzbetreiber, 416
Verteilnetze, 28, 595, 590
– intelligente, 412
Verteilnetzführung, 413, 590, 591, 595
Verteiltransformator, 289
Verteilung, 393
Verteilungsfunktion
– komplementäre, 574
Verzögerte Neutronen, 146
Verzerrungsblindleistung, 753, 754
Vier-Quadranten-Stromrichter, 341
Vierleiternetz, 607, 759
Virtueller Synchrongenerator, 286
Virtuelles Kraftwerk, 188
VNB, 416
Volllastbetrieb, 203
Vollpolläufer, 226
Volumen, 63
Vor-Ort-Bedienung, 444
Vor-Ort-Modus, 558
Vorausschauende Freilastberechnung, 217
Vordruckregelung, 106

W
Wälzsektorregler, 249
Wärme, 78
– latente, 78, 100
Wärmekraftwerk, 61
Wärmespeicher, 198
Wachstum
– exponentielles, 48
Wachstumsrate, 3
Wagentechnik, 467
WAMS, 522
WAN, 415
Wartungsfreiheit, 466
Wasserdampftafel, 70
Wasserfassung, 155
Wasserkraftwerk, 61, 154
Wasserrohrkessel, 83
Wasserschloss, 155
Wasserstofftechnologie, 197
Wasserstoffwirtschaft, 197
Wasserturbine, 154
Wattmetrisches Relais, 501
Wechselrichter, 342
Wechselstromleistung, 744, 753
Weiterentwickelter Strommarkt, 22
Wellengleichung, 348
Wertschöpfung, 1
Wide Area
– Monitoring, 555
– Monitoring Protection and Control Systems, 522
– Monitoring Systeme, 521
Wide Area Network, 415
Wiederaufladbare Batterien, 192
Wiedereinschaltung
– automatische, 436, 494
Windenergie, 164
Windenergieanlage WEG, 164
Windgeneratoren, 61
Windkraftanlage, 164, 338
Windleistungsdichte, 164
Windungsfluss, 780
Windungsspannung, 292
Wirbelschichtfeuerung, 87, 88
Wirbelstrom, 293
Wirkleistung, 744, 745
Wirkleistungsbalance, 582, 669, 722
Wirkleistungsbilanz, 527
Wirkleistungsdefizit, 544
Wirkleistungsfluss, 336

Wirkleistungsgleichgewicht, 570
Wirkleistungsregler, 528
Wirkungsgrad
– exergetischer, 82
– praktischer thermischer, 73
– theoretischer thermischer, 69, 73
– thermischer, 63
Wirkungsquerschnitt, 125
Wirtschaftswachstum, 3
Work force management, 599

Y
Yellow cake, 134

Z
Zählpfeilsystem, 738
Zeigerdarstellung
– komplexe, 733
Zeigerdiagramm, 233, 359, 362, 740
– maßstäbliches, 742
Zeit/Strom-Kennlinien, 448
Zeitbereich, 678
Zeitfunktion
– harmonisch, 733
Zeitorientierte Instandhaltung, 726
Zeitstaffelung, 489, 509
Zeitverzögerung, 489
Zellulare Netze, 188, 421
Zentralkompensation, 424
Zerfallstrahlung, 124
Zertifikatehandel, 709
Zick-Zack-Schaltung, 311, 312, 317
Zone, 238
– neutrale, 238, 273
Zusatzschutz, 514
Zustand
– kritischer, 129
Zustandsdifferenzialgleichung, 810, 811
Zustandsgrößen, 810, 811
Zustandsorientierte Instandhaltung, 726
Zustandsraum, 810
Zustandsschätzung, 587
Zustandsvektor, 682, 810
Zuverlässigkeit, 700
Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung, 726
Zwangsdurchlaufprinzip, 137
Zwangsumlaufkessel, 84
Zwangsumlaufprinzip, 137
Zwei-Leistungsschaltertopologie, 478
Zwei-von-drei-Technik, 210
Zweiachsenkomponente, 270
Zweiachsentheorie, 270
Zweimaschinenprobleme, 676
Zweipoliger Kurzschluss, 651
– mit Erdberührung, 653, 657, 792
– ohne Erdberührung, 653, 656, 790
Zweiwicklungstransformator, 291
Zwilling
– digitaler, 222
Zwischenüberhitzer, 99
Zwischenüberhitzung, 77, 109
Zwischenlager, 137
Zyklonabscheider, 90
Zykluszeit, 211

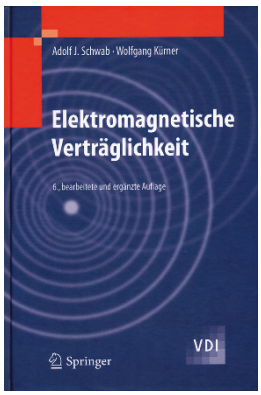
Weitere Bücher des Autors

Managementwissen für Ingenieure, 5. Auflage, 540 S.:



Dieses in deutscher, russischer, chinesischer Sprache erschienene Buch vermittelt Ingenieuren wesentliche betriebswirtschaftliche Grundkenntnisse, die für eine Karriere in der Industrie oder eine erfolgreiche Existenzgründung unentbehrlich sind.

Springer Verlag Berlin, Heidelberg, 2014
ISBN 978-3-642-21957-3



Elektromagnetische Verträglichkeit, 6. Auflage, 544 S.:

Dieses in deutscher, russischer, chinesischer und rumänischer Sprache erschienene Standardwerk erläutert leicht verständlich die Begriffswelt der EMV und ihre physikalischen Grundlagen. Es befähigt Studierende wie Hersteller und Entwickler zu eigenen Analysen und Bewertungen ihrer Systeme. Seit der 5. Auflage wird das Buch gemeinsam mit dem Koautor Dr.-Ing. Wolfgang Kürner gepflegt.

Springer Verlag Berlin, Heidelberg, 2011
ISBN 978-3-540-42004-0

Begriffswelt der Feldtheorie, 8. Auflage, 372 S.:



In deutscher, englischer und chinesischer Sprache erschienene leicht verständliche, innovative Einführung in die anspruchsvolle Theorie elektromagnetischer Felder und die numerische Feldberechnung. Mit umfangreichem Aufgabenteil und Lösungen. Ein Standardwerk für alle Studierenden der Elektrotechnik.

Springer Verlag Berlin, Heidelberg 2018
ISBN 978-3-662-58391-3
ISBN 978-3-662-58392-0 (e-book)



Hochspannungsmesstechnik, 3. Auflage, 278 S.:

Aufgrund der hohen Nachfrage und der fast unveränderten Aktualität der Inhalte wurde dieses traditionsreiche, auch in englischer, russischer und chinesischer Sprache erschienene Buch in unveränderter Form in der Reihe „Klassiker der Technik“ neu aufgelegt.

Springer Verlag Berlin, Heidelberg, 2011
ISBN 978-3-642-19881-6