

Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft
und Gesellschaft

Przemyslaw Komarnicki
Michael Kranhold
Zbigniew A. Styczynski

Sektorenkopplung – Energetisch-nachhaltige Wirtschaft der Zukunft

Grundlagen, Modell und
Planungsbeispiel eines
Gesamtenergiesystems (GES)

Inklusive
SN Flashcards
Lern-App

MOREMEDIA



Springer

Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft

Die Frage nach der Energieversorgung ist entscheidend dafür, wie sich die Zukunft gestaltet – sowohl was technische Entwicklungsarbeit betrifft als auch wirtschaftliche Konzepte oder einen gesellschaftlichen Wandel. Je nach räumlicher Betrachtungsebene (global, national oder regional) stehen unterschiedliche Fragestellungen, Sichtweisen oder Herausforderungen im Vordergrund.

Die Titel dieser Buchreihe wollen somit auf neue Perspektiven aufmerksam machen, und in interdisziplinärer Weise Facetten rund um die Energieerzeugung, -nutzung, -verteilung, -wirtschaft und Wirtschaftlichkeit sowie zur Bedeutung für Umwelt und Gesellschaft beleuchten.

Um dies zu erreichen, bearbeiten in der Reihe *Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft* Autoren aus unterschiedlichen wissenschaftlichen Disziplinen zusammen ein Thema und entzünden gemeinsam eine Diskussion zu energiespezifischen Fragestellungen aus mehreren Blickwinkeln.

Weitere Bände in dieser Reihe: <http://www.springer.com/series/14344>

Przemyslaw Komarnicki • Michael Kranhold
Zbigniew A. Styczynski

Sektorenkopplung – Energetisch-nachhaltige Wirtschaft der Zukunft

Grundlagen, Modell und Planungsbeispiel
eines Gesamtenergiesystems (GES)



Springer

Przemyslaw Komarnicki
Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb
und -automatisierung IFF und Hochschule
Magdeburg-Stendal
Magdeburg, Deutschland

Michael Kranhold
50Hertz Transmission GmbH
Berlin, Deutschland

Zbigniew A. Styczynski
Otto-von-Guericke-Universität
Magdeburg, Deutschland

ISSN 2366-6242 ISSN 2366-6250 (electronic)
Energie in Naturwissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft
ISBN 978-3-658-33558-8 ISBN 978-3-658-33559-5 (eBook)
<https://doi.org/10.1007/978-3-658-33559-5>

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

Springer

© Der/die Herausgeber bzw. der/die Autor(en), exklusiv lizenziert durch Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, ein Teil von Springer Nature 2021

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.

Lektorat: Dr. Daniel Fröhlich

Springer ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH und ist ein Teil von Springer Nature.

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Abraham-Lincoln-Str. 46, 65189 Wiesbaden, Germany

*für Aneta, Anke und Maria
die Autoren*

Vorwort

Die **Sektorkopplung** ist eine kurze Beschreibung dessen, was in den kommenden Jahren in der gesamten Wirtschaft geschehen muss, um sie nachhaltig und **resilient** zu gestalten. Nachdem sich die **Energiewende** zu Beginn dieses Jahrhunderts als Schlagwort und auch als Markenzeichen der deutschen Art der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen etabliert hat, kann die **Sektorkopplung** als eine **Erweiterung** dieser Idee auf die gesamte Energiewirtschaft verstanden werden.

Was die **Erzeugung elektrischer Energie** anbelangt, so steht die **Machbarkeit** eines zu **100 % erneuerbaren** Energiesystems heute **außer Zweifel**. Es gibt bereits zahlreiche Beispiele dafür, dass die 100 %ige Integration erneuerbarer Energien durch ein ausgeklügeltes Management der elektrischen Netze **ohne Verlust der Netzstabilität** und Versorgungszuverlässigkeit möglich ist. Es ist daher an der Zeit, angesichts des **Ausstiegs** aus der **Kernenergie** bis 2022 und der jüngsten Entscheidung, die Stromerzeugung aus **Kohle** bis 2035–2038 auslaufen zu lassen, darüber nachzudenken, wie die anderen Sektoren, abgesehen von der Elektrizitätswirtschaft, funktionieren werden, wenn **100 % der Energie als erneuerbarer Strom** geliefert wird. **Ist das überhaupt möglich?** Welche anderen Primärenergiequellen sind beispielsweise notwendig, um die hoch entwickelte Mobilität der Menschen oder die Industrielandschaft aufrechtzuerhalten? Diese und andere Fragen, z. B. **welcher Energiemix** für bestimmte Sektoren in **Zukunft** notwendig sein wird, müssen auf der Grundlage der Ergebnisse systematischer Studien beantwortet werden.

Solche **Studien** werden seit einiger Zeit von vielen nationalen Forschungsinstituten wie **acatech** oder **DENA** durchgeführt. **BDEW** und internationale Organisationen wie **CIGRE** oder **ENTSO-E** zeigen mit unterschiedlichen Schwerpunkten die positiven Perspektiven eines nachhaltigen Systems der Zukunft deutlich auf. In diesen Studien werden **mathematische Modellierungsmethoden** eingesetzt, um die **Plausibilitätsanalyse** der Ergebnisse zu verifizieren.

Als aktive **Zeitzeugen** begleiten die **Autoren** seit mehr als 20 Jahren die **Energiewende** in Deutschland und Europa. In Entwicklung, angewandter Forschung und industrieller Anwendung haben sie im Rahmen zahlreicher Verbundprojekte ein breites Themenspektrum auf diesem Gebiet untersucht. Die Autoren danken daher einer Reihe von

Kollegen und Diskussionspartnern für den lebhaften Fachaustausch, der ein notwendiger Bestandteil von Prozessen wie der Energiewende und der Sektorkopplung ist.

Besonders möchten wir an dieser Stelle Herrn **Dr.-Ing. Torsten Birth (IFF)**, für einen zielgerichteten **Beitrag**, insbesondere für die **Kap. 3 und 4**, sowie seine Expertise und Erfahrung im Bereich von Power-2-X-Projekten, die das Buch bereichern haben, danken.

Beim Herrn **Dr.-Ing. Martin Stötzer** bedanken sich die Autoren für seinen sehr wertvollen **Beitrag** zum praktischen Planen für den Ausbau der **H₂-Infrastrukturen** im Deutschland.

Insbesondere möchten wir die folgenden Personen besonders erwähnen, deren Beiträge über die letzten Jahre für das Thema Sektorenkopplung gewürdigt werden sollen:

- **aus der CIGRE C6:** Dr. Bernd Michael Buchholz, Dr. Britta Buchholz, Nikos D. Hatzigiorgiou, Prof. Dr. Christine Schwaegerl
- **von der Fraunhofer Gesellschaft:** Prof. Dr. Gerhard Müller (IFF), Prof. Dr. Kurt Rohrig (IEE), Prof. Dr. Jürgen Schmitt (IWES), Prof. Dr. Christof Wittwer (ISE)
- **von acatech: Mitgliedern des TF DSM des ISIS-Projekts:** Dipl.-Ing. Thomas Aundrup, Prof. Dr. Jutta Hanson, Prof. Dr. Dirk Sauer, Prof. Dr. Dirk Westermann
- **aus dem Lehrstuhl Lena der Otto-von-Guericke Universität Magdeburg (bis 2015):** Dr. Bartłomiej Arendarski, Dr. Stephan Balischewski, Prof. Dr. Jens Haubrock, Prof. Dr. Ines Hauer, Dr. Pio Lombardi, Prof. Dr. Antje Orths, Dr. Marc Richter, Prof. Dr. Krzysztof Rudion, Dr. Martin Stötzer, Dr. Christoph Wenge
- **von dem Projektpartner des Schaufensterprojektes WINDNODE, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:** Dr. Frank Büchner (Siemens AG), Dr. Christoph Günter (InfraLeuna GmbH), Herr Markus Graebig (50Hertz Transmission GmbH) sowie Dr. Matthias Müller-Mienack (DNV-GL),

Das Buch ist in sieben Kapitel unterteilt.

Kap. 1 diskutiert die **Motivation** für ein nachhaltiges Energiesystem vor dem Hintergrund der klimapolitischen Ziele. Anhand einer logischen Kette wird aufgezeigt, dass die heutige, nachhaltige Entwicklung eine lange Geschichte hat. Meilensteine dieser Entwicklung, wie der Bericht des **Club of Rome**, das **Kyoto-Protokoll** oder die **Energiewende**, werden in diesem Kapitel behandelt. Der Begriff der Sektorkopplung wird definiert.

Die Grundlagen für die Modellierung der Sektorkopplung werden in **Kap. 2** vorgestellt. Das **Energiehub-Modell** und Beispiele für Optimierungsmethoden werden in diesem Kapitel diskutiert.

Die Energieverbrauchssektoren und ihre Spezifika, insbesondere die **Struktur des Energieverbrauchs**, werden in **Kap. 3** aufgezeigt. Basierend auf historischen Daten werden die möglichen Perspektiven für die sektorale Energiemixgestaltung diskutiert. Auf den Ergebnissen ausgewählter Studien aufbauend werden die Wege zu einem **Net-Zero-Energy-System** dargelegt.

Diese finden ihre systematische Rechtfertigung in dem in **Kap. 4** vorgestellten Ansatz zur Hub-Modellierung. Es werden weiterhin **Substitutionsmöglichkeiten** und die Reversibilität von Energieumwandlungen diskutiert.

Das neu konzipierte, nachhaltige Energiesystem muss, wie das heutige, ein hohes Maß an Zuverlässigkeit, Sicherheit und Qualität der Energieversorgung gewährleisten. Da es auf einer stark volatilen Erzeugung basieren wird, sind neue **Flexibilitätsoptionen** erforderlich, um dies zu gewährleisten. Diese werden in **Kap. 5** erörtert.

Ein GES (Gesamtenergiesystem) ist ohne **Digitalisierung** nicht denkbar. **Kap. 6** rückt daher dieses wichtige Merkmal in den Fokus. Moderne Messtechnik, On-line-Bilanzierung und Abrechnung bei der Erzeugung, dem Transport und der Verteilung von Energie – dies sind die Merkmale des zukünftigen Systems, die in diesem Kapitel diskutiert werden.

Kap. 7 stellt die Perspektiven der GES im **internationalen Maßstab** dar. Da sich das Buch auf die deutschen Erfahrungen konzentriert, werden diese Bemühungen im siebten Kapitel in einen allgemeineren Kontext gesetzt.

Das Buch wurde durch die steigende Nachfrage des Marktes initiiert. Insbesondere unsere geschätzten Unterstützer, die **50Hertz Transmission GmbH Berlin**, das **Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb- und -automatisierung (IFF) Magdeburg** und **Steinbeis GmbH Stuttgart**, die selbst maßgeblich an der Gestaltung der Energiewende und der Sektorenkopplung beteiligt sind, haben uns ermutigt, dies auch im Jahr 2020 fortzusetzen. Auch der **Springer Verlag**, in Person von **Dr. Daniel Fröhlich**, hat Interesse an diesem Thema gezeigt und uns während des Prozesses sehr gut begleitet, wofür wir uns bei allen Beteiligten besonders bedanken möchten.

Unser **Dank** geht auch an Herr Dr **Tobias Hinrichs**, die das Manuskript sorgfältig revidiert hat, und an Frau M.Sc. **Polina Sokolnikova**, die die grafische Gestaltung übernommen hat.

Thematisch ist das Buch der **Reihe Energie in Wissenschaft, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft** zugeordnet, was die Autoren sehr begrüßen. Die **Corona-Krise** im Jahr 2020 hat deutlich gezeigt, dass die größten Herausforderungen unserer Zeit, wenn sie transparent und zielgerichtet angegangen werden, auf **breite gesellschaftliche Unterstützung** stoßen werden. Das Gleiche war und wird auch bei der **Transformation der Energieversorgung** zur vollen Nachhaltigkeit und Resilienz der Fall sein. Diese findet auf einer etwas anderen Zeitskala statt, ist langsamer, aber der Ansatz ist ähnlich wie bei der Corona-Krise: Ein breites Spektrum der Gesellschaft muss die gleiche Linie verfolgen, die gleiche Sprache sprechen und jeder Einzelne auch einen kleinen Beitrag zum Gelingen leisten. Das ist hier der Fall, wie z. B. die jüngsten Entscheidungen zum Kohleausstieg gezeigt haben, und deshalb passt das Buch, das hauptsächlich technisch orientiert ist, gut in die oben erwähnte Reihe.

Das **Buch richtet sich an** Leser, die sich mit technischen Aspekten der Energiewende und der Sektorkopplung befassen. In erster Linie sind dies **Studenten** der technischen Fakultäten von **Universitäten und Hochschulen**, aber auch **Doktoranden** und in der

Praxis tätige Ingenieure, die das zukünftige System im Energiesektor und auf kommunaler Ebene entwerfen oder entwerfen werden.

Magdeburg/Berlin, Deutschland
Dezember 2020

Przemyslaw Komarnicki
Michael Kranhold
Zbigniew A. Styczynski

Inhaltsverzeichnis

- 1 Einführung – klimapolitische Ziele der nachhaltigen Energieversorgung 1**
 - 1.1 Warum brauchen wir ein Gesamtenergiesystem (GES)? 1
 - 1.1.1 Weltbevölkerung, Energieressourcen und die „volle Welt“ 1
 - 1.1.2 Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß: von Kyoto-Protokoll
über Pariser Abkommen bis zu Green Deal 7
 - 1.1.3 Sektorenkopplung – was ist das? 15
 - 1.2 Paradigmenwechsel in der elektrischen Energieversorgung bedingt
durch regenerative Erzeugung 22
 - 1.2.1 Leistung, Energie und Wirkungsgrad 22
 - 1.2.2 Potenziale der regenerativen Erzeugung 28
 - 1.2.3 Dunkelflauten und andere Besonderheiten 34
 - Literatur 44
- 2 Methodik und Modellaufbau zur Sektorenkopplung im
Gesamtenergiesystem (GES) 49**
 - 2.1 Modellierung eines GES 49
 - 2.1.1 Energy-Hub-Modell 49
 - 2.1.2 Zeitliche Auflösung von Energieflüssen 56
 - 2.1.3 Substituieren von Energieträgern 59
 - 2.2 Optimierung eines GES 61
 - 2.2.1 Allgemeine Bemerkungen 61
 - 2.2.2 Ansätze zur Systemoptimierung 64
 - Literatur 79
- 3 Energienutzungssektoren und deren Energieverbrauch 81**
 - 3.1 Allgemeine Bemerkungen 81
 - 3.2 Energiebereitstellung (Gas, Strom, Wärme) sowie Rolle des
Wasserstoffs (H₂) 86
 - 3.3 Industrie: Net-Zero-Factory 90
 - 3.4 Haushalt 94
 - 3.5 Verkehr: Elektromobilität 97

3.6	Gewerbe – Handel – Dienstleistungen (GHD)	100
	Literatur.	104
4	Methodologie der Modellierung der Energiehubkomponenten	105
4.1	Einführung	105
4.2	Methodologie der Modellierung von Erzeugungssektoren	108
4.2.1	Strom	108
4.2.2	Gas	118
4.2.3	Wärme	124
4.2.4	Energiemarktgestaltung, Marktrollen	128
	Literatur.	131
5	Flexibilität eines Gesamtenergiesystems (GES)	133
5.1	Sicherer Betrieb des Gesamtenergiesystems (GES)	133
5.2	Energiespeicher	140
5.3	Bewertung der Flexibilität	148
5.3.1	Einführung	148
5.3.2	Flexgraphen	148
5.3.3	Puffercharakteristiken	150
5.3.4	Variable und fixe Leistungsprofile	151
5.3.5	15-min-Energiewerte	151
5.4	Rechtlicher Rahmen	154
5.4.1	Einführung	154
5.4.2	Abschaltbare Lasten	158
5.4.3	Unterbrechbare Verbrauchseinheiten	158
5.4.4	Zukünftige Flexibilität, systemseitige Bedarfsanalyse	158
	Literatur.	162
6	Rolle der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) – Digitalisierung der Energiewirtschaft	165
6.1	Entwicklung der Bilanzierung im Energiesystem am Beispiel Strom	165
6.2	Aktuelle Bilanzierung für Strom, Gas und Wärmemärkte	169
6.2.1	Grundlagen der Energiebilanzierung am Beispiel Strom	169
6.2.2	Messstellenbetrieb: Rolle des Smart-Meter-Rollouts	183
6.2.3	Marktkommunikation und Messdatenanalyse	190
6.2.4	Bilanzierung: Vergleich zwischen Gas und Strom	193
6.3	Rolle der IKT und weiterer Innovationen in der Systemführung (Strom) der Zukunft	197
	Literatur.	206
7	Perspektiven des Gesamtenergiesystems (GES)	207
7.1	Einführung	207
7.2	Europäische Perspektive	208
7.3	China Perspektive	212

7.4	USA Perspektive	216
7.5	Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (Beispiel EU/Deutschland)	217
7.5.1	Einführung	217
7.5.2	Konzept für Deutschland	220
7.5.3	Regionale Konzepte am Beispiel des Landes Sachsen-Anhalt	221
	Literatur.	222
Anhang 1		225
Stichwortverzeichnis		233

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu ausschaltbaren Lasten
Acatech	Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIKO	Bilanzkreiskoordinator
BIP	Bruttoinlandprodukt
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
ANB	Ausspeisebetreiber
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPO	Business Prozess Outsourcing
CCS	Carbon Capture and Storage
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Internationaler Rat für große elektrische Netze)
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DNV-GL	Klassifikationsgesellschaften Det Norske Veritas (Norwegen) und Germanischer Lloyd (Deutschland)
DOD	Deep of Discharge
DSM	Demand Side Management
DSI	Demant Side Integration
DSR	Demand Side Response
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEX	European Energy Exchange
EIC-Code	Energy Identification Code
EMS	Energy Management System
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ENB	Einspeisebetreiber
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPEX	European Power Exchange

ESB	Ersatzschaltbild
EU	Europäische Union
EUROSAT	Das Statistische Amt der Europäischen Union
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GeLi Gas	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GEODE	European Independent Distribution Companies of Gas and Electricity Assoziation
GES	Gesamtenergiesystem
GFC	Grid Forming Converter
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
HDI-Index	Human Development Index
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MaKo	Marktkommunikation
MES	Multimedial Energy System
MGV	Marktgebietsverantwortlicher (inBr Gaswirtschaft)
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MRL	Minutenregelleistung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSB	Messstellenbetreiber
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
NRW	Nordrhein-Westfalen
PRL	Primärregelleistung
POG	Preisobergrenze
PST	Phasenschieber
PSW	Pumpspeicherwerk- Pumpspeicherkraftwerk
reBAP	regelzonenübergreifende Bilanzausgleichenergiepreis
rLM	registrierte Lastflussmessung
SaaS	Software as a Service
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SGD-Index	Sovereign Risk Score
SMES	Supraleitende Magnetische Energiespeicher
SNL	schnellausschaltbare Lasten
SOC	State of Charge
SOL	sofortausschaltbare Lasten
SRL	Sekundenregelleistung
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static VAR Compensator
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung

UML	Unified Modeling Language
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBN	Verteilungsnetzbetreiber
VKU	Verband Kommunalen Unternehmen e.V.
wMSB	wettbewerblicher Messstellenbetreiber
WAMS	Wide Area Monitoring System

Einführung – klimapolitische Ziele der nachhaltigen Energieversorgung

1

1.1 Warum brauchen wir ein Gesamtenergiesystem (GES)?

1.1.1 Weltbevölkerung, Energieressourcen und die „volle Welt“

In der Entwicklung der Menschheit lassen sich mehrere Phasen ausmachen, die seit jeher durch einen bedeutenden Fortschritt bei der Eroberung der Erde gekennzeichnet sind [1, S. 57]. Dadurch änderte sich das Verhalten der Menschen zumeist radikal. Ein Beispiel dafür ist die Entwicklung der Agrarkultur, die die Menschen von Sammlern und Jägern in sesshafte Züchter und Bauern verwandelte.

Jede dieser Veränderungen war auch mit sozialen und gesundheitlichen Verbesserungen im Leben der Menschen verbunden, wie es z. B. an der durchschnittlichen Lebenserwartung der Menschen im Zeitverlauf sichtbar wird. Die durchschnittliche Lebenserwartung stieg von etwa 20 Jahren in der Stein-, Bronze- und Eiszeit auf etwa 33 Jahre in der Antike [2] und im Mittelalter [3] und etwa 40 Jahre um die Jahrhundertwende 1900 und erreicht heute einen Wert von 80 Jahren (s. Abb. 1.1.).

Den letzten „Sprung“ in der Lebenserwartung verdanken die Menschen dem breiten Einsatz von Energie, der das Leben und seine Qualität revolutioniert hat. Ab 1850 war es die thermische Energie, die Bewegung und Arbeit mit Dampfmaschinen erleichterte, und ab etwa 1900 die elektrische Energie, die als veredelte Energieform sehr schnell überall ihre Verwendung fand. Auch heute, nach der rasanten Entwicklung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien (z. B. PV, Wind), die sicherlich auf den Fortschritt der Technik zurückzuführen ist, ist z. B. die Elektrifizierung des Verkehrs wieder, wie am Ende des 19. Jahrhunderts, attraktiv geworden.

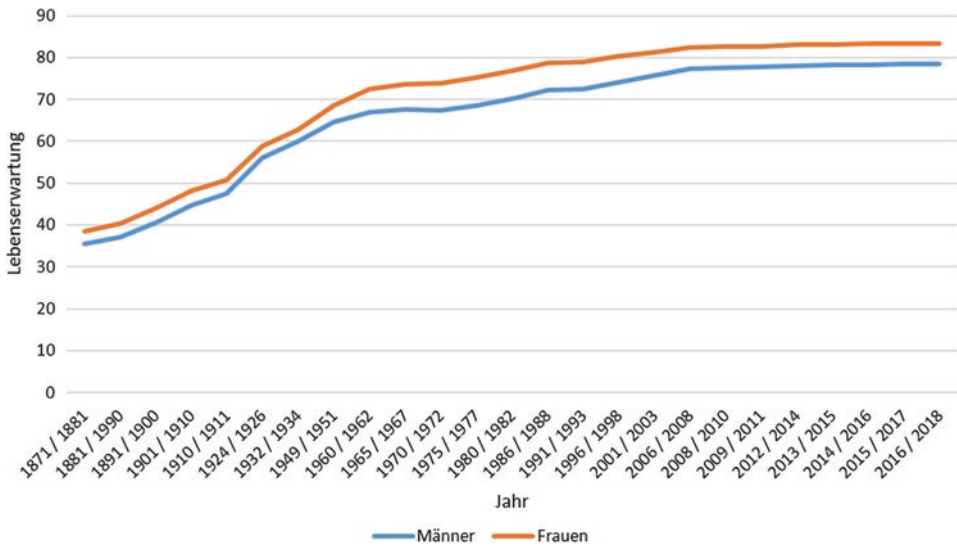


Abb. 1.1 Lebenserwartung bei der Geburt in Deutschland. (Datenquelle: [3])

Elektrizität, die seit ca. 1880 häufiger zum Einsatz kam, wurde zunächst aus Wasserkraft erzeugt (Niagara-Kraftwerk, Inbetriebnahme 1895). Diese Energie konnte dann effektiv und effizient als Wechselstrom transportiert werden. Dies war ein entscheidender Sprung in der Entwicklung der modernen Zivilisation. Da die Ressourcen der Wasserkraft begrenzt waren, wurden schnell fossile Primärenergieträger für die Produktion von elektrischer Energie erschlossen. Später, weil die Weltbevölkerung rapide zunahm (s. Abb. 1.2), kam die Kernenergie hinzu. Beide Energieformen haben jedoch auch eine Schattenseite. Die Emissionen aus den fossilen Energien stiegen auf ein so hohes Niveau, dass es notwendig wurde, über ihre Reduzierung nachzudenken, während der Ruf nach dem Ausstieg aus der Kernenergie vor allem in den mittlerweile breit wahrgenommenen Risiken ihrer Nutzung und der Endlagerung von Atommüll begründet ist.

Seit dem ersten Bericht des Clubs of Rome (im Jahr 1968 als unabhängige Initiative gegründet; s. <https://clubofrome.org/> oder auch auf Deutsch unter <https://www.clubof-rome.de/>) mit dem berühmten Titel *Die Grenze des Wachstums* (1972) hat das Bewusstsein für nachhaltiges Wachstum und eine nachhaltige Ökonomie wesentlich zugenommen. In der neusten Veröffentlichung mit dem Titel *Club of Rome. Der große Bericht* [5], die anlässlich des 50-jährigen Bestehens der Organisation im Jahre 2018 erschienen ist, finden die Prognosen aus dem Jahre 1968 durchaus ihre Bestätigung.

Besonders die letzten Jahre haben gezeigt, dass die Menschheit nicht mehr in einer *leeren Welt* lebt. Der Begriff *leere Welt* wurde vom Club of Rome kreiert und nimmt an, dass

„die Wirtschaft im Vergleich zu Ökosphäre relativ klein ist, wo unsere Technik der Extraktion und Ernte noch schwach sind und unsere Ziele gering. Fische vermehren sich schneller, als

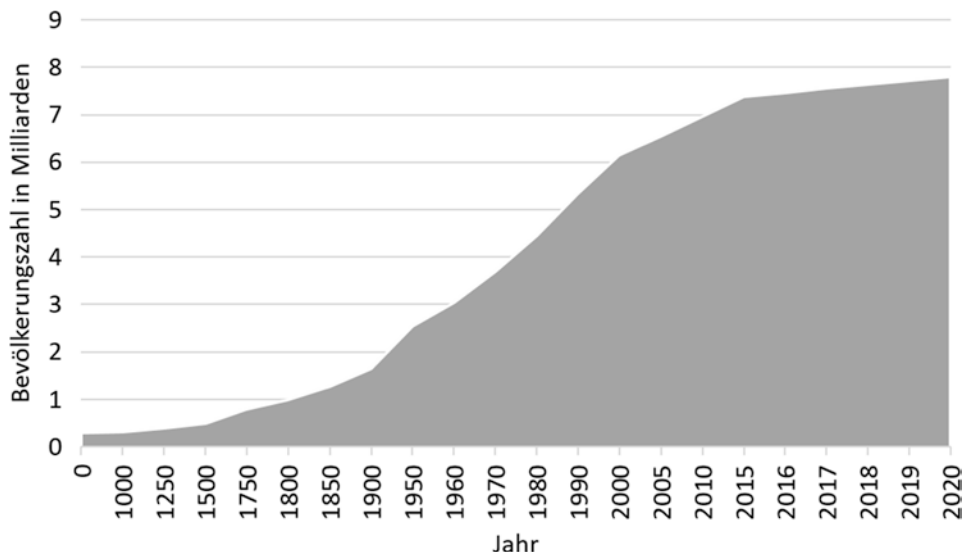


Abb. 1.2 Weltbevölkerung. (Datenquelle: [4])

wir sie fangen können, Bäume wachsen schneller, als wir sie fällen würden, Mineralien in der Erdkruste sind reichlich vorhanden, und die natürlichen Ressourcen sind nicht wirklich knapp. In der leeren Welt wurden die unerwünschten Nebenwirkungen unserer Produktionssysteme weit verteilt und wurden oft mit geringerem Aufwand absorbiert.“ [5, S. 394]

Auch wenn diese These vor 50 Jahren utopisch klang, sind wir heute z. B. wegen des durch den Temperaturanstieg sichtbar gewordenen Klimawandels mehr als überzeugt, dass unsere Welt nicht mehr unbegrenzt genutzt werden kann und dadurch eben eine *volle Welt* ist. Ein spürbares Zeichen hierfür ist die messbare Abgasverschmutzung in der Atmosphäre, die sich nicht mehr regenerieren kann und damit den o. g. Erderwärmungseffekt zementiert.

Im Laufe der Jahre entstand die Idee einer *New Economy*, die sich eine nachhaltige Entwicklung der Menschheit in einer vollen Welt zum Ziel nimmt. Das setzt zunächst voraus, dass komplexe und nicht einfache Wachstumsmessinstrumente zum Einsatz kommen. An Stelle des BIP (Bruttoinlandsprodukts), das praktisch keine Restriktionen berücksichtigt und am Gewinnmaximum orientiert ist, wurden andere Bewertungsfaktoren vorgeschlagen und eingeführt. Die Agenda 2030 der Vereinten Nationen beinhaltet siebzehn Nachhaltigkeitsentwicklungsziele (Sustainable Development Goals, SDGs) [6]. Diese können bei den Entwicklungsplänen bis zu den Kommunen angewendet werden, um bereits bei der Planung die hohe Komplexität des nachhaltigen Wachstums zu berücksichtigen. Dazu stehen unterschiedliche Werkzeuge zur Verfügung, die im Internet ausführlich beschrieben werden, z. B. unter www.sdg-portal.de.

Die SDGs 1–11 charakterisieren sozioökonomische Ziele. SDG 12 ist der nachhaltigen Konsumtion und Produktion gewidmet, die SDGs 13–15 formulieren das Umweltziel

und die SDGs 17 und 18 die Gerechtigkeit und Partnerschaft. Schon diese einfache Auflistung zeigt, dass diese Systematik sich nicht mit der eindimensionalen Logik des BIP ausdrücken lässt.

Nutzt man diese Systematik, können nicht nur Kommunen, sondern auch Länder nach den SDG-Prinzipien bewertet werden. Ausgehend von 100 als der maximal erreichbaren Zahl dieser multikriteriellen Bewertung wurden 2020 drei skandinavische Länder (Schweden, Dänemark und Finnland) mit einer Punktzahl zwischen 84,7 und 83,8 am höchsten bewertet [7]. Diese wurden von Frankreich (81,1) und Deutschland (80,8) gefolgt. Die USA mit 76,4 Punkten lag damals auf Platz 31, China mit 73,9 Punkten auf dem Platz 48, die Russische Föderation (71,9) auf Platz 57 und Indien (61,9) auf Platz 117. Das Schlusslicht bildete die Zentralafrikanische Republik mit 38,5 Punkten.

Aus der Diskussion der Agenda 2030 ist klargeworden, dass alle siebzehn Ziele gleichzeitig verfolgt werden müssen. Eine kohärente Politik ist erforderlich, um diese sozioökonomischen und umweltpolitischen Ziele gleichzeitig zu erreichen. Das bedeutet jedoch, die gegenwärtigen technologischen, wirtschaftlichen und politischen Ziele zu überarbeiten.

Um die Vergleichbarkeit der bisherigen ökonomischen Indices mit der Nachhaltigkeitsbewertung zu erreichen, hat die *New Economic Foundation* einen GPI-Index (Genuine Progress Indicator) entwickelt, der sowohl private Konsumausgaben (also Bestandteile des BIP) als auch 25 andere Komponenten, die die Nachhaltigkeit und den Lebenskomfort ausdrücken, beinhaltet [8]. Die ersten Untersuchungen haben gezeigt, dass sich der GPI-Faktor in den 1970er-Jahren vom BIP entkoppelt hat.

Der BIP stieg in der vollen Welt weiter an, während der GPI oder der SDG konstant blieben. Das macht deutlich, dass die Wohlfahrt der Menschen in einer vollen Welt anders gemessen werden muss als mit dem BIP. Nur so kann sich das Handeln an einer Wohlfahrtssteigerung ausrichten.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass nicht nur die technischen Begrenzungen, wie die Knappheit der Ressourcen bzw. steigende Emissionen, sondern auch sozioökonomische Zielsetzungen, die in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen haben, die Ziele der Umstellung (z. B. die Energiewende) noch stärker in den Vordergrund stellen werden. Nachdem sich die regenerative Stromerzeugung aus Fotovoltaik bzw. Windanlagen nach über 20 Jahren etablieren konnte und heute ohne Subventionen im Wettbewerb zu fossilen Techniken stehen kann, ist durchaus vorstellbar, dass in Zukunft auch komplexe Bewertungen, z. B. mit GPI-Faktor, erfolgreich eingesetzt werden, um die technischen Entwicklungen, wie z. B. bei der Elektromobilität, zu prägen. Deswegen ist es nicht sonderlich überraschend, dass die Elektromobilität momentan gerade in den skandinavischen Ländern die rasanteste Entwicklung erlebt. Dort herrscht eine entsprechend hohe Akzeptanz für die nicht nur am BIP orientierten Wohlfahrtsziele der Gesellschaft.

Ein weit verbreiteter Index, der die menschliche Entwicklung charakterisiert, der HDI (Human Development Index), kombiniert drei Gruppen von Indikatoren, wobei 1,0 der höchste erreichbare Wert ist. Diese Indikatoren sind: Lebenserwartung, Bildung und BIP (Bruttoinlandsprodukt). Im Einzelnen werden erfasst: Lebenserwartung bei der Geburt,

Alphabetisierung von Erwachsenen, Einschulungsraten im Primar-, Sekundar- und Tertiärbereich, Pro-Kopf-BIP. Er wird in jährlichen Berichten des Entwicklungsprogramms der Vereinten Nationen veröffentlicht, mit einer Vielzahl von zusätzlichen wirtschaftlichen, sozialen und politischen Daten [9].

In Abb. 1.3 werden die Werte der HDI-Indizes im Vergleich zum Energieverbrauch pro Kopf für unterschiedliche Länder vorgestellt.

Der direkte Zusammenhang zwischen diesen beiden Werten ist sichtbar: Hoher Energieverbrauch ist mit einem hohen HDI-Indexwert bis zu etwa 50 MWh PK (~100 GJ PK) verbunden. Der weitere Anstieg des PK-Energieverbrauchs führt nicht notwendigerweise zu einem Anstieg des HDI-Indexwertes. Der HDI-Index für Deutschland liegt z. B. bei 0,94 und ist damit offensichtlich besser als der HDI-Index für Saudi-Arabien (0,83). Dennoch hat Saudi-Arabien im Vergleich zu Deutschland einen mehr als doppelt so hohen PK-Energieverbrauch.

Die Angaben zum Energieverbrauch pro Kopf und Jahr (PK) werden in Abb. 1.3 in MWh ausgedrückt (in vielen Quellen werden sie dagegen in Gigajoule – GJ – angegeben: 1 MWh = 3,6 GJ), um einen direkten Vergleich zu allgemeingängigen Angaben in elektrischer Energietechnik zu gewährleisten. Das lässt sich an dem folgenden Beispiel verdeutlichen. In Deutschland kann ein jährlicher Verbrauch von etwa 50 MWh auf eine 25-Stunden-Volllastarbeit einer 2 MW-Windanlage umgerechnet werden. So kann eine 2 MW-Windanlage, unter der Annahme von 2000 Volllaststunden pro Jahr, den Energieverbrauch von etwa 100 statistischen (in dieser Pro-Kopf-Rechnung ist der gesamte Brutto-Energieverbrauch, Haushalt, Industrie usw., gemeint) deutschen Bürgern abdecken. Hierbei

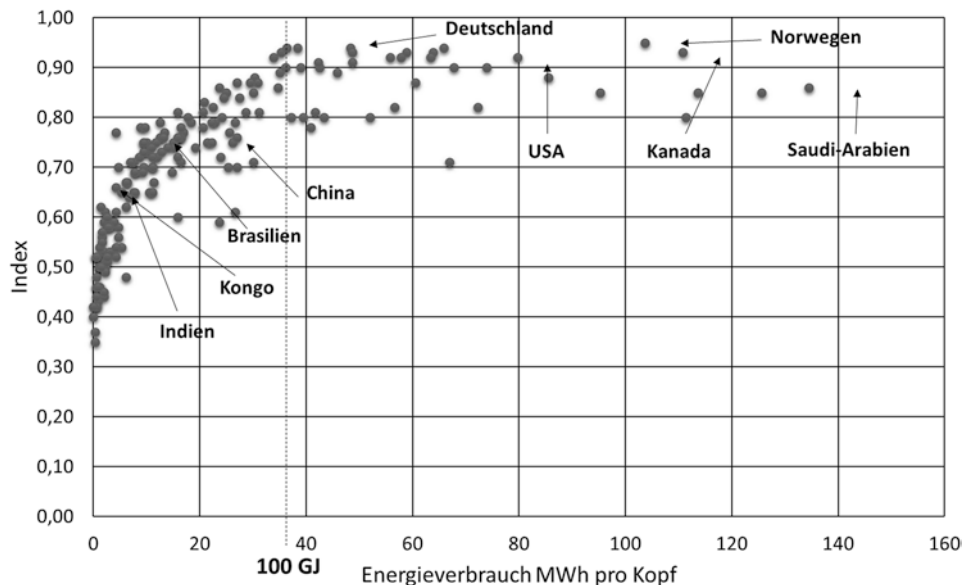


Abb. 1.3 Wohlstandindex versus Energieverbrauch pro Kopf und Jahr (PK). (Datenquelle: [10])

sind Volllaststunden ein mathematisches Maß für den Auslastungsgrad eines technischen Systems. Der Wert der Volllaststunden eines Kraftwerks (Erzeugungseinheit) wird berechnet, indem die jährlich erzeugte Energie durch die Nennleistung der Anlagen geteilt wird (s. auch Tab. 1.5).

In Abb. 1.3 wird sichtbar, dass der Energieverbrauch pro Kopf beispielsweise in den USA immer noch etwa 2,5-mal höher als in China liegt. Saudi-Arabien führt mit einem Energieverbrauch von 134 MWh PK. Die afrikanischen Länder nutzen mit einem Verbrauch von 2,7 MWh PK vergleichbar am wenigsten Energie. Auch Indien hat mit einem Verbrauch von 6,7 MWh PK und einem Index von 0,61 einen großen Nachholbedarf im PK-Energieverbrauch in der Energienutzung.

Um den Wohlstand in Beziehung zum BIP und damit zur Energieversorgungssicherheit zu setzen, eignet sich einer der komplexesten Indizes, der Global-Energy-Security-Index, der aus 15 Einzelparametern besteht, die mehrere Faktoren berücksichtigen [11]. Der normalisierte Wert $[0, \dots, 1]$ dieses Indizes wird durch die gewichtete Addition der einzelnen Parameter berechnet (wie in Gl. 1.1. dargestellt),

$$GESI = \sum_{i=1}^{15} (w_i \cdot P_i), \quad (1.1)$$

wobei w_i die Gewichtung und P_i der Wert des i -ten Parameters ist. Die Summe der Gewichtungsfaktoren ist gleich 1 ($\sum_{i=1}^{15} w_i = 1$).

Der Index selbst wurde zuletzt im Jahr 2020 neu berechnet und ist in Abb. 1.4 grafisch dargestellt.

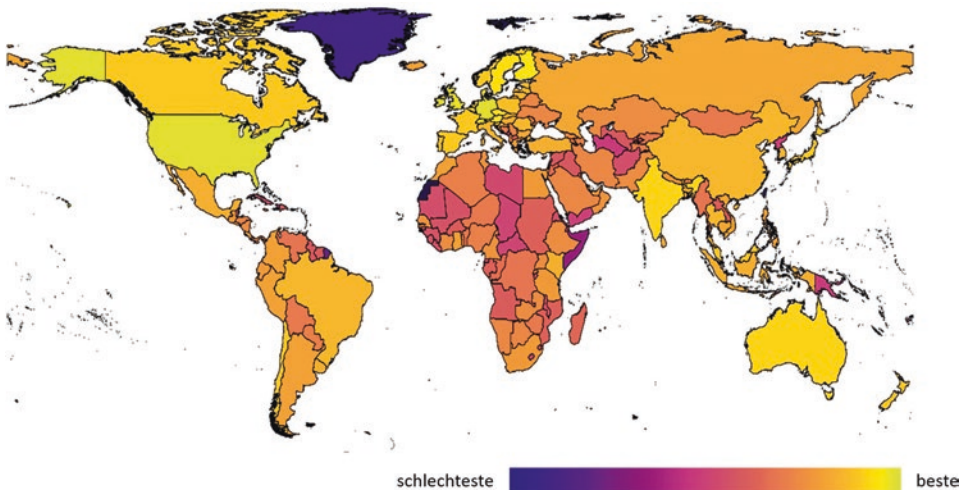


Abb. 1.4 Global-Energy-Security-Index [11]

Der Global-Energy-Security-Index (Abb. 1.4) gibt eine vergleichende Bewertung einzelner Länder an, wie auch der HDI (Abb. 1.3). Die gelb markierten Länder in Abb. 1.4 (USA, EU, Australien usw.) gehören auch zu den Ländern, die den größten Energieverbrauch pro Kopf ausweisen (vgl. Abb. 1.3).

Selbstverständlich wurden und werden laufend weitere Indizes entwickelt, die den Wohlstand und den Energieverbrauch bewerten. Sie alle zu beschreiben, würde den Rahmen dieses Buches jedoch sprengen.

1.1.2 Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß: von Kyoto-Protokoll über Pariser Abkommen bis zu Green Deal

Wie schon im Abschn. 1.1.1 beschrieben, führte die gezielte Nutzung externer Energiequellen seit dem 19. Jahrhundert zur Steigerung des Wohlstands der Menschheit. Da die Energieerzeugung im Wesentlichen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe erfolgte, kann der Kohlenstoffausstoß als Verbrauchskennzahl herangezogen werden.

So veranschaulicht Abb. 1.5 die Geschichte der Industrialisierung anhand dieser Kennzahl.

Der erste Anstieg (s. Abb. 1.5a) auf das Niveau von etwa 1 Milliarde t wurde um 1900 erreicht und blieb über mehrere Jahre stabil. Nach dem Zweiten Weltkrieg ist jedoch ein ununterbrochener Anstieg der Emissionen zu beobachten, jedoch mit einem variierenden jährlichen Zuwachs wie oben beschrieben. Die jährlichen Kohlenstoffemissionen sind jedoch heute 36 Mal höher als im Jahr 1900.

Emissionszunahmen waren in den Jahren 1960–1980 weltweit unterschiedlich. Sie stiegen um etwa 4 % jährlich in den Jahren 1980–2000. Dieser Trend verlangsamte sich in den Jahren 2000–2010 auf etwa 1 % jährlich (Kernkraft), stieg nach 2010 wieder auf 3,5 % jährlich (Elektrifizierung von China) und beträgt heute etwa 1,5 % jährlich, dank breiten Anstiegs von regenerativer Erzeugung.

Erst die immer breitere Erschließung der erneuerbaren Ressourcen, die gegenwärtig dank des technischen Fortschritts im großen Maßstab möglich [14] ist, ermöglicht den Ausstieg aus dem fossilen Zeitalter, was am abnehmenden Anstieg der Emissionen in den letzten Jahren sichtbar wird (s. Abb. 1.5b).

Es gibt drei Hauptgründe, die die Menschen zur nächsten Revolution, einer „grünen Revolution“, zwingen:

- die Knappheit der fossilen Ressourcen, sie reichen nur für etwa 100 Jahre (vgl. Tab. 1.1),
- der Klimawandel (vgl. Abb. 1.9),
- die Grenzen des Wachstums – volle Welt (vgl. Abschn. 1.1.1).

Jeder dieser Gründe reicht aus, um die Notwendigkeit der neuen, nachhaltigen Energiewirtschaft zu verstehen. Aufgrund der Tatsache jedoch, dass man, aus verschiedenen politischen und wirtschaftlichen Gründen (s. auch Abb. 1.8), ziemlich lange gewartet hat, be-

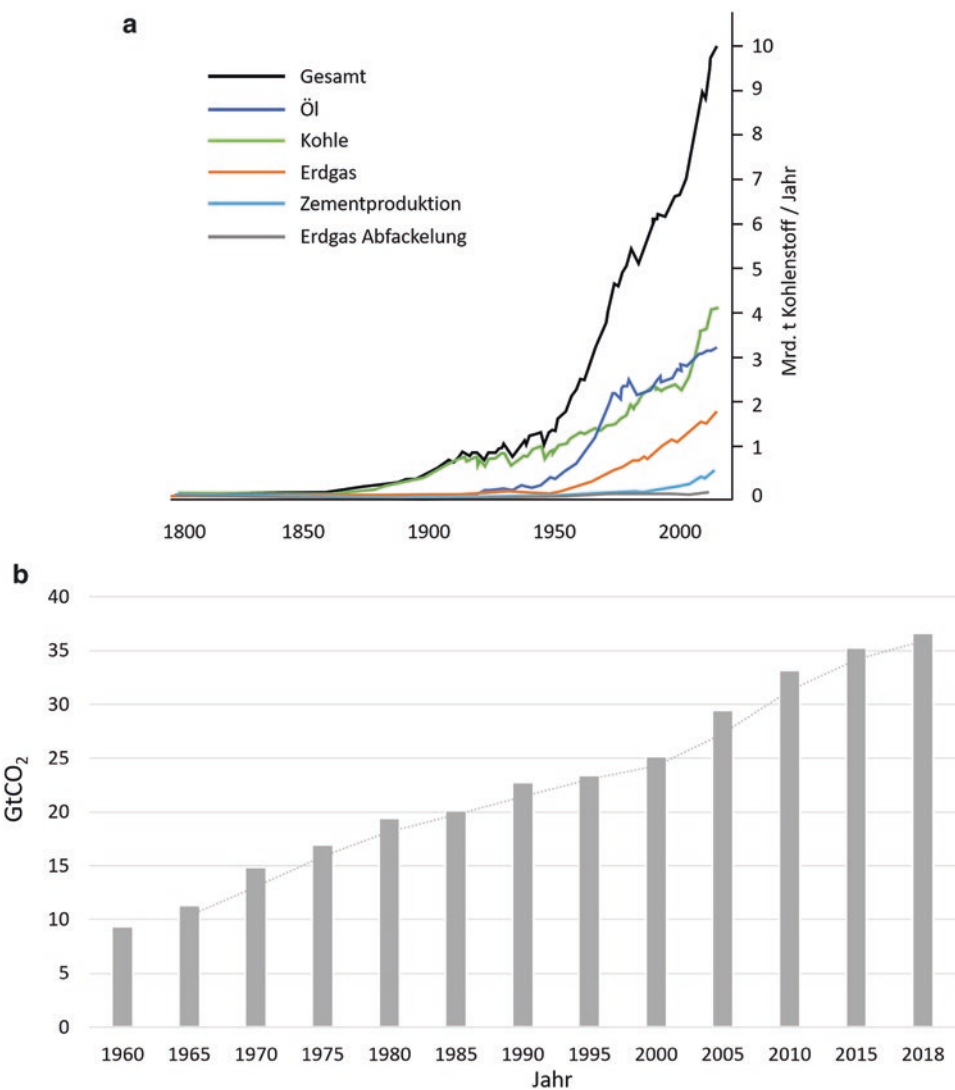


Abb. 1.5 Globale Kohlenstoffemissionen aus fossilen Quellen **(a)** generell zwischen 1800 und 2007 [12] und **(b)** im Detail zwischen 1960 und 2018. (Datenquelle: [13])

Tab. 1.1 Reichweite von Rohstoffen [15–17]

Rohstoff	Statistische Reichweite in Jahren	Reserven
Erdgas	54 (260)	202 Tm ³
Rohöl	51 (140)	244 Gt
Steinkohle und Braunkohle	107	749 Gt
Uran	24	570 Mt

vor eine Wende in den Energiesystemen herbeigeführt worden ist, sind alle drei Gründe in den letzten Jahren sehr dringlich aktuell geworden.

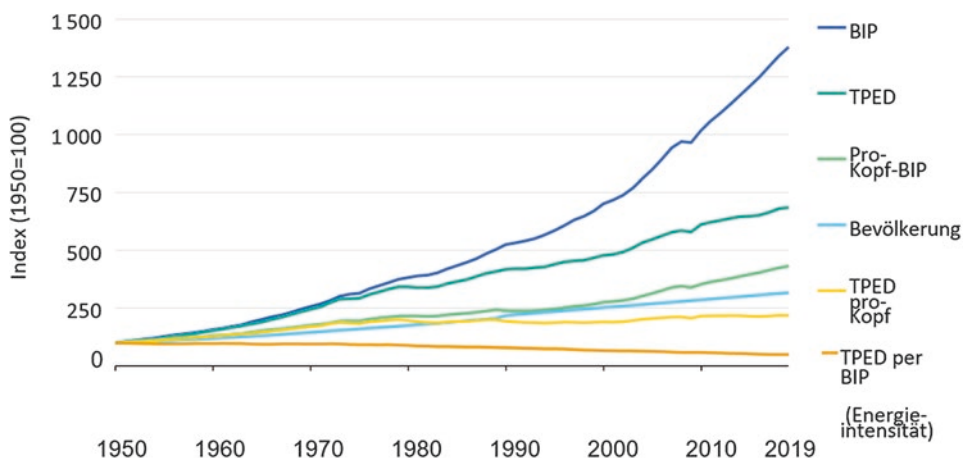
Um die Emissionen zu verkleinern, soll in erster Linie der Energieverbrauch gesenkt werden. Dieses Ziel widerspricht jedoch dem Streben der Menschen in der ganzen Welt nach mehr Wohlstand und ist deshalb im weltweiten Maßstab schwer zu erreichen.

Obwohl sich seit Mitte des 20. Jahrhunderts der Pro-Kopf-Energieverbrauch stabilisiert hat (s. Abb. 1.6), ist dieser Trend wegen des riesigen Nachholbedarfs beim Lebensstandard in den Entwicklungsländern unterbrochen; der Anstieg des Energieverbrauchs in Asien und Afrika hat die angespannte Situation, was Emissionen angeht, in den letzten Jahren noch verschärft.

Eine Gesamtprimärenergienachfrage (TPED) verdoppelte sich in den letzten 70 Jahren kontinuierlich. Damit war der Anstieg aber weniger stark als das Weltbevölkerungswachstum in dieser Zeit, wo es zu einer Verdreifachung kam (s. Abb. 1.6). Diese durchaus positiv zu bewertende Entwicklung ist darauf zurückzuführen, dass trotz des jüngsten, mehr als zehnfachen Wachstums des BIP im gleichen Zeitraum das Verhältnis TPED/BIP aufgrund der Entkopplung des BIP vom Energieverbrauch etwa um die Zweifache gesunken ist. Das Wachstum des BIP stammt mehr und mehr aus nicht-energieintensiven Sektoren wie z. B. aus dem Dienstleistungssektor.

In Deutschland, wo traditionell die Hardwareproduktion (z. B. Autoproduktion) immer einen sehr hohen Anteil am BIP hat, sinkt das oben genannte Verhältnis aufgrund vieler innovativer Technologien und Techniken (wie z. B. hoher Automatisierungsgrad) kontinuierlich.

Zwischen 1990 und 2015 verzeichnete Deutschland einen Anstieg des BIP um 41 % bei gleichzeitiger Senkung des Energieverbrauchs um 11 % (s. Abb. 1.7a). Dies bedeutet eine



Anmerkung: TPED=total primary energy demand, Gesamter Primärenergiebedarf.

Abb. 1.6 Verbrauch der Energie ist historisch gesehen von BIP und Bevölkerungszahlen getrieben [19]

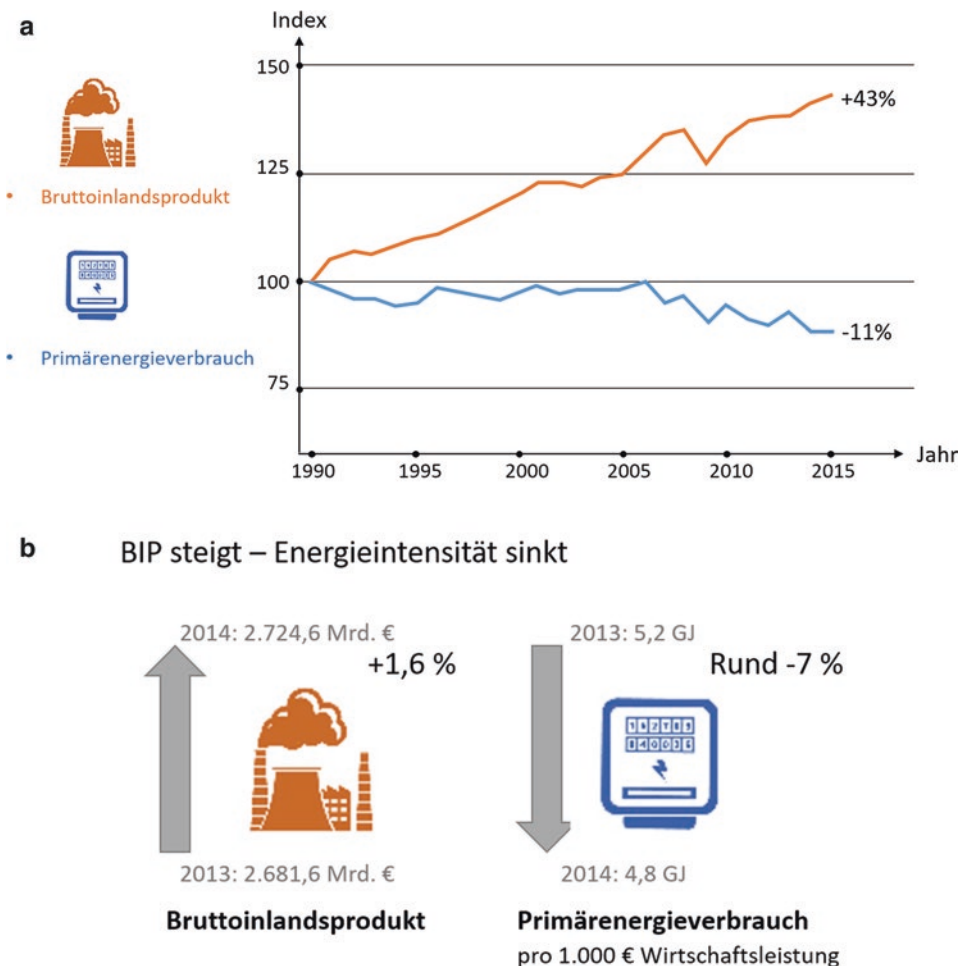


Abb. 1.7 Merkmale der Energiewende in Deutschland: (a) Entkopplung des BIP vom Energieverbrauch [20] durch u. a. (b) Verringerung der Energieintensität [21]

Verringerung des Verhältnisses Energieverbrauch/BIP um etwa 30 % in 25 Jahren. Damit erreicht die Energieintensität in Deutschland ein Niveau (2014) von 1,3 MWh (4,6 GJ) pro 1000 € Wirtschaftsleistung (s. Abb. 1.7b). Im Jahr 2019 waren es bereits 1,1 MWh [18].

In Europa produziert Irland mit etwa 0,6 MWh/1000 € Wirtschaftsleistung am effizientesten, gefolgt von Dänemark mit etwa 0,8 MWh/1000 €. Den letzten Platz belegt Bulgarien mit 5,6 MWh/1000 € Wirtschaftsleistung [18].

Eine Studie der Heinrich-Böll-Stiftung [22] beschreibt zwei Arten der Entkopplung:

- Eine schwache Entkopplung liegt vor, wenn der Quotient aus dem gemessenen Energieverbrauch im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) sinkt, der absolute Energieverbrauch aber weiter steigt.
- Eine starke Entkopplung ist dadurch gekennzeichnet, dass der absolute Verbrauch bei anhaltendem Wirtschaftswachstum sinkt.

Nach dem gleichen Prinzip kann auch die Entkopplung zwischen Treibhausgasemissionen und konventionellem Energieverbrauch, d. h. die Summe von nuklearen und fossilen Energieverbräuchen, untersucht werden. Auch hier kann man von einer schwachen und starken Entkopplung sprechen.

Das Beispiel Deutschlands zeigt, dass mit einer erfolgreichen Strategie für erneuerbare Energien und erheblichen Energieeinsparungen die Emissionen trotz eines Atomausstiegs deutlich reduziert werden können. Deutschland befindet sich, wie viele OECD-Länder, seit Jahren in einer Phase starker Entkopplung. China gelang in den Jahren 2000–2010 eine schwache Entkopplung von konventioneller Energie und Emissionen, und bald könnte auch dort eine starke Entkopplung möglich sein. Der weltweite Anstieg des Energieverbrauchs in den letzten Jahren, der geringer ausfiel als in der Vergangenheit, wurde hauptsächlich durch emissionsarme Energiequellen wie Wind und Sonne gedeckt. In den USA, dem weltweit zweitgrößten Produzenten von Treibhausgasemissionen, ist nicht klar, ob sich der Trend der Emissionssenkung fortsetzen wird. Obwohl es den USA gelungen ist, ein solides Wirtschaftswachstum mit sinkenden Emissionen zu verbinden, hat es seit 2012 keine starke Entkopplung gegeben [20].

Die weltweiten Anstrengungen zum Klimaschutz durch Emissionsbegrenzung wurden durch mehrere Abkommen zwischen den Staaten fixiert. Man kann dabei zwar nicht von einer strikten Regelung sprechen, weil die meisten beschlossenen Abkommen rechtlich nicht bindend sind, doch immerhin wurden sie von einer Mehrheit der Staaten ratifiziert.

Die Tab. 1.2 fasst die wichtigsten Abkommen zum Klimaschutz der letzten 35 Jahren zusammen.

Deutschland beteiligt sich aktiv an allen internationalen Vorhaben, die zu nachhaltigen Energiesystemen beitragen. Die deutsche Lösung für diese Herausforderung heißt, wie schon mehrfach erwähnt worden ist, die Energiewende. Dieses Wort ist als solches in viele Sprachen übernommen worden.

Die Energiewende begann vor mehr als 30 Jahren. Generell lassen sich aber aus heutiger Sicht vier Phasen der Energiewende benennen [23].

Phase 1: 1990–2015 – Entwicklung von Basistechnologien; CO₂-Emissionen –25 %

Diese Phase, die weitgehend abgeschlossen ist, hat sich in den letzten 25–30 Jahren ereignet. Geprägt durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das das Privileg und den finanziellen Rahmen für die Entwicklung erneuerbarer Energien schuf, ermöglichte sich hier eine technologische Reife der erneuerbaren Energien (EE), die nun auch dank sinkender Kosten mit den traditionellen Produzenten der Stromerzeugung konkurrieren.

Tab. 1.2 Wichtigste internationale Abkommen zum Klimaschutz

Datum	Name des Abkommens	Welche Staaten?	Hauptbeschlüsse	Bemerkungen
16.09.1987	Montreal-Abkommen	24 Staaten und die EU	Einstellung der Produktion von FCKW (Fluorchlorkohlenwasserstoffe, genutzt bei der Produktion von Lösungs- und Kältemitteln)	
11.12.1997	Kyoto-Protokoll		Minderung des Ausstoßes von sechs Treibhausgasen: CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, FHKW, PFKW und SF ₆	Bis 2020 Emissionen um 20 % reduzieren gegenüber Referenzjahr 1990
XII/2015	Pariser Klimaschutzabkommen	197 Mitgliedstaaten der EU	Erderwärmung unter 2 Grad halten (Ziel: 1,5 Grad)	
XII/2018	Regelwerk aus Kattowitz	UNO-Mitglieder	Standardisierung der CO ₂ -Emissionserfassung	Berichte alle 2 Jahre
XII/2019	Green Deal	EU-Mitglieder	Standardisierung der CO ₂ -Emissionserfassung	Berichte alle 2 Jahre

Phase 2: 2015–2024 – Systemintegration; CO₂-Emissionen –25 % bis –55 %

In dieser Phase ist eine Zunahme der direkten Nutzung erneuerbarer Energiequellen zu beobachten, wie das Heizen mit Wärmepumpen oder Elektroautos mit Strom aus erneuerbaren Quellen, was eine höhere Flexibilität der Stromerzeugung, aber auch der Energienutzung in den Sektoren erfordert. Zu Änderungen im Energiemix wird die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland beitragen. Eine starke Erzeugungsorientierung im Systemmanagement erfordert den Einsatz von Energiespeichersystemen, auch dezentraler und anderer Maßnahmen wie Demand Side Management (DSM) oder Demand Side Respons (DSR). Zu diesem Zweck muss eine vollständige Digitalisierung des Stromerzeugungssektors erreicht werden, um die notwendige Stabilität und damit auch die Sicherheit der Energieversorgung zu gewährleisten. Eine Neugestaltung der Energiemärkte ist auch hierfür zu erwarten.

Phase 3: 2025–2060 – Synthetische Kraftstoffe; CO₂-Emissionen –55 % bis –85 %

In dieser Phase wird eine hohe negative Restlast aufgrund von Überkapazitäten der EE-Erzeuger erwartet. Dies erfordert die Verstärkung des elektrischen Übertragungsnetzes, um eine rechtzeitige Energiebilanz zwischen den Regionen, im Wesentlichen auf europäischer Ebene, zu erreichen. Der Einsatz der Elektrolyse, in großem Maßstab, wird es er-

möglichen, den lokalen Energieüberschuss in speicherbares H_2 und weitere Produkte wie CH_3 oder synthetische Brennstoffe umzuwandeln. Die synthetischen Brennstoffe werden dann im Verkehr (z. B. Luftfahrt) und in der Industrie eingesetzt, dort wo sie nicht durch den Strom substituiert werden können.

Phase 4: 2045–2080 – Endgültige Dekarbonisierung; CO₂-Emissionen –85 % bis –100 %

Diese Phase sollte zu einer vollständigen Verdrängung der fossilen Brennstoffe führen. Für Deutschland müssen jedoch geeignete Szenarien gefunden werden, die den Import von Strom und chemischen Energieträgern aus Ländern mit höherem Wind- und Solarpotenzial aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen. Am Ende dieser Phase sollte der Umbau der Energieversorgung abgeschlossen sein.

Vergleicht man die prognostizierte Zeit für die Energiewende mit der Zeitperiode, die benötigt wurde, um die elektrische Energieversorgung von den ersten einfachen Systemen um 1880 bis zu den entwickelten Systemen im Jahr 1960 aufzubauen, so kommt man auf die gleiche Größenordnung von 80 bis 100 Jahren.

Die hier skizzierten Phasen sind zeitlich nicht scharf begrenzt und gehen fließend ineinander über. Auch viele Maßnahmen, wie z. B. Energieeffizienzmaßnahmen, finden sich in all diesen Phasen in unterschiedlicher Intensität wieder. Abb. 1.8 stellt den zeitlichen Verlauf der Energiewende in Deutschland schematisch dar und zeigt auch andere Rahmenbedingungen, die zu entsprechenden Anpassungen in diesem Verlauf geführt haben.

Abb. 1.8 zeigt, dass die Verknappung der fossilen Energieressourcen (1) zunächst zum Ausbau der Kernenergie führte. Dennoch stiegen die Emissionen in den nachfolgenden Jahren weiter. Nach dem Rückzug aus der Kernenergie (2), der durch die Tschernobyl- und Fukushima-Vorfälle bewirkt wurde, erreichte man zwar die Entkoppelung des BIP (3) vom Wachstum des Energieverbrauchs. Dies brachte jedoch, was die Emissionsbegrenzung angeht, keine sichtbaren Ergebnisse mit sich. Selbst die strengen Emissionsvorschriften (4), die seit den 1990er-Jahren gelten, gleichen die steigenden Emissionen weltweit und auch in Deutschland nicht aus. Dies liegt an einem allgemeinen, weltweiten Verbrauchszuwachs. Die mittlere Temperatur der Erde steigt weiter (5). In Abb. 1.9 wird detailliert dargestellt, dass der Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs ununterbrochen negative Effekte auf den globalen Klimawandel auf der Erde hat. Die Welt ist als die *volle Welt* zu bezeichnen (vgl. Abschn. 1.1.1 und Abb. 1.5).

Diese Beobachtung führte zu dem Beschluss der weiteren Maßnahmen in Deutschland: der Kohleausstieg bis 2030–2038 (6) und die Einleitung der nächsten Phase der Energiewende, die durch die H_2 -Initiative und Anstrengungen zur Sektorenkopplung (7) beschleunigt werden soll.

Die wichtigsten Etappen der Transformation des Energiesystems in Deutschland und die Phasen der Energiewende, die grafisch in Abb. 1.8 dargestellt sind, werden in der Tab. 1.3 zusammengestellt.

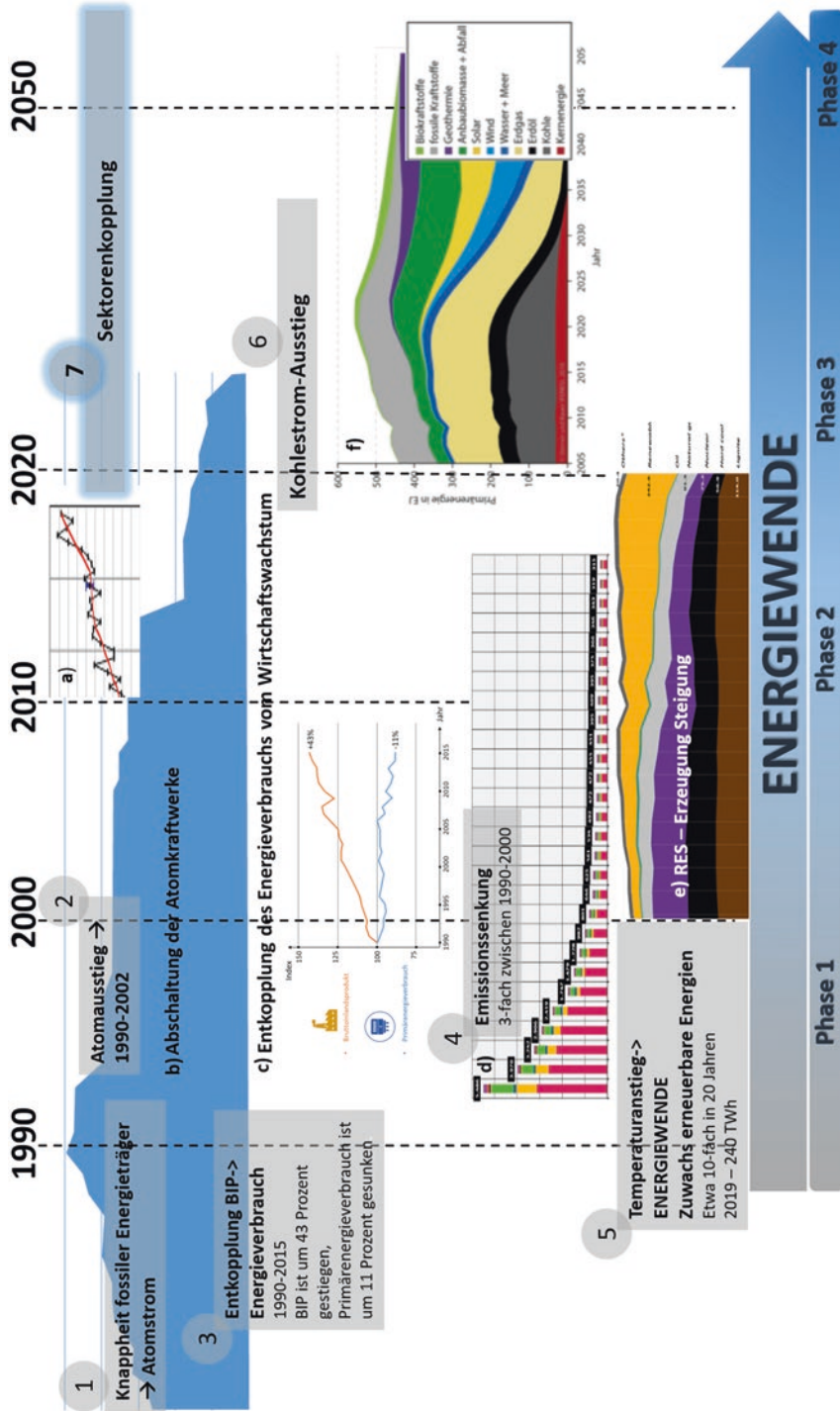


Abb. 1.8 Der Weg zum nachhaltigen Energiesystem der Zukunft: (a) Anstieg der Erdtemperatur (1), (b) Kernenergiezeit (2), (c) Entkopplung des Bruttosozialprodukts (BIP) von Wirtschaftswachstum (3), (d) Emissionssenkung (4), (e) RES – Ausbau – Energiewende (5), (f) Kohleausstieg (6). Quellen: Internet-illustrativ

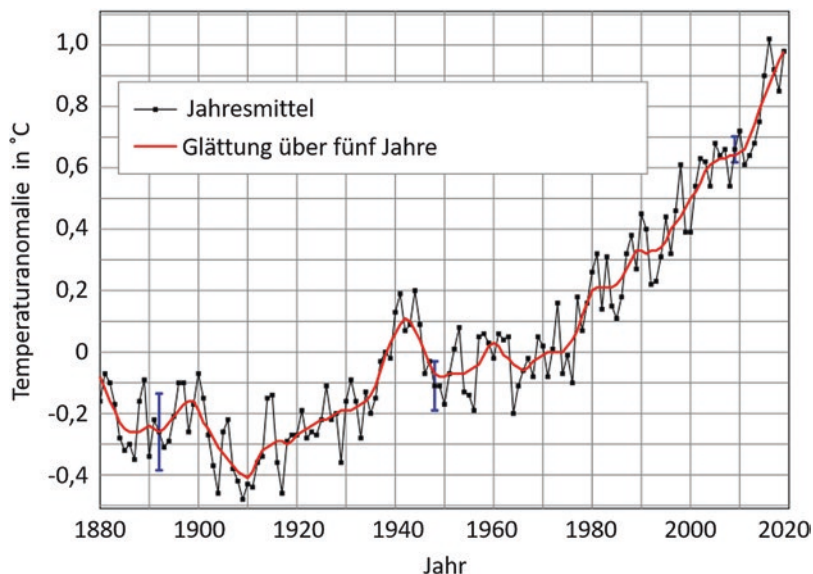


Abb. 1.9 Anstieg der globalen Oberflächen-Durchschnittstemperaturen 1880–2016 (rel. zu 1951–1980) [24]

1.1.3 Sektorenkopplung – was ist das?

1.1.3.1 Einführung

Die im Abschn. 1.1.1 beschriebenen vier Phasen der Energiewende und die daraus resultierenden Maßnahmen zeigen eindeutig, dass der Umbau des Energiesystems eine langfristige Aufgabe ist. Man muss unterschiedliche Lernstationen durchqueren, neue technische Lösungen ausprobieren, die richtigen Entscheidungen treffen und eine breite Akzeptanz für den gewählten Weg einholen. Die Energiewende betrifft, wie auch die Corona-Krise 2020, die ganze Gesellschaft. Jeder ist ein Kunde der Energiewirtschaft und muss die Änderungen in der Energieversorgung mittragen, weil sie einen direkten Einfluss auf den Lebenskomfort haben, z. B. durch notwendige Änderungen von Gewohnheiten (der Strom ist immer da) bzw. die Gestaltung der Tarife.

Die Wirtschaft ist in der modernen Gesellschaft in Sektoren unterteilt. Der Energiesektor bündelt alle Industriezweige, die der Primärenergiegewinnung dienen. Dazu zählen die Gewinnung und der Vertrieb von Gas, Kohle, Wärme, aber auch Strom. Diese Ressourcen werden dann in weiteren Sektoren genutzt (verbraucht), deswegen heißen sie auch Nutzungssektoren, bzw. kurz: Sektoren. In der Systematik des Statistischen Bundesamtes werden in Deutschland folgende vier Sektoren, mit unterschiedlichen prozentualen Energieverbräuchen (Angaben für 2019, gerundet) [25], spezifiziert:

Tab. 1.3 Zusammenspiel der Ziele und Maßnahmen in der Energiewende

Hauptziel und Zwischenziele	Treiber	Maßnahme	Ausgeführt von	Jahr	Dauer der Maßnahmen
Hauptziel Transformation der Energiesystems	Gesellschaft	Energiewende	Technik, Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Politik	1960er-Jahre	ca. 100 Jahre
Schritt 1 Sicherung der Wohlstand Zuwachs der Stromerzeugung	Wirtschaft und Wissenschaft	Aufbau der Kernenergie	Technik, Wissenschaft und Politik	1960er-Jahre	ca. 60 Jahre
Schritt 2 Optimierung des Energieverbrauchs	Wirtschaft und Wissenschaft	Entkopplung des BIP vom Energieverbrauch	Technik, Wissenschaft und Politik	1980er-Jahre	ca. 20 Jahre
Schritt 3 Unterbiendung der Emission	Gesellschaft	Emissionsschutzgesetz	Technik, Wissenschaft und Politik	1980er-Jahre	ca. 20 Jahre
Schritt 4 Ausstieg aus der Kernenergie	Gesellschaft	Kernenergie-Abbau	Gesellschaft und Politik	1990er-Jahre	ca. 30 Jahre
Schritt 5 Aufbau der RES	Wirtschaft und Gesellschaft	EE-Gesetz	Technik, Wissenschaft und Politik	1990er-Jahre	ca. 30 Jahre
Schritt 6 Verminderung der CO ₂ -Emission im Energiesektor	Wissenschaft und Gesellschaft	Kohle-Ausstieg	Gesellschaft und Politik	2000er-Jahre	ca. 20 Jahre
Schritt 7 Verminderung der Erderwärmung	Wissenschaft und Wirtschaft	Sektorenkopplung	Technik, Wissenschaft und Politik	2000er-Jahre	ca. 60 Jahre

1. Verkehr (30 %)
2. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (15 %)
3. Haushalt (25 %)
4. Industrie (30 %)

Würde die gesamte elektrische Energie CO₂-neutral erzeugt, würde das nicht ausreichen, um die Emissionsprobleme der Menschheit zu lösen. Die Nutzungssektoren müssten auch, wo weit wie möglich, emotionsarm gestaltet werden. Wie kann das erreicht werden?

1.1.3.2 Beispiel Deutschland

Heute stellt der Strom in Deutschland etwa 30 % der notwendigen Energie bereit. Die weiteren 70 % werden durch direkte Nutzung der primären Ressourcen wie Kohle, Gas, Öl etc. erzielt. Wenn die elektrische Energie 100 % regenerativ erzeugt werden würde, würden die Emissionen weiterhin sehr hoch bleiben, wegen der Nutzung der fossilen Rohstoffe in den Sektoren. Die Verkleinerung bis zur Vermeidung dieser Emissionen in den Nutzungssektoren kann auf zwei Wegen erreicht werden:

- emissionsfreie Produktion von synthetischen primären Ressourcen z. B. durch die Wandlung Strom-zu-Gas und die folgende Nutzung dieser CO₂-neutralen Produkte in Sektoren,
- Substitution der primären Ressourcen in den Nutzsektoren durch erneuerbaren Strom, z. B. im Sektor Verkehr durch breite Anwendung von Elektrokraftfahrzeugen.

So wie die Energiewende ist der Begriff der Sektorenkopplung eine verkürzte Beschreibung für ein ganzes Bündel an Maßnahmen, die zum emissionsfreien Betrieb der Nutzungssektoren führen wird. Die Sektoren können durch den erneuerbaren Strom versorgt werden, der direkt (E-Kfz) oder indirekt (Strom-zu-Gas) den Energiebedarf dieser Sektoren emissionsfrei abdecken kann. Damit entsteht eine starke Kopplung zwischen erneuerbaren Energien, wie Wind- oder Solarenergie, und den Sektoren über den Zwischenenergieträger – den elektrischen, erneuerbaren Strom. Es entsteht aber auch eine starke Koppelung der Nutzungssektoren untereinander. Der gleiche regenerative elektrische Strom kann in allen Sektoren genutzt werden. Es entsteht also die Möglichkeit für den Energieaustausch zwischen den Nutzungssektoren – die Nutzungssektoren sind gekoppelt.

In Abb. 1.10 ist die Sektorenkopplung grafisch erklärt.

In Abb. 1.10a ist die aktuelle Lage am Beispiel von Deutschland dargestellt. Die unterschiedlichen primären Ressourcen werden in einem Energiehub (die Gestaltung, Modellierung und Funktionsweise des Energiehubs wird in Kap. 2 detailliert erklärt) gebündelt, die heute im Energiesektor als Energievertrieb wie z. B. Gas- oder Stromversorgung fundieren. Von dort werden sie weiter an die Nutzungssektoren verteilt. Zur Flexibilisierung dieses Systems dienen schon heute unterschiedliche Speicher (z. B. Gasspeicher), die die Optimierung der Betriebskosten in den Nutzungssektoren durch entsprechendes Management erlauben, z. B. Großeinkäufe von Gas unter Berücksichtigung des aktuellen Börsenpreises. Die Anteile des Stromes (in Abb. 1.10: gelbe Farbe) als Energiequelle sind heute in einzelnen Sektoren unterschiedlich und decken zwischen 4 % und 23 % des notwendigen Energiebedarfes ab.

In Abb. 1.10b ist die erwartete (geplante) Lage nach der Energietransformation um das Jahr 2050 und folgend dargestellt. Als Energiequellen dominieren Wind- und Solaranlagen. Kern- und fossile Kraftwerke werden zu diesem Zeitpunkt schon ausgeschaltet sein. Kohle und fossiles Gas werden nicht mehr als Energieträger, sondern nur noch als Ausgangsprodukte in der Industrie (z. B. in der Chemieindustrie) verwendet. Da ein Teil der notwendigen Produkte auch synthetisch, aus erneuerbarem Strom hergestellt wird,

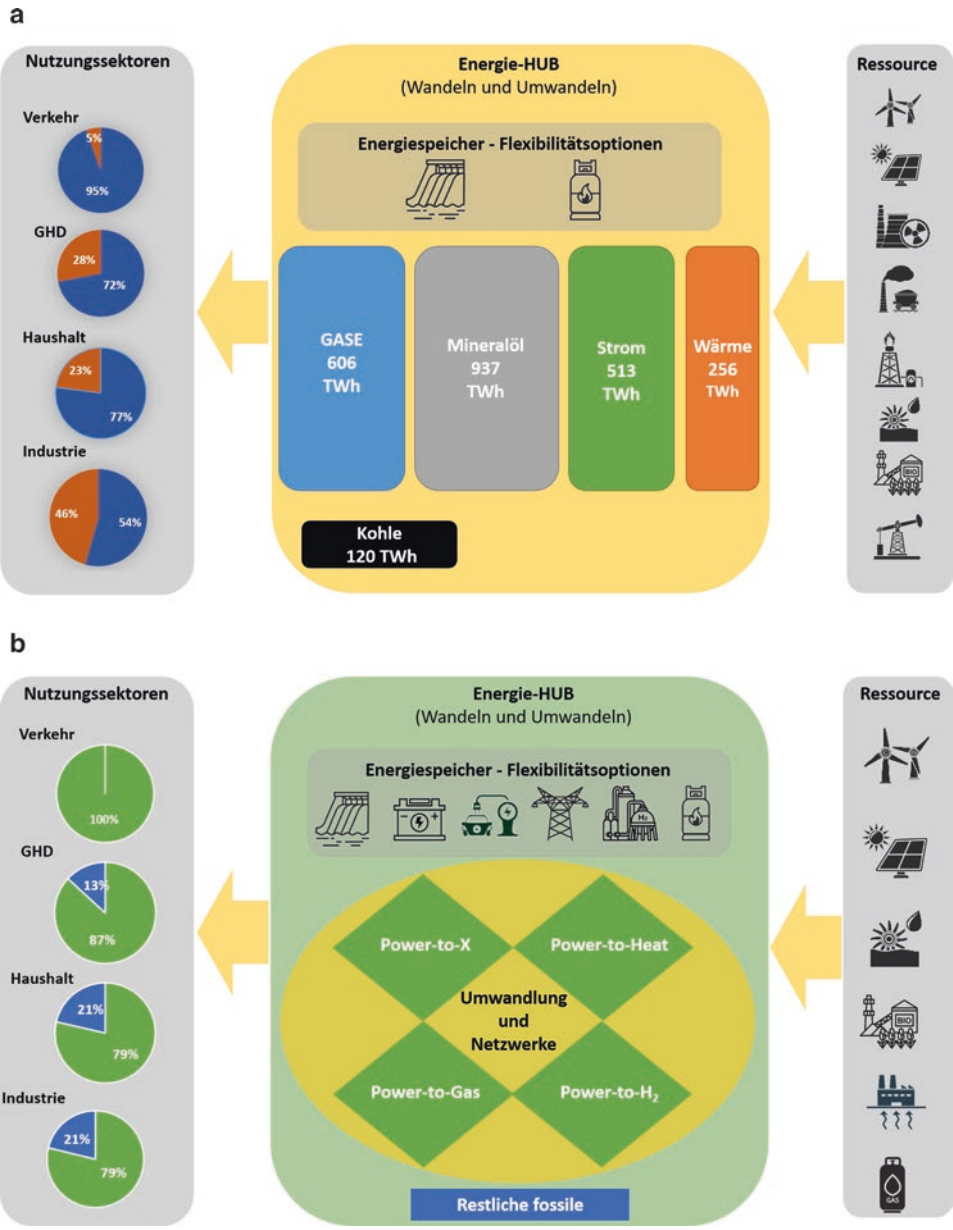


Abb. 1.10 Sektorenkopplung (a) heute und (b) um das Jahr 2050, Beispiel Deutschland. (Datenquellen: BMWi, BMU, Statistisches Bundesamt. Eigendarstellung), Icons © Adobe Stock

bildet die Wandlungskette Strom-to-X den zentralen Punkt des neuen Energiehubs. Wie in Abb. 1.10b schematisch dargestellt, wird eine Vielzahl an Maßnahmen notwendig sein, um die verlangte, sehr hohe Flexibilität eines solchen Systems zu sichern. Zum einen nimmt die Rolle von Speichern rasant an Bedeutung zu. Die reinen Stromspeicher in Form von zentralen und dezentralen Batterien, mit Leistungen von Hunderten von Megawatt, werden die Stabilität des elektrischen Energiesystems der Zukunft sichern. Die Produktspeicher, wie z. B. H₂-Speicher, werden es erlauben, entsprechende Vorräte dieses universalen Energieträgers des 21. Jahrhunderts in den wind- und sonnereichen Perioden zu füllen und für die Zeiten der mangelhaften regenerativen Erzeugung zu lagern.

Der grüne Strom und seine Produkte werden als Energiequellen den Sektorenbedarf an Energie nach der gelungenen Energiewende im Wesentlichen abdecken (Abb. 1.10b). So ist zum Beispiel geplant, dass der Anteil des regenerativen Stromverbrauchs im Verkehrssektor auf etwa 95 % steigen soll. In anderen Sektoren wird der grüne Strom, in Abb. 1.10b als grünes Feld markiert, mehr als 50 % des Energiebedarfs abdecken.

Zusammenfassend lässt sich die Sektorenkopplung wie folgt definieren:

Die Sektorenkopplung ist ein Bündel von technischen und organisatorischen Maßnahmen, die dazu führen werden, dass in Zukunft der Großteil der verbrauchten Energie mit erneuerbaren Quellen erzeugt wird. Um diese erneuerbare Energie (meist Wind- oder Sonnenenergie) effektiv nutzen zu können, wird sie zunächst in hocheffizienten Anlagen in elektrische Energie umgewandelt. Je nach Bedarf werden der Ökostrom oder die Produkte, die aus dem Ökostrom durch Power-to-X-Prozesse entstehen, den Nutzungssektoren zur Verfügung gestellt. Daraus ergibt sich eine direkte Kopplung und Abhängigkeit zwischen EE und allen Sektoren.

Durch das Wegfallen von ineffizienten Verbrennungsprozessen werden die Prozesse durch erhöhte Effizienz der Wandlungsketten in den Sektoren in den Jahren 2050+ energetisch viel effektiver. In Abb. 1.11 werden die grundlegenden Wandlungsketten heute und in der Zukunft bezüglich ihres Wirkungsgrads verglichen. Die Wirkungsgradangaben in der Zukunft werden in Relation zu den heute erreichten Werten angegeben. Das ist der Grund, wieso die Effizienz manchmal über 100 % liegt. In o. g. Betrachtung ist die Vernachlässigung der Wandlung der Wind- und Solarenergie in elektrische Energie vorausgesetzt. Das ist unter Annahme der Unerschöpflichkeit dieser erneuerbaren Ressourcen möglich. Die detaillierten Vorstellungen und Beschreibungen der unterschiedlichen Wandlungsketten finden sich im Anhang 1.

Wird die Energiewende weiter erfolgreich geführt und Sektorenkopplung vollzogen, werden zwei Effekte zu beobachten sein:

- Zum einen werden, ab etwa 2040, die Emissionen sinken (s. Abb. 1.12). Die Ergebnisse der entsprechenden Simulationen, mit der Annahme der Erfüllung der Ziele des Pariser Abkommens, zeigen dies deutlich. Somit wird zu diesem Zeitpunkt zum ersten Mal die starke Entkopplung des BIP von der Emission erreicht.
- Zum anderen wird der Stromverbrauch, wohlbemerkt nach dem vollständigen Erreichen der Energiewendeziele, in einzelnen Sektoren steigen. Das wird in Abb. 1.13



* Der Wirkungsgrad von Verbrennungsmotoren in anderen Anwendungen (z. B. Seeverkehr, motorgetriebene Kraftwerke) kann 50 % überschreiten.
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf IWES (2015a)

Abb. 1.11 Wirkungsgrad heute und morgen in unterschiedlichen Sektoren. (Quelle: [26] mit eigener Übersetzung)

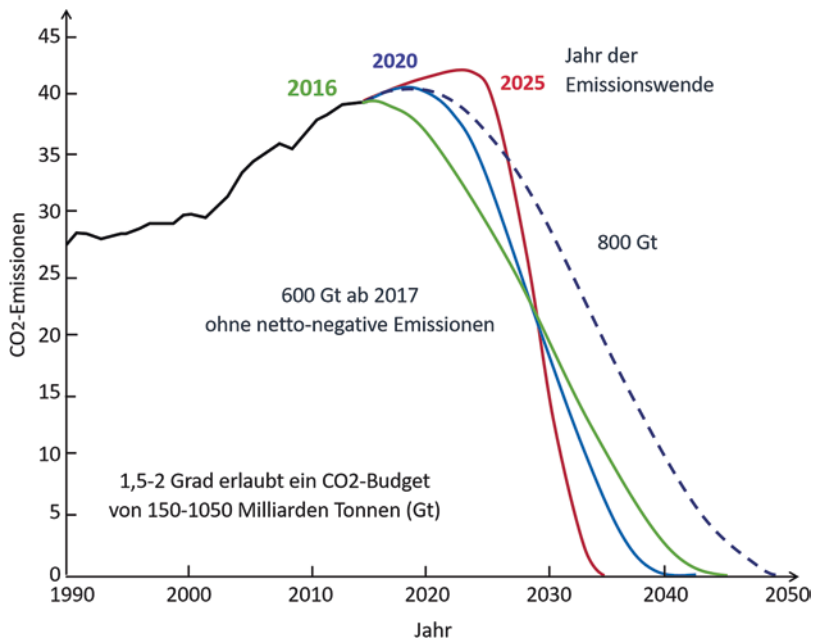


Abb. 1.12 Nötige Pfade zur Emissionsreduktion, um das im [Abkommen von Paris](#) vereinbarte Zwei-Grad-Ziel ohne negative Emissionen einzuhalten, abhängig vom Emissionspeak [27]

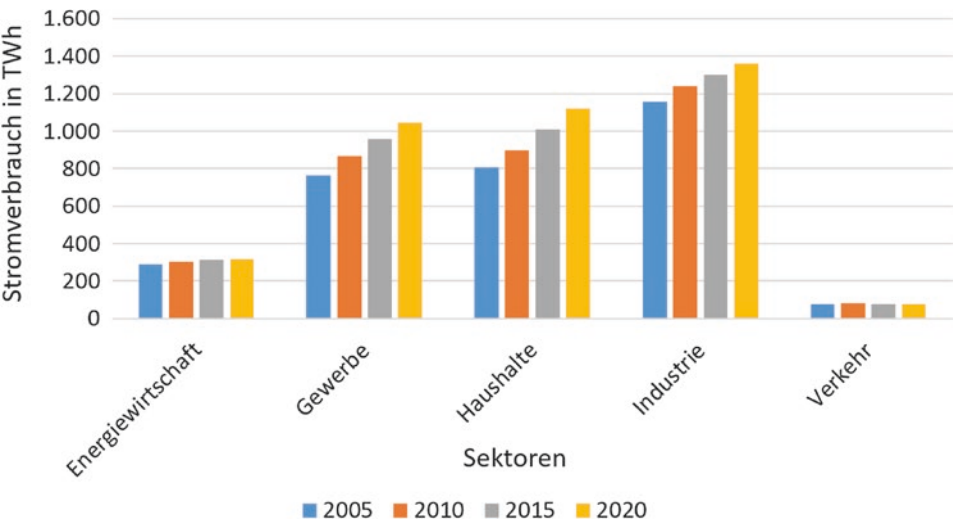


Abb. 1.13 Stromverbrauch nach Sektoren in der EU. (Datenquelle: Statista. Eigendarstellung)

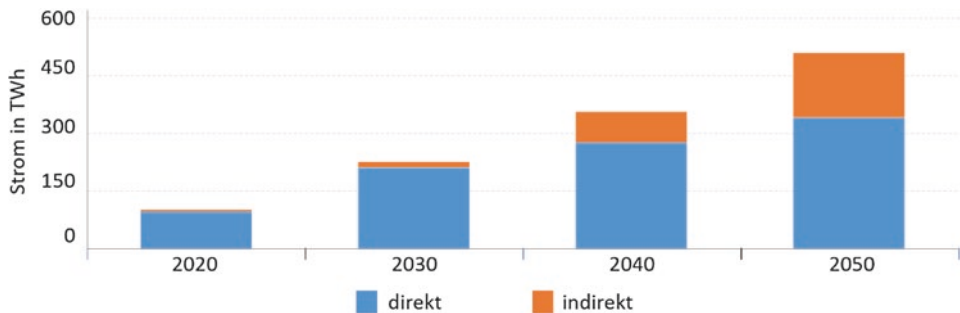


Abb. 1.14 Zukünftiger Strombedarf (blau – direkter, rot – indirekter Verbrauch in Sektoren) für die erfolgreiche Realisierung der Strategie Sektorenkopplung für Deutschland [29]

für Europa dargestellt. Dies ist schon heute zu beobachten, wobei, wie im Abschn. 1.1.2 erwähnt wurde, der gesamte Energieverbrauch senkt.

In Abb. 1.13 ist der Stromverbrauch der letzten 15 Jahre einiger europäischer Länder in den unterschiedlichen Sektoren dargestellt. Leider kann im Verkehrssektor praktisch keine Änderung des Stromverbrauchs zwischen 2005 und 2020 beobachtet werden. Das bedeutet, dass dort keine Verkehrswende stattgefunden hat. Die Zunahme des Verkehrs ist auch für den rasanten Einstig der Emissionen in diesen Jahren verantwortlich, was in Deutschland im Jahr 2019 in vielen Städten zu Fahrverboten für ältere Fahrzeuge führte.

Die Prognosen zeigen (s. Abb. 1.14), dass der Strombedarf für die Sektorenkopplung etwa 500 TWh im Jahre 2050 betragen wird [28]. Das bedeutet nahezu eine Verdoppelung der heute produzierten Strommengen. Diese Strommengen müssen in den elektrischen Energiesystemen nicht nur erzeugt, sondern auch über dieses System bis zu den Verbrauchern, also den Sektoren, sicher transportiert werden (vgl. auch Abb. 1.21). Das verlangt einen rasanten Ausbau des elektrischen Energiesystems in Deutschland, aber auch in Europa und weltweit. Dazu gibt es auch schon konkrete Pläne (vgl. Abb. 1.21).

1.2 Paradigmenwechsel in der elektrischen Energieversorgung bedingt durch regenerative Erzeugung

1.2.1 Leistung, Energie und Wirkungsgrad

Das Design der traditionellen elektrischen Energiesysteme, war dadurch gekennzeichnet, dass der Energiefluss, der Strom, in eine Richtung floss, nämlich von den großen Kraftwerken (oben) zu den Verbrauchern (unten) (Top-Down-Struktur). Je nach dem Verbrauch, der durch Tageszyklen gekennzeichnet war und ist, wurden die Übertragungs- und Verteilungsnetze unterschiedlich belastet. Für die Dimensionierung von Netzen und Anlagen

wie Transformatoren, Schaltanlagen und Messgeräten war daher die maximale Belastung, die Höchstlast, zusammen mit dem Kurzschlussstrom entscheidend [30].

Elektrische Leistung ist definiert als das Produkt der Zeitfunktion von Spannung und Strom [31].

So kann man diese Definition mit Gl. 1.2. ausdrücken:

$$p(t) = u(t) \cdot i(t), \quad (1.2)$$

was im Falle des Gleichstroms mit der Gl. 1.3 beschrieben wird:

$$P = U \cdot I. \quad (1.3)$$

Im Fall von Wechselstrom wird eine komplexe Leistung mit der Gl. 1.4 wiedergegeben

$$\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* = P + jQ, \quad (1.4)$$

wobei der Realteil P, die Wirkleistung der Gl. 1.3, durch Gl. 1.5

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (1.5)$$

und der Imaginärteil Q, die Blindleistung, durch Gl. 1.6 beschrieben werden,

$$Q = S \cdot \sin \varphi. \quad (1.6)$$

Diese sehr genaue und mathematischere Definition steht im Gegensatz zur allgemeinen Definition von Leistung als Ergebnis von Arbeit oder dem Prozess, durch den eine Person mit viel Arbeit etwas erreicht [8]. Das klingt natürlich etwas verwirrend, denn die elektrische Arbeit ist äquivalent zur elektrischen Energie und als solche ein Produkt aus der Leistung und der Zeit, die mit einem Integral in einer Zeitperiode t_1 bis t_2 berechnet werden kann, wie in Gl. 1.7 angegeben:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} p(t) dt. \quad (1.7)$$

Bis zum 31.12.1977 wurde die Leistung in Pferdestärken (PS) angegeben. Heute wird die Leistung in W dimensioniert, wobei $1 \text{ PS} = 736 \text{ W}$ entspricht.

Die gebräuchlichen Einheiten für Arbeit/Energie werden in Tab. 1.4 aufgeführt.

Anstelle von Strom und Energie werden in der Elektroenergiebranche auch andere Begriffe verwendet. Man spricht von der Menge des Stroms (bedeutet: elektrische Energie), man spricht von Last oder Auslastung. Alle diese Begriffe haben in der elektrischen Energietechnik klare Bedeutungen, die manchmal von den allgemeinen Definitionen abweichen [30, 31].

Traditionell ist der grundlegende Parameter bei der Auslegung von elektrischen Systemen die Summe der Verbraucherleistung, die Summe der Lasten. Wie sich die Lastkurve des Verbrauchers über den Tag hinweg darstellte, spielte bei der Dimensionierung des

Tab. 1.4 Physikalische Einheiten für die Energie

Einheit	Abkürzung	Bedeutung/ Anwendungsbereich	Umrechnung auf Wh	Bemerkung/Beispiel
Watt	W	Watt/Internationaler Standartwert – elektri- sche Energie	–	oft in kW oder größeren Einheiten genutzt
Joule	J	Joule/Thermische Prozesse	1 J = 1 Ws 3600 J = 1 Wh	oft in kJ und größeren Einheiten genutzt
Kalorie	cal	Kalorie/Thermische Prozesse, Ernährung	1 J = 0,239006 cal 1 cal = 0.001163 W 1 cal = 4,184 J	
Tonne- Steinkohle- einheit	tSKE (tce)	Steinkohleeinheit/ Rohstoffkennzahl	1 tSKE = 7000 kcal 1 kg SKE = 7,000 kca 1 = 29,3076 MJ = 8,14 1 kWh = 0,7 kg ÖE (Öleinheit)	
Tonne- Rohölein- heit	tRöl ROE oder OE (toe)	Rohöleinheit/ Rohstoffkennzahl	1 tRöl = 10.000 kcal	

elektrischen Netzes (Erzeugungsanlagen und Übertragungsleitungen) keine wesentliche Rolle. Der entscheidende Parameter war die maximale Last, auch Spitzenlast genannt (s. Abb. 1.16a).

Die Übertragungsleitungen wurden auf der Basis der Höchstlast dimensioniert. Auch die Leistung der Erzeugung wurde unter Berücksichtigung der Summe der Lasten ermittelt. Für die Dimensionierung dieser beiden Anlagengruppen (Erzeugungs- und Übertragungsanlagen) wurden weitere unterschiedliche statistische Parameter (z. B. Gleichzeitigkeit oder Überlastzeit) berücksichtigt, so dass die maximale Übertragung der Leitungen und die maximale Leistung der Erzeugung entsprechend größer als die maximale Belastung waren. Ohne ins Detail zu gehen [30, 31], bedeutet die Art und Weise der Dimensionierung, dass im Laufe des Jahres nur sehr selten die volle Kapazität der Erzeugungsanlagen abgerufen wurde und die Übertragungsleitungen voll ausgelastet waren. In allen Fällen jedoch waren und sind Netzplanung und Netzbetrieb kunden-(verbraucher-) orientiert.

Diese Situation ändert sich derzeit erheblich. Die regenerativen Generatoren erzeugen wetterabhängig elektrische Energie. Diese Produktion lässt sich nur so weit steuern, dass die Erzeugungsanlagen gedrosselt werden, wodurch bestimmte Energiemengen verschwendet werden (im Englischen spricht man von „wasted energy“). Um diesen unerwünschten, unwirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu verhindern, werden bei dem großen Angebot an regenerativer Erzeugung andere Kraftwerke im Netz gedrosselt. Dies führt zu einer Verschiebung der Einspeiseknotenpunkte im Netz, die fossilen Kraftwerke

in der Nähe von Lastzentren speisen in der Regel auf andere Netzknoten ein als Windparks in windreichen Regionen. Die Betriebsweise des Systems muss meist durch einen Redispatch (einen Eingriff zur Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken) angepasst werden, was mit wirtschaftlichen Aufwendungen verbunden ist [32]. Aber was ist zu tun, wenn die Erzeugung die maximale momentane Belastung überschreitet und damit auch die Netzstabilität gefährdet wird?

Die Möglichkeiten, den Erzeugungsüberschuss zu nutzen, sind die folgenden:

- Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung durch die oben genannten DSM- oder DSR-Systeme,
- Nutzung der überschüssigen Energie für neue Anwendungen, z. B. zum Laden von Elektrofahrzeugen oder Power-to-Gas-Technologien,
- Reduzierung der Energieproduktion.

Grundsätzlich stellt die oben beschriebene Situation einen diametralen Paradigmenwechsel in der Versorgung mit elektrischer Energie von einem lastorientierten zu einem erzeugungsorientierten System dar. Eine Antwort darauf ist die Smart-Grid-Technologie, die auch neue Flexibilität in Form von Hardware, Marktdesign und Betriebslösungen im Netz ermöglicht [30, 32]. Einige Aspekte der Smart Grids und deren spezifische Maßnahmen werden in weiteren Kapiteln dieses Buches beschrieben.

Abb. 1.15 veranschaulicht schematisch den Paradigmenwechsel bei Planung und Betrieb von elektrischen Energiesystemen, die sich durch eine hohe Durchdringung mit erneuerbaren Energien auszeichnen. In Abb. 1.15a wird die Situation von der Vergangenheit bis heute und in Abb. 1.15 die Situation in der Zukunft (z. B. 2050) dargestellt. Der Übergang zwischen diesen beiden Szenarien wird fließend sein, und die damit verbundenen neuen Ansätze und Lösungen für die Auslegung und den Betrieb des elektrischen Energiesystems, die hier und insgesamt in diesem Buch nur skizziert werden, werden derzeit in zahlreichen nationalen und internationalen Studien erforscht und untersucht.

Die Neuordnung des elektrischen Energiesystems in Deutschland hatte ihren Anfang in den 1990er-Jahren. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und andere Energiegesetze [33] revolutionierten die monopolistische Energiewirtschaft und öffneten sie für ein breites Spektrum von Akteuren. Liberalisierung, Unbundling und vor allem das Vorrangrecht für EE haben die Erzeugerlandschaft in Deutschland, aber auch in vielen anderen Ländern (z. B. Dänemark), deutlich verändert. Viele neue Erzeugungsanlagen, die anfangs durch Wind- und PV-Nutzung mit geringer Kapazität gekennzeichnet waren, sind dank der oben genannten Gesetze ohne Diskriminierung ans Netz gegangen. Später wurden die einzelnen Windkraftanlagen zu Windparks gebündelt, die heute selbst als Offshore-Windparks eine Leistung von 1 GW oder mehr erreichen können. So führte die „Revolution“, die als Energiewende bezeichnet wird, zu einer heute in Deutschland installierten Leistung von etwa 60 GW für Wind und etwa 60 GW für PV. Die installierte Kapazität der beiden erneuerbaren Energiequellen zusammen beträgt 120 GW und übertrifft die Spitzenlast in Deutschland um etwa 50 %, die im Jahr 2020 etwa 80 GW beträgt.

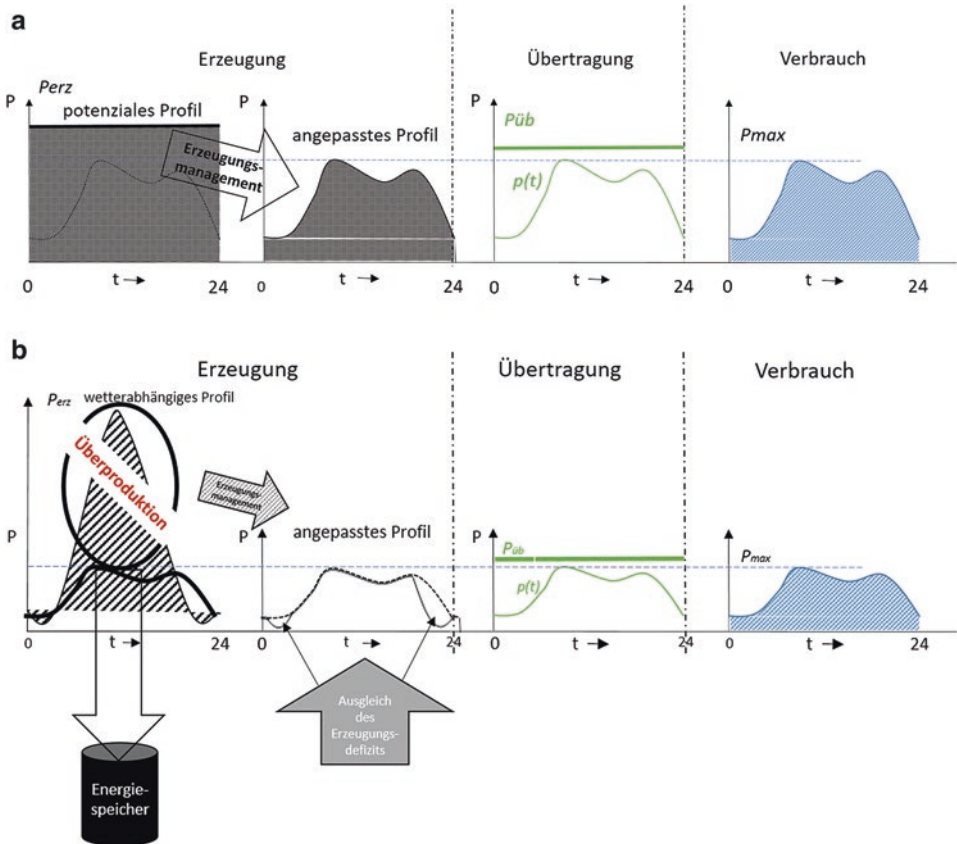


Abb. 1.15 Prinzipielle Funktionsweise (a) des bedarfs- und (b) des erzeugungsgetriebenen Systems

- Bedeutet dies, dass in Deutschland bereits heute genügend oder sogar zu viele erneuerbare Energieerzeuger zur Verfügung stehen?
- Sollten wir uns keine Sorgen um die Zukunft der deutschen Energieversorgung machen?

Leider kann man keine der beiden Fragen bejahen.

Der Grund für die Täuschung mag hier mit dem allgemeinen Verständnis von Energie zusammenhängen.

Die allgemeine Erklärung dieses Widerspruchs lässt sich an einem Beispiel zeigen. Betrachtet werden hierzu zwei Anlagen:

- die Beleuchtung eines Autos mit einer Leistung von 120 W (Spannung 12 V),
- der Motor eines Wäschetrockners mit einer Leistung von 1440 W (Spannung 230 V).

Wenn die Beleuchtung des Autos 2 Stunden lang eingeschaltet bleibt, werden 240 Wh elektrische Energie verbraucht. Bei einer Batteriespannung von 12 V bedeutet dies, dass 20 Ah benötigt werden. Bei einer normalen Autobatterie von 60 Ah bedeutet das weiter, dass 30 % der Energie dieser Batterie verbraucht werden. Spontan würde man sagen, das sei eine Menge.

Wenn nun andererseits der Wäschetrockner 10 Minuten zum Trocknen braucht, so gilt er als sehr sparsam, auch wenn der Energieverbrauch 240 Wh beträgt.

Beide Energieverbräuche sind in Abb. 1.16 grafisch dargestellt – tatsächlich sind sie gleich (erkennbar an den schraffierten Feldern).

Um die Täuschung zu vermeiden, müssen diese beiden Parameter rein mathematisch betrachtet werden (s. die Gl. 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.6, 1.7). Bei solcher Betrachtung wird ersichtlich, dass die installierte Leistung von 60 GW in der PV energetisch nicht gleich der installierten Leistung von 60 GW in konventionellen Kraftwerken ist. Die konventionellen Kraftwerke können 24 Stunden am Tag Strom produzieren, die PV funktioniert nur, wenn die Sonne scheint, und in unseren Breitengraden ist dies nicht besonders viel, und kommen auf etwa 1000 Volllaststunden pro Jahr (s. auch Tab. 1.5). So entsprechen 60 GW PV, energiemäßig gesehen, weniger als 10 GW konventioneller Leistung, oder umgekehrt müssen 80 GW konventioneller Leistung, auch energiemäßig gesehen, durch eine gigantische Kapazität von etwa 540 GW PV ersetzt werden. Dies entspräche fast dem 8-fachen der derzeit installierten PV-Kapazität in Deutschland.

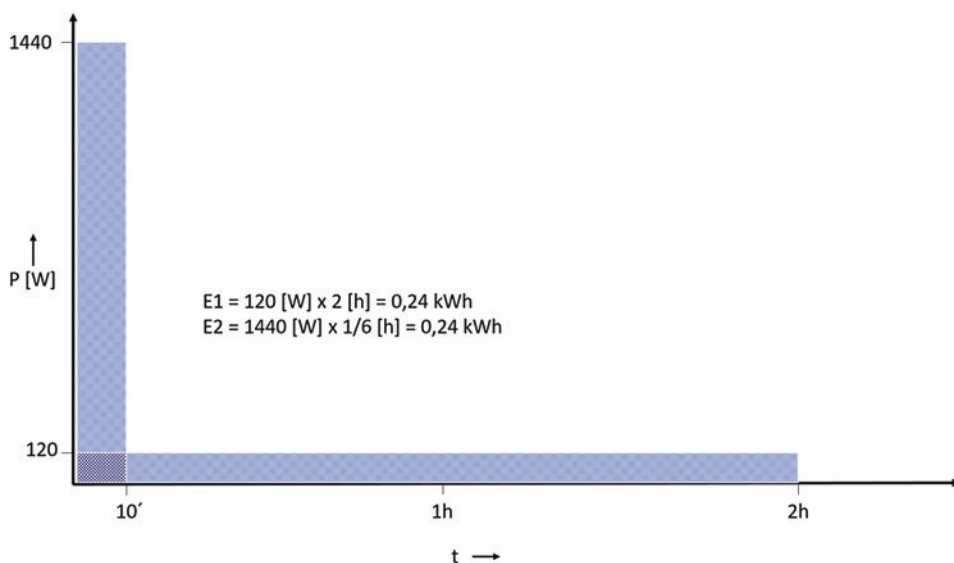


Abb. 1.16 Energie ist das Produkt aus Leistung und Zeit: Vergleich des Energieverbrauchs Wäschetrockner/Autobatterie

Tab. 1.5 Volllaststunden (Orientierungswerte) für Wind-, Solar- und Geothermieranlagen in Abhängigkeit vom Ort der Aufstellung. (Datenquellen: [48–51])

Ort der Aufstellung	Windanlagen	Solaranlagen	Geothermie
Deutschland-Binnenland	1800	900	
Norddeutschland	2500	850	
Spanien			
Nordafrika		2100	
Ostsee	4000		
Nordsee	4000		
Irland			8000
Nordwestafrika		2200	

Diese letzte Zahl verdeutlicht die Dimension der Aufgabe „Energiewende“, wenn man nur die notwendigen Investitionen in PV-Erzeugung und dann die Integration derart großer Leistungen (vgl. auch Abb. 1.15) betrachtet.

1.2.2 Potenziale der regenerativen Erzeugung

Die Möglichkeiten der regenerativen Energieerzeugung sind aus menschlicher Sicht unbegrenzt. Betrachten wir die Sonneneinstrahlung, so wird der Energiebedarf der Menschen auf der Erde mit weniger als 1 Promille (vgl. auch Abb. 1.27) der auf die Erde einkommende Energie gedeckt. Problematisch sind hier die technischen Umwandlungssysteme, die Sonnenenergie, aber auch die Energie der Erde (z. B. Wärmeenergie), in für den Menschen nutzbare Energieformen (z. B. Strom oder Wärme) umwandeln. Solche Systeme müssen in technischem Maßstab hergestellt werden und dazu noch bezahlbar bleiben. Dies ist die größte praktische Herausforderung, die vor einem nachhaltigen und regenerativen Energiesystem steht.

Ausgehend von der bisherigen Entwicklung der Produktion erneuerbarer Energien (s. Abb. 1.17) lässt sich feststellen, dass in den letzten 20 Jahren die spezifischen Produktionskosten von z. B. PV-Systemen um etwa 80 % [34] (das Fünffache) gesunken sind. Gegenwärtig kostet die Produktion von Solarstrom zwischen 0,07 €/kWh in Süddeutschland bis 0,11 €/kWh im Norden [35] und steht in klarer Konkurrenz zu den effektivsten konventionellen Technologien. Eine weitere Senkung dieser Kosten wird auch erwartet, da die Technologien und Methoden zur Herstellung von PV-Modulen ständig verbessert werden. Der Wirkungsgrad der Solarumwandlung ist bei modernen Modulen höher (zwischen 15 % und 24 %) als bei den alten, und nicht zuletzt wird die Steuerlektronik immer effizienter und billiger.

Die gleiche Entwicklung ist bei den Windkraftanlagen zu beobachten. Bei den ersten kommerziellen Windturbinen der 1990er-Jahre war die installierte Leistung klein (etwa 500 kW) und die spezifischen Kosten der Stromerzeugung waren hoch (etwa 0,5 Euro/kWh).

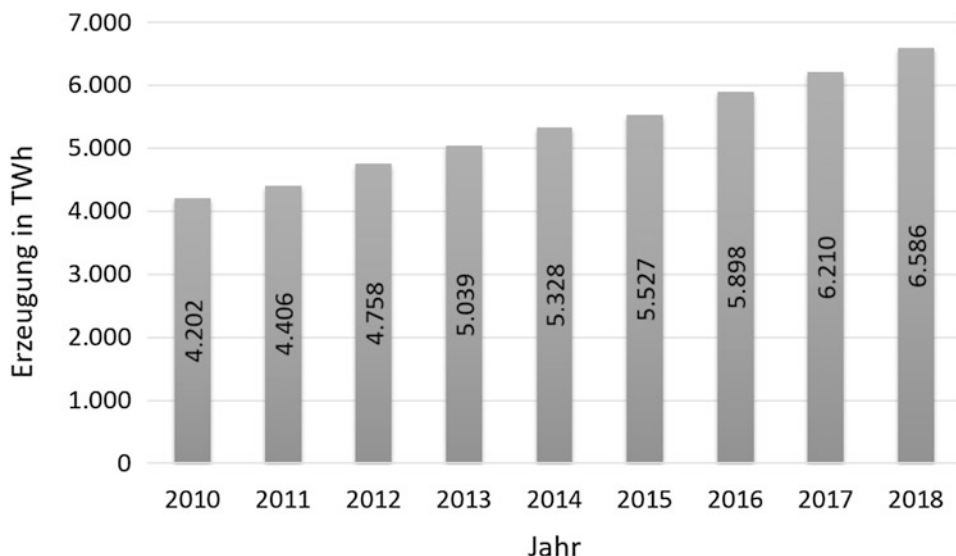


Abb. 1.17 Erneuerbare Energieerzeugung weltweit. (Datenquelle: [36])

Heute erreichen kommerzielle Turbinen eine Kapazität von 8 MW und mehr, und die spezifischen Erzeugungskosten liegen zwischen 0,05 und 0,09 €/kWh.

Unter Berücksichtigung der verschiedenen Arten von Energieträgern, die direkt aus erneuerbaren Energien oder durch Konversion (z. B. Methanisierung) erzeugt werden können, lassen sich aus heutiger Sicht die technisch sinnvollen Potenziale im Vergleich zur heutigen Nutzung berechnen. Diese sind für Deutschland in Abb. 1.18 zusammengefasst.

Insgesamt ist das Potenzial fünfmal größer als die derzeitige Nutzung. Auch wenn diese Schätzung konservativ klingt, werden wir viele Jahre brauchen, um diese Potenziale auszuschöpfen. Selbst die Verdoppelung der Windenergieerzeugung wird bei den heutigen Produktionskapazitäten in der Windturbinenproduktion etwa 10 Jahre dauern.

In Europa gibt es ein Potenzial von 52,5 TW installierter Kapazität in Windturbinen [38]. Dies entspräche etwa 1 MW installierter Leistung pro 16 Europäer, was wiederum etwa 125 MWh Energie pro Jahr und einen Europäer bedeutet, was mehr als das Dreifache des gesamten europäischen Energieverbrauchs ausmacht (z. B. Deutschland 80.000.000 × 125 MWh = 10.500 TWh – Jahresverbrauch in D = 3640 TWh); Energieverbrauch EU (s. [39, 40]).

In den letzten 10 Jahren wurden verschiedene Varianten untersucht, wie eine 100 %ige Versorgung mit erneuerbarer Energie erreicht werden kann.

In aktuellen Studien, die von der EU und ihrer Organisation durchgeführt werden, werden die folgenden drei Szenarien diskutiert (vgl. Tab. 2.3 und Abschn. 7.2):

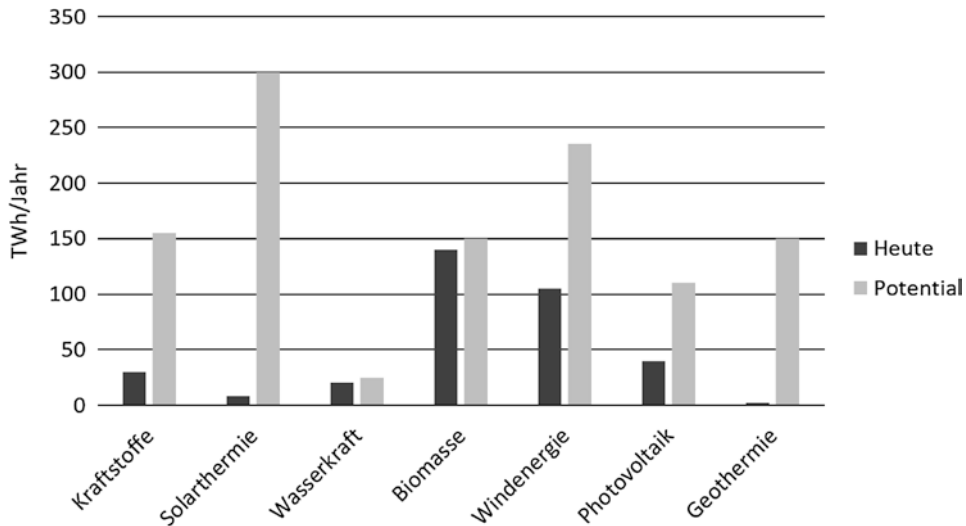


Abb. 1.18 Potenziale für regenerative Erzeugung von unterschiedlichen Energieformen für Deutschland. Schätzungen [37]

- die Globale Ambition (die auch im Green Deal der Europäischen Union skizziert ist)
- Nationale Trends, da die Energiepolitik als solche den einzelnen Nationen überlassen bleibt
- Dezentrale Systeme, was eine starke Dezentralisierung der zukünftigen Energieversorgung voraussetzt

Der ENTSO-E, der europäische Dachverband der nationalen Übertragungsnetzbetreiber, veröffentlicht jährlich einen sogenannten TYNDP (Ten Years Network Development Plan) (analog dazu wird durch die ENTSO-G, Europäische Dachorganisation für Gasversorger, jährlich auch ein Entwicklungsplan für die Gasbranche publiziert). Mit der Umsetzung dieser Pläne soll die notwendige Sicherheit der Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden. Als technische Organisation schlägt ENTSO-E realistische Maßnahmen vor, die anschließend in nationalen Plänen umgesetzt werden müssen.

Die drei oben erwähnten Hauptszenarien spiegeln sich auch in der TYNDP-Studie wider. Abb. 1.19 zeigt schematisch die jüngsten Vorschläge des ENTSO-E in der Planungsperspektive bis 2050. Sie basieren auf vielen Simulationsrechnungen auf internationaler und nationaler Ebene und zeigen, dass in allen drei Hauptszenarien das Ziel einer 80- bis 100 %igen Dekarbonisierung in Europa aus rein technischer Sicht erreicht werden kann. Natürlich unterscheiden sich die Realisierungspfade in der Ausgestaltung der Maßnahmenfolge und sind auch mit unterschiedlichen Kosten verbunden. Sie führen zu unterschiedlichen Endausführungen der elektrischen Energiesysteme, zeigen aber auch ein großes Potenzial für die Entscheidungsgremien. Welches Szenario Realität wird, hängt auch aus heutiger Sicht von nationalen Entscheidungen ab, die von der EU weitgehend koordiniert werden sollten.

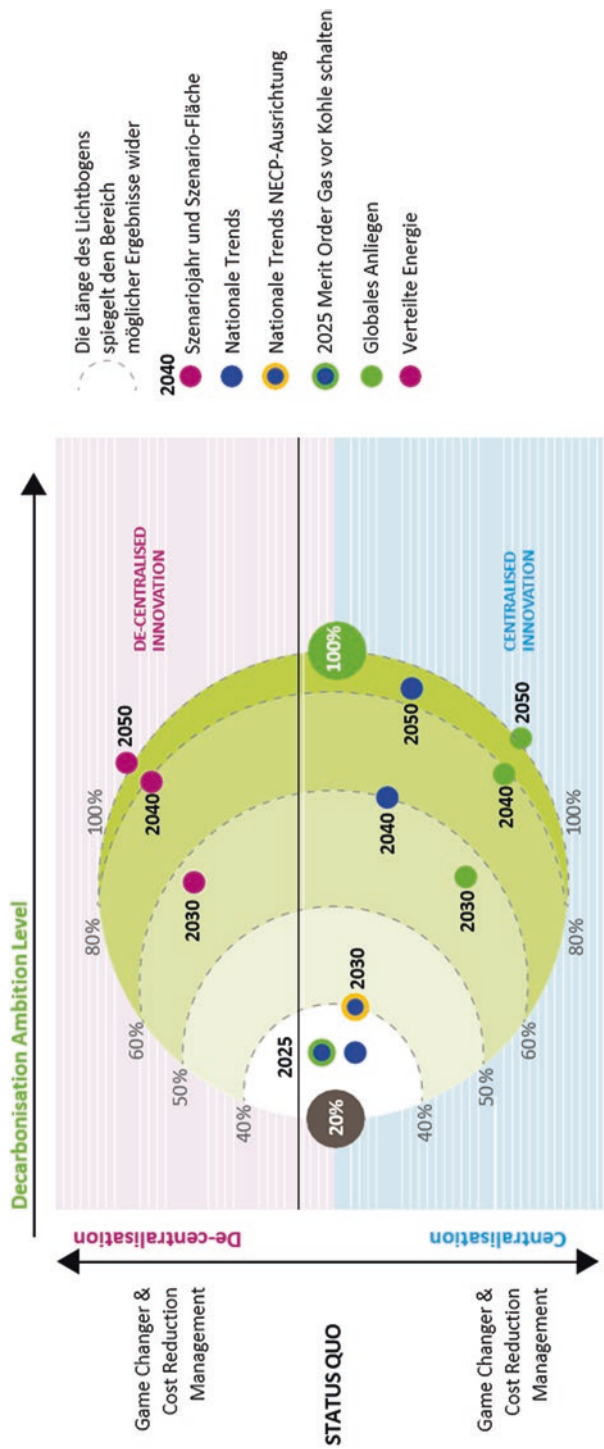


Abb. 1.19 Pfad zu 100 % nachhaltiger Energiesysteme nach ENTSO-E 2020 [41]

Durch die Realisierung des Pfades „Nationale Trends“ (Abb. 1.19, blaue Punkte) wird die 100-%-Dekarbonisierung nicht erreicht. Es wird von national-autonomen Energiesystemen dominiert. Folgen wir den Entwicklungen der „Globalen Ambition“, wird das Energiesystem zunehmend zentralisiert, sprich europäischer (Abb. 1.19, grüne Punkte), und erreicht 100 % Dekarbonisierung im Jahr 2050. Seine Realisierung wird auch insgesamt weniger kosten. Wird man auf die Dezentralisierung setzen, wird das System 2050 durch eine hohe Zerstreuung der Ressourcen gekennzeichnet sein und dadurch auch Redundanzen, die die höchsten Gesamtkosten auswiesen (Abb. 1.19, dunkelrote Punkte), aufweisen.

Der globale Energieverbrauch wird in allen Szenarien in Europa bis zum Jahr 2050 um etwa 1/3, im Vergleich zu 2015, sinken, was zunächst durch die steigende Energieeffizienz und durch die optimale Sektorenkopplung zu begründen ist. In Abb. 1.20 sind der europäische Energieverbrauch und der Anteil der RES in den Jahren 2015–2050 grafisch dargestellt. Die dort zugrunde liegenden Daten waren jene, die für die o. g. Berechnungen der ENSO-E für die Szenarien der Dezentralen Systeme verwendet wurden. Für andere Szenarien liegen die Werte etwa im gleichen Bereichen.

Dadurch, dass der Gesamtenergieverbrauch in Europa sinkt, verzeichnet das die gewünschte, starke Entkopplung des Energieverbrauchs vom BIP (vgl. Abschn. 1.2)

Natürlich nimmt in der gleichen Zeit die Produktion der elektrischen Energie zu. Die Zunahme muss die Substitution von Energieformen in den Nutzungssektoren ausgleichen, auch wenn der Gesamtenergieverbrauch gesenkt wurde.

Beispielsweise wird im Szenario Dezentrale Systeme die höchste installierte Leistung erwartet (s. Abb. 1.21b). Diese Überkapazität von 30 % im Vergleich zu den Szenarien Nationale Trends und Globale Ambitionen wird sich dann in den Energiekosten niederschlagen. Die letzten beiden Szenarien werden sich nicht wesentlich von der installierten Kapazität unterscheiden. Der Unterschied liegt im Energiemix (s. Abb. 1.21a).

Im Szenario Ambition, aber auch in den nationalen Szenarien, müssen die elektrischen Übertragungsnetze ausgebaut werden, um den Strom in Europa bezahlbar zu halten. Der

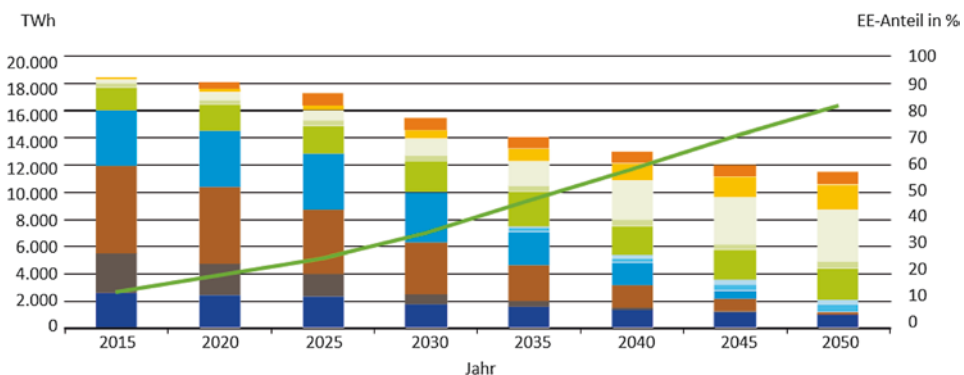


Abb. 1.20 Energieverbrauch in der EU. Szenario Distributed Energy [42]

Mangel an Übertragungskapazität wird unter anderem zu Redundanzen in der Erzeugung, zur Bildung lokaler Energiemärkte und damit auch zu höheren Energiekosten in Europa führen.

Die in TYNDP 2020 veröffentlichten Untersuchungen von ENSO-E zeigen, dass viele Maßnahmen notwendig sind, um die Übertragungsnetze der Zukunft in Europa auszubauen.

In Abb. 1.22 sind die Netzausbaumaßnahmen, die in Europa bis 2040 notwendig sind, grafisch dargestellt. Die meisten Netzausbaumaßnahmen sollen in den nächsten Jahren in Ost-Südeuropa durchgeführt werden, wobei auch das Übertragungsnetz in Deutschland einen erheblichen Verstärkungsbedarf hat.

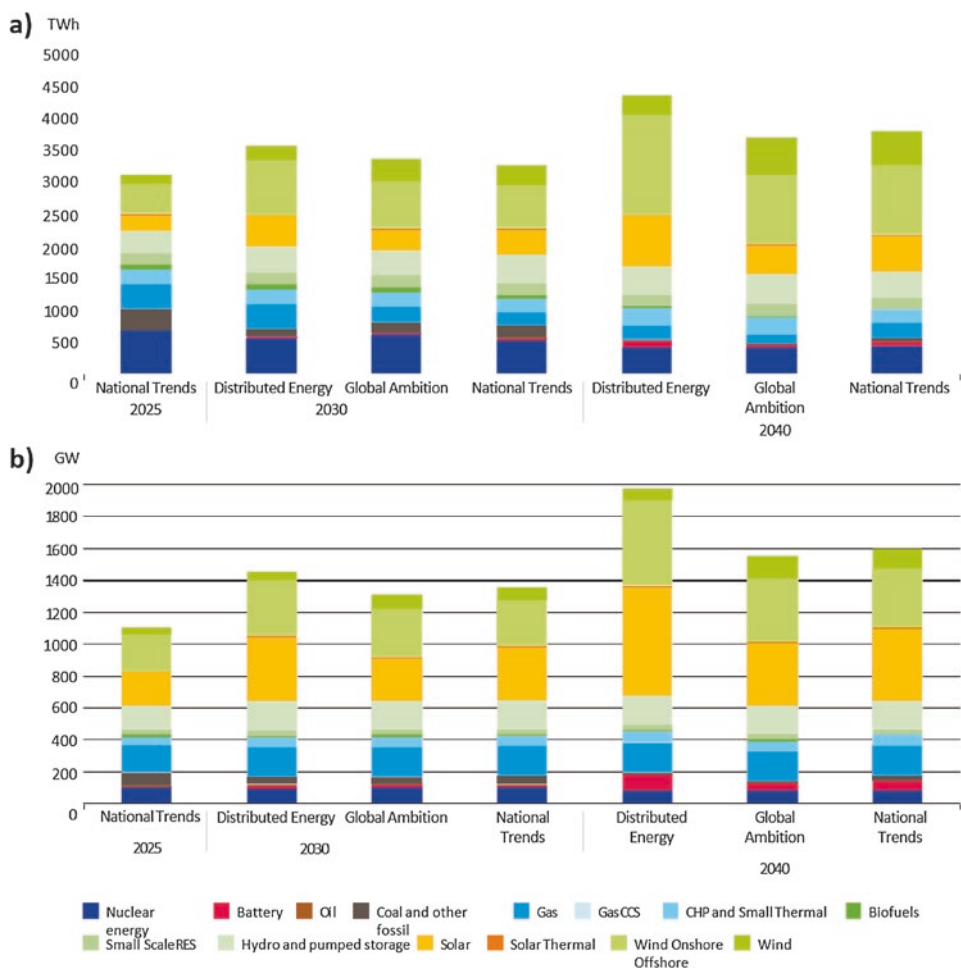


Abb. 1.21 (a) Mögliche Energiemix-Konfigurationen und (b) notwendige installierte Leistung aus dem Zehnjahresplan der ENTSO-E für Europa [29, 42]

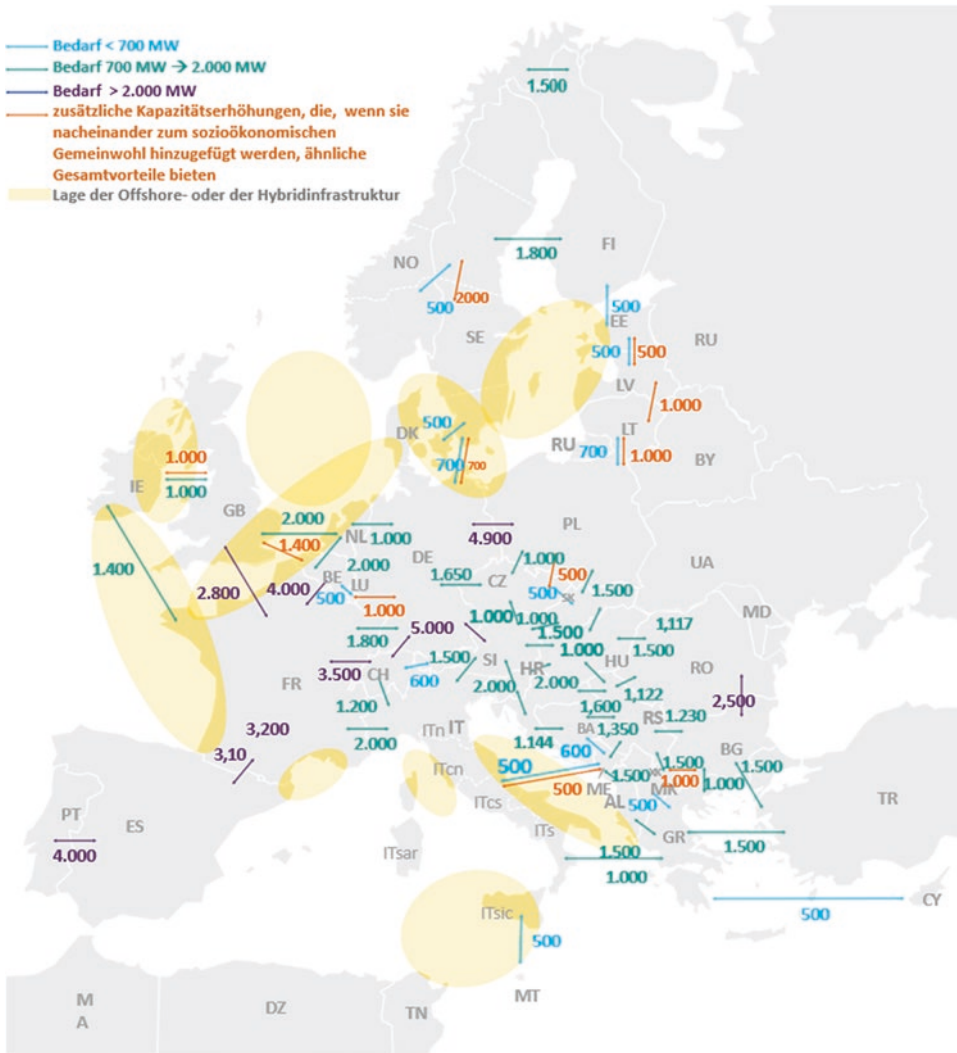


Abb. 1.22 Notwendige Investitionen ins elektrische Transportnetz Europas bis 2040, um die 100-%-Nachhaltigkeit zu gewährleisten [41]

1.2.3 Dunkelflauten und andere Besonderheiten

1.2.3.1 Allgemeine Bemerkungen

Die gegenwärtige Transformation der Energieversorgung ist in der jüngeren Geschichte einzigartig. Schon zu Zeiten des letzten großen Wandels, der Zeit von Edison und Tesla in den 1880er-Jahren, gab es viele Vorbehalte und Mythen, die gegen die Einführung von z. B. Wechselstrom sprachen. Einer davon war, dass Wechselstrom viel gefährlicher (töd-

licher) sei als Gleichstrom. Dies führte sogar zu Protesten und fehlgeschlagenen Experimenten [43]. Am Ende wurden die populistischen Thesen jedoch widerlegt und der Wechselstrom setzte sich durch. Damit war es auch möglich, elektrische Energie über weite Strecken zu übertragen, indem man die Spannung in Transformatoren einfach erhöhte. Die elektrischen Netze wurden geschaffen.

Die Vorbehalte gegen die Energiewende, insbesondere gegen den Ersatz fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien, waren nicht so stark ausgeprägt. Proteste gab es nicht, aber in der Fachwelt und in der Politik gab es unterschiedliche, zum Teil heftige Diskussionen, die im Wesentlichen durch die Unberechenbarkeit des Neuen, des Unbekannten befeuert wurden. Es lagen keine Erfahrungen vor, wie solche erneuerbaren Systeme umgesetzt werden können.

Man kann hier durchaus eine Analogie zu den Erfahrungen mit der Corona-Pandemie 2020 sehen, als in viel kürzerer Zeit unterschiedliche Maßnahmen aufgrund von neuen Erkenntnissen über das Virus revidiert und Aussagen korrigiert wurden. Diese natürliche Vorgehensweise im Umgang mit dem Neuen hat hier eine große und breite Akzeptanz in der Bevölkerung gefunden.

Auch die sich über viele Jahre erstreckende Transformation des Energiesystems findet die Unterstützung der Bevölkerung, was sich z. B. in der ununterbrochenen, stillen Akzeptanz für die EEG-Umlage ausdrückt. Auch unterschiedliche Versuche, diese Unterstützung durch den Hinweis auf sehr hohe Energiepreise in Deutschland zu beenden, haben keine großen Auswirkungen gehabt.

Bei der Einführung der ersten erneuerbaren Erzeuger waren die hohen Kosten dieser Technologien das erste und wichtigste Argument ihrer Gegner. Die Technologien standen damals am Anfang und es war klar, dass eine Massenanwendung nur bei stark sinkenden Kosten möglich sein wird. Der unglaubliche technische und technologische Fortschritt in den erneuerbaren Technologien hat gezeigt: Sobald die technischen Probleme verstanden werden, finden sich auch Methoden zur Bewältigung dieser Probleme (etwa: neue Flügelprofile bei Windanlagen mit hoher Leistung). Wer hätte vor 30 Jahren gedacht, dass man 10-MW-Windanlagen mit einer Nabenhöhe von 120 m und mehr sowohl onshore als auch offshore bauen könnte? Damals war schon eine 250-kW-Windanlage bei Kassel imposant.

Vor 20 Jahren war auch die Vorstellung, dass der PV-erzeugte Strom Konkurrent zu anderen Energieformen sein könnte, nur von einigen Utopisten denkbar. Das erste EEG startete mit gerade einmal etwa 0,50 €/kWh Förderung an. Heute werden die PV-Rechte im Rahmen von Auktionen vergeben. Der PV-Strom ist ein wettbewerbsfähiger Konkurrent auf dem Energiemarkt geworden.

Im Folgenden werden drei Themen aus der breiten Palette der Fragen, die die energetische Transformation bedingt, vorgestellt: die sogenannten „Dunkelflauten“, „die Inertia“ (Systemträgheit) und „der Offshore-Wind sowie der Grüne Strom aus Afrika“. Das erste Thema wird bereits in der breiten Öffentlichkeit diskutiert, das zweite Thema war und ist in Fachkreisen sehr umstritten, das dritte Thema ist in den letzten Monaten wieder auf die Agenda der Diskussion zurückgekehrt. So werden alle drei Themen aktuell noch breit diskutiert, und die endgültigen Antworten auf die dort skizzierten Probleme werden sich erst

in der Zukunft ergeben. Die bisherigen Erfahrungen lassen uns aber zuversichtlich in die Zukunft schauen: Die Herausforderungen werden auch diesmal durch smarte, technische Lösungen bewältigt werden können.

1.2.3.2 Dunkelflauten

Wenn ein technisches System grundsätzlich von einer Energiebereitstellung abhängig ist, die in wetterabhängigen Quellen erzeugt wird, stellt sich sofort die Frage:

- Was passiert mit der Energieversorgung, wenn das Wetter für die Energiequellen nicht entsprechend günstig ist?

Natürlich denkt man in erster Linie an solche Energiequellen wie Wind- und Sonnenkraftwerke, die sich in den letzten Jahren als die dominierenden erneuerbaren Quellen etabliert haben. Wann liefern sie keine Energie? Natürlich dann, wenn es keinen Wind und/oder keine Sonne gibt.

Systematisch gesehen gibt es bei solchen Problemen zwei Fragen:

- Wie ungünstig können solche Wetterbedingungen in der Realität sein?
- Wie lange kann eine solche ungünstige Periode dauern?

Bei solchen Überlegungen werden im Zusammenhang mit kritischen Infrastrukturen oft sogenannte Worst Cases betrachtet. In diesem Fall wäre eine Wettersituation ohne Wind und mit dunklem Himmel (z. B. wie in der Nacht) angebracht. Daher rührt auch der Begriff „Dunkelflauten“.

Wie lange dauert eine Dunkelflaute? Produzieren Solaranlagen wirklich keinen Strom, wenn der Himmel bewölkt ist? Bei der Worst-Case-Betrachtung müssen solche detaillierte Fragen nicht berücksichtigt werden.

Wenn es wirklich eine Dunkelflaute gibt, muss die elektrische Energie aus anderen als den oben genannten Quellen stammen. Dann kommen in Frage:

- Energiespeicherung,
- Energieerzeuger, die auf der Umwandlung (z. B. Verbrennung) von natürlichen (Biogas), fossilen (Gas, Kohle) oder synthetischen (H_2 oder Biomethan) Energieträgern basieren.

Das bedeutet, dass entsprechende Speicherkapazitäten vorhanden sein müssen oder entsprechende Kraftwerke in Reserve gehalten werden müssen. Wie viele solcher Kapazitäten wo vorgehalten werden müssen, hängt von der Dauer einer solchen dunklen Flaute ab. In einer Worst-Case-Betrachtung wird davon ausgegangen, dass eine solche Flaute maximal 2 Wochen dauern kann. Für diesen Zeitraum muss der Mindestbrennstoff für Reservekraftwerke verfügbar sein.

In der Realität treten vergleichbare Situationen auf, was in Abb. 1.24a für z. B. Dezember 2007 dargestellt ist. Zwischen dem 12. und 24. Dezember machten sowohl die Wind- als auch die PV-Energieproduktion nur etwa ein Drittel der durchschnittlichen erneuerbaren Erzeugung aus. Selbst zwischen dem 19. und dem 23. Dezember konnte diese Erzeugung als marginal betrachtet werden.

Damals war die Stromversorgung in Deutschland jedoch gesichert, denn damals wie heute gab es einige konventionelle Kraftwerke in sogenannter Reserve. Diese Reserve wird von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben, und die Kraftwerke, die sich in diesem Pool befinden, erhalten für die Bereithaltung des Stroms eine entsprechende Vergütung. Da der Fahrplan (Erzeugung) des Stromsystems in der Regel einen Tag im Voraus auf der Grundlage der Wetter- und Lastprognose erstellt wird, konnte an jedem dieser Tage ein Produktionsplan gefunden werden, der die erwartete Last ausgeglichen hat.

Die heutigen Control Center (s. Abb. 1.23), die den Betrieb des Netzes der Übertragungsnetzbetreiber koordinieren, verfügen über sehr genaue Programme, die auf der Grundlage von Wetterdaten 24-Stunden-Generationsprognosen erstellen. Der statistische Fehler solcher Vorhersagen liegt heute unter der 3%-Marke [44]. Diese mittelfristigen Vorhersagen werden während des Betriebs durch eine 4-Stunden- und dann auch 1-Stunden-Vorhersage ergänzt, die logischerweise viel genauer ist und es erlaubt, rechtzeitig und punktgenau entsprechende Maßnahmen auf der Erzeugungsseite zu ergreifen.

Im Vergleich zu dem Monat mit einer dunklen Flaute zeigt Abb. 1.24b einen Monat mit stabiler Sonnen- und Windenergieerzeugung. Es ist deutlich zu erkennen, dass die regenerative Erzeugung einen wesentlichen Teil des Strombedarfs deckt, und dass die Stabilität des Systems mit einem hohen Anteil regenerativer Erzeugung in all diesen Situationen möglich ist. Ein weiteres in Abb. 1.24c dargestelltes Beispiel zeigt einen besonders



Abb. 1.23 Modernes Control Center für die Steuerung von elektrischen Energiesystemen. (© 50Hertz Transmission GmbH)

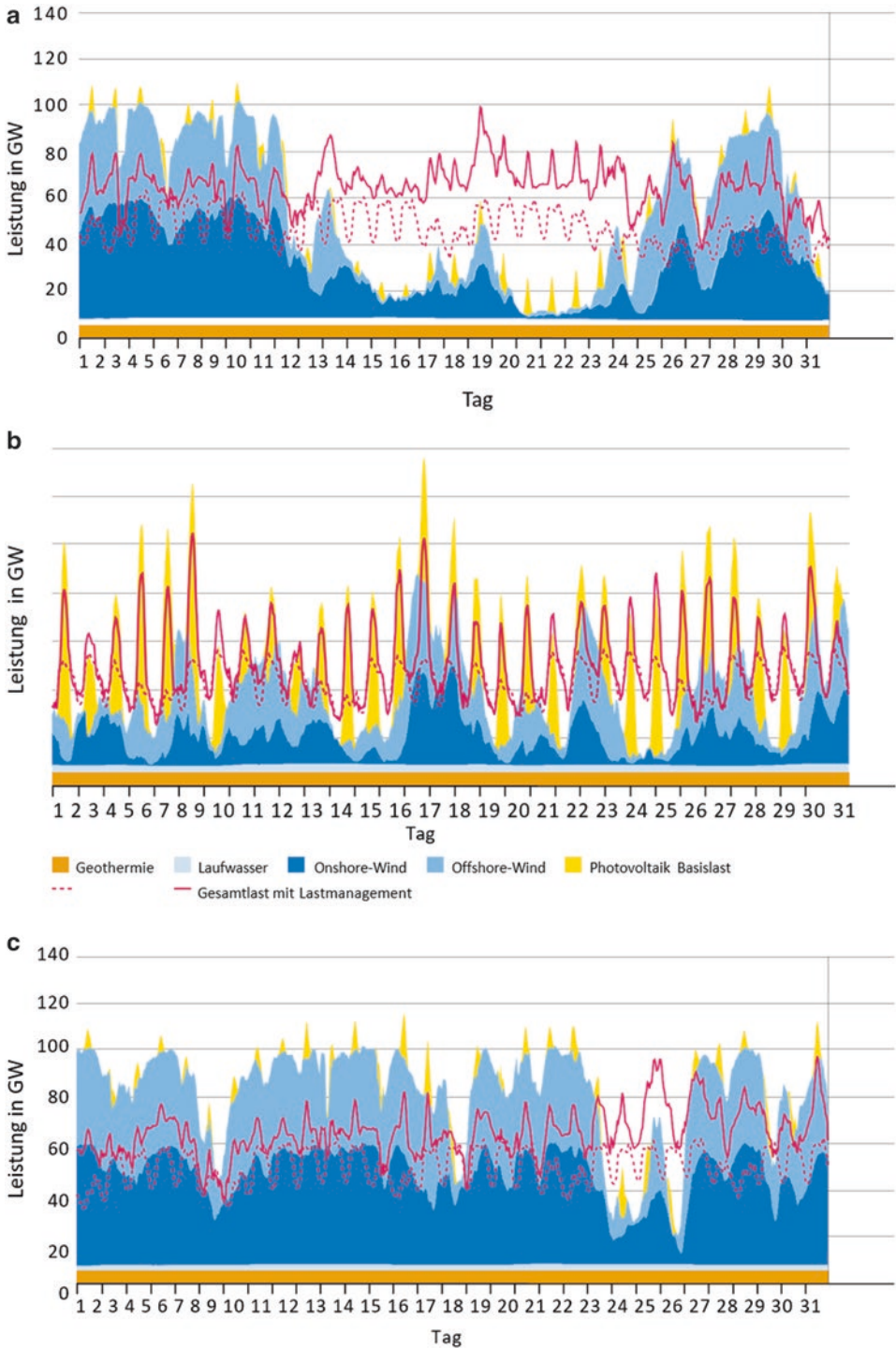


Abb. 1.24 Beispiele für Erzeugung und Verbrauchlastgänge bei (a) Dunkelflaute, (b) ausgeglichenes Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch und (c) Überschuss an regenerativer Erzeugung [45]

windreichen Monat, in dem die Windenergie über einen längeren Zeitraum fast den gesamten Energiebedarf decken kann.

Damit ist die Antwort auf die Herausforderung der Dunklen Flaute gefunden. Es wird ein Pool von Reservekraftwerken benötigt, wobei in Zukunft Energiespeicherung [44] und weitere Flexibilisierungsmaßnahmen eine größere Rolle bei der Bewältigung dieser Phänomene spielen werden als heute [30]. Besonders in Anbetracht eines starken europäischen Verbundnetzes, wie von ENTSO-E im TYNDP 2020 postuliert und im Abschn. 1.1.3 beschrieben, kann die Diskussion um die elektrische Energieversorgung entspannter geführt werden. Die großflächige Dunkelflaute, die sich über ganzes Europa ausstreckt, ist eben viel weniger wahrscheinlich als eine lokale.

1.2.3.3 Frequenzhaltung: Systemträgheit. Kann das elektrische Energiesystem ohne Inertia stabil bleiben? [42]

Die Auslastung des elektrischen Energiesystems ändert sich ständig. Die Kunden zu Hause bzw. bei der Industrie schalten ihre Geräte ein und aus. Der Strom wird nach eigenem Bedarf verwendet. Diese Prozesse unterliegen einer statistischen Verteilung, gleichen sich aber nur teilweise aus. Das Ergebnis dieser Änderung ist, dass sich das Gleichgewicht des elektrischen Energiesystems ständig wieder herstellen muss. Dazu entstehen unterschiedliche störungsbedingte Abschaltungen, die größere Schwankungen der Last bedeuten. Wird durch Fehler (meist einen Kurzschluss) ein Stadtteil bzw. ein Betrieb notausgeschaltet, so werden auch plötzlich etliche MW Leistung nicht mehr gebraucht. Umgekehrt: Entsteht ein Fehler in der Erzeugungseinheit, Sammelschienen, zum Beispiel ein Kurzschluss in einem Kraftwerk oder in einem Windpark, werden mehreren MW Erzeugung plötzlich fehlen.

Um die kurzfristigen Diskrepanzen zwischen der Energienachfrage und der daraus resultierenden Stromerzeugung (große oder kleine) auszugleichen, wird im Rahmen der s. g. Primärregelung [30] die gespeicherte Energie in den rotierenden Massen der Synchrongeneratoren in den aktiven Kraftwerken genutzt. Die mechanische Trägheit stellt unmittelbar die notwendige, aber begrenzte Menge der Energie zur Verfügung, um die entstehenden Defizite zu bilanzieren. Die durch Trägheit gekennzeichnete Reaktion führt zu einer Änderung der Rotordrehzahlen der Generatoren und folglich der Systemfrequenz. Ist das Erzeugungsdefizit vorhanden, sinkt die Netzfrequenz, wobei beim Energieüberschuss die Generatoren beschleunigen und die resultierende Netzfrequenz steigt. Wenn ein Leistungsdefizit nachhaltig ist, ist es von wesentlicher Bedeutung, dass der Frequenzregelungsverantwortliche (in Deutschland ist das der Übertragungsnetzbetreiber) in der Lage ist, auf die Änderung der Frequenz zu reagieren und die Leistungsabgabe seiner Erzeugungsanlagen so zu verändern, dass das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage wieder anpasst wird.

Da die Frequenzregelung klaren Regeln unterliegt (Grid Code), ist der Grad der Trägheit des elektrischen Systems eine nützliche Kennzahl seiner Funktionsfähigkeit. Die geschätzte äquivalente Systemträgheit $H[s]$ wird auf der Grundlage einer geschätzten Online-Generatorkapazität berechnet. Die dazu im Rahmen der TYNDP 2020 von ENT-

SO-E durchgeführten Studien zeigen, dass die Systemträgheit momentan zwar sinkt, aber immer noch im Europäischen Verband für alle Szenarien vorhanden ist. Als bis vor Kurzem die meiste elektrische Energie von Großkraftwerken kam, waren Frequenzänderungen jedoch nicht spürbar. Grafisch lässt sich diese Problematik wie in Abb. 1.25 darstellen. Das Gleichgewicht des Systems, es wird mit einem Seiltänzer dargestellt, war durch das System, repräsentiert durch das Seil (Abb. 1.25a), nicht zusätzlich beansprucht. Heute, im Jahr 2020, da fast 50 % der elektrischen Energie durch die regenerativen Anlagen erzeugt werden, werden natürlicherweise die großen Kraftwerke aus dem Netzbetrieb verdrängt. Die Systemträgheit sinkt, da die regenerativen Erzeuger grundsätzlich durch die leistungselektronischen Umrichter mit dem Netz gekoppelt sind. Das System ist empfindlicher für Gleichgewichtsänderungen, die nicht sofort ausgeglichen werden können. Das System,

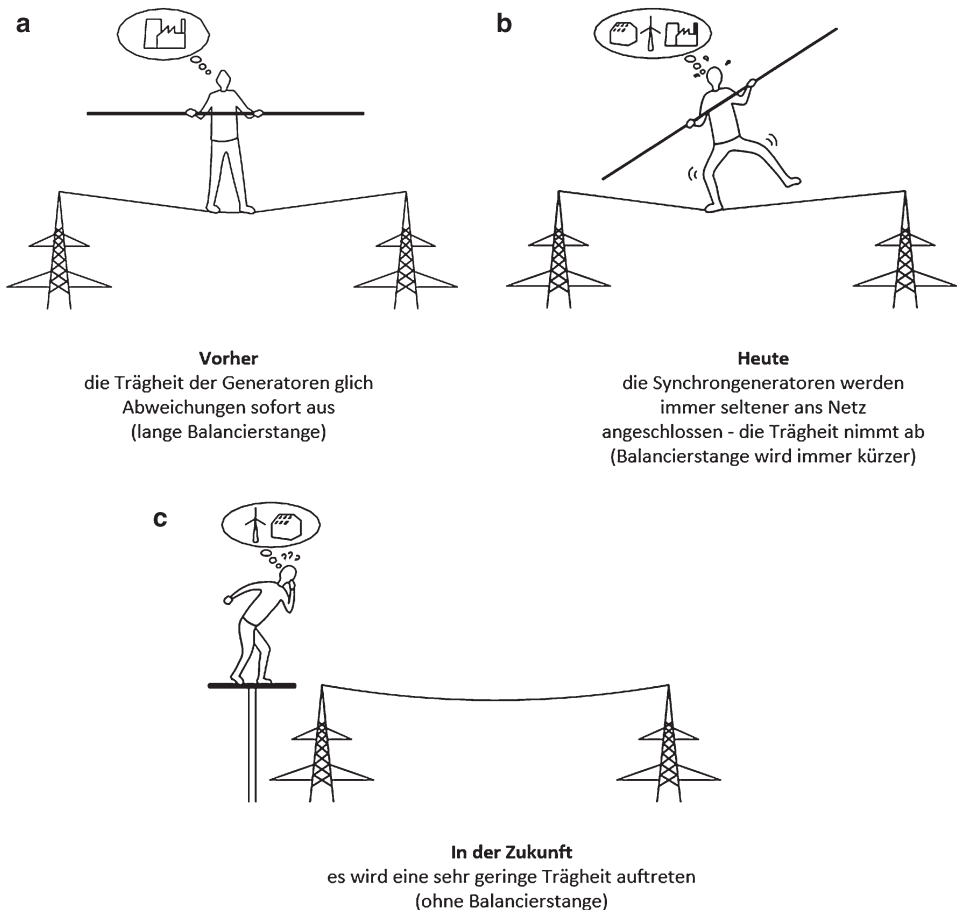
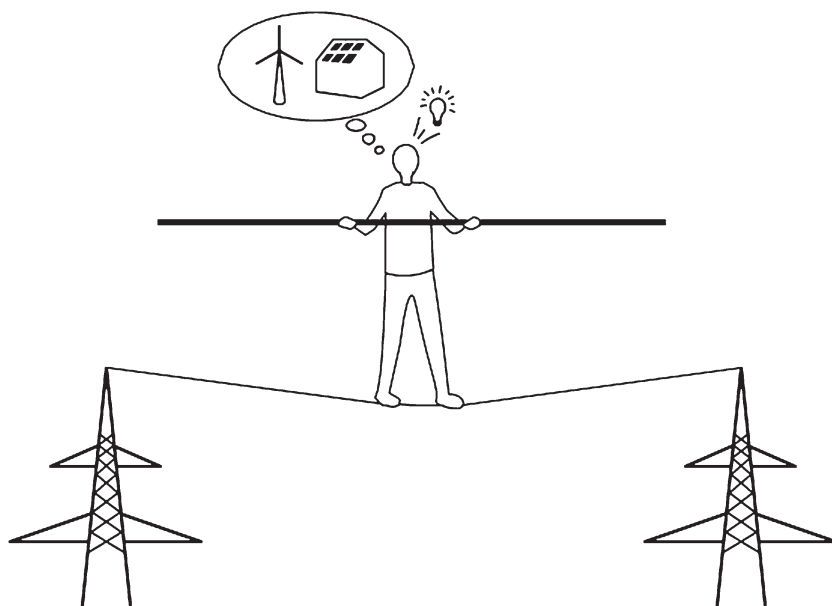


Abb. 1.25 Grafische Darstellung der Stabilität des elektrischen Energiesystems heute und morgen [41]

das Seil, fängt an zu schwingen, der Seiltänzer kann das Gleichgewicht einfacher verlieren (s. Abb. 1.25b). Verliert der Seiltänzer das Gleichgewicht, fällt er vom Seil. Dies bedeutet im echten System, dass das System kollabiert und sich meistens in verschiedene Teilsysteme aufteilt, die für sich selbst ein Gleichgewicht herstellen müssen, was noch schwieriger sein kann. Um diese Situation zu vermeiden, müssen neue Ansätze während des Betriebes angewendet werden. Welche das sein sollen, wurde noch nicht endgültig festgelegt. Dazu werden gerade unterschiedlichen Studien durchgeführt und praktische Erfahrungen gesammelt. Eine solche Situation wird in Abb. 1.25c illustriert.

In Zukunft werden auftretende Gleichgewichtänderungen u. a. durch schnellere Regelreserven oder frequenzbezogene Abwehrmaßnahmen von Generatoren oder Niederfrequenz-Nachfrageabschaltung (Low Frequency Demand Disconnection, LFDD) kompensiert werden können. Vielversprechende Technologien sind Grid-Forming Converter (GFC) oder – auf Deutsch – Netzbildende Konverter (s. schematische Darstellung in Abb. 1.26). Sie sind als leistungselektronische Geräte zur Unterstützung des Netzbetriebes konzipiert, die ein Wechselstromversorgungssystem unter normalen, gestörten und Not-



Das Verhalten von RES-Einheiten muss weiterentwickelt werden, damit sie
sofort auf Abweichungen reagieren...

Die erweiterten Funktionen werden für das System umso effektiver sein, da
sie weiter verbreitet sind und alle Spannungsstufen abdecken

Abb. 1.26 Gewünschter Stabilitätslage in den zukünftigen Netzen [41]

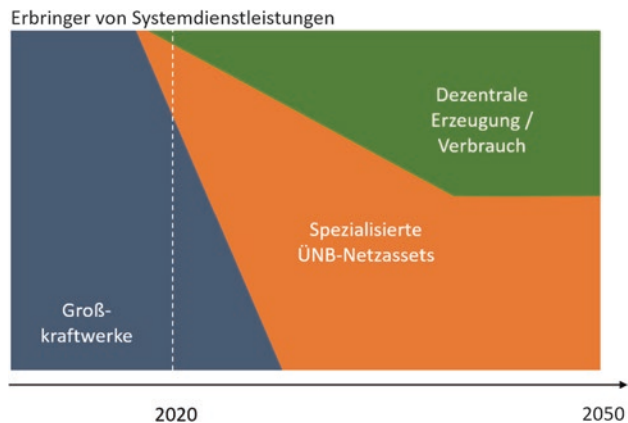
fallbedingungen, auch ohne Synchrongeneratoren, führen können. Diese Technologie steht jedoch noch in der Entwicklung.

Die ENTSO-E sieht die folgenden Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes der Zukunft vor [46, 47]:

- Echtzeit-Überwachung der Systemträgheit zur Sicherstellung, dass ein Minimum der Trägheit im System vorhanden ist. Beschaffung von Trägheits- und Blindleistung als Systemdienstleistung bei Bedarf (z. B. bei hoher RES-Produktion), unter Verwendung möglicherweise aggregierter Quellen koordiniert mit DSOs. Beobachtbarkeit und Kontrollierbarkeit der verteilten Ressourcen durch die TSOs und DSOs sowie eine starke Koordination zwischen beiden Betreibern.
- Einschränkung der EE-Erzeugung und Aktivierung der synchronen Erzeugung mit der notwendigen Trägheit.
- Investitionen auf der Netzseite: Zusätzliche spannungsunterstützende Einheiten im Übertragungsnetz wie Synchronkondensatoren, SVCs, STATCOM, HVDC müssen optimal verteilt werden, so dass bei verschiedenen Situationen und Fehlern die Drosselung des EE-Erzeugung vermieden wird.
- Schnellere Primärregelungsimulation von einem zeitvarianten Dämpfungseffekt in den kritischen ersten Sekunden durch schnelle Primärregelung. Hierfür eignen sich die Batterie-Energiespeichersysteme aufgrund ihres sehr schnellen Reaktionsverhaltens.

Das alles soll in der Summe zu einer neuen Verteilung der Erbringung der Systemdienstleistungen in der Zukunft, wie in Abb. 1.27 schematisch dargestellt ist, führen.

Abb. 1.27 Erbringung der Netzdienstleistungen heute und in der Zukunft. (Quelle und © 50Hertz Transmission GmbH)



1.2.3.4 Offshore Wind und Grüner Strom aus Afrika

Die Erzeugung nutzbarer Energie aus erneuerbaren Energiequellen hängt vom Wetter ab, und dieses ist in den verschiedenen Regionen der Erde selbstverständlich ebenso unterschiedlich. So gibt es Regionen, die für die Produktion dieser Energieformen besonders prädestiniert sind, z. B. ist im Süden die Sonneneinstrahlung intensiver oder der Wind weht konstanter auf dem Meer. Diese offensichtlichen Vorteile können natürlich genutzt werden, wenn eine angepasste Technologie zur Verfügung steht.

Es hat mehrere Jahre gedauert, bis die Konstruktion von Offshore-Windenergieanlagen die technische Reife erreicht hatte. Anfängen beim notwendigen Widerstand gegen die hochkorrosive Umgebung des Salzwassers, dem die ersten Windkraftanlagen seit 90 Jahren nicht standhielten, über die Verankerung der Anlagen in tieferen Gewässern (mit Tiefen bis zu 40 m [51]) bis hin zur Kontrolle der Schwingungen der Türme bei regelmäßigem Seegang. Heute sind weltweit bereits mehr als 600 GW [51] in Offshore- und Onshore-Windparks installiert, so dass man sagen kann, dass die anfänglichen Herausforderungen kein Problem mehr darstellen. Insgesamt sind die Kosten für die Produktion von Offshore-Windenergie höher als die vergleichbarer Onshore-Anlagen. Die hohen Volllaststunden der Windturbinen auf See kompensieren die höheren Turbinenkosten sowie die Kosten für deren Installation und Wartung nur teilweise.

Für die PV sind die Rahmenbedingungen, insbesondere im Hinblick auf die Sonneneinstrahlung, in Nordafrika am besten. Dort erreichen die Volllaststunden mehr als das Doppelte des Wertes in Deutschland. Die Situation in Nordafrika war 2009 der Grund für eine Initiative mit dem Namen DESERTEC. Diese Initiative sah vor, einen großen Teil der in Europa benötigten Energie in Nordafrika in Wind- und Solaranlagen zu erzeugen.

Schätzungen zufolge reichte eine Fläche von 500×500 km aus, um den europäischen Energiebedarf mit Sonnenenergie zu decken. Dies wird in Abb. 1.28 schematisch dargestellt. Zudem zeigt Abb. 1.28 viele Vorteile dieser Initiative, wie z. B. das große energetische Potenzial dieser Region oder die Nähe zu Europa.

Gegen das Projekt sprachen jedoch vor allem große Energietransportkosten über die dafür zu bauenden Stromnetze sowie eine zu große Versorgungsunsicherheit wegen politischer und wirtschaftlicher Instabilität dieser Region. Zwischenzeitlich wurde die Aktivität im Jahr 2019 fast aufgegeben, aber die Partner kamen überein, sie fortzusetzen. Vor allem die Länder des Nahen Ostens und Marokko, aber auch die EU wollen sich stärker engagieren, um dieses Projekt zu realisieren. Einer der Gründe dafür ist der Europäische Energieplan Green Deal (s. auch Tab. 1.3), gemäß welchem im Jahr 2050 100 % der in Europa verbrauchten Energie aus erneuerbaren Energiequellen stammen soll. Marokko möchte demnächst mehr als 50 % seines Energieverbrauchs in Solaranlagen produzieren [53].



Abb. 1.28 DESERTEC: gekoppeltes Energiesystem Europa-Afrika. Eine Vision [52]

Literatur

1. Gamble C, Gowlett J, Dunbar R (2016) Evolution, Denken, Kultur. Das soziale Gehirn und die Entstehung des Menschlichen
2. Broer I (2004) Bevölkerungszahlen und Lebenserwartung in der Antike. In: Pöttker H, Meyer T (Hg.) Kritische Empirie. VS Verlag für Sozialwissenschaften
3. Statista (2020) Lebenserwartung in Deutschland. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/185394/umfrage/entwicklung-der-lebenserwartung-nach-geschlecht/>. Abgerufen: 14.09.2020
4. Statista (2020) Weltbevölkerungszahl. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1694/umfrage/entwicklung-der-weltbevoelkerungszahl/>. Abgerufen: 04. Sep. 2020
5. von Weizsäcker E, Wijkman A (2019) Wir sind dran. Club of Rome: Der große Bericht. Pantheon, München
6. Vereinte Nationen (2015) Transformation unserer Welt. Die Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung. <https://sdg-portal.de/de>. Abgerufen: 17. Okt. 2020
7. Sachs J, Schmidt-Traub G, Kroll C, Lafortune G, Fuller G, Woelm F (2020) The Sustainable Development Goals and COVID-19. Sustainable Development Report 2020. Cambridge: Cambridge University Press.
8. Wikipedia (2020) Indikator echten Fortschritts. https://de.wikipedia.org/wiki/Indikator_echten_Fortschritts. Abgerufen: 20. Okt. 2020
9. Ribbeck, E (2020) Human Development Index (HDI). Bundeszentrale für politische Bildung. <https://www.bpb.de/internationales/weltweit/megastaedte/64733/hdi>. Abgerufen: 04. Sep. 2020

10. BP (2019) Energy Outlook. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/global-backdrop.html>. Abgerufen: 04. Sep. 2020
11. Azzuni A, Breyer C (2020) Global Energy Security Index and Its Application on National Level. In: *Energies* 2020, 13(10), 2502. CC-SA
12. Wikipedia (2020) Global Carbon Emission. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Global_Carbon_Emissions.svg?uselang=de#/media/Datei:Global_Carbon_Emissions.svg. Global_Carbon_Emission_by_Type_to_Y2004.png: Mak Thorpe derivative work: Autopilot (talk) – <http://cdiac.ornl.gov/ftp/ndp030/CSV-FILES/> and [Global_Carbon_Emission_by_Type_to_Y2004.png](http://cdiac.ornl.gov/ftp/ndp030/CSV-FILES/) Original Data citation: “Marland, G., T.A. Boden, and R. J. Andres. 2007. Global, Regional, and National CO2 Emissions. In *Trends: A Compendium of Data on Global Change*. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, United States Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.”. Global annual fossil fuel carbon dioxide emissions through year 2007, in million metric tons of carbon, as reported by the Carbon Dioxide Information Analysis Center (<http://cdiac.esd.ornl.gov/home.html>). CC BY-SA 3.0. Abgerufen: 08.10.2020
13. Statista (2019) Weltweiter CO2-Ausstoß. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/371871/umfrage/der-weltweite-co2-ausstoss-seit-1751/>. Abgerufen: 04. Sept. 2020
14. Sterner M et al. (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, DLR-IWES-IFNE. https://www.researchgate.net/profile/Michael_Sterner/publication/259895385_Langfristszenarien_und_Strategien_fur_den_Ausbau_der_erneuerbaren_Energien_in_Deutschland_bei_Berucksichtigung_der_Entwicklung_in_Europa_und_global/links/570c089e08aee0660351aa71.pdf. Abgerufen: 04. Sept. 2020
15. Wikipedia (2020) Reichweite (Rohstoff). [https://de.m.wikipedia.org/wiki/Reichweite_\(Rohstoff\)](https://de.m.wikipedia.org/wiki/Reichweite_(Rohstoff)). Abgerufen: 14. Sep. 2020
16. Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (2020) Reichweite fossiler Rohstoffe. <https://www.bveg.de/Erdgas/Rohstoffe/Reichweite-fossiler-Rohstoffe>. Abgerufen: 14. Sep. 2020
17. Diehl P (2006) Reichweite der Uran-Vorräte der Welt. Greenpeace. https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/uranreport2006_lf.pdf. Abgerufen: 14. Sep. 2020
18. BMWi (2019) Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklung und Trends in Deutschland. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=72. Abgerufen: 14. Sep. 2020
19. IEA (2020) Energy Technology Perspectives 2020. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Abgerufen: 14. Sep. 2020
20. BMWi (2016) Entkopplung des Energieverbrauchs von Wirtschaftswachstum. <https://www.deutschland-machts-effizient.de/KAENEF/Redaktion/DE/Bilder/Infografiken/energieverbrauch.html>. Abgerufen: 08. Sep. 2020
21. BMWi (2016) BIP und Energieverbrauch in Deutschland. <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/20/Meldung/infografik-bip-verbrauch.html>. Abgerufen: 08. Sep. 2020
22. Handrich L, Kemfert C, Mattes A, Pavel F, Traber T (2015) Turning point: Decoupling Greenhouse Gas Emissions from Economic Growth. Heinrich-Böll-Stiftung, Berlin. https://www.boell.de/sites/default/files/web_1509_e-paper_decoupling.pdf. Abgerufen: 08. Sep. 2020
23. Urbach E (Hrsg.) (2013) Priorisierung der Ziele. Zur Lösung des Konflikts zwischen Zielen und Maßnahmen der Energiewende. Schriftreihe: Energiesysteme der Zukunft.
24. NASA Goddard Institute for Space Studies (2020) Erdoberflächentemperatur. https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v4/ oder <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=24363898>. CC -Copyright Free. Abgerufen: 20. Sep. 2020

25. Umweltbundesamt (2020) Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>. Abgerufen: 18. Okt. 2020
26. BMWI (2015) An electricity market for Germany's energy transition. White Paper by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/whitepaper-electricity-market.pdf?__blob=publicationFile&v=10. Abgerufen: 22. Sep. 2020
27. Rahmstorf S (2020) Emission path for reaching the Paris Agreement. Wikimedia Commons. <http://scilogs.spektrum.de/klimalounge/koennen-wir-die-globale-erwaermung-rechtzeitig-stoppen>. CC BY-SA 4.0 oder <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=57962805>. Abgerufen: 04. Sep. 2020.
28. Acatech et al. (2017) „Sektorenkopplung“ – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_Sektorkopplung.pdf. Abgerufen: 24. Sep. 2020
29. Acatech (2020) Energiesysteme der Zukunft (ESYS). <https://www.acatech.de/projekt/esys-energiesysteme-der-zukunft/#:~:text=Um%20den%20Umbau%20der%20Energieversorgung%20zu%20unterst%C3%BCtzen%2C%20haben,die%20gemeinsame%20Initiative%20unter%20F%C3%BChrung%20von%20acatech%20fort>. Abgerufen: 19. Okt. 2020
30. Buchholz B M, Styczynski Z (2020) Smart Grid. Springer Verlag, Heidelberg
31. Oeding D, Oswald B R (2016) Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer Verlag, Heidelberg
32. Liu C C, McArthur S, Lee S-J (2016) Smart Grid Handbook. John Wiley and Sons, Chichester, UK
33. Henning T (2017) Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicherung und Sektorenkopplung. Springer Vieweg, Wiesbaden
34. IEA (2020) Energy Technology Perspectives 2020 <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>. Page 41, Fig. 1.5. Abgerufen: 30. Sep. 2020
35. Solarwatt (2020) Photovoltaikanlage Kosten. <https://www.solarwatt.de/photovoltaikanlage/photovoltaikanlage-kaufen/photovoltaikanlage-kosten>. Abgerufen: 30. Sep. 2020 (38)
36. Statista (2019) Primärenergieerzeugung der Erneuerbaren Energien weltweit in den Jahren 2010 bis 2018. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1174325/umfrage/primarenergieerzeugung-erneuerbarer-energien-weltweit/>. Datenquelle IRENA. Abgerufen: 30. Sep. 2020
37. Wagner H-F, Bojahr H (2020) Zukünftige Potentiale erneuerbarer Energien. <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/ueberblick/zukuenftige-potenziale/>. Abgerufen: 08. Sep. 2020
38. Podbregar N (2020) Europa: Windkraft-Potential größer als gedacht. <https://www.scinexx.de/news/energie/europa-windkraft-potenzial-groesser-als-gedacht/>. Abgerufen: 08. Sep. 2020
39. Statista (2020) Prognose zum Stromverbrauch. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12512/umfrage/prognose-zum-stromverbrauch-der-eu-27-bis-2020/>. Abgerufen: 08. Sep. 2020
40. Umweltbundesamt (2010) Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf. Abgerufen: 22. Sep. 2020
41. ENTSO-E (2020) TYNDP. Completing the map. Power system needs in 2030 and 2040. https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IoSN2020/200810_IoSN2020mainreport_beforeconsultation.pdf. Abgerufen: 14. Sep. 2020
42. ENTSO-E (2020) TYNDP 2020. Scenario Report. <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>. Abgerufen: 15. Sep. 2020
43. Edison Tech Center (2020) The History of Electrification. <http://edisontechcenter.org/HistElect-PowTrans.html>. Abgerufen: 01. Okt. 2020
44. Komarnicki P, Lombardi P, Styczynski Z A (2021) Elektrische Energiespeicher. Flexibilitäts-option für Smart Grid. Springer Verlag, Heidelberg.

45. Umweltbundesamt (2010) Energieziel 2050:100% Strom aus erneuerbaren Quellen. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf. Seite 86. © IWES. Abgerufen: 22. Sep. 2020
46. Tielens P, Henneaux P, Cole S (2018) Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions. EU-Asset Project. https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2018/12/EC_EUES_4NT_0631748_000_01_NTE.pdf. Abgerufen: 15. Sep. 2020
47. Häfner Y-J, Lundberg P (2016) SVC HVDC Transmission Supporting Variable Electricity Generation. Cigre 2016, Paper 674369. <https://library.e.abb.com/public/2f447229ed9b4124a14a962a844210c8/VSC%20HVDC%20Transmission%20Supporting%20Variable%20Electricity%20Generation.pdf>. Abgerufen: 15. Sep. 2020
48. Wikipedia (2020) Volllaststunden. <https://de.wikipedia.org/wiki/Volllaststunde#:~:text=Zur%20Navigation%20springen%20Zur%20Suche%20springen.%20Volllaststunden%20sind,Arbeit%20umzusetzen%2C%20wie%20die%20Anlage%20innerhalb%20eines%20>. Abgerufen: 19. Okt. 2020
49. Deutsch M, Badger J, Kleidon A (2019) Making the most of offshore wind. Agora. Energiewende
50. Statista (2020) Anzahl der Wind-Volllaststunden nach typischen Standorten für Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2018. Datenquelle: Fraunhofer ISE. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/224720/umfrage/wind-volllaststunden-nach-standorten-fuer-wea/>. Abgerufen: 19. Okt. 2020
51. ISE FhG (2020) Volllaststunden. http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_de/4_Offshore/5_betriebsergebnisse/1_Volllaststunden/. Abgerufen: 25. Sep. 2020
52. Wikimedia Commons (2020) File: DESERTEC-Map large.jpg. <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=6096923>. CC BY-SA 2.5- Übersetzung: Autoren. Abgerufen: 14. Sep. 2020
53. Solarify (2019) Wüsten-Wasserstoff: Neuer Anlauf mit Desertec 3.0 (2019). <https://www.solarify.eu/2019/11/26/582-wuesten-wasserstoff-neuer-anlauf-mit-desertec-3-0/>. Abgerufen: 25. Sep. 2020

Methodik und Modellaufbau zur Sektorenkopplung im Gesamtenergiesystem (GES)

2

2.1 Modellierung eines GES

2.1.1 Energy-Hub-Modell

Für die Planung von Energiesystemen sind umfangreiche mathematische Modelle erforderlich. Die Anwendung dieser Modelle ermöglicht Simulationsrechnungen zur Dimensionierung und Optimierung der geplanten Systeme.

Diese Simulationen können zur Untersuchung der Eigenschaften des Energiesystems verwendet werden. Grundsätzlich wird zwischen dynamischen und statischen Simulationen unterschieden, für die entsprechende statische und dynamische Modelle verwendet werden (weitere Details, s. Kap. 4).

Ziel der dynamischen Simulationen ist die Überprüfung des Regelverhaltens des untersuchten Systems. Zu diesem Zweck werden auf Differenzialgleichungen basierende Modelle verwendet, die auch als Laplace-Transformationen dargestellt werden können. In elektrischen Energiesystemen werden dynamische Berechnungen grundsätzlich zur Bestimmung von Stabilitätsgrenzen und zur Parametrierung verschiedener Regler (z. B. Kraftwerksregler) eingesetzt.

In diesem Buch, das sich mit der Planung von Energiesystemen befasst, werden statische Modelle zur Beschreibung der physikalischen Eigenschaften der einzelnen Betriebsmittel, der sogenannten Bemessungswerte, verwendet. Diese Werte dürfen im Betrieb, und damit auch bei Betriebssimulationen, nicht überschritten werden. Dieser Nachweis bestimmt damit auch den Rahmen der Simulationen.

Bei der Analyse von multimedialen Energiesystemen (MES) [1], die als solche erst seit dem Jahr 2000 intensiver in Betracht gezogen werden, sind nicht nur medienspezifische

Wandlungsketten, sondern auch die Wandlungsprozesse zwischen unterschiedlichen Energieformen (z. B. elektrisch zu thermisch) zu definieren.

Allgemein wird in solchen Fällen ein Black-Box-Modell genutzt. Abb. 2.1 stellt das Grundprinzip solcher Modelle dar.

Die Grundlage eines solchen Modellierungsansatzes ist ein Konverter, der in Abb. 2.1a schematisch dargestellt ist. In der Kybernetik wandelt ein Konverter im Allgemeinen einen Eingangswert in einen Ausgangswert um. Wird dieses Modell auf das Energiesystem angewandt, kann von der Umwandlung von Energie von einer Form in eine andere (z. B. thermische Energie in mechanische Energie in einer Turbine) gesprochen werden. Deshalb wird auf der Eingangsseite eines Wandlers üblicherweise das Symbol P (Leistung) verwendet. Am Ausgang erhalten wir ebenfalls Leistung, jedoch in einer anderen Energieform, die in Abb. 2.1b zur besseren Unterscheidung mit dem Symbol L , nach [2], bezeichnet wird.

Wird eine aggregierte Wandlergruppe (Anordnung) betrachtet (vgl. Abb. 2.1), so kann diese aus n Eingängen $\{P_1, \dots, P_n\}$ und m Ausgängen $\{L_1, \dots, L_m\}$ bestehen, die ebenfalls angegeben werden. Sind die in der Anordnung auftretenden Transformationsprozesse nicht genau spezifiziert, wird von einem Black-Box-Modell gesprochen. In Abb. 2.2 ist beispielhaft das Black-Box-Modell einer Brennstoffzelle dargestellt. In einem vollständigen Brennstoffzellenmodell (Abb. 2.2a) sind die Eingangsmedien Wasserstoff P_1 und Sauerstoff P_2 als Energieträger bekannt. Die Ausgangswerte setzen sich aus Strom L_1 , Wärme L_2 und Verlusten L_3 zusammen. Das Modell kann so weit vereinfacht werden, dass nur die Energieströme angegeben werden. Das Eingangsmedium ist dann der Wasserstoff und die Ausgangsmedien sind der Strom L_1 und die Wärme L_2 . Diese vereinfachte Form, die in Abb. 2.2b dargestellt ist, wird üblicherweise als Modell verwendet.

Das allgemeine Black-Box-Modell bildete die Grundlage des Modells der Energie Hub (EH), das in den frühen 2000er-Jahren an der ETH Zürich entwickelt und während der CIGRE-41-Sitzung in Paris 2006 vorgestellt wurde [3]. Dort stellte man die Green Field (grüne Wiese) Betrachtung der zukünftigen Energiesysteme vor – eine interessante Überlegung, die die Möglichkeiten der Nutzung von EH in Multimedia-Energiesystemen (MES) aufzeigte. Zunächst wurde nicht genauer definiert, ob der Überlegung eine zentralisierte oder dezentralisierte Nutzung von Hubs folgen könne. Heute wird dieses Modell für beide oben erwähnten Ansätze in Betracht gezogen.

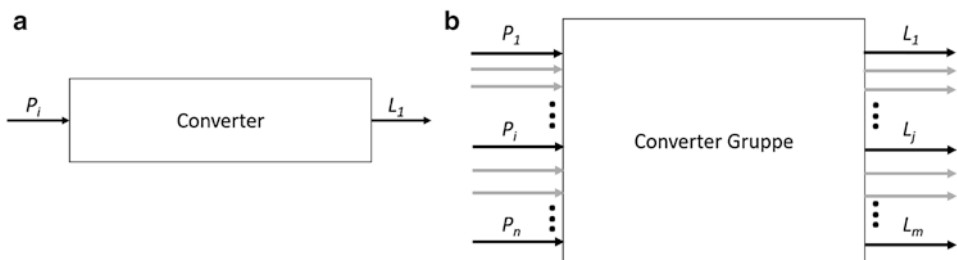


Abb. 2.1 Black-Box-Modell. (a) Converter, (b) Converter-Gruppe

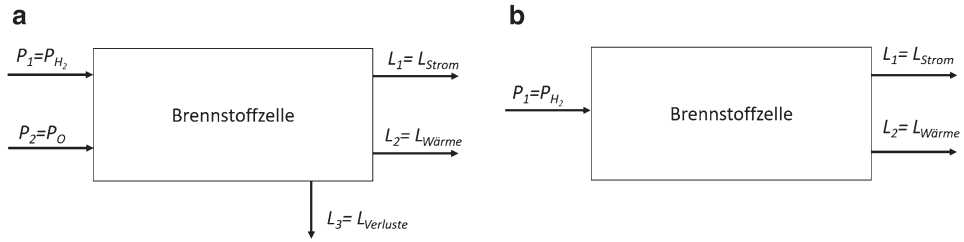


Abb. 2.2 Black-Box-Modell eine Brennstoffzelle. (a) vollständiges Modell, (b) nutzbares Modell

Das Energie-Hub-Modell unterscheidet sich vom Black-Box-Modell dadurch, dass die internen Verbindungen in den Konvertergruppen, im Hub, spezifiziert sind. Die Umwandlungsfunktionen sind linearisiert und werden im Wesentlichen durch die Effizienz des Umwandlungsprozesses ausgedrückt. Ein Beispiel eines einfachen Energie-Hubs (EH), bestehend aus einem Transformator, einer Brennstoffzelle, einem Kessel und einem Wärmetauscher, ist in Abb. 2.3 dargestellt.

Die Anwendung der Energiehub Modellierungsmethode [4] erlaubt es, wie bereits gezeigt, komplexe Strukturen eines multimedialen Energiewandlungssystems in Form eines Graphen darzustellen. Die Knoten des Graphen bilden die Wandlungsprozesse, während Medienströme durch Kanten repräsentiert werden. Die Graphentheorie erlaubt es, die Zusammenhänge zwischen Eingangs- und Ausgangswerten (Vektoren) mathematisch zu formulieren. Die Input- und Output-Knoten (Input-, Output-Port [4]) ermöglichen die Verbindung des EH mit anderen externen Strukturen, anderen Energieknotenpunkten.

Eine Knoten-Kanten-Inzidenzmatrix A_i beschreibt die Verbindung zwischen den äußeren Knoten und den Kanten des EH. So gelten für jeden Matrixeintrag $A_i(k,l)$, als Repräsentation eines Knotens, die Beschreibungsregeln der Gl. (2.1):

$$A_i(k,l) = \begin{cases} 1, & \text{Kante } l \text{ ist mit dem Eingang } k \text{ des Knotens } i \text{ verbunden} \\ -1, & \text{Kante } l \text{ ist mit dem Ausgang } k \text{ des Knotens } i \text{ verbunden} \\ 0, & \text{in anderem Fall} \end{cases} \quad (2.1)$$

Die Übertragungsmatrix H_i eines Konverters des Knotens i wird durch den Wirkungsgrad des Wandlungsprozesses η_i definiert. Für einen Konverter mit einem Eingang und einem Ausgang ist die H_i -Matrix wie in Gl. (2.2) beschrieben besetzt.

$$H_i = \begin{bmatrix} \eta_i & 1 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Die Übertragungsmatrizen für andere Arten von Konvertern und für Energiespeicher sind in Tab. 2.1 zusammengefasst. Die Wirkungsgradwerte unterschiedlicher Wandlungsprozesse sind Tab. A.1 im Anhang 1 zu entnehmen.

Sofern die Inzidenzmatrix A_i und Übertragungsmatrix H_i bekannt sind, kann entsprechend Gl. (2.3) die Wandlungsmatrix Z_i , die die Relationen zwischen den Energie-

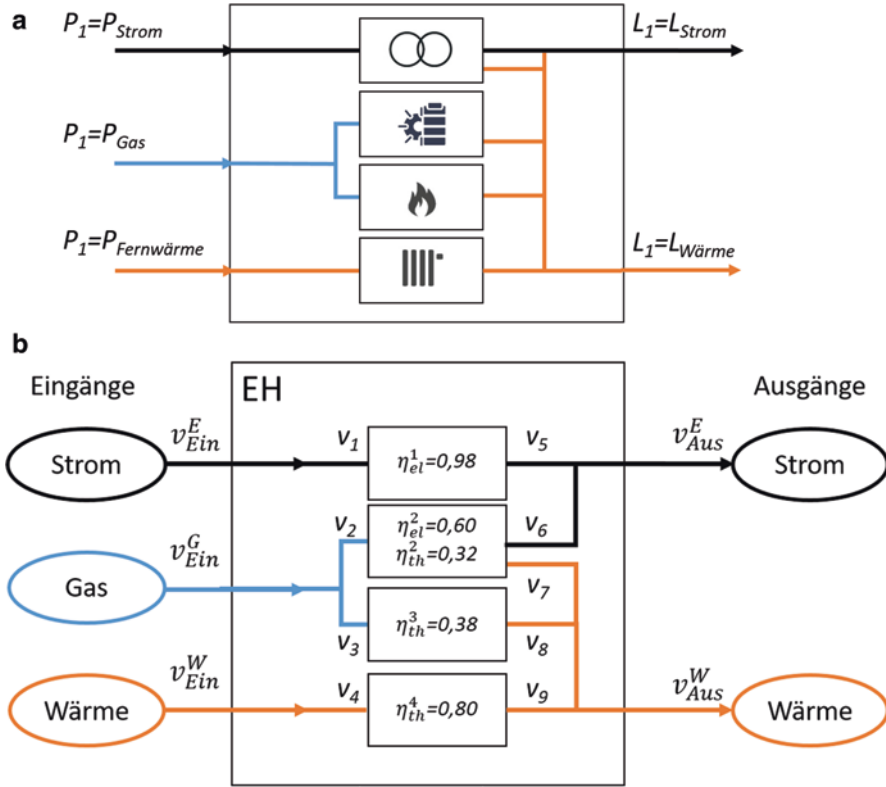


Abb. 2.3 (a) Beispiel eines Energie-Hubs und (b) seine Modelldarstellung, nach [3]

flüssen in den mit dem Knoten i verbundenen Kanten beschreibt, für den Knoten i aufgestellt werden.

$$\mathbf{Z}_i = \mathbf{H}_i \mathbf{A}_i \quad (2.3)$$

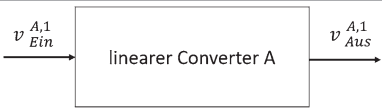
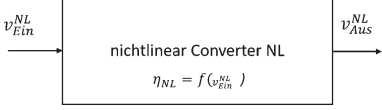



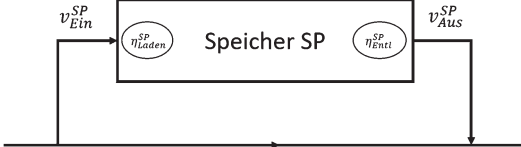
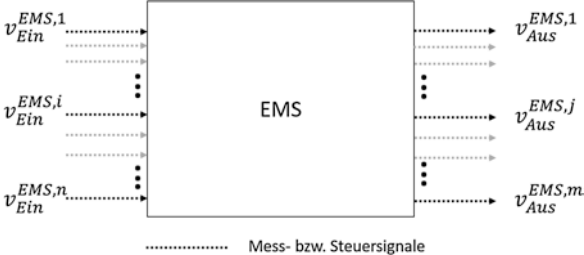
Für n Knoten eines EH wird die Gesamtwandlungsmatrix \mathbf{Z} wie nach Gl. (2.4) beschrieben

$$\mathbf{Z} = [\mathbf{Z}_1^T \dots \mathbf{Z}_i^T \dots \mathbf{Z}_N^T]^T \quad (2.4)$$

Im Weiteren sind auch Eingangsinzidenzmatrix \mathbf{X} und Ausgangsinzidenzmatrix \mathbf{Y} , welche die Energieflüsse in Kanten des EH beschreiben, zu definieren. Gl. (2.5) und (2.6) beschreiben die Elemente dieser Matrizen.

$$X(i,j) = \begin{cases} 1, & \text{Kante } j \text{ ist mit dem } i \text{ Eingangsport verbunden} \\ 0, & \text{in anderem Fall} \end{cases} \quad (2.5)$$

Tab. 2.1 Module des Energiehubs (Beispiele) [5]

Modulname	Darstellung	Funktionalität
Linearer Converter		Konstanter Wirkungsgrad
Nichtlinearer Converter		Wirkungsgrad als Funktion des Arbeitspunkts
Linearisierter Converter		Nichtlineare Funktion abschnittsweise linearisiert
Splitter		Linearisierung der Wirkungsgradfunktion
Konzentrator		
Speicher		Energiespeicherung – Bypass
EMS		Steuerung des EH

$$X(i,j) = \begin{cases} 1, & \text{Kante } j \text{ ist mit dem } i \text{ Ausgangssport verbunden} \\ 0, & \text{in anderem Fall} \end{cases} \quad (2.6)$$

Somit lassen sich die Gleichungen für die Eingangs- und Ausgangsinzidenzen nach Gl. (2.7) und (2.8) aufstellen:

$$\mathbf{V}_{in} = \mathbf{X} \cdot \mathbf{V} \quad (2.7)$$

$$\mathbf{V}_{out} = \mathbf{Y} \cdot \mathbf{V} \quad (2.8)$$

Unter den oben genannten Bedingungen lässt sich abschließend die gesamte Energieflussgleichung folgendermaßen aufstellen – Gl. (2.9):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{X}^T & \mathbf{Y}^T & \mathbf{Z}^T \end{bmatrix}^T \mathbf{V} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{in}^T & \mathbf{V}_{out}^T & \mathbf{0}^T \end{bmatrix}^T \quad (2.9)$$

Gl. (2.9) stellt damit die vollständige lineare Beschreibung des EH dar.

In einem Beispiel wird jetzt das Vorgehen bei der Erstellung der Energieflussmatrix verdeutlicht.

Die Gleichungen (Bilanzen) für das Modell, dargestellt in Abb. 2.3b, lauten wie folgt:

- für Eingänge:

$$v_1 = v_{Ein}^E \quad (2.10)$$

$$v_2 + v_3 = v_{Ein}^G \quad (2.11)$$

$$v_4 = v_{Ein}^W \quad (2.12)$$

- für Ausgänge:

$$v_5 + v_6 = v_{Aus}^E \quad (2.13)$$

$$v_7 + v_8 + v_9 = v_{Aus}^W \quad (2.14)$$

- für Wandlungsprozesse:

$$v_2 \cdot \eta_{el}^1 - v_5 = 0 \quad (2.15)$$

$$v_2 \cdot \eta_{el}^2 - v_6 = 0 \quad (2.16)$$

$$v_2 \cdot \eta_{th}^2 - v_7 = 0 \quad (2.17)$$

$$v_3 \cdot \eta_{th}^3 - v_8 = 0 \quad (2.18)$$

$$v_4 \cdot \eta_{th}^4 - v_9 = 0 \quad (2.19)$$

Damit kann die Flussgleichung nach Gl. (2.9) für das Modell wie in Gl. (2.20) dargestellt werden.

$$\begin{bmatrix}
 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 \eta_{el}^1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & \eta_{el}^2 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & \eta_{th}^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & \eta_{th}^3 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & \eta_{th}^4 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1
 \end{bmatrix}
 \begin{bmatrix}
 v_1 \\
 v_2 \\
 v_3 \\
 v_4 \\
 v_5 \\
 v_6 \\
 v_7 \\
 v_8 \\
 v_9
 \end{bmatrix}
 =
 \begin{bmatrix}
 v_{Ein}^E \\
 v_{Ein}^G \\
 v_{Ein}^W \\
 v_{Aus}^E \\
 v_{Aus}^W \\
 0 \\
 0 \\
 0 \\
 0
 \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Die Dimensionen der einzelnen Matrices und Vektoren lauten demnach:

$$\mathbf{X}[3 \times 9], \mathbf{Y}[2 \times 9], \mathbf{Z}[5 \times 9], \mathbf{V}[1 \times 9], \mathbf{V}_{Ein}[1 \times 3], \mathbf{V}_{Aus}[1 \times 2], \mathbf{\theta}[1 \times 5].$$

Mit Hilfe von Energiehub-Modellen können verschiedene Strukturen des multimediaalen Systems (MES) systematisch aufgebaut, dargestellt, simuliert und optimiert werden. Die Eingangs- und Ausgangsknoten ermöglichen es, diese Strukturen zu Gruppen zu verbinden, die wiederum mit anderen MES-Gruppen durch multimediale Netzwerke verbunden werden können. Auf diese Weise können komplexe Energiesysteme beschrieben und darauf aufbauend systematisch optimiert werden. Ein Beispiel für eine komplexe MES-Struktur ist in Abb. 2.4 dargestellt.

Es werden vier multimediale Energiesysteme (MES) und ihre Verbindungen modelliert. Die Energieströme sind durch Pfeile markiert und durch Farben den entsprechenden Medien (z. B. Elektrizität oder Wärme) zugeordnet. Die MES sind durch Verteilnetze miteinander verbunden, verfügen über lokale Ein- und Ausgänge und sind mit dem externen System, dem Übertragungssystem, verbunden.

Das MES 1 kann Gas aus dem Gasübertragungsnetz beziehen und Strom mit dem Stromübertragungsnetz austauschen. In diesem System wird die Energie lokal in einem Biogas- (Gas) und PV-System (Elektrizität) erzeugt. Dies ist sowohl für die lokale Erzeugung (Strom und Wärme) als auch für den Austausch mit dem MES 2 über das Stromnetz und mit dem MES 3 über das Gasnetz möglich. Das MES 2 ist seinerseits noch über das Wärmenetz mit dem MES 3 verbunden, verfügt ebenfalls über lokale Energiequellen (Abfall und Öl) und ist in Abb. 2.4 mit lokalem multimedialem Energiebedarf spezifiziert.

Das MES 4 ist ein Netzausläufer und nur über das Wärmenetz mit dem MES 3 verbunden. Es verfügt über zwei lokale Eingänge (PV und Müllverbrennungsanlage) sowie lokale Ausgänge.

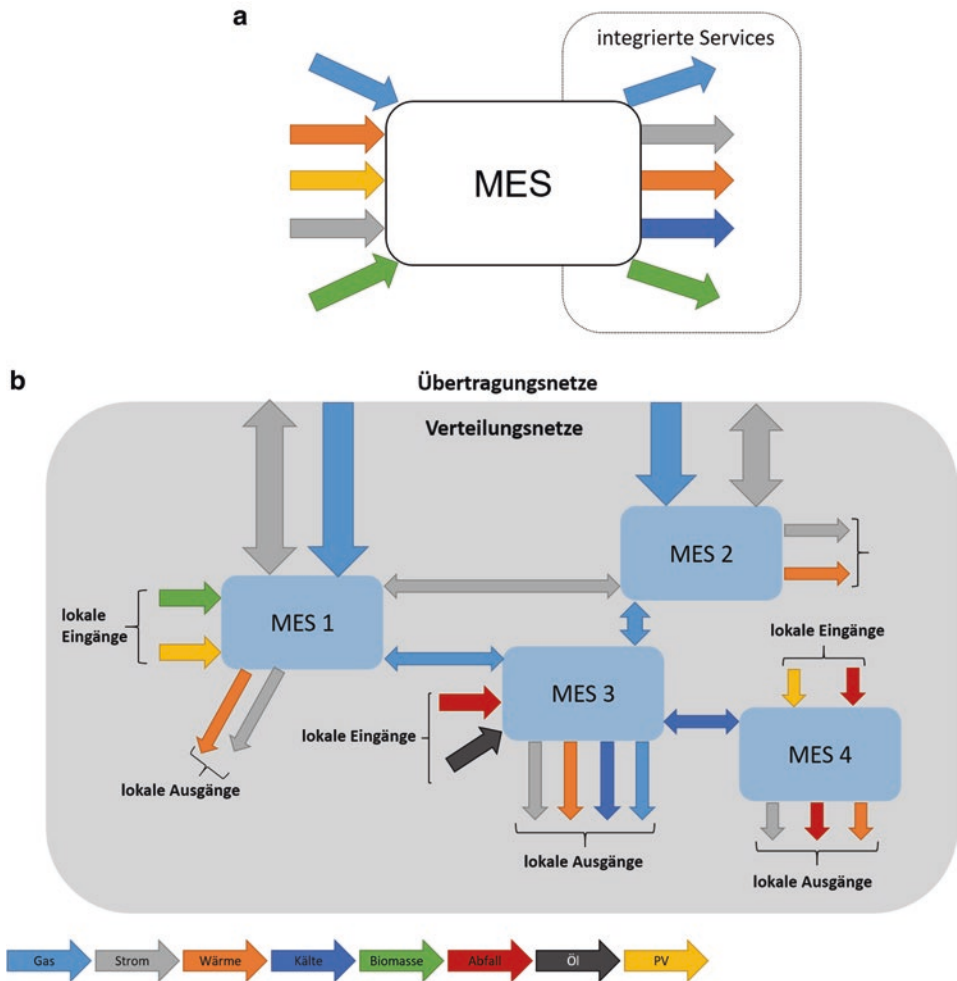


Abb. 2.4 Komplexe multimediale Energiesysteme MES: (a) allgemeine Darstellung, (b) MES-Netzwerk, nach [6]

Reale Strukturen, z. B. aus ländlichen Gebieten, sind zwischen den MES 1 bis 4 vorstellbar.

2.1.2 Zeitliche Auflösung von Energieflüssen

Die EH-Modelle sind statisch und können nur für einen Zeitschritt der Planung gelöst werden. Stehen die Modellparameter (Wirkungsgrade) und momentanen Zustandsgrößen (z. B. Ladezustände der Akkumulatoren) zur Verfügung, können durch Lösung der System-

gleichungen die Energieflüsse entlang aller Kanten des EH-Graphen, und damit auch die notwendige Energiezufuhr von außen, bestimmt werden. Soll eine Simulation über einen Zeitraum (z. B. 24 Stunden) durchgeführt werden, müssen die Energiebedarfswerte in entsprechenden Zeitreihen (z. B. stündlich) angegeben werden.

In den Energiesystemen werden bei der Planung, die sich grundsätzlich an den Energiebilanzen orientiert, die Zeitintervalle der Beobachtung je nach Medium und gewünschter Genauigkeit gewählt. Eine wichtige Rolle spielen dabei die Trägheit der Systeme und das jeweilige Messverfahren, das auch durch die Messgeräte abgebildet wird (s. auch Kap. 6 und Tab. 2.2).

Bei der Planung von Energiesystemen werden üblicherweise Zeitintervalle wie Tage, Monate oder sogar Jahre verwendet. So wird von einem Jahresverbrauch z. B. eines Haushaltes in Deutschland, der u. a. wichtig für die Zuordnung zu einem Tarif ist, gesprochen. Bei genaueren Berechnungen, die auch zur Dimensionierung der Anlagen dienen sollen, wird in der Regel ein Zeitintervall von einer Stunde bis zu ¼ Stunde verwendet. Dabei werden die Energiemengen in diesem Zeitintervall durch die Intervalldauer geteilt, um eine durchschnittliche Leistung für das Zeitintervall zu ermitteln, die während der Simulationszeit als konstant angenommen wird. In Gl. (2.21) wird die Berechnung der mittleren Leistung P_{mit}^i für einen Zeitintervall i mit der Länge von Δt verdeutlicht:

$$P_{mit}^i = \frac{\int_{i \cdot \Delta T}^{(i+1) \cdot \Delta T} p(t) \cdot dt}{\Delta t}.$$

(2.21)

In der elektrischen Energieversorgung hat sich das ¼-Stundenzeitintervall als gebräuchlichste Größe etabliert. In Gasnetzen hingegen wird eine Dauer von 1 Stunde als kleinste Bilanzierungszeit verwendet, in Wärmenetzen werden Energiemengen in der Regel täglich bilanziert, wobei auch Stundenwerte zur Planung herangezogen werden können. Der Einsatz von kleineren Intervallen ist für Energiesysteme nicht sonderlich zielführend. Einerseits sind große Energiesysteme träge, d. h., sie reagieren nur langsam auf

Tab. 2.2 Eigenschaften der energetischen Medien in Bezug auf die Infrastruktursimulationen

Eigenschaft/Medium	Strom	Gas	Wärme
Umgebungstemperaturabhängigkeit	klein	groß	groß
Zeitkonstante	Millisekunden	mehrere Minuten	mehrere Minuten bis Stunden
Direkte Speicherungsmöglichkeiten	keine, in umgewandelter Form z. B, chemisch in Batterien für mehrere Tagen	sehr groß, für mehre Monaten	groß, für mehrere Wochen
Zuverlässigkeit der Versorgung	sehr hoch	sehr hoch	hoch
Umweltfreundlichkeit	Strom aus EE 100 % umweltfreundlich	Nur als Biogas oder P2G, umweltfreundlich	Als Erdwärme umweltfreundlich

Laständerungen, andererseits sind die Messsysteme an diese Eigenschaft (Trägheit) angepasst und entsprechend parametrisiert, sodass nur die an die dynamischen Eigenschaften angepassten Werte der Messungen zur Verfügung stehen (s. auch Kap. 6 und Tab. 2.2).

Wird für die Brechungen eines MES ein Zeitintervall von $\frac{1}{4}$ Stunde gewählt, so stehen für einen Tag $24 \cdot 4 = 96$ Leistungswerte zur Verfügung, die die sogenannte Tageslastkurve (s. Abb. 2.5a), teilweise auch Tageslastdiagramm genannt, bilden. Stehen für ein anderes Medium (z. B. Gas) nur 24 Leistungswerte (d. h. Zeitintervall von 1 Stunde) zur Verfügung, so bedeutet dies, dass der Gasbedarf in dieser Stunde konstant bleibt, während sich der elektrische Leistungsbedarf in einer Stunde 4-mal ändert.

Werden die Energiebedarfswerte nacheinander für die Berechnung herangezogen, ergeben sich die Leistungsflüsse in den Kanten des Modells mit gleicher Auslösung. Im Grunde genommen ergibt die Intervall-für-Intervall-Berechnung (oft als Simulation bezeichnet) für jede Kante des Modells ein Tageslastdiagramm, das den täglichen Lastverlauf dieses Zweiges zeigt.

In jedem EH müssen sich die Energieflüsse in jedem Zeitintervall ausgleichen und zu Null bilanzieren. Sofern eine lokale Energieproduktion geplant ist, muss in der Regel ein zeitgesteuertes Erzeugungsdiagramm (Ganglinie) vorhanden sein. Wenn die lokale Produktion nicht ausreicht, um die Nachfrage in i Zeitintervallen zu decken, muss sie durch einen Speicher, falls vorhanden, oder durch einen externen Zugang (von einem anderen MES oder über die Übertragungsnetze) ausgeglichen werden.

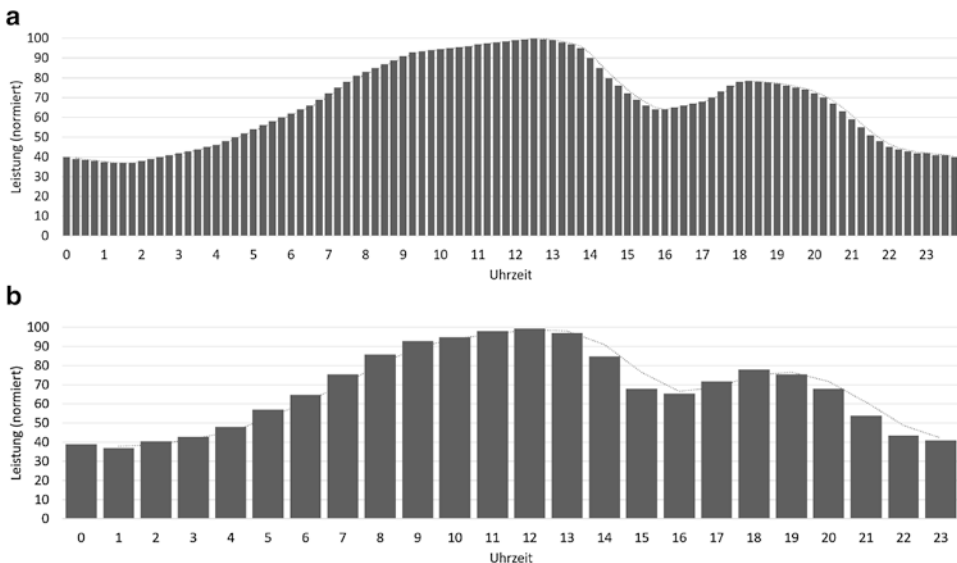


Abb. 2.5 Tagesbelastungsdiagramm (a) mit $\frac{1}{4}$ -stündiger Auslösung (z. B. für Strom), (b) mit ein-stündiger Auslösung (z. B. für Gas)

Wird dagegen lokal mehr Energie erzeugt, als aktuell benötigt wird, muss der Überschuss lokal gespeichert oder in das benachbarte MES bzw. in das Übertragungsnetz transferiert werden.

Das Management der Energie, z. B. im Falle einer Unterdeckung, bei der Energie aus einem anderen MES oder aus einem lokalen Speicher bezogen werden soll, hängt von der Strategie des MES-Betriebs ab. Diese Strategie beruht im Wesentlichen auf der Erfassung der durch eine Zielfunktion beschriebenen Bedingungen und kann durch ein EMS überwacht werden. Während der Planungsphase wird häufig die Wirtschaftlichkeit der Lösung überprüft. Dabei kommen verschiedene Methoden zum Einsatz. Die Gebräuchlichste ist die Vollkostenrechnung, bei der sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten über den gesamten Nutzungszeitraum eines MES minimiert werden sollen (s. Abschn. 2.2.1 und [7]).

Die folgenden Zielfunktionen werden auch in EMS-Anwendungen verwendet:

- Vollkostenminimierung,
- Emissionsminimierung,
- Verlustminimierung.

Diese Zielfunktionen können auch bei der Planung verwendet werden, die im nächsten Abschnitt über die Optimierung von MES mit szenariobasierten Einsätzen besprochen wird.

2.1.3 Substituieren von Energieträgern

Die wichtigste Triebfeder der Sektorenkopplung sind die Bemühungen, die vorhandenen Energieträger im jeweiligen Energiesektor und auch in den Nutzungsbereichen durch erneuerbare Energieträger zu ersetzen. Diese Ziele sind in europäischen Plänen bereits in konkreten Pfaden umgesetzt worden und werden, was den Energiesektor betrifft, bereits realisiert. Für Deutschland bedeutet dies, dass die installierte Leistung im Bereich der erneuerbaren Energien vervierfacht werden muss. Ausgehend von 2 Millionen Anlagen und 110 GW im Jahr 2020 ist ein Anlagenbestand von mehr als 5 Millionen mit einer installierten Leistung von mehr als 400 GW im Jahr 2050 anzustreben [8].

Damit soll auch der steigende Einsatz von Ökostrom als Ersatzprodukt in den Nutzungsbereichen ermöglicht werden. Nach den Planungen des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie für ein klimaneutrales Szenario soll der angestrebte Endenergiebedarf im Sektor Industrie in Deutschland im Jahr 2050 von 592 TWh (im Vergleich dazu wird der Verbrauch im Jahr 2020 auf 717 TWh geschätzt) durch folgende Energieformen gedeckt werden:

- Fernwärme 23 TWh,
- Grüner Strom 304 TWh,
- Wasserstoff 47 TWh,
- Biomasse 186 TWh,
- Ölprodukte/Abfall 31 TWh.

Wird dies mit dem heutigen Energiemix (2020) verglichen, bei dem etwa 50 % durch fossile Brennstoffe gedeckt werden, wird die Dimension der bevorstehenden Transformation deutlich.

Da es nicht für jeden industriellen Prozess möglich sein wird, den damit verbundenen Energieverbrauch durch grünen Strom zu substituieren, besteht eine große Nachfrage nach grünem Wasserstoff, der über das Gasnetz transportiert wird, und seinen Produkten, was wiederum eine koordinierte Planung des Strom- und Gasnetzes erfordert. Der zusätzliche Strombedarf für die Elektrolyse, der mit einer erhöhten Wasserstoffproduktion einhergeht, kann zu Netzengpässen in Industriezentren (z. B. NRW) und in Zubringerkorridoren führen. Durch die Platzierung der Elektrolyseure in Regionen mit hoher On- und Offshore-Windeinspeisung kann eine nahezu vollständige Auslösung der Netzengpässe in Deutschland erreicht werden. Die mögliche Integration der Gas- und Stromnetze in ein GES ist in Abb. 2.6 grafisch dargestellt.

In der Energiewirtschaft werden im Jahr 2050 synthetisches Methan oder Biomethan auf Basis von Ökostrom und Biomasse erzeugt, welche über das Gasnetz weiter verteilt werden (rechte Seite in Abb. 2.6). Der aus Ökostrom erzeugte Wasserstoff kann direkt für den Verkehr, für industrielle Prozesse oder zur Wärmeerzeugung genutzt werden (Abb. 2.6, unten links).

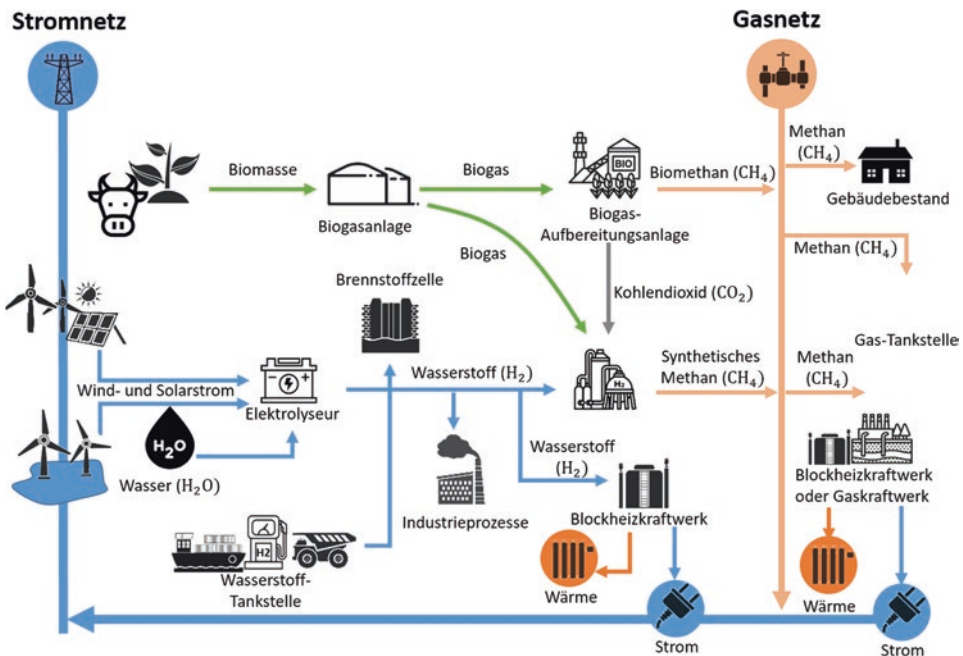


Abb. 2.6 Integration von Gas- und Stromnetzen in eine für die Sektorenkopplung gerechte Energiebewirtschaftung. (Datenquelle: Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2020. Icons © Adobe Stock)

Der Gesamtenergiebedarf in Deutschland wird für das Jahr 2050 auf 1977 TWh geschätzt, von denen 1782 TWh zur Deckung des Endenergiebedarfs benötigt werden. Davon sollen etwa 900 TWh brutto (880 TWh netto) in Deutschland erzeugt werden. Dies wiederum erfordert, wie in einigen Studien errechnet, eine installierte Erzeugungskapazität von 400 GW, wovon etwa 200 GW auf Wind und etwa 200 GW auf PV entfallen. Die Plausibilität dieser Zahlen lässt sich relativ leicht überprüfen, indem die installierte Leistung mit den jährlichen Nutzungsstunden multipliziert wird. Für die Windenergieanlagen kann je nach Struktur der Windenergieerzeugung (offshore, onshore) ein Wert von 2.700–4.000 h angenommen werden. Für PV-Anlagen liegt die jährliche Nutzung zwischen 950–1.100 h. In diesem Fall wird die jährliche Erzeugung aus EE im Jahr 2050 E_{EE}^{2050} etwa 880 TWh betragen, wie in Gl. (2.22) gezeigt.

$$\begin{aligned} E_{EE}^{2050} &= 200 \text{ GW} \cdot (2700 \text{ h} \div 4000 \text{ h}) + 200 \text{ GW} \cdot (950 \text{ h} \div 1100 \text{ h}) \\ &\cong 800 \text{ TWh} \end{aligned} \quad (2.22)$$

Die restlichen 882 TWh brutto, was etwa 519 TWh netto entspricht, werden als Produkte PtL/PtG (Power to Liquid/Power to Gas, 635 TWh brutto) und H₂ (247 TWh brutto) importiert.

2.2 Optimierung eines GES

2.2.1 Allgemeine Bemerkungen

Für die optimale Planung der Systeme werden verschiedene Methoden eingesetzt. Wie bereits erwähnt, werden in der Planungsphase auch angepasste Simulationen durchgeführt.

Im Grunde sind die Energiesysteme sehr komplex und erstrecken sich über Tausende von Kilometern. Wenn sie zudem als Ganzes betrachtet werden, umfassen sie verschiedene Infrastrukturen wie Strom-, Gas- und Wärmenetze. Diese Infrastrukturen weisen zwar im Grundsatz gemeinsame Merkmale, wie Energietransport, -speicherung und -verteilung, auf, unterscheiden sich aber aufgrund der Besonderheiten des jeweiligen Mediums in ihrer Ausgestaltung voneinander. Die Planung von Energiesystemen ist komplex und findet für unterschiedliche Zeiträume statt. Da die Realisierung der Energiesysteme zeitaufwendig ist, spricht man von kurz-, mittel- und langfristigen Planungen, die in unterschiedlichen Detaillierungsgraden durchgeführt werden.

Zunächst wird das Konzept des Energiesystems als Ganzes erstellt. Da es historisch bedingt schwierig ist, einen Grüne-Wiese-Ansatz zu wählen, wird der größte Teil des derzeitigen Energiesystems an die neuen Bedingungen angepasst werden. In diesem Fall spricht man von der Systemausbauplanung.

Im ersten Schritt einer Systemausbauplanung stehen die vollständigen Daten des aktuellen Systems zur Verfügung. Dazu gehört die detaillierte Planung aller Systeme und der damit verbundenen technischen (z. B. Kapazitäten von Energiespeichern oder Leitungskapazitäten) und wirtschaftlichen (z. B. Erneuerungspläne auf Basis der Lebensdauer der einzelnen Systeme oder Erzeugungscharakteristika) Parameter. Diese werden dann sukzessive durch Daten des geplanten Systems ergänzt, das in der Regel durch neue Verbraucher, neue Übertragungsleitungen, neue Speicher und/oder neue Produzenten charakterisiert wird. Die Daten sind auf der Grundlage von Engpässen bei Erzeugung, Übertragung und Verbrauch zu ermitteln und auch geografisch zu sortieren. Da in dieser Planungsphase keine konkreten Anlagen bekannt sind (z. B. ob ein Windpark oder PV-Anlagen zur Ergänzung der Erzeugung notwendig sind), wird der neue Bedarf häufig durch die geforderten Erzeugungs- und Verbrauchsdiagramme (Lastkurven) charakterisiert.

Die Aufgabe der Planung besteht darin, optimale Anlagen auszuwählen und deren optimale geografische Verteilung zu bestimmen, damit das geplante Energiesystem den gestellten Herausforderungen gerecht wird.

Dies geschieht im Rahmen von detaillierten technischen Berechnungen. Zu diesem Zweck werden heute zahlreiche Berechnungsprogramme eingesetzt, die über detaillierte Datenbanken zu den Anlagen sowie zu den technischen Regelwerken und geeigneten Normen verfügen [9]. Sind die konkreten Installationen auf Basis der Berechnungen festgelegt, wird das geplante System mittels zahlreicher Simulationen „auf Herz und Nieren“ geprüft. Dabei werden sowohl die normalen (Arbeitspunkte) als auch die kritischen Betriebszustände (Fehler, Ausfälle) des Systems und damit auch der einzelnen Anlagen simuliert. Die Überprüfung des geplanten Systems durch die Simulationen ist ein notwendiger Schritt der Planung, da Korrekturen an bereits gebauten Anlagen technisch komplex und kostenintensiv werden. Bei der Simulation werden detaillierte Modelle der Anlagen und Systeme verwendet, die in Kap. 4 beschrieben werden. Die Simulationen werden auch dazu verwendet, Strategien für das Systemmanagement zu bestimmen und auf Basis der Ergebnisse die einzelnen Regler im System zu parametrieren.

Bei den Berechnungen und Simulationen spielen auch die Eigenschaften des Energieträgers eine wichtige Rolle. Tab. 2.2 fasst die charakteristischen Eigenschaften gängiger Energiemedien zusammen.

Die Konzeptplanung wird für langfristige Zeithorizonte, z. B. 10 oder 20 Jahre, durchgeführt. Ein Beispiel dafür ist der bereits mehrfach erwähnte Europäische Zehnjahres-Entwicklungsplan (TYNDP), der sowohl für die Gas- als auch für die Elektrizitätsinfrastruktur entwickelt wurde. Die Konzepte für diesen Plan reichen nun bis zum Jahr 2050, und der TYNDP und seine Methodik werden im nächsten Abschnitt ausführlicher erörtert.

Wenn ein Konzeptplan erstellt wird, wird die Planungsaufgabe in unabhängige, räumlich und zeitlich begrenzte Teilprojekte gegliedert. So werden in einem Zeithorizont von 5 Jahren (Mittelfristplanung) die konkreten Aufgaben für den Ausbau des elektrischen Netzes erstellt, die später bis hin zu einzelnen Übertragungsleitungen weiter spezifiziert werden. Dasselbe gilt für die Gas- und Wärminfrastrukturen. Konkrete Pläne für den Bau von Großanlagen werden ebenfalls erstellt. So erfordert beispielsweise ein Gas- oder gro-

ßer Wärmespeicher oder ein Windpark eine individuelle Betrachtung. Die Planung in den Teilprojekten wird analog zur Konzeptplanung entwickelt. Es werden die notwendigen Daten erhoben, die Planungsziele definiert, die Entwürfe berechnet und die geplante Anlage simuliert. Der Unterschied besteht darin, dass die Teilprojekte einen höheren Detaillierungsgrad aufweisen.

Häufig ist die Planung ein iterativer Prozess, d. h., durch die Analyse der Ergebnisse konkreter Berechnungen müssen Details im Konzept geändert werden, was zu aktualisierten Ergebnissen bis hin zu einem grundsätzlichen Überdenken des Konzeptes führen kann.

Eine zentrale Stellung im Planungsprozess nimmt die Zielfunktion ein, d. h. das Kriterium, nach dem die beste Variante ausgewählt wird. In Kap. 1 werden die allgemeinen Anmerkungen zu Planungskriterien und zur wirtschaftlichen Bewertung von Lösungen diskutiert. Grundsätzlich gibt es bei komplexen Systemen verschiedene Ziele, die bei der Planung und Realisierung berücksichtigt werden sollten. Beispielsweise wird für die Energiewende oft das sogenannte Drei-Säulen-Modell diskutiert (s. Abb. 2.7).

Aus Abb. 2.7 wird deutlich, dass es sich in diesem Fall um eine Mehrkriterienplanung handelt, wobei die drei führenden Kriterien die Ökonomie, Ökologie und soziale Aspekte sind. Diese lassen sich weiter unterteilen, wie dies in Kap. 1 anhand verschiedener Beispiele dargestellt wurde. Die farbigen Flächen in Abb. 2.7 stellen die zulässigen Lösungsbereiche für die einzelnen Kriterien dar. Bei Betrachtung der möglichen Lösungen in den Lösungsräumen kann sofort erkannt werden, dass die Lösungen B1 und B2 zu den ökonomisch attraktiven Lösungen gehören, die Lösung B1 aber die sozialen und ökologischen Aspekte nicht erfüllt. Für die anderen in Abb. 2.7 aufgeführten Beispiele A und C liegt in beiden Modellen die gleiche Bewertung vor.

Die Werte der Zielfunktionen müssen daher quantifiziert werden.

Beim ökologischen Kriterium wird hierfür oft die CO₂-Emission herangezogen. Dabei wird für den längeren Zeithorizont das Erreichen von null CO₂-Emissionen postuliert. In einem solchen Fall spricht man von einem Net-Zero-Energy-System [10].

Die Wirtschaftlichkeit wird bei der Planung mit einer der zahlreichen Kostenrechnungsmethoden bewertet [7]. In der Energietechnik wird zwischen statischen und dynamischen Methoden zur Kostenermittlung unterschieden.

Zu den statischen Verfahren gehören:

- Kostenvergleichsrechnung,
- Gewinnvergleichsrechnung,
- Amortisationskosten,
- Rentabilitätsrechnung.

Zu dynamischen Verfahren gehören:

- Barwertmethode,
- Kapitalwertmethode,
- interne Zinsfußmethode,

- Annuitätenmethode,
- dynamische Amortisationsrechnung.

Die Barwertmethode, auch bekannt aus dem englischen als Life-Cycle-Costing-Method (LCC), wird in der Regel zur Bewertung von Investitionen verwendet. Diese Methode erlaubt es, den Zeitfaktor in Jahresabschnitten in die Berechnungen einzubeziehen. Alle Ausgaben, einschließlich zeitversetzter Investitionen, werden auf den Zeitbezugspunkt Null diskontiert. Der Gegenwartswert der Investition ist die Summe der diskontierten Zahlungen über die Nutzungsdauer des Vermögenswertes. Als Bezugspunkt ist es sinnvoll, den Beginn der kommerziellen Nutzung des Vermögensgegenstandes oder den heutigen Tag (Barwert) zu wählen. Die Kapitalwertmethode ist nur beim Vergleich von Alternativen mit gleichem Einkommen und gleicher Nutzungsdauer sinnvoll anwendbar, da nur die Ausgaben berücksichtigt werden. Alternativ kann die Kapitalflussmethode verwendet werden. Damit können nicht nur die Ausgaben, sondern auch die Einnahmen bei der Berechnung berücksichtigt werden.

Die sozialen Ziele sind schwer zu quantifizieren. Sie werden oft durch verschiedene Erhebungen ermittelt und fließen dann in die abschließende Bewertung des Planungsergebnisses ein [11].

2.2.2 Ansätze zur Systemoptimierung

2.2.2.1 Szenarienbasierte Optimierung

Bei komplexen Systemen, wie z. B. Energiesystemen, ist es praktisch unmöglich, ein globales Optimum zu bestimmen, da die Anzahl der zu analysierenden Lösungen zu groß ist. Um den Lösungsraum zu verkleinern, werden Variablen, die einen weiten Suchbereich beschreiben, auf sinnvolle kleinere Mengen reduziert. Da es sich bei der Konzeptplanung von Energiesystemen grundsätzlich um eine Ausbauplanung handelt und der Planungsbeginn auf der grünen Wiese nur für kleine, lokale Energiesysteme sinnvoll ist, wird der Ausgangspunkt immer durch den aktuellen Zustand des Energiesystems definiert.

Die Ausbauphasen, die in Zeitschritten erfolgen, werden meist in Form von Soll- und Ist-Zuständen, Systemzuständen oder Szenarien definiert. Es können Jahres-, bzw. 5- oder 10-Jahresausbauszenarien generiert werden. Dies gilt z. B. für den TYNDP.

Die 10-Jahres-Perspektive bei der Planung von Energiesystemen ist durchaus sinnvoll, da innerhalb eines solchen Zeitraums große Investitionen geplant und realisiert werden können. So kann z. B. die Planung einer neuen Übertragungsleitung von der Bedarfs-ermittlung über die Raumplanung und die entsprechende Genehmigungsphase bis zum Abschluss der Investition zwischen 5 und 10 Jahren dauern. Dieselben Realisierungszeiträume sind für große Windparks und Investitionen in Gasnetze zu erwarten.

Wird für eine Ausbaustufe (Planungsphase) ein gewünschtes Szenario vorgeschlagen, das grundsätzlich durch technische Notwendigkeiten zu begründen ist, unterstützt dies eine öffentliche Diskussion, wobei neben den technischen auch viele andere Aspekte von

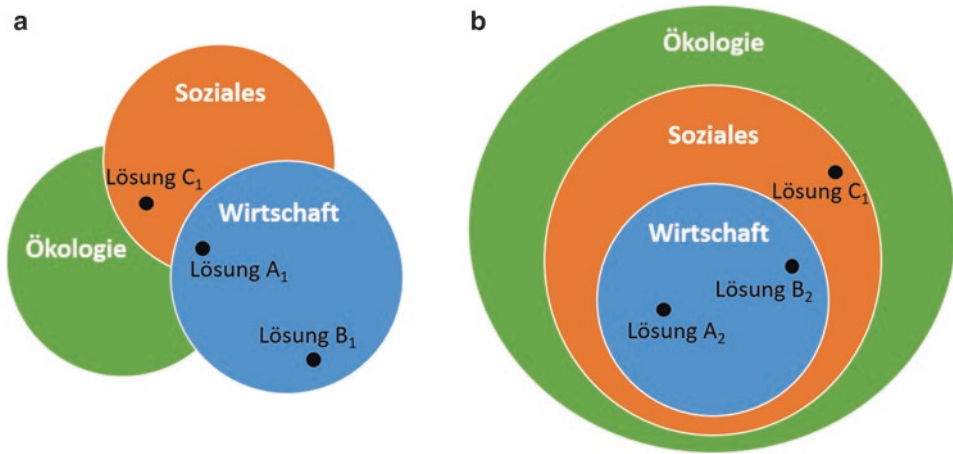


Abb. 2.7 Lösungsraum im Drei-Säulen-Modell der Energiewende: (a) Nachhaltigkeitsmodell, (b) Vorrangmodell der Nachhaltigkeit

verschiedenen Interessengruppen vorgebracht und im Entscheidungsprozess berücksichtigt werden sollten. In Abb. 2.7 ist der Entscheidungsprozess in vereinfachter Form als das Drei-Säulen-Modell dargestellt, das bei der Energiewende in Deutschland zur Anwendung kommt.

Die Szenarien, die für die Planung von Energiesystemen erstellt werden müssen, werden immer auf einem Schema erstellt. Sie enthalten die Eingabedaten des Modells, die Daten der geplanten Ausbaustufen, die Zielfunktionen und die Grenzen des Lösungsraumes. Als Ergebnisse, die, aufgrund der komplexen, iterativen Lösungssuche, durch Simulation und Berechnungen verschiedener Modelle (s. auch Kap. 4) gefunden werden, können optimale Strukturen des geplanten Energiesystems aufgezeigt werden.

Einem szenarienbasierten Berechnungsansatz folgt immer eine Sensitivitätsanalyse. Dabei werden die Eingangsparameter innerhalb relativ kleiner Grenzen (z. B. $\pm 10\%$) variiert und die Veränderungen der Lösungen beobachtet. Ändern sich die Lösungen bei Änderung der Parameter nicht wesentlich, kann von der Auswahl einer stabilen Lösung ausgegangen werden. Die meisten Studien über zukünftige Energienetze sind mit solchen Methoden durchgeführt worden. Beispielhaft seien hier die DENA- oder Acatech-Studien für Deutschland oder die ENTSO-E-Studie für Europa genannt.

Im Folgenden werden zwei Beispiele dargelegt, um die szenarienbasierte Planung näher zu veranschaulichen.

Die Planung von lokalen elektrischen Verteilungsnetzen (Smart Distribution) ist häufig eine sich wiederholende Planungsaufgabe. Es kann daher nach dem in Abb. 2.8 dargestellten Muster vorgegangen werden.

In diesem Algorithmus, der die Ausbauplanung betrifft, besteht die Möglichkeit, neue Komponenten hinzuzufügen (z. B. Freileitungsüberwachung oder neue Verfahren zur Verstärkung des notwendigen Ausbaus und der damit verbundenen Flexibilität des zukünftigen

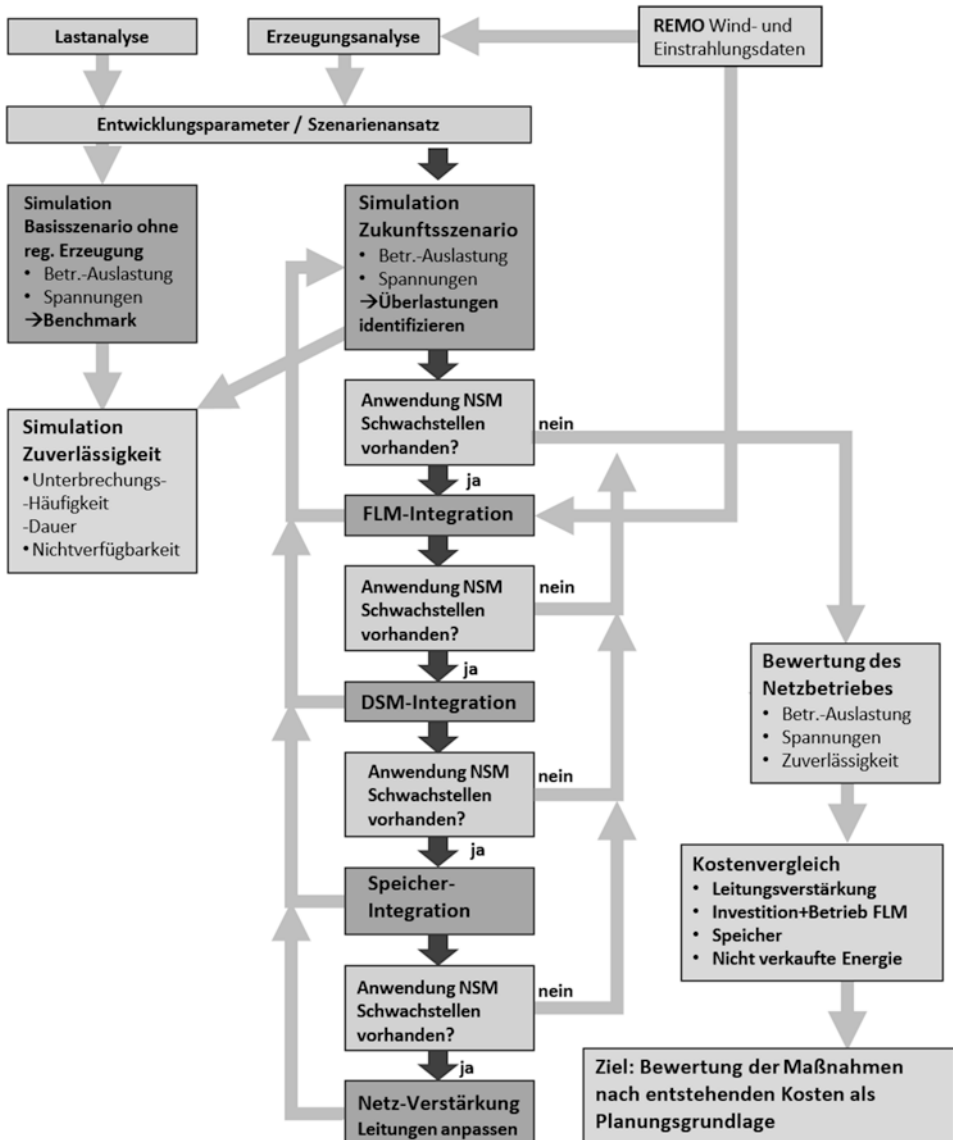


Abb. 2.8 Schematische Darstellung des Planungsalgorithmus eines lokalen Smart Grids, nach [12]

Netzes). Begründet wird diese Notwendigkeit zur immer bereitwilligeren Nutzung der Flexibilität mit der zunehmenden volatilen Einspeisung aufgrund der immer breiteren Nutzung erneuerbarer Energien wie Wind und PV (s. auch Kap. 5, das dem Thema Flexibilität gewidmet ist). Da die Erzeugung in solchen Systemen stark witterungsabhängig ist, und in Zukunft bei 100 % EE-Einspeisung vollständig abhängig sein wird,

muss der Energiefluss zwischen dem Generator und den Verbrauchern engmaschig kontrolliert werden, um das Systemgleichgewicht nicht zu gefährden.

Dazu dienen u. a. Maßnahmen wie (einige dieser Maßnahmen werden in Kap. 5 und 6 näher beschrieben):

- Einsatz von Energiespeichern aller Art,
- Einsatz von Energiemanagementsystemen (z. B. DMS – Demand Side Management),
- Innovative Betriebsführungsstrategien wie Leitungs- oder Transformatormonitoring,
- Einsatz von innovativen Betriebsmitteln wie z. B. Phasenschieber.

Der in Abb. 2.8 gezeigte Algorithmus für die Smart-Distribution-Planung benötigt folgende Eingangsdaten:

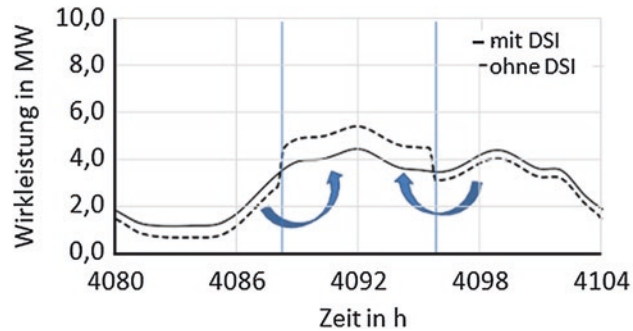
- Die Topologie und Ausrüstung des existierenden Netzes.
- Lastanalyse – die Lastdiagramme aller Verbraucher (in diesem Beispiel wurde ein Zeitraster von 1 h angesetzt, analysiert wurde ein Jahr auf Basis von 8760 Stundenwerten).
- Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlungswerte – diese Daten dienen als Eingangsdaten für die Berechnung der Erzeugungsdiagramme von regenerativen Generatoren. Sie werden auf der Basis der REMO-Datenbank für die konkreten Standorte auch in stündlicher Ansteuerung generiert (mehr dazu siehe unten).
- Erzeugungsanalyse – Die Erzeugungsdiagramme für erneuerbare Erzeuger (Wind, PV Biogasanlagen) – diese Angaben wurden aufgrund der Wandlungskurven stündlich für ein Jahr berechnet (auch 8760 Werte).
- Entwicklungsparameter und Szenarien – diese Daten beschreiben die Veränderungen der Last- und Erzeugungsstruktur im analysierten Verteilnetz. In den Verteilnetzen wird die Planung meist mit Schritten von 1 bis 5 Jahren durchgeführt.

Anhand dieser Daten werden die Berechnungen des Netzwerks durchgeführt. Zuerst werden alle technischen Parameter (wie Spannungen und Ströme) eines Basisszenarios bestimmt, die als Benchmark für die weiteren Entwicklungsszenarien dienen. Für dieses Szenario werden auch die Zuverlässigkeitsparameter der Stromversorgung berechnet. Danach werden die Netze für neue Szenarien berechnet. Führt die Berechnung dazu, dass die technischen Grenzen des Systems überschritten werden (z. B. Überschreitung des Spannungsbandes), wird die Nutzung von Flexibilitätsoptionen geprüft, um festzustellen, ob dies zur Einhaltung der Parameter führt. Wenn keine der Flexibilisierungsmaßnahmen die gewünschte Wirkung zeigt, werden die Netzverstärkungsmaßnahmen eingeleitet, die zum regelkonformen Betrieb des Netzes führen.

Am Ende der Optimierung wird ein Kostenvergleich durchgeführt, der die Grundlage für die Planungsentscheidung bildet. Für die Berechnungen wurde das Softwaretool PSS Netomac verwendet.

Die gleichen Verfahren sind nun in eine Simulationssoftware integriert und können bequem in einem Systemcockpit verwendet werden [13].

Abb. 2.9 Verschiebungsleistung am Haushaltssommerprofil eines Netzknotens mit DSI-Maßnahmen



Wie sich einige Flexibilitätsmaßnahmen auf die technischen Betriebsparameter des Netzes auswirken, wird am Beispiel der Demand-Side-Integration in Abb. 2.9 dargestellt.

Es zeigt sich, dass durch eine gezielte Steuerung von Haushaltsgeräten die Belastung der Haushalte tagsüber um mehr als 10 % reduziert werden kann, indem einige Prozesse, wie z. B. Wasch- oder Kühlprozesse, in die Abend- und Nachtstunden verlagert werden.

Die breite Anwendung wetterabhängiger erneuerbarer Energiequellen erfordert eine Wettervorhersage (Wind, Einstrahlung), die es erlaubt, Produktionserträge zu planen. Häufig werden dazu Daten aus der Vergangenheit verwendet, die aber nur für wenige ausgewählte Standorte vorliegen. Das Max-Planck-Institut für Meteorologie (MPI-M) hat ein universelles Werkzeug entwickelt, um Wind- und Einstrahlungsprognosen an jedem Ort und zu jeder Zeit als Zeitreihe zu erstellen. Das REMO-Prognosetool [14] wurde in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt entwickelt und umfasst einen Zeitraum von 2001 bis 2100 für ein Gebiet von Deutschland, Österreich und der Schweiz [15]. Mit einer Auflösung von $0,1^\circ \times 0,1^\circ$ (Längen bzw. Breitengrad) umfassen die Werte für Windrichtung, Windgeschwindigkeit und solare Einstrahlung eine zeitliche Auflösung von einer Stunde. Zugrunde gelegt wurden Messdaten seit Beginn der Klimaaufzeichnung in den 1960er-Jahren, während die Verifikation des Modells mit Klimadaten aus den Jahren 1979 bis 2003 erfolgte.

Für die Untersuchung wurde die geografische Lage des untersuchten Gebietes ermittelt und in die REMO-Einteilung [14] überführt. Da das hier vorgestellte Beispiel ein konkretes Netz aus der Harz-Region betrifft, werden die entsprechenden Daten ermittelt. Bezogen auf den Landkreis Harz ergeben sich 40 Flächensegmente bei einer vereinfachten, rechteckigen Struktur. Diese erstrecken sich von $E10^\circ34'$ bis zu $E11^\circ22'$ (Ost-West-Ausdehnung) und von $N51^\circ37'$ bis $N52^\circ07'$ (Nord-Süd-Ausdehnung) [15], was einer Matrix von $0,8 \times 0,5^\circ$ und damit wiederum 8×5 Flächensegmenten (Abb. 2.10) entspricht. Jedes Flächensegment repräsentiert die meteorologischen Verhältnisse in einer Region der Größe 7×11 km in Bezug auf solare Einstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur. Die Basis zur Erzeugung der EE-Leistungszeitreihen bilden die cluster-spezifischen, installierten Leistungen der EEG-Anlagen. Um einen Überblick über die Unterschiede der Erzeugungsprofile zu erhalten, wurden in Abb. 2.10b die Erzeugungsprofile von drei Windanlagen in drei verschiedenen Flächensegmenten dargestellt, welche sich auf einem Breitengrad befinden und im Längengrad variieren.

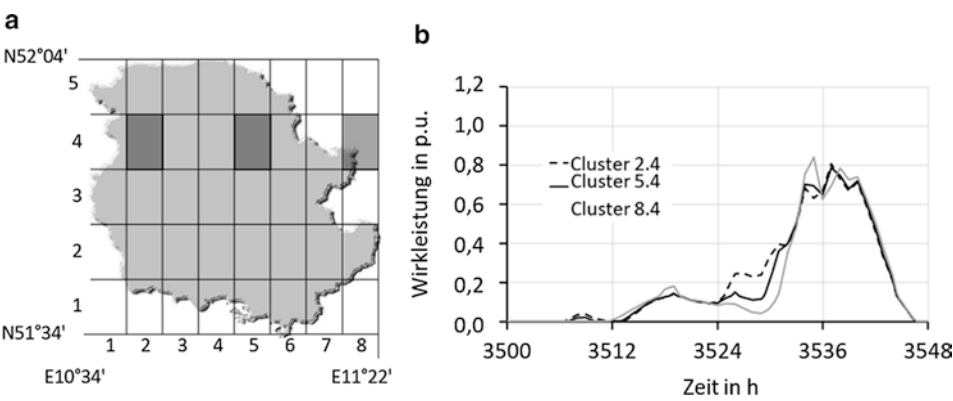


Abb. 2.10 Grundlagen für die REMO-Windprofileerstellung: (a) Clustering-Prozess, (b) Windprofile für einzelne Cluster

Durch die Überlagerung der einzelnen Erzeugungsprofile lässt sich dann in einer stündlichen Auflösung die Gesamtkapazität aller am konkreten Netzknoten installierten EE ermitteln. Dies ist als Beispiel in Abb. 2.11 dargestellt.

Die Tatsache, dass das Netz in der Region über eine Übertragungskapazität von 300 MW verfügt, bedeutet, dass ein relativ großer Anteil der erzeugten erneuerbaren Energie durch ein Netzsicherheitsmanagementsystem (NSM) reguliert werden muss. Dieses Ergebnis kann zu einer weiteren Analyse der Netzausbauplanung führen, die zu einem Szenario mit Netzverstärkung, z. B. bis zu einer Übertragungskapazität von 400 MW, führen kann.

Die Auswahl des optimalen Planungsszenarios unterliegt in diesem Beispiel dem Kriterium der Wirtschaftlichkeit. Für die analysierten Verteilnetze sind die Kosten in Gl. (2.23) beschrieben:

$$K_{ges} = K_{NSM} + K_{FLM} + K_{DSI} + K_{Sp} + K_{NV} + K_V + K_A \tag{2.23}$$

wobei:

K_{ges}	–	Kosten der Netzertüchtigung gesamt,
K_{NSM}	–	Kosten der EE-Abregelung durch NSM für eine Einsatzdauer von 30 Jahren (nach § 12 EEG),
K_{FLM}	–	Investitionskosten des Freileitungsmonitorings,
K_{DSI}	–	Investitionskosten der Demand-Side-Integration,
K_{Sp}	–	Kosten der Speicherverluste für eine Einsatzdauer von 30 Jahren,
K_{NV}	–	Investitionskosten für Netzverstärkung,
K_V	–	Kosten der Netzverluste für eine Einsatzdauer von 30 Jahren,
K_A	–	Kosten der Versorgungsunterbrechung für eine Einsatzdauer von 30 Jahren.

Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Investitionen innerhalb eines Jahres vollzogen werden können und die Nutzungsdauer der installierten Anlagen 30 Jahre beträgt.

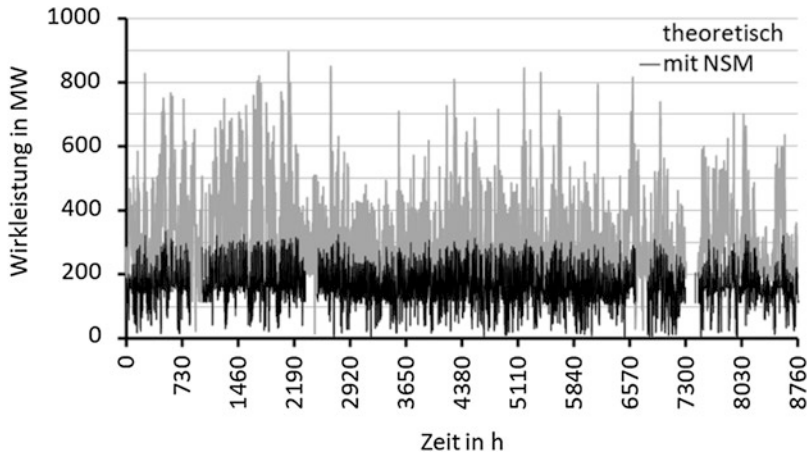


Abb. 2.11 Theoretische Gesamteinspeiseleistung der installierten EE in 2020 (100 %) mit und ohne Anwendung von Netzsicherheitsmanagement (NSM)

Unter Berücksichtigung der Kosten, wie in Gl. (2.23), können die analysierten Szenarien bewertet werden. Abb. 2.12a zeigt diese Kostenbewertungen für die Szenarien aus [12].

Um die Effizienz einzelner Maßnahmen oder Szenarien zu bewerten, wurde der Integrationskostenindex in Bezug auf erneuerbare Energien erstellt. Dieser Index gibt an, welcher Anteil an erneuerbaren Energien, bezogen auf einen Zielanteil im Verhältnis zu einem Kostenvolumen, erreicht werden kann. Dieser Index hat die Einheit $\%/€$ und priorisiert die vorhandenen Alternativen nach ihren Eigenschaften (s. Abb. 2.12b). Somit erweist sich Szenario 2f als das Vorteilhafteste.

Die Auswertung der Szenarien ist in Abb. 2.13 auch auf einem multikriteriellem Lösungsraum dargestellt (vgl. auch Abb. 2.7). Unter Verwendung der Zielfunktionen zur Minimierung der Kosten und Maximierung des Integrationsindexes ist die dominierende Lösung das Szenario 2f. Dieses Szenario kann auch als Pareto-Lösung bezeichnet werden.

Deutlich komplexer ist die Planung von europäischen Netzwerken. Dieses wird, wie bereits mehrfach erwähnt, im Rahmen des TYNDP geschehen. Im Rahmen der Vorbereitung der Europäischen Strategie 2050 wurde diese Planung auch für den Zeithorizont 2050, d. h. für die nächsten 30 Jahre, durchgeführt.

Die sogenannte Storyline (Abb. 1.19) und einige Ergebnisse der Simulationen werden bereits in Kap. 1 vorgestellt.

Wie in Abb. 1.19. dargestellt, sind in dieser Strategie drei Hauptszenarien (Storyline) enthalten:

- National Trend,
- Global Ambition,

und

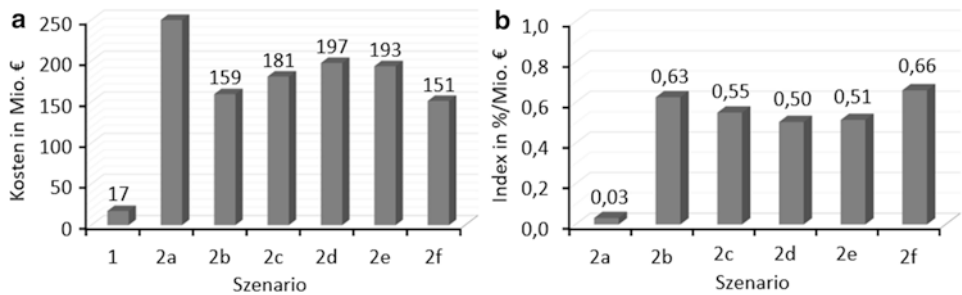


Abb. 2.12 Zusammenstellung für ausgewählte Szenarien: (a) der gesamt verursachten Kosten, (b) der dazu bezeichnete Integrationsindex [12]

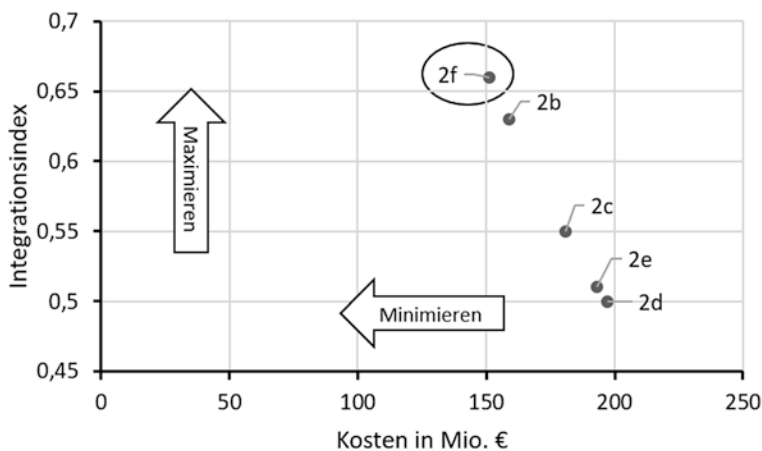


Abb. 2.13 Multikriterielle Bewertung der Szenarien für das Verteilungsnetz

- Distributed Energy.

Die Storyline-Matrix in Tab. 2.3 zeigt, welche Änderungen im Vergleich zu heute erforderlich sind, um das EU-Ziel der Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050 zu erreichen. Damit wird hier das priorisierte Leitbild der Nachhaltigkeit mit dem Kernkriterium der Ökologie verfolgt (vgl. Abb. 2.7b).

Ausgehend von sechs Kriteriengruppen und insgesamt 27 Einzelkriterien (vgl. Tab. 2.3) werden für die definierten, und den Jahren 2025, 2030, 2040 und 2050 zugeordneten, Szenarien optimale Energiesysteme entworfen.

Tab. 2.3 Storylinematrix, EU- Szenario 2050, Datenerhebung – Bottom-up-Methode [17]

Kriterien	National Trend	Global Ambition	Distributed Energy
Energiemix			
Kohle	--	---	---
Öl	--	---	---
Nuklear	--	--	--
Hydro	o	o	o
Geothermie	o	+	++
Biomasse	+	++	+++
Import Erneuerbare und Biogas	+	+++	+
Naturalgas	-	--	---
Wind onshore	++	+++	+++
Wind offshore	+++	+++	++
Solar	++	+	+++
Wind für P2G		+	++
Solar für P2G	+	+	+++
Import Grüne flüssige Brennstoffe	+	++	+
Hochtemperaturwärme			
Gesamtbedarf (alle Energien)	o	-	-
Strombedarf	+	+	++
Gasbedarf	+	++	o
Niedertemperaturwärme			
Gesamtbedarf (alle Energien)	-	--	--
Strombedarf	+	++	++
Gasbedarf	-	--	--
Transport			
Gesamtbedarf	-	--	--
Strombedarf	+	++	+++
Leistung und Licht			
Gasbedarf	+	++	+
Strombedarf	o	-	-
CCS			
CCS für Strom	o	++	+++
CCS für Industrie			

Legende: notwendige Änderungen im Vergleich zu heute

---	--	-	o	+	++	+++
keine Nutzung	moderate Reduktion	kleine Reduktion	stabil	kleiner Zuwachs	moderater Zuwachs	großer Zuwachs

Als Eingangsdaten dienen in diesen komplexen Berechnungen folgende Informationen [17, S. 28]:

- Final zu erwartende Lasten für die Sektoren: Haushalt, Industrie, Transport, andere (die EU-Sektorensystematik ist vergleichbar mit der Deutsche Systematik wo zwischen Haushalt, Industrie Transport und Handel unterschieden wird): Storyline,

- gegenwärtige Lasten in den Sektoren,
- elektrische Energieerzeugung: erneuerbare Energien, fossile Energien, Kernenergie, CCS-Technologie: Storyline,
- gegenwärtiger Energiemix,
- gegenwärtige Gasquellen,
- zukünftige Gasquellen: Green Gas, Importe.

Als Ergebnisse für 2050, für die jeweilige Storyline, sind folgende Daten vorgesehen:

- primäre und sekundäre Energiemengen,
- Struktur der Gas- und Stromnetze,
- Emissionen – hier wird als Ziel die CO₂-Emission für die jeweilige Storyline festgesetzt,
- Sankey-Diagramm (eine grafische Darstellung von Mengenflüssen, bei der anders als beim Flussdiagramm die Mengen durch mengenproportional dicke Pfeile dargestellt werden); Sankey-Diagramme sind wichtige Hilfsmittel zur Visualisierung von Energie- und Materialflüssen sowie von Ineffizienzen und Einsparpotenzialen im Umgang mit Ressourcen, [16]:
 - Verbrauch in Sektoren,
 - Verbrauch pro Kopf.

Die Daten für die Berechnungen werden aus folgenden Quellen bezogen:

- EUROSTAT – Energy Balance sheets 2015,
- EC – EU Reference Scenarios 2016,
- EC – A clean Planete for all,
- EC – Mapping and analyses of the current and Future (2020–2030),
- UK Department of Energy and Climate Change,
- ASSET – Technology pathway in decarbonisation scenarios.

Das Modellieren betrifft alle EU28-Länder und zusätzlich auch u. a. Türkei, Marokko, Algerien, Tunesien, Israel, Ukraine, Schweiz und weitere.

Ausgewählte Standardprofile [17, S. 54] werden für verschiedene Kunden akzeptiert. Unterschiedliche Jahreszeiten, wie z. B. Mittelsommer, Winterzeit oder Dunkelflauten (s. auch Kap. 1) wurden in den Simulationen verwendet. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Ziele für jeden Handlungsstrang erreicht werden können.

Die Planung wurde gleichzeitig für das Gas- und Stromnetz durchgeführt. Die oben vorgestellten Beispiele zeigen die Vorteile der szenarienbasierten Methodik. Sie eignet sich sowohl für kleine Energiesysteme (hier wurde als Beispiel ein elektrisches Verteilnetz vorgestellt) als auch für sehr große kontinentale Systeme. Natürlich erfordert die Anwendung große Sorgfalt bei der Auswahl der Datenquellen, der Aufbereitung und der Auswahl geeigneter detaillierter Berechnungsmethoden, z. B. Lastflussberechnungen.

2.2.2.2 Dynamische Programmierung nach Bellmann

Die Planung komplexer Energiesysteme ist grundsätzlich in zeitlich gestaffelte Schritte unterteilt. Dies hängt mit der Realisierungszeit der verschiedenen Investitionen zusammen. Häufig dauert eine Investition in diesem Bereich mehr als ein Jahr. Bei komplexen Investitionen, wie einem Offshore-Windpark oder einer mehrere hundert Kilometer langen Hochspannungsleitung, vergehen von der Planung bis zur Inbetriebnahme mehrere Jahre. Da ein System auch in der Zwischenzeit verlässlich funktionieren muss und es sich bei den meisten Investitionen um den Ausbau bestehender Strukturen (z. B. neue Gaspipeline) oder den Ersatz bestehender Anlagen (Bau eines Windparks anstelle eines Kernkraftwerks) handelt, werden auch diese Investitionen in Zeiträumen geplant und dann realisiert.

Ein solches System kann in einem Rechenprozess nicht optimal abgebildet werden. Die Anzahl der Variablen, die einen solchen Ablauf beeinflussen, ist schlicht zu groß. Deshalb werden die Planungsprozesse auch zeitlich gesteuert. Wie bereits erwähnt, wird hier von der kurz-, mittel- und langfristigen Planung gesprochen.

Um einen solchen Prozess, der sich über mehrere zeitlich versetzte Schritte erstreckt, optimal, d. h. im Sinne eines globalen Optimums, zu gestalten, kann die Methodik der dynamischen Programmierung eingesetzt werden. 1957 formulierte Richard Bellman dazu einen Satz, welcher folgendermaßen lautet:

„An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state resulting from the first decision“ [18].

Der Bellmansche Satz kann formal wie folgt formuliert werden:

- Die Systembetrachtung wird über endliche Planungszeiträume hinweg durchgeführt,
- sie ist in j Schritte $\{j = 1, \dots, n\}$ unterteilt,
- zu Beginn jedes Schrittes (mit Beendigung des Schrittes $j - 1$) ist das System im Zustand der von einer Zustandsvariable x_j beschrieben wird,
- zu Beginn eines Planungszeitraumes herrscht der Anfangszustand $x_1 = x_a$,
- im Schritt j werden Entscheidung zur Änderung des Systems u_j getroffen (u_j werden auch Entscheidungsvariablen/Steuervariablen genannt),
- daraus resultiert der Folgezustand des Systems, beschrieben durch die Zustandsvariable $x_{j+1} = f(x_j, u_j)$, welcher folgerichtig vom Vorzustand sowie der Entscheidung abhängt,
- der Systemumbau ist mit der Veränderung der Werte der Zielfunktion (meist kostengetrieben) $g_j(x_j, u_j)$ verbunden.

Das Gesamtsystem kann unter den allgemein gültigen Bedingungen wie folgt formuliert werden:

- Die Entscheidungen müssen existieren (das heißt nichtleere Bereiche bilden) $U_j(x_j)$, $u_j \in U_j(x_j) \neq \emptyset$.
- Die errechneten Zustände des Systems X_{j+1} , $x_{j+1} \in X_{j+1} \neq \emptyset$ wobei $X_1 = \{x_1\}$ müssen zulässig sein (das heißt nichtleere Bereiche bilden).

- Die Steuerbereiche $U_j(x_j)$ und Zustandsbereiche X_{j+1} sind fallabhängig und können ein-dimensional, mehrdimensional, realwertig, ganzzahlig, zweiwertig etc. sein.
- Der Prozess kann dementsprechend als $D_j := \{(x, u) | x \in U_j(x)\}$ beschrieben werden.

Die Optimierungsaufgabe besteht im Wesentlichen aus der Minimierung der Zielfunktion, meist Kosten, über den gesamten Planungszeitraum und kann auch als multi-kriterielle Optimierung aufgefasst werden. Die Wert der Zielfunktion g_i im Schritt i ist nur vor dem vorherigen Zustand $i - 1$ und der Entscheidungsvariable u_i abhängig.

Bei einer solchen Planung sollte der Planungszeitraum derselbe sein. Werden unterschiedliche Planungszeiträume gewählt, muss dies bei der Berechnung der Zielfunktion berücksichtigt werden, was z. B. durch Normalisierung möglich ist. Im Falle einer Kostenrechnung werden die diskontierten Werte verwendet. Für so definierte Aufgaben lässt sich der o. g. Satz von Bellman wie folgt lösen:

Es existiere für ein Teilproblem $P_j(x_j)$ eine globale, über alle Schritte sich erstreckende, optimale Strategie $\{u_j^{opt}, u_{j+1}^{opt}, \dots, u_n^{opt}\}$ mit resultierendem Minimalwert der Zielfunktion $v_j^{opt}(x_j)$, was zu einer Aussage führt:

- wird das Folgeproblem $P_{j+1}(x_{j+1})$
- mit Anfangszustand $x_{j+1} = x_{j+1}^{opt} := f_j^{opt}(x_j, u_j)$ betrachtet,
- so ergibt sich für $P_{j+1}(x_{j+1}^{opt})$ eine optimale Strategie $\{u_{j+1}^{opt}, \dots, u_n^{opt}\}$ mit Minimalwert (Teil-)Zielfunktion $v_{j+1}^{opt}(x_{j+1}^{opt})$.

Diese Aussage lässt sich durch einen Widerspruch beweisen, wie es auch in der Logik möglich ist [19].

So lässt sich das Bellmansche Optimalitätsprinzip wie folgt ausdrücken:

Sei $\{u_1^*, u_j^*, \dots, u_n^*\} \{u_1^{opt}, u_j^{opt}, \dots, u_n^{opt}\}$ eine optimale Strategie für $P_1(x_1)$ und x_j^* der Zustand zu Beginn des Abschnitts j , dann ist $\{u_j^{opt}, \dots, u_n^{opt}\}$ eine optimale Strategie für $P_j(x_j^{opt})$, d. h., die optimalen Folgeentscheidungen (beginnend beim Schritt j) sind unabhängig von der Vorentscheidungen (vor j), allerdings abhängig vom Anfangszustand x_j .

Wird das oben erwähnte Beispiel des TYNDP für Europa in der Zeitperspektive bis 2050 betrachtet, so werden auch dort die Regeln der dynamischen Programmierung angewandt. In Abb. 2.14 ist dies schematisch dargestellt.

Der Einsatz der Methodik der dynamischen Programmierung garantiert, dass bei dieser Planung eine optimale Lösung im Sinne des Bellmanschen Satzes erreicht wird.

2.2.2.3 Optimierung mittels Linearprogrammierung

Viele Teilprobleme der Optimierung von Energiesystemen lassen sich durch lineare Gleichungen modellieren. Auch die in Abschn. 2.1 vorgestellten Energiehub-Modelle (EH) basieren auf linearen Gleichungen. Für die Lösung solcher Probleme ist die Optimierung durch lineare Programmierung [20] gut geeignet.

Das lineare Optimierungsproblem kann wie in Gl. (2.24) gelöst werden:

$$\max \{f(x) = c \cdot x | A \cdot x \leq b, x \geq 0\}, \quad (2.24)$$

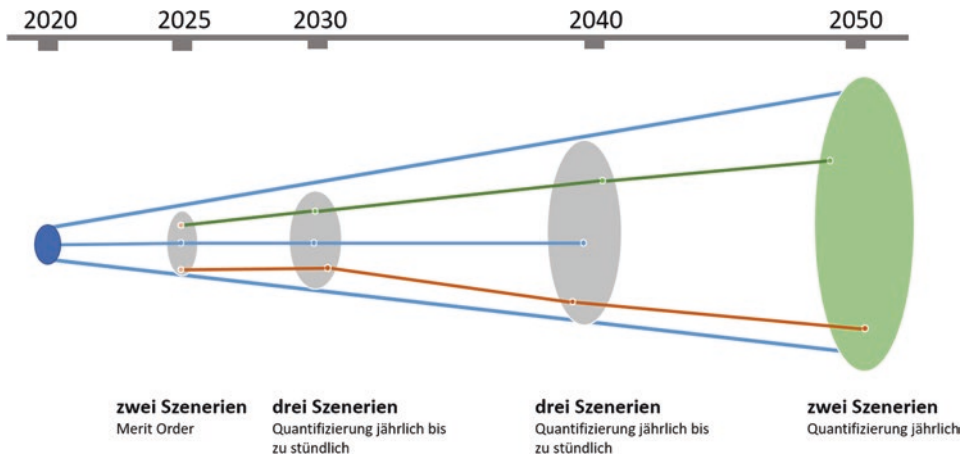


Abb. 2.14 Entwicklung des Energiesystems der EU bis 2050 als Aufgabe der dynamischen Programmierung [17]

wobei c und b die Vektoren der Koeffizienten sind, A die Koeffizienten-Matrix und x der Lösungsvektor ist.

In allgemeinen Fall werden als Zielfunktion $f(x)$ die Kosten verwendet.

Die linearen Bedingungen aus Gl. (2.25) erlauben es, die Zusammenhänge in dem betrachtenden Energiesystem, z. B. modelliert wie ein EH in Abschn. 2.1, zu beschreiben.

$$\begin{bmatrix} a_{1,1} \cdot x_1 & \cdots & a_{1,n} \cdot x_n \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m,1} \cdot x_1 & \cdots & a_{m,n} \cdot x_{1n} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} b_1 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Wenn diese Zusammenhänge nichtlinear werden, müssen sie für die Verwendung der LP linearisiert werden [21]. Im Falle eines EH-Modells stehen die notwendigen Werkzeuge zur Verfügung. In anderen Fällen, z. B. bei der Modellierung von Gasnetzen, werden vergleichbare Methoden zur Linearisierung der Beziehungen verwendet [22].

Wenn einige Bedingungen diskontinuierlich oder einige Variablen ganzzahlig werden, wird die Methode des sogenannten Mixed Integer Linear Programming (MILP) verwendet, um solche Problemstellungen zu modellieren [23].

Im Falle der LP-Methode wird die Lösung durch den Simplex-Solver bestimmt, was die Bestimmung eines globalen Optimums garantiert. Im Falle der MILP-Methode wird die Branch-and-Cut-Methode als Solver verwendet, was merklich zeitaufwendiger ist und nicht zwangsläufig zu einer Lösung führt. Vielmehr hängt die Berechnungszeit von einem gut gewählten Ausgangspunkt ab, der mit anderen Methoden, wie z. B. heuristischen Algorithmen, bestimmt werden kann.

Die Anwendung von LP bei der Planung von Energiesystemen ist oft nur ein Element der Optimierung. Denn während des Planungsprozesses müssen viele detaillierte techni-

sche Berechnungen, wie z. B. Lastflussberechnungen, durchgeführt werden. Die Ergebnisse solcher Berechnungen garantieren die Machbarkeit optimaler Lösungen, die durch Optimierungsprogramme ermittelt werden. Daher sind die Optimierungsprozesse meist iterativ. An einen Optimierungsprozess schließt sich die Prüfung der technischen Machbarkeit an. Wenn die technischen Parameter des Betriebs nicht gestoppt werden, gehört die vorgeschlagene Lösung nicht zum Lösungsgebiet und muss modifiziert werden.

Ein Beispiel dazu ist die optimale Planung des Betriebes eines elektrischen Energiesystems, die in Abb. 2.15 in einem Flussdiagramm dargelegt ist.

Häufig werden Benchmarks auch für die Entwicklung von Optimierungsprogrammen oder Tools verwendet. Sie ermöglichen einen Vergleich der Effizienz verschiedener eingesetzter oder entwickelter Methoden. Die internationalen Organisationen wie IEEE oder CIGRE haben zahlreiche Benchmarks veröffentlicht, die je nach Aufgabenstellung weit verbreitet sind [26, 27].

Die Planung und Optimierung von Energiesystemen erfordert einen hohen Aufwand bei der Datenerfassung. Der Benchmark bietet den Vorteil, dass für solche Systeme vollständige Datensätze zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund werden oft Benchmark-Daten mit kleinen Anpassungen für verschiedene Untersuchungen herangezogen.

Das Testnetz in Abb. 2.16a kann zur Veranschaulichung eines Testsystems dienen. Die Ergebnisse der Optimierung nach dem in Abb. 2.15 gezeigten Algorithmus sind Lastkurven, wie sie in Abb. 2.16b dargestellt sind.

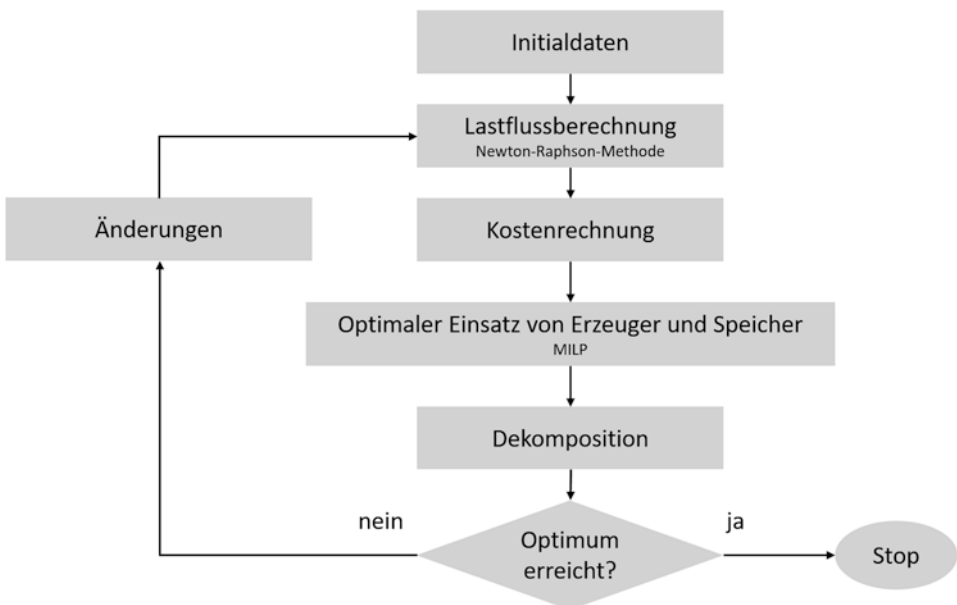


Abb. 2.15 Iterative Planung von elektrischen Energiesystemen mit integriertem MILP-Optimierungsverfahren, nach [24, 25]

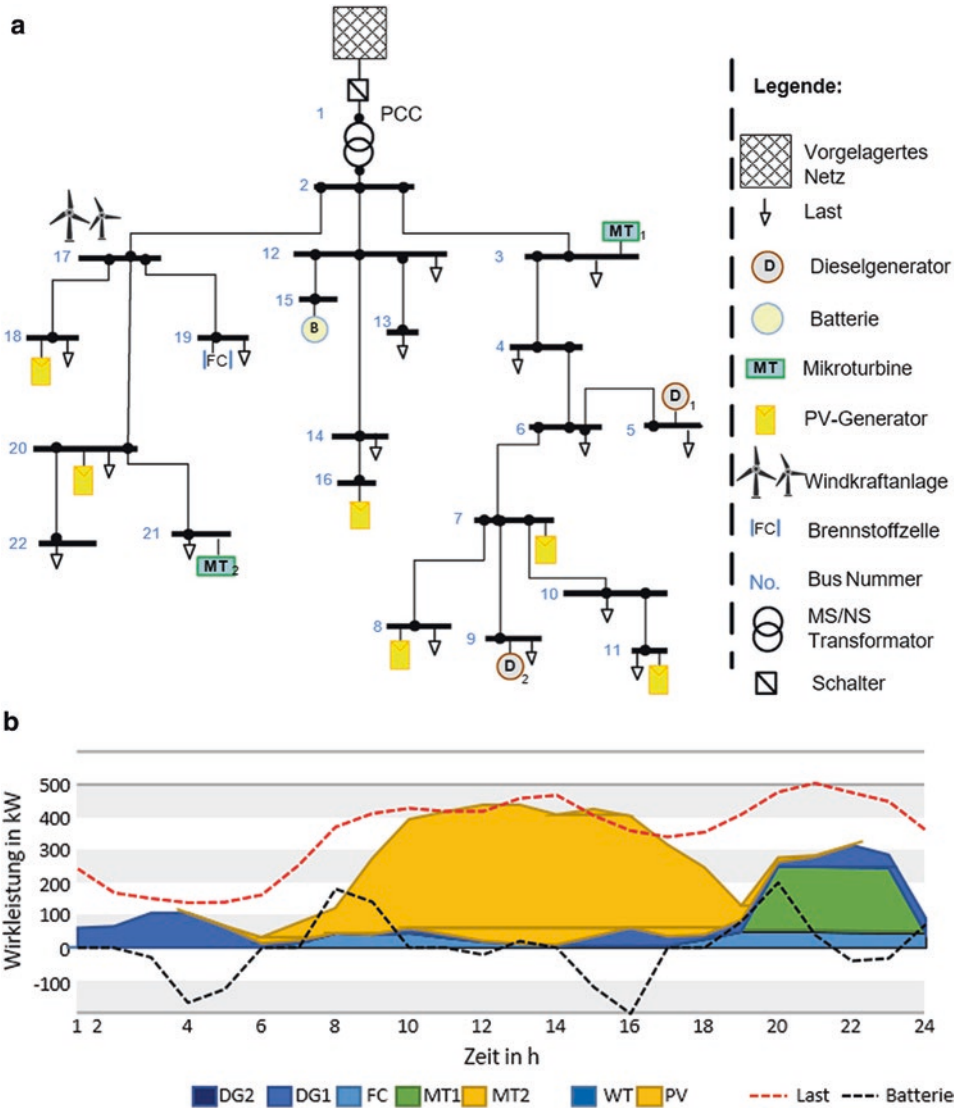


Abb. 2.16 Illustration der beispielhaften Optimierungsrechnungen: (a) Darstellung des Testnetzes, (b) Beispiel eines Betriebsdiagramms nach der Optimierung mit MILP [28]

In diesem Beispiel besitzt das Niederspannungstestnetz mehrere Verbraucher, verschiedene lokale Erzeuger (wie Mikroturbinen, PV- oder Windturbinen) und Speicheranlagen. Mit einem Zeitintervall von 1 Stunde ist in Abb. 2.16b für einen der Optimierungsschritte das Erzeugungs-Last-Diagramm für das Netz dargestellt. Dort ist zu sehen, wie der Speicherbetrieb an das Erzeugungs-Last-Verhältnis angepasst wird. Beispielsweise wird zwischen 7:00 und 10:00 Uhr der Speicher entladen, um die fehlende Erzeugung zu ergänzen.

Literatur

1. Chicco G, Mancarella P. (2009) Distributed multi-generation: a comprehensive view. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, S. 535–551
2. Geidl M (2006) A greenfield approach for future power systems. In: *Proc. Cigre Session 41*, Paris, France
3. Geidl M, Andersson, G (2005) Optimal power dispatch and conversion in systems with multiple energy carriers. In: *Proc. 15th Power Systems Computation Conf. (PSCC)*, Liège, Belgium
4. Huang W, Zhang N, Cheng Y, Yang J, Wang Y, Kang C-G (2020) Multienergy Networks Analytics: Standardized Modelling, Optimization, and Low Carbon Analyses. In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 108, No. 9
5. Huang W, Zhang N, Wang Y, Capuder T, Kuzle I, Kang C (2020) Matrix modeling of energy hub with variable energy efficiencies. In: *Electric Power and Energy Systems* 119, S. 1–13
6. Mancarella P-L (2014) MES (multi-energy system): An overview of concepts and evaluation models. In: *Energy*, 65(214), S. 1–17.
7. Haubrich H-J (1998) Elektrische Energieversorgungssysteme – Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge. Skriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen I“ an der RWTH Aachen, 4. Aufl., Aachen
8. FVEE-Jahrestagung (2020) Forschung für den European Green Deal. Autorennotizen.
9. Ringkjøb H K, Haugan P M, Solbrekke I M (2018) A review of modeling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 96, S. 440–459
10. Bruno S, Dicorato M, La Scala M, Sbrizzai R, Lombardi P A, Arendarski B (2019) Optimal Sizing and Operation of Electric and Thermal Storage in a Net Zero Multi Energy System. In: *Energies*, MDPI, Open Access Journal, 12(17), S. 1–16
11. von Weizsäcker E U, Wijkman A (2019) Wir sind dran. Club of Rome – der große Bericht. Pantheon, München
12. Röhrig C (2014) Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten. Mafo Band 54, Universität Marburg.
13. Erlemeyer F, Lüers B, Rehtanz Ch, Lehnhoff S (2020) Simulation Setup of the System-Cockpit to investigate large-scale use of flexibility for distribution grid. *Research*, ResearchGate
14. Umweltbundesamt, Max-Planck-Institut für Meteorologie, Bundesanstalt für Gewässerkunde (2006) Regionale Klimasimulationen für Deutschland, Österreich und die Schweiz, präsentiert in Dessau am 25. April 2006. <http://www.remo-rcm.de/REMO-UBA.1189.0.html>. Abgerufen: 31. März 2013
15. Google Inc. (2013) Google Earth –virtueller Globus. <http://www.google.de/intl/de/earth>. Abgerufen: 21. Sept. 2013
16. Wikipedia (2020) Sankey-Diagramm. <https://de.wikipedia.org/wiki/Sankey-Diagramm>. Abgerufen: 16. Dez. 2020
17. ENTSO-E (2020) TYNDP. Scenario Methodology Report. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Scenarios/2020/consultation/TYNDP_2020_Scenario_Methodology_Report_consultation.pdf. Abgerufen: 10. Nov. 2020
18. Künzi H P, Müller O, Nievergelt E (1968) Einführungskursus in die dynamische Programmierung. Springer Verlag Berlin, Heidelberg, New York
19. Styczynski Z, Rudion K, Naumann A (2018) Einführung in Expertensysteme. Springer
20. Mayer Ch, Weber C, Francas D (2017) Lineare Algebra für Wirtschaftswissenschaftler mit Aufgaben und Lösungen, Springer Gabler, Wiesbaden

21. Mashayekh S, Stadler M, Cardoso G, Heleno M (2017) A mixed integer linear programming approach for optimal DER portfolio, sizing, and placement in multi-energy micro grid. In: *Applied Energy* 187, S. 154–168
22. Antenucci A, del Granado P C, Gjorgiev B, Sanasvini, G (2019) Can models for long-term decarbonization policies guarantee security of power supply? A perspective for gas and power sector coupling. In: *Energy Strategy Reviews*, 26
23. Kallrath J (2002) *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis. Mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Metallgewerbe, Produktion und Logistik.* Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig/Wiesbaden
24. Nemati M, Braun M, Tenbohlen S (2018) Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming. In: *Applied Energy* 210, S. 944–963
25. Atia R, Yamada N (2016) Distributed Renewable Generation and Storage System Sizing Based on Smart Dispatch of Microgrids. In: *Energies*, 9(3), S. 1–16
26. Rudion K, Orths A, Styczynski Z A, Strunz K, (2006) Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration. IEEE PES General Meeting, Montreal, Canada, Jun. 2006
27. IEEE PES Committee Test Case Coordination WG (2020) IEEE Test Cases. <https://site.ieee.org/pes-tccwg/links-to-test-cases/>. Abgerufen: 24. Nov. 2020.
28. Memati M, Braun M, Tenbohlen S (2018) Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on generic algorithm and mixed integer linear programming. *Applied Energy* 210 (2018) 944–963

Energienutzungssektoren und deren Energieverbrauch

3

3.1 Allgemeine Bemerkungen

Der generelle Begriff der Energie stammt aus dem Altgriechischen und bedeutet „wirkende Kraft“. Im physikalischen Sinne beschreibt Energie die Fähigkeit eines Systems, Körpers oder Stoffes, Arbeit zu verrichten. Es ist unabhängig von Art und Form der Energie immer zu beachten, dass Energie nicht wirklich erzeugt oder vernichtet, sondern nur von einer Form in eine andere Form umgewandelt werden kann (z. B. elektrisch betriebener Heizstrahler „produziert“ Wärme), was allgemein als Energieerhaltungsgesetz bekannt ist. Dieses Gesetz besagt, dass in einem abgeschlossenen System die Summe aller Energiemengen kontinuierlich konstant ist. Zur Verbesserung der Verständlichkeit findet in diesem Buch jedoch der allgemeine Sprachgebrauch Anwendung, was sich beispielsweise in den Begriffen der Energieerzeugung oder der energetischen Verluste niederschlägt.

Die Energie kann in verschiedenen Formen vorkommen, darunter potenzielle, kinetische, chemische, thermische und elektrische Energie. Zwischen diesen Formen kann zu jeder Zeit eine Umwandlung stattfinden. Wenngleich Energie demnach nicht verloren gehen kann, wird üblicherweise von einer „nicht verlustfreien“ Umwandlung gesprochen. Diese bezieht sich vornehmlich auf den Fakt, dass keine vollständige Umwandlung der Quellform in die Zielform möglich ist. Es finden immer auch ungewollte Umwandlungen in andere Energieformen parallel statt (bspw. erzeugt ein elektrisch betriebener Heizstrahler auch Licht).

Alle Energieträger, die in der Natur direkt vorkommen und nicht durch technologische Prozesse umgewandelt oder verarbeitet wurden, werden als Primärenergieträger (Primärenergie) bezeichnet [1]. Dabei wird zwischen sich ständig selbst erneuernden Energieträgern (Regenerative), wie Sonnenstrahlung, Wind oder Wasser, und sich aufbrauchenden Energieträgern, wie Kohle, Erdöl oder Uran, unterschieden (s. Abb. 3.1).

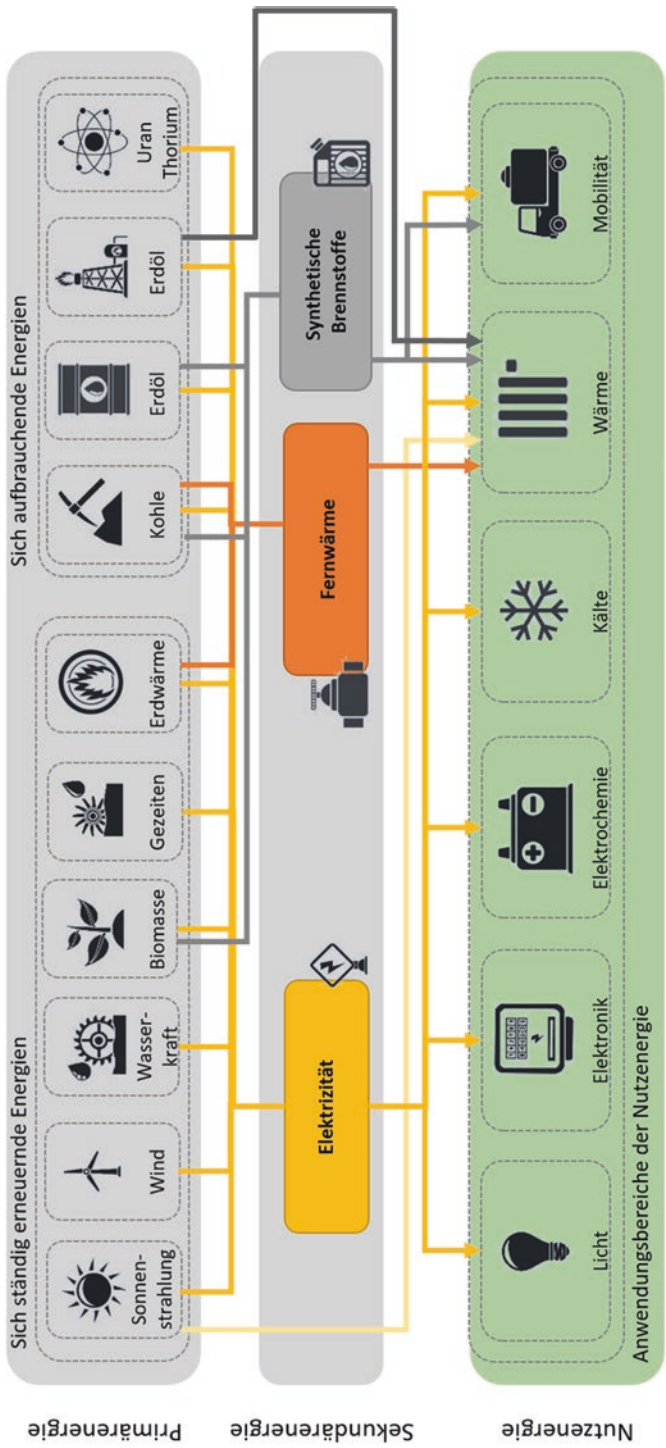


Abb. 3.1 Energieformen und -arten. (Quelle: Icons ©Adobe Stock)

Die Mehrzahl der Primärenergieträger ist jedoch für eine direkte Nutzung nicht geeignet. Um letztendlich Verwendung zu finden bzw. der Endnutzung zugeführt werden zu können, müssen sie verarbeitet werden und sind dann als Sekundärenergien gekennzeichnet. Beispiele hierfür sind die Verbrennung von Kohle zur Erzeugung von Wärme, die Umwandlung von Erdöl in Benzin, Diesel oder Heizöl, die Umwandlung von Wasser- und Windkraft in Elektrizität.

Nach entsprechender Aufbereitung werden den Verbrauchern Primär- oder Sekundärenergien als Endenergien zur Verfügung gestellt. Die Verbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Verkehr) wandeln die Endenergie in Nutzenergie der benötigten Form um. Am Ende der Kette steht der sogenannte „Energiedienst“: der geheizte oder beleuchtete Raum, die laufende Waschmaschine oder PC sowie der fahrende Zug. Für den Nutzer der Energiedienstleistung ist es oft unerheblich, auf welchem Weg und mit welcher (Primär-)Energie diese zustande gekommen ist.

Die Nutzenergie, also welche Formen und Mengen und in welchen Zeiträumen benötigt werden, ist von vielen Faktoren abhängig und kann daher regional, aber auch überregional sehr unterschiedlich sein. Zum einen spielen hier die geografischen Faktoren eine wichtige Rolle. So ist bspw. der jährliche Pro-Kopf-Energiebedarf an Licht- bzw. Wärmeenergie in Brasilien deutlich geringer als in Deutschland. Parallel steigt ggf. der Strombedarf aufgrund des höheren Klimatisierungsbedarfs in wärmeren Ländern. Auf der anderen Seite sind technische und wirtschaftliche Größen von sehr großer Bedeutung. Aus dem Altersdurchschnitt oder dem Grad des gesellschaftlichen Wohlstandes ergeben sich Unterschiede in der Art und Anzahl häuslicher Verbraucher (Fernseher und/oder Laptop, PC), aber auch dessen Baujahr und damit vorherrschende Effizienzklasse. Demzufolge variieren sowohl der Energiebedarf als auch die Form, in der diese benötigt wird. Diese sehr heterogene Verbraucherseite, die in weiteren Teilen dieses Kapitels genauer beschrieben wird, führt auch dazu, dass es auf der Erzeugerseite (Energiewandler und Bereitsteller) viele verschiedene Zusammensetzungen, den sogenannten Energiemix, geben kann und muss, die wiederum geografisch, technisch und wirtschaftlich diversifiziert sind.

Darüber hinaus ist, insbesondere in den Ländern, die einen höheren Wohlstand und eine höhere Zuverlässigkeit der Energieversorgung aufweisen können, bereits seit einigen Jahren eine spürbare Sensibilisierung in den Bereichen Energie und Nachhaltigkeit zu spüren. Viele Menschen befassen sich mit der Thematik und fragen sich, woher die Energie für den Endverbraucher bzw. für die Produkte und Geräte kommt. Insbesondere die Fragen, ob es sich um fossile oder regenerative Energien handelt oder unter welchen Bedingungen die für die Geräte notwendigen Rohstoffe gewonnen und unter welchen Arbeitsbedingungen die Güter produziert wurden, nehmen in den Industriegesellschaften einen immer höheren Stellenwert ein (vergleiche auch Kap. 1).

Das Energiesystem ist jedoch eine weit verzweigte Infrastruktur, die mit ihren Erzeugern, Verteilern und Speichern Tag und Nacht sowie jeden Tag der Woche im 24/7-Dauerbetrieb die Energie nach Bedarf („Just-in-time“) für die Endnutzer bereitstellen muss. An dieses Konzept haben sich die Endnutzer im Laufe der Jahre stark gewöhnt. Es steigert jedoch durch seine Vielfalt (welche Energieform mit welchen Eigenschaften?) und

Anforderungen (wann, wo, wie sowie welche Qualität?) auch die Komplexität der Aufgabe, die sich im Laufe der Jahre mit uns wandelt.

Im Jahr 2018 betrug das Energieaufkommen im Deutschland (Inland) ca. 17.469 PJ (4852 TWh), obwohl davon nur 3886 PJ (1079 TWh) im Inland gewonnen werden konnten. Aus dem Primärenergieverbrauch von 13.106 PJ (3640 TWh), von denen erneuerbare Energieträger einen Anteil von ca. 14 % einnehmen, wurden durch Energiewandlung (Umwandlungsverluste betragen ca. 20 % des gesamten Primärenergieverbrauch) ca. 8996 PJ (2498 TWh) als Endenergie genutzt. Dabei ist festzustellen, dass im Jahr 2018 die meisten Endenergieanwendung in Verkehrssektor (ca. 31 %), dicht gefolgt von Industrie (29 %) sowie Haushalten (ca. 25 %) und Gewerbe (ca. 15 %), angesiedelt waren (s. Abb. 3.2).

Es existiert eine Vielzahl verschiedener Studien, die versuchen, den zukünftigen Endenergieverbrauch unter Berücksichtigung diverser Faktoren und Annahmen mit einer akzeptablen Ungenauigkeit zu prognostizieren und daraus die notwendige Voraussetzung seitens des gesamten Energiesystems (Erzeugung, Speicherung Verteilung) zu definieren und die Umsetzung zu erleichtern [5, 6]. Es ist jedoch festzustellen, dass es sehr vielen Faktoren gibt, die eine belastbare Prognose erschweren. Hierzu zählen bspw. die Demografie (Bevölkerungszahl, Geburten, Zuwanderung, Migration, Lebenserwartung) oder die Klimaveränderung (Temperaturänderung, Hitze und Dürre, Stürme, Schneefälle), sodass es zu signifikanten Abweichungen in den Ergebnissen einzelner Studien kommt. Dabei zeigen sich aber auch Tendenzen, wie die, dass es in Deutschland im Jahr 2050 ca. 10 Millionen Einwohner weniger als im Jahr 2005 geben wird und dass sich der Endenergieverbrauch im Haushaltssektor um mehr als 85 % reduzieren lässt (s. Abb. 3.3). Die Gründe dieser positiven Entwicklung im Endenergieverbrauch sind sehr vielschichtig und nicht nur mit der sinkenden Bevölkerungszahl zu begründen. Zwar ist eine zunehmende Anzahl an Geräten, wie Fernseher, Tablets und PC, aber auch Sensoren (Bewegungsmelder) zu verzeichnen, allerdings werden die Geräte auch immer energieeffizienter bzw. sind in der

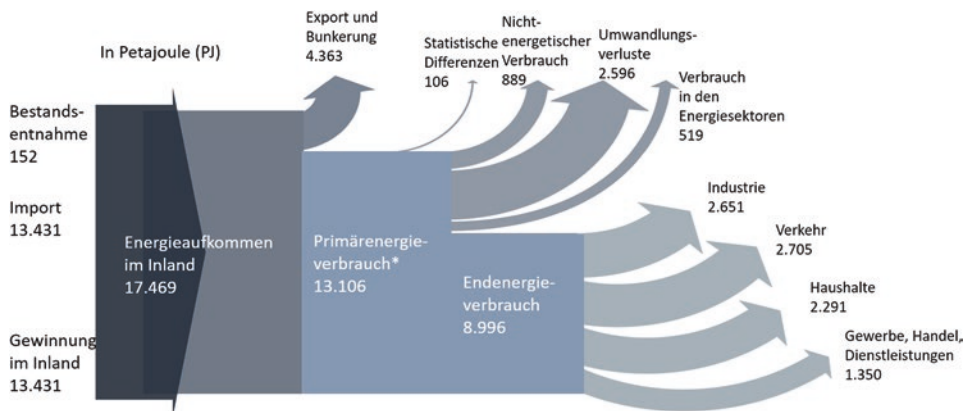


Abb. 3.2 Prinzipales Energieflussbild für Deutschland im Jahr 2018 [2]



Abb. 3.3 Endenergieverbrauch im Jahre 2005, 2008 und 2050 für die Sektoren: (a) Haushalt, (b) Gewerbe, Handel und Dienstleistung, (c) Industrie [4]

Lage, sich sehr flexibel an unseren Nutzungsbedarf anzupassen und damit auch Energie einzusparen, d. h., sie laufen nicht immer im Standby und können die nicht notwendigen Verbraucher (wie z. B. Licht im Keller oder in der Speisekammer) automatisch abschalten. Darüber hinaus ist es zu erwarten, dass das Bewusstsein für Energie als zentraler Resource weiterhin steigen und damit eine Sensibilisierung für sinkenden Energieeinsatz immer mehr an Bedeutung gewinnen wird. Als einen weiteren sehr wichtigen Faktor ist hierbei das gesamte Klima und die Umwelt zu sehen, die jedoch nur bis zu einem gewissen Zeitpunkt durch die Menschheit verändert bzw. positiv beeinflusst werden können und danach durch ihre Naturmechanismen mit entsprechenden Folgen für die Menschen getrieben wird.

Wie sich der Energieverbrauch in den Sektoren in Jahren 2005 und 2008 entwickelt hat, und wie er für 2050 prognostiziert ist, ist in Abb. 3.3 dargestellt.

Im Vergleich zum Haushaltssektor, wie oben erwähnt, ist hingegen eine derartige Senkung des Endenergieverbrauchs in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie nicht zu erkennen (s. Abb. 3.3). Auffällig ist jedoch, dass es hier zu einer verhältnismäßig großen Umverteilung in den Bedarfen der unterschiedlichen Energiearten kommt. So wird zum Beispiel im Jahr 2050 im GHD-Sektor nur noch ein marginaler Anteil an Raumwärme benötigt, welcher im Jahr 2005 ca. die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs für diesen Sektor ausmachte. Diese könnte zum einem mit der Diversifizierung von Produkten und Diensten in Zusammenhang stehen. Dies bedeutet, welche Art von Produkten (z. B. Substrate oder Endkundenprodukte) wie, womit (welche Prozesse, energieintensiv oder nicht) und wo im Jahr 2050 hergestellt werden (z. B.: Wo werden die Produkte in Verbindung mit dem Wandel von einer verbrauchsorientierten Erzeugung zum erzeugungsorientierten Verbrauch, gekoppelt an Preise und lokale sowie überregionale Rahmenbedingungen, entstehen). Auf der anderen Seite ist sicherlich eine Abhängigkeit von der globalen Wirtschaft (Export, Import) sowie deren Entwicklung (z. B. zu regionalen Wirtschaftsmärkten) und der internationalen Kaufkraft der Konsumenten zu erkennen.

3.2 Energiebereitstellung (Gas, Strom, Wärme) sowie Rolle des Wasserstoffs (H₂)

Die Energiewirtschaft hat seit jeher die Aufgabe, alle Verbraucher mit Strom, Wärme und weiteren Energieträgern, wie z. B. Gas, zu versorgen. Durch die Einfuhr, Gewinnung und Bestandsentnahme kann der Endenergieverbrauch, wie in Abb. 3.3 dargestellt, gedeckt werden. Detailliert wird dieser Prozess in dem Energieflussdiagramm in Abb. 3.4 abgebildet.

Die Wertschöpfungskette beginnt mit der Exploration von Quellen, gefolgt von Erzeugung bzw. Wandlung von Primärenergieträgern in sekundäre Energieträger und nutzbare Endenergie, sodann dem Energiehandel bzw. der Beschaffung, der Übertragung und Verteilung sowie dem Vertrieb der Endenergie an den Kunden.

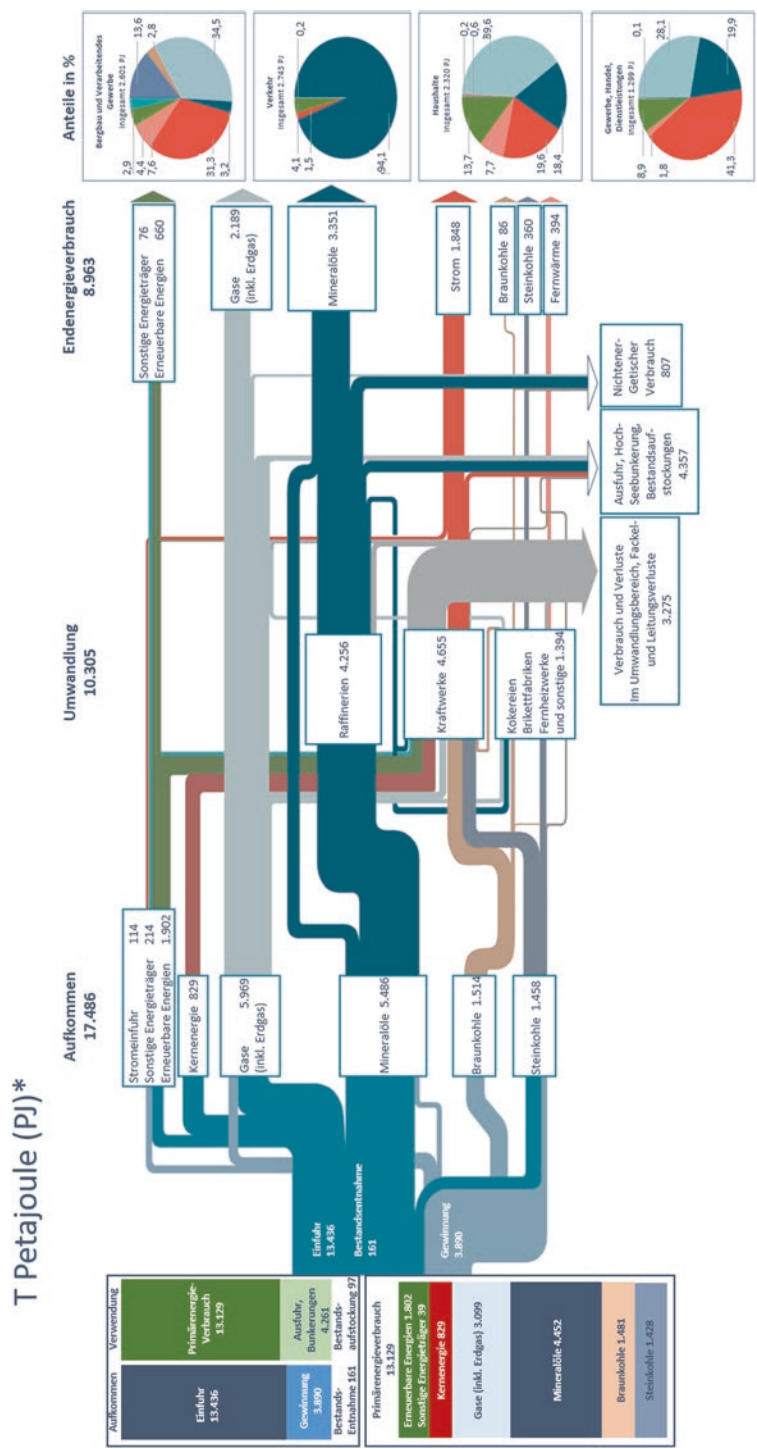


Abb. 3.4 Detailliertes Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland 2018 [4]

Die Exploration und Einfuhr der Primärenergieträger basiert direkt auf Strom, erneuerbaren Energien und sonstigen Energien sowie der klassischen Kernenergie, Gasen (inkl. Erdgas), Mineralölen und Kohle. Die nachfolgende Erzeugung bzw. Wandlung von 10.305 PJ (2863 TWh) wird in Raffinerien sowie Kraft- und Fernwärmeheizwerken zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen durchgeführt. Durch Eigenverbräuche der eingesetzten Energiesysteme, Verluste während der Wandlung von einer in andere Energieformen, Ausfuhr und Bestandsaufstockungen ist das System verlustbehaftet, so dass neben den direkt nutzbaren und gewandelten Energieträgern nur 8963 PJ (2490 TWh) in die Endenergieverbräuche des Kundenspektrums Einzug finden.

Aktuell (2018) sind die Energieträger breit gestreut und basieren maßgeblich auf Erdgas, Mineralöl sowie Kohle und Kernenergie, die zusammen ca. 87 % des Aufkommens an Energie umfassen, während erneuerbare Energien aktuell zu nur ca. 11 % am Endenergieverbrauch beteiligt sind. Mit dem beschlossenen Atom- und Kohleausstieg wird sich diese Verteilung bis 2050 maßgeblich zugunsten der Gase und erneuerbaren Energien umverteilen, da dies alternativlos in Bezug zum restlichen Spektrum der Energieträger und Energieversorgungssysteme ist. Vor allem die Neuausrichtung der Energiewirtschaft zu einer Wasserstoffwirtschaft wird hierbei über die Detaillierung und Ausgestaltung des Energiesystems und des Energiemix in Deutschland entscheiden.

Die teilweise nicht direkt nutzbaren Primärenergieträger, wie Erdgas, Erdöl und Kohle, sowie auch erneuerbare Energieträger, wie Biomasse und Biogas, werden in Kraft- und Heizwerken sowohl zu Strom, Wärme und Nebenprodukten als auch zu Sekundärenergieträgern weiterverarbeitet.

In Raffinerien wird aus Rohölen durch Aufbereitung und Wandlung eine Vielfalt an gasförmigen, flüssigen und festen Produkten erzeugt. Neben Rohbenzin (Naphta), entstehen zusätzlich Benzin, Kerosin, Diesel, Heizöle sowie Bitumen und Schmierstoffe, aber auch eine Vielzahl sonstiger Nebenprodukte. In Kokereien, Pellet- und Brikettwerken entstehen zudem Holzkohlen und feste kompaktierte Brennstoffe zur weiteren Verarbeitung.

Die zumeist zentralisierten Einrichtungen wurden in den letzten 20 Jahren der Entwicklung der Energiewirtschaft durch dezentralisierte Energiewandlungssysteme in kleinen Leistungsbereichen für die direkte Versorgung von Einzelanwendern, Fabriken, Quartieren und Regionen mit Strom, Wärme und Gas substituiert. Vor allem die Integration von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur gebündelten Versorgung eines Nutzers mit Strom und Wärme ermöglichte es, auf Basis von fossilen und erneuerbaren Energieträgern eine kleinteilige Versorgungsinfrastruktur aufzubauen.

Die Verteilung und der Transport der Energieträger erfolgt zu Schiff auf dem Binnen-seeweg, über die Schiene durch ein weitläufiges Netz oder auf der Straße per LKW sowie über Strom-, Gas- und Wärmenetze. Schüttgüter wie Kohle werden maßgeblich über Schiene und Schiff zu großen zentralen Kraftwerkseinrichtungen transportiert, wohingegen der Transport flüssiger und gasförmiger Güter im Inland vor allem per Netz erfolgt. Der Transport zum Endkunden erfolgt vorrangig über Netzinfrastrukturen und nur im Falle einer fehlenden Anbindung, bspw. im ländlichen Raum, über die Straße.

Der Handel entlang der Wertschöpfungskette sowie der Endabnehmervertrieb erfolgen über einen Mix unterschiedlicher Einrichtungen wie Strom-Börsen und Direktvermarktern mit überregionalen Verteilkreisen sowie klassischen Vertriebsinfrastrukturen mit Händlernetzwerken, Stadtwerken mit regionalen Netzen sowie produkt- und regionsspezifischen Lösungen und Contractor-Modellen, die vor allem im Bereich der industriellen und kommunalen Quartiersversorgung Anklang finden.

Das komplexe System, das sich in der Energiewirtschaft über die Jahre entwickelt hat, ist durch deutsches und europäisches sowie internationales Energierecht geregelt und wird durch entsprechende regionsspezifische Regulierungseinrichtungen überwacht. Neben Hauptrechtssystemen, wie dem Energiewirtschaftsrecht, dem Energiekartellrecht, dem Energieverbraucherschutzrecht, dem Energieumweltrecht und dem Energiesicherheitsrecht, gibt es zudem Nebenrechte, wie das Energiesteuerrecht. Teilgebiete dieser europäisch profilierten Rechtsinhalte sind aufgrund der aktuellen Entwicklungen in der Energiewirtschaft, basierend auf dem Kohle-Ausstieg, dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft sowie Klimaschutzaspekten, einem starken Wandel unterlegen. Vor allem das Energieumweltrecht, welches die Erneuerbaren-Energien-Gesetze, das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, aber auch Bereiche der Mobilität umfasst, unterliegt seit den 2000er-Jahren starken regulatorischen Anpassungen durch die Politik, um den Anforderungen der Gesellschaft und des Marktes nachzukommen.

Die Detaillierung, durch Untergesetze und Verordnungen, erfolgt vor allem, um neben der Baugenehmigung, der Betriebsgenehmigung und der Zulassung von Erzeugungs- und Wandlungsanlagen auch die Verteilung, Vermarktung und den Vertrieb zu regulieren. Ein Schwerpunkt ist hierbei vor allem die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz und die Gasinfrastruktur sowie die Wärmenetze.

Wenn die Energiewirtschaft sich bis 2050 und darüber hinaus zu einer Wasserstoffwirtschaft entwickelt, kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die Diversität der Energieträger sinkt, aber durch dezentrale, regionale, standortabhängige Energiesysteme die Ausprägung von Wandlungstechnologien, Nutzungskonzepten und Vertriebs- sowie Geschäftsmodellen gleichzeitig stark steigen wird. Die Herausforderung der Wasserstoffwirtschaft verteilt sich hierbei auf die einzelnen Kundenbereiche im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe, Privathaushalte, Verkehr, Industrie und GHD. Die aktuell stark unterschiedliche Verteilung der Primärenergieträger über die unterschiedlichen Branchen wird sich durch die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft in die eingesetzten Technologien und Prozesse verlagern, die auf die Nutzung der Gase angepasst oder ausgetauscht werden müssen. Die Bereitstellung ausreichender Wasserstoffmengen wird, ähnlich den aktuellen Lieferketten, in einer Kombination aus Einfuhr und Gewinnung vor Ort münden, wobei die Verteilung des Gases in Netzen und über die Straße entscheidend für die Verbreitung und Integration in die zukünftige Energiewirtschaft ist.

Die Umrüstung und Neuschaffung von Wasserstoffgasnetzinfrastrukturen befindet sich aktuell in der Untersuchung. Die Integration in die weiteren Sektoren, wie den Verkehrssektor, ist hierbei entscheidend für die nachhaltige Durchdringung. Um Energiewende und

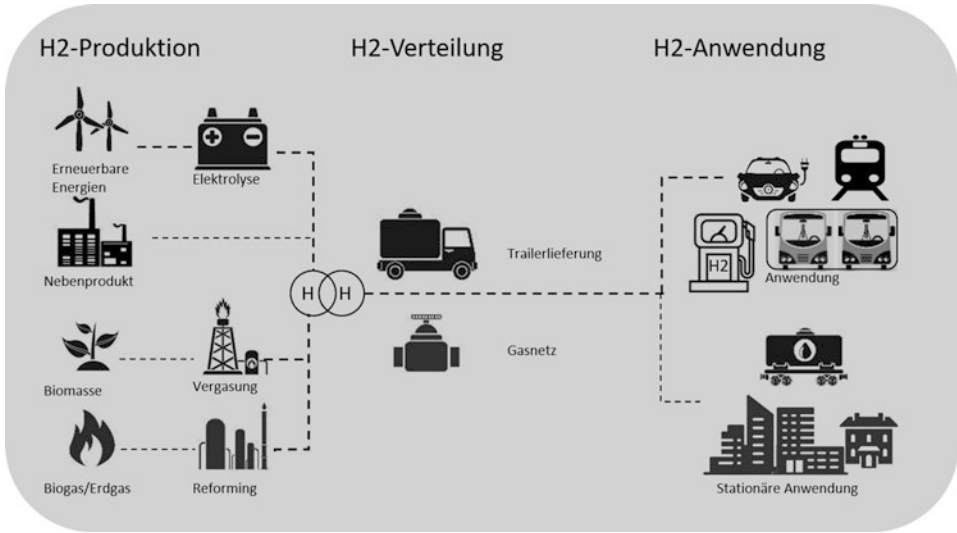


Abb. 3.5 Eine Wasserstofftankstelle: Beispiel einer grünen Energiewende im Sektor Verkehr [7], Icons © Adobe Stock

Klimaschutz im Einklang mit der Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft zu realisieren, wird zudem die Bereitstellung des Wasserstoffs entscheidend sein. Nur mit grünem Wasserstoff, basierend auf erneuerbaren Energien, ist eine nachhaltige und kohlenstoffdioxidneutrale Wasserstoffwirtschaft realisierbar (vgl. Abb. 3.5). Gleichzeitig kann kohlenstoffdioxidneutral produzierter Wasserstoff auf Basis fossiler Quellen und Reststoffe als Brücke zur grünen Wasserstoffwirtschaft dienen [11].

3.3 Industrie: Net-Zero-Factory

Die Bereiche Bergbau und verarbeitendes Gewerbe sowie Industrie nehmen gemeinsam einen Anteil von 29 % am Endenergieverbrauch in Deutschland ein [3]. Damit ist der Bereich noch vor dem Verkehr, den privaten Haushalten und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen der größte Endenergieverbraucherbereich in Deutschland.

Die 2601 PJ (723 TWh) an Endenergie in diesem Bereich teilen sich auf das gesamte Spektrum der Energieträger auf. Mit 7,4 % für Fernwärme und 7,3 % für erneuerbare Energien und sonstige Energien sowie 3,2 % für Mineralöle entfallen hier die geringsten Anteile für die gesamte Nutzung. Die hauptsächlich verbrauchten Energieträger sind Kohle mit 16,4 %, Strom mit 31,3 % und Gas mit 34,5 %. Somit unterscheidet sich die Verteilung maßgeblich von den weiteren untersuchten Sektoren. Der Mineralöleintrag in mechanische Energie im Vergleich zu GHD ist quasi nicht vorhanden und der Fernwärmebereich für die Wärmeversorgung ist gering aufgrund der flächendeckenden Verteilung über den ländlichen und urbanen Raum sowie der direkten Versorgung aus eigenen Kraftwerken [3].

Seit 2005 unterliegt der Endenergieverbrauch des Industriebereiches starken Schwankungen, die in Abhängigkeit von der Zusammenstellung des Endenergieverbraucherkreises, der aktuellen wirtschaftlichen Lage, dem Maß an Energieeffizienzmaßnahmen und Erneuerungsstand im Allgemeinen zwischen 2400 PJ (667 TWh) und 2700 PJ (750 TWh) schwankt [3].

Durch die Etablierung einer Energieeffizienz- und Klimastrategie sowie Anpassungen in den Geschäftsmodellen wird bis 2050 ein Rückgang des Endenergieverbrauches auf ca. 1759 PJ (489 TWh) erwartet. Die maßgebliche Minimierung beruht hierbei vor allem auf den Bereichen der Wärmeversorgung Warmwasser und Raumwärme, die durch neue Produkte am Markt umgestaltet, durch Effizienzmaßnahmen am Bestand optimiert und durch Entwicklungen im Areal des energieeffizienten Bauens sowie der effizienten Technologien reduziert werden.

Maßgeblich für die deutliche Reduktion der Endenergieverbräuche wird die Einführung von Net-Zero-Energy-Methoden in Fabriken, in Industriestandorten und in einzelnen Gebäuden sein. Bei Net-Zero-Efficiency-Ansätzen handelt es sich um die Etablierung von Energiesystemen, die als Planungsgrundlage die Kombination aus Eigenverbrauchsdeckung, Fremdenergieverdrängung und Energiespeicherung in Betracht ziehen, um die Versorgung der Bereiche Strom, Wärme, Gas und Mobilität sicherzustellen. Zielstellung ist es, die Emissionen von Energie über die Bilanzgrenzen der Fabrik hinaus zu minimieren bzw. zu eliminieren. Voraussetzungen für die Umsetzung sind die systemische Integration von erneuerbaren Energien, Wandlung von Strom in Wärme, Gas und Kraftstoffe sowie die direkte Produktion letzterer im und aus dem Bezugssystem heraus [8].

Die bestimmende Energiegröße im Bereich Industrie ist die Wärmeversorgung.

Während Beleuchtung und IKT (Informations- und Kommunikationstechnologien) 2,5 % sowie Prozesskälte und Klimakälte nur 2,1 % der Endenergieverbräuche widerspiegeln, ist die Wärmebereitstellung mit ca. 73,6 % der Hauptverbrauchs Bereich. Zweitgrößter Endverbraucherbereich ist die mechanische Energie mit 21,8 % des Endenergieverbrauchs (s. Abb. 3.6).

Die Wärme in der Industrie verteilt sich hierbei maßgeblich auf die Prozesswärme u. a. in Form von Dampf mit 67,4 %, 5,6 % Raumwärme und 0,6 % allgemeine Warmwasserbereitstellung (Tab. 3.1). Während analog zu den Haushalten und der GHD die Wärmebereitstellung Hauptverbraucher ist, liegt der Fokus entgegen der anderen Bereiche nicht auf der Raumwärme und dem Warmwasser, da im Gegensatz zu den anderen Bereichen die Versorgung der Bevölkerung und Mitarbeiter einen signifikant geringeren Verbrauch darstellt.

Im Bereich Wärme sind die Hauptenergieträger Gas mit 919,3 PJ (255 TWh) und Kohle mit 430,8 PJ (120 TWh) obenauf, gefolgt von erneuerbaren Energien und sonstige Energien mit 114,9 PJ (32 TWh), Strom mit 144,1 PJ (40 TWh) und Fernwärme mit 169,2 PJ (47 TWh). Dies ergibt zusammen eine Versorgungsdeckung von ca. 91 %. Die Nutzung von Mineralölen liegt lediglich bei 98,7 PJ (27 TWh) (s. Tab. 3.1).

Die Zusammenstellung der letzten Jahre offenbart leichte Schwankungen der einzelnen Positionen, aber keine maßgeblichen Sprünge, sondern lediglich minimale über alle

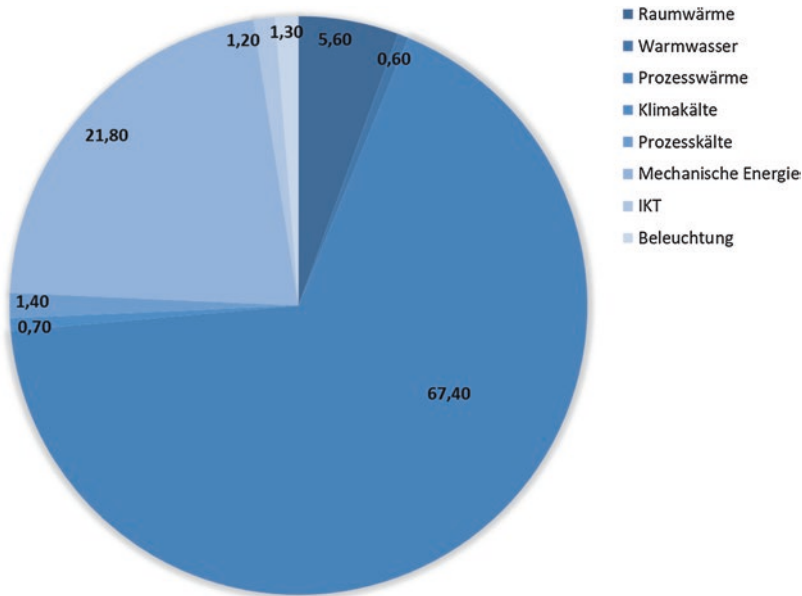


Abb. 3.6 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie nach Anwendungsfeldern [3]

Bereitstellungswege verteilte Reduktionen, die gemeinschaftlich die Gesamtreduktion des Endenergieverbrauches auch perspektivisch realisieren können.

Die Wärmeversorgung spielt für die Aufgaben der Energiewirtschaft in der Industrie, dem verarbeitenden Gewerbe und dem Bergbau eine maßgebliche Rolle. Der Fokus auf die Prozesswärme führt zu einem deutlichen Versorgungsschwerpunkt aus den Bereichen Kohle und Gas, den fossilen Hauptenergielieferanten im Endenergieverbrauchsmix. Durch die Sicherstellung der Versorgung der Produktionsabläufe und -prozesse ist eine perspektivische Senkung des Gesamtendenergiebedarfes nur durch Energieeffizienzmaßnahmen und Dezentralisierung der Versorgung möglich. Letzteres führt zu spezifisch dimensionierten Systemen oder Überkapazitäten, die im Einklang mit der Produktion die Energiebereitstellung übernehmen können. Die Integration von erneuerbaren Energien wird durch die Umsetzung von Net-Zero-Efficiency-Ansätzen möglich.

Das theoretische Potenzial für den Einsatz von erneuerbaren Energien im Sektor Industrie ist durch die Fokussierung der Brennstoffbereitstellung auf Gas und Kohle mit 375 TWh sowie Strom und Fernwärme mit 87 TWh im Bereich Wärmeversorgung sehr hoch. Neben der direkten Kopplung erneuerbaren Stroms über Power-to-Heat-Technologien und direkten Ersatz besteht die Möglichkeit, einen Gasersatz durch den Einsatz von Power-to-Hydrogen- und Power-to-Methane-Lösungen zu realisieren. Eine vollständige Umsetzung der knapp 85 % Wärmeversorgung ist jedoch nur durch eine stetige Umrüstung bis 2050 durch Erneuerung im klassischen Anlagenersatzzyklus realisierbar, wenn die entsprechenden Strompotenziale, Infrastrukturen und Technologien zur Wandlung im entscheidenden TRL zur Verfügung stehen und wirtschaftlich betreibbar sind.

Tab. 3.1 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Bereich Industrie nach Anwendungsfeldern und Energieträgern für das Jahr 2018 [9]

in PJ	Wärme			Kälte			Sonstige			Gesamt	
	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme	Wärme gesamt	Klimakälte	Prozesskälte	Kälte gesamt	Mech. Energie	IKT	Beleuchtung	in PJ
Mineralöl	11,5	1,2	86,0	98,7	-	-	-	2,3	-	-	101,0
Gase	89,2	9,1	821,0	919,3	-	-	-	24,2	-	-	943,5
Strom	2,0	2,0	140,1	144,1	17,9	36,8	54,7	550,6	32,8	33,4	815,6
Fernwärme	17,3	1,8	150,1	169,2	-	-	-	-	-	-	169,2
Kohlen	9,0	0,9	420,9	430,8	-	-	-	-	-	-	430,8
Erneuerbare	18,4	2,0	94,5	114,9	-	-	-	-	-	-	114,9
Sonstige	1,2	0,1	74,4	75,7	-	-	-	-	-	-	75,7
Insgesamt	148,6	17,1	1787,1	1952,7	17,9	36,8	54,7	577,1	32,8	33,4	2650,7

Ohne die Integration von Speichertechnologien im Bereich Strom, Gas und Wärme ist eine reale Deckung allerdings nicht realistisch.

3.4 Haushalt

Mit 26 % des Endenergieverbrauches handelt es sich bei den Haushalten, nach Gewerbe, Handel und Dienstleistung, um den kleinsten Endenergieverbraucher in Deutschland [3, 9].

Die Haushalte, auch Privathaushalte genannt, umfassen kleine Wirtschaftseinheiten, in denen einzelne Personen, Paare und Familien leben. In knapp 40 Mio. Haushalten in Deutschland werden ca. 70 Mrd. € für Strom, Gas und weitere Energieträger ausgegeben, wobei ca. 90 % der Energie für Heizung und Warmwasser aufgewendet werden [3].

Die 2320 PJ (645 TWh) an Endenergie im Bereich Haushalte teilt sich auf nahezu das gesamte Spektrum der Energieträger und -bereitstellungsvarianten auf (s. Tab. 3.2). Mit 0,9 % umfasst die Kohle die geringsten Anteile der direkten Nutzung zur Wärmebereitstellung, gefolgt von 7,7 % für die Versorgung mit Fernwärme. Während ersteres vor allem in kleinen Feuerstellen und Kachelöfen eingesetzt wird und im ländlichen Raum bis heute noch häufig anzutreffen ist, sind Fernwärmesysteme vor allem im urbanen Raum mit von Stadtwerken geprägten Infrastrukturen anzutreffen, die auf klassische Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wie Blockheizkraftwerke zurückgreifen, um die Wärmeversorgung der Bevölkerung sicherzustellen [3].

Die erneuerbaren Energien und sonstigen Energieträger umfassen aktuell ca. 13,7 % am Endenergieverbrauch, gefolgt von Mineralölen mit 18,4 %. Auch hier ist die infrastrukturferne Wärmeversorgung auf Heizölbasis maßgeblich für die getroffenen Aufwände. Die Hauptanteile am Endenergieverbrauch im Haushalt sind auf die direkte Strom- bzw. Gasbereitstellung aus dem jeweiligen Versorgungsnetz zurückzuführen und weisen einen Anteil von 19,6 % beim Strom und 39,6 % bei Gase (inkl. Erdgas) aus [3].

Während sich seit 2010 der Endenergieverbrauch in den Haushalten bereits durch Energieeffizienzmaßnahmen und veränderte Anforderungsprofile der Bevölkerung von ca. 2700 PJ (750 TWh) auf 2320 PJ (645 TWh) verringerte, wird bis 2050 eine deutliche Reduzierung auf unter 500 PJ (139 TWh) erwartet. Die maßgebliche Minimierung beruht

Tab. 3.2 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Bereich Privathaushalte nach Anwendungsfeldern und Energieträgern für die Jahre 2008–2018 (Auszug) [11]

in PJ	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Wärme ges.	2112,1	2233,7	2414,1	2079,1	2170,7	2301,0	1939,3	2054,6	2134,7	2100,5	2044,7
Kälte ges.	99,7	99,2	106,0	104,2	104,9	111,8	109,0	108,1	107,1	107,2	109,1
EEV Haushalte	2558,1	2477,7	2675,7	2333,4	2427,5	2556,0	2188,0	2301,7	2376,3	2342,3	2290,8

hierbei vor allem auf den Wärmeversorgungsbereichen Warmwasser und Raumwärme, die durch neue Produkte am Markt umgestaltet, durch Effizienzmaßnahmen am Bestand optimiert und durch Demografie und Entwicklungen im energieeffizienten Bauen reduziert werden [2].

In der Beobachtung der Entwicklung zwischen 2010 und 2018 (s. Tab. 3.2) ist allerdings ersichtlich, dass sich der Endenergieverbrauch im gesamten Wärmebereich seit 2014 um ca. 200 PJ (55,6 TWh) verringert hat, allerdings sowohl vor 2014 als auch nach 2014 Schwankungen unterliegt, die dieser Abnahme entsprechen.

Im gleichen Zeitraum sind die Endenergieverbräuche für Klimakälte und mechanische Energie leicht gestiegen, die Aufwendungen für EDV in den Haushalten in Summe aber konstant gesunken. Die bestimmende Größe im Bereich Haushalte ist die Wärmeversorgung bestehend aus Raumwärme, Warmwasserversorgung und Prozesswärme (s. Abb. 3.7).

Während Beleuchtung, IKT und mechanische Energie lediglich 5,9 % der Endenergieverbräuche ausmachen und mit ungefähr 4,8 % in der gleichen Größenordnung wie die Kältebereitstellung für den Bereich Klimatisierung und Prozesse liegen, ist die Wärmebereitstellung mit ca. 89,3 % der Hauptendenergieverbraucher im Bereich der privaten Haushalte (s. Abb. 3.7).

Die Wärme in den Haushalten verteilt sich hierbei maßgeblich auf die Raumwärme mit 67,1 % und 15,9 % aus dem Bereich Warmwasser, der Rest entfällt auf Sonderlösungen in der Prozesswärme.

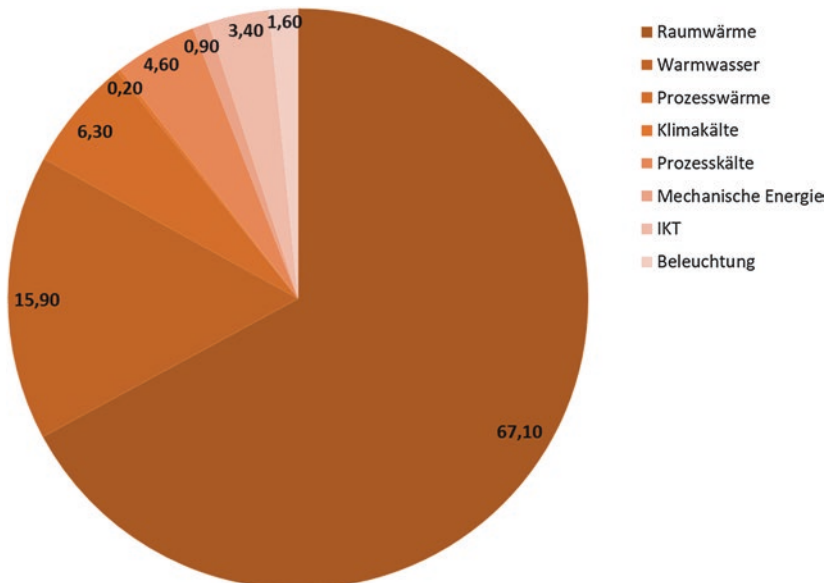


Abb. 3.7 Endenergieverbrauch im Sektor Privathaushalte nach Anwendungsfeldern [9]

Tab. 3.3 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Bereich Privathaushalte nach Anwendungsfeldern und Energieträgern für das Jahr 2018 [10]

	Wärme			
in PJ	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme	Wärme gesamt
Mineralöl	374,5	66,1	-	440,6
Gase	679,1	178,2	3,6	860,9
Strom	27,1	56,6	140,8	224,5
Fernwärme	162,8	16,2	-	179,0
Kohlen	20,2	-	-	20,2
Erneuerbare	273,2	46,4	-	319,6
Sonstige	-	-	-	-
Insgesamt	1536,9	363,5	144,4	2044,7

In Tab. 3.3 ist der Energieverbrauch in Haushalten nach den Verbräuchen von Energieträgern für das Jahr 2018 spezifiziert.

Im Bereich Wärme sind die Hauptenergieträger Gas mit 860,9 PJ (239 TWh) und Mineralöle mit 440,6 PJ (122 TWh), gefolgt von Erneuerbaren mit 319,6 PJ (89 TWh), die zusammen ca. 75 % der Versorgung abdecken. Die direkte Heizung mit Strom umfasst lediglich 224,5 PJ (62 TWh) und die Fernwärme wird mit 179,0 PJ (50 TWh) beziffert. Die Kohle spielt in 2018 mit 20,2 PJ (6 TWh) nur noch eine untergeordnete Rolle (s. Tab. 3.3).

Während der Verbrauch der fossilen Energieträger aus den Bereichen Mineralöl und Gas in den letzten Jahren kontinuierlich sank, stieg der Anteil Erneuerbarer an. Die direkte Stromnutzung zur Wärmebereitstellung und untergeordnete Kohle blieben hingegen konstant.

Die Versorgung der Haushalte wird für die Energiewirtschaft maßgeblich von der Wärmebereitstellung bestimmt. Hierbei spielen fossile Energieträger, wie Mineralöle und Gas, aktuell eine übergeordnete Rolle. Die erneuerbaren Energien halten kontinuierlich Einzug in den Energiemix und sichern die Versorgung, während demografisch motivierte und Effizienzmaßnahmen folgende Verbrauchsverringerungen vor allem die fossilen Energieträger reduzieren. Klassische Stromheizungen und Kohleöfen befinden sich weiterhin im Bestand, mit kontinuierlicher, wenn auch geringer, Bedeutung für den Gesamtverbrauch.

Die Möglichkeit, die 483 TWh theoretisches Potenzial über den Bereich Wärme und die Energieträger Gas, Mineralöle und Strom sowie Fernwärme zu ersetzen, ist sehr hoch. Für die Realisierung der Umrüstung der 83 % Wärmeversorgung durch Erneuerbare Energien ist der Einsatz von direkter Stromnutzung, Power-to-Heat-Lösungen und PtG sowie PtL nötig. Durch die Integration von Speichertechnologien scheint die Umrüstung realistisch, durch die Kleinteiligkeit der Haushaltsinfrastrukturen und Konkurrenz zu Großabnehmern in der Industrie ist die perspektivische Umrüstung in dieser Größenordnung nur bedingt möglich.

3.5 Verkehr: Elektromobilität

Ohne Personen- und Warenmobilität ist ein Wirtschafts- und ein gesellschaftliches Leben nicht vorstellbar. Die übergeordnete Rolle der Versorgungssicherheit mit Gütern des täglichen Lebens, die Mobilität zur flexiblen Arbeits- und Lebensgestaltung erzwingen hier Infrastrukturen mit 645.000.000 km Streckenlänge alleine in Deutschland, bei einer Netzdichte von 1805 m/km² [12]. Mit 31 % ist der Verkehrssektor der größte Endenergieverbraucher im Vergleich zu Haushalt, GHD und verarbeitendem Gewerbe inkl. Bergbau. Dieser Bereich umfasst unter anderem die individuelle Mobilität, die in Deutschland ca. 70 % des gesamten Personenverkehrs ausmacht. Neben öffentlichen Verkehrseinrichtungen gehören zudem die Güter- und Schwerlastverkehre mit in diesen Bereich [9].

Die 2743 PJ (762 TWh) an Endenergie im Bereich Verkehr speisen sich derzeit fast ausschließlich aus dem Bereich der Mineralöle. Mit 1,5 % Strom und 4,1 % Erneuerbare sowie 0,2 % Weitere ist der Anteil an Alternativen rar gesät. 94,1 % der aktuellen Mobilität in Deutschland werden auf Mineralölen basierend ermöglicht, was das starke Defizit in der Verteilung zwischen klassischer fossil-basierter Mobilität und alternativen Technologiezweigen wie batterie- und wasserstoffbrennstoffzellen-basierte Elektromobilität verdeutlicht. Zudem spielen Gasfahrzeuge unabhängig vom Einsatz fossiler oder erneuerbarer Gase nahezu keine Rolle im aktuellen Verkehrsbild in Deutschland [10].

Die klassischen Verbraucher im Bereich Benzin und Diesel dominieren den Endenergieverbrauch in Deutschland [11]. Die angestrebte Mobilitätswende auf Basis europäisch und deutschlandweit induzierter Klimaschutzmaßnahmen zur CO₂-Reduktion läuft nur schleppend an und benötigt basierend auf der aktuellen Verteilung weitere Anreize.

In Abb. 3.8 ist Unterteilung des Energieverbrauchs im Sektor Verkehr nach Anwendungsfeldern dargestellt.

Die bestimmende Größe im Bereich Verkehr ist die Bereitstellung mechanischer Energie mit einem Endenergieverbrauch von 98,6 % des Gesamtendenergieverbrauches dieses Sektors. Die restlichen 1,4 % verteilen sich auf Raumwärme zur Beheizung der Fahrzeuginnenräume, Klimakälte zur Klimatisierung der Fahrzeuge sowie IKT für moderne Fahrzeug-Software und Beleuchtung (s. Abb. 3.8).

Die Entwicklung in den letzten Jahren weist hierbei eine minimale Reduktion um 60 PJ im Bereich der mechanischen Energie auf, die durch Effizienzsteigerungsmaßnahmen realisiert wurde. Um bis 2050, neben einer deutlichen Verringerung der CO₂-Ausstöße, eine Steigerung der Integration Erneuerbarer und Minimierung des Gesamtenergieverbrauchs zu ermöglichen, sind vor allem die Anpassung der Aufwände im Bereich der mechanischen Antriebe von Nöten, zudem die Etablierung flächendeckender öffentlicher Infrastruktursysteme und die Verlagerung der individuellen Mobilität in alternative Verkehrssysteme und neue Produkte und Dienstleistungen im Sektor Verkehr [3]. In Tab. 3.4 ist der Energieverbrauch im Verkehr nach den Verbräuchen von Energieträgern für das Jahr 2018 spezifiziert.

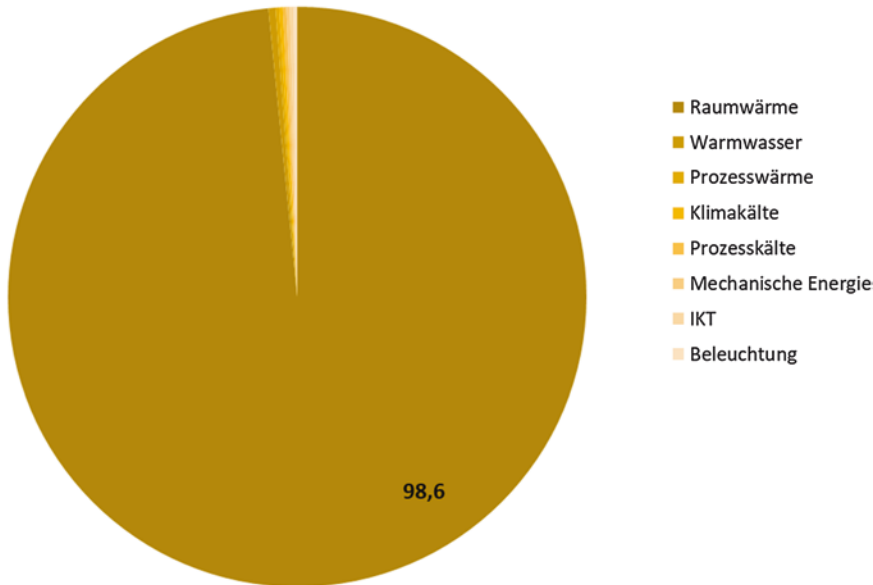


Abb. 3.8 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr nach Anwendungsfeldern [3]

Im Bereich mechanische Energie ist der Hauptenergieträger das Mineralöl mit 2510,9 PJ. Deutlich dahinter liegen die Erneuerbaren mit 112 PJ, Strom mit 37,1 PJ und Gas mit 6,1 PJ. Die Hauptenergieträger sind Gas mit 366,8 PJ und Mineralöle mit 162,2 PJ, dicht gefolgt von Erneuerbaren mit 119,7 PJ, die zusammen ca. 77 % der Versorgung abdecken. Die direkte Heizung mit Strom umfasst lediglich 71,4 PJ und die Fernwärme wird mit 52,4 PJ beziffert. Kohle spielt mit 0,7 PJ im Jahr 2018 nur noch eine untergeordnete Rolle (s. Tab. 3.4).

Während der Verbrauch der fossilen Energieträger aus den Bereichen Mineralöl und Gas in den letzten Jahren kontinuierlich sank, sank auch der Bedarf an Erneuerbarer Wärme ab. Die direkte Stromnutzung zur Wärmebereitstellung stieg hingegen sogar leicht an. Die Verteilung in den Bereichen Raumwärme, Klimakälte sowie IKT und Beleuchtung ist ähnlich gelagert.

Die Energiewirtschaft wird der Versorgung des Verkehrs als Aufgabe im Bereich kritische Infrastrukturen nur eine übergeordnete Rolle zukommen lassen, wenn eine Verlagerung aus dem Bereich der Mineralöle in alternative Kraftstoffe und Versorgungskonzepte vollzogen wird. Während biochemisch, thermochemisch und elektrochemisch produzierte Kraftstoffe kurzfristig als Brückentechnologie die aktuelle Infrastruktur erhalten, werden Sie perspektivisch durch neue Produkte und alternative Antriebskonzepte die Basis für den nicht fossil-basierten Verkehrssektor bilden.

Trotz des aktuell geringsten Anteils an erneuerbaren Energien aller Sektoren im Versorgungsspektrum ist das theoretische Potenzial mit 96 % (709 TWh) der eingesetzten Medien für die mechanische Energie sehr hoch. Dies liegt vor allem daran, dass der

Tab. 3.4 Darstellung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr nach Anwendungsfeldern und Energieträgern für das Jahr 2018 [11]

	Wärme		Kälte		Sonstige			Gesamt				
	Raum- wärme	Warm- wasser	Prozess- wärme	Wärme gesamt	Klima- kälte	Prozesskälte	Kälte gesamt		Mech. Energie	IKT	Beleuchtung	EEV
in PJ	10,2	-	-	10,2	2,5	-	-	2,5	2510,9	7,6	10,2	2541,4
Mineralöl												
Gase	0,1	-	-	0,1	-	-	-	-	6,1	-	-	6,2
Strom	2,2	-	-	2,2	-	-	-	-	37,1	2,2	2,2	43,7
Fernwärme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kohlen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Erneuerbare	0,5	-	-	0,5	0,1	-	-	0,1	112,0	0,3	0,5	113,4
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Insgesamt	13,0	-	-	13,0	2,6	-	-	2,6	2666,0	10,1	12,9	2704,6

Zugang durch neue Technologien wie direkte Stromnutzung und Power-to-Gas, durch Brückentechnologien ergänzbar ist. Die Einführung synthetischer Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien biete die Chance, schnell eine nahezu vollständige Umsetzung zu gestalten. Ohne feste politische Rahmenbedingungen und Sicherheit für Technologieerhalt und Gleichbehandlung aller Technologieträger in fairen Bilanzräumen wird es stark davon abhängen, ab wann neben dem Individualverkehr die Technologien für Schwerlastverkehr, Züge und Schiffe einsatzbereit sind.

3.6 Gewerbe – Handel – Dienstleistungen (GHD)

Mit 14,5 % des Endenergieverbrauches handelt es sich beim Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung um den kleinsten Endenergieverbraucher in Deutschland im Vergleich zu Haushalten, Verkehr sowie Bergbau und verarbeitendem Gewerbe. Dieser Bereich umfasst vor allem die kleinteilig strukturierte Industrie, die nicht im Bergbau und verarbeitenden Gewerbe agiert und von Einzelhandel bis hin zum Handwerk das gesamte Spektrum der Beschäftigten in Deutschland umfasst. 4 von 5 Unternehmen sind im Bereich Dienstleistung aktiv und vor allem die kleinen und mittleren Betriebe beschäftigen 61 % der berufstätigen Personen, u. a. in ca. 560.000 Handwerksbetrieben in Deutschland.

Im Gegensatz zum zweitkleinsten Endenergieverbrauchsbereich – den Haushalten – ist die Wärmeversorgung nur mit einem Anteil von 57,6 % am Endenergieverbrauch beteiligt, macht allerdings weiterhin die größte Position aus [9].

Die 1299 PJ (361 TWh) an Endenergie im Bereich GHD verteilen sich auf nahezu das gesamte Spektrum der Energieträger. Mit 0,1 % umfasst die Kohle die geringsten Anteile der direkten Nutzung zur Wärmebereitstellung, gefolgt von 1,8 % für die Versorgung mit Fernwärme. Die Wärmeversorgung über diese beiden Bereiche spielt für den GHD-Sektor aufgrund der flächendeckenden Verteilung der Betriebe in Deutschland eine untergeordnete Rolle. Eine Fokussierung auf urbane Räume mit Bezug zur Fernwärme ist nicht vorhanden und ein Altbestand an Wärmesystemen auf Kohlebasis kaum noch anzutreffen. Die verkehrstechnische Infrastruktur in Deutschland ermöglicht die branchenspezifische Aktivität sowohl aus dem ländlichen als auch dem urbanen Raum hinaus. Die erneuerbaren Energien und sonstigen Energieträger umfassen aktuell ca. 8,9 % am Endenergieverbrauch, gefolgt von Mineralölen mit 19,9 %. Analog zu den Haushalten ist hier die infrastrukturferne Wärmeversorgung auf Heizölbasis maßgeblich für die bezifferten Aufwände. Die Hauptanteile am Endenergieverbrauch im GHD-Sektor sind auf die direkte Strom- und Gasbereitstellung aus den Versorgungsnetzen zurückzuführen und werden mit 41,3 % für Strom und 28,1 % für Gase (inkl. Erdgas) beziffert. Entgegen der Haushalte ist die Stromversorgung die Hauptabnahme im GHD, gefolgt von den klassischen fossilen Energieträgern, die vor allem für die Wärmeversorgung eingesetzt werden.

Während sich seit 2005 der Endenergieverbrauch im GHD bereits durch Energieeffizienzmaßnahmen und veränderte Anforderungsprofile der Wirtschaft von ca. 1460 PJ (506 TWh) auf 1299 PJ (361 TWh) verringerte, wird bis 2050 eine deutliche Verringerung

auf ca. 615 PJ erwartet. Die maßgebliche Minimierung beruht hierbei vor allem auf den Wärmeversorgungsbereichen Warmwasser und Raumwärme, den mechanischen Energien und der Beleuchtung, die durch neue Produkte am Markt und Fördermöglichkeiten umgestaltet, durch Effizienzmaßnahmen am Bestand optimiert und durch Entwicklungen im energieeffizienten Bauen sowie der Gebäudetechnik reduziert werden [3].

In der Beobachtung der Entwicklung zwischen 2005 und 2008 ist allerdings ersichtlich, dass sich der Endenergieverbrauch insgesamt seit 2005 nur um ca. 60 PJ verringert hat, ebenfalls maßgeblich aus den Bereichen Wärme, mechanische Energie und Beleuchtung [4]. Ob die Senkung um fast 50 % realistisch ist, hängt auch von der Entwicklung der Unternehmens- und Beschäftigtenzahl im GHD-Sektor ab. Die Endenergieverbrauchsreduzierung von 2017 auf 2018 von ca. 85 PJ (24 TWh) bestätigt allerdings den Trend.

In Abb. 3.9 ist der Energieverbrauch nach den Anwendungsfeldern im GHD-Sektor grafisch dargestellt.

Die bestimmende Größe im GHD-Sektor ist die Wärmeversorgung mit Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zu 57,6 %. Während Klima- und Prozesskälte zusammen lediglich 4,9 % ausmachen, entfallen auf die Bereiche Beleuchtung, IKT und mechanische Energie die restlichen 37,4 % des Endenergieverbrauchs (s. Abb. 3.9).

Zwischen 2017 und 2018 blieb dieser Bereich nahezu konstant. Während der Energieeinsatz im Bereich mechanische Energien und Beleuchtung durch Effizienzmaßnahmen gesenkt werden konnte, stieg gleichzeitig durch Aufwände für die Digitalisierung der Infrastruktur der Anteil im Bereich IKT.

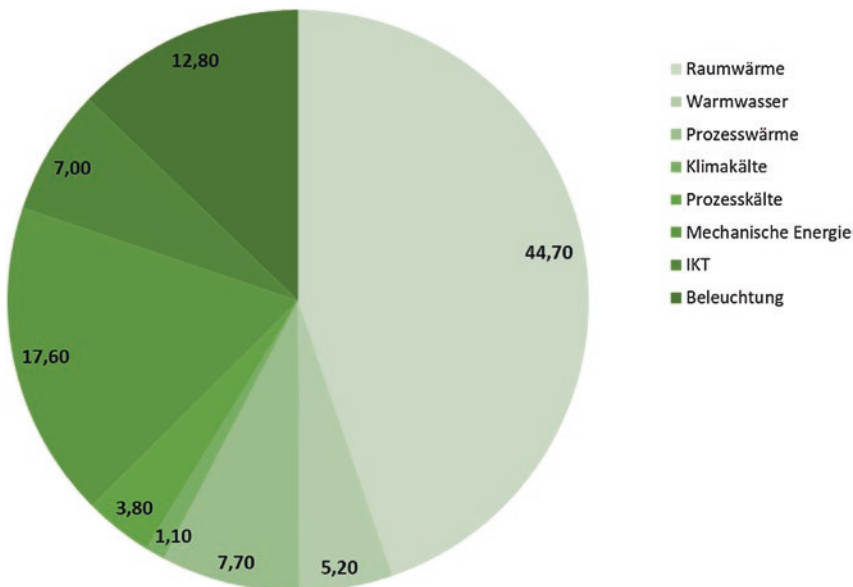


Abb. 3.9 Darstellung des Endenergieverbrauchs im GHD-Sektor nach Anwendungsfeldern [11]

Die Wärme im GHD verteilt sich hierbei maßgeblich auf die Raumwärme mit 44,7 % und 5,2 % auf den Bereich Warmwasser, der Rest entfällt auf die Prozesswärme.

In Tab. 3.5 ist der Energieverbrauch im GHD-Sektor nach den Verbräuchen von Energieträgern für das Jahr 2018 spezifiziert.

Im Bereich Wärme sind die Hauptenergieträger Gas mit 366,8 PJ (102 TWh) und Mineralöle mit 162,2 PJ (162 TWh), dicht gefolgt von Erneuerbaren mit 119,7 PJ (33 TWh), die zusammen ca. 77 % der Versorgung abdecken. Die direkte Heizung mit Strom umfasst lediglich 71,4 PJ (20 TWh) und die Fernwärme wird mit 52,4 PJ (14,6 TWh) beziffert. Kohle spielt mit 0,7 PJ (0,2 TWh) im Jahr 2018 nur noch eine untergeordnete Rolle (s. Tab. 3.5).

Während der Verbrauch der fossilen Energieträger aus den Bereichen Mineralöl und Gas in den letzten Jahren kontinuierlich sank, sank auch der Bedarf an erneuerbarer Wärme ab. Die direkte Stromnutzung zur Wärmebereitstellung stieg hingegen sogar leicht an.

Der direkt nutzbare Strom wird im GHD aktuell zu ca. 73 % für die Bereitstellung mechanischer Energie und Versorgung von Beleuchtung in den Infrastrukturen sowie IKT für die Digitalisierung verwendet.

Für die Energiewirtschaft wird die Versorgung der GHD maßgeblich durch den Bereich Wärme bestimmt. Durch die hohen Anteile an mechanischer Energie, Beleuchtung und IKT ist neben den fossilen Energieträgern und Erneuerbaren auch der direkt zur Verfügung gestellte Strom eine entscheidende Größe für die Geschäftsentwicklung. Die fossilen Energieträger, wie Mineralöle und Gas, spielen aktuell weiterhin eine übergeordnete Rolle. Die erneuerbaren Energien halten kontinuierlich Einzug in den Energiemix und sichern die Versorgung. Fernwärme, Kohle und Strom spielen in der Wärmeversorgung lediglich eine untergeordnete Rolle.

Wie in den anderen Sektoren ist der Bereich Wärme mit ca. 49 % maßgeblich am Endenergieverbrauch beteiligt. Zusammen mit den sonstigen Endenergieverbräuchen im Bereich Mechanische Energie, IKT und Beleuchtung stände ein Potenzial von ca. 86 % für die Integration von Erneuerbaren zur Verfügung. Durch die Fokussierung auf 342 TWh in den Bereichen Mineralöle, Strom, Gas und Fernwärme sowie einen minimalen Anteil an Kohle besteht diese Möglichkeit sowohl durch den direkten Einsatz von Strom als auch die Einbindung von Power-to-Heat sowie Power-to-Gas und Power-to-Liquid. Durch die Integration von Speichern ist die Umrüstung realistisch, der vollständige Ersatz allerdings aufgrund der verteilten Infrastrukturen nur begrenzt möglich. Dezentrale standortspezifische Lösungen ermöglichen die Realisierung.

Tab. 3.5 Darstellung des Endenergieverbrauchs im GHD nach Anwendungsfeldern und Energieträgern für das Jahr 2018 [7]

	Wärme			Kälte			Sonstige			Gesamt	
	Raumwärme	Warmwasser	Prozesswärme	Wärme gesamt	Klimakälte	Prozesskälte	Kälte gesamt	Mech. Energie	IKT	Beleuchtung	EEV
in PJ											
Mineralöl	136,8	12,4	13,0	162,2	-	-	-	122,0	-	-	284,3
Gase	305,2	20,2	41,4	366,8	2,5	0,4	2,9	1,0	-	-	370,7
Strom	23,5	23,4	28,6	75,5	12,1	51,2	63,3	115,2	95,0	173,1	522,0
Fernwärme	42,0	3,0	7,4	52,4	-	-	-	-	-	-	52,4
Kohlen	0,7	-	-	0,7	-	-	-	-	-	-	0,7
Erneuerbare	95,0	11,1	13,6	119,7	-	-	-	-	-	-	119,7
Sonstige	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Insgesamt	603,2	70,1	104,0	777,3	14,6	51,6	66,2	238,2	95,0	173,1	1349,8

Literatur

1. Styczynski Z, Lombardi P, Stötzer M (2014) Verteilen und Speicherung von Nutzenergie. In: Grote K-H, Feldhusen J (Hg.) Dubbel-Taschenbuch für Maschinenbau. Springer, Heidelberg
2. AG Energiebilanzen (2020) Energieflussbilder. <https://ag-energiebilanzen.de/9-0-Energiefluss-bilder.html>. Abgerufen: 15. Nov. 2020
3. AG Energiebilanzen (2020) Energieverbrauch in Deutschland. <https://ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html>. Abgerufen: 15. Nov. 2020
4. Klaus T, Vollmer C, Werner K, Lehmann H, Müschen K (2010) Studie – Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Juli 2010
5. Acatech, Leopoldina, Akademienunion (Hg.) (2020) Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem: Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung), Berlin
6. Deutsche Energie-Agentur (DENA) (2020) dena-Studie Systemsicherheit 2050. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf. Abgerufen: 03. Dez. 2020
7. Stratmann K (2020) Welche Farbe darf Wasserstoff haben. In: Handelsblatt online, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/richtungsstreit-in-berlin-gruen-oder-blau-welche-farbe-darf-wasserstoff-haben/25554034.html?ticket=ST-15562768-1dPMHepys5eBKqj1a0G-ap5>, 18. Feb. 2020. Abgerufen: 20. Nov. 2020
8. Lombardi P, Arendarski B, Menke N, Höpfner A, Komarnicki P, Liserre M (2019) Net-Zero Residential Energy System Planning Tool. CIGRE Chengdu 2019 Symposium. Conseil International des Grands Réseaux Électriques (cigre). Chengdu, China, September 2019.
9. DENA (2020) Themenprojekt. Energieeffizienz. <https://www.dena.de/themen-projekte/energie-effizienz/private-haushalte/>. Abgerufen: 15. Nov. 2020
10. Umweltbundesamt (2020) Elektromobilität schlägt Wasserstoff bei Energiewende im Verkehr. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/elektromobilitaet-schlaegt-wasserstoff>. Abgerufen: 10. Sep. 2020
11. Statistisches Bundesamt (2017) Produzierendes Gewerbe und Dienstleistungen im Überblick. https://www.destatis.de/DE/Themen/Querschnitt/Jahrbuch/jb-prod-gewerbe-dienstleistungen.pdf?__blob=publicationFile. Abgerufen: 10. Okt. 2020
12. Komarnick P, Haubrock J, Styczynski Z (2020) Elektromobilität und Sektorenkopplung. Infrastruktur- und Systemkomponenten. 1. Auflage. Springer, Berlin

Methodologie der Modellierung der Energiehubkomponenten

4

4.1 Einführung

Die Modellierung von technischen Systemen, Komponenten bis hin zu kompletten Infrastrukturen stellt nicht nur eine sehr komplexe Aufgabe mit vielen Herausforderungen, sondern auch ein mächtiges Werkzeug für weitere Optimierung bzw. Gestaltung der nachgebildeten Elemente dar. Dabei geht es vor allen darum, das physikalische Verhalten, also die reale Welt, in der sich das System befindet, mit Hilfe von mathematischen Gleichungen bzw. physikalischen Gesetzen und Größen zu beschreiben und die existierenden Zusammenhänge bzw. Wechselwirkungen nachzubilden (s. Beispiele in Abb. 4.1).

Oft besteht die Herausforderung darin, nicht nur das statische Verhalten (z. B. elektrische Kabel haben bestimmte Querschnitte, Isolationsfestigkeiten und Materialkenngrößen), sondern auch das dynamische Verhalten (wie verändern sich das elektrische Kabel und seine Eigenschaften in Abhängigkeit von Stromstärke bzw. Stromflussdauer und damit der Temperatur?) in einem Modell abzubilden, sodass das Element in einem „virtuellen Gesamtsystem“, also der Simulationsumgebung, analysiert und getestet werden kann. Dabei spielen die Parameter (Kenngrößen), die ein Modellierungselement beschreiben, dessen Quelle und Plausibilität (sind es errechnete oder gemessene Werte? Wann, wie lange und mit welcher Genauigkeit wurde gemessen?) sowie das Modellierungsverfahren (Methoden) eine entscheidende Rolle für die Qualität sowie Nutzbarkeit des Modells. Die Modellierung von technischen Systemen kann und wird in allen Phasen des Lebenszyklus einer Anlage oder Infrastruktur verwendet. Dies erstreckt sich von der Planung und Entwicklung über den Aufbau, Anlauf und Betrieb bis hin zu Abbau. Es lässt sich jedoch generell feststellen, dass nicht grundsätzlich alle theoretischen Modellierungsmöglichkeiten auszuschöpfen sind, sondern die Modelle immer bezüglich der

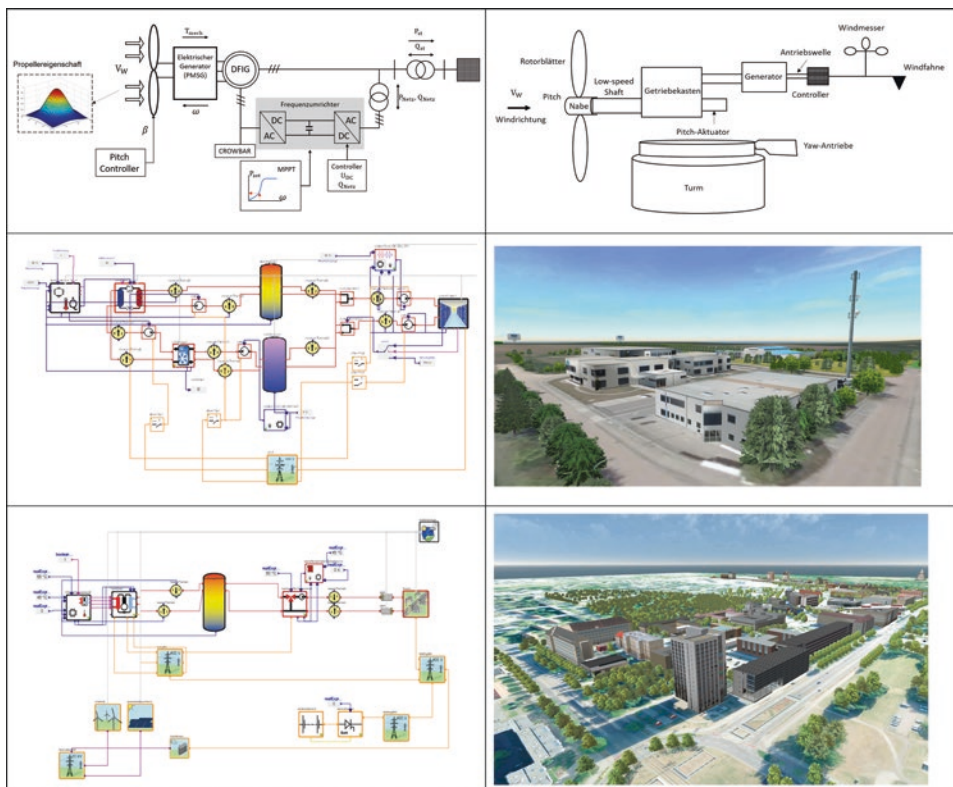


Abb. 4.1 Beispiele der Modellierung und Simulation – Anlage, Gebäude und Industriegebiet als Multi-Energie-Distrikt

Modellierungstiefe und Genauigkeit ihrem Anwendungsfall entsprechend aufgebaut und angepasst werden müssen, um Aufwand und Nutzen sowie Komplexität in einem angemessenen Verhältnis zu halten.

Die Entstehung eines Gesamtmodells, welches dann in eine Simulationsumgebung auf seine Funktionsweise, Erweiterung und Optimierung untersucht werden kann, wird in den drei folgenden Schritten realisiert [1]:

1. Zerlegung des Gesamtsystems in Teilsysteme

- Es können beispielsweise bei der Windkraftanlage einzelne Teilsysteme (s. Abb. 4.1), wie die mechanischen oder elektrischen Energiewandlungsketten gebildet werden, um Fragen wie „Wie nutze ich die Windenergie zur Bewegung der Windblätter und Turbine bis hin zum Generator?“ oder „Wie wird der Generatorstrom an die Frequenz des elektrischen Netzstroms angepasst?“ zu beantworten.

2. Modellbildung zunächst für die Teilsysteme

- Am Beispiel „Windkraftanlage“: Rotorblätter, Turbine, Generator, Leistungselektronik, Transformator, Steuerung und Regelung der einzelnen Komponenten sowie Gesamtsystem.

3. Gesamtmodell

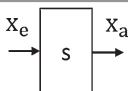
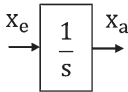
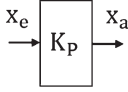
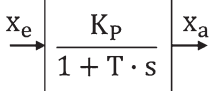
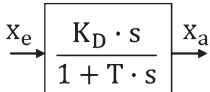
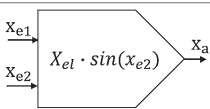
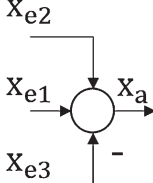
- Zusammenfassung dieser Modelle zu einem Gesamtmodell und Gesamtsystemsimulation zur Darstellung des statischen und dynamischen Verhaltens.

Dabei stehen zur Beschreibung der einzelnen Teile, insbesondere für dynamische Systeme, die mathematischen Methoden der Differenzialgleichungsrechnung und für die linearen Systeme die Übertragungsfunktions-Methodik zur Verfügung, die aus einer Vielzahl von Einzelmodellen, abhängig von der „physikalische Größe“ der Komponenten sowie des Anwendungsfalls (Tiefe und Komplexität), schlussendlich ein Gesamtsystembild, oft benannt als Gesamtblockschaltbild, schaffen [1]. Die Migration, also Überführung von einer Methode bzw. deren Teilelementen in die anderen unter Berücksichtigung der mathematischen Grundlagen (s. Beispiele in Tab. 4.1), führt final zu einem Gesamtmodell, welches über ein Blockschaltbild dargestellt werden kann und die genaue Beschreibung der einzelnen Elemente beinhaltet.

Die Genauigkeit und Nutzbarkeit des Modells hängt grundsätzlich von den Parametern und Eigenschaften, die es beschreiben, sowie auch dem bei der Modellierung Verfolgten ab. Es existieren bereits Werkzeuge, mit deren Hilfe die Simulationsmodelle nicht nur offline (zeitlich entkoppelt von Realität im Sinne einer Simulation), sondern zunehmend auch online bis hin zu Echtzeitanwendungen getestet werden können. Damit ist beispielsweise das teilautonome, und in der nahen Zukunft auch vollautonome Autofahren möglich, indem das Fahrzeug die gemessenen Daten (Geschwindigkeit, Lage der Umgebung usw.) in einem sogenannten Backend-Simulationssystem mit zuvor erstellten Modellen nutzt, um für eine kritische Situation (Unfall, Stau mit Kollision) sowie auch für die Fahrbetriebsoptimierung (z. B. in 1 km wird eine Geschwindigkeitsbegrenzung kommen, so dass die Motorregelung optimal angepasst werden kann) sofort eine zuverlässige und richtige Lösung errechnet.

In komplexen Energieinfrastrukturen, die sich zukünftig über verschiedene Energiesektoren erstrecken und dies punktuell bereits jetzt tun, ist dank Simulationswerkzeugen schon heute ein Online- und Offline-Betrieb möglich, die es erlauben, diese als eine intelligente Infrastruktur mit vielen Assistenzsystemen zuverlässig und wirtschaftlich zu betreiben. Dabei muss besonders beachtet werden, dass einerseits die Modellansätze und damit die aus der Simulation resultierende Entscheidungsunterstützung, auf Grund der Übertragung von aktuellen Daten (z. B. Erzeugungs- oder Speicherstatus einer Anlage) mittels moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT), immer besser werden, andererseits aber auch die Anzahl potenzieller Fehler bzw. Ungenauigkeiten steigen kann. Die Wahrscheinlichkeit sogenannter Instrumentenfehler, dazu gehören Fehler im Messverfahren, der internen Wandlung der Messdaten (z. B. analog zu digital), der Datenübertragung von einer zur anderen Stelle, ist durch steigende Anzahl der Informationen gestiegen. Hinzu kommen im Falle einer Online-Applikation Betriebsunsicherheiten, die sich beispielsweise aus verspätetem Datenstreaming (Latenzen) ergeben und somit auch Einfluss auf den Betrieb bzw. die Berechnung und Simulation haben. Die Wahl der richtigen Parameter, Verfahren sowie der Bezug zum bestehenden Anwendungsfall sind daher entscheidend, um die Komplexität so hoch wie nötig, aber so gering wie möglich zu halten.

Tab. 4.1 Überführung einfacher mathematischer Funktionen in die Blockschaltbilddarstellung [1]

Name	Differenzialgleichung	Funktion bzw. Übertragungsfunktion	Block mit Signalpfeilen
Differenziation (D-Glied)	$x_a = \dot{x}_e$	$\frac{x_a}{x_e} = s$	
Integration (I-Glied)	$\dot{x}_a = x_e$	$\frac{x_a}{x_e} = \frac{1}{s}$	
Übertragungsfaktor (P-Glied)	$x_a = K_p \cdot x_e$	$\frac{x_a}{x_e} = K_p$	
P-Glied mit Verzögerung der 1. Ordnung (PT1)	$T \cdot \dot{x}_a + x_a = K_p \cdot x_e$	$\frac{x_a}{x_e} = \frac{K_p}{1 + T \cdot s}$	
D-Glied mit Verzögerung der 1. Ordnung (DT1)	$T \cdot \dot{x}_a + x_a = K_p \cdot \dot{x}_e$	$\frac{x_a}{x_e} = \frac{K_p \cdot s}{1 + T \cdot s}$	
Statische Nichtlinearität (Beispiel)	-	$x_a = x_{e1} \sin(x_{e2})$	
Bilanz (Addition, Substraktion)	-	$x_a = x_{e1} + x_{e2} + x_{e3}$	

4.2 Methodologie der Modellierung von Erzeugungssektoren

4.2.1 Strom

4.2.1.1 Einführung

Die Elektrizität stellt eine der häufigsten Nutzformen von Energie dar. Diese findet in nahezu jeder Leistungsklasse Anwendung – angefangen bei kleinen Handgeräten wie Mobiltelefonen, Laptops über Waschmaschinen bis hin zu sehr großen und leistungsstarken Motoren bzw. Verbrauchern in der Industrie. Das elektrische Netz hat die Aufgabe, seine Verbraucher mit der benötigten Leistung für eine bestimmte Zeit zu versorgen, also die Energie vom Erzeuger bis hin zum Verbrauch in der entsprechenden Qualität und Zuverlässigkeit zu transportieren. Beim elektrischen Netz mit all seinen Anlagen und Kom-

ponenten, die ebenfalls modelliert und simuliert werden können, wird zwischen mehreren Netzebenen unterschieden (s. Abb. 4.2). Diese Netzebenen unterscheiden sich in ihrem jeweiligen Spannungsniveau (der sogenannten Nennspannung) und in ihrer damit verbundenen Übertragungsleistung. Die Erzeuger und Verbraucher können in unterschiedlichen Netzebenen über Leitungen und andere Anlagen (z. B. Schaltanlagen oder Transformatoren) ans Netz angeschlossen werden (s. Abb. 4.2). Die Kopplung zwischen zwei Ebenen findet üblicherweise über Transformatoren statt, welche die Spannungen von einer Ebene auf eine andere entsprechend anpassen.

In einem Elektroenergieversorgungssystem wird zwischen Wechsel- (AC) und Gleichstromsystem (DC) unterschieden. Wechselstrom bezeichnet dabei einen elektrischen Strom, der seine Richtung in wiederkehrenden Rhythmen (Netzperiode) ändert und bei dem sich positive und negative Abschnitte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel über eine Netzperiode null ist. Als Gleichstrom dagegen wird ein Strom bezeichnet, dessen Richtung zeitlich konstant ist. Die elektrischen Netze bestehen aus einer Vielzahl von Anlagen und Komponenten, Betriebsmittel genannt, die durch Zusammenschaltung ein System bilden (Erzeuger, Transport, Verbrauch), für sich genommen jedoch einzelne Teilsysteme bilden und in ihrer Komplexität abgebildet werden müssen. Jedes dieser Betriebsmittel besteht aus verschiedenen Elementen (s. Abb. 4.3), hat eine oder mehrere Funktionen und besitzt die dazu notwendigen physikalischen Eigenschaften, die durch Parameter (Nennparameter) identifiziert sind.

Die Grundschalelemente in der Elektrotechnik, mit denen Betriebsmittel teilweise oder gänzlich abgebildet werden können, sind folgende:

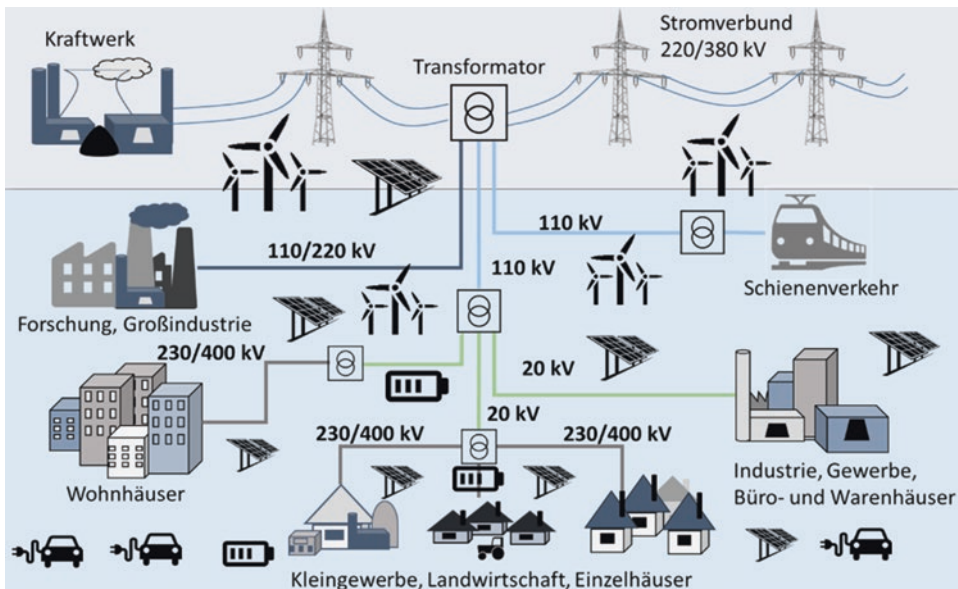


Abb. 4.2 Das elektrische Netz mit Spannungsebenen und dazugehörigen Anlagen

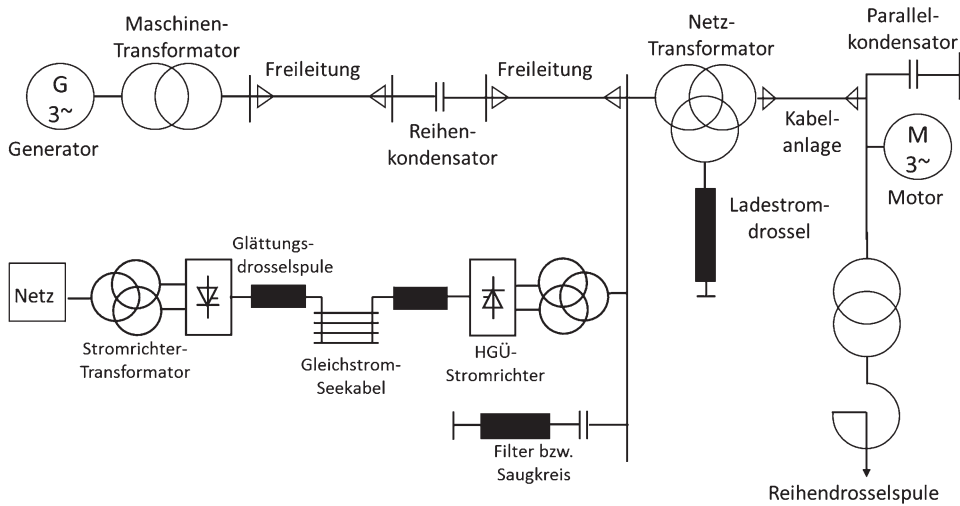


Abb. 4.3 Elektrische Betriebsmittel im Energieversorgungssystem – AC und DC [3]

- R als Widerstand ($R = \frac{U}{I}$),
- G als Leitwert ($G = \frac{1}{R}$),
- L als Induktivität,
- C als Kapazität.

Mit Hilfe der mathematischen und elektrotechnischen Grundsätze lassen sich damit die Zusammenhänge beschreiben, die in Tab. 4.2 dargestellt sind, und darüber hinaus weitere Größen ableiten, so etwa:

- Strom (I), Spannung (U), Winkel (φ) sowie Kreisfrequenz (ω),
- Impedanz (Z), Resistanz (Wirkwiderstand) (R) und Reaktanz (Blindwiderstand) (X),
- Admittanz (Y), Konduktivität (Wirkleitwert) (G) und Suszeptanz (Blindwert) (B)
- und komplexe Scheinleistung (S), Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q).

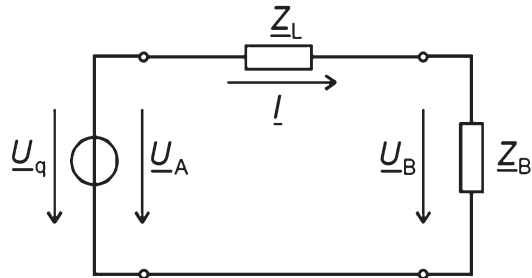
Für jedes elektrische Netz lässt sich ein sogenanntes Ersatzschaltbild (ESB) bilden, welches die elektrotechnischen Zusammenhänge darstellt und uns in die Lage versetzt, die dafür notwendigen mathematischen Gleichungen aufzustellen.

Für ein einfaches Wechselstromsystem (Einphasensystem), bestehend aus Quelle (Index Q), Leitung (Index L) und Bezug/Verbrauch (Index B) lässt sich folgendes Ersatzschaltbild aufstellen (Abb. 4.4):

Für dieses System lassen sich, unter Berücksichtigung der bereits beschriebenen Gesetze und Größen, folgende Gleichungen aufstellen:

Tab. 4.2 Elektrotechnische Größe und Zusammenhänge in Bezug auf die Grundschaltelemente [2]

Element	$\underline{Z} = R + jX$	$\underline{Y} = G + jB$	$\underline{S} = P + jQ$	$\varphi = \varphi_u + \varphi_i$
Widerstand R, G	R	G	$R I^2 = G U^2 = UI$	0
Induktivität L	$j\omega L = jX_L$	$-j \frac{1}{\omega L} = -jB_L$	$jX_L I^2 = jB_L U^2 = jUI_B$	$+\frac{\pi}{2}$
Kapazität C	$-j \frac{1}{\omega C} = -jX_C$	$j\omega C = jB_C$	$-jX_C I^2 = -jB_C U^2 = jUI_B$	$-\frac{\pi}{2}$

Abb. 4.4 Ersatzschaltbild für Wechselstromsystem (Einphasensystem), nach [2]

- Spannungsgleichung (Gl. 4.1, 4.2 und 4.3)

$$\underline{U}_A = \underline{U}_q \quad (4.1)$$

$$\underline{U}_B = \underline{U}_B \underline{I} \quad (4.2)$$

$$\underline{U}_q = \underline{Z}_L \underline{I} + \underline{U}_B = (\underline{Z}_L + \underline{Z}_B) \underline{I} \quad (4.3)$$

- Komplexe Leistung (Gl. 4.4)

$$\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^* = UI \cos \varphi = P + jQ \quad (4.4)$$

Die Nachbildung der einzelnen Betriebsmittel und darauf aufbauend des Gesamtsystems erfolgt grundsätzlich nach dem gleichen Prinzip. Die einzelnen Modelle können dabei durch die verschiedenen physikalischen Eigenschaften des modellierten Elements, wie bspw. die entstehenden Verluste in Abhängigkeit der Kabellänge, sowie deren Anwendungsfall deutlich voneinander abweichen.

In den folgenden Abschnitten werden die Modellierungsansätze für grundlegende Betriebsmittel im elektrischen Netz dargestellt und anhand der Ersatzschaltbildmethodologie kurz erläutert.

4.2.1.2 Modellierung von Stromnetzinfrastrukturen

Kabel und Freileitung

Kabel bzw. Freileitung sind entscheidende Elemente, welche die einzelnen Betriebsmittel (Erzeuger und Verbraucher) miteinander verbinden, sodass die Energie vom einem zum anderen Netzknoten übertragen werden kann und damit das elektrische Netz seine Funktion erfüllt. Dabei werden diese zunächst nach ihren Längen unterschieden, sodass bei Oberleitungen unter 100 km und Kabeln unter 30 km von elektrisch kurzer Länge gesprochen wird. Mittlere elektrische Längen werden bei Oberleitungen zwischen 100 km und 300 km erreicht. Je nach Spannungslevel, die bei Kabeln typischerweise zwischen 0,4 kV und 110 kV und bei Freileitung bis zu 1.100 kV betragen können, und Art des Kabels bzw. der Freileitung ergeben sich unterschiedliche Parameter, die für die Modellierung notwendig sind. Dabei kann auch festgestellt werden, dass eine ungenaue und anwendungsfallferne Auswahl der einzelnen Parameter (R' , L' und C') zur großen Fehlern in den Simulationsergebnissen führen kann, sodass hier immer eine zuverlässige Auswahl bei Vorhandensein der jeweiligen Daten vorgenommen werden sollte (Tab. 4.3).

Die Kabel und Freileitungen werden typischerweise mittels des π -Ersatzschaltbildes modelliert, wobei hier eine Unterscheidung durch Segmentierung der π -Ersatzschaltbilder (Näherung) je nach Länge besteht (s. Abb. 4.5).

Dafür können folgende Gleichungen aufgestellt werden:

- Längsimpedanz (Gl. 4.5)

$$\underline{Z}_l = (R' + j\omega L') \cdot l \quad (4.5)$$

Tab. 4.3 Beispielparameter einiger Kabel und Freileitungen für verschiedene Spannungsebenen

Nennspannung	Art der Leitung	Leiter	R' in Ω/km	L_b in mH/km	C' in nF/km
10 kV	3-Leiter stahlummanteltes Kabel	$3 \times 120 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$	0,181	0,299	480
20 kV	3-Leiter kupferummanteltes Kabel	$3 \times 150 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$	0,158	0,369	440
20 kV	Oberleitungen	95 Al	0,310	1,146	10
30 kV	Oberleitungen	95/12 Al/St	0,320	1,178	10
110 kV	Oberleitungen	240/40 Al/St	0,120	1,241	9
220 kV	Oberleitungen	2 gebündelte Leiter 240/40 Al/St	0,060	0,955	12
380 kV	Oberleitungen	3 gebündelte Leiter 380/50 Al/St	0,025	0,828	14
380 kV	Oberleitungen	4 gebündelte Leiter 240/40 Al/St	0,030	0,828	14

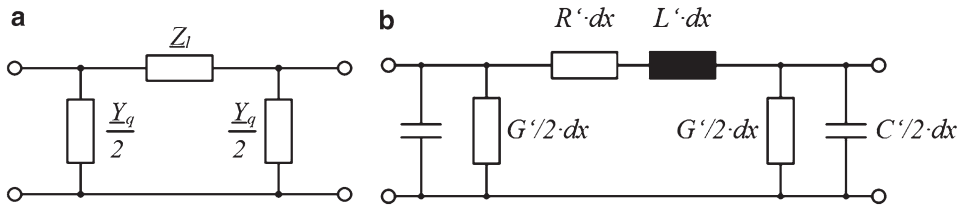


Abb. 4.5 (a) π -Ersatzschaltbild einer Leitung und (b) π -ESB-Segment dx mit Einzelementen, nach [2]

- Queradmittanz (Gl. 4.6)

$$Y_q = (G' + j\omega C') \cdot l \quad (4.6)$$

wobei:

- R' (auch R_b) als Widerstandsbelag abhängig von Länge, Querschnitt und spez. Leitfähigkeit ist,
- L' (auch L_b) als Induktivitätsbelag das magnetische Feld zwischen den Leitern repräsentiert,
- G' (auch G_b) als Ableitungsbelag den Isolationswiderstand darstellt und
- C' (auch C_b) als Kapazitätsbelag das elektrische Feld zwischen den Leitern und Leiter-Erde beschreibt.

Die Ableitungsbelag G' ist im Vergleich zum Kapazitätsbelag C' praktisch unbedeutend und wird überwiegend vernachlässigt. Bei Freileitungen ist hingegen die Queradmittanz Y_q gänzlich vernachlässigbar.

Die Genauigkeit des Modells ist abhängig von der Zahl der π -Segmente, die für die Modellierung genutzt werden. Je mehr π -Glieder angenommen sind, desto genauer werden die Abschnitte und damit die Leitung nachgebildet. Gleichzeitig steigt aber auch die Komplexität des Modells. Ein weiterer Einfluss geht von Anzahl und Qualität der gewählten Parameter (Standardannahmen, rechnerisch oder messtechnisch bestimmt) aus.

Transformator

Die Transformatoren, als Bindeglieder zwischen den Spannungsebenen oder Anlagen haben die Aufgabe, das Eingangsspannungslevel (Primärseite) auf das Ausgangsspannungslevel (Sekundärseite) anzupassen. Das Verhältnis zwischen beiden Spannungen wird als Übersetzungsverhältnis bezeichnet. Dabei werden die Transformatoren je nach Anschlussort (Koppelstellen im Netz, Kraftwerk zum Netz, Industrieanlage zum öffentlichen Netz) entsprechend aufgeteilt in:

- Hochspannungstransformatoren zum Anschluss von Hochspannungsnetzen:
 - Anschlussbeispiele: 380 kV/220 kV, 380 kV/110 kV, 220 kV/110 kV,
 - übliche Bemessungsleistung > 100 MVA,
 - aufgebaut als Gruppe von drei Einphasentransformatoren oder als ein Dreiphasentransformator.
- Mittelspannungstransformatoren zum Anschluss von Mittel- und Niederspannungsnetzen:
 - Anschluss zwischen 110 kV und 10 kV, 20 kV oder 30 kV,
 - übliche Bemessungsleistung 12–63 MVA,
 - aufgebaut als ein Dreiphasentransformator.
- Niederspannungstransformatoren zum Anschluss von Mittel- und Niederspannungsnetzen:
 - Anschluss zwischen Mittelspannungsnetz und 0,4-kV-Netz,
 - Bemessungsleistung 250–2000 kVA,
 - aufgebaut als ein Dreiphasentransformator.

Der Transformator kann ebenfalls mit Hilfe eines Ersatzschaltbildes (ESB) (s. Abb. 4.6), abgebildet werden.

Drossel

Drosseln sind induktive Spulen zur Begrenzung der Ströme in elektrischen Leitungen, zur Zwischenspeicherung von Energie in Form ihres Magnetfeldes sowie zur Impedanzanpassung oder zur Filterung von ungewünschten Harmonischen. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zu Stabilität und Zuverlässigkeit elektrischer Netze. Dabei wird zwischen Paralleldrosseln und Strombegrenzungsdrosseln unterschieden. Die Unterscheidung schlägt sich auch im jeweiligen ESB nieder (s. Abb. 4.7).

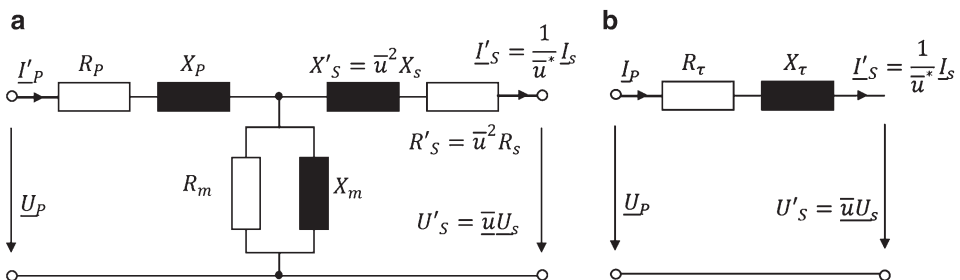


Abb. 4.6 Ersatzschaltbild eines Transformators: (a) detailliertes ESB, (b) vereinfachtes ESB, nach [2]. Wobei: $\underline{U}_P, \underline{U}_S$ – Spannungen der Primär- und Sekundärseite eines Transformators, $\underline{I}_P, \underline{I}_S$ – Ströme der Primär- und Sekundärseite eines Transformators, R_P, R_S – Transformatorwicklungswiderstände, X_P, X_S – Streureaktanzen, R_m, X_m – Widerstand durch Eisenverluste, \bar{u} – Übersetzungsverhältnis des Transformators (komplexe Zahl), X_m – Hauptreaktanz

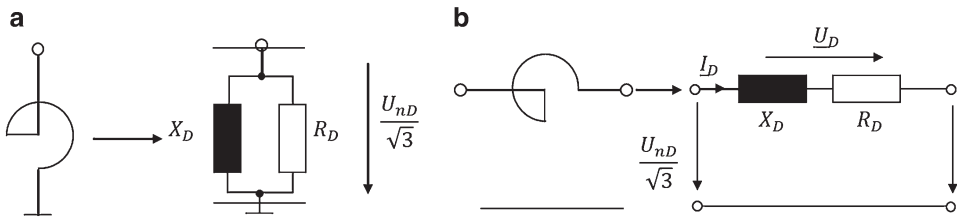


Abb. 4.7 Ersatzschaltbild für eine (a) Paralleldrossel und (b) Strombegrenzungsdrossel, nach [2].

Wobei: für (a) gelten $X_D = \frac{U_{nD}^2}{Q_{nD}}$, $R_D = \frac{U_{nD}^2}{P_{VD}}$, für (b) gelten $X_D = u_D \frac{U_{nD}}{S_D} = u_D \frac{U_{nD}}{\sqrt{3}I_D}$, $R_D \approx 0,03X_D$; U_{nD} – Nennspannung, Q_{nD} – Spulenleistung (induktive Blindleistung), P_{VD} – Spulenverluste, S_D – Durchgangscheinleistung, u_D – relativer Spannungsabfall (bei Nennstrom), I_D – Nennstrom

Kondensatoren

Im elektrischen System werden die Kondensatoren grundsätzlich zur Spannungsanpassung als sogenannte Blindleistungskompensation genutzt. Sie können entweder als Reihen- oder Parallelkondensatoren eingesetzt werden. Eine spezielle Form stellt der Filterkondensator dar, der zur Kompensation von Strom- und Spannungsverzerrungen eingesetzt wird. Analog zu den vorangegangenen Elementen lässt sich das Verhalten durch Ersatzschaltbilder charakterisieren, welche in Abb. 4.8 dargestellt sind.

Generatoren und Motoren

Elektrische Maschinen werden zur Wandlung von elektrischer in mechanische Energie (Motor) oder von mechanischer in elektrische Energie (Generator) verwendet und spielen in elektrischen Netzen eine zentrale Rolle. Sie sorgen als Generatoren dafür, dass die Verbraucher und andere Komponenten des Elektrizitätssystems zuverlässig versorgt werden können. Elektrische Maschinen bestehen grundsätzlich aus einem ruhenden (Stator) und einem beweglichen Hauptelement (Rotor) und werden von weiteren Bestandteilen, wie Leistungs- und Regelungselektronik sowie Messsensorik zu einem elektrischen Antriebssystem zusammengeführt. Aufgrund ihrer Anwendung sowie Baueigenschaften und Funktionsweise lassen sich elektrische Maschinen in drei Obergruppen einteilen: rotierende Maschinen, Linearmaschinen sowie stationäre Maschinen (s. Abb. 4.9).

Im elektrischen Netz kommen dabei Synchron- bzw. Asynchronmaschinen als Generatoren zum Einsatz. Die Synchrongeneratoren verfügen, dank ihrer massiven Bauweise, über eine hohe Massenträgheit und können dadurch bei dynamischen Wechselwirkungen das elektrische Netz unterstützen, z. B. als Frequenzstabilisatoren, indem ihre Trägheit die Dynamik des elektrischen Systems dämpft.

Eine Synchronmaschine ist eine Drehstrommaschine, in der der Rotor synchron exakt mit dem durch die elektrische Netzfrequenz vorgegebenen Drehfeld des Stators läuft. Die Synchronmaschine kann entweder als Schenkelpolgenerator für niedrige Drehzahlen (mehrere Polpaare), z. B. bei Wasserkraftwerken, oder als Turbogenerator (Vollpolrotoren, 2- oder 4-polig) für hohe Drehzahlen, z. B. bei Dampfturbinen, konzipiert werden. Bei

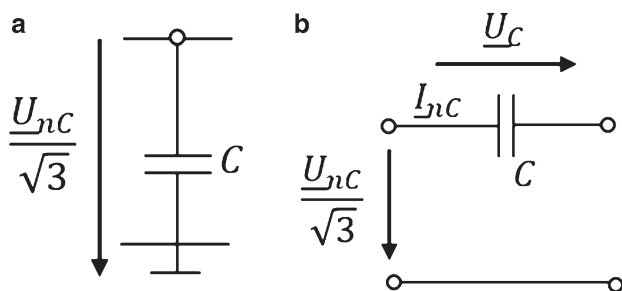


Abb. 4.8 Schema für (a) Parallelkondensatoren und (b) Reihenkompensation bei langen Leitungen, nach [2]. Wobei: für (a) gilt $X_C = \frac{U_{nC}^2}{Q_{nC}} = -\frac{1}{\omega C}$, für (b) gilt $X_C = \frac{Q_{nC}}{3I_{nC}} = -\frac{1}{\omega C}$; U_{nC} – Nennspannung, Q_{nC} – Kondensatorleistung (kapazitive Blindleistung), C – Kapazität, I_{nC} – Nennstrom

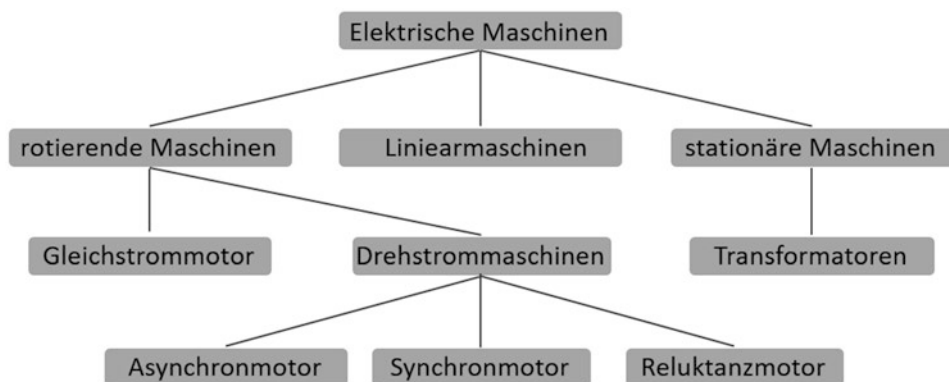


Abb. 4.9 Einteilung elektrischer Maschinen nach Aufbau und Funktionsweise

einer Asynchronmaschine läuft der Rotor dem Drehfeld des Stators als Generator vor und als Elektromotor nach. Sie besitzt einen passiven Läufer, der entweder ständig (Kurzschlussläufer, Käfigläufer) oder fallweise kurzgeschlossen wird (Schleifringläufer). Beim Einsatz als Generator kann der Läufer einer Asynchronmaschine auch mit einer abweichenden Frequenz erregt werden und als sogenannte doppeltgespeiste Asynchronmaschine fungieren.

Die Modellierung einer Synchron- bzw. Asynchronmaschine erfolgt im einfachsten Fall als Spannungsquelle mit den dazugehörigen Impedanzen (Widerstand und Reaktanz), die je nach Anwendung und Zeitbereich (Subtransient, Transient und statisch) unterschiedlich sind und eine fallspezifische Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften (z. B. Wärme- oder Übertragungsverluste) zulassen (s. Abb. 4.10).

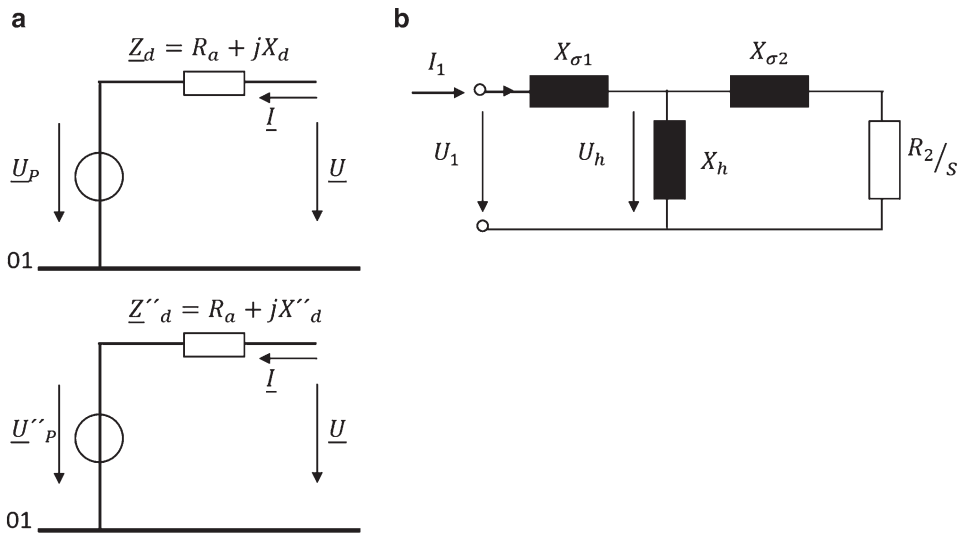


Abb. 4.10 Ersatzschaltbild von (a) Synchronmaschine (stationäre und transiente Modelle) und (b) Asynchronmaschine, nach [2]. Wobei: $\underline{U}_p, \underline{U}''_p$ – Polradspannung, R_a – Ankerwiderstand, X_d – synchrone Längsreaktanz, X''_d – subtransienter Längswiderstand, $X_{\delta 1}, X_{\delta 2}$ – Ständer- bzw. Läuferstreu-reaktanz, X_h – Hauptreaktanz, R_2 – Läuferwiderstand, U_h – Hauptfeldspannung

4.2.1.3 Simulations- und Netzberechnungstool

Zur Simulation von komplexen Anlagen und Systemen bzw. ganzen Infrastrukturen wie dem elektrischen Netz werden heutzutage professionelle Softwarewerkzeuge verwendet. In diesen Berechnungssystemen werden die Simulationsmodelle der einzelnen Elemente hinterlegt und können gemeinsam mit anderen Komponenten im Sinne eines umfassenden elektrischen Netzes simuliert und analysiert werden. Je nach Software sowie Anwendungsfall besitzen diese Werkzeuge verschiedene Bibliotheken mit unterschiedlichen Modellen, sodass eine effiziente Zusammensetzung des Gesamtmodells erfolgen kann.

Die Genauigkeit der Einzelmodelle wird dabei durch das angestrebte Ziel vorgegeben. Während die Analyse von energetischen Bilanzen mit geringer Modellierungstiefe und damit Ressourceneinsatz erfolgen kann, lässt sich das Verhalten einer Anlage bei dynamischer Erregung erst bei einer hohen Modellierungstiefe betrachten. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die existierenden Komponentenmodelle (Basismodelle) durch den Einsatz von mathematischen Formeln und Gleichungen mit eigenen Funktionen bzw. Eigenschaften auszustatten, sodass der notwendige Detailierungsgrad in Bezug auf das untersuchte Szenario erreicht werden kann. Diese Modelle können im Weiteren mit den für das elektrische Netz gebräuchlichen Methoden und Verfahren, wie Lastfluss- oder Kurzschlussberechnung sowie Stabilitätsanalyse, erprobt werden (s. beispielhaft Abb. 4.11). Heutzutage sind die Simulations- und Modellierungswerkzeuge weit verbreitet [12]. Einige Tools erlauben bereits Online-Simulation. Dadurch besteht die Möglichkeit, real gemessene Daten direkt in die Simulation zu integrieren und somit am lebendigen System zu

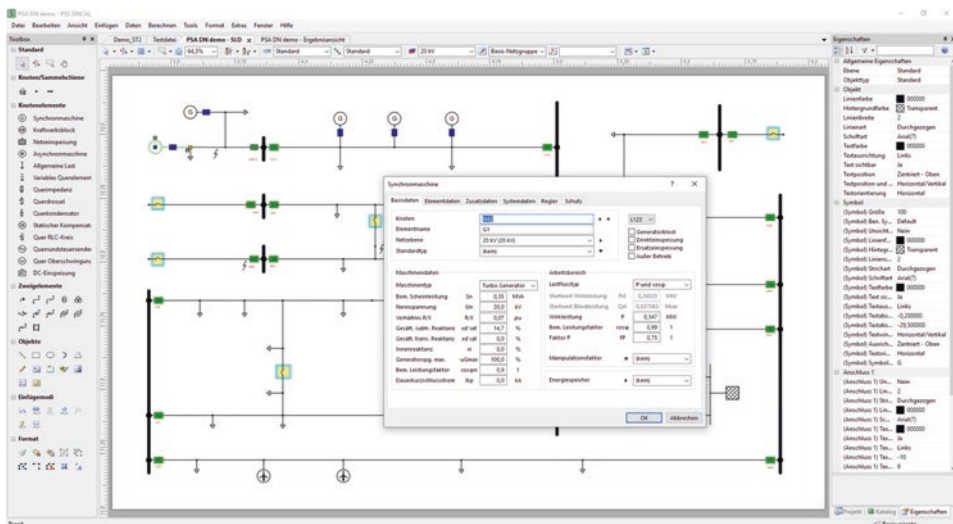


Abb. 4.11 Netzberechnungssoftware – Beispiel PSS Sincal

simulieren. Der Vorteil dieser Online-Werkzeuge besteht grundsätzlich darin, dass der Simulierende in die Lage versetzt wird, die aktuellen Ereignisse im elektrischen Netz situativ zu bewerten bzw. zu evaluieren, und gleichzeitig einen Vorschlag für die Verbesserung bzw. Optimierung des Systems erstellen und ggf. direkt umzusetzen kann.

4.2.2 Gas

4.2.2.1 Einführung

Neben Strom ist der Sektor Gas entscheidend für die Energiewende [13]. Das Gasnetz spielt heute eine übergeordnete Rolle bei der Energieversorgung Deutschlands und ist ebenfalls wie die Stromnetze als eine komplexe Infrastruktur zu betrachten (s. Beispiel in Abb. 4.12). Während der wichtigste Markt für das Gas heute noch der Wärmemarkt ist, bedient das Erdgasnetz auch Speicherfunktionen, chemische Prozesse und Mobilitätsanwendungen. Neben fossilen Quellen wird das Erdgasnetz auch aus alternativen erneuerbaren Quellen gespeist, hierzu gehören vornehmlich Biomethan aus fermentativen Prozessen und perspektivisch regeneratives Erdgas aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse und Methanisierung. Durch seine Ausdehnung kann das Erdgasnetz für Milliarden Kilowattstunden als saisonaler Gasspeicher (Energiespeicher) dienen.

Das Gas wird heute vor allem in Erdgaskraftwerken für die Wärme und Stromerzeugung verwendet. Die Gaskraftwerke sind geschichtlich als Grundlastkraftwerke zur Wärmeverversorgung entwickelt und gebaut worden, werden heute und perspektivisch aber immer mehr als Ausgleichskraftwerke für erneuerbare Energieversorgungssysteme eingesetzt, da sie flexibel betreibbar sind.

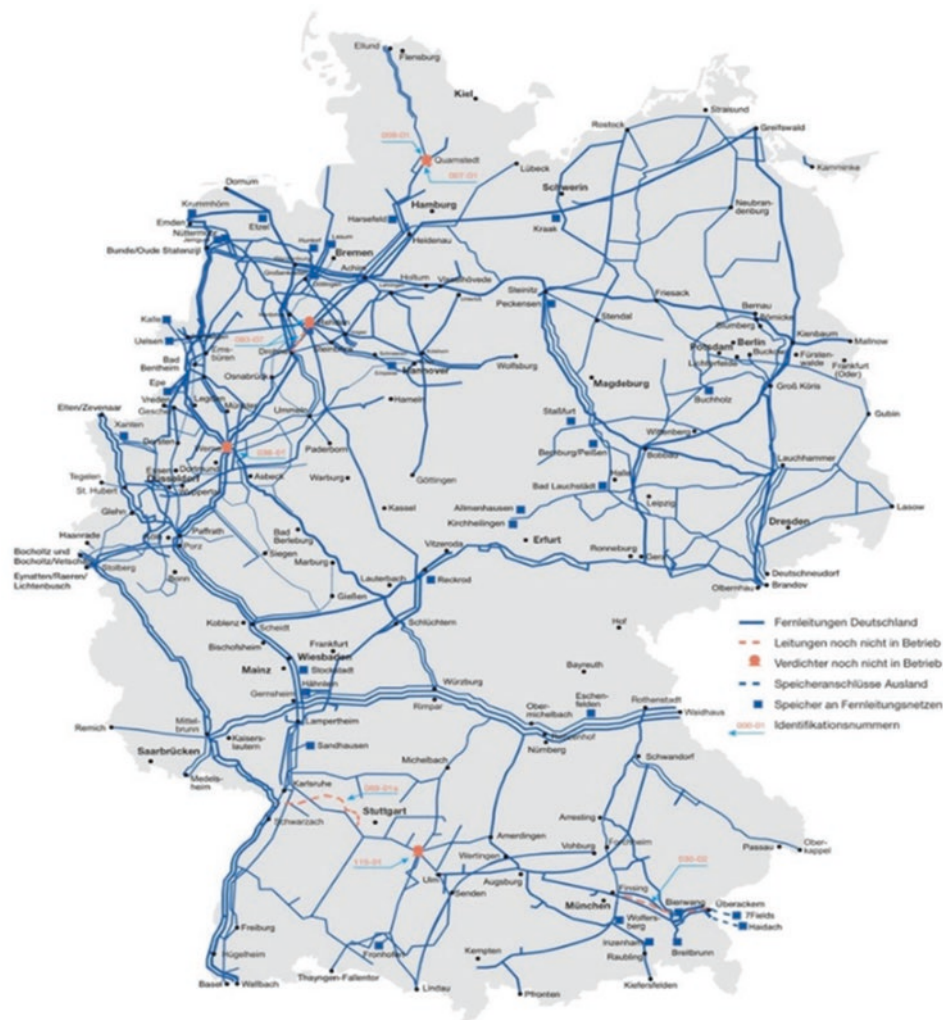


Abb. 4.12 Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick; Stand Februar 2017. (Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber. <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/>)

Die größten Gasmärkte in Europa sind Deutschland und Großbritannien. Deutschland hängt vor allem von Gasimporten ab, da die eigenen Kapazitäten für eine Versorgung nicht ausreichen und erneuerbare Quellen wie Biogas selbst bei vollständiger Einspeisung ins Gasnetz nur ca. 8–10 % des Gesamtverbrauches decken könnten.

Erdgas wird heute im privaten Sektor zu ca. 90 % für die Wärmeversorgung eingesetzt. Zudem stehen ca. 900 Erdgastankstellen für mobile Anwendungen zur Verfügung [4].

Neben der Versorgung des deutschen Gasnetzes mit Liquid-Natural-Gas (LNG), das per Schiff über den Seeweg nach Deutschland gelangt und nachfolgend durch mobile Sys-

teme per LKW weiter verteilt oder direkt vor Ort wieder in einen gasförmigen Zustand überführt und in das lokale Gasnetz eingespeist wird, wird ca. 92 % des in Deutschland verwerteten Gases per Pipeline aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert. Die Meeresgrundleitungen oder unter der Erde verlegten Leitungen münden in Empfangsstationen an den deutschen Grenzen, worauf sie mit hohem Druck zur Verteilung in das Gasfernleitungsnetz übergeben werden. Alternative Einspeisesysteme sind Biomethananlagen und Power-to-Gas-Anlagen. Das Gasfernleitungsnetz (s. beispielhaft in Abb. 4.13), verteilt über Erdleitungen in speziellen Stahlrohren das Gas in Deutschland.

Aufgrund von Transportverlusten verliert das Gas an Druck und Geschwindigkeit und wird infolgedessen an Verdichterstationen, die in regelmäßigen Abständen in das Transportleitungsnetz integriert werden, komprimiert. Durch die Komprimierung wird das Gasvolumen verringert und der Druck erhöht, die Transportgeschwindigkeit steigt an. Im nachgelagerten Gasverteilnetz ist eine weitere Verdichtung üblicherweise nicht nötig, um zu den Verbrauchspunkten transportiert zu werden. Insgesamt umfasst das deutsche Gasnetz ca. 540.000 km an Leitungen, die von den Gasnetzbetreibern permanent überwacht werden. Hierzu gehören auch die in die Netze integrierten Gasspeicher. Sie dienen dem Ausgleich saisonaler Verbrauchs- und Versorgungsschwankungen sowie als Regelgröße für den Handel. Neben Porenspeichern in porösen Gesteinsschichten werden auch Kavernenspeicher, künstliche Hohlräume im Untergrund, eingesetzt.

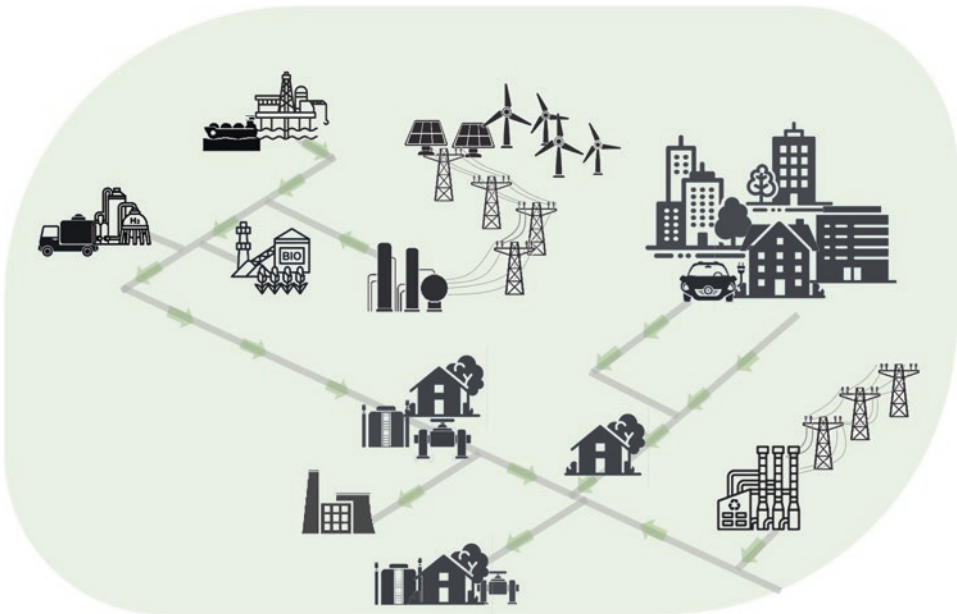


Abb. 4.13 Darstellung der Gasinfrastruktur in Deutschland, in Anlehnung an [5]. (Quelle: Icons ©Adobe Stock)

In der Gasinfrastruktur existieren verschiedenste Druckebenen, die über Gas-Druckregel- und Messanlagen als Schnittstellen verbunden sind. Die Einheiten regeln die Drücke zwischen den unterschiedlichen Gastransportwegen. Zudem ist es möglich, die übergebenen Gasmengen für die Überwachung sowie Abrechnung zu bemessen und bei der Übergabe ins Gasverteilnetz für die Sicherheitsüberwachung zu odorieren.

4.2.2.2 Modellierung von Gasnetzinfrastrukturen

Gasinfrastrukturen können unabhängig von Druckebene und Zugehörigkeit zum Gasfernleitungs- oder Gasverteilnetz durch vereinfachte Modellierungsansätze beschrieben werden, um die komplexen Systeme zu simulieren.

Hierbei ist es sinnvoll, die Gastransportnetze als Graphenstruktur zu modellieren [6, 7], um die wesentlichen Bestandteile der Verbindungswege und besonderen Merkmale leicht ersichtlich darzustellen und für die Interpretation aufzubereiten (s. einfaches Beispiel in Abb. 4.14).

Für die Modellierung stehen grundsätzlich folgende Elemente zur Verfügung:

Rohr, Kurzschluss und Widerstand

Bei einem Rohr dokumentiert durch eine Linie, handelt es sich um ein zylindrisches System, welches Gas mit einem Eingangsdruck von einem Anfangsknoten aufnimmt und zu einem Endknoten weiterleitet (s. Abb. 4.15). Die Druckveränderung erfolgt gemäß den

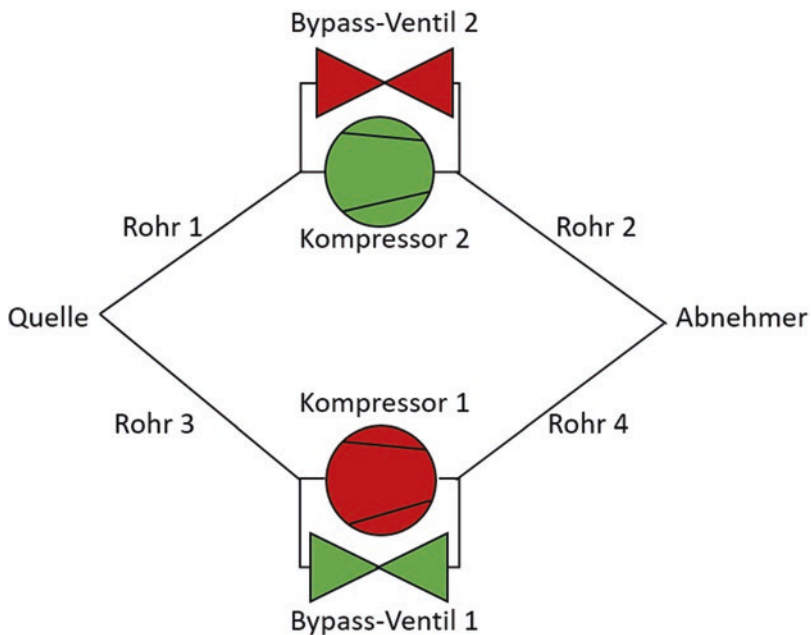


Abb. 4.14 Exemplarisches Beispiel für ein Mikrogasnetz aus Quelle, Senke, Rohren, Kompressoren, Bypass und farblichen Hinweisen zum Status „an“ (grün) und „aus“ (rot) [5]

physikalischen Gesetzen und hängt von den Knoten, dem Durchmesser, der Länge, Rauigkeit und Steigung ab, sofern diese in die Simulation einbezogen wird.

Unter einem Kurzschluss wird ein System mit gleichen Druckbedingungen in beiden Knotenpunkten verstanden. Die spezifische Form des Rohres dient der Beschreibung einer Abrechnungsgröße für ein- oder ausgespeistes Gas. Die Darstellung erfolgt ebenfalls durch eine Linie als Verbingung zweier Knotenpunkte.

Ein Widerstand wird als Rechteck in einem Rohr dokumentiert und wird verwendet, um Druckverluste im Netz zu beschreiben, die nicht durch die Rohrleitungen selbst verursacht werden (s. Abb. 4.16). Hierbei handelt es sich u. a. um Messeinrichtungen oder Rohrverzweigungen. Die beeinflussenden Parameter sind neben den Knotenpunkten ein konstanter Widerstandsbeiwert oder eine Beschreibung über Durchfluss und druckabhängigen Widerstandsbeiwert, als Variation des Druckverlustes.

Bypass, Regler und Verdichter

Ein Bypass, auch Schieber genannt, wird durch ein Doppeldreieck auf einer Linie visualisiert (s. Abb. 4.17). Hierbei handelt es sich um eine Komponente, die im Gegensatz zu den bisherigen Systembausteinen einen Schaltzustand aufweist. Ist das System grün, ist es geöffnet und das Gas kann hindurchfließen. Ist das System geschlossen, wird es rot symbolisiert. Das System hängt somit sowohl von den Knotenpunkten als auch vom Schaltzustand ab.

Das sogenannte Reglerelement dient der Beschreibung von Druckangleichseinrichtungen, die den Druck für nachgelagerte Netzinfrastrukturen verringern und vom Anfangs- zum Endknoten durchströmt werden (s. Abb. 4.17). Sie dienen der Druckregulierung und können automatisch auf wechselnde Drücke oder statisch auf einen Druck eingestellt werden. Zudem ist theoretisch auch das Schließen des Systems möglich. Neben den Knotenpunkten beeinflussen die Eingangs- und Ausgangswiderstände, aber auch die Gas- temperatur sowie der Schaltzustand das System. Theoretisch ist ein Bypassbetrieb möglich.

Eine Verdichterstation wird durch ein zulaufendes Dreieck in einem Kreis symbolisiert (s. Abb. 4.18). Es beschreibt eine ein- oder mehrstufige Verdichtung des Gases im Rohr-



Abb. 4.15 Symbolische Rohrdarstellung

Abb. 4.16 Symbolische Widerstands-
darstellung



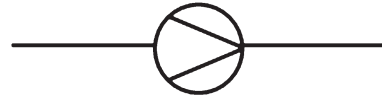
Abb. 4.17 Symbolische Bypass-
darstellung



Abb. 4.18 Symbolische
Reglerdarstellung



Abb. 4.19 Symbolische
Verdichterdarstellung



leitungsnetz zum Ausgleich der aus der Rohrreibung resultierenden Druck- und Geschwindigkeitsverluste. Über die Komprimierung der Verdichterstation wird das System ausgeglichen. Neben den Knotenpunkten beschreiben die Eingangs- und Ausgangswiderstände sowie nähere Informationen zum Verdichter und Gaskühler das Gesamtsystem. Das System kann sowohl geschlossen als auch geöffnet sein und ermöglicht zudem einen unbeeinflussten Gasdurchfluss als Bypass (Abb. 4.19).

4.2.2.3 Simulations- und Softwaretools

Für die Simulation des Gasnetzes müssen zusätzlich Annahmen getroffen werden, um die Beschreibung der Modelle zu spezifizieren. Hierzu gehören sowohl Temperaturverhalten (maximale Gasleistungstemperaturen), Gasgeschwindigkeiten (maximale Gasgeschwindigkeiten bestimmt durch Lärmemissionen) als auch Gasverbräuche bspw. durch die Gasverdichterstationen. Für die Beschreibung des Netzes müssen für die einzelnen Einflussparameter sinnvolle Annahmen getroffen oder eine Vernachlässigung dokumentiert werden. In Abhängigkeit der benötigten Detailtiefe und Güte der Simulation ist hier eine zielgerichtete Entscheidung zu treffen.

Zusätzlich müssen der Betrieb und das Verhalten der einzelnen Gasnetzkomponenten näher spezifiziert werden. Hierzu gehören beispielsweise die Vernachlässigung oder Fixierung von Widerständen, die Integration oder Vernachlässigung der Temperaturschwankungen durch Komprimierung und Entspannung von Gasen sowie die geografische Höhenlage von Rohrleitungen.

Für die Umsetzung der Modelle in ein Simulationsprogramm erfolgt eine auf Basis der symbolischen Darstellung analoge physikalische Beschreibung durch Druckgleichungen, Temperaturverhältnisse, Energie- und Massebilanzen, die die einzelnen parameterabhängigen Zustände näher erläutern.

Neben der Umsetzung als stationäres System zur Betrachtung von Grenzfällen und Untersuchung von Gasnetzabschnitten wird immer mehr auf dynamische Systeme gesetzt, um die reale Funktionalität von Gasnetzinfrastrukturen abbilden zu können. Für die Umsetzung werden neben klassischen Simulationsumgebungen immer häufiger spezifische Softwaresysteme eingesetzt.

Die Komplexität von Gasinfrastruktursystemen nimmt je nach Netzebene zu und verlangt ein Höchstmaß an Konzentration zur Integration aller Bestandteile, Ermittlung aller Parameter und Definition von Annahmen zur genauen Systembeschreibung. Infolgedessen etablieren sich heutzutage Softwarewerkzeuge wie STANET und SmartSim.

STANET ist ein Programmsystem für die Berechnung von Netzen für Gas, Wasser, Strom, Fernwärme und Abwasser. Es ermöglicht die stationäre und dynamische Berechnung von Ver- und Entsorgungsnetzen. Die Netzdaten werden hierfür durch Fremdsysteme wie Geoinformationssysteme über Schnittstellen als Shape integriert und stehen folglich für die Simulation zur Verfügung. Neben Hilfsmitteln für die Überprüfung der Eingabe und Unterstützung bei der Korrektur sowie händischen Erweiterungen bietet die Softwarelösung die Möglichkeit, Drücke, Durchflüsse sowie Zu- und Abflüsse zu ermitteln und Größen wie Fließgeschwindigkeit, Druckverluste, Druckgefälle und Wärmeverluste abzuleiten.

Der Vorteil von Simulationswerkzeugen dieser Form liegt in der schnellen Abbildung komplexer Strukturen, wohingegen die zielgerichtete Optimierung in Teilsystemen durch einfachere Modellierung möglich ist. In Abhängigkeit der Zielgröße der Simulation des Gasnetzes, die sowohl ökologischer, ökonomischer als auch technischer Natur sein kann, werden weitere Simulationswerkzeuge wie SmartSim und GasCalc eingesetzt. Während Systeme wie GasCalc Gaskennwerte zur Verfügung stellen, dienen Systeme wie SmartSim der ortsspezifischen Nachverfolgung von Brennwerten.

Ersteres bietet die Möglichkeit, für spezifische Gase, die sich sowohl aus Erdgas, Biomethan als auch Wasserstoff oder LNG zusammensetzen können, die genauen physikalischen Stoffgrößen bereitzustellen, ohne händisch jede einzelne Gemischeigenschaft zu bestimmen. SmartSim hingegen bietet die Chance, ausspeisespezifisch die Gaszusammensetzung zu verfolgen und so im Betrieb die Integration von biogenen Gasen in fossile Erdgassysteme zu simulieren und als Ersatzmaßnahme zu Messtechnik und Konditionierung durch Kenntnisse der örtlichen und zeitlichen Verteilung der Gasqualität im simulierten Netz eingesetzt zu werden.

4.2.3 Wärme

4.2.3.1 Einführung

Ein mit Strom und Gas verbundener, bzw. von diesen direkt abhängiger Sektor ist die Wärme, die aus beiden Medien durch Wandlung bereitgestellt werden kann. Die Wärmenetze, mit ihrer Aufgabe der Verteilung in die industrielle und private Gebäudeinfrastruktur, spielen hierbei eine maßgebliche Rolle und werden, im Zuge der Energiewende, weiter ausgebaut.

Neben fossilen Quellen werden Wärmenetze auch aus alternativen erneuerbaren Quellen gespeist (s. Abb. 4.20) als Beispiel für Deutschland. Hierzu gehören vornehmlich Biogas und Biomethan für KWK-Systeme aus fermentativen Prozessen und perspektivisch regeneratives Erdgas aus erneuerbarem Strom durch Elektrolyse und Methanisierung. Zudem sind erste Projekte zur Integration von Power-to-Heat-Anlagen sowie Solarthermiesystemen in der Umsetzung und in Betrieb.

Die Nutzung der Wärmeenergie erfolgt heutzutage sowohl im Gebäudebestand als auch in der Industrie für die Heizung von Produktionsstätten sowie zur Bereitstellung von

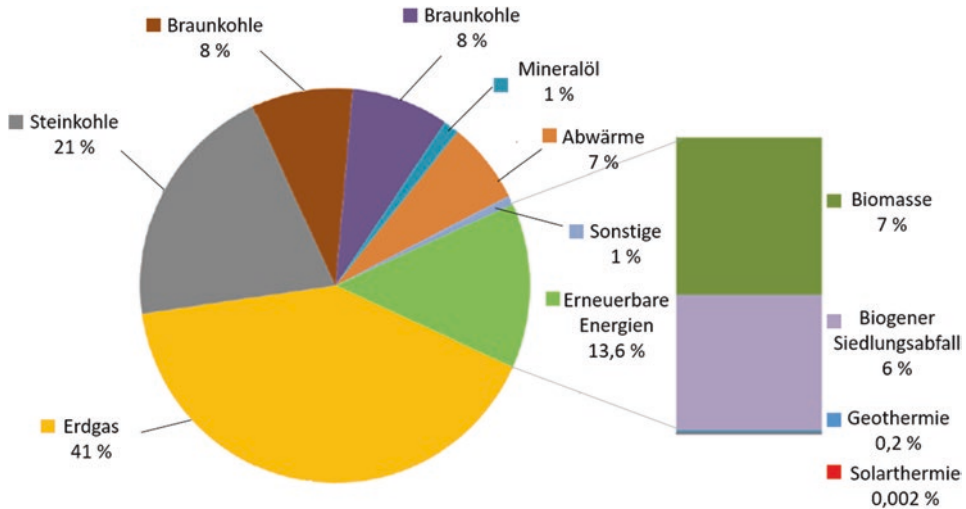


Abb. 4.20 Zusammensetzung der Wärmeerzeugung für die Wärmebereitstellung über netzgebundene Verteilsysteme in Netto und Prozent. (Datenquellen: Statistisches Bundesamt, BDEW. Eigenes Bild)

Prozesswärme. Die größten leitungsgebundenen Wärmemärkte sind neben Deutschland vor allem Dänemark, Schweden, Finnland, Island, Polen, Tschechien und Österreich mit mehr als 20 % aller Wohngebäude, die an Fernwärmesysteme angeschlossen sind [8].

Wärmenetze sind leitungsgebundene Verteilsysteme und dienen der Kopplung von Wärmeerzeugung und -bereitstellung aus Energiequellen über Heizzentralen und Kraftwerke mit der Gebäudeinfrastruktur. Allein in Europa existieren ca. 6000 Fernwärmesysteme, in der Welt ca. 80.000 [8].

Prinzipiell gibt es keine eindeutige Definition von Fernwärme- und Nahwärmesystemen, da sowohl regionale als auch branchenspezifische Unterschiede die Begriffe weich trennen. Während Fernwärmesysteme zur Verteilung und Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser über Rohrleitungssysteme im Boden und in Freileitungen für Wohngebäude maßgeblich aus KWK-Systemen über breite Areale und weite Strecken dienen, wird von Nahwärmesystemen vor allem dann gesprochen, wenn eine kleinteilige Versorgung von Gebäuden und Gebäudeteilen erfolgt (s. typische Wärmenetzinfrastruktur in Deutschland in Abb. 4.21).

Als Energiequellen dienen, wie schon erwähnt, neben brennstoffgespeisten Systemen auf Basis von Erdgas, erneuerbaren Gasen wie Biogas, Biomethan und Power-to-Gas (Wasserstoff und Methan), auch Holz sowie teilweise noch Kohle und Heizöl. Der Brennstoff wird analog zum grünen Strom in Heizzentralen verwertet. Die Umwandlung erfolgt über klassische Blockheizkraftwerke, die Wärme und Strom produzieren, Heizkessel, die die festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffe in Wärme wandeln, oder Wärmepumpen, die aus Strom, im besten Fall Grünstrom, Wärme in Puffersystemen bereitstellen und durch Nahwärmeleitungen im Gebäudebestand verteilen. Alternativ können auch so-

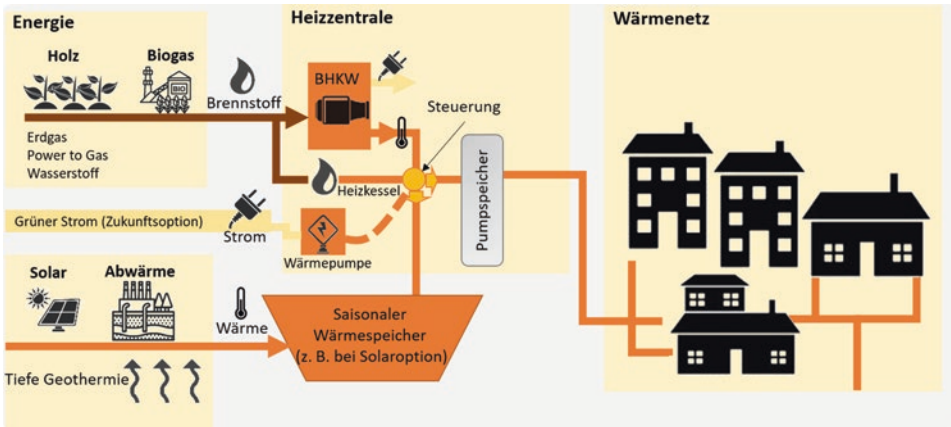


Abb. 4.21 Darstellung der Wärmenetzinfrastruktur in Deutschland. (Quelle: Icons ©Adobe Stock)

lare Wärme, geothermische Wärme und Abwärme aus Industrieprozessen verwendet werden, um über saisonale Speicher in Heizzentralen additiv integriert zu werden. Zusätzlich sind Mischlösungen möglich, die beispielsweise auf Power-to-Heat-Systemen basieren. Hierbei werden erneuerbare Energien verwendet, um über Heizpatronen oder Elektrodenkessel Wärmespeicher mit Warmwasser und Dampf zu füllen und in Wärmenetze zu integrieren.

In der Wärmenetzinfrastruktur gab es deutliche Entwicklungen im 20. Jahrhundert. Neben der Integration immer weiterer Wärmeproduzenten wurden die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen, welche die Temperaturspreizung und damit die mögliche zu transportierende Wärmemenge bemessen, verbessert und die generelle Temperaturebene gesenkt, sodass zusammen mit isolierten Leitungen und gezielt eingerichteten kompakten Übergabestationen die Energieeffizienz deutlich angestiegen ist.

4.2.3.2 Modellierung von Wärmenetzinfrastrukturen

Für die Modellierung von Wärmenetzen ist die systemische Integrationsbetrachtung mit Erzeugung und Verbrauch maßgeblich für die Ergebnislage [7]. Zielstellung ist eine maximale Reproduktion von regionalen Energiesystemen, die aus Verbrauchern, dem Verteilnetz selbst und den Erzeugern bestehen. Für die Detaillierung ist es nötig die einzelnen Kategorien mit Anlagensystemen zu untersetzen und die Parameter für die Modellierung zu fixieren.

Während für die Beschreibung der Verbraucher vor allem der Jahresverbrauch als Gesamtmenge für die Spezifizierung der Größenordnung, aber auch die Leistungskurve für die zeitliche Verteilung der Wärmeabnahme wichtig ist, wird die Übergabestation in Abhängigkeit der Summe der angeschlossenen Verbraucher ausgelegt, konfiguriert und visualisiert. Die Trennung zwischen Verbraucher, Haussystem und Verteilsystemen entsteht zumeist durch Wärmeübertragungsapparate. Diese werden zumeist als Blackboxsysteme betrachtet und bedingen lediglich einer Übergabemenge sowie eines Verlustes

bspw. durch Abwärme. Eine detaillierte Modellierung ist möglich jedoch für das Gesamtsystem je nach Fragestellung zu kleinteilig.

Die Verteilsysteme werden zumeist durch rohrleitungsspezifische Größen, wie Druck, Temperatur, Medium aber auch Ausführung (Einfachrohr, oder Doppelrohr) und Verluste über der Leitungslänge, sowie betriebstechnische Größen, wie die Temperaturspreizung und das Temperaturniveau des Gesamtsystems, näher beschrieben. Für die Detaillierung ist es nötig das gesamte Verteilsystem nicht als eine Blackbox mit einem Massewert und Energiebedarf, sondern als eine Kombination aus Rohrleitungen, Pumpen und Ventilen zu beschreiben.

Generell muss bei der Modellierung der Verteilsysteme zwischen den hydraulischen Aspekten und den thermischen Aspekten unterschieden werden. Für die Hydraulik sind neben druckquellen wie Pumpen auch Drucksinken wie Druckverluste beschreibend. Als Druckverluste können einfache Widerstände in die Dokumentation aufgenommen werden. Zu unterscheiden ist lediglich zwischen rohrleitungsabhängigen Widerständen und Widerständen, die durch Ventile in das System eingetragen werden. Wobei der Rohrleitungswiderstand als statisch und allein Abhängigkeit durch Rohrreibung und Rohrdimension zu betrachten ist und der Widerstand durch Ventile von der Ventilstellung abhängt und damit in der Theorie variable im Betrieb ist, sofern keine fixe Einstellung vorgenommen wird. Für die thermische Betrachtung des Systems sind zudem die Temperaturniveaus, die Temperaturspreizung und die Veränderung durch Wärmeverluste und Wärmeabnahmen an den Übergabestationen zu beschreiben. Eine Verschaltung von Rohrleitungen und Wärmeübertragern sowie Wärmeverlusten ermöglicht eine Wärmebilanzierung des Netzes [10].

Die an das Verteilsystem angeschlossenen Erzeugungsanlagen, unabhängig ob Heizwerk oder Heizkraftwerk mit Wärme- und/oder Strombereitstellung, werden in Abhängigkeit der spezifischen Produktionseigenschaften (herstellerbasierte Systemkennlinien) in das System integriert. Die Parameter, wie Brennstoffbedarf und Produktionskennlinien, werden in leistungsabhängigen Systemwerten hinterlegt. Das technische Verhalten, wie Totzeiten, Leerlauf, Anlauf, Standby und die jeweiligen Wirkungsgrade, kann näher spezifiziert werden [9–11].

4.2.3.3 Simulations- und Softwaretools

Für die Simulation des Wärmenetzes/-systems müssen zusätzlich Annahmen getroffen werden, um die Beschreibung der Modelle zu spezifizieren. Hierzu werden vor allem Kennlinien verwendet, die direkt von Herstellern für Pumpen, Ventile, Rohre und Wärmeübertrager sowie Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt oder durch Messungen ermittelt werden können (Verbraucher).

Die Teilkennlinien der einzelnen Systeme werden dann verwendet, um das Gesamtsystem der Verbraucher zu beschreiben, die Erzeugerbetriebsweise und -dimensionierung zu spezifizieren und den Betrieb des Verteilnetzes zu simulieren.

Durch die mathematische Beschreibung der physikalischen Beziehungen in den einzelnen Systemen der Wärmeinfrastruktur aus Erzeugung, Verteilung und Verbrauch können

mittels Druckgleichungen, Wärme- und Energiebilanzen, die Zustände im System beschrieben und szenarienabhängig simuliert werden.

Es besteht hierdurch die Möglichkeit zur Betrachtung von Grenzfällen sowie zur stationären Simulation von Limitierungen des gesamten Energiesystems. Zudem ist durch stationäre Systeme eine prinzipielle Dimensionierung im Bereich der Planung von Energieanlagen möglich. Durch die Ergänzung um dynamische Simulationen können nicht nur die Auslegungen des Gesamtsystems verbessert und die Speicher spezifiziert werden, sondern auch der Betrieb des Systems und dessen Verhalten untersucht werden, um sowohl im Bereich der Planung als auch der Betriebsoptimierung zu unterstützen. Für die Umsetzung wird neben klassischen Simulationsumgebungen immer öfter auf spezifische Softwaresysteme zurückgegriffen.

Die Komplexität von Infrastrukturen im Bereich Wärme steigt in Abhängigkeit der Betrachtung von Bilanzräumen, die sowohl Nahwärmesysteme mit einzelnen Abnehmern als auch komplexe Infrastrukturen in Fernwärmesystemen mit vielfachen Erzeugern umfassen können. Infolgedessen etablieren sich heutzutage Softwarewerkzeuge wie STANET und Sophena.

Für die Simulation von Erzeugungsanlagen existieren spezifische Softwaresysteme für die Simulation von Kesseln, KWK-Anlagen und BHKWs, die über Schnittstellen die Parameter an die Verteilnetzsimulation übergeben, um den verbraucherabhängigen Betrieb zu simulieren. Die bedarfsgerechte Simulation ist für die Auslegung der Erzeugungsanlagen sehr sinnvoll, um durch wärmegeführten Betrieb die effektivste und effizienteste Systemtechnik auszuwählen und zu installieren.

STANET ist ein Programmsystem für die Berechnung von Netzen für Gas, Wasser, Strom, Fernwärme und Abwasser (s. Abschn. 4.2.2). Alternativ stehen auch Open-Source-Systeme wie Sophena zur Verfügung. Hierbei handelt es sich um eine Software zur Planung von Heizwerken und Nahwärmenetzen. Durch die Integration von Kennlinien ist es möglich, sowohl Kessel, KWK-Anlagen als auch Wärmepumpen für die Versorgung vorzusehen und neben den Rohrleitungen auch Pufferspeichersysteme zu simulieren. Die Simulationsumgebung bietet hierbei die Möglichkeit, das Wärmenetz auf Basis der eigenen Ansprüche zu detaillieren, verbrauchsorientierte Wärmeabnehmer einzuplanen, Erzeugungssysteme zu installieren und auf Basis dessen Investitionsrechnung und Visualisierung zu erhalten, aber auch energetische Kennzahlen bereitzustellen.

Der Vorteil von Simulationswerkzeugen dieser Form liegt in der schnellen Abbildung komplexer Strukturen, wohingegen die zielgerichtete Optimierung in Teilsystemen durch einfachere Modellierung möglich ist.

4.2.4 Energiemarktgestaltung, Markttrollen

Auf einem liberalisierten Strommarkt existiert eine Vielzahl von Akteuren mit unterschiedlichen Rollen, d. h. Möglichkeiten sowie Aufgaben und Pflichten (s. Abb. 4.22).

Sie können in folgende Hauptgruppen unterteilt werden (vgl. auch Kap. 5):

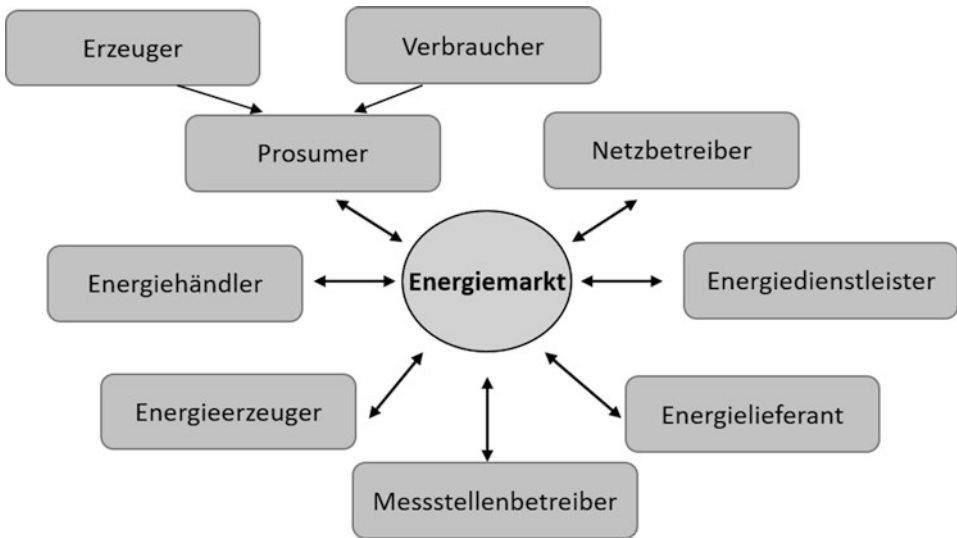


Abb. 4.22 Energiemarkt – Rollen und Akteure

- **Kunden:** Jede Person, die im Rahmen einer Lieferbeziehung versorgt wird, wird als Kunde bezeichnet. Ob die Energie aus dem Netz entnommen und verbraucht oder weiterverkauft wird, ist unerheblich. Jeder Kunde in einer Lieferbeziehung, der die gelieferte Energie für eigene Zwecke (privat, gewerblich) aus dem Netz entnimmt und verbraucht, ist Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG. Hinzu kommen „leistungsgemessene Kunden“, vergleichbar mit den Sondervertragskunden im Monopolmarkt, sowie Großkunden, oft auch mit Eigenstromerzeugung. „Grundversorgungskunden“ sind nach dem neuen EnWG alle Haushaltskunden und Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 10.000 kWh/a. Die Grundversorger sind verpflichtet, die Versorgung von Grundversorgungskunden in ihrem Netzgebiet durchzuführen. Grundversorger ist gemäß § 36 Abs. 2 jeweils das Versorgungsunternehmen, welches die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet beliefert.
- **Erzeuger:** Dies sind meistens Verbundunternehmen mit eigenem Kraftwerkspark, unabhängige Stromerzeuger und Kleinproduzenten. Sie produzieren und liefern Strom an Händler und Großkunden.
- **Netzbetreiber:** „Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)“, welche die Höchstspannungsnetze mit Spannungen von 380 kV und 220 kV betreiben und über Netzkuppelleitungen zum deutschen Verbundnetz zusammengeschlossen sind. Sie sind zuständig für die Spannungs- und die Frequenzhaltung, den Versorgungswiederaufbau im Falle eines Blackouts und den Ausgleich von Fahrplanabweichungen in ihrer Regelzone. „Verteilnetzbetreiber (VNB)“ betreiben die Netze von 110 kV abwärts und versorgen die an ihrem Netz angeschlossenen Endkunden bzw. Weiterverteilern mit Strom. Sie sind jedoch nur für den Netzbetrieb zuständig und dürfen keinerlei Stromlieferanten- oder Händlerfunktionen ausüben.

- **Messstellenbetreiber:** Sie sind zuständig für Einbau, Betrieb, Ablesung und Wartung von Stromzählern sowie für die eigentliche Messung und alle damit verbundenen Aufgaben
- **Lieferanten:** Können Kraftwerksbetreiber oder Händler sein, die Strom in eigener Regie kaufen und verkaufen. Lieferanten sind gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern bilanzkreisverantwortlich, d. h., sie müssen u. a. Fahrpläne für ihre Entnahme und Einspeisestellen im ¼-Stundentakt an den Bilanzkoordinator der entsprechenden Regelzone liefern. Darüber hinaus bestehen für die Lieferanten folgende Pflichten:
 - Die Netznutzung durch den Letztverbraucher einschließlich der Zahlung von Netzentgelten und netzbezogenen Abgaben und Umlagen ist abzuwickeln. Dazu ist ein Lieferantenrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber abzuschließen, an dessen Netz der Kunde angeschlossen ist.
 - Die mit der Stromentnahme durch den Letztverbraucher anfallende Stromsteuer ist zu entrichten und dem Kunden gegenüber weiterzubelasten.
 - Der Stromliefervertrag muss den zivilrechtlichen Anforderungen des BGB genügen und zudem die nach § 41 EnWG gesetzlich vorgeschriebenen Informationen enthalten.
 - Stromrechnungen müssen den gesetzlichen Vorgaben des § 40 EnWG entsprechen.
- **Bilanzkreiskoordinator:** Dies ist der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber in einer Regelzone. In Deutschland gibt es vier Regelzonen.
- **Bilanzkreisverantwortlicher:** Jeder Lieferant (mit oder ohne eigenen Erzeugungskapazitäten) richtet für die Stromlieferung einen Bilanzkreis in einer Regelzone ein.
- **Sonstige Akteure** sind z. B. Makler, Broker und Portfoliomanager, die Stromhandelsgeschäfte im Auftrag ihrer Kunden abwickeln.

Durch die Energiewende und die Dezentralisierung des Energiesystems ergeben sich neue Geschäftsmodelle und bilden sich neue Akteure heraus. Die Aggregation von dezentralen Erzeugungs-, Speicher- und Lasteinheiten im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks wird für den Betrieb eines auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems von wachsender Bedeutung sein. Die dazu gehörende Rolle wird mit dem Begriff Aggregator beschrieben.

Die EU-Strommarkt-Richtlinie setzt hierzu den Rahmen. Alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) sollten Zugang zu den Elektrizitätsmärkten nach Auffassung der EU haben und ihre flexible Kapazität und ihre selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können. Die Kunden sollten die Vorteile, die mit der großräumigen Aggregation von Erzeugung und Versorgung verbunden sind, in vollem Umfang nutzen und vom länderübergreifenden Wettbewerb profitieren können.

Literatur

1. Nollau R (2009) Modellierung und Simulation technischer Systeme. Eine praxisnahe Einführung. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg
2. Oswald B R (2005) Vorlesungsskript „Grundlagen der Elektrischen Energieversorgung“. Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik
3. Beck H P (2000) Vorlesungsskript „Energiesysteme Teil: Elektrische Energieversorgungssysteme“. TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme
4. BMW (2020) Erdgasversorgung in Deutschland. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>. Abgerufen: 12. Nov. 2020
5. DVGW (2020) Wie funktioniert die Gasversorgung. <https://www.dvgw.de/themen/gas/wie-funktioniert-die-gasversorgung/>. Abgerufen: 12. Nov. 2020
6. Lang J, Leugering G, Martin A, Tischendorf C (2015) Gasnetzwerke Mathematische Modellierung, Simulation und Optimierung. In: Mitteilungen der Deutschen Mathematiker-Vereinigung, 23(1), S. 30–35
7. Nussbaumer T, Thalmann S, Jenni A, Ködel, J (2017) Planungshandbuch Fernwärme. Bundesamt für Energie, Bern 2017, 1. Auflage
8. Werner S (2017) International review of district heating and cooling. In: Energy, 137, 2017, S. 617–631
9. Peniche R, Kather A (2015), Modellierung städtischer Energiesysteme. Heizkraftwerke, Fernwärmenetze und die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. In: Beckmann M., Hurtadi A (Hg.): Kraftwerkstechnik; Strategien, Anlagentechnik und Betrieb, Freiberg, Saxonia Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH
10. Hinze M, Kocher R, Pfafferoth J (1996) Zur numerischen Simulation von Wärmenetzen. In: Forschung im Ingenieurwesen, 62, S. 301–314
11. Felsmann C (2020) Thermohydraulische Modellierung von Fernwärmenetzen. TU Dresden. https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/therm_hyd_mod_fw_netze. Abgerufen: 12. Nov. 2020
12. Bell K (2015) Methods and Tools for Planning the Future Power Systems: Issues and Priorities. The Institute of Engineering and Technology, GB. https://pureportal.strath.ac.uk/files-asset/44536924/Bell_IET_2015_Methods_and_tools_for_planning_the_future_power_system.pdf. Abgerufen: 07. Dez. 2020
13. Antenucci A, Grando P C, Gjorgiev B, Sasavini G (2019) Can models for long-term decarbonization policies guarantee security of power supply? A perspective for gas and power sector coupling. In: Energy Strategy Review, CC BY-NC-ND

Flexibilität eines Gesamtenergiesystems (GES)

5

5.1 Sicherer Betrieb des Gesamtenergiesystems (GES)

Durch die steigende Durchdringung der erneuerbaren Erzeuger im GES findet ein Wandel weg von einer bedarfsorientierten und hin zu einer erzeugungsorientierten Betriebsweise statt. Der Bedarf wird schlussendlich auch weiterhin die Erzeugungsmenge definieren, jedoch wird eine Just-in-time-Energieproduktion im Jahr 2050 nicht mehr möglich sein. Um die Energiesysteme auch bei solcher Betriebsweise im Gleichgewicht (Nachfrage-Erzeugungsbilanz – s. auch Abb. 5.1) zu halten, sind unterschiedliche, teilweise neue Führungsstrategien (z. B. vernetztes Demand Side Management) und Anlagen (z. B. Energiespeicher) notwendig. Grundsätzlich ist es erstrebenswert, jeden Verbraucher mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Alle genannten Maßnahmen können unter dem Begriff der Flexibilität zusammengefasst werden [1].

Gemäß Definition nach DIN SPEC 91366 beschreibt **Flexibilität** im Kontext von Energiesystemkomponenten die „Fähigkeit einer energie- bzw. leistungsrelevanten Erzeuger-, Verbraucher- oder Speicheranlage, sich schnell und mit geringem Aufwand an Markt- oder Systemsignale des Energiesektors anzupassen“ [2].

Die Sektorenkopplung bietet in natürlicher Weise viele Möglichkeiten, um die Flexibilität des Gesamtenergiesystems wesentlich zu erhöhen. Als Beispiel seien hier die Anwendungen von Elektrofahrzeugen erwähnt. Einerseits werden durch diese Technologie die Sektoren Energie (Elektrische Energie) und Verkehr stark miteinander gekoppelt. Andererseits kann durch diese Elektrifizierung der Sektor Verkehr nachhaltig gestaltet werden. Nicht zuletzt können durch flexible Nutzung der Ladeinfrastruktur und Autobatterien, z. B. im Rahmen des bedarfsgesteuerten Ladens, sehr hohe Flexibilisierungseffekte in dem GES erzielt werden.

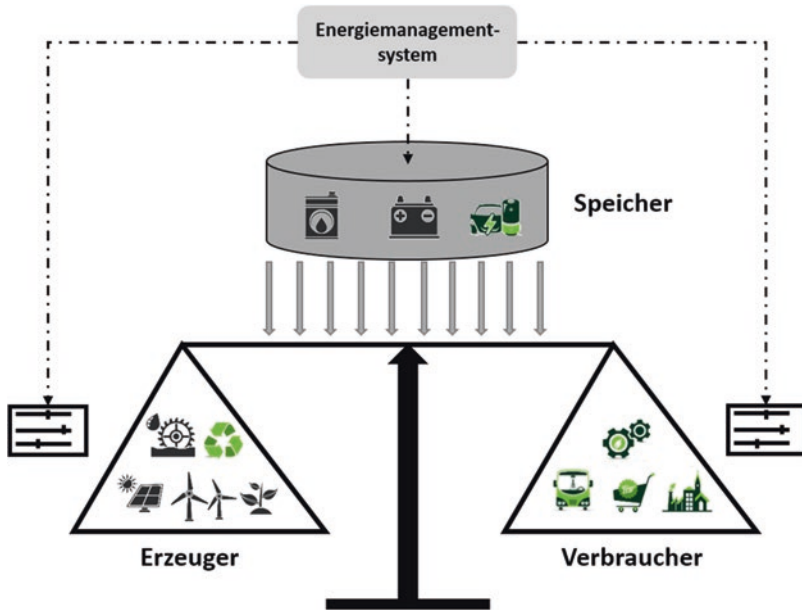


Abb. 5.1 Schematische Darstellung der Energiebilanzierung in einem GES mit DMS-gesteuerten Flexibilitätsoptionen. (Quelle: Icons © Adobe Stock)

Die physikalischen Möglichkeiten der Flexibilisierung von GES sind in Tab. 5.1 zusammengestellt.

Auf der Verbraucherseite werden die Flexibilitäten mit physikalischen bzw. Anreizsignalen gesteuert. Die physikalische Steuerung basiert auf der Erfassung von kritischen Parametern. Die Überschreitung bzw. Unterschreitung festgelegter Grenzen soll zur sofortigen Einleitung notwendiger und zuvor festgelegter Maßnahmen führen. In elektrischen Energiesystemen ist als Führungsparameter u. a. die Frequenz, in Gasnetzen der Druck und in Wärmenetzen die Temperatur definiert. Es können auch andere Führungsparametern für die lokale Steuerung der Nachfrage/Erzeugung genutzt werden, wie z. B. in elektrischen Energiesystemen die Spannung.

In diesem Kapitel wird der Fokus bei der Beschreibung von Flexibilität auf die Stromerzeugung und den Verbrauch gelegt. Hierfür sind zwei Hauptgründe maßgeblich:

1. Ein nachhaltiges GES wird grundsätzlich von EE, die in elektrischen Strom umgewandelt werden, versorgt. Dies bedeutet, dass das elektrische Energiesystem das Rückgrat des GES bilden wird. Die zuverlässige Funktionsweise von elektrischer Energieversorgung wird die gesamte Energieversorgung der Zukunft, noch mehr als heute, beeinflussen.
2. Das elektrische Energiesystem charakterisiert sich, im Vergleich zu anderen Energiesystemen, wie Gas oder Wärme, durch sehr kleine Zeitkonstanten. Jedes Ungleichgewicht muss innerhalb weniger Millisekunden ausgeglichen werden, was eine enorme Herausforderung in einem globalen System bedeutet.

Tab. 5.1 Physikalische Möglichkeiten der Flexibilisierung von GES [3]

Fall/Maßnahme	Erzeugung zu hoch	Erzeugung zu klein	Lokal	Global	Technologie
Erzeugungsseite					
• drosseln	X		X		Erzeugungsmanagement
• erhöhen		X	X	X	Reserve Management
Lastseite					
• verschieben	X	X	X		DSR, DSI
• verkleinern		X	X		DSR, DSI
• vergrößern	X		X		DSR, DSI
Speicher					
• laden	X		X	X	EMS
• entladen		X	X	X	EMS
Netzverstärkung					
• neue Übertragungs- trecken	X		X	X	
• andere Maßnahmen	X		X	X	intel. Monitoring

Wie in Tab. 5.1 gezeigt, ist das Energiemanagement der Erzeugungs- und Verbraucherseite, welches die Flexibilisierung erlauben wird, für das Gleichgewicht des elektrischen Energiesystems, und somit auch des GES, von großer Bedeutung.

Was die Erzeugungsseite betrifft, kann hier auf mehrjährige Erfahrung zurückgegriffen werden, da das elektrische Energiesystem immer verbrauchsorientiert geführt worden ist. Neu ist hingegen die Notwendigkeit zur Flexibilisierung der Verbraucherseite. Dazu konnten vergleichsweise große Potenziale identifiziert werden, die in der Zukunft genutzt werden können [4].

In diesem Bereich adressiert das VDE [5] Flexibilität innerhalb folgender Bereiche:

- Demand Side Response (DSR),
- Demand Side Management (DSM),
- Demand Side Integration (DSI).

Demand Side Response (DSR) als System verursacht die direkte (kurzzeitige) Reaktion des Verbrauchers auf ein externes Anreizsignal, was mit der Erhöhung oder Reduzierung der aktuellen Abnahmeleistung für einen bestimmten Zeitraum einhergeht. Daneben bewirkt **Demand Side Management (DSM)** die direkte Beeinflussung des lastseitigen Verbrauchs (von extern), z. B. durch den Einsatz von Fernwirktechnik. DSR und DSM werden zusammengefasst unter dem Begriff **Demand Side Integration (DSI)** geführt. Da viele Anschlussnehmer häufig nicht mehr nur Verbraucher, sondern auch gleichzeitig Erzeuger (Prosumer) sind, wird immer häufiger auch die Bezeichnung **Offer Side** ergänzt.

Während im Bereich der Haushalte DSI-Maßnahmen per Definition eine Beibehaltung des Komforts fordern, d. h. anwenderseitig keine Einschränkungen spürbar sein sollen, können derartige Folgen im industriellen Maßstab nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Interne Auswirkungen von Flexibilitätsmaßnahmen müssen daher kontrolliert mit ihren Vorteilen gegengewichtet werden und erfordern daher besonderer Beachtung hinsichtlich des Ursache-Wirkungs-Prinzips.

In Anlehnung an die Konventionen für Regelleistung und die Potenzialdefinition zahlreicher Studien beschreibt positive Flexibilität die Reduzierung der entnommenen Anschlussleistung nach dem Verbraucherzählpfeilsystem, d. h. entweder durch Verringerung des Verbrauchs oder durch Erhöhung der Eigenerzeugung. Dementgegen ist negative Flexibilität mit einer Erhöhung der Anschlussleistung durch Zuschalten von Last oder einer Reduzierung von Eigenerzeugung verbunden.

Industrielle Energie- und Versorgungsinfrastrukturen bzw. Standorte sind durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet. Mit zunehmender Systemtiefe steigen die Wechselwirkungen der Komponenten untereinander sowie die Einflüsse auf die Produktions- und Fertigungsebene. Aus diesem Grund wird sektorübergreifend eine Einteilung in drei Integrationsebenen vorgeschlagen (s. Abb. 5.2):

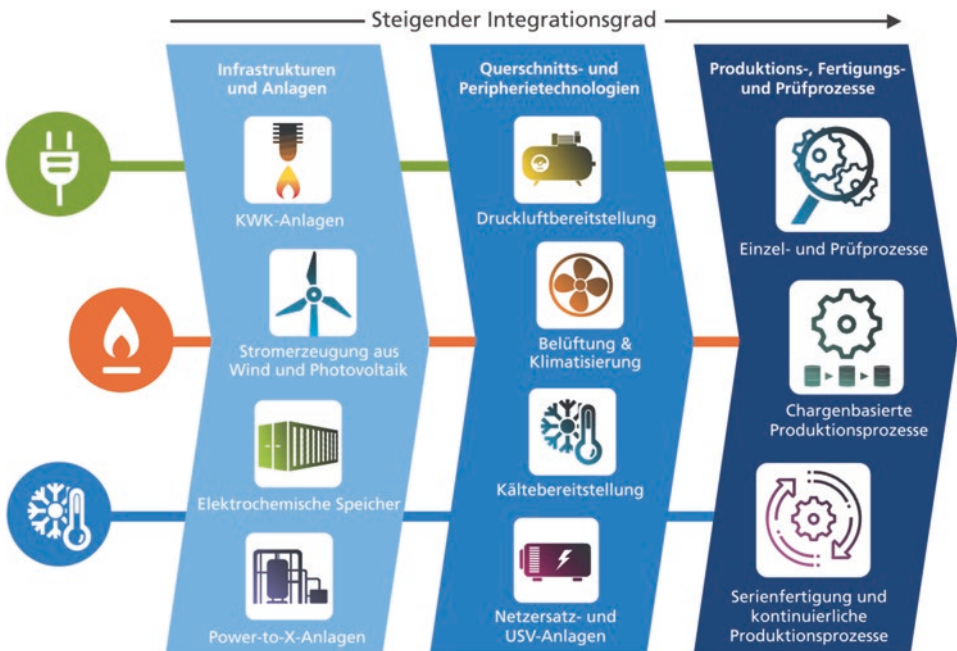


Abb. 5.2 Integrationsebenen für Flexibilitätsoptionen [5]

1. Infrastrukturen und Anlagen
2. Querschnitts- und Peripherietechnologien
3. Produktions-, Fertigungs- und Prüfprozesse

Je tiefer die Integrationsebene, desto mehr wächst der Einfluss auf die Kerngeschäftsebene des Unternehmens und die Wechselwirkungen nehmen zu. Dementsprechend ergeben sich andere Eigenschaften hinsichtlich Komplexität und personeller sowie organisatorischer Abhängigkeit. Die Integrationsebenen charakterisieren sich i. d. R. durch technische Kenngrößen wie Leistung und Automatisierungsgrad.

Während die verfügbaren Komponenten der Infrastrukturen- und Anlagenebene zwar zur günstigen und preislich flexiblen Versorgungssicherheit beitragen, besteht aufgrund des zumeist vorliegenden Netzanschlusses aber keine unmittelbare Beeinflussung durch diese Ebene der Produktion bzw. Fertigung. Folglich ist die Abhängigkeit der Produktion von der Energieversorgung als gering zu bewerten, was auch die Freiheiten für Steuerung und Optimierung im Kontext eines Energiemanagements dieser Komponenten erhöht.

In der zweiten Integrationsebene werden Anlagen und Systeme betrachtet, die im Querschnitt über eine Vielzahl industrieller Standorttypen Anwendung finden. Sie sind zur Bereitstellung von Hilfsenergie (z. B. Druckluft), Schaffung von Umgebungs- und Prozessbedingungen (z. B. Temperatur, Belüftung) und Vorhaltung von Reserveleistungen (z. B. Netzersatz- und USV-Anlagen) erforderlich, was diesbezügliche Abhängigkeiten erhöht.

Zuletzt repräsentiert die dritte Integrationsebene die unmittelbare Einflussnahme von Fabrikprozessen auf die energetische Bilanz. Die aktive Beeinflussung, Steuerung und Verschiebung dieser Prozesse stellt einen Flexibilitätsmechanismus dar, der unmittelbar auf die energetische Charakteristik am Anschlusspunkt Wirkung entfaltet. Dementsprechend ergeben sich hohe personelle und organisatorische Abhängigkeiten. Zudem ist diese Integrationsebene stärker als andere von den individuellen Eigenschaften der Branche geprägt.

Tab. 5.2 zeigt zusammengefasst eine multikriterielle Bewertung der Integrationsebenen nach den beschriebenen Aspekten ihrer Nutzarmachung. Expertenworkshops lieferten die Basis für die dargestellte Bewertung nach den vorgeschlagenen Kriterien in den Spaltenköpfen.

Das wohl größte wirtschaftliche Potenzial für die Flexibilisierung des Energiebezugs bieten separat bereitgestellte Speicher- und Wandlungseinheiten, da diese in der Regel durch externen Bezug substituierbar sind. Dies erlaubt theoretisch die Dimensionierung, Integration und den Betrieb dieser Komponenten weitestgehend unabhängig von den eigentlichen Bedarfsprozessen. Ungewünschte Wechselwirkungen mit sensiblen Fertigungs- und Produktionsprozessen können damit minimiert werden. Zudem besteht die Möglichkeit, Flexibilität bereits beim Last-Erzeugungs-Verhältnis im Planungsprozess zu berücksichtigen. Doch auch bestehende Infrastrukturen und Anlagen können durch Kombination von Anwendungsfällen und Synergieeffekte in ihrer Wirtschaftlichkeit gesteigert werden.

Tab. 5.2 Bewertung von Flexibilitätsmechanismen nach Integrationsgrad [5]

	Automatisierungs- grad (Überwachung und Steuerung)	Verfügbare Leistung/ Kapazität/ Verschiebezeiten	Abhängigkeit der Produktion bzw. Fertigung	Personelle und organisatorische Auswirkungen	Komplexität der Nutzbarmachung	Zeitlicher minimaler Vorlauf für Änderungs- anforderungen
Infrastrukturen und Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert • Echtzeitfähige Parameterüberwachung 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Leistungen oberhalb von 100 kW möglich • Bereitstellung über längere Zeiträume realisierbar (>1 h) 	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Abhängigkeit i. d. R. durch redundante Versorgung abgesichert 	<ul style="list-style-type: none"> • Gering • Berücksichtigung zusätzlicher Randbedingungen in der Einsatzplanung von Energieanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der mathematischen Zielfunktion und ihrer Randbedingungen in der Einsatzplanung • Interaktion mit Marktsignalen • Prognose und Optimierung notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • <15 min • Teilweise Betrieb mit Echtzeitreaktion möglich
Querschnittstechnologien	<ul style="list-style-type: none"> • Teilautomatisiert, häufig nur binär steuerbar (EIN/AUS) • Überwachung z. T. indirekt über Temperatur, Druckbereich oder Konzentration • Kontinuierliche Steuerbarkeit effizienztechnisch anzustreben 	<ul style="list-style-type: none"> • Breiter Leistungsbereich je nach Einsatzgebiet • Geringe Unterbrechungs- bzw. Verschiebezeiten (<15 min) 	<ul style="list-style-type: none"> • Indirekt durch technische Einrichtungen und Produktionsprozesse • Qualitätssicherung durch Einhaltung der Parametergrenzen (Temperatur, Druck) 	<ul style="list-style-type: none"> • Gering, da i. d. R. Stellprozesse automatisiert werden können 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung von Mindestanforderungen • Schnelle Reaktion auf Änderungen notwendig • Ggfs. Flexibilitätspotenzial auf Kosten von Effizienzvorteilen 	<ul style="list-style-type: none"> • >15 min um Puffercharakteristik auf Anforderung vorzubereiten

<p>Produktions-, Fertigungs- und Prüfprozesse</p>	<p>Automatisierungs- grad (Überwachung und Steuerung)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert und manuell • Echtzeitfähige oder stichprobenartige Erfassung von Parametern oder Qualitätskenngrößen 	<p>Verfügbare Leistung/ Kapazität/ Verschiebezeiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hohe Leistungen möglich • Unterbrechungen und Verschiebepotenziale durch Erfüllung von Kundenwünschen begrenzt 	<p>Abhängigkeit der Produktion bzw. Fertigung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unmittelbar 	<p>Personelle und organisatorische Auswirkungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sehr hoch, jedoch individuell abhängig • Mehraufwand durch geänderte zeitliche Rahmenbedingungen und geänderte betriebliche Abläufe 	<p>Komplexität der Nutzbarmachung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Individuell abhängig • Starke Interaktionen mit vor- und nachgelagerten Prozessen/Instanzen 	<p>Zeitlicher minimaler Vorlauf für Änderungs- anforderungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • > 1 Tag zur Berücksichtigung personeller, betrieblicher und technischer Wechselwirkungen
--	--	---	---	--	--	--

Folgende Anlagen können u. a. im Flexibilitätsprozess angebunden werden:

- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- Stromerzeugung aus Wind und Fotovoltaik
- Elektrochemische Speicher
- Power-to-X-Anlagen
- Druckluftbereitstellung
- Belüftung und Klimatisierung
- Kältebereitstellung
- Netzersatz- und USV-Anlagen
- Produktions-/Fertigungs- und Prüfprozesse

Die Einteilung von Fertigungs- und Produktionsprozessen kann nach vielerlei Kriterien erfolgen, u. a. nach Anordnung der Systeme, Grad der technologischen Verbundenheit der Teilsegmente oder Mechanisierungsgrad [5]. Zweckmäßig erscheint zur Bewertung von Flexibilität eine kombinierte Klassifizierung nach Kontinuität des Materialflusses und Wiederholung. Demnach werden nachfolgend Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse wie folgt eingeteilt:

- Einzel- und Prüfprozesse
- Chargenbasierte Produktionsprozesse (engl. *batch process*)
- Serienfertigung und kontinuierliche Produktionsprozesse

Abb. 5.3 zeigt die fokussierten Fertigungs- und Prozesstypen hinsichtlich ihrer typischen Einordnung in die Produktionsvolumen und ihrer Diversifizierung. Dies begründet ihre Attraktivität für verschiedene Anforderungsprofile der Flexibilisierung.

Die branchen- und technologiespezifischen Analysen sind in Kap. 3 beschrieben.

5.2 Energiespeicher

Das Spektrum der Speicheranwendungen ist sehr breit gefächert [6]. Es hängt von der Platzierung der EES im Smart Grid (z. B. Übertragung oder Verteilung) oder den Aufgaben, die sie erfüllen müssen (z. B. Stromqualität oder Spitzenlastreduktion), ab. Für jede dieser Anwendungen eignen sich unterschiedliche Speichertechnologien. Diese werden in diesem Kapitel vorgestellt und, basierend auf zahlreichen Schemata, deren Funktionsweise erläutert [7].

Energiespeichersysteme ermöglichen es, Elektrizität in andere Energieformen umzuwandeln und zu speichern. Die gespeicherte Energie wird in der Regel später wieder in Strom umgewandelt und in das Netz eingespeist (s. Abb. 5.4). Die in Multi-Energie-Systemen gespeicherte Energie kann in einer anderen als der ursprünglichen Form freigesetzt werden, z. B. in Power-to-Gas – oder Power-to-Heat -Speicherlösungen. Ein Power-

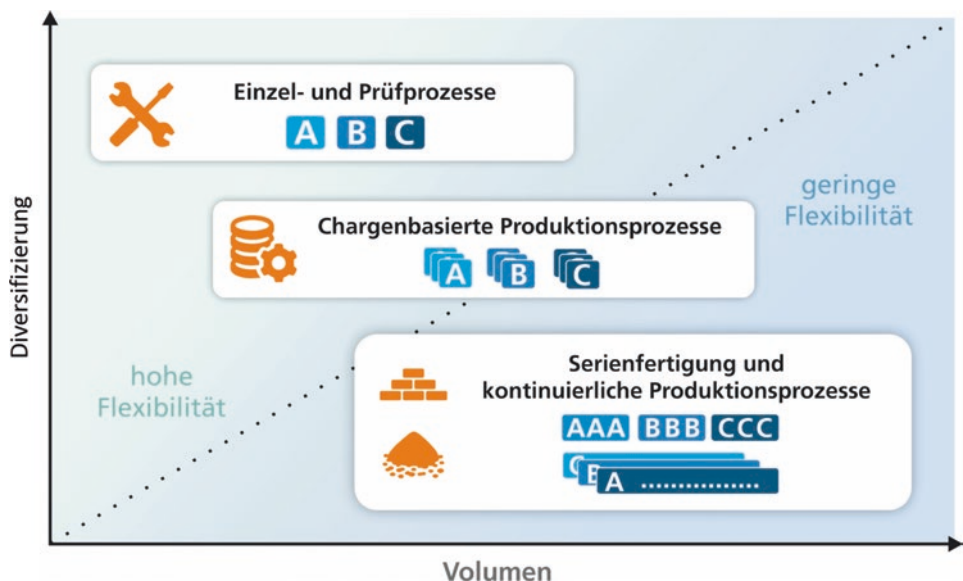


Abb. 5.3 Industrielle Fertigungs- und Prozessstypen [5]

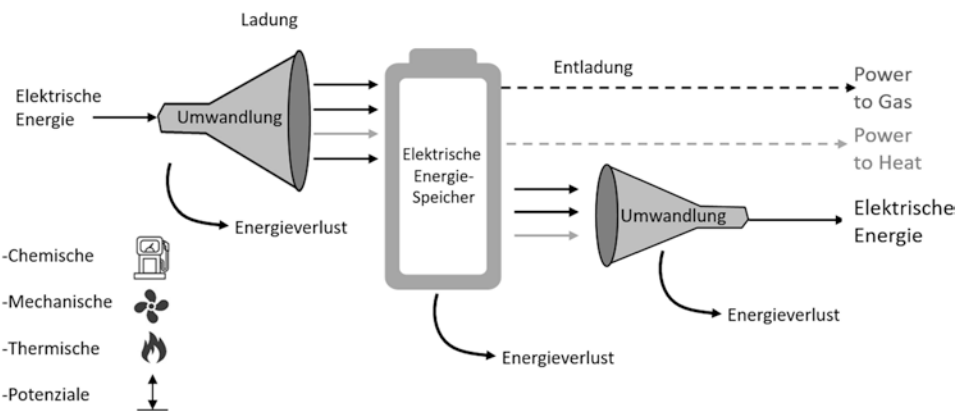


Abb. 5.4 Energiespeicherungsprozess [7]

to-Gas-System wandelt Strom in Wasserstoff (und weiter in Methan) um und liefert ihn in die Erdgasinfrastruktur (Pipelines, Kavernen und Tanks). Ein Kraft-Wärme-System wandelt Elektrizität in Warmwasser, Dampf oder sogar Eis um und liefert sie an die thermische Infrastruktur (Pipelines und Speicher).

Bezüglich physikalischer Prinzipien werden vorwiegend potenzielle, kinetische, mechanische, thermische und chemische Speichersysteme verwendet.

Energiespeichersysteme können anhand von Leistungskennzahlen technisch verglichen und klassifiziert werden. Die wichtigsten verwendeten Indikatoren sind in Tab. 2.3

aufgeführt. Nachfolgend werden drei von ihnen, die für allgemeine Speicherbeschreibungen verwendet werden, im Detail beschrieben.

Der Wirkungsgrad der Ladung und Entladung ist die häufig verwendete Kennzahl. Sie beschreibt in kumulierter Weise die während der Lade-, Entlade- und Standby-Phase bestehenden Verluste (s. Gl. 5.1) und gibt somit das Verhältnis der Ausgangsenergie zur Eingangsenergie wieder. Hoher Wirkungsgrad bedeutet niedrige Energieverluste.

Die Energieverluste können unterschiedlicher Natur sein. Im Allgemeinen liegen sie in Form von Wärme vor und werden an die Umgebung abgegeben:

$$\eta = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (5.1)$$

Der Ladezustand (State of Charge, SOC) stellt die Energiemenge ($E(t)$) dar, die über eine bestimmte Zeit (t) aus einem Energiespeichersystem entnommen oder darin gespeichert werden kann. Der SOC bezieht sich normalerweise auf die maximal speicherbare Energie (E_{max}) und wird in Prozent angegeben: Ein SOC von 100 % ist ein vollgeladenes Energiespeichersystem, während ein SOC von 0 % ein leeres Energiespeichersystem ist (s. Gl. 5.2):

$$SOC(t) = \frac{E(t)}{E_{max}} \cdot 100 \quad (5.2)$$

Die Entladetiefe (Deep of Discharge, DOD) ist das Verhältnis der maximalen Energiemenge, die aus einem Energiespeichersystem entladen werden könnte, zur maximal speicherbaren Energie (E_{max}). Sie wird üblicherweise in Prozent angegeben: Ein DOD von 100 % gibt an, dass das Energiespeichersystem die gesamte gespeicherte Energie entladen kann (s. Gl. 5.3):

$$DOD = \frac{E_{disch_max}}{E_{max}} \cdot 100 \quad (5.3)$$

Energiespeichersysteme werden im Allgemeinen nach zwei Kriterien klassifiziert: Nennleistung und Nennenergie (s. Abb. 5.4). Anhand dieser Kriterien lassen sich drei Anwendungsbereiche charakterisieren: Netzqualität, Spitzenlastausgleich und Energiemanagement. Energiespeichersysteme für Power Quality müssen in der Lage sein, Elektrizität innerhalb kurzer Zeiträume (d. h. Minuten) zu laden und zu entladen. Die Nennleistung und Energiekapazität sind beim Spitzenlastausgleich etwas höher, während Nennleistung und Nennkapazität beim Energiemanagement wesentlich höher sein sollen. Die Nennleistung kann den GW-Bereich erreichen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) und die Energiekapazität den Betrieb für Tage bis Monate erlauben (z. B. Wasserstoffspeicher). Energiespeichersysteme können zusätzlich als Kurzzeit- (für Leistungsqualität und Spitzenlastausgleich) oder Langzeitspeichersysteme (für das Energiemanagement) klassifiziert werden. In Abb. 5.5 sind unterschiedliche Speichersysteme den Kriterien Nennleistung und Nennenergie grafisch zugeordnet.

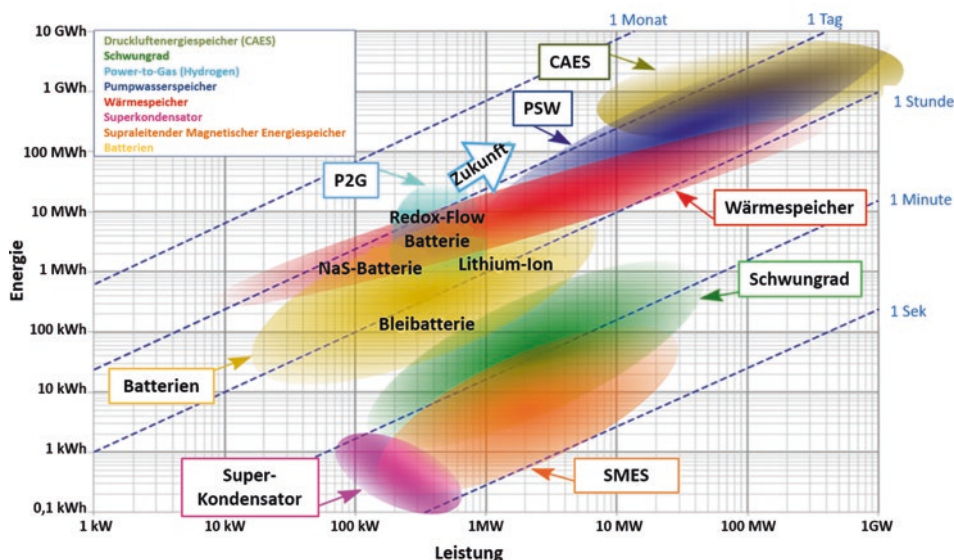


Abb. 5.5 Klassifizierung von Energiespeichern [6]



Abb. 5.6 Pumpspeicherwerk. (Quelle: Speicherwerk Rönkhausen: das Oberbecken © Adobe Stock)

Die für die Anwendung Spannungsqualität am besten geeigneten Energiespeichertechnologien sind Superkondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeichersysteme (SMES), Schwungräder und Batterien. Einige Batterien, z. B. Natrium-Schwefel-, Lithium-Ionen- und Durchflussbatterien, können auch zum Spitzenlastabbau und zum Energiemanagement eingesetzt werden. Druckluftenergiespeicherung, PSW- und Power-to-Gas-Systeme sind Anwendungen für das Energiemanagement.

Pumpspeicherkraftwerke sind die weltweit fortschrittlichste Energiespeichertechnologie. Derzeit sind mehr als 170 GW in Betrieb. Solche Energiespeichersysteme speichern Elektrizität als potenzielle hydraulische Energie (s. Abb. 5.6, das Oberbecken eines PSW). Während der Ladephase pumpt eine Pumpe Wasser aus einem niedrig gelegenen Wasserreservoir (Tiefbecken) in ein höher gelegenes Wasserreservoir (Speicherbecken). Während

der Entladephase fließt das Wasser in das untere Reservoir zurück und durchläuft dabei Turbinen, die elektrische Generatoren antreiben.

Ein Schwungradsystem speichert Elektrizität als kinetische Energie der rotierenden Masse. Seine Fähigkeit, Energie zu speichern, hängt von seiner Masse, seiner Form und seiner Rotationsgeschwindigkeit ab. Die rotierende Masse ist mit einem Motor-Generator verbunden, der das Schwungrad beschleunigt (Motor beim Laden) und abbremst (Generator beim Entladen). Wenn das Schwungrad nicht in Gebrauch ist, läuft es im Leerlauf mit seiner Leerlaufdrehzahl. Schwungräder bestehen im Allgemeinen aus einem zylindrischen Rotor, mechanischen oder magnetischen Lagern, einem Motor-Generator-Satz und Leistungselektronik, die in einem Gehäuse, das unter Vakuum steht, eingeschlossen sind. Das Vakuum reduziert die aerodynamische Reibung zwischen dem Schwungrad und der Umgebung. Die Verwendung von Magnetlagern wirkt sich positiv auf den Wirkungsgrad aus. Schwungräder können einen Wirkungsgrad von mehr als 80 % und eine Selbstentladung von weniger als 3 %/Stunde haben. Supraleitende Magnetlager können die Selbstentladung auf weniger als 0,5 %/Stunde reduzieren, erfordern jedoch höhere Kosten für die notwendige Kühlung.

Batterie-Energiespeichersysteme sind die etablierte Energiespeichertechnologie für stationäre (s. Abb. 5.7) und mobile Anwendungen. Sie werden als Primär- oder Sekundärbatterien klassifiziert, wobei der Hauptunterschied in der Wiederaufladbarkeit liegt. Primärbatterien können nur entladen werden. Da Sekundärbatterien viele Male geladen und entladen werden können, können nur sie als Energiespeichersysteme bezeichnet werden. Die Sekundärbatterien werden auch manchmal als Akkumulatoren bezeichnet.

Ausgehend vom aktuellen Entwicklungsstand können folgende Speichertechnologien für Flexibilitätsanwendungen genutzt werden:



Abb. 5.7 Li-Ionen-Batteriespeicher 1000 kW/500 kWh in Magdeburg. (a) Behausung in einem 30 Fuß-Container (b) Batteriepaketen. (© IFF FhG)

- Lithium-basierte Speicher weisen hohe Energiedichten und Leistungswerte auf. Sie verfügen über eine vergleichsweise lange kalendarische und zyklische Lebensdauer, benötigen aber aufgrund technischer Eigenschaften und hoher Sicherheitsanforderungen ein aufwändiges Management. Längere Ruhezeiten können sich negativ auf die Performance auswirken und Alterungsprozesse beschleunigen.
- Natrium-basierte Speicher gehören zu den Hochtemperatursystemen und weisen dadurch neben hohen Betriebskosten infolge des aktiven Wärmemanagements zusätzliches Gefahrenpotenzial auf. Positiv wirken sich niedrige Rohstoffpreise, eine hohe Energiedichte und lange Lebensdauer auf die Attraktivität möglicher Anwendungsfelder aus.
- Leistung und Kapazität von Redox-Flow-Batterien sind vollständig unabhängig dimensionierbar, wodurch Nutzungsprofile individuell und zugeschnitten bedient werden können. Hohe Wartungsintensitäten sowie sehr hohe Kapazitätskosten verhindern bisher die flächendeckende Anwendung. Giftige und knappe Rohstoffe (Vanadium, Zink, Brom) haben zusätzliche negative ökologische und ökonomische Effekte. Wesentlicher Vorteil ist die Möglichkeit, Energie auch längerfristig ohne signifikante Selbstentladungseffekt zu speichern.
- Konventionelle Bleibatterien rücken aufgrund ihrer hohen Selbstentladung und der preislichen Entwicklung alternativer Speicher zunehmend in den Hintergrund. Ihre geringe Wartung, die Robustheit und der hohe preisliche Wettbewerb machen sie jedoch für vereinzelte Anwendungen weiterhin attraktiv. Vor allem an Orten mit erhöhten Gefährdungsanforderungen ist ihr Einsatz nach wie vor empfehlenswert.

Der Supraleitende Magnetische Energiespeicher (SMES) speichert die Elektrizität in Form eines Magnetfeldes, das durch den Fluss von Gleichstrom (DC) in einer supraleitenden Spule erzeugt wird. Anders als bei den anderen Energiespeichertechnologien ist der einzige Umwandlungsprozess, der im SMES dargestellt wird, die Umwandlung von Wechselstrom (AC) in Gleichstrom (DC). Infolgedessen sind die damit verbundenen Verluste sehr gering und der Wirkungsgrad sehr hoch (ca. 95 %). Auch wenn SMES-Systeme in der Lage sind, große Energiemengen zu speichern, und daher für ein Spitzenlastausgleich eingesetzt werden könnten, werden sie dank ihrer schnellen Entladefähigkeit meist für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie z. B. Frequenzhaltung verwendet.

Die Umwandlung von elektrischem Strom in andere Medien, die Träger von Energie sind, wird unter dem Begriff Power-to-X zusammengefasst. Dabei kann die Wandlung in gasförmige bzw. flüssige Energieträger auf chemischer Basis erfolgen, z. B. durch Erzeugung von Wasserstoff/Erdgas (Power-to-Gas), oder aber in thermische Energie stattfinden (Power-to-Heat). Das Konzept kann bei geeigneten Rahmenbedingungen zukünftig zu einer stärkeren Integration von überschüssigem, regenerativem Strom beitragen, allerdings müssen dafür aktuell noch sehr hohe Wandlungsverluste in Kauf genommen werden. Hinzu kommt, dass Energie durch die Umwandlung in ihrer Wertigkeit herabgesetzt wird, da elektrischer Strom aufgrund seiner Steuerungs- und Transportfähigkeit sowie der vielfältigen Verwertungsoptionen allgemein höher eingestuft wird.

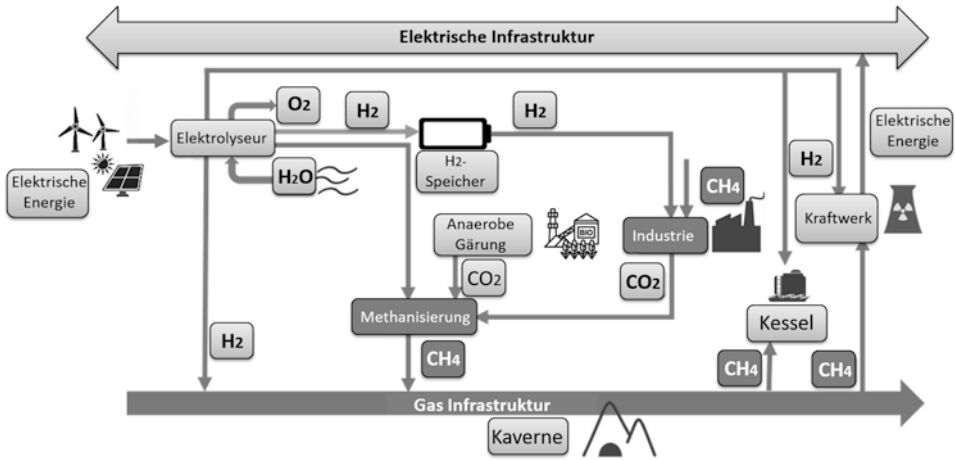
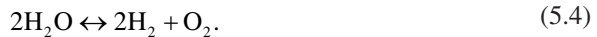


Abb. 5.8 Power-to-Gas, schematische Darstellung nach [8]. (Icons © Adobe Stock)

Flexibilität lässt sich durch Power-to-X-Anlagen generieren, indem bei (kurzfristigen) Überschusssituationen entweder die enorme Aufnahmekapazität des vorhandenen Wärmenetzes oder aber die Speicherkapazität in chemischer Form genutzt wird. In der Folge sind Power-to-X-Anlagen primär nur unidirektional betreibbar. Ein reversibler Betrieb erfordert einen chemischen Wandlungsprozess, der unter KWK-Anlagen einzuordnen ist (s. Abb. 5.8).

Der Begriff Power-to-Gas (dt. Strom-zu-Gas) bezieht sich im Allgemeinen auf zwei verschiedene Methoden der Stromspeicherung. Bei der ersten wird elektrischer Strom im Elektrolyseur Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff spalten. Der Wasserstoff wird dann gespeichert (Abb. 5.9).

Bei der zweiten wird der wie oben gewonnene Wasserstoff anschließend methanisiert und als Methan gespeichert. Beide Verfahren erfordern ein Elektrolyseursystem, das mithilfe von elektrischem Strom de-ionisiertes Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff umwandelt (s. Gl. 5.4):



Ein Teil der elektrischen Energie, die zur Spaltung des Wassers in Wasserstoff und Sauerstoff verwendet wird, geht im Elektrolyseur als Wärme verloren. Weitere Verluste entstehen während der Wandlung im Gleichrichter und in Hilfsgeräten, z. B. dem Kompressor. All diese Effekte verringern den Wirkungsgrad des Elektrolyseursystems, der im Allgemeinen als Heizwert des Wasserstoffs ausgedrückt wird. Der nominale Heizwert von Wasserstoff beträgt 39,44 kWh/kg.

Zwei verschiedene Arten von industriellen Elektrolyseuren werden normalerweise verwendet:



Abb. 5.9 Wasserstoff als Speichermedium im Jahr 2050. (Quelle: © Adobe Stock)

- alkalische Elektrolyseure,
- Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure (PEM).

Der Gesamtwirkungsgrad dieser Systeme liegt je nach Art des Elektrolyseurs zwischen 56 und 73 % (der PEM-Elektrolyseur hat den niedrigsten Wirkungsgrad).

Der Methanisierungsprozess verlangt vier Mol Wasserstoff zu einem Mol Kohlendioxid (CO_2), um ein Mol Methan und zwei Mol Wasserdampf zu erhalten (s. Gl. 5.5). Dieses auch als Sabatier-Reaktion bekannte exotherme Verfahren (0,045 kWh/mol) erfordert hohe Temperatur und hohen Druck, um eine große Menge Methan zu erzeugen. Der Wirkungsgrad der Reaktion reicht von 75 bis 80 %:



Der Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Prozesses (mit Methanisierung) liegt zwischen 42 und 58 %. Wenn das gespeicherte Methan in einem Kombikraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60 % verbrannt wird, dann liegt der Gesamtwirkungsgrad des Power-to-Gas-Prozesses (von Strom zu Strom) bei etwa 30 %. Der Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Prozesses kann durch Rückgewinnung der bei der Wasserspaltung entstehenden Wärme erhöht werden. Eine mögliche Anwendung hierfür ist die Vergärung in Biogasanlagen.

Ein CAES-System kann elektrische Energie umwandeln und als mechanische Energie, in einem diabatischen System, oder als mechanische und thermische Energie, in einem adiabatischen System, speichern. In beiden Fällen wird auch der Strom zusätzlich zum Antrieb eines Kompressors verwendet, der Luft in einem unterirdischen Raum, z. B. einer

Kaverne aus porösen Schichten oder einer ausgekleideten Kaverne, zur Speicherung verdichtet. Während der Entladungsphase wird die verdichtete Luft erwärmt, bevor sie in der Turbine expandiert. Die komprimierte Luft muss in Brennern (in einem diabatischen CAES) oder in einem Wärmetauscher (in einem adiabatischen CAES) erwärmt werden. Der Wärmetauscher kann die bei der Kompression zurückgewonnene Wärmeenergie wiederverwenden.

5.3 Bewertung der Flexibilität

5.3.1 Einführung

Sowohl nach aktuellen Randbedingungen als auch prospektiv der effektiven Nutzung von Flexibilitäten ist eine eindeutige Kommunikation zwischen Netzbetreiber, Markt und Anschlussnehmer entscheidend dafür, dass Flexibilität vermittelt werden kann. Die Fähigkeiten der Angebotsseite müssen zunächst optimal abgebildet werden, um auf die Bedürfnisse der Nachfrageseite zugeschnitten werden zu können. Gleichzeitig bilden zweckdienliche Modellierungsansätze auch die Voraussetzung dafür, neuartige Produkte und Vermarktungsoptionen aufzuzeigen.

Entsprechend dem aufgezeigten Flexibilitätsportfolio gibt es eine Vielzahl an mathematischen Verfahren, die die individuellen Eigenschaften abbilden können. Je nach Anwendungsfall sind dabei jedoch einige Verfahren besser, manche schlechter geeignet, um die Flexibilitätseigenschaften zwischen Akteuren bzw. Instanzen auszutauschen. Aus diesem Grund werden nachfolgend ausgewählte Modellierungsverfahren erläutert, die je nach Technologie bevorzugt verwendet werden sollten.

5.3.2 Flexgraphen

Das Konzept der Flexgraphen wurde erstmals 2013 durch Thomas Nuytten in [9] vorgestellt und findet inzwischen oft Verwendung [10]. Flexgraphen basieren auf einem generischen Modell, wonach der zeitabhängige Energieein- bzw. -austrag durch beidseitige Flexibilitätsbänder begrenzt wird und die Leistung innerhalb dieser Grenzen flexibel eingebracht werden kann. Sie eignen sich daher grundsätzlich zur Beschreibung des gesamten Flexibilitätsportfolios. Grafisch ergibt sich im Energie-Zeit-Diagramm damit eine aufgespannte Fläche, die durch steuerungstechnische Variation der Bezugsleistung genutzt werden kann (s. Abb. 5.10).

Ein kontinuierlicher Prozess mit variabler Geschwindigkeitsstellung (z. B. Fließband) stellt Teilabbildung a) dar. Unter Annahme eines konstant bleibenden Energiebedarfs ergeben sich zwei Freiheitsgrade:

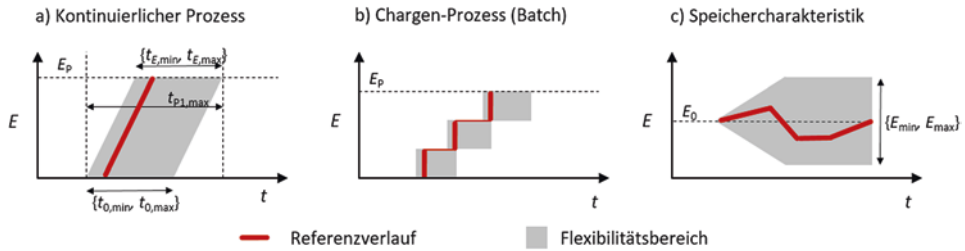


Abb. 5.10 Beispielflexgraphen [11]

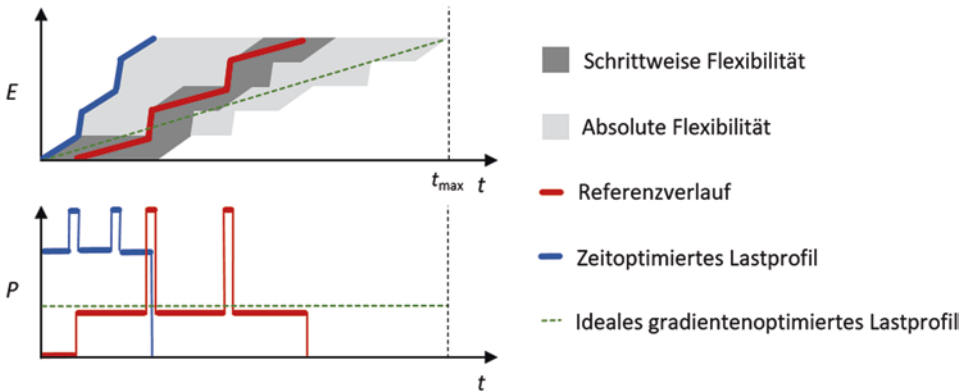


Abb. 5.11 Kombierter Flexgraph [10]

1. Die proportional zum Leistungsbezug stellbare Geschwindigkeit wird durch minimale und maximale Gradienten beschränkt.
2. Eine zeitliche Freiheit erlaubt eine Verschiebung von Start- und Endzeit unter Ausnutzung der maximalen Geschwindigkeit.

Ein stufenförmiger Energiebedarf (z. B. durch Batch-Prozesse) zeigt der mittlere Flexgraph b). Unter Beibehaltung der Einzelprozessgradienten offenbart sich die Flexibilität durch zeitliche Verschiebung. Hier ist jedoch die Wechselwirkung mit vor- und nachgelagerten Schritten ausschlaggebend für die zeitliche Verschiebbarkeit. Speicher jeglicher Art können durch Flexgraphen nach c) modelliert werden. Ausgehend von einer festgelegten Nulllinie (E_0) können Ein- und Ausspeichercharakteristik innerhalb definierter Grenzen für Kapazität und Gradient dargestellt werden.

Ein wesentlicher Vorteil von Flexgraphen ist außerdem, dass einzelne Teilsysteme in einem gemeinsamen Flexgraphen addiert werden können. Dies bietet die Möglichkeit, eine übergreifende Flexibilität komplexer Systeme zwischen verschiedenen Akteuren zu übergeben. Ein Beispiel verdeutlicht Abb. 5.11.

Hier zeigt sich, dass ein zeitlich optimierter Betrieb die linksseitige Grenze der Flexibilität kennzeichnet (orangefarbene durchgezogene Linie). Indem ein möglichst linearer

Anstieg des Energiebezugs bei gleichzeitiger Ausnutzung der maximal verfügbaren Zeit angestrebt wird, kann die am Anschlusspunkt bezogene Leistung auf ein Minimum begrenzt werden (gestrichelte Linie).

5.3.3 Puffercharakteristiken

Bestimmte Technologien (vorwiegend im Bereich der Querschnittsanwendungen, aber auch konkret bei elektrischen Speichern und Power-to-X-Anlagen) besitzen die Eigenschaft eines Puffers, um die unmittelbare Wirkung von Bezugs- auf Nutzenergie abzufedern. Eingangsseitig kann dabei der Energiebedarf P_{in} in definierten Grenzen flexibilisiert werden, ohne dass sich ausgangssseitig (P_{out}) größere Qualitätseinschränkungen ergeben. Grund dafür ist die variable Puffergröße Δx , die innerhalb definierter Grenzen variieren darf. Das Prinzip verdeutlicht Abb. 5.12.

Konkret kann dies an folgenden Beispielen verdeutlicht werden:

- Die zeitliche Trägheit der Temperatur im Kühlprozess sowie bei der Klimatisierung erlaubt grundsätzlich einen flexiblen Leistungsbezug, jedoch unter der Bedingung, dass die einzubringende Energie innerhalb eines Zeitfensters (z. B. 15 Minuten) garantiert wird.
- Bei der Druckluftbereitstellung dient das Kompressionsniveau ebenfalls als Flexibilisierungsgröße. Da für den ungestörten Betrieb ausschließlich die Einhaltung von Ober- und Untergrenze notwendig ist, können durch die Ausnutzung dieses Bandes energetische Schwankungen in den Kompressionseinheiten kompensiert werden.
- An die Belüftung sind im Allgemeinen restriktivere Bedingungen hinsichtlich Flexibilisierung geknüpft, insbesondere bei den Auswirkungen auf Qualität und Schadstoffgehalt für Innenräume. Dazu kommt die Beibehaltung des personellen Komforts. Dennoch kann der Strömungsdurchsatz als Puffergröße genutzt werden und anschlussseitig den Energiebezug beeinflussen. Die umgeschichtete Luftmenge darf dabei vorgegebene Untergrenzen nicht verletzen. Potenzial bietet sich vor allem durch den ohnehin gängigen Einsatz von (steuerbaren) Frequenzumrichtern.

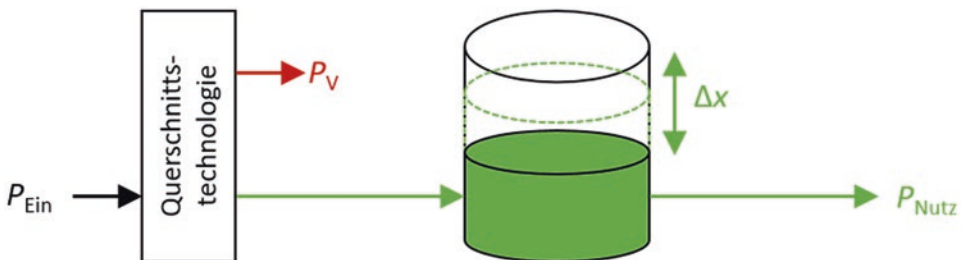


Abb. 5.12 Prinzip der Puffer- bzw. Speichercharakteristik

Nach [12] ergibt sich beispielsweise für den Druckluftbereich eine potenzielle Einsparung von 6 % bis 8 % der aufzubringenden Energie für jedes reduzierte Bar an Komprimierung. Werden die technischen Voraussetzungen geschaffen, verfügbare Puffer mit den Produktionsanforderungen zu vereinen, kann durch intelligente Steuerung das Delta des Druckniveaus zur Veräußerung von Flexibilität genutzt werden. Hierbei ergeben sich jedoch überproportional große Konflikte mit Energieeffizienzmaßnahmen, da aktuell verfügbare Toleranzen eher geringgehalten werden und zur Reduzierung des Energiebedarfs dienen.

5.3.4 Variable und fixe Leistungsprofile

Batch-basierte Fertigungs- bzw. Produktionsstrecken sind danach charakterisiert, dass sich die Bearbeitungsschritte in abgeschlossene Prozeduren (Stationen) einteilen lassen. Abhängig vom industriespezifischen Verfahren sind diese in sich geschlossenen Prozeduren im Kontext einer Verbrauchssteuerung als nicht flexibilisierbar anzunehmen (gleichbleibendes Bedarfsprofil der Stationen), da andernfalls das Produktionsgut Schaden nehmen könnte bzw. Qualitätseinbußen zu erwarten wären. Stattdessen kann jedoch der zeitliche Abstand der sequenziell zu durchlaufenden Stationen verschoben werden. Das Prinzip verdeutlicht Abb. 5.13.

Durch mathematische Verknüpfung nacheinander ablaufender (Batch-)Prozesse kann Flexibilität auf diese Weise auch für eine gegebene Produktionsstrecke ermittelt werden. Hierbei werden insbesondere Zwischenschritte (Lagerung/Transport) zeitlich und kapazitätstechnisch untersucht und die ermittelten Freiheitsgrade für die Optimierung der (Batch-)Prozesse herangezogen. Das Modellierungskonzept kann insbesondere auch auf Komponenten der Anlagen- und Infrastrukturebene übertragen werden.

5.3.5 15-min-Energiewerte

Historisch bedingt, getrieben vom Handel mit Strom an den Börsenplätzen sowie außerbörslich (Over-the-Counter), sind nach aktuellen Rahmenbedingungen viertelstündliche Energiemengen die erste Wahl für den Austausch von Flexibilitätsreserven. Höhere zeitliche Auflösungen sind darüber hinaus möglich. Diese Art der Modellierung bietet den Vorteil, dass Kapazitäten von Anschlussnehmern durch leicht handhabbare tabellarische Vorlagen oder die Unified Modeling Language (UML) mitgeteilt werden können (s. Tab. 5.3).

Das Modellierungskonzept kann prinzipiell auf das gesamte Flexibilitätsportfolio übertragen werden. Allerdings ist die Aggregation mehrerer kleinerer Einheiten in den Bereich der handelbaren Größen auf den Energiemärkten zielführend.

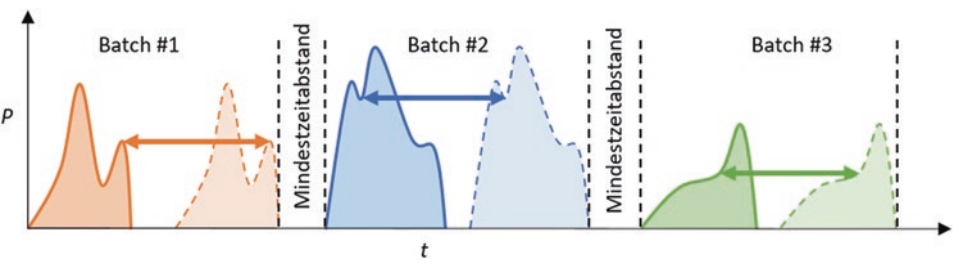


Abb. 5.13 Flexibilisierbarkeit einer Batch-Prozessstrecke

Tab. 5.3 Flexibilitäts-Modellierung durch 15-Minuten-Zeitreihen

Zeit		Fahrplan	Positive Flexibilität		Negative Flexibilität	
von	bis	Leistung in MW	Leistung in MW	Preis in €/MW	Leistung in MW	Preis in €/MW
16:00	16:15	20	5,0	80	2,0	70
16:15	16:30	20	7,0	80	1,0	70
16:30	16:45	20	3,0	80	6,0	70
...

Als wesentlicher Nachteil dieser Modellierungstechnik zeigt sich die fehlende Abbildung der Wechselwirkungen einzelner Zeitfenster. Wird beispielsweise eine Flexibilität in einer bestimmten Viertelstunde nicht abgerufen, kann sie unter Umständen zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt hinzugerechnet werden. Analog wäre eine Speicherkapazität zu variablen Zeitpunkten in der Lage, Energie aufzunehmen bzw. abzugeben. Hierzu müsste jedoch mindestens der aktuelle Ladezustand direkt oder indirekt übergeben werden. Ein Flexibilitätsanbieter kann seine Fähigkeiten einer flexiblen Energieaufnahme oder -abgabe demzufolge nicht korrekt mitteilen.

Neben der Hauptprämisse eines wirtschaftlichen Einsatzes von Flexibilitäten gibt es weitere Zielfunktionen, nach denen eine Optimierung der Lastkennlinie (beispielsweise über einen Tag) berechnet werden kann. Je nach Komplexität gibt es eine Reihe mathematischer Verfahren zur Lösung dieser Aufgaben, beginnend bei Linearer Optimierung über die Iterative Suche bis hin zu Methoden der Künstlichen Intelligenz. Als Zielfunktionen werden u. a. folgende genutzt, die als Ausgangsbasis für die Flexibilisierung des energetischen Bezugs verwendet werden können:

- Maximaler Warendurchsatz
- Lastspitzenminimierung
- Effizienzsteigerung
- Marktgetriebene Lastanpassung

Ausgehend von einem ungesteuerten Referenzlastgang lässt sich die Flexibilität nach erfolgter Optimierung durch folgende Indikatoren numerisch benennen.

Die **absolute leistungsbezogene Flexibilität** P_{Flex} bezeichnet die Leistungsdifferenz zwischen den Maximalwerten des Energiebezugs mit und ohne Flexibilitätserbringung für einen abgegrenzten Betrachtungszeitraum. Ein Beispiel in Abb. 5.14 zeigt ein schematisches Lastprofil vor (alt) und nach der Flexibilisierung (neu).

Die in Abb. 5.14 durch die Pfeile gekennzeichneten Maßnahmen einer Verschiebung von Energie innerhalb der zeitlichen Blöcke führen im betrachteten Zeitfenster zu einer Reduzierung der maximal bezogenen Leistung. Diese leistungsbezogene Flexibilität berechnet sich damit gemäß Formel aus der Gl. (5.6):

$$P_{\text{Flex}} = P_{\text{max,neu}} - P_{\text{max,alt}} \quad (5.6)$$

Der zeitliche Bezug muss entsprechend durch Angabe des zeitlichen Fensters bzw. des Zeitpunktes der Flexibilisierung erfolgen.

Die **absolute zeitliche Flexibilität** Δt_{Flex} wird definiert als die Zeitdifferenz zwischen dem frühest- und spätestmöglichen Einsatz einer Zu- oder Abschaltmaßnahme, unabhängig von der ungesteuerten Referenz. Anwendung findet diese Bewertungsgröße daher vor allem bei der Verschiebung fixer Lastprofile (s. Abb. 5.15).

Unter Einbeziehung der Referenz ergibt sich dabei eine negative Δt_- und positive Verschiebezeit Δt_+ , die in Summe der absoluten zeitlichen Flexibilität entsprechen. Das beziferte Fenster kann daraufhin als Variable in die Einsatzplanung aufgenommen und bei dem Optimierungsprozess berücksichtigt werden.

Um quantitativ Auskunft über die Flexibilität einer berechneten Zeitreihe gegenüber dem Referenzlastgang zu erhalten, d. h. eine integrierte Größe zeitlicher und energetischer Flexibilität, bietet sich die mittlere quadratische Abweichung (engl. *Mean Squared Error*, *MSE*) an, die in Gl. (5.7) gegeben ist.

$$\text{MSE} = \frac{1}{n_{t15}} \sum_{i=1}^{N_{t15}} (P_{t15,\text{Flex}} - P_{t15,\text{Plan}})^2 \quad (5.7)$$

Hierbei werden vereinfacht die 15-Minuten-Leistungswerte P_{t15} über n_{t15} 15-Minuten-Blöcke verwendet. Indem stärkere Differenzen durch Bildung der Quadrate auch höher gewichtet in den Indikator einfließen, wird effizienteren Maßnahmen entsprechend Rechnung getragen.

Abb. 5.14 Absolute leistungsbezogene Flexibilität

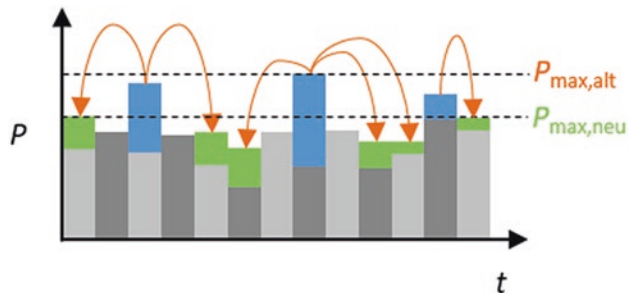
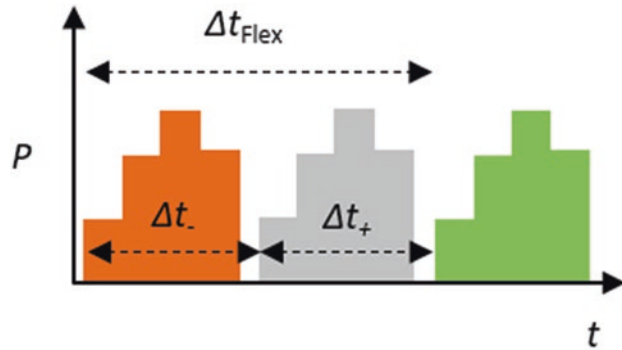


Abb. 5.15 Absolute zeitliche Flexibilität



5.4 Rechtlicher Rahmen

5.4.1 Einführung

Der heutige Aufbau der deutschen Energiewirtschaft ist das Resultat mehrerer Neuregelungen, die zu einem freien Handel und Wettbewerb auf dem Energiemarkt führten. Grundlage für diese Entwicklung ist die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 [5]. Infolgedessen mussten die EU-Mitgliedstaaten die Liberalisierung des Energiemarktes in ihrem nationalen Recht verankern. In Deutschland wurde dies mit Hilfe des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) bewerkstelligt [13]. Abb. 5.16 zeigt die heutige Zweiteilung der deutschen Energiewirtschaft. Auf der einen Seite gibt es den Netzbereich, welcher zum physikalischen Energieaustausch dient, und auf der anderen den Energiemarkt, der alle energiewirtschaftlichen Aktivitäten regelt.

Bei den Leistungsabweichungen in den Regelzonen ergreifen die ÜNB folgende Maßnahmen, je nach Höhe der Abweichung [14]:

- Regelleistung
- Austausch von Notreserven über das europäische Verbundnetz
- Einsatz von abschaltbaren Lasten
- Aktivierung von stillstehenden Kraftwerken (Kaltreserve)
- Börsengeschäfte

Im Europäischen Verbundnetz ist die European Power Exchange in Paris, die EPEX Spot, der Marktplatz für kurzfristig lieferbare Strommengen, d. h. Day-Ahead (einen Tag Voraus) und Intraday (innerhalb des laufenden Tages). Dort sind insbesondere Akteure aus Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz aktiv. Die Energiebörse in Leipzig (EEX) vermittelt dagegen langfristige Lieferverträge, sogenannte Futures bzw. auch Terminkontrakte. Die meisten Strommengen werden jedoch „Over-the-counter“ (OTC) gehandelt. Hierbei werden Stromlieferverträge direkt zwischen dem Produzenten und dem (stromintensiven) Endkunden geschlossen.

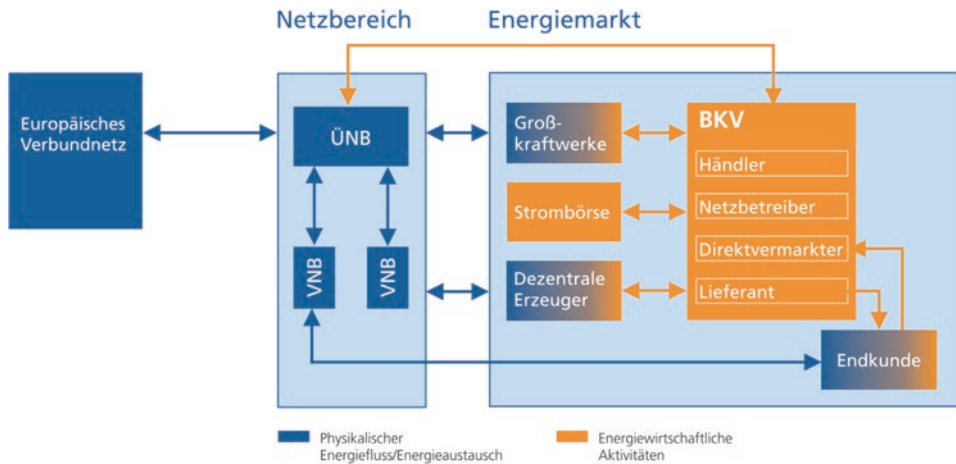


Abb. 5.16 Strommarktdesign [13]

Unterschieden wird zwischen Spot- und Terminmarkt.

Auf dem Spotmarkt werden Strommengen kurzfristig gehandelt. So kann z. B. der Bilanzkreis für den Folgetag – Day-Ahead-Auktion – oder auch noch am gleichen Tag – Intraday-Auktion – abgesichert werden, wenn mit Abweichungen in den Last- oder Erzeugungsprognosen gerechnet wird. Produktarten, die zum Großteil gehandelt werden, sind:

- **Base-Block:** Dient zur Grundlastdeckung über einem Tag. Lieferung erfolgt mit konstanter Leistung von 1 MW über 24 Stunden von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr.
- **Peak-Block:** Dient zur Spitzenlastdeckung. Die Lieferung erfolgt mit konstanter Leistung von 1 MW über 12 Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr.
- **Stunden-Block:** Einzelstundenkontrakte, die einzeln gekauft bzw. verkauft werden können. Dienen zur präzisen Spitzenlastdeckung.

Die zwei wichtigsten Basisprodukte, die auf dem Terminmarkt gehandelt werden, sind nach [13]:

- **Futures** sind physisch gelieferte Mengen Strom, welche zur Absicherung (Hedging) gegen fallende Strompreise genutzt werden. Der Preis wird heute festgelegt und der Käufer bzw. Verkäufer ist zu einem zukünftigen vereinbarten Zeitpunkt verpflichtet, den Kauf bzw. Verkauf zu tätigen.
- **Optionen** dienen zum bilanziellen Ausgleich. Der Käufer hat das Recht, ist jedoch nicht verpflichtet, das Produkt zu einem heute festgelegten Preis zu einem zukünftigen Zeitpunkt zu kaufen. Optionen dienen ebenfalls als Absicherung gegen schwankende Strompreise.

Durch den kurzfristig möglichen Handel bietet der Spotmarkt Vermarktungsmöglichkeiten von Lastflexibilität. Neben diesen Vermarktungsvarianten gibt es noch die Möglichkeit von bilateralen Geschäften (OTC-Handel). Darunter fallen alle Transaktionen und Handelsaktivitäten, die nicht über die Strombörsen stattfinden. In Deutschland werden rund drei Viertel der Strommarktgeschäfte über den OTC-Handel abgewickelt [15]. So ist z. B. auch ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich im Bilanzkreis bis 16 Uhr des Folgetages über den Day-After-Handel möglich.

Ein weiterer zentraler Bestandteil des Energiemarktes sind die Bilanzkreise (BK). Sie sind virtuelle Energiemengenkonto, die alle Viertelstunde-Entnahmen und Einspeisungen saldieren [16]. In Deutschland existieren rund 2000 Bilanzkreise. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bildet für seinen Bilanzkreis täglich neue Bedarfsprognosen bzw. Fahrpläne und teilt diese dem Übertragungsnetzbetreiber mit. Diese Fahrpläne saldieren die Prognosen von Stromlast und -erzeugung sowie die Verkäufe und Zukäufe – z. B. über die Strombörse – innerhalb eines Bilanzkreises. Gibt es Abweichungen innerhalb eines Bilanzkreises, kann dieser physisch durch einen anderen Bilanzkreis, ausgeglichen werden. Wenn jedoch das Saldo aller Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone negativ bzw. positiv ist, muss der zuständige Übertragungsnetzbetreiber, normalerweise mittels Regellenergie, ausgleichen. Jedoch muss jeder Bilanzkreis für sich mittels Ausgleichsenergie ausgeglichen werden.

Weitere Details zur Organisation von Bilanzkreisen sind im Kap. 6 beschrieben.

Eine initiale Möglichkeit zur Vermarktung von Lastflexibilität bietet die deutsche Strombörse. Unterschieden wird zwischen einer direkten und indirekten Teilnahme an der Strombörse. Bei der direkten Teilnahme fungieren die Unternehmen als Stromhändler und können so ihre Lastflexibilität über die Produktpalette an der Strombörse direkt vermarkten.

Der Regelleistungsmarkt zählt aktuell zu den beliebtesten Märkten, auf denen Lastflexibilität vermarktet wird [17]. Die Vermarktung findet über die Internet-Plattform www.regelleistung.net statt. Es werden drei verschiedene Produktarten über die Plattform vermarktet.

- **Primärregelleistung** (PRL) ist die erste zu aktivierende Maßnahme. Sie wird nicht vom ÜNB aktiviert, sondern ist frequenzabhängig, d. h., der Anbieter der Primärregelleistung misst die Netzfrequenz eigenständig. Sobald die Netzfrequenz das Totband zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz verlässt, muss der Anbieter die Primärregelleistung innerhalb von 30 s vollständig erbringen und für mindestens 15 min aufrechterhalten können [5]. Im Vergleich zu den beiden anderen Regelleistungsarten muss die Primärregelleistung als symmetrisches Produkt angeboten werden, d. h., es muss sowohl positive als auch negative Lastflexibilität bereitgestellt werden. Bei erfolgreicher Vermarktung muss die Primärregelleistung 24 Stunden zur Verfügung stehen.
- **Sekundär- und Minutenregelleistung** (SRL, MR) hingegen können als asymmetrisches Produkt angeboten werden. Sie kommen nachgelagert zur PRL zum Einsatz. Hier werden nur Vier-Stunden-Blöcke gleichzeitig vermarktet, in denen bei gewonnener Auktion die Regelleistung vorgehalten werden muss.

Die Charakteristika der drei Produktarten sind in Tab. 5.4 zusammengefasst.

Zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt müssen die technischen Einheiten der Unternehmen die Präqualifikationsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber erfüllen. Die wichtigsten Anforderungen und Tests während des Präqualifikationsverfahren auf Beispiel der abschaltbaren Lasten sind in Tab. 5.5 zusammengefasst [5].

Tab. 5.4 Zusammenfassung der Regelleistungscharakteristika [18, 19]

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Aktivierungszeit	30 s	5 min	15 min
Bereitstellung	30 s bis 5 min	5 min bis 15 min	15 min bis 1 h
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. werktäglich (D-2), 15 Uhr	i. d. R. mittwochs (W-1)	i. d. R. Mo–Fr, 10 Uhr
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positiv und negativ	positiv und negativ
Mindestgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement Pooling	1 MW innerhalb der Regelzone	1 MW innerhalb der Regelzone	1 MW innerhalb der Regelzone
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Marginal Pricing	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

Tab. 5.5 Zusammenfassung wichtigster Eigenschaften von abschaltbaren Lasten [5, 16]

	Abschaltbare Entnahmeleistung
Ausschreibung	wöchentlich über regelleistung.net
Produktarten	SOL und SNL mit Angabe der Abrufdauer zwischen 1 Viertelstunde (VS) und 32 VS
Angebotsgröße	mindestens 5 MW und maximal 200 MW
Netzanschluss	Mittelspannung und höher, jedoch max. zwei Umspannungen unterhalb des HS-Netzes und im physikalischen Wirkungsbereichs des HS-Knotens
Leistungspreis	max. 500 €/MW
Arbeitspreis	max. 400 €/MW
Zuschlagsverfahren	Pay-as-bid
Mindestverfügbarkeit	552 VS pro Woche – 120 VS mögliche Nichtverfügbarkeit
Vermarktungsmöglichkeiten	Einsatz auf Regelernergie- und Spotmarkt grundsätzlich vorrangig
Bedingung für vortägige Vermarktung am Spotmarkt	DA > Arbeitspreis und mindestens 200 €/MWh
Pooling	unbegrenzt

5.4.2 Abschaltbare Lasten

Neben den Optionen der Regelleistung sind Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet, abschaltbare Leistung vorzuhalten, die im Bedarfsfall zeitnah durch (teil-)automatisierte Maßnahmen zu einer Trennung von Entnahmeleistung führen muss. Gesetzlich geregelt sind sie in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Im Sommer 2016 wurden sie in novellierter Form bis zum Juli 2022 verlängert. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich – über die Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung, www.regelleistung.net. Dabei wird abschaltbare Leistung in zwei Kategorien unterteilt:

- **Sofort abschaltbare Lasten (SOL):** „Sofort abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar unverzüglich ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes sowie automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz herbeigeführt werden kann.“ [21, § 2]
- **Schnell abschaltbare Lasten (SNL):** „Schnell abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes herbeigeführt werden kann.“ [21, § 2]

Die wöchentliche Ausschreibung der Netzbetreiber für SOL und SNL umfasst je 750 MW in einer Viertelstunde. Tab. 5.5 fasst die wichtigsten Rahmenbedingungen zusammen, die Unternehmen erfüllen müssen, um ihre Lastflexibilität als abschaltbare Last vermarkten zu können.

5.4.3 Unterbrechbare Verbrauchseinheiten

Eine Sonderform der Netznutzung sind die unterbrechbaren Verbrauchseinheiten gemäß § 14 des EnWG. Vergleichbar ist die Regelung mit der AbLaV, nur auf Niederspannungsebene. Momentan ist das die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber – abgesehen von Notfallmaßnahmen –, auf Lastflexibilität zuzugreifen [20]. Durch das Gesetz werden Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt zu zahlen, wenn sie im Gegenzug netzdienlich steuerbar sind [18]. Unter Letztverbraucher fallen laut Gesetz alle steuerbaren Verbrauchseinheiten, die über einen separaten Zählerpunkt im Bereich der Niederspannungsebene verfügen. Darunter fallen explizit auch Elektromobile.

5.4.4 Zukünftige Flexibilität, systemseitige Bedarfsanalyse

Im Fall einer potenziellen Gefährdung (präventiv) oder einer Störung im System (kurativ) ist es die Pflicht der Netzbetreiber, Maßnahmen zu ergreifen, die den sicheren System-

betrieb weiter gewährleisten. Je nach Dringlichkeit und Verfügbarkeit alternativer Maßnahmen erfordert diese Prozedur, der sogenannte Redispatch, in der Regel einen temporären Eingriff in den liberalen Energiemarkt. Daher müssen beispielsweise finanzielle Entschädigungen für heruntergefahrte Kraftwerke geleistet und zudem die Kosten für die heraufgefahrenen und in der Regel teureren Kraftwerke getragen werden. Die finanziellen Aufwendungen für derartige Eingriffe werden durch die Netzbetreiber auf die Kunden umgelegt.

Der Bedarf von Seiten der Netzbetreiber ergibt sich aus der Leistungs- bzw. Kostendifferenz zwischen konventionellen Redispatch-Maßnahmen und dem Einspeisemanagement (s. Abb. 5.17). Dementsprechend sind die angesetzten Marktpreise für Flexibilitätsprodukte in einem Fenster vordefiniert.

Zusätzlich ergeben sich momentan Entwicklungen auf Initiative des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG), die diese Lücke durch alternative Maßnahmen verringern sollen. Dazu werden zahlreiche Veränderungen im Respatch-Mechanismus erläutert, die regulatorisch und technisch unter „Redispatch 2.0“ zusammengefasst sind. Danach werden konventioneller Redispatch, nach EnWG, und Einspeisemanagement, nach EEG und KWKG, vereinheitlicht in das EnWG aufgenommen. Die Netzbetreiber haben damit die Verpflichtung, alle Anlagen ab 100 kW Leistung einzubeziehen, wodurch die beteiligten Anlagen deutlich zahlreicher und dezentraler werden. Die neuen Rahmenbedingungen greifen nach Angaben des BDEW bereits ab dem 01.10.2021. Mit dem BDEW-Projekt „Redispatch 2.0“ und dem Vorhaben „Connect+“ gibt es aktuell zwei laufende Untersuchungen zu den prozessualen Abläufen und der systemtechnischen Einbettung in die Energiewirtschaft.

Die Bedienung sowohl aktueller als auch zukünftiger Geschäftsmodelle für Lastflexibilisierung bedeutet vor allem technisch eine Reihe an Anforderungen, die durch den Anschlussnehmer erbracht werden müssen, dazu zählen:

- detaillierte Erfassung der Energie- und Medienflüsse an den Unterverteilungen und teilweise maschinen- bzw. anlagenscharf, inkl. relevanter Materialflüsse

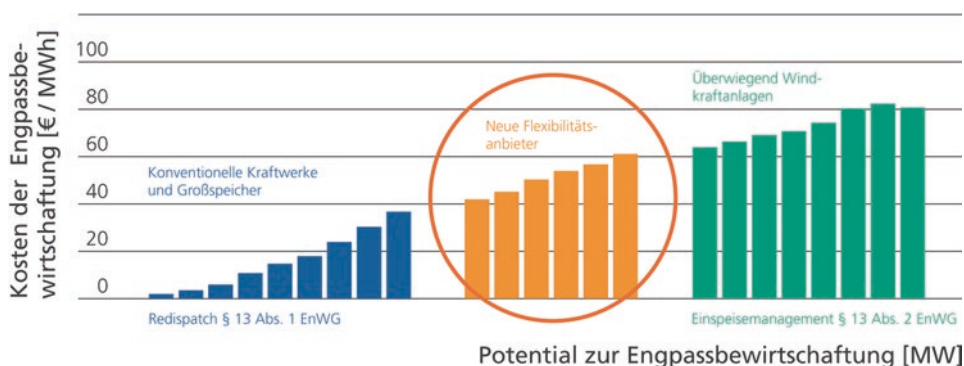


Abb. 5.17 Neue Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Netzbetreiber. (Quelle: 50Hertz)

- transparente, nachvollziehbare und flexible Ressourcen- und Produktionsplanung durch ein detailliertes Informations- bzw. Energiemanagementsystem unter Verwendung standardisierter Schnittstellen und Protokolle
- zuverlässige Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen unter Einbeziehung von Personalplanung und Produktionsbedarf
- sicherer und zuverlässiger Steuerungszugriff auf alle einflussnehmenden Prozesse, Technologien und Energieeinheiten

Energieintensive Industrien verfügen in der Regel bereits über vernetzte Energiemanagementsysteme (EMS) zur Überwachung und Steuerung ihrer Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten. Aufgrund der allgemein geltenden Unantastbarkeit der Produktion ist nach aktuellem Stand die Einbindung von Prozesssteuerungen und Technologieeinheiten nur marginal erfolgt. Mit der zunehmenden Sensibilisierung der industriellen Betreiber für das Thema Lastflexibilisierung und den erwarteten, steigenden Anreizmechanismen sollen demnächst auch die bestehenden technischen Anforderungen geklärt und der praxistaugliche Einsatz vorbereitet werden. Grundsätzlich sollte dabei die Analyse für Lastflexibilisierung technologieoffen gestaltet werden. Dennoch zeichnen sich bestimmte Anlagen(-gruppen) durch technische und wirtschaftliche Parameter besonders aus.

In Tab. 5.6 sind die bestehenden Vermarktungsoptionen hinsichtlich der Güte ihres Geschäftsmodells nach verschiedenen Kriterien qualitativ bewertet. Grundlage bildet ein empirisches Expertenranking auf einer Skala von 1 („Nicht/unzureichend erfüllt“) bis 5 („Vollständig erfüllt“).

Unter den aktuellen regulatorischen Gegebenheiten wird eine vollumfängliche wirtschaftliche Nutzbarmachung von industriellen Flexibilitäten mit dem Ziel, die Stabilität des elektrischen Energiesystems zu erhöhen, nach Experteneinschätzungen gehemmt. Vor allem die aktuellen Bestimmungen zur Berechnung der Netzentgelte nach StromNEV § 17 ff. stellen eine wesentliche Barriere bei der praktischen Umsetzung dar. Sie motivieren die Anschlussnehmer vornehmlich zu einer Glättung ihres Strombezugs und tragen damit der steigenden schwankenden Beanspruchung des Stromnetzes durch erneuerbare Energien keinerlei Rechnung.

Zusammenfassend kann man sagen, dass sowohl nach aktuellen Randbedingungen als auch prospektiv eine eindeutige Kommunikation zwischen Netzbetreiber, Markt und Anschlussnehmer entscheidend dafür ist, dass Flexibilität vermittelt werden kann. Die Fähigkeiten der Angebotsseite müssen zunächst optimal abgebildet werden, um auf die Bedürfnisse der Nachfrageseite zugeschnitten werden zu können. Gleichzeitig bilden zweckdienliche Modellierungsansätze auch die Voraussetzung dafür, neuartige Produkte und Vermarktungsoptionen aufzuzeigen.

Tab. 5.6 Qualitative Bewertung der untersuchten Vermarktungsoptionen

	Konkurrenzzfähig	Effizient	Robust	Nachhaltig	Wachstumsfähig	Gewinnfähig
PRL	4	2	4	4	2	4
SRL und MRL	3	3	3	4	4	3
SOL	4	2	2	2	4	4
SNL	3	3	2	2	4	3
Unterechbare Verbrauchseinheiten	3	5	4	3	2	2
Atypische Netznutzung	2	2	2	2	2	4
Stromintensive Netznutzung	4	3	2	2	3	4
Bilanzkreisausgleich	3	1	1	1	3	4
Spotmarkt	3	2	3	4	4	3
Spitzenlastmanagement	4	2	4	4	3	3

Literatur

1. Elsner P, Fishedick M, Dauer D U (Hrsg.) (2015) Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. Acatech, Berlin. https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Analyse_Flexibilitaetskonzepte.pdf. Abgerufen: 02. Dez. 2020
2. Deutsches Institut für Normung (DIN) (2018) DIN SPEC 91366 Referenzmodell zur Charakterisierung der Energieflexibilität von Industrieunternehmen
3. Ausfelder F et al. (2018) Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Acatech, Berlin
4. Stötzer M, Hauer I, Richter M, Styczynski Z (2015) Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany. In: Appl. Energy, 146, S. 344–352
5. Arlinghaus J C, Komarnicki P, Richter M (Hg.) (2020) Perspektive Flexibilitätsoptionen in der Produzierenden Industrie. Bericht zum Projekt WindNODE. Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung (IFF), Magdeburg
6. Sterner M, Stadler I (Hg.) (2019) Handbook of Energy Storage. Demand, Technologies, Integration. Springer-Verlag, Berlin
7. Komarnicki P, Lombardi P, Styczynski Z (2021) Elektrische Energiespeichersysteme. Flexibilitätsoptionen für Smart Grid. Springer-Verlag, Heidelberg
8. Lombardi P, Sokolnikova T, Suslov K, Komarnicki P, Styczynski Z (2013) Power to Gas as an alternative energy storage solution to integrate a large amount of renewable energy: economic and technical analysis. Distribution Systems and Dispersed Generation, Cigre SC C6 Colloquium, Yokohama
9. Nuytten T, Claessens B, Paredis K, Van Bael J, und Six D (2013) Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. In: Appl. Energy, 104, S. 583–591
10. Chicco G, Riaz S, Mazza A, Mancarella P (2020) Flexibility from distributed multienergy systems. In: Proceedings of the IEEE, 108, S. 1496–1517.
11. Pelzer A, Richter M, Lombardi P, Komarnicki P (2017) Energy-intensive Industry as the Backbone for Demand Side Flexibility. Int. ETG Congr., S. 611–616
12. Mächler T (2013) Planung und Optimierung einer Druckluftstation. <http://kek-bo.eu/wp-content/uploads/2013/11/DruckluftOptimierung>. Abgerufen: 02. Dez. 2020
13. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW (2017) Aktuelles und zukünftiges Rollenverständnis der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern. https://www.amprion.net/Dokumente/Dialog/Downloads/Stellungnahmen/2017_08_30_langfassung_positionspapier_tsodso.pdf. Abgerufen: 02.12.2020
14. Fraunhofer IEE (2029) Studie zur Elektroenergieversorgung von Gewächshäusern aus einem volatilen Stromnetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Forschungsbericht Fraunhofer IEE, Kassel
15. Konstantin P (2009) Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Springer-Verlag, Heidelberg
16. Goldammer K (2016) Einführung in das Bilanzkreismanagement. Reiner Lemoine Institut, Berlin
17. Haendel M, Klobasa M, Eßer A (2016) Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg. Fraunhofer ISI, Karlsruhe
18. Bertsch J, Schweter H, Sitzmann A, Fridgen G, Sachs T, und Schöpf M (2017) Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität: Status-Quo-Analyse und Metastudie.

- Universität Bayreuth. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/172481/1/Bayreuther-AP-WI-62.pdf>. Abgerufen: 02. Dez. 2020
19. 50Hertz et al. (2016) FAQ Regelleistung. <https://www.regelleistung.net/ext/download/faq>. Abgerufen: 02.Dez. 2020
20. Zeiselmaier A, Bogensperger A, Müller M, Pedraza J, Köppl S (2019) Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 03/2019
21. Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten–AbLaV) in der im Bundesgesetzblatt Teil I veröffentlichten Bekanntmachung vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984)

Rolle der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) – Digitalisierung der Energiewirtschaft

6

6.1 Entwicklung der Bilanzierung im Energiesystem am Beispiel Strom

Mit der Liberalisierung des Strommarktes um das Jahr 2000 gingen die alten Gebietsmonopole der klassischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu Ende. Getrieben von dem gemeinsamen Willen, einen europäischen Strom- und Gasmarkt zu schaffen, wurden die Netzbetreiber schrittweise entflochten und zunehmend (je nach Größe) eigenständig bis hin zur eigentumsrechtlichen Entflechtung neu organisiert. Während zuvor die integrierten Unternehmen (EVU) für den stabilen Netzbetrieb zuständig waren, wurde mit der Abschaffung der geschlossenen Versorgungsgebiete (Konzessionsgebiete) das Bilanzkreissystem (s. Abschn. 6.2.1) eingeführt.

Ab 2002 wurden in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gebildet, ausgehend von den Betriebsbereichen der vier Konzerne Vattenfall Europe Transmission GmbH, EnBW, RWE und E.ON. Im Nord-Osten wurde die 50Hertz zuständig, die bis zum Verkauf in 2010 unter Vattenfall Europe Transmission formierte (s. auch Abb. 6.1). Die drei weiteren ÜNB in Deutschland sind: Amprion, Tennet und Transnet-BW. Ab Sommer 2002 wurden diese für den stabilen Übertragungsnetzbetrieb, also für die Ausgleichs- und Regelenenergiebereitstellung in ihrem Bilanzierungsgebiet (auch Regelzone genannt), zuständig. Eine Bilanzkreisabrechnung dieser Leistungen war damals noch im Aufbau und wurde erstmals vollständig ab dem Jahr 2006 möglich. Danach wurden die monatlichen Abrechnungen nachgeholt, die die vorläufigen durch endgültige Abrechnungen ersetzen. Am 06.11.2007 war das Ziel erreicht. Die heutige Situation des Energiemarkts Deutschland im europäischen Kontext ist in Abb. 6.1 abgebildet.

Parallel setzte mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [1] im Jahr 2000 ein Boom der erneuerbaren Energien in Deutschland ein, der zu einem damit

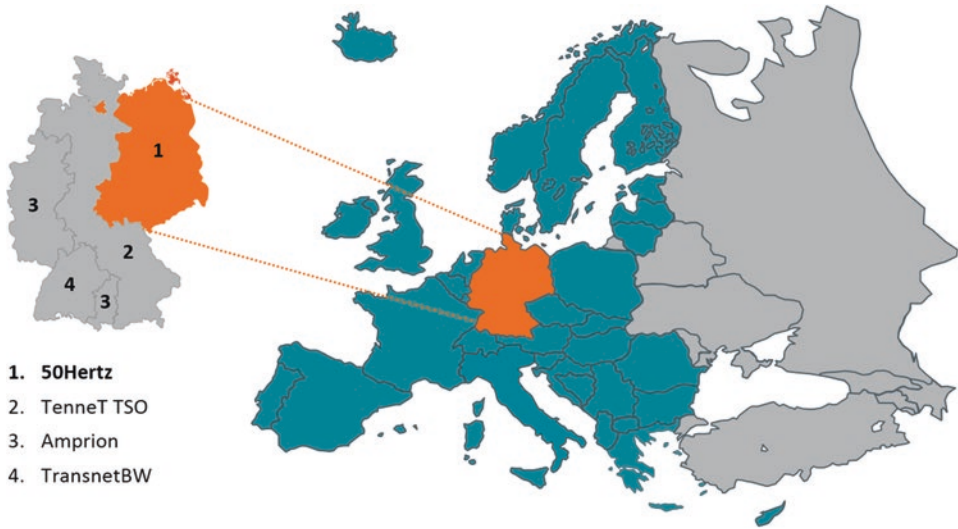


Abb. 6.1 Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und ihre Bilanzierungsgebiete im europäischen Kontext

verbundenen notwendigen Umbau der Übertragungsnetze in Deutschland und Europa führte. In Abb. 6.2 ist der Zuwachs der erneuerbaren Anlagen in Deutschland grafisch dargestellt.

Mit dem Reaktorunglück von Fukushima im Jahre 2011 wurde der beschleunigte Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie besiegelt (vgl. auch Abschn. 1.2). Der Ausbau der Erneuerbaren sowie auch der Netzausbau gewannen weiter an Dynamik. Während im Jahr 2000 etwa 30.000 solcher EE-Anlagen, im Wesentlichen kleine Wind- und PV-Anlagen, in Betrieb waren, sind im Jahr 2018 ca. 1.600.000 solcher Anlagen mit unterschiedlicher Größe und Technologie in Betrieb (s. Abb. 6.2). Dies bedeutet eine mehr als 50-fache Steigerung der Anzahl der Anlagen. Bezogen auf die Leistungsabgabe ist diese Zunahme noch bedeutender und beträgt etwa das 80-fache. Zusätzliche Herausforderung dazu war und ist, die Verbraucherzentren im Süden mit den EE-Quellen (hauptsächlich Windenergie) im Norden zu verknüpfen.

Der Kohleausstiegsbeschluss aus dem Jahre 2019 wird zu einer noch weitergehenden Umstellung auf eine dezentrale Erzeugungslandschaft in Deutschland führen.

Mit den oben genannten Veränderungen in der Einspeisestruktur haben sich auch die Rollen der ÜNB und der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) verändert. In der Vergangenheit waren die meisten Erzeuger direkt an die Übertragungsnetze angeschlossen. Der Strom fließt dann durch die Netze der VNB zu den Kunden. Heute speisen viele Erzeugungsanlagen direkt in die VNB-Netze ein. Das bedeutet, dass dort auch einige Systemdienstleistungen oder Vorleistungen dazu erbracht werden müssen. Abb. 6.3 zeigt einen Vergleich der Rollen auf dem Energiemarkt im alten zentralisierten und neuen dezentralisierten Energiesystem.

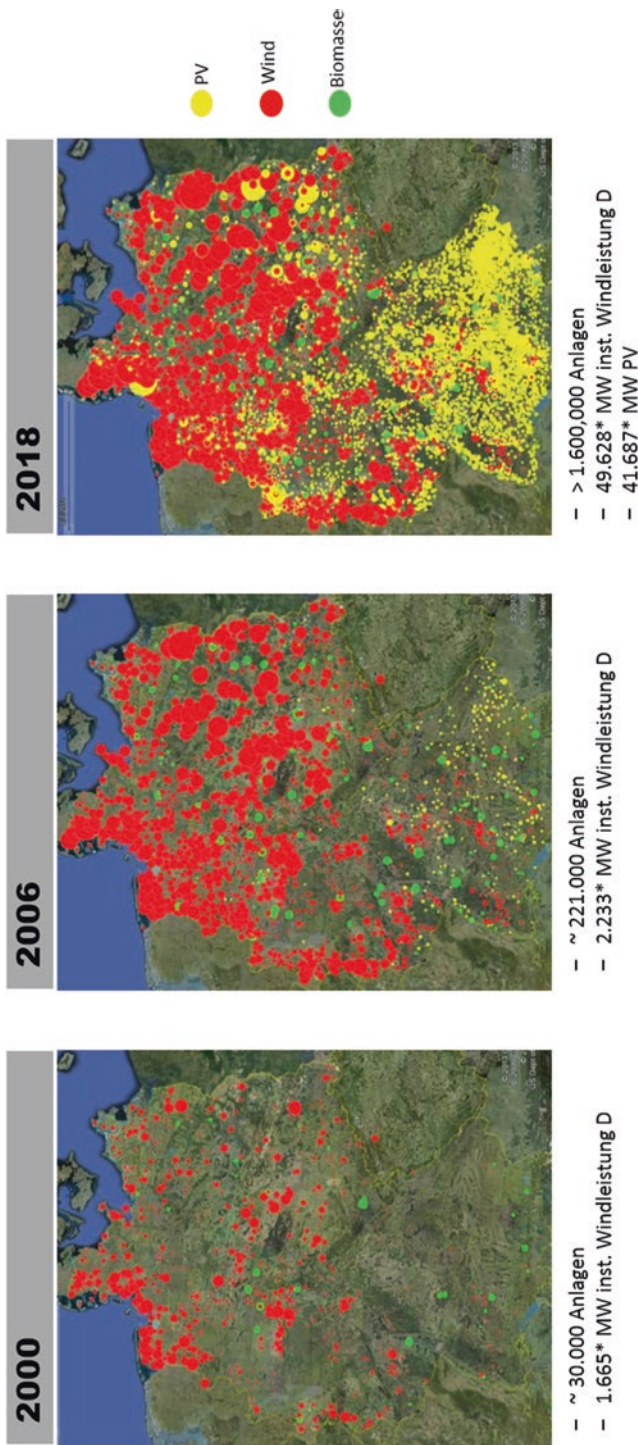


Abb. 6.2 EE-Ausbau in Deutschland zwischen 2000 und heute [15]

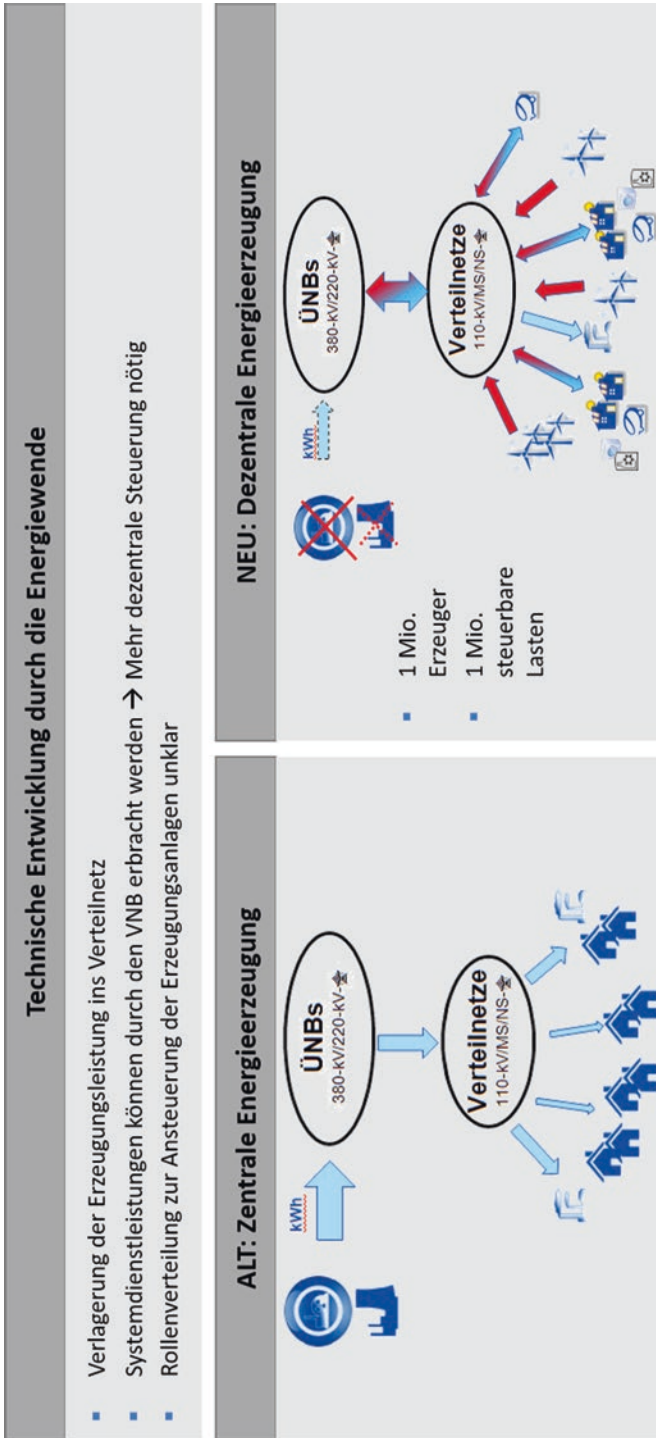


Abb. 6.3 Vergleich der Rollen von VNB-ÜNB am zentralisierten und dezentralisierten Energiemarkt [2]

Die neue, sehr kleinteilige Produktions- und Konsumlandschaft muss nun angemessen berücksichtigt werden. Die neuen intelligenten sog. Smart-Funktionalitäten (Smart-City, -Consumer, -House) erfordern auch die Vernetzung der verschiedenen Teilnehmer am Energiemarkt. Die Digitalisierung des Energiesektors dient diesem Zweck. Sie hebt den Netzbetrieb auf eine neue Ebene: Die Datenerfassung wird zum Geschäftsmodell. Massendaten, ihre Erfassung, Verarbeitung, Qualitätssicherung und sinnvolle Anwendungen stehen nun im Mittelpunkt der Bemühungen der Bilanzkreisverantwortlichen.

Mit intelligenten Zählern (Smart Meter), die eine hochauflösende Messung bis auf Haushaltsebene ermöglichen, wird es möglich sein, Verbrauch und Erzeugung in Echtzeit zu messen oder zu prognostizieren. Die Marktkommunikation (MAKO) zwischen den einzelnen Akteuren im Energiesystem wird ständig weiterentwickelt und definiert. Durch die Bundesnetzagentur wurden im Verwaltungsverfahren MAKO 2020 [3] die Markttrollen der Messstellenbetreiber und Bilanzkreise neu beschrieben. Da die Bilanzierungsverantwortung heute auf viele Partner verteilt ist, ist die sogenannte Bilanzkreistreue unerlässlich. Bilanzkreistreue bedeutet, dass die geplanten Fahrpläne, die meist 24 Stunden im Voraus liegen, eingehalten werden sollen (Soll = Ist). Der ÜNB überwacht die Einhaltung der Bilanzkreistreue und gleicht unerwartete Abweichungen aus, die z. B. durch wetter- oder verbrauchsbedingte Prognosefehler verursacht werden. Beispiele, wie dies konkret erfolgen kann, werden in den folgenden Abschnitten gegeben.

6.2 Aktuelle Bilanzierung für Strom, Gas und Wärmemärkte

6.2.1 Grundlagen der Energiebilanzierung am Beispiel Strom

Die Grundlage für die Energiebilanzierung bildete bis zum Jahre 2019 die MaBiS (BNetzA-Festlegung: Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom) aus dem Jahre 2009. Diese regelt den Austausch bilanzierungsrelevanter Stamm- und Bewegungsdaten im Rahmen der Abwicklung der Bilanzkreisabrechnung. Ziele der Festlegung sind:

- vollständige und randscharfe Zuordnung aller Energiemengen in den Regelzonen/Bilanzierungsgebieten,
- Sicherstellung einer einheitlichen Energiemengenzuordnung über Zählpunkte,
- Erreichung einer qualitativ hochwertigen Bilanzkreisabrechnung (2 Monate nach Liefermonat),
- möglichst gerechte Verteilung des wirtschaftlichen Risikos fehlerhafter Bilanzierungsdaten,
- bundesweit effizientester Austausch von bilanzrelevanten Massendaten.

Die bei der Bilanzierung verwendeten Begriffe sind in der Tab. 6.1 zusammengestellt.

In Tab. 6.2 werden die einzelnen Markttrollen detailliert charakterisiert. Der ÜNB der jeweiligen Regelzone ist auch Bilanzkoordinator (BIKO). Der VNB verknüpft die

Tab. 6.1 Systematik der Begriffe der Bilanzierung nach MaBiS und deren Bedeutung

Begriff	Bedeutung
Anschluss	Verbindung eines Gebäudes mit dem Stromnetz des örtlichen Netzbetreibers; in der Regel ist er auch der Messstellenbetreiber. Das heißt, der Netzbetreiber stellt auch den notwendigen Messzähler zur Verfügung.
Verteilnetzbetreiber	Erbringen der Dienstleistung „Durchleitung von Strom von Produzenten zum Endkunden“.
Messstellenbetreiber	Eigentümer des Stromzählers ist in der Regel das Unternehmen, das den Zähler eingebaut hat und ihn betreibt. Zur Dienstleistung zählt auch das Ablesen des Zählers und die Übermittlung der Daten an Stromlieferant und Netzbetreiber.
Lieferant	Für die Belieferungen der Kunden mit Strom verantwortlich, dabei kann es sich um das Stadtwerk vor Ort oder ein regional bis bundesweit agierendes Unternehmen handeln.
Vertrieb	Vertreibt Strom und gibt ihm einen Preis und ggf. eine Marke.

Tab. 6.2 Die Markttrollen der Marktteilnehmer und deren Hauptaufgaben zur Einhaltung der MaBiS-Regeln

Marktteilnehmer	Marktrolle	Hauptaufgaben
Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	Ausgleichen ¼-h-Bilanz zw. Einspeisung und Entnahme in seinem Bilanzkreis	Minimierung der BK-Abweichung Hohe Prognosegüte; wirtschaftlicher Ausgleich von Abweichungen
Bilanzkreiskoordinator (BiKo)	Ausbilanzierung der Regelzone und Abrechnung jedes Bilanzkreises (inkl. Unterbilanzkreise); Schnittstelle zwischen Marktpartner	termingerechter und vollständiger Empfang; Weiterleitung aller abrechnungsrelevanten Daten
Lieferant (LF)	planmäßige Lieferung der Energie	korrekte Zuordnung der Energiemengen zu Zählpunkten
Verteilnetzbetreiber (VNB)	vollständige Zuordnung der in ihrem Bilanzierungsgebiet befindlichen Energiemengen zu BK und LF	termingerechter Versand der abrechnungsrelevanten Daten

Energiemengen der Kunden mit dem jeweiligen Netzanschlusspunkt. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sorgen mit hoher Prognosegüte für eine ausgeglichene Bilanz in ihren Bilanzkreisen.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass mit der MAKO 2020 auch die zwei neuen Markttrollen der Messstellenbetreiber (MSB) und der ÜNB eingeführt wurden. Diese Rollen waren grundsätzlich im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende von 2016

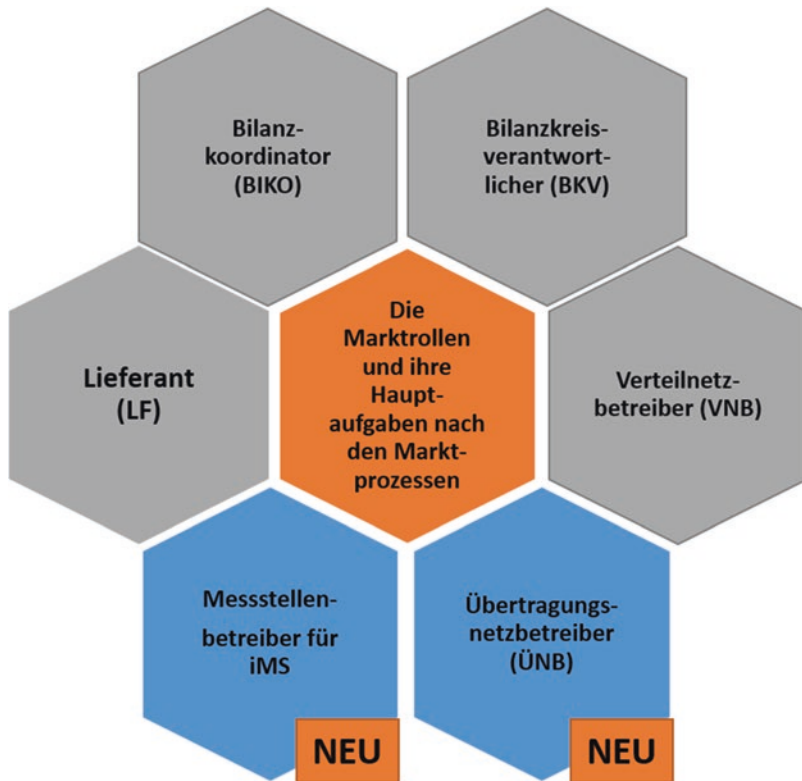


Abb. 6.4 Markttrollen in der digitalen Energiewirtschaft nach MAKO 2020 [15]

beschrieben und werden auch später im Text genauer erläutert. Das Zusammenspiel der Markttrollen ist schematisch in Abb. 6.4 dargelegt.

Der Grundbegriff in der MAKO-konformen Marktgestaltung ist der Bilanzkreis. Das Konzept der Bilanzkreise umfasst die Verpflichtung der Netzbetreiber zur viertelstündlichen Messwertbereitstellung jeder eingespeisten und ausgespeisten Strommenge in kWh für ihre metrologisch abgegrenzten Bilanzkreise. Theoretisch wäre es möglich, die Bilanzierung in einem kürzeren Zeitraster, z. B. im Minutenraster, wie es bei der Mobilfunkabrechnung der Fall ist, durchzuführen, dies ist aber derzeit nicht notwendig, da die Bilanzierungsvorgänge in den elektrischen Netzen eine Konstante von Minuten haben können und die vollständige Bilanzierung der Regionen in einem Zeitraum von 24 Stunden geplant und durchgeführt wird (in Gasnetzen sind die Energiemengen stündlich erfasst, da die Gassysteme noch größere Trägheit haben).

Abb. 6.5 zeigt charakteristische Merkmale einer Bilanzgruppe in Form eines Stromseemodells. Der Bilanzkreis ist für den Ausgleich und die Abrechnung des Stromhandels zwischen Lieferanten (EEG-Anlagen, Kraftwerke, Händler, s. auch Abb. 6.5) und verschiedenen Kunden zuständig.

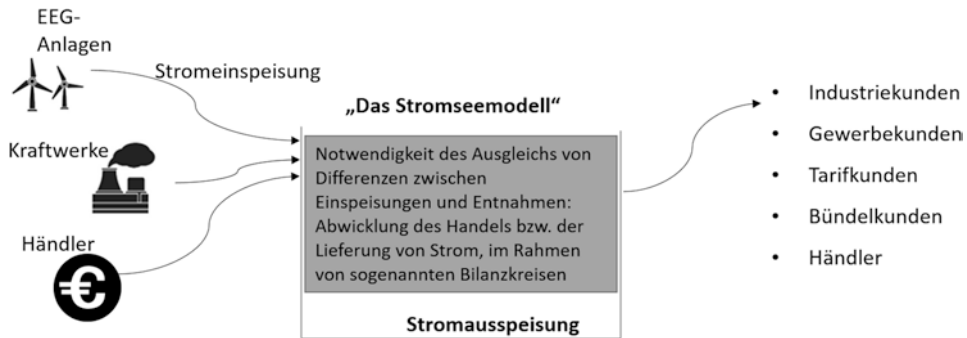


Abb. 6.5 Charakteristiken eines Bilanzkreises: das Stromseemodell

Der Bilanzkreis ist ein virtuelles Gebilde, das die Grundlage für die Teilnahme am Stromhandelsmarkt bildet und eine geordnete Versorgung der Endverbraucher mit Strom ermöglicht. Sie verbindet die virtuelle Welt des Stromhandels mit der physischen Welt der Energieversorgung und bietet damit den Kunden der Bilanzkreisverantwortlichen die Möglichkeit, alle tatsächlichen (physischen) Ein- und Ausspeisungen innerhalb einer Regelzone auszugleichen. Beispielhaft werden in Abb. 6.6 die Bilanzkreis-kunden des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH aufgeführt.

Abb. 6.6 zeigt, dass ein Bilanzkreisverantwortlicher mehrere Bilanzkreisverträge abschließen kann, z. B. für Großkunden, EEG-Anlagen etc. Weiterhin ist ersichtlich, dass nicht alle Kunden in der Regelzone angesiedelt sein müssen. Die 50Hertz ist an der Bilanzierung von 1951 deutschen und 122 internationalen Bilanzkreisen beteiligt, was die Vielfalt und Bedeutung dieser Aufgabe verdeutlicht.

Der Abschluss eines Bilanzkreisvertrages mit einem deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist die Grundlage für die Teilnahme am deutschen Strommarkt. Diese Möglichkeit besteht auch für ausländische Kunden, wie in Abb. 6.6 vorgestellt. Ein Bilanzkreisverantwortlicher muss den von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgegebenen Standardvertrag mit dem ÜNB abschließen. Der ÜNB ist gesetzlich verpflichtet, mit jedem Interessenten einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen, wenn er die folgenden Bedingungen erfüllt:

- umfangreiches Kontaktblatt, das die zuständigen Personen und deren Kontakte benennt, ist vollständig ausgefüllt und abgegeben,
- ein EIC für den jeweiligen Bilanzkreis (BK) liegt vor (Energy Identification Codes (EIC) sind 16-stellige Identifikationsnummern, welche einem von ENTSO-E entwickelten europäischen Standard entsprechen und im elektronischen Datenaustausch verwendet werden; APCS vergibt EIC für Unternehmen mit Firmensitz in Österreich für die Marktsegmente Strom und Gas, in Deutschland macht dies der BDEW),
- Kunde besitzt Marktpartner-ID (die Marktpartneridentifikationsnummer (MP-ID), auch BDEW-Codenummer genannt, ist für den deutschen Strommarkt, gemäß den

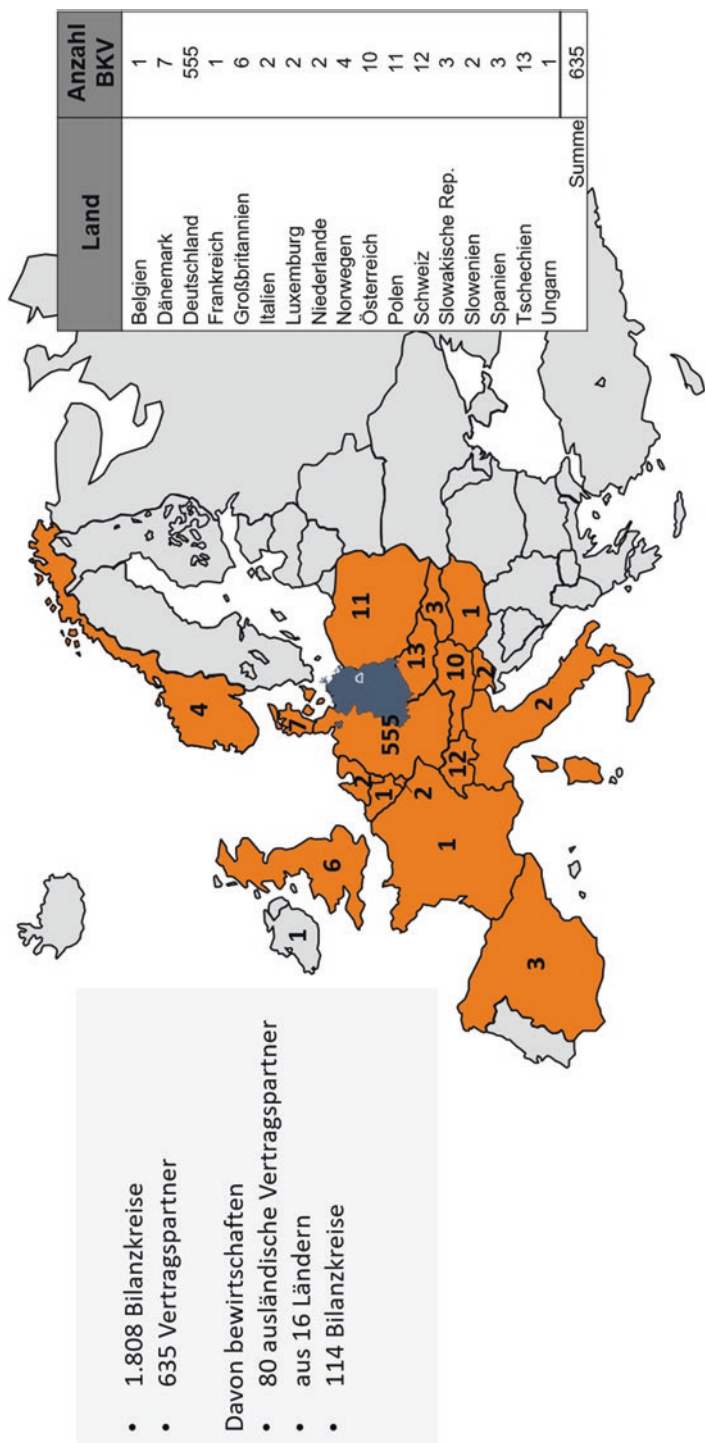


Abb. 6.6 Bilanzkreiskunden der 50Hertz Transmission GmbH, Stand 01.03.2018

allgemeinen Festlegungen der EDI@Energy, notwendiger Identifikator; mit ihr kann jeder Marktteilnehmer und seine jeweilige Rolle im Markt eindeutig identifiziert werden).

Der ÜNB wacht über die Erfüllung der Pflichten aus dem Bilanzkreisvertrag. Die Sanktionsmöglichkeiten des ÜNB gegenüber den Bilanzkunden werden von der BNetzA geregelt und gelten als eingeschränkt. Aus diesem Grund haben die ÜNB ein umfassendes Risikomanagementsystem eingeführt, um sicherzustellen, dass Schäden für die Allgemeinheit, die durch Insolvenzen oder Bilanzkreisbetrug entstehen, so weit wie möglich minimiert werden. Zu den Angaben, die für das Risikomanagement benutzt werden, gehören:

- Bonitätsprüfung des Vertragspartners,
- Analyse der Geschäftsberichte,
- Prüfung des Handelsregisters,
- Sicherheitsleistungen.

Der Vertrag kann durch ÜNB gekündigt werden, insbesondere wenn

- in dem jeweiligen Bilanzkreis über drei Monate kein energetischer Umsatz stattgefunden hat,
- zum wiederholten Mal signifikante Bilanzkreisabweichungen (Prognosepflichtverletzungen) im Bilanzkreis des BKV verursacht worden sind,
- geforderte Sicherheiten nicht gestellt worden sind,
- Bilanzkreisabrechnungen nicht bezahlt werden.

Aus der Erfahrung kann man sagen, dass die Zahlungsmoral der Bilanzkreise i. d. R. sehr gut ist, was nicht zuletzt auf die Möglichkeit der fristlosen Kündigung zurückzuführen ist.

Am 12.04.2019 genehmigte die BNetzA einen neuen Bilanzkreisvertrag (BKV), den die vier deutschen ÜNB mit den Marktteilnehmern und Verbänden umfangreich konsultiert hatten. Die ÜNB bekamen das Recht zur eigenen Konsultation erst durch die Umsetzung der EU-Verordnung aus dem Jahre 2018 zum Systemausgleich im Elektrizitätssystem. Dies beendete eine fast sechsjährige Diskussion zwischen Verbänden, BNetzA und ÜNB. Ausgangspunkt für die Beantragung eines neuen BKV war ursprünglich u. a. ein BK-Betrugsfall in zweistelliger Millionenhöhe im Frühjahr 2013. Im Zuge dessen hatten einige ÜNB auch eine Ordnungsmäßigkeitsprüfung im BK-Management durchgeführt. Jeder ÜNB schafft die Voraussetzungen, um Unregelmäßigkeiten in der Bilanzkreisabrechnung präventiv zu verhindern. Insolvenzen stellen für die Allgemeinheit der Kunden ein hohes Risiko dar.

Der neue Bilanzkreisvertrag sollte ursprünglich bis zum 01.05.2020 eingeführt sein. Da während der Covid-19-Pandemie 2020 erschwerte Bedingungen herrschten, teilweise war der Zugang zu den Unternehmen nicht möglich, verlängerte die BNetzA die Frist bis zum

01.08.2020. Bis zu diesem Zeitpunkt erhielten alle Kunden einen neuen Vertrag. In den Unternehmen wurde dieser Umstand auch zum Anlass genommen, über die weitere und damit vollständige Digitalisierung dieser Vertragsbeziehung zu sprechen.

Folgende Veränderungen wurden im neuen BKV durchgesetzt:

1. Pflicht für die Deklaration von Energiemengen und Leistungen.
2. Änderungen im Fahrplanmanagement:
 - Day-Ahead,
 - Intraday,
 - Day-After und Urgent Call,
 - Verschlüsselung & Signierung.
3. Vertragsumstellung und Änderungen im Vertragsmanagement.
4. Anpassung der Berechnungsmethodik für Sicherheitsleistungen.
5. Einführung eines Sanktionsmechanismus bei wesentlichen Vertragsverletzungen.

Insbesondere der Sanktionsmechanismus, der das zuverlässige Funktionieren des Energiemarktes überwachen und schützen soll, hat im BKV einige Bedeutung erlangt. Das Abmahnverfahren wird in Abb. 6.7 grafisch dargestellt.

Vom Pflichtverstoß bis zur außerordentlichen Kündigung führte schon immer ein weiter Weg. Um rechtssicher eine Kündigung auszusprechen, mussten in der Vergangenheit viele Hürden genommen werden. Einerseits soll der Markt für alle leicht zu erreichen sein, andererseits ermöglichten die zu schwachen Regeln, dass unseriöse Anbieter künstlich ihre wirtschaftliche Tätigkeit fortführen konnten. Die Kunden von Teldafax, Flexstrom und Care-Energy, um nur die prominentesten Fälle zu bemühen, hatten darunter zu leiden. Insoweit scheint nun ein früheres Eingreifen gemäß neuem BKV sinnvoll zu sein.

Unregelmäßigkeiten bei der Erfüllung der BKV-Pflichten können zur Gefährdung der Systemstabilität und auch zur Verteuerung der Energie führen. In Abb. 6.8 werden Strombilanzungleichgewichte aus gewählten Tagen in Juni 2019 dargestellt.

An diesen Tagen ist es mehrfach zu erheblichen Ungleichgewichten (rote gestrichelte Linie in Abb. 6.8) aufgrund von Fahrplanabweichungen im Energiesystem gekommen. Die von den ÜNB vorgesehenen Regelreserven waren ausgeschöpft und ein maßgeblicher Zukauf von zusätzlichen Reserven verursachte erhebliche Kosten. Als Konsequenz mussten sich Verursacher gegenüber der BNetzA erklären und wurden abgemahnt. Infolgedessen wurden die Verfahren, die zur Überwachung der Bilanzkreistreue vorgesehen waren, weiter modifiziert. Die ÜNB erhalten von dem Regulator (BNetzA) weitergehende Rechte zum zeitnahen Datenempfang über die registrierende Lastflussmessung (rLM), die zum April 2020 umgesetzt ist. Diese Rechte ermöglichen kurzfristige Analysen der Bilanzkreistreue durch die vier ÜNB, die Einleitung von optimalen Maßnahmen zur Verhinderung von Manipulationen und führen zu einer höheren Disziplin im Elektroenergiesystem. Die in Abb. 6.9 dargestellten Lastkurven zeigen, dass zu analysierten Zeiten zwischen geringen Regelarbeitspreisen (zur Bilanzkreisausregelung) und hohen Börsenpreisen spekuliert wurde. Einfach gesprochen wurden die Bilanzkreise teilweise nicht op-

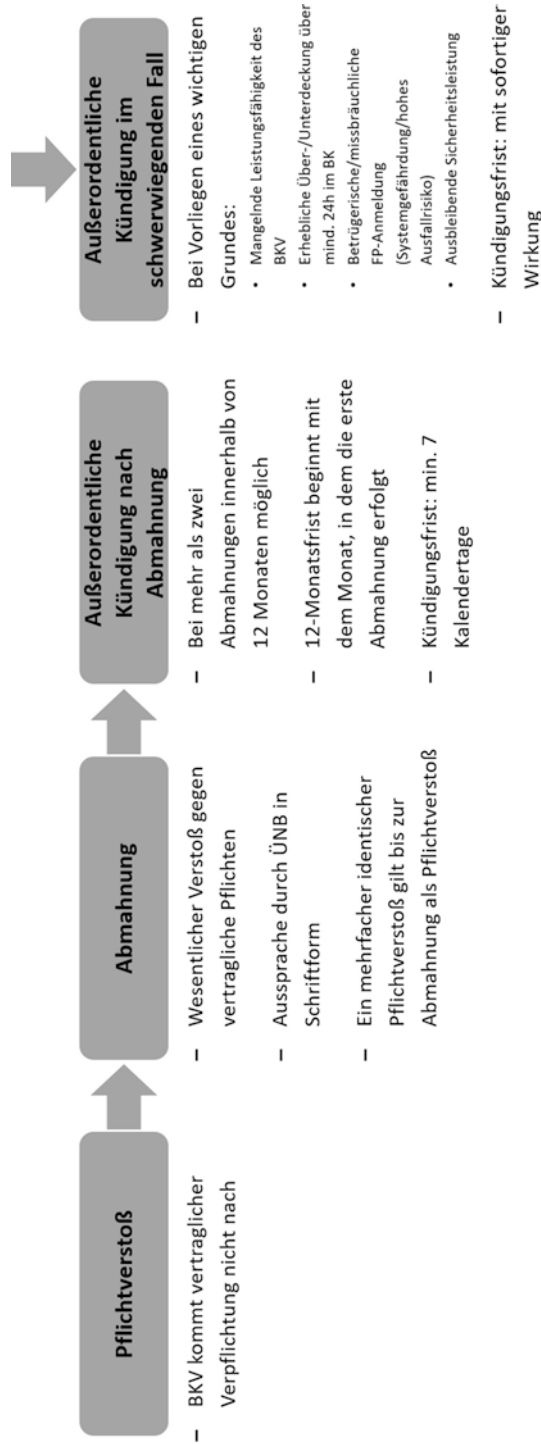


Abb. 6.7 Der Abmahnungsmechanismus des neuen Bilanzkreisvertrages nach dem § 20 des BKVs [15]

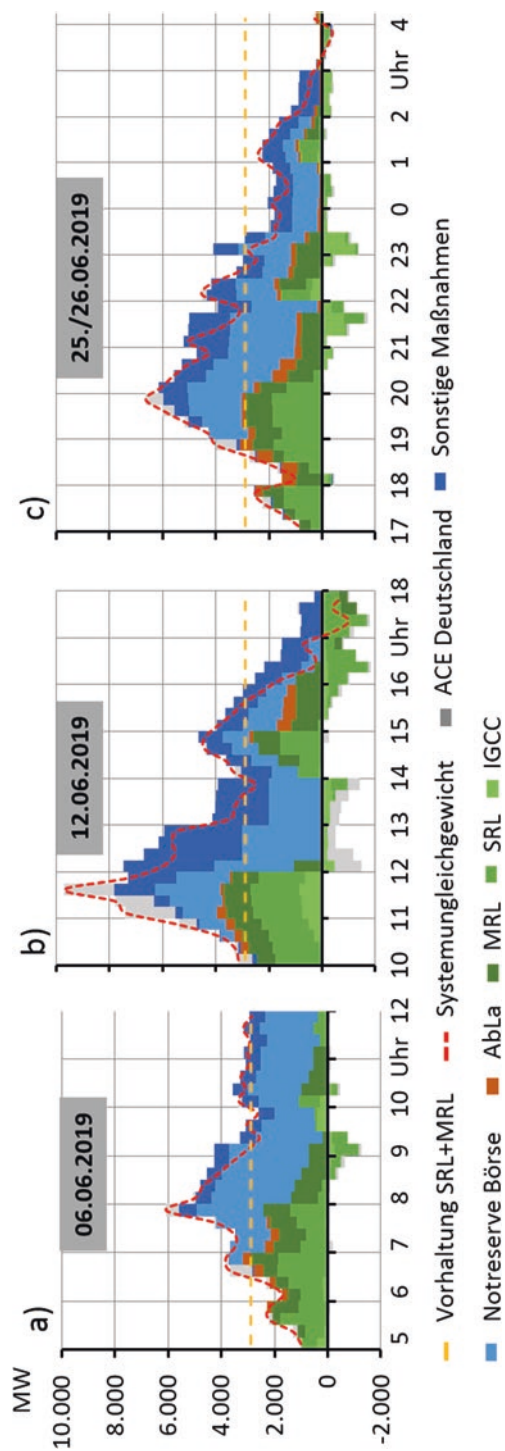


Abb. 6.8 Massive Abweichungen der Systembilanz im Juni 2019, u. a. verursacht durch Bilanzkreisverantwortliche. (a) und (b) 06.06.2019 und 12.06.2019: erhöhte Unsicherheit in der Prognose für Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Marktreaktionen der BKVs auf hohe Intraday-Preise (zeitliche Korrelation zw. hohen ID-Preisen und BKV-Abweichungen); (c) 25.26.2019: keine signifikanten EE-Prognoseabweichungen bekannt, jedoch Marktreaktionen der BKVs auf hohe Intraday-Preise (zeitliche Korrelation zw. hohen ID-Preisen und BKV-Abweichungen) [15]

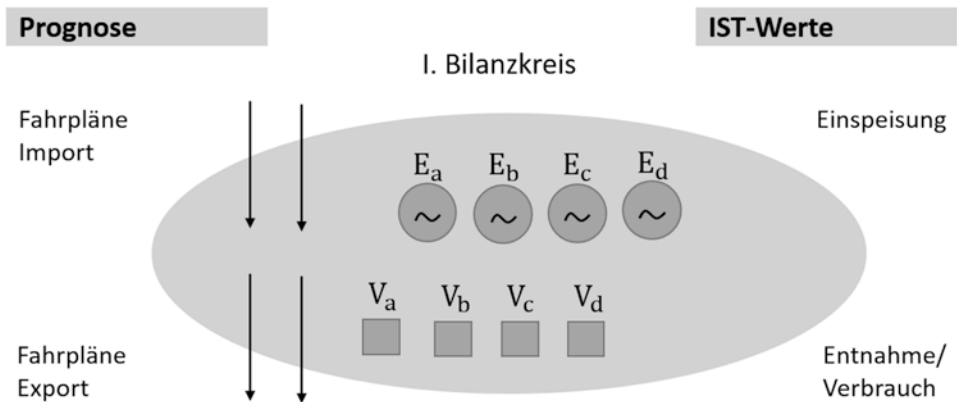


Abb. 6.9 Der Ausgleich innerhalb eines Bilanzkreises, Ausgleichschritt 1: Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen innerhalb eines Bilanzkreises

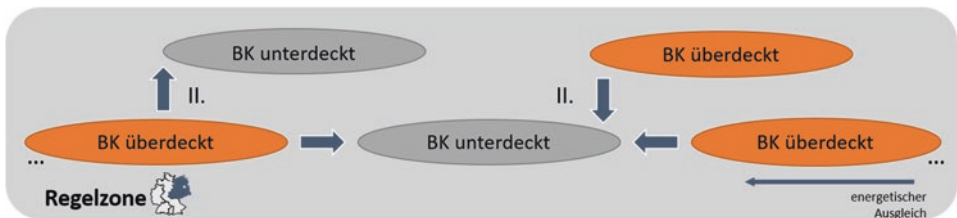


Abb. 6.10 Das Zusammenspiel unter- und überdeckter Bilanzkreise, Ausgleichschritt 2: anteiliger Ausgleich von über- und unterdeckten Bilanzkreisen

timal gefahren (bewirtschaftet) und der eigentlich dafür vorgesehene Strom teuer verkauft. Die ÜNB hatten Mühe, die Defizite über Notkäufe zu decken, um im europäischen Energiesystem die Frequenz von 50Hertz zu halten (fällt die Erzeugung unter den Bedarf, sinkt die Frequenz).

Die Bilanzkreisbewirtschaftung basiert auf klaren Grundsätzen. In einem Bilanzkreis kann es, wie schon angeführt, sowohl Erzeugung als auch Verbrauch geben (Abb. 6.9). Über die Bilanzierung von Fahrplänen, die für die Erzeuger und Verbraucher getrennt erstellt werden, wird für jeden BK ein Import oder Export von Strom prognostiziert und angemeldet. Bei einer ausgeglichenen Bilanz eines BK ist der externe Austausch logischerweise gleich Null.

Im Zusammenspiel kann es für die Bilanzkreise der Regelzone 50Hertz jeweils eine Unterdeckung oder Überdeckung geben (Abb. 6.10). Im besten Falle ist die Summe der Fahrpläne (Plan) gleich der Summe in der Realität (Ist). Das System wäre ausgeglichen und keine Ausgleichsenergie wäre notwendig.

Dieses theoretische Denkmodell tritt in der Praxis sehr selten auf. Wie Abb. 6.11 zeigt, ist jeder ÜNB für den Restausgleich der Ungleichgewichte für seine Regelzone zuständig. Im Normalfall greifen bei Ungleichgewichten automatisch Primär-, Sekundär- und dann

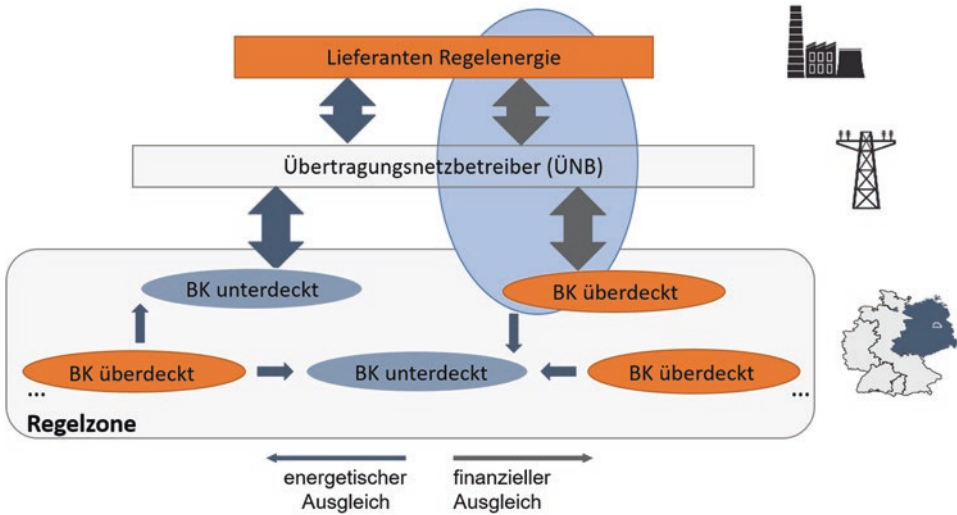


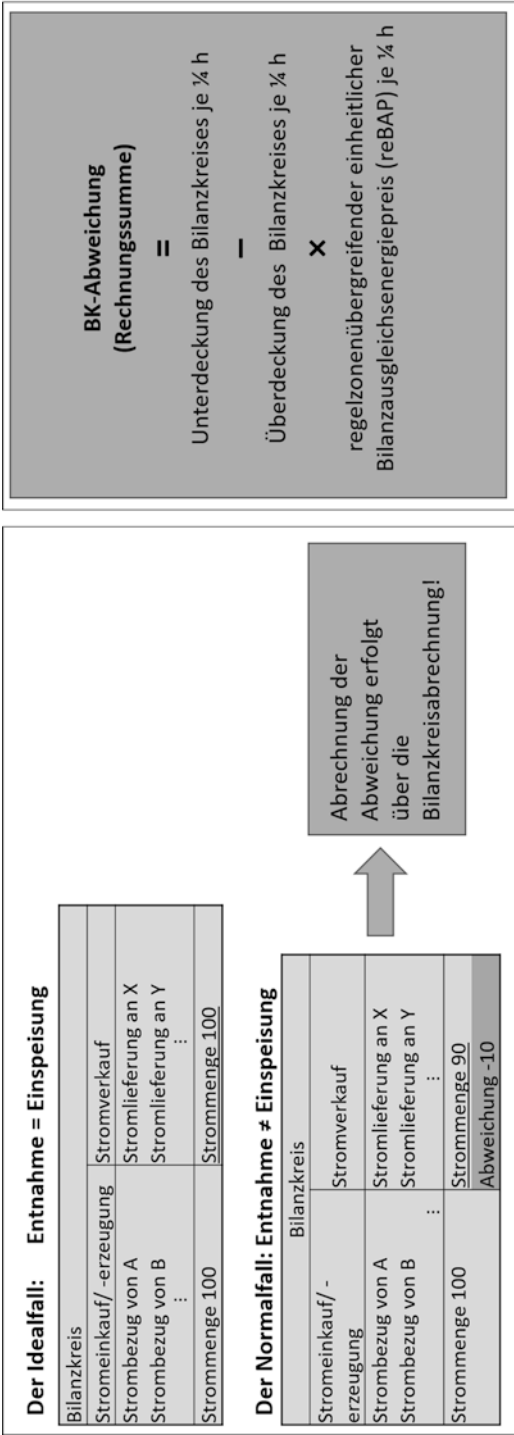
Abb. 6.11 Der ÜNB sorgt in der Regelzone für den Restausgleich, Ausgleichschritt 3: Restausgleich der zwischen allen Einspeisungen und Entnahmen noch verbleibenden Abweichungen durch ÜNB

händisch die Tertiärregelungen ein und führen das Ist-Saldo der Regelzone auf den jeweiligen Planwert zurück (bei 50 Hertz Netzfrequenz).

Die ÜNB halten ausreichend Regelleistung für den Bilanzausgleich vor. Diese wird über eine Plattform europaweit ausgeschrieben. Die Vorhaltung der Regelleistung wird über die Netznutzungsentgelte der ÜNB auf alle Netzkunden gewälzt. Die genutzte Regelleistung wird verursachungsgerecht den einzelnen Bilanzkreisen zugeordnet und abgerechnet. Prinzip ist: Wer den Ausgleich unterstützt, erhält eine Zahlung, wer gegenläufig arbeitet, zahlt dafür. Das ist die Basis der Bilanzkreisabrechnung.

Der regelzonenübergreifende Bilanzausgleichspreis (reBAP) soll motivieren, systemdienlich zu arbeiten und möglichst wenig Regelleistungsaktivierung zu verursachen. Fundamentale Ereignisse im Strommarkt, Machinationen sowie u. a. negative Preise an der Börse führen dazu, dass der reBAP ereignisbedingt angepasst wird. Es gibt tatsächlich eine Lernkurve. Abb. 6.12 zeigt schematisch den Abrechnungsmechanismus des Bilanzausgleiches. Die Abweichung je ¼ Stunde wird mit dem jeweiligen Wert des reBAP multipliziert und für den Monat vorzeichengerecht aufsummiert. Es ist kein Geheimnis, dass der aufgezeigte Idealfall, sprich absolute Ausbalanzierung, äußerst selten vorkommt.

Ein Grund für die hohen Risiken bei der Bilanzkreisabrechnung sind die langen Fristen der Abrechnung. Nach einer Phase der vorläufigen Abrechnung folgt eine Phase des Clearings, also der Überprüfung. Die endgültige Bilanzkreisabrechnung erfolgt erst nach 8 Monaten. In Abb. 6.13 ist der zeitliche Verlauf der Abrechnungsschritte und in Abb. 6.14 die beispielhafte Visualisierung der jährlichen Bilanzkreisabrechnung (Jahreskalender) dargestellt.



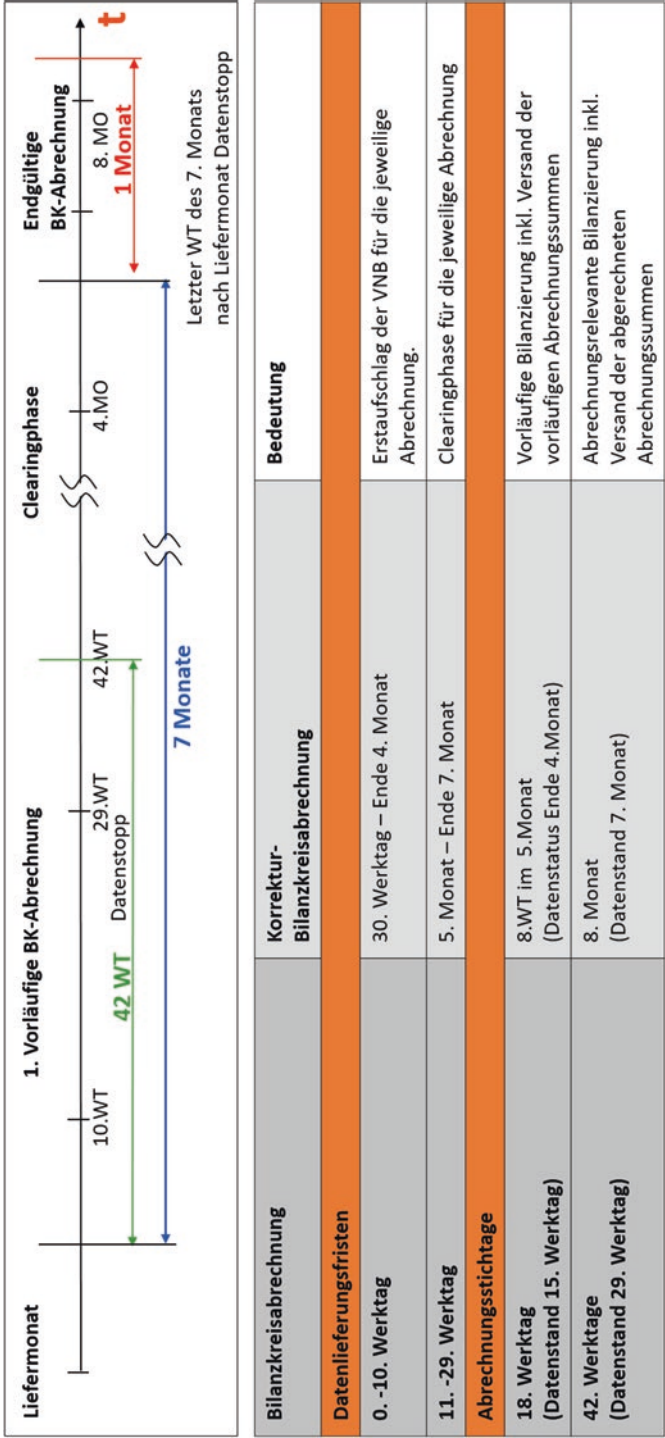


Abb. 6.13 Fristen in der Bilanzkreisabrechnung [15]

Dezember 2020			Januar 2021			Februar 2021		
01.12.2020	1 Di	ABO 4. Mo (07/2020)	01.01.2021	1 Fr	Neujahr	01.02.2021	1 Mo	5 ABO 4. Mo (09/2020)
02.12.2020	2 Mi		02.01.2021	2 Sa		02.02.2021	2 Di	
03.12.2020	3 Do		03.01.2021	3 So		03.02.2021	3 Mi	42. WT (11/2020)
04.12.2020	4 Fr		04.01.2021	4 Mo	3 ABO 4. Mo (08/2020)	04.02.2021	4 Do	
05.12.2020	5 Sa		05.01.2021	5 Di	42. WT (10/2020)	05.02.2021	5 Fr	DV 4. Mo (09/2020)
06.12.2020	6 So		06.01.2021	6 Mi	Heilige Drei Könige	06.02.2021	6 Sa	
07.12.2020	7 Mo	50 DV 4. Mo (07/2020)	07.01.2021	7 Do		07.02.2021	7 So	
08.12.2020	8 Di	ABO KKA (04/2020)	08.01.2021	8 Fr		08.02.2021	8 Mo	6
09.12.2020	9 Mi		09.01.2021	9 Sa		09.02.2021	9 Di	
10.12.2020	10 Do		10.01.2021	10 So		10.02.2021	10 Mi	
11.12.2020	11 Fr		11.01.2021	11 Mo	2 DV 4. Mo (08/2020)	11.02.2021	11 Do	ABO KKA (06/2020)
12.12.2020	12 Sa		12.01.2021	12 Di		12.02.2021	12 Fr	10. WT BG (01/2021)
13.12.2020	13 So		13.01.2021	13 Mi		13.02.2021	13 Sa	
14.12.2020	14 Mo	10. WT (11/2020)	14.01.2021	14 Do		14.02.2021	14 So	
15.12.2020	15 Di	51 30. WT (10/2020)	15.01.2021	15 Fr	ABO KKA (05/2020)	15.02.2021	15 Mo	7 30. WT (12/2020)
16.12.2020	16 Mi	12. WT BK (11/2020)	16.01.2021	16 Sa		16.02.2021	16 Di	12. WT BK (01/2021)
17.12.2020	17 Do		17.01.2021	17 So		17.02.2021	17 Mi	Rg. KKA (06/2020)
18.12.2020	18 Fr	34. WT (10/2020)	18.01.2021	18 Mo	3 30. WT (11/2020)	18.02.2021	18 Do	
19.12.2020	19 Sa		19.01.2021	19 Di		19.02.2021	19 Fr	34. WT (12/2020)
20.12.2020	20 So		20.01.2021	20 Mi		20.02.2021	20 Sa	
21.12.2020	21 Mo	52 ABO 30/34. WT (10/2020)	21.01.2021	21 Do	12. WT BK (12/2020)	21.02.2021	21 So	
22.12.2020	22 Di	ABO 15. WT (11/2020)	22.01.2021	22 Fr	Rg. KKA (05/2020)	22.02.2021	22 Mo	8 ABO 30/34. WT (12/2020) Abo 15. WT (01/2021)
23.12.2020	23 Mi		23.01.2021	23 Sa	34. WT (11/2020)	23.02.2021	23 Di	
24.12.2020	24 Do	Heiligabend	24.01.2021	24 So		24.02.2021	24 Mi	DV 18. WT (01/2021)
25.12.2020	25 Fr	1. Weihnachtstag	25.01.2021	25 Mo	4 ABO 30/34. WT (11/2020)	25.02.2021	25 Do	
26.12.2020	26 Sa	2. Weihnachtstag	26.01.2021	26 Di	15. WT (12/2020)	26.02.2021	26 Fr	20. WT reBAP (01/2021)
27.12.2020	27 So		27.01.2021	27 Mi	Abo 15. WT (12/2020)	27.02.2021	27 Sa	
28.12.2020	28 Mo	53 DV 18. WT (11/2020)	28.01.2021	28 Do	DV 18. WT (12/2020)	28.02.2021	28 So	
29.12.2020	29 Di		29.01.2021	29 Fr				
30.12.2020	30 Mi	24. WT reBAP (11/2020)	30.01.2021	30 Sa				
31.01.2020	31 Do	Silvester	31.01.2021	31 So				

Abb. 6.14 Ein Jahr in der Bilanzkreisabrechnung [15]

Es ist klar zu sehen (Abb. 6.14), welcher Aufwand betrieben wird, um die Abrechnungsergebnisse rechtlich sicher durchzusetzen. Hierbei werden abrechnungsrelevante Termine erfasst, die für die Betriebsorganisation (Personaleinsatz, IT-Ressourcen, Releasewechsel etc.) wichtig sind. Durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [4] und als Konsequenz aus den beschriebenen Ereignissen vom Juni 2019 erhalten die ÜNB nun ab April 2020, zeitnah, umfangreiche Daten aus den Messsystemen und können damit schneller kritische Situationen identifizieren, analysieren, Schlussfolgerungen ziehen und notwendige Maßnahmen ergreifen (Näheres dazu im folgenden Abschn. 6.2.2).

In anderen Ländern erfolgt die Bilanzkreisabrechnung nach anderen Regeln. So wird in Tschechien z. B. ein System mit Vorkasse verfolgt. Der Bilanzkreis wird am Folgetag vorläufig abgerechnet.

6.2.2 Messstellenbetrieb: Rolle des Smart-Meter-Rollouts

Der Messstellenbetrieb stellt eine moderne und zuverlässige Messung und Zählung im Energiesystem sicher. Kommerzielle Energielieferungen werden über Zählung abgerechnet. Sie haben eine Schlüsselbedeutung für den Cashflow im Unternehmen (z. B. beim ÜNB, VNB, Erzeugungsunternehmen). Im Zuge der Energiewende nimmt die Vielfalt der gemessenen Objekte zu. Außer den Erzeugern und Verbrauchern müssen heute auch neue Kunden wie z. B. Energiespeicher und Prosumer abgerechnet werden.

Unterschieden wird zwischen dem grundzuständigen (gMSB) und dem wettbewerblichen Messstellenbetrieb wMSB [5]. Der gMSB bedient die eigenen, unmittelbaren Netzanschlüsse (für den ÜNB sind das die Anschlüsse zu den angeschlossenen VNB, Kraftwerken, Kundenanlagen). Der wMSB kann beliebigen Kunden Messdienstleistungen anbieten. Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland ist diese Dienstleistung seit 2008 möglich.

In den vergangenen Jahrzehnten erfolgte der Übergang von der hergebrachten Technik, registrierende Lastflussmessung ab Mittelspannung und Ferrariszähler in der Niederspannung und im Haushalt, zu modernen Smart-Meter-Systemen. Dadurch entstehende digitale Infrastruktur soll zukünftig eine Vernetzung aller Akteure auf dem Energiemarkt im Sinne des Smart-Grid-Konzepts ermöglichen und eine hohe Effizienz des Energiesystems gewährleisten. Erzeuger, Speicher und flexible Verbraucher müssen über eine schnelle, sichere Kommunikationsverbindung verfügen, die für große Volumen massendatentauglich und standardisiert ist.

In der EU gibt es einen differenzierten Stand beim Smart-Meter-Rollout. In Abb. 6.15 sind der Stand und die Pläne für den Einsatz von Smart Metern in Europa aufgeführt. Es wird gezeigt, dass es auch Länder gibt, die bislang keinen Smart-Meter-Einsatz planen.

In Deutschland wurden schon in den 2000er-Jahren Smart Meter getestet. Ein breiter Rollout erfolgte aus Kostengründen jedoch nicht. Insbesondere die Vorteile für den Kunden, der die Kosten tragen soll, waren nicht überzeugend. In anderen Ländern mit z. B. einem hohen Anteil an Stromdiebstahl erfolgte ein frühzeitiger Einsatz dieser neuen Messtechnik.

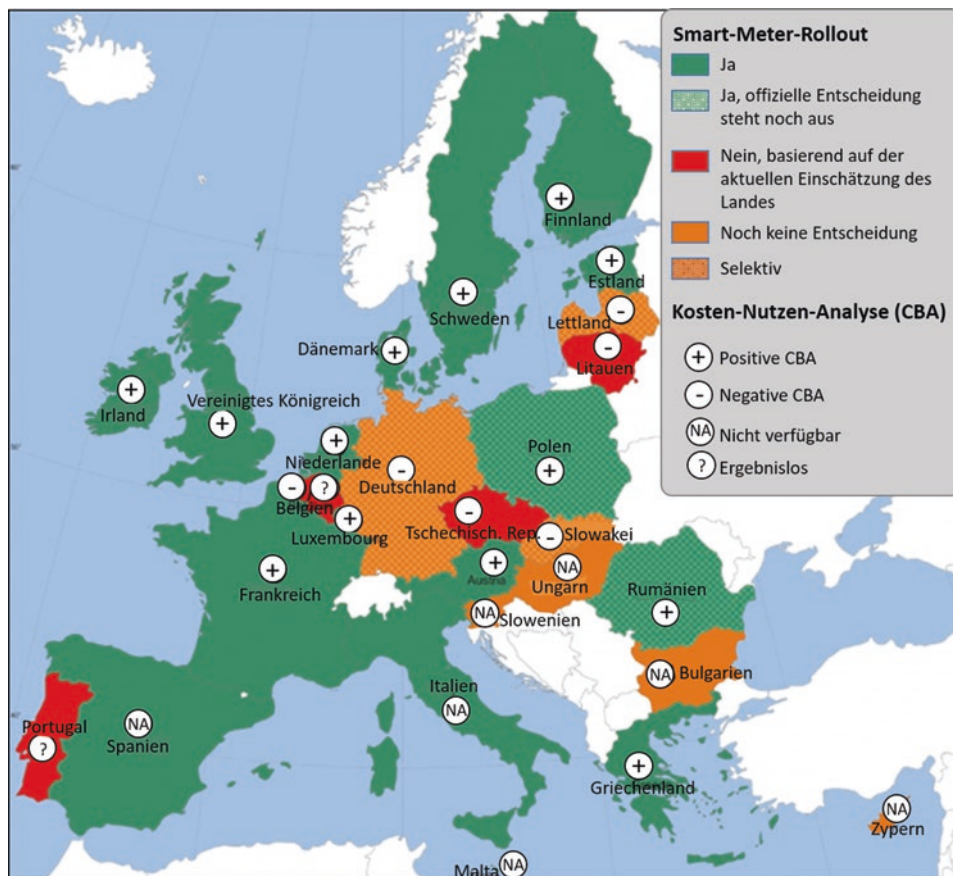


Abb. 6.15 Der Smart Meter Rollout in der EU, Stand 08.06.2020 [13]

Mit dem 3. EU-Binnenmarktpaket wurde auch die Energieeffizienzrichtlinie 2009/72/EG erlassen [6], die jedem Mitgliedsstaat eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse erlaubte. Diese wurde für Deutschland durch die Firma Ernst&Young GmbH durchgeführt und in 2012 vorgelegt. Danach wurde ein gestaffelter Einbau von Smart Metern empfohlen. Dies reflektiert das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende von 2016. Die regulatorischen Zusammenhänge im zeitlichen Verlauf gibt Abb. 6.16 wieder.

Mit der Zertifizierung von drei Smart-Meter-Gateways als Voraussetzung des Rollouts konnte dann im Winter 2020 mit der geplanten Umstellung gestartet werden.

Man benutzt gemäß der Rollout-Systematik folgende Messsystemanordnung:

Moderne Messeinrichtung + Smart – Meter – Gateway = intelligentes Messsystem

Ein modernes Messsystem kann eine registrierende Leistungsmessung (rLM) oder ein digitaler Zähler sein. Ein Smart-Meter-Gateway wandelt die gemessenen Daten in die Kommunikationsprotokolle und ist für die Verbindung zwischen Marktakteuren verantwortlich. In Abb. 6.17 sind die dazu genutzten Geräte dargestellt.

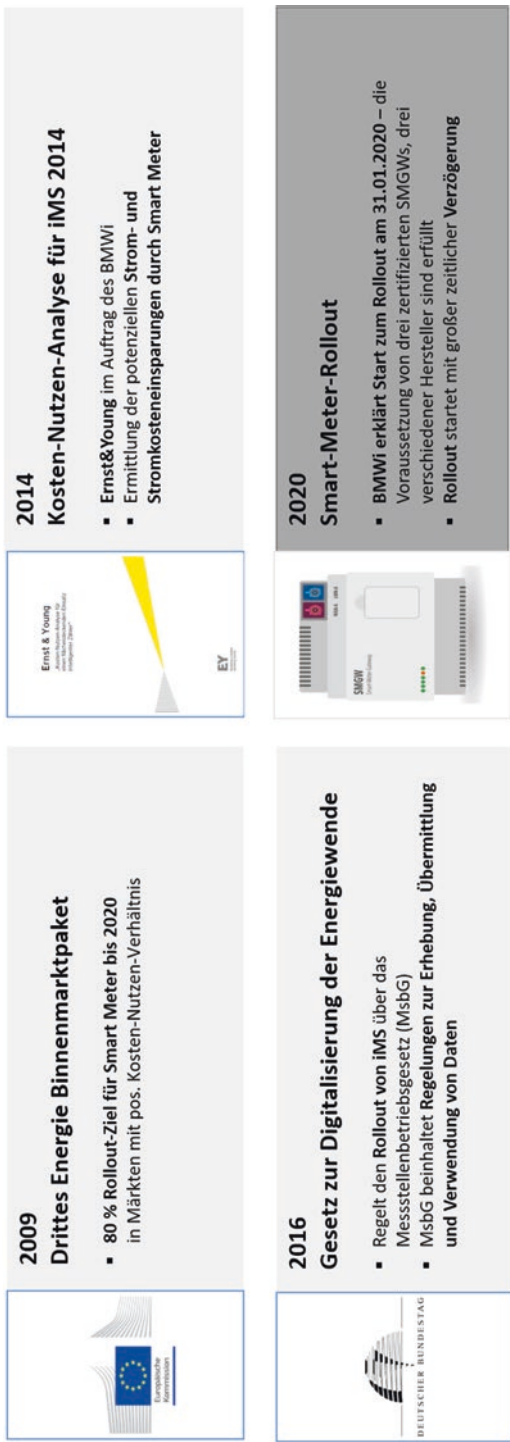


Abb. 6.16 Der regulatorische Rahmen als Treiber für den Smart-Meter-Rollout

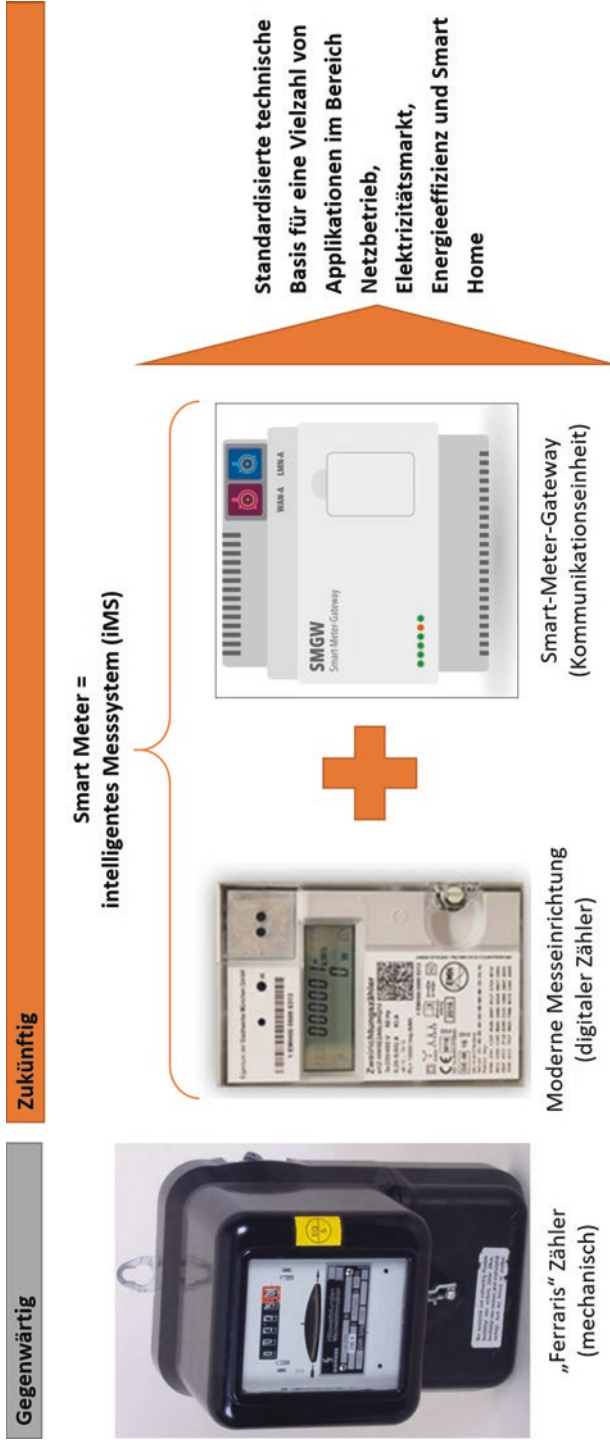


Abb. 6.17 Technik im Wandel – Messsysteme heute und zukünftig [15]

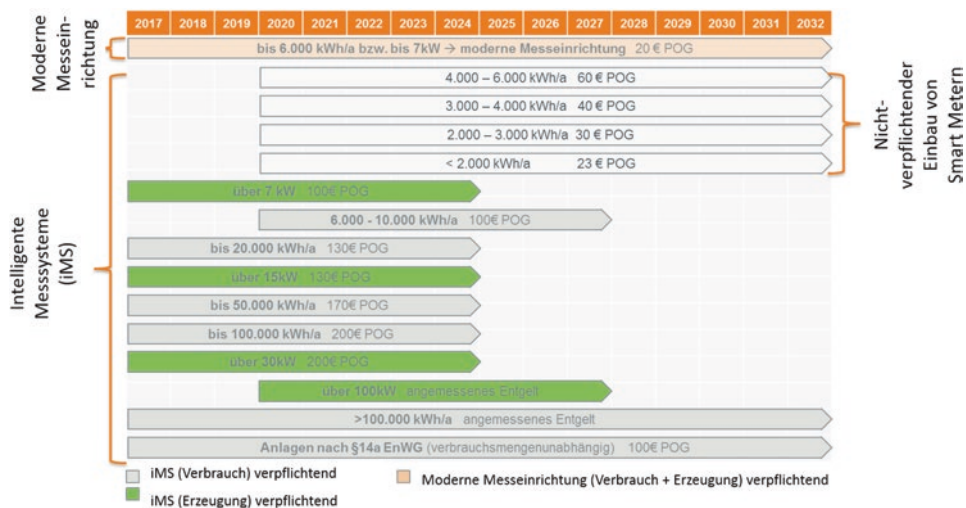


Abb. 6.18 Kategorien, Fristen und Preisobergrenzen gemäß Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [5]

Der Smart-Meter-Rollout wurde aufgrund von unterschiedlichen Anwendungsfällen (use cases) optimiert.

Die verschiedenen Anwendungsfälle und dazu geplanten Fristen werden in Abb. 6.18 gezeigt. Gleichzeitig wird dort auch die sogenannte Preisobergrenze (POG) aufgezeigt, die sich als Jahrespreis versteht. Für Deutschland ist ein lang gestreckter Rollout bis 2032 vorgesehen.

Mit der fortschreitenden Entwicklung von Smart-Meter-Gateways wird die sternförmige Kommunikation, d. h. die Datenlieferung an die einzelnen Marktteilnehmer, schrittweise organisiert. Die Rolle des Datenmanagers wird vorerst vom Messstellenbetreiber (MSB) übernommen. Im Vergleich zum bisherigen MABIS-Verfahren (s. auch Abb. 6.19) erhält der ÜNB die Daten zeitgleich mit den MSBs. Abb. 6.19 zeigt die Entwicklung der Messdatenverteilung heute und in der Zukunft. Im Prinzip werden die Messdaten, wie bereits erwähnt, am Folgetag allen Akteuren zur Verfügung stehen. Daraus ergeben sich erhebliche Vorteile für die Prognosequalität, die Leistungskontrolle der Systemdienstleistungen und vor allem die zeitnahe Bewertung der Bilanzkreistreue als Grundvoraussetzung für die Systemsicherheit.

Mit der neuen Marktrolle des ÜNB erhält dieser nicht mehr nur die durch die VNB aggregierten Daten, sondern empfängt selbst punktuelle Massendaten und verarbeitet diese je nach Bedarf. In Abb. 6.20 ist die Charakterisierung der neuen Marktrolle des ÜNB und der veränderten Aufgaben des MSB dargestellt. Der ÜNB empfängt die Massendaten, der MSB ist für die Einhaltung der Fristen des Smart-Meter-Rollouts zuständig.

Einhergehend mit den neuen Aufgaben gemäß Digitalisierungsgesetz sind neue IT-Systeme für die Umsetzung der unterschiedlichen Marktrolle erforderlich. Beispielhaft für den ÜNB 50Hertz sind das folgende markrollenspezifische Systeme und Ziele:

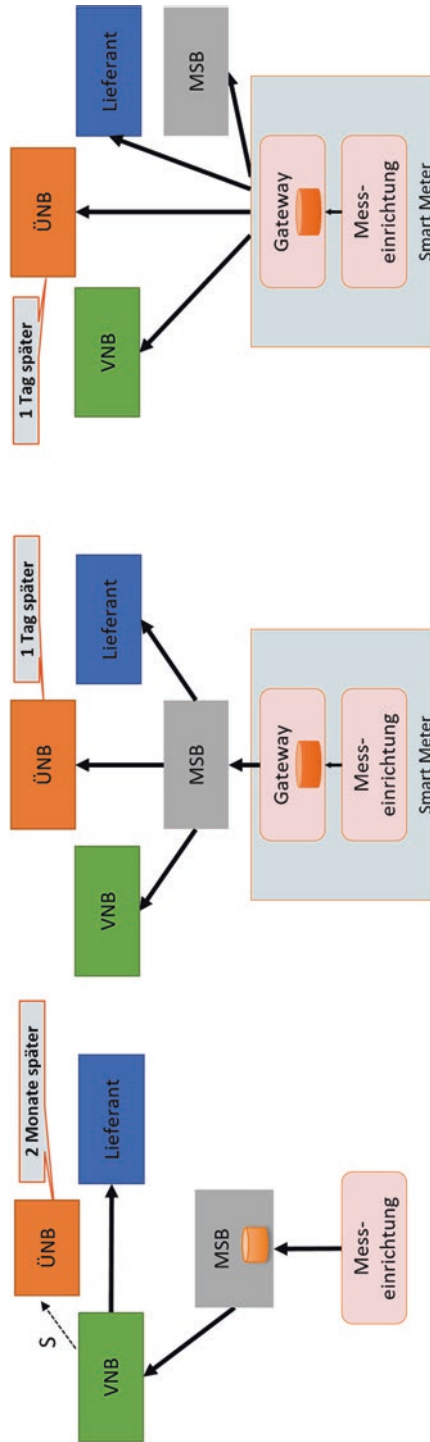


Abb. 6.19 Die Messdatenverteilung im Wandel: (a) bisher lineares Modell, (b) heutiges (Mako 2020) sternförmiges Modell und (c) geplantes Zielmodell

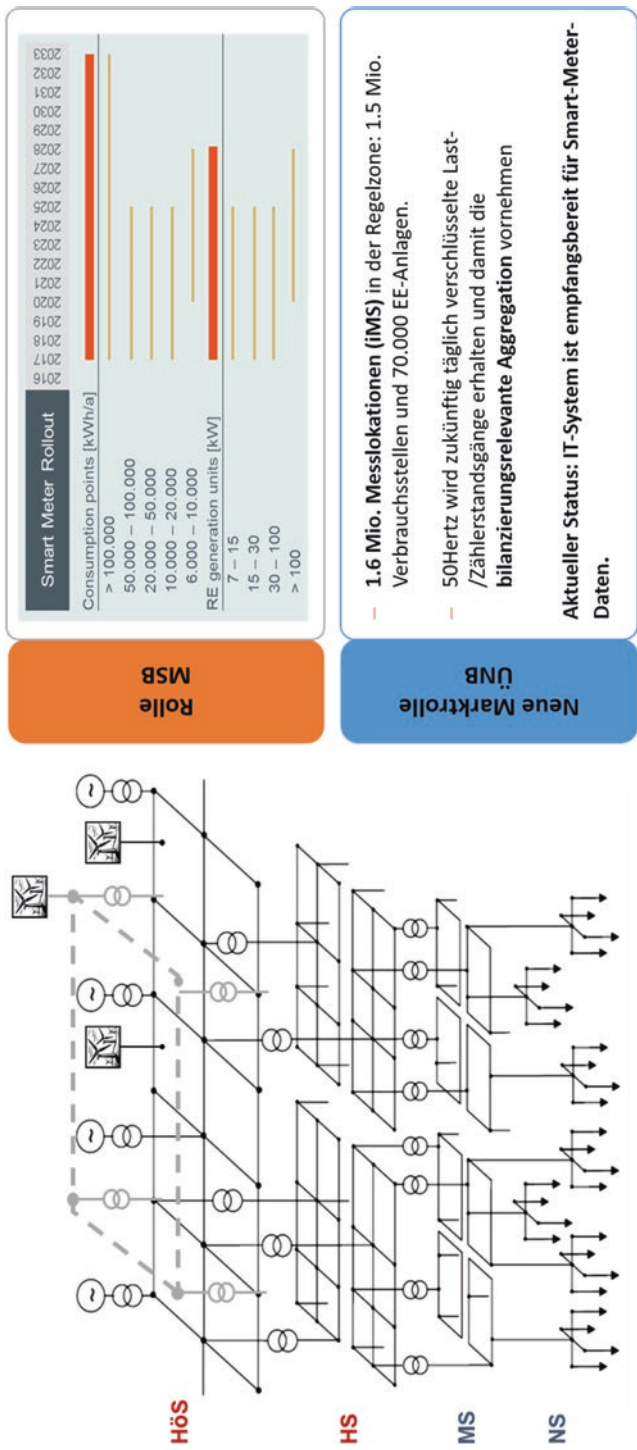


Abb. 6.20 Die neuen Rollen und Verpflichtungen für ÜNB und MSB am Beispiel von 50Hertz

- **Neue Marktrolle – ÜNB:**
 - Sicherstellung des Empfangs von Daten aus 1,6 Mio. intelligenten Messsystemen innerhalb der Regelzone.
 - Implementierung neues IT-System für Meter Data Management (MDM).
 - Umsetzung der Anwendungsfälle für den ÜNB.
- **Neue Marktrolle – (g)MSB**
 - Implementierung neues IT-System für Parametrierung und Empfang/Versand von Smart-Meter-Daten.
 - Buchhalterische Entflechtung für die MSB-Rolle.
 - Anmeldung als grundyständiger MSB (gMSB) bei der BNetzA.
- **Bisherige Markrollen – Digitaler Netzbetreiber (NB, BIKO und LF/BKV)**
 - Ertüchtigung der Bestandssysteme für die Markrollen VNB, BIKO und LF/BKV für Mako 2020 und Zielmodell.
 - Systemseitige Umsetzung von Geschäftsprozessen (WIM, MABIS, GPKE) für die Markrollen MSB und ÜNB.

Mit der Bestellung und Umsetzung der IT-Systeme wurde bei 50Hertz im Jahre 2016 begonnen. Hochkomplexe und automatisierte Massendatensysteme erfordern die Beauftragung von hochqualifizierten Dienstleistern. Das ÜNB-Daten-Empfangssystem wird im 50Hertz-Rechenzentrum aufgebaut. Die Datenmengen und Kommunikationsarten sind in Abb. 6.21 dargestellt.

Die MSB-System-Funktionen werden oft als Dienstleistungen von Dritten für den MSB erbracht. Bei 50Hertz sind dies z. B. „Software-as-a-Service-(SaaS)“ und „Business-process outsourcing-(BPO)“-Funktionalitäten. Bei der Auswahl der Systeme stehen Fragen wie Kosteneffizienz, Skaleneffekte, Zertifizierung von Rechenzentren und Know-how-Aufbau im Mittelpunkt. Abb. 6.22 gibt einen Überblick über die Aufgabenteilung mit Dienstleistern am Beispiel von 50Hertz.

6.2.3 Marktkommunikation und Messdatenanalyse

Die Marktkommunikation ermöglicht den automatisierten Austausch von Daten und Informationen zwischen allen Marktteilnehmern. Unklarheiten in der Formulierung der Regeln, die immer auftreten können, führen zu Behinderungen im automatisierten Betrieb und machen einen menschlichen (händischen) Eingriff notwendig. Mit Einführung der ersten MABIS berichteten einige VNB über die Beschäftigung von jeweils über 100 Mitarbeitern bis zur eindeutigen Prozessumsetzung. Besonders betrifft das die Durchführung von Clearingprozessen. Die Schärfung der Regeln benötigt Zeit und geht einher mit Konsultationsprozessen zwischen Branchenverband (BDEW), Regulator (Bundesnetzagentur) und Interessengruppen (ÜNB, VKU und anderen).

Neben dem ursprünglichen Zweck des Messwesens – Zahlung für eine gemessene Leistung und Bilanzierung – kommen heute weitere Ziele hinzu. Qualitäts- und Er-

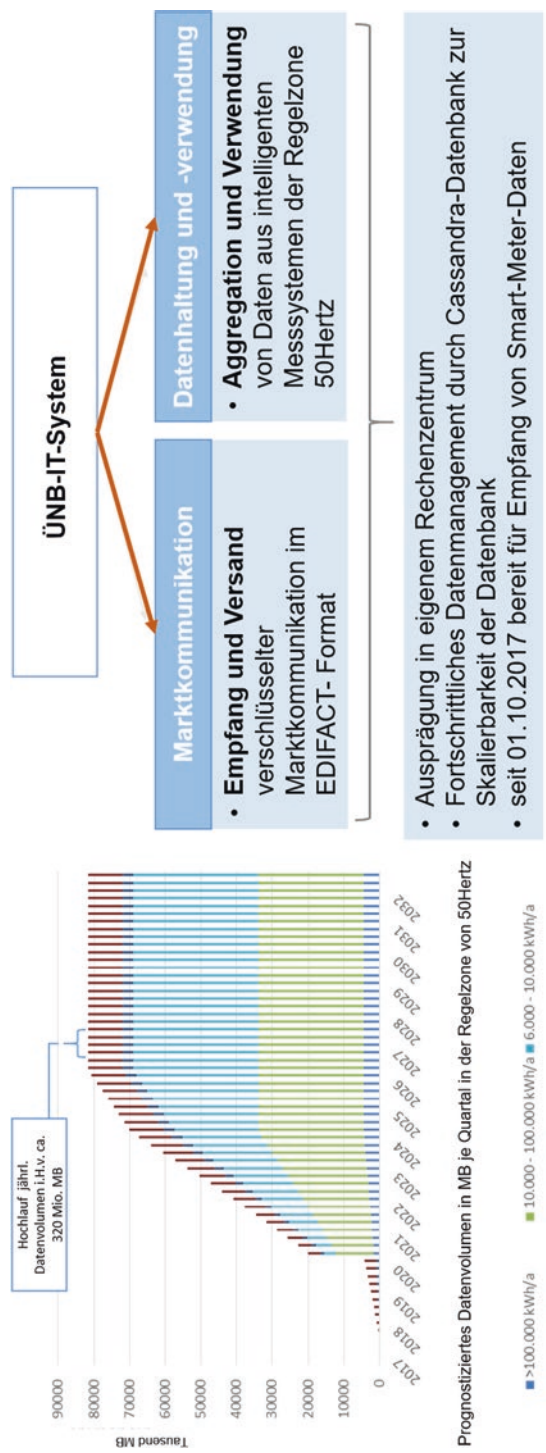


Abb. 6.21 Das ÜNB-Empfangssystem muss massendatentauglich sein [15]

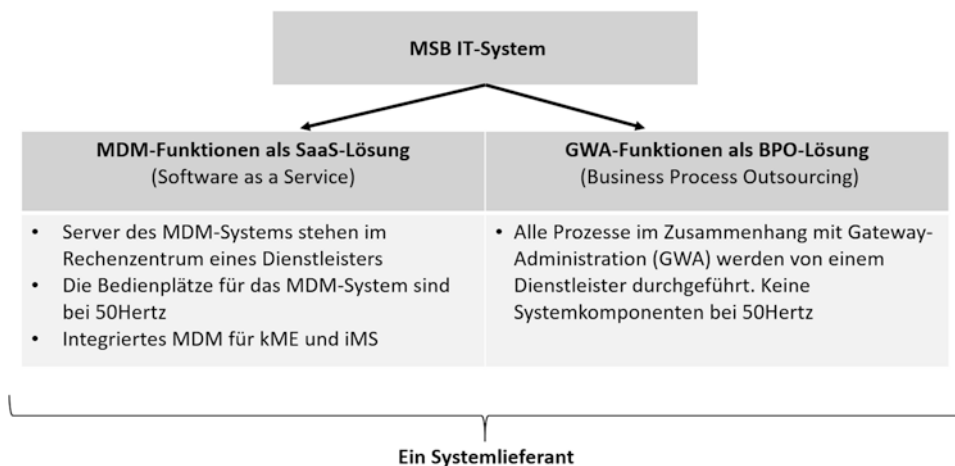


Abb. 6.22 Das MSB-System als dienstleistungsgestützte Lösung [15]

bringungskontrollen sowie Erzeugungs- und Bilanzierungsprognosen, die in heute zunehmend dezentralen Energiesystemen eine entscheidende Rolle spielen, müssen auch digitalisiert werden.

Im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [7] ist die zweckgebundene Datennutzung strikt geregelt. So werden hier vier Anwendungsfälle zur Nutzung der Daten durch den ÜNB vorgegeben, die verbindlich sind. Das sind:

- Systemführung (Erbringungskontrolle und Abrechnung für Kapazitätsverpflichtungen und Regelleistung),
- Betriebsführung und Netzplanung (Prognose der Abnahmestellen mit Eigenerzeugung; verbesserte Kurzfristprognosen der Ist-Einspeisung, insbesondere PV),
- Bilanzkreismanagement (Überwachung der Bilanztreue durch kurzfristige Analysen von Bilanzkreis auffälligkeiten),
- Abrechnung (Erhebung der EEG-Umlage).

Als Grundsatz gilt, dass erhobene Daten dem jeweiligen Kunden gehören. Jedwede Nutzung außerhalb der Anwendungsfälle muss immer zusätzlich bilateral vereinbart werden.

Beispielhaft sei hier die Massendatenanalyse zur Überprüfung der Bilanzkreistreue angeführt. Mit dem Vorliegen von aktuellen und qualitätsgesicherten Messwerten kann eine automatisierte und zeitnahe Auswertung der Bilanzkreistreue erfolgen. Diese liegt vor, wenn der BKV die gemeldeten Fahrpläne bzw. Prognosen auch einhält. Abb. 6.23 zeigt die Verknüpfung der einzelnen IT-Tools, Plattformen und Datenbanken zur Stärkung der Bilanzkreistreue.

Bei der Überwachung der Einhaltung der Bilanzvorschriften werden verschiedene statistische Methoden verwendet. Mit diesen Methoden können Rückschlüsse auf das Bilanz-

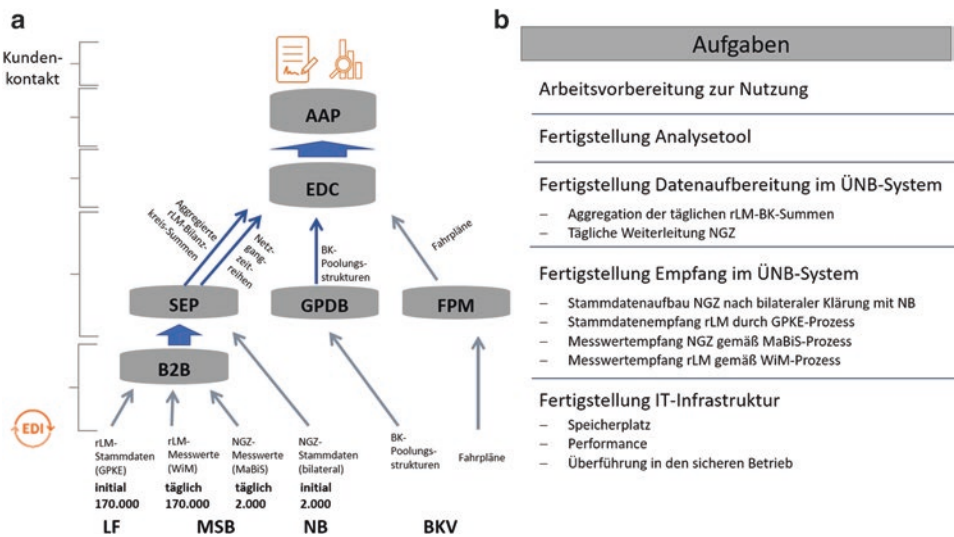


Abb. 6.23 Analyse der rLM-Daten zur Bilanzkreistreue: (a) Datenfluss, (b) Aufgaben [15]

kreismanagement hinsichtlich der Einhaltung der Regeln gezogen werden. In Abb. 6.24 wird der Ansatz von 50Hertz grafisch erläutert. Mit den statistischen Methoden wird die Ursache der Anomalien analysiert, unabhängig davon, ob es sich um physikalische oder handelsbezogene Auffälligkeiten handelt. Kein Marktteilnehmer ist vor physikalischen Störungen sicher. Diese müssen nach den gegebenen Regeln energetisch zeitnah kompensiert werden. Bei Interventionen von Stromhändlern ist zu prüfen, welche Ursachen diese haben.

In Abb. 6.24a wird ersichtlich, dass der Fahrplan dem Bilanzkreissaldo mit großer Genauigkeit folgt. In anderen Fällen kann dies in der Abbildung nicht beobachtet werden. Ist dies ein Zufall, oder steckt dahinter eine Intention? In Abb. 6.24b ist zu sehen, dass das Verhalten, das durch eine abrupte einmalige Fahrplananpassung verursacht wird, immer zur vollen Stunde erfolgt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Digitalisierung in der Marktkommunikation immense Vorteile für alle Marktteilnehmer und alle Markttrollen bringt. Die neuen Produkte der ÜNB und ihrer Kunden sind in Tab. 6.3 aufgeführt.

6.2.4 Bilanzierung: Vergleich zwischen Gas und Strom

Gas und Strom lassen sich in größeren Bilanzkreisen bilanzieren [8]. Bei Wärme ist dies vorerst auf Gebäude oder Komplexe (Fernwärme) begrenzt.

Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiemengenkonto für Strom und Gas. Der Bilanzkreis stellt die Verbindung zwischen der virtuellen Welt des Strom- und Gashandels und der physischen Welt der Energielieferung und der Netzstabilität her. Mit Hilfe der Bilanz-

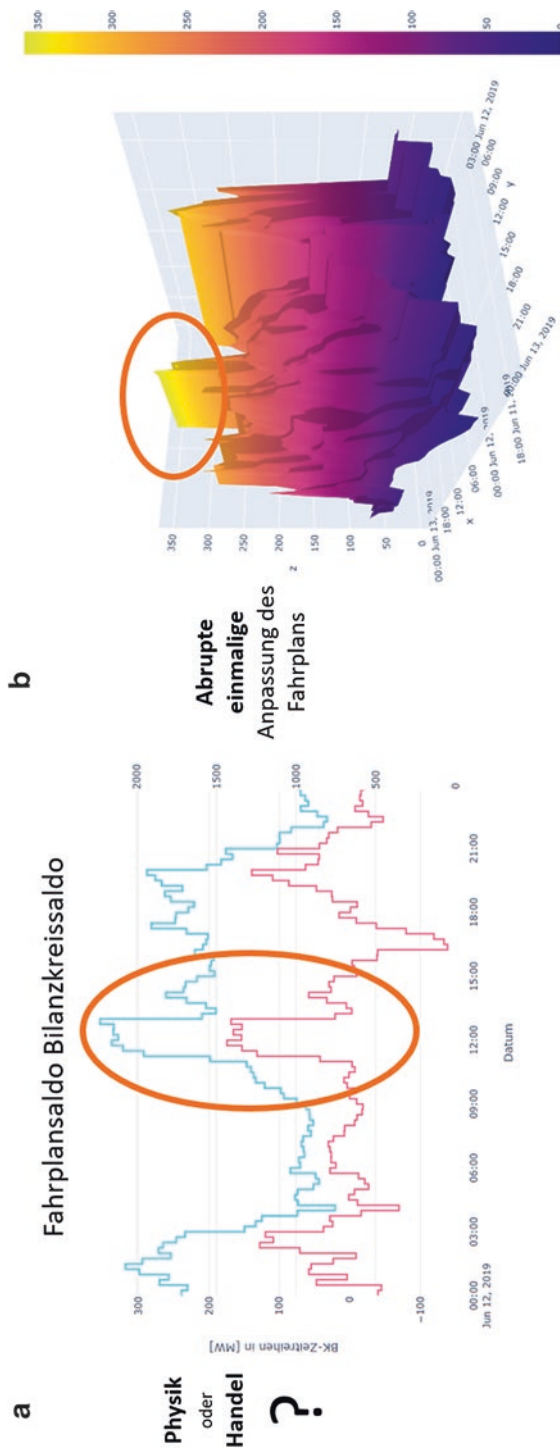


Abb. 6.24 Nutzung von statistische Methoden zur Analyse der Bilanzkreistreue: Identifikation von auffälligen (a) Bilanzkreissalden, (b) Fahrplansalden [15]

Tab. 6.3 Produkte der neuen Marktrolle ÜNB und deren Kundennutzen

Produktgruppe	Produkte	Eigenschaften	Nutzer	Zweck
Bilanzkreis-abrechnung	BG- Σ -Zeitreihen (mtl.)	Bilanzkreis	BIKO	Rechnungsstellung
	BK- Σ -Zeitreihen (mtl.)	Bilanzierungsgebiete	NB BKV	Bilanzierungs-/
	LF- Σ -Zeitreihen (mtl.)	Zeitreihentypen Spannungsebenen	LF	Rechnungsprüfung
Systemstabilität	BG- Σ -Zeitreihen (tgl.)	Bilanzierungsgebiete	NB	Netzbilanzen
	BK- Σ -Zeitreihen (tgl.)	Zeitreihentypen	BKV ÜNB	Prognosegüte
	Analysetool BK-Treue	Spannungsebenen		BK-Treue
Datenkonsistenz	QS-Stammdatenloop	Diskrepanzen in Stamm- und Messdaten	NB	Erhöhung
	QS-Bewegungsdaten		LF	Datenqualität
	Clearinglisten/DZÜ Plausibilitätsanalyse		MSB	Daten- synchronisation
Regel- zonen-Prognose	Energiewirtschaftliche Analysen ÜNB-Prognosen	Nutzerspezifische Prognosen	ÜNB KV, LF NB	Analyse volatiler Schwankungen Vermeidung von Über-/Unter- deckungen Reduzierung DBA

Legende: BG: Bilanzierungsgebiet; BiKo: Bilanzkoordinator; BK: Bilanzkreis; BKV: Bilanzkreisverantwortlicher; DBA: Differenzbilanzaggregat; DZÜ: Deltazeitreihenübertrag; LF: Lieferant; MSB: Messstellenbetreiber; mtl.: monatlich; NB: Netzbetreiber; tgl.: täglich; ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

kreise wird sichergestellt, dass nur genau die Energie verkauft oder geliefert werden kann, die produziert oder gefördert wurde, und dass jeder Energielieferant seine Mengen auch exakt an den Energiemärkten oder über eigene Erzeugung bzw. Förderung beschafft hat.

Im Wesentlichen entsprechen die Rollen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Verteilnetzbetreiber (VNB) und Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) in der Stromwirtschaft den Rollen Marktgebietsverantwortlicher (MGV), Ein- und Ausspeisenetzbetreiber (ANB und ENB) und Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) in der Gaswirtschaft.

Für die Messung von Verbrauchsdaten sind die Verteilnetzbetreiber bzw. die Ausspeisenetzbetreiber zuständig, sofern sie diese Aufgabe nicht an andere Parteien delegiert haben. Die für die Bilanzierung Strom anzuwendenden Istwerte heißen in der Gaswirtschaft Allokation. In der Stromwirtschaft sind die Istwerte für Zählpunkte ohne registrierende Leistungsmessung für die Bilanzierung durch Standardlastprofile vorgegeben. In der Gaswirtschaft ist dies im Prinzip auch so, allerdings sind hier die Standardlastprofile temperaturabhängig und die anzuwendende Wetterstation ist Teil der Stammdaten. Weiterhin wird die Ermittlung des Allokationswertes für Standardlastprofile Gas für den Folge-

tag auf Basis der geltenden Temperaturprognose jeweils durch den ANB vorgenommen und dem Bilanzkreisverantwortlichen gemeldet.

Bilanzkreisabweichungen werden sowohl in der Strombilanzierung als auch in der Gasbilanzierung als Ausgleichsenergie verrechnet. Im Ausgleichsmarkt Strom gelten symmetrische Ausgleichsenergiepreise. Das bedeutet, dass ein Bilanzkreis, der in einer gegebenen Viertelstunde überdeckt war, genau denselben Preis vergütet bekommt (so dieser positiv ist), den ein anderer Bilanzkreis, der in derselben Viertelstunde unterdeckt war, verrechnet bekommt. Ausgleichsenergiepreise Gas sind unsymmetrisch. Allerdings fällt Ausgleichsenergie hier nur für Abweichungen in Gastagsgranularität an. Zusätzlich gilt in der Gasbilanzierung ein untätiges Anreizsystem über sogenannte Flexibilitätskosten. Dabei wird für gemessene Ausspeisestellen (RLM) eine Toleranz in Höhe von 7,5 % der Ausspeisemenge für den Gastag gewährt. Die Erhebung von Flexibilitätskosten ist an die Bedingung geknüpft, dass für den entsprechenden Gastag positive und negative Regelenergie in Anspruch genommen wurde. Somit werden dem Marktteilnehmer nur selten Flexibilitätskosten in Rechnung gestellt.

In der Praxis ist die Gasbilanzierung deutlich komplizierter als die Strombilanzierung. Die Gründe dafür sind unter anderem:

- starke Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs, damit verbunden temperaturabhängige Standardlastprofile,
- der Energiegehalt verbrauchten Gases ist nicht direkt messbar, die Umrechnung von Volumen in MWh führt zu einem Unterschied zwischen ex-ante vorgegebenen Bilanzierungsbrennwert und ex-post ermitteltem Abrechnungsbrennwert (s. Zustandszahl),
- unterschiedliche Gasqualitäten (H-Gas und L-Gas) mit unterschiedlichem Brennwert werden bilanziell konvertiert, wobei entstehende Kosten aus der Qualitätsabweichung mit Konvertierungsentgelten verrechnet werden,
- diverse Umlagen werden dem Bilanzkreisverantwortlichen für RLM-Ausspeisung, SLP-Ausspeisung und Einspeisung zusätzlich in Rechnung gestellt (RLM-Bilanzierungsumlage, SLP-Bilanzierungsumlage, Konvertierungsumlage).

Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzkreise hat Einfluss auf den Regelenergiebedarf. Der Regelenergiebedarf wird durch interne Regelenergie (z. B. Netzpuffer) und gegebenenfalls externe Regelenergie (Ein- und Verkäufe von Strom und Gas durch den ÜNB/MGV) gedeckt. Besonders in der Stromwirtschaft kann der Regelbedarf der ÜNB größer sein, als aus dem Saldo der Ausgleichsenergie ersichtlich ist, da Netzengpässe dazu führen können, dass in einem Teil des Netzes positive, in einem anderen negative Regelenergie erforderlich ist. Umfangreiche Informationen zu Netzthemen – auch zur Strombilanzierung – werden auf der Transparenzplattform der vier deutschen ÜNB gegeben (<https://www.netztransparenz.de>).

Der BDEW hält für die Gasbilanzierung ebenfalls umfangreiche Dokumentationen bereit. Im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas,

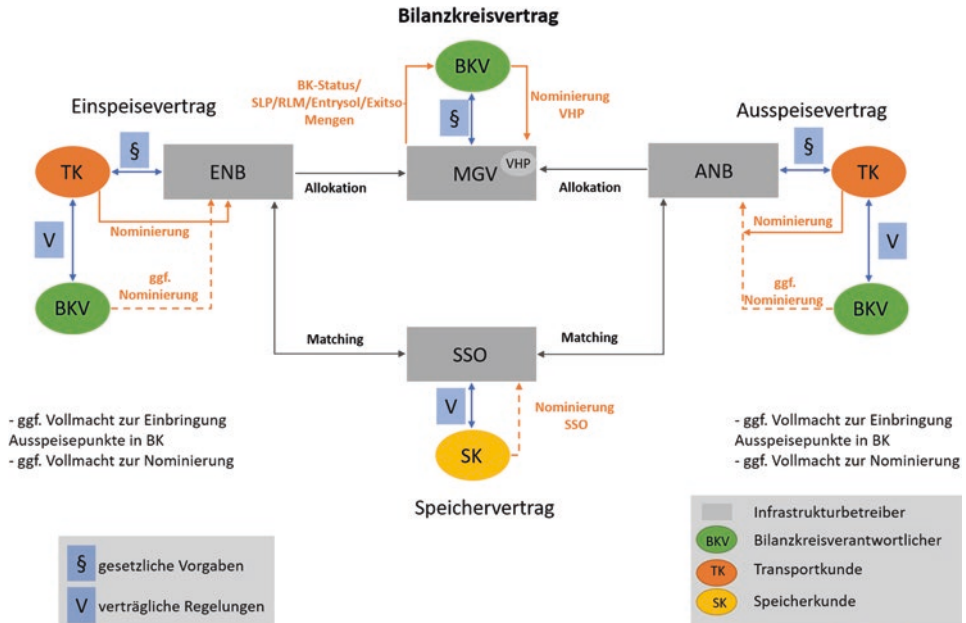


Abb. 6.25 Überblick über das Zusammenspiel der Marktrollen „Gas“ [14, S. 17]

Teil 1“ werden die Hauptprozesse zur Bilanzkreisführung beschrieben [9, 14]. Eine gute Übersicht über die Marktrollen beim Gas gibt Abb. 6.25.

6.3 Rolle der IKT und weiterer Innovationen in der Systemführung (Strom) der Zukunft

Die weitere Dezentralisierung des Erzeugungssystems bzw. die Flexibilisierung von Lasten (Prosumer) führen zu hochkomplexen Situationen im Energiegesamtsystem. Die Abrechnungs- und Bilanzierungssysteme kommen immer näher an den Echtzeitbetrieb der Systemführung heran. Der Netzausbau in Deutschland zur Integration der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus den traditionellen Technologien wie Kernkraft oder Kohle ist nicht unbegrenzt möglich. Auch die sichere Netzfürhung ist und wird in Zukunft nur möglich, wenn sie proaktiv durch technische und organisatorische Tools und Technologien ergänzt wird.

Das internationale Beratungsunternehmen DNV-GL fasst die neue Rolle der Netzbetreiber treffend zusammen:

„Mit dem dritten EU-Energiepaket von 2009 wurden sie zum Ermöglicher eines ungehinderten Netzzugangs für konventionelle und erneuerbare Stromquellen. Heute sehen wir sie auf dem Wege vom passiven Ermöglicher hin zu einer aktiven Rolle in einem mehr und mehr erneuer-

baren dezentralen System. Damit wird die Lastflusssteuerung und die Systemausbalancierung verbunden“ [10].

In der DNV-GL Diskussionsreihe „Powering tomorrow“ [10] wird neben den neuen Technologien auch eine Regulierung aufgezeigt, die eine Kooperation der Netzbetreiber über alle Spannungsebenen und den Datenaustausch z. B. über Flexibilitätsplattformen fördert und die richtigen Anreize für Investitionen setzt. Neben neuen Technologien müssen die Netze mehrheitlich digital erschlossen werden, insbesondere die Spannungsebenen der VNB. Mit der wachsenden Vernetzung in alle Richtungen, dem gigantischen Datenvolumen, komplexen digitalen Tools und Geschäftsmodellen bildet die Cybersecurity eine alles umfassende Klammer.

Beispielhaft werden hier verschiedene Innovationen der deutschen ÜNB aufgezeigt, die im Jahr 2020 aktuell sind.

Im **Projekt Innosys 2030** (weiter Informationen unter <https://www.innosys2030.de/>) werden durch ein Konsortium aus ÜNB, VNB, Forschungseinrichtungen und Industrie Innovationen in der Systemführung bis 2030 untersucht. Das Forschungsziel ist die Höherauslastung des Bestandsnetzes durch den koordinierten Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln, kurativen Maßnahmen und einem höheren Automatisierungsgrad in der Systemführung. Dabei wird die weiterhin höchste System- und Netzsicherheit vorausgesetzt.

Mit Hilfe verschiedener Szenarien und Simulationen werden Konzepte zur Lastflussbeeinflussung, zu kurativen Maßnahmen (Eingriffe nach Störungseintritt im Gegensatz zu präventiven Maßnahmen), zum Schutz und temporärer Überlastung von Betriebsmitteln, der Stabilitätsbewertung sowie der IKT-Sicherheit entwickelt. Diese sollen nach Priorisierung in Demonstrationsprojekten und Feldtests auf Machbarkeit überprüft werden. Dazu sollen im Jahr 2022 Ergebnisse vorgelegt werden

Gemäß den Netzentwicklungsplänen (NEP) der Jahre 2019 und 2021 werden folgende Innovationsprojekte von den deutschen ÜNB berücksichtigt:

- Amprion
 - P414: hybride – Elektrolyse
 - P430: 250 MW thermischer Energiewandler in Wehrndorf
 - Zusammenarbeit mit Smart Wires Inc. (NEP 2021)
- TransnetBW
 - P430: 250-MW-Batteriespeicher in Kupferzell
- TenneT
 - P365: 100-MW-Netzbooster in Audorf Süd und Ottenhofen
 - Zusammenarbeit mit Smart Wires Inc. (NEP 2021)
- 50Hertz
 - Zusammenarbeit mit Smart Wires Inc. (NEP 2021)

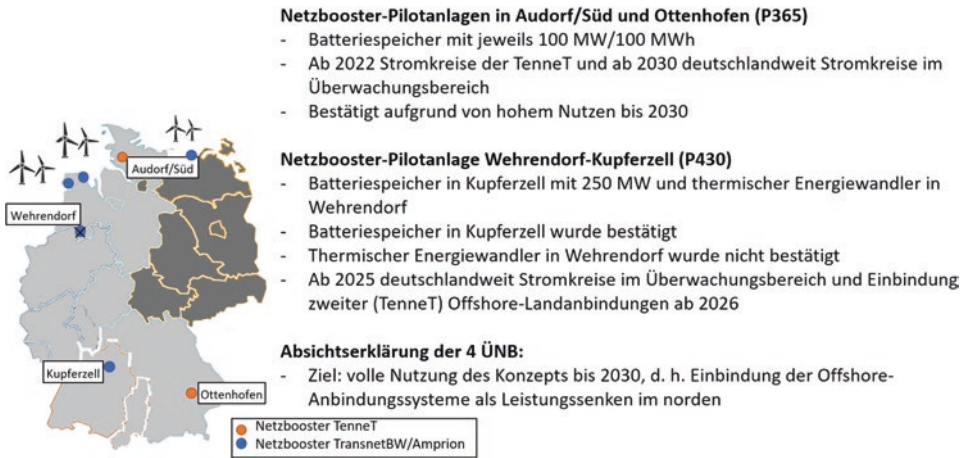


Abb. 6.26 Netzbooster als innovatives Konzept [15]

Der punktgenaue Einsatz von Elektrolyseuren soll Engpässe vermeiden helfen. Überschüssiger Grünstrom wird in Wasserstoff oder Methan gewandelt (Power-to-Gas). Thermische Energiewandler arbeiten wie riesige Heizpatronen, die überschüssigen Grünstrom in Wärme umwandeln (Power-to-Heat). Batteriespeicher können sowohl überschüssigen Grünstrom zwischenspeichern als auch an anderer Stelle bei Störungen ausspeisen.

Netz- oder Powerbooster sind ein Konzept, das z. B. den Ausfall einer Gleichstromverbindung mit 2000 MW Nennleistung kompensieren soll. In der Einspeiseregion wird eine schnelle Abriegelung von Einspeisung organisiert (z. B. alle Offshore-Windparks in der Ostsee). Am Ausspeisepunkt wird eine große Batteriespeichereinrichtung installiert, die die durch den Ausfall fehlende Energiemenge bereitstellen soll. Die Kommunikations- und Schutzsysteme müssen hier im Millisekundenbereich wirken, um die Einspeiseunterbrechung zu vermeiden. Abb. 6.26 zeigt den Stand im Jahre 2020 für Pilotanlagen zum Test dieses Konzeptes.

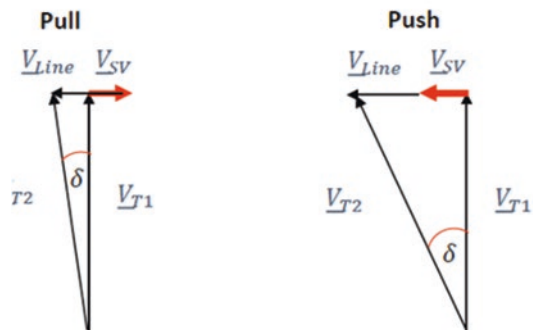
Die Smart-Wire-Technologie simuliert per Leistungselektronik einen Phasenschiebertransformator. Diese neue Technik verspricht eine große Platzersparnis in den Umspannwerken/Schaltanlagen und wird aktuell getestet. Abb. 6.27 illustriert die Wirkungsweise dieser Technologie.

Phasenschiebertransformatoren (PST) werden zur Lastflusssteuerung im Wechselstromsystem genutzt (s. Abb. 6.28). In Deutschland werden sie verstärkt ab 2010 eingesetzt. In der Regelzone 50 Hertz werden sie z. B. für die Begrenzung von Ringflüssen nach Polen und Tschechien eingesetzt. Ein PST regelt Leistung nicht ab. Er verschiebt den Leistungsfluss und hat bei hoher Belastung einen hohen Blindleistungsbedarf. Ein weiterer Nachteil ist, dass er, wo eingebaut, die Übertragungsfähigkeit reduziert wird.

Abb. 6.27 Statische Serien-Synchron-Kompensatoren [15]



Injektionsmodus



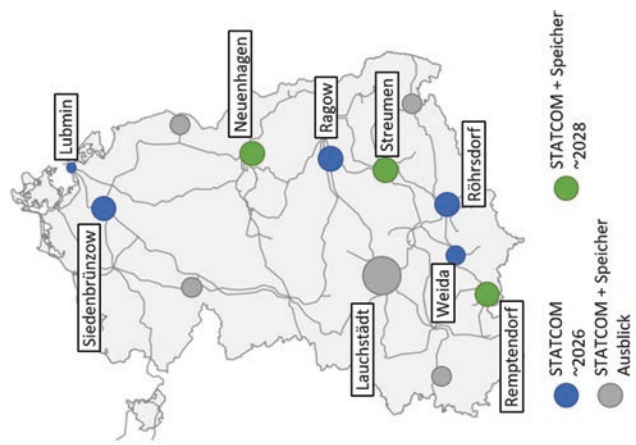
Ein STATCOM (Static Synchronous Compensator) ist ein Stromrichter im Pulsbetrieb, der induktive und kapazitive Blindleistung liefern oder beziehen kann. Abb. 6.29 zeigt mögliche Einsatzpunkte im 50Hertz-Netz. Gekoppelt mit einem Kurzzeitspeicher setzt er positive Impulse für Spannungs- und Frequenzstabilität.

Die gegebenen innovativen Beispiele zeigen, dass auch die Netze der Zukunft sicher, zuverlässig und effizient führbar sind. Dies ermöglicht eine breite Digitalisierung des Betriebes und der Abrechnung.

In Tab. 6.4 sind weitere innovative Technologien zusammengestellt, die detailliert in den adressierten Büchern [11, 12] beschrieben worden sind.



Abb. 6.28 Phasenschiebertransformatoren bei ÜNB Elia in Zandvliet; technische Daten: 1400 MVA, 400 kV [15]



Funktionalitäten

- Verlangsamen von dynamischen Prozessen (Trägheit)
- Gewährleisten der Spannungs- und Frequenzstabilität
- Gewährleisten der Spannungsqualität
- Unterstützung beim Netzwiederaufbau

Abb. 6.29 Der Einsatz von Statcoms im 50Hertz Netz [15]

Tab. 6.4 Ausgewählte innovative Technologien für Smart Grid (die oben charakterisierten innovativen Technologien sind in der Tabelle nicht enthalten)

Innovative Technologie	Ziel der Anwendung	Kurze Beschreibung	Bemerkungen
Hochtemperaturseile (HTS) und Leiterseilen-Monitoring	Höherauslastung des Übertragungsnetzes	Die sogenannten HTS bestehen aus speziellen Materialien, die einen Durchhang des Leiterseiles begrenzen. Beim Leiterseilen-Monitoring werden meteorologische Parameter bei der Auslastung berücksichtigt.	
Gleichstromkurzkupplungen	Gezielte Entlastung der Teilnetze	Die Nutzung von Gleichstromkurzkupplungen war bislang in Europa auf die Verknüpfung von asynchronen Netzen beschränkt, z. B. zwischen Mittel- und Nordeuropa (Bentwisch/D – Bjaeverskov/DK).	Derzeit laufen Testprogramme zur Kopplung von Verteilnetzen in Süd- und Norddeutschland.
Redispatch	Engpass-Management	Um den Engpass zu vermeiden, wird ein Kraftwerk vor dem Engpass auf Anweisung des ÜNB heruntergefahren. In der Region hinter dem Engpass wird durch den ÜNB eine adäquate Kraftwerkskapazität kontrahiert und hochgefahren.	Mit Redispatch 2.0 wird für das Jahr 2021 durch ÜNB und VNB eine kostenoptimale Lösung für die Beseitigung von Netzengpässen geschaffen. Alle fernsteuerbaren Erzeuger ab einer Leistung von 100 kW (inkl. EE- und KWK-Anlagen) werden einbezogen. Die Anlagenbetreiber und sogenannte Einsatzverantwortlichen müssen ihre geplante Erzeugung anmelden und im Bedarfsfall auf Anweisung der Netzbetreiber steuern (in der Regel absenkend) eingreifen. Die Netzbetreiber ermitteln den Redispatchbedarf und weisen die Anlagen an. Der bilanzielle Ausgleich muss geregelt werden.

(Fortsetzung)

Tab. 6.4 (Fortsetzung)

Innovative Technologie	Ziel der Anwendung	Kurze Beschreibung	Bemerkungen
Systemautomatiken	Aktive Überwachung der Netzauslastung	Die Profile von Leitungen werden auf den aktiven Leistungsfluss überwacht. Ab einem Triggerwert werden Leitungen abgeschaltet. Ggf. erfolgt auch ein „Umhängen“ von Last oder Erzeugung.	Wird in großen Übertragungsnetzen schon sehr lange genutzt.
Simulatortraining	Schulung von Personal, besonders für neue Szenarien	Klassischerweise wird die Interaktion verschiedener Akteure im Energiesystem (VNB, ÜNB, Stadtwerke) geübt. Der Netzwiederaufbau nach einer Großstörung gehört ebenfalls zum Standardprogramm. Für Personal auf Leitwarten ist diese Weiterbildung verpflichtend.	Erinnert sei an Prof. Hans Gottfried Pundt (1929–2010), Dresden, einen ostdeutschen Pionier, sowie das Institut für Energieversorgung IEV (Vorgänger der Kema-IEV, nun in DNV-GL aufgegangen). Seit 1996 bietet die durch Prof. Dieter Rumpel (1932–2016) gegründete DÜtrain GmbH aus Duisburg Trainings an – anfänglich für VNB, später erweitert auch für die ÜNB (inklusive Gasnetze). Die Firma GridLab kam in den 2010er-Jahren hinzu.
SCADA-Systeme (Supervisory Control And Data Acquisition)	Hardware und Software, die Verbindung zwischen Messdaten und Kontrollzentrum erlaubt.	SCADA-Systeme sind das Herzstück jeder Leitwarte.	Sie werden mittlerweile ca. alle zehn Jahre mit einem Upgrade versehen oder gänzlich erneuert. Insbesondere für den ÜNB mit seinen vielfältigen Anforderungen gibt es anscheinend kein System mehr „von der Stange“. Zwei deutsche ÜNB entwickeln modulare Konzepte dazu.

Innovative Technologie	Ziel der Anwendung	Kurze Beschreibung	Bemerkungen
Wide-Area-Measurement-Systeme (WAMS)	Synchronphasor-Messungen in wichtigsten Netzknoten	WAMS können die Sichtbarkeit von Systemzuständen durch sehr hohe Genauigkeit und zeitliche Auflösung erleichtern und ergänzen das herkömmliche SCADA-System.	Sie werden weltweit, besonders in den USA, breit verwendet.
Ratgeber- und Assistenzsysteme	Ansatz von Künstlicher Intelligenz für die Steuerung und Assistenz	Sie werden präventiv und kurativ genutzt. Mit verbesserten Detektoren im Netz sowie der Standardisierung der Bussysteme im Leitsystem erfolgt der Einsatz schneller und wirkungsgenauer. Massendaten werden zukünftig unter Einsatz von Methoden der Künstlichen Intelligenz schneller ausgewertet, analysiert und zur Fehlererkennung bzw. Arbeitspunktverbesserung genutzt.	Ansätze, z. B. Windenergieprognosen, sind in den Kontrollzentren der ÜNB schon seit Jahrzehnten im Einsatz. Beispiele für die Zukunftssysteme sind Echtzeitsimulationssysteme zur Ausfall- oder (n-1)-Analyse von Übertragungsnetzen.

Literatur

1. Wikipedia (2020) Erneuerbare-Energien-Gesetz. <https://de.wikipedia.org/wiki/Erneuerbare-Energien-Gesetz>. Abgerufen: 16. Okt. 2020
2. Dena (2012) Verteilnetzstudie. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie/>. Abgerufen: 18. Sep. 2020
3. BNetzA (2018) Festlegung im Verwaltungsverfahren zur weiteren Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende („Marktkommunikation 2020“ – „MaKo 2020“). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/8351_mako2020/BK6_mako2020_node.html. Abgerufen: 15. Okt. 2020
4. BMWi (2016) Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.html>. Abgerufen: 16. Okt. 2020
5. BNetzA (2020) Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK08/BK8_09_MsbG/BK8_MsbG_node.html. Abgerufen: 16. Okt. 2020
6. EU (2009) Richtlinie 2009/72/EG. Amtsblatt der EU. <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>. Abgerufen: 16. Okt. 2020
7. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (2016) Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG). <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/MsbG.pdf>. Abgerufen: 07. Okt. 2020
8. Wikipedia (2020) Bilanzkreis. <https://de.wikipedia.org/wiki/Bilanzkreis>. Abgerufen: 27. Aug. 2020
9. BDEW (2020) Kooperationsvereinbarung Gas. <https://www.bdew.de/service/standardvertraege/kooperationsvereinbarung-gas>. Abgerufen: 16. Okt. 2020
10. Müller-Mienack M et al (2020) Powering tomorrow. DNV GL. <https://download.dnvgil.com/powering-tomorrow?radical=1>. Abgerufen: 08. Jan. 2021
11. Buchholz M, Styczynski Z (2020) Smart Grid. Springer-Verlag, Heidelberg
12. Liu C-C, McArthur S, Lee S-J (Eds) (2016) Smart Grid Handbook. John Wiley & Sons Ltd. Chichester, UK
13. European Commission (Joint Research Centre) (2020) Smart Metering deployment in the European Union. <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>. Abgerufen: 18. Dez. 2020
14. BDEW, VKU, GEODE (2020) BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden. Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas. Teil 1. https://www.bdew.de/media/documents/20200331_KoV_XI_LF_BKM_Gas_Teil1_clean_final.pdf. Abgerufen: 18. Dez. 2020
15. 50Hertz Transmission GmbH. Unterschiedliche Unterlagen und Notizen der Autoren benutzt mit der Erlaubnis von 50Hertz. © 50Hertz. Zusätzlich Abb. 6.27 Q: Smart Wires/50Hertz und Abb. 2.28 Q: Elia/50Hertz

Perspektiven des Gesamtenergiesystems (GES)

7

7.1 Einführung

Die Entwicklung eines dekarbonisierten Energiesystems in Ländern der europäischen Union (EU) sowie weltweit ist durch ungleiche Geschwindigkeiten gekennzeichnet. Diese ergeben sich aus unterschiedlichen Herangehensweisen sowie unterschiedlichen Anforderungen bis hin zum Thema Wirtschaftskraft und Akzeptanz. Fragen nach der Zusammensetzung des Verbrauchs privater Endkunden oder der vorrangigen Industriebranchen sind dabei zu berücksichtigen. Eine schrittweise Umstellung, bei der zunächst die Energieerzeugung und hier insbesondere die Elektrizität im Vordergrund steht, führt weiterhin zu anderen Umsetzungsprozessen als dies ein umfassender Systemansatz mit sich bringt, bei dem alle Komponenten – wie Erzeugung, Last und Speicher – in Nutzformen als Strom, Wärme und Gas parallel betrachtet werden.

Auf der anderen Seite ist zu beobachten, dass externe Ereignisse, wie handelsbedingte Krisen (z. B. Ölkrise) oder Terroranschläge wie in Saudi-Arabien 2019, dazu führen, dass das Thema Energie bzw. Energiebedarf und -sicherheit deutlich an Bedeutung gewinnt. Weitreichende Strategieberücksichtigung wie die Stilllegung der Atomkraftwerke in Deutschland bis 2022, eingeleitet durch die Fukushima-Katastrophe 2011, sind die Folge. Weiterhin lässt sich feststellen, dass eine Vielzahl an Studien und Analysen durchgeführt wird, die sich schwerpunktmäßig mit den Auswirkungen des Klimawandels, wie in Abb. 7.1 am Beispiel Europa dargestellt, und dessen Folgen für den Menschen, die Energieversorgung und die Ausgestaltung der Energiewende [1] befassen. Es ist zu bemerken (Abb. 7.1), dass in Abhängigkeit der geografischen Lage die negativen Wirkungen des Klimawandels sehr breit gefächert und unterschiedlich ausgeprägt sind. Dies reicht vom Temperaturanstieg der Arktis bis zu einem erhöhten Vorkommen von Forstschädlingen in der Borealen Zone, sodass die Maßnahmen ebenso diversifiziert werden müssen.

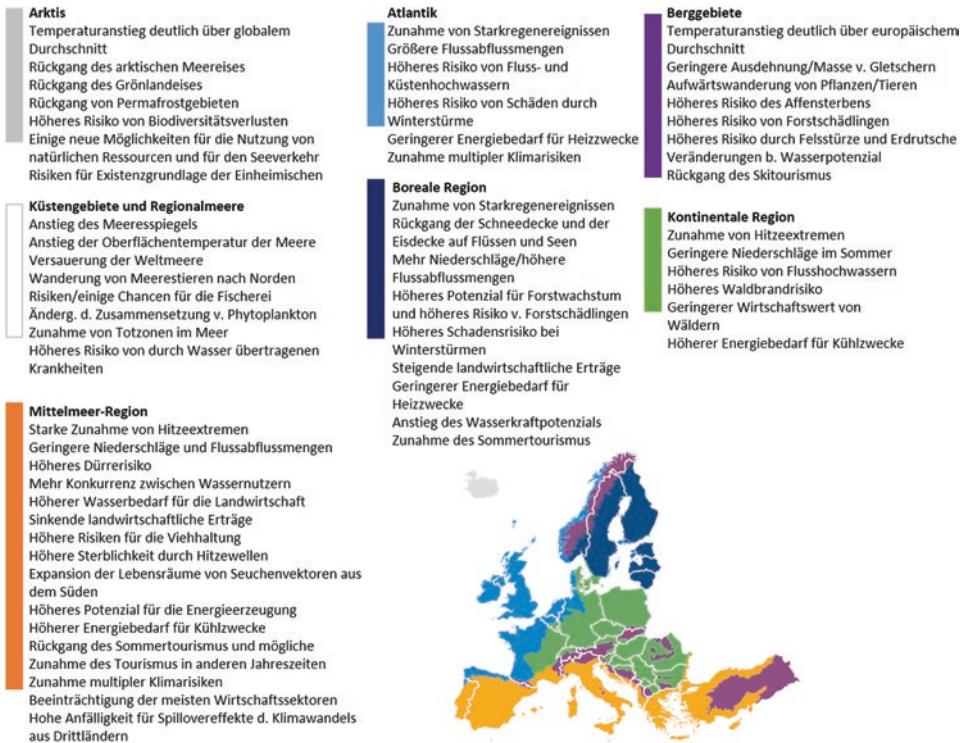


Abb. 7.1 Auswirkungen des Klimawandels in Europa [1]

Dabei geht es schlussendlich darum, die CO₂-Emission durch den Einsatz von sehr unterschiedlichen Technologien in drastischerem Maße als bisher zu reduzieren und dies nicht nur lokal, sondern im globalen Maßstab. Wie in Abb. 7.2 aufgezeigt wird, entwickelten sich die CO₂-Emissionen in der EU, USA und VR China bis zum 20. Jahrhundert sehr unterschiedlich, was mit der Industrialisierung und Globalisierung der einzelnen Länder erklärbar ist. Dabei ist festzustellen, dass in allen diesen Ländern bis zum Jahr 2050 eine deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen angestrebt wird, wobei die Peak-Zeiten mit dem höchsten CO₂-Ausstoß wiederum diversifiziert ist. In den USA sowie der EU hat dieser Prozess am frühestens (ca. 2005) eingesetzt, während eine chinesische und schließlich globale CO₂-Senkung erst ab ca. 2030 zu erkennen sein wird.

7.2 Europäische Perspektive

Die Europäische Kommission sowie die Mitgliedstaaten haben sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 eine Treibhausgasneutralität, also eine Wirtschaft und Gesellschaft, die keine Treibhausgase emittiert, zu erreichen. Um diese Vision zu realisieren, werden grundsätzlich einzelne Schwerpunkte, wie Energieeffizienz, Maximierung des Einsatzes

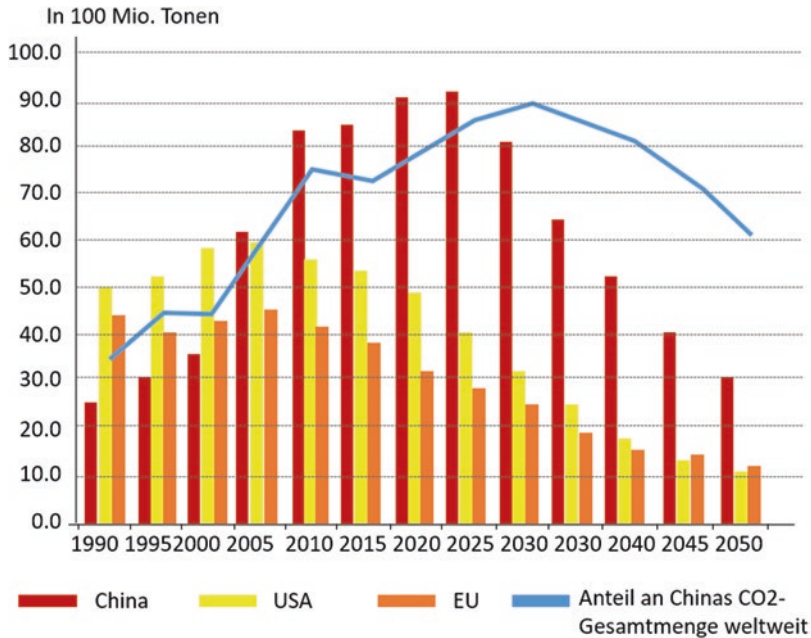


Abb. 7.2 CO₂ – Emissionsentwicklung für EU, China sowie USA von 1990–2050 [4]

erneuerbarer Energien, saubere und vernetzte Mobilität, wettbewerbsfähige Kreislaufwirtschaft, intelligente Netzinfrastruktur, Bioökonomie sowie die Beseitigung der verbleibenden CO₂-Emissionen durch CO₂-Abscheidung- und -Speicherung, benötigt und mit diversen Maßnahmen und Anforderungen betrachtet [2].

Der europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) hat zusammen mit dem europäischen Verbund der Gasnetzbetreiber (ENTSO-G) einen zehnjährigen Entwicklungsplan erstellt, welcher die möglichen Wege zum Erreichen der EU-Ziele bis 2050 auf Basis verschiedener Szenarien analysiert und beschreibt. Daran beteiligt waren 80 Netzbetreiber aus mehr als 35 Ländern. Die Methode der Szenarienbildung bestand grundsätzlich darin, die vorhandenen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten sowohl der Gas- als auch der Stromnetzbetreiber auf nationaler und internationaler Ebene zu nutzen, um daraus aggregierte und systembezogene Szenarien abzuleiten.

Dabei wird je nach Kriterien, s. [1] und vgl. Tab. 2.3, zwischen dezentralen oder zentralen Innovationspfaden sowie zwischen mehreren Dekarbonisierungsstufen entlang von grundsätzlichen Szenarienpfaden unterschieden, die sich dann in den betrachteten Jahreszeiten vergleichen lassen [3]:

- Nationale Trends (NT) als zentrales Szenario, welches den Grundsätzen des EU-Klimaziels 2030 und dem Energierahmen (32 % erneuerbare Energien, 32,5 % Energieeffizienz) sowie der EC-Langzeitstrategie 2050 mit einem vereinbarten Klimaziel von 80–95 % CO₂-Reduktion im Vergleich zu 1990 entspricht

- das Global-Ambition-(GA-)Szenario entspricht dem 1,5-Grad-Ziel des Pariser Abkommens und berücksichtigt die Klimaziele der EU für 2030. Dabei führen Skaleneffekte zu erheblichen Kostensenkungen in Technologien wie Offshore-Wind sowie Energieimporten aus Energiequellen, die sich als wettbewerbsfähig erweisen
- Distributed Energy (DE) ist ein Szenario, welches ebenfalls dem 1,5-Grad-Ziel des Pariser Abkommens entspricht und die Klimaziele der EU für 2030 berücksichtigt. Der Unterschied besteht im dezentralisierten Ansatz der Energiewende und der Rolle des Energieverbrauchers (Prosumer), der aktiv am Energiemarkt teilnimmt.

Abb. 7.3. zeigt die Entwicklungstendenz des Verbrauchs, unterteilt nach verschiedenen Sektoren sowie Zeiträumen bis zum Jahr 2050.

Dabei ist festzustellen, dass unabhängig von den Szenarioannahmen mit deutlichen Energieverbrauchsenkungen bis 2050 zu rechnen ist (DE-Szenario ca. 50 % und GA ca. 58 %). Der besondere Beitrag wird hierbei durch die Sektoren Verkehr sowie Wohninfrastruktur geleistet und durch Industriesektoren im verhältnismäßig geringem Maß ergänzt.

Die Energieerzeugungsseite, auch als Primärenergiemix bekannt, ist sektorübergreifend in Abb. 7.4 für das DE-Szenario dargestellt.

Es wird ersichtlich, dass der größte Teil der Energie durch erneuerbare Energiequellen, insbesondere Wind, Sonne und Wasser, bereitgestellt wird (45 % im DE-Szenario und 31 % im GA-Szenario). Die Biomasse, die direkt in industrielle Prozesse oder als Basis für die Produktion von Biokraftstoffen verwendet werden kann, sowie regenerative Energie aus Abfallstoffen tragen mit 35 % im DE und 33 % im GA des Primärenergiemixes ebenfalls stark dazu bei. Der sinkende Einsatz von kohlenbasierter

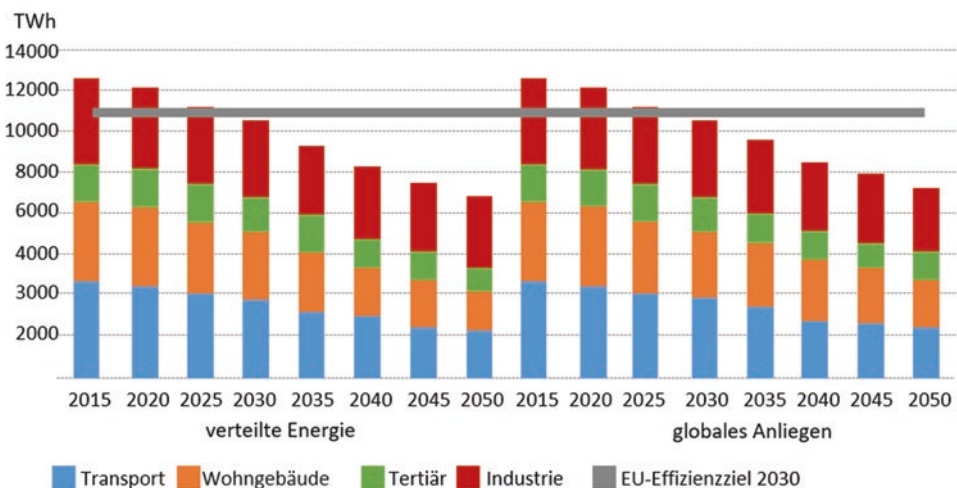


Abb. 7.3 Energieverbrauch bis 2050 für Szenario DE und GA [3]

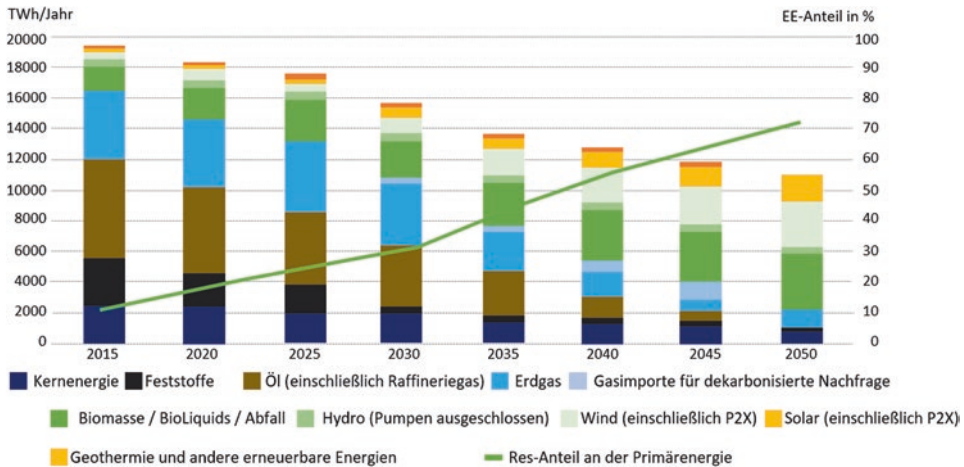


Abb. 7.4 Primärenergiemix in DE-Szenario und regenerativer Energieanteil bis 2050 [3]

Erzeugung wird in der Zukunft durch Öl, soweit erforderlich, gedeckt und die Anteile an Atomkraft liegen bei ca. 10 % in beiden Szenarien.

Dabei werden die sektorübergreifenden Technologien, also Technologien, die in der Lage sind, zwischen den Energieformen wie Strom, Gas und Wärme technisch und wirtschaftlich in sinnvollem Maß zu wandeln, eine entscheidende Rolle für die Umsetzung der Energieziele spielen. Diese bieten vor allem die Möglichkeit, die Überschüsse beispielsweise des Stromsektors in andere Formen umzuwandeln und für verschiedene Sektoren nutzbar zu machen (Industrie sowie Endverbraucher zuhause), anstatt die korrespondierenden Erzeuger abzuschalten. Wie in [3] dargestellt, spielt der Power-to-Gas-Erzeugungsmix in den DE- und GA-Szenarien eine unterschiedliche Rolle. So werden für DE im Jahr 2040 ca. 800 TWh PtG-Erzeugungskapazität benötigt, während für GA „nur“ 300 TWh zu verzeichnen sind. Dies ist wiederum auf differierende Kriterien und Rahmenbedingungen zurückzuführen (Abb. 7.5).

Die Entwicklungspfade, Ziele sowie schrittweise zu erreichende Etappen sind durch mehrere Faktoren und Risiken belastet und abhängig vom wirtschaftlichen und regulatorischen Status quo. Daher ist es wichtig, Schwerpunkte zu definieren, die es ermöglichen, mit diversifizierten Ansätzen die Ziele zu verfolgen. Gemäß [3] lassen sich diese in kurze, mittlere sowie langfristige Handlungen gliedern, um die Nachhaltigkeitsziele der EU zu erreichen;

- Die Erweiterung bestehender Technologien, d. h.
 - Reduktion der Energiekosten aus erneuerbaren Energien/Energiequellen
 - Steigerung der Effizienz der Endverbraucher sowie deren Anwendungen
 - Investitionen in erneuerbare Gas- und Stromtechnologien (insbesondere Wind und Fotovoltaik) sowie grenzüberschreitender Ausbau der Transferkapazität sind erforderlich,

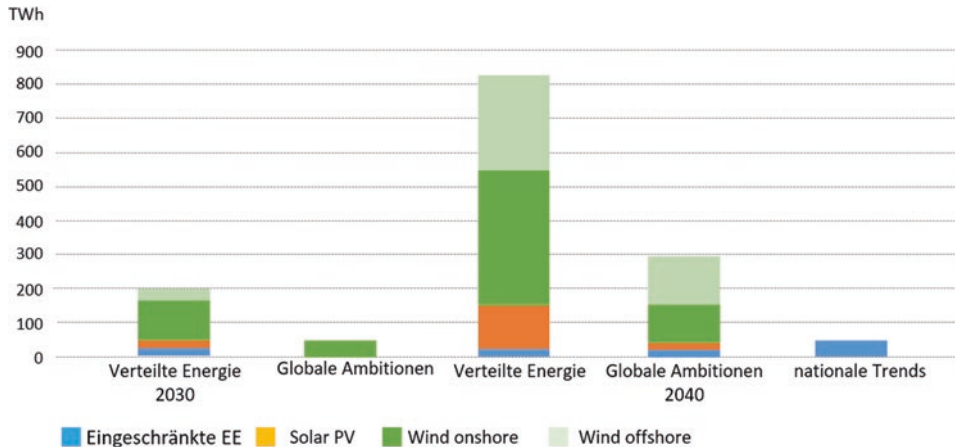


Abb. 7.5 Power-to-Gas-Erzeugungsmix für verschiedene Szenarien [3]

- Energieformen optimal für ihre Anwendungsinfrastrukturen nutzen,
 - direkte Stromnutzung weiterentwickeln und damit die Elektrifizierung fortschreiben,
 - Gas in Sektoren wie Rohstoffe, Hochtemperaturprozesse, Transport und Luftfahrt sowie Hybridlösungen optimal nutzen,
- Entwicklung von neuen Sektorkopplungstechnologien und -systemen wie Power-to-Gas oder Biomethan gekoppelt mit CCS-Speichern (Carbon Capture Storage) ist als Wegbereiter für die (vollständige) Dekarbonisierung zu betrachten,
- Kohlenstoffneutralität muss bereits 2040 in der Elektroenergieversorgung und bis 2050 in allen anderen Sektoren erreicht werden,
- weitere Maßnahmen zur Erreichung der negativen Nettoemissionen nach 2050 sind zusätzlich notwendig.

Aufgrund der genannten Schwerpunkte sowie unter Berücksichtigung weiterer Studien ist zu erkennen, dass in Europa bereits vielfältige Anstrengungen in Bezug auf die Energiewende und Sektorkopplung unternommen wurden, jedoch zukünftig und insbesondere im Hinblick auf 2050 noch eine Vielzahl nicht nur technischer, sondern auch wirtschaftlicher und regulatorischer Aspekte zu lösen ist, um ein nachhaltiges Energiesystem zu realisieren.

7.3 China Perspektive

Die Volksrepublik China gehört derzeit nicht nur zu dem größten Kohlenverbraucher und Emittenten von Treibhausgasen, sondern ist auch eines der größten Entwicklungsländer der Welt. Das Klimaziel besteht ebenfalls darin, bis 2050 einen höchstmöglichen Beitrag der regenerativen Energien zu erreichen, da eine 100-%-Deckung u. a. aufgrund der Fläche

sowie des Verbrauchs enorme Herausforderungen mit sich bringt, und damit die Umwelt so weit wie möglich zu entlasten. Die Studie [4] geht nach durchgeführter Analyse davon aus, dass im Jahr 2050 eine technisch machbare und wirtschaftlich tragbare Installation von erneuerbaren Energien in der VR China, die 60 % des Gesamtverbrauchs und über 85 % des Stromverbrauchs abdecken, realisierbar ist.

Wie Abb. 7.6 zu entnehmen ist, wird ein langsamer Wandel der Energieerzeugungsstruktur vom klassischen Umstieg auf erneuerbaren Energie, dabei besonders Wind und PV für Strom sowie Wärme, unter Beibehaltung der atomaren Erzeugungskapazitäten vollzogen.

Unterstützt wird dieser Wandel durch die Annahme einer deutlichen Effizienzsteigerung der Prozesse und Technologien, welche in einigen Fällen eine bis zu 90 %ige Reduktion im Vergleich zum Jahr 2010 bedeutet. Dabei ist es zu erwähnen, dass die VR China das Maximum an kohlenbasierter Energieerzeugung auf das Jahr 2020 datiert und erst danach mit einer deutlichen Senkung der Kohlenutzung zu rechnen ist. Im Jahr 2050 ist mit einer Gesamtstromerzeugung von 15,2 Billionen kWh zu rechnen, die zu 91 % von nicht fossilen Energieträgern gedeckt wird (86 % erneuerbare Energien) und nur 7 % durch Kohlekraftwerke.

Um diese Ziele zu erreichen, wurden bereits konkrete technologische Entwicklungspfade (Wind und PV als Beispiel) definiert, die auf einzelne Provinzen heruntergebrochen wurden, wie in Abb. 7.7 zu erkennen ist. Diese Verteilung wird anhand der geografischen Lage sowie der technischen Möglichkeiten und der Wirtschaftskraft bestimmt und ermittelt.

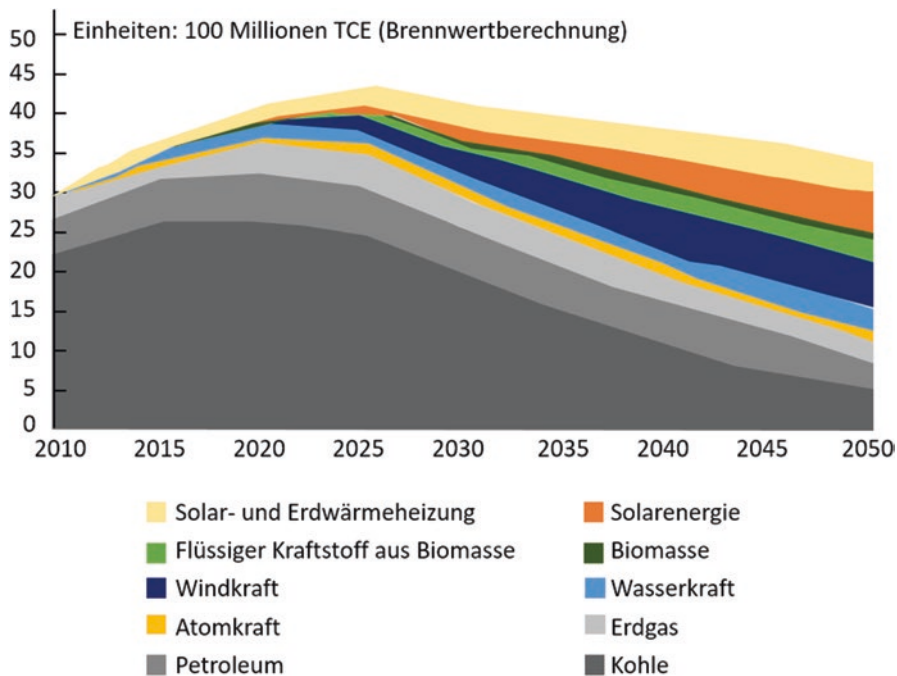


Abb. 7.6 Primärenergieverbrauch in der VR China 2010–2050 [4]

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass der Endenergieverbrauch im Jahr 2050 um ca. 36 % größer sein wird (ca. 3.2 Billionen Tonnen SKE) als im Jahr 2010 und davon ca. 60 % allein durch Elektrizität verbraucht werden, was u. a. durch die weiterhin steigende Bevölkerungszahl sowie deren Wohlstand und damit Energiebedarf selbst bei steigender Energieeffizienz zu begründen ist.

Dabei ist der Sektor der Industrie, gefolgt von Gebäude- und Wohninfrastruktur, der größte Stromverbraucher, wobei auch hier eine deutliche Steigerung in der Nutzung regenerativer Quellen, wie bspw. Geo- und Solarthermie, zu erkennen ist (s. Abb. 7.8).

Um die geplanten Maßnahmen mit langfristigen Zielen bis 2050 zu erreichen, wurden verschiedene Schwerpunkte und Etappen (vor 2017, 2020, 2030 und 2050) seitens der VR China definiert. Diese befassen sich mit staatlich regulierbaren Aspekten, die zur Erreichung der Ziele beitragen sollen, darunter die Entwicklung einer Energiestrategie bis hin zur Entwicklung und Etablierung eines nachhaltigen Energiemarktes inkl. eines ganzheitlichen regulatorischen und rechtlichen Rahmens. Der zweite und dritte Schwerpunkt dieser Entwicklung fokussieren sich auf den erneuerbaren Energiesektor als Industriezweig sowie die gesamte Energieversorgungsinfrastruktur. Dabei geht es vor allem darum, die existierenden erneuerbaren Energietechnologien weiter zu integrieren, zu optimieren und, falls relevant, neue Produkte durch gezielte Forschung zu entwickeln. Des Weiteren sollen über großzügig zu beschaffende Großdemonstratoren die verschiedenen neuen Systemelemente, wie Speicher inkl. Elektromobilität, flexible Lasten sowie dazugehörige Funktionalitäten des Smart Grids (Betriebsführung und Schutz), im kleinen sowie großen Maßstab erprobt und schlussendlich zu finalen Produkten und Diensten ausgebaut werden, damit eine hohe Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit auch im Jahr 2050 erreicht werden kann. Die letzten Aspekte der Transformation in ein nachhaltiges Energiesystem der VR China konzentrieren sich auf soziale Bereiche wie die Akzeptanz oder Sensibilisierung der Bevölkerung.

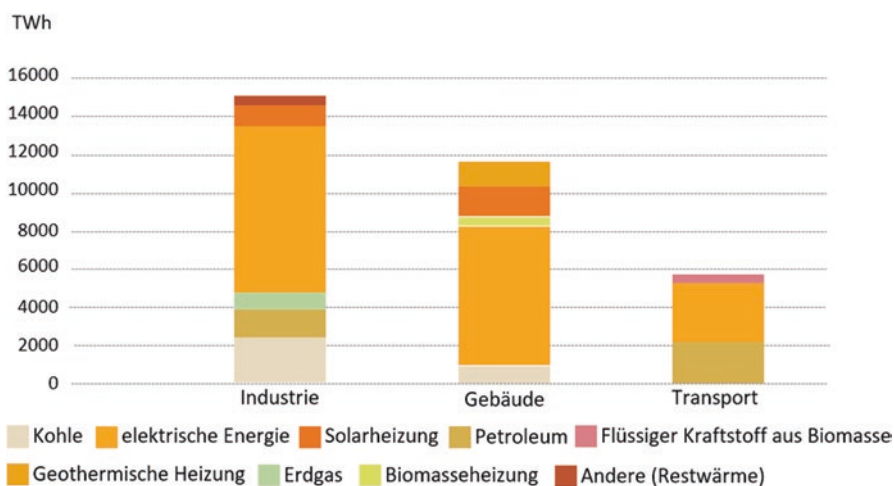


Abb. 7.8 Stromverbrauch aufgeteilt nach Sektoren in der VR China im Jahr 2050 [4]

7.4 USA Perspektive

Die Vereinigten Staaten von Amerika stellen im weltweiten Vergleich den zweitgrößten Gesamtstromverbraucher sowie einen der Spitzenreiter im Pro-Kopf-Verbrauch mit ca. 13.000 kWh im Jahr dar. Dabei ist zu beachten, dass in einigen Sektoren bereits seit dem Jahr 2020 eine Reduktion (Wohn- und Transportsektor), bzw. Stagnation (Gebäude) zu registrieren ist, während in der Industrie ein langsamer, aber deutlicher Anstieg bis hin zum Jahr 2050 zu verzeichnen ist (s. Abb. 7.9). Auf der anderen Seite weist das Erzeugungsportfolio eine signifikante Dynamik auf (s. Abb. 7.10). Durch den langsamen Lastzuwachs und die zunehmende Erzeugung aus regenerativen Energiequellen, u. a. dank des anhaltenden Rückgangs der Kapitalkosten für Solar- und Windkraft bei gleichzeitig sinkender Erzeugung aus Atom- und Kohlekraftwerken sowie historisch starker Produktion an Rohöl und Erdgas, welche jedoch überwiegend exportiert werden, ist die USA bereits 2020 als Netto-Energieexportland zu sehen.

Diese Entwicklungen, die durch kontinuierliche Veränderungen sowie Anpassungen an den globalen Energiemärkten bei gleichzeitig steigender Energieeffizienz der heimischen Verbraucher in bestimmten Branchen hervorgerufen werden, führen dazu, dass die energiebedingten Kohlendioxidemissionen im Industriesektor der USA bis 2050 ansteigen werden. Diese Steigerung resultiert u. a. aus einem erhöhten Verbrauch des eigenen Erdgases. Darüber hinaus sind für andere Sektoren sowie Brennstoffe bis zum Jahr 2050 relativ konstante energiebedingte Kohlendioxidemissionen zu verzeichnen, sodass in der Summe für die USA eine relativ geringe Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen (ausgenommen ist hier Kohle als Brennstoff) zwischen den Jahren 1990 und 2050 zu erkennen ist (s. Abb. 7.11). Um diese energetischen Ziele erreichen zu können, ist es notwendig, bspw. die Gesamtproduktion von heimischem Erdgas, insbesondere Flüssiggas, im Vergleich

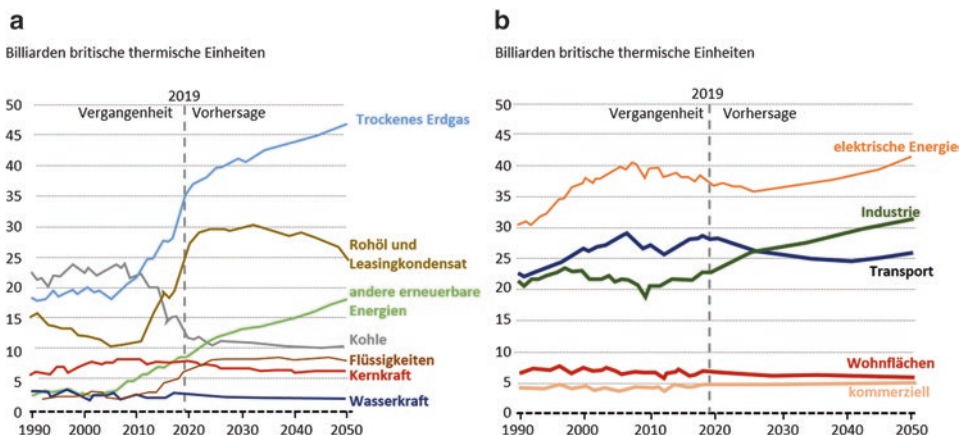


Abb. 7.9 Energieerzeugung und Verbrauch je nach (a) Brennstoffe und (b) Sektoren für die USA (1990–2050) [5]

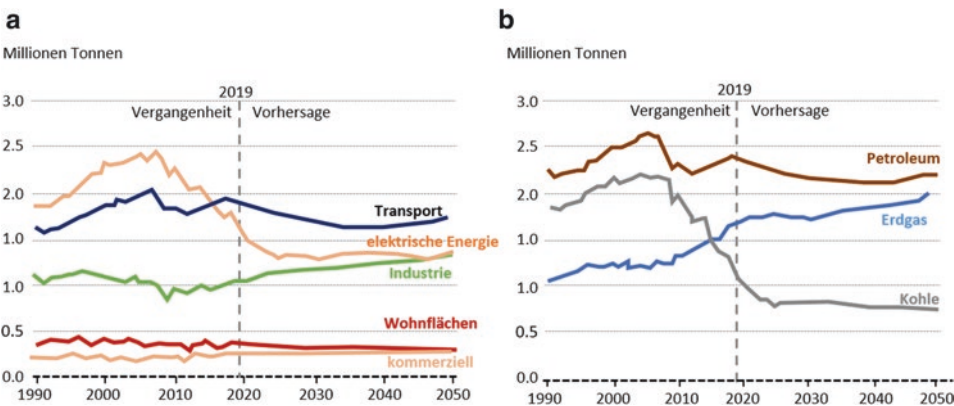


Abb. 7.10 CO₂-Emission in den USA bezogen auf (a) Sektoren sowie (b) Brennstoffe im Zeitraum 1990–2050 [5]

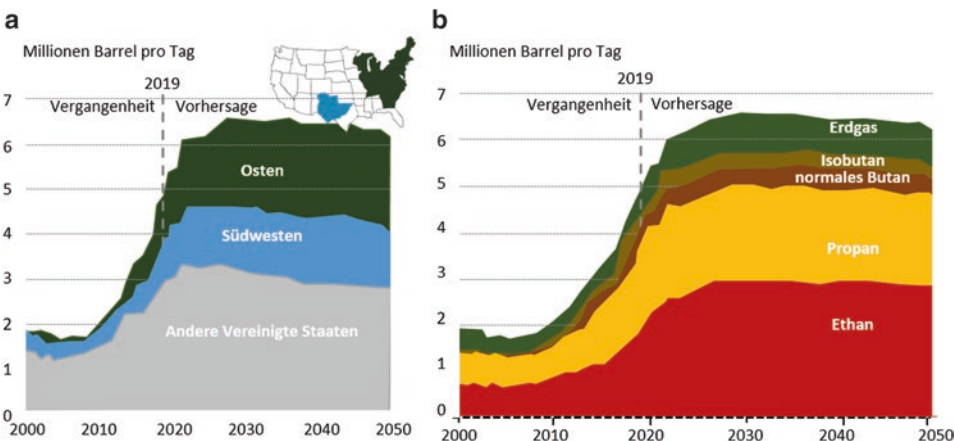


Abb. 7.11 Erdgasproduktion in den USA 2000–2050 je nach (a) Region und (b) Gasart [5]

zum Jahr 2020 deutlich zu erhöhen und die gesamten US-Erdgasgebiete, sowohl im Osten als auch im Westen, einzubeziehen (s. Abb. 7.11).

7.5 Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (Beispiel EU/Deutschland)

7.5.1 Einführung

Die erfolgreiche Umsetzung der klimapolitischen Beschlüsse ist maßgeblich für eine ausreichende Absenkung der Treibhausgasemissionen im Einklang mit den Zielen des Paris-Vertrags und dient damit der Erreichung der Klimaschutzziele. Um den Schritt von einer reinen Strom- zu einer umfassenden Energiewende zu vollziehen, muss der Anteil er-

neuerbarer Energien in allen Sektoren erhöht und fossile Energieträger substituiert werden. Neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Absenkung des Energiebedarfs durch Energieeffizienzmaßnahmen kommt einer nachhaltigen und intelligenten Sektorenkopplung eine wesentliche Bedeutung zu.

Diese und andere Aspekte der Energiewende wurden bereits in früheren Kapiteln dieses Buches im europäischen und deutschen Kontext ausführlich diskutiert. In diesem Kapitel soll nur am Beispiel der EU und Deutschlands die Bedeutung der Wasserstoffstrategie aufgezeigt werden, die, wie ebenfalls mehrfach erwähnt, die Schlüsseltechnologie für die erfolgreiche Umsetzung der Sektorkopplung ist.

Die Elektrifizierung ist bei vielen Anwendungen der technisch energieeffizientere Weg. Dennoch verbleibt ein großer Anteil des energetischen (u. a. Schwerlast- und Langstreckenverkehr) und stofflichen (u. a. chemische Industrie) Bedarfs, der bisher aus fossilen Energieträgern gedeckt wird und nicht ausschließlich oder nur mit großem technischem Aufwand mit Strom abgedeckt werden kann.

Wasserstoff kann auf diesem Weg ein „Game Changer“ sein und kann in naher Zukunft eine elementare Rolle bei der Vollendung der Energiewende in allen Sektoren einnehmen. Hierzu bietet sich eine Nutzung von aus erneuerbaren Energien hergestelltem Wasserstoff bzw. seinen Folgeprodukten an. Andere Wasserstoffherstellungsprozesse auf Basis von konventionellem Erdgas bieten grundsätzlich die Möglichkeit die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu Kohle und Erdöl zu senken, haben jedoch aus klimapolitischer Sicht keine langfristige Perspektive.

Die Nutzung von Wasserstoff ist in vielerlei Hinsicht prädestiniert für einen fließenden Übergang zu einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energie, da er unter Einsatz von Elektrolyseuren direkt aus erneuerbarem Strom hergestellt und ohne größere strukturelle Brüche in die bestehende Gasinfrastruktur integriert werden kann. Als chemischer Energieträger ermöglicht Wasserstoff und seine Folgeprodukte eine langfristige und großskalierte Energiespeicherung und ist sektorenübergreifend insbesondere auch als Grundstoff in der chemischen Industrie einsetzbar.

Die Europäische Union hebt die Bedeutung von Wasserstoff für das Energiesystem und den Transformationsprozess für eine nachhaltige industrielle Wertschöpfung hervor. Dazu wurde am 8. Juli 2020 eine Wasserstoffstrategie, gemeinsam mit der Strategie zur Integration des Energiesystems, veröffentlicht. Dabei wird das Ziel verfolgt, den sektorenübergreifenden Einsatz von Wasserstoff zu befördern, insbesondere jene Bereiche, die nicht für eine Elektrifizierung geeignet sind. Weiterhin sollen die Energiespeicherpotenziale in Verbindung mit der Systemintegration der erneuerbaren Energien genutzt werden. Um das Wasserstoffpotenzial optimal zu nutzen, müssen geeignete Rahmenbedingungen, wie zur Regulierung von Leitungsnetzen, Schaffung von Märkten und Förderung von Forschung und Entwicklung, geschaffen werden. Das langfristige Ziel wird mit einem Deckungsgrad von regenerativ erzeugten (grünen) Wasserstoff von 24 des europäischen Energiebedarfs bis 2050 beschrieben. Die Zwischenschritte insbesondere zum Hochlauf und Etablierung der Märkte sind in Abb. 7.12 zusammengefasst.

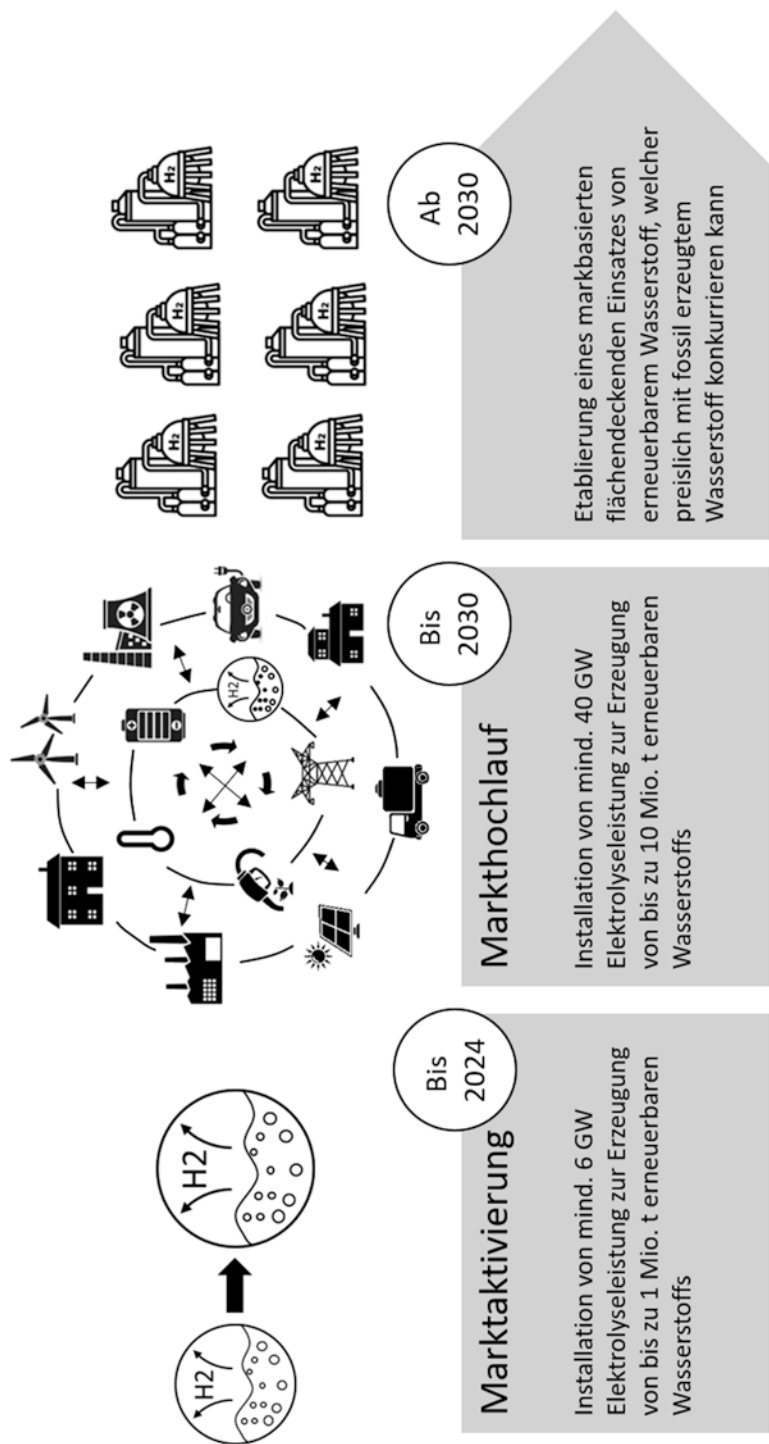


Abb. 7.12 Europäische Zielsetzung zum Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft nach [6]. (Quelle: Icons © Adobe Stock)

Um einen schnellen und substanziellen Markthochlauf zu ermöglichen und die Treibhausgasemissionen schnell zu senken können aus Sicht der EU-Kommission kurz- und mittelfristig auch andere Formen CO₂-armen Wasserstoffs zugelassen sein. Weiterhin beinhaltet die EU-Strategie den Aufbau von Elektolyseurkapazitäten in EU-Nachbarstaaten in Höhe von 40 GW bis 2030, um den Bedarf durch Import decken zu können.

Zur Umsetzung der EU-Strategie werden zahlreiche Finanzierungsinstrumente genutzt bzw. neue geschaffen. Da diese Strategie eine hohe industriepolitische Bedeutung hat, wurde mit Veröffentlichung am 8. Juni 2020 auch die „Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff“ gegründet, die sich aus Mitgliedern der Industrie, der Zivilgesellschaft, der Europäischen Investitionsbank und Ministern der nationalen/regionalen Ebene zusammengesetzt. Zur Unterstützung der Zusammenarbeit der europäischen Mitgliedstaaten und Beförderung von großen Infrastrukturvorhaben wird das Instrument der „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI) eingesetzt. Hierin ist es möglich die nationale Förderung zu erhöhen, da beihilferechtliche Regelungen außer Kraft gesetzt werden.

7.5.2 Konzept für Deutschland

Am 10. Juni 2020 veröffentlichte die deutsche Bundesregierung ihre Wasserstoffstrategie. Sie beschreibt die nationalen Zielstellungen zum Ausbau der Elektrolyseleistung (bis 5 GW bis 2030) sowie einen Aktionsplan mit 38 Maßnahmen zum Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft. Wasserstoff wird im Allgemeinen als Dekarbonisierungsoption und im Speziellen als vielfältig einsetzbarer Energieträger, als Energiespeicher, wesentliches Element der Sektorenkopplung und Grundstoff für die Industrie betrachtet. Das Ziel wird sein, die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion, über Verteilung, Nutzung und Speicherung abzubilden.

Zentrale Bereiche in der Strategie sind daher die inländische Wasserstofferzeugung, die sektorenübergreifende Verwendung, insbesondere im Verkehrs- und Industriesektor, der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sowie die Förderung von Forschung und Innovation. Wasserstofftechnologien sollen als Kernelemente der Energiewende entwickelt und etabliert werden. Finanziell sind hierfür 9 Mrd. € vorgesehen, um vor allem die technologische Entwicklung voranzubringen. Im Mittelpunkt der Governance-Struktur zur konsequenten Umsetzung und Weiterentwicklung der Strategie steht der Nationale Wasserstoffrat, bestehend aus Vertreter und Vertreterinnen aus Gesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft.

Für den Markthochlauf ist der regulatorische Rahmen geeignet zu gestalten und dies stets im Einklang mit den europäischen Entwicklungen zu betrachten. Voraussetzung für die Herstellung von grünem Wasserstoff ist regenerativ erzeugter Strom. Die Stromgestehungskosten in Deutschland werden daher maßgeblich die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Wasserstoffproduktion bestimmen. Gegenwärtig ist der Strompreis durch zahlreiche Abgaben (unter anderem Stromsteuer) und Umlagen (unter anderen EEG-Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energie) belastet. Somit wird die Umsetzung der

Wasserstoffstrategie mit einer Neustrukturierung der Finanzierung des Energiesystems einhergehen. In diesem Zusammenhang wird stets von der Internalisierung der externen Kosten gesprochen. Dies meint die Kosten durch den Klimawandel, die sich auf Grund der Emission von Treibhausgasen ergeben. Mit einem geeigneten Preis für Treibhausgase (häufig kurz als CO₂-Preis bezeichnet) sollen klimafreundliche Investitionen, und somit innovative Ansätze der Sektorenkopplung, wirtschaftlich möglich sein.

Wie auch die Strategie der EU-Kommission erkennt die Bundesregierung an, dass die inländischen Erzeugungspotenziale nicht ausreichend sein werden, um den Wasserstoffbedarf in Deutschland abzudecken. Als Vergleich würde die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien im Jahr 2019 benötigt werden, um die notwendigen Wasserstoffmengen für die chemische Industrie bereitzustellen. Daher wird der Import von Wasserstoff für Deutschland eine zentrale Rolle spielen. Hierzu werden frühzeitige strategische Partnerschaften mit Exportländern angestrebt und der Aufbau der Wasserstoffproduktion gemeinschaftlich vorangetrieben werden.

7.5.3 Regionale Konzepte am Beispiel des Landes Sachsen-Anhalt

Die Diskussion um die Ausgestaltung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft ist neben der Frage nach den klimapolitisch geeigneten Herstellungstechnologien geprägt von den technologischen und infrastrukturellen Entwicklungsphasen, also ist eine dezentrale oder zentrale Versorgungsinfrastruktur analog zum Erdgasnetz volkswirtschaftlich effizienter. Ebenso muss ein Markt im Sinne eines Bedarfs entwickelt werden. Die heutigen Bedarfszentren, vorrangig die Chemiestandorte, erscheinen hier als Ausgangspunkt zu dienen.

Die aktuell aufkommenden Wasserstoffprojekte werden vorrangig nah am Bedarf geplant und umgesetzt. Die Gründe hierzu sind vielfältig. Wesentlich ist, dass sich die erneuerbaren Energien technologisch durch die Förderung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz weiterentwickelt haben und die Stromgestehungskosten deutlich reduziert werden konnten. Insbesondere gute Windstandorte bieten sich daher für eine Wasserstoffelektrolyse an. Ein weiterer Grund ist die noch fehlende Wasserstoffinfrastruktur, um Wasserstoff in der notwendigen Reinheit und zu wettbewerbsfähigen Kosten zu transportieren.

Aus diesem Grund ist es sinnvoll, dass neben der europäischen und der nationalen Wasserstoffstrategie auch regionale Strategie auf Ebene der Bundesländer erarbeitet werden. Die Chance besteht darin, die Marktentwicklung vor allem auf der Bedarfsseite mit zu gestalten, um somit Standortvorteile zu entwickeln. Die Ausgangsbedingungen in den Bundesländern sind hinsichtlich der Wertschöpfungsketten, bzw. Bestandteile davon, unterschiedlich. Während sich die norddeutschen Bundesländer als Erzeugungsstandorte mit einem wachsenden Bedarf durch Industrieansiedlung positionieren wollen, besteht der Fokus von Nordrhein-Westfalen auf der Sicherung einer geeigneten Infrastruktur und Importkapazitäten für die notwendigen grünen Wasserstoffmengen für die vorhandene Industrie.



Abb. 7.13 Wasserstoffwirtschaft. Beispiele der Infrastruktur: (a) Wasserstoffspeicher, (b) Wasserstofftankstelle. (Quelle: © Adobe Stock)

Im Land Sachsen-Anhalt, beispielhaft, hat die Landesregierung hat Anfang 2020 eine interministerielle Arbeitsgruppe (IMAG) mit Vertretern aus dem Wirtschafts-, Verkehrs- und Energieressort eingerichtet, um den Strategieprozess zu steuern. Der Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft (siehe Beispiele der Infrastruktur in Abb. 7.13) mit der damit verbundenen klimapolitischen Motivation wird in alle Sektoren hineinwirken. Daher hat sich die IMAG im Auftrag der Landesregierung zu einer intensiven Beteiligung der Stakeholder aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik entschieden. Hierzu wurde ein sogenannter Grün-/Weißbuch-Prozess aufgelegt, der sich sequenziell der Erarbeitung der Wasserstoffstrategie nähern soll. Vorgeschaltet war ein umfangreicher Fragenkatalog an die Stakeholder, um vorab den Informationsstand des Marktes zu eruieren.

Mit der Zielstellung sich als führender Wasserstoffstandort in Deutschland zu positionieren wurde die Strategie [6] am 11. Mai 2021 beschlossen.

Literatur

1. Europäische Kommission (2018) Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft (Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TEXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773&from=DE>. Abgerufen: 15. Dez. 2020
2. Generaldirektion Klimapolitik (Europäische Kommission) (2019) Unser Ziel: Klimaneutralität bis 2050. Eine langfristige strategische Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale EU-Wirtschaft, Europäische Union (Broschüre). Abrufbar unter <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/92f6d5bc-76bc-11e9-9f05-01aa75ed71a1/>. Abgerufen: 15. Dez. 2020
3. ENTSO-E, ENTSO-G (2019) TYNDP 2020 – Scenario Report. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Scenarios/2020/consultation/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_consultation.pdf. Abgerufen: 15. Dez. 2020

4. Energy Research Institute, National Development and Reform Commission (2015) CHINA 2050. High Renewable Energy Penetration Scenario and Roadmap Study. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-20150420/China-2050-High-Renewable-Energy-Penetration-Scenario-and-Roadmap-Study-Brochure.pdf>. Abgerufen: 15. Dez. 2020
5. U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy Washington, DC (2020) Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf>. Abgerufen: 15. Dez. 2020
6. Grünbuch zur Erstellung einer Wasserstoffstrategie für das Land Sachsen-Anhalt, August 2020, abrufbar unter https://mule.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MLU/MLU/04_Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/200914_Gruenbuch_zur_Entwicklung_einer_Wasserstoffstrategie_fuer_Sachsen-Anhalt_final_bf_01.pdf

Anhang 1

Wandlungsketten (Energiewandlungsketten) der ausgewählten Prozesse

Tab. A.1 Ausgewählte Prozesswandlungsketten

Energiewandlungsprozesse	
Primärenergie zu elektrischer Energie <ul style="list-style-type: none">• Kohlekraftwerk• Kernkraftwerk• Gaskraftwerk<ul style="list-style-type: none">– Gaskraftwerk– GUD-Kraftwerk– Brennstoffzellenkraftwerk• Erneuerbare-Energie-Anlagen<ul style="list-style-type: none">– Biogasanlagen– Windkraftanlagen– Fotovoltaikanlagen	Thermische Energie zu elektrischer Energie <ul style="list-style-type: none">• Niedertemperaturprozesse<ul style="list-style-type: none">– Organic Rankine Cycle– Geothermianlage (Niederenthalpie)• Hochtemperaturprozesse<ul style="list-style-type: none">– Geothermianlage (Hochenthalpie)
Primärenergie zu thermischer Energie <ul style="list-style-type: none">• Kohlekraftwerk• Gaskraftwerk<ul style="list-style-type: none">– Gaskraftwerk– GUD-Kraftwerk– Brennstoffzellenkraftwerk• Erneuerbare-Energie-Anlagen<ul style="list-style-type: none">– Biogasanlagen + BHKW– Solarthermianlagen	Thermische Energie zu Gas
Primärenergie zu Gas <ul style="list-style-type: none">• Kohlevergasung Methanisierung	Elektrische Energie zu thermischer Energie <ul style="list-style-type: none">• Elektrolyse + BHKW• Elektrodenkessel Elektrische Energie zu Gas <ul style="list-style-type: none">• Elektrolyse




















































Gesamtwirkungsgrad (Literatur): Beschreibt den Gesamtwirkungsgrad des Wandlungssystems, eingeschlossen aller Verluste (Druckverluste etc.)






















Die Transportverluste bis zum Verbrauer (Transformator, Stromnetz) sind nicht inbegriffen. Die Werte sind der allgemeinzugänglichen Literatur entnommen und gemittelt

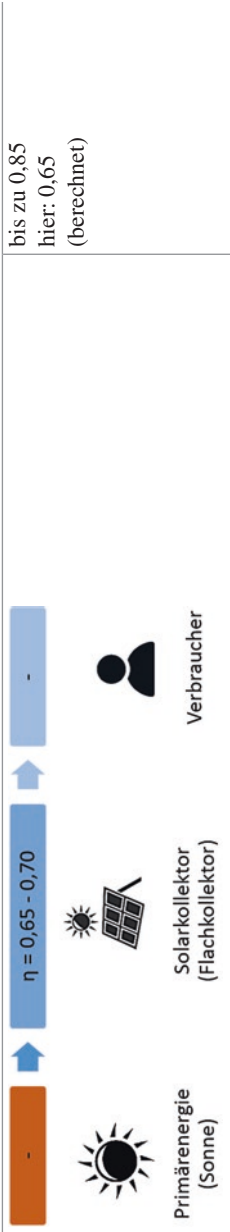
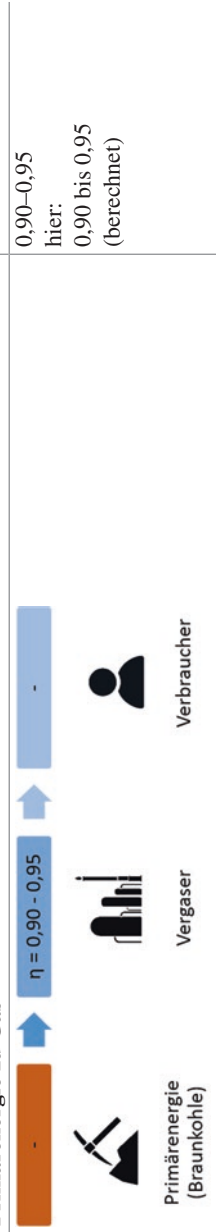
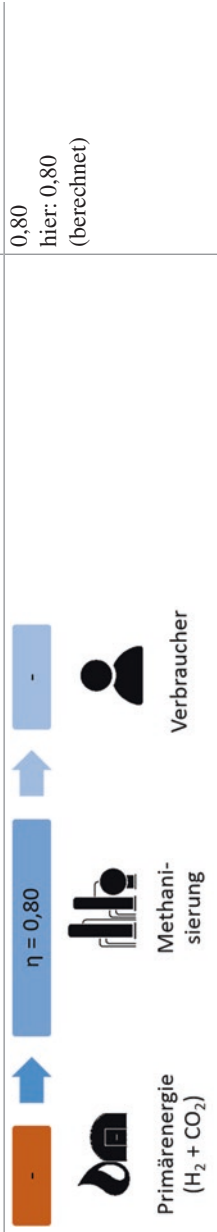
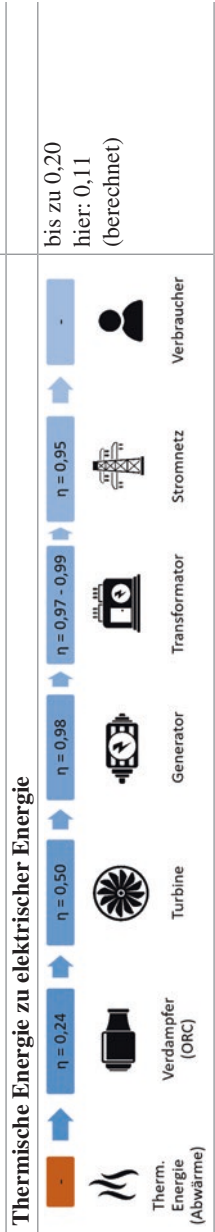
Gesamtwirkungsgrad (berechnet): Beschreibt den Gesamtwirkungsgrad des Wandlungssystems, berechnet aus den einzelnen Wirkungsgraden der Systemkomponenten, welche in den Abbildungen dargestellt sind. Es werden nur die reinen Anlagenverluste berücksichtigt, Druckverluste etc. gehen nicht in die Berechnung mit ein, jedoch der Transport bis zum Verbraucher. Für die Berechnung wurde jeweils die untere Grenze der Wirkungsgrade angenommen

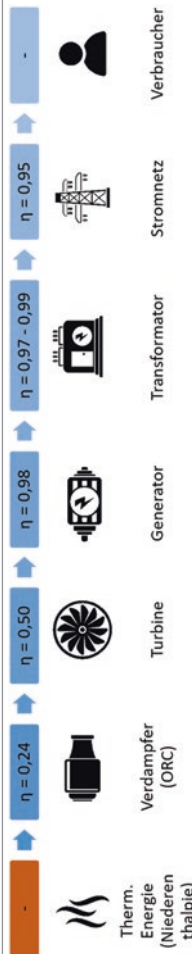
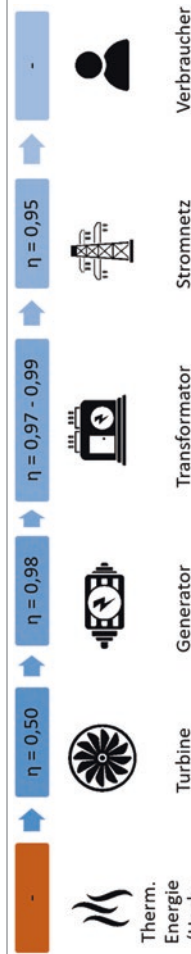
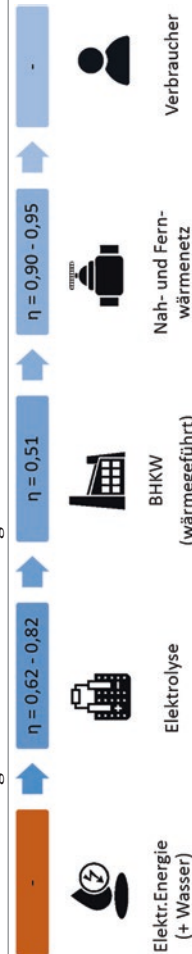
Ikonen in der Tab. A.1 © Adobe Stock Standard Lizenz

Prozess	Wandlungskette	Gesamtwirkungsgrad
1. Kohlekraftwerk	<p>Primärenergie zu elektrischer Energie</p> <p>Primärenergie (Braunkohle) → Kessel ($\eta = 0,90 - 0,95$) → Verdampfer ($\eta = 0,83$) → Turbine ($\eta = 0,50$) → Generator ($\eta = 0,98$) → Transformator ($\eta = 0,97 - 0,99$) → Stromnetz ($\eta = 0,95$) → Verbraucher</p>	0,40–0,43 hier: 0,34 (berechnet)
2. Kernkraftwerk	<p>Primärenergie (Uran) → Druckwasserreaktor ($\eta = 0,87$) → Turbine ($\eta = 0,50$) → Generator ($\eta = 0,98$) → Transformator ($\eta = 0,97 - 0,99$) → Stromnetz ($\eta = 0,95$) → Verbraucher</p>	0,32–0,36 hier: 0,38 (berechnet)
3. Gaskraftwerk	<p>Primärenergie (Erdgas) → Gasturbine ($\eta = 0,40$) → Generator ($\eta = 0,98$) → Transformator ($\eta = 0,97 - 0,99$) → Stromnetz ($\eta = 0,95$) → Verbraucher</p>	0,34 hier: 0,36 (berechnet)
4. GUD-Kraftwerk (Gas und Dampf)	<p>Primärenergie (Erdgas) → Gasturbine ($\eta = 0,40$) → Generator ($\eta = 0,98$) → Turbine ($\eta = 0,50$) → Generator ($\eta = 0,98$) → Transformator ($\eta = 0,97 - 0,99$) → Stromnetz ($\eta = 0,95$) → Verbraucher</p>	bis zu 0,60 hier: 0,38 (berechnet)

5. Brennstoffzellenkraftwerk	 Primärenergie (H ₂)	 $\eta = 0,60 - 0,80$	 Brennstoffzelle (AFC, Luft)	 $\eta = 0,97$	 DC/AC-Wandler	 $\eta = 0,97 - 0,99$	 Transformator	 $\eta = 0,95$	 Stromnetz	 Verbraucher	bis zu 0,70 hier: 0,53 (berechnet)	
6. Biogasanlagen	 Primärenergie (Biogas)	 $\eta = 0,33$	 Micro-gasturbine	 $\eta = 0,98$	 Generator	 $\eta = 0,97 - 0,99$	 Transformator	 $\eta = 0,95$	 Stromnetz	 Verbraucher	- hier: 0,30 (berechnet)	
7. Windkraftanlagen	 Primärenergie (Wind)	 $\eta = 0,45 - 0,59$	 Windkraftanlage	 $\eta = 0,94 - 0,96$	 Generator	 $\eta = 0,97$	 AC/DC-Wandler	 $\eta = 0,97 - 0,99$	 Transformator	 Stromnetz	 Verbraucher	bis zu 0,50 hier: 0,38 (berechnet)
8. Fotovoltaikanlagen	 Primärenergie (Sonne)	 $\eta = 0,16 - 0,18$	 PV-Zelle (Silizium)	 $\eta = 0,97$	 DC/AC-Wandler	 $\eta = 0,97 - 0,99$	 Transformator	 $\eta = 0,95$	 Stromnetz	 Verbraucher	bis zu 0,34 hier: 0,14 (berechnet)	
Primärenergie zu thermischer Energie												
9. Kohlekraftwerk	 Primärenergie (Braunkohle)	 $\eta = 0,59$	 Kohlekraftwerk	 $\eta = 0,90 - 0,95$	 Nah- u. Fernwärmenetz	 $\eta = 0,90 - 0,95$	 $\eta = 0,90 - 0,95$	 $\eta = 0,90 - 0,95$	 $\eta = 0,90 - 0,95$	 Verbraucher	0,59 wärmegeführt hier: 0,53 (berechnet)	

Gaskraftwerk 10. GUD-Kraftwerk (Gas und Dampf)	<p>Die Nutzung der Abwärme erfolgt in einem Dampfpfrozess > s. GUD Kraftwerk</p> <div><div> Primärenergie (Erdgas)</div><div> $\eta = 0,59$</div><div> GUD- Kraftwerk</div><div> $\eta = 0,90 - 0,95$</div><div> Nah- u. Fern- wärmenetz</div><div> -</div><div> Verbraucher</div></div> <p>0,59 wärmegeführt hier: 0,53 (berechnet)</p>
11. Brennstoff- zellenkraftwerk	<p>Neben elektrischer Energie wird bei der Umwandlung in der Brennstoffzelle auch Wärme frei. Diese kann – abhängig von der Betriebstemperatur der Brennstoffzelle – genutzt werden. Die Abwärme der PEM (<80 °C) sowie der PAFC (<170 °C) bieten sich z. B. für die Nahwärmenutzung in Gebäuden an. Die hohen Temperaturen der MCFC (≈650 °C) oder der SOFC (≈950 °C) bieten die Möglichkeit der Fernwärmenutzung bzw. der Nutzung in industriellen Prozessen.</p> <div><div> Primärenergie (H₂)</div><div> $\eta = 0,60 - 0,80$</div><div> Brennstoffzelle (AFC, Luft)</div><div> $\eta = 0,90 - 0,95$</div><div> Nah- u. Fern- wärmenetz</div><div> -</div><div> Verbraucher</div></div> <p>- hier: 0,57 (berechnet)</p>
12. Erneuerbare- Energie-Anlagen	<div><div> Primärenergie (Biogas)</div><div> $\eta = 0,51$</div><div> BHKW (wärmegeführt)</div><div> $\eta = 0,90 - 0,95$</div><div> Nah- u. Fern- wärmenetz</div><div> -</div><div> Verbraucher</div></div> <p>0,51 hier: 0,46 (berechnet)</p>

13. Solarthermie- anlagen		bis zu 0,85 hier: 0,65 (berechnet)
14. Kohlevergasung	<p>Primärenergie zu Gas</p> 	0,90-0,95 hier: 0,90 bis 0,95 (berechnet)
15. Methanisierung		0,80 hier: 0,80 (berechnet)
16. Organic- Rankine-Cycle	<p>Thermische Energie zu elektrischer Energie</p> 	bis zu 0,20 hier: 0,11 (berechnet)

17. Geothermie-anlage (Nieder-enthalpie)		0,05–0,15 hier: 0,11 (berechnet)
18. Geothermie-anlage (Hoch-enthalpie)		0,05–0,15 hier: 0,45 (berechnet)
Thermische Energie zu Gas (direkte Umwandlung nicht möglich)		
Elektrische Energie zu thermischer Energie		
19. Elektrolyse + BHKW		- hier: 0,28 (berechnet)

20. Elektroden- kessel	<div><div>Elektr. Energie (+ Wasser)</div><div></div><div><div>Elektroden- kessel</div><div></div><div><div>Verbraucher</div></div></div></div>	0,99 hier: 0,99 (berechnet)
21. Elektrolyse	<div><div>Elektr. Energie (+ Wasser)</div><div></div><div><div>Elektrolyse</div><div></div><div><div>Verbraucher</div></div></div></div>	bis zu 0,99 hier: 0,62 (berechnet)

Stichwortverzeichnis

B

Bilanzkreis 169, 173, 178
 Bilanzkreisverantwortlicher 170, 195
Bilanzkreistreue 193
Bilanzkreisvertrag 174
BIP 3, 4, 6, 9, 14, 32
Black-Box-Modell 50
Blockschaltbild 108
Bundesnetzagentur 172

C

Carbon Capture Storage 212
Club of Rome 2
CO₂ Emission 8, 11, 21, 63, 208, 209
Control Center 37

D

Demand Side Integration 135
Demand Side Management 135
Demand Side Response 135
DESERTEC 44
Dunkelflaute 36, 39, 73

E

elektrische Energiesysteme 2, 22
 Benchmark 67
 Betriebsmittel 199
 Ersatzschaltbild 111
 Flexibilität 25, 134, 159
 Gleichstrom 109, 199
 Inertia 39

 Modelle 62
 Planung 25, 66, 77
 Spannungsebene 109
elektrischer Energiespeicher
 Batterie-Energiespeicher 144
 CAES 147
 DOD 142
 Klassifizierung 143
 Prinzip 141
 Schwungrad-Energiespeicher 144
 SOC 142
 Supraleitende Magnetische Energiespeicher
 (SMES) 145
Elektrolyseure 147
Elektromobilität 17
Energieformen 82
Energie Hub 19, 50
 Modell 51, 56, 75
 Module 53
Energienmix
 Deutschland 60, 88
 EU 211
Energiespeicher 36, 67, 140, 150
 Pumpspeicherwerk 143
Energiesysteme 22, 61, 106
 Flexibilität 133, 136, 138, 148, 152
 Flexibilität- Flexgrafen 148
 multimediale Energiesysteme (MES) 49, 56
 Planung 62, 65
Energieverbrauch 5
Energiewende 10, 14, 16, 19
 Drei-Säulen-Modell 65
Energiewirtschaftsgesetz 154

Erneuerbare Energiegesetz (EEG) 25, 35, 89
 π -Ersatzschaltilde 112
European Power Exchange 154

F

Fukushima-Katastrophe 207

G

Gas-Fernleitungsnetz 119
Green Deal 30
Grid Code 39

H

H₂ 19, 36, 60, 89, 141
H₂-Elektrolyseur 60, 220

I

Inertia 58
Inzidenzmatrix 51

K

Klimaschutz 12
Kohle-Ausstieg 14, 89

L

Land Sachsen-Anhalt 222
Laplace-Transformationen 49
Life-Cycle-Costing-Method 64

M

Marktrollen 170, 171, 197
Methanisierung 147

N

Net-Zero-Energy-System 63, 91
Netzsicherheitsmanagementsystem 69

O

Optimierung
Dynamische Programmierung 74
MILP 76, 77
Szenarien 209
Zielfunktion 59, 63, 70, 74

P

Power-to-
Gas 17, 140, 146, 212
Wärme 92, 102, 140, 199
X 19, 140, 150
PSS Netomac 67
PSS Sincal 118

R

Redispatch 25, 159
regenerative Erzeugung 30

S

Sankey-Diagramm 73
Sektoren 21, 72, 84
Energieverbrauch 59, 85, 86, 133
GHD 16, 100, 101
Haushalt 16, 84, 94, 95
Industrie 16, 92
Verkehr 16, 60, 97, 98, 133
Smart Grid
Phasenschieber 199
Smart Meter 169, 184
Smart-Meter-Gateway 184
STANET 124, 128
STATCOM 200
Storyline 70, 72

T

Tagesbelastungsdiagramm 58
Teen Year Network Developing Plan
(TYNDP) 30, 33, 39, 62, 64, 70, 75

U

Übertragungsmatrix 51

V

Volllaststunden 5, 28

W

Wärmenetzinfrastruktur 126

Wasserstoffinfrastruktur 89, 90, 147, 219

Windanlagen

offshore 35, 43, 199

onshore 25, 43