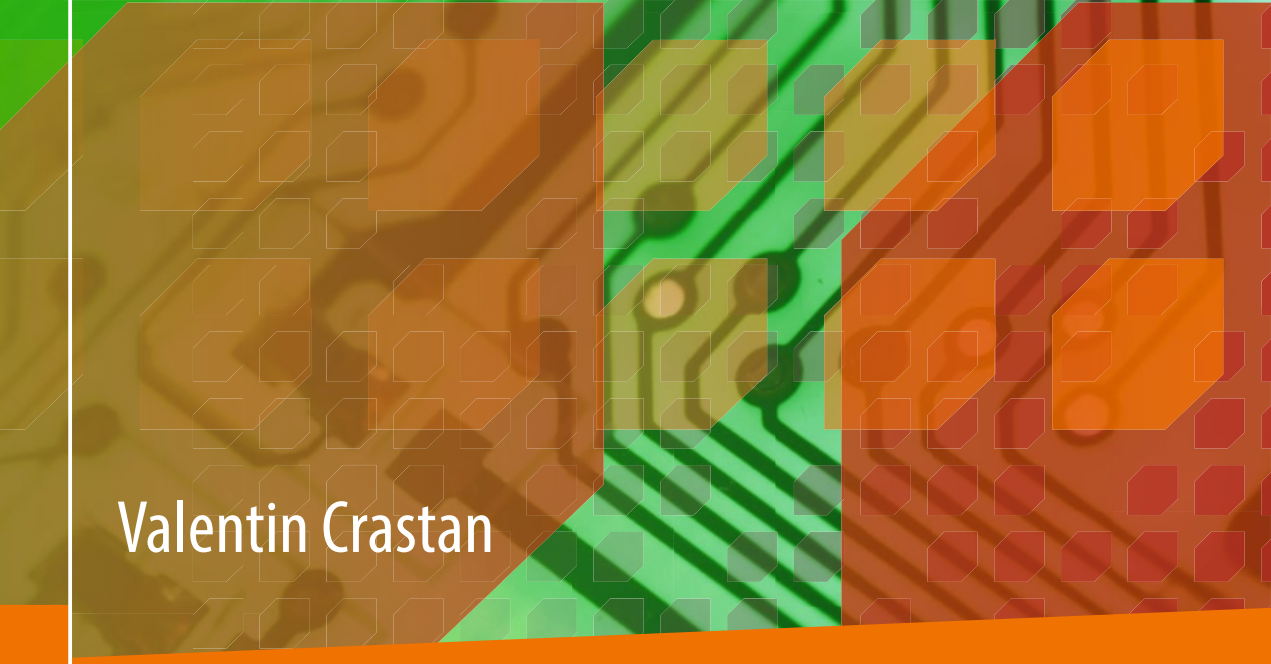


Valentin Crastan

Elektrische Energieversorgung 2

Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung

4. Auflage

Springer Vieweg

Elektrische Energieversorgung 2

Valentin Crastan

Elektrische Energieversorgung 2

Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung

4., bearbeitete Auflage

Springer Vieweg

Prof. Dr.-Ing. Valentin Crastan
Ch. des Blanchards 18
Evilard, Schweiz

ISBN 978-3-662-48964-2 ISBN 978-3-662-48965-9 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

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

Springer Vieweg
© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2003, 2008, 2012, 2017
Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.
Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.
Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

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

Vorwort

Angesichts des dringenden Handlungsbedarfs in Sachen Klimawandel, der durch die UNO-Klimakonferenz COP21 in Paris endlich auch weltweit die nötige Anerkennung gefunden hat, ist Kap. 1 bezüglich Klimaschutz erweitert und anhand der neuesten statistischen Daten aktualisiert worden. Entsprechende Aktualisierungen sind auch in den Anhängen C und D zu finden.

Der als Folge des stärkeren Einsatzes erneuerbaren Energien und der Liberalisierungsanstrengungen sich deutlich abzeichnenden Umbruchs in der Elektrizitätswirtschaft ist durch Anpassungen der entsprechenden Kapiteln berücksichtigt worden, wofür ich Prof. J. Kreusel dankbar bin (Abschn. 3.7). Insbesondere möchte ich Prof. M. Höckel und Dr. Stefan Burri von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission für die Neufassung des Abschnitts Liberalisierung aus schweizerischer Sicht danken (Abschn. 3.6). Danken möchte ich schließlich auch allen Ko-Autoren (Seite VIII), welche die üblichen Anpassungen und Aktualisierungen vorgenommen haben und dem Springer-Verlag für die gute Zusammenarbeit.

Evilard V. Crastan
im Februar 2016

Vorwort zur 1. Auflage

Der im Jahr 2000 erschienene Band 1 des nun vorliegenden zweibändigen Werkes „Elektrische Energieversorgung“ behandelt die elektrotechnischen Grundlagen, die Modellierung der Elemente des Drehstromnetzes, das stationäre und quasistationäre Verhalten symmetrischer Netze und von Netzen mit Unsymmetrien sowie die Grundlagen der Netzelement-Bemessung, der Schaltvorgänge und der Schutztechnik.

In Band 2 werden diese vor allem die Energieübertragung und -verteilung betreffenden Ausführungen durch die energie- und insbesondere die elektrizitätswirtschaftlichen Aspekte ergänzt, wozu auch die Kraftwerktechnik und alternative Arten der Stromerzeugung gehören. Breiten Raum finden ferner die Fragen der Dynamik und Stabilität des Energieversorgungsnetzes und die mit der Planung und Betriebsführung zusammenhängenden Probleme. Obwohl gut 60 % des Buches von mir stammen und dieses somit Monographie-Charakter hat, sind wesentliche Beiträge von den auf Seite XXV aufgeführten Ko-Autoren geleistet worden, denen ich meinen herzlichsten Dank ausspreche.

Der aus fünf Teilen und einem Anhang bestehende Band 2 gliedert sich wie folgt:

Teil I widmet sich den energiewirtschaftlichen Grundfragen unter Einbezug ökologischer Aspekte sowie den Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Einen breiten Raum nehmen dann die Fragen der Marktöffnung ein, die durch den Beitrag von Dr. J. Kreusel zur Funktionsweise liberalisierter Strommärkte wesentlich vertieft und mit den Ausführungen von Prof. M. Höckel zu den Themen Risikomanagement und Strompreisgestaltung abgerundet werden.

Teil II behandelt die konventionelle auf Wasserkraft sowie auf fossile und nukleare Brennstoffen basierende Kraftwerktechnik einschl. Modellierung und Dynamik. Die Ausführungen zu den für die Zukunft wichtigen Kombikraftwerken sind durch einen Beitrag von H. Kleinen ergänzt. Ein Abschnitt über die ökologisch wichtige Wärmepumpe rundet den Aspekt Energieumwandlung ab.

Teil III betrifft die alternativen Methoden der Stromproduktion, ihre Technik und Aussichten. Besonders erwähnt seien die Windkraft, die Photovoltaik, die Kernfusion und die Brennstoffzelle.

Teil IV setzt sich mit den Fragen der Regelung und Stabilität des Energieversorgungsnetzes auseinander. Die z. T. bereits in Band 1 behandelten Modellierungsprobleme

werden ergänzt und vertieft und die heute vorhandenen Werkzeuge zur Simulation komplexer Netze im Beitrag von Dr. M. Pöller beschrieben. Außerdem werden die Fragen der Netzregelung und die Probleme der Polradwinkel- und der Spannungsstabilität eingehend behandelt. Eine Analyse der Polradwinkel- stabilität in ausgedehnten Netzen (UCTE-Netz) und der Ursachen entsprechender Polradwinkelpendelungen findet sich im Beitrag von Prof. Dr. H. Weber.

Teil V erörtert zuerst das Betriebsoptimierungsproblem für das vertikal integrierte Energieversorgungssystem und geht dann auf die durch die Marktöffnung und den Wettbewerb sich aufdrängenden Änderungen ein. Der Fall der Betriebsoptimierung bei ausgehandeltem Netzzugang wird im Beitrag von Dr. J. Kreusel vertieft. Eine wesentliche Innovation im Bereich der Steuerung und Optimierung des Energieversorgungsnetzes stellen die FACTS dar, deren Eigenschaften und Einsatzmöglichkeiten in dem von Dr. D. Westermann verfassten Kap. 15 eingehend behandelt werden. Da gerade wegen der Marktöffnung auch die Fragen der Leit- und Informationstechnik an Bedeutung zunehmen, befassen sich zwei Beiträge von Dr. R. Apel (Kap. 16) und O. Vollmeier (Kap. 17) aus verschiedenen Blickwinkeln mit diesem Fragenkomplex.

Im Anhang sind in erster Linie physikalisch-mathematische Grundlagen, die für das vertiefte Verständnis einiger Kapitel notwendig sind, wie thermodynamische und kernphysikalische Grundlagen oder Grundbegriffe der Dynamik, Regelungstechnik und Optimierungsrechnung, gegeben. Die Lösungen der Aufgaben und einige Tabellen und Graphiken finden sich ebenfalls im Anhang.

Für die Durchsicht des Abschnitts Kernfusion und einige nützliche Hinweise bin ich Dr. Kurt Appert, ETHL, zu Dank verpflichtet, ebenso danke ich Dr. Ulf Bossel für die Durchsicht des Abschnitts Brennstoffzellen. Den Ko-Autoren möchte ich nochmals für ihre wesentlichen Beiträge danken. Dem Springer-Verlag sei für die stets angenehme und insbesondere Frau G. Maas für Ihre engagierte Zusammenarbeit gedankt.

Biel V. Crastan
im Juni 2003

Ko-Autoren Band 2

Dr. rer. pol. Stefan Burri
ElCom, Basel, Schweiz
Abschn. 3.6

Prof. Dipl.-Ing. Michael Höckel
Hochschule für Technik und Informatik, Biel, Schweiz
Abschn. 2.3, Abschn. 3.6, Abschn. 3.8.3, Abschn. 9.3.2, 9.3.3 und 9.4, Abschn. 10.1 und 10.2

Dipl.-Ing. Heinrich Kleinen
Siemens AG, Power Generation, Erlangen, Deutschland
Abschn. 5.7 und 5.8

Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel
ABB AG, Mannheim, Deutschland
Abschn. 3.7

Dipl.-Ing. Thomas Putzi
Bernische Kraftwerke AG, Bern, Schweiz
Abschn. 3.8

Prof. Dr.-Ing. Andrea Vezzini
Hochschule für Technik und Informatik, Biel, Schweiz
Abschn. 10.3

Inhaltsverzeichnis

Teil I Energiewirtschaft, Elektrizitätswirtschaft 1

1 Energiewirtschaft und Klimaschutz 3
1.1 Grundbegriffe, geschichtlicher Rückblick 3
1.1.1 Energiesektor 3
1.1.2 Nutzprozesse 5
1.1.3 Geschichtlicher Rückblick 5
1.1.4 Perspektiven und Probleme 6
1.2 Verfügbarkeit der Primärenergie 7
1.2.1 Nicht erneuerbare Energien 7
1.2.2 Erneuerbare Energien 12
1.2.3 Potential und Nutzung der wichtigsten Solarenergiearten 14
1.2.4 Ökologische Probleme 19
1.3 Energiebedarf, CO_2-Emissionen, Indikatoren 22
1.3.1 Allgemeines 22
1.3.2 Endenergie und Verluste des Energiesektors 22
1.3.3 Weltweiter Primärenergiebedarf, Energiesektor 23
1.3.4 CO_2- Emissionen und Indikatoren 25
1.4 Energieverbrauch und CO_2-Emissionen in Europa 26
1.4.1 Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt 26
1.4.2 Energieverbrauch pro Kopf 27
1.4.3 Energieintensität und CO_2-Emissionen 27
1.4.4 Endenergie und Verluste des Energiesektors in der EU-15 . . . 29
1.4.5 Länder mit mehr als 30 Mio. Einwohner 32
1.5 Weltweiter Energiebedarf 34
1.5.1 Energieverbrauch in der Vergangenheit 34
1.5.2 Energiebedarf, Bevölkerung und BIP in 2013 35
1.5.3 Primär- und Endenergie und ihre Verteilung 2013 39

1.6 Zukünftige Entwicklung des Weltenergiebedarfs 50
1.6.1 Entwicklung der Weltbevölkerung 53
1.6.2 Zunahme des BIP (KKP) und Energienachfrage 54
1.7 CO_2-Emissionen und Klimaschutz 55
1.7.1 Klimaschutz, mittel- und langfristige Maßnahmen 55
1.7.2 Elektrizitätsverbrauch und Klimaschutz 57
1.7.3 Transportbereich 60
1.7.4 Wärmebereich 62
Literatur 62

2 Wirtschaftlichkeitsberechnungen 65
2.1 Investitionsrechnung, Diskontierungsverfahren 66
2.1.1 Kapitalwertmethode 66
2.1.2 Annuitätsmethode 68
2.2 Kosten der Energie 70
2.2.1 Kosten der elektrischen Energie 70
2.2.2 Spezifische Energiekosten an den Kraftwerksklemmen 72
2.2.3 Spezifische Jahreskosten der Kraftwerke 73
2.2.4 Kosten der elektrischen Energie am Verbraucher 74
2.2.5 Einfluss der Einspeisung von Windenergie und Solarenergie 75
2.3 Strompreisgestaltung 76
2.3.1 Verteilung der Selbstkosten 76
2.3.2 Stromtarife 85
Literatur 92

3 Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung 93
3.1 Verbrauch elektrischer Energie 93
3.1.1 Struktur des Energieverbrauchs 94
3.1.2 Schwankungen des Energiebedarfs 95
3.2 Deckung des Elektrizitätsbedarfs 97
3.2.1 Kraftwerkarten 97
3.2.2 Kraftwerkeinsatz 98
3.2.3 Wasserspeicherung 101
3.2.4 Energieaustausch 102
3.3 Wasserkraftwerke 103
3.4 Thermische Kraftwerke 105
3.5 Wettbewerb im Elektrizitätssektor 109
3.5.1 Einführung 109
3.5.2 Grundpfeiler des Wettbewerbs und Probleme 110
3.5.3 Reorganisationsmodelle 112
3.5.4 Privatisierung, Regulierung der Monopole 116
3.5.5 Konsequenzen der Marktöffnung 117

3.6 Der liberalisierte Strommarkt in der Schweiz 118
3.6.1 Allgemeine Voraussetzung für einen funktionierenden Elektrizitätsmarkt 118
3.6.2 Daten zur schweizerischen Elektrizitätsversorgung 124
3.6.3 Entwicklung zum Strommarkt CH 128
3.6.4 Kernthemen des Strommarkts CH 130
3.6.5 Transparenz durch Sunshine-Regulierung 144
3.6.6 2. Stufe der Marktöffnung/Anreizregulierung 144
3.7 Funktionsweise liberalisierter Elektrizitätsmärkte 146
3.7.1 Motivation für Privatisierung und Liberalisierung 146
3.7.2 Der Aufbau wettbewerblich organisierter Elektrizitätsmärkte 151
3.7.3 Dienstleistungsmarkt 157
3.7.4 Wettbewerbsmarkt 168
3.7.5 Besonderheiten internationaler Realisierungen liberalisierter Elektrizitätsmärkte 186
3.7.6 Erfahrungen in liberalisierten Märkten 191
3.7.7 Ausblick auf Anforderungen in Elektrizitätsversorgungssystemen mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen – Smart Grids in liberalisierten Märkten 201
3.8 Risikomanagement in der Elektrizitätswirtschaft 204
3.8.1 Anforderung an die Unternehmensführung 204
3.8.2 Enterprise Risk-Management (Theorie) 205
3.8.3 Enterprise Risk Management (Praxis) 240
Literatur 258

Teil II Kraftwerktechnik, Energieumwandlung 261

4 Wasserkraftwerke 263
4.1 Hydrologische Planungsgrundlagen 263
4.2 Laufkraftwerke 266
4.2.1 Wasserbewirtschaftung 267
4.2.2 Ausführung 267
4.2.3 Auslegung 269
4.3 Speicherkraftwerke 270
4.3.1 Tages- und Wochenspeicherwerke 270
4.3.2 Jahresspeicherwerke (Saisonspeicherwerke) 272
4.3.3 Pumpspeicherung 275
4.4 Wasserturbinen 276
4.4.1 Pelton-Turbine 277
4.4.2 Reaktionsturbinen 283
4.4.3 Turbinenwahl 293
4.4.4 Kleinwasserkraftwerke 295

4.5 Dynamik . . . 296
4.5.1 Druckstollen . . . 297
4.5.2 Wasserschloss . . . 298
4.5.3 Starre Druckleitung . . . 299
4.5.4 Gesamtmodell des hydraulischen Systems . . . 300
4.5.5 Elastischer Druckstoß . . . 302
4.5.6 Gesamtmodell des hydraulischen Systems mit Elastizität . . . 307
4.5.7 Wasserturbinen- und Wasserkraftwerk-Modell . . . 308
Literatur . . . 314

5 Thermische Kraftwerke . . . 317
5.1 Dampfkraftprozess . . . 317
5.1.1 Rankine- und Clausius-Rankine-Kreisprozess . . . 317
5.1.2 Zwischenüberhitzung und Speisewasservorwärmung . . . 320
5.2 Gasturbinenprozess . . . 322
5.2.1 Einfacher offener Gasturbinenprozess (Joule-Prozess) . . . 322
5.2.2 Rekuperation . . . 327
5.2.3 Carnotisierung . . . 328
5.3 Kombiprozesse . . . 329
5.4 Wärme-Kraft-Kopplung . . . 332
5.4.1 Entnahme-Kondensationsschaltung . . . 332
5.4.2 Gegendruckanlage . . . 334
5.4.3 Gasturbinen . . . 335
5.4.4 Blockheizkraftwerke . . . 336
5.4.5 Wärme-Kraft-Kopplung und CO_2-Produktion . . . 337
5.5 Fossilgefeuerte Dampfkraftwerke . . . 337
5.5.1 Luft-Brennstoff-Rauchgas/Asche-Kreislauf . . . 337
5.5.2 Wasser-Dampf-Kreislauf, Verluste . . . 337
5.5.3 Kühlwasserkreislauf . . . 339
5.5.4 Blockregelung . . . 341
5.5.5 Dynamik . . . 345
5.6 Kernkraftwerke . . . 348
5.6.1 Energiegewinnung durch Kernspaltung . . . 348
5.6.2 Reaktorkonzepte . . . 351
5.6.3 Dampfkreisprozess und Regelung . . . 355
5.6.4 Reaktorsicherheit und Brennstoffkreislauf . . . 355
5.6.5 Risiken der Kernkraft . . . 358
5.6.6 Wirkung der Radioaktivität . . . 361
5.7 Kraftwerke mit kombiniertem Gas- und Dampfprozess . . . 364
5.7.1 GUD-Kraftwerke . . . 365
5.7.2 GUD- Kraftwerke mit Zusatzfeuerung im Abhitzekessel . . . 367
5.7.3 Verbundkraftwerke . . . 367
5.7.4 Kombikraftwerk mit nachgeschaltetem atmosphärischem Dampferzeuger . . . 368

5.7.5 Kraftwerke mit Kohleumwandlung unter Druck 369
5.7.6 Dynamisches Verhalten 370
5.8 Kraftwerksleittechnik 371
5.8.1 Entwicklung 372
5.8.2 Aufbau 373
5.8.3 Ausblick 374
Literatur 375

6 Die Wärmepumpe 377
6.1 Energiewirtschaftliche Bedeutung 377
6.1.1 Exergetischer Vergleich 378
6.1.2 Vergleich der Energie-Nutzungsgrade 380
6.2 Prinzip und Aufbau 383
6.2.1 Der idealisierte Kreisprozess 383
6.2.2 Der reale Kreisprozess 385
6.2.3 Leistungsziffer und Arbeitszahl 387
6.3 Einsatz 387
6.3.1 Verlauf der Aussentemperatur 388
6.3.2 Art und Bemessung der Wärmeverteilungsanlage 389
Literatur 391

Teil III Alternative Stromerzeugung, chemische Energiespeicher 393

7 Windkraftwerke 395
7.1 Die kinetische Energie des Windes 395
7.1.1 Theoretische Windleistung 395
7.1.2 Windgeschwindigkeit 396
7.1.3 Energieangebot 397
7.1.4 Die Weibull-Verteilung 398
7.2 Windradtypen und ihre Leistung 400
7.3 Horizontalachsige Windrotoren 403
7.3.1 Theorie von Betz 403
7.3.2 Tragflügeltheorie 405
7.4 Moderne horizontalachsige Windturbinen 408
7.5 Andere Windradtypen 409
7.5.1 Der Darrieus-Rotor 409
7.5.2 Der Savoniusrotor 414
7.6 Betrieb und Regelung, Auslegung 417
7.6.1 Leistung und Betriebsarten 417
7.6.2 Leistungsregelung 418
7.6.3 Netzbetrieb 419
7.6.4 Inselbetrieb 420
Literatur 421

8 Photovoltaik 423
8.1 Physikalische Grundlagen, fotoelektrischer Effekt 423
8.1.1 Photoleitung 425
8.1.2 Der P-N-Übergang 427
8.2 Photovoltaischer Effekt, Photostrom 428
8.3 Solarzelle, Gesamtwirkungsgrad 435
8.3.1 Kennlinie und Ersatzschema 435
8.3.2 Leerlaufspannung 439
8.3.3 Füllfaktor 440
8.3.4 Gesamtwirkungsgrad 442
8.3.5 Möglichkeiten zur Wirkungsgradverbesserung 442
8.3.6 Solarzellentypen 444
8.4 Die Sonne als Energiequelle 446
8.4.1 Extraterrestrische Strahlungsintensität 446
8.4.2 Scheinbare Sonnenbewegung relativ zur Erde 447
8.4.3 Berechnung des Sonnenstands 450
8.4.4 Berechnung der Strahlungsintensität 451
8.4.5 Strahlungsenergie pro Tag 452
8.4.6 Wirkung der Atmosphäre 455
8.4.7 Strahlungsintensität mit Atmosphäre 456
8.5 Systemtechnik 459
8.5.1 Solarmodule und Solargeneratoren 459
8.5.2 Inselsysteme 459
8.5.3 Netzgekoppelte PV-Anlagen 460
8.5.4 Wechselrichter 461
8.5.5 Modellierung der Solarmodule 464
Literatur 467

9 Brennstoffzellen 469
9.1 Aufbau und Typen 469
9.2 Prinzip und Modell 471
9.2.1 Elektrochemische Grundlagen 471
9.2.2 Lineares Modell 474
9.3 Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen 475
9.3.1 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) 475
9.3.2 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC) 476
9.3.3 Oxidkeramische-Brennstoffzelle (SOFC) 477
9.3.4 Systemtechnik 478
9.4 Brennstoffzellen für mobile Anwendungen 479
9.4.1 Alkalische Brennstoffzellen (AFC) 479
9.4.2 PEM-Brennstoffzellen (PEFC) 481
9.4.3 PEM – Brennstoffzellensysteme 484
Literatur 492

10 Batterien 493
10.1 Funktionsweise eines elektrochemischen Energiewandlers 493
10.2 Akkumulatortypen und ihre Einsatzbereiche 499
10.2.1 Blei-Säure-Akkumulatoren 499
10.2.2 Nickelmetallhydrid-Akkumulatoren 501
10.2.3 Natrium-Nickelchlorid-Akkumulatoren 502
10.3 Lithiumionen-Akkumulatoren 503
10.3.1 Einleitung 503
10.3.2 Grundlagen der Lithiumionen-Technologie 504
10.3.3 Kennwerte der Lithiumionen-Technologie 506
10.3.4 Lebensdauer 506
10.3.5 Betriebsparameter 508
10.3.6 Sicherheit 511
10.3.7 Zusammenfassung 514

11 Kernfusion 515
11.1 Grundlagen des Fusionsprozesses 515
11.1.1 Fusionsreaktionen 515
11.1.2 Energieverteilung 516
11.2 Der Fusionsreaktor 518
11.2.1 Prinzip des (d,t)-Fusionsreaktors 518
11.2.2 Energiebilanz des Plasmas 521
11.2.3 Das Einschlussproblem 524
11.3 Stand und Perspektiven der Kernfusion 527
11.3.1 Internationales Forschungsprogramm Kernfusion 527
11.3.2 Vorzüge der Fusion und technologische Probleme 528
Literatur 529

Anhang A Thermodynamik 531

Anhang B Kernphysikalische Grundlagen 547

Anhang C Energiewirtschaft der Schweiz, vergangene Entwicklung, Stand 2013 und Szenario 2050 559

Anhang D Energieverbrauch und CO_2-Emissionen 2013 der sechs größten Länder Europas 573

Anhang E Gamma-Funktion 581

Anhang F Lösung der Aufgaben 585

Anhang G Mollier-Diagramm, Kältemittel 589

Literatur 593

Sachverzeichnis 595

Teil I
Energiewirtschaft, Elektrizitätswirtschaft

Kapitel 1
Energiewirtschaft und Klimaschutz

1.1 Grundbegriffe, geschichtlicher Rückblick

Abb. 1.1 veranschaulicht die Struktur der Energiewirtschaft mit den heute verwendeten und den möglichen zukünftigen Energieträgern. Zu unterscheiden sind vier Energieumwandlungsstufen: *Primärenergie*, *Sekundärenergie*, *Endenergie* und *Nutzenergie*.

Unternehmen, die sich mit der *Gewinnung*, der *Umwandlung* und dem *Transport* von Energieträgern befassen, bilden den *Energiesektor der Wirtschaft*. Sie haben die Aufgabe, dem *Verbraucher* die Energie in der gewünschten Energieträgerform zur Verfügung zu stellen (sog. Endenergie). Der Verbraucher wandelt die Endenergie mittels *Nutzprozessen* in Nutzenergie um.

1.1.1 Energiesektor

Primäre Energieträger sind Energiequellen, die in der Natur vorkommen. Größtenteils werden sie nicht am Ort ihres Vorkommens verwendet, sondern zuerst gewonnen (z. B. gefördert), dann transportiert und ggf. in eine andere zweckmäßigere Energieform (sekundäre Energieträger) umgewandelt. Kohle und Erdgas werden meistens lediglich gefördert und zum Ort ihrer Verwendung transportiert; Erdöl wird dagegen in Raffinerien zu Heizöl und Benzin umgewandelt; Natururan wird zu Kernbrennstoff verarbeitet.

Fossile Brennstoffe, Kernbrennstoffe, Wasserkraft, Windkraft, Solarstrahlung, Geothermie, Biomasse und Müll erzeugen in Kraftwerken und Wärmekraftkopplungsanlagen Elektrizität und Fernwärme. Einige wenige Energieträger, wie z. B. Solarstrahlung und Umgebungswärme aber auch geothermische Wärme und Wind, können direkt am Ort ihres Auftretens mit lokalen Anlagen als Wärme oder zur Erzeugung von Elektrizität genutzt werden.

Neben den bereits erwähnten und wichtigsten *sekundären Energieträgern* wie Heizöl, Benzin, Elektrizität und Fernwärme, ist in Abb. 1.1 auch Wasserstoff als ein in Zukunft möglicherweise bedeutender sekundärer Energieträger aufgeführt (Näheres in Kap. 9).

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_1

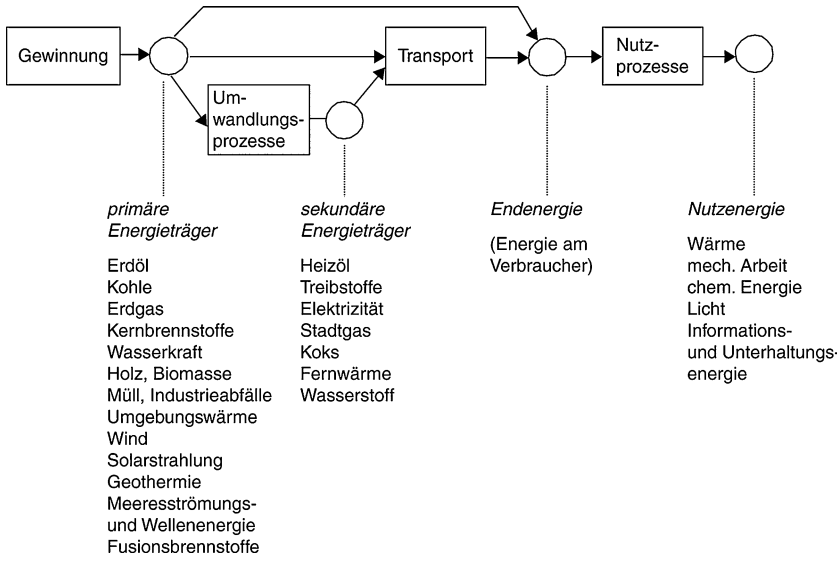


Abb. 1.1 Energieformen, Energieumwandlungsstufen

Gewinnung, Umwandlung und *Transport* sind mit Kosten, Verlusten und Umweltbelastung verbunden.

Förderung undTransport belasten unter normalen Umständen und professioneller Handhabung die Umwelt nur wenig, können aber bei Kriegshandlungen und Unfällen mit fossilen und nuklearen Brennstoffen zu schwersten Umweltbelastungen führen. Als Beispiele seien erwähnt: Tankerunfälle, Sabotage und Brände von Förderanlagen sowie von Öl- und Erdgas-Pipelines, Unfälle beim Transport radioaktiver Brennelemente.

Bei der *Umwandlung* ist vor allem die ständige Umweltbelastung durch die *Verbrennung fossiler Brennstoffe* schwerwiegend (Verbrennungsprodukte, klimaschädigendes CO_2). Weitere punktuelle Quellen der Umweltbelastung können Unfälle in Kernkraftwerken, Öltankanlagen und Raffinerien sein.

Ferner ist die *Umwandlung* der Wärmeenergie fossiler und nuklearer Brennstoffe in mechanische bzw. elektrische Energie aus thermodynamischen Gründen mit hohen *Abwärmeverlusten* verbunden (Abschn. 5.1,5.2,5.3). Mit entsprechenden Investitionen ist es möglich, diese Wärme teilweise zu nutzen (Wärmekraftkopplung, Abschn. 5.4).

Als Endenergie oder *Endverbrauch* bezeichnet man die dem Verbraucher zur Verfügung stehende Energie. *Nationale Energiestatistiken* beziehen sich in der Regel auf den Endverbrauch und/oder Primärenergie bzw. *Bruttoverbrauc*h (jährlicher Verbrauch an einheimischen primären Energieträgern plus die Import-export-Differenz an Primär- und Sekundärenergieträgern). Entsprechende Zahlen unterscheiden sich erheblich auf Grund der bei der Umwandlung und beim Transport entstehenden Verluste, zu denen auch der Eigenverbrauch des Energiesektors gerechnet wird. Die *Umwandlungsverluste* sind sehr

hoch. *Transportverluste* ergeben sich in erster Linie bei der Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie, in der Schweiz z. B. mit einem Gesamtwirkungsgrad von 93 %, wobei der größte Teil der Verluste im Verteilnetz entsteht.

1.1.2 Nutzprozesse

Die Endenergie wird von den Energieverbrauchern (Haushalten, Industrie, Dienstleistungsbetrieben, Gewerbe, Landwirtschaft, Verkehr) durch Nutzprozesse in *Nutzenergie* umgewandelt, hauptsächlich in *Wärme*, *mechanische Arbeit* und *Licht* (Abb. 1.1). Ein kleiner Teil wird in Endprodukten in Form *chemischer Energie* gespeichert (Stahl, Aluminium usw.). Mengenmäßig spielt diese, zumindest in der Schweiz, eine untergeordnete Rolle. Wenig jedoch zunehmendes Gewicht hat die *Informations- und Unterhaltungsenergie* (für Computer, Freizeitelektronik und Kommunikation).

Nutzprozesse haben sehr unterschiedliche Wirkungsgrade. Während z. B. in einem elektrischen Heizgerät Elektrizität zu 100 % in Wärme umgewandelt wird, können durchschnittlich nur ca. 20 % der Energie des Benzins in einem heutigen Auto als mechanische Arbeit verwertet werden, und eine normale Glühbirne wandelt gar nur ca. 5 % der elektrischen Energie in Licht um (wobei allerdings die Restenergie, zumindest im Winter, in Gebäuden als Heizenergie nicht verloren ist). Die Nutzprozesse sind also z. T. mit großen Energieverlusten verbunden; der mittlere Wirkungsgrad ist z. B. in der Schweiz 1997 auf 56 % geschätzt worden (Schweizerischer Energierat: Schweizerische 1997). Die Verbrennung der fossilen Brenn- und Treibstoffe ist außerdem wegen der Gasemissionen *lokal* und *global* (Erzeugung von CO_2) in hohem Maße *umweltbelastend* (Abschn. 1.7).

1.1.3 Geschichtlicher Rückblick

Die *Verwendungszwecke* der Endenergie haben sich seit den Anfängen der Menschheitsgeschichte nur wenig und langsam verändert. Lediglich die Auswahl von Energieträgern ist viel größer, und die Techniken der Energieumwandlung und -nutzung sind vielfältiger, effizienter und bequemer geworden.

Mechanische Arbeit Heute wie früher wird *mechanische Arbeit* für die Beschaffung und Erzeugung von Gütern und das Erbringen von Dienstleistungen sowie den Transport von Gütern und Personen verwendet. Menschliche und tierische Muskelarbeit waren in fast allen frühen Gemeinschaften, bereits für die Jäger- und Sammlervölker und noch ausgeprägter für die Ackerbauern, die Voraussetzung für das Überleben. Stadtzivilisationen konnten im Altertum nur dank der Sklavenarbeit bestehen und sich weiterentwickeln. Im Laufe der Zeit gelang es, durch zahlreiche mechanische Erfindungen wie Rad und Hebel später mechanische Maschinen aller Art, die Muskelkraft wirksamer einzusetzen und die Produktivität zu erhöhen, ebenso die Naturkräfte Wasser und Wind nutzbar zu machen (Wasser- und Windrad, Segelschifffahrt), d. h. neue Energiequellen zu erschließen. Viel

später, erst im Laufe des 18. Jh., begann man Muskelarbeit durch leistungsfähigere Dampfmaschinen zu ersetzen. Ab Ende des 19. Jh. erlaubten Elektromotoren die Produktivität stark zu steigern und im 20. Jh. Verbrennungsmotoren die Mobilität sehr stark zu erhöhen.

Wärme und Licht Heute wie früher dienen *Wärme* und *Licht* dem Schutz vor Kälte, der Ernährung, der Erhöhung der Sicherheit, der Verbesserung der Arbeitsbedingungen, dem Wohlbefinden des Menschen und damit der Entfaltung kultureller Tätigkeiten. Energiequellen waren zunächst Holz, Pflanzenabfälle und getrockneter Dung. Heißwasserquellen wurden schon im Altertum genutzt. Kohle kam erst Ende des 17. Jh. und nur zögernd dazu, Erdöl, Erdgas und Elektrizität wurden erst im 20. Jh. in großem Umfang für die Wärmeerzeugung eingesetzt.

Wärme meist hoher Temperatur wurde ferner für die Produktion von Gütern eingesetzt (Metalle, Tonwaren, Schmuck- und Kunstgegenstände). In diesem Zusammenhang spricht man heute von industrieller und gewerblicher *Prozesswärme* (im Gegensatz zur *Koch- und Komfortwärme*).

Zusammenfassung Die *Struktur der Energiebereitstellung und -nutzung* änderte sich während Jahrtausenden nur wenig, bis die Erkenntnisse der Naturwissenschaft ab Ende des 18. Jh. das *technische Zeitalter* einleiteten. Ansätze dazu gab es bereits in der Antike und im Mittelalter. Aber erst in neuerer Zeit wurden revolutionäre technische Hilfsmittel für die mechanische Nutzung der Brennstoffwärme erfunden (Dampfmaschine, später Verbrennungsmotoren). Es gelang, neue (sekundäre) Energieträger wie Stadtgas und Elektrizität zu erzeugen und kapillar zu verteilen. Besonders die *Elektrizität* vereinfachte und förderte die Energienutzung in einem bis dahin kaum gekannten Ausmaße und ermöglichte zusammen mit der *Kohle* die industrielle Revolution. Zur Erzeugung von Elektrizität errang die *Wasserkraft* in vielen Ländern große Bedeutung. Die Kohle, zunächst wichtigster primärer Energieträger, wurde nach dem Zweiten Weltkrieg, also in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts, mehr und mehr durch das *Erdöl* ersetzt, behält aber in vielen Ländern eine vorrangige Stellung für die Elektrizitätsproduktion. Schließlich gelang es, neue primäre Energiequellen wie *Erdgas* und *Kernspaltung* zu erschließen und zu nutzen.

Die Struktur der Energiewirtschaft wandelte sich im Laufe eines Jahrhunderts grundlegend. Muskelkraft von Mensch und Tier werden auch heute noch eingesetzt (Beispiel: das Fahrrad als Transportmittel), doch werden sie als nichtkommerzielle Energie von den energiewirtschaftlichen Statistiken nicht erfasst. Wind- und Wasserkraft werden nur soweit berücksichtigt, als sie zur Produktion von Elektrizität beitragen.

1.1.4 Perspektiven und Probleme

Der zivilisatorische Prozess des 20. Jh. wäre ohne billige Energie wesentlich langsamer vor sich gegangen. Der *Energieeinsatz* der Industriegesellschaften stieg im Laufe dieses Jahrhunderts auf mehr als das Zehnfache. Er befreite den Menschen von der Last schwerer körperlicher Arbeit und trug entscheidend zu einem bis dahin unvorstellbaren

Massenwohlstand bei. Obwohl dieser Prozess vorerst nur einen Teil der Welt erfasst, wurden damit die Grundlagen für eine weltumfassende Verbesserung der materiellen Lebensbedingungen gelegt.

Wesentliches Element dieses *Fortschritts* war zunächst die Mechanisierung der körperlichen Arbeit, später deren Ersatz durch die Automatisierung. Damit verbunden sind eine rasche Änderung der sozialen Strukturen und eine fortschreitende Intellektualisierung der Arbeit im Allgemeinen. Die dadurch entstehenden sozialen Probleme stellen eine Herausforderung für die sozioökonomische Ordnung auch der entwickelten Welt dar und lassen sich nicht allein durch eine oft unbedachte Globalisierung lösen. Weitere *Schattenseiten* dieser Entwicklung traten in den letzten Jahrzehnten durch die *Überbeanspruchung und Vergiftung der Biosphäre* und durch die *Bedrohung der Klimastabilität* zu Tage.

Im Rahmen der politischen Forderung nach *sozialer und ökologischer Nachhaltigkeit* wird versucht, dies zu korrigieren. Der Beitrag der Energiewirtschaft besteht in der Verwirklichung einer *die Umwelt so wenig als möglich belastenden* Energiebereitstellung und *einer umweltverträglichen* Energienutzung (Abschn. 1.6 und 1.7). Von großer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die *rationelle Nutzung* der Energie, d. h. die Verbesserung der Wirkungsgrade aller Prozesse.

1.2 Verfügbarkeit der Primärenergie

Alle in Abb. 1.1 aufgeführten primären Energieträger können letztlich auf die zwei im Universum auftretenden Hauptformen, *Gravitations-* und *Kernenergie,* zurückgeführt werden, wie in Abb. 1.2 dargestellt, wobei die zweite die viel wichtigere ist.

Die primären Energieträger lassen sich in zwei große Klassen einteilen, die im Folgenden besprochen werden:

- *nicht erneuerbare Energien*: fossile und nukleare Energieträger,
- *erneuerbare Energien*: Gezeitenenergie, geothermische Energie und vor allem direkte und indirekte Solarenergie.

Tab. 1.1 zeigt die *Energieinhalt*e wichtiger Energieträger. Da in der Literatur verschiedene Einheiten verwendet werden, sind Umrechnungsfaktoren angegeben.

1.2.1 Nicht erneuerbare Energien

1.2.1.1 Zukünftige Nachfrage

Kohle, Erdöl, Erdgas und Spaltstoffe (Uran, Thorium) sind nicht erneuerbare Energien. Der Fusionsprozess kann noch nicht realisiert werden (Kap. 11). Im Jahre 2013 stammten rund 86 % des energetischen Primärenergiebedarfs aus nicht erneuerbaren Energien (IEA 2015) Entsprechend den älteren IEA-Szenarien (IEA = Internationale Energie Agentur) wird dieser Anteil bis 2030 nur wenig zurückgehen: auf 86 % gemäß Referenz-Szenario

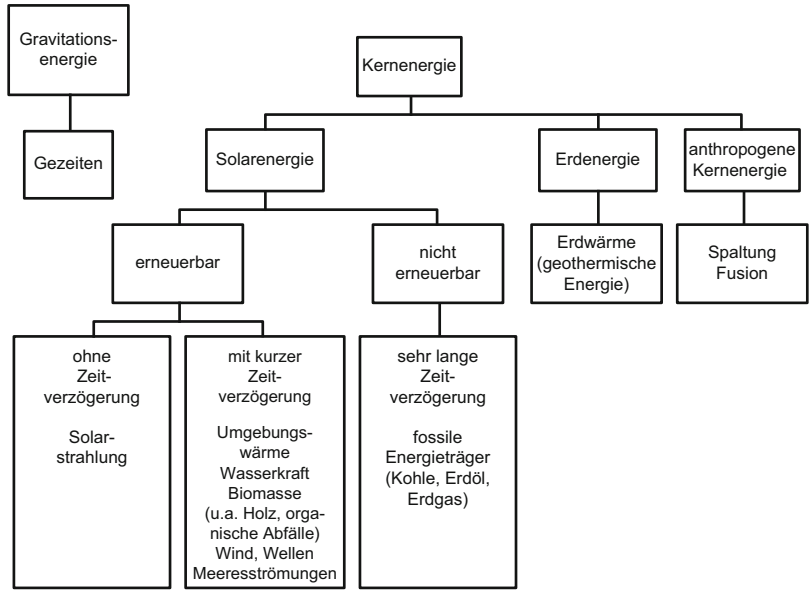


Abb. 1.2 Ursprung der verfügbaren Primärenergiearten

Tab. 1.1 Energieinhalte von Energieträgern (mittlere Werte Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014) und Umrechnungsfaktoren

Erdöl	10.000 kcal/kg	Umrechnungsfaktoren:
Steinkohle	6100 kcal/kg	
Braunkohle	5600 kcal/kg	860 kcal/kWh
Holz	3600 kcal/kg	4,19 kJ/kcal
Kehricht	2840 kcal/kg	3,6 MJ/kWh
Erdgas	8660 kcal/m^3	31,54 GJ/kWa
Gas aus Kohle und		0,753 toe/kWa
Erdöl (Stadtgas)	4200 kcal/m^3	1,12 tce/kWa
Uran 235	20 Tcal/kg	1 kWa = 8760 kWh

von 2004 und auf 83 % gemäß Alternativ-Szenario von 2004; etwas mehr, nämlich auf etwa 75 %, mit dem neueren 450-Szenario der IEA von 2009 ((IEA 2009), Abb. 1.3, mehr Details in Abschn. 1.6). Weniger optimistisch sind die Szenarien New Policies und Gas Scenario von 2011, die mehr auf CCS (Carbon Capture and Storage) setzen. Das INDC Szenario von 2015 entspricht den deklarierten Beiträgen der Länder (weltweit), das Bridge-Szenario von 2015 [21}versucht sich mehr dem 450-Szenario zu nähern, allerdings mit geringerem Anteil an erneuerbaren Energien (etwa 15 %).

Nimmt man beispielsweise an, der mittlere Energiebedarf von etwa 17 TW im Jahre 2014 nähme bis 2030 linear auf 20 TW (ca. 15 Gtoe/a) zu, um sich dann bis 2050 zu stabilisieren, ergäbe sich während dieser Zeitspanne ein kumulierter Energiebedarf von rund 710 TWa. Es stellt sich die Frage nach den *Reserven* und *Ressourcen* an erschöpflichen Energieträgern, ob und wie diese in der Lage sind, etwa 80 % dieses Bedarfs, also

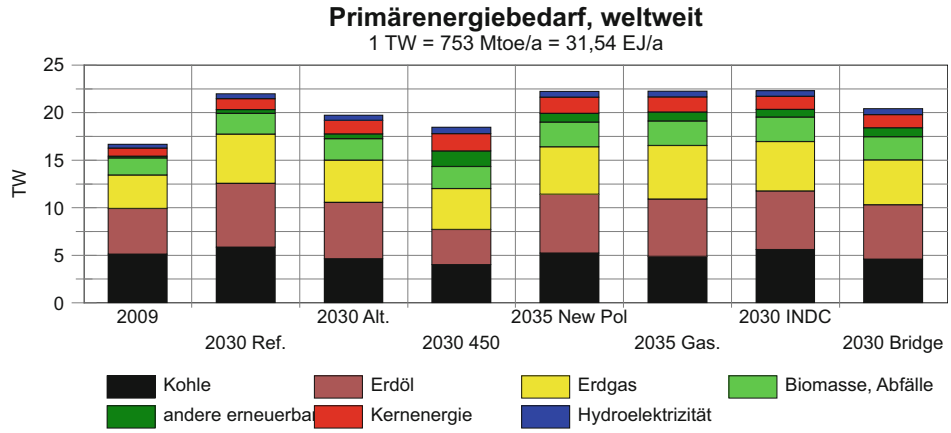


Abb. 1.3 IEA: Weltenergiebedarf 2009 und Szenarien für 2030 (bzw. 2035), (International Energy Agency (IEA) 2010; International Energy Agency (IEA) 2006; International Energy Agency (IEA) 2015; IEA 2009)

rund 570 TWa zu decken. Diese Menge würde sich z. B. gemäß Bridge-Szenario der IEA (Abb. 1.3) etwa folgendermaßen verteilen: Kohle: 160 TWa, Erdöl: 200 TWa, Erdgas: 160 TWa, Uran: 50 TWa.

1.2.1.2 Reserven und Ressourcen

Als *Reserven* werden nachweisbare Vorkommen bezeichnet, die mittels heutiger Technologien zu heutigen Marktpreisen genutzt werden können. *Ressourcen* sind Vorkommen, die nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder solche, die vermutet und „wahrscheinlich in Zukunft entdeckt und/oder mit künftig entwickelten Technologien genutzt und zu Preisen, die dann üblich sind, verkauft werden“ (Spreng 1995). Die Größe der Reserven und Ressourcen wird oft nach oben revidiert, wobei je nach Zeitpunkt und Statistikverfasser Unterschiede in der Beurteilung festzustellen sind (Tab. 1.2). Ressourcen nehmen zu durch Forschung und Prospektion, die zu einer besseren Kenntnis unseres Planeten führen. Ressourcen werden zu Reserven, wenn neue wirtschaftlich abbaubare Lagerstätten entdeckt werden, jedoch auch durch Technologiefortschritte oder höhere Marktpreise.

Der Stand der Reserven bzw. Ressourcen Ende 2014, gemäß Bericht der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2015), ist in Abb. 1.4 wiedergegeben.

Die Zahlen der Tab. 1.2 und der Abb. 1.4 zeigen, dass mittelfristig dank der Kohle keine globale Knappheit droht. Der kritischste Energieträger ist das Erdöl. Der sogenannte „mid depletion point“ (der dem Fördermaximum folgt und ab welchem eine Produktionserhöhung nicht mehr möglich ist) ist das Datum, an welchem die Hälfte der Reserven bereits verbraucht ist; was nach obiger Rechnung bei Einhaltung des Bridge-Szenarium für etwa 2040 zu erwarten ist. Ab diesem Datum ist mit einem starken Anstieg des Preises zu rechnen. Beim Erdgas ist die Lage ähnlich und der kritische Punkt dürfte nur leicht

Tab. 1.2 Reserven und Ressourcen fossiler und nuklearer Energieträger. Die Dauer der Reserven basiert auf die konventionellen Reserven 2006 [BP, BGR] und auf dem mittleren Verbrauch der Periode 2004–2030 (mittlere Vorhersage IEA)

	Reserven 1980[a] [TWa]	Reserven 1990[a] [TWa]	Reserven 1998[a] 1997[b] 1996[c] [TWa]	Reserven 2006[d] [TWa]	Ressourcen 2006[d] [TWa]	Reichweite in Jahre der konv. Reserven
Erdöl konv.	118	181	185[a]/203[b]	216	109	36
Erdöl unkonv.	19	68	180[b]	88	332	
Erdgas konv.	89	142	170[a]/161[b]	219	250	48
Erdgas unkonv.			4[b]		1852	
Kohle	647	1005	878[c]	842[b]/676	8101	135
Uran	39	61	63[c]	85[e]	98	65

[a](BP-Amoco-Statistical Review (1999)) und (Erdmann 1992), [b](Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 1999); [c](World Energy Council (WEC) 2000), [d][36], [e][OECD/IAEA]

später erreicht sein. Bleibt die Möglichkeit, Kohle in flüssige und gasförmige Brennstoffe umzuwandeln und der Technologie zur Trennung und Speicherung (Sequestration) des entstehenden CO_2. Die entsprechenden industriellen Verfahren befinden sich aber noch in der Entwicklungs- und Testphase. Die technischen, ökonomischen und ökologischen Perspektiven sind deshalb noch ungewiss. Alles in allem scheint es sinnvoll und nachhaltig zu sein, auch aus der Sicht der Reserven, den weltweiten Verbrauch fossiler Energien schneller zu reduzieren als es die IEA-Studien von 2011 für 2035 vorsehen. Diesem Umstand entspricht recht gut das IEA-450-Szenario von 2009 sowie das Bridge Szenario von 2015 (Abb. 1.3, s. dazu auch Abschn. 1.6 und 1.7).

Die Uranreserven sind in Tab. 1.2 für einen Grenzpreis von 130 $/kg berechnet worden. Die Grenze ist aber ziemlich elastisch, da die Urankosten den Preis der vom Kernkraftwerk gelieferten elektrischen Energie nur wenig beeinflussen. Der kritische Punkt dürfte, wenn die von der IEA vorgesehene bescheidene globale Zunahme der Kernkraftwerkleistung eintrifft, relativ spät gegen Ende des Jahrhunderts erreicht sein. Der Spielraum für eine erhebliche Substitution fossiler Brennstoffe ist aber trotzdem nicht vorhanden, es sei denn, man führt alternative Konzepte ein (4. Generation: Brütertechnologie, Hochtemperaturreaktoren und Thorium, s. Abschn. 5.6). Die Kernfusion dürfte erst ab 2050 eine Rolle spielen.

1.2.1.3 Ethische Aspekte und Umweltschutz

Die Frage nach der Geschwindigkeit, mit der diese Reserven abgebaut werden dürfen, lässt sich aus rein ökonomischer Sicht gut beantworten (Hotelling-Regel und weitere Aspekte, s. z. B. (Erdmann 1992)). Dazu kommen ethische Erwägungen und Umweltaspekte:

- Aus ethischer Sicht muss gefragt werden, ob es zulässig ist, diesen Energievorrat der Menschheit, auf den spätere Generationen angewiesen sein könnten (Notvorrat,

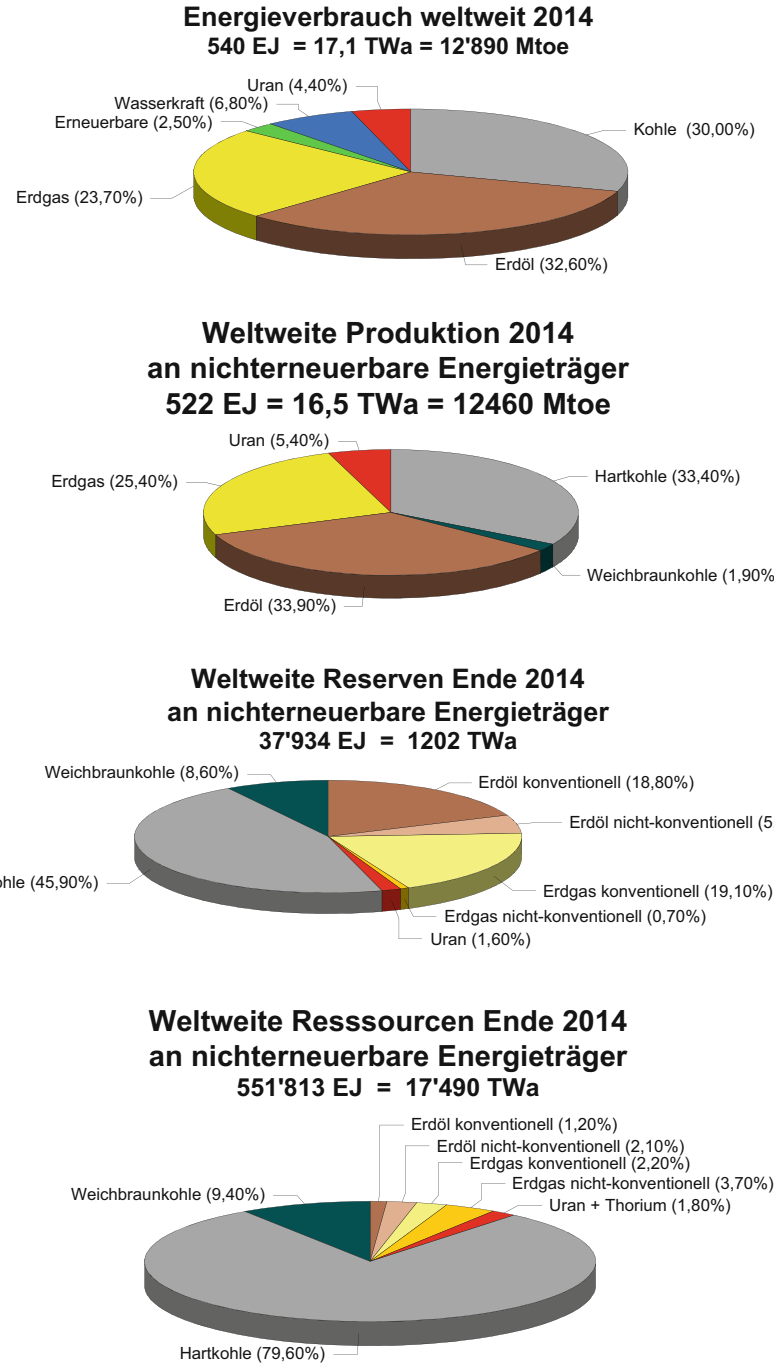


Abb. 1.4 Weltweite Anteile aller Energieträger am Verbrauch sowie der nichterneuerbaren Energierohstoffe an Produktion, Reserven und Ressourcen für Ende 2014 (Quelle: BGR [M])

Rohstoffe) innerhalb von zwei oder drei Jahrhunderten radikal abzubauen. Dieser Aspekt kann insofern relativiert werden, als wir heute nicht wissen, ob überhaupt spätere Generationen auf diese Energie angewiesen sein werden oder nicht. Ist aber eine solche Relativierung wirklich verantwortungsvoll?
- Die schädlichen Auswirkungen der CO_2-Emissionen auf das Klima, durch zahlreiche wissenschaftliche Studien (z. B. IPCC) erhärtet, rechtfertigen eine politische Intervention auf globaler Ebene, um den CO_2-Ausstoß drastisch zu reduzieren (Abschn. 1.7).

Aus heutiger Sicht ist es vor allem der zweite Aspekt, der dringend nahelegt, die ökonomische Betrachtungsweise durch Internalisierung der externen Kosten auch zukünftiger Klimaschäden zu korrigieren.

1.2.2 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien (Abb. 1.2) sind *natürliche* Energieströme bestimmter Größe, die mit Einsatz technischer Mittel und mit einem bestimmten ökonomischen Aufwand angezapft werden können. Die meisten Energien sind nicht überall, sondern nur an günstigen Orten verfügbar bzw. wirtschaftlich ausbeutbar. Die einzelnen Energien werden bzgl. ihrer Verfügbarkeit im Folgenden besprochen.

1.2.2.1 Gezeitenenergie

Die Gravitationsenergie steht uns in Form von *Gezeitenenergie* zur Verfügung. Die Gezeitenreibung beträgt ca. 2,5 TW (d. h. die Rotationsenergie der Erde wird jedes Jahr um 2,5 TWa reduziert). Davon werden aber nur 9 % als wirtschaftlich nutzbar eingeschätzt (World Energy Council (WEC) 2000). Für eine wirtschaftliche Nutzung muss der Tidenhub mindestens 6 m betragen. Demzufolge spielt die Gezeitenenergie im Zusammenhang mit dem künftigen Weltenergiebedarf (>25 TWa) kaum eine Rolle. Näheres z. B. in Kleemann und Meliss (1988), Kugeler und Phlippen (1993), World Energy Council (WEC) (2000).

1.2.2.2 Geothermische Energie

Der mittlere natürliche Wärmefluss ist sehr klein (ca. 0,06 W/m^2). Er stammt zu 30 % aus der Restwärme des Erdkerns und zu 70 % aus dem Zerfall radioaktiver Isotope in der Erdkruste. Der thermische Gradient ist im Mittel 1 °C alle 30 m. Es sind also vor allem die geothermischen Anomalien (Vulkanismus, Geyser), die wirtschaftlich genutzt werden können. Im Jahr 2005 war weltweit eine Leistung von ca. 28 GW installiert, wovon 17 GW *thermisch* (wichtigste Länder: China, USA, Schweden, Island) und 9 GW *elektrisch* (wichtigste Länder: USA, Philippinen, Indonesien, Mexico, Italien), mit einer

Jahresproduktion (mittlere Leistung) von 6,6 bzw. 6,5 GW. Es handelt sich fast ausschließlich um *hydrothermale* Nutzung (heiße Quellen). In Zukunft könnte auch das *Hot-Dry-Rock*-Verfahren (http://de.wikipedia.org/wiki/geothermie; Kaltschmitt et al. 2013; Wokaun 1999) an Bedeutung gewinnen.

Bei der geothermischen Energie handelt es sich um eine erneuerbare Energie, allerdings über relativ lange Zeiträume (Jahrzehnte bis Jahrhunderte), so dass auch kurz- bis mittelfristig nutzbare *Ressourcen* angegeben werden. Die hydrothermalen *Ressourcen* an Hochenthalpie-Vorkommen, $> 150\,^{\circ}\mathrm{C}$, die zur Stromproduktion genutzt werden können, betragen ca. 30 TWa, und die Niederenthalpie-Vorkommen für die Wärmenutzung etwa 3200 TWa. Was davon als Reserven bezeichnet werden kann, lässt sich aus heutiger Sicht nicht quantifizieren (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 1999). Vermutlich kann die installierte Leistung weltweit total bis auf 2 TW installierte Leistung gesteigert werden (ca. das 100fache des heutigen Wertes), was etwa 5–10 % der in Zukunft weltweit benötigten Energie decken würde. Dieser Anteil könnte aber dank der Wärmepumpe bedeutend größer sein. In einigen Ländern ist der Beitrag der geothermischen Energie sehr wichtig.

1.2.2.3 Solarenergie

Die Solarenergie ist die einzige erneuerbare Energie, die indirekt bereits heute in Form von Wasserkraft und Biomasse einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Weltenergiebedarfs leistet (im Jahr 2013 sind es rund 2 TWa).

Das Angebot an Solarstrahlung übersteigt um mehr als das 10.000fache den heutigen Weltenergiebedarf und ist als einziges in der Lage, in der postfossilen Ära evtl. zusammen mit der Kernfusion die Energiebedürfnisse der Menschheit zu decken. Die Probleme bei der direkten Nutzung der Solarstrahlung sind wirtschaftlicher Natur und auf ihre geringe Dichte zurückzuführen.

Wie in Abb. 1.5 veranschaulicht, beträgt der Fluss an Solarstrahlung rund 173.000 TW. Von dieser Energie werden 52.000 TW direkt ins Weltall als kurzwellige Strahlung zurück reflektiert, während 121.000 TW von der Erde absorbiert, umgewandelt und, da sich die Erde im thermischen Gleichgewicht befindet, schließlich in Form langwelliger Wärmestrahlung an das Weltall wieder abgegeben.

Die absorbierte Strahlung wird zu etwa zwei Drittel als *Niedertemperaturwärme* in Luft, Wasser und Erde gespeichert und kann als solche z. B. mit Wärmepumpen genutzt werden.

Das restliche Drittel hält die Wettermaschine durch die Wasserverdunstung sowie Druck- und Temperaturunterschiede in Gang; die Energie tritt auf als *potentielle Energie* (Wassergehalt der Wolken, Fließgewässer und Gletscher) und als *kinetische Energie* (Winde, Meeresströmungen, Wellen).

Nur ein Bruchteil von ca. 40 TW wird durch die Photosynthese absorbiert, welche *Biomasse* erzeugt und das Leben auf der Erde ermöglicht.

Auf Grund ihrer Bedeutung sei das Potential und die Nutzung der Solarenergie näher besprochen.

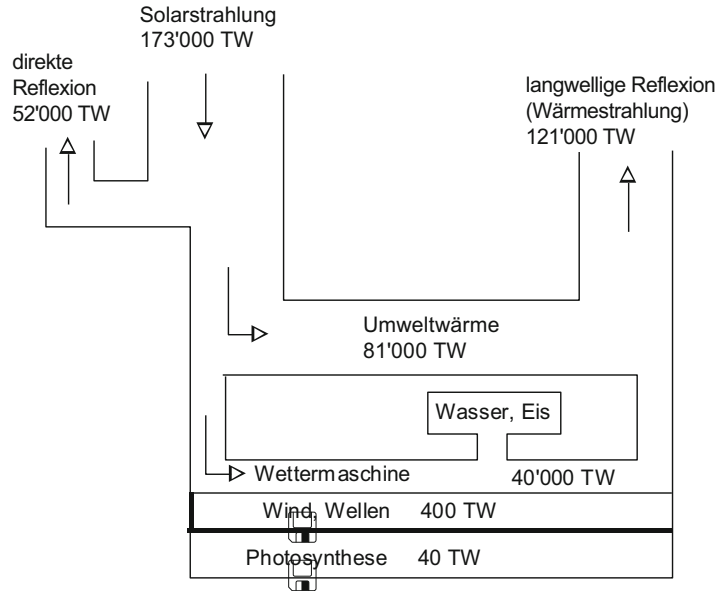


Abb. 1.5 Solarenergiebilanz der Erde

1.2.3 Potential und Nutzung der wichtigsten Solarenergiearten

Es wird unterschieden zwischen:
der indirekten (verzögerten) Nutzung von

- Umgebungswärme (vor allem mit der Wärmepumpe)
- Wasserkraft (mit Wasserkraftwerken)
- Wind-, Wellenkraft und Meeresströmungen (vor allem mit Windkraftwerken)
- Biomasse (Holz, Pflanzen, organische Abfälle) und der direkten (unverzögerten) Nutzung von
- Solarstrahlung (Solararchitektur, Kollektoren, Fotovoltaik, thermische Solarkraftwerke).

1.2.3.1 Wärmepumpe

Die Wärmepumpentechnik ist eine ausgereifte Technik zur Nutzung der Niedertemperaturwärme. Sie erlaubt die Anhebung der Temperatur auf Werte, die für Heizungs- und Warmwasserbereitungszwecke genügen. Als Wärmequellen kommen Luft, Grundwasser, Oberflächenwasser und das Erdreich in Frage. Die Wärmepumpe ermöglicht die Nutzung der Umgebungswärme, der Abfallwärme und auch der geothermischen Wärme, wenn die Wärmefassung mindestens 100–150 m tief ist.

Sie ist die reifste Technik für Niedertemperaturanwendungen zur Substitution fossiler Brennstoffe durch Solarwärme und geothermische Wärme. Das Potential an Umweltwärme ist enorm, wie in Abb. 1.5 gezeigt. Die Verbreitung der Wärmepumpe wird vor allem durch billige fossile Brennstoffe behindert. Auch die Tatsache, dass ca. ein Drittel der produzierten Wärme aus hochwertigen Energieträgern (Elektrizität oder Gas) gewonnen werden muss, wirkt in Ländern mit hohem Anteil an Elektrizitätsproduktion aus fossilen Brennstoffen bremsend. Für Näheres über Wärmepumpen s. Kap. 6.

1.2.3.2 Wasserkraft

Das Potential aller Fließgewässer der Welt wird auf ca. 6 TWa geschätzt (mittlere Leistung), wovon ca. 1–1,5 TWa einer wirtschaftlichen Nutzung zugänglich sind. (World Energy Council (WEC) 2000). Effektiv genutzt werden (2012) weltweit 0,43 TWa (Hydroelektrizität). Das Entwicklungspotential liegt vor allem in den Entwicklungsländern, aber auch im Norden (Grönland, Kanada). Der Beitrag der Wasserkraft zur *Deckung des Elektrizitätsbedarfs* war 2012 weltweit 16,5 %, in den OECD-Ländern 13,4 %, in Südamerika 61 %, in China 17 %, in Indien 11 %, in den USA 7 %, in der EU-27 11 %, in Deutschland 4,4 %, in Österreich 66 %, in der Schweiz 58 % und in Norwegen 97 % (näheres in Kap. 4, wo die Nutzung der Wasserkraft ausführlich behandelt wird).

1.2.3.3 Wind- und Meereskraft

Die Nutzung der Windkraft ist in einigen Ländern mit günstigen Windverhältnissen sehr fortgeschritten (Deutschland, Spanien, USA, Dänemark) und die entsprechende Technik ausgereift. Die Wirtschaftlichkeit hängt von der Intensität und Regelmäßigkeit des Windangebots ab. Mittlere Windgeschwindigkeiten von mind. 5–6 m/s sind dazu notwendig. Diese sind vor allem in Küstenregionen und einigen Bergregionen anzutreffen. Nimmt man an, dass weltweit 2–5 % der Wind- und Wellenenergie (400 TWa nach Abb. 1.4) wirtschaftlich genutzt werden kann, erhält man 1–2 TWa; wahrscheinlich kann man mehr nutzen. 1996 betrug die installierte Windkraftwerks-Leistung weltweit 6 GW (Schweizerischer Energierat: Schweizerische 1997), konnte aber bis 2001 auf 20 GW gesteigert werden und erreichte Ende 2005 59 GW (was einer Zuwachsrate von 30 %/a entspricht). In 2006 hat man bereits eine Leistung von 75 GW erreicht (wovon 20 GW in Deutschland), was einer Energie von etwa 12 GWa entspricht (Nutzungsfaktor 0,16). Die „Offshore“ Installationen (Windenergienutzung im Meer) haben einen deutlich besseren Nutzungsfaktor..Ende 2014 erreichte man weltweit bereits 370 GW installierte Leistung oder 86 GWa erzeugte Energie. In Dänemark wurde 2012 mit 1.2 GWa bereits ein Drittel der elektrischen Energie mit Wind erzeugt und es ist vorgesehen, bis 2030 den Anteil auf die Hälfte zu steigern, vor allem mit Offshore. In Frankreich rechnet man mit 23 GWa Windenergie in 2040.

Bei starkem Anstieg der mit Wind erzeugten Energie muss aber, als Folge der starken Variabilität dieser Energieform, auch das Speicherungsproblem gelöst werden (analog zur

allerdings etwas milderen Variabilität der Wasserkraft). Die entsprechenden Kosten sind bei der Bewertung der Windenergie zu berücksichtigen.

Über die Technik der Windenergienutzung zur Erzeugung elektrischer Energie steht Näheres in Kap. 7.

Über mögliche Nutzung der Wellen und Meeresströmungen s. (http://de.wikipedia.org/wiki/meeresströmungskraftwerk; http://de.wikipedia.org/wiki/wellenenergie).

1.2.3.4 Biomasse

Definition Unter Biomasse werden Stoffe organischer Herkunft verstanden, also die Masse von Lebewesen und organischen Abfallstoffen (unter Ausschluss fossiler Brennstoffe).

Potential Die gesamte Biomasse auf der Erde wird auf rund 450 TWa geschätzt (http://de.wikipedia.org/wiki/biomassepotential; Wokaun 1999) (1 TWa = 31,5 EJ), bei einem mittleren Heizwert von rund 3600 kcal/kg (bezogen auf absolut trockene Biomasse). Wichtig ist vor allem der Zuwachs von rund 60 TWa/a. Der Umwandlungswirkungsgrad der Solarstrahlung liegt durchschnittlich bei 0,14 %, ist aber für Wälder und Süßwasser höher (ca 0,5 %) und am höchsten für tropische Wälder (bis 0,8 %). Chemisch gesehen besteht die Biomasse zu 82 % aus Polysacchariden (Zellulose und Hemizellulose) und zu 17 % aus Lignin (Holzstoff) (Kleemann und Meliss 1988).

Nutzung Das für die energetische Nutzung technisch verwertbare Potential an Biomasse in Form von Brenn- und Treibstoffen wird auf rund 6 TW geschätzt. Davon wären bei einer Weltbevölkerung von 10 Mrd. Menschen rund 2 TW aus Abfällen zu gewinnen. Biomasse stellt also eine der wichtigen Energiereserven der Menschheit dar, die etwa 25 % des künftigen Bedarfs decken könnte. Die gegenwärtige Nutzung (zum großen Teil nichtkommerzielle Energie) dürfte (2005) bei 1,6 TW liegen. Die Verbrennung der Biomasse ist nur dann CO_2-neutral, wenn die Wiederaufforstung gesichert ist.

Technische Verfahren zur Nutzung (Näheres z. B. in Wokaun 1999):

- **Physikalische Biokonversion**: Dazu gehört die *Verdichtung* zu Biobrennstoffen (Torf, Stroh, Holzabfälle → Briketts) und die *Extraktion* von Ölen (Raps, spezielle Ölpflanzen → Dieseltreibstoff). Werden Ölpflanzen in großem Ausmaß kultiviert, muss vor der Gefahr von Monokulturen statt Artenvielfalt gewarnt werden.
- **Thermochemische Biokonversion**: Insbesondere erwähnt seien die *direkte Verbrennung* (vor allem von Holz) offen oder in Öfen, die *Vergasung/Verflüssigung* mittels *Pyrolyse*, d. h. die thermische Zersetzung hochmolekularer Stoffe (auch von Altstoffen, z. B. Müll, Altreifen, Kunststoffen usw.) zu kleinmolekularen, und die *Methanolsynthese* (zur Treibstofferzeugung).

- **Biologische Biokonversion**: Es handelt sich um Niedertemperaturverfahren mit Hilfe von Mikroorganismen (Gärverfahren). Dazu gehören die *Biogasgewinnung* und die Erzeugung von *Äthanol* aus zuckerhaltigen Pflanzen (Zuckerrohr), das z. B. in Brasilien in großem Ausmaß zur Treibstofferzeugung eingesetzt wird.

1.2.3.5 Solarstrahlung

Spezifisches Angebot an Solarenergie Werden die ankommenden 121.000 TW (Abb. 1.4) auf die Oberfläche der Erde gleichmäßig verteilt, erhält man für eine *horizontale Fläche*:

$$mittlere\ Jahresleistung = \frac{121.000\,\mathrm{TW}}{510 \times 10^6 km^2} = 237\,W/m^2.$$

Bezieht man sich nur auf die Tagesstunden (12 statt 24 h), ergibt sich eine doppelte mittlere Tag-Jahresleistung von 474 W/m^2. Diese Zahlen stimmen für eine mittlere Breite bei klarem Wetter und auf Meereshöhe. Der effektive Mittelwert hängt außer von der geographischen Breite auch vom Klima ab. In Mitteleuropa (oft bedeckt oder neblig) ist eher mit der halben mittleren Jahresleistung von 120 W/m^2 zu rechnen.

Wird die mittlere Jahresleistung mit 8760 h/a multipliziert, erhält man

$$mittlere\ Jahresenergie = 237 W/m^2 * 8760\ h/a\ =\ 2076\ kWh/am^2.$$

Diese Jahresenergie ist in mittleren Breiten aus den erwähnten Gründen nicht erreichbar, da dies nur bei ständiger Sonnenscheindauer möglich ist. Der Wert wird überschritten (bis über 2200 kWh/a m^2) in Äquatornähe und bei Wüstenklima (Sahara, Arizona, Australien usw.).

Dichte der Solarstrahlung (Globalstrahlung) Der Erdquerschnitt ist ca. $127 \cdot 10^6$ km^2. Außerhalb der Atmosphäre ergibt sich

$$Extraterrestrische\ Strahlungsdichte = \frac{173.000\mathrm{TW}}{127 \times 10^6 km^2} = 1360 W/m^2.$$

Diese Größe wird auch als *Solarkonstante* bezeichnet. An der Erdoberfläche (Meereshöhe) ist die Strahlungsdichte (ohne Reflexionen!) auf einer *zur Strahlung senkrechten Fläche:*

$$Strahlungsdichte\,auf\,Meereshohe = \frac{121.000\ \mathrm{TW}}{127 \times 10^6 km^2} = 950 W/m^2$$

In der Schweiz rechnet man i. d. R. mit 1000 W/m^2. Diese Globalstrahlung enthält einen *direkten* und einen *diffusen* Anteil (diffuse Himmelstrahlung). Der diffuse Anteil ist unter mitteleuropäischen Klimaverhältnissen bedeutend (s. auch Kap. 8.4.7).

Diese Zahlen zeigen einerseits, dass das Potential an Solarstrahlung praktisch unbegrenzt ist, machen aber andererseits die Schwierigkeiten deutlich, die einer wirtschaftlichen Nutzung der Solarstrahlung entgegenstehen. Deren wichtigste Nutzungsarten sind nachfolgend aufgeführt:

Solararchitektur Durch ein sonnengerechtes Bauen kann der Bedarf an Heizenergie stark gesenkt werden. Diese Möglichkeit sollte weit mehr als bisher genutzt und gefördert werden. Für Näheres sei auf die Spezialliteratur verwiesen sowie auf (Goetzberger und Voss 1997; Kaltschmitt et al. 2013).

Flachkollektoren Flachkollektoren sind in der Lage, direkte und diffuse Strahlung zu nutzen. Die Wärme wird an einen Wärmeträger (i. d. R. Wasser mit Frostschutzmittel) abgegeben. Hohe Wirkungsgrade werden bei Niedertemperaturanwendungen erreicht (bis 70 % bei Freibaderwärmung, bis 60 % bei Warmwasserbereitung, hingegen nur 40–50 % bei Raumheizung), d. h. der Wirkungsgrad hängt stark von der Nutzungstemperatur ab. Solche Wirkungsgrade gelten allerdings nur bei voller Einstrahlung und sinken überproportional bei schwächerer Einstrahlung. Für Freibaderwärmung und Warmwasserbereitung (vor allem im Sommer) sind heute Kollektoren wirtschaftlich (Näheres s. http://de.wikipedia.org/wiki/solarthermie; Goetzberger und Voss 1997; Kaltschmitt et al. 2013).

Konzentrierende Kollektoren Mit *Parabolspiegeln* (Parabolzylinder oder Paraboloide) wird die direkte Strahlung gebündelt (die diffuse kann nicht genutzt werden). So werden hohe Temperaturen erreicht, die zur Erzeugung von Prozesswärme und Elektrizität genügen. Die Spiegel müssen allerdings der Sonne nachgeführt werden. Als Wärmeträger wird meist ein Spezialöl verwendet. Anwendungsbeispiele sind Solarkochherde für Entwicklungsländer, Solarfarmen zur Produktion von industrieller Wärme und von Elektrizität (solarthermische Kraftwerke) mittels üblichem Dampfprozess (http://de.wikipedia.org/wiki/biomassepotential).

Mit Parabolzylindern (Parabolrinnen) werden Temperaturen von 100–400 °C erreicht. Das Wasser wird in einem im Brennpunkt der Parabel liegenden Rohr erhitzt. Für höhere Temperaturen werden teurere *Paraboloide* oder *Heliostaten* eingesetzt, die sowohl zur Elektrizitätsproduktion als auch zur Durchführung chemischer Prozesse (Wokaun 1999) dienen.

Solarthermische Kraftwerke Zur Produktion von Elektrizität kann man *Parabolrinnenkollektoren*, die das Sonnenlicht auf ein in der Brennlinie verlaufendes Absorberrohr konzentrieren, oder *Solarturmanlagen* einsetzen: in letzterem Fall wird mit Hilfe von Flachspiegeln, die der Sonne zweiachsig nachgeführt werden (sog. *Heliostaten*), die Strahlung auf die Spitze eines Turms konzentriert. Hier befindet sich ein Strahlungsempfänger (Receiver), der die Wärme auf ein Arbeitsmedium (z. B. Dampf, Helium, flüssiges Natrium) überträgt. Es werden Temperaturen zwischen 500 und 1200 °C erreicht. Damit können Dampf- oder Gasturbinen angetrieben werden, die Elektrizität auf konventionelle Art produzieren.

Solarthermische Kraftwerke eignen sich vor allem für Gebiete mit großer Sonnenscheindauer und klarem Himmel, da sie die diffuse Strahlung nicht nutzen können. Verschiedene Pilotanlagen sind weltweit in Betrieb. Drei 50 MW Parabolrinnenkraftwerke

sind in Spanien, 100 MW in Abu Dhabi und insgesamt 350 MW in Kalifornien gebaut worden, weitere Grossanlagen sind geplant. Wirkungsgrade von ca. 15 % sind errechnet worden. Die Energiekosten liegen für Anlagen von 100 MW bei 20 ct/kWh.

Projekte mit großen Anlagen in der Sahara, die mittels HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Band 3, (Crastan und Westermann 2012)) an das europäische Verbundnetz gekoppelt werden könnten, waren im Gespräch (Desertec).

Photovoltaik Die Photovoltaik ermöglicht die direkte Konversion von Solarstrahlung in Elektrizität mittels *Solarzellen*. Mit *polykristallinen Siliziumzellen* werden heute kommerzielle Wirkungsgrade von 15 % erreicht mit *monokristallinen* sogar von etwa 20 %. Kristalline Zellen sind in den letzten Jahren deutlich billiger geworden und der Energie-Erntefaktor (Verhältnis erzeugte/zur Fabrikation notwendige Energie) hat sich deutlich verbessert. Die Technik ist recht fortgeschritten, und die betrieblichen Erfahrungen sind gut.

Kommerzielle netzgekoppelte fotovoltaische Anlagen von > 100 kW Leistung mit kristallinen Zellen können heute Elektrizität zu einem Preis von rund 15 ct/kWh und weniger produzieren, womit die Netzparität bezüglich Haushaltstrompreis in vielen Ländern etwa erreicht ist. Allerdings wird oft ausgeklammert, dass die Schwankungen der Einspeisung auch ausgeglichen werden müssten, wie dies bei der hydroelektrisch erzeugten Energie mit entsprechenden Speichern geschieht.

Für Näheres über Fotovoltaik und fotovoltaische Kraftwerke s. Kap. 8.

1.2.4 Ökologische Probleme

Die Energiewirtschaft zählt zusammen mit der Chemie und der Agrarwirtschaft zu den Hauptverantwortlichen für die Belastung der Biosphäre mit Schadstoffen. Energiebereitstellung und -nutzung führen zur *Verunreinigung der Atmosphäre* durch Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Treibstoffe und von Biomasse sowie durch Erdgasverluste. Nicht vernachlässigbar ist die Belastung des Meeres durch Tankerunfälle. *Hauptemissionen* sind

- Kohlenoxide (CO_2, CO)
- Stickstoffoxide
- Schwefelverbindungen
- Methan
- Ozon.

1.2.4.1 Vorwiegend lokale Wirkungen

Stickoxide, Schwefelverbindungen, CO und troposphärisches Ozon haben vorwiegend regionale Auswirkungen auf Gesundheit, pflanzliche Ökosysteme und Kulturgüter, werden aber teilweise durch Winde auch über größere Distanzen verfrachtet. Die schädlichen

Auswirkungen wurden in den letzten Jahrzehnten in fortschrittlichen Ländern durch Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen sowie Katalysatoren wirksam bekämpft.

Anderer Natur ist die stratosphärische Ozonzerstörung (Ozonloch), die in erster Linie durch die Emission von Fluorkohlenwasserstoffe (FCKW) verursacht wird, und nur am Rande mit der Energienutzung gekoppelt ist (Näheres s. z. B. (Wokaun 1999)).

1.2.4.2 Verstärkung des Treibhauseffektes

Weit schwerwiegendere Folgen für das Klima haben die sogenannten *Treibhausgas-Emissionen*. Darüber existiert eine umfangreiche Literatur. Eine gute Zusammenfassung bietet der fünfte IPCC-Bericht (Intergovernmental Panel on Climate Change) von 2013/2014 (IPCC 2014), wobei auch andere Forschungen und Berichte dessen Erkenntnisse stützen. Der Bericht kommt zum Schluss, noch eindringlicher als frühere Berichte, dass die beobachtbare Erderwärmung mit größter Wahrscheinlichkeit menschengemacht ist. Wichtigstes Treibhausgas ist CO_2, das zu 77 % zur Verstärkung des Treibhauseffekts beiträgt. Weitere Beiträge werden von Methan (15 %), FCKW (1 %), und N_2O (7 %) geliefert. Die CO_2-Konzentration in der Atmosphäre ist 380 ppm (parts per million), d. h. um 36 % höher als die vorindustrielle (280 ppm, praktisch unverändert während der letzten 10.000 Jahre). Sie nimmt jährlich um 1,5–2 ppm zu. Simulationen für das Jahr 2100 ergeben, bei Annahme einer Verdoppelung der vorindustriellen Konzentration, je nach Szenario eine Erhöhung der mittleren Temperatur von 2 bis 6 C (wobei mit einer Wahrscheinlichkeit von 66 % eine Erhöhung zwischen 2,4 und 4,1 °C zu erwarten ist). Ferner könnte sich der Meeresspiegel bis 2100 um 50 cm oder auch wesentlich mehr (nach neuesten Studien) erhöhen und die Anzahl und Intensität von Extremereignissen zunehmen. Die bestehenden Unsicherheiten könnten sich zwar positiv, aber auch, z. B. als Konsequenz nicht linearer Rückkoppelungen, wesentlich negativer auswirken. Eine mittlere Temperaturerhöhung um 2° entspricht für die mittleren Breiten einer Verlagerung der Isothermen um ca. 350 km nach Norden bzw. einer Höhenverlagerung von ca. 350 m, wobei sich sehr große, regionale Unterschiede ergeben können.

Noch wesentlich dramatischer könnten die Folgen bei einem *Kippen des Klimas* sein. Eine Ablenkung oder Verlangsamung oder gar langfristig ein Aussetzen des Golfstroms hätten z. B. katastrophale Folgen für Westeuropa.

Die Konsequenzen dieser erdgeschichtlich gesehen extrem raschen Klimaänderung bedeuten zweifellos einen zusätzlichen Stress für die bereits stark geschädigten Ökosysteme (Artensterben, Wälder). Die Verteilung der Wasservorkommen und die Landwirtschafts-produktivität könnten weltweit ungünstig verändert, und die sozioökonomischen Systeme zusätzlich gestresst werden, wobei vor allem jene Regionen leiden würden, die schwach sind und sich nicht oder zu wenig schnell an die veränderten Bedingungen anpassen können. Obwohl es auch Gewinner geben kann, ist die globale Bilanz sehr negativ.

1.2.4.3 Nachhaltige Entwicklung

Der Begriff *Nachhaltigkeit* nahm vor allem durch den Bericht der Brundtland- Kommission im Jahr 1987 politische Konturen an, wo die nachhaltige Entwicklung definiert wird als eine „die den gegenwärtigen Bedarf zu decken vermag, ohne gleichzeitig späteren Generationen die Möglichkeit zur Deckung des ihren zu verbauen“, und ein Wachstum forderte, das soziale und ökologische Aspekte räumlich und zeitlich in die ökonomische Betrachtung integriert.

Es geht somit um die Optimierung der Entwicklung im Dreieck Ökonomie-Gesellschaft-Ökologie und um globale und intertemporale Solidarität. Schwierigkeiten bereitet der Umsetzung dieses Zieles vor allem die Tatsache, dass ökonomisches, aber auch sozialpolitisches Denken zu oft kurz- bis mittelfristig ist, während die ökologischen Anforderungen besonders im Zusammenhang mit der Klimaproblematik eine langfristige Optimierung erfordern.

Der vorhergehende Abschnitt hat die Notwendigkeit hervorgehoben, die Treibhausgasemissionen weltweit energisch zu senken, vor allem die CO_2-Emissionen. Die Kosten dieser energetischen Transformation sind ziemlich hoch, aber noch höher wären die Kosten des Laissez-faire. Es geht nicht nur um die (oft rein egoistische) Anpassung an die Folgen der Klimaerwärmung, sondern vor allem darum, die Klimaerwärmung zu bremsen, sie im Rahmen des Möglichen zu dämpfen und somit die enormen Ausgaben für die infrastrukturelle und soziale Anpassung zu vermeiden, die mehr als linear mit der mittleren Temperaturerhöhung anwachsen würden.

Politische Initiativen, welche die Internalisierung der heutigen und zukünftigen externen Kosten, ein mit der Marktwirtschaft gut vereinbares Rezept, zum Ziele haben sind notwendig. Zur Bekämpfung der globalen Umweltschäden ist es theoretisch richtig, Kapital und Wissen dort einzusetzen, wo der Beitrag zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Reduktion der CO_2-Intensität maximal ist (z. B. mit dem Handel mit Emissionszertifikaten). Fehlende Rahmenbedingungen, welche die Marktkräfte sozioökologisch richtig leiten, und politische Differenzen erschweren jedoch allzu oft die internationale Kooperation für die Umsetzung dieses an sich sinnvollen Postulats. Manchmal dient obiges Argument mehr als Alibi, um regional nichts zu tun. Beide Anstrengungen, die globale und die lokale (Abb. 1.6) sind notwendig. Die Regionalisierung ist zwar kurzfristig gesehen bzgl. des globalen Kapitaleinsatzes suboptimal, fördert allerdings die regionale Innovationskraft im Umweltbereich, deren Ausstrahlung sich mittel- und langfristig auch global auszahlen dürfte (für energiewirtschaftliche Maßnahmen s. Abschn. 1.7).

Hoffnung geben die Resultate der UN-Klimakonferenz COP21 von Paris, Dezember 2015, wo erstmals eine grosse Anzahl Länder sich verpflichtet hat Massnahmen zu ergreifen, um den mittleren Temperaturanstieg der Erde gegenüber der vorindustriellen Zeit auf mindestens 2 °C zu begrenzen, und wenn möglich sogar 1.5 °C anzustreben. Dazu näheres im Abschn. 1.7.

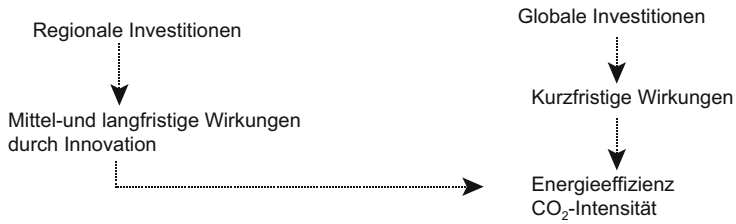


Abb. 1.6 Nachhaltige Investitionen

1.3 Energiebedarf, CO_2-Emissionen, Indikatoren

1.3.1 Allgemeines

Vor der detaillierten Analyse der energiewirtschaftlichen Lage Europas (Abschn. 1.4), der Welt (Abschn. 1.5) und der Perspektiven in Zusammenhang mit den Erfordernissen des Klimaschutzes (Abschn. 1.6 und 1.7), seien einige grundlegende Aspekte des Energiebedarfs dargelegt, und die Indikatoren definiert, welche vor allem in Zusammenhang mit der Klimaproblematik von Bedeutung sind.

Vor allem für den mit Energiewirtschaftsfragen wenig vertrauten Leser, kann es auch nützlich sein, den im Anhang B analysierten Fall der Energiewirtschaft der Schweiz, als Beispiel eines stark industrialisierten Landes, durchzugehen. Insbesondere werden dort, mit konkreten Zahlen die strukturellen Aspekte der Energienachfrage veranschaulicht und die Faktoren, welche deren Evolution bestimmen, dargelegt.

1.3.2 Endenergie und Verluste des Energiesektors

Für die weiteren Betrachtungen ist es sinnvoll, drei Einsatzgebiete der Endenergie zu unterscheiden (Crastan 2010; Crastan 2016):

- *Komfort- und Prozesswärme*, die vorwiegend mit fossilen Brennstoffen und z. T. auch aus erneuerbaren Energien (Geothermie, Biomasse, Solarstrahlung, Umweltwärme) gewonnen wird. Die Wärme aus Elektrizität wird ausgeklammert.
- *Treibstoffe* (vorwiegend fossil, etwas Biomasse).
- *Elektrizität* (alle Anwendungen, Wärme inbegriffen).

Abb. 1.7 zeigt die weltweite Bedeutung der drei Bereiche in Prozent der Endenergie für das Jahr 2013 (Wärme (einschliesslich Fernwärme) 50 %, Treibstoffe 30 %, Elektrizität 20 %). Die drei Bereiche werden nach verwendetem Primärenergieträger detailliert.

Der Balken der Endenergie (100 % = 8480 Mtoe in 2013) macht außerdem die Aufteilung auf die drei Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr und übrige (Haushalt, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft) deutlich.

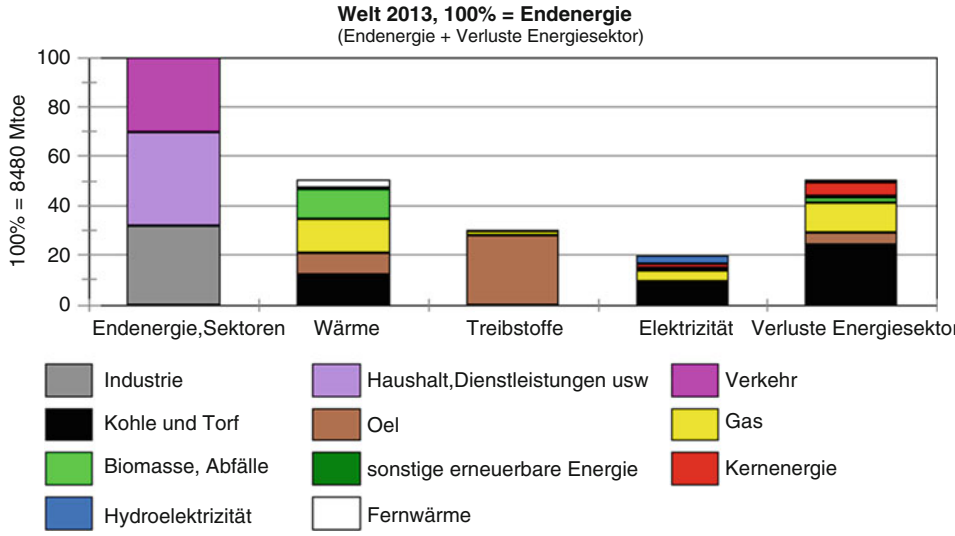


Abb. 1.7 Endenergie und Verluste des Energiesektors) weltweit 2013 (zusammen = Bruttoenergieerbrauch = etwa 150 % der Endenergie)

Schließlich werden die *Verluste des Energiesektors* dargestellt, die den Wärmeverlusten der Kraftwerke und dem Eigenverbrauch des Energiesektors zuzuschreiben sind. Die Darstellung dieser Verluste entspricht der Statistik der IEA (International Energy Agency), wo nicht die Wasserkraft, sondern die Hydroelektrizität erfasst wird. Weltweit ergeben sich Verluste von 50 % der Endenergie. Der weltweite Bruttoverbrauch (Primärenergieverbrauch) beläuft sich somit auf 150 % der Endenergienachfrage oder 12‘720 Mtoe in 2013.

1.3.3 Weltweiter Primärenergiebedarf, Energiesektor

Für die weitere Analyse ist es sinnvoll den *Energiesektor* folgendermaßen zu definieren (Crastan 2014); der Energiesektor schließt ein:

- die erzeugte Elektrizität und Fernwärme, sowie
- alle Verluste, die mit der Umwandlung von Primär- in Endenergie verbunden sind.

Der weltweite Bedarf an Primärenergie im Jahr 2013 lässt sich dann durch Abb. 1.8 darstellen. Er setzt sich zusammen aus der im *Transportsektor* verbrauchten Energie (Treibstoffe, ohne Elektrizität), aus der von der Industrie sowie von den anderen Sektoren (Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen usw.) benötigten Heiz- und Prozess-*Wärme* (ohne Elektrizität und Fernwärme) und aus dem *Energiebedarf des Energiesektors*, der in erster Linie der Erzeugung und Übertragung von Elektrizität und Fernwärme dient und grosse Verluste aufweist.

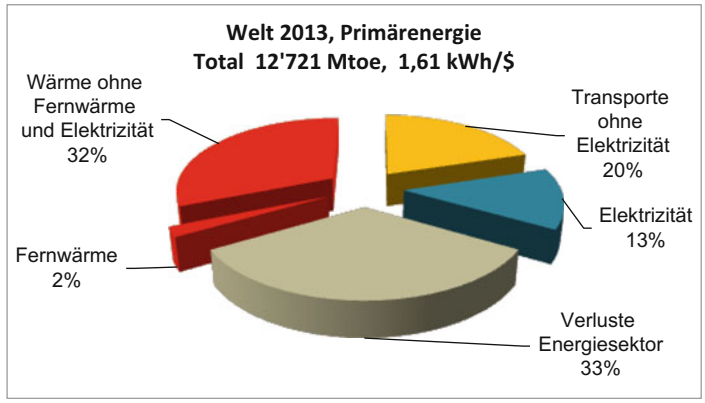


Abb. 1.8 Weltweiter Verbrauch an Primärenergie 2013, aufgeteilt in: Transporte (ohne Elektrizität), Wärmeverbrauch (ohne Elektrizität und Fernwärme) und Energiesektor (Elektrizität + Fernwärme + Verluste)

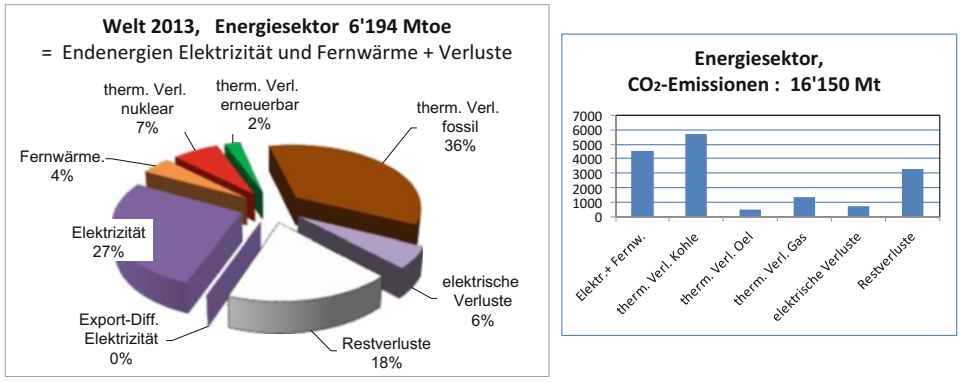


Abb. 1.9 Welt 2013, Energieanteile des Energiesektors und entsprechende CO_2-Emissionen

Mit welchen Energieträgern dieser Gesamtverbrauch in Vergangenheit gedeckt wurde und in Zukunft voraussichtlich gedeckt werden wird ist bereits in Abschn. 1.2, Abb. 1.3 veranschaulicht worden. Die Situation in 2013 zeigt Abb. 1.7.

Mit 49 % der weltweit verbrauchten Primärenergie, d. h. rund 6300 Mtoe im Jahr 2013, spielt der Energiesektor eine für den Klimaschutz entscheidende Rolle.

Der Primärenergiebedarf des Energiesektors lässt sich gemäß Abb. 1.9 aufschlüsseln. Die vom Energiesektor produzierten Endenergien Elektrizität und Fernwärme machen 31 % aus. Die restlichen 69 %, entsprechend rund 4300 Mtoe, sind Energieverluste oder Eigenverbrauch (Differenz zwischen dem Bruttoverbrauch von 12‘700 Mtoe und dem Endverbrauch von 8400 Mtoe).

Der größte Teil dieser Verluste sind thermische Verluste in Kraftwerken und Wärmekraftkopplungsanlagen (in der Abbildung aufgeschlüsselt nach Energieträgerart). Weitere Verluste sind die elektrischen Übertragungsverluste (in den Übertragungs- und

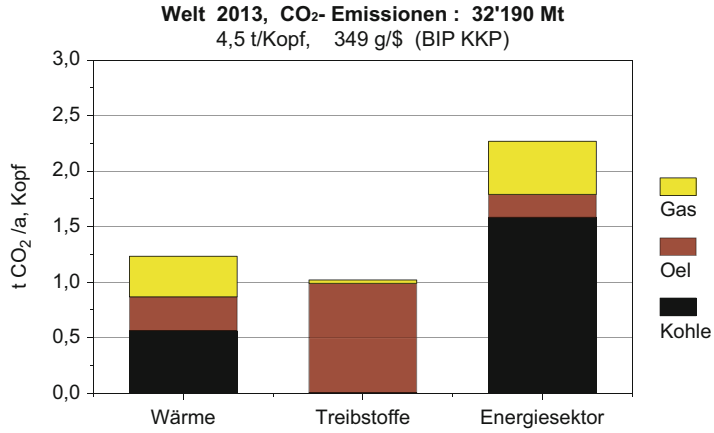


Abb. 1.10 Weltweite CO_2-Emissionen und Verursacher

Verteilnetzen). Schließlich sind der Eigenbedarf und weitere Restverluste zu berücksichtigen, die in reinen Heizwerken und Gaswerken anfallen, in Raffinerien und andere Umwandlungs-anlagen (Vergasungs- und Verflüssigungsprozesse) sowie im Rahmen der Gewinnung von Energieträgern. Hohe Restverluste sind oft ein Zeichen mangelnder Effizienz des Energiesektors.

1.3.4 CO_2- Emissionen und Indikatoren

Die CO_2-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, sind für die Welt 2013 in Abb. 1.10 dargestellt. Sie betragen insgesamt 4,5 t/a,Kopf und werden zu 50 % vom Energiesektor verursacht wobei die Elektrizitätserzeugung mit Kohle der Hauptverursacher ist.

Für die weitere Analyse führen wir folgende Beziehungen ein (Crastan 2014; Crastan 2010):

$$\alpha\left[\frac{tCO_2}{a,\,capita}\right] = k\left[\frac{tCO_2}{kWa}\right] \times e\left[\frac{kW}{capita}\right] \tag{1.1}$$

$\alpha = CO_2-$ *Ausstoss pro Jahr und capita*
k $= CO_2-$ *Intensität der Bruttoenergie*
e = *Bruttoenergieverbrauch pro Jahr und capita*

Der spezifische Energieverbrauch e korreliert in erster Linie mit dem Bruttoinlandsprodukt (BIP), wobei es für internationale Vergleiche zweckmäßig ist, sich auf das BIP bei Kaufkraftparität (BIP KKP, englisch GDP ppp) zu beziehen. Man kann deshalb schreiben:

Tab. 1.3 Weltweite Indikatoren für das Jahr 2013 in internationale Dollar von 2007, 1 kWa = 8760 kWh = 0,753 toe = 31540 MJ

2013	y 10^4\$/a,Kopf	ε kWa/10^4\$	k tCO_2/kWa	η $tCO_2/10^4$\$	α tCO_2/a,Kopf
Welt	1,29	1,84	1,91	3,49	4,52
		=1,61 kWh/\$	=218 g CO_2/kWh	=349 gCO_2/\$	

$$e\left[\frac{kW}{capita}\right] = y\left[\frac{10'000\,\$}{a,\ capita}\right] \times \left[\frac{kWa}{10'000\,\$}\right] \tag{1.2}$$

y = *spezif. Bruttoinlandprodukt (kaufkraftbereinigt)*
ε = *Bruttoenergieintensität*

Die CO_2-Emissionen lassen sich dann folgendermaßen ausdrücken:

$$\alpha = k \cdot e = k \cdot \varepsilon \cdot y = \eta \cdot y$$
$$mit\ \ \eta\left[\frac{tCO_2}{10.000\$}\right] = k \cdot \varepsilon = CO_2 - Nachhaltigkeit\ der\ Energiewirtschaft \tag{1.3}$$

als Produkt von „Wohlstandsindikator" y, Energieintensität ε und CO_2-Intensität der Energie k. Um den spezifischen CO_2-Ausstoß pro Kopf zu reduzieren, muss er an und für sich erwünschte Anstieg des *BIP/Kopf* y durch eine erhebliche Reduktion von *Energieintensität* ε und CO_2-*Intensität der Energie* k kompensiert werden. Das Produkt dieser beiden Größen sei als CO_2- *Indikator oder Nachhaltigkeitsindikator* η definiert. Die entsprechenden Zahlen sind für die Welt als Ganzes für 2013 in Tab. 1.3 zusammengefasst. Das BIP KKP wird in internationale \$ von 2007 ausgedrückt (Quellen: IMF, s. auch (Crastan 2014; Crastan 2016) Man erhält weltweit η = 3,49 tCO_2/10.000 \$ oder 349 g CO_2/\$.

1.4 Energieverbrauch und CO_2-Emissionen in Europa

1.4.1 Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt

Als Europa bezeichnen wir hier die EU-28 zuzüglich die drei westeuropäische Länder nicht Mitglieder der EU: Island, Norwegen und die Schweiz. Die EU-15 umfasst alle westeuropäische EU-Mitglieder. In Abb. 1.11 ist die prozentuale Aufteilung der Bevölkerung dargestellt. Abb. 1.12 zeigt das kaufkraftbereinigte pro Kopf-Bruttoinlandprodukt der europäischen Länder.

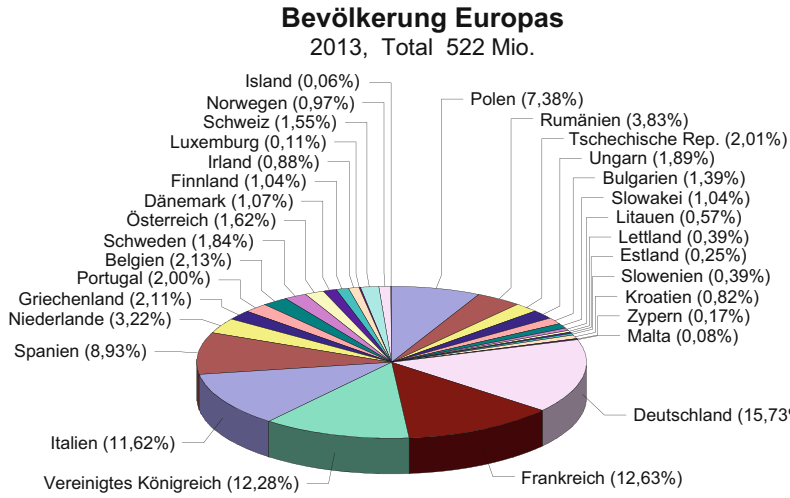


Abb. 1.11 Prozentuale Aufteilung der Bevölkerung Europas: EU-28 + Island, Norwegen, Schweiz

1.4.2 Energieverbrauch pro Kopf

Der Energieverbrauch pro Kopf hängt einerseits vom Stand der Entwicklung der Wirtschaft (gemessen durch das BIP/capita, Abb. 1.12) und andererseits von der Effizienz des Energieeinsatzes ab (gemessen durch die Energieintensität). Der Verbrauch wird auch durch das Klima beeinflusst und ist von den Besonderheiten der Wirtschaft des betrachteten Landes abhängig. Die Abb. 1.13 zeigt den Bruttoenergieverbrauch pro Kopf 2013 für West- und Osteuropa (+ Malta).

Man stellt erhebliche Unterschiede fest. Südeuropäische Länder verbrauchen weniger Energie als die skandinavischen Länder, was klimatisch bedingt ist und in einigen Fällen auch auf die schwächere wirtschaftliche Entwicklung zurückzuführen ist. Dementsprechend sind auch die Werte Osteuropas im allgemeinen niedriger. Ausgeklammert wurde Island wegen des extrem hohen Wertes von 24 kW pro Kopf, der mit der starken Nutzung der (die Umwelt nicht belastenden) Geothermie erklärt werden kann. Für Luxemburg muss, sowohl was das BIP betrifft als auch den Energieverbrauch, die Verzerrung durch den sehr hohen Grenzgänger-Anteil berücksichtigt werden.

1.4.3 Energieintensität und CO_2-Emissionen

Die *Energieintensitäte* der Länder Europas ist in Abb. 1.14 für 2013 dargestellt. Eine niedrige Energieintensität weist grundsätzlich auf einen rationellen Energieeinsatz hin. Verschiedene Faktoren, wie Klima oder Art der Wirtschaftsleistung (Dienstleistungen statt Schwerindustrie) und der Elektrizitätserzeugung, haben ebenfalls einen Einfluss. Multipliziert man die Energieintensität mit der CO2-*Intensität der Energie k*, die von

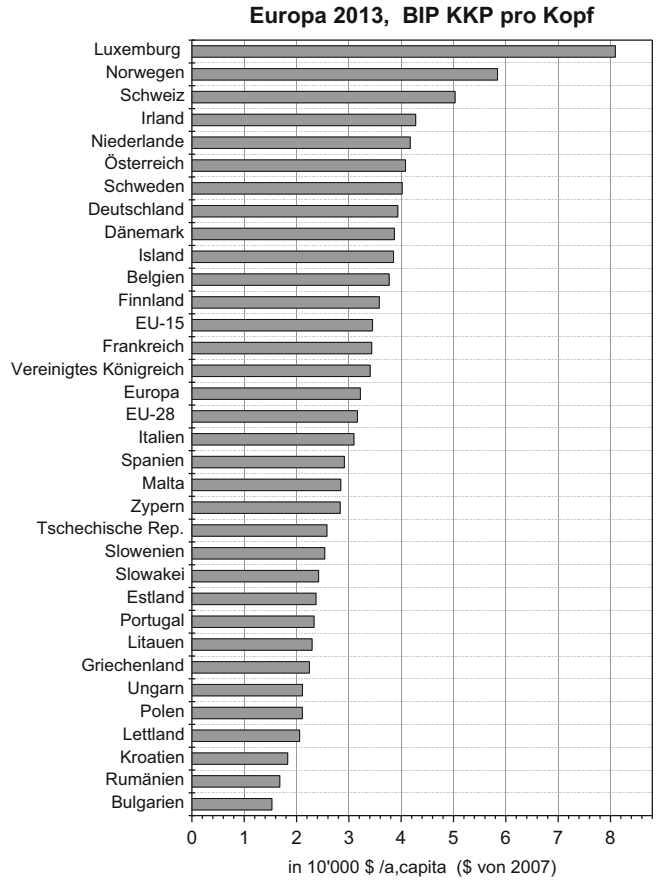


Abb. 1.12 Pro Kopf- BIP (KKP) der europäischen Länder in 2013, in 10‘000 $ von 2007

Abb. 1.15 gezeigt wird, erhält man den Indikator der CO_2-*Nachhaltigkeit* η der Abb. 1.16 (Gl. 1.1 bis 1.3 von Abschn. 1.3).

Man stellt fest, dass 5 Länder einen CO_2-Indikator unter 200 g CO_2/$ aufweisen. Es sind dies die Länder, deren Elektrizitätsproduktion vorwiegend CO_2-frei ist: die Schweiz und Schweden mit einem Mix aus Wasserkraft und Kernenergie, Norwegen mit reiner Wasserkraft, Island mit einem Mix aus Wasserkraft und Geothermie und Frankreich mit vorwiegend Kernenergie. Die anderen Länder der EU-15 liegen zwischen 200 und 350 g CO_2/$. Die restlichen Länder Osteuropas, Mitglieder der EU-28 weisen einen Durchschnitt (im Diagramm nicht eingetragen) von ca 385 g CO_2/$ auf und somit einen deutlichen Nachholbedarf auf.

Man stellt fest, dass 4 Länder einen CO_2-Indikator unter 150 g CO_2/$ aufweisen. Es sind dies die Länder, deren Elektrizitätsproduktion vorwiegend CO_2-frei ist: die Schweiz und Schweden mit einem Mix aus Wasserkraft und Kernenergie, Norwegen mit reiner Wasserkraft, und Frankreich mit, neben Wasserkraft, vorwiegend Kernenergie. Die anderen

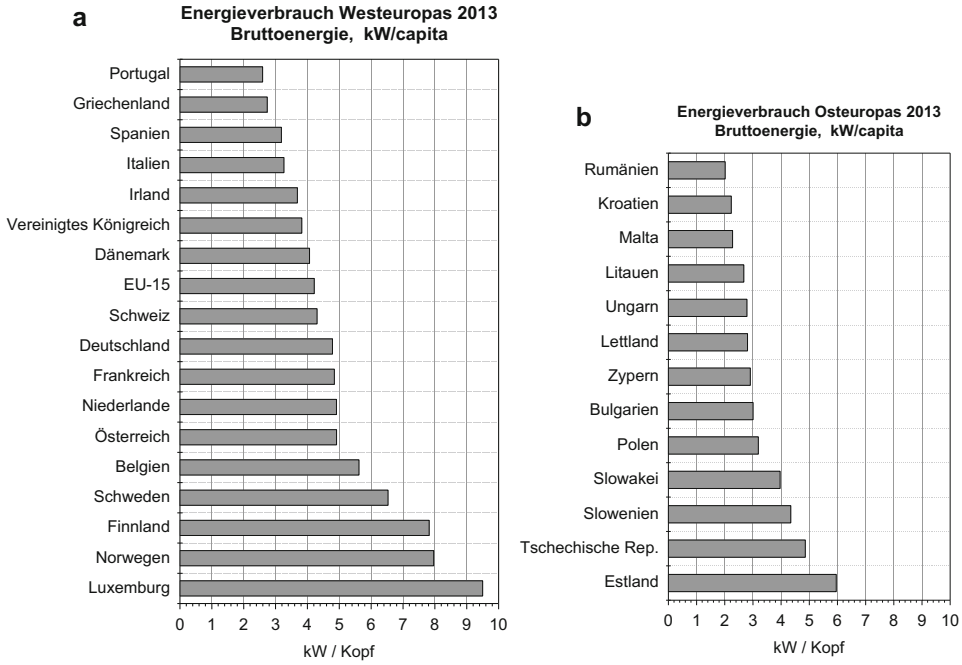


Abb. 1.13 Pro Kopf-Energieverbrauch in Europa (IEA 2015): (**a**) Westeuropa (EU-15 + Island, Norwegen, Schweiz, alle Mitglieder der OECD), (**b**) Osteuropa und Malta (Mitglieder der EU-28)

Länder der EU-15 liegen zwischen 150 und 300 g CO_2/$. Die Länder Osteuropas, Mitglieder der EU-28 weisen einen Durchschnitt (im Diagramm nicht eingetragen) von rund 300 g CO_2/$ und somit einen deutlichen Nachholbedarf auf.

1.4.4 Endenergie und Verluste des Energiesektors in der EU-15

Die EU-15 umfasst die wirtschaftlich stärksten Länder Europas. Bevölkerungsmäßig stellen sie mit etwa 400 Mio. nahezu ein Drittel der Bevölkerung der OECD-34. Ihr Energieverbrauch und die damit verbundenen CO_2-Emissionen werden durch die Abb. 1.17 und 1.18 veranschaulicht, und die charakteristischen Indikatoren in Tab. 1.4 mit jenen der Schweiz und Norwegens verglichen. Der Hauptunterschied gegenüber den entsprechenden Diagrammen für die Schweiz (Anhang C) liegt im Energiesektor, der mit 40 % am CO_2-Ausstoß beteiligt ist (Abb. 1.18).

Die Elektrizitätsproduktion vieler EU-Länder beruht mehrheitlich auf fossilen Energien (z. B. in Deutschland, Italien, Großbritannien, Benelux und Dänemark). Innerhalb der EU-15 stellt man allerdings große Unterschiede fest. So weisen Frankreich und Schweden eine ähnliche Struktur wie die Schweiz auf, dank ihrer ebenfalls auf Wasserkraft und Kernenergie basierenden Elektrizitätserzeugung. Die Struktur des Energiesektors zeigt die Abb. 1.19.

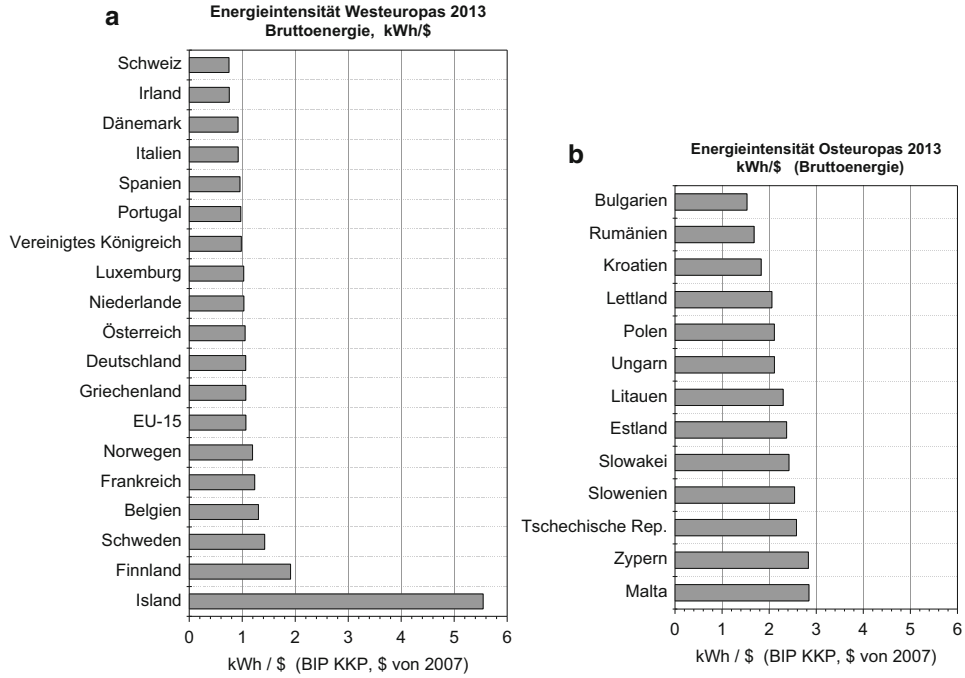


Abb. 1.14 Energieintensität: (**a**) Westeuropa; (**b**) Osteuropa und Malta

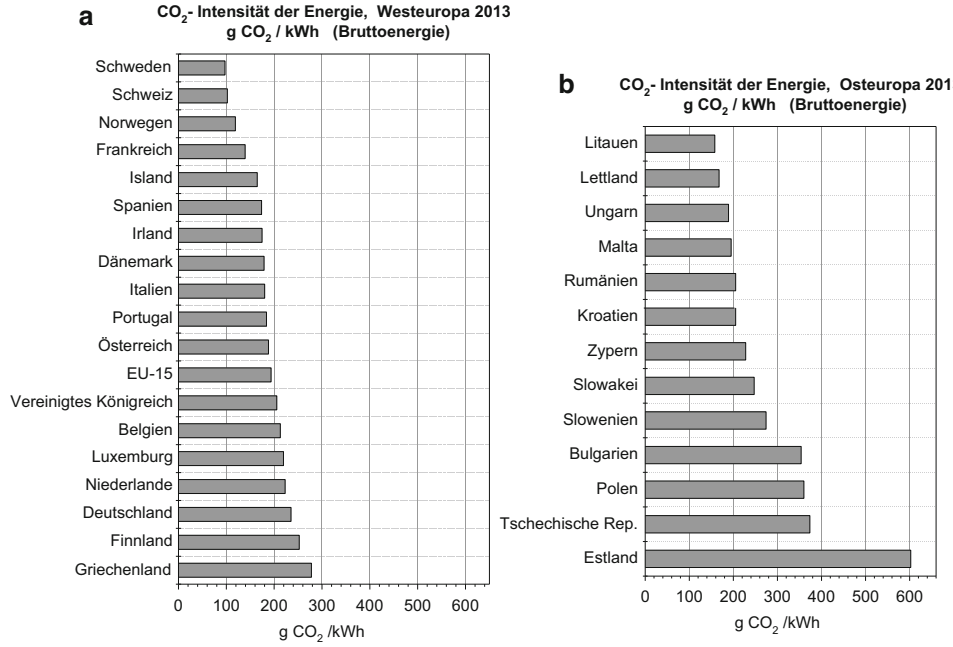


Abb. 1.15 CO_2-Intensität der Energie [a]: (**a**) Westeuropa; (**b**) Osteuropa und Malta

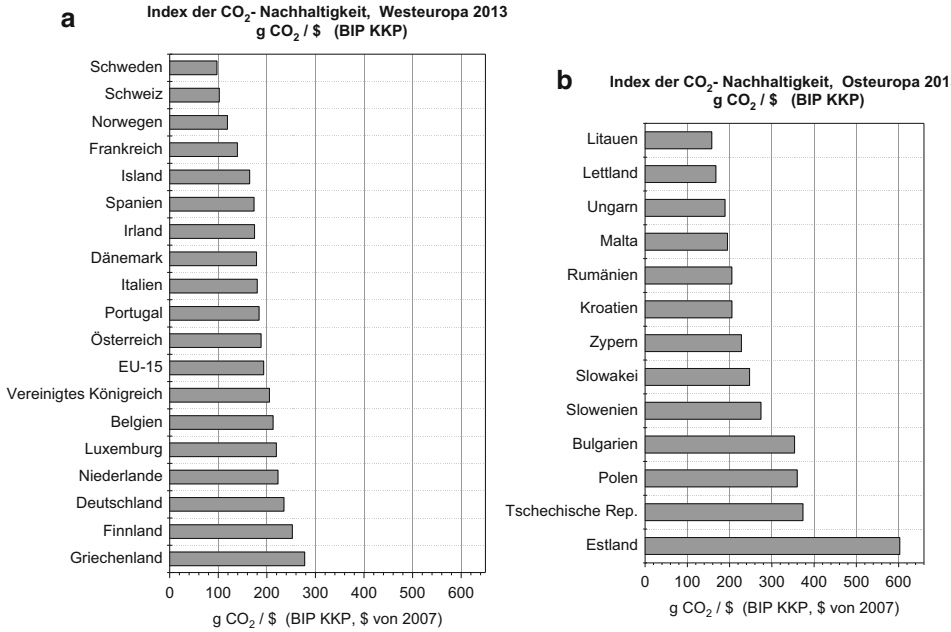


Abb. 1.16 Indikator der CO_2-Nachhaltigkeit (Crastan 2014; Crastan 2016): (**a**) Westeuropa; (**b**) Osteuropa und Malta

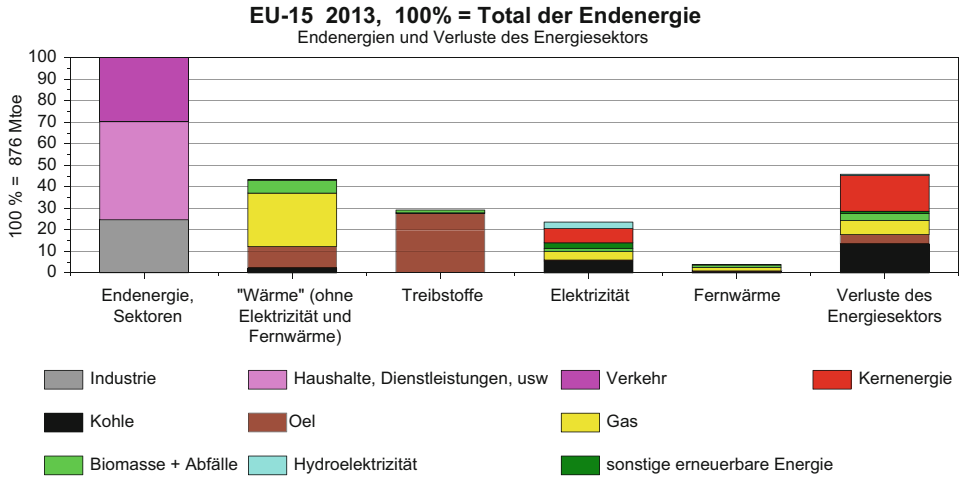


Abb. 1.17 Endenergie und Verluste des Energiesektors in der EU-15, 2013. (Quelle: IEA-Statistiken)

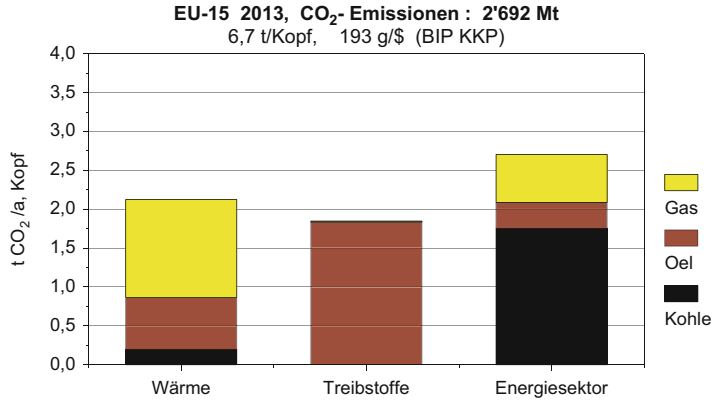


Abb. 1.18 CO_2- Emissionen der EU-15 im Jahr 2013 und ihre Verteilung. (Daten-Quelle: IEA 2015)

Tab. 1.4 Indikatoren für 2013 der Schweiz, von Norwegen und der EU-15. $\eta = k \cdot \varepsilon$, $\alpha = \eta \cdot y/100$

	y 10^4\$/a,Kopf	ε kWh/\$	k gCO_2/kWh	η gCO_2/\$	α tCO_2/a,Kopf
Schweiz 2013	5,03	0,75	136	102	5,1
Norwegen 2013	5,84	1,19	103	122	7,1
EU-15 2013	3,45	1,07	181	193	6,7

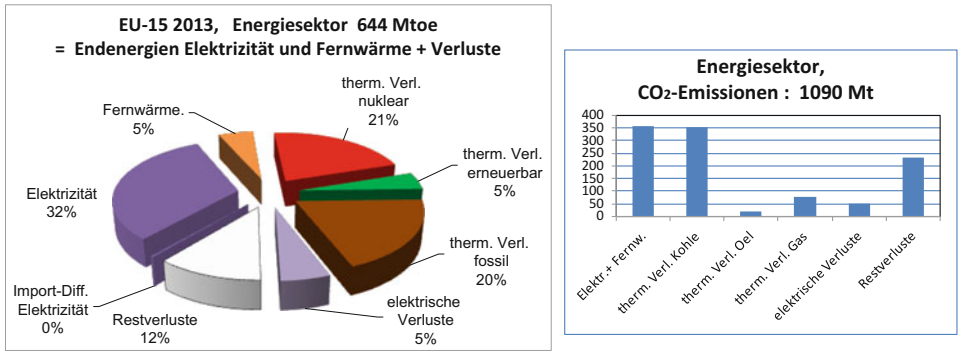


Abb. 1.19 Struktur des Energiesektors: erzeugte Elektrizität und Fernwärme, thermische Verluste in Kraftwerken und Wärmekraftkopplungsanlagen (aufgeschlüsselt nach Art des Energieträgers), elektrische Übertragungsverluste, Restverluste einschließlich Eigenbedarf

1.4.5 Länder mit mehr als 30 Mio. Einwohner

Die 6 Länder Europas mit mehr als 30 Mio. Einwohner: Deutschland, Frankreich, Vereinigtes Königreich, Italien, Spanien und Polen, erzielten 2013 mit insgesamt 358 Mio. Einwohner 70 % des europaweiten BIP (KKP). Der entsprechende rein energetische

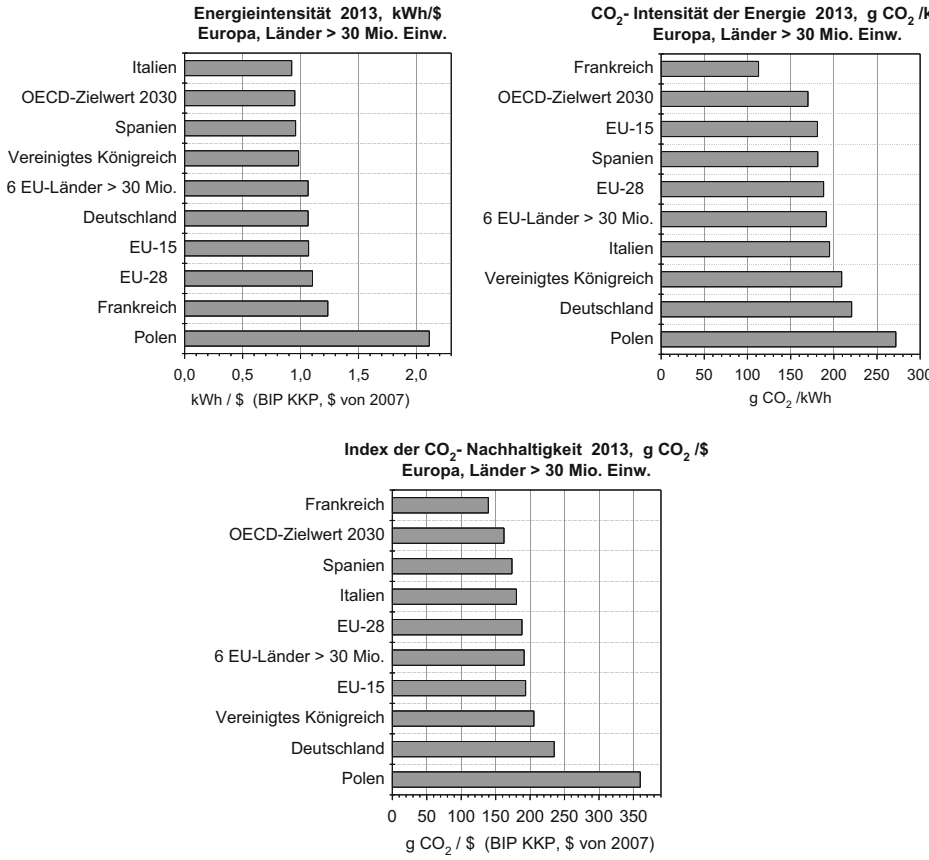


Abb. 1.20 Energieintensität ε, CO_2-Intensität der Energie k und CO_2-Nachhaltigkeit $\eta = \varepsilon \cdot k$ der 6 größten Länder Europas, für das Jahr 2013 (BIP KKP in $2007); Gegeben sind auch die Mittelwerte der EU-15, der EU-28 und die für den Klimaschutz (2-Grad Ziel) im Jahr 2030 notwendigen OECD-34 Mittelwerte

Bruttobedarf betrug 1074 Mtoe. Die detaillierten Energie- und Emissionsdiagramme der 6 Länder sind im Anhang D für 2013 gegeben. Energieintensität, CO_2-Intensität der Energie und Index der CO2-Nachhaltigkeit sind in Abb. 1.20 dargestellt und mit dem für den Klimaschutz bis 2030 OECD-weit notwendigen Zielwert verglichen (Crastan 2016). Dank der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie und somit einer geringen CO_2-Intensität der Energie ist Frankreich vorerst diesem Ziel am nächsten. Den größten Nachholbedarf hat Polen sowohl bezüglich Energieintensität als auch CO_2-Intensität. Deutschland besetzt den zweitletzten Rang.

1.5 Weltweiter Energiebedarf

1.5.1 Energieverbrauch in der Vergangenheit

Abb. 1.21 vergleicht für Anfang/Mitte der 80er-Jahre den Primärenergieeinsatz der Schweiz und dessen Aufteilung auf die Energieträger mit demjenigen von zwei weiteren Ländern (Bundesrepublik Deutschland und Ägypten) und der Welt als Ganzes (Crastan 1989). Die Dicke des Balkens entspricht der Größe des Pro-Kopf- Energieverbrauchs.

Der Pro-Kopf-Energiebedarf hängt in erster Linie vom wirtschaftlichen Entwicklungsstand eines Landes ab, wird jedoch auch von den strukturellen Besonderheiten der Wirtschaft sowie vom Klima beeinflusst. Nach der offiziellen Statistik hat die Schweiz trotz höherem Bruttosozialprodukt pro Einwohner einen etwas niedrigeren spezifischen Verbrauch als Deutschland. Zu beachten ist allerdings, dass die Statistik die sog. graue Energie nicht erfasst. Darunter wird der Saldo des Energieaufwands für die Herstellung importierter minus exportierter Güter oder die Erbringung entsprechender Dienstleistungen verstanden. Dieser Importsaldo wurde für die Schweiz auf 23 % der Bruttoenergie geschätzt (Spreng 1995). Ein gegenteiliges Beispiel ist Luxemburg, das einen beträchtlichen Exportsaldo aufweist. Für große Länder ist die graue Energie in der Regel nicht von allzu großer Bedeutung.

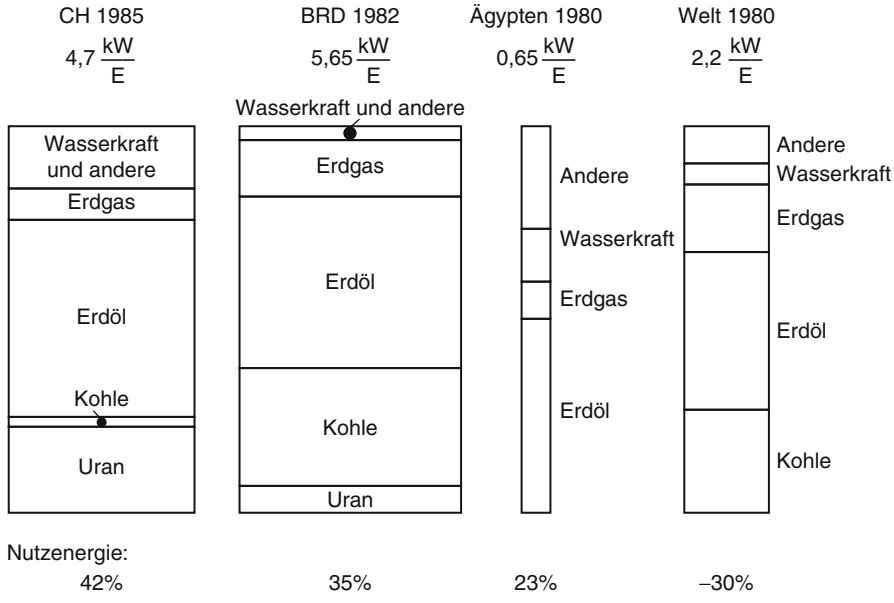


Abb. 1.21 Vergleich des Primärenergieverbrauchs einiger Länder und der Welt. „Andere“ = Holz und nichtkommerzielle Energieträger (Crastan 1989)

Als Beispiel eines Entwicklungslands ist in Abb. 1.21 Ägypten angeführt. Der Pro-Kopf- Verbrauch lag 1980 bei ca. einem Achtel des Verbrauchs der entwickelten westeuropäischen Länder. Der Nutzungsgrad dieser Energie (Nutzenergie) ist außerdem kleiner. Nicht zu vernachlässigen sind die nichtkommerziellen Energieträger, die in Entwicklungsländern noch einen großen Teil des Energiebedarfs decken. Sie umfassen nichtkommerzielle Biomasse, wie Holz, pflanzliche Abfälle, getrockneter Dung usw.

Weltweit lag der spezifische Primärenergieverbrauch einschl. der nichtkommerziellen Energien Ende Jahrhundert immer noch bei 2,2 kW/Kopf (dank dem Zusammenbruch der Sowjetunion). In Ägypten erhöhte er sich von 0,65 auf 0,95 kW/Kopf. Aber es bestand noch eine Kluft zwischen OECD und Nicht -OECD Ländern. Während Erstere gut 6 kW/Kopf beanspruchten, mussten sich Letztere mit durchschnittlich rund 1,4 kW/Kopf begnügen.

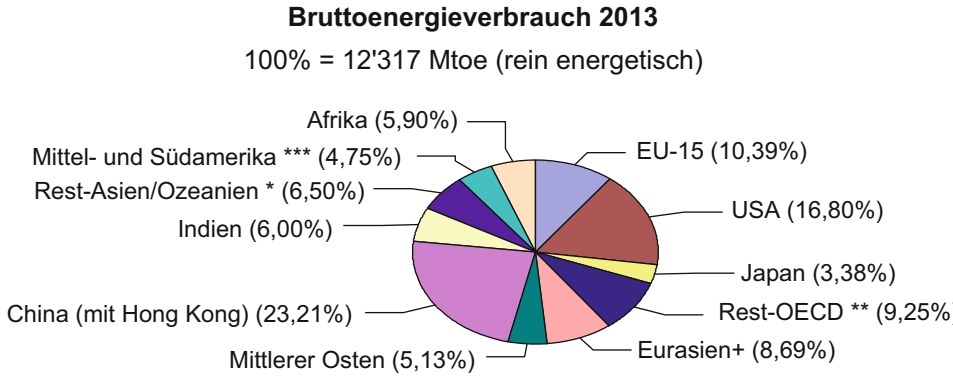
Der Homo Sapiens benötigte vor der Nutzbarmachung des Feuers eine mittlere Energiemenge von durchschnittlich 100 W, die er mit der Nahrung zu sich nahm. Mit der Nutzung des Feuers erhöhte sich die konsumierte Energiemenge auf ca. 250 W. Ein sesshafter Bauer, der mit Hilfe von Tieren und primitiven Geräten Feldarbeit verrichtet, beansprucht bereits eine Energie in der Größenordnung von 0,5 kW, wobei das Klima diese Zahl erheblich beeinflusst. In der Schweiz betrug 1910 der Pro-Kopf-Energieverbrauch an kommerzieller Energie 1 kW. Durch den Mechanisierungs- und Industrialisierungsprozess, die erhöhte Mobilität und die gesteigerten Komfortansprüche steigerte sich der spezifische Energieverbrauch progressiv bis 2008 auf: ca. 10 kW Primärenergie in den USA und Kanada, rund 4,6 kW Bruttoenergie ohne und 5,6 kW mit der grauen Energie in der Schweiz, was etwa dem OECD- Durchschnitt entspricht und nicht weit vom westeuropäischen Durchschnitt liegt.

1.5.2 Energiebedarf, Bevölkerung und BIP in 2013

Die Abb. 1.22, 1.23 und 1.24 zeigen die Verteilung des weltweiten Bruttoenergiebedarfs (Bruttoinlandverbrauch) und der zwei wichtigsten Beeinflussungsfaktoren: Bevölkerung und BIP (letzteres bei Berücksichtigung der Kaufkraftparität). Die Abb. 1.25, 1.26, 1.27, 1.28 und 1.29 veranschaulichen für eine Anzahl Länder oder Ländergruppen, den Primärenergieverbrauch pro Kopf, das BIP pro Kopf, die Intensität des Primärenergieverbrauchs, die CO_2-Intensität der Energie und den CO_2-Nachhaltigkeitsindikator.

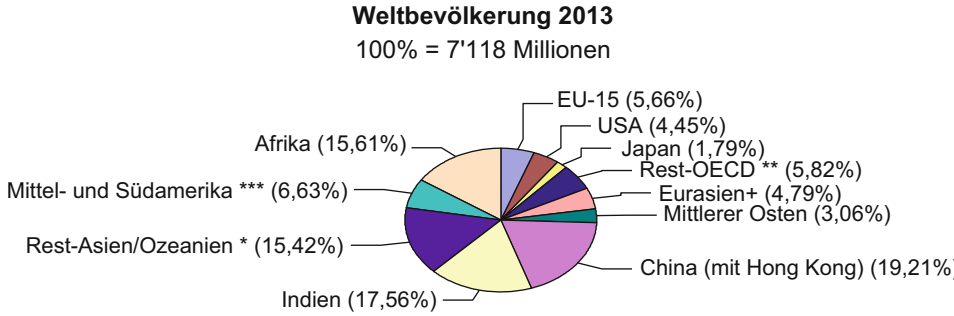
Die betrachteten Weltzonen sind:

- EU-15: Deutschland, Frankreich, Vereinigtes Königreich, Italien, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Irland, Spanien, Portugal, Griechenland, Schweden, Dänemark, Finnland.
- OECD-34: EU-15, Slowenien,Tschechische Republik, Slowakei, Polen, Ungarn, Schweiz, Norwegen, Island, Estland, Türkei, USA, Kanada, Mexiko, Chile, Israel, Australien, Neuseeland, Japan und Südkorea.
- Eurasien + : Eurasien (Russland, Ukraine, Weissrussland, Armenien, Georgien, Kasachstan, Aserbaidschan, Kirgisistan, Tadschikistan, Turkmenistan, Usbekistan) :



* ohne China, Indien und OECD-Mitglieder
** OECD ohne USA, Japan und EU-15
*** ohne Chile (OECD-Mitglied)

Abb. 1.22 Weltweite Verteilung des Bruttoenergieverbrauchs 2013



* ohne China, Indien und OECD-Mitglieder
** OECD ohne USA, Japan und EU-15
*** ohne Chile (OECD-Mitglied)

Abb. 1.23 Weltweite Verteilung der Weltbevölkerung 2013

und Nicht-OECD-Europa (Litauen, Lettland, Bosnien/Herzegowina, Kroatien, Serbien, Kosovo, Montenegro, FYR-Mazedonien, Rumänien, Bulgarien, Albanien, Zypern, Malta, Gibraltar).

- China,
- Indien,
- Mittlerer Osten,
- Rest-Asien/Ozeanien (Asien ohne Indien und China),

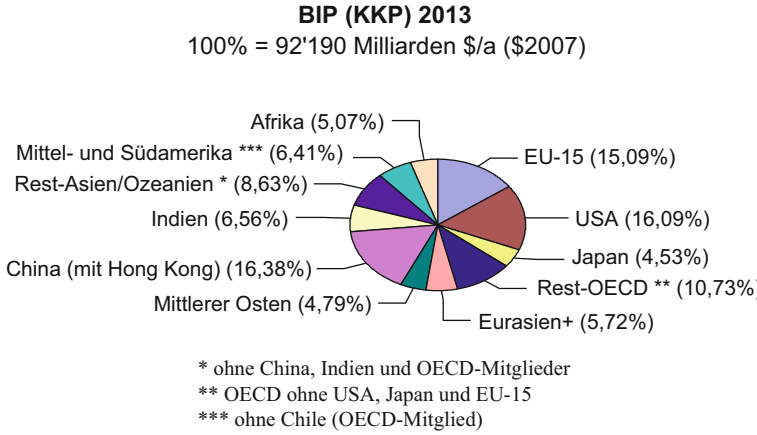
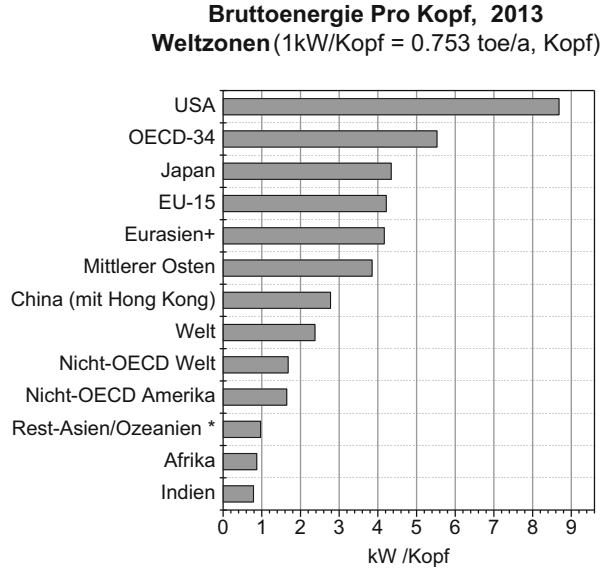


Abb. 1.24 Weltweite Verteilung des Bruttoinlandsproduktes (kaufkraftbereinigt), $ von 2007

Abb. 1.25
Bruttoenergieverbrauch pro Kopf der Weltzonen, 2013



- Nicht-OECD Amerika (Mittel- und Südamerika ohne Chile),
- Afrika.

Die Datenquellen sind die Berichte der IEA (Internationale Energie Agentur) und des IWF (Internationaler Währungsfonds) (IEA 2014; IMF 2015). Der verwendete internationale $2007 entspricht 0,942 x $2005 oder 1,085 x $2010.

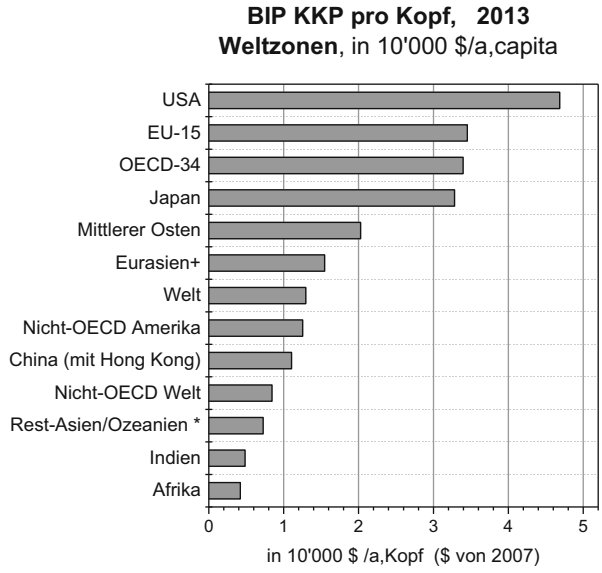


Abb. 1.26 Bruttoinlandsprodukt pro Kopf, 2013 (KKP = Kaufkraftparität)

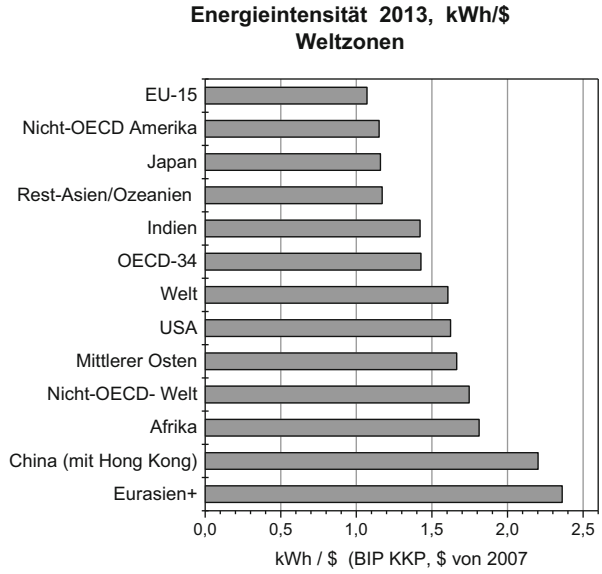


Abb. 1.27 EnergieIntensität des BIP KKP (Bruttoenergie), 2013

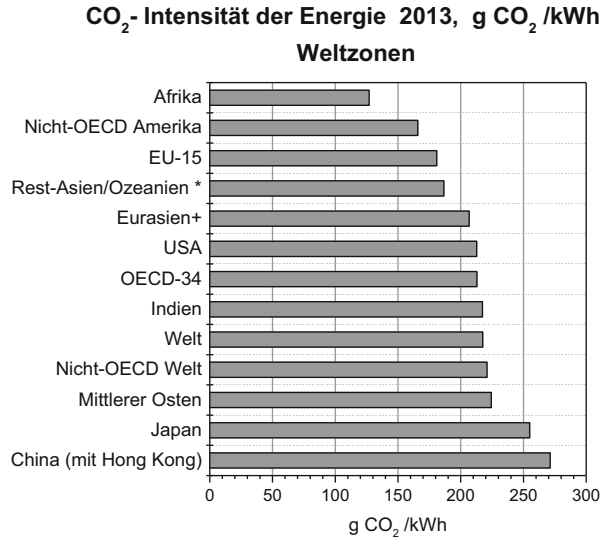


Abb. 1.28 Weltweite CO_2-Intensität der Bruttoenergie in g CO_2/kWh

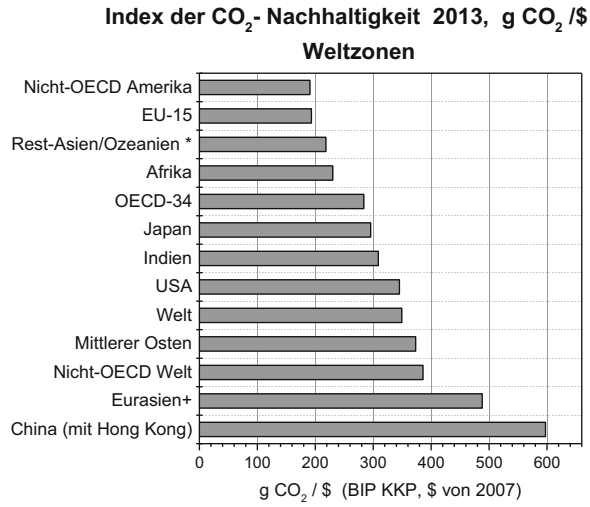


Abb. 1.29 Nachhaltigkeitsindikator in Gramm CO_2 pro $ BIP (kaufkraftbereinigt)

1.5.3 Primär- und Endenergie und ihre Verteilung 2013

Angesichts des Grabens, der bezüglich BIP/Kopf die OECD-Länder vom Rest der Welt trennt (s. Abb. 1.26), ist es sinnvoll, die OECD-Welt und die Nicht-OECD-Welt getrennt zu analysieren. Außer der bereits analysierten UE-15 sind innerhalb dieser Gruppen weitere Länder oder Ländergruppen besonders wichtig und interessant, wie die USA, Indien, China, der Mittlere Osten, Eurasien und Mittel- und Südamerika, weshalb wir sie ebenfalls unter die Lupe nehmen.

1.5.3.1 Gesamtheit der OECD-Länder

Die OECD-Länder entsprechen etwa 18 % der Weltbevölkerung (Abb. 1.23) und verbrauchen etwa 40 % der Primärenergie (Abb. 1.22). Die Abb. 1.30 veranschaulicht die energetische Struktur und die CO2-Emissionen des OECD-Raums für das Jahr 2013. Die Abb. 1.31 zeigt dasselbe für die USA (wichtigste OECD Wirtschaft).

Die Struktur des Energieverbrauchs des OECD-Raums ist vergleichbar mit jener der EU- 15 (Abb. 1.17 bis 1.19). Aber obwohl der Elektrizitätsanteil etwa gleich groß ist (knapp 25 %), basiert er noch stärker auf Kohle und hat einen geringeren Anteil an erneuerbaren Energien; er führt somit zu größeren, kohlelastigen Verlusten im Energiesektor und ist in erster Linie für die schlechtere von Abb. 1.29 und 1.30 veranschaulichte CO_2-Bilanz verantwortlich.

USA Da die USA etwa 41 % der Primärenergie der OECD (und somit knapp 17 % des energetischen Weltenergiebedarfs) beanspruchen, ist ihr Verhalten in Zusammenhang mit den Erfordernissen des Klimaschutzes von erstrangiger Bedeutung.

Die Abb. 1.31 zeigt die Struktur des Energieverbrauchs und die entsprechende CO_2-Bilanz. Die CO_2-Emissionen pro Kopf sind um 69 % höher als der OECD-Durchschnitt; Gründe sind in 2013: das um 40 % höhere BIP (KKP) pro Kopf, die um 18 % höhere Energieintensität und die um 2 % höhere CO_2-Intensität der Bruttoenergie (s. auch Tab. 1.8). Zu diesem Resultat tragen der Verkehrssektor (mit mehr als 40 % der Endenergie wichtiger als der Wärmesektor) und die von der Kohle noch stark geprägte Elektrizitätsproduktion bei.

1.5.3.2 Nicht- OECD-Länder

Die Nicht-OECD-Länder mit einer Bevölkerung von 5,86 Mrd. verbrauchen (2013) insgesamt nur 51 % mehr Energie als die OECD-Länder (1,26 Mrd. Einwohner). Die Energiestruktur ist völlig anders, wie der Vergleich der Abb. 1.30 und 1.32 veranschaulicht.

Nahezu 60 % der Endenergie wird in der Nicht-OECD Welt von Wärmeanwendungen beansprucht. Die entsprechenden CO_2-Emissionen sind verhältnismäßig klein dank des starken Anteils der Biomasse. Dies wird sich in Zukunft vermutlich ungünstig ändern.

Dasselbe gilt für die Treibstoffe, da die Mobilität einem starken Wachstum unterworfen ist. Der Energiesektor ist kohlelastig und extrem ineffizient und verantwortlich für 55 % der CO_2-Emissionen, dies obwohl die Elektrizität lediglich 18 % der Endenergie ausmacht.

Die Abb 1.33 bis 1.38 veranschaulichen im Detail die Enenergieverbrauchsstruktur der einzelnen nicht der OECD angehörenden Weltregionen und die entsprechenden CO_2-Emissionen.

China Die Struktur der Energiewirtschaft und die damit verbundenen CO_2-Emissionen werden durch die Abb. 1.33 illustriert. Der Bruttoenergiebedarf Chinas betrug 2013 etwa 23 % 3 des Weltbedarfs, bzw. 39 % jenes der Nicht-OECD-Länder.

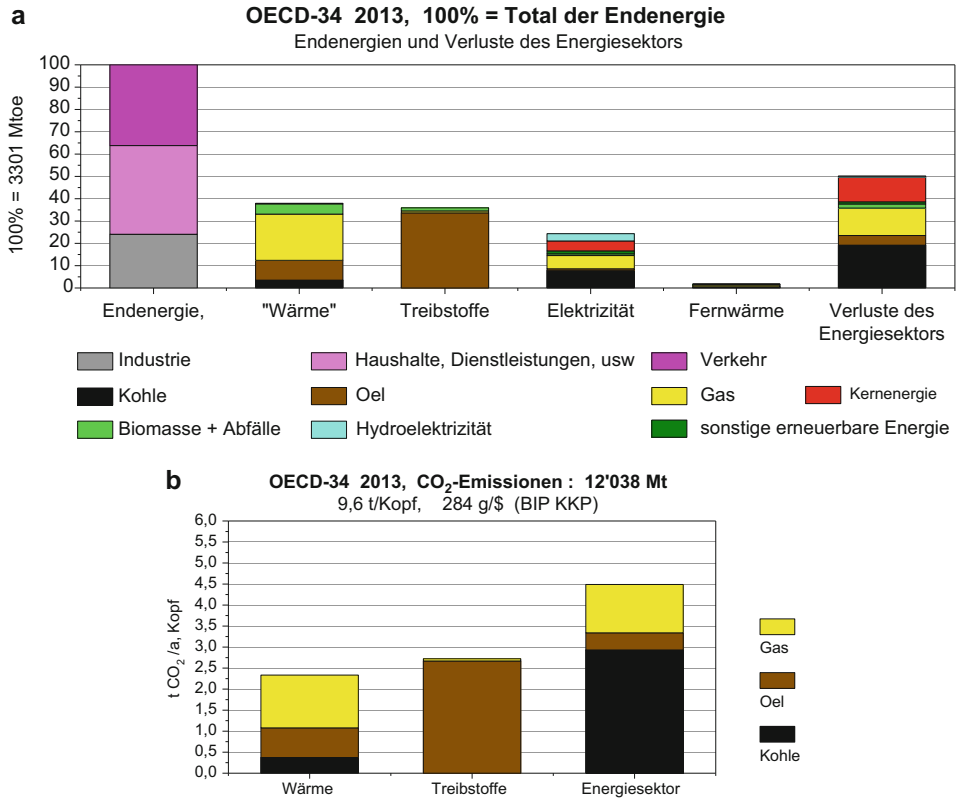


Abb. 1.30 OECD-34 in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

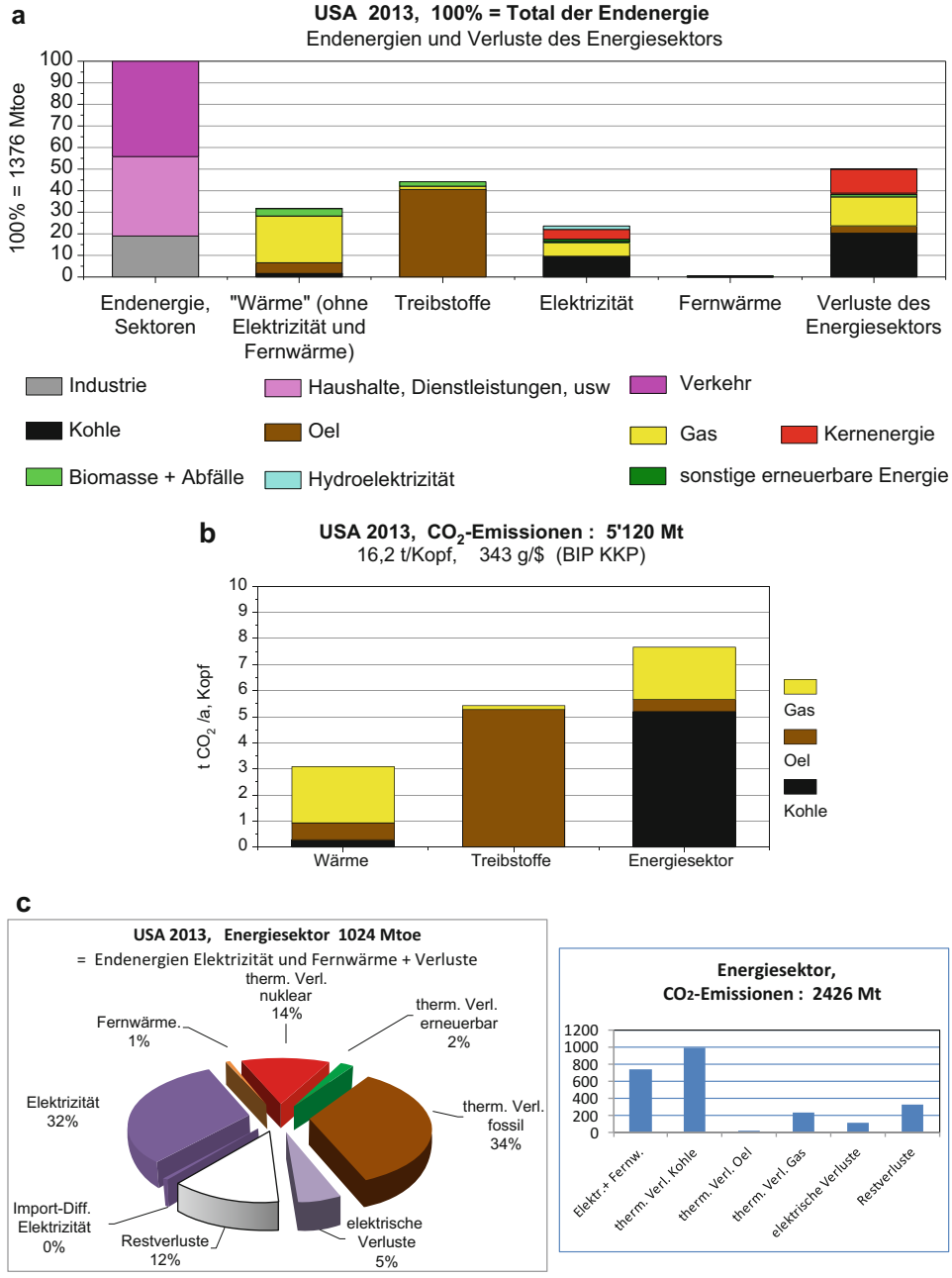


Abb. 1.31 USA in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

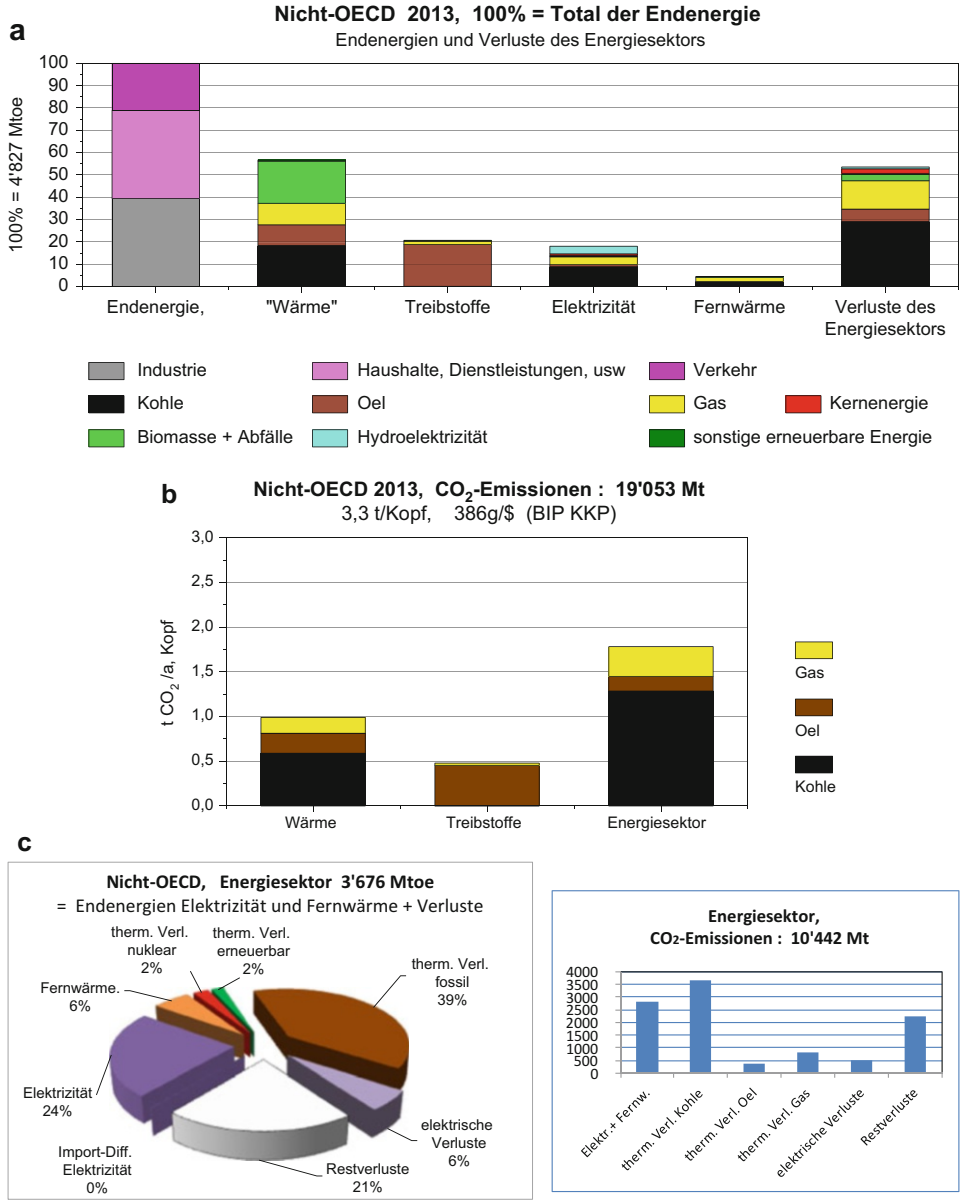


Abb. 1.32 Nicht-OECD Welt in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

Der Wärmebedarf beträgt 2013 60 % der Endenergie. Die Verluste des Energiesektors sind sehr hoch und erreichen 60 % des Endenergiebedarfs. Die relativ hohen CO_2-Emissionen sind dem starken Verbrauch von Kohle zuzuschreiben (die der Erzeugung von 62 % der Wärme und von 75 % der Elektrizität dient).

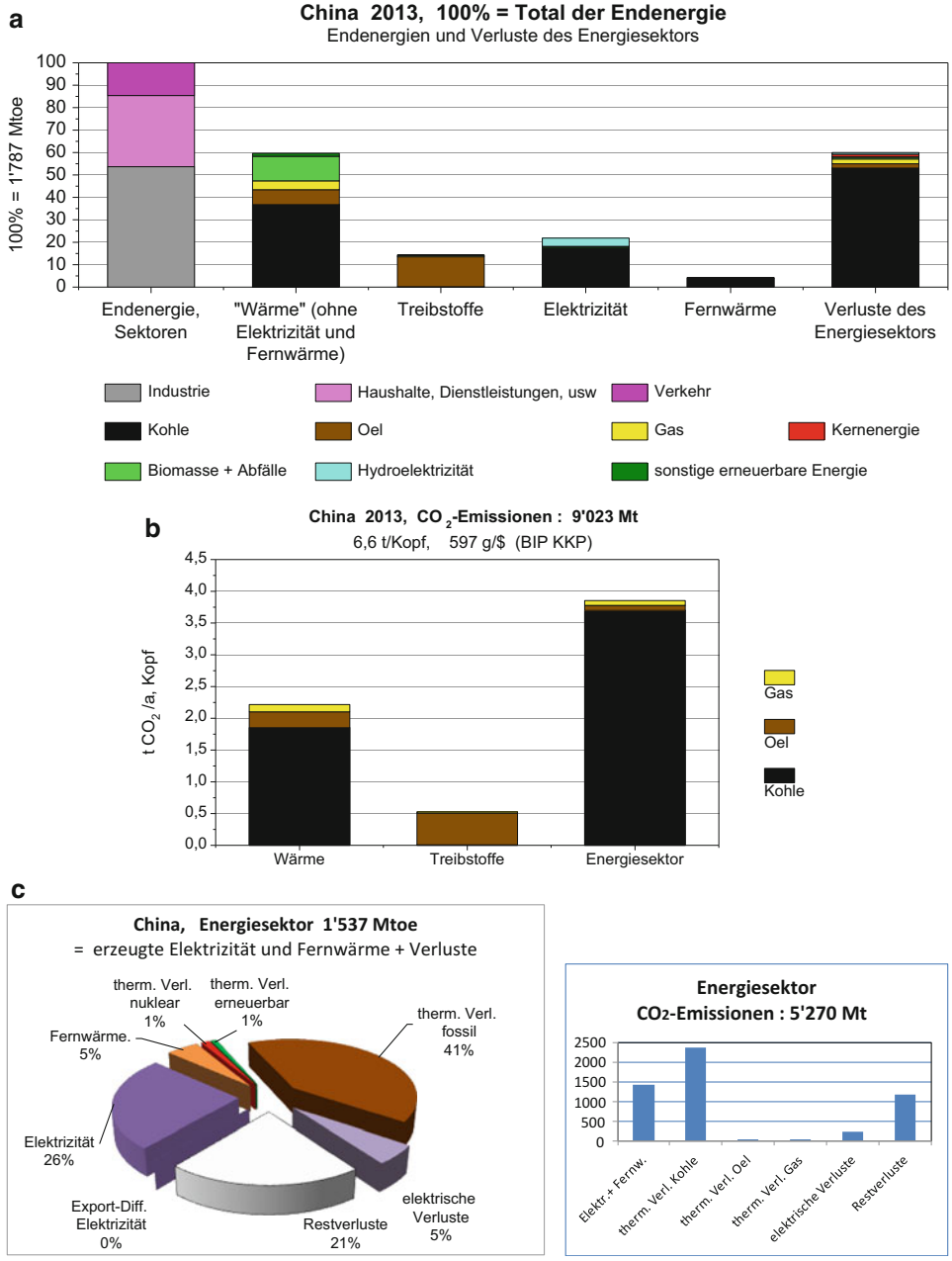


Abb. 1.33 China in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

China belegt in der CO_2-Nachhaltigkeitsliste (Abb. 1.29) den letzten Platz, mit rund 600 g CO_2/$, und ist angesichts seiner Größe und zunehmenden wirtschaftlichen Bedeutung ein entscheidender Faktor im Kampf gegen den Klimawandel. Starke Anstrengungen für Effizienzverbesserungen und für eine Differenzierung des heute fast nur auf konventioneller Kohlewirtschaft ausgerichteten Energiesektors sind unverzichtbar (Abb. 1.33).

Eurasien+ Die Struktur des Energieverbrauchs und die CO_2-Emissionen dieser Ländergruppe zeigt für 2012 die Abb. 1.34. Russland ist das wichtigste Land dieser Gruppe (gut 40 % der Bevölkerung, nahezu 60 % des BIP (KKP) und 62 % des Energieverbrauchs). Es ist auch einflussreich wegen seiner großen Energiereserven, vor allem an Erdgas.

Obwohl die Energiestruktur sehr ähnlich jener der Nicht-OECD-Länder als Ganzes oder Chinas ist, stellt man den fundamentalen Unterschied fest, dass Erdgas und nicht Kohle der Hauptenergieträger ist. Dementsprechend ist die CO_2-Intensität etwas besser. Dafür ist aber die Energieintensität dieser Ländergruppe (2,4 kWh/$) sehr hoch (letzter Platz der Rangliste von Abb. 1.27), was nicht nur durch das kalte Klima, sondern durch die Desorganisation und Ineffizienz eines während vieler Jahrzehnte zentral gelenkten Systems und durch Energieverschwendung (Energiepreis zu niedrig) zu erklären ist. Demzufolge ist auch der CO_2-Nachhaltigkeitsindikator sehr schlecht (zweitletzter Platz in Abb. 1.29 und Tab. 1.6). Der Energiesektor ist durch eine starke Fernwärmeproduktion charakterisiert.

Indien Als aufstrebendes, demographisch wichtiges Land ist Indien, wie China, ein wesentlicher Faktor im Bestreben den Klimawandel zu dämpfen. Die Struktur des Energieverbrauchs und die CO_2-Emissionen für 2013 sind in Abb. 1.35 veranschaulicht. Dank dem großen Biomasseanteil im Wärmesektor bleibt die CO_2-Intensität trotz hohem Kohleanteil knapp unter dem Weltdurchschnitt. Wegen der, dank Unterentwicklung, nicht allzu schlechten Energieintensität der Wirtschaft rangiert Indien bei der CO_2-Nachhaltigkeit im Mittelfeld (Abb. 1.29 und Tab.1.6). Der in Zukunft abnehmende Biomasseanteil und die zunehmende Motorisierung erfordern aber ein möglichst rasches Handeln bei der Elektrizitätserzeugung (Umstellung auf Gas + Kernenergie + erneuerbare Energien).

Mittlerer Osten Die Energiewirtschaft des Mittleren Ostens basiert aus naheliegenden Gründen auf Erdöl und Erdgas. Struktur und CO_2-Emissionen sind in Abb. 1.36 veranschaulicht. Die hohe Energieintensität weist auf Energieverschwendung hin. Die, trotz Erdgas, erheblich über dem Weltdurchschnitt liegende CO_2-Intensität kann nur durch schlechte Wirkungsgrade der Elektrizitätsproduktion erklärt werden. In der Nachhaltigkeitsliste (Abb. 1.29 und Tab. 1.6) liegt der Mittlere Osten an drittletzter Stelle.

Nicht-OECD Amerika Darunter versteht man Mittel – und Südamerika ohne Chile. Wichtigstes Land ist Brasilien, mit 42 % der Bevölkerung, 48 % des BIP(KKP) und 48 % des Bruttoenergieverbrauchs. Struktur des Energieverbrauchs und CO_2-Emissionen werden von Abb. 1.37 illustriert. Der hohe Anteil Biomasse im Wärmebereich, die Verwendung von Biotreibstoffen und die starke Position der Wasserkraft bei der

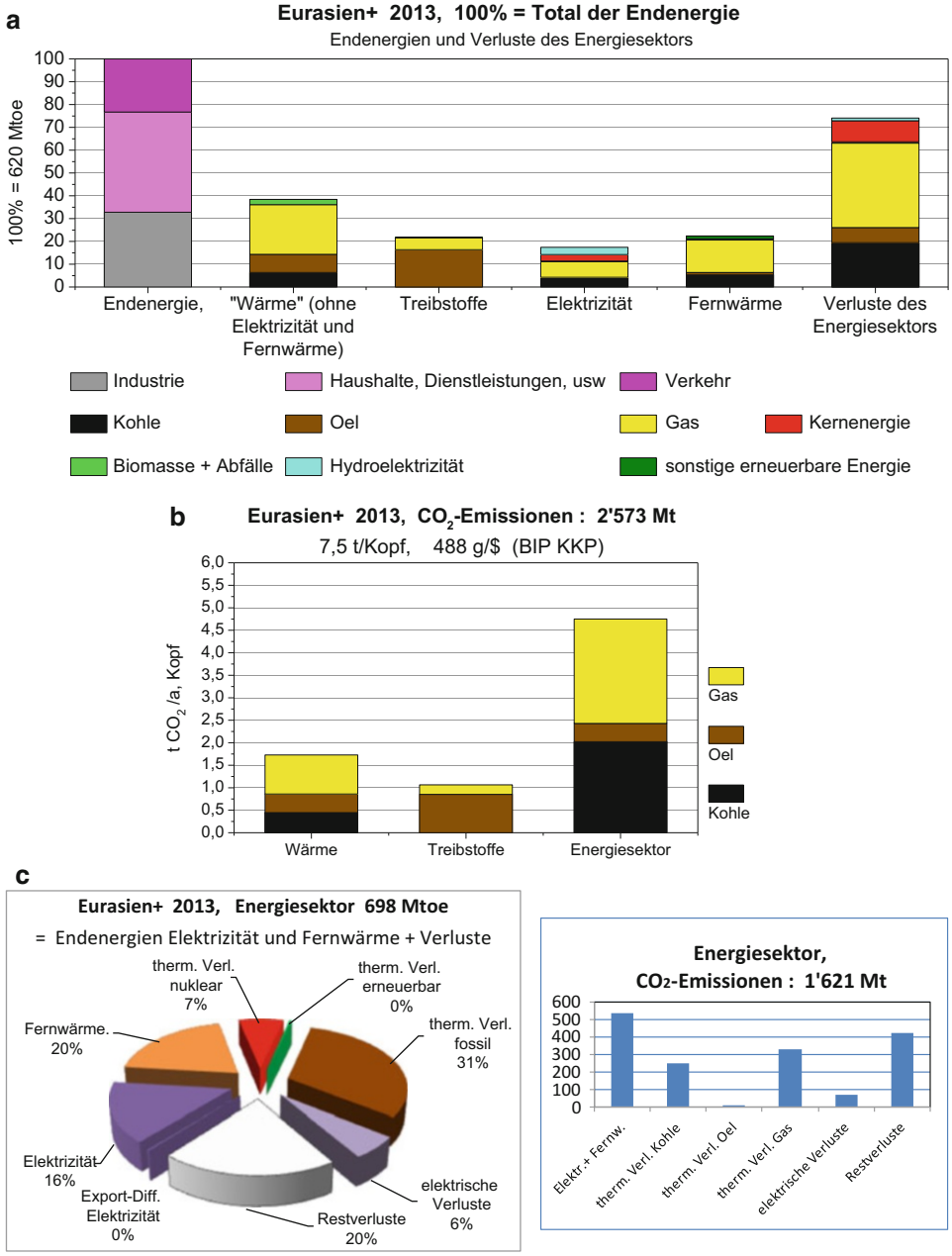


Abb. 1.34 Eurasien + in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

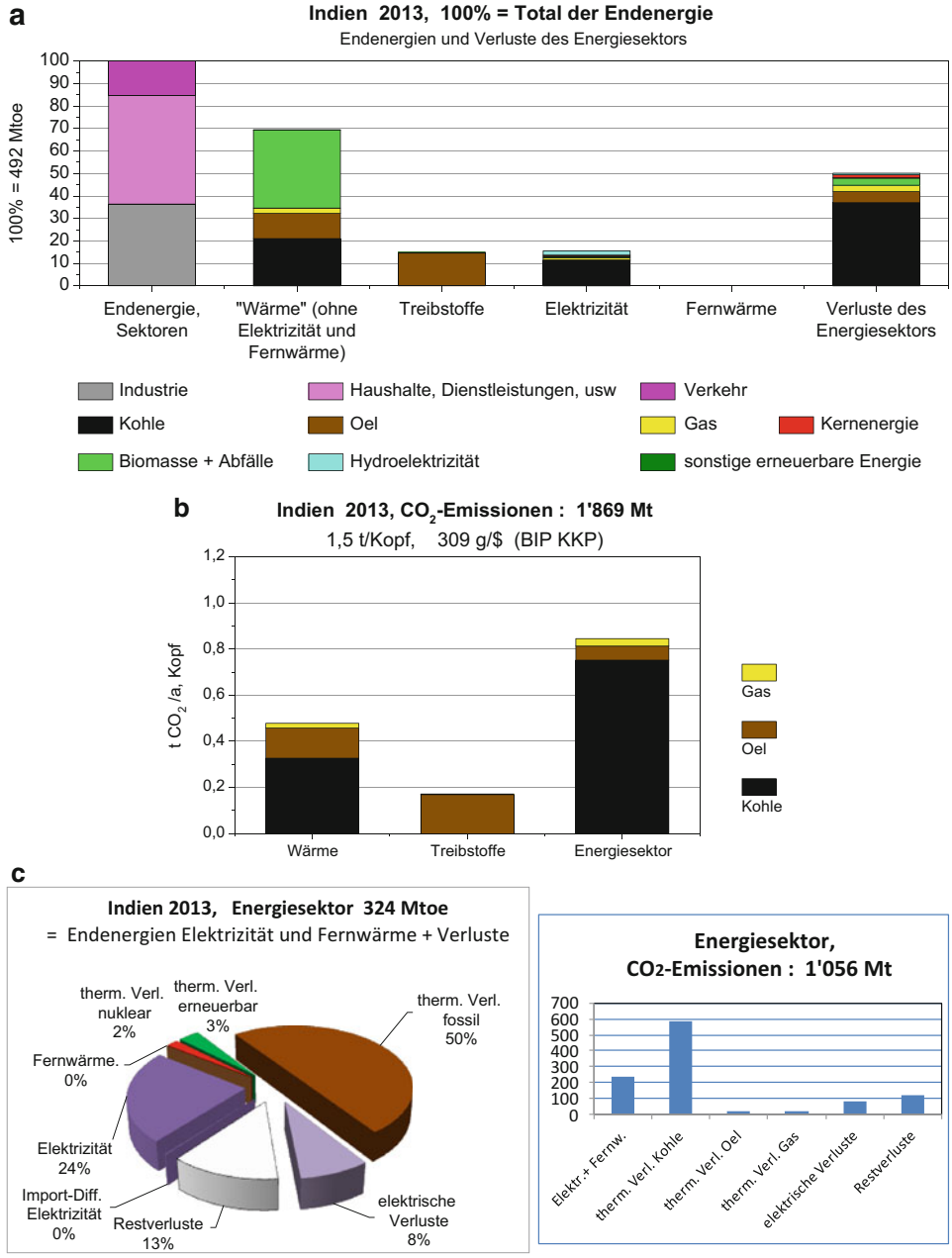


Abb. 1.35 Indien in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

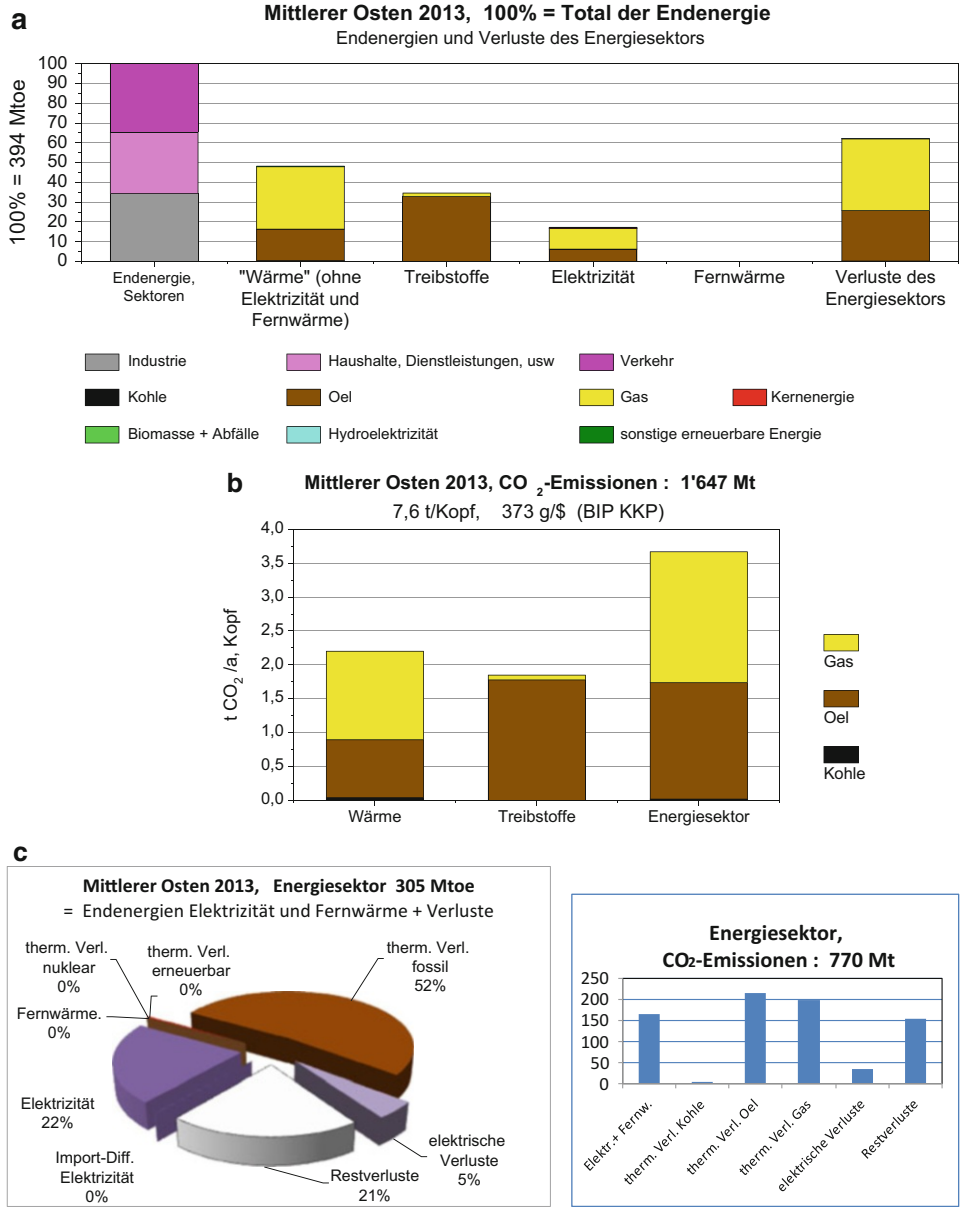


Abb. 1.36 Mittlerer Osten in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

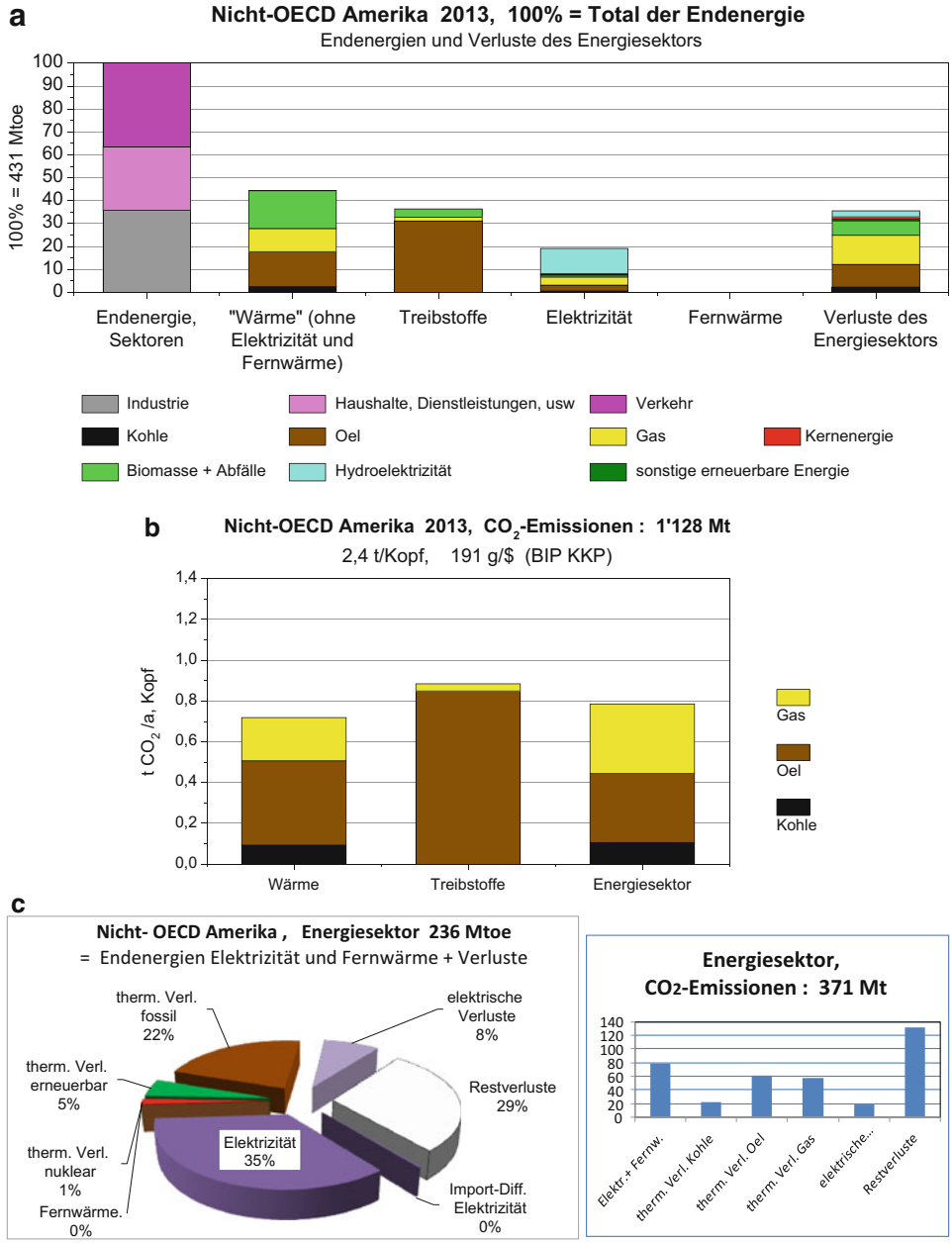


Abb. 1.37 Nicht-OECD Amerika in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

Elektrizitätsproduktion führen zu einer niedrigen CO_2-Intensität. Dank auch einer mäßigen Energieintensität ist Nicht-OECD Amerika neben der EU-15 weltweit führend in der CO_2-Nachhaltigkeit (Abb. 1.29 und Tab. 1.6). Der Biomasseverbrauch wird allerdings in der Energiestatistik als CO_2-neutral eingesetzt. Die CO_2-Bilanz ist in der Realität deutlich schlechter, solange die Urwaldfläche reduziert wird.

Rest-Asien/Ozeanien (Asien ohne China und Indien). Mit 1‘110 Mio. Einwohner in 2013 ist Restasien eine bedeutende Weltgegend (Abb. 1.23). Das bevölkerungsreichste Land ist mit 22,5 % Indonesien, bei einem BIP KKP Beitrag von 27 %. Die Struktur der Energiewirtschaft von Restasien zeigt Abb. 1.38. Wegen Unterentwicklung ist die Energieintensität relativ niedrig und die CO_2-Intensität der Energie dank Biomasse und Geothermie recht gut. Der CO_2-Indikator der Nachhaltigkeit ist somit weltweit der drittbeste (Tab. 1.6).

1.5.3.3 Charakteristische Indikatoren

Die wichtigsten energiewirtschaftlichen Indikatoren, entsprechend den in Abschn. 1.3 gegebenen Definitionen, werden für alle analysierten Ländergruppen oder Länder und für die Welt als Ganzes in den Tab. 1.5 und 1.6 zusammengefasst und verglichen.

1.6 Zukünftige Entwicklung des Weltenergiebedarfs

Prognosen auf diesem Gebiet sind, wie die Vergangenheit zeigt, schwierig und selbst unter Einsatz raffinierter ökonometrischer Mittel oft irreführend (Erdmann 1992). Hingegen lassen sich, ausgehend von der gut abschätzbaren Entwicklung der Bevölkerung und mit bestimmten Annahmen über die weitere Entwicklung der Wirtschaft und der Energieintensität der einzelnen Weltregionen, Szenarien berechnen, die ein Gesamtbild möglicher Entwicklungen des Weltenergiebedarfs ergeben. Diese Szenarien sind Optionen, welche die Gesellschaft mit den Mitteln der Energiepolitik wählen kann unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Randbedingungen.

Stellen wir zunächst einige einfache Betrachtungen an. An der Jahrtausendwende war der Weltenergieverbrauch (Primärenergie) 2,2 kW/Kopf · 6 Mrd. Menschen ≈ 13 TW. Während der letzten 20 Jahre des letzten Jahrhunderts blieb der spezifische Verbrauch nahezu stabil um 2,2 kW/Kopf, wobei diese Konstanz vor allem dem Zusammenbruch im Jahre 1989 der ehemaligen Sowjetunion zu verdanken ist. Im Jahr 2007 erreichte der Weltenergiebedarf, gemäß IEA 2,26 kW/Kopf (bei einer Weltbevölkerung von 6,6 Mrd. Menschen, also 15 TW) und nahm bis 2013 auf 2,37 kW/Kopf zu.

In der Zukunft wird es nicht einfach sein, einen Wert von 2 bis 2,5 kW/Kopf zu halten oder gar auf 2 kW/Kopf zu reduzieren („*2000 W-Gesellschaft*“). Der starke Nachholbedarf der Entwicklungsländer bezüglich BIP (KKP) kann schwerlich nur durch die Abnahme der Energieintensität der industrialisierten Welt kompensiert werden.

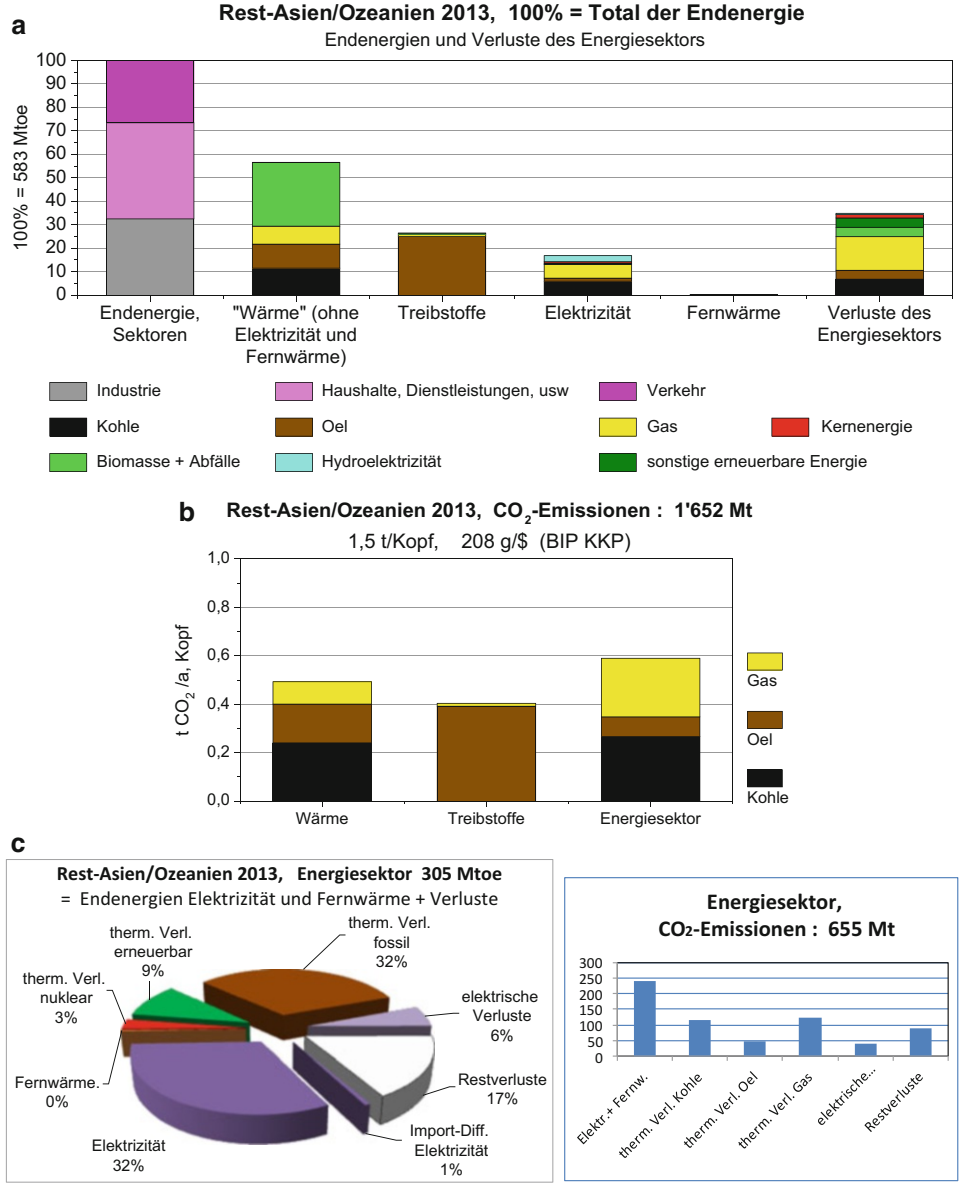


Abb. 1.38 Rest-Asien/Ozeanien in 2013: (**a**) Bruttoenergie als Summe von Endenergie und Verluste des Energiesektors, (**b**) CO_2-Emissionen, (**c**) Struktur und CO_2-Emissionen des Energiesektors

Szenarien, welche einen spezifischen Verbrauch von 2 kW/Kopf propagieren, sind bereits in den 80er-Jahren im Rahmen der WEC (damals „Weltenergiekonferenz“) angesichts der sich bereits damals abzeichnenden CO_2-Problematik gefordert worden (Crastan 1989). Der Weltenergierat prognostizierte 1996 für 2020 demgegenüber einen Weltenergiebedarf

Tab. 1.5 Verbrauch pro Kopf an Endenergie (e_e) und Bruttoenergie (e) sowie totale CO_2-Emissionen für Ländergruppen und Länder, CO_2 -Emissionsanteil des Energiesektors in %, geordnet nach zunehmendem e-Wert * hoch wegen Fukushima (März 2011): Abschaltung von Kernkraftwerken.

2013	e_e kW/Kopf	e kW/Kopf	CO_2 Mt/a	CO_2 –Anteil des Energiesektors %
Indien	0,52	0,79	1869	57
Restasien/Ozeanien	0,70	0,94	1652	40
Nicht-OECD Amerika	1,21	1,64	1128	33
China	1,74	2,78	9023	58
Mittlerer Osten	2,40	3,85	1647	47
Eurasien+	2,41	4,17	2573	63
EU-15	2,89	4,21	2692	40
Japan	2,85	4,34	1235	54*
USA	5,77	8,68	5120	47

Tab. 1.6 Weltweite charakteristische Energie-Indikatoren im Jahr 2013: y = BIP (KKP) pro Kopf, ε = Intensität der Bruttoenergie, k = CO_2-Intensität der Bruttoenergie; $\eta = k \cdot \varepsilon = CO_2$-Nachhaltigkeitsindikator (Dollar von 2007) $\alpha = \eta \cdot y/100 = CO_2$-Emissionen pro Kopf; geordnet nach zunehmendem η- Wert

2013	y 10^4\$/a,Kopf	ε kWh/\$	k g CO_2/kWh	η g CO_2/\$	α t CO_2/a,Kopf
Nicht-OECD Amerika	1,25	1,15	166	191	2,4
EU-15	3,45	1,07	181	193	6,7
Restasien/Ozeanien	0,80	1,15	180	208	1,5
Japan	3,28	1,16	255	296	9,7
Indien	0,48	1,42	217	309	1,5
USA	4,72	1,61	213	343	16,2
Mittlerer Osten	2,03	1,66	224	373	7,6
Eurasien+	1,55	2,36	207	488	7,5
China	1,10	2,20	271	597	6,6

von rund 3 kW/Kopf (Schweizerischer Energierat: Schweizerische 1997), was bei der dann zu erwartenden Weltbevölkerung von etwa 7,5 Mrd. Menschen bereits zu diesem Zeitpunkt einem Primärenergiebedarf von 24 TW entspräche.

Das WEO 2006 der IEA (International Energy Agency (IEA) 2006) sieht für 2030 zwei Szenarien vor, die bereits im Abschn. 1.2.1.1 erwähnt wurden. Das Referenz-Szenario, das den gegenwärtigen Tendenzen entspricht, führt zu einem globalen Energiebedarf von 22 TW oder 2,7 kW/Kopf. Das Alternativ-Szenario, welches den politischen Willen erfordert, die CO_2-Emissionen zu begrenzen, führt zum Gesamtbedarf von nahezu 20 TW oder 2,5 kW/capita (Abb. 1.1). Extrapoliert man dieses Szenario bis 2050 erhält man bei einer Weltbevölkerung von 9 Mrd. Menschen einen spezifischen Verbrauch von 2,75 kW/capita und einen Gesamtverbrauch von 25 TW. Diese Zahl ist allerdings kaum

verträglich mit dem Klimaschutz (nähere Analyse im Abschn. 1.7). Das ist auch der Grund warum die IEA im „Szenario 450“ von 2009, für 2030 weltweit einen Gesamtverbrauch von 19 TW fordert, was 2,3 kW/Kopf entspricht. Ähnlich ist das neueste Bridge-Szenario von 2015 mit gut 20 TWa. Wir beginnen unsere Untersuchung mit Annahmen über die zwei wichtigsten Faktoren, die den zukünftigen Weltenergiebedarf beeinflussen: Bevölkerung und BIP (KKP).

1.6.1 Entwicklung der Weltbevölkerung

Zur Jahrtausendwende betrug die Weltbevölkerung rund 6 Mrd. Menschen. Gegenüber 1960 bedeutet dies eine Verdoppelung. Davon sind ca. 1,5–2 Mrd. Menschen materiell privilegiert, während die restlichen 4–4,5 Mrd. einen enormen Nachholbedarf aufweisen. Demographische Studien sind sich größtenteils einig, dass die Weltbevölkerung, gemäß Abb. 1.39, bis 2030 auf gut 8 Mrd. und bis 2050 auf etwa 9 Mrd. Menschen anwachsen wird. Bis 2100 wird eine progressive Stabilisierung auf etwa 10–11 Mrd. Menschen vorausgesagt (DSW 2002). Die Bevölkerung der heutigen Industrieländer wird relativ wenig, vor allem durch Einwanderung, die der Entwicklungsländer sehr stark zunehmen.Dies auch wenn die gegenwärtige Kriegssituation in Mittleren Osten/Afrika ein anderes Bild zeigt.

Abb. 1.40 zeigt die gleiche Entwicklung mit einem anderen Zeitmaßstab. Zu Beginn der Industrialisierung im Jahr 1850 erreichte die gesamte Weltbevölkerung lediglich 1 Mrd. Menschen. Die Abbildung veranschaulicht die Einmaligkeit unseres Zeitalters, das vermutlich als das Zeitalter der demografischen Explosion in die Geschichte eingehen wird.

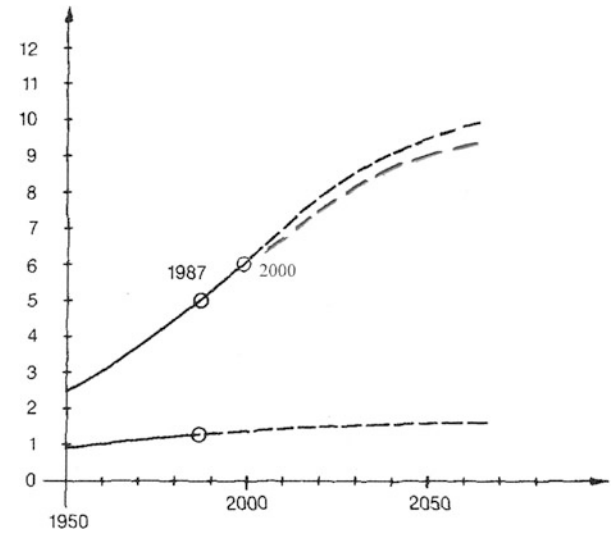


Abb. 1.39 Anstieg der Weltbevölkerung seit 1950 und Prognose, *IL* = heutige Industrieländer (im Wesentlichen OECD-34), *EL* = Rest der Welt

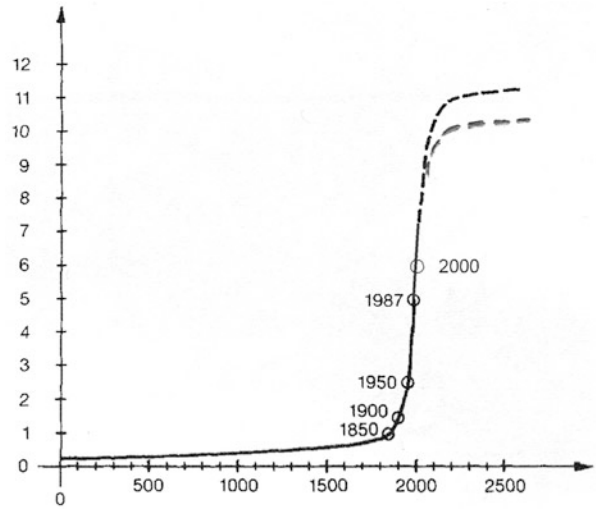


Abb. 1.40 Zunahme der Weltbevölkerung seit dem Jahre Null unserer Zeitrechnung und prognostizierte Weiterentwicklung

Tab. 1.7 Vergleich von BIP (KKP) *y*, Bruttoenergieintensität ε und Bruttoenergieverbrauch pro Kopf *e* für 2030 gemäß (Crastan 2014) und (Crastan 2016), 2-Grad Ziel

2030	y 10^4\$/a,Kopf	ε kWh/\$	e kW/Kopf
OECD-34	4,2	0,9 – 1,0	4,5 – 4,7
Nicht-OECD	1,3	1,5 – 1,6	2,2 – 2,3
Welt	1,8	1,3 – 1,4	2,5 – 2,7
USA	5,7	1,0 – 1,1	6,5 – 7,2
China	2,2	1,2 – 1,3	3,1 – 3,2

1.6.2 Zunahme des BIP (KKP) und Energienachfrage

Tab. 1.7 vergleicht für das Jahr 2030 für die OECD, die Nicht-OECD-Länder und die Welt als Ganzes sowie für die USA und China: das BIP pro Kopf y (kaufkraftbereinigt, in \$ von 2007), die Intensität ε des Bruttoinlandenergiebedarfs und den daraus resultierenden pro Kopf-Verbrauch an End- und Bruttoenergie e_e bzw. e. Die Zahlen basieren auf die für die Einhaltung des 2 Grad-Klimaziels notwendigen Indikatorwerte (Crastan 2014; Crastan 2007; Crastan 2016). Der untere Wert entspricht einem Szenario mit geringerem, der obere Wert einem mit stärkerem CCS-Einsatz. Beide gehen vom gleichen BIP (KKP) aus; sie nehmen also an, dass die gewählte Energiepolitik keinen großen Einfluss auf die wirtschaftliche Entwicklung insgesamt haben wird. Die Szenarien setzen eine *bedeutende Abnahme der Energieintensität* voraus, überall auf der Welt, relativ zu 2013 s. (Abb. 1.27).

In den OECD-Ländern nimmt das kaufkraftbereinigte BIP/Kopf relativ zu 2013 um 23 % zu und die Energieintensität im Mittel um 30 % ab, was im Wesentlichen eine leichte Abnahme des Bruttoenergieverbrauchs pro Kopf erwarten lässt (im Mittel −10 %).

Im Rest der Welt (Nicht-OECD-Länder) nimmt das kaufkraftbereinigten BIP/Kopf relativ zu 2013 um 50 % zu und die Energieintensität reduziert sich um 20 % ab. Der Bruttoenergiebedarf pro Kopf nimmt dann im Mittel um etwa 23 % zu.

Weltweit ergibt sich eine mittlere Zunahme des BIP/Kopf von 36 % und eine Abnahme der Energieintensität von knapp 30 %. Der Bruttoenergiebedarf pro Kopf nimmt im Mittel um rund 7 % zu.

1.7 CO_2-Emissionen und Klimaschutz

1.7.1 Klimaschutz, mittel- und langfristige Maßnahmen

Verschiedene klimatologische Studien (IPCC 2014; Stocker 2007) zeigen, dass es für den Klimaschutz notwendig ist, die Erhöhung der mittleren Temperatur der Erde, relativ zur vorindustriellen Zeit, auf 2 °C oder besser sogar auf 1,5 °C zu begrenzen. Die für das 2-Grad-Ziel notwendige Emissonsreduktion bis 2050 zeigt Abb. 1.41 (Crastan 2014; Crastan 2007; Crastan 2016). Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, die CO_2 -Emissionen bis 2030 auf das Niveau von 2010 zurückzubringen (±10 %) und bis 2050 zu halbieren (Crastan 2014). Die Variante ***a*** ist in erster Linie anzustreben und würde auch ein Ziel unter 2 °C ermöglichen, durch ein stärkeres Abnahmegradient ab 2030, etwa wie in den Varianten ***b*** und ***d*** zur Erreichungdes 2-Grad-Ziels notwendig ist.

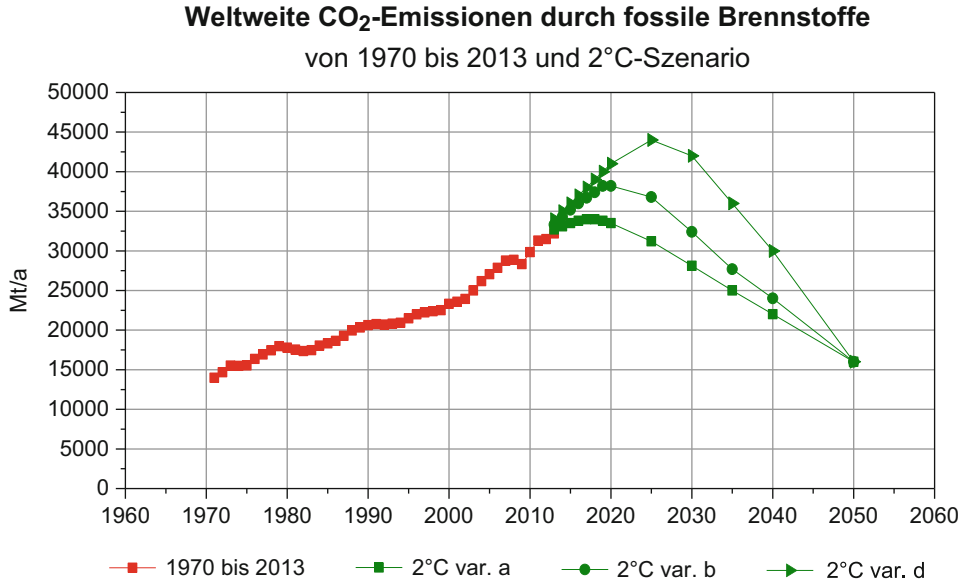


Abb. 1.41 Weltweite CO_2-Emissionen 1970 bis 2013 und 2-Grad Klimaschutz-Szenario bis 2050, Varianten *a*, *b* und *d* (mit Schiffs- und Luftfahrt-Bunker) (Crastan 2014; Crastan 2016)

Wichtigste Maßnahme für die meisten OECD- und auch Nicht-OECD-Länder ist die *Reduktion des CO_2-Ausstoßes des Energiesektors*, welcher im Jahr 2013 weltweit etwa 50 % der Gesamtemissionen ausmachte (Tab. 1.5) und in erster Linie die *Elektrizitätserzeugung* betrifft. Eine Ausnahme bilden einige europäische Länder (Frankreich, Norwegen, Island, Schweden, Schweiz) sowie viele Länder Mittel- und Südamerikas mit einer nahezu CO_2-freien Elektrizitätserzeugung. Ihr CO_2-Ausstoß lag bereits 2013 bei oder unter 150 g CO_2/$ (Abb. 1.16 und 1.29). Bei Erhaltung dieses Vorteils können sich die Anstrengungen dieser Länder auf den Wärme- und Treibstoffsektor fokussieren.

1.7.1.1 Spezifischer Energieverbrauch und CO_2-Intensität

Der CO_2-Ausstoß pro Kopf und Jahr α lässt sich als Produkt von spezifischem Energieverbrauch e und CO_2-Intensität der Bruttoenergie k ausdrücken (Abschn. 1.3.4). Der Bruttoverbrauch 2013 liegt weltweit bei etwa 2,4 kW/Kopf, wobei zwischen OECD- und Nicht-OECD-Ländern ein Faktor von etwa 3 besteht. Soll der globale Wert 2,6 kW/Kopf um 2030 nicht übersteigen, ist eine energische Senkung des spezifischen Wertes der OECD-Länder notwendig (2013: 5,22 kW/Kopf), um den unvermeidlichen Anstieg desjenigen der Nicht-OECD-Länder (1,76 kW/Kopf) zu kompensieren, der in erster Linie mit der erwarteten starken Zunahme des Bruttoinlandsprodukts dieses Teils der Welt einhergehen wird.

Wesentliche Maßnahme ist die Erhöhung der Energieeffizienz (Reduktion der Energieintensität) in den Industrieländern, gleichzeitig aber auch die Weitergabe der die Effizienz steigernden Technologien an die Entwicklungs- und Schwellenländer.

Tab. 1.8 zeigt aber auch, dass die Steigerung der Effizienz nicht genügt, um die Klimaschutzziele gemäss Abb. 1.41 zu erreichen. Ebenso wichtig ist eine erhebliche Senkung der CO_2-Intensität der Energie k um 30 % relativ zu 2013, die OECD-Länder und Nicht-OECD Länder etwa gleichermassen betrifft (Crastan 2016).

1.7.1.2 Erntefaktor und graue Energie

Oft werden diese Aspekte in die CO_2-Bilanz einbezogen, was einige CO_2-freie Energien schlechter aussehen lässt. Im Hinblick auf die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele ist dies jedoch aus folgenden Gründen nicht sinnvoll:

Tab. 1.8 Anzustrebende Werte für Bruttoenergieintensität ε, CO_2-Intensität k und CO_2-Nachhaltigkeitsindikator η für 2030 (Crastan 2016) Var. a von Abb. 1.41

2030	ε kWh/$	k g CO_2/kWh	η g CO_2/$
OECD.	0,9	170	160
Welt	1,3	150	195
Nicht-OECD.	1,5	145	220

Erntefaktor: Ein schlechter Erntefaktor hat zwar einen negativen Einfluss auf die Energiebilanz (und somit auf die Wirtschaftlichkeit), aber nicht auf den mittelfristigen Klimaschutz, sofern die zur Herstellung und für den Transport benötigten Energien ebenfalls CO_2-frei sind, was das mittel- und langfristige Ziel ohnehin sein muss.

Graue Energie: Wenn die zur Herstellung von Importprodukten verwendete Energie mehr CO_2-Emissionen verursacht als die für die Produktion exportierter Güter, wird die CO_2-Bilanz eines Landes theoretisch verschlechtert. Es ist jedoch nicht sinnvoll, dies in der Nachhaltigkeitsbilanz zu berücksichtigen. Jedes Land ist letztlich für die zur Produktion seiner Güter verwendete Energie verantwortlich und sollte mit eigenen Anstrengungen oder im Rahmen internationaler Abkommen bzw. mit Hilfe des Emissionshandels die nötigen Maßnahmen für den Klimaschutz treffen.

1.7.2 Elektrizitätsverbrauch und Klimaschutz

Mehrmals wurde schon darauf hingewiesen, dass weltweit der Energiesektor (der weitgehend von der Elektrizitätsproduktion bestimmt wird) die Hauptverantwortung für die CO_2-Emissionen trägt (rund 50 %). Die Ziele des Klimaschutzes können nur dann erreicht werden, wenn wirksame Maßnahmen für eine möglichst CO_2-freie Elektrizitätsproduktion eingeleitet werden.

Abb. 1.42 veranschaulicht mit welchen Energieträgern der weltweite Elektrizitätsbedarf im Jahr 2013 gedeckt wird. Vor allem der große Kohleanteil (>40 %) ist für die CO_2-Bilanz verheerend.

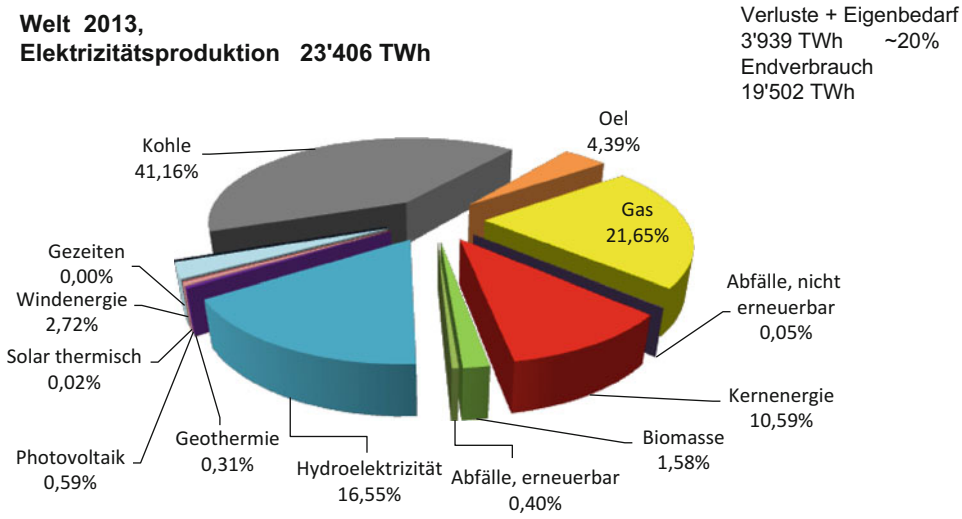


Abb. 1.42 Zur Elektrizitätsproduktion weltweit verwendete Energieträger im Jahre 2013

1.7.2.1 Länder mit CO_2-lastiger Elektrizitätsproduktion

Wichtigste Länder dieser Gruppe sind die Vereinigten Staaten, China, Indien, Russland, Japan und in Europa Deutschland, Großbritannien, Polen, Spanien und Italien. Ihre Elektrizitätsproduktion ist im wesentlichen von der Kohle (China und Indien) bzw. stark von Kohle und/oder Erdöl + Erdgas abhängig (s. dazu auch die Abb. 1.30 bis 1.38).

Abb. 1.43 zeigt die Struktur der Elektrizitätsproduktion von 3 wichtigen Länder: USA. China und Deutschland.

Eine möglichst rasche Abkehr von Kohle und Erdöl, oder zumindest von ihrer heutigen Verwendungsart, ist *unerlässliche Grundvoraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz*. Zumindest die OECD-Länder aber ebenso die Schwellenländer sollten dies bei entsprechendem politischen Willen aus eigener Kraft schaffen können, Entwicklungsländer nur mit internationaler Unterstützung. Erschwerend kommt dazu, dass sich der Elektrizitätsbedarf von 2013 bis 2030 weltweit voraussichtlich um rund 70 % erhöhen wird.

Die möglichen Maßnahmen und Substitutionen sind die nachfolgenden (a) bis (f). Dazu sei vermerkt, dass es keinen Sinn macht, die eine Möglichkeit gegen die andere fundamentalistisch auszuspielen. Alle sind notwendig und müssen im Rahmen einer wirtschaftlichen, ökologischen und auch politischen Abwägung, die je nach Land und Erdteil verschieden sein kann, ihren Platz finden.

a) Starke Reduktion der Verluste des Energiesektors durch deutliche Erhöhung der Energienutzungsgrade im Bereich thermischer Kraftwerke (Wärmekraftkopplung, Kombiprozesse).
b) CO_2-Einfang und Sequestrierung (englisch CCS, Carbon Capture and Storage) bei Kohle- und Erdölkraftwerken; wichtige Einschränkung: die Technik ist noch nicht reif, vermutlich auch teuer und muss bezüglich Umweltverträglichkeit noch ernsthaft geprüft werden. Ohne CCS ist aber das 2 Grad-Ziel schwer zu erreichen.
c) Kohle und Erdöl durch Erdgas ersetzen: die CO_2-Emissionen reduzieren sich gegenüber der Kohle auf etwa 55 % (gegenüber dem Erdöl auf ca. 75 %); Einschränkung: die Erdgasreserven sind weltweit begrenzt. Fracking erhöht die Reserven, die Umweltrisiken sind aber noch nicht genügend geklärt.
d) Einsatz von Kernenergie: die Kraftwerke sind frei von CO_2-Emissionen; Einschränkungen: die Reserven an Uran sind bei Einsatz von Reaktoren der 3. Generation ebenfalls begrenzt. Der Einsatz von Reaktoren der 4. Generation ist möglich, muss jedoch technisch und politisch gut überlegt werden. Die Kernfusion kommt erst für die zweite Hälfte des Jahrhunderts in Frage (Kap. 10).
e) Nutzung aller Möglichkeiten zur Produktion von Elektrizität aus Wasserkraft; Einschränkung: das Potenzial ist begrenzt.
f) Einsatz von Windenergie: die Technik ist reif und bei günstigen Windverhältnissen wirtschaftlich. Das Potenzial ist sehr groß. Einschränkungen: Netze und Energiespeicherung erfordern erhebliche Anpassungen.
g) Einsatz von Geothermie und Biomasse. Einschränkungen: geothermische Kraftwerke eignen sich nur für Standorte mit geothermischen Anomalien. In mehreren Weltgegenden ist aber das geothermische Potential sehr hoch. Das Potenzial der Biomasse ist begrenzt. Biomasse sollte deshalb in erster Linie, und soweit ihre Nutzung

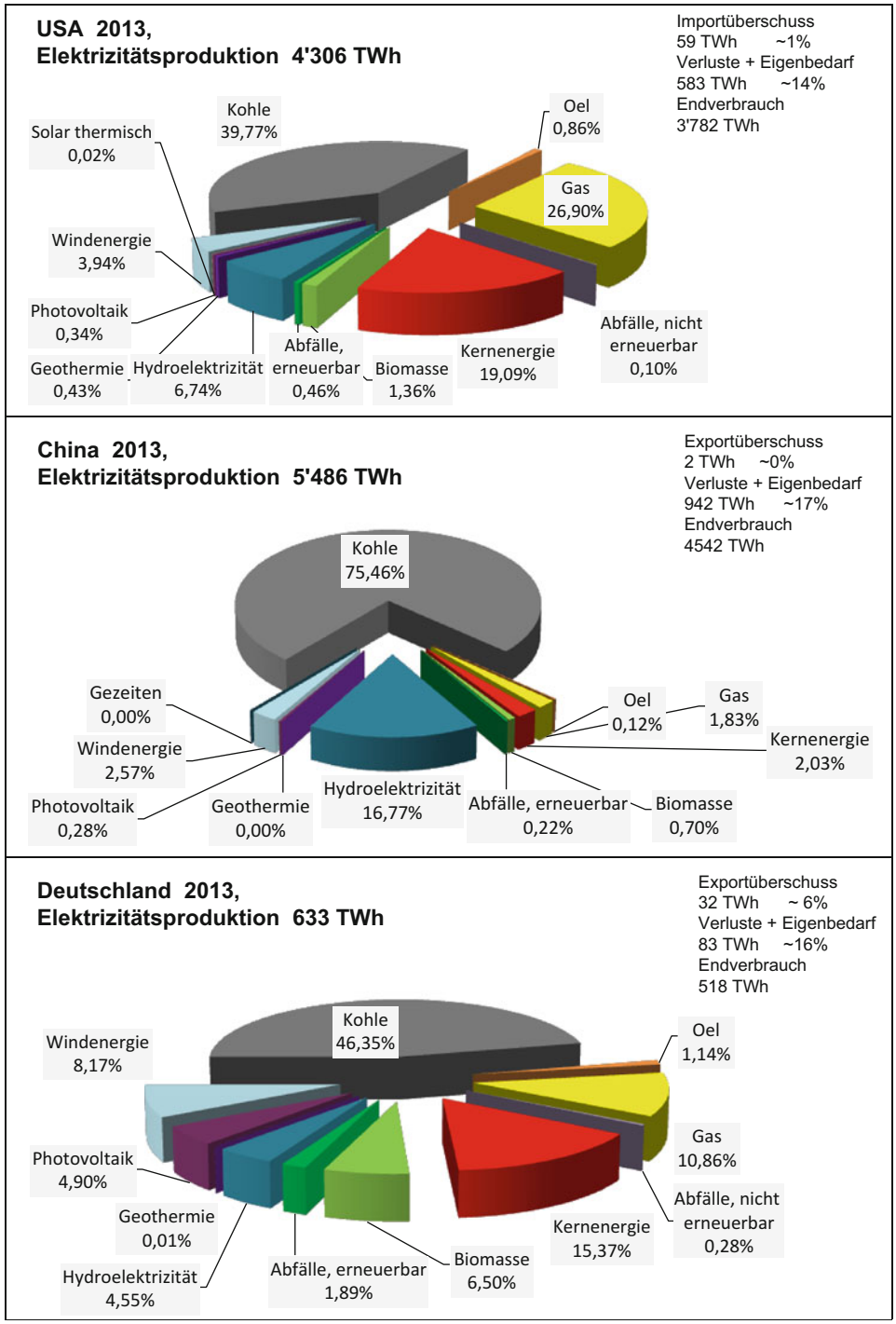


Abb. 1.43 Struktur der Elektrizitätsproduktion von USA, China und Deutschland im Jahre 2013

ökologisch vertretbar ist, für den Treibstoff- und Wärmebereich reserviert werden, mit Ausnahme der lokalen Wärmekraftkopplung. Die Produktion von Bio-Treibstoffen ist oft alles andere als CO_2-neutral.

h) Einsatz von Solarthermie und Photovoltaik. Solarthermische Kraftwerke eignen sich nur für Länder mit niedrigem Anteil an diffusem Licht. Dessen Potential ist aber in Wüstenregionen (z. B. Sahara) sehr groß. Die HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, s. Band 3) ermöglicht die Ankopplung an Verbrauchszentren. Die Photovoltaik ist wegen des unbegrenzten und kapillar verwertbaren Potenzials weiterhin zielstrebig zu fördern, solange notwendig und marktwirtschaftlich vertretbar auch durch Einspeisevergütungen. Auch hier sind Anpassungen der Übertragungs- und Verteilnetze notwendig, ebenso bei der Energiespeicherung (z. T. auch duch Laststeuerung).

Bemerkungen Die weltweit zu erwartende starke Zunahme des Elektrizitätsbedarfs bis 2030 wird sich aus verschiedenen nachfolgend aufgeführten Gründen auch mit Verbesserung der Effizienz kaum vermeiden lassen. Es ist deshalb unvernünftig, nur auf letztere zu setzen, so unerlässlich diese auch ist. Der Einsatz von Erdgas sowie von Kernkraftwerken der 3. Generation ist zwar notwendig, ermöglicht aber bestenfalls nicht viel mehr als den Erhalt ihrer prozentualen Anteile (s. Abb. 1.43, weltweit 2013: Erdgas 22 %, Kernenergie 11 %) jedoch kaum den vollen Ersatz der Kohle- und Erdölkraftwerke (Anteile 41 % bzw. 4 %). Dasselbe gilt für die Wasserkraft (Anteil 17 %). Der Einsatz von b) muss deshalb geprüft werden; jener der restlichen erneuerbaren Energien f) bis h) ist unabdingbar und muss sehr stark gesteigert werden (Anteil 2013: 6 % !). Die Elektrizität aus Windenergie hat sich zwar weltweit vervielfacht, man ist aber mit 2.7 % noch weit entfernt von einem energiewirtschaftlich bedeutenden Anteil.

1.7.2.2 Länder mit nahezu CO_2-freier Elektrizitätsproduktion

Diese Länder haben den großen Vorteil, das wichtigste Emissionsproblem bereits gelöst zu haben. Die Schweiz (s. auch Anhang C) und Schweden mit einem Mix aus Wasserkraft und Kernenergie, Norwegen mit Wasserkraft, Island mit Wasserkraft und Geothermie, Frankreich vorwiegend mit Kernenergie und Lateinamerika vorwiegend mit Wasserkraft. Erste Priorität hat natürlich die Erhaltung der erreichten CO_2-Freiheit im Elektrizitätsbereich, was nur durch die Maßnahmen (d) bis (h) zu erzielen ist. Diese Länder besitzen dann die Grundvoraussetzung und können wegbereitend sein für die Entwicklung und breite Anwendung neuer Techniken zur Einschränkung der Emissionen in den Bereichen Transport und Wärme. Die beiden Bereiche seien im Folgenden analysiert.

1.7.3 Transportbereich

Die Emissionen werden fast ausschließlich durch den aus Erdöl gewonnenen Treibstoff verursacht, der im Jahre 2013 weltweit für rund 22 % der CO_2-Emissionen verantwortlich

war (OECD 28 %, Nicht-OECD 15 %). Kurzfristig kann durch die Verbesserung der Effizienz (und damit verbundene Reduktion des CO_2-Ausstosses pro gefahrener km) durch Elektifizierung des Verkehrs und durch teilweise Substitution von Benzin und Diesel mit Erdgas und Biotreibstoffen der Anstieg in Schranken gehalten werden – wobei bei letzteren ökologische Bedenken angebracht sind und einer näheren Prüfung bedürfen.

Mittel- und langfristig ist jedoch der Klimaschutz nur durch einen Paradigmawechsel möglich. Die Zukunft gehört voraussichtlich der Elektromobilität, dem *reinen Elektromotor* und der *Hybridlösung* mit *Elektromotor als Primärantrieb* und einem *Verbrennungsmotor als serielles oder paralleles Sekundärmodul* zur Verbesserung der Autonomie. Letzteres kann außer mit Benzin oder Erdgas wenigstens teilweise mit *Biotreibstoffen* betrieben werden, sofern deren Erzeugung eine gute CO_2-Bilanz aufweist und mit der weltweit notwendigen Nahrungsmittel-Produktion verträglich ist. Der Sekundärbetrieb mit *Solarbenzin* (Treibstoff, der aus mit Solarenergie erzeugtem Syngas[1] hergestellt wird) ist ebenfalls denkbar.

Mindestens 75 % der Fahrzeuge haben eine Tagesfahrleistung von weniger als 50 km. Die Batterie des Elektromotors kann somit nachts nachgeladen werden, was zumindest einen weitgehend CO_2-freien Stadtverkehr ermöglicht. Eine ausreichende und möglichst CO_2-freie Elektrizitätsproduktion sowie leistungsfähige Batterien sind Voraussetzung für diese Umstellung, die deswegen, wenigstens weltweit, nicht unmittelbar bevorsteht.

Der Antrieb des Elektromotors mit einer *Brennstoffzelle* könnte langfristig ebenfalls einen Beitrag leisten; dazu benötigt man aber aus CO_2-freien Energien hergestellten Wasserstoff (s. Kap. 8).

Der Wechsel drängt sich auch aus rein wirtschaftlichen Überlegungen auf. Der Treibstoff für einen sehr effizienten Mittelklasswagen mit einem Verbrauch von z. B. 6 l Benzin pro 100 km (Emissionen ca. 140 g CO_2/km) kostet bei einem Preis von 1,4 €/l etwa 8,4 €/100 km. Der Energieinhalt von 6 l Benzin ist 52,6 kWh und ergibt bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 20 % eine mechanische Antriebsleistung (Nutzenergie) von 10,5 kWh/100 km. Der Preis der mechanischen Antriebsenergie ist deshalb schon heute (zumindest im europäischen Umfeld) mindestens 80 ct/kWh und hat steigende Tendenz.

Mit dem Elektromotor lässt sich samt Batterie und Leistungselektronik ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von mehr als 65 % erreichen, was für dieselbe mechanische Antriebsenergie von 10,5 kWh zu einem Elektrizitätsverbrauch von höchstens 16 kWh/100 km führt. Um mit dem Verbrennungsmotor betreffend Energiekosten gleichzuziehen, darf also die elektrische Energie ab Steckdose zur Aufladung der Batterie 50 ct/kWh und mehr kosten. Der analoge Vergleich mit Dieseltreibstoff führt zu mindestens 45 ct/kWh. Demzufolge ist schon heute der „Treibstoff" Elektrizität ab Netz in den meisten OECD-Länder (außer USA) deutlich billiger als Benzin oder Diesel, und der Zeitpunkt ist nicht mehr fern, dass selbst in Kleinanlagen photovoltaisch erzeugte Elektrizität günstiger sein wird. Selbst wenn man einen Antriebsleistungszuschlag für das größere Gewicht des Elektroautos (Batterie) berücksichtigt, ist ein deutlicher Vorteil bei den Energiekosten zu verzeichnen. Der Fahrzeugpreis ist zwar höher, doch ist anzunehmen, dass der techni-

[1] Science, Dez. 2010: High-Flux Solar-Driven Thermochemical dissociation of CO_2 and H_2O using Nonstoichiometric Ceria.

sche Fortschritt (s. dazu Kap. 9) und die Massenproduktion die Preisdifferenz reduzieren werden.

Ob ein Primärantrieb mit Solarbenzin oder solarem Wasserstoff mittelfristig eine wirtschaftlich bessere Lösung ergeben wird, ist offen, aber wenig wahrscheinlich. Nachteilig sind:

- der zu erwartende hohe Treibstoffpreis, vermutlich deutlich höher als der heutige europäische Benzinpreis;
- der niedrige energetische Wirkungsgrad der Erzeugungskette Solarenergie-mechanische Antriebsleistung, der bei Weitem nicht jenen des netzbetriebenen Elektroantriebs wird erreichen können.

1.7.4 Wärmebereich

Die Wärmeanwendungen(ohne Elektrizität) verursachten 2013 weltweit 27 % der CO_2-Emissionen. Dies gilt nahezu in gleichem Masse für die OECD-Länder (24 %) und für den Rest der Welt (30 %).

Eine möglichst emissionsfreie *Komfortwärme* dürfte bei entsprechender Förderung keinen besonderen Schwierigkeiten begegnen. Dazu eignen sich: Solararchitektur und gute Isolation, Solarkollektoren, Biomasse (Holz), nicht zuletzt Fernwärme (Wärmekraftkopplung) und (zur Nutzung von Umgebungswärme und Geothermie) vor allem die Wärmepumpe. Für letztere gilt die Einschränkung, dass möglichst CO_2-freie Elektrizität verwendet werden sollte (in der Schweiz, Schweden, Norwegen und Frankreich sind die Bedingungen dazu ideal). Dies fügt der Bedeutung einer CO_2-armen und ausreichenden Elektrizitätsproduktion eine weitere Dimension hinzu. Mit einer modernen Wärmepumpe werden 25–30 % der Heizenergie von der Elektrizität geliefert (Kap. 6).

Bei der *Prozesswärme* sollte der Anteil an Brennstoffen zugunsten der (möglichst CO_2-freien) Elektrizität verringert und im industriellen Bereich auch durch effizientere Verfahren und Einsatz von Biomasse vor allem in Form von Abfällen möglichst emissionsfrei gemacht werden.

Bei der Verwendung von Biomasse sei nochmals betont, dass diese nur dann CO_2-neutral ist, wenn die Abholzung im Gleichgewicht mit dem Zuwachs steht (Erhaltung der Wälder und insbesondere der Regenwälder).

Literatur

BP-Amoco-Statistical Review 1998, www.bpamoco.com (1999)
IPCC (Intergovernmental Panels on Climate Change), 5. Bericht (2014)
Crastan V (1989) Die Energiepolitik im Spannungsfeld von Ökologie und Fortschritt. Bieler Publikationen, Gassmann/Biel
Crastan V (2007) Klimawandel, eine Analyse der weltweiten Energiewirtschaft, Bulletin SEV/VSE, Bern, 19; Notwendige Maßnahmen (2008), 8

Crastan V (2010) Global energy economics and climate protection report 2009. Springer, Heidelberg/Dordrecht/London/New York
Crastan V (2014) Global energy demand and 2-degree target, report 2014. Springer, Heidelberg/Dordrecht/London/New York
Crastan V (2016) Weltweiter Energiebedarf und 2-Grad-Klimaziel, Springer-Verlag
Crastan V, Westermann D (2012) Elektrische Energieversorgung, Bd 3. Springer, Heidelberg/Dordrecht/London/New York
DSW (2002) Weltbevölkerung, Entwicklung und Projektionen, Deutsche Stiftung für Weltbevölkerung. www.weltbevoelkerung.de
Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014, Bulletin SEV/VSE, Bern (2014)
Erdmann G (1992) Energieökonomik. vdf Hochschulverlag, Zürich/Teubner/Stuttgart
Goetzberger A, Voss B (1997) Sonnenenergie. Teubner
http://de.wikipedia.org/wiki/biomassepotential. Zugegriffen im 2016
http://de.wikipedia.org/wiki/geothermie. Zugegriffen im 2016
http://de.wikipedia.org/wiki/meeresströmungskraftwerk. Zugegriffen im 2016
http://de.wikipedia.org/wiki/solarthermie. Zugegriffen im 2016
http://de.wikipedia.org/wiki/wellenenergie. Zugegriffen im 2016
IEA (2009) Special excerpt of WEO 2009, Paris. www.iea.org/stats. Zugegriffen im 2016
IEA (2014) Balances. www.iea.org/stats. Zugegriffen im 2016
IEA (2015) www.iea.org/stats. Zugegriffen im 2016
IMF (2015) WEO databases. www.imf.org
International Energy Agency (IEA) (2006) World energy outlook
International Energy Agency (IEA) (2010) Key world energy statistics from the IEA, Paris, iea.org/stats
International Energy Agency (IEA) (2015) World energy outlook, energy and climate change
Kaltschmitt M, Wiese A, Streicher W (2013) Erneuerbare Energien. Springer, Berlin/Heidelberg
Kleemann M, Meliss M (1988) Regenerative Energiequellen. Springer, Berlin/Heidelberg
Kugeler K, Phlippen PW (1993) Energietechnik. Springer, Berlin/Heidelberg
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 1998, Stuttgart (1999)
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen Energiestudie 2015, www.bgr.bund.de
Schweizerischer Energierat: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1997, Sonderdruck Bulletin SEV/VSE (1998), 16
Spreng D (1995) Graue Energie. vdf Hochschulverlag, Zürich/Teubner/Stuttgart
Stocker T (2007) Die Erde im Treibhaus. Bulletin SEV/VSE, Bern, S 1
Wokaun A (1999) Erneuerbare Energie. Teubner, Stuttgart/Leipzig
World Energy Council (WEC) (2000) Statistik 1996. www.worldenergy.org/wec. Zugegriffen im 2016
www.bgr.bund.de (2006)

Kapitel 2
Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Planung und Betrieb energiewirtschaftlicher Anlagen erfordern umfangreiche Analysen technischer und wirtschaftlicher Art. Die Kosten der Energie werden mit Hilfe der Investitionsrechnung ermittelt. Ebenso werden einige Grundlagen der Strompreisgestaltung und Tarifierung gegeben. Für die Einbettung in die allgemeinen Grundlagen wirtschaftlichen Handelns bei Wettbewerb sei auch auf Kap. 3, Abschn. 3.5–3.8 verwiesen.

- *Investitionsvorhaben* sind wirtschaftlich zu untermauern. Wichtige Entscheidungsgrundlage dazu bildet die *Investitionsrechnung*, Hauptthema des Abschn. 2.1. Sie bewertet jährlich anfallende Kapital- und Betriebskosten oder Erlöse verschiedener Ausführungsvarianten.
- Die einzelnen Anlageteile wie auch die Anlage als Ganzes sind im Rahmen der *Planung* in technisch-ökonomischer und in Zukunft vermehrt in technisch-ökonomisch-ökologischer Hinsicht zu optimieren. Bei der technisch-ökonomischen Optimierung geht es oft um die Suche nach dem *optimalen Wirkungsgrad*, da mit zunehmendem Investitionsaufwand die Verluste reduziert und somit der Wirkungsgrad verbessert werden kann. Ein Beispiel solcher Rechnungen ist in Band 1, Abschn. 11.3, gegeben worden.
- Beim *Betrieb der Energieversorgungsanlagen* sind Kosten- und Ertragsberechnungen durchzuführen, um den Einsatz der Anlagen möglichst wirtschaftlich zu gestalten und nötigenfalls Verbesserungen anzubringen. Es wird dann von *Betriebsoptimierung* gesprochen, dazu Näheres in Band 3, Kap. 9.

Anlagen der Energiewirtschaft sind meist langlebig und haben eine Bauzeit, die sich über mehrere Jahre erstrecken kann. Für den wirtschaftlichen Vergleich sind

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_2

Diskontierungsverfahren anzuwenden, wie die *Kapitalwert-* und *Annuitätsmethode*. Sie werden im Folgenden als rein kostenorientierte Verfahren eingeführt, können aber in derselben Weise auf Erlöse angewandt werden. Beide auch als dynamisch bezeichnete Methoden beruhen auf dem Prinzip, Investitionen und Betriebsaufwendungen (oder Erlöse), die zu verschiedenen Zeitpunkten anfallen und deshalb verschieden zu bewerten sind, auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt umzurechnen und dann zu addieren (Abschn. 2.1).

In der Elektrizitätswirtschaft ist die klassische Investitionsrechnung weitgehend kostenorientiert, dazu s. Abschn. 2.2. Im Zuge der Liberalisierung treten immer mehr erlösorientierte, auf den Markt ausgerichtete Verfahren in den Vordergrund. Auf diese Zusammenhänge wird in Kap. 3 eingegangen. Für die Strompreisgestaltung (stark beeinflusst durch das natürliche Monopol Netz) s. insbesondere Abschn. 2.3. Die Tendenz zu intelligenten Netzen (Smart Grids) verschiebt ebenfalls die Sichtweise durch stärkeren Einbezug der Verbraucherseite in die Optimierung.

2.1 Investitionsrechnung, Diskontierungsverfahren

2.1.1 Kapitalwertmethode

Alle Aufwendungen (auch negative, z. B. Restwerte am Ende der Lebensdauer der Anlage) werden auf einen gemeinsamen Zeitpunkt, meist den *Inbetriebnahmezeitpunkt* der Anlage, bezogen. Ausgaben A_k, die k Jahre nach dem Bezugszeitpunkt anfallen, werden umgerechnet nach der Formel

$$\frac{A_k}{q^k} \quad \text{mit} \quad \begin{cases} q = \textit{Zinsfaktor}, \\ \textit{im einfachsten Fall } q = 1 + i, \\ \textit{mit } i = \textit{kalkulatorischer Zins}. \end{cases} \tag{2.1}$$

Für Ausgaben, die vor der Inbetriebnahme, also während der Bauzeit anfallen, ist k negativ. Der Zins entspricht i. d. R. dem Realzins (inflationsbereinigter Zins), der für Eigen- oder Fremdkapital einzusetzen ist. Für Näheres s. z. B. (Erdmann 1992).

Die Summe aller so umgerechneten Hauptinvestitionen während der Bauzeit plus evtl. Zusatzinvestitionen während der Nutzungsdauer und Kosten während des Abbaus (minus Restwert wiederverwendbarer oder veräußerbarer Anlageteile), s. Abb. 2.1, ergibt den *Bauwert der Investitionen* B_{inv}:

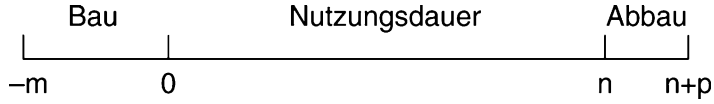


Abb. 2.1 Investitions- und Betriebskostenzeitplan, Jahr 0 = Inbetriebnahme-Jahr

$$B_{inv} = \sum_{k=-m}^{n+p} \frac{A_{k\,inv}}{q^k}. \tag{2.2}$$

Die Summe aller über die *Nutzungsdauer* der Anlage (auch kalkulatorische Lebensdauer oder *Abschreibungsdauer* oder *Amortisationsdauer* genannt) auf den

Bezugszeitpunkt umgerechneten Jahres-Betriebskosten ergibt den *Bauwert der Betriebskosten* B_{betr}:

$$B_{betr} = \sum_{k=1}^{n} \frac{A_{k\,betr}}{q^k}. \tag{2.3}$$

Falls $A_{k\ \mathrm{betr}} = \text{konst.} = A_{\mathrm{o}}$, folgt entsprechend der Summenformel einer geometrischen Reihe

$$B_{betr} = A_o \sum_{k=1}^{n} \frac{1}{q^k} = A_o \frac{q^n - 1}{q^n(q-1)}, \tag{2.4}$$

worin A_{o} die zum Inbetriebnahme-Zeitpunkt berechneten jährlichen Ausgaben darstellt.

Um Änderungen der Realbetriebskosten während der Nutzungsdauer zu berücksichtigen, können die jährlichen Betriebskosten durch die Rekursionsformel

$$A_k = A_{k-1}(1+e) = A_o(1+e)^k \; mit\, e = Eskalationsrate \tag{2.5}$$

beschrieben werden. Aus Gl. 2.3 folgt,

$$\begin{aligned} gesetzt \quad q_e &= \frac{q}{(1+e)} = \frac{(1+i)}{(1+e)} \\ B_{betr} &= A_o \sum_{k=1}^{n} \frac{(1+e)^k}{q^k} = A_o \sum_{k=1}^{n} \frac{1}{q_e^k} \end{aligned} \tag{2.6}$$

und somit analog Gl. 2.4

$$B_{betr} = A_o \frac{q_e^n - 1}{q_e^n(q_e - 1)} = \frac{A_o}{\beta} \quad mit \quad \beta = \frac{q_e^n(q_e - 1)}{q_e^n - 1}. \tag{2.7}$$

β wird *Abzinsungsfaktor genannt*. Sind die jährlichen Aufwendungen konstant, erhält man den Spezialfall $e = 0$, und es folgt $q_e = q = (1+i)$.

Nach der Kapitalwertmethode bildet der totale Bauwert $(B_{inv} + B_{betr})$ aller Aufwendungen, auch *Kapitalwert* genannt, das Kriterium für die Kostenbewertung verschiedener Varianten.

Beispiel 2.1
Ein Kraftwerk erfordert eine Bauzeit von 5 Jahren bis Inbetriebnahme und einen Gesamtaufwand von 68 Mio. €, die sich mit 6,8, 13,6, 27,2, 13,6, 6,8 Mio. € am Ende der 5 Jahre verteilen

1. Welcher ist der Bauwert der Investitionen, bei einem Realzins von 4 %? Die Abbaukosten (minus Restwert) seien vernachlässigbar.
2. Vorgesehen ist eine Nutzungsdauer von 30 Jahren, während welcher konstante Betriebskosten von 3,4 Mio. €/a anfallen. Man bestimme den Kapitalwert der Anlage.
3. Wie verändert sich der Kapitalwert, wenn z. B. auf Grund einer Brennstoffverteuerung die Betriebskosten um 1 %/a eskalieren?

a) $Zinsfaktor = 1 + 0,04 = 1,04$

$$B_{inv} = \frac{6,8}{1,04^{-4}} + \frac{13,6}{1,04^{-3}} + \frac{27,2}{1,04^{-2}} + \frac{13,6}{1,04^{-1}} + 6,8 = 73,6\,\text{Mio.€}.$$

b) $B_{betr} = 3,4\dfrac{1,04^{30} - 1}{1,04^{30} \cdot 0,04} = 58,79\,\text{Mio.€}$

$Kapitalwert = 73,62 + 58,79 = 132,4\,\text{Mio.€}$

c) $e = 0,01\,,\ q_e = \dfrac{1,04}{1,01} = 1,0297$

$$\beta = \frac{1,0297^{30} \cdot 0,0297}{1,0297^{30} - 1} = 0,05082, \quad B_{betr} = \frac{3,4}{0,05082} = 66,9\,\text{Moi.€}$$

$Kapitalwert = 73,6 + 66,9 = 140,5\,\text{Mio.}\,€$

2.1.2 Annuitätsmethode

Werden die auf den Bezugszeitpunkt umgerechneten Gesamtinvestitionen oder *Anlagekosten A* (also $A = B_{inv}$) während der Nutzungsdauer linear abgeschrieben und der Zinsaufwand gemittelt, ergeben sich konstante jährliche Kapitalkosten

$$\alpha_{kap} A \ [€/a] \tag{2.8}$$

α_{kap} wird als Annuitätsfaktor oder einfach *als Annuität* in % der Anlagekosten bezeichnet. Da die jährlichen Kosten konstant sind, folgt entsprechend der bereits in Gl. 2.4 verwendeten Summenformel und mit $q = (1 + i)$

$$\alpha_{kap} = \frac{q^n(q-1)}{q^n - 1} = \frac{i}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}} \ [\%/a] \tag{2.9}$$

Die Kapitalkosten-Annuität α_{kap} kann aus dem Zins mit Formel (2.9) berechnet werden. Eine Schätzung (Unterschätzung!) ergibt sich grob nach der Formel $1/n + 1/2\, i$ (Amortisierung + mittlere Verzinsung ohne Zinseszinsen).

In ähnlicher Weise ergibt sich für die *mittleren jährlichen Betriebskosten*

$$\alpha_{kap} B_{betr} \ [€/a]$$

Werden diese mittleren Betriebskosten ebenfalls auf die Anlagekosten bezogen, d. h. in Prozent der Anlagekosten ausgedrückt, so ergibt sich eine Betriebskosten-Annuität α_{betr}. Bei Berücksichtigung der Gl. 2.7 folgt

$$\alpha_{betr} A = \alpha_{kap} B_{betr} = \alpha_{kap} \frac{A_o}{\beta},$$

woraus

$$\alpha_{betr} = \frac{A_o}{A} \frac{\alpha_{kap}}{\beta}. \tag{2.10}$$

Falls $e = 0$ (d. h. keine Eskalation der Betriebskosten), ist $\beta = \alpha_{kap}$ (Abzinsungsfaktor = Annuitätsfaktor) und somit $\alpha_{betr} = A_o/A$.

Die *totalen Jahreskosten* K lassen sich nach der Annuitätsmethode mit der einfachen Formel berechnen

$$K = \alpha A \quad [\%/a \cdot € = €/a], \quad \text{mit} \quad \alpha = \alpha_{kap} + \alpha_{betr}. \tag{2.11}$$

Die Gesamtjahreskosten werden als Kriterium für den Vergleich der Investitionsvarianten genommen. Da $\alpha A = \alpha_{kap} (B_{inv} + B_{betr})$, führen Kapitalwertmethode und Annuitätsmethode zum selben Ergebnis.

Beispiel 2.2
Für die Anlage von Beispiel 2.1 sollen die Kapitalkosten-Annuität, die Betriebskosten-Annuität und die totale Annuität sowie die Jahreskosten berechnet werden, ohne und mit Eskalation der Betriebskosten. Man zeige die Äquivalenz von Kapitalwert und Annuitätsmethode auf.

$$\alpha_{kap} = \frac{0,04}{1 - \frac{1}{1,04^{30}}} = 5,783 \ \%.$$

Mit konstanten Betriebskosten ist $\beta = \alpha_{kap}$ und es folgt

(*Fortsetzung*)

Beispiel 2.2 (Fortsetzung)

$$\alpha_{betr} = \frac{3,4}{73,6} = 4,62\% \dashrightarrow \alpha = 5,78 + 4,62 = 10,4\%$$

$$Jahreskosten \quad K = 73,6 \cdot 0,0104 = 7,65\,\text{Mio.€}/a\,.$$

Mit Betriebskosten-Eskalation von 1 %/a folgt hingegen, da $\beta \neq \alpha_{kap}$

$$\alpha_{betr} = \frac{3,4}{73,6}\frac{4,783\%}{5,082\%} = 5,254\% \dashrightarrow \quad \alpha = 5,78 + 5,26 = 11,04\%$$

$$Jahreskosten \quad K = 73,6 \cdot 0,01104 = 8,13\,\text{Mio.€}/a\,.$$

Mit der Kapitalwertmethode folgen die Jahreskosten aus $K = \alpha_{kap}\,(B_{inv} + B_{betr})$. Für die beiden Varianten ergibt sich

$$\begin{array}{llll} K = 0,05783 & 132,4 = 7,65 & \text{Mio.€}/a & \text{bzw.} \\ K = 0,05783 & 140,5 = 8,13 & \text{Mio.€}/a\,, & \end{array}$$

womit die Äquivalenz bestätigt wird.

2.2 Kosten der Energie

Die für Bereitstellung, Umwandlung, Übertragung und Verteilung der Energie entstehenden Kosten setzen sich zusammen aus:

- *festen Jahreskosten* für die Amortisierung (Abschreibung) und Verzinsung des investierten Kapitals sowie für die festen Betriebskosten, wie Personal, Versicherungen, Steuern, Entsorgung, Reparaturen, leistungsabhängige Verluste. Reparatur- und Entsorgungskosten können energieabhängige Anteile enthalten, die jedoch i. d. R. pauschal berücksichtigt werden. Die *festen Kosten* (auch *Fixkosten* genannt) können außerdem in *leistungsabhängige* (d. h. von der Dimensionierung der Netzelemente abhängige) und *leistungsunabhängige* Kosten unterteilt werden (s. dazu auch Abschn. 2.3).
- *energieabhängigen oder variablen Jahreskosten* für Brennstoffe und andere Hilfsstoffe, eingekaufte Energie und energieabhängige Verluste.

  Als Beispiel werden nachfolgend die Kosten der elektrischen Energie abgeleitet.

2.2.1 Kosten der elektrischen Energie

Die *festen Jahreskosten* werden nach der Annuitätsmethode gemäß Abschn. 2.1.2, aber mit $\alpha = \alpha_{kap} + \alpha_{betrfest}$ berechnet. $\alpha_{betrfest}$ erfasst nur die *festen Betriebskosten*.

Die *variablen Jahreskosten* könnten durch Einführung von $\alpha_{betr\text{variabel}}$ ebenfalls in Prozent der Anlagekosten in (2.11) integriert werden, es ist jedoch sinnvoller, sie in Abhängigkeit der produzierten oder transportierten Jahresenergie auszudrücken. In thermischen Kraftwerken entstehen variable Jahreskosten K_v für den Brennstoff, in Pumpspeicherwerken für die eingekaufte Pumpenergie. Bei Übertragungsleitungen treten variable Verlustkosten auf. Diese drei Fälle werden näher analysiert:

Brennstoffkosten Die Brennstoffkosten können folgendermaßen ausgedrückt werden:

$$K_v = 860\frac{b}{H\eta}W\frac{\alpha_{kap}}{\beta}\,[€/a]\,, \tag{2.12}$$

Worin
b = Brennstoffpreis in €/kg
H = Heizwert in kcal/kg (Umrechnungsfaktor 860 kcal/kwh)
η = Kraftwerkwirkungsgrad
W = produzierte Jahresenergie in kWh/a.

Pumpenergiekosten Der Einkauf der Pumpenergie verursacht in Pumpspeicherwerken die Kosten

$$K_v = \frac{k_p}{\eta_t\eta_p}W\frac{\alpha_{kap}}{\beta}\,[€/a]\,, \tag{2.13}$$

Worin
k_p = Einkaufspreis der Pumpenergie in €/kWh
η_t = Wirkungsgrad im Turbinierbetrieb
η_p = Wirkungsgrad im Pumpbetrieb
W = produzierte Jahresenergie in kWh/a.

Kosten durch Leitungsverluste Für die Jahresverlustkosten einer Leitung kann geschrieben werden (Band 1, Abschn. 11.3)

$$K_v = 10^{-3}R\frac{S_r^2}{U^2}h_{vr}k_i\frac{\alpha_{kap}}{\beta}\,[€/a]\,, \tag{2.14}$$

Worin
U = Übertragungsspannung in kV
R = Widerstand der Leitung in Ω
S_r = Nennübertragungsleistung in kVA
h_{vr} = Jahresdauer der Nennverluste in h/a
k_i = Bewertung der übertragenen Energie in €/kWh.

Mit dem Faktor α_{kap}/β kann in den drei Fällen ein über- oder unterproportionales Ansteigen der realen Brennstoffpreise, der einzukaufenden Pumpenergie, des Energiewertes oder auch eine Änderung der im Laufe der Jahre produzierten Energie berücksichtigt werden. Ist z. B. bei der Berechnung der Brennstoffkosten

$$b_k = b_o(1+e_b)^k \qquad und \quad W_k = W_o\,(1+e_w)^k\,,$$

folgt

$$b_k W_k = b_o\,W_o((1+e_b)(1+e_w))^k = b_o\,W_o\,(1+e)^k.$$

Die einzusetzende totale Eskalationsrate ist $e = e_b + e_w + e_b\,e_w$.

Jahreskosten der elektrischen Energie Die *Jahreskosten der elektrischen Energie* lassen sich statt mit Gl. 2.11 durch folgende Summe der festen und variablen Kosten ausdrücken

$$K = \alpha A + K_v[€/a]\,, \tag{2.15}$$

worin zusammenfassend: $A =$ Anlagekosten, $\alpha = \alpha_{kap} + \alpha_{betr.fest}$ und $K_v =$ variable Kosten gemäß Gl. 2.12, 2.13, und 2.14 darstellen.

2.2.2 *Spezifische Energiekosten an den Kraftwerksklemmen*

Werden die Jahreskosten (2.15) durch die produzierte Energie W geteilt, erhält man die *spezifischen Energiekosten an den Kraftwerksklemmen*:

$$k = \frac{K}{W} = \frac{\alpha A}{W} + k_v\ [€/kWh]\,, \tag{2.16}$$

Mit $k_v = K_v/W =$ spezifische energieabhängige Jahreskosten des Kraftwerks in €/kWh.

Durch Einführung der *installierten Leistung P und Definition der Benutzungsdauer h der installierten Leistung in h/a und der spezifischen Anlagekosten a (€/kW)* folgt

$$\begin{aligned} &Def.: \qquad h = \frac{W}{P}, \qquad a = \frac{A}{P} \\ &--\succ \quad k = \frac{\alpha\,a}{h} + k_v \quad [€/kWh]. \end{aligned} \tag{2.17}$$

Aus den Gl. 2.12 und 2.13 folgen für die energieabhängigen Jahreskosten k_v:

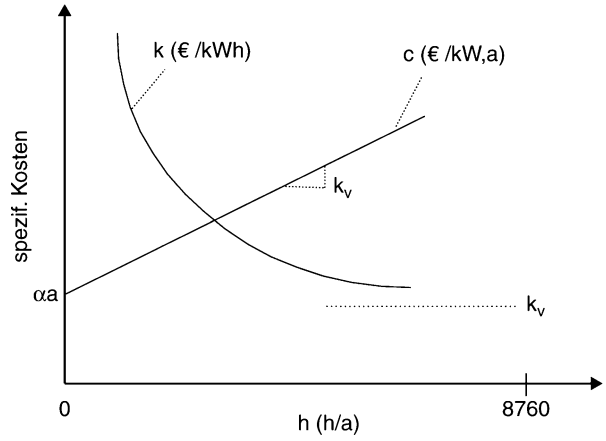


Abb. 2.2 Spezifische Energiekosten k (€/kWh) und spezifische Jahreskosten c in Abhängigkeit der Benutzungsdauer der installierten Leistung h (h/a)

für Brennstoff:

$$k_v = 860\frac{b}{H\eta}\frac{\alpha_{kap}}{\beta}\,[€/kWh], \tag{2.18}$$

für Pumpenergie:

$$k_v = \frac{k_p}{\eta_t\eta_p}\frac{\alpha_{kap}}{\beta}\,[€/kWh] \tag{2.19}$$

Abbildung 2.2 zeigt die Abhängigkeit der spezifischen Energiekosten k von der Benutzungsdauer der installierten Leistung. Spitzenkraftwerke mit z. B. 500–1000 h/a Benutzungsdauer produzieren bei gleichen Investitionen wesentlich teurere Energie als Grundlastkraftwerke mit einer Benutzungsdauer von 6000 und mehr h/a.

2.2.3 *Spezifische Jahreskosten der Kraftwerke*

Interessant sind auch die *spezifischen Jahreskosten* c der Kraftwerke bezogen auf die installierte Kraftwerkleistung P (i. d. R. Generatorleistung). Man erhält

$$c = \frac{K}{P} = kh{=}\alpha a{+}k_v h\,[€/\mathrm{kW}, a]. \tag{2.20}$$

Den grundsätzlichen Verlauf von c in Funktion der Benutzungsdauer h zeigt ebenfalls Abb. 2.2. Die spezifischen Jahreskosten c eignen sich dank der Linearität sehr gut für den Variantenvergleich, wie Abb. 2.3 für verschiedene Kraftwerktypen veranschaulicht. Daraus geht klar hervor, dass die von der Einsatzart abhängige Benutzungsdauer die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerkkonzeptes maßgebend beeinflusst (für Näheres s. Kap. 3 und Band 3, Kap. 9).

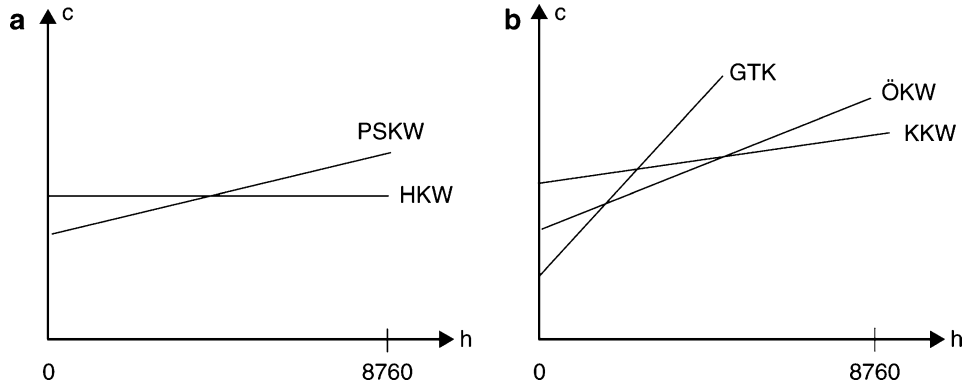


Abb. 2.3 Typischer Verlauf der spezifischen Jahreskosten (**a**) hydraulischer und (**b**) thermischer Kraftwerke in Abhängigkeit der Benutzungsdauer: *HKW* Wasserkraftwerke (sowie Windkraftwerke und Solarkraftwerke), *PSKW* Pumpspeicherkraftwerke, *GTK* Gasturbinenkraftwerke (für Spitzenbetrieb), ÖKW Ölkraftwerke (oder Kohlekraftwerke), *KKW* Kernkraftwerke

2.2.4 Kosten der elektrischen Energie am Verbraucher

Zu den Kraftwerkkosten kommen die Jahreskosten der Energieübertragung und -verteilung (EÜV) sowie der Netzführung. Insgesamt ergeben sich aus den vorhergehenden Betrachtungen folgende globale Energiekosten am Endverbraucher:

$$k_e = \frac{k}{\eta_u} + \frac{\alpha_u A_u}{W_e}\ [€/kWh], \tag{2.21}$$

worin

k = mittlere Energiekosten an den Kraftwerkklemmen
W_e = an die Endverbraucher abgegebene Jahresenergie
η_u = mittlerer Wirkungsgrad W_e/W der EÜV
A_u, α_u = Anlagekosten und Annuität der EÜV einschließlich Netzführung, Unterhalt und allgemeine Betriebskosten.

Es ist Aufgabe des Betreibers der Übertragungs- und Verteil-Anlagen, Anlagekosten und Wirkungsgrad des Energieübertragungs- und –Verteil-Systems zu optimieren unter Berücksichtigung aller Betriebsaspekte

$$\alpha_u A_u + K_{vu} - -- \succ Min.$$

s. dazu Band 1, Abschn. 11.3, Gl. 2.14, und Band 3, Kap. 9.

Beispiel 2.3
Das Kraftwerk von Beispiel 2.1 habe eine Leistung von 100 MW und eine Benutzungsdauer von 2000 h/a. Die festen Betriebskosten betragen 1,59 Mio. €/a. Man berechne die spezifischen Jahreskosten sowie die Energiekosten des Kraftwerks im Fall zeitlich konstanter Betriebskosten.

Die Annuität der festen Kosten ist

$$\alpha_{betr\,fest} = \frac{1,59}{73,6} = 2,16\%, \quad \alpha = 5,78 + 2,16 = 7,94\ \%,$$

und die spezifischen Investitionen

$$a = \frac{73,6 \cdot 10^6}{10,0 \cdot 10^3} = 736 \frac{€}{\text{kW}}.$$

Die variablen Betriebskosten sind absolut und spezifisch

$$K_v = 3,4 - 1,59 = 1,81 \text{ Mio.}€, \ \text{k}_\text{v} = \frac{1,81 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^3 \cdot 2000} = 0,905 \text{ ct/kWh}.$$

Für die spezifischen Jahreskosten folgt

$$\begin{aligned} c = \alpha a + k_v h &= 0,0794 \cdot 736 + 0,00905 \cdot 2000 \\ &= 58,4 + 18,1 = 76,5 \frac{€}{\text{kWa}} \end{aligned}$$

und für die Energiekosten

$$\begin{aligned} k = \frac{\alpha a}{h} + k_v &= \frac{7,94 \cdot 736}{2000} + 0,91 \\ &= 2,92 + 0,91 = 3,83 \frac{ct}{kWh}. \end{aligned}$$

2.2.5 *Einfluss der Einspeisung von Windenergie und Solarenergie*

Die hohe zeitliche und örtliche Variabilität der Windenergie, und der Solarenergie (Fotovoltaik) unabhängig vom Bedarf der Verbraucher, erschwert die Berechnung der Netzkosten für die Übertragung, die Verteilung und die Netzführung. Darüber ist Näheres in Abschn. 2.3 sowie in Band 3 Kap. 9 zu finden.

2.3 Strompreisgestaltung

In der freien Marktwirtschaft bilden sich die Preise von Handelgütern im Allgemeinen durch das Zusammenspiel zwischen Angebot und Nachfrage. Damit tragen Produktionskosten und Wertschätzung des Käufers gleichermaßen zur Preisbildung bei. Mehrere Anbieter ähnlicher oder einander substituierbarer Produkte setzen sich – einen transparenten Markt vorausgesetzt – gegenseitig einem starken Konkurrenzdruck aus. Dieser bietet eine optimale Grundlage für die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen und verhindert ungerechtfertigte Gewinne der Produzenten an ihren Produkten. Dies bringt nicht nur den einzelnen Kunden Vorteile, sondern führt auch gesamtwirtschaftlich zu einer optimalen Verteilung der Ressourcen.

In Monopolmärkten sind die beschriebenen Mechanismen der Preisbildung behindert. Die Preise orientieren sich bestenfalls an den Produktionskosten und können kaum durch den Kunden beeinflusst werden.

Bei der Elektrizitätsübertragung und -verteilung handelt es sich um ein natürliches Monopol, welches schon aufgrund der hohen wirtschaftlichen Bedeutung (Versorgungsaufgabe) in hohem Masse durch die öffentliche Hand – entweder durch Mehrheitsbeteiligungen oder durch starke regulatorische Eingriffe – kontrolliert wird. Im Zuge der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes wird nun die Elektrizitätswirtschaft in natürliche und gewachsene Monopole aufgespaltet (s. auch Abschn. 3.5).

Während weltweit in den Bereichen Produktion und Handel Konkurrenz durch regulatorische Maßnahmen eingeführt wird, kann das Monopol für Übertragung und Verteilung von Elektrizität nur schwer gebrochen werden. Die Preisbildung sollte sichdort an den Kosten orientieren und möglichst verursachergerecht ausgestaltet sein. Im Folgenden werden allgemein übliche Verfahren zur Verteilung der Netzkosten vorgestellt. Anschließend werden die Grundlagen zur Berechnung von Tarifen behandelt. Die Strompreisgestaltung im Bereich Produktion unterliegt den üblichen Marktmechanismen, welche im Abschn. 3.7 behandelt werden.

2.3.1 Verteilung der Selbstkosten

Die Herstellkosten für das Produkt elektrische Energie weisen

- energieabhängige (€/kWh) ⇒ Brennstoffkosten, ohmsche Verluste,
- leistungsabhängige (€/kW) ⇒ Auslegung der Betriebsmittel,
- von Energie und Leistung unabhängige Komponenten (€/Kunde) ⇒ Verrechnung

auf, wie übrigens auch bei den meisten anderen Wirtschaftsgütern (Abb. 2.4). Die Besonderheit der Herstellkosten für elektrische Energie ist die Langfristigkeit der Investitionen in die Produktionsmittel. Bei Freileitungen rechnet man mit Abschreibungsdauern von 40–50 Jahren. Betrachtet man zudem die Beschaffungskosten der einzelnen Betriebs-

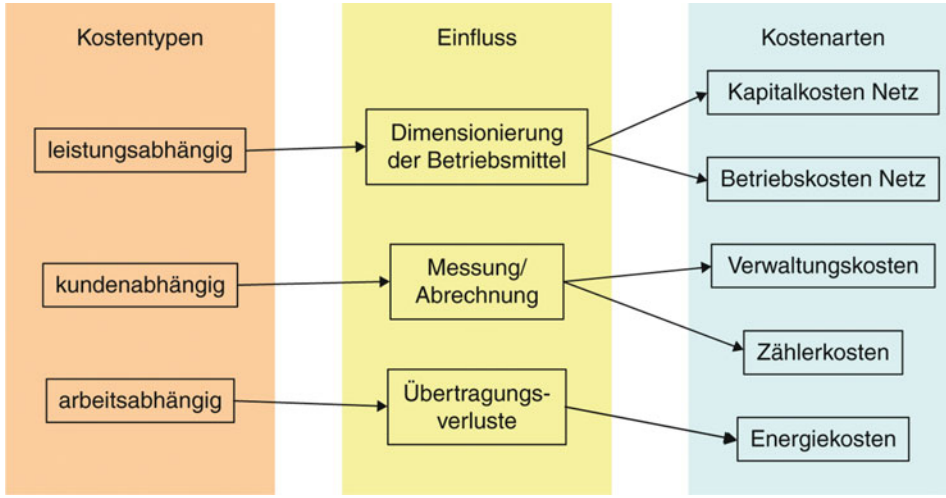


Abb. 2.4 Beeinflussung der Kostenarten durch die drei Kostentypen

mittel, so sind hohe Grundkosten und aber nur geringe leistungsabhängige Kosten zu verzeichnen, sodass der Aufbau eines parallelen Netzes oder auch nur von parallelen Leitungstrassen als unwirtschaftlich zu bezeichnen ist. Folglich ist die kurzfristige Beeinflussbarkeit der Kosten gering. Die Netzkosten des EW sind als Fixkosten anzusehen, da sie von der transportierten Strommenge kurzfristig unabhängig sind. Würde sich der Stromkonsum im Versorgungsgebiet rasch verringern, würden die Netzkosten in den nächsten Jahren davon nicht tangiert werden.

Auf der anderen Seite sind erhebliche Kostensprünge bei der Erweiterung der Kapazitäten zu erwarten. Damit ist dem Schlüssel für die Verteilung der Selbstkosten höchste Beachtung zu schenken. Die Aufgabe ist nun, den größten gemeinsamen Nenner der zum Teil gegensätzlichen Anforderungen an das Modell zu finden. Da diese Optimierungsfrage subjektiver Natur ist, findet man heute in der Praxis sehr unterschiedliche Verteilschlüssel.

Aus diesen Grundlagen lassen sich folgende Anforderungen an die Kostenzuordnungsverfahren ableiten:

- Mögliche Zuteilungskriterien: Energie, Leistung, Auslegung des Anschlusses
- Die aktuellen Kosten bilden die Basis
- Zukünftige Engpässe sowie Ausbaukosten sollten einbezogen werden.

Während die Zuordnung energie- und kundenabhängiger Kosten relativ einfach ist, benötigt man für die verursachergerechte Verteilung der leistungsabhängigen Kosten sehr detaillierte Kundeninformationen.

2.3.1.1 Modelle für die Zuordnung der Leistungskosten

Für die Verteilung der Fixkosten auf die einzelnen Kunden existieren mehrere Verfahren. Im Wesentlichen gilt das Prinzip: Je gerechter das Verfahren, desto komplizierter seine Anwendung (Tab. 2.1).

Eine triviale Lösung ist eine gleichmäßige Verteilung auf alle Netzbenutzer (lineares Verfahren). Diese Methode ist gerechtfertigt, wenn das vorhandene System stark überdimensioniert ist oder die Ausbaukosten marginal sind. In diesem Fall wäre es schon aus volkswirtschaftlicher Sicht unsinnig, eine stärkere Netznutzung zu pönalisieren. Allerdings sind Netze, welche diese Voraussetzungen erfüllen, sehr selten, sodass dieser Methode eine nur geringe Bedeutung zukommt.

Eine weitere einfache Methode ist das Energiemengenverfahren. Der Hauptvorteil der Aufteilung nach Energieverbrauch ist die gute Verfügbarkeit der notwendigen Daten, nämlich der Energiemenge pro Betrachtungsperiode. Das Energiemengenverfahren wird allerdings der zeitlichen Verteilung der Elektrizitätsnachfrage nicht gerecht. Jeder Netznutzer wird gleich belastet, unabhängig vom zeitlichen Verlauf seiner Elektritätsnachfrage, dem Lastgang. Damit ist das Verfahren weder verursachergerecht noch werden Anreize zur Verlagerung der Nachfrage geschaffen. Ein Kunde, welcher Bandenergie bezieht, wird genau gleich belastet wie ein Kunde, dessen Verbrauch sich auf wenige Stunden am Tag konzentriert, obwohl dessen Versorgung tendenziell höhere Leistungskosten verursacht.

Diesem Umstand trägt das Höchstlastverfahren Rechnung. Bei diesem Verfahren werden die Leistungskosten nach der individuellen Höchstlast der Kunden verteilt. Der Datenbeschaffungsaufwand ist etwas höher, da für die Anwendung dieses Verfahrens die Maximalleistung der einzelnen Kunden bekannt sein muss. Der Kunde bekommt Anreize, seinen Leistungsbedarf zu egalisieren. Die geringsten Kosten entstehen ihm für den Bezug eines Energiebandes.

Allerdings bestimmen nicht die individuellen Höchstlasten der Kunden die Kosten des EW, sondern die Spitzenlast im Netz. Es ist folglich verursachergerechter, wenn man die Kosten nach dem Leistungsanteil der jeweiligen Kunden an dieser Lastspitze im Netz des EW verteilt (Spitzenlastverfahren). Die gleichzeitige Aufnahme dieser Leistungswerte bei allen Kunden ist allerdings aufwendig. Zudem ist es aufgrund der Lenkungswirkung als problematisch anzusehen, wenn man Kostenverteilung von einer einzigen Stunde im Jahr abhängig macht. Will man bei der Kostenaufteilung nicht eine Stunde, sondern den Lastverlauf mit einer Vielzahl von Stunden berücksichtigen, ist das sog. Lastverlaufverfahren zu

Tab. 2.1 Kriterien zur Beurteilung der verschiedenen Verfahren

	Verfahren				
Kriterien	Linear	Energiemenge	Höchstlast	Spitzenlast	Lastverlauf
Transparent	++	+	0	–	––
Datenaufwand	++	+	0	–	––
Berechnungsaufwand	0	0	0	0	––
Verursachergerechtigkeit	––	–	0	+	++
Lenkungswirkung	––	–	0	0	++

Verbrauchsdaten der Kunden	Kunde G	Kunde S	Total
Stunde 1	0,5	0	0,5
Stunde 2	0,25	0,75	1
Energiemenge	0,75	0,75	1,5
Höchstlast	0,5	0,75	1,25
Spitzenlast	0,25	0,75	1

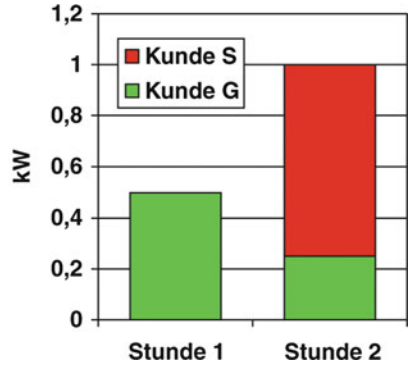


Abb. 2.5 Energie- und Leistungsdaten der Kunden

verwenden. Bei diesem Verfahren werden die Kosten gemäss dem Verlauf der Last zwischen den Kundengruppen aufgeteilt.

Lastverlaufverfahren

Die Anwendung der beschriebenen Verfahren soll nun an einem einfachen Beispiel aufgezeigt werden (Abb. 2.5). Es sind Netzkosten von 1 € auf zwei Kunden anhand ihres Lastverlaufes während zwei Stunden aufzuteilen. Während Kunde G (gleichmäßig) eine mittlere Last in Stunde 1 von 0,5 kW und von 0,25 kW in Stunde 2 aufweist, benötigt Kunde S (Spitze) nur während Stunde 2 Energie mit einer mittleren Leistung von 0,75 kW.

Beim Lastverlaufsverfahren werden die Kosten in einem vierstufigen Verfahren zugeordnet. Zunächst sind sinnvolle Leistungsbereiche (LB) zu definieren. Ihre Anzahl richtet sich nach dem Lastverlauf und der Anzahl Kundengruppen. Je ungleichmäßiger der Lastgang und je größer die Anzahl der zu unterscheidenden Kundengruppen, umso detaillierter muss der Bereich zwischen Höchstlast und Minimallast unterteilt werden. In unserem Beispiel mit zwei unterschiedlichen Stundenleistungen ist es ausreichend, mit zwei LB (0–0,5 kW und 0,5–1 kW) zu arbeiten. Da der Rechenaufwand mit der Anzahl Leistungsbereiche ansteigt, sollte man so wenige LB wie möglich definieren.

In einem zweiten Schritt werden anschließend die Kosten der Leistungsbereiche auf die Perioden aufgeteilt (Abb. 2.6). Es bietet sich hierbei eine lineare Verteilung an. Berücksichtigt man allerdings den Umstand, dass bei den Netzkosten Skaleneffekte oder spezifische Kostensprünge in Abhängigkeit der Leistung auftreten können, ist aus energiewirtschaftlicher Sicht auch eine degressive Verteilung der Kosten von Basis- zu Spitzenlast vertretbar. In unserem Beispiel wurde der Euro linear auf die beiden LB verteilt.

Da die Leistung bis 0,5 kW (LB A) in beiden Perioden benötigt wird, trägt jede Periode die Hälfte der Kosten, nämlich 0,25 €. Demgegenüber sind die Kosten des LB B ausschließlich Periode 2 zuzuordnen. Folglich trägt der Verbrauch in Periode 10,25 € und derjenige in Periode 2 0,75 €. Nach diesem dritten Schritt der Kostenverteilung erhält man den Betrag, welchen der Verbrauch in jeder Periode zu tragen hat, durch Summation der jeweils relevanten Kosten pro Leistungsbereich.

Abb. 2.6 Lastverlaufverfahren

	Leistungs-bereich (LB)	Kosten /Lb	Periode (Stunde)		Kosten /Lb u. Periode
			1	2	
	[kW]	*[€]*			*[€]*
A	0 – 0.5	0,5	X	X	0,25
B	0,5 – 1	0,5	0	X	0,5
Kosten pro Periode [€]			0,25	0,75	

Kosten pro Kunde [€]	1	2	**Summe**
Kunde G	0,25	0,19	0,44
Kunde S	0	0,56	0,56

Tab. 2.2 Kostenaufteilung gemäß den herkömmlichen Verfahren

Verfahren	Kunde G			Kunde S		
	€	€/kWh	€/kW	€	€/kWh	€/kW
Energiemenge	0,5	0,67	1	0,5	0,67	0,67
Höchstlast	0,4	0,53	0,8	0,6	0,8	0,8
Spitzenlast	0,25	0,33	0,5	0,75	1	1
Lastverlauf	0,44	0,58	0,88	0,56	0,75	0,75

Im vierten und letzten Schritt werden nun die Periodenkosten den beiden Kunden zugeordnet. Dies sind für Kunde S ¾ der Kosten der Periode 2, nämlich 0,56 €. Kunde G hat die gesamten Kosten der Periode 1 sowie ¼ des Aufwandes von Periode 2, folglich 0,44 €, zu tragen.

Dieses Verfahren basiert auf dem Lastgang der verschiedenen Kunden bzw. Kundengruppen. Während bei Großkunden der Aufwand zur Messung des individuellen Lastganges in einem angemessenen Verhältnis zum Umsatz stehen kann, sollte bei Kleinkunden aufgrund der Unverhältnismäßigkeit von Detailmessungen auf die Literatur zurückgegriffen werden.

Konventionelle Verfahren

Das Lastverlaufverfahren kann als die verursachergerechteste Methode der Umlagerung von Leistungskosten bezeichnet werden. Mit dieser „Messlatte“ sollen die Ergebnisse für die übrigen, einfacheren Verfahren nun bewertet werden (Tab. 2.2).

Das Energiemengenverfahren berücksichtigt den Zeitpunkt des Auftretens der Last nicht, wodurch Stark- und Schwachlastverbrauch gleich hoch belastet werden. Da beide Kunden den gleichen Energiebedarf von 0,75 kWh haben werden, werden beim Energiemengenverfahren jedem Kunden die Hälfte der Kosten, 0,5 €, in Rechnung gestellt. Damit entstehen beiden Kosten von je 0,67 €/kWh. Bezogen auf die maximale Leistung, ergibt sich allerdings für Kunde G mit 1 €/kW ein wesentlich höherer Leistungspreis als für Kunde S, der aufgrund seiner höheren Leistung 0,67 €/kW errechnet. Es wir deutlich,

dass mit diesem Verfahren der eigentlichen Kostenverursachung nur wenig Rechnung getragen wird. Es ist das einzige Verfahren, welches dem Kunden G gegenüber dem Lastverlaufverfahren höhere Kosten anlastet.

Beim Höchstlastverfahren bestimmt die individuelle Höchstlast der Kunden die Leistungsaufteilung. Kunde A hat seinen maximalen Leistungsbedarf von 0,5 kW in Stunde 1, demgegenüber benötigt Kunde B maximal 0,75 kW, allerdings in Stunde 2. Folglich ist dem Kunden A weniger, nur 2/5 der Kosten entsprechend 0,4 € anzulasten. Beide Kunden kommen natürlich auf den gleichen Leistungspreis. Der Energiepreis ist allerdings mit 0,8 €/kWh für Kunde B etwas höher. Das Höchstlastverfahren bringt für die Standard-Lastgänge ähnliche Resultate wie das Lastverlaufverfahren. Das Verfahren ist weniger tauglich, wenn einzelne Kunden bewusst Stromanwendungen von Starklastzeiten in Schwachlastperioden verschieben und sich dadurch aufgrund von Kumulationen ein hoher Leistungsbedarf ergibt.

Beim Spitzenlastverfahren wird die Zusammensetzung der Leistung zur Spitzenlastzeit des Versorgers ausgewertet. Dies ist in unserem Beispiel die Stunde 2. Kunde G belastet zu diesem Zeitpunkt das Netz mit 0,25 kW, die Leistung des Kunden S ist demgegenüber dreimal höher. Folglich werden dem Kunden G ¼ der Kosten angelastet, dies sind 0,25 €. Damit errechnet sich für Kunde S entweder[1] ein sehr tiefer Energiepreis von 0,33 €/kWh (Kunde S: 1 €/kWh) oder ein tiefer Leistungspreis von 0,5 €/kW (Kunde S: 1 €/kW).

Durch das Spitzenlastverfahren werden dem Kunden S, der die Netzspitzenlast maßgeblich bestimmt, verglichen mit allen anderen Verfahren, die höchsten Kosten verrechnet. Probleme in der Anwendung wird dieses Verfahren bringen, wenn der Netzlastverlauf relativ gleichmäßig ist. In diesem Fall können bereits geringe zeitliche Verschiebungen der Nachfrage erhebliche Veränderungen bei der Kostenverteilung ergeben, wenn sich z. B. die Lastspitze in eine Periode mit einer anderen Kundenstruktur verschiebt.

2.3.1.2 Verteilung der Kosten auf verschiedene Spannungsebenen

Die Selbstkosten der Versorgungsunternehmen liegen im Allgemeinen sehr differenziert vor. Mittels der besprochenen Verfahren lassen sich diese Selbstkosten innerhalb einer Spannungsebene zwischen den Kunden dieser Spannungsebene verursachergerecht verteilen. Für die Versorgung der Kunden im Feinverteilnetz werden allerdings nicht nur die Infrastruktur des Niederspannungsnetzes, sondern auch die Elemente des Mittel- und Hochspannungsnetzes benötigt.

Für die Verteilung der Kosten der oberen Spannungsebenen auf die unterlagerten Netzebenen bietet sich das Prinzip der Stufendivisionskalkulation an. In Anlehnung an den „normalen" Lastfluss im Netz vom Übertragungsnetz zum Niederspannungsnetz müssen die Kunden in den unteren Spannungsebenen die Kosten der oberen Netzebenen anteilig nach ihrem Verbrauch mittragen. Gemäß Beispiel Abb. 2.7 sind nach diesem Prinzip die Kosten des Übertragungsnetzes und des regionalen Verteilnetzes unter den drei Kunden im Verhältnis ihrer Energiedaten aufzuteilen. Die Kunden im Mittelspannungsnetz (VMS) und im rechten Feinverteilnetz (VNSr) tragen jeweils 1/4 der Kosten, die Kunden

[1] Mit „entweder oder" sei darauf hingewiesen, dass die Abrechnung je nach vereinbarter Messgröße entweder auf der bezogenen Energiemenge basiert, oder auf der bezogenen Leistung.

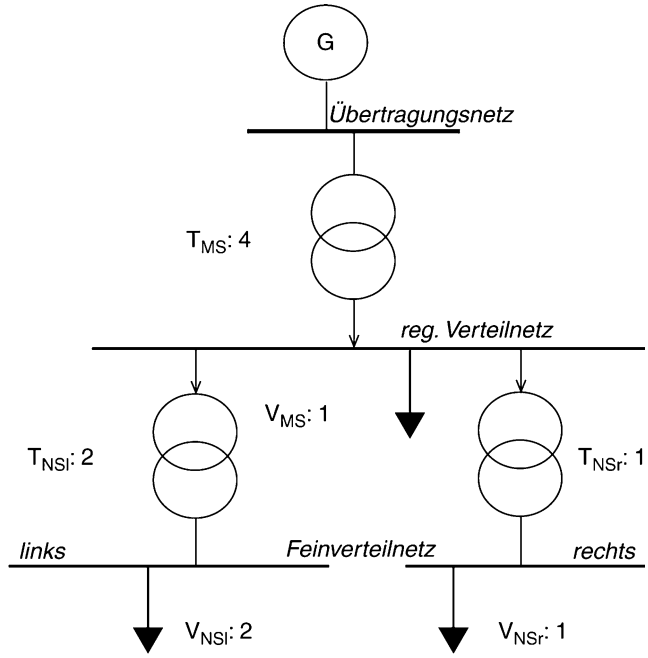


Abb. 2.7 Lastfluss zwischen den Netzen ohne Produktion im Niederspannungsnetz

Tab. 2.3 Verteilung der Kosten nach Beispiel Abb. 3.22

-	-	-	V_{MS}	V_{NSl}	V_{NSr}
Übertragung + Verteilung	(€)	12	3	6	3
Feinverteilnetz links	(€)	8	-	8	-
Feinverteilnetz rechts	(€)	6	-	-	6
Total	-	*26*	*3*	*14*	*9*

im linken Niederspannungsnetz (VNSl) die Hälfte der Kosten der oberen Spannungsebenen mit (Tab. 2.3).

Dieses Prinzip erscheint verursachergerecht und hat sich im Allgemeinen durchgesetzt. Probleme tauchen allerdings dann auf, wenn die Einspeisungen der unteren Spannungsebenen einen Einfluss auf den Lastfluss im gesamten Netz haben.

In Abb. 2.8 ist dargestellt, wie sich der Lastfluss im Netz durch eine Einspeisung im linken Verteilnetz verändert. Die Transformierung aus dem Übertragungsnetz nimmt um eine Energieeinheit ab. Vernachlässigt man bei der Kostenaufteilung die unteren Einspeisungen, so wird dies das Bruttoprinzip genannt. Die Kostenverteilung bleibt gegenüber dem vorherigen Fall unverändert. Trägt man jedoch den Einspeisungen in die unteren Spannungsebenen Rechnung, so ergibt sich für die Kunden des linken Verteilnetzes eine Entlastung von den Netzkosten. Dieses Prinzip wird allgemein als Nettoprinzip (Nettoverbrauch = Bruttoverbrauch – Eigenproduktion) bezeichnet (Tab. 2.4).

Würde die Produktion in einem Netzbereich der unteren Spannungsebenen den Verbrauch übersteigen, so wäre die Frage zu diskutieren, inwieweit die Netzkosten des

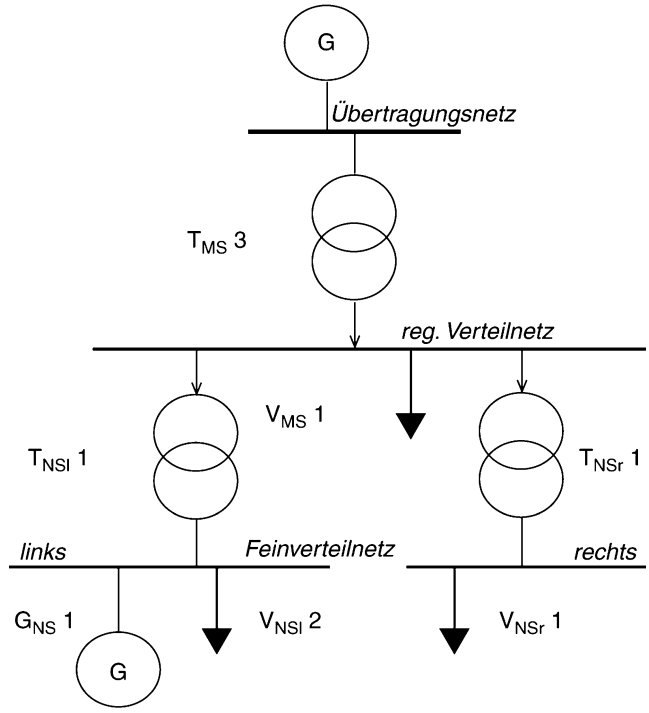


Abb. 2.8 Lastfluss zwischen den Netzen mit tiefer Produktion im Niederspannungsnetz

Tab. 2.4 Verteilung der Kosten nach Beispiel Abb. 3.23

-	-	-	V_{MS}	V_{NSl}	V_{NSr}
Übertragung + Verteilung	(€)	12	4	4	4
Feinverteilnetz links	(€)	8	-	8	-
Feinverteilnetz rechts	(€)	6	-	-	6
Total	-	*26*	*4*	*12*	*10*

Niederspannungsnetzes auch von den Kunden der übergeordneten Netzebenen zu tragen wären (Abb. 2.9).

Bei den geschilderten Beispielen wurde das Verteilkriterium „Energieeinheiten“ nicht näher umschrieben. Es bleibt die Frage im Raum stehen, welche Verbrauchsdaten für die Aufteilung der Kosten relevant sind. Für die Berechnungen können natürlich die bereits beschriebenen Verfahren, bzw. eine Kombination dieser Verfahren angewendet werden. Die Wahl des Verfahrens erfolgt also nach den individuellen Gegebenheiten. Allerdings kann das Verfahren bereits durch den Gesetzgeber vorgeschrieben werden, da man sich bei dieser Fragestellung im regulierten Bereich des liberalisierten Marktes befindet.

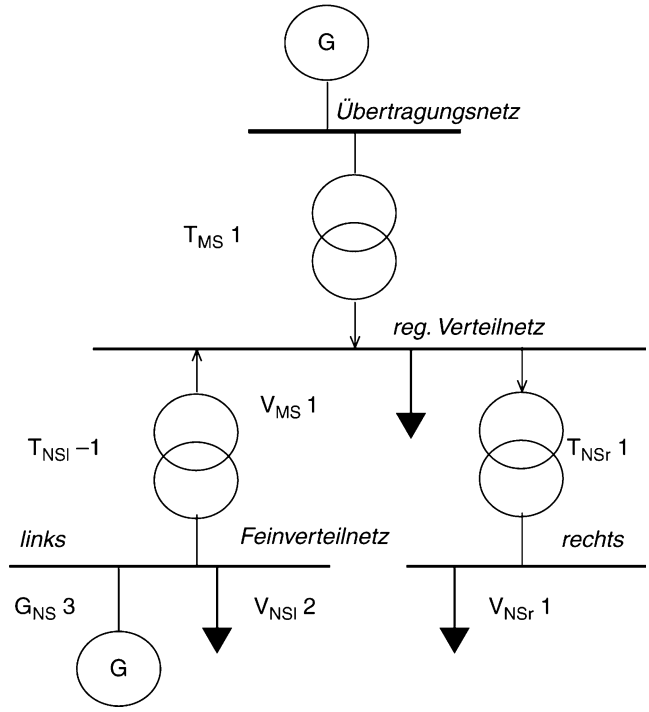


Abb. 2.9 Lastfluss zwischen den Netzen mit hoher Produktion im Niederspannungsnetz

In der Schweiz ist beispielsweise im Strom Versorgungsgesetz[2] bzw. in der korrellierenden Verordnung (StromVG/VV) vorgegeben, dass

- das Netznutzungsentgelt beim Endverbraucher und nicht beim Erzeuger erhoben werden.
- die Netznutzungentgelte in jeder Netzebene für alle gleichartigen Kunden pro Netzbetrieber einheitlich sein müssen.
- Endverbraucher die Netzkosten der Netzebene, an welcher sie angeschlossen sind, und aller überlagerten Netzebenen mittragen müssen.
- 70 % die Netzkosten sind nach dem maximalen Nettoleistungsbezug[3] und 30 % mittels der Bruttoenergieverbrauch[4] in der gleichen Periode aufzuteilen.

[2] Schweizerisches Strom VG vom 23.März 2007 SR 734.7.

[3] Die Nettoleistung lässt sich direkt an der Übergabestelle zum Kunden oder zum Nachliegernetz messen. Damit lassen sich diese Verrechnungswerte einfach ermitteln.

[4] Unter Bruttoenergie ist der effektive Endverbrauch eines Kunden bzw. eines Netzes zu verstehen. Zur Energielieferung an der Übergabestelle ist folglich die gesamte Erzeugung in einem Verteilnetz bzw. die Eigenproduktion des Kunden zu addieren.

In den Umsetzungsdokumenten der Branche zum StromVG sind zur klaren Abgrenzung 7 verschiedenen Netzebenen[5] definiert worden.

2.3.2 Stromtarife

2.3.2.1 Anforderungen

Die Anforderungen an Stromtarife sind vielschichtig. Die Tarife sollen:

- die Kosten für die Versorgung des Kunden richtig wiederspiegeln ⇒ Verursachergerechtigkeit,
- als marktwirtschaftliches Steuerinstrument dienen ⇒ Lenkungswirkung,
- mittel- bis langfristig eine gleichbleibende Struktur aufweisen, damit die Kunden gezielte Investitionen in laststeuernde Maßnahmen tätigen können ⇒ Verlässlichkeit,
- transparent, verständlich und nachvollziehbar sein ⇒ Kundenfreundlichkeit,
- dem messtechnischen und anwendungsbedingten Aufwand sowie der Größe der Kunden Rechnung tragen ⇒ Anwendbarkeit.

Ein Stromtarif kann folglich bestenfalls ein Optimum aus verschiedenen oft diametralen Anforderungen sein. Ein verursachergerechter Tarif benötigt eine Fülle von Lastinformationen (z. B. Lastverlauf), welche mit einem entsprechend hohen Messaufwand nach sich ziehen, was seine Anwendbarkeit einschränkt. Die Lenkungswirkung eines Tarifes ist eine wichtige Komponente der wirtschaftlichen Optimierung zwischen Beschaffung und Nachfrage. Die diesbezüglichen Signale eines Tarifes müssen wohlüberlegt sein, da der Kunde wiederum seinen Verbrauch an diesen Signalen orientiert. Er erwartet zu Recht langfristig stabile Tarifstrukturen, also planbare und verlässliche Tarife. Eine für den Kunden transparente Tarifstruktur fördert das Vertrauen der Kunden in seinen Versorger und trägt zur langfristigen Kundenbindung bei. Der optimale Tarif ist dementsprechend gefunden, wenn das in Abb. 2.10 dargestellte Pentagon eine möglichst grosse Fläche einnimmt.

2.3.2.2 Tarifniveau

Für das Tarifniveau sind die Spannungsebene des Bezuges und die Kundengröße, also das Volumen entscheidend. Verglichen mit dem Privatkunden im Niederspannungsnetz bezahlt der Großkunde im regionalen Verteilnetz nur knapp die Hälfte für die gleiche Energiemenge (Abb. 2.11). Diese beachtliche Preisdifferenz ist einerseits auf den hohen Aufwand für die Feinverteilung der Elektrizität, welcher dem Mittelspannungskunden nicht angelastet wird, zurückzuführen.

[5] Netzebenen: NE1 Übertragugnsnetz – NE7 Niederspanungsnetz.

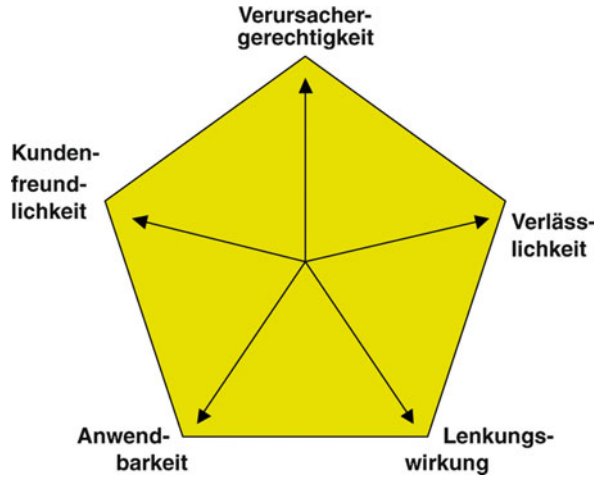


Abb. 2.10 Spannungsfeld der Tarifgestaltung

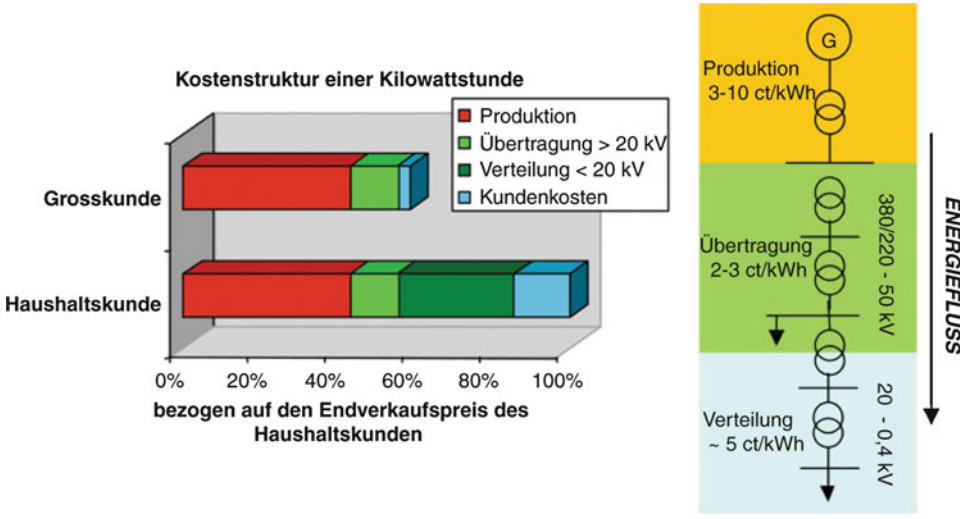


Abb. 2.11 Kostenstruktur der Stromversorgung

Andererseits steigt die Bedeutung der kundenabhängigen Kosten für Messung und Rechnungsstellung, welche weitgehend unabhängig von der bezogenen Energiemenge sind, mit abnehmendem Volumen an.

2.3.2.3 Tarifstrukturen

Elektrizitätstarife enthalten zwei bis drei Tarifelemente:

- Grundpreis (€/Jahr): Der Grundpreis deckt die kundenabhängigen Kosten ab. Dies sind im Wesentlichen die Kosten für Messung und Abrechnung bzw. Rechnungsstellung. Der Grundpreis wird jährlich oder halbjährlich verrechnet. Bei Großkunden werden auch monatliche Rechnungen mit einem entsprechenden Monatsgrundpreis erstellt. Der Grundpreis ist normalerweise für alle Kunden einer Kundengruppe gleich groß, allerdings kommen auch Grundpreisstrukturen zur Anwendung, welche nach Energievolumen gestaffelt sind.
- Energiepreis (€/kWh): Für die Tarifierung mit Energiepreis ist ein Energieverbrauchszähler notwendig. Aufwendigere Zähler, z. B. Doppeltarifzähler, lassen die Erfassung von verschiedenen Mengen zu, was die Anwendung von zwei oder mehreren Energiepreisen ermöglicht. Die Energieversorger bieten im allgemeinen Tarife mit verschiedenen Preisen für Tag- und Nachtenergie bzw. Wochenendenergie an. Aufgrund des allgemein höheren Verbrauchs im Winterhalbjahr, ist darüber hinaus eine Differenzierung zwischen Sommer- und Winterpreis angezeigt. Damit enthält das Tarifblatt unter Umständen Tarifgruppen mehrerer Energiepreise, die sich jeweils auf definierte Perioden beziehen.
- Leistungspreis (€/kW): Wie bereits erläutert, sollte dem Leistungsbedarf eine große Rolle bei der Verteilung der Netzkosten zukommen, da die Netzhöchstlast die Netzkosten maßgeblich bestimmt. Dementsprechend wäre generell aus energiewirtschaftlicher Sicht ein Tarifelement wünschenswert, das auf dem Leistungsbedarf der einzelnen Kunden basiert. Die Fakturierung nach Leistungsbezug setzt jedoch eine aufwendige Messeinrichtung voraus, so dass ein Leistungspreistarif nur bei größeren Kunden sinnvoll ist.

Tarife für Standardkunden weisen heute die beiden Tarifelemente Grundpreis und Energiepreis auf. Beim Energiepreis werden generell zwei Zeitzonen unterschieden, nämlich Hochtarif und Niedertarif. Größere Gewerbebetriebe und Industriebetriebe erhalten zusätzlich das Tarifelement Leistungspreis, der monatlich bis halbjährlich erhoben wird. Dieser Tarif wird aufgrund seiner drei Elemente Dreigliedtarif genannt. Mit Sondertarifen für abschaltbare Lieferungen ist es möglich die Lastspitze zu brechen. Die Kunden, welche diese Tarifoption annehmen, verpflichten sich, den Verbrauch nach Maßgabe des Versorgers in Engpassperioden zu reduzieren, bzw. werden durch das EVUvom Netz getrennt. Sie profitieren allerdings im Allgemeinen von wesentlich günstigeren Energie- bzw. Leistungspreisen.

2.3.2.4 Beispielrechnung eines Tarifsystems

In diesem Abschnitt soll exemplarisch das Vorgehen bei der Erarbeitung eines Tarifsystems mit Hilfe der beschriebenen Grundlagen erläutert werden.

Es werden dabei keine regulatorischen Zwänge berücksichtigt, d. h. dieses Beispiel eines Stadtwerkes wird aus der Sicht eines vertikal integrierten Unternehmens behandelt.

Tab. 2.5 Kunden des Modell-Stadtwerks

	Mittelspannung Energie/			Niederspannung Energie/			Total
	Anzahl	Kunde (MWh)	Energie/a (GWh)	Anzahl	Kunde (MWh)	Energie/a (GWh)	Energie/a (GWh)
Haushalt	-	-	-	20.000	3	60	60
Industrie	10	5000	50	50	500	25	75
Gewerbe/ Dienstl.	-	-	-	1000	50	50	50
Total			**50**			**135**	**185**

In den in Europa weitgehend liberalisierten Stromversorgungssystemen wird zumindest rechnerisches Unbundling empfohlen bzw. vorgeschrieben. Je nach den regulatorischen Vorgaben sind die länderspezifischen Aufteilungsschlüssel für die Netzkosten zu berücksichtigen, die Entgelte nach den länderspezifisch definierten Netzebenen zu strukturieren bzw. die Beschaffung getrennt auszuweisen.

Folgender Ablauf ist faktisch vorgegeben:

- Strukturierung der Selbstkosten des EW gemäss der Betriebsbuchhaltung nach Netzebene und Kundengruppe,
- Definition des Verteilmodells für die Fixkosten,
- Verteilung der Selbstkosten auf die Abgabeniveaus,
- Berechnung der Durchleitungskosten pro Kundengruppe,
- Berechnung der Tarife pro Kundengruppe.

Das Modell-Stadtwerk macht mit rund 20.000 Kunden einen Jahresumsatz von knapp 200 GWh (Tab. 2.5), wobei der Hauptteil der Energie im Niederspannungsnetz abgegeben wird. Es ist demnach zwischen drei Kundengruppen und zwei verschiedenen Netzanschlussniveaus, für welche jeweils eigene Durchleitungsgebühren und Tarife zu berechnen sind, zu unterscheiden.

Für jede Kundengruppe wurde ein Standard-Lastgang definiert. Um die Übersichtlichkeit zu erhöhen, basieren die Berechnungen nur auf vier verschiedenen Tagesganglinien je Kunde. Es wurden je zwei typische Lastgänge an einem Werktag und am Wochenende für das Sommerhalbjahr und das Winterhalbjahr verwendet (Abb. 2.12 und 2.13), stellvertretend für die 365 Tagesganglinien im Jahr. Für die Summe aller Kunden ergibt sich eine Lastspitze im Feinverteilnetz (Niederspannung) von 39,5 MW und im Übertragungsnetz (Mittel- und Hochspannung) von 68,1 MW (Abb. 3.28).

Für das Modell-Stadtwerk ergibt sich, abgeleitet aus typischen Kennzahlen, ein finanzieller Gesamtaufwand von 22 Mio. €/a (Tab. 2.6), auf welchen die nachfolgenden Rechnungen basieren. Für die Beschaffung wurden Kosten von 4 Mio. € in Form von Fixkosten und von 6 Mio. € entsprechend 3,2 c/kWh in Form von variablen Kosten angesetzt. Die Netzkosten variieren zwischen 71 €/kW im Hochspannungsnetz und 272 €/kW im aufwendigeren Feinverteilnetz.

Während die Energiekosten energieproportional (ct/kWh) verteilt werden, muss für die Aufteilung der Fixkosten ein Verteilschlüssel (s. Abschn. 2.3.1) verwendet werden. Da das Modell-EW keine Kunden direkt ab dem Übertragungsnetz versorgt, sind gemäß den Überlegungen zum Stufendivisionsverfahren die Fixkosten der Energiebeschaffung sowie

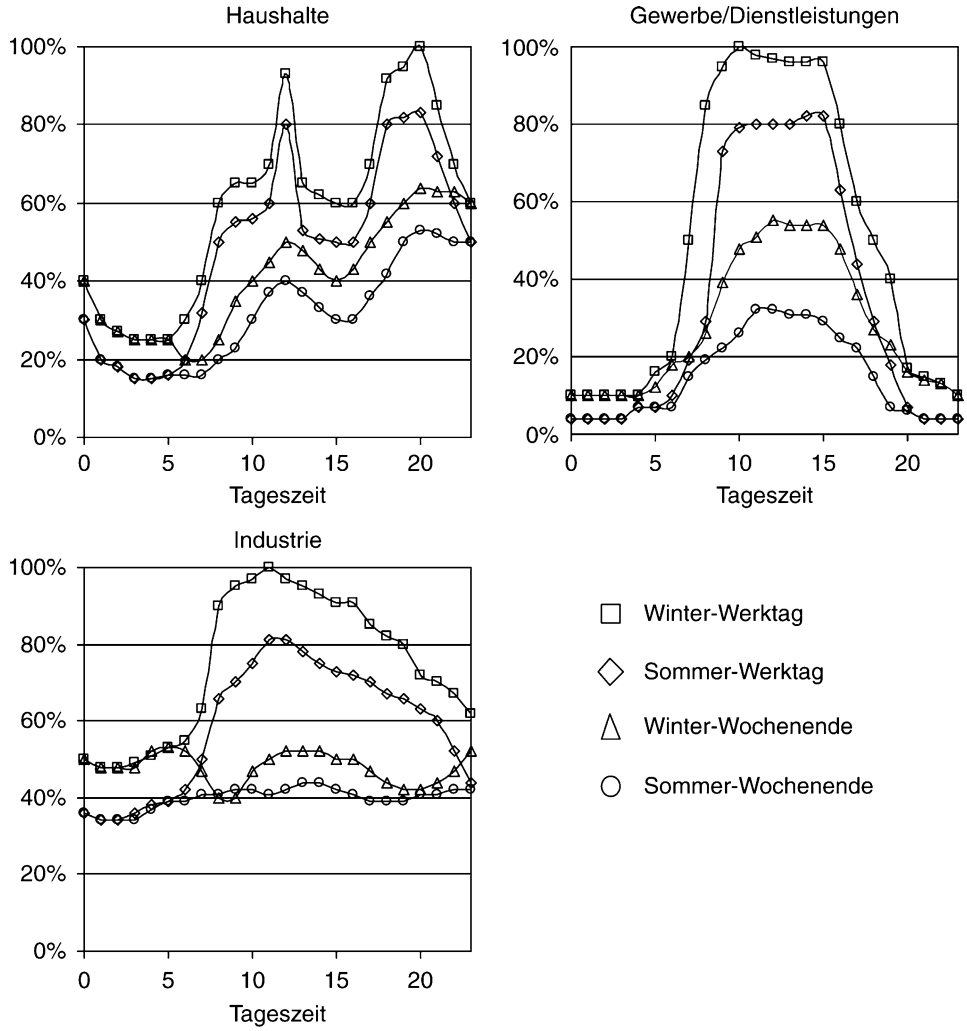


Abb. 2.12 Lastganglinien der 3 Kundengruppen

diejenigen der beiden oberen Netzebenen auf alle Kunden zu verteilen. Die Kosten des Feinverteilnetzes werden ausschließlich dem Niederspannungskunden angelastet.

Die Tab. 2.7 zeigt die Bandbreite bei der Aufteilung der Fixkosten, welche sich durch die Anwendung der unterschiedlichen Verfahren ergibt. Für die Niederspannungskunden bildet das Kriterium Energiemenge die günstigste Variante, während der Mittelspannungskunde mit der Aufteilung nach Spitzenlastanteilen am günstigsten fährt.

Das Ergebnis weist darauf hin, dass der Leistungsbedarf des Mittelspannungskunden gerade während der Netzhöchstlast unterproportional und sein Lastgang im Vergleich zur Summenlast der Niederspannungskunden gleichmäßiger ist. Insgesamt erscheint der Einfluss der Verteilmethode relativ gering. Die Bandbreite der Resultate steigt allerdings mit

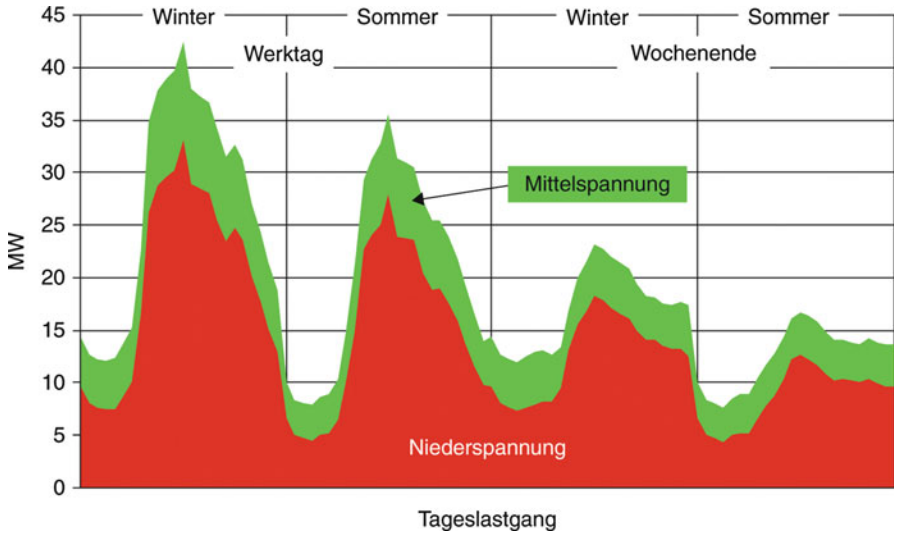


Abb. 2.13 Lastverlauf im Mittel- und Niederspannungsnetz

Tab. 2.6 Selbstkosten des Modell-Stadtwerks

-	-	GWh	ct/kWh	MW	€/kW
Beschaffung					
Fixkosten	4 (Mio. €)	185	2,2	42	94
variable Kosten	6 (Mio. €)	185	3,2	42	142
Netze					
Übertragungsnetz (HS)	3 (Mio. €)	185	1,6	42	71
Grobverteilnetz (MS)	5 (Mio. €)	185	2,7	42	118
Feinverteilnetz (NS)	9 (Mio. €)	135	6,7	33	272
Total	**22**				

Tab. 2.7 Verteilung der Kosten zwischen den Kunden im (MS) Mittel- und Niederspannungsnetz (NS)

Aufteilung der Fixkosten HS, MS und Beschaffung	MS (%)	NS (%)
Energiemengenverfahren	27	73
Höchstlastverfahren	24	76
Spitzenlastverfahren	22	78
Lastverlaufverfahren	26	74

der Verschiedenartigkeit der Lastprofile der Kunden an. Folglich kommt der Wahl des Verfahrens dann eine hohe Rolle zu, wenn für vertraglich definierte Lastprofile (Energiebänder, Mittagsspitzen) Netzbenutzungsgebühren berechnet werden müssen.

Wendet man das Lastverlaufverfahren an und berücksichtigt man, dass die Niederspannungskunden die gesamten Kosten des Feinverteilnetzes tragen, ergibt sich die in Tab. 2.8 dargestellte Verteilung der Fixkosten.

Tab. 2.8 Verteilung der Gesamtkosten auf die Kunden im Mittel- und Niederspannungsnetz nach dem Lastverlaufverfahren

		Kunden	
		MS	NS
Beschaffung	(Mio. €)	1,0	3,0
Übertragungsnetz (HS)	(Mio. €)	0,8	2,2
Grobverteilnetz (MS)	(Mio. €)	1,3	3,7
Feinverteilnetz (NS)	(Mio. €)	-	9,0
Summe		3,1	17,9
	(€/kW)	322	542
	(ct/kWh)	6,1	13,3

Tab. 2.9 Tarife auf Basis des Lastverlaufverfahrens

		Niederspannung			MS
		Haushalt	Gew/D1	Industrie	Industrie
Grundpreis	(€/a)	100	100	300	1000
Leistungspreis	(€/kW/a)	0	0	161	54
Energiepreis: Wi/HT	(ct/kWh)	21,4	23,4	12,4	6,3
Energiepreis: Wi/NT	(ct/kWh)	11,4	11,8	7,2	4,6
Energiepreis: So/HT	(ct/kWh)	14,4	15,6	8,9	5,1
Energiepreis: So/NT	(ct/kWh)	10,7	11,0	7,0	4,5

Die Mittelspannungskunden werden insgesamt mit 3,1 Mio. € belastet. Für die Niederspannungskunden ergibt sich ein Gesamtbetrag in Höhe von 17,9 Mio. €. Legt man diese Kosten auf die Höchstlast der Kunden um, ergeben sich 322 €/kW (MS) bzw. 542 €/kW (NS). Bezogen auf die Energiemenge sind dies 6,1 ct/kWh (MS) bzw. 13,3 ct/kWh (NS). Die bezogenen Werte machen deutlich, dass ein Niederspannungskunde im Vergleich zu einem Mittelspannungskunden in etwa mit den doppelten Fixkosten für Netznutzung und Beschaffung rechnen muss.

Die Aufteilung der Selbstkosten nach der gewählten Methode bildet nun die Basis für die Tarifgestaltung. Die Tarife in Tab. 2.9 enthalten die Beschaffungskosten sowie die gesamten Netzkosten. Es lassen sich allerdings auch anhand der detaillierten Grundlagen für jeden Kunden und für jede Netzebene differenzierte Durchleitungstarife berechnen.

Für den Haushaltskunden und für das Gewerbe wurde ein Zweigliedtarif mit einem Grundpreis und einem Energiepreis berechnet. Bei den Industriekunden wurde aufgrund der höheren Last pro Anschluss eine Leistungsmessung vorgesehen, wodurch die Anwendung eines Dreigliedtarifes mit einer zusätzlichen Leistungskomponente möglich ist.

Die kundenabhängigen Kosten für Energiemessung und Energieabrechnung führen direkt zum jeweiligen Grundpreis je Kundengruppe. Im Energiepreis sind die variablen Beschaffungskosten und die Fixkosten zusammengefasst. Beim Leistungspreistarif wurde allerdings nur die Hälfte[6] der Fixkosten in den Energiepreis eingerechnet. Die andere

[6] Bei der Verteilung der Fixkosten auf Energie- und Leistungspreis ist man aus energiewirtschaftlicher Sicht relativ frei. Die wesentlichen Kriterien sollten die erwünschte Lenkungswirkung des Tarifes sowie das subjektive Empfinden des Kunden sein.

Hälfte wird über den Leistungspreis verrechnet. Das Tarifsystem enthält für alle Kunden vier Energiepreise. Es wurde zwischen Stark- und Schwachlastzeiten[7] des Tages bzw. der Woche unterschieden, wobei zusätzlich dem saisonalen Lastverlauf durch differenzierte Winter- und Sommerpreise Rechnung getragen wurde. Die jeweilige Differenzierung wurde ebenfalls über das Lastverlaufverfahren ermittelt.

Bei der Berechnung des Leistungspreises ist zu berücksichtigen, dass sich die Kunden innerhalb einer Kundengruppe bereits verschachteln. Dadurch ist die Höchstlast der Kundengruppe wesentlich geringer als die Summe der Höchstlasten der einzelnen Kunden. Bei der Berechnung der Höhe des Leistungspreises der Industriekunden wurde ein Verschachtelungsfaktor von 2[8] angenommen.

Die Resultate in Tab. 2.9 machen den hohen Niveauunterschied zwischen den Mittelspannungs- und Niederspannungstarifen deutlich. Die Leistungspreise liegen um den Faktor 3 auseinander. Die Energiepreise unterscheiden sich im Durchschnitt innerhalb der gleichen Kundengruppe nur um den Faktor 2, da sowohl bei den Niederspannungstarifen als auch bei den Mittelspannungstarifen die variablen Beschaffungskosten einen gemeinsamen Sockel darstellen. Besonders auffällig ist die starke Differenzierung der Energiepreise innerhalb einer Kundengruppe. Für Haushaltskunden und Gewerbebetriebe ist der Energiepreis um die Mittagszeit im Winter mehr als doppelt so hoch wie an einem Wochenende im Sommer. Beim Leistungspreistarif erscheint die Differenzierung zwischen den Tarifperioden geringer. Da die Höchstlast des Kunden im Allgemeinen in der Hochtarifperiode des Winters auftritt, sind die Leistungskosten dieser Periode anzulasten. Dadurch nimmt die Differenzierung zwischen den Tarifzeiten effektiv zu.

Literatur

Erdmann G (1992) Energieökonomik. vdf Hochschulverlag, Zürich/Teubner/Stuttgart

Kugeler K, Phlippen PW (1993) Energietechnik. Springer, Berlin/Heidelberg/New York/London/Paris/Tokyo

Spreng D (1995) Graue Energie. vdf Hochschulverlag, Zürich/Teubner/Stuttgart

[7] Als Hochtarifzeit (Starklastzeit) wurde der Werktag zwischen 600 und 2200 Uhr definiert. Die Niedertarifzeit (Schwachlastzeit) umfasst die Nachtstunden des Werktages sowie das gesamte Wochenende.

[8] Die Summe der Höchstlasten der einzelnen Kunden entspricht dem Doppelten der Höchstlast der Kundengruppe.

Kapitel 3
Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung

Die Abschn. 3.1, 3.2, 3.3 und 3.4 befassen sich mit der Entwicklung des Verbrauchs und dessen klassische Deckung mit hydraulischen (Kap. 4) und thermischen Kraftwerken (Kap. 5), die heute den weit größten Teil der Elektrizität liefern. Andere Methoden der Stromerzeugung werden in Teil III behandelt. Alle mit der Liberalisierung der Elektrizitätsversorgung zusammenhängenden Aspekte werden in den Abschn. 3.5 bis 3.8 eingehend erörtert.

Die Elektrizitätswirtschaft befindet sich auf Grund der weltweiten Liberalisierung in einer Umbruchphase. Die sich mit der Einführung des Wettbewerbs stellenden Fragen und deren mögliche Auswirkungen sowie die Funktionsweise liberalisierter Elektrizitätsmärkte und das damit verbundene Risikomanagement. werden im Detail in den Abschn. 3.5, 3.6, 3.7 und 3.8 besprochen.

3.1 Verbrauch elektrischer Energie

Der Verbrauch an elektrischer Energie hat in den letzten 50 Jahren in allen Industrieländern stark zugenommen. In der Schweiz betrug der *Endverbrauch* im Jahre 2013 rund 59.300 GWh oder 7335 kWh/Kopf. Werden zum Endverbrauch die Netzverluste addiert, so ergibt sich der *Landesverbrauch*, dessen Zunahme seit 1950 in Abb. 3.1 dargestellt wird. Die Stagnation zu Beginn der 90er-Jahre war die kumulierte Folge wirtschaftlicher Rezession und relativ milder Winter. Die Auswirkung der Rezession des Jahres 2009 ist ebenfalls deutlich sichtbar. Die Netzverluste machen rund 7 % des Landesverbrauchs aus. Für die analoge Entwicklung in Deutschland und weltweit s. z. B. (IEA 2015; Kugeler und Phlippen 1993).

Tab. 3.1 zeigt den europaweiten Stand 2013 des Endverbrauchs und die Entwicklung seit 1990. Mit Ausnahme von Skandinavien liegen alle Länder im Pro-Kopf-Endverbrauch zwischen 4700 und 7500 kWh. Die Gründe für die wesentlich höheren Werte der skandinavischen Länder sind: das strenge Klima, der hohe Anteil der elektrischen Energie am Energieverbrauch durch Elektroheizung (in Norwegen z. B. 47 %, im

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_3

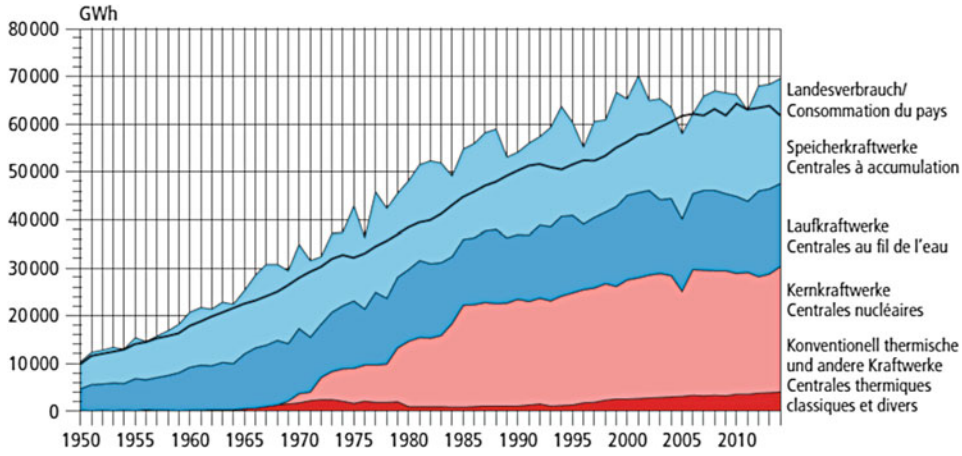


Abb. 3.1 Entwicklung des Landesverbrauchs an elektrischer Energie in der Schweiz und dessen Deckung seit 1950 (Energie 2015a)

Tab. 3.1 Stromverbrauch (Landesverbrauch) 2007 und Zunahme des Verbrauchs pro Kopf einiger Länder Europas [3.2, 3.4] neu, s. neue Bilder und Tabelle n

Land	Verbrauch (GWh)	Einwohner in 1000	Verbrauch/Kopf (kWh)	Zunahme (%)
Norwegen	110.640	4670	23.692	17
Schweden	132.860	9140	14.536	29
Finnland	86.085	5270	16.335	96
Schweiz	57.432	7619	7538	25
Belgien	82.879	10.540	7863	63
Frankreich	425.897	63.030	6757	46
Österreich	57.459	8260	6956	45
Deutschland	530.427	82.370	6440	14*
Niederlande	106.836	16.460	6491	64
Großbritannien	341.957	60.800	5624	25
Italien	308.869	58.770	5256	65
EU-15	2.503.863	391.200	6400	51

*1980: nur alte Bundesländer

Vergleich zu 21 % in der Schweiz) und die überdurchschnittlich vertretenen Industriebranchen mit hoher Energieintensität. In der Schweiz sind diese Industrien eher untervertreten, was z. B. im hohen Importsaldo an grauer Energie zum Ausdruck kommt (s. Abschn. 3.3). Auch die Zunahmeraten seit 1990 weisen deutliche Unterschiede auf, von 84 % (Spanien) bis 4 % (Schweden), mit einem EU-15-Durchschnitt von rund 30 %.

3.1.1 Struktur des Energieverbrauchs

Die Aufteilung des Stromverbrauchs nach Kundenkategorien am Beispiel der Schweiz zeigt Abb. 3.2 für 2013. In den letzten 20 Jahren haben sich vor allem der

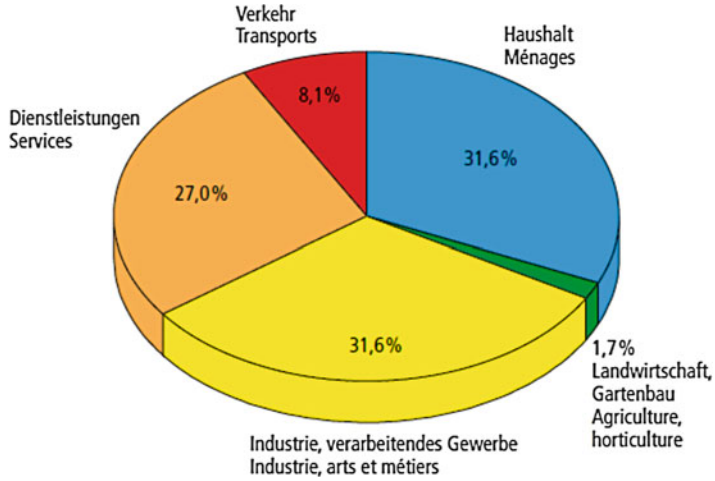


Abb. 3.2 Stromverbrauch der Schweiz in 2009 nach Kundenkategorien (Energie 2014)

Haushalts- (1984: 28,7 %) und der Dienstleistungsbereich (1984: 23,2 %) auf Kosten der anderen Bereiche ausgeweitet. Für Deutschland und weltweit s. (IEA 2015).

3.1.2 Schwankungen des Energiebedarfs

Da Energie im Netz nicht gespeichert werden kann, muss die Energieerzeugung ständig dem Energiebedarf angepasst werden. Für die kurz- und mittelfristige Planung des Kraftwerkeinsatzes ist es notwendig, die Schwankungen des Energiebedarfs zu kennen. Dessen typisches Verhalten sei am Beispiel der Schweiz aufgezeigt.

Es wird unterschieden zwischen *saisonalen*, *wochenendbedingten* und *tageszeitlichen* Verbrauchsschwankungen. Im *Winter* ist im Jahresvergleich der Verbrauch, wie in Abb. 3.3 dargestellt, aus klimatischen Gründen, aber auch weil die Hauptferienzeit in den Sommer fällt, deutlich höher. Relativ zum Jahresmittelwert betrugen die max. Abweichungen der monatlichen Mittelwerte im Jahr 2009 + 18 % und – 9 %. Der Klimawandel könnte diese Tendenzen reduzieren oder gar umkehren. Im Jahr 1997 waren die Abweichungen ausgeprägter, wie von Abb. 3.3 veranschaulicht.

Am *Wochenende* ruht teilweise die wirtschaftliche Aktivität, und die entsprechende Reduktion des Verbrauchs hat sich seit 1960 gemäß Abb. 3.4 entwickelt. Die Prozentzahlen stellen das Verhältnis zwischen Wochenend- und Mittwochverbrauch dar. Man beachte die auch soziologisch interessante steigende Tendenz des Wochenendverbrauchs (im Sommer nur bis Ende der 80er-Jahre), begleitet während der 60er- und 70er-Jahre von einer progressiven Verwischung des Unterschieds zwischen Samstag und Sonntag.

Für die rasche Anpassung der Leistung an die Last (Leistungsregelung der Kraftwerke) sind die *tageszeitlichen Schwankungen* des Verbrauchs von Bedeutung. Abb. 3.5 zeigt für vier Werktage der Monate März, Juni, September und Dezember 2013 den typischen Verlauf des Landesverbrauchs und der Belastung durch Speicherpumpen in der Schweiz.

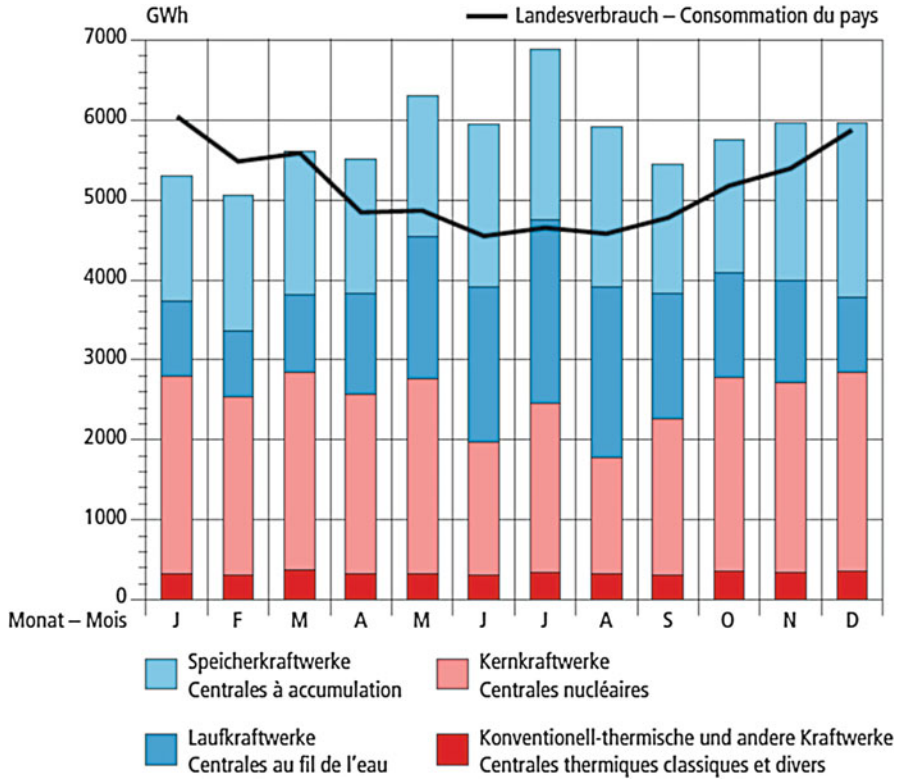


Abb. 3.3 Saisonale Schwankungen des monatlichen Landesverbrauchs in der Schweiz im Jahr 2014 und dessen Deckung (Energie 2015a)

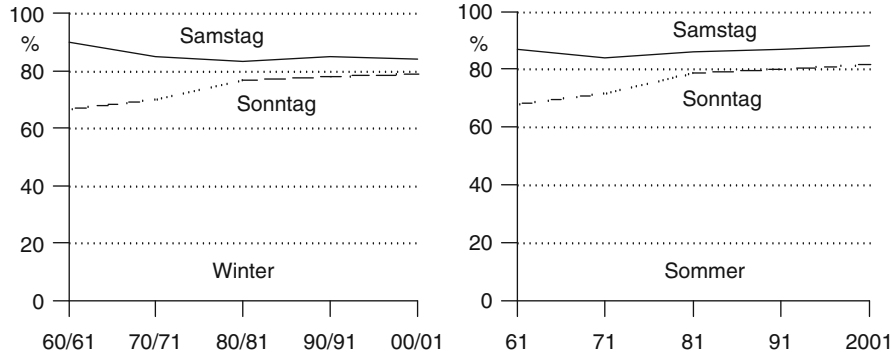


Abb. 3.4 Verhältnis von Wochenend- und Mittwochverbrauch seit 1960 in der Schweiz

Deutlich erkennbar ist die wesentlich höhere Belastung im Dezember (Spitzenleistung gut 10.000 MW). In diesem Monat ist mit einem Importsaldo zu rechnen, während im Sommer die Energiebilanz Exportsaldi aufweist. Der Tagesgang der Ein- und Ausfuhrsaldi ist in Abb. 3.5 ebenfalls zu erkennen.

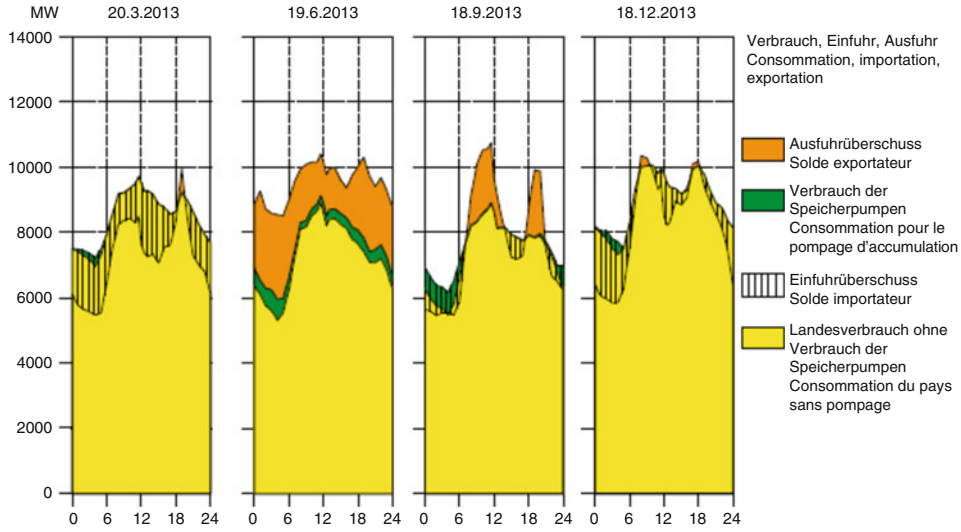


Abb. 3.5 Tageszeitlicher Verlauf (dritter Mittwoch des Monats) der Gesamtbelastung des schweizerischen Netzes sowie Import-/Exportsaldi (Energie 2014)

3.2 Deckung des Elektrizitätsbedarfs

3.2.1 Kraftwerkarten

Elektrizität wird *weltweit* fast ausschl. aus *fossilen* und *nuklearen Brennstoffen* sowie *Wasserkraft* erzeugt. Die restlichen Energieträger, wie Geothermie, Biomasse, Gezeiten, Wind und Solarstrahlung, tragen vorläufig nur wenig jedoch mit steigender Tendenz zur Elektrizitätsproduktion bei (2013: 5,3 %). Die Beiträge dieser Energien zur Deckung des Primärenergiebedarfs sind z. B. in den Szenarien der IEA (Referenz-, Alternativ- und 450-Szenario, Kap. 1) für 2030: 7 %, 10 % bzw. 19 %. Im Klimaschutzszenario des Autors sind es 21 % (Crastan 2014).

Bei den Wasserkraftwerken wird unterschieden zwischen:

- Laufkraftwerken
- Speicherkraftwerken mit Tages-, Wochen-, Jahres- und Mehrjahresspeicherung. Als besondere Art von Speicherkraftwerken sind die Pumpspeicherwerke zu erwähnen;

(Näheres in Abschn. 3.3 und Kap. 4).

Die thermischen Kraftwerke werden unterteilt in:

- Dampfkraftwerke (mit fossilen und nuklearen Brennstoffen)
- Gasturbinenkraftwerke
- Dieselkraftwerke;

(Näheres in Abschn. 3.4 und Kap. 5).

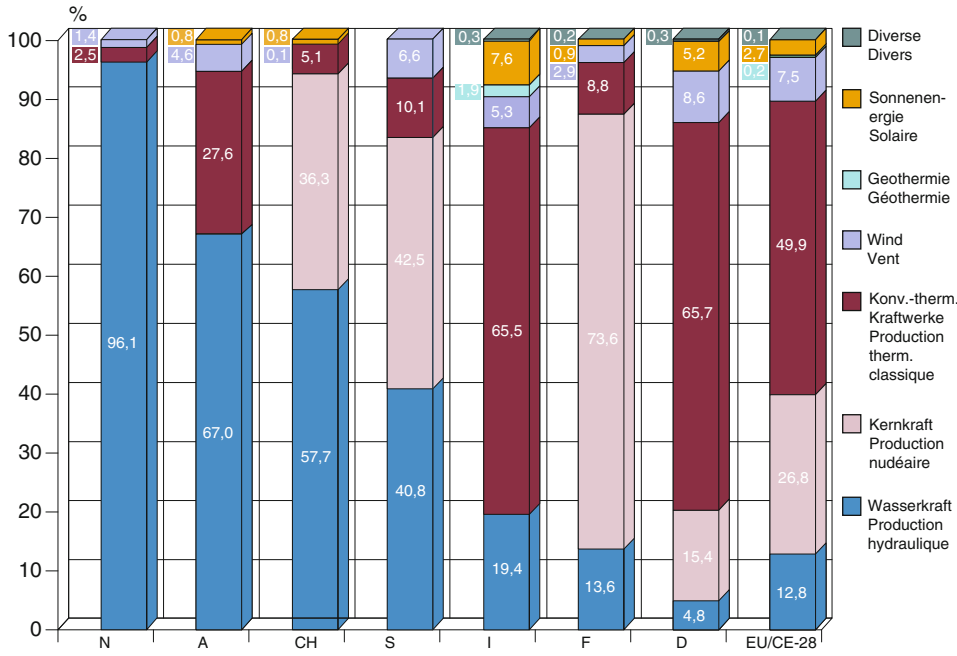


Abb. 3.6 Erzeugungsstruktur einiger europäischer Länder 2014 (Energie 2015b)

Den Anteil der verschiedenen Kraftwerktypen an der Deckung des Elektrizitätsbedarfs der *Schweiz* und dessen Entwicklung seit 1950 zeigt Abb. 3.1 Die Elektrizitätserzeugung beruhte bis in die 60-er-Jahre einzig auf der Wasserkraft. Erst im Laufe der 70er-Jahre kam durch den Einsatz der Kernenergie ein bedeutender Anteil an thermischen Kraftwerken dazu.

In *Europa* treten alle Varianten auf (Abb. 3.6), von der nahezu rein hydraulischen Produktion Norwegens bis zur weitgehend fossil-thermischen Produktion in Deutschland (erneuerbar: 5 % Wasserkraft, 9 % Windenergie, 5 % Solarenergie). Der Anteil der Kernenergie ist aus Gründen der unterschiedlichen politischen Akzeptanz sehr verschieden. Er betrug 2014: 74 % in Frankreich, 43 % in Schweden, 36 % in der Schweiz, 15 % in Deutschland, 0 % in Italien und Österreich und 27 % im EU-Durchschnitt.

3.2.2 Kraftwerkeinsatz

Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt in einem *vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen* (Abschn. 3.5) nach den klassischen Kriterien der wirtschaftlichen Betriebsoptimierung (Band 3). Mittelfristig, d. h. jahreszeitlich, geht es darum, das örtlich und zeitlich veränderliche Wasserdargebot optimal einzusetzen und auszugleichen und den Einsatz der thermischen Kraftwerke bzgl. Unterhalt und Revision zu

planen. Kurzfristig, d. h. tageszeitlich, stehen die Fragen der Regelung, Sicherheit, Brennstoffkosten- und Verlustminimierung im Vordergrund.

Durch die Liberalisierung verschiebt sich die Optik etwas, doch die Grundverfahren bleiben dieselben. Dasselbe gilt bei verstärktem Einsatz der stark veränderlichen Wind- und Solarenergie (zur Vertiefung siehe die Abschn. 3.5, 3.7, 3.8 und Band 3, Kap. 9).

3.2.2.1 Jahreszeitlicher Einsatz der Kraftwerke

Die bisherigen Verhältnisse in der Schweiz werden in Abb. 3.3 für das Jahr 2014 veranschaulicht. Im *Sommer* kann durch die Laufkraftwerke knapp die Hälfte des Landesbedarfs gedeckt werden (das Jahr 2014 lag bzgl. Wasserdargebot nicht weit vom langjährigen Durchschnitt). Den Rest liefern die *Kernkraftwerke*, die das ganze Jahr mit konstanter Leistung fahren, aber in den Sommermonaten alternierend abgestellt werden, um Brennstoffwechsel und Revisionsarbeiten zu ermöglichen. Die *Speicherkraftwerke* dienen dann außer zur Regelung auch als Reserve und dem Export von Spitzenenergie.

Ganz anders die Situation im *Winter*. Trotz vollem Einsatz der thermischen Kraftwerke ist auf Grund des zurückgehenden Laufwasserangebots die volle Produktion aus den Speicherkraftwerken nötig, um den Landesbedarf zu decken.

Wird das energiepolitische Ziel einer im *Wintersemester möglichst ausgeglichenen Import-/Exportbilanz* angestrebt, muss sich der Ausbau der Kraftwerkkapazität nach den Bedarfs- und Wasserdargebotsprognosen für den Winter richten. Im Rahmen der europaweiten Liberalisierung könnten im Prinzip energiepolitische Forderungen bzgl. Selbstversorgungsgrad wegfallen. Aber ökologische Erwägungen, vor allem die CO_2-Emissionen betreffend, raten für die kommenden Jahrzehnte zur Vorsicht.

3.2.2.2 Tageszeitlicher Einsatz der Kraftwerke

Den prinzipiellen Einsatz der Kraftwerke zur Deckung des täglichen Energiebedarfs zeigt Abb. 3.7 Betrieblich werden je nach Größe der Tagesbenutzungsdauer *h Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke* unterschieden. Nachfolgend aufgeführte technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte sind maßgebend.

Technische Aspekte In *Laufkraftwerken* richtet sich die Leistung nach der verfügbaren Wassermenge, die innerhalb eines Tages ziemlich konstant bleibt. Die Laufkraftwerke werden demzufolge im unteren Teil des Leistungsdiagramms einen wichtigen Beitrag zur Deckung der *Grundlast* liefern. Eine rasche Regelung der Leistung durch Änderung des Gefälles (Wasserspiegel), also Speicherung im Stundenbereich, und somit ein gewisser Beitrag zur *Mittellas*t ist möglich. Wasserturbinen eignen sich bestens dazu (s. für die Schweiz Abb. 3.8).

Speicherkraftwerke und *Pumpspeicherkraftwerke* sind dank des Speichers, aber auch auf Grund der kurzen Anlaufzeiten und der raschen Regelbarkeit hervorragend zur Deckung der *Spitzenlast* und zum Ausgleich von *variablen erneuerbaren Energiequellen* geeignet. Sie kommen deshalb zuoberst im Leistungsdiagramm zum Einsatz (Abb. 3.8).

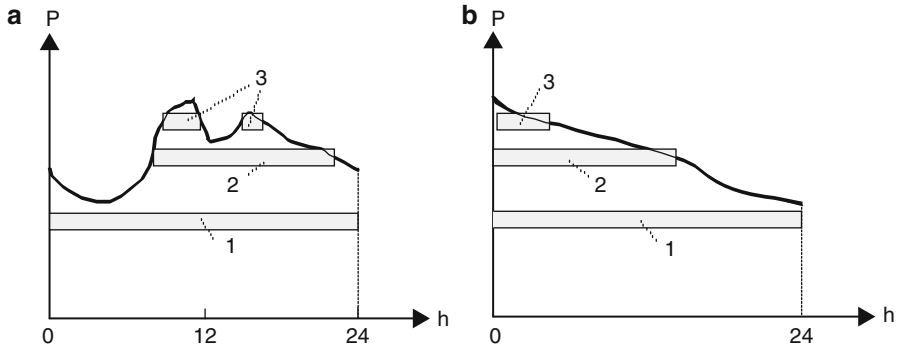


Abb. 3.7 **a** Tagesleistungsdiagramm **b** Tagesdauerlinie 1 Grundlastkraftwerk 2 Mittellastkraftwerk 3 Spitzenlastkraftwerk

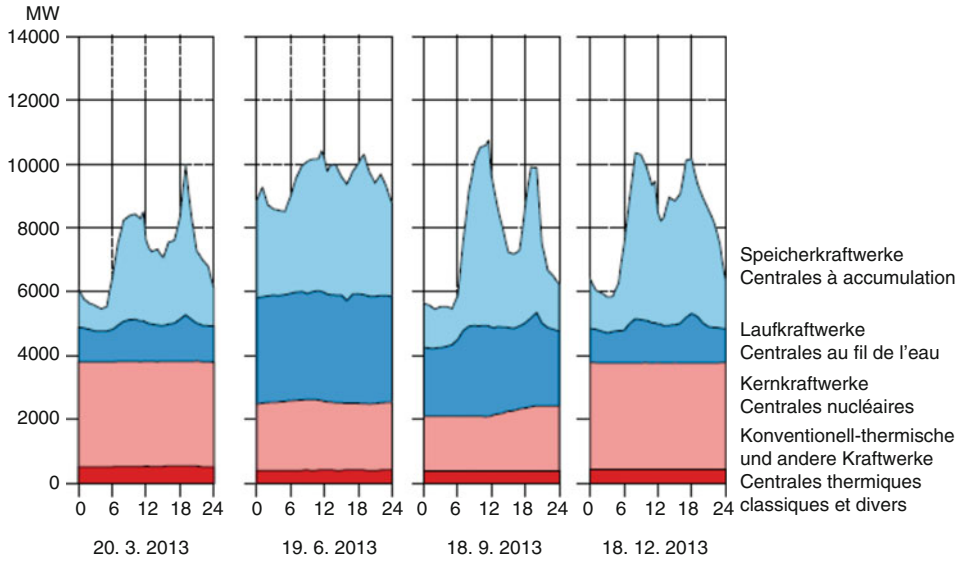


Abb. 3.8 Typischer tageszeitlicher Verlauf der Energieerzeugung schweizerischer Kraftwerke nach (Energie 2014)

Die verbleibende Lücke, wenn vorhanden, muss durch *thermische Kraftwerke* gedeckt werden. Die Regelbarkeit thermischer Anlagen ist sehr unterschiedlich: *Gasturbinen* und *Dieselkraftwerke* können rasch an den Bedarf angepasst und deshalb auch zur Deckung von *Spitzenlast* eingesetzt werden. *Dampfkraftwerke* und ganz besonders *Kernkraftwerke* sind träge und werden zur Deckung der *Grundlast* verwendet. *Kombikraftwerke* (kombinierte Gas-Dampfkraftwerke) eignen sich in idealer Weise zur Deckung der *Mittellast* (Näheres in Kap. 5).

Wirtschaftliche Aspekte Die Benutzungsdauer der installierten Leistung bestimmt in hohem Masse die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks. Je größer die Benutzungsdauer, umso weniger fallen die festen und umso mehr die variablen Kosten ins Gewicht (Abschn. 7, Abb. 3.3). Betrieblich sind die *variablen Kosten* maßgebend. Von unten nach oben (Abb. 3.7) werden zuerst die verfügbaren Kraftwerke mit den kleinsten variablen Kosten (im Wesentlichen Brennstoffkosten) eingesetzt, welche die jeweils erforderlichen technischen Kriterien (Regulierbarkeit) erfüllen, und erst dann, wenn nötig, die mit den teueren variablen Kosten: In Deutschland z. B. von unten nach oben i. d. R.: Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Heizöl, Erdgas, Speicherwasser, Spitzenenergieimporte, wobei die Reihenfolge, je nach Marktpreis des jeweiligen Energieträgers, sich auch ändern kann.

3.2.3 Wasserspeicherung

Die große Bedeutung der Speicherkraftwerke zur *Deckung der Spitzenlast* wurde in Abschn. 3.7 hervorgehoben. Dazu eignen sich Tages-, Wochen- und Jahresspeicherwerke. Letztere haben gleichzeitig die Aufgabe, den erheblichen *Unterschied im Wasserdargebot* alpiner Gewässer zwischen Sommer und Winter auszugleichen. Erschwert wird diese Aufgabe durch die große Variabilität des Wasserdargebots. Die Indizes in Abb. 3.9 geben Auskunft (jeweils für das hydrologische Jahr, beginnend am 1. Oktober) über die globale Erzeugungsmöglichkeit der schweizerischen Wasserkraftwerke, relativ zum langjährigen Mittel von 1960 bis 2000 (Energie 2001). Dazu ist zu bemerken, dass die Variabilität noch größer ist, wenn monatliche und regionale Werte betrachtet werden. Eine Tendenz zu feuchteren Jahren als Folge des klimatischen Wandels ist deutlich zu erkennen. Das totale Speichervermögen der schweizerischen Jahresspeicher betrug im Jahre 2014 rund 8800 GWh. Den Jahresverlauf des Speicherinhalts zeigt Abb. 3.10 (Energie 2015b).

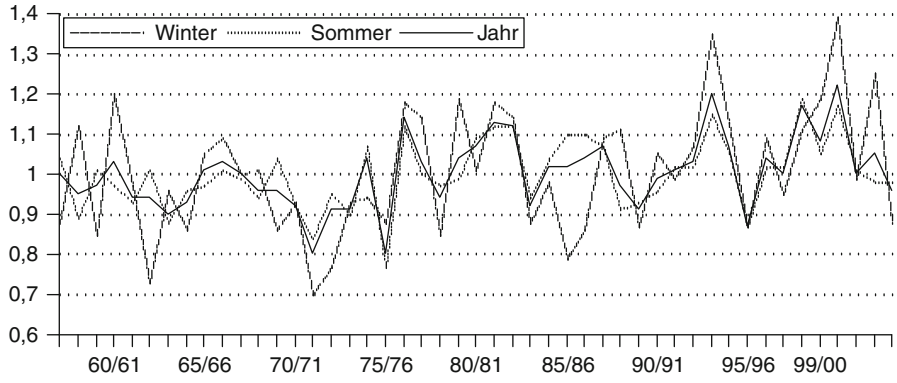


Abb. 3.9 Indizes der Erzeugungsmöglichkeit schweizerischer Wasserkraftwerke

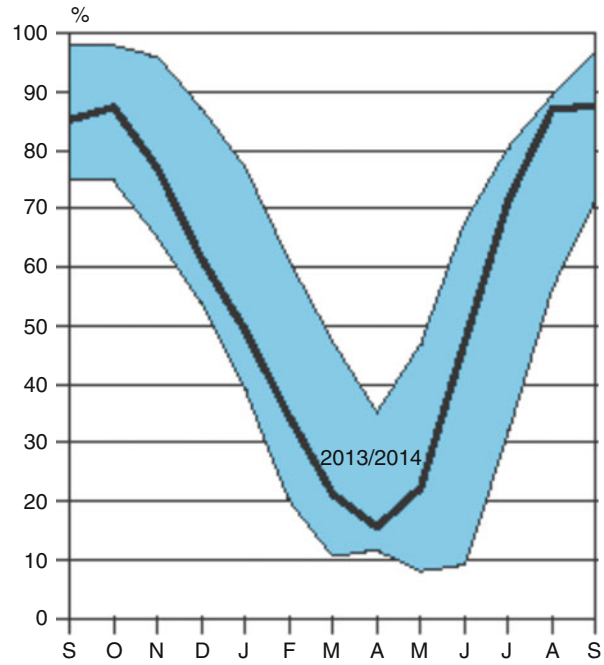


Abb. 3.10 Verlauf des Speicherinhalts schweizerischer Jahresspeicher 2008/2009 sowie Schwanku ngsbreite seit 1972/1973, 100 % entspricht 8765 GWh [3.6]

Die zeitlichen und örtlichen Schwankungen des Wasserdargebots, die Entfernung zwischen Alpenkraftwerken und Verbrauchszentren und die Forderung nach optimalem Einsatz der Kraftwerke haben in der Schweiz schon frühzeitig zum Bau eines Verbundnetzes für den regionalen Ausgleich und den internationalen Energieaustausch geführt.

3.2.4 Energieaustausch

Der internationale Energieaustausch erfüllt drei Hauptfunktionen (Näheres über die UCTE und die Aufgaben des übernationalen Übertragungsnetzes ist in Band 1, Abschn. 3 und insbesondere Abschn. 3.3 zu finden):

- den *Austausch* von Energie zwecks Ausgleich des Wasserdargebots (in Zukunft immer mehr auch des Wind- und Solarenergiedargebots) und Optimierung des Kraftwerkeinsatzes nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten. Der Energiemarkt war bis Anfang der 90er-Jahre im Wesentlichen ein *Produzenten-Markt* mit Monopolcharakter innerhalb des Produzentenbereichs, ist gegenwärtig aber dabei, im Rahmen der europaweiten Liberalisierung, zu einem *Konsumenten-Markt* zu werden. Über damit verbundene Probleme s. die Abschn. 3.5 bis 3.8.

- den *momentanen Austausch* von Energie zwecks *Regelung der Frequenz* im gesamten europäischen Verbund (Band 3, Kap. 3). Die damit erreichte große Konstanz der Frequenz sichert eine hohe *Qualität* der Energieversorgung.
- den *befristeten Ausgleich* im Störungsfall (Unterstützung bei vorübergehendem Ausfall von Anlagen). Die ausgetauschte Energie wird nach Behebung des Störungsfalls vom Betroffenen entsprechend dem Programm zurückerstattet. Diese prompte Unterstützung ermöglicht die Reduktion der *rotierenden Reserve* und somit der Betriebskosten. Unter rotierender Reserve werden Turbinensätze verstanden, die im normalen Betrieb leer mitrotieren, um bei einer allfälligen Störung durch sofortiges Eingreifen die Störungsauswirkungen zu begrenzen.

3.3 Wasserkraftwerke

Für alle Wasserkraftwerke, ob Lauf- oder Speicherkraftwerke, kann das Prinzipschema in Abb. 3.11 zu Grunde gelegt werden. Durch die Stauung des Wassers bildet sich eine Fallhöhe oder ein *Bruttogefälle* H_b (m) zwischen einem oberen (Oberwasser) und einem unteren Becken (Unterwasser). Das Bruttogefälle variiert etwas in Abhängigkeit der Wassermenge. Das Nenn-Bruttogefälle bezieht sich i. d. R. auf die maximal *nutzbare Wassermenge* Q (m^3/s), für welche die Anlage dimensioniert ist. Die Rohleistung oder *Bruttoleistung* P_b des Kraftwerks ist dann

$$P_b = \rho Q g H_b \quad \left[\frac{kg}{m^3}\frac{m^3}{s}\frac{m}{s^2}m = \frac{J}{s} = W\right]. \tag{3.1}$$

Infolge von Reibungen in Zu- und Ableitungen wird das in der Turbine nutzbare Gefälle auf das Nutzgefälle H (m) reduziert:

$$H = \eta_h H_b, \tag{3.2}$$

mit η_h = Wirkungsgrad der hydraulischen Anlagen oder *hydraulischer Wirkungsgrad* (ist ebenfalls von der Wassermenge abhängig).

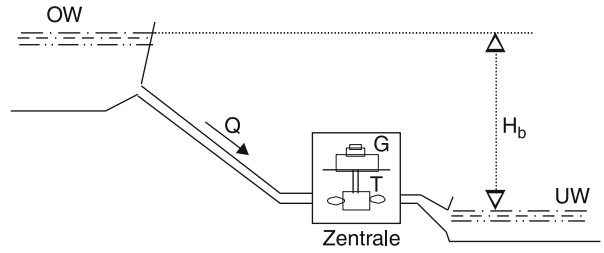


Abb. 3.11 Grundschema eines Wasserkraftwerks: OW Oberwasser, UW Unterwasser, Hb Bruttogefälle, Q Ausbauwassermenge, T Turbine, G Generator

Die am Eingang der Turbine effektiv verfügbare *hydraulische Leistung* P_h ist

$$P_h = \rho Q g H. \tag{3.3}$$

Die Energie des Wassers wird in der Turbine in mechanische Leistung umgewandelt, die als *Turbinenleistung* P_t an der Turbinenwelle verfügbar ist

$$P_t = \eta_t \rho Q g H, \tag{3.4}$$

mit $\eta_t =$ Turbinenwirkungsgrad.

Die mechanische Leistung wird schließlich im elektrischen Generator in *elektrische Leistung* umgewandelt. Die *Kraftwerks-Nettoleistung* ist

$$P = \eta_e P_t = \eta_e \eta_t \rho Q g H, \tag{3.5}$$

mit $\eta_e =$ Wirkungsgrad des elektrischen Teils (Generator, Transformator, Eigenbedarf der Kraftwerksanlagen).

Beispiel 3.1
Ein Kraftwerk mit einer Nettoleistung von 100 MW und einem Bruttogefälle von 500 m hat die Wirkungsgrade $\eta_h = 0{,}92$, $\eta_t = 0{,}85$ und $\eta_e = 0{,}96$. $\rho = 1000$ kg/m^3, $g = 9{,}81$ m/s^2. Man bestimme:

(a) die Turbinen- und die hydraulische Leistung,
(b) das Nutzgefälle und die nutzbare Wassermenge,
(c) den Durchmesser des kreisrunden Zuleitungsstollens, wenn die optimale Wassergeschwindigkeit 4 m/s beträgt.
(d) Wie wird allgemein die spezifische Energie w eines kg Wassers ausgedrückt und wie groß ist die nutzbare spez. Energie am Eingang der Turbine?

Lösungen

a.
$$P_t = \frac{P}{\eta_e} = \frac{100}{0,96} = 104,2\text{MW}$$
$$P_h = \frac{P_t}{\eta_t} = \frac{100}{0,85 \cdot 0,96} = 122,6\text{MW},$$

b. $H = H_b \eta_h = 500 \cdot 0,92 = 460$ m

$$Q = \frac{P_h}{\rho g H} = \frac{122,6 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,81 \cdot 460} = 27,2 \ \frac{\text{m}^3}{s},$$

c. $A = \frac{Q}{v} = \frac{27,2}{4} = 6,8\text{m}^2$

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 6,8}{\pi}} = 2,94\text{m}.$$

Die *Verlustkosten durch Reibung* nehmen mit der Wassergeschwindigkeit etwa quadratisch zu, die *Investitionskosten* für den Stollen auf Grund des abnehmenden Durchmessers ab. Die Optimierung der totalen Kosten ergibt die optimale Geschwindigkeit.

d. Da (ρQ) die Wassermasse in kg/s darstellt, wird die spezifische Energie des Wassers mit Hilfe der Gl. 3.3 von $(g\,H)$ ausgedrückt:

$$w = \frac{P_h}{\rho Q} = gH. \tag{3.6}$$

Die nutzbare spezifische Energie am Eingang der Turbine ist

$$gH = 9,81 \cdot 460 = 4,51 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}.$$

3.4 Thermische Kraftwerke

Prinzipiell kann ein thermisches Kraftwerk einen *offenen* oder einen *geschlossenen Kreislauf des Antriebsmittels* aufweisen. Die dazu gehörenden Grundschemen zeigen die Abb. 3.12 und 3.13. Thermische Kraftwerke werden im Detail in Kap. 5 besprochen.

Offener Kreislauf (Abb. 3.12) Beispiele dazu sind Dieselkraftwerke und die meisten Gasturbinenkraftwerke. Arbeitsmittel sind die Verbrennungsprodukte. Beim Gasturbinenkraftwerk besteht die Arbeitsmaschine aus Kompressor und Gasturbine. Beim Dieselkraftwerk sind Arbeitsmaschine und Brennkammer im Dieselmotor vereinigt.

Geschlossener Kreislauf (Abb. 3.13) Einen geschlossenen Kreislauf weisen alle Dampfkraftwerke auf (fossil, nuklear solar). Wärmeträger (Kühlmittel) und Arbeitsmittel sind meist identisch; dann entfällt der Wärmetauscher W_1, Brennstoffkammer und Wärmetauscher W_2 bilden zusammen den Kessel oder Reaktor. Eine Ausnahme bilden Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktor, wo als Wärmeträger (Reaktor-Kühlmittel) Druckwasser verwendet wird, während das Arbeitsmittel Dampf ist. Brennstoffkammer (Brennstoffstäbe) und Wärmetauscher W_1 bilden zusammen den Reaktor (s. Abschn. 5.6).

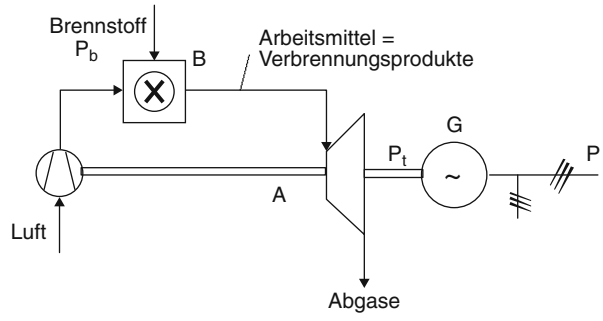


Abb. 3.12 Thermisches Kraftwerk mit offenem Kreislauf (Prinzipschaltbild) B Brennstoffkammer, A Arbeitsmaschine, G Generator, Pb Bruttoleistung, Pt Turbinenleistung, P Kraftwerkleistung

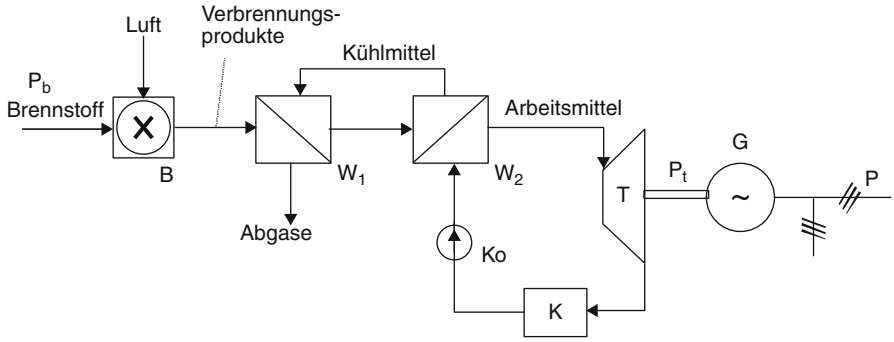


Abb. 3.13 Thermisches Kraftwerk mit geschlossenem Kreislauf (Prinzipschaltbild): B Brennstoffkammer (oder Reaktor), T Turbine, G Generator, W Wärmetauscher, K Kondensator (Kühler), Ko Kompressor (Pumpe), Pb Bruttoleistung, Pt Turbinenleistung, P Kraftwerkleistung

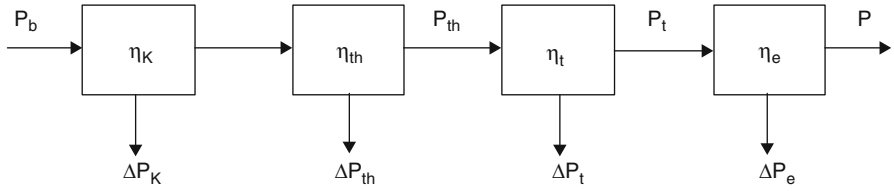


Abb. 3.14 Leistungen und Verluste im thermischen Kraftwerk

Leistungen Die Wärmeleistung des Kraftwerks (Bruttoleistung) ist

$$P_b = \frac{HD}{860} \quad \left[\frac{\text{kcal}}{\text{kg}}\,\frac{\text{kg}}{\text{h}}\,\frac{\text{kWh}_{\text{th}}}{\text{kcal}} = \text{kW}_{\text{th}}\right], \tag{3.7}$$

worin $H =$ Heizwert (kcal/kg) und $D =$ Brennstoffdurchsatz (kg/h). Beim thermo-solaren Kraftwerk wird die von den Heliostaten (Abschn. 3.3) aufgenommene Strahlungsleistung als Bruttoleistung definiert.

Für die Kraftwerk-Nettoleistung folgt allgemein (Abb. 3.14)

$$P = \eta_K \eta_{th} \eta_t \eta_e P_b. \tag{3.8}$$

Die Wirkungsgrade berücksichtigen folgende Verluste (s. dazu auch Anhang I sowie Abschn. 5.5):

η_K: Verluste in Brennkammer und Kessel (Reaktor) bzw. in Spiegelfeld und Receiver oder Parabolrinnen sowie im Kreislauf (Wärmetauscher, Leitungen, Kesselpumpe usw.),
η_{th}: Wirkungsgrad des idealisierten thermodynamischen Kreisprozesses,
η_t: Verluste der Turbine („innerer" Wirkungsgrad, mechanische Verluste),
η_e: elektrische Verluste (Generator, Transformator, Eigenbedarf).

Beispiel 3.2
Ein ölthermisches Dampfkraftwerk hat eine Nettoleistung von 300 MW und einen Gesamtwirkungsgrad $\eta = 35\,\%$.

(a) Zu berechnen ist der Brennstoffdurchsatz und die pro Jahr benötigte Ölmenge bei einer Benutzungsdauer der installierten Leistung von 5000 h/a. Wie groß ist die pro Jahr produzierte CO_2-Menge? (3,4 kg CO_2/kg Erdöl).
(b) Wie groß sind die Verluste durch Verbrennung und Wärmeübertragung mit den Annahmen $\eta_e = 0{,}96$, $\eta_t = 0{,}8$, $\eta_{th} = 0{,}5$. Wie groß ist die thermische Eingangsleistung der Turbine?

Lösung

(a) Der Heizwert des Erdöls ist 10.000 kcal/kg (Abschn. 2, Tab. 1).

$$P_b = \frac{300}{0,35} = 857\,\mathrm{MW_{th}}$$

$$Brennstoffdurchsatz\ D = \frac{860 P_b}{H} = \frac{860 \cdot 857 \cdot 10^3}{10.000} = 73,7\,\mathrm{t/h}$$

$$Olmenge\,pro\,Jahr = 73,7 \cdot 5000 = 368.500\,\mathrm{t/a}$$

$$CO_2 - Menge\,pro\,Jahr = 3,4 \cdot 368.500 = 1,25\ \ \mathrm{Mt/a}\,.$$

(b) Mit Bezug auf Abb. 3.13 gilt:

$$\eta_K = \frac{0,35}{0,96 \cdot 0,8 \cdot 0,5} = 0,91$$

$$\Delta P_K = P_b(1 - \eta_K) = 857(1 - 0,91) = 77,1\mathrm{MW_{th}}$$

$$P_{th} = \frac{P}{\eta_e \eta_t} = \frac{300}{0,96 \cdot 0,8} = 391\mathrm{MW_{th}}.$$

Beispiel 3.3
Ein Kernkraftwerk mit einer Nettoleistung von 300 MW hat den Gesamtwirkungsgrad $\eta = 30\,\%$. Der Kernbrennstoff sei angereichertes Uran mit 3 % U_{235} (Natururan enthält 0,7 % U_{235}). Die abgebrannten Brennstäbe enthalten noch 0,6 % U_{235}.

(*Fortsetzung*)

Beispiel 3.3 (Fortsetzung)

(a) Zu berechnen ist der jährliche Brennstoffverbrauch für eine Benutzungsdauer der installierten Leistung von 7000 h/a und die Brennstoffladung des Kraftwerks, mit der Annahme, dass jedes Jahr ein Drittel der Brennstoffstäbe ersetzt wird.
(b) Welches Volumen an abgebrannten Brennstäben fällt jedes Jahr an? Wie groß ist der Gewichtsanteil an gespaltenem U_{235}? (spez. Gewicht des Urans 18,7 t/m^3).

Lösung

(a) Der „Heizwert" oder Abbrand des Uranbrennstoffs ergibt sich aus der Wärmemenge, die durch die Spaltung von U_{235} entsteht. Diese ist 20 Tcal/kg (Tab. 1). Effektiv gespalten werden 3 % abzüglich 0,6 % = 2,4 % des angereicherten Brennstoffes. Der effektive Abbrand des Kernbrennstoffes ist (in erster Näherung, s. auch Anhang II.6)

$$0,024 \cdot 20 = 0,48 \frac{\text{Tcal}}{\text{kg}} = 560 \frac{\text{MWh}_{\text{th}}}{\text{kg}} = 23.300 \frac{\text{MWd}}{\text{t}}.$$

Es ist üblich, den Abbrand in MW-Tag/t anzugeben. Aus 3.7 folgt

$$D = \frac{300 \cdot 10^3 \cdot 860}{0,3 \cdot 0,48 \cdot 10^9} = 1,79 \text{kg/h}$$

$$\textit{Brennstoffverbrauch} : 1,79 \cdot 7000 = 12,5 \text{t/a}$$

$$\textit{Brennstoffladung} : 3 \cdot 12,5 = 37,5 \text{t}.$$

Der jährliche Ersatz eines Drittels der Brennstoffladung ist notwendig, um im Reaktor einen mittleren Anreicherungsgrad zu gewährleisten, der die Spaltreaktion noch aufrecht erhält (Abschn. 5.6.1).

(b) Das Volumen der abgebrannten Stäbe ist

$$\frac{12,5}{18,7} = 0,67 \ \frac{\text{m}^3}{\text{a}}.$$

Diese bestehen größtenteils aus U_{238} und etwas Plutonium (s. Abschn. 5.6.1). Der Anteil der hochradioaktiven Spaltprodukte ist

$$0,024 \cdot 12.5 \ \frac{\text{t}}{\text{a}} = 300 \frac{\text{kg}}{\text{a}} = 16 \frac{\text{dm}^3}{\text{a}}.$$

3.5 Wettbewerb im Elektrizitätssektor

3.5.1 Einführung

Bis in die späten 80er-Jahre waren nahezu alle Unternehmen der elektrischen Energieversorgung auf nationaler oder regionaler Ebene sowohl für die Produktion und/oder Einkauf als auch für die Übertragung und/oder Verteilung der elektrischen Energie verantwortlich (*vertikale Integration*) und monopolisierten somit Absatz und Handel. Seitdem befindet sich die Elektrizitätswirtschaft weltweit in einem radikalen Wandlungsprozess. Fast alle Länder des OECD-Raums haben eine Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes eingeleitet.

Neben unbestrittenen organisatorischen Vorteilen weist das *vertikal integrierte* Energieversorgungsunternehmen wie alle Monopole wesentliche Nachteile auf, u. a. den fehlenden Konkurrenzdruck bei Investitionsentscheiden, der zu Fehlinvestitionen führen kann, und die Ineffizienz der Verwaltung als Folge der Tatsache, dass alle Kosten problemlos dem Konsumenten über höhere Tarife aufgebürdet werden können.

Aus marktwirtschaftlicher Sicht ist nur das Netz (Elektrizitätsübertragung und -verteilung) als sog. *natürliches Monopol* zu rechtfertigen, da die Erstellung paralleler Netze i. d. R. unwirtschaftlich wäre, nicht aber ein Monopol der Produktion und des Handels mit Elektrizität. (In der Ökonomie spricht man von einem natürlichen Monopol, wenn ein einziges Unternehmen die Marktnachfrage zu tieferen Kosten befriedigen kann, als es zwei oder mehrere Unternehmen könnten).

Pionierländer einer mit Wettbewerb verbundenen Restrukturierung des Elektrizitätssektors, die sich in den 90er-Jahren auch weltweit durchzusetzen begann, waren neben Chile, das bereits 1978 eine Liberalisierung einleitete (Näheres in Bodmer und Borner 2001), Großbritannien, Norwegen, Australien, Neuseeland und einige USA-Staaten. Breiten Eingang fand der Wettbewerb in Südamerika (dem Beispiel Chile folgten Argentinien, Bolivien, Peru und Kolumbien) sowie in Skandinavien (Schweden und Finnland). In der EU wurde 1996 eine stufenweise Liberalisierung beschlossen und ab 1999 begonnen diese umzusetzen, wobei in der Wahl des Modells Freiheiten zugestanden wurden. In anderen Ländern, darunter der Schweiz, stehen Liberalisierungsmodelle teilweise noch zur Diskussion, siehe dazu Abschn. 3.6.

Durch den Wettbewerb hoffte man, globale wirtschaftliche Vorteile und Effizienzgewinne (und damit Preisreduktionen) zu erzielen. Bis jetzt sind diese allerdings nur selten erreicht worden oder dem Kleinverbraucher nicht zu Gute gekommen. Im Gegenteil, die Preise sind meistens gestiegen, vor allem, wenn die Liberalisierung von einer Privatisierung begleitet wurde (s. auch Abschn. 3.6 und 3.7). Liberalisierung führt nicht grundsätzlich zu niedrigen, sondern, in einem funktionierenden Markt, zu wettbewerbsfähigen Preisen. Dazu ist auch zu erwähnen, dass die Umweltprobleme allgemein zu einer Verteuerung der Energie führen müssen.

3.5.2 Grundpfeiler des Wettbewerbs und Probleme

Wir gehen hier davon aus, dass Produktion und Handel dem Wettbewerb zu unterstellen sind. Hauptelemente der Liberalisierung sind somit:

- die Schaffung von Bedingungen für echte Konkurrenz zwischen Produzenten,
- die Einführung der freien Wahl des Energielieferanten durch die Verbraucher;
- Übertragung und Verteilung verbleiben als natürliche Monopole und sind zu regulieren und für ihre Leistung angemessen zu entschädigen. Die Netzbetreiber müssen den *freien Netzzugang* für alle Marktteilnehmer gewährleisten und haben die Aufgabe, das Netz technisch-wirtschaftlich optimal zu führen und wenn nötig auszubauen.

3.5.2.1 Konkurrenz zwischen Produzenten

Ideal wäre eine *horizontale Entflechtung* der Produktion auf Großhandelsstufe in eine genügende Anzahl unabhängiger Produzenten, um oligopolistisches Verhalten zu vermeiden, zur Sicherstellung echter Konkurrenz und Verhinderung von Marktmacht und wettbewerbsschädigender Quersubventionen, sowie eine *vertikale Entflechtung* (unbundling) von Produktion und Übertragung/Verteilung, um Absatzmonopole und jegliche Diskriminierung bei der Nutzung des Netzes zu verhindern.

In der Praxis weist die Konkurrenz zwischen Produzenten verschiedene Liberalisierungsgrade auf. Sie geht vom einfachen Ausbau der Handelsbeziehungen zwischen Monopolisten (Power Purchase Agreements (PPAs), Power Pools) mit dem Ziel, die Effizienz des Kraftwerkeinsatzes und der Kraftwerkinvestitionen zu verbessern (Bodmer und Borner 2001), über den freien Netzzugang (Third Party Access) ohne genügende horizontale und vertikale Entflechtung bis zur völligen Entflechtung mit Gründung einer juristisch oder buchhalterisch unabhängigen Netzgesellschaft.

Konkurrenz zwischen Produzenten ist also in vielen Strommarkt-Liberalisierungen ein teilweise noch ungelöstes Problem und bedarf der Regelung (s. auch 3.6).

3.5.2.2 Freie Wahl des Energielieferanten

Diese bildet den Hauptantrieb des Wettbewerbs und kann nur die Großhandelsstufe oder zur Effizienzverbesserung des Verteilungssektors auch die Kleinhandelsstufe betreffen. Hauptelement ist der*freie Zugang zum Netz*, der von den Übertragung- und Verteilnetzen allen Verbrauchern und Produzenten gewährt werden muss, mit der einzigen Einschränkung, dass die physikalischen Übertragungsgrenzen des Netzes zu respektieren sind. Der Stromhandel zwischen Verbrauchern und Produzenten sowie Zwischenhändlern kann durch bilaterale Verträge und/oder eine Börse (Pool, Power Exchange) geschehen.

3.5.2.3 Natürliches Monopol für Übertragung und Verteilung

Wesentlich ist die Bildung unabhängiger nationaler oder regionaler Gesellschaften für den *Betrieb der Übertragungs-* und Verteilungsnetze. Diese sind für die nichtdiskriminierende Führung der Netze verantwortlich und müssen letztere wenn nötig ausbauen. Die Kompetenzen der Übertragungsnetzgesellschaften sind je nach gewähltem Marktmodell verschieden und können bis zur Wahl der momentan einzusetzenden Generatorgruppen gehen. Für Details zur Vergütung s. Abschn. 3.5.4 und 8.

3.5.2.4 Übergangsprobleme

Der Übergang vom monopolistischen zum wettbewerbsorientierten System erfordert eine umfassende Restrukturierung und verlangt Zeit. Dabei ergeben sich verschiedene Probleme, z. B. was die sog. *nicht amortisierbaren oder „gestrandeten" Investitionen* (stranded investments) und die *Kostenwahrheit* betrifft.

Nicht amortisierbare Investitionen Die getätigten Investitionen im Kraftwerkbau folgten in der Vergangenheit einer monopolistischen Sichtweise und waren zudem von politischen Vorgaben, z. B. bzgl. Selbstversorgungsgrad, geprägt. Ein internationaler Austausch fand zwar statt, doch war er kaum geeignet, eine Marktintegration zu vollziehen, hatte also mehr technische als marktwirtschaftliche Bedeutung (s. Abschn. 3.2.4 sowie Band 1, Abschn. 3). Demzufolge wurden bei Investitionsentscheiden oft mittlere Produktionskosten in Kauf genommen, die unter internationalen Wettbewerbsbedingungen zu hoch sind. Eine rasche Liberalisierung kann somit zu *nichtamortisierbaren* festen Kosten führen.

Subventionierung und externe Kosten der Stromerzeugung Einer raschen Liberalisierung der Produktion stehen nicht nur ökonomische Erwägungen entgegen, sondern auch solche ökologischer Natur, vor allem was die CO_2-Emissionen betrifft, solange die entsprechenden externen Kosten nicht internalisiert werden.

Externe Kosten entstehen bei der Stromerzeugung vor allem durch die Schadstoffemissionen fossil-thermischer Kraftwerke, aber auch durch die Risiken der Kernkraft und die Beeinträchtigung von Natur und Wasserhaushalt durch große Wasserkraftwerke.

Subventionen werden aus sozialpolitischen (z. B. für Kohleförderung) oder umweltpolitischen Gründen vergeben (Ausgleich der Quersubventionierung fossiler Werke, die durch die fehlende Internalisierung gegenwärtiger und zukünftiger externer Kosten entsteht).

Mit der Liberalisierung sollte es prinzipiell dem Markt überlassen werden, die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung zu suchen durch Eliminierung aller wettbewerbsverzerrenden Faktoren und Wiederherstellung der *Kostenwahrheit*. Dies bedingt aber die gleichzeitige Streichung von Subventionen und korrekte Internalisierung der externen Kosten.

In der Schweiz wird das Problem der externen Kosten die zukünftige Entwicklung erheblich beeinflussen. Der Strombedarf wird zu mehr als 95 % durch die relativ wenig umweltbelastenden Wasserkraftwerke und die im internationalen Vergleich als sicher eingestuften Kernkraftwerke gedeckt. Sofern die Kernkraft, die Windkraft und die Photovoltaik nicht rechtzeitig ausgebaut werden, und ohne Internalisierung der externen Kosten fossiler Energien, kann davon ausgegangen werden, dass wegen der Zunahme des Elektrizitätsbedarfs fossile Kraftwerke gebaut oder Strom aus mehrheitlich umweltbelastenden fossilen Kraftwerken importiert werden wird. Die Kostenvorteile auf der Effizienzseite würden dann durch (lokale und globale) Nachteile auf der Umweltseite zunichte gemacht werden. Unter diesen Umständen müssten Stromimporte je nach Herkunft, die aber oft schwer zu eruieren ist, oder gemäß Import-Mix belastet werden, was das Marktgeschehen komplizieren würde.

Das Problem besteht auch für andere europäische Länder und muss durch internationale Zusammenarbeit und durch Lenkungsabgaben (z. B. CO_2-Taxen, CO_2-Kontingente und Emissionshandel) gelöst werden. Der Einführung eines gänzlich freien Marktes sind damit Grenzen gesetzt.

3.5.3 Reorganisationsmodelle

Je nach Grad der Marktöffnung unterscheidet man folgende Modelle (Idealtypen):

- Alleinabnehmer (single buyer)
- Wettbewerb auf der Großhandelsstufe (wholesale competition)
- Wettbewerb auf Detailhandelsstufe (retail competition).

3.5.3.1 Alleinabnehmer-Modell (single buyer)

Jedes Land oder Region wird von einem Alleinabnehmer bedient, der das Monopol über Übertragung, Verteilung und Verkauf (Abb. 3.15, Lösung A) innehat. Durch die vertikale Trennung von Erzeugung und Übertragung wird ein durch den Alleinabnehmer

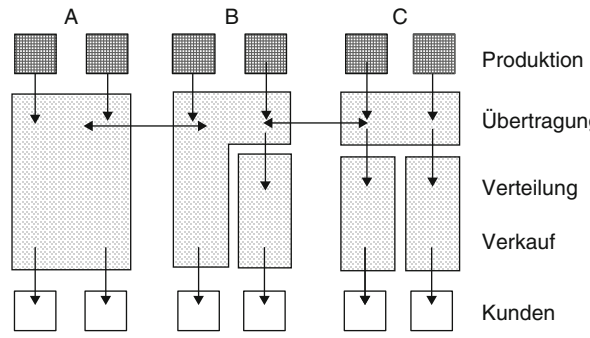


Abb. 3.15 Alleinabnehmer-Modell (single buyer) [3.11]

organisierter Wettbewerb auf der Produktionsstufe angestrebt. Verteilung und Verkauf können abgespalten werden und von unterlagerten Monopolisten teilweise oder ganz betreut werden. (Lösungen B und C), die aber keinen Netzzugang erhalten. Netzzugang haben nur die Kraftwerke, wobei der Großhandelsmarkt Kraftwerke und Alleinabnehmer betrifft. Die vorhin erwähnten Bedingungen für eine Liberalisierung sind in diesem Modell nur teilweise erfüllt. Weitere Verzerrungen entstehen, wenn dem single buyer (SB) die Möglichkeit gelassen wird, eigene Kraftwerke zu betreiben. So können durch Quersubventionierung unabhängige Produzenten diskriminiert werden. Ein solches System kann als erste Stufe einer Liberalisierung betrachtet werden, in welcher immer mehr Produzenten verselbstständigt werden und progressiv zuerst große und dann immer kleinere Konsumenten (und Verteilwerke) den Markzutritt erhalten. Andererseits lässt ein SB-Modell mit progressiver Erweiterung der Zugangsberechtigten dem bisherigen Monopolisten (und durch die Abschließung von langfristigen Verträgen auch den unabhängigen Erzeugern) mehr Zeit, sich der neuen Situation anzupassen, „gestrandete" Investitionen zu amortisieren und ökologische Randbedingungen einzuhalten.

3.5.3.2 Wettbewerb auf der Großhandelsstufe

Wesentlich höher ist der Grad der Liberalisierung, wenn alle am Übertragungsnetz angeschlossenen Teilnehmer, also auch die Verteiler und Großverbraucher freien Zugang zum Netz erhalten und mit den Erzeugern ihrer Wahl Verträge abschließen bzw. am Spotmarkt (Börse) Strom einkaufen können. Die Organisation des Großhandelsmarktes kann zwei Formen aufweisen, die im Folgenden besprochen werden:

- das *Pool-Modell mit allgemeinem Zugang* zum Übertragungsnetz
- das Modell mit (meist bilateral) *ausgehandeltem Netzzugang*, wobei in der Praxis auch Mischformen auftreten.

In beiden Fällen können die Verteiler ihre Gebietsmonopole behalten.

In jedem Fall muss der Betrieb des Übertragungsnetzes als Monopol staatlich reguliert werden, damit die nötige Offenheit und Transparenz des Marktes gewährleistet und das Netz für seine Leistung angemessen vergütet wird. Das Ziel ist eine volkswirtschaftlich effiziente Elektrizitätswirtschaft, bei Berücksichtigung sozialer und ökologischer Aspekte.

Pool-Modelle Das Übertragungsnetz wird von einem unabhängigen und neutralen System-Betreiber (independent system operator ISO) betrieben (Abb. 3.16). Die Organisation des Pools (Börse) weist zwei Formen auf:

In der ersten *obligatorischen* Form (mandatory pool) sind *alle* Produzenten verpflichtet, dem verantwortlichen und *unabhängigen Systembetreiber* Offerten zu unterbreiten, der auf Grund der erwarteten Nachfrage eine volkswirtschaftlich optimale Lastverteilung, z. B. für den nächsten Tag vornimmt (Band 3, Kap. 9). Der Marktpreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt der Offerten der konkurrierenden Erzeuger und der Verbrauchernachfrage (bzw. der Nachfrage-Preiskurven, die Elastizität der Nachfrage ist aber i. d. R. klein). Typische Vertreter dieser Pool-Form sind England-Wales bis Frühjahr 2001, Kalifornien

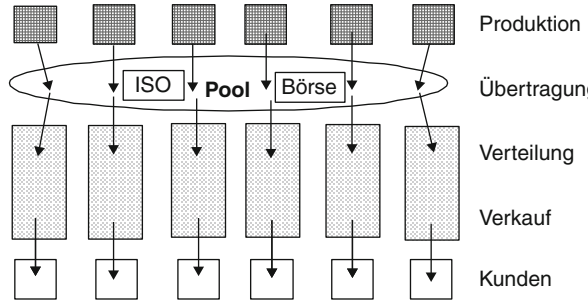


Abb. 3.16 Pool-Modell

in der Anfangsphase, Australien und Spanien. Das System setzt eine genügende horizontale Entflechtung der Produktion voraus.

In der zweiten auf *Freiwilligkeit* basierenden Form (voluntary pool) ist die Teinahme am Pool nicht obligatorisch. Die entsprechenden Stromeinspeisungen bzw. Stromentnahmen werden als gegeben vorausgesetzt. Die Lastoptimierung betrifft nur den Spotmarktanteil. Die Lastverteilung beim freiwilligen Pool entspricht kurzfristig auf Grund der vertraglich festgelegten Vorgaben nicht unbedingt dem volkswirtschaftlichen Optimum (s. dazu Band 3, Kap. 9). Der Pool gibt jedoch Preissignale für die bilateralen Verträge, und es ist anzunehmen, dass sich diese mittelfristig auf das Optimum einpendeln. Typische Beispiele sind der PJM-Pool (Pennsylvania-New-Jersey-Maryland) und der Nordpool (Skandinavien).

Ökonomischer Vorteil des Poolsystems ist, dass die Netzbenutzungspreise knotenspezifisch (*Anschlusspunkttarife*) auf Grund der *Marginalkosten* bei Berücksichtigung von Netzverlusten und Kapazitätsgrenzen festgelegt werden können, was eine effiziente Allokation der Netzkapazitäten ermöglicht (Band 3, Kap. 9), wobei dies umso mehr der Fall ist, je größer der Pool-Anteil an der übertragenen Energie ist, was beim obligatorischen Pool am besten erfüllt ist. Ein Nachteil des obligatorischen Pools ist, wegen des großen Spotmarkt-Anteils, die mangelhafte mittelfristige Planung, die aber durch einen Terminmarkt zur Risikoabsicherung (Abschn. 3.9) ergänzt werden kann. Ein Regulierungsmarkt, der den großen Erzeugern und Verbrauchern vorbehalten ist, ermöglicht außerdem den Handel mit Reservekapazitäten.

Wesentliche Voraussetzung für das gute Funktionieren des Pool-Systems ist echte Konkurrenz auf der Erzeugerseite, d. h. eine genügende Anzahl unabhängiger Produzenten, die strategisches Verhalten uninteressant erscheinen lässt, d. h. die Verhinderung von Marktmacht und Kartellabsprachen.

Ausgehandelter Netzzugang Beim Modell mit ausgehandeltem Netzzugang ist der Großhandelsmarkt ebenfalls allen Verbrauchern offen. Die Lastverteilung wird vom Netzbetreiber auf Grund der meist bilateral ausgehandelten Verträge durchgeführt. Davon wird nur dann abgewichen, wenn die Sicherheit des Netzbetriebs tangiert wird. Der Netzbetreiber organisiert bestenfalls den Regulierungsmarkt (Echtzeitmarkt). Die Funktionen Netzbetrieb und Regulierung (Bilanzierung) können allerdings auch getrennt sein (s. Abschn. 3.7).

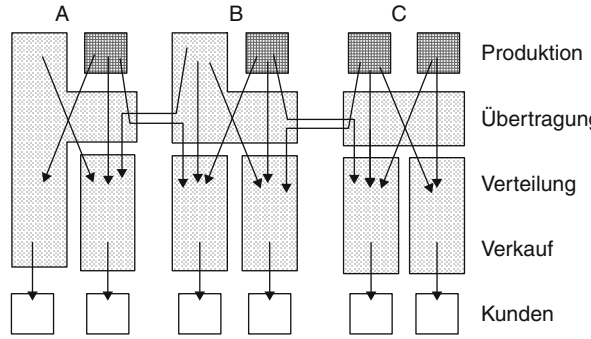


Abb. 3.17 Ausgehandelter Netzzugang

Ein Spotmarkt kann zwar vorhanden sein, ist aber im Unterschied zur Pool-Lösung vom Netzbetrieb entkoppelt und wird nicht für die Regulierung und die optimale Lastverteilung verwendet. Dementsprechend werden die Netzbenutzungstarife nicht auf Grund der Grenzkosten, sondern als distanzunabhängige *Briefmarkentarife* oder *distanzabhängig* festgelegt. Dies hat den Nachteil, dass die Allokation der Netzkapazität weniger effizient ist.

Die Abb. 3.17 zeigt im Detail die möglichen Organisationsformen. Eine vertikale Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung ist nicht unbedingt verlangt (Lösungen A und B), allerdings mit dem Nachteil, dass die Netzbetreiber ihre Konkurrenten benachteiligen können. Dies kann mit Lösung C ausgeschlossen werden. Die radikalste Entflechtung ist die Gründung einer unabhängigen Netzgesellschaft. Eine Variante ist die buchhaltungs- und managementmäßige Trennung, die aber Anreize zur Diskriminierung nicht ganz ausschaltet.

3.5.3.3 Wettbewerb auf Kleinhandelsstufe

Im Unterschied zum besprochenen Modell mit Wettbewerb nur auf der Großhandelsstufe werden nun auch Verteilung und Verkauf entflochten, und somit können auch Kleinverbraucher ihren Stromlieferanten über einen unabhängigen Verkäufer frei wählen (z. B. für den Fall der Abb. 3.17c, folgt Abb. 3.18).

Der Übergang vom Wettbewerb auf Großhandelsstufe zum Wettbewerb auf Kleinhandelsstufe kann progressiv geschehen, indem immer kleinere Verbraucher den Marktzutritt erhalten. Für die Effizienz der Elektrizitätsversorgung ist der rasche Übergang zum Wettbewerb auf Kleinhandelsstufe von großer Bedeutung, da ca. 50 % der Gesamtkosten des Elektrizitätssektors auf die Verteilstufe entfallen (Wild 2001).

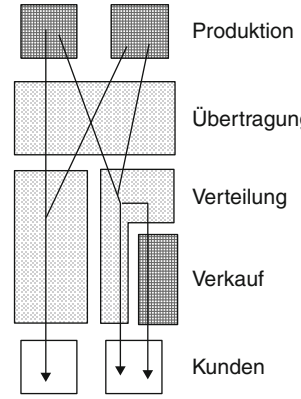


Abb. 3.18 Wettbewerb auf Detailhandelsstufe

3.5.4 Privatisierung, Regulierung der Monopole

Liberalisieren heißt *Konkurrenz* einführen und nicht *privatisieren*. Parallel zur Liberalisierung von Produktion und Handel findet dennoch dort, wo die Elektrizitätswirtschaft zentralisiert und verstaatlicht ist, i. d. R. auch eine Privatisierungstatt (Beispiel Großbritannien); nicht unbedingt notwendig ist diese hingegen dort, wo die Elektrizitätswirtschaft bereits dezentral organisiert ist (Beispiel Norwegen).

Ein wichtiger Aspekt der Regulierung der Netzmonopole ist die Festlegung der Netzbenutzungsgebühren. Im Fall des Übertragungsnetzes kann die Vergütung teilweise auf Grund der Grenzkosten (Anschlusspunkttarife) festgelegt werden (s. dazu auch Band 3, Kap. 9). Diese erfassen allerdings nur den Normalbetrieb des Netzes (Investitionen und Verluste), nicht aber die Mehraufwendungen, die z. B. für die (n–1)-Sicherheit oder die Regulierung des Netzes notwendig sind, weshalb zusätzliche Vergütungen notwendig werden. Die Gesamtaufwendungen für das Übertragungsnetz (380/220 kV-Netz) sind jedoch relativ gering, liegen z. B. für die Schweiz gemäß Entwurf des VSE 1999 (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) unter 0,7 ct/kWh (nach neueren Schätzungen liegen sie allerdings deutlich über 1 ct/kWh).

Wesentlich höher liegen die Aufwendungen für die Verteilnetze (0,7–5 ct/kWh, nach neuer Schätzung eher bis10 ct/kWh) je nach Spannungsstufe. Die Vergütung der Verteilnetzdienstleistung erfolgt i. d. R. durch distanzunabhängige Briefmarkentarife. Die Methoden zu deren Festlegung sind z. T. noch umstritten. Man unterscheidet kostenorientierte und anreizorientierte Regulierungsmaßnahmen. Untersuchungen zeigen deutliche Vorteile der anreizorientierten Regulierung auf, vor allem der *vergleichenden Leistungsbeurteilung* (yardstick competition) (Wild 2001). Insbesondere wird dadurch die produktive Ineffizienz der Verteilmonopole deutlich. Eine weitere Form der Ineffizienz ist die Skalenineffizienz, die unter Marktbedingungen zu einer Konzentration der (z. B. in der Schweiz) stark zerstückelten Verteilszene führen wird.

3.5.5 *Konsequenzen der Marktöffnung*

Da es nur noch eine Frage der Zeit ist, bis sich die Marktöffnung überall durchsetzen wird, seien deren Konsequenzen nochmals zusammengefasst. Als positiv ist, bei einer richtig durchgeführten Liberalisierung, die durch den entstehenden Kostendruck ausgelöste größere Effizienz auf allen Stufen zu werten. Zu erwarten sind:

- Volkswirtschaftlich bessere Investitionsentscheide im Kraftwerkbau, vorausgesetzt es besteht echte Konkurrenz zwischen Produzenten und die politisch festzulegenden ökologischen Rahmenbedingungen stimmen.
- Eine Rationalisierung im Bereich der Energieübertragung und Verteilung, die mit Zusammenschlüssen und Fusionen einhergehen (vor allem dort, wo wie in der Schweiz die Szene stark zerstückelt ist), und trotz Auftreten neuer Marktakteure zu einem empfindlichen Personalabbau führen wird.

Die durch die Wettbewerbsbedingungen eingeleitete *Restrukturierung* der Energieversorgung ist aber auch von *negativen* Aspekten begleitet, die im Rahmen eines Lernprozesses teils durch technische, aber auch durch regulatorische und politische Maßnahmen zu neutralisieren sind.

So könnte die *Versorgungssicherheit* darunter leiden, dass alle Anlagen stärker an ihren Grenzen betrieben werden und durch den Personalabbau Know How verloren geht. Um dies zu vermeiden, sind sowohl bei der Planung als auch beim Betrieb die Sicherheitsaspekte durch Softwaremittel zur Modellierung des Netzverhaltens (z. B. Kurzzeitlastflussprognosen (Asal et al. 2001)) und durch On-line-Monitoring vermehrt zu analysieren und zu überwachen, und die Sicherheit ist angemessen wirtschaftlich zu bewerten bzw. Ausfälle sind zu pönalisieren.

Das gleiche gilt auch für die *Spannungsqualität*, was u. a. durch Vereinheitlichung der Normen und Verbesserung der Messtechnik überwacht werden muss.

Erneuerbare Energieträger sind benachteiligt, wenn die umweltbelastenden fossilen Brennstoffe bzw. deren externe Kosten nicht in die volkswirtschaftliche Rechnung einbezogen werden. Da die Umweltschäden größtenteils globalen Ursprungs sind, dürfte dies Zeit beanspruchen und internationale politische Probleme einschließen (Beispiel: die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls). Erneuerbare Energien sind unterdessen angemessen zu unterstützen und zu fördern.

Der Markt denkt meist kurzfristig, weshalb *langfristige Investitionen* (z. B. Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke) gegenüber kurzfristigeren (Gasturbinen) in der Entscheidungsfindung benachteiligt werden. Man scheut langfristige Risiken, obwohl aus volkswirtschaftlicher Sicht, bei Berücksichtigung der ökologischen Randbedingungen, der optimale Investitions-Zeithorizont eher mittel- bis langfristig sein sollte.

In der Übergangszeit, in welcher es zum Markt „*zugelassene*“ Kunden gibt (vor allem Großkunden) und vom Monopolist „*gefangene*“ Kunden (vor allem Kleinkunden), gilt es, Letztere durch Regulierungsmaßnahmen zu schützen.

Die soziale Funktion der Energieversorgung (*„service public“*) muss schließlich durch eine entsprechende politisch zu erarbeitende Reglementierung, welche vor allem die Energieverteilung und deren Kosten betrifft, gewährleistet werden.

3.6 Der liberalisierte Strommarkt in der Schweiz

3.6.1 Allgemeine Voraussetzung für einen funktionierenden Elektrizitätsmarkt

3.6.1.1 Liberalisierung von Netzindustrien und staatlicher Einfluss

Eine wesentliche Bedingung für einen funktionierenden Wettbewerb ist aus theoretischer Sicht ein möglichst einfacher Marktein- und -austritt für jeden Marktteilnehmer zu wirtschaftlich darstellbaren Randbedingungen. Bahn-, Telekom- und Stromnetze verletzen diese Bedingungen, da der Bau eines Netzes sehr hohe Investitionen benötigt und der Markteintritt somit mit hohen Kosten verbunden ist. Stehen die Netze, können sie kaum einer anderen Verwendung zugeführt werden, womit auch der Marktaustritt sehr teuer wird. In der ökonomischen Literatur wird hier von sunk costs gesprochen. Hinzu kommt, dass diese Netze nur geringe variable Kosten verursachen, weil der Grossteil der Kosten dadurch entsteht, dass das Netz sich in einem betriebsfähigen Zustand befinden muss; ob es intensiv oder wenig genutzt wird, spielt hingegen für die Kosten nur eine untergeordnete Rolle. Dadurch sinken über weite Bereiche die durchschnittlichen Kosten bei einer Mengenausdehnung. Für die Elektrizität bedeutet dies, dass in aller Regel die durchschnittlichen Netzkosten pro kWh bei einer Zunahme der transportierten Energiemenge sinken, einer Situation, die als natürliches Monopol bezeichnet wird. Dieses ist in Kombination mit hohen sunk costs sehr robust, da es sich für einen möglichen Konkurrenten kaum lohnt, eine parallele Infrastruktur zu erstellen und zu betreiben. Deswegen besteht das Risiko, dass Betreiber natürlicher Monopole zusätzliche Monopolgewinne abschöpfen, in dem sie eine geamtwirtschaftlich suboptimale Menge des Gutes zu einem zu hohen Preis anbieten.

Aufgrund der Situation als natürliche Monopole stellen Netzsektoren die Wirtschaftspolitik vor besondere Herausforderungen: Sollen die Betreiber Monopolgewinne erzielen dürfen? Falls ja, ist es gesellschaftlich akzeptierter, wenn der Staat diese einnimmt, oder sollen Private die Monopolmacht ausnützen dürfen? In der Schweiz, wie den meisten europäischen Ländern, befanden sich deswegen Netze wie Telekom, Bahn, Strom und Post im letzten Jahrhundert im Eigentum der öffentlichen Hand und wurden durch diese betrieben. Zudem wurde früher auch nicht zwischen dem Netz einerseits und dem auf dem Netz angebotenen Dienst bzw. Gut (wie elektrische Energie, Telefongespräch oder Personentransport in Zügen) unterschieden. Weil mit dem Netz ein Bereich den Charakter eines natürlichen Monopols aufweist, bildeten aus damaliger Sicht auch dem Netz vor- und nachgelagerte Dienste und Güter wie die Stromproduktion oder das Messwesen Teile des Monopols.

Es besteht ein erhebliches Risiko, dass staatliche Monopole ineffizent sind, da sie weder dem Wettbewerb ausgesetzt sind noch von gewinnmaximierenden Eigentümern streng kontrolliert werden. Ab den Siebzigerjahren des 20. Jahrhunderts wurde vermehrt Missmanagement, geringe Produktivität, und Ressourcenverschwendung kritisiert. Die ökonomische Theorie beschäftigte sich in der Folge intensiv mit der Steigerung des Wettbewerbs in bisher geschützten Märkten und damit mit Fragen der De- bzw.

Reregulierung sowie der Privatisierung. Im angelsäschsichen Raum wurden in der Folge in den Siebziger- und Achtzigerjahren viele Märkte liberalisiert und rereguliert sowie staatliche Unternehmen privatisiert. Dazu gehören Branchen wie Telekom, Bahn, Strom, Post oder Luftverkehr. Zudem hat die EU in den Neunzigerjahren eine Reihe von Direktiven zur Schaffung eines einheitlichen Marktes herausgeben, um europaweite Märkte in Bereichen wie Telekom, Bahnverkehr und Elektrizität zu schaffen.

Am Anfang der Liberalsierungen und Privatisierungen wurde die Monopolmacht der Unternehmen und damit die Bedeutung einer funktionierenden Regulierung unterschätzt. Dabei geht es einerseits um die rechtlichen Rahmenbedingungen wie Art und Umfang der Regulierung als Basis und andererseits um das Verhalten, den Status sowie die Kontroll- und die Eingriffsmöglichkeiten der Regulatoren.

Aus Sicht der Verbraucher und der betroffenen Branche werden verschiedene Anforderungen an eine gute Regulierung gestellt. Dazu gehören:

- Beschränkung der staatlichen Regulierung auf das Notwendige: Elektrizitätsnetzbetreiber werden aufgrund der Eigenschaften eines natürlichen Monopols, der Versorgungssicherheit und der technischen Sicherheit reguliert. Je nach konkreter Ausgestaltung bedeutet diese Regulierung einen erheblichen Eingriff in die unternehmerische Freiheit der betroffenen Netzbetreiber, der sich auf das Notwendige zu beschränken hat. Eine Selbstregulierung der Branche kann gerade in technischen Fragen durchaus sinnvoll sein.

  Diese Anforderung bedeutet auch, dass der Monopolbereich auf das Notwendige beschränkt wird und wo zweckmässig wettbewerbliche Lösungen gewählt werden. Die aus technisch-ökonomischer Sicht sinnvollerweise dem Monopol zugeordneten Bereiche können sich im Verlauf der Zeit wandeln und die Zuteilung ist deswegen periodisch zu überprüfen.
- Zweckmässige, kohärente und einfache Regeln: Die durch den Gesetzgeber vorgegebenen Regeln sollen zweckmässig und in sich stimmig sein, möglichst sachgerechte und effiziente Ergebnisse erlauben sowie einfach, verständlich und gerichtsbeständig sein. Diese Forderung kann in Ländern mit sehr unterschiedlich grossen Netzbetreibern wie bspw. Deutschland oder der Schweiz zu je nach Unternehmensgrösse unterschiedlichen Regeln führen. Gesetze und Verordnungen sollen zudem möglichst widerspruchsfrei und über die Zeit konsistent sein.
- Rechts- und Investitionssicherheit: Die Elektrizitätswirtschaft hat bei den Netzen und der Produktion im Vergleich mit anderen Industrien extrem lange Planungshorizonte, eine Tatsache, der bereits auf Gesetzesstufe Rechnung zu tragen ist. Zudem kann der Regulator durch sachgerechte Entscheide und Berechenbarkeit zur Planungs- und Investitionssicherheit der Netzbetreiber und ihrer Eigentümer beitragen. Die Forderung, dass zu schnelle Änderungen der Regeln zur Förderung der Rechtssicherheit zu vermeiden sind, steht in einem Spannungsverhältnis zu den notwendigen Anpassungen an ein sich wandelndes technisches und ökonomisches Umfeld, wie wir dies aktuell aufgrund der Energiewende erleben.
- Unabhängigkeit des Regulators: Einerseits muss ein Regulator als gerichtsähnliche Behörde, welche die bestehenden Gesetze und Verordnungen vollzieht, unabhängig von den politischen Behörden sein. Dazu gehören bspw. klare Komptenzen, keine

Einflussnahme durch das Ministerium, angemessene eigene Ressourcen zur Ausübung seiner Tätigkeit oder Wahl für eine feste Amtszeit. Andererseits darf er auch nicht im „luftleeren Raum“ agieren und hat die diversen Entwicklungen wie beispielsweise im Zusammenhang mit der Förderung der erneuerbaren Energien und den sich daraus ergebenden Konsequenzen zu berücksichtigen.

- Rechenschaftspflicht: Aufgrund der Eingriffsmöglichkeiten des Regulators wie bspw. zur Bestimmung von Preisen ist es wichtig, dass seine Entscheide von Gerichten überprüft werden können und dass er der Öffentlichkeit gegenüber über seine Tätigkeit transparent Rechenschaft ablegt.

Aus ökonomischer Sicht müssen nicht alle Stufen des Elektrizitätssektors im Monopol verbleiben sondern können zumindest teilweise dem Wettbewerb ausgesetzt werden. Der Wettbewerbsbereich kann ohne oder mit minimalen regulatorischen Eingriffen für den Wettbewerb geöffnet werden. Im Monopolbereich besteht hingegen auch nach der Liberalisierung noch ein erheblicher Regulierungsbedarf, bei gewissen Fragen wie namentlich dem Netzzugang ist die Regulierung sogar eine zentrale Voraussetzung für die Marktöffnung im Wettbewerbsbereich.

Die Wertschöpfungskette der Elektrizitätsindustrie kann vereinfachend in fünf Stufen eingeteilt werden (Abb. 3.19): Auf den beiden obersten Stufen geht es um die Energie. Zuoberst steht die Produktion der Elektrizität in einem Kraftwerk unabhängig von der eingesetzten Technologie (z. B. Wasserkraft, Kernenergie, Kohle, Wind- oder Sonnenenergie). Die Energie muss über Handel und Vertrieb auf der zweiten Stufe einem Händler, Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder Verbraucher angeboten werden. Beim Netzbetrieb auf der dritten bis fünften Stufe wird die Energie über das Netz transportiert: Auf der dritten Stufe befindet sich die Übertragung der Elektrizität über grosse Distanzen entweder vom Grosskraftwerk zum lokalen Verteilnetz für den Verbrauch in

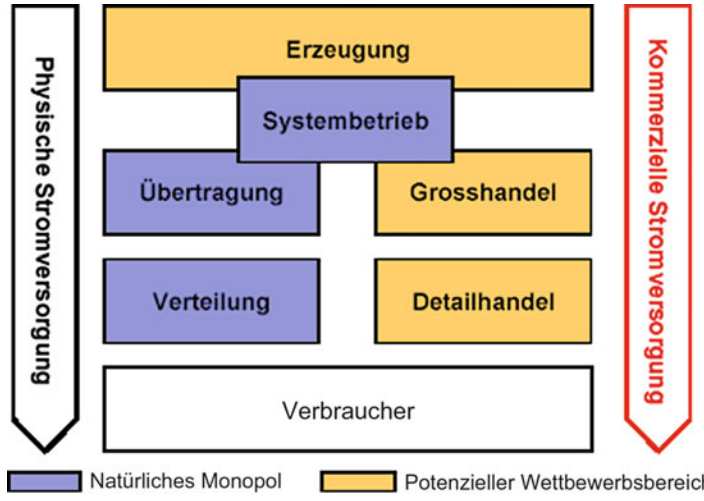


Abb. 3.19 Wertschöpfungsstufen/Tätigkeitsbereiche in der Elektrizitätsversorgung

der Schweiz oder für den internationalen Handel. Das Übertragungsnetz wird in der Schweiz auf 220 und 380 kV betrieben. Die auf 110 kV und tieferer Spannung betriebenen Verteilnetze bilden die vierte Stufe, die zur Verteilung der Elektrizität aus dem Übertragungsnetz und von weniger grossen Kraftwerken zum Verbraucher verwendet werden. Schliesslich ist das Netz auf die Systemdienstleistungen (SDL) angewiesen, zu denen namentlich die Spannungshaltung, die Primär-, Sekundär und Tertiärregelung sowie die Koordination des Systems gehören.

Die Übertragungs- und Verteilnetze auf der dritten und vierten Stufe weisen jeweils die Eigenschaften von natürlichen Monopolen auf, was wie oben dargelegt den Wettbewerb verunmöglicht und entsprechend eine Regulierung benötigt. Die SDL der 5. Stufe werden zwar zentral über den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt, was aber nicht bedeutet, dass sämtliche Komponenten im Monopol erbracht werden müssen. So beschafft bspw. der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid die Leistung und Energie der Primär-, Sekundär und Tertiärregelung über Ausschreibungen und damit in einem marktbasierten Verfahren bei den Kraftwerken. Aus heutiger Sicht lassen sich demgegenüber die Produktion sowie der Handel und Vertrieb als die beiden ersten Stufen der Wertschöpfungsketten ohne weiteres wettbewerblich organisieren (Tab. 3.2).

Tab. 3.2 Struktur der Wertschöpfungskette anhand des Elektrizitätspreises für einen mittleren Haushalt für das Jahr 2016. (Quellen: ElCom und Swissgrid)

Stufe	Beschreibung	Träger	Preis (Rp./kWh)
Energie	**Wettbewerbsbereich**	**–**	**7,8**
Produktion	Gewinnung von Elektrizität aus anderen Formen von Energie	Kraftwerke	
Handel und Energievertrieb	Handel und Verkauf	Händler, EVU, Strombörsen	
Netzbetrieb	**Monopolbereich**	**–**	**10,0**
Übertragung	Elektrizitätstransport über das Übertragungsnetz zur Weiterverteilung, zu Endkunden oder für den internationalen Handel	Swissgrid	0,8
Verteilung	Elektrizitätstransport über ein Verteilnetz zu den Konsumenten	Verteilnetzbetreiber	8,75
Systemdienstleistungen (SDL)	Leistungen, die Netzbetreiber für die Kunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung erbringen (Spannungshaltung, Systemkoordination)	Swissgrid	0,45
Abgaben			**2,1**
Kommunale und kantonale Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen			0,9
Bundesabgaben zur Förderung von erneuerbaren Energien (kostendeckende Einspeisevergütung, KEV) sowie zum Schutz der Gewässer und Fische			1,3
Durchschnittlicher Elektrizitätspreis		**Mittlerer Haushalt**	**20,0**

Die Wirksamkeit des Wettbewerbs auf den ersten beiden Stufen hängt von verschiedenen Faktoren ab. Dazu zählen sowohl Marktstruktur bzw. das Verhalten der Marktteilnehmer als auch rechtliche Grundlagen. Da Produktion, Handel und Vertrieb ohne Netz nicht funktionieren können, sind sie auf den freien Netzzugang angewiesen, womit der Regulierung des Netzzugangs eine besondere Bedeutung zukommt.

3.6.1.2 Zugang zum Netz und Netztarife

Der Zugang zum Netz und dessen detaillierten Bedingungen kann den Verhandlungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Produzenten, Händler oder Endverbraucher überlassen werden (sog. ausgehandelter Netzzugang) oder er wird staatlich geregelt (regulierter Netzzugang). Aufgrund der Monopolstellung des Netzbetreibers und der Bedeutung des Netzzugangs für die Verbraucher und Nachlieger als Marktgegenseite werden in der Praxis normalerweise der Marktzugang und die Netztarife staatlich reguliert. Dies ist auch in der schweizerischen Elektrizitätswirtschaft der Fall.

Der Marktzugang definiert unter anderem, zu welchen Bedingungen ein Kunde angeschlossen wird und er vom Netz Gebrauch machen darf. In der Schweiz wird in der ersten Stufe der Marktöffnung unter diesem Begriff zudem das Recht eines Grossverbrauchers (>100 MWh Verbrauch pro Jahr) verstanden, von seinem Lieferanten freier Wahl Elektrizität zu beziehen (Art. 4 Abs. 1 Bst. d i. V. m. Art. 6 StromVG).

Aus methodischer Sicht kann die Regulierung der Netztarife oder-erlöse nach dem Zeitpunkt der Überprüfung und der Art der Regulierung unterteilt werden. Muss ein Netztarif bzw. -erlös vorab durch den Regulator genehmigt werden, so wird von einer ex-ante Regulierung gesprochen, andernfalls wird der Begriff ex-post Regulierung verwendet. Zudem kann vereinfachend zwischen kosten- und anreizorientierten Ansätzen unterschieden werden: Beim kostenorienterten Ansatz wird meistens ausgehend von den anrechenbaren Kosten der Gewinn des Netzbetreibers begrenzt, das Ziel liegt in der Verhinderung von Monopolrenten. Je nach konkreter Ausgestaltung werden die Tarife oder Erlöse aus dem Netznutzungsentgelt sämtlicher Netzbetreiber überprüft oder der Regulator greift nur entweder aufgrund von Indizien von Amtes wegen oder aufgrund von Beschwerden ein.

Ein typisches Beispiel für einen kostenortientierten Ansatz ist die Renditeregulierung (Rate-of-return-Regulierung), bei der die regulierten Unternehmen ihre Kosten decken und eine angemessene Rendite auf dem eingesetzten Kapital erzielen können. Diese auch cost-plus genannte Methode wird aktuell in der Schweiz verwendet. Kritisiert werden daran die fehlenden Anreize für den Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen aufgrund von Kostensenkungen und Produktivitätsfortschritten, da einerseits eine erhöhte Effizienz direkt den Kunden zu Gute kommt und der Gewinn des Netzbetreibers nicht steigt, und andererseits der Regulator die Kosten nur in beschränktem Umfang prüfen und gegebenenfalls korrigieren kann. Umgekehrt bietet die Renditeregulierung mit ihrer Anreizstruktur Gewähr für genügend Investitionen, was in Phasen von grossem Investitionsbedarf ein Argument für die Beibehaltung dieser Methode sein kann. Zudem ist sie vergleichsweise einfach und transparent. Eine kostenorientierte Regulierung kann als ex-ante oder als ex-post Regulierung ausgestaltet sein.

Aufgrund der Kritik, wonach eine kostenorientierte Regulierung einem Netzbetreiber zu wenig Anreize für Effizienzsteigerungen biete, wurden Ansätze entwickelt, welche solche Verhaltensanreize direkt im Modell berücksichtigen. Den sehr unterschiedlichen Ansätzen ist allen gemeinsam, dass ein Netzbetreiber mit höheren Gewinnen von eigenen Kosteneinsparungen profitieren kann und damit einen Anreiz zur Effizienzsteigerung erhält. Aufgrund von Vergleichen mit anderen Unternehmen (sog. benchmarks) bestimmt der Regulator, wie hoch die Preise (Price-cap-Regulierung) oder Erlöse (Revenue-cap-Regulierung) für ein Versorgungsgebiet mit den entsprechenden Merkmalen (wie bspw. Topographie, Spitzenlast, Siedlungsdichte, etc.) maximal sein dürfen, bis zu welchem Zeitpunkt diese Preise oder Erlöse spätenstens erreicht werden müssen und wie schnell sie in der Zwischenzeit zu sinken haben. Sinken die Kosten schneller als die Erlöse, so kann der Netzbetreiber die so generierten Gewinne einbehalten. Umgekehrt sieht er sich aber auch mit einem Verlustrisiko konfrontiert, sollte er die Kosten nicht rechtzeitig in den Griff bekommen. In der Realität werden diese Verfahren noch zusätzlich verkompliziert, da diverse Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode berücksichtigt werden müssen wie bspw. die allgemeine Teuerung, branchenweite Produktivitätsfortschritte oder Schwankungen in der abgesetzten Energie.

Die Anreizregulierung weist neben dem offensichtlichen Vorteil der Effizienzsteigerung aber auch wesentlche Nachteile auf. Zu nennen ist hier namentlich das Risiko, dass ein an kurzfristigen Gewinnzielen orientiertes Management die Investitionen und den Unterhalt vernachlässigt. Die anreizorientierte Regulierung sollte daher mit Mindestanforderungen an die Qualität kombiniert werden. Da Elektrizitätsnetze aber erst mit einer deutlichen Zeitverzögerung auf vernachlässigte Investitionen reagieren (sog. Hysteresis), werden Investitionen in der Regulierung häufig explizit berücksichtigt. Dies verkompliziert eine bereits nicht einfache Regulierung zusätzlich.

3.6.1.3 Vertikale Integration

Die Offenheit des Zugangs zum Elektrizitätsnetz ist eine entscheidende Einflussgrösse für den Wettbewerb in der Produktion und im Handel. Aus wettbwerblicher Sicht ist es damit zentral, dass ein vertikal integriertes Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Wettbewerbsbereiche Produktion und Handel vom Monopolbreich Netz trennt (sog. unbundling). Andernfalls besteht das Risiko, dass es um sich einen Wettbewerbsvorteil zu verschaffen entweder Informationen, die es in der einen Rolle erhält, für eine andere Rolle verwendet, Wettbewerbern den Netzzugang erschwert oder Kosten unzulässig aufteilt. So könnte ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen bspw. das Wissen als Netzbetreiber für die Produktion oder den Handel einsetzen oder es könnte bei einem Ausfall eines wichtigen Kraftwerks die Information für den Abschluss von Handelsgeschäften verwenden (Insidergeschäfte). Schliesslich gilt es eine Verlagerung von Kosten aus dem Wettbewerbs- in den Monopolbereich und damit Quersubventionen zu verhindern.

Die Entflechtung kann über eine rechtliche Trennung bezüglich Eigentümerschaft, Management, Information oder Buchhaltung/Finanzen erfolgen. Bei der buchhalterischen Entflechtung als mildester Form verbleiben alle Stufen im gleichen Unternehmen, welches jedoch dem Regulator anhand von getrennten Buchhaltungen nachzuweisen hat, dass

es keine Quersubventionen gibt. Zudem muss es im Konfliktfall aufzeigen, dass es den freien Netzzugang gewährleistet. Die strengste Form der Entflechtung ist die als vertikale Trennung bekannte Aufteilung bezüglich Eigentümerschaft, welche den Verkauf des Netzes oder der Produktion verlangt.

Auch wenn aus wettbewerblicher Sicht die Aufteilung in dem Wettbewerb ausgesetzte und im Monopol verbleibende Bereiche sinnvoll ist, so weist eine strikte Trennung den Nachteil auf, dass Verbundvorteile zwischen den Bereichen nicht mehr genutzt werden können. Zu nennen sind hier insbesondere die schwierigere Koordination zwischen den Stufen bzw. die geteilte Verantwortung, da jede Stufe nur noch für sich optimiert und eine Optimierung über die einzelnen Stufen nicht zwingend zum besten Gesamtsystem führt. So kann der beste Standort aus Sicht des Kraftwerksbetreibers zu zusätzlichen Netzausbauten und damit Kostensteigerungen für das Netz führen. Inwiefern der Kraftwerksbetreiber bei seiner Planung die Netzkosten berücksichtigt, hängt nach der strikten Trennung von Produktion und Netz von einer allfälligen Kostenbeteiligung des Kraftwerksbetreibers bei den Netzausbauten ab. Zudem kann es in schwierigen Situationen nachteilig sein, dass niemand die ungeteilte Veantwortung für das Gesamtsystem hat.

3.6.1.4 Einbindung in den europäischen Markt

Länderübergreifende und generell grössere Märkte führen tendenziell zu effizienteren Ergebnissen als kleine, regional abgeschottete Märkte. Gründe dafür können bspw. höhere Wettbewerbsintensität dank mehr Anbietern und Nachfragern, Grösseneffekte in der Produktion oder geeignetere Produktionsstandorte aufgrund von lokalen Verhältnissen und damit Spezialisierung auf die für diesen Ort beste Technologie sein. Zu letzterem gehört bspw., dass Windkraftwerke vor allem in Gegenden mit genügend und gleichmässigem Wind wirtschaftlich betrieben werden können. Zudem können in grösseren Verbünden allfällige Kraftwerksausfälle besser ausgeglichen und damit kann die Versorgungssicherheit erhöht werden.

Je stärker die Märkte integriert sind, desto besser lassen sich diese Vorteile nutzen. Dies bedingt den Abbau von Handelshemmnissen wie Zöllen, unterschiedlichen technischen und rechtlichen Vorgaben oder ungenügenden Transportkapazitäten. Im Bereich des Elektrizitätshandels bedeutet dies namentlich, dass genügend leistungsfähige Transportnetze und möglichst geeignete Verfahren wie bspw. Auktionsverfahren zur Versteigerung der knappen Kapazitäten zur Verfügung stehen müssen.

3.6.2 Daten zur schweizerischen Elektrizitätsversorgung

Der Endverbrauch an elektrischer Energie liegt in den letzten Jahren bei knapp 60 TWh/a. Diesem Verbrauch steht derzeit eine mitllere inländische Stromproktion von 65 TWh an inländischer Stromproduktion gegenüber. Da ein massgeblicher Teil der Erzeugung in Wasserkraftwerken vorhanden ist, kann die Stromerzeugung je nach Hydraulizität um einige TWh jährlich schwanken. Aufgrund des hohen Anteils an alpiner hydraulischer Erzeugung, die in der kalten Jahreszeit geringe Zuflüsse aufweist, und trotz einer

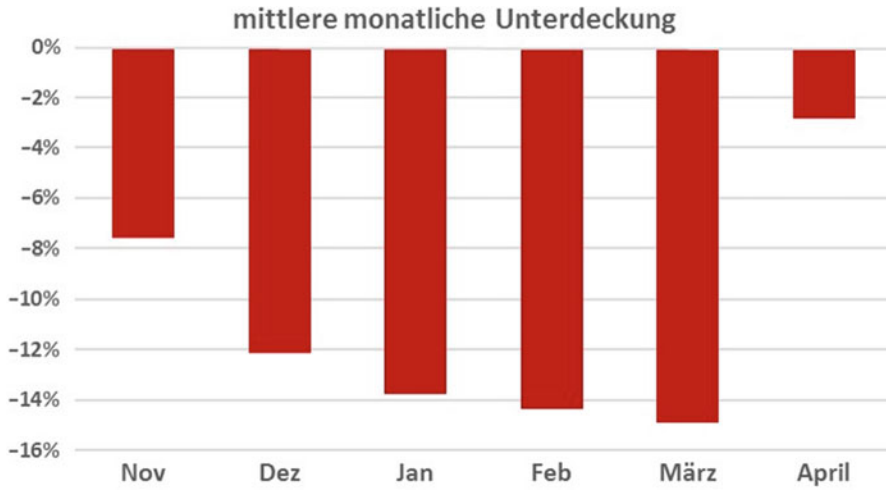


Abb. 3.20 Monatliche Unterdeckung in der Schweiz im Mittel 2005–2015; Nettoerzeugung (abzgl. Speicherpumpen bezogen auf den Landesverbrauch (incl. Verluste) neue Bilder und Tabelle n

nutzbaren Kapazität von 8 TWh in den Speicherseen, welche zu einem grossen Teil zur saisonalen Anpassung eingesetzt wird, ist die Schweiz in den Wintermonten auf den Nettoimport an elektrischer Energie aus dem Ausland angewiesen Abb. 3.20.

Die mittlefristige Energiepolitik baut auf einer Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke nach Ablauf ihrer technischen Lebensdauer. Dadurch muss langfristig in den Wintermonaten über 50 % des Landesverbrauches aus neuen inländischen Anlagen oder Stromimporten gedeckt werden. Ein wesentlicher Baustein der zukünftigen Elektrizitätsproduktion soll nach Ansicht des Bundesrates die Photovoltaik sein. Ein bevorzugtes Szenarion geht von einer langfristigen Produktion aus inländischen Photovoltaikanlagen in Höhe von jährlich 10 TWh entsprechend einer Leistung von ungefähr 10 GW aus. Geht man von dem aktuellen saisonalen Produktionsverlauf aus, würde dadurch die Unterdeckung in den kalten Monaten (Nov-März) immer noch bei über 40 % liegen (Abb. 3.21).

Die höchste vertikale Netzlast in der Schweiz liegt bei 10 GW. Diese triit wie in den meisten mitteleuropäischen Ländern an kalten Werktagen in den Wintermonaten auf. Die verfügbare Kraftwerksleistung (16–18 GW) liegt auch in den Starklastperioden wesentlich über der Netzlast und wird im allgemeinen zur wirtschaftlichen Optimierung gegen den internationalen Strommarkt eingesetzt. Allein die in Speicherkraftwerken verfügbare Leistung ist in der Grössenordnung der Netzlast. Für Überlegungen zur Versorgungssicherheit ist allerdings zu berücksichtigen, dass die zeitliche Beanspruchung der Leistung durch temporär begrenzte Zuflüsse bzw. Speichervolumen teilweise sehr gering sein kann.

Die Schweizerische Elektrizitätsversorgung ist sehr heterogen aufgebaut. Am deutlichsten wird dies in der Anzahl und Grösse der Netzbetreiber in der Schweiz deutlich (siehe Abb. 3.22). Zu den Verteilnetzbetreibern zählt man heute in der Schweiz rund 670 Unternehmen. Rund 10 Unternehmen haben einen Anteil am aufsummierten Energieumsatz von 50 %. Die 80 grössten Netzbetrieber decken einen Anteil von 80 % am Stromendverbrauch in der Schweiz ab. Für genauere statistische Auswertungen werden deshalb oft weniger als 100 Netzbetreiber ausgewertet.

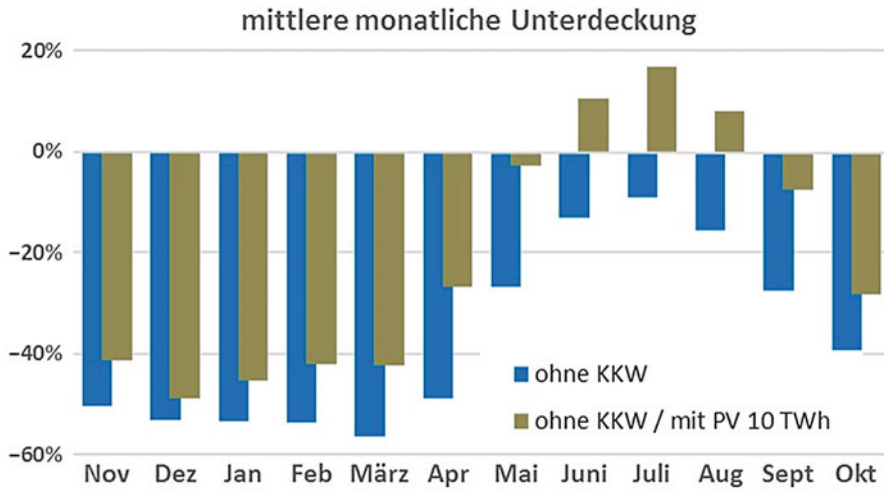


Abb. 3.21 Hochrechnung der monatlichen Unterdeckung in der Schweiz ohne Kernenergie und mit Photovoltaik 10 TWh/a neue Bilder und Tabelle n

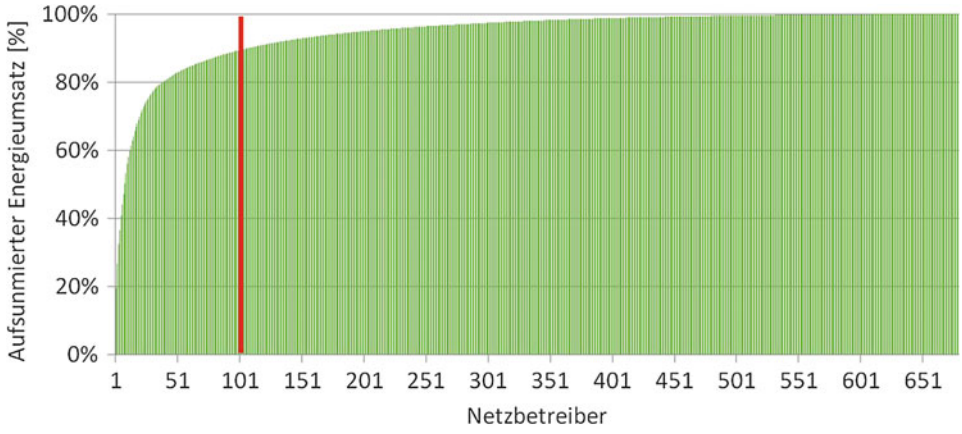


Abb. 3.22 Aufsummierter Energieumsatz der Schweizersichen Verteilnetzbetreiber. Quelle: ElCom (ElCom 2014a) neue Bilder und Tabelle n

Die in der Schweizer Elektrizitätsstatistik 2014 erfassten rund 300 Elektrizitätsunternehmen decken 90 % der gesammten Stromproduktion und rund 80 % der Verteilung an Endkunden ab. Sie investierten im Jahr 2013 rund 3,5 Mrd. CHF, zu ungefähr gleichen Teilen in Produktionsanlagen sowie in Übertragungs- und Verteilungsanlagen. Gemeinsam mit anderen Infrastruktursektoren – wie Telekommunikation, Bahnverkehr oder Gas – vereint die Elektrizität in Industriestaaten im Durchschnitt jeweils zwischen 10 % und 25 % der wirtschaftsweiten Anlageinvestitionen auf sich. Für die Schweiz sind keine Daten zur Aufteilung der Investitionen auf die Branchen verfügbar. Ein Vergleich der

Anlage- und Sachvermögen für den gesamten Sektor Energieversorgung (Elektrizitäts-, Gas- und Wärmeversorgung) liefert eine Annäherung, gemäss der sich die Energieversorgung unter den wichtigsten vier Branchen in Bezug auf das Investitionsvolumen befindet. Eine angemessene Regulierung dieser Netzwerksektoren ist daher entscheidend dafür, dass ein beträchtlicher Teil der gesamtwirtschaftlichen Investitionen effizient erfolgt (Alesina 1995; Conway et al. 2006).

Die Ausgaben der Endverbraucher für Elektrizität betrugen 2013 rund 10 Mrd. CHF. Der durchschnittliche Endverbraucherpreis über alle Abnehmerkategorien lag bei 16.7 Rp/kWh (Quelle: schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013). An direkten Steuern sowie Wasserrechtsabgaben transferierte der Sektor im Jahr 2013 rund 0.9 Mrd. CHF an die öffentliche Hand wobei die Verzinsung des öffentlichen Kapitalanteils nicht mit eingerechnet ist. Steuern und Abgaben sind seit der Öffnung des Strommarktes rückläufig (2009:1,4 Mrd.CHF).

Die Schweiz ist im europäischen Elektrizitätsmarkt bereits heute ein zentraler Handelsplatz und wichtige Drehscheibe für den Transit von Elektrizität. Diese Position verdankt sie ihrer zentralen geographischen Lage mit einer grossen Anzahl an grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen und ihren Kapazitäten zur Elektrizitätsspeicherung in Stauseen. Dank Wasserkraft kann die Schweiz in Europa als Spitzenzeitenproduzenten agieren: Sie importiert zu günstigen Konditionen ausserhalb von Hochtarifzeiten und exportiert in Zeiten mit hoher Belastung.

Das Potenzial der Elektrizitätswirtschaft für den Standort Schweiz zeigt sich in der Handelsstatistik. Wird der Energieverkehr an den physischen Energiemengen gemessen, so hat der Energieverkehr mit dem Ausland der Schweiz in den letzten zwanzig Jahren mit Ausnahme der Jahre 2005 und 2006 stets einen Exportüberschuss eingebracht. Im Jahr 2013 lieferte die Schweiz insgesamt 37.4 TWh ans Ausland, importierte 42.9 TWh und erzielte einen Exportüberschuss. von knapp 5 TWh. Dabei wurde ein Saldogewinn von knapp einer halben Mia. Franken erzielt. In früheren Jahren lag der Ertrag deutlich höher, was mit einem wesentlich grösseren Handelsvolumen und allgemein höheren Preisen auf dem Energiemarkt begründet werden kann. Die wichtigsten Handelspartner sind Italien als Abnehmer und Frankreich als wichtigster Lieferant von Elektrizität. 2013 flossen 2/3 der Schweizer Ausfuhren nach Italien, Deutschland und Frankreich. Auf der Importseite lieferte Frankreich rund die Hälfte der gesamten Einfuhren, 28 % kamen aus Deutschland.

In den nächsten Jahrzehnten könnte die Schweizer Wasserkraft noch stärker nachgefragt werden, wenn die richtigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die EU hat sich für die erneuerbaren Energien ehrgeizige Ziele gesetzt und einen massiven Ausbau der Kapazitäten begonnen. Mit zunehmendem Gewicht dieser wetterbedingt variabel anfallenden Energiequellen steigt in Europa der Bedarf an Speicherkapazitäten und damit gewinnen die Schweizer Wasserkraftspeicher an Bedeutung. Dieser Trend könnte der Elektrizitätswirtschaft ermöglichen, ihr Geschäftsmodell um die Komponente des Verkaufs von Speicherkapazitäten für erneuerbare Energien zu erweitern. Die Nutzung dieses Potenzials setzt jedoch zum einen ausreichend leistungsfähige Verbindungen an das europäische Stromleitungsnetzwerk voraus, zum anderen muss sich die Schweiz eine zentrale Position im entstehenden europaweiten Elektrizitätsnetz sichern.

Allerdings kämpfen Ausbauvorhaben im Bereich Wasserkraft mit 2 grundsätzlichen Problemen. Einerseits sind hohe Investitionen notwendig, welche aufgrund der Nutzungsdauern von bis zu 80 Jahren keine kurzfristigen Gewinne versprechen sondern eine

langfristige Anlagestrategie benötigen. Andererseits können Entwicklungen in alternativen Speichertechnologien über einen derartig langen Zeitraum nur schwer abgeschätzt werden. Staatliche Förderinstrumente können zudem Verzerrungen im Vergleich zu dezentralen Konkurenzprodukten zur Energiespeicherung verursachen und für die Investitionsrechnung ein weitere schwer einbeziehbare Komponente bedeuten. Durch die hohen Fixkosten ist eine kurzfristige Reaktion auf schnell ändernde Rahmenbedingungen kaum möglich, sodass die Erträge direkt durch die Preise auf dem Strommarkt, also durch die Konkurrenzpreise bestimmt werden.

3.6.3 Entwicklung zum Strommarkt CH

Die Schweiz war eines der letzten europäischen Länder, welche ihren Strommarkt geöffnet haben. Als das Schweizer Stimmvolk 2002 das Elektrizitätsmarktgesetz ablehnte, hatte die Mehrheit der Industriestaaten längst die ersten Schritte in Richtung Liberalisierung geschafft. So haben etwa 24 von 30 Mitgliedstaaten der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) den Marktzugang zu ihren Elektrizitätsnetzen bereits liberalisiert. In der Schweiz hingegen wurde die Liberalisierung durch die Ablehnung des Elektrizitätsmarktgesetzes um sechs Jahre hinausgeschoben. Mit dem Inkrafttreten des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) im Jahr 2008 legte die Schweiz schliesslich doch noch den Grundstein für Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft.

Die Kernpunkte des neuen Gesetzes umfassen u. a. die Garantie eines diskriminierungsfreien Zugangs zum Elektrizitätsnetz, die Einführung eines freien Netzzugangs für Grossverbraucher und damit die Schaffung der Basis für einen liberalisierten Grosshandelsmarkt. Es war ursprünglich vorgesehen, dass ab 2014 alle Endkunden ihren Elektrizitätslieferanten frei wählen können. Dabei stellt sich eine zentrale Frage zur Umsetzung: Flächendeckende Lastgangmessung oder Einführung eines Standardlastprofilverfahrens. Der Zeitpunkt für die vollständige Marktöffnung ist aktuell noch offen.

Mit der Überwachung der Einhaltung des StromVG und der Garantie der rechtlichen Sicherheit für alle Marktteilnehmer wurde die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) beauftragt. Für den Betrieb des Übertragugnsnetzes sowie der Sicherstellung der Systemdienstleistungen wurde die zu diesem Zweck bereits 2005 gegründete Netzgesellschaft Swissgrid beauftragt. Mit der Überführung der Anlagen des Übertragungsnetzes ist Swissgrid seit 2013 auch Eigentümerin.

2009 ist die Unzufriedenheit mit den Rahmenbedingungen so weit verbreitet, dass der Bundesrat im November eine Revision des StromVG ankündigt. Das Ziel der Marktöffnung, so damals der Bundesrat, sei bisher nicht erreicht worden, nämlich die Schaffung einer wettbewerbsorientierten und sicheren Stromversorgung. Stattdessen habe mangelnde Markttransparenz, nicht wettbewerbsorientiertes Verhalten der Akteure und der weiterhin drohende Anstieg der Strompreise die internationale Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Unternehmen untergraben. Bis 2011 sollte das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) eine Vernehmlassungsvorlage

vorlegen. Die Arbeiten wurden allerdings zwischenzeitlich sistiert. 2014 wurden sie neu aufgenommen, wobei der zweite Marktöffnungsschritt allerdings nicht mehr Gegenstand dieser Revision ist und gemäss separatem Fahrplan erfolgen wird.

Ziel der Revision ist es, bestehende Lücken im Gesetz zu schliessen sowie neue Regelungen aufgrund der sich wandelnden Rahmenbedingungen in der Strombranche zu prüfen.

Die internen Arbeiten erfolgen in fünf Teilprojekten:

- Anreiz- und Qualitätsregulierung;
- Marktdesign (inkl. Regulierung von Systemdienstleistungen und Speicher);
- Netzaspekte (v. a. regulatorische Anforderungen eines Smart Grids (inkl. Messwesen und Arealnetze));
- Tarifierung (v. a. Weiterentwicklung des Netznutzungsmodells);
- Rechtliche Fragen (grundlegende Überarbeitung des Gesetzes sowie vorwiegend rechtliche Spezialthemen)

(Quelle: BFE (Bundesamt für Energie)) (Tab. 3.3)

Tab. 3.3 Chronologie der Liberalisierung in der Schweiz

2000	• ETRANS wird gegründet, mit den Aufgaben einer Koordinationsstelle für das Übertragungsnetz betraut und nimmt gleichzeitig die operative Tätigkeit auf.
2002	• Das ELEKTRIZITÄTSMARKTGESETZ und damit auch der erste Versuch zur Liberalisierung des Schweizer Strommarktes – scheitert in der Volksabstimmung.
2003	• Das BUNDESGERICHT bestätigt einen Entscheid der Wettbewerbskommission (Weko): Netzbetreiber können zur Durchleitung von Strom anderer Lieferanten gezwungen werden.
2003	• Die ZWEITE ELEKTRIZITÄTSMARKT DIREKTIVE der EU setzt das Datum für die volle Marktöffnung des internen Elektrizitätsmarktes auf Juli 2007 fest.
2006	• Die SWISSGRID übernimmt von Etrans den Betrieb des Übertragungsnetzes.
2007	• Das Schweizer Parlament stimmt dem StromVG zu, das Referendum wird nicht ergriffen.
2008	• Das STROMVERSORGUNGSGESETZ, StromVG, tritt per 1. Januar in Kraft mit einer zweistufigen Marktöffnung. –
2008	• Im August werden die Netznutzungsentgelte veröffentlicht. Sie zeigen signifikante (10-20 %) Erhöhungen mit der Umsetzung des Strom VG auf. • Im Dezember verordnet der Bundesrat substanzielle Änderungen in der Stromversorgungsverordnung betreffend Berechnung der Netznutzungsentgelte. Zudem werden Kraftwerke verpflichtet, einen Beitrag an die Kosten der Systemdienstleistungen zu leisten.
2009	• Grosskunden mit einem Jahresverbrauch >100MWh pro Verbrauchsstätte haben Netzzugang. • Die volle Marktöffnung (alle Endkunden) ist für 2014 vorgesehen. • Der Bundesrat kündigt eine Vernehmlassungsvorlage zur REVISION DES STROMVG bis 2011 an.
2011	• Die Arbeiten an der Revision des StromVG werden wegen den Arbeiten an der Energiestrategie 2050 sisitiert.
2013	• Bundesgerichtsentscheid für eine Rückerstattung von SDL-Beiträgen aufgrund der Einsprache diverser Kraftwerksgesellschaften.
2014	• Die Arbeiten an der Revision des StormVG werden wieder aufgenommen mit dem Ziel, bestehende Lücken zu schliessen und neue Regelungen zu prüfen. Die vollständige Strommarköffnung ist nicht mehr Gegenstand der Revision.

3.6.4 Kernthemen des Strommarkts CH

3.6.4.1 Die Branchendokumente

Das Stromversorgungsgesetz (StromVG) in der Schweiz wurde vom Bundesamt für Energie erarbeitet, vom Bundesrat vorgelegt und von den beiden Räten am 23. März 2007 verabschiedet. Während das schweizerische Stimmvolk 5 Jahre zuvor das EMG noch in einer Volksabstimmung abgelehnt hatte, wurde gegen das StromVG kein Referendum ergriffen. In Politik, Wirtschaft und Bevölkerung war nun ein Konsens vorhanden, dass der Strommarkt geöffnet werden soll. Mit einer Förderung der erneuerbaren Energien und einer gestaffelten Marktöffnung waren nun zwei substantielle Punkte enthalten.

Das StromVG legt den Rahmen bei der Strommarkliberalisierung wie Zuverlässigkeit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit fest, beschreibt die wesentlichen Aspekte wie das Bilanzgruppenmanagement oder den Netzzugang und definiert die Rollen und Aufgaben der an der Elektrizitätsversorgung Beteiligten. In der Stromversorgungsverordnung sind die gesetzlichen Regelungen genauer spezifiziert wie beispielsweise die Grundlagen zur Berechnung der Netznutzungsentgelte.

Die Strommarktliberalisierung CH basiert teilweise auf dem Subsidiaritätsprinzip. Die Branche war aufgerufen, die Umsetzung von StromVG und StromVV fachlich stark zu unterstützen. Der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE gleiste ein breit angelegtes Projekt Merkur Access auf, in welchem die Stromversorger gemeinsam ein Dokumentenpool zur Umsetzung des StromVG erarbeiten sollten. Es entstanden die sogenannten Branchendokumente. Im Marktmodell elektrische Energie sind sowohl das Bilanzgruppenmodell als auch das Netznutzungsmodell für die Schweiz detailliert beschrieben. In 6 sogenannten Schlüsseldokumenten sind thematisch klar strukturiert Aufgaben und Prozesse beschrieben:

- Transmission Code und Distribution Code definieren die technischen Grundsätze und Mindestanforderungen für den Anschluss an die jeweiligen Netze sowie den Betrieb und die Nutzung der Netze in der Schweiz. Sie beschreiben die Aufgaben der daran beteiligten Akteure und regeln die technischen Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern und Netznutzern sowie allenfalls weiteren Akteuren.
- Der Distribution Code definiert die technischen Grundsätze und Mindestanforderungen für den Anschluss an ein Verteilnetz sowie den Betrieb und die Nutzung der Verteilnetze in der Schweiz.
- Metering Code definiert das aktuelle Messdatenmanagementkonzept für den schweizerischen Strommarkt. Es werden die Mindestanforderungen ans Messdatenmanagement als Basis für die Verrechnung von Energielieferung und Netznutzung definiert.
- Balancing Concept: Grundsatzkonzept für die Organisation der Dienstleistungen, die der ÜNB erbringt, um die elektrische Energie- und Leistungsbilanz im Elektrizitätssystem ständig aufrecht zu erhalten.
- Netznutzungsmodell – VN/ÜN beschreibt Regeln für die transparente und diskriminierungsfreie Organisation der Nutzung der schweizerischen Netze. Es regelt die kommerziellen Aspekte der Netznutzung im schweizerischen Strommarkt und bildet eine einheitliche Grundlage für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte sowie für die Koordination zwischen Verteilnetzbetreibern (Abb. 3.23)



Abb. 3.23 Struktur der Branchendokumente neue Bilder und Tabelle n

Zusätzliche Umsetzungsdokumente erleichtern Anwendung der Regelungen in den verschiedenen Teilgebieten, wie das Vertragswesen oder das Datenhandling. Weitere Hilfsmittel stehen teilweise auch als Software-Tools für die Generierung von Daten und für die Auswertung zu Verfügung.

Der VSE hat sich durch die Organisation der Arbeiten im Projekt Merkur als wichtiger Vertreter der Branche in allen wesentlichen Fragen der Umsetzung und Weiterentwicklung des StromVG positioniert. So sind in den Branchendokumenten sogar Zielwerte für die Verfügbarkeit der Verteilnetze oder Mindestanforderungen an das Energiedatenmanagement definiert.

3.6.4.2 Swissgrid

Eine zentrale Rolle im liberalisierten Strommarkt Schweiz wurde der neu geschaffenen Swissgrid zugeordnet. Als Schweizer Übertragungsnetzbetreiber ist die Swissgrid für die Regelzone Schweiz, welche aus den früher 7 inländischen in eine einzige Regelzone überführt wurde, und die Gewährleistung des sicheren Betriebes des Übertragungsnetzes verantwortlich. Hierzu gehören die tägliche Betriebsführung mit den entsprechenden Netzsicherheitsrechnungen auf Basis der Lastprognosen und der geplanten Einspeisepunkte sowie die Beschaffung und Einsatz der Systemdienstleistungen. Ebenso berechnet und vermarktet die Swissgrid die Kapazitäten im grenzüberschreitenden Energiekehr. Um die Unabhängigkeit von den Verteilnetzbetreibern zu wahren, gingen das Übertragungsnetz von den früheren Eigentümern 2013 in den Besitz der Swissgrid über. Damit ist sie für die langfristige Ausgestaltung und als Vertreterin der Schweiz in der ENTSO-E auch für die zukünftige Einbindung der Schweiz in das gesamteuropäische Übertragungsnetz verantwortlich.

Die Swissgrid ist verantwortlich für die Prozesse im Bilanzgruppenmangement. Sie berechnet auf Basis der Fahrplanabweichungen die viertelstündigen Ausgleichsenergiemengen der einzelnen Bilanzgruppen und verrechnet so verursachergerecht die Kosten für die Regelenergie. Zusätzlich fungiert die Swissgrid als Drehscheibe für die Verteilung des Aufwandes zur Förderung der erneuerbaren Energiequellen auf die Endverbraucher an elektrischer Energie in der Schweiz.

3.6.4.3 Einfluss des Staates

Der Staat verfügt im schweizerischen Elektrizitätssektor auch nach dem Inkrafttreten des StromVG über eine bedeutsame Stellung in den drei verschiedenen Rollen als Eigentümer, Gesetzgeber und Regulator:

Eigentümer Die meisten der rund 670 Elektrizitätsversorgungsunternehmen und damit die Kraftwerke und Netze befinden sich vollständig oder mehrheitlich im Eigentum der Kantone und Gemeinden. Im Gegensatz zu anderen zentralen Infrastrukturen wie Bahn, Telekom oder Post ist der Bund weder in der Produktion noch in den 50-Hz Netzen Eigentümer. Er besitzt lediglich über die SBB einen geringen Anteil an der Produktion

sowie einen Grossteil der 16.6 Hz Anlagen. Im Verteilnetz ist das staatliche Eigentum nicht vorgeschrieben sondern historisch gewachsen und letztlich eine Frage der Eigentümerstrategie. Demgegenüber muss Swissgrid gemäss Art. 18 Abs. 3 StromVG direkt oder indirekt mehrheitlch den Kantonen und Gemeinden gehören.

Staatliches Eigentum hat Vor- und Nachteile. Zu den Vorteilen wird immer wieder der Einfluss des Staates zur qualitiativ guten Versorgung der Bevölkerung und Wirtschaft zu angemessenen Preisen in zentralen Bereichen wie Elektrizität, Trinkwasser oder Gesundheit gezählt. Im Weiteren kann staatliches Eigentum bei politisch erwünschten Änderungen wie Schaffung eines wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarktes oder ökologischem Umbau der Elektrizitätswirtschaft ein Vorteil sein, wenn der Eigentümer neben der Gewinnmaximierung auch die gewünschten Änderungen selbst als Ziel hat.

Die staatlich geprägte Struktur hat jedoch auch drei gewichtige Nachteile. Erstens sind die Anreize zur effizienten Leistungserbringung bei staatlichen Eigentümern tendenziell schwächer ausgeprägt. Zweitens kann das staatliche Eigentum zu Wettbewerbsverzerrungen führen, da durch die faktische Staatsgarantie die Kapitalbeschaffung einfacher wird. Schliesslich haben diese Unternehmen aufgrund ihrer Eigentümerschaft leichteren Zugang zu politischen Behörden und können so versuchen, die Gesetze und Verordnungen und damit die Regeln, denen sie unterstehen, zu beeinflussen.

Gesetzgeber Einen wesentlichen Einfluss übt der Staat und dabei in der Schweiz insbesondere der Bund in seiner Rolle als Gesetzgeber aus. Vorliegend interessiert vorwiegend die Stromversorgungsgesetzgebung (StromVG und StromVV), welche die Bereiche Versorgungssicherheit, Marktöffnung, Netzzugang, Netzentgeltregulierung, etc. regelt. Zusätzlich gibt es auf nationaler Ebene weitere Erlasse wie bspw. das Energiegesetz (EnG), welches sich mit der Förderung der erneuerbaren Energien und der sparsamen Energienutzung befasst, oder die Gesetzgebung im Zusammenhang mit der Kernenergie.

2015 dominieren in der politischen Diskussion Fragen zur Energiestrategie und damit der Förderung der neuen erneuerbaren Energien und dem Atomausstieg, zu den Auswirkungen der geänderten Energieproduktion auf das Netz sowie zu den tiefen Energiepreisen und deren Folgen für die Kraftwerksbetreiber. Demgegenüber scheint die Einführung einer Anreizregulierung im Netz weniger prioritär, ob und wann sie eingeführt wird, ist im Moment nicht absehbar.

Aus Sicht der Governance ist es ein grosser Vorteil, dass der Bund die wesentlichen Regeln festlegt, selbst aber nicht Eigentümer von Netzen und Produktionsanlagen ist. Damit können Interessenkonflikte zwischen den Rollen als Eigentümer und Gesetz- bzw. Verordnungsgeber wie beispielsweise bei der Festlegung der angemessenen Rendite oder bei Fragen des Wettbewerbs vermieden werden. Allerdings besteht ein Interessenkonflikt über die starke Stellung der Kantone auf allen Stufen der Wertschöpfung einerseits und dem Einfluss der Kantone auf die Gesetzgebung des Bundes andererseits.

ElCom Die ElCom ist die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich. Sie überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- und Energiegesetzes, trifft die dazu nötigen Entscheide und erlässt Verfügungen. Sie überwacht die Strompreise und entscheidet als richterliche Behörde bei Differenzen betreffend den Netzzugang oder die Auszahlung der kostendeckenden Einspeisevergütung für erneuerbare Energien.

Sie überwacht zudem die Versorgungssicherheit im Strombereich und regelt Fragen betreffend den internationalen Stromtransport und -handel.

Die ElCom ist im internationalen Vergleich mit eher wenig Kompetenzen und Ressourcen ausgestattet: Sowohl Budget als auch Mitarbeiterzahl liegen deutlich tiefer als in anderen europäischen Ländern und die Sanktionsmöglichkeiten sind mit einer maximalen Strafe von 100.000 CHF vergleichsweise gering. Die im internationalen Vergleich knappe Ressourcenausstattung der ElCom kann durch die Bedeutung des Subsidiaritätsprinzips erklärt werden, wonach vor dem Erlass von Ausführungsvorschriften freiwillige Massnahmen der Betroffenen zum Zuge kommen sollen (Tab. 3.4).

Ein gutes Beispiel für das Funktionieren der Gewaltenteilung ist die Entscheidfindung in Bezug auf das Thema Systemdienstleistungen und Kraftwerke. Der Bundesrat hatte am 12.12.2008 in einer Eil-Revsion des Strom VV Massnahmen festgelegt, um den Anstieg der Strompreise mit der Einführung der Strommarktöffnung zu dämpfen. In Art. 31 wurde der SDL-Zuschlag für den Endverbraucher auf 0.4 Rp/kWh begrenzt und festgelegt, dass Erzeuger > 50 MW für eine befristete Übergangszeit (2009 – 2013) einen Anteil an den Systemdienstleistungen zahlen müssen. Die ElCom hat diesen Art. der Strom VV (Verfügung vom 6.März 2009) geprüft und die Gesetzeskonformität bestätigt. In der Verfügung wird weiter erläutert, dass den Kraftwerken für das laufende Jahr 202 Mio. Fr. bzw. 0.43 Rp/kWh in Rechnung gestellt werden müssen. Gegen die Verfügung der ElCom haben mehrere KW (z. B: Gomer KW) beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerde eingelegt. Das BVGer stellte in seinem Urteil vom 8.7.2010 fest, dass die Regelung im StromVV «gegen das Ausspeiseprinzip» des StromVG verstösst und hebt den diesbezüglichen Teil der Verfügung für die beschwerdeführenden KW auf. Swissgird kommuniziert kurz darauf einen neuen SDL-Tarif für 2011 von 0.77 Rp/kWh inkl. Rückabwicklung. Das Bundesgericht entschied am 27.3.2013, dass alle KW auch die bereits bezahlten SDL-Abgaben zurückerstattet bekommen. Der Tarif für Systemdienstleistungen 2014 (0.64 Rp/kWh) enthält nun einen Rückabwicklungszuschlag von 0.3 Rp/kWh.

3.6.4.4 Netzzugang

Bei der Regelung des Netzzuganges liegt die Schweiz heute gleichauf mit ihren Nachbarstaaten sowie mit Grossbritannien, das seinen Elektrizitätsmarkt am weitesten liberalisiert hat. Wo sie noch einen Rückstand aufweist, ist der Abbau der verbleibenden Restriktionen bereits im Gesetz vorgesehen. Die Netzbetreiber sind per Gesetz verpflichtet, für alle Marktteilnehmer einen diskriminierungsfreien Zugang zum Elektrizitätsnetz zu gewähren. Die Berechnung des Netznutzungsentgeltes – und damit die Konditionen für den Netzzugang – wird durch gesetzliche Vorschriften geregelt (regulierter Netzzugang) und beinhaltet als Kerngrössen die anrechenbaren Kosten, Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen. Die Bedingungen für den Marktzugang werden also nicht frei verhandelt zwischen einem Netzbetreiber und einem Marktteilnehmer (verhandelter Netzzugang). Die Grundlage für einen liberalisierten Grosshandelsmarkt besteht mit dem freien Netzzugang für Endverbraucher mit einem Verbrauch von über 100 MWh (Tab. 3.5).

Tab. 3.4 Kriterien der Regulierung: Kompetenzen und Ressourcen des Regulators (Energie 2015b; Alesina 1995; Elektrizität et al. 2008; Commission de Régulation de l'Electricité (CRE): Activity Report 2008; Jahresbericht 2008)

-	Schweiz	Deutschland	Frankreich	Österreich	Grossbritannien
Behörde	ElCom	Bundesnetzagentur (BNetzA); eigene Regulierungsbehörden in diversen Bundesländern	Commission de Régulation de L'Electricité (CRE)	E-Control	Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)
Finanzierung	Verwaltungsgebühren; Staat	Staat, Gebühren	Staat	Netznutzungsentgelt	Jährliche Lizenzierungsgebühr
Mitarbeiterzahl	40	2.500 (für alle Sektoren)	128	75	295
Budget (Mio. €)	8	155 (2008)	19 (2008)	11 (2008)	57 (2007)
Gründungsjahr	2008	2005	2000	2001	1990
Amtsperiode der Kommissionsmitglieder	4 Jahre, nebenamtlich, Möglichkeit zu Neuernennung	5 Jahre, Möglichkeit zu Neuernennung	6 Jahre. Keine Möglichkeit zu Neuernennung	5 Jahre, Möglichkeit zu Neuernennung	5 Jahre, Möglichkeit zu Neuernennung
Sanktionen	Max. 100.000 CHF	Max. 10 Mio. €	Max. 3 % des Umsatzes	Max. 50.000 €	Max. 10 % des weltweiten Umsatzes
Netznutzungsentgelt	Kann Netznutzungsentgelte überprüfen und gegebenenfalls senken. Cost-plus Regulierung	Genehmigt die Netznutzungsentgelte. Anreizregulierung.	Kann der Regierung Vorschläge einreichen zu den Tarifen für Übertragungs- und Verteilnetze	Legt eine Obergrenze für die Entwicklung der Netznutzungsentgelte fest. Anreizregulierung.	Legt die Tarife fest. Anreizregulierung.

Tab. 3.5 Kriterien der Regulierung: Zugang zum Netz (OECD 2009)

-	CH	D, F, A, GB
Wie werden die Bedingungen für den Netzzugang bestimmt?	Regulierter Netzzugang	Regulierter Netzzugang
Kosten- versus anreizorientierte Regulierung	Kostenorientierte Regulierung	Anreizorientierte Regulierung
Gibt es einen liberalisierten Grosshandelsmarkt für Elektrizität?	Ja	Ja
Welches ist die minimale Konsumschwelle für die freie Wahl des Elektrizitätsanbieters?	100 MWh, Abschaffung im Gesetz vorgesehen	0

Mit der Verankerung des Prinzips des regulierten Netzzuganges im StromVG erfüllt die Schweiz eine Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Liberalisierung. Die Investoren erhalten höhere Sicherheit über die Konditionen, zu denen sie Zugang zum Netzwerk erhalten. Da sie nur über das Netz ihre Kunden erreichen können und im investitionsintensiven Elektrizitätsmarkt enorme Mittel aufwenden müssen, ist die Berechenbarkeit der Zugangsbedingungen in diesem Markt eine der wichtigsten Einflussgrössen. Allerdings genügt die Schaffung einer gesetzlichen Regelung allein nicht zur Garantie von verlässlichen Rahmenbedingungen. Die rechtlichen Vorschriften sollten zudem von Dauer sein, einheitlich durchgesetzt und interpretiert werden. Notwendige Änderungen sollten nach vorgängig transparent festgelegten Regeln und Verfahren erfolgen. Diesen Anforderungen konnten die Rahmenbedingungen in der Schweiz bisher nicht genügen. Kurz nach der Liberalisierung sah sich der Bundesrat gezwungen, auf einen starken Anstieg der Netznutzungsentgelte mit einer Revision der Stromversorgungsverordnung zu reagieren. Dabei wurden wesentliche Berechnungsgrundlagen für die Berechnung der Netznutzungsentgelte, nämlich der anzusentzende Zinssatz WACC und die synthetischen Anschaffungswerte der Netzanlagen modifiziert, wodurch sich die Netznutzungsentgelte zum Start des Strommarktes CH wesentlich verringerten.

3.6.4.5 Vertikale Integration

Aufgrund der erheblichen institutionellen und wirtschaftlichen Verbindungen zwischen den verschiedenen Stufen der Wertschöpfung kann der Schweizer Elektrizitätssektor insgesamt als stark vertikal integriert bezeichnet werden. Diese Verknüpfungen bestehen in erster Linie über die vier grossen Werke Axpo, Alpiq, BKW und ewz, die wesentliche Anteile an der Elektrizitätsproduktion, am Übertragungs- und am Verteilnetz besitzen. In den letzten Jahren haben sie zwar ihre 220- und 380 kV-Netze an den Betreiber des Übertragungsnetzes Swissgrid übertragen, doch erhielten sie im Gegenzug entsprechende Anteile an der Swissgrid und stellen knapp die Hälfte des Verwaltungsrats der Swissgrid.

Enge Verbindungen zwischen Produktion und Handel auf der einen sowie Übertragung und Verteilung auf der anderen Seite können ein stabilisierender Faktor sein. Der Informationsfluss und die Koordination sowohl innerhalb der Produktion und der Übertragung bzw. Verteilung als auch zwischen den Wertschöpfungsstufen werden durch die derzeitige Konstellation erleichtert. Andererseits können die starken Verflechtungen

im Schweizer Elektrizitätsmarkt gemäss ökonomischer Theorie mögliche Anreize setzen zur Quersubventionierung sowie zur Diskriminierung von Konkurrenten über den Zugang, den Preis oder über die Qualität.

Deswegen verlangt das StromVG in Art. 6 und 10 ff. eine buchhalterische Trennung zwischen dem Netz und den übrigen Tätigkeitsbereichen des Unternehmens, fordert eine spezielle Kostenträgerrechnung für den Tarifbestandteil der Energielieferung an feste Endverbraucher, verbietet Quersubventionen und verpflichtet die Netzbetreiber zum Erstellen einer Jahres- und Kostenrechnung für das Netz. Die sich ergebenden Elektrizitätstarife sind aufgeschlüsselt nach Netznutzung, Energielierung, Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sowie der Bundesabgaben zur Förderung erneuerbarer Energien sowie zum Schutz der Gewässer und Fische (KEV) auszuweisen.

Während die Schweiz auf eine eher schwache Formen der Trennung setzt, haben sich innerhalb der EU die Staaten auf striktere Formen geeinigt. Zu den Vorraussetzungen für den Erfolg von schwachen Trennungsformen gehört, dass die Unternehmen selbst über ein genügendes Bewusstsein bezüglich der Problematik verfügen und der Regulator gegebenenfalls die Fähigkeit zur Feststellung und zur Sanktionierung von diskriminierendem Verhalten hat.

3.6.4.6 Netznutzungsentgelte

Neben dem Prinzip des regulierten Netzzugangs selbst sind die Bedingungen für den Netzzugang ein weiterer wichtiger Parameter der Regulierung. Hier weicht der Schweizer Regulierungsansatz von dem heute in den meisten europäischen Ländern verwendeten Vorgehen deutlich ab: Während das StromVG in der Schweiz weiterhin eine kostenorientierte Regulierung vorsieht, sind viele EU-Länder nach den ursprünglich kostenorientierten Verfahren zu einer Annreizregulierung übergegangen. Dabei werden die Netznutzungsentgelte auf der Basis der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten ermittelt, zu denen ein angemessener Betriebsgewinn hinzugefügt wird (Rate of Return Regulation). Die auf diese Weise vom Netzbetreiber festgelegten Entgelte können nachträglich von der ElCom geprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Die kostenorientierte Regulierung soll durch die Festlegung eines angemessenen Betriebsgewinns in erster Linie die Entstehung von Monopolrenten unterbinden.

In der Schweiz gibt es rund 670 Netzbetreiber, von denen viele klein bis sehr klein sind: lediglich 9 (1 %) verfügen über mehr als 100‘000 und rund 10 Prozent über mehr als 10‘000 Endverbraucher. Der Mediannetzbetreiber hat rund 1100 Endverbraucher. Damit geht eine hohe Konzentration bei den Netzkosten einher. Wie die folgende Abbildung zeigt, verursachen die 10 grössten Netzbetreiber gut 40 Prozent, die 50 grössten Netzbetreiber rund drei Viertel und die nächstgrösten 50 Netzbetreiber zusammen knapp 10 Prozent der Netzkosten im Verteilnnetz. Die restlichen rund 570 Verteilnetzbetreiber verursachen zusamen lediglich rund einen Sechstel der Netzkosten (Abb. 3.24).

Die folgende Abbildung zeigt am Beispiel des Jahres 2013, wie sich die Netzkosten im Verteilnetz (inkl. Steuern sowie Abgaben und Leistungen) von insgesamt knapp vier Milliarden pro Jahr anteilsmässig zusammensetzen. Die zwei wichtigsten Teile mit je gut 40 Prozent machen die Betriebs- und Kapitalkosten (Abschreibung und Verzinsung

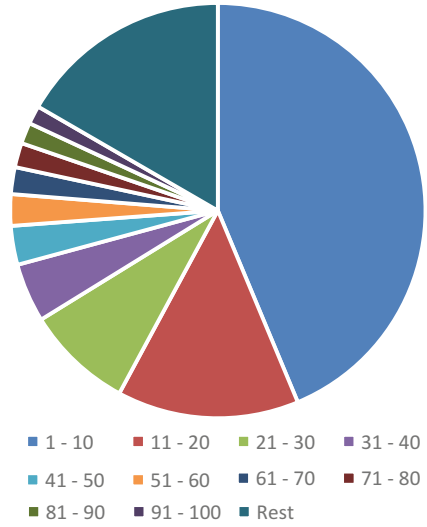


Abb. 3.24 Prozentualer Anteil der Netznutzungsentgelte des Verteilnetzes nach Unternehmensgrösse Quelle: (Richtlinie 2009b, S. 16)

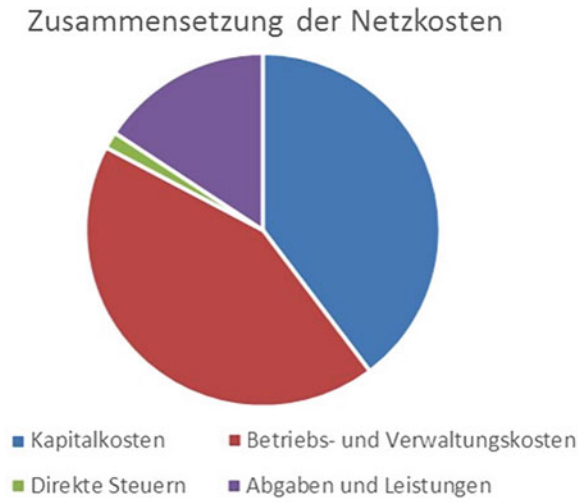


Abb. 3.25 Zusammensetzung der Netzkosten neue Bilder und Tabelle Quelle: (Richtlinie 2009b, S. 17)

des eingesetzten Kapitals) aus. Der Rest von rund einem Sechstel wird aus Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen (inkl. Abgaben für die kostendeckende Einspeisvergütung und zum Schutz der Gewässer und Fische) sowie Steuern gebildet (Abb. 3.25).

Das Modell zu den Netzkosten ist distanzunabhängig. Das bedeutet, dass es für den vom Endverbraucher zu bezahlenden Netztarif keine Rolle spielt, ob der verbrauchte Strom in der Nähe produziert oder aus dem Ausland importiert wird (sog. Briefmarke). Im aktuellen Netznutzungsmodell (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen) wird ein grosser Teil der Kosten der höheren Netzebenen auf die tieferen Netzebenen gewälzt, womit Netznutzungsentgelte mit tieferer Spannungsebene immer teurer werden (vgl. Abb. 3.26). Das zu bezahlende Netznutzungsentgelt hängt zudem erheblich vom

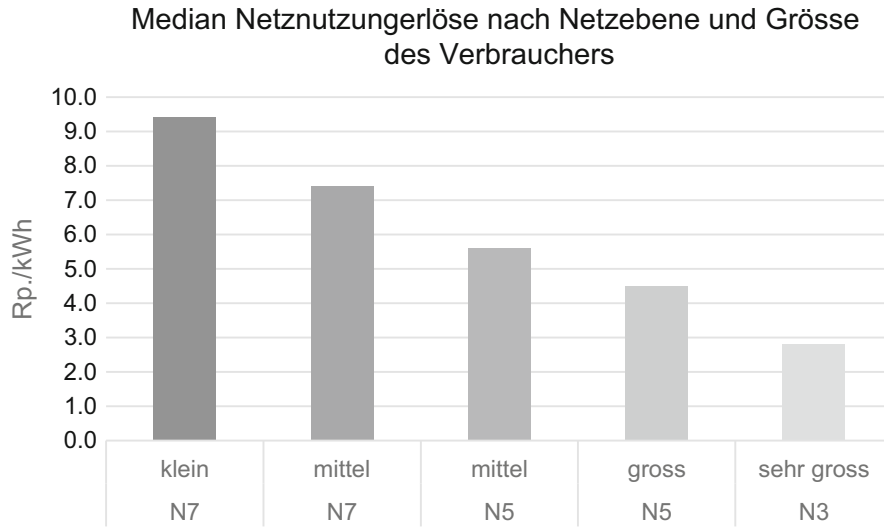


Abb. 3.26 Unterschiedliche Netzkosten nach Netzebene und Verbrauchsmenge Quelle: ElCom Tariferhebungen und Kostenrechnungen

Konsumprofil ab. Während für Haushalt- und kleinere Gewerbekunden die Grundgebühr, die Energiemenge und die Aufteilung nach Hoch- und Niedertarif zur Festlegung des Netznutzungsentgelts eine Rolle spielen, sind für Lastgang gemessene Kunden die Spitzenlast und die Jahresbenutzungsdauer zentral. Entsprechend sind die Werte in der voranstehenden Abbildung als typische Beispiele zu verstehen, die im konkreten Einzelfall zu bezahlenden Preise können je nach Situation erheblich von diesen Werten abweichen.

Jeder Netzbetreiber legt die in seinem Gebiet gültigen Tarife fest, die sich aus diversen Gründen wie Topographie des Versorgungsgebiets, Konsumverhalten der Verbraucher, Kosten des Vorliegers oder (In-)Effizienz des Netzbetreibers deutlich unterscheiden können. Die ElCom veröffentlicht auf ihrer Homepage die Tarife und vergleicht sie auf kantonalem oder nationalem Niveau, wobei dunkelgrün für einen deutlich unter dem Schweizer Median liegenden Tarif, gelb für einen Tarif im Bereich des Medians und rot für einen erheblich teureren Tarif als der nationale Median steht. Wie die folgende Abbildung zeigt, variieren die Netztarife je nach Gebiet in wesentlichem Umfang (Abb. 3.27):

3.6.4.7 Förderung von erneuerbaren Energien

Mit dem Energiegesetz und der Energieverordnung startete in der Schweiz 1998 die Förderung der erneuerbaren Energiequellen mit dem quantitavien Ziel, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 um 5400 GWh zu steigern. Durch das damalige Gesetz wurden die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, den Strom aus erneuerbaren Energiequellen abzunehmen und zu einem Mindestpreis zu vergüten. Das Gesetz legte fest, dass sich der Mindestpreis nach den Erzeugungskosten von neuen inländischen Anlagen richten sollte. Das Bundesamt für Energie berechnete diesen Preis und setzte als erforderliche Durchschnittliche Vergütung 16 Rp/kWh, später

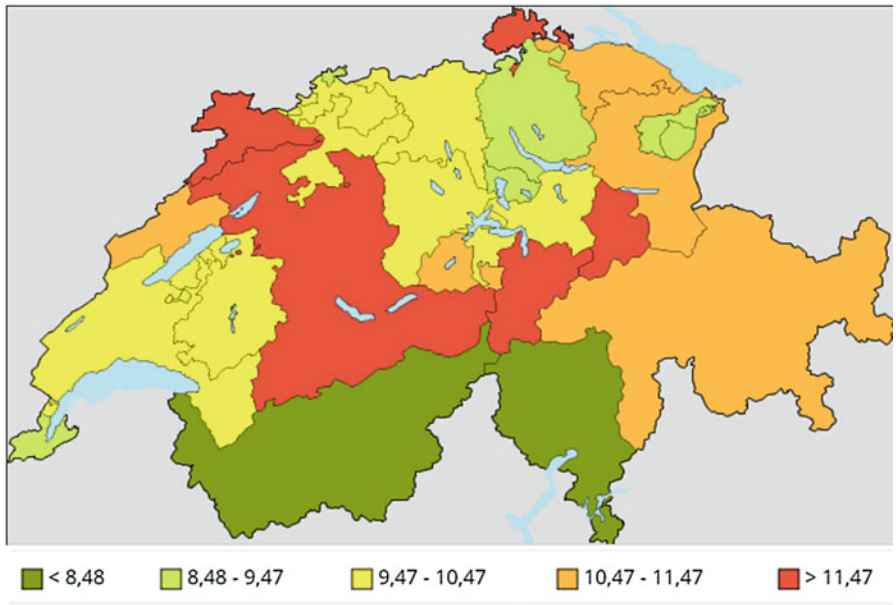


Abb. 3.27 Kantonale Durchschnittstarife für die Netznutzung für einen durchschnittlichen Haushalt (H4) für das Jahr 2016 Quelle: Strompreisvergleich der ElCom (ElCom)

15 Rp/kWh fest. Der Vergütungsansatz basierte auf Grosskraftwerken und nicht auf den damaligen Erzeugungskosten von dezentralen Kraftwerken. Für die Finanzierung der Differenz zwischen dieser Einspeisevergütung und den Bezugskosten von Vorlieferanten war ein System der Mehrkostenfinanzierung mit kantonalen Ausgleichsfonds vorgesehen.

Da diese Pauschale weit unter den damaligen Gestehungskosten der Anlagen lag, war die Neuinstallation an teuren Erzeugungsanlagen – die Gestehungskosten bei Photovoltaikanlagen lagen damals bei 1 Fr/kWh – auf regenerativer Basis gering. Einige Stromversorger legen für die eingespiesene Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen freiwillig wesentlich höhere Ansätze fest, was schlussendlich ihre Stromkunden bezahlen mussten. Es wurde natürlich die Grundsatzfrage laut, ob derartige Ungleichbehandlungen im Monopol zulässig ist.

Parallel zu den Marktregeln wurde 2009 auch das Förderinstrument für erneuebare Energien überarbeitet und durch das System der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) abgelöst. Die Vergütung richtet sich nun nach den Gestehungskosten der verschieden Anlagentypen und ist je nach Kraftwerksart sehr unterschiedlich. Die Ansätze werden auf Basis von typischen Referenzanlagen berechnet und sollen Kostendeckung ermöglichen. Der effektive Vergütungssatz einer Anlage richtet sich nach dem Inbetriebnahmejahr und bleibt über eine definierte Förderdauer konstant. Netzbetreiber haben zudem einen Anspruch auf Rückerstattung der Kosten von Netzverstärkungen, welche für den Anschluss von KEV-Anlagen notwendig wurden. Die Förderungmassnahmen im Rahmen vom KEV werden über einen Zuschlag auf die endverbrauchte Energie finanziert.

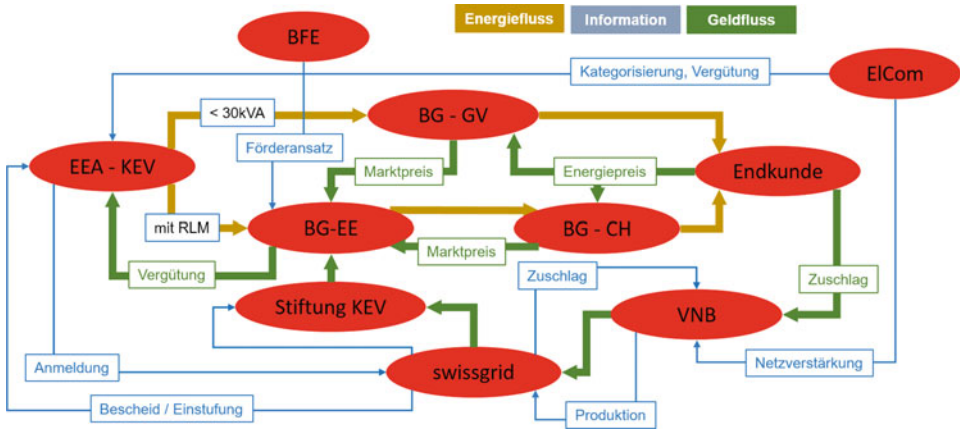


Abb. 3.28 Funktionsweise der KEV neue Bilder und Tabelle n

Der Geschäftsprozess der Kostenumlage wird von der Swissgrid betreut. Anlagen mit Lastgangmessung (LGM) – alle Anlagen > 30 kVA – werden bilanzmässig der Bilanzgruppe für Erneuerbare Energien (BG-EE) zugewiesen. Die BG-EE erstellt eine tägliche Prognose über die Einspeisung aller KEV-Anlagen, die der BG-EE zugewiesen sind. Die daraus entstehenden Fahrpläne werden den Bilanzgruppen mit Endverbrauch in der Schweiz über einen Verteilschlüssel zugeteilt. So wird gewährleistet, dass jede Bilanzgruppe – entsprechend ihrem Endverbrauch – Energie von der BG-EE übernehmen und dafür den vom BFE berechneten Marktpreis bezahlen muss (Abb. 3.28).

Anlagen ohne Lastgangmessung verbleiben bilanzmässig in den «lokalen» Bilanzgruppen (Bilanzgruppen, welche die Versorgung der festen Endverbraucher sicherstellen). Die produzierte Energie wird über die erfassten Herkunftsnachweise den lokalen Bilanzgruppen zum vom BFE berechneten Marktpreis in Rechnung gestellt.

Die maximale Belastung der Stromkunden wurde anfänglich auf 0.6 Rp/kWh festgelgt, wodurch sich maximale jährliche Fördermittel von insgesamt 350 Mio.Fr. ergaben. Die wirtschaftlichen Randbedingungen waren z. B. für PV-Anlagen nun ausserordentlich gut, sodass bereits zum Anmeldestart das zur Verfügung stehende Fördervolumen unverzüglich ausgeschöpft und die Einrichtung einer Warteliste erforderlich wurde. Um die Warteliste abzubauen, wurde die Möglichkeit der Einmalvergütung geschaffen. Alternativ zur KEV kann man bei Inbetriebnahme der Anlage einen einmaligen Investitionskostenbeitrag in Höhe von max. 30 % der Anlagenkosten beantragen. Die Auszahlung erfolgt innert weniger Monate und es wurde das explizite Recht auf Eigenverbrauch der Produktion eingeräumt, sodass dieses Förderinstrument je nach Dimensionierung der Einspeiseanlage und Verlauf des eigenen Elektrizitätskonsums wirtschaftlich attraktiv sein kann. Um den entstandenen Mehraufwand decken zu können und um die Warteliste zusätzlich abbauen zu können wurde der Zuschlag 2015 auf 1 Rp/kWh angehoben.

Per Ende August 2014 werden 11000 Anlagen, welche insgesamt eine Jahresproduktion von 1700 GWh entsprechend rund 30 % des bis 2030 anvisierten Produktionsziels erreichen sollten, durch KEV gefördert.

3.6.4.8 Umsetzungsfragen bei Tarifen

Das StromVG und die StromVV legen die Grundsätze zur Tarifregulierung fest, die Stromversorgungsgesetzgebung überlässt aber viele konkrete Umsetzungsfragen der Branche und der ElCom. Gestützt auf das Subsidiaritätsprinzip hat die Branche dazu diverse Dokumente verfasst. Zudem hat die ElCom über Weisungen, Mitteilungen und im Rahmen von Informationsveranstaltungen ihre Sicht dargestellt. Trotzdem so viele Fragen geklärt werden konnten, gab es grössere Differenzen zwischen der Beurteilung der Branche und der ElCom in den Bereichen Netzbewertung, Betriebskosten und Energietarife:

Während längerer Zeit beschäftigten sich Branche und Regulator intensiv mit Fragen zur Bewertung und dabei insbesondere der synthetischen Bewertung. Bei letzterer geht es um die Frage, wie Netzelemente zu bewerten sind, wenn sich die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Anlagen nicht mehr ermitteln lassen. Dabei werden die Elemente zuerst anhand von Wiederbeschaffungswerten bewertet, anschliessend auf ihren Herstellungszeitpunkt rückindexiert um schliesslich über die bisherige Lebensdauer abgeschrieben zu werden. Strittig waren beim synthetischen Verfahren insbesondere unter welchen Umständen es angewendet werden kann, wie die Wiederbeschaffungswerte zu ermitteln sind, welche Preisindices zu verwenden sind, ob ein in der StromVV vorgesehener Abzug gesetzeskonform ist und wie hoch die Anforderungen an den Nachweis sind, dass bereits über Betreibskosten finanzierte Anlageteile nicht mehr synthetisch bewertet werden können. Bis zur Klärung dieser Fragen mussten mehrere Verfahren bis vor das Bundesverwaltungsgericht oder das Bundesgericht getragen werden. Insgesamt führten die diversen Entscheide dazu, dass die Netzbetreiber bereits von den Kunden bezahlte Netzteile aufwerten und anschliessend ein zweites Mal über höhere Netztarife ihren Kunden in Rechnung stellen können.

Bei den Betriebskosten betrafen die meisten von der ElCom varanlassten Korrekturen die Anrechenbarkeit der Kosten und die Aufteilung nach Bereich. Anrechenbar sind Kosten, die für den Betrieb eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes notwendig sind. Umgekehrt nicht anrechenbar sind folglich bspw. die Kosten für die öffentliche Beleuchtung oder das Sponsoring von Sportanlässen. Bei den Kostenaufteilungen zeigte es sich wiederholt, dass das Netz mit zu hohen Gemeinkosten belastet wurde. Vereinzelt haben Netzbetreiber auch genau die gleichen Kosten sowohl in den Betriebs- als auch in den Kapitalkosten aufgeführt und somit bei der Tarifkalkulation doppelt berücksichtigt.

Da StromVG und StromVV zu den Energietarifen nur wenige Punkte festlegen, waren Branche und ElCom gefordert, viele Einzelheiten in Branchenrichtlinien bzw. Weisungen zu regeln. Vergleichsweise lange konnten die sich stellenden Fragen wie Ermittlung der Gestehungskosten, angemessener Gewinn der Produktion, angemessene Vertriebskosten und Aufteilung der Energie nach Kundengruppe je nach Bezugsquelle einvernehmlich zwischen Unternehmen und der ElCom geregelt werden. Erst im Jahr 2013 wurde erstmals eine Verfügung der ElCom zum Tarifanteil der Energie an das Bundesverwaltungsgericht weiter gezogen. Dessen Entscheid hat das UVEK mit Unterstützung der ElCom im Jahr 2015 vor dem Bundesgericht angefochten, so dass zum Erscheinungszeitpunkt dieses Buches noch wesentliche Fragen zum Tarifanteil der Energie nicht rechtskräftig entschieden waren.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass eine detailliertere Regelung diverser Fragen zu den Netz- und Energietarifen die Rechtssicherheit für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Regulator erhöht hätte. Diese höhere Regelungsdichte steht aber in einem Spannungsfeld zur notwendigen Flexibilität aufgrund neuer technischer Lösungen oder dem vermehrten Einsatz von neuen erneuerbaren Energien.

3.6.4.9 Einbindung in den europäischen Markt

Die Einbindung in den europäischen Elektrizitätsmarkt ist bedeutsam für den schweizerischen Elektrizitätssektor, weil sie im Inland den Wettbewerbsdruck erhöht und erlaubt, effiziente Strukturen aufzubauen und komparative Vorteile der Schweiz auszunutzen. Für die Schweizer Produzenten und Händler bedeutet die Integration eine Chance, um ihre Wettbewerbsposition zu stärken und wichtige Geschäfte zu tätigen. Dies bedingt mit der EU konforme regulatorische Rahmenbedingungen, genügend grosse Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und den Nachbarländern sowie effiziente Auktionsverfahren zur Vergabe der knappen Kapazitäten. Dazu liefen intensive Verhandlungen über ein bilaterales Abkommen, welches insbesondere den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel regeln, den gegenseitigen diskriminierungsfreien Marktzugang vertraglich verankern und die Standards für Übertragungsnetze harmonisieren sollte. Diese Verhandlungen sind in der letzten Zeit ins Stocken geraten, da die EU die diversen anstehenden Probleme zwischen der EU und der Schweiz und dabei namentlich die instiutionellen Fragen gleichzeitig lösen will.

Die folgenden Zahlen aus der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2014 zeigen eindrücklich, wie eng die Schweizer Elektrizitätswirtschaft in das europäische System eingebunden ist: Bei einer jährlichen Stromproduktion von 67.3 TWh (nach Abzug der Pumpenergie) und einem Endverbrauch von 57.5 TWh (nach Abzug der Übertragungs- und Verteilverluste) betragen die Importe 37.4 TWh und die Exporte 42.9 TWh. Der Exportüberschuss von 5.5 TWh führte zu einem positiven Aussenhandelssaldo der Schweiz von 440 Millionen, einem Wert, der rund 10 Prozent der ganzen Netznutzungsentgelte in der Schweiz entspricht.

Im Bereich der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sind im Rahmen der Liberalisierung an den Grenzen zu Deutschland, Österreich und Italien Auktionen für die Versteigerung von Übertragungsnetzkapazitäten eingeführt worden. Der weitere Ausbau der Kapazitäten zur Vermeidung von Netzengpässen hat weiterhing eine hohe Priorität (Tab. 3.6).

Tab. 3.6 Netto Transferkapazitäten (NTC) zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn (European Network of Transmission System Operators for Electricity) Winter/Sommer 2014

	In die Schweiz, MW		Aus der Schweiz, MW	
	Winter 2014	Sommer 2014	Winter 2014	Sommer 2014
Österreich	560	665	1200	1200
Frankreich	3200	3000	1100	1140
Deutschland	975	1210	4000	4000
Italien	1855	1590	3160	1960
Total	**6590**	**6465**	**9640**	**8300**

3.6.5 Transparenz durch Sunshine-Regulierung

Seit Einführung des StromVG im Jahr 2008 hat sich in der Schweiz eine Regulierungspraxis herausgebildet, die im Wesentlichen auf zwei Pfeilern basiert. Der eine sind Einzelprüfungen, die sowohl für die betroffene Unternehmung als auch für die ElCom mit hohem personellen und zeitlichen Aufwand verbunden sind, der andere bildet die Informationen der ElCom zur Auslegung der Stromversorgungsgesetzgebung.

In Anbetracht der oben beschriebenen Heterogenität der Schweizer Elektrizitätswirtschaft prüft die ElCom Regulierungsansätze, die dieser Situation und damit sowohl den Bedürfnissen der Verbraucher als auch der Netzbetreiber gerecht werden. Die ElCom entschied, die Einführung einer sogenannten Sunshine-Regulierung zu prüfen und Konzepte zu deren konkreter Ausgestaltung in der Schweiz zu entwickeln. Dabei werden sämtliche Netzbetreiber anhand verschiedener Indikatoren einem standardisierten und transparenten Vergleichsprozess unterzogen und die Ergebnisse werden veröffentlicht. Die Transparenz soll mithelfen, die Qualität und die Kosteneffizienz der Elektrizitätsversorgung allgemein sichtbar zu machen, damit sich die Netzbetreiber konform zum Stromversorgungsrecht verhalten, ohne dass die ElCom direkt einschreiten muss. Netzbetreiber mit unbefriedigenden Ergebnissen sollen ihre Schwächen korrigieren.

Aus Sicht der ElCom ist die Mehrdimensionalität des Ansatzes zentral, der neben den Kosten und Tarifen auch Merkmale der Versorgungsqualität berücksichtigt. Der Umstand, dass alle Dimensionen gleichberechtigt nebeneinander stehen, vermindert im Vergleich mit einer Regulierung, die sich nur auf die Kosten konzentriert, das Risiko, dass Kosten zu Lasten der Qualität reduziert werden.

Um die Aussagen möglichst verständlich zu halten, werden statt ökonometrischer Verfahren für Benchmarks lediglich einfache Vergleiche von Kennzahlen zwischen einerseits allen und anderseits Gruppen von möglichst vergleichbaren Netzbetreibern durchgeführt. Die praktische Umsetzung des Konzepts stellt die ElCom vor diverse Herausforderungen wie bspw. die Wahl und Operationaliserung der Indikatoren sowie die Definition der Vergleichsgruppen.

3.6.6 2. Stufe der Marktöffnung/Anreizregulierung

Das StromVG sieht in Artikel 6 vor, dass nur Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh die Elektrizität von einem Lieferanten freier Wahl beziehen dürfen, alle übrigen Endverbraucher beziehen die Elektrizität bei ihrem Netzbetreiber. Diese sogenannte Grundversorgung können auch Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh in Anspruch nehmen.

Zur Beurteilung des Wettbewerbs erhebt die ElCom in jedem Jahr bei den gut 80 grössten Verteilnetzbetreibern die Wechselrate. Sie beschreibt den prozentualen Anteil der Endkunden, die vom Marktzugang Gebrauch machen, im Verhältnis zur Gesamtheit aller Endkunden, die in den freien Markt könnten. Sie wird in zwei Ausprägungen erhoben: Einerseits relativ zur absoluten Anzahl Kunden und andererseits bezogen auf

die verbrauchte Energiemenge. Die einbezogenen grossen Netzbetreiber repräsentieren 3,8 Millionen Endverbraucher mit einem Stromkonsum von 42 TWh. Damit werden knapp 80 Prozent des Gesamtmarktes (rund 53 TWh ohne den öffentlichen Verkehr) abgedeckt.

In der ersten Stufe der Marktöffnung haben bei den erfassten Verteilnetzbetreibern rund 31‘000 Endverbraucher und damit knapp 1 Prozent aller Endverbraucher das Recht auf Marktzugang, sie konsumieren aber die Hälfte des Stroms. Der Schritt in den Markt wurde am Anfang aufgrund der vergleichsweise hohen Marktpreisen nur selten genutzt, in den letzten Jahren gewann er wegen den deutlich gesunkenen Preisen am freien Markt erheblich an Bedeutung. (vgl. Abb. 3.29)

Ursprünglich war vorgesehen, dass fünf Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes die zweite Stufe der Marktöffnung eingeführt wird. Damit können Endverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von weniger als 100 MWh zwischen Marktzugang und Grundversorgung wählen, Endverbraucher mit einem Verbrauch über 100 MWh werden zwingend am Markt sein (Art. 7 StromVG). Bis Ende 2015 gab es keinen verbindlichen Fahrplan zur Einführung der zweiten Stufe der Marktöffnung.

Im Weiteren wurde länger diskutiert, ob die Schweiz von der kosten- zu einer anreizorientierten Regulierung wechseln will und so einen ähnlichen Regulierungsrahmen wie die meisten anderen europäischen Länder anstrebt. Das Bundesamt für Energie hat dazu diverse Vorarbeiten an die Hand genommen, zum Zeitpunkt der Drucklegung diese Buches ist aber davon auszugehen, dass die Anreizregulierung bei der nächsten Gesetzesänderung nicht prioritär behandelt wird.

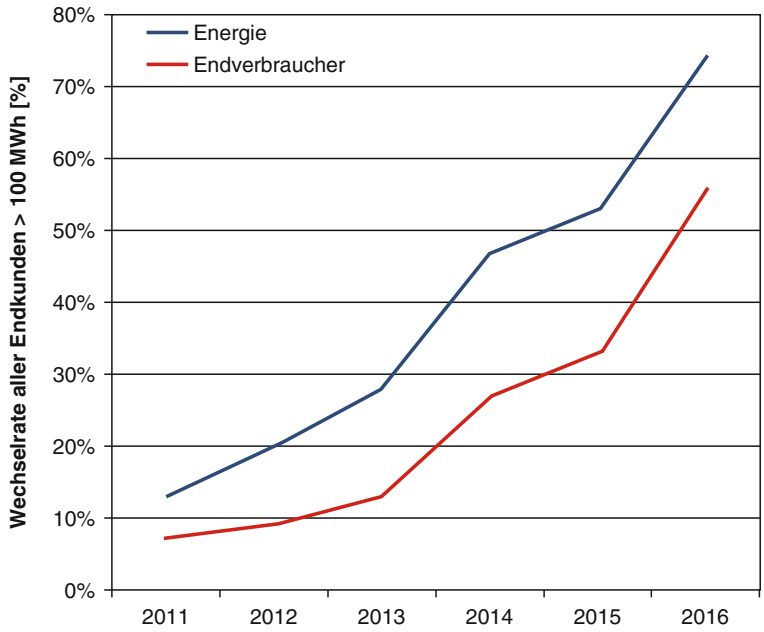


Abb. 3.29 Übertritt in den freien Markt Quelle: ElCom (ElCom 2014b)

3.7 Funktionsweise liberalisierter Elektrizitätsmärkte

Fast 100 Jahre war die elektrische Energieversorgung weltweit als vertikal integriertes Monopol organisiert, oft auch in staatlicher Hand. Seit Beginn der 90er-Jahre des 20. Jh. gibt es jedoch, ausgehend von den hoch industrialisierten Staaten, einen weltweiten Trend, die vertikale Integration aufzubrechen, staatliches Eigentum zu privatisieren und wesentliche Teile der Elektrizitätswirtschaft wettbewerblich zu organisieren. Dieser Abschnitt erläutert die Hintergründe dieser Entwicklung und beschreibt die Konsequenzen, die sich daraus für die Akteure in der Elektrizitätswirtschaft ergeben.

3.7.1 Motivation für Privatisierung und Liberalisierung

Grundlage allen Wirtschaftens ist das Streben nach Gewinn durch den Einsatz von Leistung und die Wahrnehmung von Chancen bei gleichzeitigem Eingehen der damit verbundenen Risiken. In praktisch allen Märkten, in denen Menschen wirtschaftlich zusammenarbeiten, ergibt sich daraus die in Abb. 3.30 sehr allgemein dargestellte Situation. Werden die Marktteilnehmer völlig unreguliert sich selbst überlassen, haben sie den größtmöglichen betriebswirtschaftlichen Freiheitsgrad für die Optimierung ihres Geschäftes. Allerdings kann es eine Vielzahl gesellschaftlicher Randbedingungen geben, welche es sinnvoll erscheinen lassen, den theoretisch möglichen Freiraum einzugrenzen. Solche Randbedingungen können z. B. der Schutz des Einzelnen vor der Übernahme zu großer Risiken sein, der Schutz anderer Marktteilnehmer vor nicht den gesellschaftlichen Normen entsprechenden Partnern oder aber auch – dies ist im Falle der Elektrizitätswirtschaft von großer Bedeutung – die Sicherstellung einer ausreichend zuverlässigen und umweltverträglichen Erbringung der gewünschten Leistung. Diese Randbedingungen schränken den Spielraum des Einzelnen ein und werden normalerweise in Form von Gesetzen festgelegt.

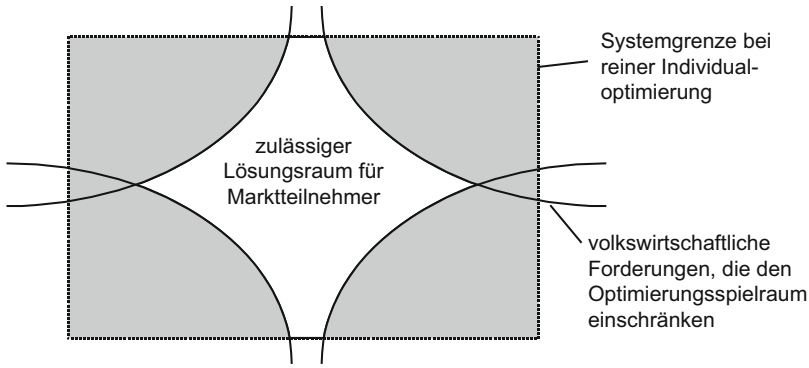


Abb. 3.30 Einschränkung des Lösungsraums individuellen Wirtschaftens durch gesellschaftliche Randbedingungen

Die Elektrizitätswirtschaft hat im Lauf des 20. Jh. sowohl hinsichtlich der technischen Möglichkeiten, die ihr für Erzeugung, Übertragung und Verteilung zur Verfügung stehen, als auch in Bezug auf ihre Abnehmer eine enorme Entwicklung durchlaufen. In der ersten Hälfte des Jahrhunderts handelte es sich noch um eine Energieform, die zunächst vor allem in der Industrie ihren Einzug hielt, während man Anwendungen im privaten Bereich noch suchte. Erzeugung, Übertragung und Verteilung stellten höchste technische Anforderungen und bedeuteten damit auch ein großes wirtschaftliches Wagnis. Demgegenüber ist die Situation zu Beginn des 21. Jh. zumindest in den Industrieländern dadurch charakterisiert, dass elektrische Energie in oft schon industriell gefertigten Standardanlagen in praktisch jeder beliebigen Größe erzeugt und über eine allgegenwärtige Infrastruktur verteilt werden kann. Anwendungsseitig hat sich die elektrische Energie wegen ihrer Vielseitigkeit und des mit ihrer Nutzung verbundenen Komforts in fast allen Energieanwendungen etabliert.

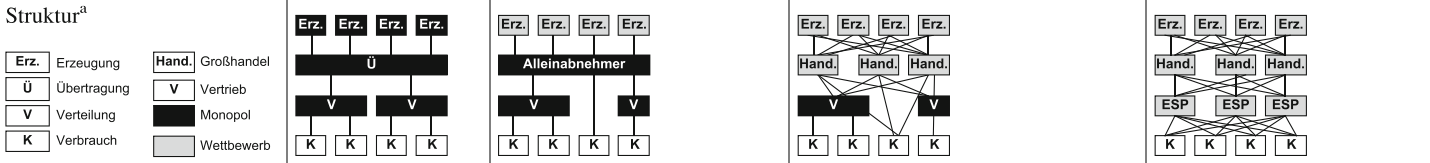
Zwangsläufig haben sich die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft im Lauf der Zeit ähnlich stark verändert wie diese Industrie selbst. Die Gesellschaft hat damit zu jeder Zeit den jeweils aktuellen Besonderheiten dieser volkswirtschaftlichen Schlüsselbranche Rechnung getragen. Dabei haben sich international vier Grundmodelle der Marktorganisation herausgebildet, die in Tab. 3.7 zusammengefasst sind. Sie gehen von folgender Grundannahme jeglicher Liberalisierung von Märkten für leitungsgebundene Energie aus:

> Auch bei der Versorgung mit elektrischer Energie sollte es, wie bei den meisten anderen Waren, möglich sein, das Geschäft mit der eigentlichen Ware – hier also der elektrischen Energie – von der Transportdienstleistung zu trennen und unterschiedlich zu behandeln.

Die beiden Geschäftsgegenstände unterscheiden sich bei den leitungsgebundenen Energieträgern, zu denen die elektrische Energie gehört, wesentlich. Während die Transportinfrastruktur sehr aufwendig, orts- und in der Verteilung sogar verbrauchergebunden ist, ist die Energie heute mit normalem unternehmerischem Risiko erzeugbar und unter Voraussetzung eines entsprechend stabilen Systembetriebs auch von allen Anbietern in gleicher Qualität lieferbar. Damit unterscheidet sich das Geschäft mit der Energie kaum noch von anderen, wettbewerblich organisierten Märkten, während bei der Infrastrukturdienstleistung konkurrierende Systeme volkswirtschaftlich ineffizient wären und wohl auch kaum gesellschaftliche Akzeptanz fänden. Grundidee der Einführung von Wettbewerbselementen in die Elektrizitätswirtschaft, wie sie seit den 90er-Jahren weltweit beobachtet wird, ist deshalb die getrennte Behandlung des Handels mit Energie und der Transportdienstleistung. Tab. 3.7 bezieht sich ausschl. auf den Handel und Vertrieb elektrischer Energie und nicht auf ihren Transport. Dass in den Strukturbildern trotzdem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber aufgeführt sind, ist darauf zurückzuführen, dass in diesen Fällen vertikal integrierte Unternehmen sowohl im Energie- als auch im Netzsektor tätig sind.

Das über Erzeugung und Verteilung ausgedehnte, somit vertikal integrierte, staatlich überwachte *Monopol*, in dem sich kein Marktteilnehmer seine Partner aussuchen kann, war die Konsequenz daraus, dass die zuverlässige und flächendeckende Versorgung als gesellschaftliche Aufgabe und als Infrastrukturdienstleistung für die von elektrischer Energie abhängigen Industrien gesehen wurde. Diese Sicht fand ihren Niederschlag

Tab. 3.7 Grundlegende Marktmodelle für leitungsgebundene Energie

Marktmodell	Monopol	Alleinabnehmer	Großhandelswettbewerb	Endkundenwettbewerb
Definition	Monopol auf jeder Ebene	Wettbewerb zwischen Erzeugern		
		mit Alleinabnehmer	Verteiler und Großkunden haben Erzeugerwahl	alle Kunden haben Erzeugerwahl
Struktur[a] 				
Modelltyp	unilateral	unilateral	Multilateral	multilateral
Wettbewerb bei Erzeugung?	nein	ja	ja	ja
Haben Verteiler die Wahl?	nein	nein	ja	ja
Haben Endkunden die Wahl?	nein	nein	nein	ja
Erforderlicher Entflechtungsgrad	keine Entflechtung	Erzeuger ja, nicht auf Verbraucherseite	im Großhandel ja, nicht auf Verteilebene	volle Entflechtung bis zum Endkunden
Netzzugang Dritter erforderlich?	nein	nein	ja	ja
Investitionssicherheit				Wettbewerbsintensität / Komplexität

[a]Abkürzungen: *ESP* Energiedienstleister, *Erz*. Erzeugung, *Hand*. Großhandel, *K* Kunden, *ÜNB* Übertragungsnetzbetreiber, *VNB* Verteilnetzbetreiber

z. B. im deutschen Energiewirtschaftsgesetz von 1935 (Erhaltung und Modernisierung 2002), in dem die privatwirtschaftliche Organisation der deutschen Energiewirtschaft in Gebietsmonopolen festgeschrieben wurde und das gleichzeitig zur wirtschaftlich effizienten und zuverlässigen Versorgung verpflichtete. Das Monopol bot ausreichend Schutz der Investoren vor den erheblichen technischen und wirtschaftlichen Risiken der Aufbauzeit, und ermöglichte so den schnellen Aufbau überregionaler, vermaschter Übertragungsnetze, die wiederum Voraussetzung für die Einführung großer Kraftwerksblöcke und die Nutzung der damit verbundenen Kostendegression waren. Außerdem ist es wegen der vertikalen Integration über die gesamte Wertschöpfungskette das organisatorisch einfachste der vier Marktmodelle, in dem weder eine Entflechtung noch ein Netzzugang Dritter benötigt wird. Zuletzt erlaubt das Monopol verhältnismäßig einfach direkte politische Eingriffe in die geschützte Branche im öffentlichen Interesse. Beispiele dafür finden sich praktisch in allen Ländern der Welt. Sie reichen von der Erschließung strukturschwacher Regionen über die Förderung heimischer Primärenergiequellen bis hin zum Umweltschutz. Das Monopol ist auch heute noch sinnvoll, wo ein Ausbau der Elektrizitätswirtschaft über das sich aus unternehmerischer Abwägung von Risiken und Chancen ergebende Maß hinaus gewünscht ist. Diese Situation findet man z. B. in Entwicklungsländern, wo dieser Aufbau eine notwendige Vorleistung für die gewünschte Industrialisierung darstellt.

Eine Zwischenform zwischen Monopol und Wettbewerbsmärkten, in denen Kunden ihre Lieferanten auswählen, stellt der *Alleinabnehmermarkt* dar. In diesem Modell kauft ein Versorger pro Versorgungsgebiet von mehreren Erzeugern, die somit untereinander im Wettbewerb stehen. Im Unterschied zum Monopol erschließt dieses Marktmodell durch den Wettbewerb zwischen den Erzeugern bereits ein wichtiges Kostensenkungspotenzial, ohne die Komplexität des Marktes wesentlich zu erhöhen. Auf der anderen Seite bleiben grundsätzliche Charakteristika des Monopols erhalten: Da die Verbraucher praktisch keinen Druck auf die Anbieter ausüben können, gibt es weiterhin eine Tendenz zu langfristigen, risikoarmen Verträgen und zentralen Planungsvorgängen an Stelle unternehmerischer Entscheidungsprozesse. Die im Alleinabnehmermodell inhärent angelegte Risikobegrenzung für die Marktteilnehmer lässt es immer dann attraktiv sein, wenn Kapital für den schnellen Aufbau von Erzeugungskapazität angezogen werden soll, z. B. in schnell wachsenden Volkswirtschaften.

Eine Gemeinsamkeit der beiden bisher besprochenen Marktmodelle ist die Existenz einer zentralen Instanz, die das gesamte Marktgeschehen koordiniert. Deshalb werden sie in Tab. 3.7 als unilaterale Modelle bezeichnet. Wegen dieser Eigenschaft sind sie und nur sie für Produkte oder Leistungen geeignet, die nur von einem einzelnen Marktteilnehmer angeboten werden können. Das wichtigste Beispiel dafür sind die Regelenergie und die Systemdienstleistungen.

Das erste Modell, in dem die Endverbraucher Wahlfreiheit haben, ist der *Großhandelswettbewerb*. Große Verbraucher und die Verteilnetzbetreiber als Repräsentanten der Kleinverbraucher können ihre Lieferanten wählen. Weil Verbraucher und Erzeuger hier erstmals direkt in Geschäftsbeziehung zueinander treten, entsteht eine multilaterale Marktstruktur, die einen Netzzugang Dritter erfordert. Diese Struktur erhöht, wie nachfolgend gezeigt wird, deutlich die Komplexität und führt zu erheblichen Administrations- und Transaktionskosten. Komplexität und damit zusätzliche Kosten können über die

Größe der Kundengruppe mit Lieferantenwahlfreiheit und über die zulässige Mindestvertragsdauer begrenzt werden. Infolge der Wahlfreiheit nennenswerter Verbrauchergruppen nimmt das Risiko der Erzeuger zu, im Falle falscher Entscheidungen oder unerwarteter Marktentwicklungen getätigte Investitionen nicht mehr refinanzieren zu können. Gleichzeitig lassen sich die daraus entstehenden Risikokosten nicht an die Endverbraucher weitergeben, so dass die Margen der Erzeuger schon deshalb im Vergleich zum Alleinabnehmermarkt sinken. Im Gegensatz zu Monopol- und Alleinabnehmermarkt ist eine direkte politische Einflussnahme auf einzelne Unternehmen im Wettbewerbsmarkt nicht mehr möglich. Politische Ziele müssen im Sinne von Abb. 3.30 in für alle Marktteilnehmer gleichermaßen gültige Regeln mit der gewünschten Lenkungswirkung übersetzt werden.

Die vollständige Öffnung des Energiemarktes für den Wettbewerb stellt der *Endkundenwettbewerb* dar. Dabei handelt es sich um die konsequente Weiterführung des Großhandelswettbewerbs. Alle Kunden haben das Recht, ihren Energielieferanten zu wählen. Damit ist der Markt für elektrische Energie mit allen anderen Warenmärkten gleichgestellt. Das mit einem solchen Ansatz verfolgte volkswirtschaftliche Ziel ist der möglichst genaue Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage auf Basis der Preisbereitschaft der Endverbraucher. Im vollständig offenen Endkundenwettbewerb gibt es keine staatlich garantierten Schutzzonen mehr zur Sicherstellung z. B. der Versorgungssicherheit über das von den Kunden wirtschaftlich getragene Maß hinaus. Zumindest in den hoch industrialisierten Ländern, wie den USA, Großbritannien, Skandinavien und den kontinentaleuropäischen Staaten wird dieses Modell als das zukünftig angemessene gesehen. Es ist allerdings noch nicht erwiesen, dass die Kosten für die durch die Marktöffnung auf Kleinstkundenniveau stark ansteigende Komplexität volkswirtschaftlich tatsächlich mit der durch den Wettbewerbsdruck verursachten Effizienzsteigerung in der Elektrizitätswirtschaft überkompensiert werden.

Analysiert man abschließend die vier Grundmodelle des Wettbewerbs, so ist zunächst festzuhalten, dass die unilateralen Modelle für spezielle Produkte und Leistungen in allen Märkten benötigt werden. Die Netze als natürliche Monopole und die Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen sind die wichtigsten Beispiele dafür. Darüber hinaus haben alle vier Modelle auch heute noch ihre Berechtigung für das eigentliche Energiegeschäft. Einerseits gibt es immer noch Volkswirtschaften, in denen sich Energieversorgung und Industrie im Aufbau befinden. Dort gibt es gute Gründe für einen Monopol- oder mindestens einen Alleinabnehmermarkt. Das andere Extrem markieren die Industriestaaten. In ihnen gibt es einen bekannten, stabilen Markt für elektrische Energie, der im Vergleich zu den Erzeugungseinheiten sehr groß ist. Außerdem ist die Infrastruktur für den Energietransport gut ausgebaut. Damit stellt die Teilnahme am Energiemarkt ein normales unternehmerisches Risiko dar und es gibt keinen Grund mehr für staatlichen Schutz der Marktteilnehmer. Auch ist angesichts der in den meisten Industriestaaten vorhandenen Überkapazität in der Erzeugung und der zumindest technisch verhältnismäßig niedrigen Markteintrittsbarrieren nicht mit Angebotsknappheit zu rechnen, so dass auch die Forderung nach einer ausreichenden Versorgung nicht gegen die völlige Marktöffnung spricht.

3.7.2 Der Aufbau wettbewerblich organisierter Elektrizitätsmärkte

In diesem und den folgenden Abschnitten wird die Arbeitsweise wettbewerblich organisierter Elektrizitätsmärkte und die der wichtigsten Teilnehmer an ihnen beschrieben. Dabei wird, soweit möglich, eine allgemeine Darstellung angestrebt. Wann immer jedoch Beispiele für die tatsächliche Realisierung vorgestellt werden, wird bevorzugt auf den deutschen Markt zurückgegriffen, da dieser auf Grund seiner Größe in Europa sicherlich Einfluss auf andere Märkte haben wird, und weil er inzwischen seit über 10 Jahren existiert und wichtige Erkenntnisse aus der Aufbauzeit bereits Eingang in die Praxis gefunden haben.

3.7.2.1 Aufgaben und Rollen im liberalisierten Markt

Um das Funktionieren eines Marktes möglichst gut zu verstehen, empfiehlt es sich, die kleinstmöglichen wirtschaftlichen Einheiten in ihm zu identifizieren, die als eigenständiges Geschäft betrieben werden können und zur Lösung der Aufgaben im Markt beitragen. Im Folgenden werden solche Einheiten als Marktrollen bezeichnet. Es ergibt sich damit die folgende Begriffsabgrenzung:

- *Aufgaben* sind die kleinste Betrachtungseinheit innerhalb des Marktes. Die Gesamtaufgabe des Elektrizitätsmarktes, die wirtschaftlich effiziente und ausreichend zuverlässige Versorgung aller Verbraucher mit elektrischer Energie, kann in eine Vielzahl von Einzelaufgaben unterteilt werden. Erst wenn alle diese Aufgaben erfüllt sind, wird der Markt funktionieren und seine übergeordnete Aufgabe erfüllen. Beispiele für Aufgaben sind die Systembetriebsführung oder die Bereitstellung von Verbrauchsdaten als Basis für die Abrechnung. Auch wenn Letztere nicht technisch motiviert ist, ihre Nichterfüllung also die technische Funktion des Versorgungssystems nicht gefährdet, ist sie wesentlich für das Funktionieren des Marktes, da ohne Abrechnung die meisten Marktteilnehmer ihr Geschäft nicht aufrecht erhalten können.
- Die Zusammenfassung von Aufgaben und ihrer Lösung zu alleine lebensfähigen wirtschaftlichen Einheiten führt zu den sog. *Rollen*. Eine Rolle kann identisch mit einem Unternehmen, also einem Marktteilnehmer sein, muss es aber nicht. Normalerweise decken zu Beginn einer Liberalisierung die alten, vormals vertikal integrierten Unternehmen viele Rollen gleichzeitig ab. Eine Marktrolle zeichnet sich dadurch aus, dass sie wirtschaftlich eigenständig operieren kann, und dass sie ein ausgeprägtes, eigenes Kompetenzprofil hat. Beispiele für Marktrollen sind der Systembetreiber, der den Betrieb des Versorgungssystems sicherstellt, oder die Zählerdienstleister, die den übrigen Marktteilnehmern die Verbrauchsdaten zur Verfügung stellen.
- Die im Markt tätigen Unternehmen werden als *Marktteilnehmer* bezeichnet. Marktteilnehmer decken mit ihrer Tätigkeit mindestens eine Marktrolle ab, können aber auch mehrere Rollen zusammenfassen.

Bevor Wettbewerbselemente in der Elektrizitätswirtschaft eingeführt wurden und die dazu notwendige Trennung zwischen Energiegeschäft und Transportdienstleistung, die

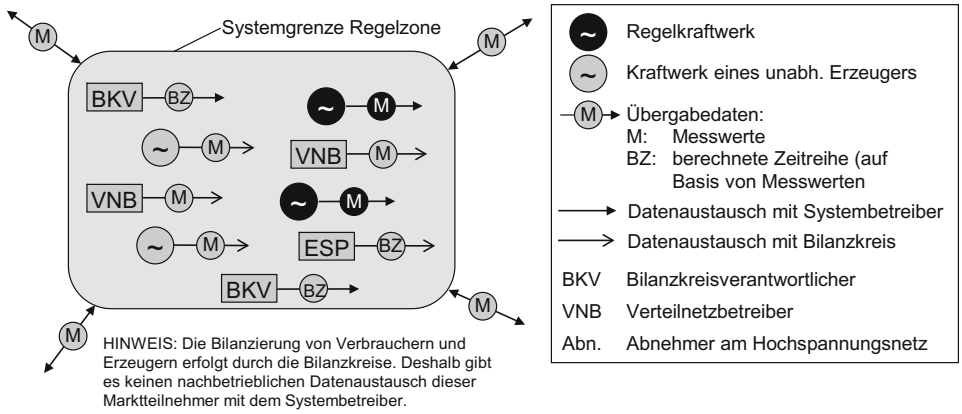


Abb. 3.31 Versorgungsstruktur und Verbände der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland vor der Liberalisierung (Nach (EnWG) 1935)

sog. Entflechtung (englisch Unbundling), vollzogen wurde, waren die Marktrollen sehr stark an die technische Struktur des Versorgungssystems angelehnt. Dies verdeutlicht Abb. 3.31 am Beispiel der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Die dargestellte Zusammenarbeit der Marktteilnehmer in Verbänden belegt, dass die Marktteilnehmer sich bei der Partnersuche im Wesentlichen an der höchsten von ihnen betriebenen Spannungsebene orientierten. Die Spezialisierung und damit in gewisser Weise Bildung von Marktrollen fand also im Hinblick auf die Struktur des Versorgungsgebietes statt und nicht danach, ob ein Unternehmen z. B. als Erzeuger oder Endverteiler tätig war oder nicht.

Im liberalisierten Markt ergibt sich eine viel stärkere Differenzierung der Marktrollen, hauptsächlich wegen der Trennung von Energiegeschäft und Transportdienstleistung sowie des durch den Wettbewerb verursachten Kostendrucks. Abb. 3.32 zeigt die Marktrollen, die sich typischerweise in Märkten mit Großhandels- oder Endkundenwettbewerb bilden. Zunächst gibt es unverändert die technischen Rollen Erzeugung, Übertragung und Verteilung. Direkt benachbart finden sich bereits neue Aufgaben, welche die Brücken zum kommerziellen Teil des Marktes darstellen. Insgesamt belegt die Abbildung bereits deutlich die durch die Liberalisierung wachsende Komplexität eines Elektrizitätsmarktes, denn zwischen allen Marktteilnehmern, die Produkte und Leistungen austauschen, müssen Verträge abgeschlossen werden. Da außerdem die meisten Geschäftsbeziehungen jederzeit aufgelöst und neue geschlossen werden können, ist sowohl die Menge der Geschäftsbeziehungen als auch ihre zeitliche Dynamik sehr viel größer als im Monopolmarkt.

Betrachtet man zunächst den wettbewerblich organisierten Energiemarkt, so findet man dort Erzeuger, Großhändler, Börsen, Energiedienstleister und Bilanzverantwortliche. Erzeuger verkaufen ihre Kapazität im Großhandelsmarkt und bestimmen damit den späteren Kraftwerkseinsatz. Im Großhandelsmarkt können Energiekontingente – auch unter Einbeziehung von Strombörsen – mehrfach den Besitzer wechseln, bevor sie über Energiedienstleister (Energy Service Provider, ESP, auch Lieferanten) an den Endverbraucher verkauft werden.

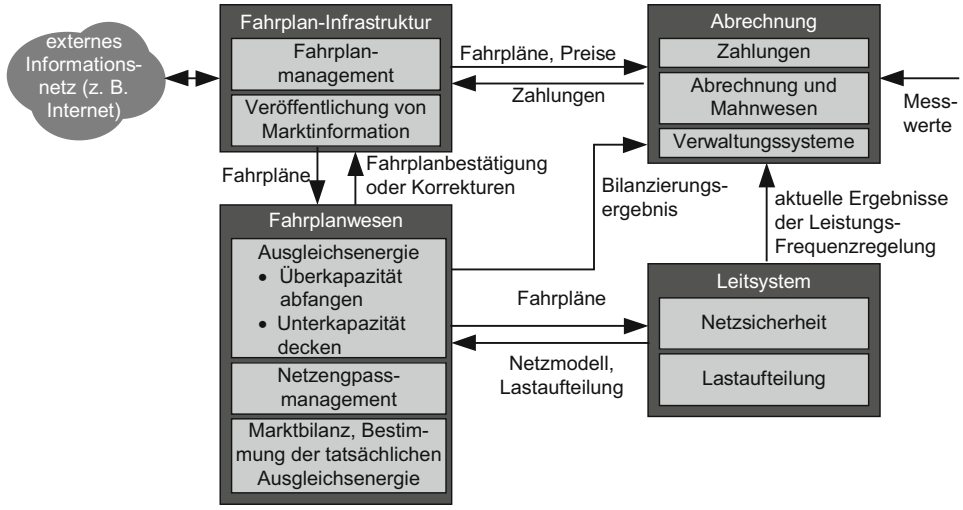


Abb. 3.32 Rollen in liberalisierten Elektrizitätsmärkten

Eine weitere wichtige Rolle im Energiemarkt ist der sog. Bilanzkreis. Elektrische Energie ist ein rein optionales Produkt, d. h. ihre Lieferung hängt vollständig von der Inanspruchnahme zum Erzeugungszeitpunkt ab. Deshalb muss grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass es Abweichungen zwischen den gehandelten Mengen und der tatsächlichen Lieferung gibt. Die Bilanzkreise bieten den dazu benötigten Ausgleich an und setzen gleichzeitig ökonomische Anreize, die Abweichungen im Interesse eines wirtschaftlich effizienten Kraftwerksbetriebs so klein wie möglich zu halten.

Alle Handelsprozesse im Energiemarkt laufen mehr oder weniger lange vor der eigentlichen Lieferung ab. Handelsgegenstand sind Verträge, welche die Komplexität des technischen Systembetriebs im Interesse einer möglichst einfachen und somit wettbewerbsfördernden Handhabung nur eingeschränkt widerspiegeln. Damit aus diesen Verträgen eine physikalische Lieferung werden kann, benötigt man weitere Dienstleistungen. Im Allgemeinen bündelt der Energiedienstleister diese Leistungen mit der Energie und bietet den Endkunden einen Komplettversorgungsvertrag an. Deshalb wird hier der Begriff Energiedienstleister gegenüber dem ebenfalls gebräuchlichen Lieferanten bevorzugt.

Um aus dem abstrakten Handelsergebnis des Energiemarktes in einen physikalischen Systembetrieb zu überführen und die erbrachten Leistungen später auch abrechnen zu können, werden die Dienstleistungen Systembetrieb, Netzbetrieb, Netznutzungsmanagement und Messwertbereitstellung benötigt. Der Systembetreiber ermittelt aus den Ergebnissen des Energiemarktes den Kraftwerkseinsatz und ist verantwortlich für die zuverlässige Versorgung. Die Aufgaben der Netzbetreiber sind die Planung, der Bau, die Instandhaltung und der Betrieb der Übertragungs- und Verteilungsnetze. Im Netznutzungsmanagement wird verwaltet, welcher Verbraucher zu welcher Zeit mit welchen Marktteilnehmern Verträge abgeschlossen hat. Dies umfasst vor allem die zuverlässige Abwicklung von Lieferantenwechseln. Zuletzt stellen die

Tab. 3.8 Rollen im liberalisierten Elektrizitätsmarkt und zugehörige Kompetenzen

Rolle	Geschäftsgegenstand	Kernkompetenzen
Systembetreiber	Sicherer und zuverlässiger Betrieb des Versorgungssystems	Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme, marktinterner Informationsaustausch
Netzbetreiber	Übertragungs- und Verteilungsinfrastruktur	Netzplanung, Netzbetriebsführung, Betriebsmittelmanagement
Erzeuger	Erzeugung elektrischer Energie	Kraftwerksplanung, Kraftwerksbetrieb, Großhandel (Verkauf)
Großhändler	Verkauf von Eigenerzeugung, Portfoliooptimierung am Großhandelsmarkt	Großhandel (Ein- und Verkauf), Risikomanagement
Energiedienstleister (ESP)	Verkauf von elektrischer Energie und der benötigten Dienstleistungen an Endverbraucher	Einkauf (Großhandel), Vertrieb, Abwicklungseffizienz
Bilanzkreis	Reduktion des Bedarfs an Ausgleichsenergie durch Verbraucherbündelung	Einkauf (Großhandel), Lastprognose, marktinterner Informationsaustausch
Netznutzungsmanagement	Erfassung aller Vertragsbeziehungen im Markt	Marktinterner Informationsaustausch, Abwicklungseffizienz
Messstellenbetreiber	Messstelleninfrastruktur	Planung und Betrieb der Infrastruktur, Betriebsmittelmanagement
Zählerdienstleister	Bereitstellen von Verbrauchsdaten	Marktinterner Informationsaustausch, Abwicklungseffizienz

Zählerdienstleister allen Marktteilnehmern die von ihnen benötigten Messwerte zur Verfügung.

Tab. 3.8 fasst abschließend die Marktrollen zusammen und stellt sie den jeweils benötigten wichtigsten Kompetenzen gegenüber. Es wird deutlich, dass durch die Liberalisierung Aufgaben entstehen, die zum eigentlichen Thema der elektrischen Energieversorgung keine direkte Verbindung haben. Dies bedeutet eine erhebliche Erweiterung der Aufgabenvielfalt in der Elektrizitätswirtschaft.

3.7.2.2 Netzzugangsmodelle

Ein Kernelement jedes wettbewerblich organisierten Marktes für leitungsgebundene Energie ist die Regelung des Netzzugangs. Sowohl der Großhandelswettbewerb als auch der Endkundenwettbewerb setzen voraus, dass Lieferanten und Verbraucher freien Zugang zum Übertragungs- und Verteilungsnetz haben. Da die Netzdienstleistung i. Allg. als Monopol organisiert ist, ist dieser Zugang üblicherweise staatlich überwacht, um sicherzustellen, dass die Forderungen nach

- *Transparenz*: Die Prozesse und die erhobenen Netzzugangsgebühren müssen für alle Marktteilnehmer nachvollziehbar sein.
- *Offenheit*: Das Netz muss für jeden zugelassenen Marktteilnehmer gleichermaßen zugänglich sein.
- *Diskriminierungsfreiheit*: Alle Marktteilnehmer, die Zugang zum Netz wünschen, müssen in gleicher Weise behandelt werden.

erfüllt sind. Darüber hinaus wird üblicherweise auch überwacht, ob die Netzzugangsregeln wettbewerbsbehindernd sind. Ein in praktisch jedem Markt vorübergehend diskutiertes Beispiel für ein solches Element ist eine Gebühr, die vom Netzbetreiber beim Lieferantenwechsel erhoben wird. Eine solche Gebühr wäre zwar verursachungsgerecht und ließe sich deshalb sogar mit der Forderung nach Diskriminierungsfreiheit rechtfertigen, stellt aber ein erhebliches Wettbewerbshindernis dar und hat sich deshalb bisher nicht durchgesetzt.

Für die vertragliche Regelung des Netzzugangs können zwei Verfahren unterschieden werden:

- *geregelter Netzzugang (Third Party Access, TPA)*: Der Netzzugang erfolgt zu einheitlich geregelten Konditionen, die normalerweise vom Staat oder einer Regulierungsbehörde festgelegt oder zumindest genehmigt werden.
- *verhandelter Netzzugang (Negotiated Third Party Access, NTPA)*: Der Netzzugang wird zwischen den Geschäftspartnern individuell ausgehandelt.

NTPA ist in der Reinform nur in Großhandelsmärkten anwendbar, da der Aufwand und damit die Transaktionskosten in einem völlig geöffneten Markt viel zu hoch wären. Allerdings hatte sich in Deutschland vorübergehend eine Zwischenform etabliert, die ebenfalls unter NTPA eingeordnet wird: Hier wurde der Netzzugang zwischen Verbänden ausgehandelt, welche die Marktteilnehmer repräsentieren. Die dabei in den sog. Verbändevereinbarungen festgelegten Regeln wirkten anschließend faktisch für alle Marktteilnehmer verbindlich.

Auch für die Berechnung des Netznutzungsentgelts haben sich weltweit zwei grundsätzlich unterschiedliche Ansätze herausgebildet, die häufig sogar nacheinander in denselben Märkten angewandt wurden:

- *Transaktionsbezogenes Entgelt*: Das Netznutzungsentgelt wird in Kenntnis von Einspeise- und Entnahmepunkt einer einzelnen Transaktion ermittelt. Ein Beispiel für ein solches transaktionsbezogenes Entgelt findet man in der deutschen Verbändevereinbarung I (Paulun 2011), die vom Mai 1998 bis zum September 1999 in Kraft war. In ihr ist das Bestreben zu erkennen, den erwarteten Durchleitungen durch das Netz möglichst verursachungsgerecht Kosten zuzuordnen. Um dennoch eine alltagstaugliche Regelung zu erzielen, werden die in Anspruch genommenen Spannungsebenen mittels sog. statistischer Grenzentfernungen unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation ermittelt. Des weiteren wurde, um weiträumige Übertragungen adäquat abzubilden, eine lineare Entfernungsabhängigkeit des Kostenterms für die Nutzung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes vorgesehen. Das Netznutzungsentgelt hat damit für jede Transaktion prinzipiell die folgende Form:

$$K_{Netznutzung} = K_{NS}(P,W) + K_{MS}(P,W) \cdot \varepsilon\left(l - l_{grenz,MS}\right) + K'_{HS}(P,W) \cdot \varepsilon\left(l - l_{grenz,HS}\right) \cdot \left(l - l_{grenz,HS}\right) \tag{3.9}$$

K_{NS}, K_{MS}	Kosten für Nieder- und Mittelspannung,
K'_{HS}	entfernungs- bezogene Kosten für Hochspannung,
l	Luftlinienentfernung zwischen Einspeisung und Entnahme,
$l_{grenz,xx}$	Grenzentfernung, ab der Entgelt
xx	angewandt wird,
ε	Einheitssprungfunktion

Transaktionsbezogene Entgeltmodelle werden mit wachsender Transaktionszahl grundsätzlich problematisch. Die Ursache liegt darin, dass in einem laufenden Geschäft mit arbeitsteiligem Einkauf von vielen Erzeugern und Verkauf an viele Kunden die einzelne Transaktion nicht mehr identifiziert werden kann. Deshalb ist man in allen Märkten, in denen man zunächst, sicher auch in Erwartung nur weniger Netznutzungsvorgänge, ein solches Modell eingeführt hat, nach einiger Zeit auf das nachfolgend beschriebene Verfahren des Netzzugangsentgelts übergegangen. Beispiele für diese zeitliche Abfolge sind der englische Gasmarkt und der deutsche Elektrizitätsmarkt.

- *Netzzugangsentgelt*: Beim Netzzugangsverfahren wird das Entgelt ausschließlich aus den Daten eines Marktteilnehmers, also z. B. aus Anschlussleistung, Anschlussspannung, gelieferter oder entnommener Arbeit und bestellter Reservekapazität, ermittelt. Damit kann das Netznutzungsentgelt ohne Kenntnis der von den Marktteilnehmern getätigten Geschäfte bestimmt und abgerechnet werden. In Deutschland hat mit Inkrafttreten der Verbändevereinbarung II (Phillips 2004) dieses deutlich praktikablere Verfahren den transaktionsbezogenen Ansatz abgelöst. Prinzipiell berechnet sich das Netzzugangsentgelt in diesem Verfahren für alle Marktteilnehmer wie folgt:

$$K_{Netznutzung} = \sum_{\substack{\text{alle genutzten} \\ \text{Spannungs-} \\ \text{ebenen}}} K_{Spannungsebene}(P,W) \tag{3.10}$$

Dies bedeutet, dass jeder an das Netz angeschlossene Marktteilnehmer die Netznutzungsgebühr für das Höchstspannungsnetz trägt, und abhängig davon, in welcher Spannungsebene er angeschlossen ist, weitere Kostenterme für unterlagerte Spannungsebenen hinzukommen.

Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass in der Detailausgestaltung der Netznutzungsentgelte eine sehr große Vielfalt herrscht. Insbesondere die Abrechnung der Systemdienstleistungen, wie z. B. Frequenzregelung und Reservevorhaltung, wird in einigen Märkten als eigenständiger Teil der Netznutzungsgebühr vorgenommen, in anderen dagegen pauschal in die Netznutzungsgebühr einbezogen. In Deutschland ist mit dem Netznutzungsentgelt eine Unterstützung dezentraler Einspeisung sowie die gesamte

Abwicklung der Förderung regenerativer Energiequellen und der Kraft-Wärme-Kopplung verknüpft. Auf diese Details wird aber hier nicht mehr weiter eingegangen.

3.7.3 Dienstleistungsmarkt

Der normalerweise in Gebietsmonopolen organisierte Dienstleistungsmarkt stellt den Marktteilnehmern die Dienste zur Verfügung, die zur Durchführung des Geschäfts mit elektrischer Energie erforderlich sind. Dieser Teilmarkt umfasst sowohl die technische Infrastruktur für Transport und Verteilung der Energie als auch die informationstechnische Festlegung und Realisierung des umfangreichen Informationsaustauschs zwischen allen Marktteilnehmern. Letzteres bedeutet, dass im Dienstleistungsmarkt die meisten Marktregeln in praktische Anwendungen umgesetzt werden, weshalb das Verständnis der dort angesiedelten Rollen i. Allg. einen guten Einstieg in einen Elektrizitätsmarkt bietet.

3.7.3.1 Systembetreiber

Der Systembetreiber ist die zentrale Stelle im Elektrizitätsmarkt, an der das Ergebnis des kommerziellen Handelsprozesses in einen funktionierenden, technischen Systembetrieb überführt wird. In den meisten bisher eingeführten Elektrizitätsmärkten gibt es nur einen, zentralen Systembetreiber, der u. U. mehrere Regelzonen führt. Diese Zentralität hat ihren Ursprung oft darin, dass vor der Liberalisierung bereits eine landesweite Übertragungsnetzgesellschaft existierte, der nach der Liberalisierung diese neue Aufgabe zusätzlich übertragen wurde. Beispiele dafür sind die skandinavischen Länder und Großbritannien. Grundsätzlich genügt es allerdings, einen Systembetreiber pro Regelzone vorzusehen. Diesen Weg ist man z. B. in Deutschland gegangen, wo es die in Abb. 3.33 dargestellten Regelzonen gibt. Zu Beginn der Liberalisierung in Jahr 1998 waren dies noch acht Unternehmen und Zonen, deren Zahl sich seitdem durch Unternehmensfusionen auf vier verringert hat.

Die Systembetreiber sind meist aus den Netzleitstellen und Lastverteilern entstanden und führen viele Aufgaben dieser Einrichtungen weiter. Trotzdem gibt es grundlegende Unterschiede, die in Tab. 3.9 zusammengefasst sind.

In der *vorbetrieblichen Phase* muss der Systembetreiber den Einsatz von Ausgleichsenergie – also der Energie, die im System gebraucht wird, die aber nicht von den Marktteilnehmern kontraktiert worden ist – sowie die Blindleistungseinspeisung planen und Netzsicherheitsrechnungen durchführen. Dies setzt die Abstimmung mit benachbarten Regelzonen voraus. Damit der Systembetreiber die Planungsaufgabe bewältigen kann, müssen die Marktteilnehmer ihm entsprechende Informationen zur Verfügung stellen (Abb. 3.34):

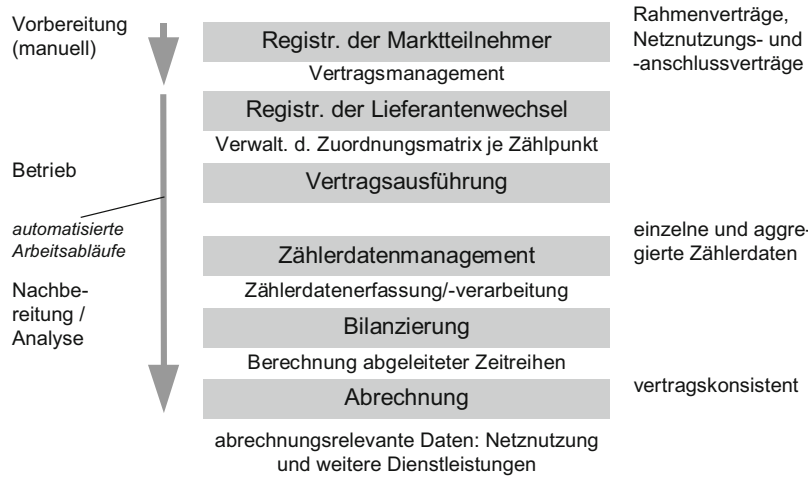


Abb. 3.33 Regelzonen und Übertragungsnetzeigentümer in Deutschland

Tab. 3.9 Aufgaben des Systembetreibers im Monopol und im Wettbewerbsmarkt

Aufgabengebiet	Monopol (Netzleitstelle/ Lastverteiler)	Liberalisierter Markt (Systembetreiber)
Vorbetriebliche Aufgaben		
– Betriebs planung	Lang- und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung Lastaufteilung	Kraftwerke teilen dem Systembetreiber die Einspeisefahrpläne mit
– Engpass management	Integraler Bestandteil des Planungsprozesses	Nachträglicher, ggf. iterative Anpassung, falls Marktergebnis zu technisch kritischer Situation führt
Betriebsführung	Spannungs- und Frequenzregelung als Teil des Top-down-Planungsprozesses	Spannungs- und Frequenzregelung mit kontraktierten Regelkraftwerken
Nachbetriebliche Aufgaben	Keine Notwendigkeit	Bilanzierung Bereitstellung von Messwerten Abrechnung von Ausgleichsenergie und Regelung

- Erzeuger müssen ihre Einspeisefahrpläne sowie Kraftwerksausfälle melden.
- Nutzer des Hochspannungsnetzes, also Verteilnetzbetreiber und Großkunden, müssen ebenfalls Ausfälle angeben.
- Bilanzkreisverantwortliche (BKV)[1] müssen mitteilen, was sie über die Regelzonengrenze importieren oder exportieren sowie welche Ausgleichsenergie sie in Anspruch nehmen wollen.

[1] „Bilanzkreis“ ist der in Deutschland verwendete Begriff für die Einheit, innerhalb derer ein Unternehmen, der Bilanzkreisverantwortliche, für den Ausgleich von Last und Erzeugung zuständig ist. In anderen Ländern werden ähnliche Begriffe, z. B. Bilanzverantwortliche, verwendet. Die Funktion dieser Einheiten ist in allen Fällen sehr ähnlich.

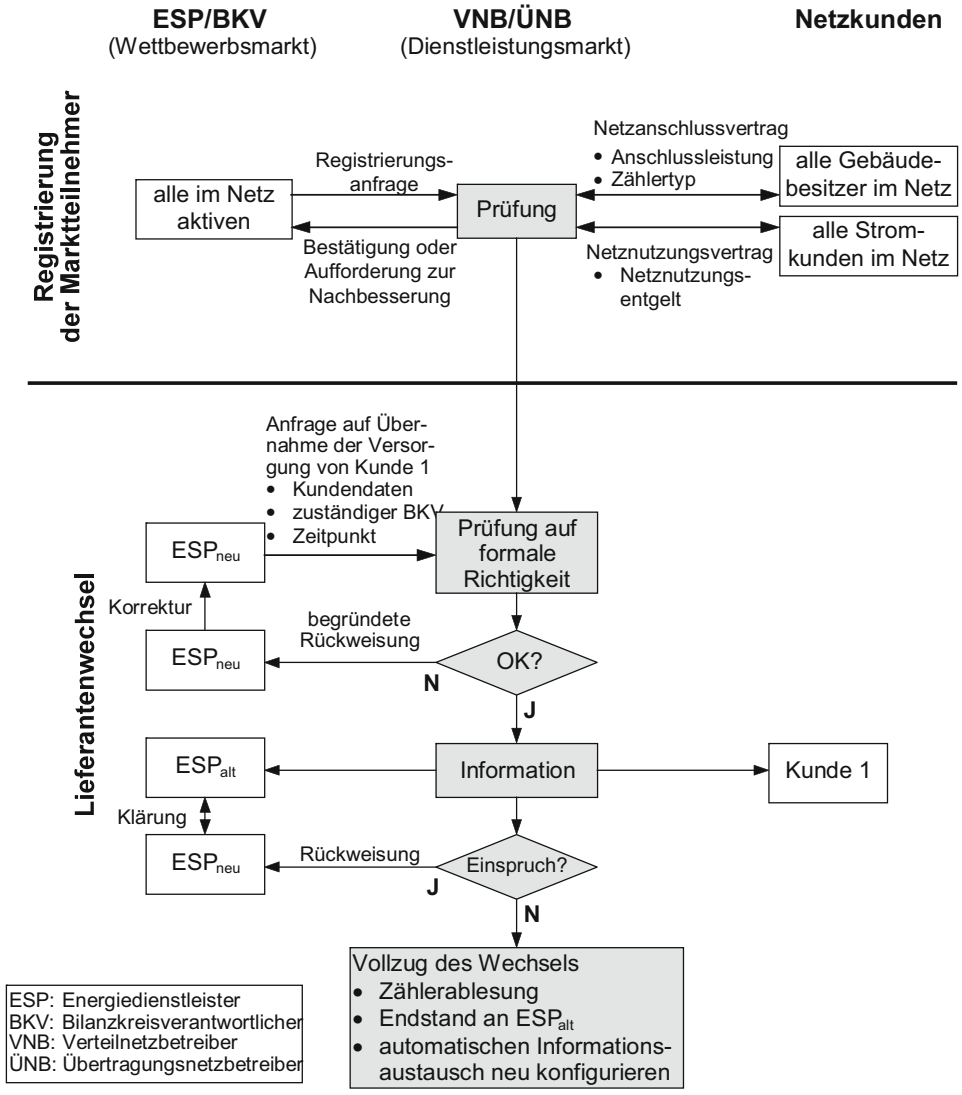


Abb. 3.34 Vorbetrieblicher Datenaustausch mit dem Systembetreiber

Mit diesen Angaben sowie der dem Systembetreiber bekannten Gebietslastprognose kann der Regelzonensaldo berechnet werden, der die Grundlage für die Planung der Ausgleichsenergie bildet:

$$P_{\mathrm{Regelzonensaldo}} = \sum P_{unabh.KW} - P_{Lastprognose} - \sum P_{BKV-Exportsaldo} \tag{3.11}$$

In Gl. 3.14 geht im Übrigen der Ausgleichsenergiefahrplan der Bilanzkreisverantwortlichen nicht ein, da jede geplante Deckung von Ausgleichsenergie durch die Bilanzkreisverant-

wortlichen entweder aus Kraftwerken innerhalb der Regelzone oder aus einem Import oder Export über die Regelzonengrenze stammt. Beides ist in Gl. 3.14 bereits erfasst.

Mit den nun verfügbaren Informationen kann der Systembetreiber die Netzsicherheitsrechnung durchführen und den endgültigen Kraftwerkseinsatz festlegen. Dieser orientiert sich zunächst am Ergebnis des Handels, das in Form der Wunschfahrpläne der Erzeuger vorliegt. Allerdings hat der Systembetreiber in allen Märkten das Recht, Abweichungen anzuordnen, falls ein stabiler Systembetrieb mit den Vorgaben des Marktes nicht erreichbar ist. Die dadurch gegenüber der ursprünglichen Situation wirtschaftlich benachteiligten Marktteilnehmer erhalten in einem solchen Fall einen finanziellen Ausgleich.

In der *nachbetrieblichen Phase* ist der Systembetreiber dafür verantwortlich, die tatsächlich in Anspruch genommene Ausgleichsenergie zu ermitteln und den Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung zu stellen. Diese wiederum teilen diese Rechnung auf ihre Kunden auf. Darüber hinaus stellt der Systembetreiber den Kunden des Hoch- und Höchstspannungsnetzes die Messwerte an ihren Übergabestellen zur Verfügung. Zumindest in Deutschland ist der Systembetreiber dagegen nicht generell für die Abrechnung der Übertragungsnetznutzung und der Systemdienstleistungen zuständig. Diese wird im Rahmen der Netznutzungsabrechnung von denjenigen Netzbetreibern durchgeführt, an deren Netze die Verbraucher angeschlossen sind.

In Erfüllung seiner nachbetrieblichen Aufgaben übermittelt der Systembetreiber, wie in Abb. 3.35 gezeigt, die Übergabemessungen der Kraftwerke und der an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Verbraucher an die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen. Außerdem ermittelt er aus den ihm vorbetrieblich bekannt gegebenen Saldenfahrplänen der Bilanzkreise und der tatsächlichen Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie die Kostenaufteilung und rechnet diese Leistung mit den Bilanzkreisverantwortlichen ab:

$$K_{Ausgleich,BKV} = K_{Ausgleich,ges.} \cdot \frac{P_{ist,BKV} - P_{FP,BKV}}{\sum_{alleBKV} P_{ist,BKV} - P_{FP,BKV}} \tag{3.12}$$

Zum Abschluss zeigt Abb. 3.36 den prinzipiellen systemtechnischen Aufbau eines Systembetreibers. Neben der weiterhin vorhandenen Leitstellenfunktionalität sind zahlreiche neue Funktionen entstanden: Im Einzelnen handelt es sich um die Schnittstelle zu anderen Marktteilnehmern, um die vorbetriebliche Fahrplanauswertung und um die nachbetriebliche Bilanzierung und Abrechnung.

3.7.3.2 Netzbetreiber

Der Netzbetrieb ist im liberalisierten Markt eine regulierte Monopolfunktion. Das Geschäftsergebnis des Netzbetreibers hängt damit von der zuverlässigen, zeitnahen Abrechnung der Dienstleistung Netznutzung und einer effektiven Kostenkontrolle ab. Seine Haupttätigkeiten sind:

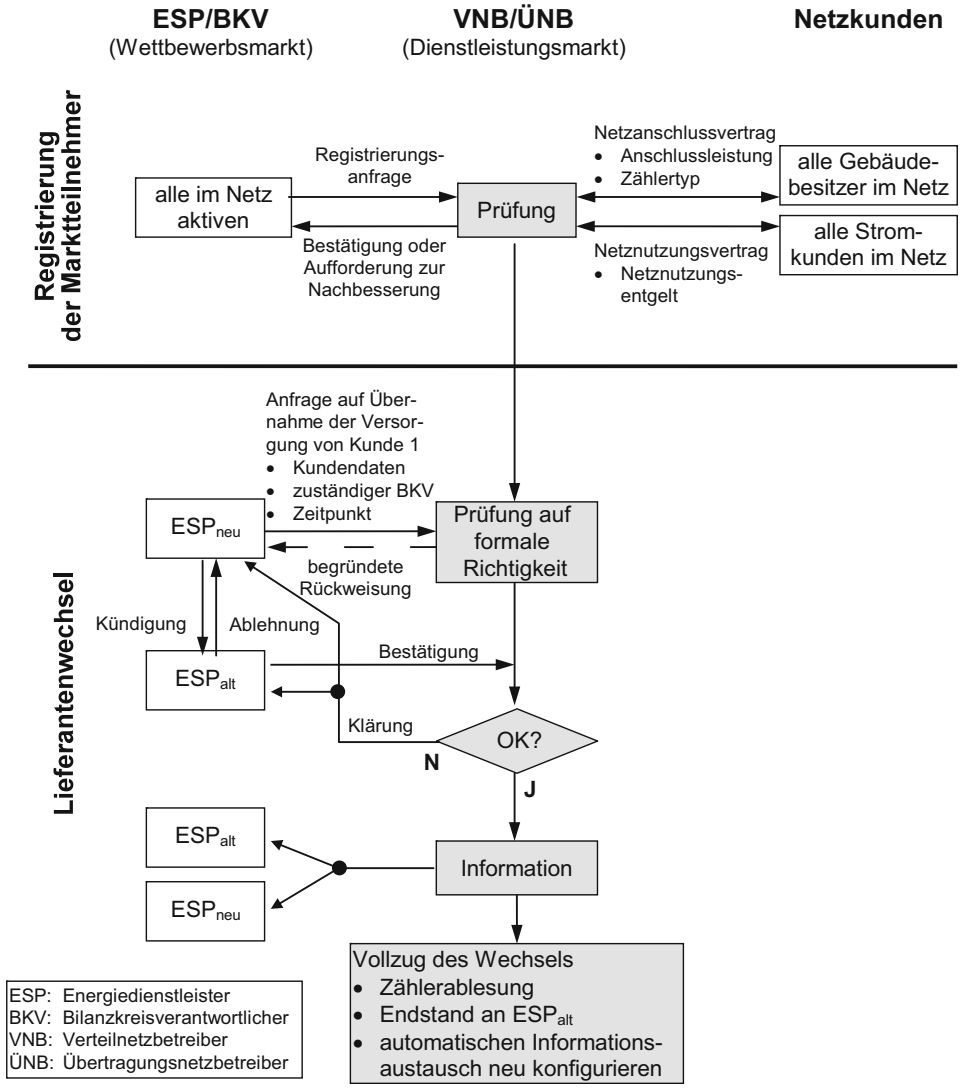


Abb. 3.35 Nachbetrieblicher Datenaustausch mit dem Systembetreiber

- Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der Übertragungs- und Verteilungsnetze, wobei Betrieb nicht den Systembetrieb (Kraftwerkseinsatz, Systemregelung) beinhaltet, da dies Aufgabe des Systembetreibers ist
- Registrierung der Marktteilnehmer und ihrer Vertragsbeziehungen.

Da die Aufgaben in Planung und Betrieb der Verteilungsnetze und der Messinfrastruktur sich nicht zwischen Monopol und liberalisierten Märkten unterscheiden, wird an dieser Stelle nicht auf sie eingegangen.

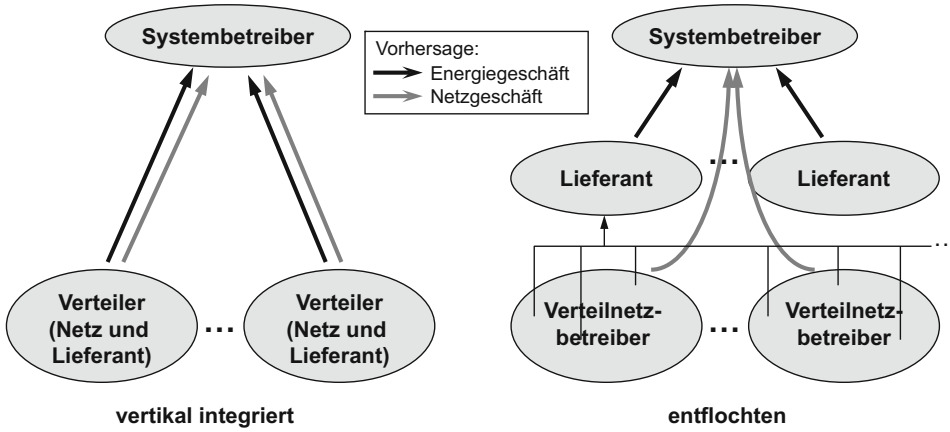


Abb. 3.36 Prinzipieller Aufbau eines Systembetreibers. (Quelle: ABB)

Eine völlig neue Aufgabe ist dagegen die Registrierung der Marktteilnehmer und der Vertragsbeziehungen. Hierbei handelt es sich um eine für das Funktionieren eines jeden liberalisierten Elektrizitätsmarktes zentrale Aufgabe. Da der Verteilnetzbetreiber auf Grund seiner Monopolsituation neben den Endverbrauchern der einzige Marktteilnehmer ist, der permanent eine Vertragsbeziehung zu jedem Zählpunkt in seinem Netzgebiet hat, ist er auch der Einzige, der jederzeit die Frage beantworten kann, wer zu einem Zählpunkt zu welcher Zeit welche Vertragsbeziehung hat. Diese Information ist die Grundlage der korrekten Bereitstellung von Verbrauchswerten, die wiederum unabdingbare Voraussetzung für die Abrechnung aller im Markt erbrachten Leistungen ist. Abb. 3.37 zeigt den durch die Liberalisierung notwendig werdenden, zusätzlichen Arbeitsprozess beim Verteilnetzbetreiber.

Der Prozess beginnt mit der Ersterfassung oder Registrierung der Marktteilnehmer, die im Gebiet des Verteilnetzbetreibers aktiv sind. Dies sind die Endverbraucher, evtl. in das Netz einspeisende Erzeuger, die Energiedienstleister, die Kunden innerhalb des Netzes versorgen, und die von diesen in Anspruch genommenen Bilanzverantwortlichen. Ziel der Registrierung ist es, möglichst alle systematischen Fragen, wie z. B. Art des Informationsaustauschs oder Art der Abrechnung, frühzeitig und vollständig zu klären, damit die spätere alltägliche Geschäftsabwicklung möglichst automatisch und kostengünstig erfolgen kann.

Im zweiten Schritt, der Durchführung von Lieferantenwechseln, erfolgt die Zuordnung von Energiedienstleister und Bilanzverantwortlichen zu den Endkunden. Der dafür zu durchlaufende Prozess, der von einem Energiedienstleister angestoßen wird, der die Versorgung eines Kunden übernehmen möchte, ist in Abb. 3.38 für den Fall dargestellt, dass die Zulässigkeit des Lieferantenwechsels vor Vollzug geklärt wird. In diesem Fall wird im Laufe dieses Prozesses eindeutig und lückenlos geklärt, wer zu welchem Zeitpunkt die Vertragspartner des Endkunden sind. Blieben hier Unklarheiten bestehen, führte dies spätestens bei der Abrechnung zu Einsprüchen und Zahlungsverzögerungen sowie zur arbeitsintensiven Korrektur der inzwischen an die Marktteilnehmer verteilten

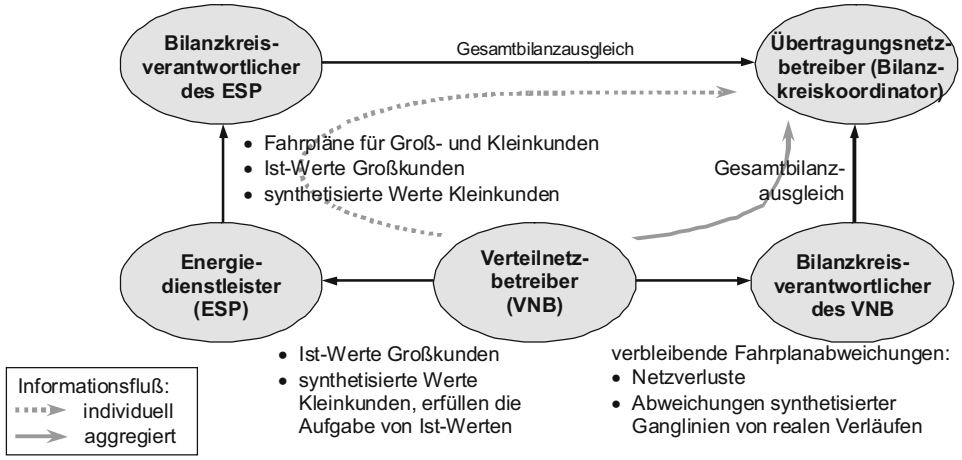


Abb. 3.37 Arbeitsprozess des Verteilnetzbetreibers

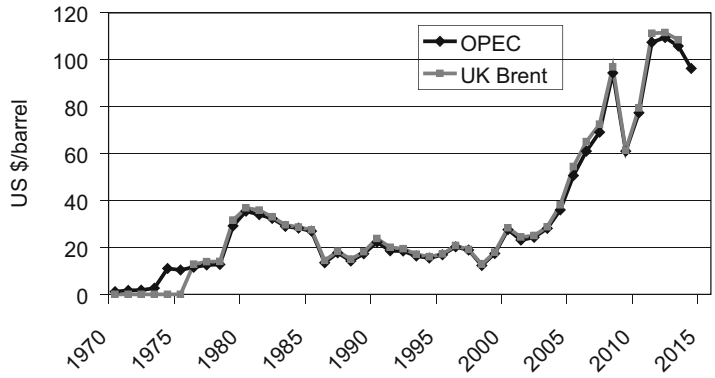


Abb. 3.38 Registrierungs- und Lieferantenwechselprozess beim Verteilnetzbetreiber mit Sicherstellung der Zulässigkeit des Wechsels vor Vollzug (z. B. Schweden)

Verbrauchsdaten. All diese Vorgänge erhöhen die Kosten des Verteilnetzbetreibers, sei es, weil mit der Klärung Aufwand verbunden ist, oder auch, weil eine verzögerte Zahlung des Netznutzungsentgelts Zinsverluste bedeutet.

Abb. 3.39 zeigt einen anderen Ansatz für den Lieferantenwechselprozess. In diesem Fall, der z. B. in Deutschland angewandt wird, wird die Zulässigkeit des Lieferantenwechsels nicht vor dem Vollzug geklärt. Das Risiko fehlerhafter Wechsel und entsprechender nachträglicher Klärung wird von den Energiedienstleistern getragen. Dieser Ansatz ist weniger aufwendig, bringt aber mehr nachträglichen Klärungsbedarf mit sich.

Nach dem Betrieb empfängt der Verteilnetzbetreiber die Verbrauchswerte seiner Kunden und kann damit als letzten Arbeitsschritt die Netznutzung abrechnen und die dabei erhaltenen Einnahmen für vorgelagerte Netze an deren Betreiber weiterleiten.

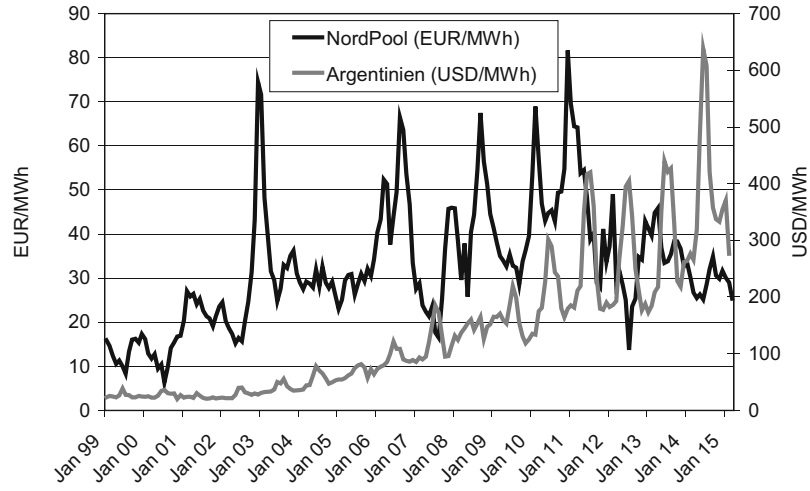


Abb. 3.39 Registrierungs- und Lieferantenwechselprozess beim Verteilnetzbetreiber ohne Sicherstellung der Zulässigkeit des Wechsels vor Vollzug (z. B. Deutschland)

3.7.3.3 Zählerdienstleister

Die Zählerdienstleistung findet sich in den bisher liberalisierten Märkten teilweise im wettbewerblichen Markt, teilweise ist sie aber auch mit dem Verteilnetzbetrieb zusammen gefasst und somit Teil des regulierten Monopolbereichs. Letzteres wird, obwohl die Zählerdienstleistungen nicht die Voraussetzungen eines natürlichen Monopols erfüllt, mit der offensichtlichen Synergie bei Aufbau und Betrieb der Infrastrukturen begründet. Auch das Geschäftsergebnis des Zählerdienstleiters hängt primär von der zuverlässigen, zeitnahen Abrechnung seiner Dienstleistung und einer effektiven Kostenkontrolle ab. Sofern das Geschäftsfeld liberalisiert ist, kommt der Aufbau einer geeigneten Kundenbasis hinzu. Die Haupttätigkeiten des Zählerdienstleisters sind:

- Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung der Messinfrastruktur
- Bereitstellung von Messwerten an alle berechtigten Marktteilnehmer.

Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass diese beiden Leistungen auch separat erbracht werden können. Die erste wird dann vom Messstellenbetreiber realisiert.

Verbrauchsdaten müssen allen übrigen Marktteilnehmer bereitgestellt werden, soweit sie diese für die Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen. Dabei ergibt sich in vollständig geöffneten Märkten das Problem der Handhabung von Kleinkunden, bei denen nicht die Verbrauchsganglinie im marktüblichen Zeitraster gemessen wird, sondern nur die verbrauchte Energie. Der gesamte Informationsaustausch zu Prognose und Verbrauch findet aber auf der Basis von Zeitreihen statt, da nur so sichergestellt werden kann, dass der Systembetreiber den Betrieb des elektrischen Versorgungssystems ausreichend genau planen kann. Dies bedeutet, dass auch die Verbrauchsinformation der Kleinkunden sowohl in der Prognose als auch bei der späteren Verbrauchserfassung möglichst gut

auf die Zeitreihendarstellung erweitert werden muss. Die in einigen Märkten zunächst diskutierte und von einzelnen Marktteilnehmern geforderte Ausstattung auch der Kleinkunden mit fernauslesbaren Profilzählern hat sich in den Anfängen der liberalisierten Endkundenmärkte aus Kostengründen nicht durchgesetzt. Hier zeichnet sich allerdings seit einigen Jahren eine Änderung ab, die sowohl durch die Erwartung von Effizienzgewinnen in der Abrechnung als auch durch den erhöhten Informationsbedarf in Elektrizitätsversorgungssystemen mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen getrieben wird.

In vertikal integrierten Märkten ist die vereinfachte Messung kleiner Verbraucher unproblematisch, da die Ganglinien für Prognose und Verbrauch wegen der regionalen Monopolbildung für alle Kunden eines Versorgungsunternehmens an den Grenzen seines Netzes ermittelt werden können. Die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, also die Abweichung zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch, wird auf die regionalen Monopolversorger aufgeteilt. Die nach Netzgebieten strukturierte Information ist dafür ausreichend. In liberalisierten Märkten dagegen muss die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie den Energiedienstleistern zugeordnet werden. Dazu ist eine endkundenscharfe Prognose und Verbrauchsermittlung erforderlich. Abb. 3.40 verdeutlicht diesen Unterschied.

An Stelle echter Prognose- und Verbrauchszeitreihen werden für die Darstellung von Kleinkunden ohne Zeitreihenmessung deshalb synthetische Profile verwendet, die so skaliert werden, dass die Energie der resultierenden Leistungskurve dem gemessenen Wert entspricht. Für die Profilermittlung haben sich zwei Verfahren herausgebildet:

- Beim *synthetischen Verfahren* werden kundengruppenspezifische, synthetische Standardlastprofile als Basis für die synthetische Prognose- oder Verbrauchsganglinie verwendet.
- Beim *analytischen Verfahren* werden alle Kleinkunden durch ein Profil repräsentiert, das aus der Summenganglinie dieser Verbrauchergruppe ermittelt wird. Diese Summenganglinie (einschl. der Netzverluste) lässt sich aus den als Zeitreihen verfügbaren Messungen an den Netzübergabestellen, evtl. Einspeisungen und den mit Profilzählern ausgestatteten Großkunden berechnen.

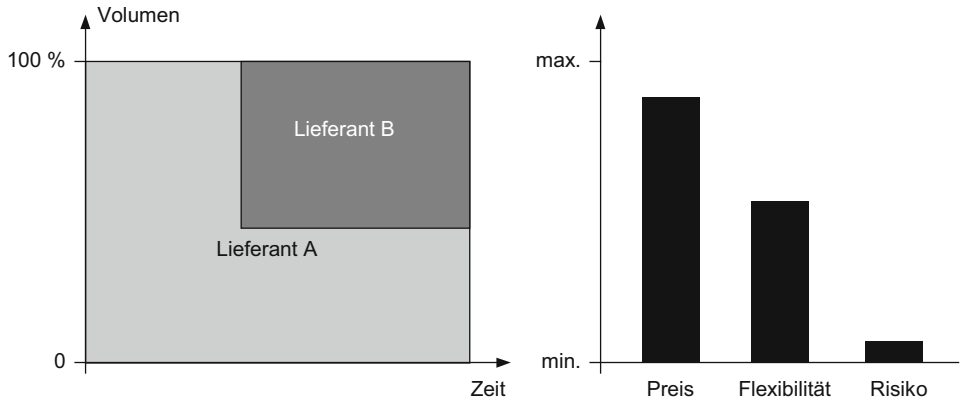


Abb. 3.40 Lastvorhersage in vertikal integrierten (Monopol-) und entflochtenen, wettbewerblichen Märkten

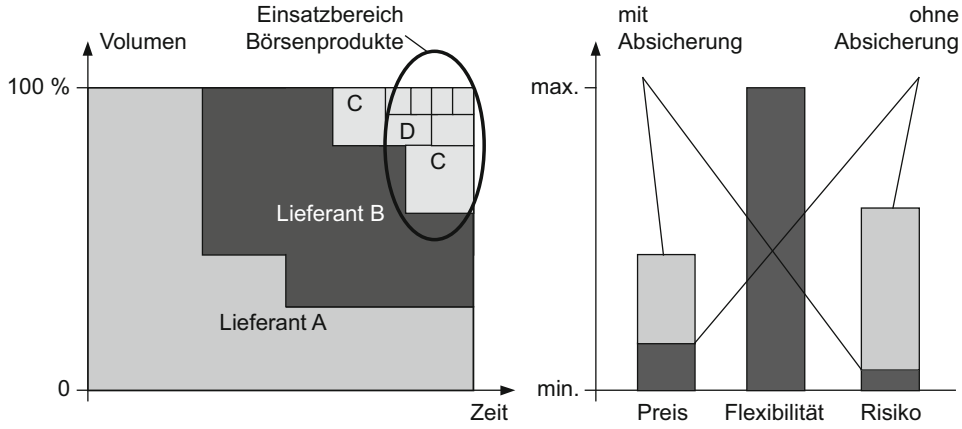


Abb. 3.41 Weitergabe der Bilanzinformationen für Groß- und Kleinkunden

Obwohl beide Verfahren auf Grund der Skalierung auf die tatsächlich gemessene Energie zur energetisch korrekten Handhabung der Kleinkunden führen, unterscheiden sie sich in Komplexität und Verteilung des Bilanzrisikos. Um diesen Unterschied zu erläutern, sei zunächst der Vorhersage- und Bilanzierungsprozess beschrieben, wie er in Abb. 3.41 dargestellt ist. Grundsätzlich gibt es zwei Wege, über welche die Lastvorhersage und die Verbrauchsdaten zum Systembetreiber gelangen: einmal ausgehend vom einzelnen Kunden über die Energiedienstleister und Bilanzkreise aggregiert und einmal für das gesamte Verteilnetz und dessen Bilanzkreisverantwortlichen direkt. Der zweite, integrale Weg baut dabei für die Vorhersage auf historischen und für den tatsächlichen Verbrauch auf den aktuellen Messwerten der Übergabezähler auf, also auf gemessenen Zeitreihen. Demgegenüber muss die einzelkundenbasierte Aggregierung des ersten Weges für die Kleinkunden synthetische Profile verwenden. Eine Abweichung der Form dieser synthetischen Zeitreihen vom tatsächlichen Lastverlauf fällt beim Systembetreiber als Differenz zwischen den Ergebnissen der beiden Informationswege auf. Sie umfasst jedenfalls die Verluste im Verteilnetz und kann zusätzlich einen Profilfehler enthalten. Die daraus resultierenden Kosten für Ausgleichsenergie werden vom Systembetreiber an den Verteilnetzbetreiber abgerechnet, stellen für diesen also ein zusätzliches Risiko dar.

Das gesamte Bilanzrisiko des Verteilnetzbetreibers, das demnach aus Netzverlusten und einem eventuellen Profilfehler besteht, kann gemäß Gl. 3.16 berechnet werden.

$$\begin{aligned} P_{Bilanz,VNB}(t) &= P_{Import,VNB}(t) + P_{Erz.,VNB}(t) - P_{GK}(t) - P_{KK}(t) \\ &\quad + P_{KK,Profilfehler}(t) \\ &= P_{Einspeisung}(t) - P_{Last}(t) + P_{KK,Profilfehler}(t) \\ &= P_{Verlust,VNB}(t) + P_{KK,Profilfehler}(t) \end{aligned} \tag{3.13}$$

KK Kleinkunden, *GK* Großkunden

In Gl. 3.16 stellt $P_{KK,Profilfehler}(t)$ den Platzhalter für den noch zu berechnenden, grundsätzlich anzunehmenden Fehler des synthetischen Profils der Kleinkunden dar. Da bei Großkunden die tatsächlich gemessenen Werte für das Profil verwendet werden, wird dort kein entsprechender Term benötigt.

Das Bilanzrisiko entsteht nun dadurch, dass der Verteilnetzbetreiber den in seinem Netz tätigen Energiedienstleistern sowohl die synthetisierten Kleinkundenprofile als auch später die – ebenfalls synthetisierten – Verbrauchsganglinien liefert. Für die Differenz zwischen diesen Ganglinien muss der Energiedienstleister Ausgleichsenergie kaufen, das Risiko liegt also bei ihm. Parallel meldet allerdings der Verteilnetzbetreiber seine Summenlastprognose und später die tatsächliche Summenlast an seinen Bilanzverantwortlichen, den er mindestens für die Deckung der Netzverluste benötigt. Kommt es nun zu einer Differenz zwischen dem realen Verbrauch der Kleinkunden und der synthetisierten *Verbrauchs*kurve, also dem Term $P_{KK,Profilfehler}(t)$ aus Gl. 3.16, so verbleibt die Deckung dieser Bilanzabweichung beim Verteilnetzbetreiber, da der Energiedienstleister nur die Differenz zwischen Prognose und ihm gemeldetem Verbrauch deckt. Gleichung 3.17 enthält die Berechnung des Profilfehlers für das analytische Verfahren.

$$P_{KK,Profilfehler}(t) = P_{KK}(t) - P_{KK,synth.}(t)$$

$$\text{mit} \qquad P_{KK}(t) = P_{Einspeisung}(t) - \sum_{i=1}^{N_{GK}} P_{GK,i}(t) - P_{Verlust,VNB}(t)$$

$$P_{KK,synth.,i}(t) = P_{KK}(t) \cdot \frac{W_{KK,i}}{W_{KK,ges.}}$$

folgt

$$\begin{aligned} P_{KK,Profilfehler}(t) &= P_{KK}(t) - \sum_{i=1}^{N_{KK}} P_{KK,synth.,i}(t) \\ &= P_{KK}(t) \cdot \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_{KK}} W_{KK,i}}{W_{KK,ges.}} \right) \\ &= 0 \end{aligned} \tag{3.14}$$

Die entsprechende Rechnung für das synthetische Verfahren zeigt Gl. 3.18. Im Unterschied zum analytischen Verfahren, bei dem sich das Bilanzrisiko des Netzbetreibers ausschl. und systematisch auf die Netzverluste beschränkt, kann beim synthetischen Verfahren eine Abweichung entstehen, deren Mittelwert auf Grund der Energieneutralität beider Verfahren zwar ebenfalls den Wert 0 hat, die aber wegen des üblicherweise nichtlinearen Preises für Ausgleichsenergie trotzdem ein wirtschaftliches Risiko für den Verteilnetzbetreiber darstellt.

$$P_{KK,Profilfehler}(t) = P_{KK}(t) - P_{KK,synth.}(t)$$

mit $$P_{KK,synth.,i}(t) = P_{Standardprofil,k}(t) \cdot \frac{W_{KK,i}}{W_{Bezug,k}}$$

wobei k der Index des Standardprofils zu Kleinkunden i ist

$$\text{folgt} \quad P_{KK,Profilfehler}(t) = P_{KK}(t) - \sum_{i=1}^{N_{KK}} P_{KK,synth.,i}(t) \tag{3.15}$$

$$= P_{KK}(t) - \sum_{i=1}^{N_{KK}} P_{Standardprofil,k}(t) \cdot \frac{W_{KK,i}}{W_{Bezug,k}}$$

$$\neq 0$$

Vergleicht man nach diesen Überlegungen die beiden Verfahren, so kommt man zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Das analytische Verfahren entspricht inhaltlich der Vorgehensweise bei Großkunden. Die Energiedienstleister erhalten zunächst aus der Historie abgeleitete Prognoseprofile und später Verbrauchswerte, die genau dem Verbrauch des Kollektivs entsprechen, also praktisch eine Zeitreihenmessung über alle Kleinkunden darstellen. Für den Netzbetreiber entsteht bei Anwendung dieses Verfahrens prinzipiell kein Bilanzrisiko. Nachteilig ist allerdings der im Vergleich zum synthetischen Verfahren höhere Mess- und Verarbeitungsaufwand. Aus Sicht des Energiedienstleisters hat das Verfahren den Nachteil, dass es keine Differenzierung nach Kundengruppen zulässt und somit eine Mischkalkulation, bei der gezielt Kundengruppen mit attraktiven Verbrauchscharakteristika angesprochen werden, nicht unterstützt.
- Das synthetische Verfahren ist einfacher zu realisieren und erlaubt den Energiedienstleistern eine bessere Prognose und Kalkulation. Es verursacht allerdings ein zusätzliches Bilanzrisiko beim Verteilnetzbetreiber, weshalb es zu Beginn einer Marktöffnung oft kritisch gesehen wird. Wird jedoch berücksichtigt, dass die synthetischen Profilbibliotheken in guter Marktkenntnis erstellt sein sollten und einem laufenden Verbesserungsprozess unterliegen, kann davon ausgegangen werden, dass der Profilfehler klein sein wird. Dies in Verbindung mit der einfachen Realisierbarkeit wird die Bedeutung des analytischen Verfahrens voraussichtlich abnehmen lassen.

3.7.4 Wettbewerbsmarkt

Der Dienstleistungsmarkt ist durch die weiterhin gegebenen Gebietsmonopole charakterisiert. Der zugängliche Markt ist somit vollständig bekannt, so dass sowohl Risiken als auch Chancen des Geschäfts gering sind. Insbesondere ist eine organische Geschäftsausweitung durch die Monopolsituation praktisch ausgeschlossen. Deshalb beschränkt sich die Geschäftsoptimierung im Wesentlichen auf interne Effizienzsteigerung. Demgegenüber gibt es im Wettbewerbsmarkt praktisch keine Beschränkungen, das

Geschäftsvolumen zu vergrößern, allerdings auch keinen Schutz vor Wettbewerbern, die in angestammte Territorien Anderer vordringen. Deshalb müssen die Teilnehmer am Wettbewerbsmarkt alle üblichen Werkzeuge zum Umgang mit den Chancen und Risiken eines freien Marktes beherrschen und anwenden, um ihre optimale Marktposition zu finden.

Im Folgenden werden die wesentlichen Teile des Wettbewerbsmarktes, der Großhandel, die Börsen, die Energiedienstleister und die Bilanzkreisverantwortlichen, vorgestellt und ihre charakteristischen Aufgaben diskutiert.

3.7.4.1 Großhandel

Akteure im Großhandelsmarkt sind zunächst die Erzeuger, die anstreben, strukturelle Besonderheiten ihres Erzeugungsparks durch geeignete Zu- und Verkäufe zu kompensieren, und sich so ein optimiertes Gesamtportfolio zu beschaffen, sowie in geringerem Umfang reine Händler, die versuchen, durch geschicktes Portfolio- und Risikomanagement ein attraktives Angebot aufzubauen. Auf Grund des dominanten Einflusses der Erzeugung elektrischer Energie auf den Großhandelsmarkt, ist dieser sehr stark durch die Besonderheiten der Erzeugungsanlagen geprägt. Hauptsächlich sind dies:

- hoher Fixkostenanteil von ca. 30 % bei Gasturbinenkraftwerken und gegen 100 % bei Wasserkraftwerken (vgl. auch Kap. 2)
- langfristige Kapitalbindung
- große Abhängigkeit von den Energiepreisen, die jedenfalls beschaffungsseitig durch eine große Volatilität, also Schwankungsbreite, gekennzeichnet sind, bei Überangebot auch absatzseitig (s. Abb. 3.42).

Diese schwierigen Randbedingungen existieren selbstverständlich auch in nicht wettbewerblichen Elektrizitätsmärkten. Unterschiede gibt es im Umgang mit ihnen. In Märkten ohne Endkundenwettbewerb – also auch in Alleinabnehmermärkten, in denen zumindest die Erzeuger im Wettbewerb zueinander stehen – gibt es die Tendenz, die in den Randbedingungen begründeten Risiken durch langfristige Festlegungen und Verträge zu reduzieren. So kann beispielsweise davon ausgegangen werden kann, Investitionen im Normalfall entsprechend der Planung zu nutzen, auch wenn z. B. konkurrierende, attraktivere Technologien auf den Markt kommen. Die Volatilität auf Beschaffungs- und Absatzseite wird ebenfalls durch langfristige Verträge begrenzt.

Die langfristige Absicherung hat zur Folge, dass kritische Geschäftssituationen auf Grund kurzfristiger Ereignisse weitgehend ausgeschlossen werden können. Sie führt aber auch dazu, dass kurzfristige Optimierungschancen nicht wahrgenommen werden können. Alles in allem ist die Konsequenz, dass die Großhandelspreise einen Risikozuschlag enthalten, der in Märkten ohne Endkundenwettbewerb an die Endverbraucher weitergegeben werden kann. In Märkten mit Endkundenwettbewerb führt dagegen der Wettbewerbsdruck in Verbindung mit der Tatsache, dass es immer Anbieter geben wird, die kurzfristige Chancen nutzen und dadurch in der Lage sind, attraktivere Preise anzubieten, dazu, dass die Endverbraucher diese Risikokosten nicht mehr übernehmen. Damit entsteht für die im Großhandel tätigen Unternehmen der Zwang, alle, also auch kurzfristige,



Abb. 3.42 Volatile Randbedingungen für den Großhandel: **a** Rohölpreise von 1970 bis 2005, **b** Spotpreise am NordPool und der argentinischen Börse 1999 bis 2009. (Quelle: Mineralölwirtschaftsverband)

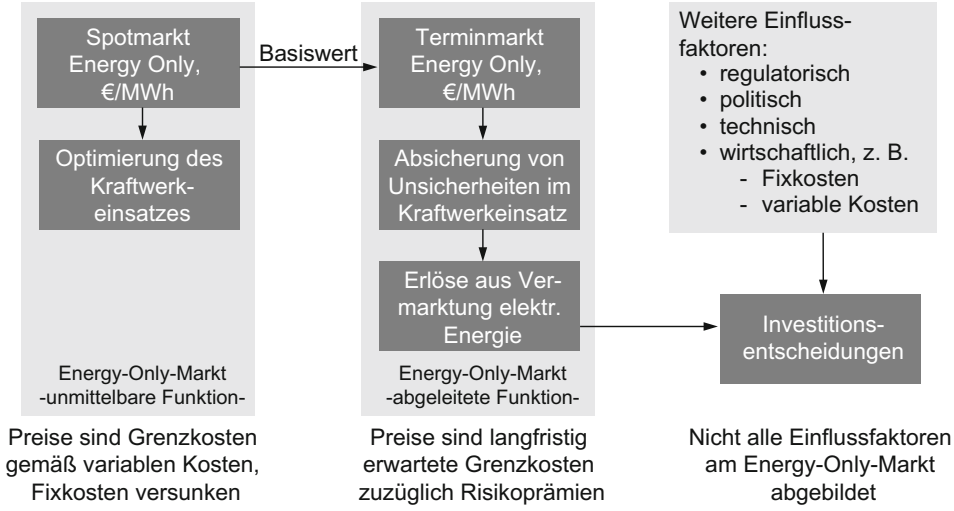


Abb. 3.43 Großhandel bei Beschränkung auf bilateralen Handel (Haubrich 1998)

Optimierungsmöglichkeiten zu nutzen, wozu sie den Anteil langfristiger Bindungen reduzieren und damit ihr Risiko erhöhen müssen. Die Abb. 3.43 und 3.44 verdeutlichen den Unterschied: Während das Bestreben des Händlers in Abb. 3.43 ist, möglichst früh

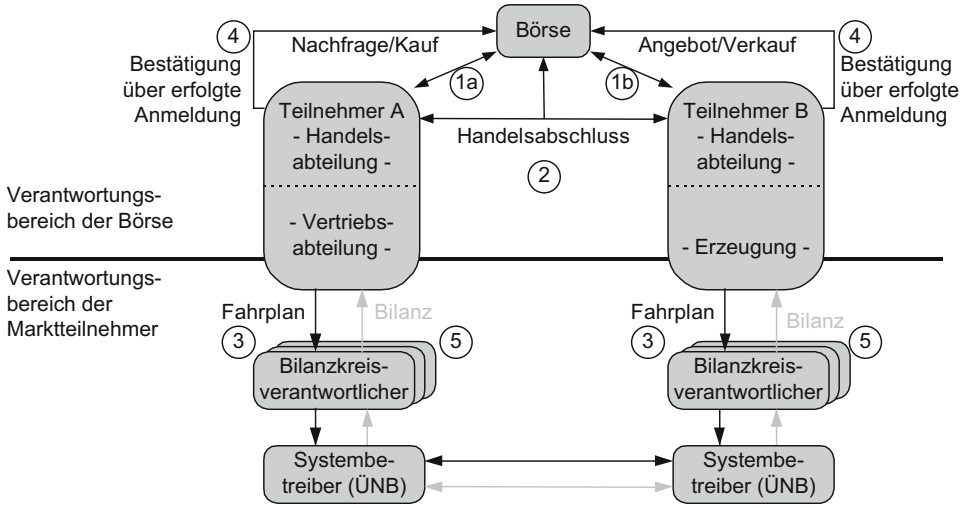


Abb. 3.44 Großhandel mit Absicherung über Börsenprodukte (Haubrich 1998)

und möglichst weit in die Zukunft seinen gesamten Bedarf zu decken, lässt der Händler in Abb. 3.44 in der mittleren und fernen Zukunft bewusst eine zunehmend große Position offen, um kurzfristige, attraktive Angebote wahrnehmen zu können. Er kann darüber hinaus entscheiden, ob er einen Teil der offenen Positionen mit Börsenprodukten absichern will, womit er genau einstellen kann, welche Flexibilität und welches Risiko er für welchen Zeitpunkt eingeht.

Die richtige Balance zwischen der Absicherung und dem Offenbleiben für kurzfristige Chancen und damit immer auch dem Eingehen von Risiken ist die zentrale unternehmerische Aufgabe von Teilnehmern am Energiemarkt – und zwar sowohl auf der Beschaffungs- und Handelsseite als auch auf der Absatzseite, also beim Energiedienstleister. Abb. 3.45 zeigt, wie diese Aufgabe die Organisation eines Unternehmens prägt, das sowohl als Großhändler als auch als Energiedienstleister tätig ist. Im Großhandel sind zwei Hauptaufgabengebiete zu unterscheiden: einerseits die Betriebsplanung und -führung der Erzeugung und andererseits die Handelstätigkeit mit anderen Marktteilnehmern in bilateralen Geschäften oder an Energiebörsen. Natürlich beeinflussen die beiden Aufgabenbereiche sich stark. An dieser Stelle wird nun vor allem auf den zweiten Teil, die reine Handelstätigkeit, eingegangen, der Einfluss des Wettbewerbs auf die Kraftwerksbetriebsführung wird dagegen in Band 3 behandelt.

Abb. 3.45 verdeutlicht die Prozesse und die hinterlegte Organisation, um die Möglichkeiten, die das Marktumfeld bietet, vollständig und kontrolliert zu nutzen. Dazu gehört einerseits die Vertriebsseite, auf der durch geeignete Kundenwahl die Position eines Unternehmens maßgeblich beeinflusst wird. Darauf wird in einem späteren Abschnitt noch detaillierter eingegangen. Andererseits zählen dazu auf der Handelsseite der physikalische Handel – hierunter fällt auch die geeignete Einbeziehung evtl. vorhandener Eigenerzeugungskapazität – und der Handel mit Derivaten, sowohl an Energiebörsen als

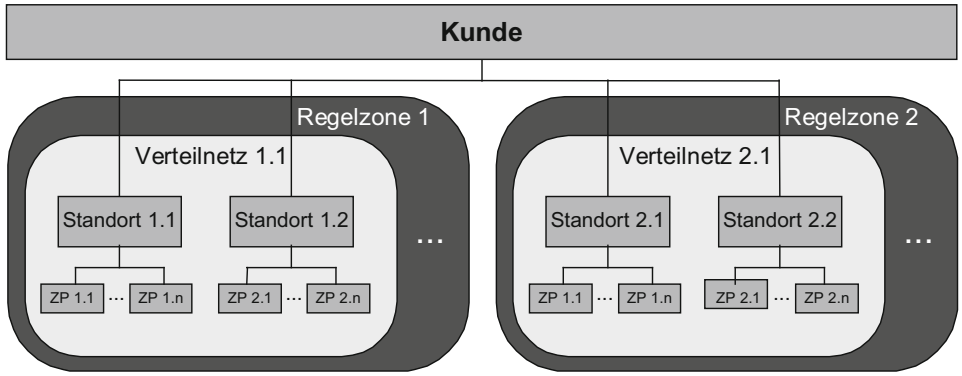


Abb. 3.45 Organisation für die Geschäftsführung im Wettbewerbsmarkt. (Quelle: ABB)

Tab. 3.10 Beispiele für Risiken und Gegenmaßnahmen im Großhandelsmarkt

Risiko	Gegenmaßnahmen	Nachteil
Lange Kapitalbindung bei Investitionen	Langfristige Abnahmeverträge Kurzfristigere Investitionen	Schlechtes Preisniveau (Risikoabschlag) Verzicht auf Chancen langfristig attraktiver Technologien
Primärenergiepreisschwankungen	Langfristige Bezugsverträge Hedging, Absicherung mit Börsenprodukten	Höheres Preisniveau (Risikozuschlag) Beschränkt kurzfristigen Handlungsspielraum und damit Chancen
Strompreisschwankungen	Langfristige Lieferverträge Hedging	Niedrigeres Preisniveau (Risikoabschlag) Wie oben
Kraftwerksausfall	Reserveverträge	Zusätzliche Kosten

auch an energieunabhängigen Finanzmärkten, sofern er dort sinnvoll ist. Tab. 3.10 zeigt beispielhaft einige wichtige Risiken und mögliche Gegenmaßnahmen. Dabei wird deutlich, dass jede Risikobekämpfung gleichzeitig die Chancen auf Verbesserung der eigenen Position reduziert. Deshalb liegt der Schlüssel zum Erfolg in diesem Markt in Werkzeugen, die jederzeit die eigene Position transparent machen und gleichzeitig mit geeigneten probabilistischen Ansätzen Entscheidungen unterstützen, indem sie die zu erwartenden Marktszenarien simulieren und anzeigen können, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Unternehmen in eine kritische Situation kommen wird. Natürlich kann die Elektrizitätswirtschaft hier an den Erfahrungen anderer Großhandelsmärkte partizipieren, jedoch hat sich seit Einführung des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft auch gezeigt, dass die Besonderheiten der Ware elektrische Energie, speziell die sehr eingeschränkte kurzfristige Speicherbarkeit, erhebliche Anpassungen an Risikomanagementwerkzeugen aus anderen Branchen erforderlich machen.

Tab. 3.11 Vergleich zwischen Börse und OTC-Handel (Haubrich 1998)

-	Börse	OTC (over the counter)
Preistransparenz	Vollständig	Nur teilweise
Kontrahenten-/Kreditrisiko	Übernimmt Börse	Verbleibt bei Käufer/Verkäufer
Positionsmanagement	Glattstellung durch Gegengeschäft möglich	Glattstellung nur durch individuelle Absprache möglich
Konditionen	Standardisiert ⇒ hohe Liquidität	Individuell ⇒ geringe Liquidität
Transaktionskosten	Niedrig	Hoch

3.7.4.2 Börsenhandel

Eine Gruppe von Marktteilnehmern, die wesentlich dazu beiträgt, dass die Großhandelsteilnehmer in kalkulierbarer Weise kurzfristige Chancen wahrnehmen können, sind Börsen für elektrische Energie. Tab. 3.11 stellt den bilateralen OTC-Handel dem Börsenhandel gegenüber. Die wesentlichen Besonderheiten der Börse sind die Produktstandardisierung, die Anonymisierung der Geschäftspartner und als Folge dieser Eigenschaften niedrige Transaktionskosten und nicht vorhandenes Gegenparteirisiko. Alle diese Eigenschaften wirken prinzipiell liquiditätserhöhend, da sie die Marktteilnahme – speziell auch für kleinere Marktteilnehmer – vereinfachen. Deshalb können die Marktteilnehmer praktisch immer davon ausgehen, dass sie Produkte, die sie für ihr Risikomanagement benötigen, an der Börse erhalten. Dies erleichtert die in Abb. 3.44 gezeigte Vorgehensweise erheblich.

An Börsen können unterschiedliche Produkte gehandelt werden, die jeweilige Ausstattung hängt vom Marktumfeld ab. Die wichtigsten Beispiele sind:

- *Futures ohne physikalische Lieferung*: Hierbei werden lediglich Preiszusagen für künftige Energielieferungen gehandelt. Händler können die Zusage kaufen, dass sie für eine bestimmte Energiemenge unabhängig vom Marktpreis einen bestimmten Preis zahlen müssen. Dies ist eine wichtige Hilfe beim Risikomanagement und hat den gerade in der Aufbauphase neuer Märkte wichtigen Vorteil, sehr einfach einführbar zu sein, da die Börse sich in diesem Fall nicht um die Abwicklung der physikalischen Lieferung zu kümmern braucht.
- *Futures mit physikalischer Lieferung*: Dies sind Termingeschäfte mit tatsächlicher Lieferung, definiert durch Lieferzeitpunkt, -ort und -menge.
- *Spothandel*: Hierbei werden Kontingente zur kurzfristigen Lieferung, typischerweise für den nächsten Tag oder noch kurzfristiger, gehandelt.
- *Regelleistungsmarkt*: Auch Regelleistung kann an Börsen gehandelt werden, wobei strenggenommen kein wirkliches Börsengeschehen stattfindet, da der Systembetreiber üblicherweise Alleinabnehmer für Regelleistung ist. Da der tatsächliche Regelleistungsbedarf erst kurzfristig vom Systembetreiber erkannt wird, handelt es sich bei Regelleistungsmärkten um Märkte mit sehr kurzfristigem Charakter. Da außerdem die Nachfragekurve praktisch senkrecht verläuft – der Systembetreiber *muss* seinen Bedarf unabhängig vom Preis decken –, haben diese Märkte häufig eine sehr hohe Preisvolatilität.

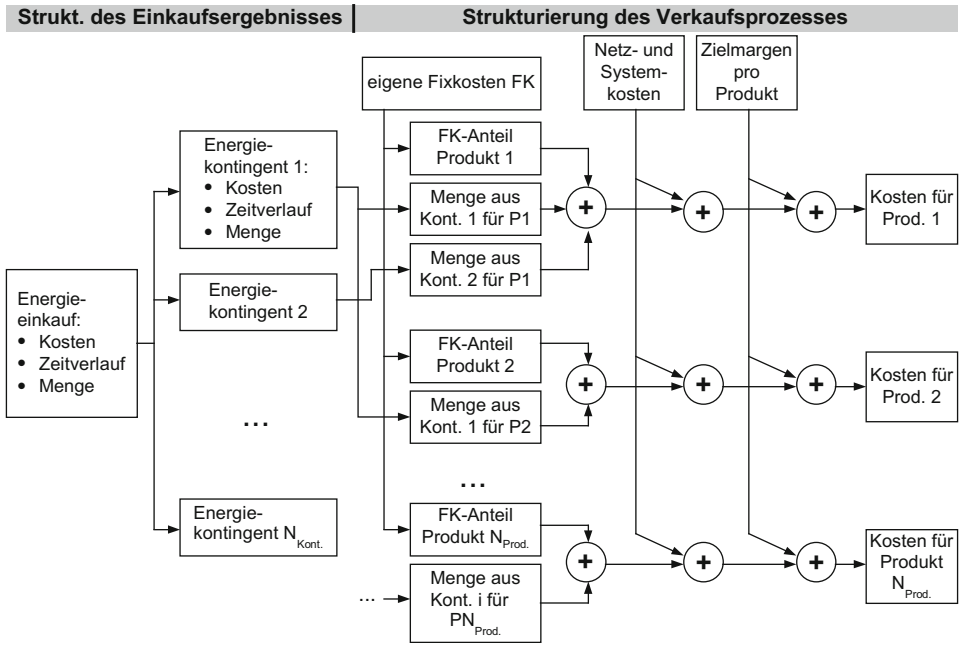


Abb. 3.46 Beispiel eines Handelsprozesses an einer Elektrizitätsbörse (nach (Haubrich 1998))

Die Arbeitsweise von Elektrizitätsbörsen und die Anwendung ihrer Produkte werden im Folgenden anhand zweier Beispiele verdeutlicht.

Im ersten Beispiel (Abb. 3.46) wird erläutert, wie ein Börsengeschäft mit einer physikalischen Lieferung von Teilnehmer B an Teilnehmer A erfolgt, wobei in diesem Fall die Börse keine Verantwortung für die korrekte Abwicklung des Geschäfts gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen und Systembetreiber übernimmt. Das könnte grundsätzlich auch anders sein, denn je kurzfristiger ein Markt ist, desto eher wird die Börse die Abwicklung übernehmen.

Der Prozess beginnt mit den *Kaufaufträgen (1a/b)*, welche die Handelsteilnehmer A und B an die Börse erteilen. Nach*Handelsschluss (2)*, also nach dem letzten Handelstag eines Produkts, werden die Handelsteilnehmer eindeutig zugeordnet, Liefer- und Bezugsorte werden beiderseitig bekannt gegeben. Nun muss die *Anmeldung der Netznutzung (3)* durch die Marktteilnehmer (Erzeuger und ESP) bei den Netzbetreibern erfolgen. Außerdem müssen die Marktteilnehmer Bilanzverträge abschließen. Die Marktteilnehmer tragen die Verantwortung für die ordnungsgemäße Handhabung. Über die Anmeldung der Netznutzung erhält die Börse von den Handelsteilnehmern eine *Lieferbestätigung (4)*. Damit gilt die Lieferung per definitionem als erfüllt, und die aus dem Börsenkontrakt resultierenden Zahlungsströme werden automatisch nach Ende der zum gehandelten Produkt gehörenden Lieferperiode ausgelöst. Nach Zahlungseingang erfolgt die Freigabe hinterlegter Sicherheiten. Der letzte Schritt ist die *Abrechnung von Abweichungen (5)*. Abweichungen zwischen dem Börsenprodukt und dem tatsächlichen Geschehen werden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, den Bilanzkreisverantwortlichen und den

Erzeugern bzw. Energiedienstleistern abgerechnet. Die Börse ist nicht in diesen Schritt eingebunden.

Das zweite Beispiel befasst sich mit der Absicherung einer offenen Position mittels eines Terminkontrakts, der physikalisch über den Spotmarkt und damit unter Nutzung desselben Verfahrens wie im ersten Beispiel abgewickelt wird: Ein Energiedienstleister habe in der Zukunft ungedeckten Bedarf, für den er noch keinen Lieferanten gefunden hat, den er aber aus Risikoerwägungen nicht offen lassen möchte. Er erwirbt deshalb die passende Menge eines Terminkontrakts, der ihm garantiert, dass er zum gewünschten Zeitpunkt einen festen Preis von 19 €/MWh zahlt. Liegt der Spotpreis nun zum Zeitpunkt der Lieferung z. B. bei 15 €/MWh, so nützt dies dem Energiedienstleister nichts, denn er erhält zwar seine Spotlieferung, muss aber seinem Partner für dessen Lieferung an den Spotmarkt den Ausgleich zwischen dem vereinbarten Preis und dem aktuellen Spotpreis zahlen Für ihn liegt der Preis des physikalischen Vertrags also unverändert bei den ursprünglich gezahlten 19 €/MWh. Liegt der Spotpreis dagegen z. B. bei 25 €/MWh, so wird der Energiedienstleister wiederum effektiv für 19 €/MWh einkaufen, die Absicherung greift also. Das Beispiel zeigt, dass die Risikominderung für den Energiedienstleister zwangsläufig auch die Chance eines niedrigen Marktpreises reduziert und zum Verkäufer des Terminkontraktes verlagert – allerdings nur, sofern der wiederum nicht eine langfristige Abnahmeverpflichtung hat, sondern wirklich vom Marktpreis profitieren kann.

Zum Abschluss zeigt Tab. 3.12 eine beispielhafte Auflistung wichtiger Börsen, die sich zwischen dem Beginn der Liberalisierung und dem Jahr 2010 etabliert haben. Es fällt auf,

Tab. 3.12 Beispiele für Elektrizitätsbörsen (Stand 2010)

Name	Land	geöffnet seit (−bis)	Produkte
NordPool	Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark	1993	Physikalischer Spotmarkt, Terminkontrakte, Optionen, Regelenergie, CO_2-Zertifikate[a], Beratung
California Power Exchange	Kalifornien (USA)	1998–2001	Physikalischer Spotmarkt, am 09.03.2001 Gläubigerschutz beantragt
Amsterdam Power Exchange (APX)	Niederlande, Deutschland	1999	Physikalischer Spotmarkt für Standardprodukte und Ausgleichsenergie, Terminkontrakte, OTC-Clearing (über ENDEX)
Leipzig Power Exchange (LPX)	Deutschland	1999–2001	Physikalischer Spotmarkt, Terminkontrakte (ab 2001)
European Energy Exchange (EEX), Frankfurt	Deutschland	2000–2001	Physikalischer Spotmarkt, Terminkontrakte
Powernext	Frankreich	2001	Physikalischer Spotmarkt, Terminkontrakte, CO_2-Emissionszertifikate
European Energy Exchange (EEX), Leipzig[b]	Deutschland	2002	Physikalischer Spotmarkt, Terminkontrakte, Clearing für OTC-Handel, CO_2-Emissionszertifikate

[a]NordPool war 2005 die erste Börse, an der CO2-Zertifikate gehandelt werden konnten.
[b]EEX, Frankfurt und LPX sind zum 1. Januar 2002 zur EEX mit Sitz in Leipzig fusioniert worden.

dass im kontinentaleuropäischen Elektrizitätsmarkt in kurzer Zeit vier Börsen eröffnet wurden. Dies wird allgemein als Ausdruck einer Experimentierphase zu Beginn der Marktöffnung angesehen, der eine Konsolidierung folgen wird. Die im Jahr 2002 vollzogene Fusion der Strombörsen in Frankfurt am Main und Leipzig zur European Energy Exchange in Leipzig dürfte ein erster Schritt in diese Richtung gewesen sein.

3.7.4.3 Energiedienstleister

Der Energiedienstleister ist der „Motor" des liberalisierten Marktes, da er das Hauptprodukt – elektrische Energie – im freien Wettbewerb an Endkunden vertreibt. Seine Aufgaben umfassen die gezielte Akquisition, die einkaufsseitige Teilnahme am Großhandel und die Auftragsabwicklung, die insbesondere die Kommunikation mit Netzbetreibern und Zählerdienstleistern umfasst. In diesem Abschnitt werden die daraus folgenden Tätigkeiten vorgestellt sowie die Führung des Geschäfts mit Großkunden im Detail betrachtet.

Der Geschäftsgegenstand des Energiedienstleisters ist der Verkauf von elektrischer Energie sowie der zugehörigen Dienstleistungen an Endverbraucher. Dabei muss er auf Basis seiner eigenen Kosten, die sich im Wesentlichen aus Personalkosten und bereits eingegangenen Abnahmeverpflichtungen im Großhandelsmarkt zusammensetzen, Umsatz und Profit sicherstellen. Bereits im Abschnitt zum Großhandelsmarkt wurde mit Abb. 3.45 dargestellt, wie Handel und Vertrieb organisatorisch zusammenarbeiten, um das „stochastische" Risiko des Marktes zu kontrollieren. Hier wird nun diskutiert, wie der Energiedienstleister das sog. „deterministische Risiko" beherrscht, das sich daraus ergibt, dass bei Vertragsabschluss eine Vielzahl von Informationen berücksichtigt werden müssen, um beurteilen zu können, ob ein Geschäft profitabel ist. Dies ist sehr wichtig, da die Margen im Energiegeschäft auf Grund der Austauschbarkeit der Ware elektrische Energie sehr gering sind, so dass schon einzelne Fehlentscheidungen die Position eines Unternehmens nachteilig beeinflussen können.

Der Geschäftsprozess des Energiedienstleisters beginnt mit der Planung, welche Kundengruppen zur Erzielung einer kostengünstig deckbaren Gangliniencharakteristik angesprochen werden sollen, und welches Verkaufsvolumen zur Deckung der eigenen Kosten benötigt wird. Eine wichtige Planungsentscheidung ist die Aufteilung des Volumens auf die beiden grundsätzlich verschiedenen Segmente Gewerbe- und Industriekunden sowie Kleinkunden:

- *Gewerbe- und Industriekunden*: Diese Kundengruppe zeichnet sich üblicherweise durch einen professionellen Einkauf aus. Sie erwartet maßgeschneiderte Produktangebote. Die Preisbereitschaft ist niedrig, der Einfluss des einzelnen Vertragsabschlusses auf die wirtschaftliche Gesamtsituation des Energiedienstleisters kann erheblich sein. Auf Grund der verhältnismäßig großen Volumina der Verträge sind die relativen Zuschläge für Vertrieb, Marketing und Abwicklung gering, allerdings trägt das Geschäft wegen des starken Preisdrucks auch nicht viel. Gewerbe- und Industriekunden werden üblicherweise persönlich in individuellen Kontakten betreut. Da die Vertragsangebote kundenspezifisch sind, muss die Profitabilität pro Vertrag im

Moment des Abschlusses sichergestellt werden. Wie dies erreicht werden kann, wird im weiteren Verlauf detailliert dargestellt.

- *Kleinkunden* sind normalerweise weniger professionell im Einkauf. Dies führt zu vergleichsweise höherer Preisbereitschaft, deren positiver Effekt allerdings durch die auf Grund der geringen Volumina pro Vertrag höheren relativen Vertriebs-, Marketing- und Abwicklungszuschläge größtenteils aufgezehrt wird. Die große Kundenzahl führt dazu, dass der Einzelvertrag wenig Einfluss auf die wirtschaftliche Situation des Energiedienstleisters hat. An Stelle der individuellen vertrieblichen Betreuung treten systematische Kontakte, z. B. in Form von Werbekampagnen. In diesem Marktsegment sind auch keine individuellen Vertragsangebote üblich. Statt dessen werden Standardprodukte angeboten, deren Profitabilität in der Planung überprüft wird.

Für beide Kundengruppen ist die Lastprognose von großer Bedeutung für die Profitabilität des Energiedienstleisters. Nur eine gute Prognose stellt sicher, dass der Energiedienstleister wenig teure Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen muss. Eine schlechte Lastprognose kann dagegen ein an sich profitables Kundenportfolio defizitär werden lassen. Bei den Industrie- und Gewerbekunden werden als Basis bevorzugt historische Verbrauchsdaten – wenn möglich gemessene Zeitreihen – verwendet, bei den Kleinkunden ebenfalls historische Energiewerte, die mit dem vom Verteilnetzbetreiber festgelegten Profil zu Zeitreihen expandiert werden. Gerade im durch niedrige Margen charakterisierten Industrie- und Gewerbekundensegment wird in fortgeschritteneren Elektrizitätsmärkten die Bereitstellung aussagekräftiger historischer Verbrauchsdaten häufig zur Voraussetzung für ein Angebot gemacht.

Nach Geschäftsplanung und Akquisition, die aus den genannten Gründen in den beiden Marktsegmenten mit unterschiedlichen Produkten und Verfahren erfolgt, schließen sich die segmentübergreifenden Schritte Abwicklung und Abrechnung an.

- In der *Abwicklung* muss zunächst der Netzzugang für alle gewonnenen Kunden beantragt werden – es handelt sich dabei um die andere Seite des Prozesses, der aus Sicht des Verteilnetzbetreibers in Abb. 3.38 dargestellt ist. Wie Abb. 3.47 zu entnehmen ist, kann dieser Schritt bedeuten, dass der Energiedienstleister mit sehr vielen Verteilnetzbetreibern in Kontakt treten muss, da ein Kunde im aufwendigsten Fall Standorte in jedem Verteilnetz des Marktes haben kann – in Deutschland wären dies z. B. rund 900. Während der Netzzugang nur bei Neukunden beantragt werden muss, werden im Rahmen der Abwicklung regelmäßig die Summenfahrpläne aller Kunden in einem Bilanzkreis an dessen Betreiber geschickt. Diese sind Basis für die spätere Abrechnung der Ausgleichsenergie. Einen Sonderfall stellen Kunden mit Mehrfachversorgung dar, also Kunden, die von verschiedenen Energiedienstleistern Fahrplanlieferungen und von einem die offene Restversorgung erhalten. Bei ihnen muss der Energiedienstleister zuletzt auch noch dem Verteilnetzbetreiber den Fahrplan der von ihm gelieferten Leistung schicken, damit dieser später aus der Verbrauchsmessung den offenen Teil berechnen kann.
- In der *Abrechnung* müssen die Anteile für die Energie, die Ausgleichsenergie, die Netznutzung und die Zählerdienstleistung zu einer Gesamtrechnung zusammengefügt werden. Tab. 3.13 zeigt die verschiedenen Kostenterme, die beim Energiedienstleister entstehen. Eine Besonderheit, welche die Abrechnung im liberalisierten Markt von der

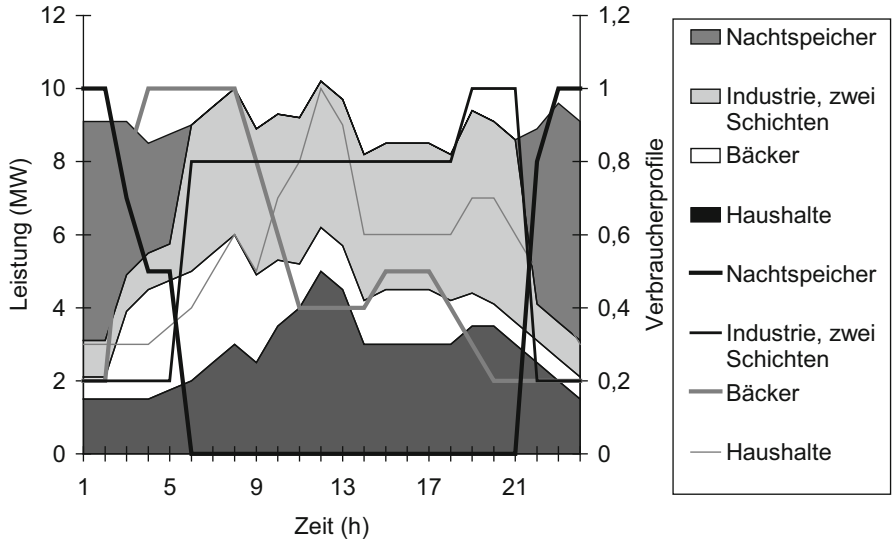


Abb. 3.47 Allgemeine Struktur eines Kunden des Energiedienstleisters

Tab. 3.13 Kostenstruktur des Energiedienstleisters

Gegenstand	Quelle	Kostentyp	Anzahl Kostenterme
Energie	Einkauf/ Großhandel	Variabel	1 pro Kunde
Ausgleichsenergie	Bilanzkreis(e)	Variabel	1 pro Regelzone und Kunde
Netznutzung	Netzbetreiber	Variabel	1 pro Verteilnetz und Kunde
Zählerdienstleistung	Netzbetreiber	Fix (pro Zählpunkt)	variiert, min. 1 pro Kunde, max. 1 pro Standort
Energiedienstleister (eigene Kosten)	Energiedienstleister	Fix	1 pro Kunde

vertikal integrierter Unternehmen prinzipiell unterscheidet, ist die Tatsache, dass grundsätzlich Rechnungsbestandteile existieren, die von außen kommen, bei denen also vor Rechnungslegung überprüft werden muss, ob sie eingetroffen und korrekt sind. Letzteres bedeutet auch, dass Abrechnungssysteme der Energiedienstleister in der Lage sein müssen, die Netznutzungsgebühren zu Kontrollzwecken nachzurechnen.

Wie bereits mehrfach erwähnt, ist das Geschäft mit Industrie- und Gewerbekunden besonders komplex. Dazu tragen verschiedene Gründe bei:

- Diese Kunden sind preissensitiv und erwarten individuell gestaltete Verträge.
- Sie schließen verhältnismäßig große Einzelverträge ab und haben damit einen nennenswerten Einfluss auf die Geschäftssituation des Energiedienstleisters.
- Sie haben z. T. die Möglichkeit, ihre Lastganglinie zu beeinflussen, und erwarten, dass sie an dadurch ermöglichten Kostensenkungen beteiligt werden.

- Ohne Ausnutzung von Win-Win-Situationen ist eine ausreichende Profitabilität in diesem Marktsegment praktisch nicht erreichbar.

Diese Punkte machen es erforderlich, verschiedenen Kundengruppen Angebote zu machen, die hinsichtlich Preis und Flexibilität eine große Bandbreite abdecken, und die unterschiedlich zur Fixkostendeckung des Energiedienstleisters beitragen. Letzteres hat zwei Konsequenzen: Es entsteht das Risiko der Fixkostenunterdeckung, die eintritt, wenn Produkte mit hohem Deckungsbeitrag unter Plan verkauft werden. Außerdem beeinflusst nun das Einzelangebot nicht mehr nur das Geschäftsvolumen des Energiedienstleisters, sondern auch die Profitabilität, da nicht mehr alle Angebote gleich profitabel ausgelegt sind. Um diese Risiken im laufenden Geschäft zu kontrollieren, kann z. B. der in Abb. 3.48 gezeigte Strukturierungsansatz verwendet werden.

Zunächst wird die eingekaufte Kapazität in Kontingente aufgeteilt, die durch ihre Leistungsganglinie $P_{kont.,i}(t)$ sowie ihren Einkaufspreis $k_{kont.,i}(t)$ beschrieben sind. Die Ganglinie beschreibt den Zeitverlauf und bewirkt durch ihre absolute Höhe eine Mengenbegrenzung. Bei der Definition von Kontingenten und Preisen besteht innerhalb der Randbedingungen gemäß Gl. 3.19 beliebige Freiheit.

$$\begin{aligned} &\sum_{i=1}^{N_{Kont.}} P_{Kont.,i}(t) \stackrel{!}{=} P_{Einkauf,ges.}(t) && \text{(Mengenbedingung)} \\ &\sum_{i=1}^{N_{Kont.}} \sum_{j=1}^{T_{kont.,i}/\Delta t} k_{Kont.,i}(j \cdot \Delta t) \cdot P_{Kont.,i}(j \cdot \Delta t) \stackrel{!}{=} K_{Einkauf,ges.} && \text{(Preisbedingung)} \end{aligned} \tag{3.16}$$

Die Preisganglinien $k_{kont.,i}(t)$ müssen keine realen Einkaufskosten widerspiegeln und $P_{kont.,i}(t)$ braucht keine echte Einkaufsganglinie zu repräsentieren. Ihre Gestaltung ist

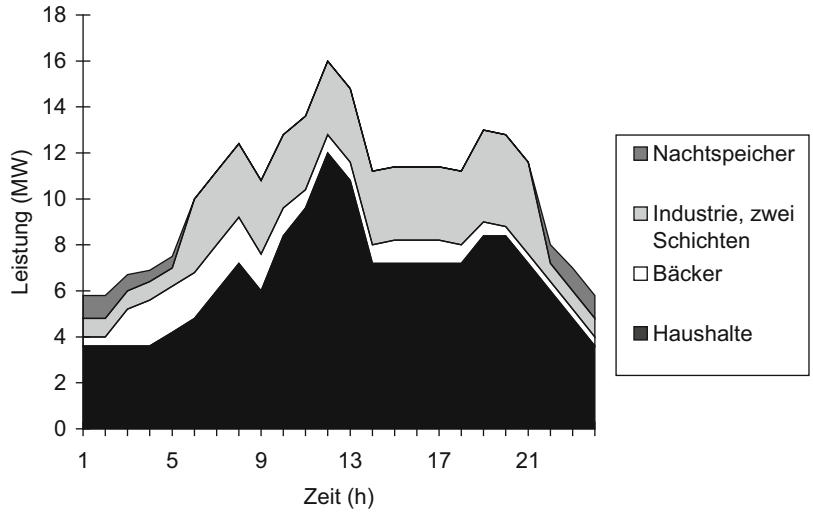


Abb. 3.48 Beispiel für die Produktstrukturierung und – kalkulation eines Energiedienstleisters

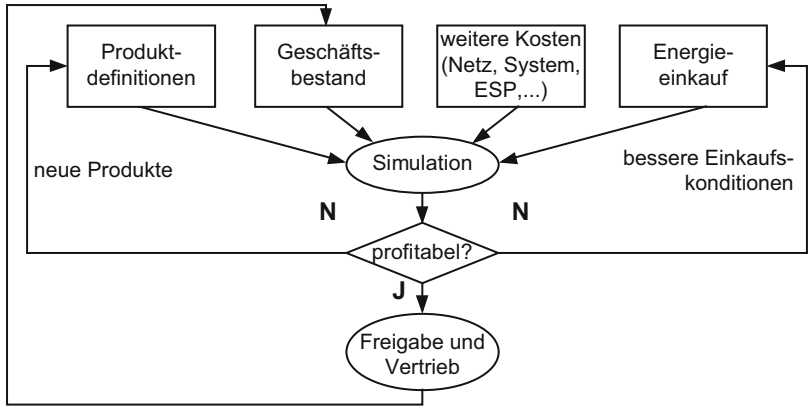


Abb. 3.49 Beispiel einer guten Kontingentmischung

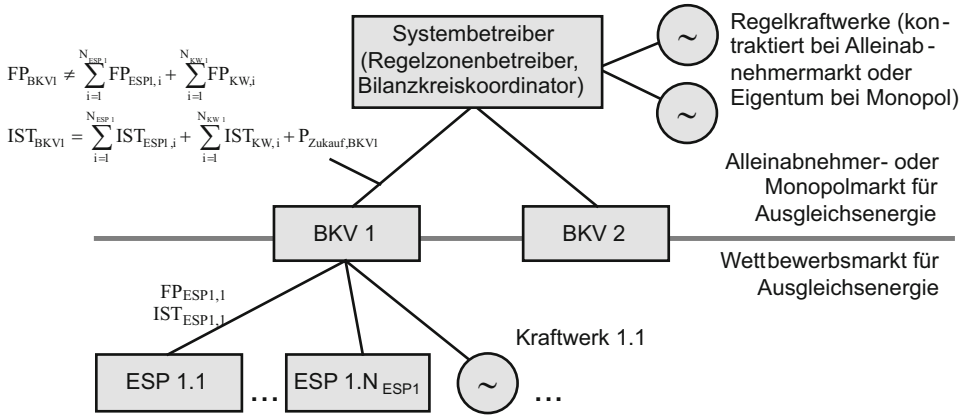


Abb. 3.50 Beispiel einer ungünstigen Kontingentmischung

der erste Schritt auf dem Weg zum Angebot attraktiver und profitabler Produkte. Beispiele für solche Kontingente sind ein Grundlastkontingent oder Strom aus erneuerbaren Quellen, bei dem der Energiedienstleister nachweisen können möchte, dass er nicht mehr verkauft als er eingekauft hat. Auch Ausgleichsenergie kann durch ein Kontingent repräsentiert werden. Die Abb. 3.49 und 3.50 zeigen zwei Kontingentmischungen auf Basis derselben Kundengruppen. Offensichtlich wird der Energiedienstleister den Bezug für die Versorgung gemäß Abb. 3.49 zu günstigeren Konditionen realisieren können.

Im nächsten Schritt des Prozesses gemäß Abb. 3.48 werden die Kontingente auf Produkte aufgeteilt. Beispielsweise kann ein Wasserkraftkontingent zu einem bestimmten Anteil in ein Mischprodukt eingehen, und der Rest als reine Wasserkraft vermarktet

werden. Des Weiteren müssen die Produkte zur Fixkostendeckung des Energiedienstleisters beitragen, wobei es möglich ist, die Produkte unterschiedlich stark zu belasten. Für die Fixkostenverteilung gilt unter der Voraussetzung einer rein arbeitsbezogenen Umlage folgende Nebenbedingung:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{Produkt}}} k_{fix,\,Produkt,\,i} \cdot W_{Produkt,\,i} \stackrel{!}{=} K_{fix,\,ges.} \tag{3.17}$$

Zuletzt müssen den Produktkosten eine Zielmarge und, sofern die Netznutzung über den Energiedienstleister abgerechnet werden soll, die Netz- und Dienstleistungskosten zugeschlagen werden. Damit ist der Zielverkaufspreis ermittelt. Da die Netz- und Dienstleistungskosten wegen der Diskriminierungsfreiheit für alle in einem Verteilnetz aktiven Energiedienstleister gleich sein müssen, ist es nicht sinnvoll, diese Terme noch produktweise zu differenzieren.

Nach dieser Strukturierung der eingekauften Energie und ihrer Produktifizierung kann nun im Verkaufsprozess die Profitabilität jedes Einzelvertrags verfolgt werden. Produkte bestehen gemäß den vorangegangenen Überlegungen aus:

- einem Tarif $p_{Produkt}(t,P,W)$, der von der Zeit, der Leistung und der gelieferten Energie abhängen kann
- den von ihnen in Anspruch genommen Anteilen $A_{Produkt,Kont.}$ an den Einkaufskontingenten – darüber ergibt sich die Mengensteuerung der Produkte
- den Fix-, Netz und Dienstleistungskosten.

Mit diesen Informationen kann die Profitabilität G_V eines Angebots der Dauer T_V zur Lastprognose $P_V(t)$ mit der Energie W_V berechnet werden:

$$\begin{aligned} G_V = & \sum_{j=1}^{T_V/\Delta t} \left(p_{Produkt}\left(t_j, P_V\left(t_j\right), W_V\right) - \sum_{i=1}^{N_{Kont.}} A_{Produkt,Kont.,i} \cdot k_{Kont.,i}\left(t_j\right) \right) \cdot P_V\left(t_j\right) \\ & - \sum_{i=1}^{N_{Netz,Vertrag}} K_{Netz,i} - k_{fix,Produkt} \cdot \sum_{j=1}^{T_V/\Delta t} P_V\left(t_j\right) \\ & \text{mit}: \; t_j = j \cdot \Delta t \end{aligned} \tag{3.18}$$

Dabei ist anzustreben, dass die Verkäufe die Energiekontingente möglichst genau aufbrauchen, da andernfalls Bedarf an Ausgleichsenergie entsteht:

$$\sum_{i=1}^{N_{Produkt}} \sum_{j=1}^{N_{Vertrag,\,i}} A_{i,j,Kont.} \cdot P_{V,j}(t) \stackrel{!}{=} P_{Kont.}(t) \tag{3.19}$$

Die Mischkalkulation ist bei Erfüllung folgender Bedingungen profitabel:

$$G_V \geq G_{min.} \quad \text{für alle Verträge}$$
$$\sum_{i=1}^{N_{Produkt}} \sum_{j=1}^{N_{Vertrag,i}} A_{i,j,Kont.} \cdot P_{V,j}(t) P_{Kont.}(t) \quad \text{für alle Kontingente} \tag{3.20}$$

Die bisherige Betrachtung kontrolliert zwar den sehr komplexen Mischkalkulationsprozess, ist allerdings so diskutiert worden, als ob die Planung top-down durchgeführt und im Markt umgesetzt werden könne. Die Realität ist dagegen dynamisch und führt zu ständig neuen Randbedingungen für den Vertriebsprozess. Der im Großhandelsmarkt agierende Einkauf hat offene Positionen und schließt sie, neue Kontingente werden eingeführt, Produkte sind ausverkauft oder unverkäuflich usw. Um damit umzugehen, muss der beschriebene Planungs- und Simulationsprozess in eine regelmäßig durchlaufene Kontrollschleife integriert werden, die es erlaubt, den komplexen Vertriebsprozess zielführend zu steuern. Dies verdeutlicht Abb. 3.51. Der Prozess beginnt mit der Erstellung eines Geschäftsplans entsprechend der bisher vorgestellten Systematik. Mit diesem Plan werden zur Risikobewertung Szenarien simuliert, die z. B. verschiedene Preisentwicklungen oder den Wegfall einzelner Kundensegmente beinhalten. Hat sich der Plan als ausreichend robust erwiesen, werden die erstellten Produkte zum Verkauf freigegeben, andernfalls müssen neue Produkte entworfen oder die Einkaufskonditionen verbessert werden. Nachdem die Produkte eine Zeit lang verkauft worden sind und sich ein Auftragsbestand gebildet hat, wird der Prozess unter Berücksichtigung des Bestands erneut durchlaufen, wobei die Produkte sowohl in ihren Tarifen als auch in ihren Mengen angepasst werden können.

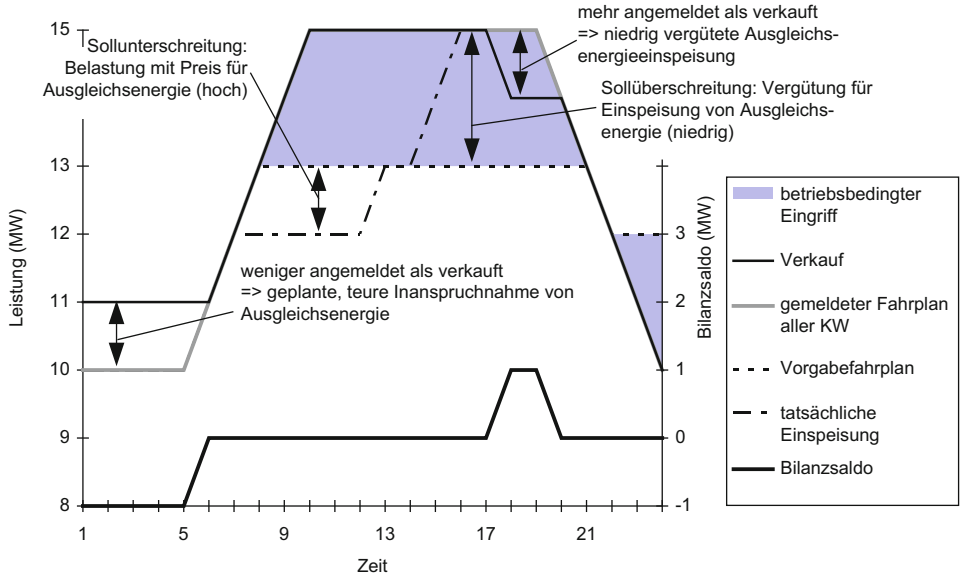


Abb. 3.51 Einbettung der Kalkulationssystematik in die Vertriebssteuerung

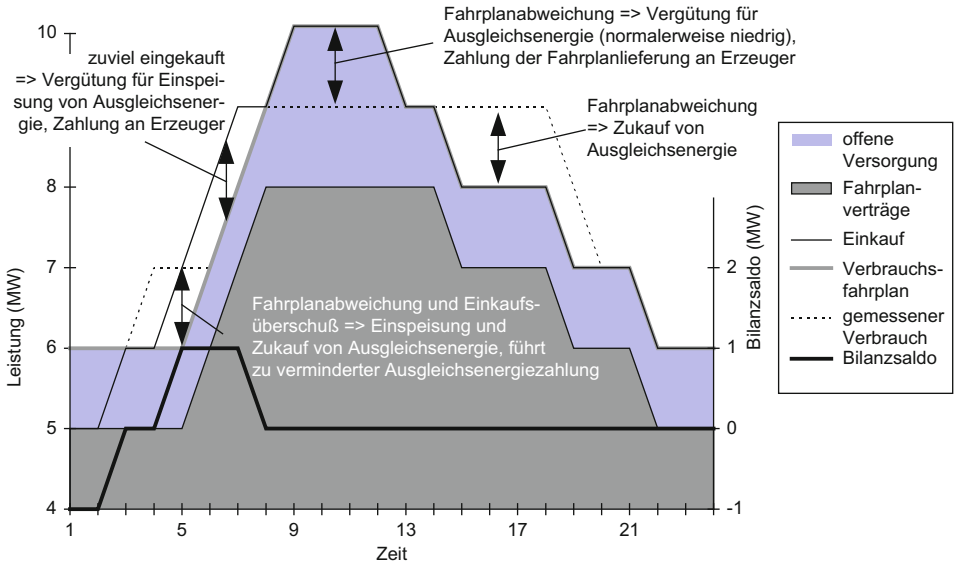


Abb. 3.52 Arbeitsumfeld der Bilanzkreisverantwortlichen

3.7.4.4 Bilanzkreisverantwortliche

Die Bilanzkreisverantwortlichen stellen eine eigenständige Marktrolle dar, die ihre Leistung in einem Endkunden-Wettbewerbsmarkt anbietet. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind allerdings selbst Kunden in einem Alleinabnehmer- oder Monopolmarkt, da die physische Realisierung der Ausgleichsenergie letztendlich vom Systembetreiber vorgenommen wird. Da diese Funktion nur einmal in jeder Regelzone existiert, kann hier nur ein unilaterales Marktmodell angewendet werden. Diese Einbettung der Bilanzkreisverantwortlichen in ihr Marktumfeld verdeutlicht Abb. 3.52.

Die Bilanzkreisverantwortlichen, die an der Schnittstelle zwischen Dienstleistungs- und Wettbewerbsmarkt arbeiten, leiten den Abgleich zwischen den im Wesentlichen abstrakt und ohne enge Kopplung an die betrieblichen Erfordernisse des technischen Elektrizitätsversorgungssystems zu Stande gekommenen Verträgen im Markt und der technischen Realität ein, der anschließend vom Systembetreiber vervollständigt wird. Außerdem teilen sie die Kosten, die durch Abweichungen zwischen Planung und tatsächlichem Betrieb entstehen, möglichst verursachungsgerecht auf die Marktteilnehmer auf. Damit sind sie auch die Stelle im Markt, die identifizieren kann, wenn Marktteilnehmer ihren vertraglichen Verpflichtungen nicht nachgekommen sind.

Der Geschäftsgegenstand der Bilanzkreisverantwortlichen ist die Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs. Ihr Profit rührt daher, dass, wie in Gl. 3.22 ausgedrückt, die von ihnen insgesamt bezogene Ausgleichsenergie geringer sein kann als die Summe des Ausgleichsenergiebedarfs ihrer Kunden, der Energiedienstleister und Erzeuger. Sie melden entsprechend verbesserte Fahrpläne an. Wie in Gl. 3.21 ersichtlich, erhalten die Bilanzkreisverantwortlichen zur Ausführung ihrer Aufgabe von den Energiedienstleistern

und Händlern jeweils die Summenfahrpläne des Verkaufs an andere Marktteilnehmer sowie des Einkaufs von anderen Marktteilnehmern mit Angabe der Marktteilnehmer und deren Bilanzkreisen. Damit können sie sowohl die benötigte Ausgleichsenergie als auch den Austausch mit anderen Bilanzkreisen berechnen und außerdem prüfen, ob die Angaben von Käufern und Verkäufern konsistent sind.

$$\begin{aligned} FP_{BKV} \quad \neq & \sum_{i=1}^{N_{ESP}} \left(FP_{ESP,Einkauf,i} - FP_{ESP,Verkauf,i} \right) \\ & + \sum_{i=1}^{N_{KW}} \left(FP_{KW,Erzeugung,i} - FP_{KW,Verkauf,i} \right) \end{aligned} \tag{3.21}$$

Die Bilanzkreisverantwortlichen sind auf gute Marktkenntnis und auf möglichst große Kollektive von betreuten Erzeugern und vor allem Endverbrauchern angewiesen, um eine gute statistische Durchmischung und daraus folgend eine geringe Streuung des Ausgleichsenergiebedarfs zu erzielen. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, ist davon auszugehen, dass gilt:

$$K_{Ausgleich,BKV} \stackrel{!}{=} Min < \sum_{i=1}^{N_{ESP}} K_{Ausgleich,ESP,i} + \sum_{i=1}^{N_{KW}} K_{Ausgleich,KW,i} \tag{3.22}$$

$K_{Ausgleich}$ Kosten für Ausgleichsenergie

Der Zusammenhang gemäß Gl. 3.22 ist der Grund, dass das prinzipielle Risiko höherer Preise, welches die unilateralen Marktmodelle mit sich bringen, an dieser Stelle des Marktes akzeptiert werden kann: Da die Bilanzkreisverantwortlichen aus ihrem Geschäftsgegenstand heraus das Bestreben und außerdem auch die Möglichkeit haben, das Aufkommen an Ausgleichsenergie und damit den Bezug aus dem Alleinabnehmermarkt zu minimieren – idealerweise zu Null –, spielt das Preisniveau im Alleinabnehmermarkt nur eine untergeordnete Rolle. Im Übrigen ist genau das ja auch die erwünschte Lenkungswirkung, um die Ergebnisse der kommerziellen Marktprozesse möglichst nah an einen technisch auch realisierbaren Zustand heranzuführen.

Obwohl die Bilanzkreisverantwortung prinzipiell ein eigenständiger Geschäftsgegenstand ist, wird sie von vielen großen Energiedienstleistern mit abgedeckt. Diese brauchen für ihr Angebot ohnehin einen Bilanzkreisverantwortlichen. Außerdem besitzen sie mit dem Energieeinkauf bereits eine wichtige Funktion, die ein Bilanzkreisverantwortlicher ebenfalls benötigt. Zuletzt betreuen sie wegen ihrer Größe bereits in ihrem Kundenkreis ein ausreichend großes Verbraucherkollektiv, um die Bilanzkreisverantwortung mit vertretbar kleinem Risiko wahrnehmen zu können.

Die Auswertung der dem Bilanzkreisverantwortlichen vorliegenden Informationen und die nachbetriebliche Weiterverrechnung unterscheiden zwischen Erzeugern und Energiedienstleistern, da bei den Erzeugern betrieblich bedingte Eingriffe des Systembetreibers zu berücksichtigen sind, die es auf der Abnahmeseite nicht geben kann. Abb. 3.53 zeigt zunächst exemplarisch, welche Fälle bei der Bilanzierung eines Erzeugers beachtet werden müssen.

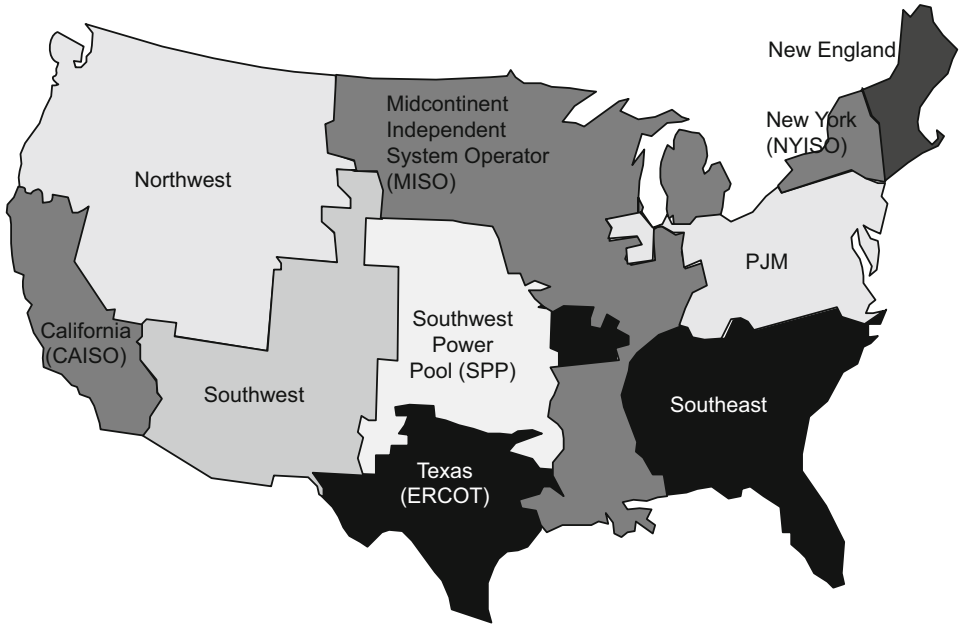


Abb. 3.53 Bilanzierung eines Erzeugers

Der Bilanzkreisverantwortliche erhält von allen Erzeugern die Fahrpläne ihres Verkaufs und ihrer geplanten Einspeisung. Diese müssen nicht identisch sein, denn die Erzeuger können mit der Differenz, dem Bilanzsaldo in Abb. 3.53, zum Ausdruck bringen, dass sie Ausgleichsenergie einspeisen oder in Anspruch nehmen wollen. Dies kann bei Erzeugern aus betrieblichen Gründen sinnvoll sein, obwohl die Konditionen für An- und Verkauf von Ausgleichsenergie normalerweise nicht attraktiv sind. Der Bilanzkreisverantwortliche meldet diese Information in geeignet aggregierter Form dem Systembetreiber. Dieser kann nun den Kraftwerken von ihrem Wunsch abweichende Vorgabefahrpläne mitteilen, sofern dies für den zuverlässigen Systembetrieb erforderlich ist. Der tatsächliche Kraftwerksbetrieb kann nun, auch wenn dies nicht erwünscht ist, wiederum von dieser Vorgabe abweichen. Die dabei entstehenden Sollabweichungen werden grundsätzlich mit den Konditionen für Ausgleichsenergie behandelt. Eine Ausnahme stellt die Reaktion eines Kraftwerks z. B. auf einen Erzeugungsausfall dar. Sie führt i. d. R. auch zu einer Sollabweichung, wird aber, da es sich um eine systemstützende Maßnahme handelt, individuell behandelt.

Die entsprechenden Informationen und ihre Behandlung für die Verbrauchsseite zeigt Abb. 3.54. Auch hier stehen am Anfang die Fahrpläne für Verbrauch und Einkauf, aus denen der Bilanzsaldo, also die geplante Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie, berechnet werden kann. Einen korrigierenden Eingriff des Systembetreibers kann es auf der Verbrauchsseite nicht geben – die einzige Möglichkeit dafür wäre die Verweigerung des Netzzugangs wegen veröffentlichter Engpässe, aber dieser Schritt wäre ggf. bereits bei der Anmeldung der Netznutzung beim Verteilnetzbetreiber erfolgt. Somit ist die

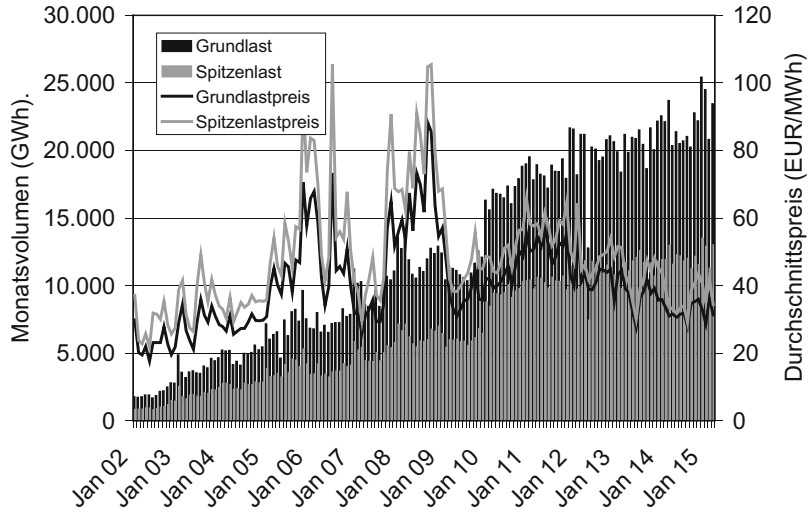


Abb. 3.54 Bilanzierung eines Energiedienstleisters (ESP)

nächste zu verarbeitende Information bereits der gemessene Verbrauch. Abb. 3.54 zeigt vier mögliche Fälle von Abweichungen zwischen Plan und Verbrauch. Zunächst kann der Verbrauch über dem angemeldeten Fahrplan liegen. Sofern der Einkauf in diesem Fall dem angemeldeten Verbrauch entspricht, handelt es sich um eine einfache Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie. Liegt der Einkauf über dem angemeldeten Verbrauch, so wird die Ausgleichsenergiezahlung mit dem durch den Einkaufsüberschuss getätigten Angebot der Ausgleichsenergieeinspeisung verrechnet. In Summe bleibt natürlich trotzdem eine, allerdings gegenüber dem ersten Fall verringerte, Zusatzzahlung bestehen. Liegt der Verbrauch unter Fahrplan und Einkauf, wird die Abweichung als Einspeisung von Ausgleichsenergie behandelt. Dies gilt auch, wenn schon der Verbrauchsfahrplan unter dem Einkaufsfahrplan lag und dies vom tatsächlichen Verbrauch bestätigt wird.

Die beiden Betrachtungen zeigen, dass der Abgleich zwischen Planung und tatsächlichem Geschehen getrennt nach Erzeugung und Verbrauch durchgeführt wird. Die einzelne Transaktion ist in diesem Verfahren nicht identifizierbar.

3.7.5 Besonderheiten internationaler Realisierungen liberalisierter Elektrizitätsmärkte

Dieser Abschnitt soll einen kurzen Überblick über wichtige internationale Liberalisierungsbeispiele geben. Dabei wird einerseits gezeigt, wie entsprechend Abschn. 3.25 verschiedene gesellschaftliche Zielsetzungen zu Unterschieden in Privatisierung und Liberalisierung führen. Andererseits wird auf Besonderheiten in den Marktrollen eingegangen, die sich aus speziellen Gegebenheiten der jeweiligen Märkte ergeben haben.

Tab. 3.14 zeigt zunächst charakteristische internationale Beispiele für die Öffnung von Elektrizitätsmärkten.

In der europäischen Union und in den USA überwiegt das Interesse, den Stromverbrauchern, vor allem in der Wirtschaft, elektrische Energie zu günstigen Preisen zu bieten. Deshalb ist in allen Ländern dieser Gruppe das Endziel ein weitgehender, in allen entsprechenden Beispielen der Tab. 3.14 sogar vollständiger, Endkundenwettbewerb. Unterschiede finden sich praktisch nur in der Einführungsgeschwindigkeit und in einer evtl. vorgelagerten Privatisierung, wie sie z. B. in Großbritannien stattgefunden hat. Die Tabelle zeigt auch, dass vor allem die Länder den Endkundenwettbewerb stufenweise über einen längeren Zeitraum eingeführt haben, die früh mit der Liberalisierung begonnen

Tab. 3.14 Internationale Beispiele für Privatisierung und Liberalisierung

Land	Umfang von Privatisierung und Liberalisierung	Marktöffnung		Kommentar
		Beginn	Ende	
Europäische Union (EU)	Einstieg über Großhandelswettbewerb, übergehend in Endkundenwettbewerb	1997	2007	Nationale Umsetzung bis 1999, minimale, vorgeschriebene Marktöffnung, am Ende 83 %
Großbritannien	zunächst Privatisierung der weitgehend staatlichen Elektrizitätswirtschaft, anschließend wie EU	1990	1999	1990 Großhandelswettbewerb für Kunden > 1 MW, 1994 > 100 kW, 1999 Endkundenwettbewerb; bis Anfang 2001 Pool-System
Skandinavien – Norwegen – Finnland – Schweden – Dänemark	wie Europäische Union, aber teilweise früher und unabhängig davon	1992 1996 1996 1998	1998 1998 1999 2002	–
Deutschland	Endkundenwettbewerb	1998	1998	Erster Markt mit direktem Übergang auf Endkundenwettbewerb; 2005: Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes entspr. EU-Beschleunigungsrichtlinie (Nov. ‘02)
USA	bundesweiter Großhandelswettbewerb	1996	2005	–
	Endkundenwettbewerb unter Hoheit der Bundesstaaten	–	–	Sehr unterschiedlicher Stand, Vorreiter sind Kalifornien, New York, Massachusetts, New Hampshire
Südamerika (Chile, Argentinien, Peru, Bolivien, Kolumbien, Brasilien, Venezuela)	Privatisierung und Großhandelswettbewerb	1982 (Chile) bis 1996 (Brasilien, Venezuela)	–	Erhebliche Kostenreduktion und somit Effizienzsteigerung in der Erzeugung, ausländisches Kapital in starkem Maße angezogen

haben. Inzwischen gibt es zahlreiche Erfahrungen mit liberalisierten Elektrizitätsmärkten, so dass der Lernzeitraum bei Marktöffnung verkürzt werden kann.

In Lateinamerika war die Motivation der in den 80er- und 90er-Jahren vorgenommenen Marktöffnung eine andere. Hier wollte sich der Staat aus der als ineffizient geltenden Elektrizitätswirtschaft so weit wie möglich zurückziehen und gleichzeitig privates Kapital anziehen, um die Elektrizitätsversorgung zu verbessern. Deshalb wurden die Unternehmen privatisiert und Großhandelswettbewerb eingeführt. Das wesentliche Ziel der Marktöffnung ist damit erreicht, denn in allen Ländern waren Kostensenkungen und somit Effizienzsteigerungen – sowohl technische als auch personelle – zu verzeichnen, und ausländische Investoren haben sich im gewünschten Maß engagiert.

Neben den offensichtlich unterschiedlichen Öffnungsgraden gibt es auch in Märkten mit Endkundenwettbewerb Unterschiede in der Realisierung der einzelnen Marktrollen, die ihre Ursachen meist in landesspezifischen Besonderheiten haben. Obwohl sich die im Folgenden diskutierten Beispiele USA, Großbritannien, Skandinavien und Kontinentaleuropa auf das allgemeine Marktmodell, wie es in den Abschn. 3.26 bis 3.28 vorgestellt wurde, abbilden lassen, unterscheiden sich die Märkte in einzelnen Details deutlich.

3.7.5.1 Vereinigte Staaten von Amerika

Typisch für die amerikanischen Elektrizitätsmärkte sind die sog. Unabhängigen Systembetreiber (Independent System Operator, ISO). Sie heißen unabhängig, weil sie im Gegensatz zur europäischen Praxis nicht mit dem Übertragungsnetzbetrieb zusammengefasst sind. Der Hauptgrund dafür ist, dass im Unterschied zur Situation in Europa, wo fast überall ein relativ zur Last- und Erzeugungsverteilung stark ausgebautes Übertragungsnetz existiert, die Übertragungsnetze in Nordamerika wegen der großen Fläche des Kontinents verhältnismäßig schwach sind und eine Vielzahl von Engpässen aufweisen. Hinzu kommt, dass – ebenfalls im Unterschied zumindest zu Kontinentaleuropa – kein über Nordamerika ausgedehntes, galvanisch gekoppeltes Übertragungsnetz existiert. Um Marktanreize möglichst auch beim weiteren Ausbau der knappen Ressource Übertragungsnetz zu nutzen, ist das Übertragungsnetz wettbewerblich organisiert. Mehrere Gesellschaften bieten Leitungen an, die an Engpässen für Transporte auch explizit gebucht werden müssen. Es ist damit prinzipiell auch möglich, dass parallele, konkurrierende Leitungen unterschiedlicher Netzbetreiber gebaut und angeboten werden.

Im Übrigen entsprechen die nordamerikanischen Strommärkte, abhängig vom in den Bundesstaaten sehr unterschiedlichen Marktöffnungsgrad, dem allgemeinen Marktmodell, d. h. es gibt national operierende Erzeuger und Großhändler sowie in den einzelnen Märkten Energiedienstleister, Bilanzverantwortliche und Verteilnetzbetreiber. Letztere treten dabei in Abhängigkeit von der Gesetzgebung des jeweiligen Bundesstaats und teilweise sogar von kommunalen Festlegungen häufig gleichzeitig als Alleinabnehmer für die Versorgung der Kleinkunden auf.

3.7.5.2 Großbritannien

In Großbritannien, dem ältesten Elektrizitätsmarkt Europas, wurde 1990 zunächst ein an entscheidender Stelle anderer Ansatz als das vorgestellte Marktmodell gewählt. Kern des Marktes war der sog. Pool, über den alle Transaktionen abzuwickeln waren. Erzeuger konnten nur an den Pool anbieten, 12 Regionalverteiler (Regional Electricity Companies, REC) sowie eine mit der Zeit zunehmende Gruppe größerer Kunden konnten direkt vom Pool beziehen. Der Poolpreis wurde vom jeweils teuersten in der aktuellen Lastsituation noch benötigten Kraftwerk bestimmt und war für alle zum Einsatz kommenden Kraftwerke gleich. Ergänzend konnten Marktteilnehmer bilateral sog. „Contracts for Differences" schließen, in denen sie vom Poolpreis abweichende Konditionen vereinbarten und so gegenseitig die Volatilität des Poolpreises reduzierten. Kosten für Systemdienstleistungen wurden von der nationalen Übertragungsnetzgesellschaft National Grid Company, die gleichzeitig Systembetreiber war, mit der Netznutzungsgebühr gedeckt. Ausgleichsenergie im Sinne des vorgestellten, allgemeinen Marktmodells gab es nicht, da der Pool dafür sorgte, dass unabhängig von eingegangenen Lieferverpflichtungen ausreichend Erzeuger am Netz waren und die Last gedeckt wurde. Erzeuger, die zwar angeboten hatten, aber ihre Lieferzusage nicht einhielten, hatten nur den Umsatzausfall zu verkraften.

Das Poolmodell war verhältnismäßig einfach einzuführen und erfüllte zunächst auch seinen Zweck. Die Preise für Elektrizität fielen für alle Kunden mit Ausnahme einiger weniger, sehr großer, die vorher subventioniert wurden. Die Versorgungssicherheit war nie gefährdet und die Produktivität der Erzeuger und der vom Regulator überwachten Netzbetreiber stieg um bis zu 75 % – im Wesentlichen durch Personalabbau. Ausländische Investitionen in die privatisierten Regionalverteiler belegten, dass trotz des Kostendrucks eine wirtschaftlich interessante Industrie geschaffen worden war. Es gab allerdings auch unerwünschte Effekte. Zu Beginn missbrauchten große Erzeuger ihre Marktmacht zur Beeinflussung des Preises am in seiner Wirkung sehr transparenten Pool. Über die gesamte Zeit des Poolmodells war die Volatilität des Poolpreises sehr hoch – die monatlichen Preise konnten bis zu einem Faktor 6 schwanken –, und die Marktteilnehmer verwendeten viel Energie darauf, Lücken im Regelwerk des mit Pool und NGC stark regulierten Marktes zu finden und auszunutzen.

Aus diesem Grund wurde 1998 beschlossen, den Pool durch das sog. New Electricity Trading Agreement (NETA) abzulösen. NETA trat 2001 in Kraft und entspricht dem allgemeinen Marktmodell mit der NGC als System- und Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator sowie Märkten für physischen und finanziellen Handel und Ausgleichsenergie. Durch die Einführung des Produkts Ausgleichsenergie gibt es erstmals im britischen Markt eine Pönalisierung der Nichterfüllung vertraglicher Verpflichtungen. Insgesamt wurde erwartet, dass der Ersatz des regulierenden Pools durch Märkte dazu führt, dass die Marktteilnehmer sich verstärkt um die Entwicklung ihrer Geschäftsposition kümmern, statt Lücken im Regulierungsregelwerk zu suchen und für sich auszunutzen.

3.7.5.3 Skandinavien

Die skandinavischen Märkte Norwegens, Schwedens und Finnlands waren die ersten, die vollständig entsprechend dem allgemeinen Marktmodell organisiert waren. Eine Besonderheit dieser Märkte ist, vor allem in Norwegen und Schweden, ihre große Nord-Süd-Ausdehnung in Verbindung mit einem ausgeprägten regionalen Ungleichgewicht von Verbrauchsschwerpunkten und Erzeugungsstandorten. Dies führt dazu, dass auch in diesen Märkten, ähnlich wie in Nordamerika, das Übertragungsnetz eine knappe Ressource ist.

Die Methode, mit welcher der Umgang der Marktteilnehmer mit diesem Engpass geregelt wird, ist allerdings grundsätzlich vom amerikanischen ISO-Ansatz verschieden. In den skandinavischen Märkten gibt es jeweils nur einen Übertragungsnetz- und Systembetreiber, der gleichzeitig Bilanzkoordinator ist. Das Übertragungsnetz ist in mehrere Regionen unterteilt, und bei Transporten von einer Region in die andere wird eine Gebühr erhoben. Diese Gebühr ist richtungsabhängig, d. h. sie belastet wirtschaftlich Transporte aus den Erzeugungsschwerpunkten in die Verbrauchszentren. Dadurch sind die Marktteilnehmer angehalten, bevorzugt erzeugungsnah zu verkaufen und die Engpässe im Übertragungsnetz so wenig wie möglich in Anspruch zu nehmen. Anders als das amerikanische System, das sowohl Mengenbegrenzungen als auch Preissteuerung nutzt – begrenzte Ressourcen werden im Markt automatisch teurer als unbegrenzte –, setzen die skandinavischen Märkte also ausschl. auf finanzielle Anreize, um Netzengpässe zu vermeiden.

3.7.5.4 Kontinentaleuropa

Eine weitgehende Marktöffnung für alle Verbraucher und die zugehörige Marktorganisation haben auf dem europäischen Kontinent bis zum Jahr 2010 die Niederlande, Deutschland und Österreich durchgeführt. Auf Grund des zumindest zu Beginn der Marktöffnung im Verhältnis zu Verbrauchs- und Erzeugungsschwerpunkten starken europäischen Verbundnetzes gibt es in keinem dieser Märkte Lenkungsmaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen. Damit entsprechen die Märkte praktisch genau dem allgemeinen Marktmodell. Die einzige Abweichung, allerdings von untergeordneter Bedeutung, ist, dass es in Deutschland nicht einen Übertragungsnetz- und Systembetreiber gibt, sondern vier Unternehmen, die den Systembetrieb jeweils in ihrer Regelzone führen. Da die Übertragungsnetzbetreiber über die einheitliche Netznutzungsgebühr jedoch wirtschaftlich als ein Marktteilnehmer auftreten, ist für die übrigen Marktteilnehmer der einzig wirklich relevante Unterschied zum allgemeinen Modell, dass die Bilanzkreisverantwortlichen die Regelzonenim- und -exporte an ihren Regelzonenbetreiber melden müssen und dass der Bilanzausgleich innerhalb der vier Regelzonen erfolgen muss.

Zur Zeit in Kontinentaleuropa noch nicht gelöst ist die Frage ausreichender Anreize für den Netzausbau bei Engpässen, die zwischenzeitlich zugenommen haben. Ein Grund dafür sind Neubauten thermischer Kraftwerke an Standorten, die nach Verfügbarkeit günstiger Rahmenbedingungen, aber nicht unter Berücksichtigung von Lastsituation

und Netzerfordernissen ausgewählt worden sind. Dies wird durch das Fehlen jeglicher Standortanreize in den Netznutzungsgebühren gefördert. Der andere Grund ist der starke Ausbau standortgebundener erneuerbarer Energien. Innerhalb der nationalen Netze ist der Umgang mit diesem Problem unterschiedlich. Zwischen den Netzen gibt es Engpässe, an denen die Kapazitätsvergabe heute individuell, häufig über Auktionen geregelt ist.

3.7.5.5 Zusammenfassung internationaler Beispiele

Zum Abschluss des Abschnitts über wichtige internationale Liberalisierungsbeispiele fasst Tab. 3.15 die wesentlichen Charakteristika der Märkte zusammen. Es wird deutlich, dass nach rund zwanzig Jahren Erfahrung mit liberalisierten Elektrizitätsmärkten ein hohes Maß an Übereinstimmung zwischen den verschiedenen Märkten besteht. Die verbleibenden Unterschiede sind praktisch alle mit den besonderen Gegebenheiten der jeweiligen Länder zu erklären.

3.7.6 Erfahrungen in liberalisierten Märkten

Privatisierung und Liberalisierung der Elektrizitätsversorgung sind seit Beginn der 90er-Jahre in vielen Märkten vorangetrieben worden. In diesem letzten Abschnitt zum Wettbewerb im Elektrizitätssektor werden die Folgen der Liberalisierung in beispielhaften Ländern diskutiert. Tab. 3.16 fasst qualitativ Beispiele der Konsequenzen von Liberalisierung in den Marktrollen zusammen. Mit Ausnahme der Reduktion der durchschnittlichen Preise direkt nach Marktöffnung und des Anwachsens der Ausgaben für Informationstechnik gibt es praktisch keine einheitlichen Folgen der Marktöffnung, da das Geschehen in starkem Maße von der Ausgangssituation in den Märkten und dem Regelwerk abhängt.

Am deutlichsten wird dies in der Stromverteilung: In Ländern mit schlechtem Netzzustand vor der Liberalisierung führte die Einführung eines Regulators, der im Monopolmarkt auch die Dienstleistungsqualität überwacht, in mehreren Ländern zu Investitionen vor allem im Verteilungsnetz, während die Investitionstätigkeit in Ländern mit (unwirtschaftlich) hohem Zuverlässigkeitsniveau praktisch zum Erliegen kam. Sogar bei der Entwicklung der Preise gibt es erhebliche Unterschiede bis hin zum Preisanstieg für einzelne Kundengruppen – nur die integrale Preissenkung in der Anfangsphase ist allen Märkten gemeinsam.

Die einzige Auswirkung in Tab. 3.16, die nicht allein aus der Ausgangssituation und den Marktmechanismen erklärbar ist, ist das Entstehen des kalifornischen Versorgungsengpasses in den Jahren 2000 und 2001. Er ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass in Kalifornien, trotz schon zu Beginn der Liberalisierung knapper Erzeugungskapazität, nicht in ausreichendem Maße Neubauten zugelassen wurden. Dies in Verbindung mit einer künstlichen Verknappung der Importmöglichkeiten durch Begrenzung der Großhandelspreise auf zwar hohem, aber während des Entstehens des Engpasses dennoch niedrigerem Niveau als in den Nachbarstaaten führte zunächst zum Anstieg der

Tab. 3.15 Zusammenfassung internationaler Liberalisierungsbeispiele (grau unterlegt: Übereinstimmung mit dem allgemeinen Marktmodell)

Rolle	Kalifornien	Großbritannien		Skandinavien	Deutschland
		Pool	NETA		
Erzeugung	Großhandelsmarkt	Pool, bilaterale Verträge	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt	Großhandelsmarkt
Zentrale Märkte	Staatl. und priv., Märkte für Termin- und Spotgeschäfte, Ausgleichsenergie	Pool		Börse (NordPool und EL-EX in Finnland), Termin- und Spotmarkt	Börse in Leipzig, Termin- und Spotmarkt; Regelenergiemärkte der Systembetr.
Systembetrieb	Unabh. Systembetr. (ISO)	National Grid Company	National Grid Company	Statnet, FinGrid, Svenska Kraftnät	4 Übertr.-Netzbetreiber mit Regelzonen
Bilanzkoord	Wie vor	(entfällt)	Wie vor	Wie vor	Wie vor
Übertragungsnetz	Viele Einzelanbieter, reguliert	National Grid Company	National Grid Company	Wie vor	4 Netzbetreiber treten als ein Anbieter auf
Verteilungsnetz	Monopol	Monopol	Monopol	Monopol	Monopol
Ausgleichsenergie	ISO als Alleinabnehmer, Balance Responsibles im Wettbew.	(entfällt)	National Grid Company, Alleinabnehmer	Endkundenwettb. mit hinterlagertem Alleinabn.-Markt	Endkundenwettb. mit hinterlagertem Alleinabn.-Markt
Endkundenwettbewerb	Uneingeschr. möglich seit 1997, kommunale Entscheidung	Uneingeschränkt seit 1999	Uneingeschränkt seit 1999	Uneingeschränkt seit 1999	Uneingeschränkt von Anfang an (1998)

Tab. 3.16 Beispiele für Auswirkungen der Liberalisierung von Elektrizitätsmärkten

Wirkungsbereich	Voraussetzung	Auswirkung	Beispiele	Anmerkungen
Erzeugung	Monostruktur im Erzeugungsmix	Investitionen zur Verbesserung des Primärenergiemix (Risikostreuung)	Großbritannien	Großhandelspreisniveau muss Investitionen zulassen
	Zu geringe Erzeugungskapazität	Investitionen zwecks Kapazitätsanpassung	Südamerika	Alleinabnehmer- oder Großhandelsmärkte
	-	Keine Investitionen, Preisanstieg, Versorgungsengpässe	Kalifornien 2001	Endkundenwettbewerb, zu stark regulierter Markt
	Überkapazität bei voller Marktöffnung	Erliegen der Investitionstätigkeit	Deutschland	-
	Fragmentierung	Marktkonsolidierung, Fusionen	Deutschland	-
Übertragung, Verteilung	Zuverlässigkeit unter Regulatorforderung	Investitionen wegen Aufsicht durch Regulator	Großbritannien, USA	-
	Hohe Zuverlässigkeit	Minimierung der Investitionstätigkeit	Deutschland	-
Informationstechnik	-	Starker Ausbau	-	-
Großhandelspreise	Anfangsphase	Starke Senkung, oft nahe variabler Kosten	-	Fehlende Werkzeuge
	Wenn Markt funktioniert	Erholung, angemessene Fixkostendeckung	-	Professionalisierung
Endkundenpreise	Kurzfristig	Stärkere Marktkonformität, weniger Quersubventionierung	-	Kann zu Erhöhungen und Senkungen führen
	Mittelfristig	Anstieg im Privatkundenbereich	Diverse	-

Großhandelspreise bis zu den festgelegten Grenzwerten und anschließend zur Verknappung elektrischer Energie. Verschärft wurde das Problem dadurch, dass auch die Elektrizitätspreise für Kleinkunden gesetzlich nach oben begrenzt waren, so dass große Energiedienstleister in Konkurs gingen. Dies alles ist aber kein Beispiel für Risiken von Wettbewerbsmärkten, sondern allenfalls für inkonsistente Regulierung.

Im Folgenden werden zwei Gruppen von Auswirkungen detaillierter betrachtet. Am Beispiel der Marktöffnung in Deutschland werden das Kundenverhalten und die Entwicklung der Preise für Endkunden und im Großhandelsmarkt diskutiert. Anschließend werden Beispiele von Übergangseffekten vorgestellt, die nach der Marktöffnung auftraten, und der Umgang mit ihnen erläutert.

3.7.6.1 Auswirkungen der Liberalisierung auf Preise und Kundenverhalten

Am schnellsten reagiert der Großhandelsmarkt auf die Liberalisierung, da er meist, zumindest für eine geschlossene Gruppe von Teilnehmern, bereits vor der Marktöffnung existierte, und er außerdem wegen der vergleichsweise großen und wenigen Transaktionsvolumina auch keine besonders aufwendige Marktinfrastruktur benötigt. Abb. 3.55 zeigt die Entwicklung von Handelsvolumen und Preisen an der European Energy Exchange in Leipzig seit Anfang des Jahres 2002. Zu dieser Zeit hatte der deutsche Elektrizitätsmarkt die häufig nach einer Marktöffnung zu beobachtende erste Phase bereits abgeschlossen, in der ohne geeignete Werkzeuge und Informationen versucht wird, Marktanteile unter Inkaufnahme niedriger Preise zu halten. Dennoch war der Großhandelspreis Anfang 2002 noch recht niedrig. Erst in den Jahren 2003 und 2004

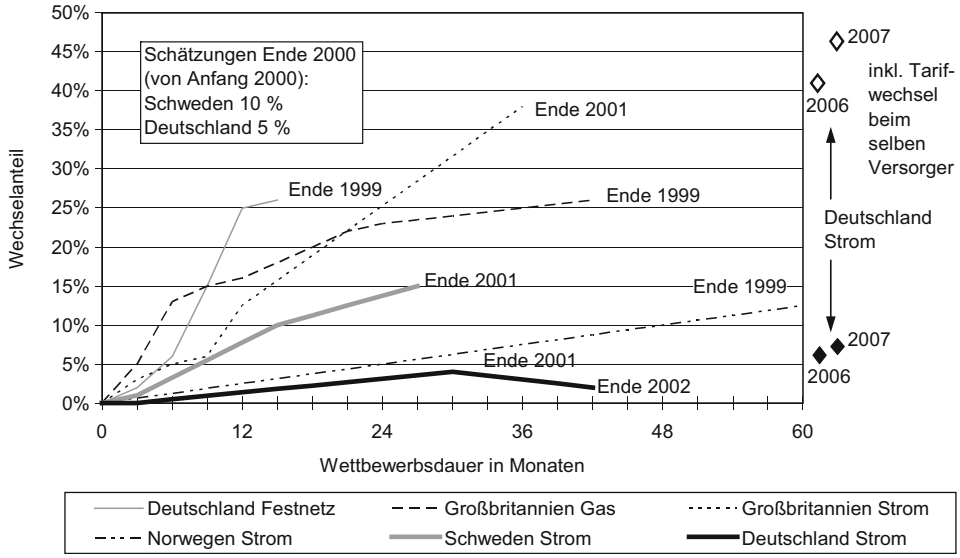


Abb. 3.55 Entwicklung von Handelsvolumen und Preis an der European Energy Exchange in Leipzig seit Anfang 2002

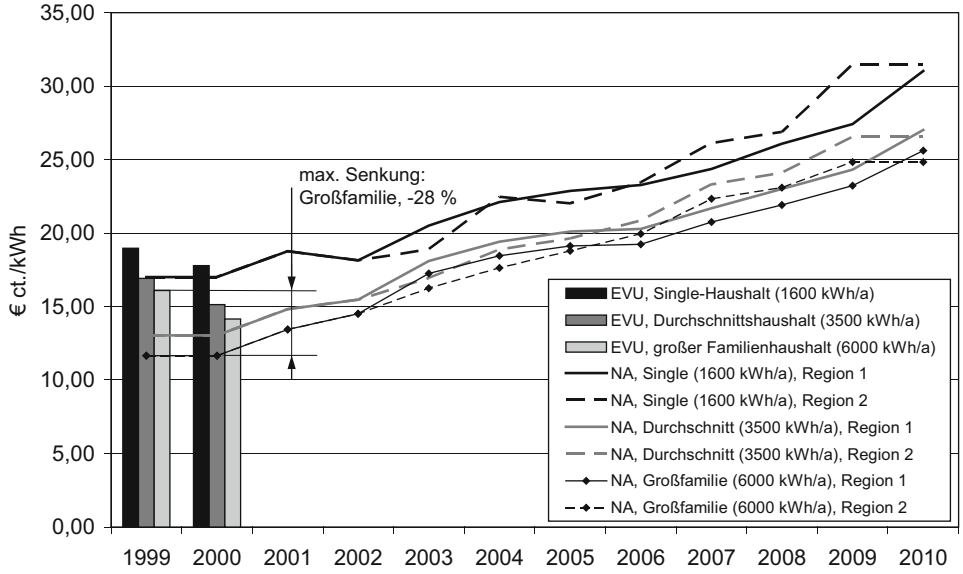


Abb. 3.56 Wechselanteil bei Haushaltskunden in verschiedenen Märkten ((Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015), fortgeschrieben nach (Public Utility Holding Company Act of 1935), Zahlen für 2006 und 2007 aus (Richtlinie 2009a))

stiegen die Preise auf ein Niveau, das Neuinvestitionen im Kraftwerkssektor rechtfertigte. Der weitere Preisanstieg im Jahr 2005 wird allgemein auf die Einbeziehung der Preise für die zu dieser Zeit neu eingeführten CO_2-Emissionszertifikate zurückgeführt.

Uneinheitlich ist die Annahme der Möglichkeiten des liberalisierten Marktes durch die Endkunden. Abb. 3.56 zeigt die Entwicklung der Wechselraten bei Haushaltskunden in verschiedenen liberalisierten Märkten. Deutlich fällt auf, dass die Wahlfreiheit in der Telekommunikation wesentlich stärker genutzt wird als bei den leitungsgebundenen Energien. Ein Grund dafür ist sicherlich die einfache Handhabung im Call-by-Call-Verfahren, für das es in der Elektrizitätswirtschaft kein Analogon gibt. Das Interesse an der Wahl des Elektrizitätslieferanten ist insgesamt niedrig. Selbst die nicht sehr hohen Vorhersagen für den Wechselstand am Ende des Jahres 2000 in Deutschland und Schweden wurden nicht erreicht. Die höheren Raten sowohl im Gas- als auch im Elektrizitätsmarkt Großbritanniens lassen auf eine grundsätzlich andere Haltung der Haushaltskunden zu ihren Versorgern schließen als in Deutschland und Skandinavien, wo, bedingt durch das sehr starke kommunale Engagement in der Versorgung, eine hohe Loyalität zu den Versorgungsunternehmen besteht. Nicht übersehen werden darf außerdem, dass zusätzlich zu den in Abb. 3.56 gezeigten „echten“ Wechseln ein erheblicher Teil der Haushaltskunden bei ihrem alten Lieferanten günstigere Verträge gewählt haben, was effektiv die Zahl der Kunden erhöht, welche die Möglichkeiten der Liberalisierung genutzt haben.

Trotz der geringen Wechselraten im Haushaltskundenbereich sind deshalb die Preisänderungen auch in diesem Segment erheblich. Verbraucherseitig verlief z. B. die Zeit

nach der Marktöffnung in Deutschland folgendermaßen: Gewerbe- und Industriekunden haben sofort Gebrauch von ihrer Wahlfreiheit gemacht – die ausgehandelten Preise lagen bis zu 40 % unter den vor der Marktöffnung gültigen. Grundsätzlich wurden nur noch Verträge mit kurzer Laufzeit abgeschlossen, die zwischenzeitlich oft monatlich neu verhandelt wurden. In diesem Segment war der Markt nach der Öffnung von den Kunden getrieben.

Etwa ein Jahr nach der deutschen Marktöffnung gab es im Sommer 1999 nach einigen erfolglosen Versuchen neuer Anbieter die ersten Angebote für Haushaltskunden, die nicht nur Energie, sondern auch die Netznutzung umfassten und so für die Endkunden erstmals einfach genug und damit praktikabel waren. Das Angebot 19/19 (DM 19 monatliche Grundgebühr und DM 0,19/kWh verbrauchsabhängiger Preis) des ersten bundesweit aktiven Anbieters lag im Durchschnitt 23 % unter den bis dahin gültigen Preisen (Abb. 3.57). Es war selbst beim damaligen, sehr niedrigen Großhandelspreis kaum kostendeckend (Abb. 3.58). Trotzdem blieb die Wechselbereitschaft gering. Bis Mai 2000 hatten nur etwa 200.000 Kunden das Angebot angenommen, bis zum Ende des Jahres 2000 waren es nach weiterer intensiver Werbung rund 800.000. Ein Grund dafür war sicherlich, dass viele lokale Anbieter auf die Angebote der bundesweit agierenden Unternehmen mit Preissenkungen reagierten und so den Wechselanreiz reduzierten. Alles in allem ist festzuhalten, dass der Haushaltskundenmarkt im Gegensatz zum Gewerbe- und Industriekundenmarkt praktisch ausschl. von den Anbietern getrieben ist.

Im Laufe des Jahres 2000 fand auch in diesem Segment, wie bereits beim Großhandel beobachtet, eine Professionalisierung statt, die den Preisverfall beendete. Dies wird an der in Abb. 3.57 gezeigten Preisentwicklung eines sogenannten neuen Anbieters (NA) seit dem Jahre 2001 deutlich. Insbesondere fällt auf, dass der Tarif seit dem Jahre 2003

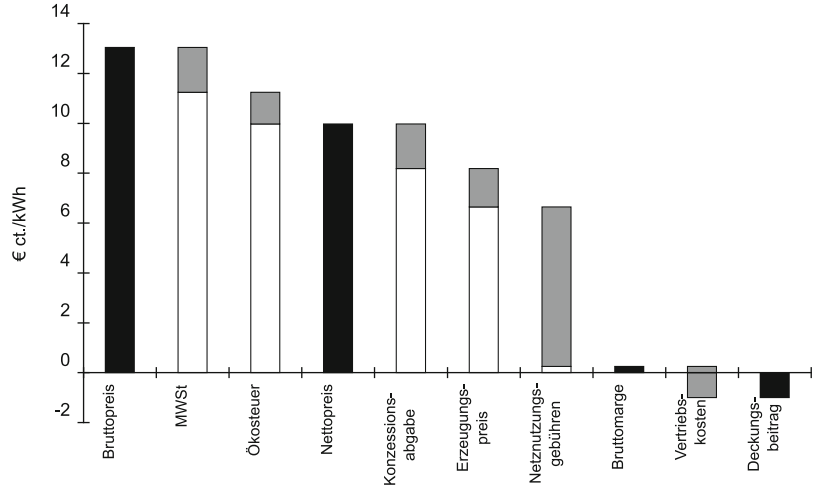


Abb. 3.57 Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland ((Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015) und eigene Recherche, EVU: Energieversorgungsunternehmen, NA: neuer Anbieter)

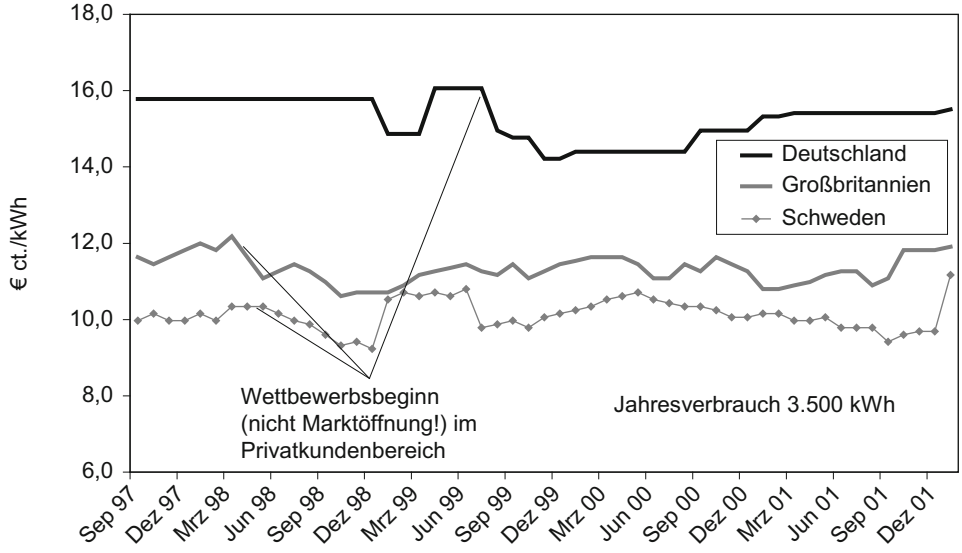


Abb. 3.58 Geschätzte Margen beim Preisniveau eines bundesweit aktiven neuen Anbieters für Haushaltskundenstrom und Großhandelspreisen des Jahres 1999 bei einem Verbrauch von 3500 kWh/a (nach (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2015))

regional differenziert wird. Damit ist es möglich, auf Unterschiede in den Netznutzungsgebühren und auf die regionale Wettbewerbssituation einzugehen. Allerdings setzt dies auch die Bereitstellung geeigneter Informationen durch die Netzbetreiber für ein solchermaßen differenziertes Angebot voraus. Es ist davon auszugehen, dass diese Bedingung in den Jahren bis 2002 nicht ausreichend erfüllt war, weshalb der neue Anbieter in dieser Phase mit einem Einheitstarif operiert hat.

Zusammen mit der von der deutschen Bundesregierung 1999 und 2000 eingeführten Ökosteuer und der Umlage der Förderung von regenerativen Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung auf alle Elektrizitätskunden hat die zunehmende Professionalisierung der Energiedienstleister dazu geführt, dass die Preissenkungen der Jahre 1999 und 2000 für Haushaltskunden seit dem Jahr 2002 praktisch wieder annulliert sind. Außerdem ist zu dieser Zeit der Wettbewerb um Haushaltskunden fast vollständig zum Erliegen gekommen, da die Anbieter nicht mehr willens sind, die angesichts des geringen Interesses der Endkunden unverhältnismäßig hohen Akquisitionskosten zu tragen. Dies ist im Übrigen eine Entwicklung, die auch aus anderen Märkten bekannt ist. Dort findet das Angebot an Haushaltskunden oft nur noch als Verbundvertrieb mit anderen Produkten im sog. Cross-Selling statt.

Abschließend kann nach den bisherigen Erfahrungen gesagt werden, dass die in den Anfangsphasen der Liberalisierung von Elektrizitätsmärkten durchgängig erreichten

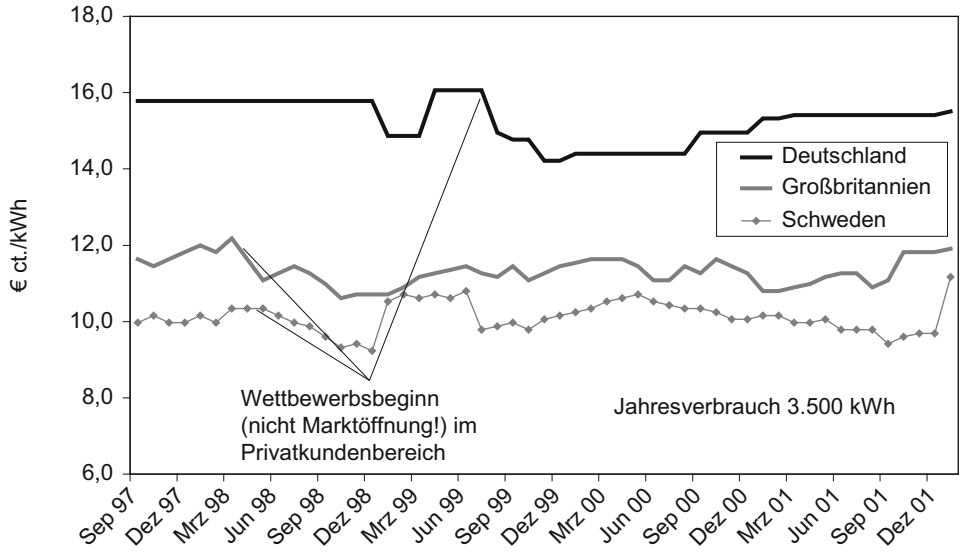


Abb. 3.59 Entwicklung der durchschnittlichen Preise in Deutschland, Schweden und Großbritannien nach Einsetzen des Wettbewerbs im Haushaltskundensektor

Preissenkungen als Beleg angesehen werden können, dass das Ziel der Effizienzsteigerung durch Liberalisierung tatsächlich erreicht wird. Allerdings folgte in allen liberalisierten Märkten auf eine Phase deutlicher Preissenkungen am Anfang ein Wiederanstieg der Preise – für die durchschnittlichen Haushaltskundenpreise in Deutschland, Großbritannien und Schweden zeigt dies beispielhaft Abb. 3.59. Auch wenn hinter dieser Preisentwicklung Treiber stehen können, die nichts mit der Liberalisierung zu tun haben – beispielsweise Steuern und Abgaben oder die Primärenergiepreise -, stellt sich die Frage, ob die Effizienzgewinne nachhaltig sind. Speziell im Hinblick auf den Haushaltskundensektor weisen die insgesamt niedrigen Preissenkungen wie auch die Aufschlüsselung in Abb. 3.58 darauf hin, dass in diesem Sektor der mit Abstand größte Kostenblock die Netznutzungsgebühren sind, die vom direkten Wettbewerbsdruck ausgenommen sind.

In keinem Markt gab es nach der Liberalisierung ernste Probleme bei der Systemführung. Befürchtungen, die Umstellung der zentralen Betriebsplanung auf einen marktwirtschaftlich dominierten Prozess gefährde die Versorgungssicherheit, erwiesen sich zumindest im Hinblick auf den Systembetrieb als gegenstandslos. Allerdings kam es im Jahre 2003 in Nordamerika und verschiedenen europäischen Staaten zu Großstörungen bisher unbekannten Ausmaßes. Die bekanntesten sind der Stromausfall im Nordosten der USA am 14. August und der vollständige Ausfall der italienischen Stromversorgung in der Nacht des 28. September. Die anschließend durchgeführten Analysen belegten neben einer Vielzahl individueller Ursachen die Notwendigkeit leistungsfähigerer Informationssysteme für die Systembetreiber in liberalisierten Märkten und warfen die Frage auf, wie langfristig der angemessene Ausbau der Übertragungsnetze in liberalisierten Märkten sichergestellt werden kann.

3.7.6.2 Übergangseffekte

Neben den im vorangegangenen Abschnitt besprochenen Auswirkungen von Privatisierung und Liberalisierung auf Preise und Kundenverhalten gibt es auch Folgen, die sich aus der Anpassung der vor der Liberalisierung nicht immer ausschließlich nach marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten aufgebauten Versorgungssysteme an die Marktbedingungen ergeben. Diese Übergangseffekte bedeuten meist Härten für einzelne Marktteilnehmer. Teilweise sind sie politisch unerwünscht und rufen Gegenmaßnahmen in Form neuer Gesetze hervor. In diesem Abschnitt werden einige Beispiele solcher Übergangserscheinungen vorgestellt und erläutert, ob und was man gegen sie unternommen hat.

- *„Stranded Investments"*: In vielen Märkten sind in der Monopolzeit langfristige Investitionen, die einer strengen marktwirtschaftlichen Überprüfung nicht standgehalten hätten, entweder im Vertrauen darauf getätigt worden, dass ihre Nutzbarkeit sichergestellt sei, oder weil sie politisch erwünscht waren. Hierzu zählt z. B. der Ersatz der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke nach der Wiedervereinigung, der dazu führte, dass das verantwortliche Unternehmen VEAG im Anschluss außerordentlich hohe Abschreibungen hatte. Speziell im europäischen Umfeld mit deutlicher Überkapazität in der Erzeugung wäre eine solche Entscheidung unter Wettbewerbsbedingungen sicher nicht getroffen worden. Die politischen Reaktionen auf solche Situationen sind unterschiedlich: In den USA sind den betroffenen Unternehmen in einem Übergangszeitraum die Stranded Investments erstattet worden. Die dazu benötigten Mittel wurden als Aufschlag auf den Strompreis erhoben. Dies führte dazu, dass viele Kunden in der Übergangszeit höhere Strompreise hatten als vor der Liberalisierung. Auch in anderen Ländern wird die staatliche Übernahme der Stranded Investments diskutiert. In Deutschland wurde, obwohl das Problem, wie obiges Beispiel zeigt, durchaus existierte, zunächst kein Eingriff vorgesehen. Später wurde den betroffenen Unternehmen eine beschleunigte Abschreibung zugestanden. Da dies auch höhere Kosten bedeutete, wurde diese Regelung mit einem befristeten Wettbewerbsschutz für das Versorgungsgebiet kombiniert. Deren Einhaltung war jedoch unter den Randbedingungen des bereits etablierten Wettbewerbs nicht mehr sicherzustellen, so dass sich das Maßnahmenpaket letztlich als wenig wirksam erwies.
- *Ausbau des Kraftwerkparks in Europa:* In einem funktionierenden Wettbewerbsmarkt stellt sich die Produktionskapazität so ein, dass die am wenigsten eingesetzten Anlagen mit ihrer Auslastung gerade noch ihre Fixkosten decken können. Weitere Zubauten finden nur statt, wenn die Einsparung an variablen Kosten die Neuinvestition rechtfertigt. Im europäischen Erzeugungssektor war allerdings unter Monopolbedingungen eine deutlich höhere Kapazität installiert worden als demnach zu rechtfertigen gewesen wäre – teilweise aus nationalen Sicherheitserwägungen, teilweise, weil Anlagen, die eigentlich nicht mehr wettbewerbsfähig waren, nicht stillgelegt wurden. Nach der Marktöffnung gab es deshalb eine den Markt prägende Anzahl alter, vollständig abgeschriebener Anlagen, die zwecks wenigstens partieller Deckung ihrer Fixkosten ihre Kapazität nahe an den Grenzkosten angeboten haben. Damit ließen sie keinen Raum für Investitionen in neue, modernere Anlagen. Untersuchungen aus der Zeit der Marktöffnung kamen zu dem Ergebnis, dass es rund 10 Jahre dauern würde, bis durch

Stilllegungen das eingangs beschriebene Gleichgewicht erreicht werde und an sich normale Modernisierungsinvestitionen wieder finanzierbar sein würden (Gesetz zur Neuregelung 2004). Dieser Vorgang ist ein normaler Anpassungsprozess, der beim Übergang zu einem Wettbewerbsmarkt erforderlich ist. Die Preisentwicklung an den europäischen Großhandelsmärkten für elektrische Energie seit dem Jahre 2003 (s. Abb. 3.55) hat im Übrigen zur Folge gehabt, dass die Erneuerung des Kraftwerksparks deutlich früher begonnen hat als zu Beginn der Liberalisierung erwartet.

- *Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung und regenerativen Energien in Deutschland:* Spätestens seit der Ölkrise in den 70er-Jahren ist in Deutschland der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung politisch stark vorangetrieben worden. Dabei sind mitunter auch Anlagen gebaut worden, die einer wirtschaftlichen Überprüfung unter Wettbewerbsbedingungen nicht standhalten. Kraft-Wärme-Kopplung stand auf der Wärmeseite auch schon vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarkts im Wettbewerb, der den Preis für die Wärmeabgabe bestimmte. Der Strompreis konnte im Monopolmarkt dazu genutzt werden, die Gesamtwirtschaftlichkeit sicherzustellen. Diese Möglichkeit besteht im liberalisierten Markt nur noch, falls der so erzielte Strompreis wettbewerbsfähig ist. Das war zwar grundsätzlich möglich, traf aber nicht auf alle gebauten Anlagen zu. Noch schwieriger war die Situation bei Windkraft- und Solarenergieanlagen, die zur Monopolzeit dadurch unterstützt wurden, dass die Versorgungsunternehmen zur Abnahme der erzeugten Energie auf Kostenbasis verpflichtet waren – eine Vorgehensweise, die einzelne Unternehmen stark belastete und sich somit nicht mit dem in Wettbewerbsmärkten unerlässlichen Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit verträgt.

  Für beide Fälle hatte der deutsche Gesetzgeber in der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes von 1998 keine Vorkehrungen getroffen, weshalb betroffene Erzeugungsanlagen nach der Marktöffnung erhebliche wirtschaftliche Probleme hatten. Als Gegenmaßnahme traten Anfang 2000 Gesetze zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Gesetz) (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 2000) und erneuerbaren Energiequellen (EEG) (Drake et al. 2000) in Kraft.
  Beide Gesetze schreiben vor, dass die Netzbetreiber Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien abnehmen müssen – und zwar alle, unabhängig davon, ob es in ihrem Netz überhaupt Einspeisung gibt. Die bundesweite Erzeugung aus den unterstützten Anlagen wird so auf alle Netze verteilt, die entstehenden Kosten über die Netznutzungsgebühr an die Endkunden weitergegeben. Praktisch bedeutet dies, dass der Wettbewerbsmarkt um die Erzeugung der unterstützten Anlagen verkleinert wird, dass aber kein Anbieter im Wettbewerbsmarkt benachteiligt wird.

  Unterschiede zwischen den beiden Gesetzen gab es in der Dauer der Unterstützung: Das ursprüngliche KWK-Gesetz war bis max. Ende 2004 befristet, die Unterstützung von KWK-Anlagen wurde bis dahin jährlich verringert. Damit handelte es sich zunächst um ein typisches Gesetz zur Förderung einer Anpassung, dessen Anlass idealerweise während der Laufzeit entfällt. Das erste KWK-Gesetz wurde zum 1. April 2002 durch ein neues KWK-Gesetz (Energiewirtschaftsgesetz 2005) abgelöst, das im Rahmen des Nationalen Klimaschutzprogramms der Bundesrepublik Deutschland die weitere, differenzierte Förderung ausgewählter KWK-Technologien regelte. Dies

stellte den Übergang von einem Anpassungsgesetz zu einem Technologiefördergesetz dar.

Das Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien war von vorneherein nicht zeitlich befristet, und es gibt auch keinen fest vorgeschriebenen Reduktionsmechanismus der Förderung. Stattdessen ist ihre regelmäßige Überprüfung und Anpassung an den technischen Fortschritt vorgesehen, im Zuge derer das Gesetz 2004 (Gesetz zum Schutz 2000) und 2009 (Baumol 1977) überarbeitet wurde. Damit handelt es sich hier um ein typisches Fördergesetz, das eigentlich keinen liberalisierungsbedingten Übergang steuert. Hervorzuheben ist allerdings im Hinblick auf den liberalisierten Markt, dass die Novelle des Jahres 2009 erstmals die Option der Direktvermarktung enthält, die es dem Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie ermöglicht, sein Produkt im Wettbewerbsmarkt zu vermarkten statt die Abnahmegarantie zu nutzen. Damit wurde die Integration des seit Einführung des Gesetzes stark gewachsenen Sektors geförderter erneuerbarer Energien in den liberalisierten Markt eingeleitet. Bereits 2004 waren Anreize und auch Verpflichtungen für die Beteiligung des neuen Erzeugungssektors an den Systemdienstleistungen, speziell an der Bereitstellung von Kurzschlussleistung, eingeführt worden.

Die Beispiele haben verdeutlicht, welche Arten von Übergangseffekten nach Liberalisierungen auftreten und wie damit umgegangen wird. Da die Übergangseffekte grundsätzlich sehr marktspezifisch sind, gibt es viele weitere Beispiele. Allen gemeinsam ist, dass die Gegenmaßnahmen oft reaktiv sind, weil nicht alle unerwünschten Entwicklungen vorhergesehen werden können. Deshalb ist jede Liberalisierung in ihren ersten Jahren auch mit starker Re-Regulierung verbunden. In diesem Prozess werden politische Ziele, die unter Monopolbedingungen verhältnismäßig einfach vorgegeben werden konnten, in marktverträgliche Regeln „übersetzt“.

3.7.7 Ausblick auf Anforderungen in Elektrizitätsversorgungssystemen mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energiequellen – Smart Grids in liberalisierten Märkten

Im Zuge der weltweiten Anstrengungen, die Auswirkungen der anthropogenen Kohlendioxidemissionen auf das Klima zu begrenzen, haben viele Länder ehrgeizige Pläne für den Ausbau des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Elektrizitätsversorgung verabschiedet. Beispielsweise strebt die Europäische Union an, im Jahre 2020 20 % ihres Gesamtenergiebedarfs aus erneuerbaren Quellen zu decken. In der elektrischen Energieversorgung soll der Anteil sogar bei über 30 % liegen (Richtlinie 2009a). Den wesentlichen Anteil des Ausbaus sollen dabei Wind und Sonnenenergie stellen. Dies wird weitreichende Konsequenzen für die Systeme der elektrischen Energieversorgung haben:

- Die meisten erneuerbaren Energiequellen sind standortgebunden. Insbesondere die großen Vorkommen von Wind- und Wasserkraft finden sich häufig fernab von den

Verbrauchszentren. Dies erhöht den Bedarf an Leistungsferntransporten, was speziell in Systemen, die in der Vergangenheit überwiegend aus thermischen Kraftwerken versorgt wurden, weitreichenden Umgestaltungsbedarf in den Übertragungsnetzen nach sich zieht.

- Der zweite Trend, der aus Standortbindung, schlechter Transportierbarkeit des Primärenergieträgers oder im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung des Nebenprodukts Wärmeenergie folgt, ist die Dezentralisierung der Erzeugung.
- Die dritte Folge des starken Ausbaus vor allem solcher Energiequellen, deren Leistungsabgabe stark schwankt, wird eine grundlegende Änderung der Betriebsführung der Systeme der elektrischen Energieversorgung sein. Dies sei am Beispiel der Situation in Deutschland verdeutlicht: Ende 2009 waren dort Windenergieanlagen mit einer Leistung von gut 25.000 MW installiert, bei einer Lastspitze von rund 80.000 MW. Diese Anlagen deckten 8 % des Energiebedarfs, insgesamt trugen erneuerbare Energien mit 16 % zur Lastdeckung bei. Da Windenergie den größten Teil der verbleibenden rund 15 % stellen soll, die für die auch in Deutschland bis zum Jahr 2020 angestrebten gut 30 % fehlen, ist absehbar, dass die Elektrizitätsversorgungssysteme zu diesem Zeitpunkt in der Lage sein müssen, zeitweise mit einer vollständigen Lastdeckung aus erneuerbaren Quellen zu operieren.

Für die Funktionsweise liberalisierter Elektrizitätsmärkte sind vor allem die beiden letztgenannten Punkte relevant, da der erste vollständig innerhalb der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber liegt und insofern, die richtigen Investitionsanreize vorausgesetzt, dort beachtet werden wird. Sowohl der Zuwachs der dezentralen Erzeugung als auch der Ausbau stark schwankender erneuerbarer Energiequellen führen dagegen zur Notwendigkeit einer viel stärkeren informationstechnischen Integration über das gesamte System der Elektrizitätsversorgung und -nutzung, die unter dem Oberbegriff *Smart Grids* zusammengefasst wird. Diese Entwicklung steht prinzipiell im Konflikt zum Aufbrechen der Wertschöpfungskette, das von der Liberalisierung gefördert, aber auch benötigt wird.

Dezentrale Erzeugungseinheiten werden bis heute nahezu ausschließlich ohne Beeinflussungsmöglichkeit durch den Systembetreiber betrieben, üblicherweise liegen ihm nicht einmal Informationen über die installierten Einheiten vor. Sie unterliegen auch nicht den Anforderungen, die an Erzeuger im liberalisierten Markt gestellt werden, sondern werden überwiegend als Teil der Verbraucher behandelt. Dies alles führt dazu, dass sie aus Sicht des Systembetreibers als Veränderung der Nettolast wirken, deren Bandbreite und Volatilität damit zunimmt. Das Ausbalancieren dieser Nettolast findet aber unverändert durch den verbleibenden konventionellen Erzeugungspark statt. Bereits der Abschlussbericht der UCTE zur Großstörung in der Nacht vom 4. auf den 5. November 2006 (Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) 2007) wies die unerwartet hohe Anzahl installierter dezentraler Erzeugungseinheiten und ihr unbeeinflussbares Verhalten in der Störungssituation als ein wesentliches Erschwernis für die Wiederherstellung des ungestörten Systembetriebs aus. Bei einem weiteren Ausbau dezentraler Erzeugung wird man nicht umhin kommen, diese Einheiten in die Systembetriebsführung einzubeziehen und viele der Regeln, die heute schon für die großen Erzeuger gelten, sinngemäß auf sie zu übertragen. Die technischen Lösungen dafür werden sich dennoch grundlegend von den heute im Erzeugungssystem eingesetzten

unterscheiden, denn einerseits ist die Anzahl der einzubindenden Einheiten um mehrere Größenordnungen höher, und andererseits werden dezentrale Erzeuger meist nicht über Fachleute für die Mitwirkung im Elektrizitätsmarkt verfügen. Aus beiden Gründen müssen die zu entwickelnden Lösungen hochgradig standardisiert und automatisiert sein.

Die komplexeste Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungssysteme betrifft die Betriebsführung. Eine weitestgehende Lastdeckung aus erneuerbaren Quellen impliziert, dass keine oder nur noch sehr wenige thermische Kraftwerke zur kurzfristigen Ausregelung des Gleichgewichts aus Last und Erzeugung zur Verfügung stehen. Ein Beitrag zur Lösung dieses Problems wird aller Voraussicht die Einbeziehung dezentraler Erzeuger und der Verbraucher in diesen Ausgleich sein. Damit können zum einen schnelle Änderungen auf der Erzeugungsseite aufgefangen werden und zum anderen auch Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Quellen, die über die unbeeinflusste Last hinausgehen, zumindest teilweise genutzt werden. Alle Verbraucher, die Speicher als Teil ihrer Funktion haben, bieten sich dafür prinzipiell an, beispielsweise Kühlgeräte, Klimaanlagen, elektrische Heizungen oder die künftig verstärkt erwarteten Elektrofahrzeuge.

Die Nutzung dieser Möglichkeit stößt allerdings im Hinblick auf die liberalisierten Elektrizitätsmärkte auf zwei Hindernisse: Zunächst wird eine geeignet leistungsfähige Informationsinfrastruktur benötigt, welche die Einbindung auch kleinster Marktteilnehmer in die Systembetriebsführung wirtschaftlich zulässt. Dazu müssen Rahmenbedingungen für eine Marktrolle geschaffen werden, für die der Aufbau und der Betrieb einer solchen Informations-Marktrolle ausreichend attraktiv ist.

Vor dem Schaffen der Rahmenbedingungen für Aufbau und Betrieb dieser Infrastruktur muss ihre Funktion spezifiziert werden. Die Einbeziehung von dezentralen Erzeugungseinheiten und Verbrauchern in die Systembetriebsführung wird zu Konflikten zwischen den Marktteilnehmern führen: Beispielsweise wird ein dezentraler Erzeuger – genau wie ein traditioneller – daran interessiert sein, seine Anlagen entsprechend seiner wirtschaftlichen Optimierung zu betreiben. Aus demselben Grund wird ein Energiedienstleister, so er technisch dazu imstande ist, den Verbrauch seiner Kunden zu erhöhen versuchen, wenn er gerade günstige Erzeugungskapazität hat, z. B. wegen Überangebots aus erneuerbaren Quellen. Beides kann aber im Konflikt zu den Möglichkeiten des Netzes stehen, und zwar sowohl des Übertragungsnetzes – das ist eine bekannte Aufgabenstellung, die im Zuge der bereits etablierten Abstimmungsprozesse mit dem Systembetreiber gelöst wird – als auch des Verteilungsnetzes – das ist eine völlig neue Aufgabe. Prinzipiell gibt es diese Konflikte auch heute schon, aber ausschließlich im Umfeld des Systembetreibers. Deshalb gibt es auch Lösungsansätze dafür, allerdings gilt hier dasselbe wie bereits bei der Einbindung dezentraler Erzeuger diskutiert: Die um Größenordnungen über dem bisher üblichen liegende Anzahl der Teilnehmer und der niedrigere Professionalisierungsgrad der Teilnehmer erfordern hochgradig standardisierte, automatisierte und robuste Prozesse.

Smart Grids sind deshalb nicht nur eine technische Herausforderung, sondern sie erfordern gleichzeitig eine Weiterentwicklung der Struktur und der gesetzlichen Rahmenbedingungen der liberalisierten Elektrizitätsmärkte. Neue Aufgaben müssen entweder innerhalb der bestehenden oder in neu zu schaffenden Marktrollen gelöst werden, die Grenzen zwischen den Marktrollen werden im Detail teilweise neu gezogen werden müssen.

3.8 Risikomanagement in der Elektrizitätswirtschaft

Das Risikomanagement hat die Aufgabe, die wirtschaftlichen Tätigkeiten des Unternehmens mit der Risikobereitschaft des bzw. der Eigentümer in Einklang zu bringen. Ein umfassendes Risikomanagement bedingt, dass neben der operativen Tätigkeit auch die Unternehmensstrategie und deren Umsetzung einbezogen werden. Die Umsetzung erfolgt i. d. R. über Projekte.

Vor diesem Hintergrund wurde der aktuelle Stand (April 07) von Wissenschaft und Praxis des Konzernrisikomanagements analysiert und in diesem Kapitel zusammengefasst, wobei bei der Erstellung ausschließlich die geltenden gesetzlichen Regelungen in der Schweiz berücksichtigt wurden. Die praktischen Beispiele basieren auf den Arbeiten der Cigré-Task Force 38-05-12 (CIGRE 2001).

Wird das Risikomanagement aufgebaut, drängt sich die folgende Reihenfolge auf:

1. Definition und Umsetzung des Risikomanagement Prozesses. Er garantiert, dass die Risiken identifiziert, bewertet, gesteuert und überwacht werden. Dieser Prozess kann sowohl für die operative Tätigkeit, die Unternehmensstrategie und für die Projekte angewendet werden.
2. Absicherung der aggregierten Unternehmensrisiken mit Risikokapital und risikoorientierte Ertragssteuerung von operativen Einheiten. Dabei wird i. d. R. der Bezug auf ein Geschäftsjahr gemacht.
3. Definition und Umsetzung von weiteren Themen des Risikomanagements wie: Erhöhung der Planungssicherheit, Erhöhung des Zielerreichungsgrades und das Chancenmanagement

3.8.1 Anforderung an die Unternehmensführung

(2008) sind für die Schweiz keine gesetzlichen Regelungen bekannt, die der Elektrizitätswirtschaft vorschreiben, dass sie ein Risikomanagement zu betreiben hat bzw. wie dieses ausgestaltet sein muss. Geprüft wurden insbesondere das Schweizer Obligationenrecht, SWISS GAAP FER, SWX Richtlinien und IAS/IFRS. Es gibt jedoch eine gültige (SWX RLCG) und zwei in 2007 (IFRS 7) und 2008 (OR) gültig werdende Veröffentlichungsvorschriften, wonach die Unternehmen im Anhang zum Jahresabschluss Angaben zu ihrer Risikoposition machen muss. Gleichzeitig muss sie angeben wie mit diesen Risiken umgegangen wird.

Die Idee dahinter ist, dass Risikomanagement immer individuell auf die Gegebenheiten eines Unternehmens zugeschnitten sein muss. Es kann nicht durch allgemein gültige Gesetze geregelt werden. Durch die Veröffentlichungsvorschriften soll über den Markt Druck auf die Unternehmen ausgeübt werden, ein für alle Stakeholder des Unternehmens angemessenes Risikomanagement einzuführen. Wenn Unternehmen relevanten Risiken unterliegen, jedoch angeben, dass diese nicht gemanaged werden, sollen Banken, Investoren und Aktionäre auf ein geeignetes Risikomanagement hinwirken.

Für ein Unternehmen bedeutet dies, dass sie aus den geltenden und kommenden Veröffentlichungspflichten nur Minimalanforderungen für ihr Risikomanagement ableiten kann. Wichtiger ist in Abstimmung mit Ihren Stakeholdern (Aktionäre, Banken, Kunden, Mitarbeitern, etc.) eine angemessene Risikostrategie zu erstellen und umzusetzen.

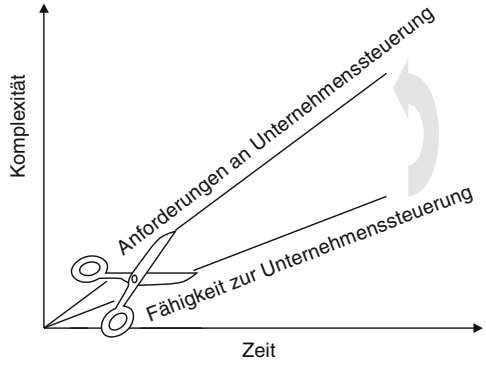
Risikomanagement bringt Transparenz in das was wir tun und hilft dem Management und den Mitarbeitern sich vor unliebsamen Überraschungen zu schützen

3.8.2 Enterprise Risk-Management (Theorie)

Bei Energieversorgern entwickelt sich Risikomanagement traditionell zunächst in Form von Insellösungen in einzelnen Geschäftsfeldern und für einzelne Risikoarten. Das Marktpreis- und Kreditrisiko im Handel wird meist als erstes gemanaged. Ähnliche Risiken in anderen Geschäftsbereichen werden jedoch entweder gar nicht oder über andere Ansätze/Methoden gemanaged. Es erfolgt keine Aggregation der Risiken und damit kein portfolioorientiertes managen der Gesamtrisikosituation eines Unternehmens (Abb. 3.60).

Der aktuelle Trend im Risikomanagement geht zu so genannten Enterprise Risk Management Ansätzen. Dabei werden alle Risiken eines Unternehmens, egal welcher Risikoart und aus welchem Geschäftsfeld, erfasst, einheitlich bewertet unter Berücksichtigung von Portfolioeffekten aggregiert und ganzheitlich gemanaged.

Im Jahre 2004 hat „The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission“ (COSO) ein Enterprise Risk Management Framework heraus gegeben. Die COSO ist eine private Kommission, die das Ziel hat die Qualität des Finanzreportings



- Steigende **Komplexität** und **Wettbewerbsintensität** (Technologie und Marktöffnung)
- Höhere Anforderungen an **Transparenz** und **Kontrollsystem** (nationale Gesetzgebung, Bankenaufsicht)
- Zunehmende **Wertorientierung** (Kapitalrentabilität, Shareholder-Value-Orientierung)
- Wachsende **Kapitalmarktorientierung** (Rating)
- **Rechnungslegungssdandards** (IAS, IFRS)
- **Steuerrechtliche Implikationen** (Transfer Pricing, internationaleTätigkeiten)

Abb. 3.60 Risikomanagement hilft, die Schere zwischen Anforderung und Fähigkeiten der Unternehmenssteuerung zu schliessen

durch ethisches Verhalten im Geschäftsleben, effektive interne Kontrollen und Corporate Governance zu verbessern.

Was Enterprise Risk Management ausmacht kann am Besten anhand der Definition der COSO erläutert werden.

Definition von Enterprise Risk Management (ERM) gemäss COSO
Ein Prozess beeinflusst vom Vorstand eines Unternehmens, dem Management sowie dem übrigen Personal, angewandt in der Strategiefestlegung und im ganzen Unternehmen, designed, um mögliche Ereignisse, die das Unternehmen beeinflussen zu identifizieren.

Stellt einen Rahmen auf, um Risiken eines Unternehmens so zu managen, dass sie den definierten Risikoappetit nicht überschreiten und bietet angemessen Sicherheit hinsichtlich der Erreichung der Unternehmens-Ziele."

ERM ist ein Prozess, d. h. keine Einmalaktion, sondern eine Serie von Handlungen, die in alle wichtigen Steuerungs-, Management-, und operativen Prozesse des Unternehmens integriert sein sollte. Durch ERM werden Risiken bei der Bewertung strategischer Alternativen über den Planungsprozess, die Kapitalallokation bis hin zur Produktion berücksichtigt. ERM muss vom Vorstand bis zum Mitarbeiter eines Unternehmens gelebt werden. ERM erfordert eine Portfoliobetrachtung aller Risiken des Unternehmens und sorgt dafür, dass sie im Rahmen des strategisch definierten Risikoappetits bleiben. Gut designed und durchgeführt, hilft ERM der UL die Unternehmensziele mit angemessener Sicherheit zu erreichen.

Ein integriertes Risikomanagement liegt vor, wenn sämtliche Risiken in einem Unternehmen über alle Geschäftsfelder und Risikoarten hinweg konsistent bewertet, unter Berücksichtigung von Korrelationen aggregiert, gemanaged und berichtet werden. Integriertes Risikomanagement bedeutet nicht zentralisiertes Risikomanagement. Auch bei einem integrierten Risikomanagement sind die Geschäftsfelder weiterhin an der Identifikation, Bewertung und dem Management von Risiken beteiligt. Es gibt jedoch eine zentrale Instanz über den Geschäftsfeldern, die die Daten nutzt, um eine integrierte Perspektive auf die Unternehmensrisiken zu erzeugen.

3.8.2.1 Nutzen von ERM

Integriertes Risikomanagement bietet gegenüber einem auf Insellösungen für einzelne Risikoarten oder Geschäftsfelder basierenden Risikomanagement folgende Vorteile:

Ausnutzung von Portfolioeffekten

Netting Wenn ein Geschäftsfeld eine long Position von 1 TWh hat und ein anderes 1 TWh short ist, dann entstehen unnötige Absicherungskosten, wenn beide Geschäftsfelder ihre Risiken getrennt absichern. Bei einem integrierten Risikomanagement werden diese Risiken konsolidiert und nur das verbleibende Risiko (in diesem Fall: 0) abgesichert.

Diversifikation Aufgrund von Korrelationen kann das Gesamtrisiko eines Unternehmens wesentlich geringer sein, als die Summe seiner Einzelrisiken. Ohne integriertes Risikomanagement kann zwar jedes Einzelrisiko eines Unternehmens optimal abgesichert sein, das Gesamtrisiko jedoch nicht. Es besteht die Gefahr, dass Risikokapital ineffizient eingesetzt wird. Die Quantifizierung der Korrelationen zwischen verschiedenen Einzelrisiken befindet sich jedoch noch in einem frühen Stadium.

Relative Risikoeinschätzung Erst durch die integrierte Sicht auf die Unternehmensrisiken kann ein Unternehmen erkennen welche Risiken besonders wichtig sind, um sich auf deren Management zu konzentrieren.

Geschäftsfeldübergreifende Kommunikation Ein integriertes Risikomanagement legt den Grundstein für ein unternehmenseinheitliches Verständnis und Management von Risken und Chancen.

Vermeidung von ungewollten Risiken Handel und Vertrieb arbeiten z. T. mit denselben Gegenparteien. Wird einer Gegenpartei im Handel aufgrund einer Bonitätsanalyse ein Maximales Limit x eingeräumt, so muss sichergestellt werden, dass dieses Limit nicht durch Geschäfte im Vertrieb überschritten wird. Eine zentrale RM Instanz kann hier Prozesse aufsetzen durch die Maximallimite für Einzelkunden auf die Geschäftsfelder aufgeteilt und getrennt überwacht werden.

Besseres Risikomanagement bei Geschäftsfeldübergreifenden Risiken Nur eine zentrale RM Instanz kann Massnahmen zur Reduktion der Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe von Risiken, die mehrere Geschäftsfelder betreffen koordinieren.

Kostenvorteile durch Abstimmung mit IKS und anderen gesetzlichen/regulatorischen Anforderungen Ein integrierter Risikomanagement Ansatz kann gesetzliche Vorschriften sowie das IKS berücksichtigen und verhindert damit verschiedene Insellösungen mit sich überschneidenden Aktivitäten.

3.8.2.2 Risikopolitik

Die Risikopolitik ist ein Konzept in dem die Rahmenbedingungen für ein effizientes Risikomanagement in einem Unternehmen festgelegt werden. Die Risikopolitik stellt sicher, dass alle Risiken unternehmensweit nach einheitlichen Richtlinien gemanaged werden. Abhängig vom Unternehmen kann es eine Konzern-Risikopolitik geben und dann eine je Geschäftsfeld, die die Behandlung aller Risikoarten des Geschäfstfeldes regelt, oder eine je Risikoart über alle Geschäftsfelder hinweg. Auch Mischformen sind denkbar. Über die Konzernrisikopolitik oder über die Koordination durch das Konzernrisikomanagement muss jedoch sichergestellt werden, dass gleichartige Risiken konzernweit einheitlich gemanaged werden.

Die Risikopolitik beschreibt z. B.:

- Den Prozess für die Festlegung des Risikoappetits
- Den quantifizierten Risikoappetit
- Die aus dem Risikoappetit abgeleitete Limitstruktur (Limitenbaum)

- Die Organisationsstruktur des Risikomanagements inkl. Rollen und Verantwortlichkeiten
- Den Prozess zur/zum Risikoidentifikation, Risikobewertung, Risikoaggregation, Risikomanagement, Risikoüberwachung, Risikoreporting

Durch die Dokumentation der Limitenstruktur delegiert die Risikopolitik die Autorität Risiken einzugehen auf die einzelnen Organisationsstufen, was eine ihrer wichtigsten Aufgaben ist.

Da der Risikoappetit und die Ableitung der Limitstruktur eher zu den Rahmenbedingungen des Risikomanagements zählen werden sie nachfolgend beschrieben. Die Risiko Governance Struktur und die Elemente des Risikomanagement Prozesses werden weiter unten in eigenen Kapiteln beschrieben.

Risiko Appetit & Risiko Tragfähigkeit Die reale Welt ist eine Welt von Risiken. Jede Aktivität ist mit Risiken verbunden. Risiken können durch den bewussten Umgang mit ihnen zwar reduziert werden, es gibt allerdings keine 100 % ige Sicherheit, dass ein gesetztes Ziel erreicht wird.

Der Mensch verhält sich normalerweise risikoscheu. Dieses risikoaverse Verhalten hatte im Überlebenskampf der früheren Generationen eine große Bedeutung und blieb durch die natürliche Auslese erhalten. Im heutigen Wirtschaftsgeschehen lässt sich die Risikoaversion durch die niedrige Rendite bei sehr sicheren Anlagen erkennen. Zum Beispiel wird das Risiko einer Geldanlage über die Bonität oder das Rating des Schuldners eingeschätzt. Der Geldgeber verzichtet anscheinend gerne auf einige Renditeprozente, wenn das Rating des Schuldners hoch ist.

Risikoaverse Unternehmen gehen Risiken ein, um Rendite zu erwirtschaften und den Unternehmenswert zu steigern. **Risiko Tragfähigkeit** ist die Menge an Risiko, die ein Unternehmen maximal eingehen kann ohne in Existenzgefahr zu geraten. Sie ist begrenzt durch das Eigenkapital und die Liquidität, die zur Deckung von Verlusten aus eintretenden Risiken vorhanden ist.

Zum Eigenkapital zählt dabei i. d. R. das gezeichnete Kapital, die Kapital- und Gewinnreserven sowie der Jahresgewinn. Zur Liquidität können alle Aktiva gezählt werden, die innerhalb einer bestimmten Frist liquidierbar sind. Die Frist sollte so gewählt werden, dass die Zeit bis zu der genügend neues EK (Kapitalerhöhung) oder Fremdkapital (Anleihenemission) beschafft werden kann überbrückt wird (z. B. 6 Monate bis ein Jahr). Zusätzlich sollte auf die Fristigkeiten geachtet werden nach denen die Liquidität zur Verfügung steht. Zwar ist nicht damit zu rechnen, dass alle Risiken an einem Tag eintreten, der Ausfall einer grossen Gegenpartei kann jedoch auch kurzfristig zu grösserem Kapitalbedarf führen. Zur verfügbaren Liquidität zählen z. B.: Kurzfristige Festgelder, unausgenutzte Kreditlinien, kurzfristig einräumbare neue Kreditlinien, das Working Capital (Forderungen aus Lieferungen und Leistungen – Verbindlichkeiten LuL + Kassenbestand), der Cash flow. Bei Banken wird das zur Risikoabsicherung benötigte Kapital als ökonomisches Kapital bezeichnet. Im Folgenden wird der Begriff Risikokapital für die zur Risikoabsicherung benötigte Liquidität und das EK verwendet.

Risiko Appetit ist die Menge an Risiko, die ein Unternehmen im Streben nach Rendite bereit ist einzugehen. Der Risikoappetit sollte nie grösser als die Risikotragfähigkeit sein,

da das Unternehmen ansonsten einer Konkursgefahr ausgesetzt ist. Eintretende Risiken könnten nicht durch vorhandene Liquidität und/oder EK gedeckt werden und das Unternehmen wird Illiquide oder überschuldet und muss Konkurs anmelden.

Der Risiko Appetit ist eng mit der Unternehmensstrategie verbunden. Er muss zu der durch die Strategie angestrebten Rendite passen. Passt der Risikoappetit nicht zur Strategie kann es sein, dass ein Unternehmen zu wenig Risiken eingeht, um seine strategischen Ziele zu erreichen oder umgekehrt unnötig hohe Risiken akzeptiert. Oft gibt es mehrere Strategien, um geplante Wachstums- und Renditeziele eines Unternehmens zu erreichen. Der definierte Risikoappetit kann dann im Strategiefindungsprozess helfen eine Strategie auszuwählen, die die Unternehmensziele innerhalb des gewünschten Risikoappetits erreicht.

Umgekehrt können sich aus der Unternehmensstrategie Aspekte des Risikoappetits sowie der Risikostrategie ergeben.

Beispiel[2]

Betrachtet man einen Independent Power Producer (IPP) und einen Energie Händler mit Produktionsstätte so lassen sich aus den unterschiedlichen Unternehmensstrategien Rückschlüsse auf den Risikoappetit ziehen. Beide Unternehmen unterliegen auf der Beschaffungsseite dem Marktpreisrisiko für Brennstoffe und auf der Absatzseite dem Marktpreisrisiko des Strompreises. Ausserdem unterliegen beide operativen Risiken, die zu einem Ausfall ihres Kraftwerks führen können.

IPPs sichern ihr Marktpreisrisiko i. d. R. durch langfristige Bezugs- und Absatzverträge weitestgehend ab. Die Marge, die sie aus Ihren Absatzverträgen erzielen können hängt i. d. R. davon ab, dass ihre Kraftwerke die vereinbarten Verfügbarkeiten und Effizienzgrade erreichen. Ein unerwarteter Kraftwerksausfall würde zu einem Margenverlust führen. Aus der Unternehmensstrategie eines IPP lassen sich Aussagen für seine Risikostrategie und den Risikoappetit ableiten. Durch die Art wie IPPs ihr Geschäft betreiben streben sie stetige, wenig volatile Ergebnisse an, die mit der hinzugefügten Kraftwerkskapazität wachsen. Die Unternehmensstrategie führt zu einem hohen Risikoappetit für operative Risiken und zu einem geringen Risikoappetit für Marktpreisrisiken.

Anders sieht es bei dem Händler mit Produktionsstätte aus. Er versucht durch die Handelsfunktion seine Kraftwerkskapazität optimal zu veräussern und unterliegt dadurch voll den Marktpreisrisiken. Da er seine Kraftwerkskapazität nicht durchgehend voll verkauft hat unterliegt er weniger stark operativen Risiken. Die gefahrene Unternehmensstrategie führt zu volatileren Ergebnissen und zu einem höheren Risikoappetit für Marktpreisrisiken als beim IPP.

Bestimmung des Risikoappetits Der Risikoappetit sollte von der UL definiert und vom VR bestätigt werden. Eine Faustregel für die Festlegung des Risikoappetits (z. B. x % des EK) existiert nicht.

Der Risikoappetit eines Unternehmens sollte über einen kombinierten Top-down/Bottom-up Ansatz mit mehreren Iterationen festgelegt werden.

[2] Vgl. CCRO ERM White Paper 2006, S. 73 f.

Startpunkt sollte eine Bottom-up Erhebung der bestehenden Risiken je Geschäftsfeld sein. Werden alle Risiken je Geschäftsfeld einheitlich über einen Value at Risk (VaR) bewertet, und unter Berücksichtigung von Korrelationen addiert, ergibt sich der aktuelle Risikokapitalbedarf je Geschäftsfeld. Um den VaR der des Unternehmens zu erhalten, müssen die Geschäftsfeldrisiken wiederum unter Berücksichtigung von Korrelationen addiert werden und ergeben somit den aktuellen Risikokapitalbedarf des Unternehmens. Da der Risikokapitalbedarf an den Geschäftsfeldstrategien hängt, die i. d. R. nicht kurzfristig änderbar sind, erhält man so einen ersten Anhaltspunkt für den Risikoappetit des Unternehmens.

In einem zweiten Schritt kann die UL jetzt prüfen, ob ihr der aktuelle Risikoappetit angemessen erscheint. Als Kriterien können dazu die folgenden Fragen dienen:

- Ist die UL bereit im schlimmsten Fall den Verlust des berechneten Risikoappetits innerhalb eines Jahres zu akzeptieren? (Wurde das aktuell erforderliche Risikokapital über einen VaR mit einjahres Horizont und 99 % Konfidenz berechnet, dann bedeutet dies, dass der Verlust aus den bestehenden Risiken innerhalb des nächsten Jahres mit 99 % Wahrscheinlichkeit nicht höher sein wird als der berechnete Betrag)
- Ist das aktuelle Risiko durch Risikokapital gedeckt oder besteht ein Insolvenzrisiko? (Um das festzustellen muss das ermittelte Risikokapital der vorhandenen Liquidität und dem EK gegenübergestellt werden.)
- Steht das Risiko mit den geplanten Ergebnissen (Rendite) in einem angemessenen Verhältnis (Effiziente Risikoposition: Eingegangene Risiken werden durch ausreichend Rendite honoriert)? Hier könnten z. B. risikoadjustierte Performance Masse wie RoVaR oder RAROC als Maßstab herangezogen werden. (Der RoVaR = Return on Value at Risk setzt das Ergebnis ins Verhältnis zum durchschnittlichen VaR, der für die Ergebniserreichung eingegangen wurde und der RAROC = Risk Adjusted Return On Capital korrigiert das Ergebnis um die Risikoabsicherungskosten, die durch das vorhalten von EK entstehen und bezieht diesen Wert auf das EK).
- Entspricht das ermittelte Risiko/Rendite Verhältnis den Erwartungen der externen Stakeholder, wie z. B. den Aktionären, dem Kanton, Regulierer, Banken etc.? Dies kann nur in Gesprächen mit diesen Stakeholdern herausgefunden werden.
- Fühlen sich Management und Mitarbeiter mit den bestehenden Risiken wohl? Kann das Unternehmen mit den identifizierten Risiken umgehen. Ist die Risikokultur entsprechend ausgeprägt, haben die Mitarbeiter und das Management die nötigen Informationen und das erforderliche Know how?

Nach diesem Schritt besteht zumindest ein Bewusstsein dafür, ob der aktuelle Risikokapitalbedarf akzeptabel, zu hoch oder zu niedrig ist. Wenn der Risikokapitalbedarf grösser als das aktuell vorhandene Kapital ist, müssen Massnahmen definiert werden, um möglichst schnell aus der potentiellen Insolvenzgefahr zu kommen (Risiken reduzieren oder Kapital/Liquidität erhöhen). Dazu wird am Besten ein kurzfristiger Ziel Risiko Appetit definiert, den es zu erreichen gilt. Darüber hinaus kann ein mittel- und langfristig angestrebter Risiko Appetit festgelegt werden.

Wird die Risikoauslastung als VaR gemessen, sollte der Risikoappetit ebenfalls als VaR mit demselben Zeithorizont und Konfidenzintervall festgelegt werden. Banken

verwenden den einjahres VaR mit einem am gewünschten Zielrating ausgerichteten Konfidenzintervall. Dieser Ansatz kann für die Elektrizitätsbranche übernommen werden. Gemäss einer Umfrage des CCRO unter 34 Energieversorgern dominiert als Messgrösse für den Risikoappetit der VaR (71 % der befragten Unternehmen, die einen Risikoappetit definieren, verwenden dazu den VaR).[3]

Ist der Unternehmens Risikoappetit festgelegt, muss er auf die Geschäftsfelder herunter gebrochen werden. Dies sollte wiederum über den bereits beschriebenen Top-down/ Bottom-up Ansatz erfolgen. Wurde die Bottom-up Risikoerhebung für den Konzernrisiko Appetit je Geschäftsfeld vorgenommen, ist der Risikokapitalbedarf je GF bereits bekannt. Konzern- und Geschäftsfeld Leitung müssen dann gemeinsam beurteilen, ob der GF Risikokapitalbedarf angemessen ist und wie er sich entwickeln soll. Abhängig davon wie sich der Konzernrisikoappetit entwickeln soll, müssen die Geschäftsfelder ihren Beitrag leisten.

Der Risikoappetit bestimmt den Bedarf an Risikokapital. Das Risikokapital wiederum ist die Basis für die Risiko/Rendite orientierte Steuerung bei Banken. Wenn ein Unternehmen dieses Steuerungskonzept einsetzen möchte, wird empfohlen den Risikoappetit zunächst auf die Geschäftsfelder herunter zu brechen (anstatt auf die Risikoarten: Markt, Kredit, etc.). Je Geschäftsfeld gibt es buchhalterische Ergebnisdaten, die für die Risiko/Rendite Steuerung zum benötigten Risikokapital ins Verhältnis gesetzt werden können. Die letztlich eingesetzte Steuerungsgrösse muss unter der Vielzahl der möglichen Kennzahlen ausgewählt werden (RoVaR, RORAC, RAROC, EVA, etc.). In diesem Zusammenhang muss dann auch geklärt werden wie mit reinen Cost Centern im Rahmen der Risiko/Rendite Steuerung verfahren wird. Die Geschäftsfelder können dann den ihnen zugeordneten Risikoappetit in Abstimmung mit dem Konzern auf die Einzelrisiken verteilen. Dadurch ergeben sich Portfoliolimite für jede in einem GF auftretende Risikoart. Diese sind dann weiter herunter zu brechen, z. B. in Form eines Kreditlimits je Gegenpartei für das Kreditrisiko. Auf diesem Weg wird ein konzernweiter Limitbaum aufgebaut. Sorgt das Risikomanagement dafür, dass der Risikoappetit immer durch Risikokapital gedeckt ist und kein Limit überschritten wird, ist das Ziel der Existenzsicherung durch Risikomanagement erreicht.

Das Risikokapital sollte als Planungsgrösse in die Mittelfristplanung aufgenommen werden. Das Unternehmen sollte abhängig vom Risikoappetit Top-down eine Zielgrösse für das Unternehmen und die Geschäftsfelder vorgeben, die diese dann Bottom-up verifizieren müssen. In einer weiteren Ausbaustufe kann neben der absoluten Zielgrösse für das Risikokapital dann auch eine Zielgrösse für die erwartete Rendite auf dieses Kapital geplant werden.

Gemäss einer Umfrage des CCRO unter 34 Energieversorgern berücksichtigen 88 % der beteiligten Unternehmen eine Risikoappetit Aussage in ihrem Planungs- und Risikomanagement Prozess. 64 % der befragten Unternehmen stellen die Risiko Appetit Aussage in einem informellen, unstrukturierten Prozess auf. Nur 36 % nutzen einen formalen Ansatz.[4]

[3] Vgl. CCRO ERM White Paper 2006, S. 70.

[4] Vgl. CCRO White Paper 2006, S. 69.

A) Strategie/Ziele

Bevor man ein Risikomanagementsystem für ein Unternehmen konzipiert muss festgelegt werden welche Ziele das Unternehmen mit Risikomanagement verfolgen will. Nachfolgend werden die wesentlichen Ziele aus den genannten Rahmenwerken sowie aktuellen Veröffentlichungen zum Thema Risikomanagement vorgestellt.

Risikomanagement zur Einhaltung gesetzlicher Vorschriften Das Risikomanagement muss so betrieben werden, dass gesetzliche Vorschriften eingehalten werden. Die Einhaltung von Gesetzen ist eine Nebenbedingung für Risikomanagement, sie darf nicht das Hauptziel sein. Die gesetzlichen Vorschriften in der Schweiz beschränken sich auf Veröffentlichungspflichten im Anhang des Jahresabschlusses und geben nur indirekt Mindeststandards für das Risikomanagement vor. Wichtig ist, ein für alle Stakeholder (Banken, Investoren, Aktionäre, Mitarbeiter) des Unternehmens akzeptables Risikomanagement zu implementieren. Nur so kann ein Kursabschlag nach der Veröffentlichung der Risikomanagement Angaben vermieden werden.

Risikomanagement zur Existenzsicherung Interessanterweise wird das Betreiben von Risikomanagement zur Existenzsicherung eines Unternehmens in keinem der berücksichtigten Rahmenwerke thematisiert. Es wird lediglich implizit davon gesprochen z. B. indem eine effiziente Risikokapitalposition als Vorteil von gutem Risikomanagement angesehen wird. Dies erstaunt, da der Absicherungsaspekt einer der zentralen Treiber für die Entwicklung des Risikomanagements bei Banken gem. Basel I und II ist. In anbetracht der anstehenden Marktliberalisierung in der Schweiz und den damit zu erwartenden höheren Ergebnisvolatilitäten, sollte sich ein Unternehmen die Risikoabsicherung als ein Minimalziel für ihr Risikomanagement setzen. Dabei ist wichtig, dass die Absicherung effizient erfolgt. Das zur Absicherung benötigte EK bzw. die Liquidität sind knapp und die Hinterlegung von EK zur Risikoabsicherung erzeugt keine Rendite sondern Opportunitätskosten.

Risikomanagement zur Erreichung der Unternehmensziele mit angemessener Sicherheit Weitgehender Konsens besteht in allen Rahmenwerken darüber, dass das wesentliche Ziel von Risikomanagement darin besteht die Ziele des Unternehmens mit angemessener Sicherheit zu erreichen. So wird Risiko z. B. definiert als: „Möglichkeit für ein Ereignis, welches die Zielerreichung eines Unternehmens beeinflusst (positiv oder negativ)“.[5] Risikomanagement bestünde dann darin potentielle Abweichungen vom geplanten/angestrebten zu identifizieren, die Chancen zu maximieren, Verluste zu minimieren und dadurch bessere Entscheidungen und Ergebnisse zu ermöglichen.

Das Gegenteil von Risikomanagement wäre riskantes Management und geprägt durch Entscheidungen, die nicht alle Fakten berücksichtigen. Ein derartiges Management könnte nur zufällig die angestrebten Ziele erreichen und würde sogar die Existenz des Unternehmens gefährden. Risikomanagement ist also aus betriebswirtschaftlicher Sicht ein muss.

[5] AS NZS 4360:2004 Handbuch S. 3.

Shareholder Value Da viele börsennotierte Unternehmen als primäres Unternehmensziel die Steigerung des Shareholder Value haben, stellt sich die Frage inwiefern Risikomanagement zur Erreichung dieses Ziels beiträgt.

Um die Wirkung von Risikomanagement auf den Shareholder Value zu verdeutlichen, muss zunächst aufgezeigt werden wann es keine Wirkung gibt. Dies ist bei perfekten Kapitalmärkten der Fall. D. h. wenn unter anderem folgende Bedingungen erfüllt sind:

- Keine Steuern
- Unternehmensleitung und Investoren haben die selben Informationen
- Keine Transaktionskosten

Unter diesen Bedingungen kann ein Investor die Firmenrisiken genauso gut absichern wie die Firma selbst. Der Investor kennt die Risiken genauso gut wie die Unternehmensleitung und er hat Zugang zu den Absicherungsprodukten. Da es keine Steuern gibt, macht es auch steuerlich keinen Unterscheid, ob der Investor oder das Unternehmen Risiken absichert. D. h. ein Investor kann bei perfekten Kapitalmärkten durch Risikomanagement den gleichen Cash flow erzeugen wie ein Unternehmen welches Risikomanagement betreibt. Es gibt für Investoren keinen Grund das Risikomanagement von Unternehmen zu honorieren. Der Shareholder Value einer Firma, wird gleich sein, ob sie Risikomanagement betreibt oder nicht. Bei dieser Argumentation handelt es sich um eine Abwandlung des Modigliani Miller Theorems (1958).

In perfekten Kapitalmärkten kann Risikomanagement nicht zur Erzeugung von Shareholder Value beitragen. In der Realität sind die Kapitalmärkte jedoch nicht perfekt. Risikomanagement kann daher auf einem der drei nachfolgend genannten Wege Shareholder Value erzeugen:

1. Durch Reduktion der Steuern, die ein Unternehmen oder seine Investoren zahlen
2. Durch Reduktion der Transaktionskosten eines Unternehmens (inkl. der Reorganisationskosten, falls Unternehmen in Schwierigkeiten geraten)
3. In dem es sicher stellt, dass Unternehmen nur Investitionen tätigen, die ihre Kapitalkosten decken Während 1. und 2. durch Kostenersparnisse den Shareholder Value steigern erhöht über höhere Rentabilität und Wachstum den Unternehmenswert.

Droht ein Unternehmen in finanzielle Schwierigkeiten zu geraten (z. B., weil unerwartete Verluste aus Risiken eingetreten sind) werden häufig geplante Investitionen gestrichen oder verschoben. Mit den frei werdenden Mitteln werden die finanziellen Engpässe überbrückt. Hätten die Investitionen ihre Kapitalkosten gedeckt, hätten sie den Shareholder Value erhöht. Indem Risikomanagement dafür sorgt, dass ein Unternehmen immer genug freie Mittel hat, um wertsteigernde Investitionen zu tätigen erzeugt es Wert.

Wird neben dem Risiko- auch ein systematisches Chancenmanagement durchgeführt, können mehr wertsteigernde Investitionsmöglichkeiten identifiziert und durchgeführt werden, die den Unternehmenswert erhöhen.

Reduktion der Ergebnis-/Cash flow Volatilität durch Risikomanagement Ein häufig genanntes Ziel von Risikomanagement ist die Volatilität der Unternehmensergebnisse oder Cash flows zu reduzieren. Die Idee dahinter ist, dass Unternehmen mit stark

schwankendem Cash flows vom Markt als riskant erachtet werden, weshalb Investoren für die Überlassung von EK eine höhere Risikoprämie verlangen. Volatilere Cash flows führen also zu höheren EK Kosten und senken darüber den Shareholder Value. Gelingt es durch Risikomanagement die Volatilität der Cash flows zu reduzieren, müssten die EK Kosten sinken und der Shareholder Value steigen.

Voraussetzung für diesen Effekt ist, dass Unternehmen es schaffen ein Risikomanagement aufzubauen welches tatsächlich die Cash flow Volatilität reduziert und dies dem Markt auch glaubhaft kommunizieren können. Nur wenn Investoren an den kausalen Zusammenhang zwischen Risikomanagement und geringerer Cash flow Volatilität glauben, werden sie bereit sein auf die Risikoprämie zu verzichten.

Die Reduktion der Cash flow Volatilität sollte nicht das primäre Ziel von Risikomanagement sein. Es kann als zusätzliches Ziel aufgenommen werden, wenn das Risikomanagement unternehmensintern soweit ausgebaut wurde, dass es tatsächlich nachweislich die Cash flows stabilisiert. Erst dann kann durch die Kommunikation dieses Vorgehens am Kapitalmarkt der gewünschte Effekt realisiert werden.

Weitere Vorteile/mögliche Ziele von Risikomanagement

Bessere Entscheidungen (bei Investitionen und Strategie) Bei einer Mitte 2005 durchgeführten Umfrage der Deutschen Bank zur Bedeutung von Risikomanagement im Finanzbereich unter mehr als 330 CFOs aus verschiedenen Ländern und Branchen wurde als wesentlicher Nutzen von Risikomanagement die Verbesserung von unternehmensweiten Entscheidungen genannt (63 % der Befragten nannten dies als wesentlichen Nutzen von Risikomanagement). Unternehmen gehen Risiken ein, um Erträge zu erwirtschaften und ein gut funktionierendes Risikomanagement verbessert die Fähigkeit des Unternehmens Entscheidungen so zu treffen, dass für die eingegangenen Risiken eine angemessene Rendite erzielt wird. Auf diese Weise hilft Risikomanagement den Unternehmenserfolg zu steigern und Wettbewerbsvorteile aufzubauen.

Besserer Ruf bei den Stakeholdern Ein gutes Risikomanagement kann nach aussen kommuniziert werden und stärkt das Vertrauen von Aktionären, Regulier und Mitarbeiter in die Fähigkeiten der Unternehmensleitung. Dieser Aspekt wurde in der Deutschen Bank Umfrage als zweitwichtigster Nutzen von Risikomanagement genannt (43 %).

Weniger Überraschungen Durch vollständige Erhebung und das zielgerichtete Management von Risiken werden die Auswirkungen und die Eintrittswahrscheinlichkeit von Risiken reduziert, es gibt weniger überraschende Ergebniseffekte. Die Reduktion von Ergebnisschwankungen (37 %) sowie die Vermeidung von Kosten durch finanzielle Schwierigkeiten (36 %)[6] wurden in der Deutsche Bank Umfrage als dritt- und viertwichtigster Nutzen von Risikomanagement genannt.

Bessere Planungsqualität Durch Integration von Planungs-/Prognose und Risikomanagementprozess können die Planungsergebnisse direkt durch das Risikomanagement verifiziert werden. Basierend auf den Erkenntnissen der Risikoerhebung können direkt

[6] The Theory and Practice of Corporate Risk Management Policy, Henri Servaes und Peter Tufano, Deutsche Bank Studie, Februar 2006, S. 24.

Massnahmen abgeleitet werden, die dafür sorgen, dass die geplanten und kommunizierten Ergebnisse auch erreicht werden. Kosten für diese Massnahmen können in der Planung berücksichtigt werden. Der Einfluss der übernommenen Risiken auf die Planung kann abgeschätzt werden. Das Vorhersagen und Erreichen von Ergebnissen wiederum stärkt das Vertrauen des Kapitalmarktes in das Firmenmanagement.

Schutzfunktion von Risikomanagement Gutes Risikomanagement bietet Schutz für die Verantwortlichen, für den Fall das Risiken eintreten. Wurden Risiken bewusst gemanaged dann erfolgt der Schutz auf zwei Ebenen. Zum einen werden die Effekte von Risiken ggf. geringer sein als ohne Risikomanagement, zum anderen können die Verantwortlichen nachweisen, dass sie bei der Behandlung des Risikos mit ausreichender Sorgfalt vorgegangen sind.

Besseres Rating Für Rating Agenturen, Banken und Energiehändler ist ein professionelles Risikomanagement ein wesentliches Kriterium für die Unternehmensbonität. Wird das Risikomanagement eines Unternehmens extern als solide beurteilt, kann dies zu günstigeren Kreditkonditionen bei Banken und höheren Limiten im Energiehandel führen.

Bessere Corporate Governance Risikomanagement trägt zu guter Corporate Governance bei, da es der Unternehmensleitung (UL) gewisse Sicherheit gibt, dass die Unternehmensziele innerhalb eines tolerierbaren Restrisikos erreicht werden. Corporate Governance beschreibt das System mit dem Unternehmen geführt und kontrolliert werden. Corporate Governance fokussiert auf das Verhältnis zwischen VR und UL sowie zwischen Managern und Aktionären.

Verbesserter Umgang mit Risiken Risikomanagement hilft Unternehmen für jedes Risiko die richtige Behandlung zu wählen (akzeptieren, teilen, überwälzen oder vermeiden)

B) Organisation

Um den beschriebenen ERM Ansatz umzusetzen und zu leben, muss eine Aufbauorganisation mit klaren Rollen und Verantwortlichkeiten für das Risikomanagement definiert werden, z. B.:

Chief Risk Officer Leiter der Abteilung Corporate Risk Management. Verantwortlich für die Entwicklung der erforderlichen Risikomanagement Instrumente, die Überwachung der Risikomanagement Prozesse und der Einhaltung der Risikopolitik. Entwickelt die Konzernrisikopolitik und unterstützt Geschäftsfelder bei der Formulierung eigener Risikopolitiken. Zuständig für die portfoliobasierte Risikobewertung auf Konzernebene. Muss an eine ausreichend hohe Instanz Reporten, um seine Governance Funktion ausüben zu können. Gemäss einer CCRO Studie reporten 50 % der CROs an den CFO, 23 % an den CEO, 7 % an die UL und 20 % an andere Stellen. Auch wenn der CRO nicht direkt an die UL reportet, muss er einen Zugang zur UL haben, da er letztendlich dafür verantwortlich ist Limitverletzungen an die UL zu berichten. Koordiniert Risk Committee Sitzungen. Zuständig für Entwicklung und Koordination eines Risikomanagement Schulungsprogramms.

- **Risk Committee:** zusammengesetzt aus leitenden Mitarbeitern verschiedener Unternehmensbereiche und ggf. Vorständen. Überwacht und steuert die Risikomanagementfunktion sowie das Management wesentlicher Risiken des Unternehmens.

Genehmigt Konzern- und Geschäftsfeld Risikopolitiken, Rollen- und Verantwortlichkeiten, Risiko Appetit und - Limite, wesentliche Risikominderungsmassnahmen sowie Performance Ziele. Das RC kann auch Ausnahmen von der Risikopolitik genehmigen. Das RC kommuniziert und diskutiert wesentliche Risikothemen mit der UL. Je nach Unternehmen gibt es nur ein Konzern- oder Konzern und Geschäftsfeld Risk Committees. Gemäss einer Umfrage des CCRO ist der CFO bei 97 % der befragten Energieversorger Mitglied im Risiko Committee, 75 % der Befragten haben einen Vertreter der Rechtsabteilung im RC, bei ca. 70 % der Befragten sind CRO und die Geschäftsfeld Leiter Teil des RC.

- **Unternehmensleitung:** Da Risikomanagement auch Führungsaufgabe ist fällt es in den Verantwortungsbereich der UL. In manchen Unternehmen wird die Verantwortung direkt durch die UL wahrgenommen, in anderen durch das Prüfungs-Komitee. Die UL ist dafür verantwortlich, dass geeignete Prozesse zur Identifikation und zum Reporting sowie Konzepte für das Management der wesentlichen Risiken umgesetzt sind. Die UL muss letztendlich das Gefühl haben, dass sie alle wesentlichen Risiken der Organisation mit ihren möglichen Auswirkungen auf die Unternehmens Performance sowie die ergriffenen Massnahmen kennt.
- **Verwaltungsrat:** Die Verantwortung für die Durchführung eines Risikomanagements liegt beim VR, er muss dessen Wirksamkeit und Qualität (ggf. mit Hilfe der internen Revision) prüfen.
- **Fachorganisation:** besteht aus allen für das Risikomanagement verantwortlichen Mitarbeitern.
- **Geschäftsfelder/Tochtergesellschaften:** Die Geschäftsfelder sollten GF spezifische Risikopolitiken entwickeln und Prozesse implementieren. Sie müssen Mitarbeiter benennen, in deren Stellenbeschreibung die Aufgaben und Verantwortlichkeiten für das Risikomanagement beschrieben sind. Zu den Risikomanagement Aufgaben der Geschäftsfelder gehört die GF Risiken zu identifizieren, bewerten, berichten und Risikominderungsmassnahmen umzusetzen um Risiken in den vorgegebenen Limiten zu halten. Je Risiko sollte es einen verantwortlichen geben, der die fortlaufende Überwachung und alle damit verbunden Aufgaben wahrnimmt (Bewertung, Minderungsmassnahmen, Dokumentation, Reportiing, etc.)

C) Abläufe/Prozesse

Risikoerhebung Der Risikoerhebungsprozess sollte parallel zu den Controlling Prozessen in einem Unternehmen durchgeführt werden. Über die Mittelfristplanung wird die erwartete Geschäftsentwicklung der nächsten Jahre geplant und über die Prognosen deren Erreichung kontrolliert. Wird parallel der Risikoerhebungsprozess durchgeführt, werden Risiken für die Erreichung der Planung transparent und können in der Planung berücksichtigt werden. Die Bottom-up Risiko Identifikation sollte einmal jährlich zusammen mit der Mittelfristplanung erfolgen. Zu jeder Quartalsprognose genügt ein Update der bestehenden Risikosituation. Um gemäss der OR Neuregelung ab 2008 die Risikobeurteilung zum Jahresabschluss vornehmen zu können, sollten die wesentlichen für die Beurteilung der Jahresrechnung relevanten Risiken per 31.12. aktualisiert werden.

Aktualisierung Risikoappetit, Limitenstruktur und Risiko/Rendite Ziele Einmal pro Jahr, vor der Bottom-up Risikoerhebung parallel zur Mittelfristplanung sollte ein Unternehmen den definierten Risikoappetit überprüfen. Dazu kann der gleiche Prozess wie weiter oben beschrieben angewandt werden. Ist der Risikoappetit neu festgelegt sollte er auch direkt über den Limitenbaum heruntergebrochen werden. Sofern vorhanden können dann auch Risiko/Rendite Ziele (RORAC) angepasst werden, damit sie in der Planung berücksichtigt werden können. Ggf. erforderliche EK Anpassungen zur Risikoabsicherung sollten mit der Anpassung des Risikoappetits diskutiert und in der Planung berücksichtigt werden.

Limitüberwachung & Risikoabsicherung Die Überwachung der Limiteinhaltung muss fortlaufend in einer dem Risiko angemessenen Frequenz erfolgen. Limitverletzungen müssen unverzüglich erkannt, gemeldet und behandelt werden. Neben den Limiten muss auch die Deckung der Konzernrisikoposition durch Liquidität überwacht werden.

3.8.2.3 Risikomanagement-Prozess

Dieser Prozess ist nicht nur der Berufswelt eigen, nein, er wird auch oft im Privatleben angewandt. Als Beispiel sei die Hochgebirgstour genannt. Das Ziel der Skitour ist, mit Freunden einen erlebnisreichen Tag zu verbringen und am Abend wieder gesund zu Hause anzugekommen. Im Geschäftsleben ist das Ziel i. d. R. eine monetäre Grösse aus dem Budget.

Der erfolgreichen ‚Zielerfüllung' im Zusammenhang mit der Skitour lauern Gefahren. In einem ersten Schritt werden die Gefahren (Risiken) **identifiziert**: Die Routenwahl hängt maßgeblich von der Lawinensituation ab. Die wesentlichen Einflussfaktoren auf das Lawinenrisiko sind Neuschneemenge, Schneeaufbau, Hangausrichtung, Hangneigung, Temperaturprognose und Wetterprognose. Schenkt man der Routenwahl z. B. der Hangausrichtung keine Bedeutung, kann dies fatale Folgen haben. Ein nach Süden ausgerichteter Hang kann an einem sonnigen Tag bereits vor dem Mittag derart aufweichen, dass sich Nassschneelawinen bilden können, während zur gleichen Zeit ein Nordhang beste Verhältnisse bietet.In einem zweiten Schritt wird versucht qualitativ oder wenn möglich quantitativ jede Gefahr zu **bewerten**. Dabei wird die Schadenhöhe und die Eintrittswahrscheinlichkeit abgeschätzt. Eine Quantifizierung der Risiken ist oftmals schwierig, da entsprechende Datengrundlagen fehlen. Meistens werden aus historischen Daten Gesetzmäßigkeiten abgeleitet. Dies können Verteilfunktionen mit ihren charakteristischen Größen wie Mittelwert und Streuung oder empirische Formeln, mit welchen die Zusammenhänge zwischen den wesentlichen Einflussfaktoren dargestellt werden. Jedes Risiko hat ihre Treiber. Diese Treiber gilt es zu definieren und in den Griff zu bekommen. Einige der Treiber sind unbeinflussbar, wiederum andere können beeinflusst werden. Damit sind wir in der Lage die Risiken durch Massnahmendefinition zu **steuern**. Der Gefahr unter eine Lawine zu geraten kann begegnet werden indem kurz vor der Tour die Schnee- und Lawinensituation abschätzt wird. Mit dieser Massnahme kann das Aussmass, d. h. die Schadenhöhe zwar nicht beeinflussen aber die Eintrittswahrscheinlichkeit der Gefahr reduziert werden (ich gehe nur, wenn das offizielle Lawinenbulletin das zulässt). Den Nutzen aus den ersten drei Prozessschritten holen wir erst dann ab, wenn wir die

Massnahme auch wirklich **umsetzen** werden. Damit haben wir erreicht, dass wir den Risikogehalt durch gezielte Massnahmen reduziert und gleichzeitig die Chancen aufrecht erhalten haben. Oder in die Geschäftswelt übertragen, haben wir das Verhältnis Risiko zu Rendite zu unseren Gunsten beeinflusst!

A) Identifikation

Risiko Definition Zu Beginn der Risikoidentifikation in einem Unternehmen muss klar sein wie Risiko genau definiert ist. Schon hier laufen die Vorstellungen und Ideen in den berücksichtigten Rahmenwerken und der Praxis weit auseinander. Nachfolgend einige Beispieldefinitionen:

Risiko Glossar Analog der Risikodefinition sollten vor Beginn der Risikoidentifikation alle wesentlichen Begriffe für das Risikomanagement eines Unternehmens in einem Risiko Glossar definiert werden, um einheitlichen Sprachgebrauch und einheitliches Verständnis sicher zu stellen.

Vollständigkeit Ziel der Risikoidentifikation ist es eine möglichst vollständige Liste aller Risiken des Unternehmens zu erhalten. Risiken, die nicht identifiziert werden können auch nicht bewertet, in den Management Prozess überführt und abgesichert werden. Frühestens bei der Bewertung können einzelne Risiken über Wesentlichkeitsgrenzen aus dem weiteren Risikomanagementprozess ausgenommen werden.

Um Vollständigkeit zu erreichen, müssen Risiken, die in der Vergangenheit bereits aufgetreten sind (z. B. Zahlungsausfälle) erfasst werden aber auch Risiken, die in Zukunft erst auftreten können (z. B. Wettbewerberverhalten). Dabei sollten Risiken, die möglicherweise erst weit in der Zukunft liegen nicht vergessen werden. Es müssen Risiken aufgrund externer Ereignisse wie z. B. politische, technische und wirtschaftliche Entwicklungen sowie interner Ereignisse wie z. B. Mitarbeiterfehler, Anlagenausfälle und Prozessfehler erfasst werden. Risiken müssen erfasst werden, egal, ob sie vom Unternehmen beeinflussbar sind oder nicht.

Auch für Tochtergesellschaften muss eine vollständige Risiko Identifikation durchgeführt werden. Töchter mit eigenen Mitarbeitern können ein eigenständiges Risikomanagement inkl. Risikoabsicherung gemäss der Konzernrisikopolitik aufbauen, sollten aber die wesentlichen Risiken gemäss definierter Meldegrenzen an den Konzern melden, damit dieser eine komplette Übersicht der wesentlichen Risiken im Konzern erhält.

Techniken zur Risiko/Ereignis Identifikation Um zu einer möglichst vollständigen Liste von Risiken/Ereignissen zu kommen können verschiedene Techniken angewandt werden. Welche die passendste ist, hängt von der Komplexität des zu analysierenden Sachverhalts, der verfügbaren Zeit und Ressourcen, der Unternehmensgrösse etc. ab. Wichtig ist, dass die Risikoidentifikation durch erfahrene Mitarbeiter, die sich im betrachteten Umfeld gut auskennen, erfolgt. Indem die Risikoidentifikation im Team durchgeführt wird können Erfahrungen gebündelt und das Committment zum Ergebnis erhöht werden. Alle an der Risikoidentifikation beteiligten Mitarbeiter sollten vor der Risikoidentifikation eine Einführung in das Risikomanagement und die Begriffe aus dem Risiko Glossar erhalten haben.

- **Moderierte Workshops und Interviews:** Ein Risikomanager moderiert einen Workshop oder ein Interview, um Ereignisse, die das EBITDA des Unternehmens in einer bestimmten Abteilung/einem Geschäftsbereich beeinflussen zu identifizieren.
- **Prozessanalysen:** Ein bestimmter Prozess wird von seinen Input Faktoren über die einzelnen Arbeitsschritte bis hin zum Output darauf hin analysiert, welche Ereignisse auftreten können, die die Erreichung der Prozessziele gefährden. Auf einem hohen Aggregationsniveau können diese Analysen für jeden Prozess durchgeführt werden. Bei Prozessen, bei denen ein Fehler katastrophale Auswirkungen hätte, wie z. B. in einer Nuklearanlage, müssen die Analysen sehr detailliert erfolgen und sind extrem aufwendig. Solch detaillierte Analyse sind in der Pharma-, Öl- und Nuklearindustrie unter dem Begriff HAZOP (Hazard & Operability Study) bekannt. Ähnliche Analysen erfolgen in der Automobilindustrie unter dem Begriff FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) und in der Nahrungsmittelindustrie unter HACCP (Hazard Analysis and Critical Control Points).
- **Gefahrenlisten:** Gefahrenlisten sind Checklisten zur Unterstützung der Risikoerkennung. Sie enthalten typische Risiken einzelner Branchen oder Prozesse. Die ONR 49002–1 enthält im Anhang ein Beispiel für eine relativ generische Gefahrenliste.
- **Analyse historischer Verlustdaten:** Hat das Unternehmen z. B. Daten über die Autounfälle in ihrem Fuhrpark oder die Kunden, die ihre Stromrechnung nicht beglichen haben, so können diese auf Risikoursachen analysiert werden. Z. B. könnte eine Analyse feststellen, dass die meissten Autounfälle von männlichen Aushilfen im Alter von 25–30 Jahren verursacht werden. Daraufhin können dann entsprechende Massnahmen ergriffen werden.
- **Was wäre wenn Analysen:** Insbesondere für nur schwer greifbare Risikoursachen wie z. B. strategische Risiken bieten sich ‚was wäre wenn' Brainstorming Workshops an.

Damit die Risiko-/Ereignisidentifikation z. B. in einem Workshop nicht in einer wilden Sammlung ausartet, sollten durch vorbereitende Analysen die wesentlichen Risikofelder identifiziert werden, um sicher zu stellen, dass keine wesentlichen Risiken vergessen werden. Risikofelder könnten z. B. die Kernprozesse des Unternehmens sein oder Risiken, die die Erreichung der strategischen oder anderer Unternehmensziele oder den Erhalt eines Wettbewerbsvorteils gefährden.

Risikokategorisierung Neben einem Risiko Glossar ist eine Risikokategorisierung ein gutes Tool, für die Identifikation und Organisation der Unternehmensrisiken. Eine Risikokategorisierung besteht aus verschiedenen Risikotypen, die anhand einer Hierarchie aufgegliedert werden. Die niedrigeren Ebenen der Risikohierarchie dienen der geordneten Sammlung von Einzelrisiken, die dann entlang der Hierarchie zum Unternehmens- oder Konzernrisiko aggregiert werden können. Höhere Hierarchieebenen können für ein aggregiertes Risikoreporting an das Unternehmensmanagement oder die UL genutzt werden.

Eine Risikokategorisierung kann aufgebaut werden, indem man eine generische Risikoliste als Ausgangspunkt nimmt und nicht relevante Risiken streicht und relevante ergänzt.

Für ein Unternehmen aus der Elektrizitätsbranche wäre eine dreistufige Risikokategorisierung denkbar. Die Hierarchieebenen könnten bestehen aus der Risikokategorie, der Risikosubkategorie und den Risiken selbst. Die Risikokategorien und Subkategorien sollten möglichst sprechend definiert werden, damit schon vom Namen klar wird, welche Risiken in diese Kategorie gehören. Ausserdem sollten die Kategorien möglichst überschneidungsfrei definiert sein.

Auf Ebene der Risikokategorien könnte ein regelmässiges UL/VR Reporting aufgebaut werden. Die Risikokategorien sollten sich auch in der Struktur des Limitenbaums widerspiegeln. Der Risikoappetit würde dann zunächst auf Geschäftsfelder aufgeteilt und dann auf die definierten Risikokategorien. Eine Frage bei der Bestimmung der Kategorien sollte daher auch sein, welche Risikokategorien will man später je Geschäftsfeld separat reporten. Sind die definierten Risikokategorien mit denen anderer Unternehmen vergleichbar, ist ein Benchmarking der zur Risikoaggregation erforderliche Korrelationen mit dem bei anderen Unternehmen (insbesondere Banken) möglich.

Risikokategorie wäre dann z. B. das Marktpreisrisiko, Risikosubkategorie darunter wären Zins-, Währungs- und Kursrisiken und Einzelrisiko zum Kursrisiko wäre z. B. das Kursrisiko des Stillegungs- und Entsorgungsfonds.

Folgende Kategorisierung könnte bei einem Unternehmen zum Einsatz kommen:

Risikokategorie	Beschreibung (Gefahr einer EBITDA Verschlechterung durch. . .)	Risikosubkategorie	Beschreibung (Gefahr einer EBITDA Verschlechterung durch. . .)
Marktpreisrisiko	Ungünstige Entwicklung von Marktpreisen	*Zinsen, Währung, Rohstoffe, Absatzprodukte, Aktien/Anleihenkurse*	
Kreditrisiko	Ausfall einer Gegenpartei oder eines Kunden	*n/a*	
Liquiditätsrisiko	Nichterfüllung insbesondere kurzfristiger Zahlungsverpflichtungen	*n/a*	
OperationellesRisiko	Fehlerhafte interne Prozesse, - Mitarbeiterverhalten, - Systeme oder – Anlagen	*IT, Mitarbeiter, Prozesse, Anlagen*	
Geschäftsrisiko	Ökonomische Entwicklung, Wettbewerbsumfeld, TechnologischeEntwicklung undStrategische Faktoren	*Strategie, Wettbewerb, Technischer Fortschritt, Wirtschaftsentwicklung*	– *Strategie*: Falsche Definition oder Umsetzung der Geschäftsstrategie, z. B. durch Fehler im Performance Management, Planung, M&A, Erschliessung neuer Märkte, Entwicklung neuer Produkte, Asset mix, Produkt mix – *Wettbewerb*: Eintritt neuerWettbewerber, schrumpfender Markt, gewandelte Kundenanforderungen, ruinöser Preiswettbewerb – *Technischer Fortschritt*: Neue Produktions-/ Netzsteuerungsverfahren, MobileWorkforce Technik,

(*Fortsetzung*)

			Automatische Zählerablesung, NeueHandelssysteme, – *Wirtschaftsentwicklung*: Bruttosozialproduktentwicklung, Inflation, Nachfrageentwicklung, ArbeitsIosigkeit
Sonstige Risiken	Gefahren, die in keine deranderen Kategorien passen	*Recht, Regulierung, Umwelt, Reputation*	– *Recht*: Nichteinhaltung oder Nicht Durchsetzbarkeit von vertraglichenVereinbarungen, Verstoss gegen Auflagen und Gesetze jeder Art, z. B. Umweltauflagen, IFRS, etc. Nachteile aus laufenden oder möglichenGerichtsverfahren, Nicht Implementierung neuer Gesetze – *Regulierer*: Unerwartete Änderungen der Regulierungsvorschriften – *Umwelt*: Naturkatastrophen (Erdbeben, Überschwemmungen, Feuer, etc.) – *Reputation*: Verschlechterung des Unternehmens Rufs bei Aktionären, Kunden, Banken etc.

Zum Abschluss der Risiko Identifikation muss sichergestellt werden, dass sich die Einzelrisiken nicht überschneiden und es muss eine Zuordnung zu den Risikokategorien und Subkategorien erfolgen.

Zeitpunkt und Häufigkeit des Risikoidentifikationsprozesses Da es bei der Risiko Identifikation um die Abschätzung zukünftiger Ereignisse geht, sollte sie mindestens parallel zu den Controlling Prozessen (Planung, Prognose) durchgeführt werden, bei denen ebenfalls in die Zukunft geschaut wird. Ausserdem wird bei der Planung operationalisiert, wie die Unternehmensziele erreicht werden sollen. Wenn gleichzeitig die Risiken (und ggf. Chancen), denen das Unternehmen unterliegt identifiziert/aktualisiert werden, können z. B. direkt Massnahmen berücksichtigt werden, um Chancen besser zu nutzen und Risiken zu verringern. Die Kosten/Nutzen dieser Massnahmen können direkt in der Planung/Prognose berücksichtigt werden. Die Bottom-up Risiko Identifikation sollte einmal jährlich zusammen mit der Mittelfristplanung erfolgen. Zu jeder Quartalsprognose genügt ein Update der bestehenden Risikosituation. Um gemäss der OR Neuregelung ab 2008 die Risikobeurteilung zum Jahresabschluss vornehmen zu können, sollten die wesentlichen für die Beurteilung der Jahresrechnung relevanten Risiken per 31.12. aktualisiert werden.

B) Bewertung und Aggregation

Nachdem alle Risiken vollständig identifiziert wurden hat die Risikobewertung das Ziel die möglichen Auswirkungen der Risiken abzuschätzen und darüber die Basis für die Risikobehandlung zu legen. Gemäss CCRO ist die Risikobewertung der zwischen den verschiedenen Unternehmen am unterschiedlichsten gehandhabte Schritt im Rahmen des Risikomanagements.

Um alle Risiken einheitlich und vergleichbar zu bewerten muss zunächst möglichst genau festgelegt werden wie die Risiken bewertet werden sollen.

Credible Worst Case Szenario Wie bereits weiter oben beschrieben ist ein Risiko eine mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe bewertete Gefahr. Die Gefahr entsteht durch ein plötzlich oder allmählich eintretendes Ereignis, welches auf ein Objekt des Unternehmens (Mitarbeiter, Anlage, etc.) einwirkt. Eine bestimmte Gefahr kann in sehr verschiedenen Szenarien auftreten. Z. B. könnte ein Bearbeitungsfehler im Energiehandel nur eine kleine Korrektur erfordern ohne grossen Schaden anzurichten (Problem) oder aber einen katastrophalen Verlust erzeugen (Katastrophe). Probleme mit geringer Auswirkung treten tendenziell öfter auf als Fehler mit katastrophalen Folgen. Für die Risikobewertung stellt sich die Frage, ob man eher ein Problem mit geringer Auswirkung aber hoher Häufigkeit oder den Katastrophenfall mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit aber hohem Schaden oder einen Fall dazwischen bewerten will.

Die AS/NZS 4360:2004 und die ONR vertreten beide die Auffassung, dass der so genannte „credible worst case" bewertet werden sollte, d. h. das schlimmstmögliche aber dennoch glaubhaft und vernünftige Szenario. Grund ist, dass diese Gefahren die grösste Bedrohung für die Existenz des Unternehmens darstellen und der Unternehmensleitung bekannt sein sollten.

In manchen Fällen kann es auch angebracht sein den Problem- und den Katastrophenfall einer Gefahr als getrennte Risiken zu behandeln. So könnte z. B. ein sehr oft auftretendes Problem mit kleinem Schaden über die Zeit genauso folgenschwer sein wie ein katastrophaler Schaden. Ausserdem könnten die Massnahmen zur Behandlung des Problemfalls ganz andere sein als für den katastrophalen Fall. Wichtig ist eine konsistente Bewertung und nicht die Schadenhöhe des Katastrophenfalls mit der Eintrittswahrscheinlichkeit des Problemfalls zu mischen.[7]

Soll eine Gefahr, um sie später auf der Risk Map einzutragen und darüber die Risikobehandlung zu priorisieren bewertet werden, sollte das Unternehmen den credible worst case bewerten. Wird neben dem credible worst case noch ein weiteres Szenario desselben Risikos in der Risk Map aufgetragen, so muss dieses Risiko nicht auch für die Risikokapitalabsicherung doppelt erfasst werden.

Brutto/Netto Risiko Bruttorisiko ist das Risiko dem ein Unternehmen ausgesetzt ist ohne jegliche Aktivität zur Reduktion von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe. Nettorisiko ist das nach allen Risikomanagement Massnahmen verbleibende Risiko.

Obwohl viele Unternehmen aus Vereinfachungs-/Aufwandsgründen nur das Nettorisiko bewerten, sollte zunächst das Bruttorisiko bewertet werden. Nur durch Bewertung der Bruttorisiken kann sichergestellt werden, dass keine wesentlichen Risiken übersehen werden, weil alle an der Risikobewertung beteiligten von der Effektivität der getroffenen Risikomanagement Massnahmen überzeugt sind. Ausserdem wird nur bei einer Brutto- und Nettobewertung sichergestellt, dass auch die Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen noch einmal überprüft wird.

[7] Vgl. AS/NZS 4360:2004 Handbuch S. 67 und ONR 49002–1 S. 7 Absatz 4.2.2.2.

Erwartete/Unerwartete Gefahren/Risiken Nur unerwartet eintretende Gefahren sollten als Risiko bewertet werden. Gefahren deren Eintritt erwartet wird und die bereits in der Unternehmensplanung berücksichtigt sind, stellen definitionsgemäss kein Risiko mehr dar. Hat ein Unternehmen z. B. im langjährigen Durchschnitt 2 % Ausfälle auf ihre Forderungen gegen Privatkunden, so sollte mindestens der gleiche Ausfall im Ergebnis der Planung des aktuellen Jahres berücksichtigt sein. Nur darüber hinaus gehende Ausfälle würden ein Risiko darstellen, das erfasst und gemanaged werden muss. Auch eine Risikoabsicherung durch Risikokapital ist nur für nicht geplante Gefahren erforderlich.

Primär-/Sekundäreffekt Primär- und Sekundäreffekt eines Risikos beziehen sich nur auf die Schadenhöhe des Risikos. Der Primäreffekt ist der unmittelbare Schaden, der durch Eintritt eines unerwarteten Ereignisses entsteht (z. B. Reparaturkosten an einer ausgefallenen Turbine). Der Sekundäreffekt ist der mittelbare oder Folge-Schaden aus dem Ereignis (z. B. Verlust aus dem durch den Turbinenschaden resultierenden Produktionsausfall). Bei der Bewertung der Schadenhöhe eines Risikos müssen immer Primär- und Sekundär-Effekte berücksichtigt werden.

Zeithorizont Um alle Risken einheitlich und vergleichbar zu bewerten, muss die Bewertung auf den gleichen Zeithorizont bezogen sein. Üblicherweise wird als Zeithorizont mit einem Jahr gearbeitet. Grund dafür ist, dass mindestens einmal pro Jahr eine bottum-up Erhebung der Risikosituation erfolgen sollte und das ein Jahr ungefähr die erforderliche Zeit für die Umsetzung grösserer Risikomanagement Massnahmen oder die Beschaffung von zusätzlichem EK ist. Wichtig ist, dass jede Dimension der Bewertung also z. B. Eintrittswahrscheinlichkeit UND Schadenhöhe für den gleichen Zeithorizont bewertet werden.

Wenn die Bottum-up Risikoerhebung parallel zum Mittelfristplanungsprozess erfolgt, sollte das Bezugsjahr dem Budgetjahr entsprechen.

Bewertungseinheit Ebenfalls aus Gründen der Vergleichbarkeit sollten alle Risiken gegenüber einer einheitlichen Bezugsgrösse bewertet werden.

Grundsätzlich muss die Bewertungseinheit in Abhängigkeit der Ziele des Risikomanagements gewählt werden.

Quantitative/Qualitative Bewertungstechniken Die Bewertung von Risiken kann qualitativ, semi-quantitativ oder quantitativ erfolgen, wobei Komplexität und Kosten von der qualitativen zur quantitativen Bewertung ansteigen. Welchen Bewertungsansatz man wählt hängt von den Zielen ab, die man mit Risikomanagement verfolgt, sowie den verfügbaren Ressourcen.

Bei einer *qualitativen Bewertung* werden Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung eines Risikos verbal beschrieben statt numerisch bestimmt. Mit Hilfe verbaler Formulierungen können Klassen definiert werden, die eine Einordnung der Risiken auf einer Risk Map zulassen. Z. B. könnten die Klassen: „unbedeutend", „gering", „spürbar", „kritisch", „katastrophal" für eine Einordnung der Risiken nach der Stärke ihrer Auswirkungen dienen. Qualitative Bewertungen können eingesetzt werden wo:

- Nicht ausreichend Informationen für eine quantitative Bewertung vorhanden sind
- Diese Art der Bewertung ausreicht, um die Ziele des Risikomanagements zu erreichen
- Das vermeintliche Ausmass des Risikos den Aufwand einer Quantifizierung nicht rechtfertigt

Um Konsens über Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe bei qualitativer Risikobewertung zu erhalten können dieselben Techniken wie bei der Risikoidentifikation angewandt werden: z. B. moderierte Workshops.

Bei einer *semi-quantitativen Bewertung* werden den qualitativ definierten Risikoklassen Werte zugeordnet. Ziel ist ein verbessertes Ranking der Risiken zu ermöglichen, ohne den Aufwand für eine Quantifizierung investieren zu müssen. Da die den Klassen zugeordneten Werte keinen exakten Bezug zur Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe der Risiken haben, können die Faktoren nicht kombiniert werden, um daraus eine Risikobewertung abzuleiten. Die den Risikoklassen zugeordneten Werte spiegeln ggf. die Relationen zwischen einzelnen Risiken nicht korrekt wider, was zu falschen Rückschlüssen führen kann. Man muss also darauf achten die Ergebnisse einer semi-quantitativen Bewertung nicht genauer zu interpretieren als die verbale Skala zulässt. Aus diesen Gründen warnen die AS/NZS 4360:2004 vor dem Einsatz semi-quantitativer Bewertungstechniken.

Bei einer *quantitativen Bewertung* werden sowohl Schadenhöhe als auch Eintrittswahrscheinlichkeit numerisch bestimmt. Quantitative Bewertungen erlauben eine bessere Risikoanalyse, weil z. B. die Relationen zwischen Risiken besser eingeschätzt werden können. Die Qualität einer quantitativen Bewertung hängt stark von den zugrunde gelegten Annahmen, Daten und Modellen ab. Daraus möglicherweise resultierende Unsicherheiten und Variabilitäten in der Risikobewertung müssen in der Risikoanalyse beachtet und klar kommuniziert werden.

Bei den quantitativen Bewertungen kann man gem. COSO drei Techniken unterscheiden:

1. **Benchmarking:** Einige Unternehmen nutzen Benchmarking, um Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe von branchenüblichen Risiken zu bewerten.
2. **Probabilistische Modelle:** Bewerten Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe basierend auf historischen Daten oder Simulationen und projizieren diese auf die Zukunft. Beispiele sind: VaR, EaR und CFaR Ansätze.
3. **Non-Probabilistische Modelle:** Quantifizieren die Schadenhöhe auf Basis subjektiver Annahmen, ohne die Eintrittswahrscheinlichkeit zu quantifizieren. Beispiele sind: Szenario Analysen, Sensitivitätsmasse und Stress Tests.

In einem Konzern/Unternehmen müssen nicht überall die gleichen Bewertungsmethoden angewandt werden. Die Methode kann der benötigten Genauigkeit oder den Erfahrungen des Geschäftsfelds angepasst werden. Um ERM betreiben zu können sollten die angewandten Methoden aber die Aggregation der Risiken zu einer Konzernrisikozahl ermöglichen. So könnten z. B. die meissten Risiken über einen VaR bewertet werden, das Geschäftsrisiko aber über einen EaR Ansatz. EaR und VaR sind aggregierbar.

Bewertung von Chancen Chancen werden analog zu Risiken mit Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung bewertet und auf einer Opportunity Map abgetragen. Rechts oben werden dann die Opportunities stehen, auf deren Wahrnehmung sich das Unternehmen konzentrieren sollte. Die übrigen Bewertungstechniken qualitativer und quantitativer Art sollten analog auf Chancen übertragbar sein.

Verwendung beobachtbarer Daten Unabhängig davon, ob Risiken qualitativ oder quantitativ bewertet werden, sollte die Bewertung immer unter Berücksichtigung allen verfügbaren Datenmaterials erfolgen, welches eine objektivere Risikobeurteilung als eine rein subjektive Einschätzung zulässt. Interne Daten, die unternehmensindividuelle Erfahrungen widerspiegeln sind dabei besser als externe. Selbst wenn interne Daten vorliegen, können externe Daten einen zusätzlichen Anhaltspunkt für die Risikobewertung liefern. Bevor vergangene Daten dazu verwendet werden Prognosen für die Zukunft zu machen, muss geprüft werden, ob die das Risiko beeinflussenden Faktoren sich ggf. geändert haben. Erst wenn gar keine Daten erhältlich sind, muss geschätzt werden. Schätzungen können durch Diskussion in der Gruppe validiert und auf eine breitere Grundlage gestellt werden.

Wesentlichkeitsgrenzen Frühestens im Rahmen der Risikobeurteilung können erste Risiken aus dem weiteren Prozess heraus genommen werden. Denkbar wäre eine Wesentlichkeitsgrenze einzuführen und z. B. Risiken mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit kleiner 1 % für die weiteren Risikomanagement Schritte ausser Acht zu lassen. Mehrere Einzelrisiken mit Eintrittswahrscheinlichkeiten $< 1\,\%$, die durch Wechselwirkungen eine Eintrittswahrscheinlichkeit $> 1\,\%$ haben können, sollten jedoch wieder berücksichtigt werden. Auch Risiken, die einzeln existenzgefährdend werden können (Schaden zehrt mehr als 100 % des EBITDA oder mehr als 50 % des EK auf), sollten weiterhin berücksichtigt werden. Die derart „aussortierten" Risiken sollten dennoch katalogisiert und regelmässig überprüft werden, um nicht in Vergessenheit zu geraten.

Dokumentation der Risikobewertung Das Zustandekommen der Risikobewertung muss gut dokumentiert sein, um später z. B. nach Mitarbeiterwechseln nachvollziehbar zu sein. Es sollte dokumentiert werden wie hoch das Bruttorisiko ist, welche Risikominderungsmassnahmen mit welchem Einfluss berücksichtigt wurden, um auf das Nettorisiko zu kommen, welche Annahmen insbesondere für Auswirkungen bei Risiken mit immateriellen Schäden wie Reputation getroffen wurden, welche Primär- und Sekundärschäden berücksichtigt wurden etc.

Korrelation von Einzelrisiken Unter Korrelation von Risiken versteht man den Zusammenhang zwischen verschiedenen Risikoursachen. Risikoursachen sind dann korreliert, wenn der Eintritt von Ereignis A den Eintritt von Ereignis B auslöst oder dessen Eintrittswahrscheinlichkeit oder Schadenhöhe beeinflusst.

Korrelationen können über eine Risiko Treiber Karte analysiert werden. Hier werden alle Risiken einer Risikokategorie aufgetragen und die Zusammenhänge über Pfeile verdeutlicht. Kernfrage ist, Verändert das Eintreten eines Events alleine oder in Zusammenhang mit anderen die Eintrittswahrscheinlichkeit oder Schadenhöhe eines anderen Events? Ist die Risikotreiber Karte erstellt, kann man auf die wichtigsten Events (= die, die sich durch Korrelation in ihrer Wirkung/Eintrittswahrscheinlichkeit verstärken) fokussieren, um sie besser zu verstehen und zu managen.[8]

[8] Vgl. ERM FAQ Guide, Protiviti Inc., S. 61.

Tab. 3.17 Qualitative Korrelationen zwischen den Risikokategorien

-	Kreditrisiko	Marktrisiko	Geschäftsrisiko	Operatives Risiko
Kreditrisiko	100 %	Hoch	Mittel	Niedrig
Marktrisiko	Hoch	100 %	Mittel	niedrig
Geschäftsrisiko	Mittel	Mittel	100 %	mittel
Operatives Risiko	Niedrig	Niedrig	Mittel	100 %

Die Korrelation wird über eine Zahl zwischen 0 und 1 ausgedrückt. Bedeutet das Eintreffen von Ereignis A zwingend, dass auch Ereignis B eintritt, so ist die Korrelation = 1. Tritt B auf keinen Fall ein, wenn A eintritt ist die Korrelation = −1. Sind A und B unabhängig voneinander, ist die Korrelation = 0. Positiv korrelierte Ereignisse verstärken sich in ihrer Wirkung, während negativ korrelierte Ereignisse zu einem Diversifikationseffekt führen.

Die Berücksichtigung von Korrelationen ist ein wesentlicher Aspekt eines ERM Ansatzes. Im Vergleich zu den bisher üblichen Insellösungen für einzelne Risiken in einzelnen Geschäftsfeldern, zeichnet sich ERM dadurch aus, dass alle Risikoarten über die Geschäftsfelder hinweg mit vergleichbaren Messgrössen bewertet, aggregiert und dann auf Portfolioebene gemanaged werden. Bei der Aggregation müssen Korrelationen berücksichtigt werden. Nur so werden die Portfolioeffekte, die zu einer effizienteren Nutzung von Risikokapital führen ausgenutzt und die Ausschöpfung des definierten Risikoappetits richtig ermittelt (Tab. 3.17).

Die Quantifizierung von Korrelationen steckt derzeit weltweit noch in den Anfängen. Idealerweise werden Korrelation auf der Basis historischer Daten über Regressionsanalysen abgeleitet. Die dazu erforderliche Datenbasis ist in den meissten Unternehmen jedoch nicht vorhanden. Alternativ bleibt nur die Korrelationen über subjektive Einschätzung z. B. mit Hilfe der oben erwähnten Risikotreiber Karte „abzuschätzen“. Auf diesem Weg ist i. d. R zumindest eine tendenzielle Bewertung der Korrelation zwischen zwei Risiken möglich. Tendenziell heisst, man kann sagen, ob die Korrelation 1, −1 oder 0 ist beziehungsweise zwischen 0 und 1 oder 0 und −1 liegen müsste. Allein eine derartige Tendenzaussage ist für die Abschätzung von Portfolioeffekten schon sehr hilfreich. Eine Fehleinschätzung kann aber auch zu einer erheblichen Fehleinschätzung des Portfolioeffekts und damit der berechneten Risikoposition führen, so dass Korrelationen immer konservativ bewertet werden sollten. Im konservativsten Fall geht man davon aus, dass alle Einzelrisiken positiv korreliert sind und addiert sämtliche Einzelrisiken auf. Diesen Ansatz sollte man wegen der daraus resultierenden starken Überschätzung des Risikos nur wählen, wenn keine Abschätzung der Korrelation möglich ist.

Bei der Aggregation von Risiken entlang des Limitenbaums müssen immer wieder Korrelationen berücksichtigt werden. Die Auswirkung einer Fehleinschätzung wird umso grösser, je weiter oben im Limitenbaum man sich befindet. Insbesondere für die Korrelationen auf höheren Stufen des Limitenbaums sollte daher versucht werden externe Benchmarks zu erhalten. So sollte z. B. die Korrelation des Kredit- und des Marktrisikos im Handel der Korrelation dieser Risiken bei einer Bank ähnlich sein. Bei dem Vergleich mit Benchmarks ist zu beachten, dass die Risikokategorie mit der des als Vergleich

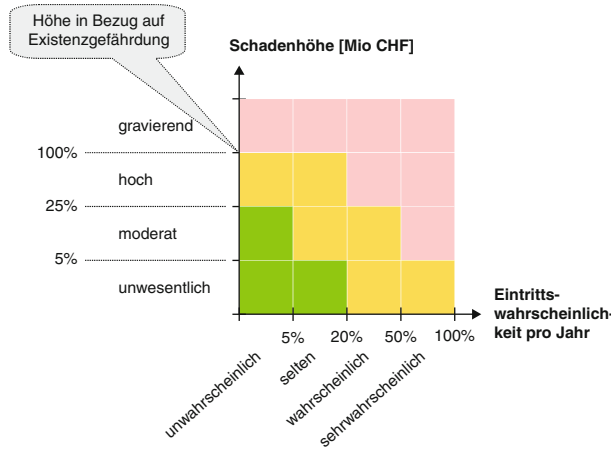


Abb. 3.61 Riskmap zur Darstellung der Priorisierung der Unternehmensrisiken

genutzten Benchmarks identisch ist. Die Dresdner Bank schätzt die Zusammenhänge Ihrer Hauptrisikoarten wie folgt ein[9]:

Risiko Aggregation Die Aggregation von Einzelrisiken zu einer Konzernrisikozahl ist nur möglich, wenn alle Einzelrisiken quantifiziert wurden. Erfolgte die Risikobewertung mit einer VaR, EaR oder CFaR Grösse, ist eine Aggregation mathematisch gut möglich.

Risiko Priorisierung Nachdem alle Risiken bewertet wurden, muss als nächstes eine Risiko Priorisierung durchgeführt werden. Kein Unternehmen hat ausreichend Ressourcen, um alle seine Risiken zu behandeln oder Chancen zu verfolgen. Über die Priorisierung werden aus der Gesamtheit der Risiken/Chancen die herausgefiltert, die einer weiteren Behandlung bedürfen. Wie die Risikopriorisierung erfolgen sollte, hängt von den Zielen ab, die das Unternehmen mit Risikomanagement verfolgt. Die mit dem Risikomanagement verfolgten Ziele inkl. Kriterien anhand derer je Risiko ermittelt werden kann, ob es die Risikotoleranzgrenze überschritten hat sollten in der Risikostrategie definiert werden. (Abb. 3.61).

Ein weit verbreiteter Ansatz ist Risiken in drei Klassen zu unterteilen[10]:

1. Ein oberes Band, indem Risiken als inakzeptabel angesehen werden unabhängig vom Nutzen, der mit diesen Risiken verbunden ist und in dem Risiken reduziert werden müssen, unabhängig von den dabei anfallenden Kosten.
2. Ein mittleres Band, indem Kosten und Nutzen von Risiken und Bewältigungsmassnahmen abgewogen werden bevor sie ergriffen werden.
3. Ein unteres Band, indem Risiken als vernachlässigbar klein angesehen werden, so dass keine Behandlung erforderlich ist.

[9] Quelle: Präsentation an der Uni Köln, Seminar für Allgemeine Bank BWL, Dr. Martin Knippschild, 8.11.2005, S. 22.

[10] Vgl. AS/NZS 4360:2004 Handbuch, S. 65.

Setzt das Unternehmen Risikomanagement zur sichereren Erreichung der Unternehmensziele ein, müssen die Risiken, die den grössten Einfluss auf die Unternehmensziele haben als erstes behandelt werden. In der Risikostrategie sollten Grenzwerte definiert werden ab denen ein Risiko auf jeden Fall behandelt werden muss bzw. ab denen es akzeptabel ist. Ist ein Unternehmensziel z. B. die Erreichung von 10 % Marktanteil im fremden Versorgungsgebiet, so könnte ein Risiko was dieses Ziel um 5 % gefährdet als auf jeden Fall zu behandeln definiert werden, ein Risiko mit 0,1 % Gefährdungspotential könnte dagegen als akzeptabel definiert werden.

Besteht das Ziel von Risikomanagement darin die Risiken mit dem grössten Verlust-/Existenzgefährdungspotential für das Unternehmen zu identifizieren, (wie z. B. bei den meissten Unternehmen in Deutschland, die Risikomanagement nach dem KONTraG betreiben) müssen die Risiken mit der grössten Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe herausgefiltert werden. Das am weitesten verbreitete Werkzeug für diese Art der Risikopriorisierung ist die Risk Map. Sie besteht aus einem Koordinatensystem an dessen Achsen Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe aus der Risikobewertung abgetragen werden. Je Unternehmen werden Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe in unterschiedlich viele qualitativ oder quantitativ beschriebene Klassen unterteilt. Aus der Anzahl der Klassen ergeben sich dann Felder auf der Risk Map, über die die Risikopriorisierung erfolgt. Nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Aufbau von einer Risk Maps.

C) Steuerung/Massnahmen

Eingangsgrösse für diesen Schritt ist eine Liste von priorisierten Risiken, die einer Behandlung bedürfen. Im Rahmen dieses Schrittes werden dann Behandlungsoptionen je Risiko identifiziert und bewertet, Implementierungspläne aufgestellt und umgesetzt.

Grundsätzlich fallen alle Behandlungsmöglichkeiten für ein Risiko in eine der folgenden Kategorien:

Vermeiden Es werden Massnahmen getroffen die Aktivitäten, die das Risiko verursachen zu unterlassen bzw. gar nicht erst anzufangen. So könnten Risiken vermieden werden, indem bestimmte Produkte nicht mehr hergestellt werden, nicht in einen neuen geographischen Markt expandiert wird oder ein Teilkonzern verkauft wird.

Reduzieren Es werden Massnahmen getroffen, die Eintrittswahrscheinlichkeit und/oder Schadenhöhe des Risikos bis auf ein für das Unternehmen akzeptables Mass zu reduzieren. Dazu könnte z. B. die räumliche Trennung von zentraler Leitstelle und EDV Rechenzentrum gehören, um in einem Katastrophenfall nicht beides zu verlieren (Reduktion Schadenhöhe) oder die Verbesserung von Internen Kontrollaktivitäten, um die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Risiken zu reduzieren.

Teilen Es werden Massnahmen getroffen, die Eintrittswahrscheinlichkeit und/oder Schadenhöhe des Risikos bis auf ein für das Unternehmen akzeptables Mass zu reduzieren, indem es mit anderen Parteien geteilt oder auf andere Parteien transferiert wird. Gängige

Techniken Risiken zu teilen sind das Abschliessen von Versicherungen oder anderen Verträgen wie z. B. Outsourcing Verträge.

Akzeptieren Es werden keine Massnahmen getroffen, um Eintrittswahrscheinlichkeit und/oder Schadenhöhe des Risikos zu beeinflussen. Das akzeptieren eines Risikos lässt darauf schliessen, dass es sich bereits im für das Unternehmen akzeptablen Rahmen befindet. Ein Risiko zu akzeptieren bedeutet jedoch nicht, dass es einfach tatenlos hingenommen wird. Stattdessen könnte es sein, dass ein Unternehmen das Risiko bewusst akzeptiert, weil es einen angemessenen Nutzen oder Wettbewerbsvorteil bietet und sich gegen die mögliche Gefahr mit EK/Liquidität absichert. Ein Risiko könnte auch deshalb akzeptiert werden, weil es ein anderes Risiko gibt durch welches es ganz oder teilweise kompensiert wird. Schliesslich könnte das Risiko deshalb akzeptiert werden, weil für dessen Übernahme am Markt eine angemessene Risikoprämie erzielbar ist.

Bei der Behandlung von Chancen kann analog vorgegangen werden. Chancen können aktiv angegangen werden, indem Aktivitäten gestartet werden, um die Chance zu kreieren oder aufrecht zu erhalten. Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe der Chance können erhöht werden, die Chance kann geteilt werden, etc.

Identifikation von Risikobehandlungsmassnahmen Bevor nach Risikobehandlungsmassnahmen gesucht wird, sollte ein Unternehmen sich überlegen, ob das betrachtete Risiko überhaupt eingegangen werden soll oder nicht. Akzeptabel sind Risiken, die mit dem Kerngeschäft des Unternehmens einhergehen und aus denen es sein Erfolgspotential bzw. seine Wettbewerbsvorteile zieht, die messbar und managebar sind und die einen ausreichenden Nutzen bringen. Wenn z. B. mit einer Geschäftsaktivität bedeutende Risiken verbunden sind, die nicht managebar sind, muss das Unternehmen überlegen, ob es diese Aktivität fortführen will. Nicht wünschenswert sind Risiken, die nichts mit dem Kerngeschäft zu tun haben, keinen ausreichenden Nutzen bringen oder nicht messbar und managebar sind. Diese Risiken gilt es zu vermeiden oder zu teilen. Indem Randrisiken übertragen werden kann mehr Risikokapital für den eigentlichen Geschäftszweck eingesetzt werden.

Entschliesst sich das Unternehmen ein Risiko nicht zu vermeiden, müssen Behandlungsoptionen identifiziert und bewertet werden. Dabei sollte zunächst geprüft werden, ob es bekannte weit verbreitete Behandlungsoptionen für das betrachtete Risiko gibt und ob diese auch für die eigene Situation geeignet sind.

D) Überwachung

Im Rahmen des Monitorings wird die Einhaltung aller in den vorherigen Schritten beschlossenen Massnahmen überwacht. Dazu gehören z. B.:

- Einhaltung von Limiten
- Veränderungen der Risikoposition
- Absicherung durch Risikokapital
- Einhaltung von Risiko-Rendite Vorgaben
- Fortschritt und Wirksamkeit der Umsetzung von Risikobehandlungsmassnahmen
- Einhaltung von Vorgaben der Risikopolitik
- Etc.

Über das Reporting werden regelmässig Informationen über die Risikosituation und die Ergebnisse des Monitorings von der operativen Ebene an das Management berichtet. Weil z. B. Limite die Grenze zwischen zulässigem und zu behandelndem Risiko darstellen, ist das Monitoring und Reporting von Limit Überschreitungen eine kritische Information vom operativen Geschäft an das Management, welches letztendlich für das Risikomanagement und die Unternehmensperformance verantwortlich ist. Ohne zeitnahe Informationen kann das Management dieser Verantwortung nicht gerecht werden. Um Konsistenz, Transparenz und Korrektheit der Daten sicher zu stellen sollte eine formale Reporting Struktur mit regelmässigen Standard Reports aufgesetzt werden. Die Reporting Struktur wird später als zentrales Nervensystem dienen, welches alle kritischen Risiko Informationen an alle interessierten Parteien liefert. Die Reporting Struktur sollte so aufgesetzt werden, dass die gleichen Informationen an zwei unabhängige Instanzen gehen, um eine Art vier Augen Prinzip und Validierung der aus den Risikoinformationen gezogenen Schlüsse sicher zu stellen.

Monitoring und Reporting spielen auch eine kritische Rolle bei der Schaffung einer risikobewussten Unternehmenskultur, da sie permanent an Limite und die Risikotoleranz des Unternehmens erinnern. Monitoring und Reporting betonen die Verantwortung für die Einhaltung der Risikopolitik und den damit einhergehenden Limiten.

Folgende Übersicht zeigt beispielhaft welche Reports wie oft an welche Empfänger gehen könnten:

Report Empfünger	Fokus der berichteten Informationen	Denkbare Berichte/Frequenz
Operative Mitarbeiter	Basis für tägliche Geschäftsentscheidungen	– Marktrisiko VaR im Handel je Portfolio, nach Commodity gegen jeweiliges Limit (täglich); – Kreditrisiko VaR je Grosskunde und Segment im Vertrieb gegen jeweiliges Limit (monatlich); – Marktrisiko VaR für Zinsen, Währungen Kursschwankungen gegen jeweiliges Limit (täglich);
Corporate Risk Management	Überwachung, ob alle Risiken im Unternehmen gemäss Vorgaben der Risikopolitik gemanaged werden	– Limitauslastungsbericht über den gesamten Limitenbaum (monatlich) – Risikokapitalübersicht (EK und Liquidität) (monatlich); – GF- und KS Risk Map (quartalsweise zur Prognose und zum Jahresabschlüss); – Risikoanalysen für geplante Investitionen, Strategien und laufenden Projekten (nach Bedarf) – Risikostatus Risikobehandlungsmassnahmen, eingetretene Risiken etc. (quartalsweise) – Risikobericht aus den Tochtergesellschaften (quartalsweise)

(*Fortsetzung*)

GF-Management	Risikoadjustierte Performance Bewertung, Einhaltung Vorgaben aus der Risikopolitik	– Limitauslastungsbericht über GF-Risiken (monatlich) – Status bezüglich Risiko/Rendite Ziel gemäss Mifri (quartalsweise zur Prognose) – GF-Risk Map – Status Risikobehandlungsmassnahmen, eingetretene Risiken etc. (quartalsweise)
Risk Committee	Überwachung, ob alle Risiken im Unternehmen gemäss Vorgaben der Risikopolitik gemanaged werden	– Aggregierter Limitauslastungsbericht (monatlich) – Risikokapitalübersicht (EK und Liquidität) (monatlich) – Konzern Risk Map (quartalsweise) – Status Risikobehandlungsmassnahmen, eingetretene Risiken etc. (quartalsweise)
UL	Risikoadjustierte Performance Bewertung, Einhaltung gesetzlicher Vorschriften, Kapitalallokation	– Aggregierter Limitauslastungsbericht (monatlich) – Risikokapitalübersicht (EK und Liquidität) (monatlich) – Status bezüglich Risiko/Rendite Ziel gemäss Mifri (quartalsweise zur Prognose) – Konzern Risk Map (quartalsweise) – Status Risikobehandlungsmassnahmen, eingetretene Risiken etc. (quartalsweise) – Risikoanalysen aus geplanten Investitionen und Strategien (nach Bedarf) – Risikoberichte aus den Tochtergesellschaften (quartalsweise)
VR	Überwachung, ob alle Risiken im Unternehmen gemäss Vorgaben der Risikopolitik gemanaged werden, Einhaltung gesetzlicher Vorschriften	– Aggregierter Limitauslastungsbericht (monatlich) – Risikokapitalübersicht (EK und Liquidität) (monatlich) – Konzern Risk Map (quartalsweise) – Status Risikobehandlungsmassnahmen, eingetretene Risiken etc. (quartalsweise) – Risikoanalysen aus geplanten Investitionen und Strategien (nach Bedarf) – Risikoberichte aus den Tochtergesellschaften (quartalsweise)

*Post Event Analyse*Wenn ein Risiko eingetreten ist, sollte analysiert werden, ob es bekannt war, korrekt eingeschätzt wurde, die Kontrollmechanismen wie gewollt funktioniert haben, etc. Solche Informationen könnten auch in einer Event Datenbank gesammelt werden und später für Analysen oder die Einschätzung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadenhöhe anderer Risiken genutzt werden.

3.8.2.4 Weitere mögliche Komponenten eines Enterprise Risk Management's

A) Erhöhung der Planungssicherheit

Der Aufbau eines Planungsmodells macht die Planungssicherheit sowie die wesentlichen das EBITDA beeinflussenden Risikofaktoren transparent.

Im heutzutage zunehmend unsicherer werdenden Marktumfeld (z. B. durch die anstehende Marktliberalisierung in der Schweiz) wird es für Aktiengesellschaften immer wichtiger dem Kapitalmarkt zu demonstrieren, dass das Unternehmen seine Finanzen im Griff hat und ihm die Risiken transparent sind, die die angekündigte Unternehmensentwicklung beeinträchtigen könnten. Für Aktiengesellschaften, die Ergebnisprognosen veröffentlichen ist es sehr wichtig diese auch zu erreichen. Spätestens bei der zweiten Verfehlung einer Ergebnisprognose (egal, ob nach oben oder unten), die nicht sehr gut begründet werden kann, muss ein Unternehmen mit massiven Kursabschlägen rechnen. Gemäss einer Studie von Ernst & Young unter 137 institutionellen Anlegern aus 16 Ländern können Unternehmen mit einem guten Risikomanagement hingegen mit einer Kursprämie rechnen.[11]

Die im Folgenden beschriebenen Earnings at Risk Ansätze helfen dem Management den in der Planung angestrebten Jahresüberschuss mit grösserer Sicherheit zu erreichen, können aber auch zu einem ganzheitlichen Risikomanagement Ansatz ausgebaut werden.

Pro Forma Modell der stochastischen Planung Basis dieses Ansatzes ist ein Planungsmodell des Unternehmens bestehend aus den Positionen der Plan-Bilanz und Plan-GuV. Im einfachsten Fall werden die Positionen z. B. der Plan GuV als Zufallsvariable modelliert. Da auf eine einzelne GuV Position eine Vielzahl von Einflussfaktoren einwirken, die sich kaum trennen lassen („verteilungsorientierte Risiken") werden sie als Normalverteilung modelliert. Nach dem „Zentralen Grenzwertsatz" aus der Statistik konvergiert die Summe vieler Einzeleinflüsse gegen eine Normalverteilung. Als Erwartungswert der Normalverteilung wird der über das übliche Controlling Instrumentarium abgeleitete Planwert der Position verwendet. Nur die Abweichungen von diesem Planwert (= Erwartungswert), stellen das Risiko dar. Hier ist es wichtig, dass über die Planungsmethoden des Controllings ein zuverlässiger Erwartungswert ermittelt wird. Würde der Planwert nicht mit dem Erwartungswert übereinstimmen, würden die Abweichungen aufgrund unsauberer Planung als Risiko gemessen. Die Standardabweichung der Normalverteilung wird aus der historischen Entwicklung des Positionswertes ermittelt (auf Basis einer 5–10 Jahres Zeitreihe) (Abb. 3.62).

[11] Amhofer&Schweizer: „Anleger bezahlen Prämie für risikobewusste Unternehmen", Artikel aus Finanz und Wirtschaft Nr. 93; S. 22; 23.11.2005.

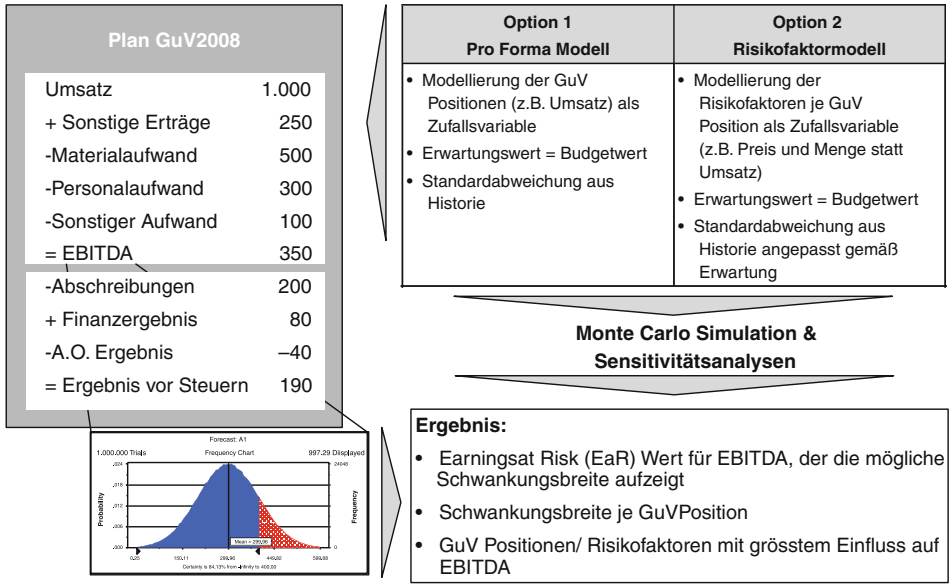


Abb. 3.62 Modelloptionen zum Sichtbarmachen der Schwankungsbreite des Jahresergebnisses

Einzelne GuV Positionen könnten auch von außerordentlichen Ereignissen („ereignisorientierte Risiken“) abhängen. Diese Positionen werden dann als Binomialverteilung modelliert mit den Zuständen: Risiko tritt ein oder nicht.

Wird dies für jede GuV Position gemacht, dann kann z. B. mit Hilfe des Tools Crystal Ball ein Simulationsmodell für die GuV aufgebaut werden mit dem Jahresüberschuss als Ergebnisgrösse. Crystal Ball kann dann in unabhängigen Simulationsläufen viele Geschäftsjahre durchspielen und jeweils die Ausprägungen der GuV sowie der Zielgrösse Jahresüberschuss berechnen. Durch die Simulation wird eine repräsentative Stichprobe aller möglichen Risiko-Szenarien des Unternehmens bestimmt und ausgewertet. Aus den ermittelten Realisationen der Zielgrösse Jahresüberschuss ergibt sich eine Wahrscheinlichkeitsverteilung auf deren Basis ein Earnings at Risk Wert errechnet werden kann. Bei diesem Earnings at Risk Wert handelt es sich um die innerhalb einer Periode mit einer bestimmten Konfidenz maximale Abweichung des Jahresüberschusses von dem aus der Planung erwarteten Wert.

Über den gleichen Ansatz kann auch ein Cash flow at Risk Modell (CFaR) aufgebaut werden, um ein bestimmtes Cash flow Ziel besser zu erreichen und das Liquiditätsrisiko besser zu managen. Da die Berechnung des Cash flows aber schon wesentlich komplexer ist als die des Jahresüberschusses ist bereits der Aufbau eines Pro Forma Modells sehr anspruchsvoll.

Vorteile Der Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass die Planungsunsicherheit jeder einzelnen Position aber insbesondere der Zielgrösse Jahresüberschuss verdeutlicht wird. Es wird klar, ob wichtige Grössen wie der Umsatz oder der Jahresüberschuss um ein 1 % oder um 20 % um den Planwert schwanken können. Dabei wird nicht nur das Risiko, also

die mögliche Abweichung vom Planwert nach unten, sondern auch die Chance den Planwert zu übertreffen sichtbar gemacht. Über Sensitivitätsanalysen kann ermittelt werden welche GuV Positionen den Jahresüberschuss besonders stark beeinflussen. Durch Analyse der Gründe für die Schwankungen in diesen Positionen und das ergreifen entsprechender Massnahmen kann das Risiko von Abweichungen des Jahresüberschusses vom angestrebten Planwert reduziert werden. Treten dennoch Abweichungen auf sind diese besser erklärbar.

Nachteile Der Nachteil bei diesem Vorgehen besteht darin, dass die Vergangenheit auf die Zukunft projiziert wird. Durch die Ableitung der Standardabweichung jeder einzelnen Position aus der Vergangenheit, wird angenommen, dass die Volatilität der einzelnen Positionen sowie die Korrelation der Einflussfaktoren auf jede Position auch in Zukunft unverändert bleibt. Hinzu kommt, dass buchhalterische Aufwandsbuchungen (z. B. die Erhöhung von Pensionsrückstellungen, Goodwillabschreibungen, etc.) den EaR Wert verzerren. Da die Bilanz und GuV Positionen direkt als Zufallsvariable modelliert werden, werden die Risikotreiber nicht deutlich. Umsatzschwankungen können z. B. durch Preis- oder Mengen-Schwankungen oder eine Kombination von beidem verursacht worden sein. Diese für das Management und die Verminderung von Risiken relevante Ursache-Wirkungsbeziehung wird bei diesem Ansatz nicht deutlich.

Kausales Risikofaktormodell der stochastischen Planung Ein Teil dieser Nachteile kann durch eine weitere Detaillierung des Planungsmodells behoben werden. Dazu werden nicht mehr die Bilanz- und GuV Positionen sondern die diese Positionen beeinflussenden Risikofaktoren als Zufallsvariable modelliert. Es würde also nicht mehr der Umsatz direkt sondern Preis und Menge mit ihren Einflussfaktoren modelliert. Bei der Identifikation der relevanten Risikofaktoren dient das Risikoinventar aus der regelmässigen Risikoerhebung als Grundlage. (Abb. 3.63).

Vorteile Die einzelnen Bilanz- und GuV Positionen können wesentlich detaillierter modelliert werden. Durch den Aufbau des Modells wird sehr klar welche Risikofaktoren auf welche Positionen wirken und die Korrelationen dieser Wirkung können berücksichtigt werden. Bei der Modellierung können in der Zukunft erwartete Veränderungen historischer Einflussgrössen explizit berücksichtigt werden, so dass es weniger vergangenheitsorientiert ist. Sensitivitätsanalysen können nun auf Basis einzelner Risikofaktoren durchgeführt

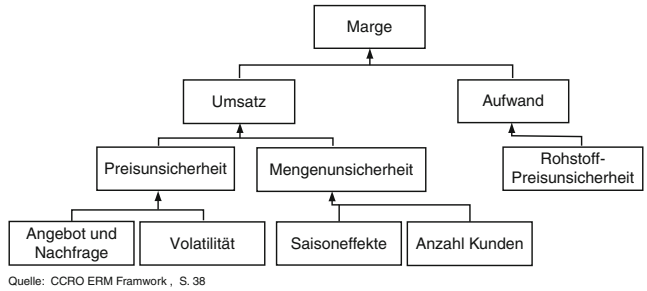


Abb. 3.63 Modelierung der Margentreiber

werden und zeigen noch deutlicher was den Jahresüberschuss wie stark beeinflusst. Neue Risikofaktoren können jederzeit in das Modell integriert werden.

Die detailliertere Verdeutlichung von Ursache-wirkungs- Beziehungen und die realitätsnähere Abbildung zukünftiger Erwartungen verdeutlichen dem Management auf welche Risiken es sich konzentrieren muss, um den geplanten Jahresüberschuss sicherer zu erreichen. Der ermittelte EaR Wert auf Konzernebene ist ein Anhaltspunkt für die Gesamtrisikoposition des Unternehmens.

Nachteile Den genannten Vorteilen stehen allerdings auch zusätzliche Herausforderungen gegenüber. In einem so genannten Risikofaktormodell können nur die wichtigsten Risiken denen ein Unternehmen unterliegt modelliert werden. Eine exakte Abbildung der Realität unter Berücksichtigung aller Risikofaktoren ist nicht möglich. Bei der Interpretation muss bedacht werden, welche Risiken berücksichtigt wurden und welche nicht.

Das Modellergebnis kann nur so gut sein wie sein Input. Falsche Berücksichtigung von Risikofaktoren, falsche Annahmen bezüglich Volatilität, Wahrscheinlichkeitsverteilungen, Korrelationen, etc. führen zu falschen Analyseergebnissen.

Der ermittelte EaR Wert basiert auf normalen Marktbedingungen. Ähnlich wie bei VaR Werten muss er Stresstests unterzogen werden, um die Auswirkungen von unerwarteten Veränderungen in den Risikofaktoren und deren Auswirkung auf das Ergebnis zu überprüfen.

Erweiterung zu einem ganzheitlichen Risikomanagement Ansatz Mit Hilfe der beschriebenen Planungsmodelle kann ein ganzheitliches Risikomanagement aufgebaut werden. Im Einzelnen können über das Planungsmodell folgende Aspekte des Risikomanagements realisiert werden:

- Bestimmung des zur Risikoabsicherung erforderlichen Eigenkapitals
- Überprüfung des eigenen Ratings
- Bestimmung der Kapitalkosten des Unternehmens
- Risikoorientierte Steuerung

Bestimmung des zur Risikoabsicherung erforderlichen Eigenkapitals Basierend auf der durch das Planungsmodell ermittelten Verteilungsfunktion für den Jahresüberschuss kann der Verlust ermittelt werden, den das Unternehmen unter Beachtung der modellierten Risiken z. B. mit 95 % Wahrscheinlichkeit im Budgetjahr maximal erleiden muss. Dieser Verlust sollte durch Eigenkapital und Liquidität gedeckt sein.

Überprüfung des eigenen Ratings Die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Unternehmens ergibt sich aus dem Wert: 1-Konfidenzintervall aus der EaR Berechnung. Hat ein Unternehmen genug Eigenkapital, um den in einem Jahr mit 99 % Wahrscheinlichkeit maximalen eintretenden Verlust abzudecken, sollte es ein A Rating haben. Kommt die Hausbank zu einer anderen Einschätzung, kann dies kritisch hinterfragt werden.

Bestimmung der Kapitalkosten des Unternehmens Über das Planungsmodell könnten die Eigenkapitalkosten des Unternehmens oder einzelner Teile abgeleitet werden. Als Formel zur Bestimmung des Kapitalkostensatzes bietet sich die Berechnung der WACC (Weighted Average Cost of Capital) an:

$$\text{WACC} = \text{Kosten EK} * \text{EK/GK} + \text{Kosten FK} * \text{FK/GK}$$

Mit EK = Eigenkapital; FK = Fremdkapital; GK = Gesamtkapital = EK + FK

Der EK Bedarf ergibt sich aus dem zur Risikoabsicherung benötigten EK (Zur Berechnung vgl. Punkt 1). Es wird angenommen, dass nur risikotragendes EK eine Risikoprämie verdient. Der Eigenkapitalkostensatz basiert auf einer Opportunitätskostenüberlegung. D. h. welche Rendite wäre langfristig für das benötigte EK in einer Alternativanlage erzielbar, wenn man eine bestimmte Ausfallwahrscheinlichkeit unterstellt?[12]

Auf diesem Weg kann eine Mindestrendite (= WACC) ermittelt werden, die die Investitionen des Unternehmens erbringen müssen, um Wert zu erzeugen. Der übliche Weg über das Capital Asset Pricing Modell ist nicht nötig.[13] Ausserdem kann auf diesem Weg jedem Geschäftsfeld ein EK Anteil zugeordnet werden, ohne eine aufwendige bilanzielle Aufteilung des EK vornehmen zu müssen.

Risikoorientierte Steuerung Setzt man ein Planungsmodell je Geschäftsfeld auf, kann über eine Risiko Rendite Kennzahl risikoorientiert gesteuert werden. Je Geschäftsfeld kann dann z. B. der erwartete Ertrag gem. Mittelfristplanung dem risikobedingten EK-Bedarf (Berechnung über die EaR vgl. Punkt 1) gegenüber gestellt werden, um den RORAC (Return on Risk Adjusted Capital) zu berechnen. Der RORAC zeigt auf welches Geschäftsfeld eine höhere Rendite auf seine EaR verdient. Bei Geschäftsfeldern mit schlechterem RORAC können dann Massnahmen identifiziert werden, um das Risiko zu senken oder das Ergebnis (bei konstantem Risiko) zu erhöhen.

Erreichbare Ziele Aufgrund der anstehenden Marktliberalisierung müssen die Schweizer Unternehmen mit stärker schwankenden Ergebnissen rechnen. Mit Hilfe der beschriebenen Planungsmodelle können die Unsicherheiten in einzelnen Planungspositionen und ihr relativer Einfluss auf das Jahresergebnis verdeutlicht werden. Konzentriert man das Risikomanagement auf die Risiken, die den grössten Einfluss auf die kritischen Plangrössen haben, kann man das angestrebte Jahresergebnis sicherer erreichen (Weniger Überraschungen). Das erreichen zuvor angekündigter Ergebnisse wird das Vertrauen der Stakeholder in das Unternehmen und sein Management erhöhen. Sind die Jahresergebnisse im Zeitablauf steigend geplant, tragen die Planungsmodelle auch zu einer Shareholder Value Steigerung bei. Dasselbe gilt, wenn es gelingt mit Hilfe der Planungsmodelle die Volatilität der Jahresergebnisse zu senken oder Kosten durch unerwartet eintretende Risiken zu reduzieren.

Nicht erreichbar ist eine Risikoabsicherung wie nach dem oben beschriebenen Vorgehen der Banken. Beim pro Forma Planungsmodell ergibt sich der EaR Wert auf dessen Basis das zur Absicherung nötige EK bemessen wird ausschliesslich auf der Basis vergangenheitsorientierter Schwankungen. Angenommen ein Unternehmen würde auf Basis eines solchen Modells ihr EK bemessen, dann wäre unter der Annahme, dass es in den letzten 5 Jahren nie einen Ausfall gab kein Aufwand in der GuV vorgesehen. Damit wäre

[12] Vgl. Dr. Werner Gleissner; „Auf nach Monte Carlo", in RISKNEWS Heft 1/2004, S. 36.

[13] Vgl. Dr. Werner Gleissner; "Die Aggregation von Risiken im Kontext der Unternehmensplanung", Zeitschrift für Controlling & Management Heft 5/2004, S. 356.

das gesamte Kreditrisiko nicht abgesichert. Im fortgeschritteneren Risikofaktormodell könnte das Kreditrisiko zwar modelliert werden, es besteht aber der Nachteil, dass nicht alle Risiken in ein solches Modell einbezogen werden können. Selbst wenn die wesentlichen Einflussfaktoren berücksichtigt sind, können die unberücksichtigten in Summe dennoch existenzgefährdend sein und wären nicht abgesichert.

Allein durch die beschriebenen Planungsmodelle würden auch die gesetzlichen Anforderungen nicht eingehalten. Sowohl beim Pro Forma als auch beim Risikofaktormodell fehlt die risikoorientierte Sicht. Es kann nicht gesagt werden wie hoch das Kredit- oder das Marktpreisrisiko ist, worüber nach IFRS 7 aber gesondert zu berichten ist.

B) Zielerreichung erhöhen

Durch die Verknüpfung von Risiken und Unternehmenszielen können die für die Zielerreichung wesentlichen Risiken erkannt und gemanaged werden.

Alle Rahmenwerke zum Thema Risikomanagement vertreten die Auffassung, dass Risikomanagement betrieben werden sollte, um die Ziele des Unternehmens mit angemessener Sicherheit zu erreichen. Diese Idee kommt beim Risikomanagement von Banken bisher zu kurz. Viele Unternehmen die Risikomanagement betreiben haben damit begonnen eine systematische Erhebung und Bewertung ihrer Risiken durchzuführen. Bei der Frage welche der Vielzahl an Risiken, die bei einer Risikoinventur identifiziert werden vorrangig gemanaged werden sollen fehlt jedoch der Maßstab. Zunächst werden die existenzgefährdenden Risiken betrachtet, aber dann fehlt es an Kriterien zur Priorisierung.

Eine weitergehende Priorisierung der Risikobehandlung kann erfolgen, indem die Risiken den Unternehmenszielen zugeordnet werden. Die Auswirkung jedes einzelnen Risikos auf die Erreichung des Unternehmensziels muss dann unter Berücksichtigung von Korrelationen quantifiziert werden. Risiken die die Zielerreichung besonders stark beeinflussen müssen vorrangig gemanaged werden.

Bei der Zuordnung der Risiken zu den Unternehmenszielen sollten zwei Ebenen von Unternehmenszielen unterschieden werden. Strategische und operative Ziele.

Nachdem ein Unternehmen seine Strategie festgelegt hat, sollte diese operationalisiert werden. Z. B. kann die Unternehmensstrategie: „Profitables Wachstum“ durch die strategischen Ziele:

- ‚Überdurchschnittliches Wachstum im Segment Key Account’s‘ und
- ‚Überdurchschnittliche Profitabilität im Segment Key Accounts‘

operationalisiert werden. Um diese strategischen Ziele zu erreichen werden die Kennzahlen:

- ‚Umsatzwachstum im Segment Key Accounts im Vergleich zu den übrigen Segmenten‘ und
- ‚Gewinnwachstum im Segment Key Accounts im Vergleich zu den übrigen Segmenten‘

definiert. Für diese beiden Kennzahlen kann dann ein Planwert für das Budgetjahr sowie die Folgejahre festgelegt werden, um die Zielerreichung messbar zu machen.

Risiken beeinflussen den Grad der Zielerreichung gemessen an den o. a. Kennzahlen. Man kann jetzt den Risikokatalog aus der Risikoinventur durchgehen und alle Risiken, die

diese Kennzahlen beeinflussen herausfiltern. Der Einfluss der Risiken auf die zugeordneten Kennzahlen muss dann quantifiziert werden. Dies kann z. B. durch die Quantifizierung eines Best, Worst und Expected Case erfolgen. In einem fortgeschritteneren Verfahren können die Risiken auch als Zufallsvariable über eine Monte Carlo Simulation modelliert werden. Wirken mehrere Risiken auf eine Kennzahl, muss die Quantifizierung unter Berücksichtigung von Wechselwirkungen erfolgen.

Erreichbare Ziele Durch die Zuordnung und Quantifizierung der Risiken zu den strategischen Unternehmenszielen wird die relative Bedeutung einzelner Risiken für die Zielerreichung klar. Das Risikomanagement kann sich dann auf die für die Zielerreichung wesentlichen Risiken konzentrieren. Dasselbe Vorgehen kann für die operativen Ziele z. B. in den Geschäftsfeldern angewandt werden. Durch das gezielte Management der für die Zielerreichung wesentlichen Risiken sollten die Unternehmensziele mit grösserer Wahrscheinlichkeit erreicht werden. Es sollte weniger Überraschungen bei der Zielerreichung geben und die Corporate Governance wird verbessert.

Der Ansatz berücksichtigt nicht den Aspekt der Risikoabsicherung oder der Einhaltung von Gesetzen. Er sollte daher nur als Ergänzung zu einer Risikoabsicherung angesehen werden. Eine Verbesserung der Planungsqualität kann nur indirekt erreicht werden, indem die für bestimmte Ziele als wesentlich erkannten Risiken in der Planung besonders berücksichtigt werden (z. B. über Szenarien oder mit Absicherungskosten). Zu einer Shareholder Value Steigerung trägt der Ansatz nur bei, wenn es die Unternehmensziele, die man sicherer erreichen will tun.

C) Chancenmanagement

Durch ein dem Risiko analoges Chancenmanagement können bestehende Ertragspotentiale identifiziert und ausgeschöpft werden.

Chancen müssen unterschieden werden in risikoinhärente Chancen und ganz neue Chancen, die einem Unternehmen neue Geschäftsmöglichkeiten eröffnen.

Risikoinhärente Chancen[14] Definiert man Risiko als die von einem Ereignis oder Umstand bedingte negative Abweichung von einem unter Unsicherheit geplanten Ziel, dann ist eine Chance die möglicherweise positive Abweichung aus demselben Ereignis oder Umstand. Chance und Risiko sind zwei Seiten derselben Medaille. Das Potential für das Chancenmanagement hängt dann davon ab wie ambitioniert das Ziel gesetzt wurde.

Eingangsgrössen für die Planung eines Unternehmens sind die aus der Strategie abgeleiteten operativen Ziele sowie eine Anzahl an Planungsprämissen (Strompreisentwicklung, Produktionskapazität, Zinsentwicklung, Wechselkurse, etc.). Basierend auf seinen Handlungsoptionen plant ein Unternehmen welche Massnahmen es unter Berücksichtigung der Planungsprämissen ergreifen muss, um die vorgegebenen Ziele zu erreichen. Sind die Ziele so hoch gesteckt, dass das Unternehmen sie unter Beachtung der Planungsprämissen und unter Ausnutzung aller Handlungsoptionen nur im best

[14] In Anlehnung an: RMA Standard „Risiko- und Chancenmanagement“; RiskManagement Association e. V.; 9.2.2006; S. 7; 13 und 19.

möglichen Fall erreichen kann, dann bestehen keine Chancen mehr, sondern nur noch das Risiko das Ziel zu verfehlen.

Sind die Ziele weniger ambitioniert gesetzt, besteht Raum für eine Übererfüllung. Nur in diesem Fall bestehen Ansatzpunkte für ein Chancenmanagement. Aufgrund der Wechselwirkung mit dem Risiko birgt jede Chancenergreifung wieder höhere Risiken. Analog zum Risikomanagement können die in der Planung nicht berücksichtigten Chancenpotentiale erfasst und bewertet werden (Eintrittswahrscheinlichkeit und Chancenhöhe). Je Chance bieten sich dann die folgenden vier Handlungsoptionen:

1. **Chance belassen:** Die Chance wird nicht ergriffen, dafür aber auch das damit verbundene Risiko nicht eingegangen.
2. **Chance ergreifen:** Die Chance wird ergriffen, dafür erhöht sich aber auch das Risiko.
3. **Chance vergrössern:** Durch flankierende Massnahmen zur Chancenergreifung können Chancen vergrössert zieht evtl. auch eine Erhöhung des Risikopotentials nach sich.
4. **Chance teilen:** Kann ein Unternehmen allein eine Chance nicht wahrnehmen (z. B. aufgrund fehlender Marktmacht), so gibt es die Möglichkeit die Chance gemeinsam mit einem Dritten Unternehmen wahrzunehmen. Damit verbunden ist meisst auch eine Aufteilung der Kosten und Risiken, die mit der Chance zusammenhängen.

Chancen im Sinne von neuen Geschäftsmöglichkeiten[15] Chancenmanagement in diesem Sinne befasst sich mit den internen und externen Potentialen zum nachhaltigen Auf- und Ausbau eines Unternehmens, zum Erhalt und der Stärkung seiner Wettbewerbsvorteile.

Ein derartiges Chancenmanagement wird i. d. R im Rahmen der Strategie und Innovationsentwicklung durchgeführt. Es kann in folgenden Schritten ablaufen:

- **Chancenstrategie:** Mit Hilfe der Chancenstrategie wird festgelegt, welche Kriterien für das Chancenmanagement angesetzt werden.
- **Chancenidentifikation:** Die Chancenidentifikation umfasst alle Maßnahmen zur möglichst vollständigen Erfassung der vorhandenen Chancenpotenziale.
- **Chancenanalyse:** In der Chancenanalyse werden die notwendigen Informationen gesammelt und Chancen priorisiert.
- **Chancenbewertung:** Während der Chancenbewertung erfolgt die quantitative und qualitative Beurteilung des Chancenpotenzials.
- **Chancenumsetzung:** Aufbauend auf den Ergebnissen der Chancenbewertung werden einzelne Potenziale genutzt und damit die Umsetzung vorbereitet und durchgeführt.
- **Chancencontrolling:** Im abschließenden Schritt erfolgt ein regelmäßiges Chancencontrolling, das die jeweils aktuelle Chancensituation systematisch evaluiert und einen Abgleich der Chancensituation mit den Vorgaben aus der Chancenstrategie vornimmt.

Erreichbare Ziele Ein explizites Management der risikoinhärenten Chancen macht diese Chancen überhaupt erst transparent. Das hilft z. B. im Planungsprozess das Ambi-

[15] In Anlehnung an: "Erfolgreiches Chancenmanagement in mittelständischen Unternehmen", Projektergebnisbericht der KPMG in Zusammenarbeit mit der Wissenschaftlichen Hochschule für Unternehmensführung (WHU) zum Thema Chancenmanagement.

tionsniveau der gesetzten Ziele und die Planungssicherheit einzuschätzen und so die Planungsqualität zu verbessern. Erst wenn die Chancen mit Eintrittswahrscheinlichkeit und Ausmass erhoben werden kann diskutiert werden warum z. B. in der Planung keine bessere Chancenauswertung und damit höhere Zielerreichung angesetzt wurde. Bisher nicht wahrgenommene Chancen könnten nun erkannt und ausgenutzt werden, was zu einer Steigerung des Shareholder Value beitragen kann.

Ein Chancenmanagement im Rahmen der Strategie- und Innovationsentwicklung ist für ein Unternehmen überlebenswichtig und sollte daher proaktiv betrieben werden.

3.8.3 Enterprise Risk Management (Praxis)

3.8.3.1 Risiken in der Elektrizitätswirtschaft

Betrachtet man die Spotmarktpreise für Elektrizität, so wird eine hohe Volatilität des Handelsguts Elektrizität und damit die große wirtschaftliche Bedeutung des Risikomanagements deutlich. Dies sei beispielhaft am Verlauf des Swiss Electrici tyPrice Index (kurz SWEP) erläutert. Der SWEP ist ein Abbild des täglichen Spotmarktes. Auf diesem Markt werden Geschäfte mit sehr kurzen Fristen abgewickelt. Sie werden i. d. R. stündlich für den nächsten Tag abgeschlossen.

Über einen weiten Zeitraum liegt der Preis für Tagesenergie auf dem Spotmarkt gemäss Abb. 3.64 um 50 €/MWh. Waren jedoch Stromversorger im Juli 2006 darauf angewiesen Elektrizität über den Spotmarkt zu beschaffen, musste zeitweise mehr als 300 €/MWh bezahlt werden. Ein Stromversorger, der sich in einem hohen Maße über den Spotmarkt eindeckt, muss also in Phasen der Angebotsverknappung mit hohen Ausgaben für die Strombeschaffung rechnen. Damit ist nicht gesagt, dass eine marktbasierte Beschaffungspolitik nicht langfristig erfolgreich sein kann. Es ist vielmehr wichtig, die Risiken zu identifizieren und zu quantifizieren.

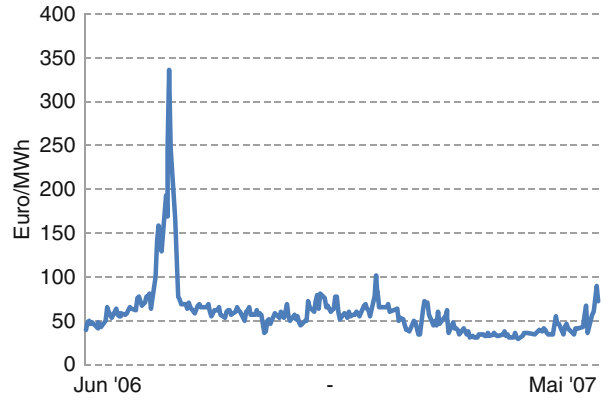


Abb. 3.64 Verlauf des SWEP im Jahr 2006/2007 in CHF/MWh (Bernische 2002)

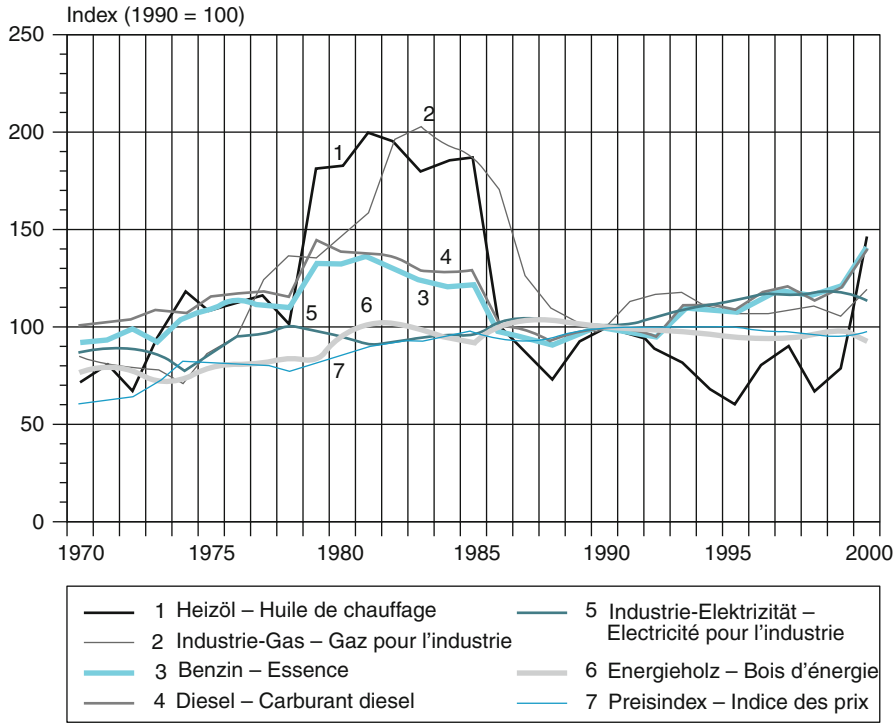


Abb. 3.65 Entwicklung der Primärenergiepreise am Beispiel des Großhandelsindex Schweiz (Deutsche Bundesbank)

Im Zusammenhang mit dem Stromhandel ist zudem das Wechselkursrisiko zu erwähnen, welches allerdings weniger bei kurzfristigen Verträgen relevant ist, sondern vor allem bei langfristigen Vereinbarungen zu beachten ist.

Die Unsicherheiten in der Elektrizitätswirtschaft lassen sich in drei Bereiche einteilen: Elektrizitätsnachfrage, Elektrizitätserzeugung und Elektrizitätsübertragung und -verteilung.

A) Risiken bei der Elektrizitätserzeugung

- *Primärenergiepreisentwicklung*: In Abhängigkeit vom Produktionspark können die Primärenergiepreise einen erheblichen Einfluss auf die Erzeugungskosten des Kraftwerksparks haben. Von den Engpasszeiten abgesehen, richten sich die Spotmarktpreise nach den Grenzkosten des Erzeugungsparks. Damit kann die Preisentwicklung einzelner Primärenergieträger den Spotmarktpreis erheblich beeinflussen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass größere Schwankungen vor allem bei Erdöl und Erdgas auftreten (Abb. 3.65).
- *Variation der Produktion aus Wasserkraft*: Da die Produktion der hydraulischen Kraftwerke direkt mit den Niederschlägen im Einzugsgebiet korreliert, kann die Momentanleistung der Wasserkraftwerke von Tag zu Tag schwanken. Der Einfluss der Niederschläge lässt sich durch Investitionen in Stauanlagen verringern. In Mit-

teleuropa beschränkt man sich dabei auf eine saisonale Speicherung, wodurch die jährlichen Schwankungen der Hydraulizität nicht aufgefangen werden können (s. Gesamtenergiestatistik Schweiz (Energie 2002)). Wird angenommen, dass die Abschreibungen der Investitionen linear konstant gehalten werden, steigen die Stromerzeugungskosten invers proportional zur Hydraulizität an. Wasserkraftwerke in den skandinavischen Ländern sind auf Mehrjahresspeicherung ausgelegt. Ende der 90er-Jahre führte eine langjährige Trockenperiode zu erheblichen Produktionseinbußen und zu einem starken Anstieg der Preise für Elektrizität.

- *Anlagenverfügbarkeit*: Ungeplante Kraftwerksausfälle führen allgemein zu höheren Produktionskosten, da teurere Kraftwerke zur Deckung der Last eingesetzt werden müssen. Ungeplante Ausfälle größerer Einheiten während der Höchstlast sind verantwortlich für plötzliche Preispeaks auf dem Spotmarkt.
- *Hohe Kapitalintensität*: Im Verlauf eines Tages werden erhebliche Preisunterschiede sichtbar. Große Preisschwankungen sind typisch für Handelsgüter, welche nicht oder nur unter hohem finanziellem Aufwand gespeichert werden können. Um die Stabilität des Netzes nicht zu gefährden, muss eine ausreichende Produktionsreserve vorhanden sein. Die installierte Leistung beträgt derzeit in der UCTE knapp 400 GW. Bei einer Jahreserzeugung von rund 1500 TWh werden die Kraftwerke im Durchschnitt nur zur Hälfte ausgenutzt. Die daraus resultierende hohe Kapitalintensität zieht hohe Fixkosten nach sich und verringert die Flexibilität des Unternehmens.
- *Lange Nutzungsdauer*: Anlagen der Elektrizitätswirtschaft weisen technische Nutzungsdauern von z. T. über 50 Jahren auf. Die Güte der Prognose der Rentabilität für Zeiträume von 50 Jahren ist naturgemäß bescheiden, da die gesamtwirtschaftlichen und technologischen Einflussfaktoren auf diese Rentabilität mit hohen Unsicherheiten behaftet sind.
- *Zinsentwicklung* (Abb. 3.66): Die hohe Kapitalintensität und eine mit der technischen Nutzungsdauer korrelierende lange Abschreibungsdauer der Kraftwerke führen zu einem starken Einfluss des Zinssatzes auf die Stromerzeugungskosten. Steigende Zinsen können die Konkurrenzfähigkeit von Kern- bzw. Wasserkraftwerken gegenüber weniger kapitalintensiven Kraftwerkstypen wie Gasturbinen oder Gaskombi-Kraftwerken negativ beeinflussen.

B) Unsicherheiten bei der Elektrizitätsnachfrage

- *Langfristige Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs*: Wird dem Bruttoinlandsprodukt der Energiebedarf der Staaten gegenübergestellt, so lässt sich eine starke Korrelation zwischen beiden feststellen (s. z. B. Anhang C.3). Die Stromnachfrage wird somit direkt von der konjunkturellen Entwicklung bestimmt, wobei ein zusätzlicher Einfluss durch die Substitution anderer Energieträger durch Elektrizität bzw. die Substitution von elektrischer Energie zu berücksichtigen ist. Ein Einbruch der Konjunktur ist für die Elektrizitätswirtschaft doppelt kritisch, da zum einen die spezifischen Kosten steigen – den Fixkosten steht ein verminderter Absatz gegenüber – und andererseits die Erlössituation auf Grund der wirtschaftlichen Notlage der Kunden schwieriger wird.

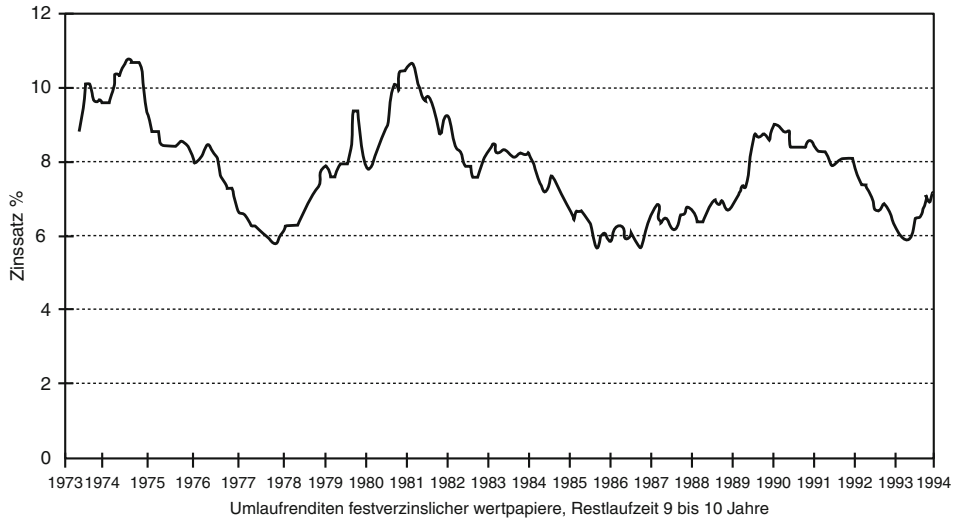


Abb. 3.66 Entwicklung des Zinssatzes für langfristiges Kapital am Beispiel der Anleihen der öffentlichen Hand (Deutsche Bundesbank)

- *Regionale und lokale Veränderungen*: Anlagen der Elektrizitätsversorgung können als Immobilien bezeichnet werden, da eine Deplacierung, von wenigen Fällen wie z. B. Transformatoren abgesehen, wirtschaftlich nicht attraktiv oder eine Umnutzung nicht möglich ist. Regionale Veränderungen bei Gewerbe und Industrie können somit den Ertragswert der Anlagen negativ beeinflussen.
- *Veränderung des Lastgangs*: Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken richtet sich nach dem zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Zur Deckung eines ungleichmäßigen Lastgangs wird ein höherer Anteil an Spitzenlastkraftwerken benötigt. Vergleichmäßigt sich der Lastgang, erreichen Spitzen- und Mittellastkraftwerke eine höhere Volllaststundenzahl. Dies ist wirtschaftlich suboptimal und die Gesamtkosten der Stromversorgung steigen gegenüber dem optimierten Konkurrenten an.

C) Elektrizitätsübertragung und – verteilung

Das Übertragungs- und Verteilnetz stellt im Prinzip das einzige natürliche Monopol in der Elektrizitätswirtschaft dar. Diesem Umstand wurde und wird bei der Neugestaltung der Elektrizitätsversorgung Rechnung getragen, indem im liberalisierten Markt innerhalb eines Gebiets nur maximal je ein Netzbetreiber pro Übertragungsnetz und Verteilnetz zugelassen wird. Netzmonopolisten sind i. Allg. zur Preistransparenz und Nichtdiskriminierung verpflichtet.
Für die Teilnehmer am Elektrizitätsmarkt stellt das Netz dahingehend ein Risiko dar, dass es zu Einschränkungen bei der Wahlfreiheit der Vertragspartner aufgrund fehlender Infrastruktur oder temporärer Beschränkungen der Transportkapazitäten kommen kann. Für die Marktteilnehmer ist es i. Allg. sehr schwierig mit diesem Risiko umzugehen.

D) Hohe Unsicherheiten

Die folgenden Erkenntnisse bestimmen den Unterschied der Elektrizität zu anderen Handelgütern und machen den Einsatz des Risikomanagements zu einer besondern Herausforderung:

- hohe Volatilität der Elektrizitätspreise
- Beschränkungen durch die Übertragungswege
- geringe Preiselastizität bei der Nachfrage
- die Rolle der zusätzlichen Dienstleistungen (ancillary services) wie z. B. Frequenzregelung, Spannungshaltung, Reservebereitstellung.

3.8.3.2 Quantifizierung der Risiken

Risiken ergeben sich durch den Wechsel der Bedingungen für Investitionen. Ein Preisrisiko basiert auf Preisschwankungen. Es kann sein, dass Güter dann, wenn sie teuer sind gekauft, und auf der anderen Seite zu tiefen Preisen verkauft werden müssen. Allerdings stellen Preisschwankungen natürlich nicht nur Risiken dar, sondern auch Chancen.

Das Maß dafür, wie stark ein Preis in Bezug auf die Frequenz der Variationen schwankt, wird auch als Volatilität eines Preises bezeichnet. Eine hohe Volatilität bedeutet, dass der Preis stark schwankt, wohingegen eine tiefe Volatilität auf geringe Preisschwankungen hinweist.

Die Volatilität des Energiepreises auf dem Nordic Market ist verglichen mit anderen Produkten sehr hoch. Abb. 3.67 zeigt, dass der mittlere Tagespreis während eines Jahres zwischen 5 und 30 €/MWh schwanken kann. Die Energie wird an den Energiemärkten normalerweise für jede Stunde gehandelt. Die Variation dieses Systempreises ist in Abb. 3.68 für Mai 2000 dargestellt.

Die Preisentwicklung von Energieträgern unterliegt einer Reihe von Einflussfaktoren, deren kausale Zusammenhänge nicht bekannt sind. Es hat sich deshalb in der Finanzwirtschaft als zweckmäßig erwiesen, diese Kursverläufe mathematisch in Form von stochastischen Prozessen zu beschreiben. Die Volatilität lässt sich nun folgendermaßen bestimmen:

Wir betrachten die zwei Zeitpunkte t_1 und t_2. Das Zeitintervall dazwischen bezeichnen wir mit Δt:

$$\Delta t = t_2 - t_1$$

Wir bezeichnen die zu dieser Leistung gehörenden Preise mit $P(t_1)$ und $P(t_2)$. Die Preisänderung ΔP zwischen diesen Zeitpunkten ergibt sich aus

$$\Delta P = P(t_2) - P(t_1)$$

Ist die Preisentwicklung rein zufällig, lässt sich ΔP zwischen zwei zukünftigen Stunden mit der Gauß'schen Normalverteilung berechnen. Es gilt

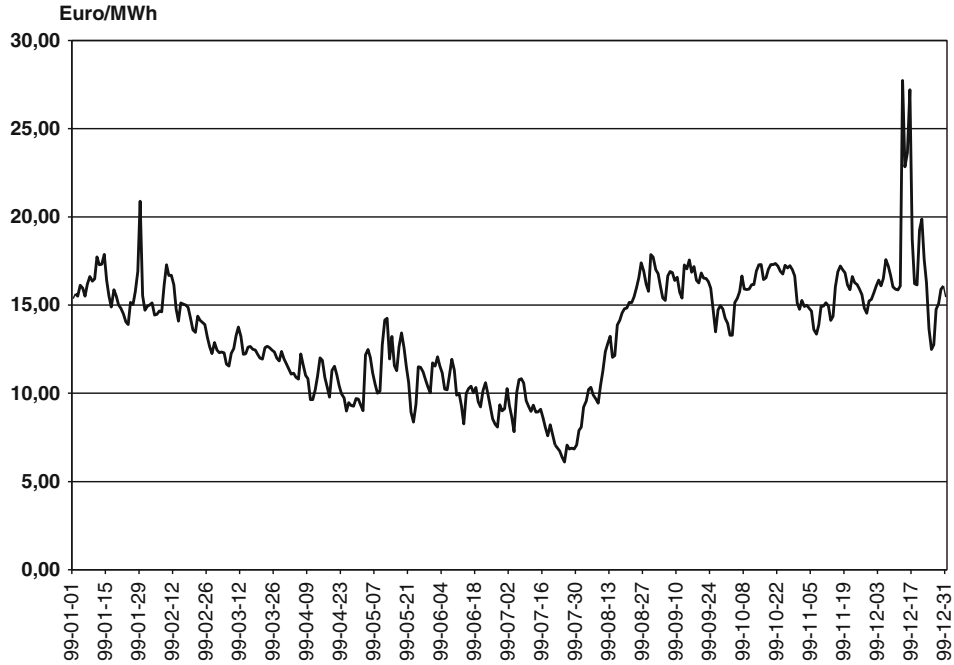


Abb. 3.67 Tägliche Mittelwerte des Systempreises des NordPools während eines Jahres

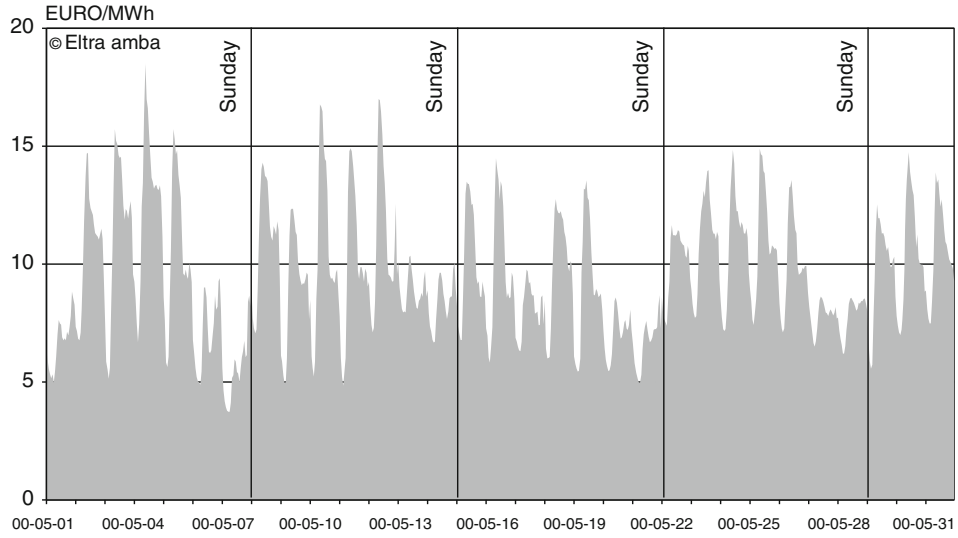


Abb. 3.68 NordPool-Systempreis während des Monats Mai 2000

$$\Delta P \sim N\left(\mu\Delta t, \sigma\sqrt{\Delta t}\right)$$

μ	Wert der durchschnittlichen Preisvariation zwischen zwei Stunden. Ist $\mu > 0$, bedeutet dies, dass der Preis kontinuierlich anwächst.
$\sigma\sqrt{\Delta t}$	Standardabweichung der Preisveränderung zwischen zwei Punkten. Ist $\sigma\sqrt{\Delta t}$ hoch, werden häufig große Preisänderungen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitpunkten festgestellt.
σ	Volatilität des Preises

Diese Art der Modellierung der Preisentwicklung, bei welcher μ und σ als konstante Parameter auftreten und ΔP gleichverteilt und unabhängig ist, wird die Brown'sche Bewegung genannt.

3.8.3.3 Instrumente und Produkte des Stromhandels

Wie bereits gezeigt, kann der Spotpreis signifikant variieren. Die Volatilität ist hoch. Will ein Unternehmen Energie in der Zukunft kaufen oder verkaufen, muss dieser Variabilität Rechnung getragen werden. Will es Energie verkaufen, kann ein signifikanter Preissturz zu ernsthaften wirtschaftlichen Problemen führen, wenn es nicht über genügend finanzielle Reserven verfügt.

Eine Möglichkeit mit Risiken umzugehen ist Streuung von Einzelrisiken. In Abb. 3.69 ist dieser Zusammenhang an einem einfachen Beispiel dargestellt. Ein Unternehmer benötigt für die Realisierung einer innovativen Geschäftsidee finanzielle Mittel. Da die Lage des Unternehmens wird allerdings als kritisch eingestuft wird muss der Unternehmer den potenziellen Geldgebern eine Rendite von 150 % zusichern. Es ist mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % damit zu rechnen, dass das Unternehmen in Konkurs gehen wird. Damit sind die Kapitalrenditen von −100 % und + 150 % als gleichwahrscheinlich (je 50 %) zu bezeichnen.

Stellt das benötigte Kapital für den Geldgebers einen maßgeblichen Teil seines Vermögens dar, wird dieser sicher von diesem Geschäft absehen. Falls ein Geldgeber allerdings mehrere ähnlich riskante Geschäfte finanziert, kann sich für ihn doch eine interessante Position ergeben. Bereits bei acht identischen derartigen Geschäften steigt die Wahrscheinlichkeit einer Rendite von 25 % bereits auf über 25 % an. Mit der Anzahl derartiger Geschäfte wird die Wahrscheinlichkeit einer Rendite von 25 % bis gegen 100 % ansteigen. Damit verwandeln sich viele unsichere Geschäfte in eine sichere Investition mit hoher Rendite. Sein risikoaverses Verhalten bezahlt der Unternehmer, der risikobehaftete Projekte über externe Mittel finanziert mit einen höheren Zinsaufwand und damit einer entgangenen Rendite Diese höhere Zinssatz wird auch als Risikoprämie bezeichnet.

Ein standardisierter Weg, das Risikoproblem zu lösen, ist es, die Risiken vertraglich abzusichern z. B. mit Finanzderivaten.[16] Diese Maßnahme, Risiken zu begrenzen, wird

[16] Ein Derivat ist ein Finanzinstrument (Futures, Optionen, usw.), dessen Wert aus dem Warenwert der Güter abgeleitet (to derive) wird, auf welche das Derivat bezogen ist. Dies können Stromspotpreise, Ölpreise oder Zinssätze sein. Bei den nachfolgenden Beispielen handelt es sich um Finanzderivate, deren Bezugswerte die Spotmarktpreise für Elektrizität darstellen.

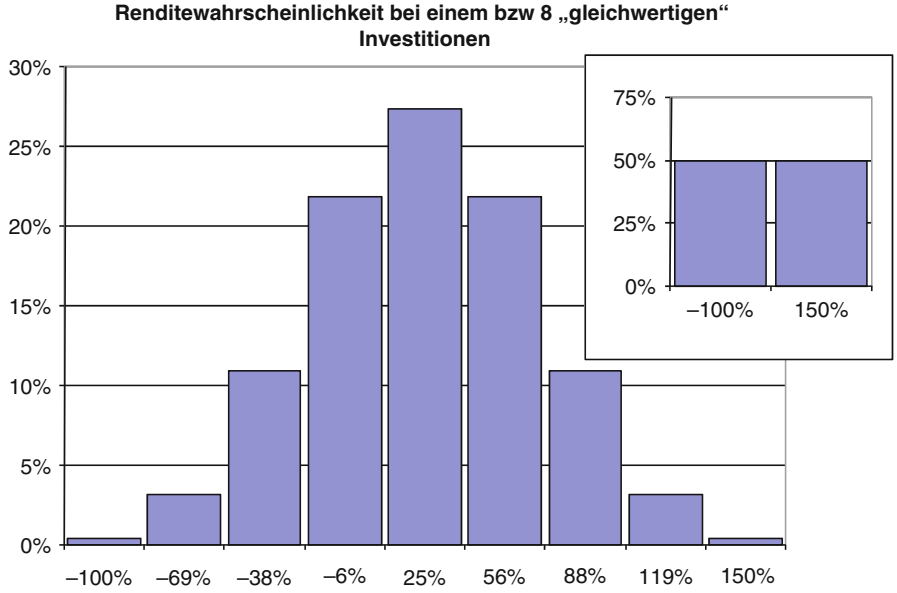


Abb. 3.69 Streuung in Abhängigkeit der Anzahl unabhängiger Kunden

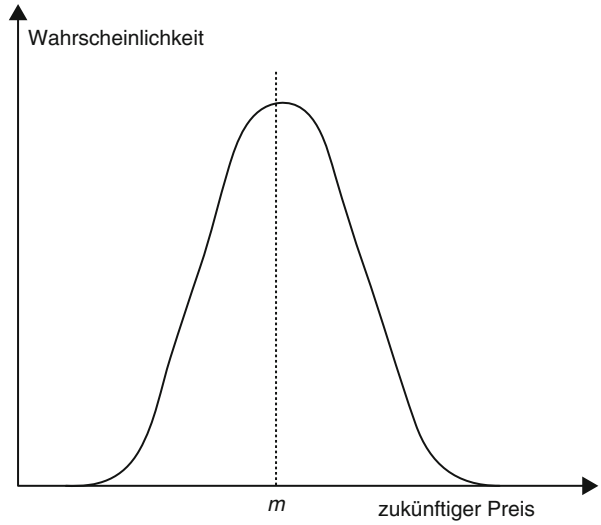
Hedging genannt. Über Hedging ergibt sich durch Kontrolle des Risikolevels ein gewisser Schutz vor großen Verlusten. Die Rollen der beiden Handelspartner werden als Positionen bezeichnet. Der Käufer sieht sich in einer Long-Position, sein Gegenüber, der Verkäufer, befindet sich in einer Short-Position. Ein Long-Hedge ist demzufolge die Risikoabsicherung des Käufers, also eine Absicherung gegen steigende Preise. Mit einem Short-Hedge sichert sich der Verkäufer gegen fallende Preise ab. Nachfolgend werden beispielhaft einige grundlegende derivative Instrumente wie Forwards, Futures und Optionen behandelt.

A) Forwards

Ein Forward ist eine bilaterale Vereinbarung über den Kauf/Verkauf einer Energiemenge während eines definierten Zeitraums in der Zukunft zu einem fixierten Preis. Für verschiedene zukünftige Perioden, z. B. 1-Monat-Forwards oder 3-Monats-Forwards, können die Preise natürlich auch unterschiedlich sein.

Betrachten wir ein Unternehmen, welches während eines definierten Zeitraums in der Zukunft Energie verkaufen will, also eine Short-Position einnimmt. Als wesentliche Information über den zukünftigen Preis nutzt das Unternehmen eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeiten unterschiedlicher Preise. Diese Information liegt normalerweise in Form einer Dichtefunktion der Wahrscheinlichkeiten von Energiepreisen für jede Stunde in der Zukunft vor (Abb. 3.70). Der Energiepreis mit der höchsten Wahrscheinlichkeit ist der Erwartungswert m. Allerdings können mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit höhere oder tiefere Preise erzielt werden. In einem Forward-Kontrakt wird nun ein zukünftiger Preis F_S fixiert.

Abb. 3.70 Erwarteter Preis



Der Partner in diesem Forward, üblicherweise ein reines Finanzunternehmen, übernimmt das Risiko. Steigt in der zukünftigen Periode der Marktpreis über den Vertragspreis, kann das Finanzunternehmen einen entsprechenden Gewinn aus diesem Vertrag machen. Dies ist der Fall, wenn das Finanzunternehmen dieses Risiko nicht weiter absichert. Im Normalfall wird allerdings das Risiko durch ähnliche Verträge auf der Abgabeseite weitgehend abgefedert. Ist der Vertragspartner des Verkäufers direkt ein Versorgungsunternehmen, kann dieses seinerseits seine Beschaffungsrisiken durch diesen Forward minimieren (Abb. 3.71).

Der erwartete Gewinn durch einen Vertrag muss für beide Parteien immer positiv erscheinen. Es bestehen folgende Interessen:

- die Einschätzung des zukünftigen Preises ist unterschiedlich
- die Möglichkeiten oder der Wille Risiken einzugehen, ist bei beiden Parteien unterschiedlich
- die beiden Akteure verfolgen gegensätzliche Ziele beim Hedging.

In Abb. 3.72 ist eine typische Forward-Kurve für den NordPool-Markt vom 03.05.2001 dargestellt. Der erste Teil der Kurve stellt die durchschnittlichen Spotmarktpreise für die ersten vier Monate des Jahres dar. Die eigentlichen Forward-Daten beginnen mit dem 04.05.2001 und reichen bis Mitte 2004.

B) Futures

Im Unterschied zum Forward handelt es sich beim Future um einen standardisierten Vertrag, welcher an der Börse gehandelt wird. Damit eröffnet sich dem Future die höhere Liquidität der Börse. Die bessere Transparenz schlägt sich in einem besseren Preis nieder.

Nehmen wir an, dass ein Unternehmen in drei Monaten während eines Monats Energie verkaufen möchte. Um die Preisunsicherheiten abzusichern, erstellt das Unternehmen ein

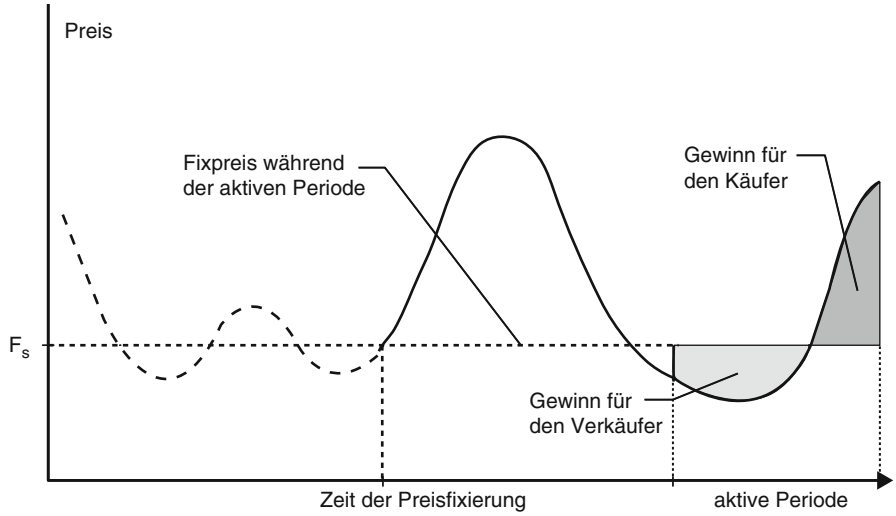


Abb. 3.71 Ergebnis für einen Forward-Kontrakt

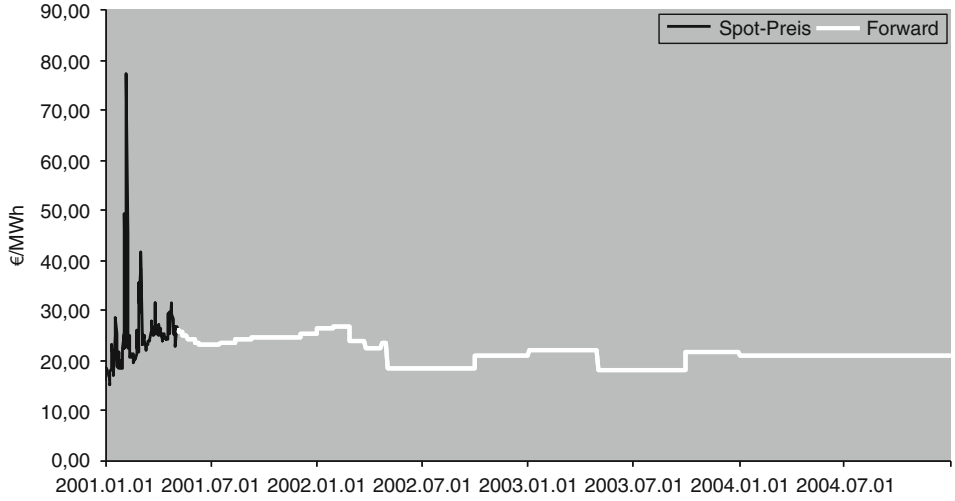


Abb. 3.72 Forward-Kurve für Elektrizität im NordPool am 3.5.2001

Short-Hedge-Future. Der festgelegte Preis (F_S) entspricht der aktuellen ($t = 0$) Prognose des Preises in 3 Monaten. Nehmen wir an, dass etwas in der Stromversorgung passiert (gute Hydraulizität, Inbetriebnahme neuer Kraftwerken,[17] sinkende Brennstoffpreise),

[17] Der Einfluss neuer Kraftwerke sollte auf Grund der guten Planbarkeit allerdings in der Preisprognose bereits berücksichtigt worden sein. Der ungeplante Ausfall einer Erzeugungseinheit auf Grund einer Panne birgt wesentlich größere Unsicherheiten. Der Wert des Futures steigt also an.

was den Prognosewert für den Marktpreis sinken lässt. Einen Monat nach Ausgabe des Futures ($t = 1$) ist sein Wert also angestiegen, weil die Energie nach zwei Monaten immer noch zum Preis F_S verkauft werden kann. Da es sich beim Future um ein standardisiertes Produkt handelt, kann der Vertrag ohne hohen Aufwand an irgendeinen Händler weiterverkauft werden. Der Käufer dieses Short-Hedge-Futures übernimmt das Recht in der bestimmten zukünftigen Periode, Energie zu dem fixierten Preis F_S zu verkaufen.

Die Möglichkeit des Weiterverkaufs erhöht den Wert von Futures gegenüber Forwards. Im Falle eines längerfristigen Ausfalls einer massgeblichen Einheit im eigenen Kraftwerkspark kann das Produktionsunternehmen nun das nicht mehr benötigte Future an der Börse verkaufen.

Optionen Optionen geben dem Besitzer das Recht, Energie während eines definierten Zeitraums zu kaufen oder zu verkaufen, ohne ihn dazu zu verpflichten. Zwei Arten von Optionen werden unterschiedenEine Put-Option gibt dem Halter das Recht, Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt[18] zu einem festgelegten Preis[19] zu verkaufen. Der Zeichnende der Option ist verpflichtet, zu diesem Preis zu kaufen.

- Eine Call-Option gibt dem Halter das Recht, Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt zu einem festgelegten Preis zu kaufen. Der Zeichnende ist verpflichtet, die Energie zu den festgelegten Konditionen zu verkaufen.

Eine Option kann als Versicherung gegen Preisschwankungen bezeichnet werden. Der Käufer einer Option zahlt eine gewisse Prämie für das Recht, Energie während der Vertragsdauer zu kaufen oder zu verkaufen.

Betrachten wir einen Stromproduzenten, der Energie zu einem bestimmten Termin in der Zukunft verkaufen will. Er schätzt die zukünftigen Preise gemäß Abb. 3.73 ein. Der erwartete Preis ist F_S, aber es gibt ein gewisses Risiko, dass der Preis tiefer als b ist. Der Stromproduzent kann nun eine Put-Option kaufen, welche ihm das Recht einräumt, die zukünftige Produktion zum Preis b zu verkaufen. Er „hedged“ seine Produktion gegen tiefere Preise und der tiefstmögliche Preis wird b sein. Er wird die Option nur dann in Anspruch nehmen, wenn der Marktpreis zum Ausführungsdatum tiefer als b ist. Der Käufer dieser Option wird einen Profit in Höhe der Prämie machen, wenn der Preis höher als b sein wird. Die Gewinnkurve ist in Abb. 3.74 dargestellt.

Der Gewinn bzw. der negative Verlust aus den Energieverkäufen steigt linear mit dem zukünftigen Marktpreis an (power sales). Der Gewinn bzw. der Verlust einer Put-Option ist am größten, wenn die Marktpreise im Keller sind. Die Put-Option ist natürlich dann nicht rentabel, wenn diese „Versicherung“ nicht in Anspruch genommen wird, weil die Marktpreise über dem Strike-Preis b liegen. Der Verlust ist in diesem Fall unabhängig von dem Marktpreis gleich der Optionsprämie. Wird nur die Hälfte (Fall eines kombinierten Portfolio) der Produktion über eine Put-Option abgesichert, bleibt der Verlust bei tiefen Marktpreisen konstant und steigt hingegen linear an, wenn der Strike-Preis überschritten wird.

[18] „Expiration date“, „exercise date“ oder „maturnity date“.

[19] Exercise Price“ oder „strike price“.

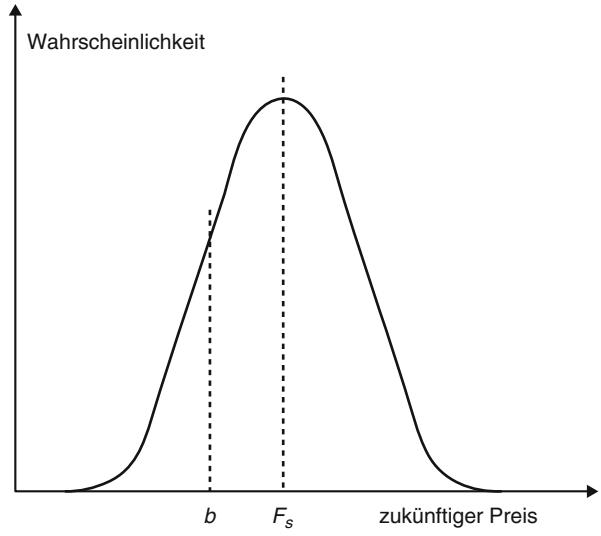


Abb. 3.73 Erwarteter Preis F_S und Strike-Preis b

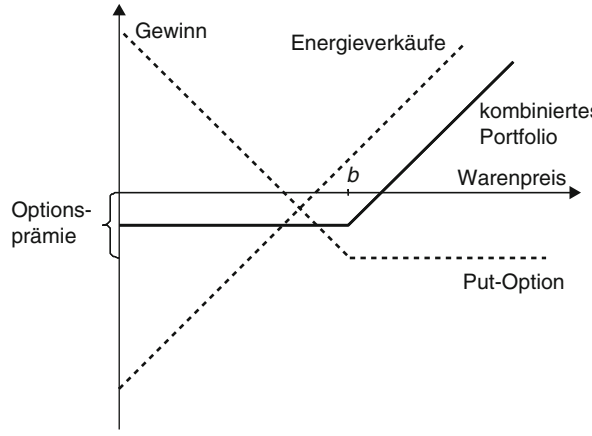


Abb. 3.74 Gewinndiagramm für ein Portfolio aus zukünftigen Energieverkäufen und einer Put-Option

Es wird zwischen drei Optionstypen unterschieden:

- European Option – eine Option, welche ausschl. an einem Termin ausgeführt werden kann.
- Asian Option – der Gewinn hängt vom Durchschnittspreis während einer definierten Periode des Produkts ab, auf welches die Option bezogen ist.
- American Option – eine Option, welche jederzeit während ihrer Gültigkeitsdauer ausgeführt werden kann.

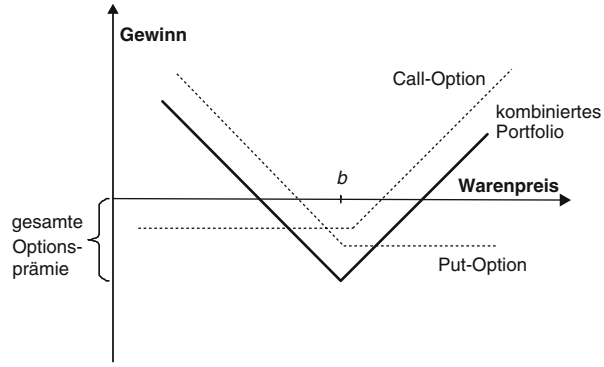


Abb. 3.75 Gewinn durch das „straddle“ (aus dem Englischen: etwas Doppeltes, Gleichzeitiges) aus Put und Call-Option

Betrachtet wird ein Energieunternehmen, welches sowohl Produktionsressourcen als auch Lieferverpflichtungen besitzt. Beide Produkte sind bzgl. der Menge mit Unsicherheiten behaftet, so dass das Unternehmen gezwungen sein kann, Energie auf dem Markt zu verkaufen (hohe Zuflüsse zu den Wasserkraftwerken) oder zu kaufen (hohe Nachfrage). Um sich gegen zu hohe Preise (in der Situation des Käufers) und zu tiefe Preise (Situation des Verkäufers) abzusichern, kann das Unternehmen je eine Call- und eine Put-Option mit dem gleichen Strike-Preis sowie der gleichen Laufzeit abschließen. Der Profit aus diesen Verträgen ist maximal bei sehr hohen und sehr tiefen Marktpreisen (Abb. 3.75), weil er in beiden Fälle die jeweils für ihn günstigste Option einlöst. Entspricht der Marktpreis ungefähr dem Strike-Preis, ist dies für den Hedger der ungünstigste Fall. Es entsteht ihm ein Verlust in Höhe der Versicherungsprämie für beide Optionen.

3.8.3.4 Beurteilung von Vertragsoptionen

Verschiedene Methoden des Risikomanagements werden hier an einem einfachen Beispiel vorgestellt.

Es wird angenommen, dass das Portfolio am Anfang nur aus einem flexiblen Vertrag besteht. Die Aufgabe des Risikomanagements ist nun aufzuzeigen, wie dieser Vertrag eingesetzt werden sollte und wie die Risiken dieses Vertrags durch Kombination mit Derivaten (hier: Futures) „gehedged“ werden können. Der Vertrag soll folgende Modalitäten enthalten:

- ein Energievolumen von 100 GWh
- die gesamte Menge kann verteilt oder nur in einer Periode bezogen werden
- der Vertrag umfasst eine Laufzeit von drei Zeitperioden
- der Kaufpreis beträgt 9 €/MWh.

Zur Vereinfachung wird auf eine Diskontierung zukünftiger Geldflüsse verzichtet. Darüber hinaus werden Handelsbeschränkungen auf Grund etwaiger Übertragungsgrenzen des Systems nicht thematisiert.

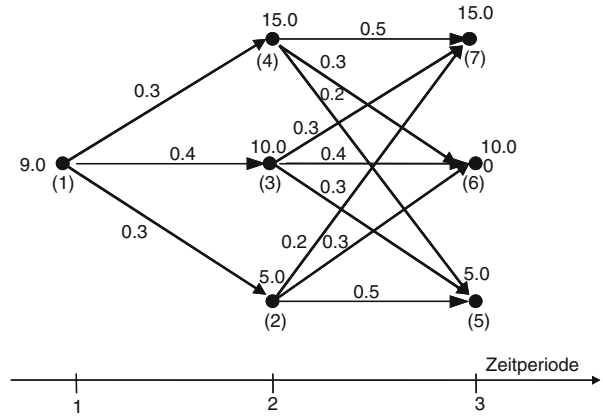


Abb. 3.76 Ein „event tree“ für mögliche zukünftige Marktpreise. Jeder Knoten stellt einen Preis dar, die Pfeile repräsentieren die Übergänge mit den jeweiligen Wahrscheinlichkeiten. Mit den Zahlen in den Klammern werden die Knoten durchnummeriert

A) Modellierung des Spot-Preises

Zukünftige Spotpreise gelten als unsicher und können durch ein „Event tree“- Modell[20] beschrieben werden (Abb. 3.76). Es wird angenommen, dass der Spotmarktpreis in der ersten Zeitperiode (9 €/MWh) bekannt ist, und dass neun verschiedene Zukunftsszenarien vorhanden sind. Die jeweilige Eintrittswahrscheinlichkeit der verschiedenen Szenarien kann Tab. 3.18 entnommen werden. Die Wahrscheinlichkeiten für jedes Szenario ergibt sich aus dem Produkt der Übergangswahrscheinlichkeiten.

B) Risiko-neutrale Evaluation des flexiblen Vertrags

Wie hoch ist nun der Wert des Vertrags und wann (in welcher Periode) sollte er eingesetzt werden, wenn sich sein Besitzer „risikoneutral“[21] verhält?

Im Weiteren wird angenommen, dass der Preis jeder Zeitperiode bekannt ist, bevor die Entscheidung gefällt wird. Der Erwartungswert für den Spotpreis in der zweiten und dritten Zeitperiode ist 10 €/MWh. Wird der Vertrag eingesetzt, entspricht der Grenzwert der Energie genau diesem Spotpreis.

Die gestellten Fragen können über einen Ansatz der dynamischen Programmierung beantwortet werden. Zunächst werden die optimalen Entscheidungen im letzten Zeitschritt für die Knoten (5), (6) und (7) berechnet. Damit wird die Frage beantwortet, ob der Vertrag hätte vorher genutzt werden sollen oder nicht. Wird der Vertrag nicht in der ersten oder zweiten Zeitperiode eingesetzt, muss er unabhängig von der Preisentwicklung in der dritten Periode genutzt werden.

Tab. 3.19 zeigt die Auswirkungen verschiedener Entscheidungen aller Knoten in Periode 2 auf. Daraus lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

[20] Der „event tree“ (Ereignisbaum) ist eine übersichtliche Zusammenstellung aller möglichen Entwicklungen.

[21] Risiken werden eingegangen, wenn daraus Chancen resultieren.

Tab. 3.18 Szenarien möglicher Preisentwicklungen und deren Eintretenswahrscheinlichkeiten

Szenario	Preis in Periode 1 (€/MWh)	Preis in Periode 2 (€/MWh)	Preis in Periode 3 (€/MWh)	Wahrscheinlichkeit
1	9	5	5	0,15
2	9	5	10	0,09
3	9	5	15	0,06
4	9	10	5	0,12
5	9	10	10	0,16
6	9	10	15	0,12
7	9	15	5	0,06
8	9	15	10	0,09
9	9	15	15	0,15
Erwartungswert	9	10	10	1

Tab. 3.19 Mögliche Entscheidungen in Periode 2

Knotennummer	Nutzung (GWh)	Einnahmen (Mio. €)	Erwarteter zukünftiger Wert (Mio. €)	Einkommen in beiden Perioden
2	100	$100 \cdot 5{,}0 = 0{,}5$	0	0,5
	0	0	$100 \cdot 5 \cdot 0{,}5 +$ $100 \cdot 10\ 0{,}3 +$ $100 \cdot 15 \cdot 0{,}2 = 0{,}85$	0,85
3	100	$100 \cdot 10 = 1$	0	1
	0	0	$100 \cdot 5\ 0{,}3 +$ $100 \cdot 10 \cdot 0{,}4 +$ $100 \cdot 15 \cdot 0{,}3 = 1$	1
4	100	$100 \cdot 15 = 1{,}5$	0	1,5
	0	0	$100 \cdot 15 \cdot 0{,}5 +$ $100 \cdot 10 \cdot 0{,}3 +$ $100 \cdot 5 \cdot 0{,}2 = 1{,}15$	1,15

- Knoten 2: nicht in Periode 2 nutzen
- Knoten 3: es spielt keine Rolle, ob der Vertrag in Periode 2 oder 3 eingesetzt wird
- Knoten 4: der Vertrag sollte in Periode 2 genutzt werden.

Die entsprechende Rechnung für die erste Periode zeigt Tab. 3.20. Es wird deutlich, dass der Vertrag nicht in Periode 1 genutzt werden sollte, da sein Erwartungswert in der Zukunft 1,105 Mio. € beträgt. Dieser Wert ergäbe sich übrigens auch, wenn der Preis in der ersten Periode 10 €/MWh betragen würde.

Der Gewinn ergibt sich aus der Summe der Einnahmen abzügl. des Kaufpreises am Anfang. Der Gewinn für die optimale Strategie kann nun aus allen Zukunftsszenarien berechnet werden.

Tab. 3.20 Entscheidungen in Periode 1

Knotennummer	Nutzung (GWh)	Einnahmen (Mio. €)	Erwarteter zukünftiger Wert (Mio. €)	Erwarteter Wert des Vertrags (Mio. €)
1	100	$100 \cdot 9{,}0 = 0{,}9$	0	0,9
-	0	0	$0{,}85 \cdot 0{,}3 +$ $1{,}0 \cdot 0{,}4 +$ $1{,}15 \cdot 0{,}3 = 1$	1

Tab. 3.21 Gewinne und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten

Szenarionummer	Wahrscheinlichkeit	Profit (Mio. €)
1	0,15	−0,4
2	0,09	0,1
3	0,06	0,6
4	0,12	0,1
5	0,16	0,1
6	0,12	0,1
7	0,06	0,6
8	0,09	0,6
9	0,15	0,6
Erwarteter Gewinn	1,0	0,205

Preisszenario 1: Die optimale Strategie sagt, dass der Vertrag in der dritten Periode genutzt werden soll.

Gewinn: 5 €/MWh $\cdot$ 100 GWh $- 9$ €/MWh $\cdot$ 100 GWh $= -0{,}4$ Mio. €

$5 \cdot 100$ entspricht den Einnahmen aus dem Energieverkauf auf dem Spotmarkt in Periode 3 und $9 \cdot 100$ entspricht den Kosten des Vertrags.

Preisszenario 2: Die optimale Strategie besagt, dass der Vertrag in der dritten Periode genutzt werden soll.

Gewinn: 10 €/MWh $\cdot$ 100 GWh $- 9$ €/MWh $\cdot$ 100 GWh $= 0{,}1$ Mio. €

Für die anderen Szenarien kann der Gewinn entsprechend berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Tab. 3.21 dargestellt. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass z. B. in Szenario 4 der Vertrag in Periode 2 genutzt wird.

Ist die Anzahl der Szenarien überschaubar, sind die Ergebnisse schnell berechnet. Reale komplexere Fragestellungen lassen sich mit kommerziellen Software – Tools, in welche diese Methodik bereits einprogrammiert ist, lösen.

Die Ergebnisse nach Tab. 3.21 können weiter zusammengefasst werden, was zu einer Darstellung gemäß Abb. 3.75 führt.

Die Darstellung macht deutlich, dass in der risikoneutralen Strategie mit einer Wahrscheinlichkeit von 15 % ein Verlust von 0,4 Mio. € auftreten kann. Ein Risiko-averser Entscheidungsträger wird diese Wahrscheinlichkeit als zu hohes Risiko ansehen.

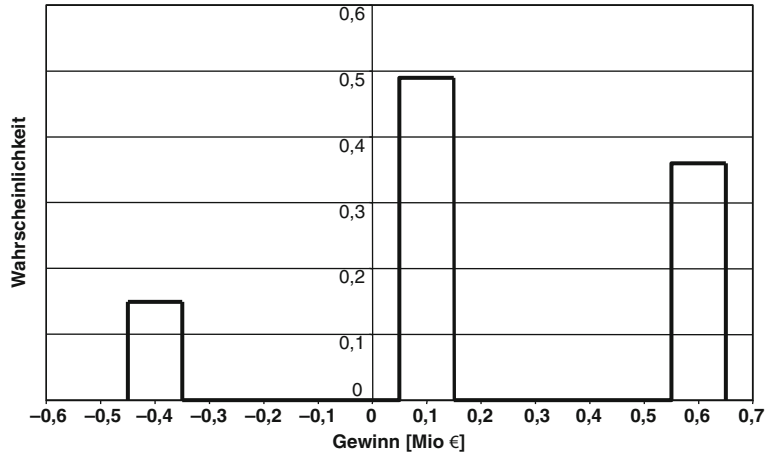


Abb. 3.77 Wahrscheinlichkeitsverteilung für die risikoneutrale Strategie

Tab. 3.22 Vergleich zwischen Risiko-averser und Risiko-neutraler Strategie

Strategie	Erwarteter Gewinn (Mio. €)	Wahrscheinlichkeit von Verlusten
Optimale Risiko-neutrale Strategie	0,205	0,15 (−0,40)
Nutzen des Vertrages in der ersten Periode	0,0	0,0

C) Eine einfache Risiko-averse Strategie

Bei der Berechnung wird angenommen, dass der Vertrag entweder genutzt wird oder nichts gemacht wird. Für die Risiko-neutrale Strategie ist dies eine richtige Annahme. Für eine Risiko-averse Strategie trifft dies nicht zu. Nachfolgend werden beide Möglichkeiten aufgezeigt. Allerdings wird nicht die optimale Risiko-averse Strategie gefunden, da hierfür die Risikoaversion, z. B. mit einer Nutzenfunktion quantifiziert werden muss (Abb. 3.77).

Wird der Vertrag in der ersten Zeitperiode genutzt, beträgt der Gewinn 0 €, weil der Ertrag beim Verkauf dem Aufwand beim Kauf des Vertrags entspricht. Es gibt also keine Möglichkeit Geld zu verlieren, allerdings auch keine Möglichkeit Gewinne zu machen. Das Risiko-averse Verhalten führt zwangsläufig zu einer geringeren Gewinnerwartung (Tab. 3.22).

Werden zusätzliche Transaktionskosten im Futuresmarkt gegenüber dem Spotmarkt vernachlässigt, so lassen sich die knotenbezogenen Preise für Futures nach Tab. 3.23 zusammenstellen.

Tab. 3.23 Preise (€/MWh) im Futures-Markt

Knotennummer	Zeitperiode	
-	2	3
1	10,0	10,0
2	-	8,5
3	-	10,0

Es gibt unendlich viele zusätzliche Risiko-averse Strategien, wenn man z. B. den flexiblen Vertrag ganz oder teilweise mit Futures „hedged". Kauft man im Knoten 1 Futures mit einem Volumen von 100 GWh mit Lieferung in Periode 2 und nutzt man das ganze Volumen (100 GWh) des flexiblen Vertrags ebenfalls in Periode 2, ist unabhängig von der Preisentwicklung ein Gewinn von 0,1 Mio. € garantiert. Der gleiche Gewinn ergibt sich natürlich auch, wenn Vertrag und Future in der dritten Periode genutzt werden.

Die Beispiele zeigen, dass die Risiko-neutrale Strategie die höchsten Gewinne ergibt, und dass mit Hilfe des Futures-Marktes ein risikofreier Gewinn erzielt werden kann. Es ist möglich, über die Nutzung des Futures-Marktes einen erwarteten Gewinn von 0,205 Mio. € zu erzielen und dabei noch weniger Risiko einzugehen, als bei der risikoneutralen Strategie.

Das Ziel der „Value-at-risk"-Analyse ist den im schlechtesten Fall zu erwartende Verlust eines gegebenen Portfolios, innerhalb eines definierten Zeitraums mit einer definierten Wahrscheinlichkeit zu beziffern. Der Zeitraum entspricht der Zeitspanne bis zur Absicherung eines Risikos über den Markt.[22]

Ohne Berücksichtigung des Futures-Markts führt das Beispiel zu einem VAR für die erste Zeitperiode in der Höhe von 0,205 Mio. € (inkl. der Anfangskosten). Der erwartete Wert des Portfolios für eine optimal risikoneutrale Strategie in Knoten 2 – welcher den schlechtesten Fall angibt – beträgt −0,05 Mio. €. Damit ergibt sich ein maximaler Verlust von 0,255 Mio. €. Das Preismodell gibt eine Wahrscheinlichkeit dieses Verlusts von 0,3 an. Daraus resultiert ein VAR-Wert dieses Portfolios von 0,255 Mio. € mit einer Sicherheit von 70 %. Mit anderen Worten – die Wahrscheinlichkeit liegt bei 30 %, dass der Verlust aus dem Portfolio größer oder gleich 0,255 Mio. € in der ersten Periode beträgt.

Normalerweise wird der VAR-Wert für eine Sicherheit von 95 % berechnet. In unserem Beispiel mit wenigen Szenarien ist dies natürlich nicht möglich.

Im Gegensatz zum VAR-Wert, wird beim PAR-Wert davon ausgegangen, dass der Vertrag nicht abgesichert werden kann. Damit basiert der PAR-Wert ausschl. auf dem zukünftigen Gewinn durch das Portfolio. In unserem Beispiel kann der PAR-Wert für die risikoneutrale Strategie berechnet werden. Der erwartete Gewinn beträgt 0,205 Mio. €. Die Wahrscheinlichkeit eines Verlusts von 0,4 Mio. € beträgt 0,15. Folglich ergibt sich ein PAR-Wert von 0,605 Mio. € mit einer Wahrscheinlichkeit von 15 %. Auch der PAR-Wert wird normalerweise für eine Sicherheit von 95 % berechnet.

[22] closing an open position.

Literatur

Alesina A (1995) Regulation and investment. OECD Economics Department Working Papers, No. 352, Paris
Asal H, Emery M, Imhof K, Zimmermann D (2001) Tägliche Lastflussprognose als Basis zur Behebung von Engpässen im UCTE-Netz. Bulletin SEV/VSE, 22
Baumol WJ (1977) On the proper cost tests for natural monopoly in a multiproduct industry. Am Econ Rev 67:809–822
Bernische Kraftwerke (2002) Bern. www.bkw-fmb.ch
Bodmer F, Borner S (2001) Die Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz. Rüegger Verlag, Chur/Zürich
Bundesamt für Energie (BfE). www.bfe.admin.ch
Bundesamt für Energie (1998) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 1997. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE, 8
Bundesamt für Energie (2001) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2000. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE, 8
Bundesamt für Energie (2002) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2001. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE, Bern
Bundesamt für Energie (2014) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2013. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE
Bundesamt für Energie (2015a) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE
Bundesamt für Energie (2015b) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2014. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE, 8
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015) Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin, Juli 2015
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Jahresbericht 2008, Bonn
CIGRE (2001) Task force 38-05-12: portfolio and risk management for power producers and traders in an open market
Commission de Régulation de l'Electricité (CRE): Activity Report 2008, Paris
Conway P et al (2006) Regulation, competition and productivity convergence. OECD Economics Department Working Papers, No. 509, Paris
Crastan V (2014) Global energy demand and 2.degree target, Report 2014. Springer-Verlag
Deutsche Bundesbank
Drake F-D, Ohler T, Röthel T (2000) Vom Preiskrieg zum Servicewettbewerb. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 50(5):286–291
ElCom (2014a) Referat Oliver Meister, VSE-Fachtagung Versorgungsqualität 26.11.2014
ElCom (2014b) Tätigkeitsbericht ElCom. www.elcom.admin.ch
ElCom. www.strompreis.elcom.admin.ch
Energie-Control GmbH (E-Control): Jahresbericht 2008, Wien
Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 10. Dezember 2015 (BGBl. I S 2194) geändert worden ist
European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entsoe): NTC Map. www.entsoe.eu
Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) (1935) Berlin
Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz) vom 19. März 2002. Bundesgesetzblatt, Jg. 2002, Teil I, S 1092, Berlin, 19.04.2002
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000. Bundesgesetzblatt, Jg. 2000, Teil I, Nr. 13, S. 305, Bonn, 31. März 2000
Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 12. Mai 2000. Bundesgesetzblatt, Jg. 2000, Teil I, Nr. 22, S. 703, Bonn, 17.05.2000

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008. Bundesgesetzblatt, Jg. 2008, Teil I, Nr. 49, S. 2074, Bonn, 31.10.2008

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004. Bundesgesetzblatt, Jg. 2004, Teil I, Nr. 40, S. 1918, Bonn, 31.07.2004

Großbritannien mit höchster Wechselquote. Energie und Management (E&M), 01.05.2002, S. 5

Großbritannien mit höchster Wechselquote. Energie und Management (E&M), 01.05.2002, S. 5

Haubrich H-J (1998) Elektrische Energieversorgungssysteme– Technische und wirtschaftliche Zusammenhänge. Scriptum zur Vorlesung „Elektrische Anlagen I“ an der RWTH Aachen

IEA (2015) www.iea.org/stats/

Kreuzberg M: EUDIS - Forecasting Spot Prices for the European Power Market. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), EWI-Arbeitspapier Nr. 98/2

Kugeler K, Phlippen PW (1993) Energietechnik. Springer, Berlin/Heidelberg/New York/London/Paris/Tokyo

OECD (2009) Indicators of Regulation in Energy. Transport and Communications (ETCR), Paris

Office of the Gas and Electricity Markets (Ofgem): Annual Report 2007–2008, London

Paulun T (2011) Aktuelle und zukünftige Marktmechanismen des Stromhandels. ETG-Kongress 2011, Würzburg

Phillips D (2004) Nodal pricing basics. IMO independent electricity market operator. http://www.iemo.com/imoweb/pubs/consult/mep/LMP_NodalBasics_2004jan14.pdf

Public Utility Holding Company Act of 1935 (1935) Washington, DC

Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Amtsblatt der Europäischen Union, L 140/16, 05.06.2009

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Amtsblatt der Europäischen Union, L 211, 14.08.2009

Schweickardt HE (2000) Die Europäische Energiebörse im liberalisierten Strommarkt. Vortrag im Kolloquium der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen e.V., 13.01.2000

Treinen R (2000) Locational marginal pricing (LMP): basics of nodal price calculation. California ISO. http://www.caiso.com/docs/2004/02/13/200402131607358643.pdf

Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) (2007) System disturbance on 4 November 2006 – final report. UCTE, Brüssel

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen „VSE- Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz“. www.strom.ch

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – (VDEW) – e.V., Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (1998) Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten, Berlin/Essen/Frankfurt a. M.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – (VDEW) – e.V., Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (1999) Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, Berlin/Essen/Frankfurt a. M.

Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Amtsblatt der Europäischen Union, L 211, 14.08.2009

Wechselstimmung auf dem Strommarkt wächst (2007). Dow Jones Energy Weekly Nr. 33 (17.08.2007), S. 5

Wild J (2001) Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung. vdf-Hochschulverlag ETH, Zürich

Teil II
Kraftwerktechnik, Energieumwandlung

Kapitel 4
Wasserkraftwerke

Wasserkraft ist eine der wichtigsten Energiequellen zur Stromerzeugung. Sie ist ausserdem ökologisch einwandfrei (kein CO_2-Ausstoss), wenn der Anlagenbau (Flussstauwerke, Speicher) Natur und Siedlungen angemessen respektiert. Im Jahr 2012 betrug ihr Anteil an der weltweiten Elektrizitätsproduktion 16.5 %. Kapitel 4 gibt einen Überblick über Planung, Technik und Modellierung hydraulischer Kraftwerke.

4.1 Hydrologische Planungsgrundlagen

Abb. 4.1a zeigt das Einzugsgebiet des Beobachtungspunktes *P* eines Flusslaufs. Über die *jährliche Wassermenge* liegen i. d. R. langjährige Messungen vor, die eine statistische Beurteilung der oberirdischen Abflussverhältnisse erlauben. Sind keine Wassermengen-Messwerte vorhanden, wohl aber solche über die Niederschlagsmengen, kann für Vorstudien die mittlere jährliche Abflussmenge Q_{ma} mit folgender Formel geschätzt werden:

$$Q_{ma} = \beta \cdot h_m \cdot A \cdot 10^3 \left[\frac{\mathrm{m}^3}{\mathrm{a}}\right],$$

worin

A = Einzugsgebiet des Beobachtungspunktes P [km^2]
h_m = langjähriges Mittel der Niederschlagshöhe [mm/a]
β = Abflusskoeffizient (<1 auf Grund von Verdunstung und Versickerung, ist von der Natur des Bodens und der Oberfläche z. B. Vegetation abhängig).

Neben den langjährigen Mittelwerten sind auch die Maximalwerte (Nassjahre) sowie die Minimalwerte (Trockenjahre) und deren Häufigkeit von Interesse.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_4

Tab. 4.1 Europa 2012, Anteil der Wasserkraft an der Elektrizitätsproduktion in %

Belgien	2,0	Irland	3,7	Niederlanden	0,1	Slowakei	15,5
Bulgarien	8,4	Island	70,3	Norwegen	96,7	Slowenien	25,9
Dänemark	0.1	Italien	14,7	Österreich	65,7	Spanien	8,1
Deutschland	4,4	Kroatien	45,5	Polen	1,5	Tschechische Rep.	3,3
Estland	0,4	Lettland	60,1	Portugal	14,3	Ungarn	0,6
Finnland	23,9	Litauen	18,6	Rumänien	20,9	Vereinigt. Königreich	2,3
Frankreich	11,3	Luxemburg	30,4	Schweden	47,5		
Griechenland	7,5	Malta	0.0	Schweiz	57,7		

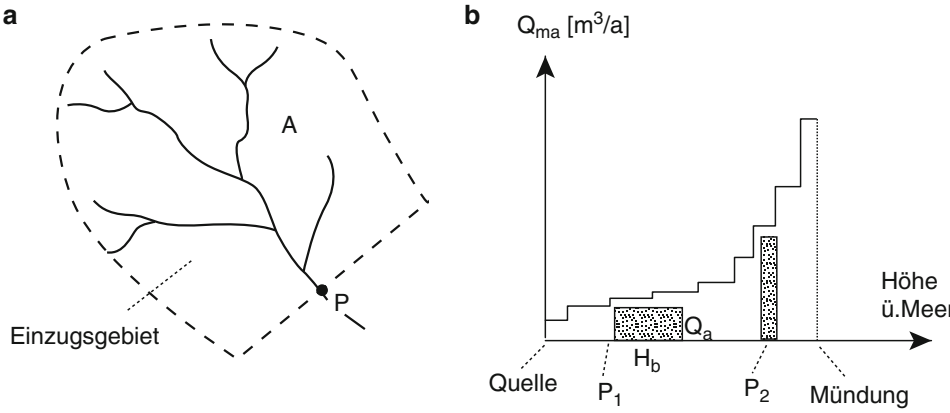


Abb. 4.1 **a** Einzugsgebiet, **b** Abflussmengenbild eines Flusses

Messungen an verschiedenen Beobachtungspunkten entlang des Wasserlaufes von der Quelle bis zur Mündung ergeben das *Abflussmengenbild* gemäß Abb. 4.1b.

Ein Teil Q_a [m^3/a] des in P_1 verfügbaren Wassers kann gefasst und mit dem Bruttogefälle (auch Bruttofallhöhe) H_b genutzt werden. Das entsprechende Energiepotenzial des Kraftwerkes (Bruttoenergie/a) ist (s. Abschn. 3.3):

$$W_a = \varrho \cdot Q_a \cdot g \cdot H_b \frac{1}{3,610^6} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}}\right],$$

($\rho \approx 1000$ kg/m^3, Q_a [m^3/a], $g \approx 9{,}81$ m/s^2, H_b[m]) also zur Fläche $Q_a\, H_b$ proportional. Mehrere Kraftwerke entlang des Wasserlaufs, z. B. ein Niederdruckkraftwerk in P_2, sorgen für eine mehr oder weniger vollständige Nutzung des Gewässers, dessen *Potenzial* vom Flächenintegral des Diagramms in Abb. 4.1b dargestellt ist. In Abb. 4.2 ist ein Beispiel einer nahezu vollständigen Nutzung des Gefälles eines Flussabschnittes gegeben.

Für die Planung des Kraftwerks ist es ferner wichtig, die *zeitlichen Schwankungen* des Wasserdargebots innerhalb des Jahres zu kennen. Abb. 4.3a zeigt das typische Verhalten alpiner Gewässer (Schneeschmelze) und Abb. 4.3b die langjährige *Dauerlinie* (*Häufigkeitskurve*) des Wasserdargebots, welche die wichtigste Planungsgrundlage darstellt.

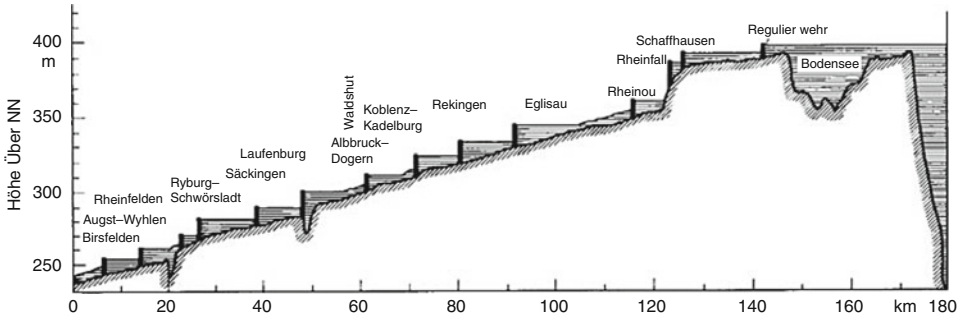


Abb. 4.2 Kraftwerkskette am Rhein zwischen Bodensee und Basel (Happoldt und Oeding 1978)

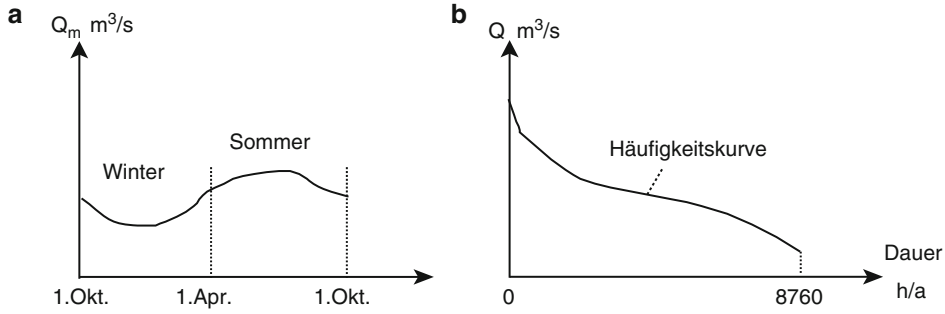


Abb. 4.3 **a** Typischer jährlicher Wassermengenverlauf eines alpinen Gewässers, **b** Jahresdauerlinie des Wasserdargebots

Der Bau eines hydraulischen Kraftwerks bedeutet einen Eingriff in den natürlichen sich ständig erneuernden Wasserabfluss. Die *wasserwirtschaftliche Planung* muss deshalb der energiewirtschaftlichen übergeordnet werden. Oft sind andere Aspekte wie Bewässerung, Schifffahrt, Hochwasserregulierung miteinzubeziehen (Giesecke und Mosonyi 1998). Den Erfordernissen des *Umweltschutzes* ist im weitesten Sinn Rechnung zu tragen (Trink- und Grundwasser, Fauna, Flora, Landschaftschutz). Dabei ist aber nicht zu vergessen, dass Wasserkraft eine saubere, ökologisch wertvolle Solarenergie darstellt, die umweltschädigendere Primärenergien zu substituieren erlaubt.

Wasserkraftwerke lassen sich aus energiewirtschaftlicher Sicht in drei Hauptkategorien einteilen, die im Folgenden besprochen werden:

- Laufkraftwerke, d. h. Kraftwerke ohne Wasserspeicherung,
- Speicherkraftwerke mit Tages- und Wochenspeicherung,
- Speicherkraftwerke mit Jahres- und Mehrjahresspeicherung.

4.2 Laufkraftwerke

Laufkraftwerke weisen verschiedene *Grundformen* auf:

- Hat der Fluss ein ausreichendes Gefälle, kann das Kraftwerk unmittelbar beim Stauwehr platziert werden (Abb. 4.4a). Die volle Wassernutzung ist dann möglich. Die Fallhöhe beträgt i. d. R. wenige Meter.
- Etwas mehr Fallhöhe ist möglich, wenn das Wasser einem tieferliegenden Unterwasserkanal zugeführt wird (Abb. 4.4b). Eine Restwassermenge im Flussbett ist aber vorgeschrieben, so dass nicht die volle Wassermenge genutzt werden kann.
- Das Gleiche gilt für Kraftwerke am Ende eines Oberwasserkanals (Abb. 4.4c).
- Bei einer größeren Flussschlaufe kann die Fallhöhe erheblich größer werden und die Wasserzuführung gar einen Bergdurchstich verlangen (Abb. 4.4d).

Auf Grund der im Normalfall kleinen Fallhöhe handelt es sich bei den Laufkraftwerken meist um *Niederdruckanlagen*. Als Turbinen kommen dann *Kaplan* – (Abb. 4.5) und *Rohrturbinen* (Abb. 4.6) in Frage (s. auch Abschn. 4.4). In Sonderfällen mit größeren Fallhöhen (z. B. bei Wasserfällen, Wasserschnellen und Ausführung nach Abb. 4.4d) werden auch *Francis-Turbinen* eingesetzt.

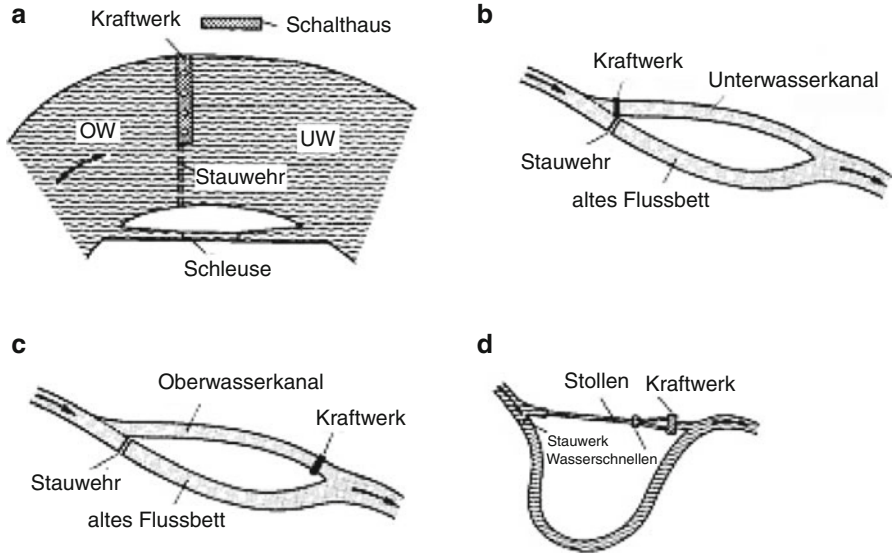


Abb. 4.4 Arten von Laufkraftwerken: (**a**) Kraftwerk direkt am Stauwehr, *OW* = Ober-wasser, *UW* = Unterwasser, (**b**) Laufkraftwerk mit Unterwasserkanal, (**c**) Laufkraftwerk mit Oberwasserkanal, (**d**) Laufkraftwerk mit Oberwasserzuführung durch Stollen und Rohrleitungen (Happoldt & Oeding 1978)

4.2.1 Wasserbewirtschaftung

Genutzt wird der natürliche Wasserzufluss, d. h. die Betriebsführung nimmt i. d. R. keinen Einfluss auf den zeitlichen Ablauf der Wassernutzung. Manchmal ist eine Kurzzeitspeicherung (im Stundenbereich, u. a. bei Schwellbetrieb (Dietzel 1980)) vorgesehen, und damit ein kleiner Beitrag an die Spitzenenergieproduktion möglich.

4.2.2 Ausführung

Abb. 4.5 zeigt den Schnitt eines Laufkraftwerks mit *Kaplan-Turbine*. Um den Turbinenraum von Ober- und Unterwasser abzudämmen, sind Dammbalken vorgesehen, die mit speziellen Kranen in dafür vorgesehene Nuten eingesetzt werden. Der Rechen verhindert, dass gröbere Teile zur Turbine gelangen. Eine Rechenreinigungsmaschine ermöglicht es, den Rechen vom angeschwemmten Material frei-zuhalten.

Die Ausführung mit *Rohrturbine* (Abb. 4.6a und b) ermöglicht eine niedrige Bauweise, die sich gut mit dem Landschaftschutz verträgt. Die Rohrturbine kann auch bei sehr kleinem Gefälle verwendet werden. Die Einlaufspirale entfällt, und der Generator befindet sich in einem wasserdichten Gehäuse. Dank der günstigen Hydrodynamik ist der Wirkungsgrad ausgezeichnet.

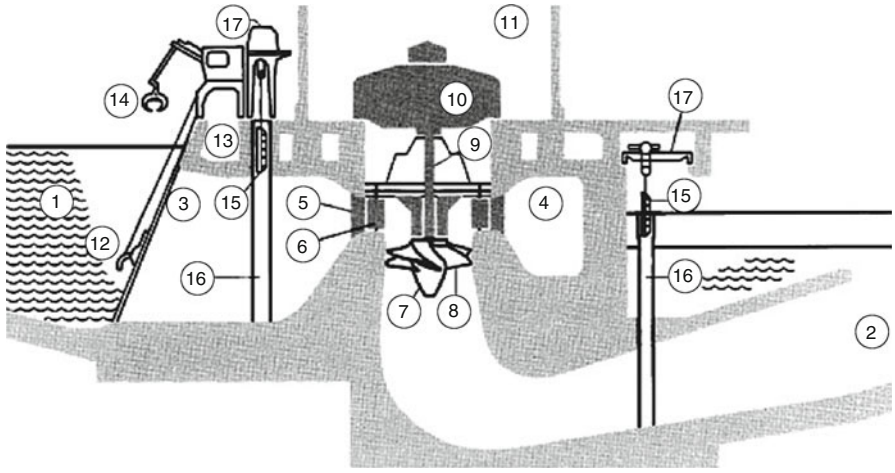


Abb. 4.5 Laufwasserkraftwerk mit Kaplan-Turbine: *1* Oberwasser, *2* Unterwasser (Saug-rohr), *3* Rechen, *4* Einlaufspirale, *5* Stützschaufeln, *6* Laufschaufeln, *7* Laufrad, *8* Laufrad-schaufeln, *9* Turbinenwelle, *10* Generator, *11* Maschinenhaus, *12* Rechenreinigungsmaschine, *13* Geschwemmselrinne, *14* Zangengreifer, *15* Dammbalken, *16* Nuten, *17* Krane (Wasser 1987)

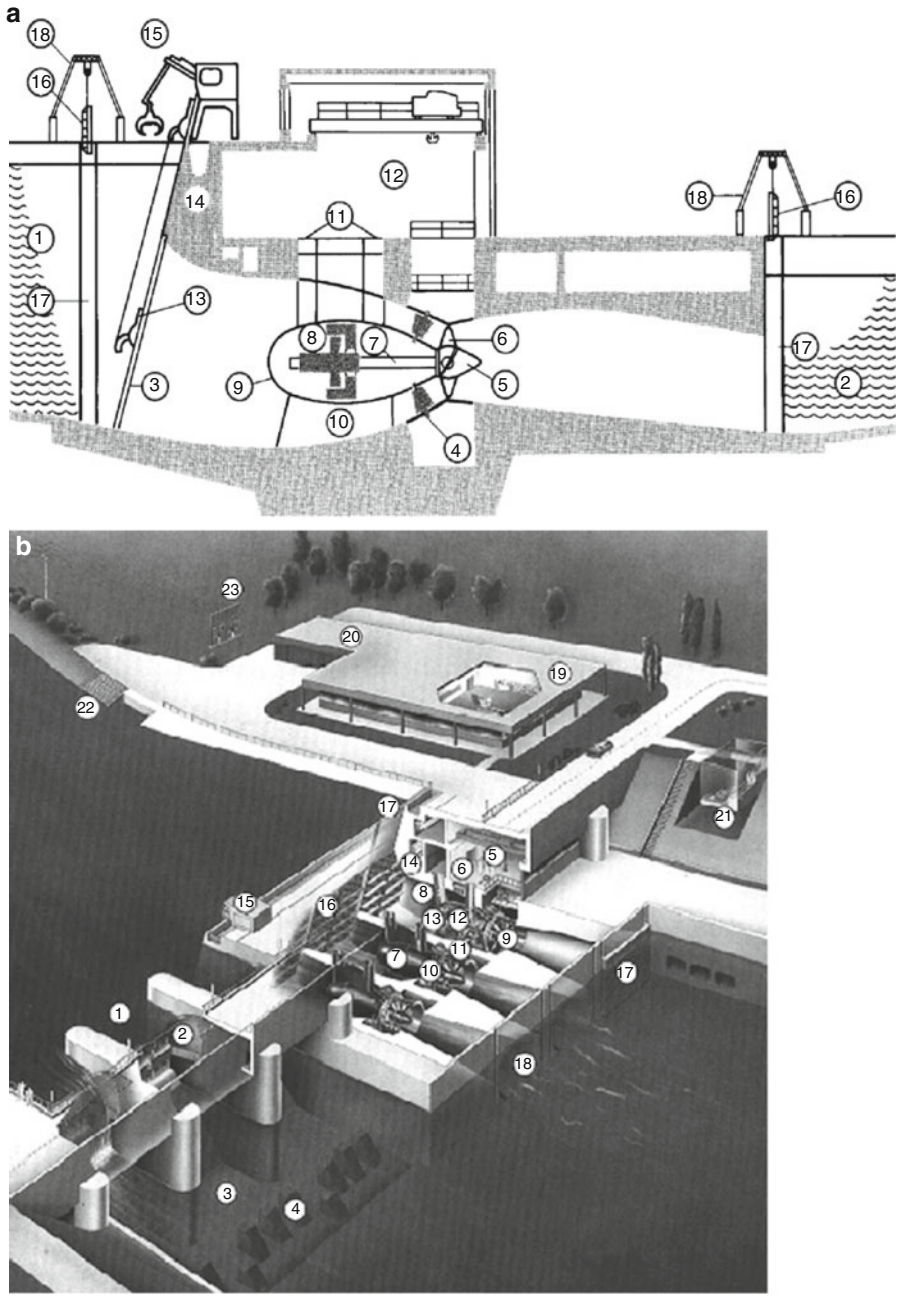


Abb. 4.6 **a** Laufkraftwerk mit Rohrturbine: *1* Oberwasser, *2* Unterwasser, *3* Rechen, *4* Leitschaufeln, *5* Laufrad, *6* Laufradschaufeln, *7* Turbinenwelle, *8* Generator, *9* Gehäuse, *10* Sockel, *11* Einstiegsschächte, *12* Maschinensaal, *13* Rechenreinigungsmaschine, *14* Geschwemmselrinne, *15* Zangengreifer, *16* Dammbalken, *17* Nuten, *18* Krane (Wasser 1987), **b** Niederdruck-Laufkraftwerk: *1* Wehranlage,

4.2.3 Auslegung

Wird das Kraftwerk für die *Ausbauwassermenge* Q_a [m^3/s] ausgelegt, geht die schraffierte Fläche in Abb. 4.7 verloren. Die Größe Q_a wird mit folgender Grenzwert-Überlegung optimiert: Vergleich der festen Kapital- und Betriebskosten für ein zusätzliches ΔQ_a mit den Einnahmen, welche die entsprechende Mehrenergie erbringt. Diese Überlegung ist auch bei Kraftwerkserneuerungen für die Festlegung der neuen Leistung ausschlaggebend. Man beachte, dass mit den Annahmen von Abb. 4.7 der Mehrertrag an Energie im Sommer anfällt, d. h. dann, wenn in Mitteleuropa eher ein Energieüberschuss herrscht, der Marktwert der Energie also tief ist (bei rein thermischer Produktion stimmt dies oft nicht).

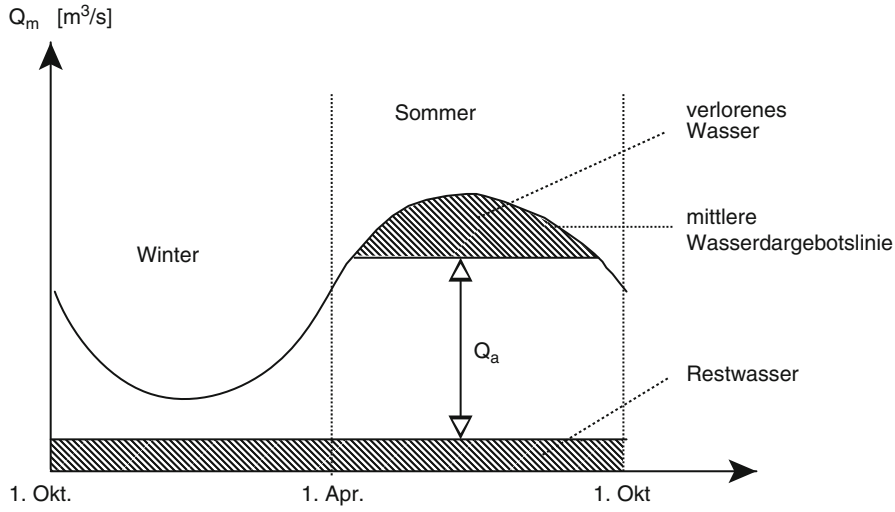


Abb. 4.7 Wahl der Ausbauwassermenge. Restwasser notwendig, falls Ausführung mit Unter- oder Oberwasserkanal

Abb. 4.6 (Fortsetzung) 2 Wehrschütze, *3* Tosbecken, *4* Wehrhöcker, *5* Maschinenhaus, *6* Montageschacht, *7* Generatorgehäuse, *8* Zustiegs-schächte, *9* Turbinenlaufrad, *10* Leitschaufeln, *11* Leitapparat, *12* Generator, *13* Kühler, *14* Kabelgang, *15* Rechen, *16* Rechenreinigungsmaschine, *17* Dammbalken, *18* Turbinenauslauf, *19* Kommando- und Schaltgebäude, *20* Werkstatt- und Garagengebäude, *21* Fischtreppe, *22* Bootstreppe, *23* Freiluftschaltanlage bzw. Energieabtransport (Kraftwerken 2001)

4.3 Speicherkraftwerke

4.3.1 Tages- und Wochenspeicherwerke

Es handelt sich i. d. R. um Flusskraftwerke mit einem höheren Stauziel von mehreren 10 m. Das Oberwasser wird zum Tages- oder gar Wochenspeicher. Als Turbinen werden *Kaplan-* oder *Francis-Turbinen* eingesetzt. Eine besondere Art von Tagesspeicherwerken sind die *reinen Pumpspeicherwerke* (Abschn. 4.3.3).

Einsatz und Auslegung Die Ausbauwassermenge Q_a wird auf Grund ähnlicher Überlegungen wie in Abschn. 4.2 festgelegt (Abb. 4.7). Da aber wertvollere Spitzenenergie produziert wird, lohnt sich i. d. R. ein größeres Q_a. Solange Q_a, z. B. für ein Tagesspeicherwerk, die am betrachteten Tag verfügbare Wassermenge Q_m übersteigt (Abb. 4.8), kann die Energieproduktion auf die Spitzenstunden konzentriert werden. Als Tages-Konzentrationsfaktor kann die Größe

$$k(t) = \frac{V_{\max}}{86,400\ (Q_a - Q_m(t))}\,[\mathrm{h}/Tag]$$

genommen werden, worin V_{max} = Tagesspeichervermögen. Dieser Faktor ändert sich im Laufe des Jahres. Der Wert der Energie steigt mit dem Konzentrationsfaktor. Ist diese Abhängigkeit bekannt, lässt sich der erzielbare Jahreserlös berechnen, mit den Jahreskosten vergleichen und somit Speichervermögen und Ausbauwassermenge optimieren.

Für *Wochenspeicherwerke* können ähnliche Überlegungen angestellt werden. Den typischen Verlauf des Nutzinhalts eines Wochenspeichers zeigt Abb. 4.9. Der Speicher wird nachts und am Wochenende aufgefüllt, die Entleerung findet in Spitzenstunden vor allem werktags statt.

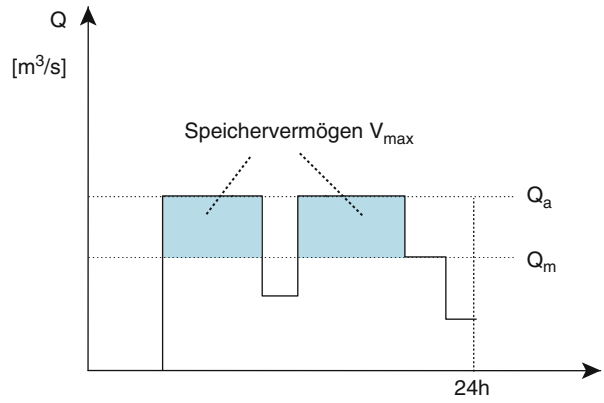


Abb. 4.8 Einsatz eines Tagespeicherwerks

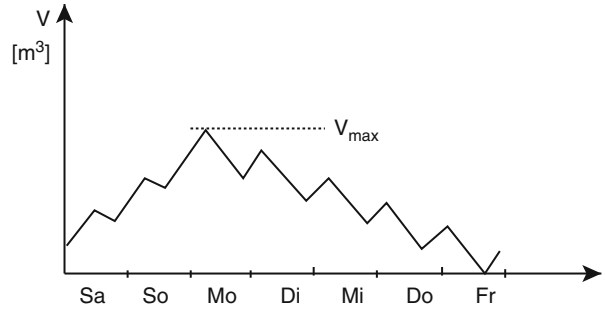


Abb. 4.9 Typischer Verlauf des Nutzinhalts eines Wochenspeichers

Beispiel 4.1
Das Kraftwerk Schilfenen an der Saane hat eine installierte Leistung von 73,2 MW und eine mittlere jährliche Produktion von 136 GWh. Der Gesamtwirkungsgrad ist 0,85. Der Nutzinhalt des Sees beträgt 35 Mio. m^3 und die Seeoberfläche misst 4,25 km^2. Die max. Fallhöhe beträgt 48,2 m. Man berechne folgende charakteristische Zahlen:

a) das Speichervermögen, b) die theoretische Entleerungszeit bei voller Leistung, c) die theoretische Anzahl Zyklen pro Jahr, d) die Benutzungsdauer der installierten Leistung. Um welche Art von Kraftwerk und von Speicher handelt es sich?

Schwankung des Oberwasserspiegels:

$$\Delta h = \frac{35\,10^6}{4,25 \cdot 10^6} = 8,2 \text{ m}$$

Das mittlere Gefälle beträgt somit ca. 44 m.

a) $Speichervermogen = \eta\, \rho V_{max} g\ H_m\ 1\ [Ws]$
$= 0,85 \cdot 1000 \cdot 3510^6 \cdot 9,81 \cdot 44 \frac{1}{3600} = 3570 \text{ MWh}$

b) $theor.\ Entleerungsdauer = \frac{3570\ \text{MWh}}{73,2\ \text{MW}} = 48,8 \text{ h}$

c) $theor.\ Anzahl\ Zyklen = \frac{136,000\ \text{MWh}}{3570\ \text{MWh/Zyklus}} = 38$

d) $Benutzungsdauer = \frac{136,000\ \text{MWh/a}}{73,2\ \text{MW}} = 1857 \text{ h/a}$

Offensichtlich handelt es sich um ein Wochenspeicherkraftwerk zur Produktion von Spitzenenergie.

4.3.2 *Jahresspeicherwerke (Saisonspeicherwerke)*

Alpine Gewässer führen im Sommer wesentlich mehr Wasser als im Winter. Es ist naheliegend, diese Wassermengen (sog. Saisonwasser) mit Hilfe von Jahresspeichern aufzufangen. Da in der Schweiz im Winter i. d. R. *weniger Laufwasser* zur Verfügung steht, wird ein beträchtlicher Teil der Elektrizität aus *Saisonwasser* produziert. Dementsprechend verläuft in alpinen Jahresspeicherkraftwerken die Wasser-Verarbeitungskurve entgegengesetzt zur Dargebotskurve (natürliche Zuflüsse), wie Abb. 4.10 zeigt. Das Speichervolumen wird durch die Größe des Einzugsgebiets sowie durch die topografischen Verhältnisse bestimmt. Gewisse gesetzlich festgelegte Wassermengen müssen auch im Sommer talabwärts fließen können.

Der Energieinhalt des gespeicherten Wassers ist umso höher, je größer die Fallhöhe, mit der es genutzt wird, gewählt werden kann. Jahresspeicherwerke im Hochgebirge sind deshalb wirtschaftlich, weil sich große Energiemengen mit relativ wenig Wasser produzieren lassen.

Größere Speichervolumen an Flüssen sind in der Schweiz auf Grund der großen Bevölkerungsdichte und aus Landschaftsschutzgründen nicht möglich. Weltweit hingegen sind in verschiedenen Fällen Flüsse zu großen Seen mit Jahres- oder gar Mehrjahresspeicherung aufgestaut worden.

Die wesentlichen Elemente eines alpinen Jahresspeicherkraftwerks zeigt Abb. 4.11a. Das im *Stausee* gespeicherte Wasser wird mit einem nahezu horizontalen *Druckstollen* oft über viele Kilometer bis an eine geeignete Stelle transportiert, wo es mit einer steilen *Druckleitung* (oder Druckschacht) zum Kraftwerk geführt wird.

Das Gefälle kann einige 100–2000 m betragen. Zwischen Stollen und Druckleitung ist ein *Wasserschloss* vorzusehen. Dieses ist ein Ausgleichsgefäß mit der Aufgabe, das bei raschem Schluss der Turbine nachströmende Wasser aufzufangen und so unzulässige Druckstöße zu vermeiden. Das Kraftwerk befindet sich oft in einer Kaverne (Abb. 4.11b).

Die in der Schweiz häufig anzutreffenden Arten von Talsperren sind in Abb. 4.12 schematisch dargestellt. Bei der *Gewichtstaumauer* reicht das Gewicht der Staumauer aus, um das aufgestaute Wasser zurückzuhalten (Beispiel: Grande Dixence bei Zion, 285 m hoch). Besonders elegant und materialsparend ist die *Bogenstaumauer*, welche

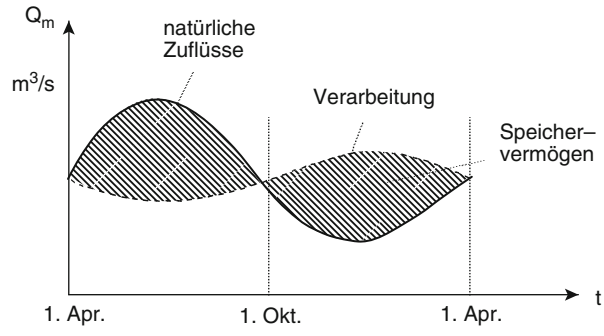


Abb. 4.10 Typischer Verlauf des Wasserdargebots und der Wasserverarbeitung in Jahresspeicherwerken

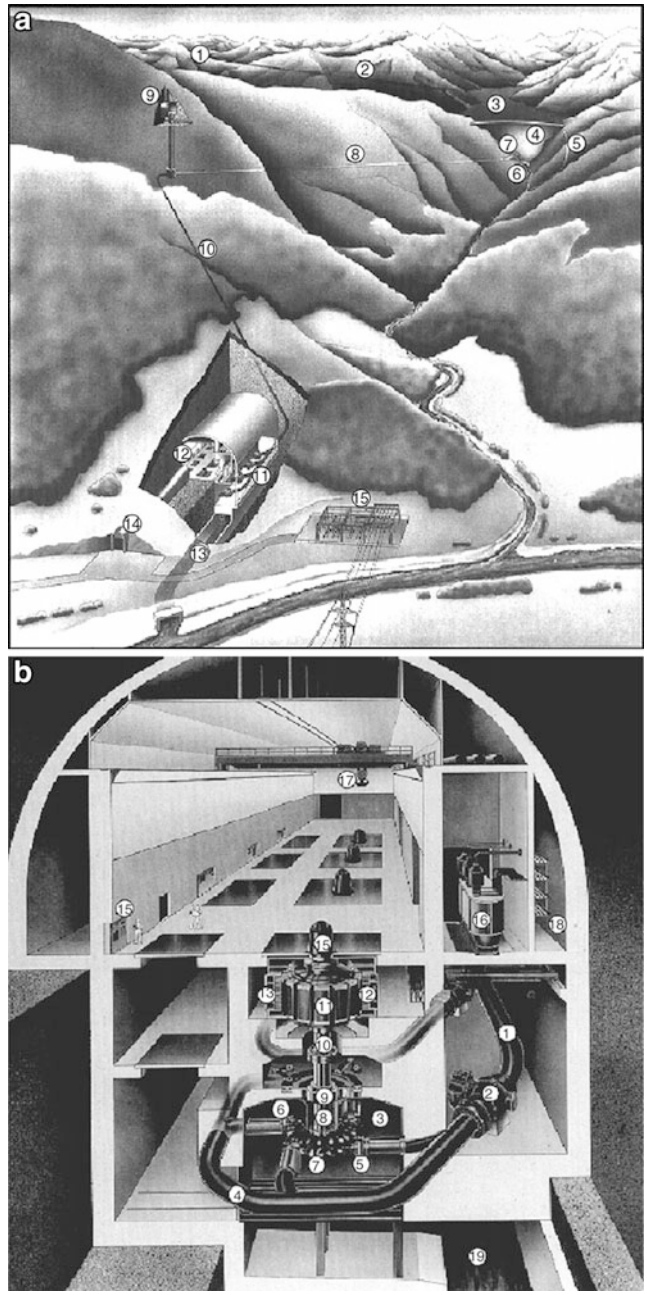


Abb. 4.11 **a** Hauptelemente eines Jahresspeicherkraftwerks: *1* Wasserfassungen, *2* Zuleitungsstollen, *3* Stausee, *4* Staumauer, *5* Überlauf, *6* Grundablass, *7* Einlauf, *8* Druckstollen, *9* Wasserschloss, *10* Druckschacht (oder Druckleitung), *11* Schieberkammer, *12* Maschinenkaverne (oder Zentrale), *13* Unterwasserstollen, *14* Zufahrtsstollen, *15* Schalt- und evtl. Tranformierungsstation nach (Kraftwerken 2001),

die Wasserkräfte durch die gekrümmte Form auf die Talflanken überträgt (Beispiel: Staumauer Mauvoisin in Val de Bagnes, Höhe 237 m). Eine weitere Möglichkeit sind *Staudämme* aus Erde, Lehm, Kies, Sand (Beispiel: Staudamm Mattmark im Saastal, 120 m hoch).

Für die erwähnten Fallhöhen werden *Francis-* und *Pelton-Turbinen* eingesetzt (Näheres in Abschn. 4.3). Die große Fallhöhe kann häufig nur mit Hilfe mehrstufiger Anlagen genutzt werden. Ein Beispiel für eine dreistufige Anlage ist in Abb. 4.13 dargestellt: insgesamt beträgt die Fallhöhe 1258 m, die einzelnen Stufen sind 524, 321 und 413 m hoch, mit einer Leistung von insgesamt 645 MW. Das oberste Kraftwerk Ferrera ermöglicht auch das Hinaufpumpen des Laufwassers eines Seitentales (s. Abschn. 4.3.3).

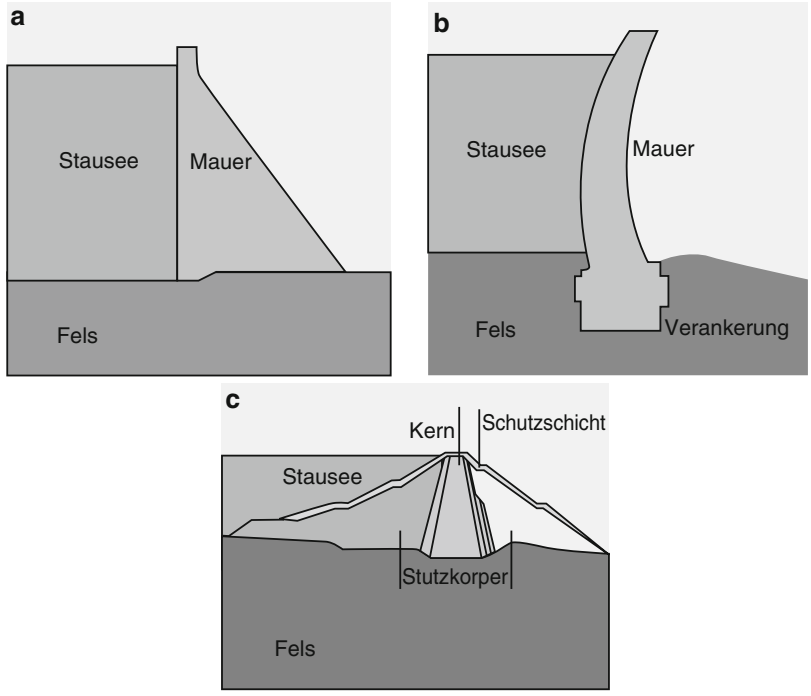


Abb. 4.12 Typen von Talsperren: (**a**) Gewichtstaumauer, (**b**) Bogenstaumauer, (**c**) Staudamm nach (Kraftwerken 2001)

Abb. 4.11 (Fortsetzung) **b** Kavernenkraftwerk mit Pelton-Turbinen: *1* Verteilleitung, *2* Kugelschieber,*3* Turbinengehäuse, *4* Ringleitung, *5* Einlaufdüse, *6* Strahlablenker, *7* Pelton-Turbine, *8* Turbinenwelle, *9* Lager, *10* Generatorwelle, *11* Generator-Rotor, *12* Generatorstator, *13* Kühler, *14* Erregermaschine, *15* Schalttafel, *16* Transformator, *17* Kran, *18* Kabelstollen, *19* zum Unterwasserstollen. (Quelle: (Kraftwerken 2001))

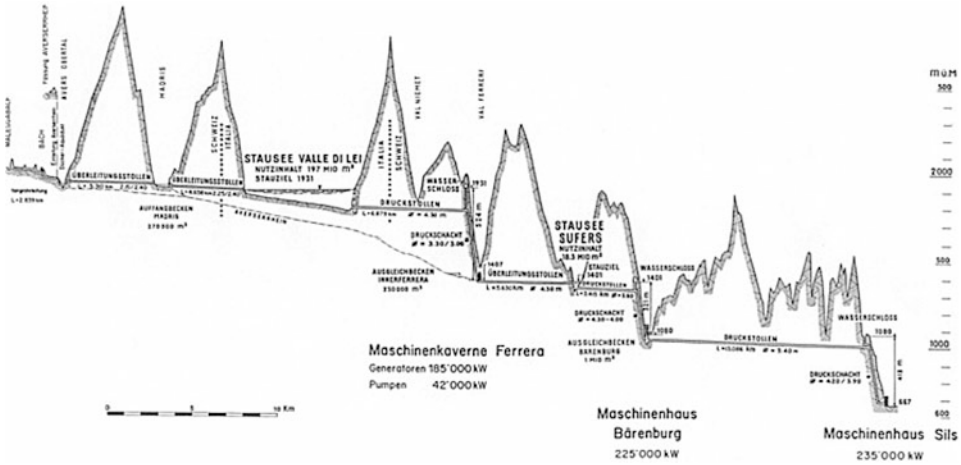


Abb. 4.13 Mehrstufige Anlage: Kraftwerke Hinterrhein (Kt. Graubünden)

4.3.3 Pumpspeicherung

Mit der Pumpspeicherung wird Wasser aus einem tief liegenden Auffangbecken in einen höheren Speichersee hinaufgepumpt. Damit werden zwei Funktionen erfüllt:

- Umwandlung billiger Nacht- oder Sommerenergie in teure Spitzen- und Winterenergie,
- Auffangen von Überschuss-Laufwasser, das sonst verloren ginge.

Es wird zwischen Umwälzwerken und Saisonpumpspeicherung unterschieden:

Umwälzwerke haben eine kurzfristige Speicherung, meistens Tagesspeicherung, für die Umwandlung von Nacht- in Tagesenergie. Neuerdings haben sie auch die Funktion nicht nur Lastschwankungen, sondern auch Schwankungen der Einspeisung (Wind- und Sonnenenergie) auszugleichen. Oft werden sie als *reine Pumpspeicherwerke* ausgeführt, ohne natürliche Zuflüsse; dann ist die turbinierte Wassermenge gleich groß wie die Pumpwassermenge. Das obere Becken ist in diesem Fall meist künstlich ausgebaggert (Abb. 4.14a). In anderen Anlagen findet man Pumpspeichersätze, kombiniert mit normalen Turbosätzen mit natürlichem Zufluss.

Die ***Saison-Pumpspeicherung*** dient in erster Linie der Umwandlung von Sommer-Laufwasserenergie in Winterenergie. Das Laufwasser wird in einen höher gelegenen Saisonspeicher gepumpt. Die Saisonpumpspeicherung erfolgt normalerweise zusätzlich zur Turbinierung natürlicher Zuflüsse (Beispiel Abb. 4.13).

Für die Pumpspeichersätze gibt es zwei Ausführungsmöglichkeiten:

- Lösung mit getrennten hydraulischen Maschinen. Bei Turbinenbetrieb ist die Pumpe ausgekuppelt, bei Pumpbetrieb läuft die Turbine leer mit (Abb. 4.14b).
- Lösung mit Pumpenturbine: ist bzgl. der Investitionen oft günstiger, hat aber einen schlechteren Wirkungsgrad. Die Pumpenturbine läuft bei Wasserzufuhr als Turbine und bei Umkehrung des Drehsinns als Pumpe (Abb. 4.14c).

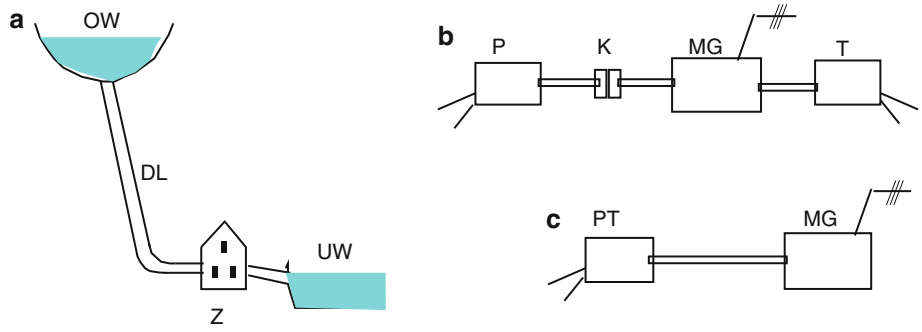


Abb. 4.14 **a** Reines Pumpspeicherwerk mit Gefälle von meist 300–700 m: OW Oberwasser (oft künstlich ausgebaggert), UW Unterwasser (Fluss oder See), DL Druckleitung, Z Zentrale, **b** getrennte hydraulische Maschinen: P Pumpe, T Turbine, MG Motorgenerator, K Kupplung, **c** PT Pumpenturbine

4.4 Wasserturbinen

Gemäß Abschn. 3.3 ist die Turbinenleistung

$$P_t = \eta_t \, \varrho \, Q \, g \, H \, [\mathrm{W}] \tag{4.1}$$

mit $H =$ Nutzgefälle. Die von der Turbine geleistete spezifische Arbeit (pro kg Wasser) ist

$$w_t = \frac{P_t}{\varrho \, Q} = \eta_t \, g \, H \left[\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}\right]. \tag{4.2}$$

$g\ H$ stellt das spezifische Nutzpotenzial dar. In einem beliebigen Querschnitt einer Wasserströmung (Abb. 4.15) kann die spezifische Energie folgendermaßen ausgedrückt werden (Anhang I.1, Gl. 4.1):

$$e = \frac{p}{\varrho} + \frac{1}{2} c^2 + g \, z \left[\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}\right], \tag{4.3}$$

Die *Strömungsenergiee* setzt sich zusammen aus *Druckenergie, kinetischer Energie* und *potenzieller Energie*.

Mit Bezug auf Abb. 4.15 seien e_1 und e_2 die Energien der Querschnitte 1 und 2. Die Strömung leiste zwischen 1 und 2 Arbeit in einer Turbine. Die von der Turbine gelieferte mechanische Energie ist gemäß Energieerhaltungsprinzip

$$w_t = e_1 - e_2 - q_r, \tag{4.4}$$

worin $q_r =$ Reibungsverluste. Wird Gl. 4.3 in 4.4 eingesetzt, folgt die *Bernouilli-Gleichung* der Strömungsmechanik

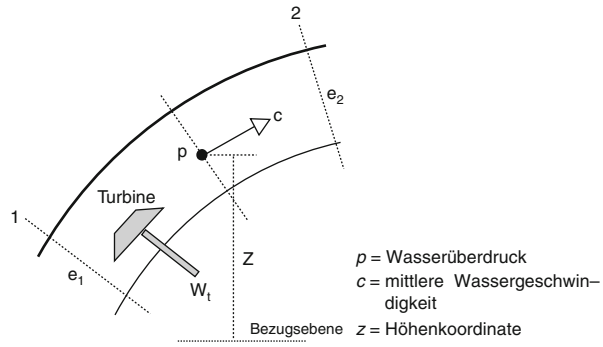


Abb. 4.15 Wasserströmungsenergie

$$w_t = \frac{p_1 - p_2}{\varrho} + \frac{1}{2}\left(c_1^2 - c_2^2\right) + g(z_1 - z_2) - q_r \quad \left[\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}\right]. \tag{4.5}$$

Die potenzielle Energie $g\ (z_1 - z_2)$ spielt eine zweitrangige Rolle oder ist gar vernachlässigbar. Je nach Bedeutung der beiden Anteile kinetische und Druckenergie werden Aktions- und Reaktionsturbinen unterschieden:

Aktionsturbinen (z. B. Pelton-Turbine). Es handelt sich um Freistrahlturbinen, wo der Druck gleich zum atmosphärischen ist und $p_1 = p_2 = 0$. In diesen Turbinen wird *kinetische* in *mechanische Energie* umgewandelt, somit

$$w_t \simeq \frac{1}{2}\left(c_1^2 - c_2^2\right) - q_r.$$

Reaktionsturbinen (z. B. Francis- und Kaplan-Turbine). In diesen Turbinen besteht eine Druckdifferenz $(p_1 - p_2)$, und es wird sowohl *Druckenergie* als auch *kinetische Energie* in *mechanische Energie* transformiert. Mit dem *Reaktionsgrad r* wird der Anteil der im Laufrad umgewandelten Druckenergie im Verhältnis zur insgesamt verfügbaren $(= g\,H)$ bezeichnet. Der Reaktionsgrad liegt zwischen 0,3 und 0,8.

4.4.1 Pelton-Turbine

Abb. 4.16 zeigt schematisch eine Anlage mit Pelton-Turbine. Ein Teil des Bruttogefälles geht als Reibungsverlust H_v in den Zuleitungen verloren. Die Höhendifferenz H_x zwischen Strahlebene und Unterwasserspiegel kann ebenfalls nicht genutzt werden. Der hydraulische Wirkungsgrad (Abschn. 3.3) ist somit

$$\eta_h = \frac{H}{H_b} = 1 - \frac{H_v + H_x}{H_b}.$$

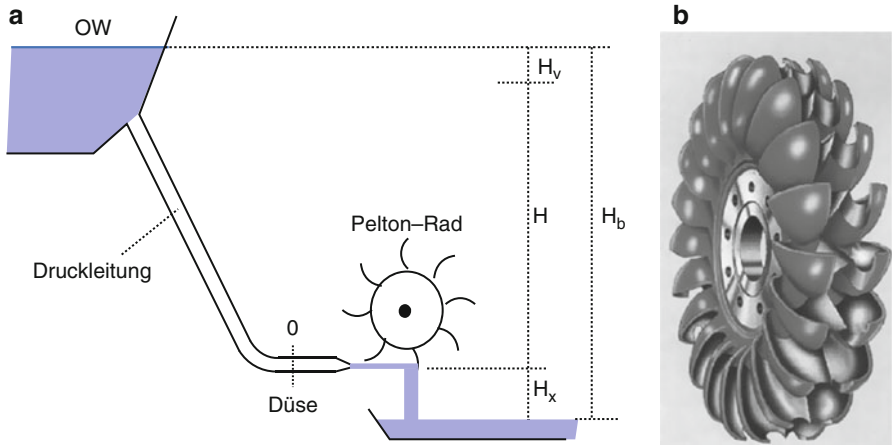


Abb. 4.16 **a** Anlage mit Pelton-Turbine, **b** Pelton-Rad

Die Energieumwandlung 1 kg Wassers auf seinem Weg vom Oberwasserspiegel zur Turbine wird vom Energiediagramm Abb. 4.17 veranschaulicht. Beim Abstieg zum Eingang der Druckleitung wird ein Teil der potenziellen Energie $g\ H_b$ in Druckenergie und dort z. T. auch in kinetische Energie transformiert. In der Druckleitung wird die potenzielle Energie bis auf H_x progressiv zu Druckenergie. Die vor der Düse verfügbare Druckenergie wird in der Düse (Abb. 4.18) in kinetische Energie des Wasserstrahles umgewandelt.

Die Energieumwandlung in der Pelton-Turbine (bestehend aus Düse und Rad) sei anhand der Abb. 4.8 näher erläutert. Das Pelton-Rad hat den Durchmesser D und dreht mit Drehzahl n. Die Umfanggeschwindigkeit des Rades ist u. Der Wasserstrahl trifft auf becherförmige Schaufeln und gibt seine Energie ab. Die Düsennadel reguliert den Strahldurchmesser und somit die Wassermenge und die Leistung der Turbine. Die Turbine kann auch mehrere Düsen aufweisen. Im Folgenden berechnen wir die spezifische Energie in den Querschnitten 0, 1 und 2:

Wird die Strahlebene als Referenzebene gewählt, ist die potenzielle Energie in dieser Ebene null. Der Ausdruck für die spezifische Energie vor der Düse (Querschnitt 0) lautet

$$e_0 = \frac{p_0}{\rho} + \frac{1}{2}c_0^2 = g\ H. \tag{4.6}$$

Im Strahl ist auch die Druckenergie null. Für die spezifische Energie nach der Düse (Querschnitt 1) folgt

$$e_1 = \frac{1}{2}c_1^2 = \eta_D\ g\ H, \tag{4.7}$$

mit $\eta_D =$ Düsenwirkungsgrad (ist ein Teil vonη_t, Richtwert ca. 0,96).

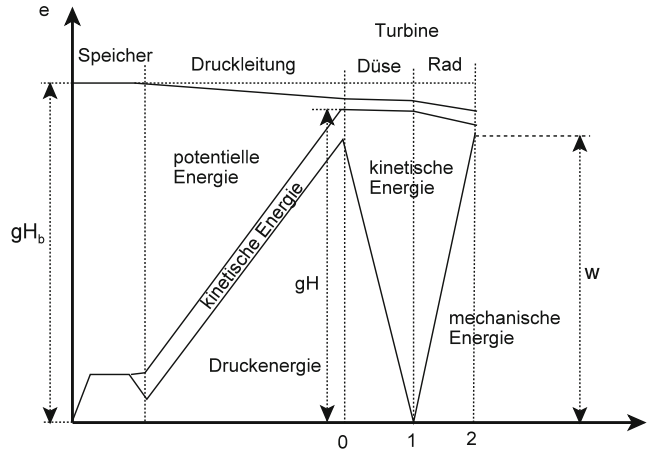
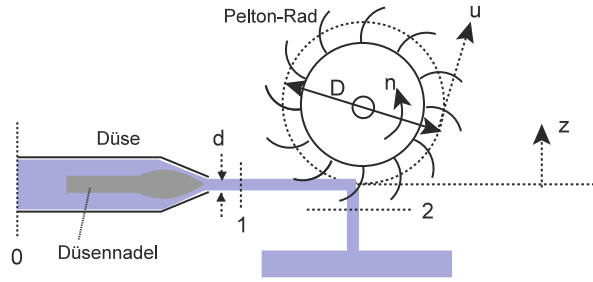


Abb. 4.17 Energiediagramm (spezif. Energie) der Pelton-Anlage

Abb. 4.18 Pelton-Turbine



Aus Gl. 4.7 folgt die Strahlgeschwindigkeit

$$c_1 = \sqrt{\eta_D 2 \ g \ H}. \tag{4.8}$$

Die Strahlgeschwindigkeit hängt nur vom Nutzgefälle ab, ist also unabhängig vom eingestellten Strahldurchmesser d.

Die spezifische Energie unmittelbar nach dem Rad (Querschnitt 2) ist mit der Annahme $z_2 \approx 0$

$$e_2 = \frac{1}{2} c_2^2,$$

wobei für optimal geformte Schaufeln $c_2 \ll c_1$.

Die spezifische Arbeit und der Wirkungsgrad der Turbine sind

$$w_t = e_0 - e_2 - q_r = \eta_t \ gH$$

$$(1 - \eta_t)g \ H = \frac{1}{2} c_2^2 + q_r \ - - \succ \eta_t = 1 - \frac{\frac{1}{2}c_2^2 + q_r}{g \ H},$$

mit $q_r =$ Reibungsverluste in Düse und Rad.

4.4.1.1 Strahldurchmesser und Wassermenge

Es besteht der Zusammenhang

$$Q = i\frac{\pi d^2}{4} c_1, \quad i = Anzahl \ \ Dusen \tag{4.9}$$

Der maximale Strahldurchmesser entsprechend der Ausbauwassermenge Q_a ist somit

$$d_o = \sqrt{\frac{4Q_a}{i\pi \ c_1}} \tag{4.10}$$

4.4.1.2 Optimale Umfangsgeschwindigkeit

Der Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad der Turbine und Umfangsgeschwindigkeit des Rades für eine gegebene Wassermenge zeigt Abb. 4.19. Bei blockiertem Rad findet keine Leistungsübertragung statt. Ist die Radgeschwindigkeit gleich zur Strahlgeschwindigkeit, ist die Leistung ebenfalls null, da keine Kraftübertragung möglich ist (Impuls = 0). Der Wirkungsgrad des Rades wird etwa bei der halben Strahlgeschwindigkeit einen Höchstwert aufweisen. Die optimale Umfangsgeschwindigkeit ist somit

$$u_{opt} = k \ c_1, \quad mit \ k \ ca. \ 0,5. \tag{4.11}$$

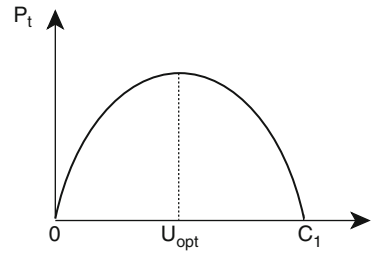


Abb. 4.19 Leistungsausbeute in Abhängigkeit der Umfangsgeschwindigkeit

Daraus folgt die Beziehung zwischen Durchmesser und Synchrondrehzahl n (U/min):

$$D = \frac{60}{\pi n} k \; c_1. \tag{4.12}$$

4.4.1.3 Durchmesser, spezifische Drehzahl

Zur Bestimmung des Durchmessers ist ein weiterer Zusammenhang zwischen Durchmesser und Drehzahl notwendig. Um diesen zu finden, sei das Verhältnis zwischen maximalem Strahldurchmesser und Raddurchmesser berechnet. Aus den Beziehungen (4.10) und (4.12) erhält man

$$\frac{d_0}{D} = \frac{2 \; Q_a^{0,5} \pi \; n}{i^{0,5} \pi^{0,5} c_1^{0,5} 60 \; k \; c_1} = \frac{Q_a^{0,5} \pi^{0,5} n}{i^{0.5} (\eta_D 2 \; g \; H)^{0,75} 30 \; k}$$

und schließlich durch Einführung der *spezifischen Drehzahl*

$$n_q = n \frac{Q_a^{0,5}}{H^{0,75}}, \tag{4.13}$$

und der Konstanten

$$a = \frac{\pi^{0,5}}{(2g)^{0,75} 30 \cdot k \cdot \eta_D^{0,75}} = \frac{0,634 \; 10^{-2}}{k \cdot \eta_D^{0,75}} \tag{4.14}$$

folgt

$$\frac{d_o}{D} = a \frac{n_q}{\sqrt{i}}. \tag{4.15}$$

Die spezifische Zahl n_q wird als *Zahlenwert* mit n in U/min, Q in m^3/s und H in m definiert. Sie charakterisiert geometrisch ähnliche Turbinen. Für gleiche Düsenzahl und gleiches n_q ist das Verhältnis d_o/D, welches zum Verhältnis Schaufelgröße zu Raddurchmesser proportional ist, konstant. Für ein mechanisch optimales Pelton- Rad variiert dieses Verhältnis nur wenig; somit ist das Verhältnis $n_q/\sqrt{i}$ für Pelton-Turbinen mehr oder weniger gegeben. Für große Turbinen und für große Fallhöhen (400–1000 m) kann $n_q/\sqrt{i} = 5 - 6{,}5$ eingesetzt werden. Für Fallhöhen > 1000 m müssen diese Werte nach unten (etwa 3–4 für 2000 m) und für kleine Fallhöhen etwas nach oben korrigiert werden (für Näheres s. (Bohl 1995)).

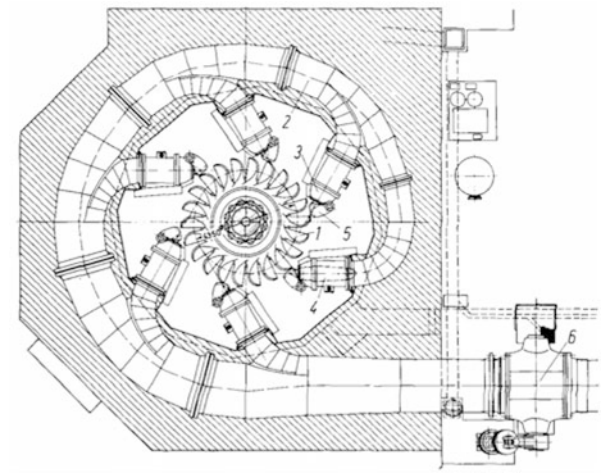


Abb. 4.20 Sechsdüsige Freistrahlturbine New Colgate am Yuba River, Kalifornien (Werkbild Voith), *1* Laufrad, *2* Ringleitung, *3* Düse, *4* Düsennadel, *5* Strahlablenker, *6* Absperrorgan (Happoldt und Oeding 1978)

Beispiel 4.2
Man überprüfe obige Zusammenhänge anhand der Pelton-Anlage von Abb. 4.20. Die Nenndaten sind: $P_t = 167$ MW, $Q = 46{,}12$ m^3/s, $H = 413$ m,$n = 180$ U/min.

Aus den Daten folgen die hydraulische Leistung und der Turbinenwirkungsgrad

$$P_h = \rho\ Q\ g\ H = 1000 \cdot 46,12 \cdot 9,81 \cdot 413 = 187\text{MW}$$

$$\eta_t = \frac{P_t}{P_h} = \frac{167}{187} = 0,89.$$

Aus Gl. 4.13 erhält man

$$n_q = 180 \frac{46,12^{0,5}}{413^{0,75}} = 13,34, \quad \frac{n_q}{\sqrt{i}} = \frac{13,34}{\sqrt{6}} = 5,45.$$

Mit den Annahmen $\eta_D = 0{,}96$ und $k = 0{,}47$ folgt ferner aus den Gl. 4.8 und 4.11

$$c_1 = \sqrt{0,96 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 413} = 88,2 \text{ m/s}, \qquad u_{opt} = 0,47 \cdot 88,2 = 41,5 \text{ m/s}$$

und schließlich für den Raddurchmesser aus Gl. 4.12

$$D = \frac{60 \cdot 41,5}{\pi 180} = 4,40 \text{ m},$$

was gut mit den wirklichen Raddimensionen (4,35 m) übereinstimmt.

Für die Schaufelgröße ist der maximale Strahldurchmesser maßgebend. Aus den Gl. 4.14 und 4.15 folgt

$$a = 1,39 \cdot 10^{-2}, \frac{d_0}{D} = 1,39 \cdot 10^{-2} \cdot 5,45 = 7,58 \;\; 10^{-2}.$$

Der maximale Strahldurchmesser beträgt 7,6 % des Raddurchmessers oder 33,4 cm. Für die Dimensionen von Schaufeln und Düse gelten die Richtwerte: Schaufelabstand 0,9 $d_{0,}$ Schaufellänge und -breite etwa 3 $d_{0,}$ Schaufelhöhe 0,3 $d_{0,}$ Düsenöffnung 1,25 d_0 und Durchmesser des Düsenrohrs 3 d_0.

Die spezifische Energie am Turbineneingang ist

$$gH = 9,81 \cdot 413 = 4,05 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}.$$

Wird der Druckleitungsdurchmesser am Turbineneingang auf $d = 2$ m geschätzt, folgt

$$c_0 = \frac{4Q}{\pi \; d^2} = \frac{4 \cdot 46,12}{\pi \; 2^2} = 14,7 \frac{\text{m}}{\text{s}}, \quad \frac{1}{2} c_0^2 = 0,11 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}.$$

Aus Gl. 4.6 folgt der Überdruck am Turbineneingang

$$P_0 = \rho \left(gH - \frac{1}{2} c_0^2 \right) = 1000(4,05 - 0,11) = 39,4 \cdot 10^5 \frac{N}{m^2} 39,4 \,\text{bar}$$

4.4.2 Reaktionsturbinen

Abb. 4.21 zeigt schematisch den Aufbau einer Anlage mit Reaktionsturbine. Das Wasser gelangt von der Druckleitung zur *Einlaufspirale* und von hier durch vorwiegend radiale Bewegung zur Turbine. Dank dem *Diffusor* (oder *Saugrohr*) wird das gesamte Gefälle bis

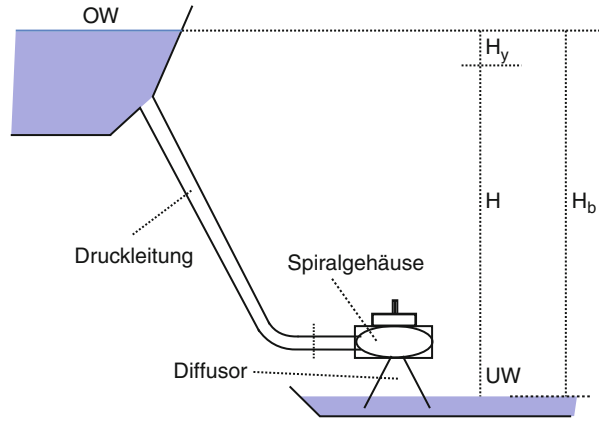


Abb. 4.21 Anlage mit Reaktionsturbine

zum Unterwasserspiegel (UW) genutzt, abzgl. Reibungsverluste in den Zuleitungen. Der hydraulische Wirkungsgrad ist

$$\eta_h = \frac{H}{H_b} = 1 - \frac{H_v}{H_b}.$$

Das Wasser strömt von der *Einlaufspirale* zum *Leitrad*, welches mit den steuerbaren Leitschaufeln die Wassermenge zu regeln erlaubt, und von hier zum Laufrad. Abb. 4.22 zeigt eine Skizze und einen Schnitt des Spiralgehäuses und des Leitrades einer Francis-Turbine.

Francis- und Kaplan-Turbine unterscheiden sich durch die Form des *Laufrades*. Die *Francis-Turbine* (Abb. 4.23, s. auch Abb. 4.28) hat feste Laufschaufeln. Die propellerartige *Kaplan-Turbine* (Abb. 4.24, s. auch Abb. 4.29) hat Laufschaufeln, deren Neigungswinkel in Abhängigkeit der Wassermenge verstellt wird, um den Wirkungsgrad bei

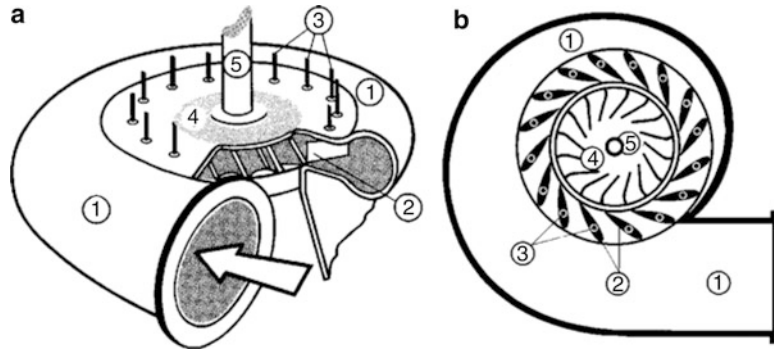


Abb. 4.22 **a** Skizze des Spiralgehäuses, **b** Schnitt durch die Turbine: *1* Einlaufspirale, *2* Leitschaufeln, *3* Leitschaufelachse (drehbar), *4* Turbinenrad, *5* Turbinenachse nach (Wasser 1987)

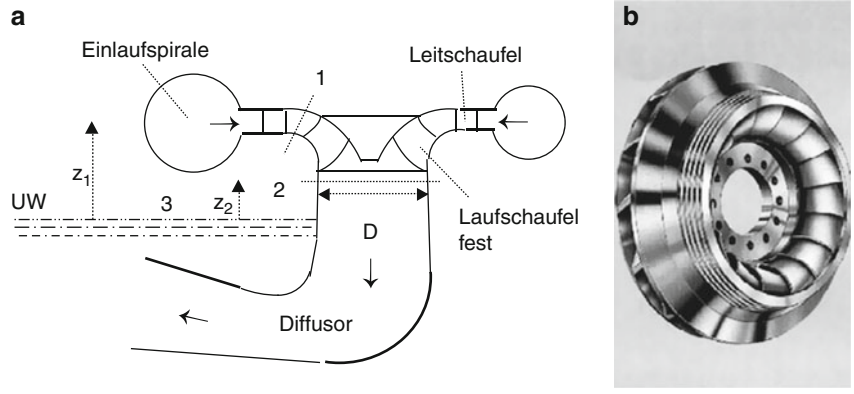


Abb. 4.23 **a** Schematische Darstellung der Francis-Turbine, **b** Francis-Rad

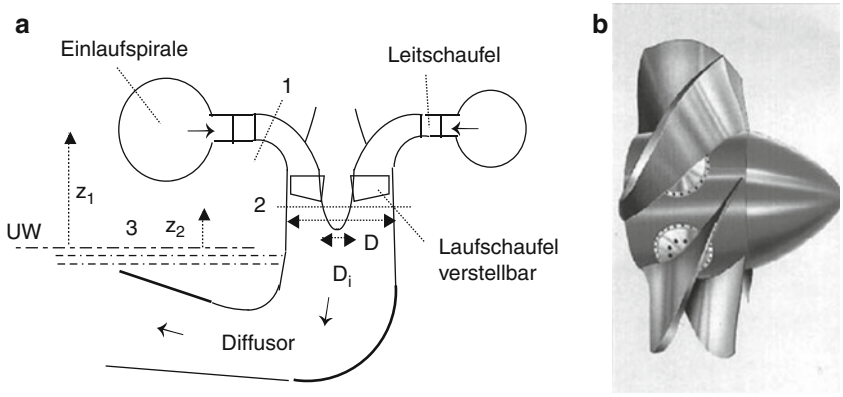


Abb. 4.24 **a** Schematische Darstellung der Kaplan-Turbine, **b** Kaplan-Rad

Teillast zu verbessern. Als *Propeller-Turbine* wird die Variante mit festen Laufschaufeln bezeichnet, die sich nur dann eignet, wenn vorwiegend mit Vollast gefahren werden kann.

Zur Beschreibung der Energieumwandlung in der Reaktionsturbine sei die spezifische Energie in den Querschnitten 0, 1, 2 und 3 betrachtet, wobei als Bezugsebene für die potenzielle Energie der Unterwasserspiegel gewählt wird. Im Querschnitt 0 vor der Einlaufspirale (Abb. 4.21) gilt

$$e_o = \frac{p_o}{\varrho} + \frac{1}{2}c_o^2 + g\ z_o = g\ H.$$

Die spezifische Energie im Querschnitt 1, unmittelbar nach dem Leitrad ist

$$e_1 = \frac{p_1}{\varrho} + \frac{1}{2}c_1^2 + g\ z_1 = \eta_{SL} g\ H. \tag{4.16}$$

η_{SL} berücksichtigt die Verluste in Einlaufspirale und Leitrad.

Die spezifische Energie im Querschnitt 3 (Unterwasserspiegel) ist

$$e_3 = 0, \tag{4.17}$$

da hier auch die Wassergeschwindigkeit und der Überdruck null sind.

Im Diffusor geht durch Reibung etwas Energie verloren. Für die spezifische Energie im Querschnitt 2, unmittelbar nach dem Laufrad, gilt

$$e_2 = \frac{p_2}{\varrho} + \frac{1}{2}c_2^2 + g\ z_2 = q_D, \tag{4.18}$$

wenn mit q_D die Reibungsverluste im Diffusor bezeichnet werden.

Aus den Gl. 4.16 und 4.18 folgt, übereinstimmend mit den Gl. 4.4 und 4.5, die an der Turbinenwelle verfügbare spezifische. Energie

$$w_t = e_1 - e_2 - q_r = \frac{p_1 - p_2}{\varrho} + \frac{1}{2}\left(c_1^2 - c_2^2\right) + g(z_1 - z_2) - q_r \\ = \eta_{SL}\, g\, H - q_D - q_r = \eta_t\, g\, H, \tag{4.19}$$

worin q_r = Reibungsverluste im Laufrad.

Aus Gl. 4.18 folgt ferner

$$\frac{p_2}{\varrho} = -\frac{1}{2}c_2^2 - gz_2 + q_D. \tag{4.20}$$

4.4.2.1 Kavitationserscheinung

Aus Gl. 4.20 ergibt sich, da q_D klein ist, ein *Unterdruck* am Ausgang des Laufrades. Zu großer Unterdruck hat bei den üblichen Wassertemperaturen Dampfbildung zur Folge und führt zur Erscheinung der *Kavitation*: durch implosionsartige Kondensation der Dampfblasen werden Lärm, Erschütterungen und vor allem im Laufe der Zeit Korrosion der Schaufeloberfläche erzeugt (Bohl 1990). Wirkungsgrad und Lebensdauer werden verringert. Der Unterdruck ist umso stärker, je größer die Wassergeschwindigkeit c_2. Besonders gefährdet sind Räder mit hohen Umlaufgeschwindigkeiten. Die Kavitationsgefährdung wird durch eine Kavitationszahl (oder auch Thoma-Zahl) charakterisiert, die im wesentlichen proportional zu

$2(p_{2abs} - p_D)/\left(\rho\, c_2^2\right)$ ist, mit $p_{2\mathrm{abs}}$ = Absolutdruck (= p_2 + atmosphärischer Druck) und p_D = Dampfdruck (temperaturabhängig, für Näheres s. (Bohl 1990)).

Die Geometrie der Turbine wird auch für die Reaktionsturbine durch die spezifische Drehzahl n_q (Gl. 4.13) charakterisiert (s. auch Gl. 4.24). Um die Wassergeschwindigkeit c_2 zu begrenzen, darf die spezifische Drehzahl bestimmte Werte in Abhängigkeit vom Gefälle H nicht überschreiten (s. dazu Abschn. 4.4.2.5).

Um den Unterdruck zu begrenzen, kann nach Gl. 4.20 nicht nur c_2, sondern auch z_2 klein gehalten oder sogar negativ gemacht werden, womit die Turbine tiefer zu liegen kommt als der Unterwasserspiegel. Diese Maßnahme kann teuer sein, wenn größere Aushubarbeiten in felsigem Untergrund notwendig werden.

4.4.2.2 Energiediagramm

Zusammenfassend kann die Energieumwandlung in einer Anlage mit Reaktionsturbinen durch das Energiediagramm in Abb. 4.25 veranschaulicht werden. Im Gegensatz zur Pelton-Anlage (Abb. 4.17) besteht die Energie am Laufradeingang vorwiegend aus Druckenergie, die direkt in mechanische Energie umgewandelt wird. Am Laufradausgang ist die Druckenergie sogar negativ. Der Diffusor ermöglicht, die verbleibende kinetische

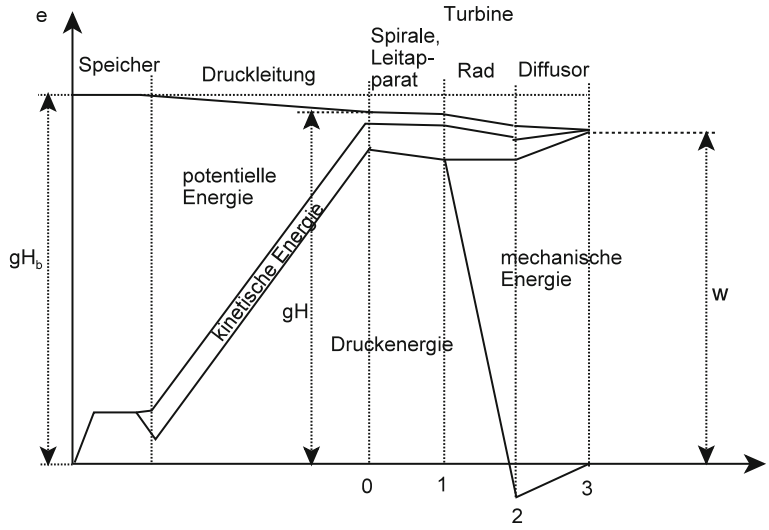


Abb. 4.25 Energiediagramm (spezif. Energie) einer Reaktionsturbinenanlage

Energie (entsprechend c_2), und falls z_2 positiv ist, auch die potenzielle Energie zu rekuperieren, d. h. in Druckenergie zurückzuwandeln.

4.4.2.3 Durchfluss- und Druckzahl

Neben der spezifischen Drehzahl Gl. 4.13 werden für die Reaktionsturbine weitere charakteristische Zahlen eingeführt, nämlich die *Durchflusszahl* und die *Druckzahl*

$$\begin{aligned} \textit{Durchflusszahl} \quad & \varphi = \frac{c_2}{u} \\ \textit{Drukzahl} \quad & \psi = \frac{2\ g\ H}{u^2}. \end{aligned} \tag{4.21}$$

Die Durchflusszahl wird als Verhältnis von Wassergeschwindigkeit beim Austrittsquerschitt 2 und Umfangsgeschwindigkeit u des Rades im selben Querschnitt definiert. Mit Bezug auf den Austrittsquerschnitt 2 folgt

$$Q = c_2 \frac{\pi D^2}{4}\left(1-\alpha^2\right) = \varphi\ u \frac{\pi D^2}{4}\left(1-\alpha^2\right), \quad \textit{wobei}\ \ \alpha = \frac{D_t}{D}. \tag{4.22}$$

Mit dem Faktor α wird berücksichtigt, dass bei der Kaplan-Turbine (Abb. 4.24) der Ausgangsquerschnitt durch den Propellerkörper (mit Durchmesser D_i) reduziert wird. Bei der Francis-Turbine kann dieser Effekt in erster Näherung vernachlässigt werden (Richtwert Kaplan: $\alpha \approx 0{,}4$, Francis: $\alpha \approx 0$).

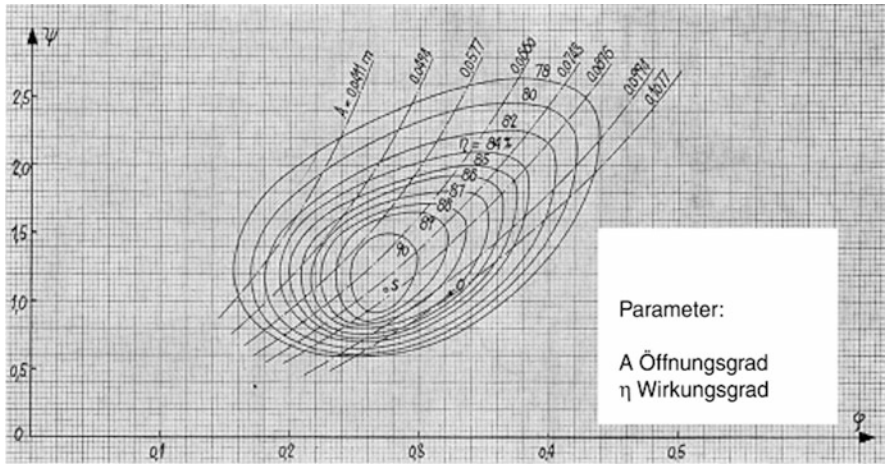


Abb. 4.26 Muscheldiagramm einer Francis-Turbine, O Nennpunkt nach (Lucien 1960)

Für eine gegebene Turbine ist die *Durchflusszahl* gemäß Gl. 4.22 proportional zur momentanen *Wassermenge*. Um einen bei Volllast optimalen Wirkungsgrad zu erhalten (optimale Umfangsgeschwindigkeit), hat die Durchflusszahl einen bestimmten Nennwert φ_a. Bei steigender spezifischer Drehzahl liegt dieser Wert bei 0,4–0,25 für Francis- und 0,2–0,35 für Kaplan-Turbinen.

Für eine Turbine mit gegebener spezifischer Drehzahl lässt sich das sog. *Muscheldiagramm* in der (φ, ψ)-Ebene angeben (Abb. 4.26), mit den Kurven konstanten Wirkungsgrades und konstanter Leitradstellung (Öffnungsgrad).

Die *Druckzahl* hängt nur vom Nutzgefälle ab, hat deshalb im stationären Betrieb einen unabhängig von der Leistung praktisch konstanten Wert, der dem maximalen Wirkungsgrad entspricht. Aus der Druckzahl folgt mit Gl. 4.21 die *optimale Umfangsgeschwindigkeit*.

4.4.2.4 Zusammenhang zwischen n_q,φ_a und ψ

Mit Gl. 4.21 kann H in Abhängigkeit von ψ ausgedrückt werden. Werden H und Q_a (nach Gl. 4.22) in den Ausdruck 4.13 der spezifischen Drehzahl eingesetzt und wird berücksichtigt, dass

$$D = \frac{60\ u}{\pi\ n}, \tag{4.23}$$

folgt

$$n_q = n\frac{Q_a^{0,5}}{H^{0,75}} = \frac{60(2g)^{0,75}}{2\ \pi^{0,5}}\frac{\varphi_a^{0,5}}{\psi^{0,75}}\sqrt{1-\alpha^2}$$

$$-- \succ n_q = 157,8\frac{\varphi_a^{0,5}}{\psi^{0,75}}\sqrt{1-\alpha^2}. \tag{4.24}$$

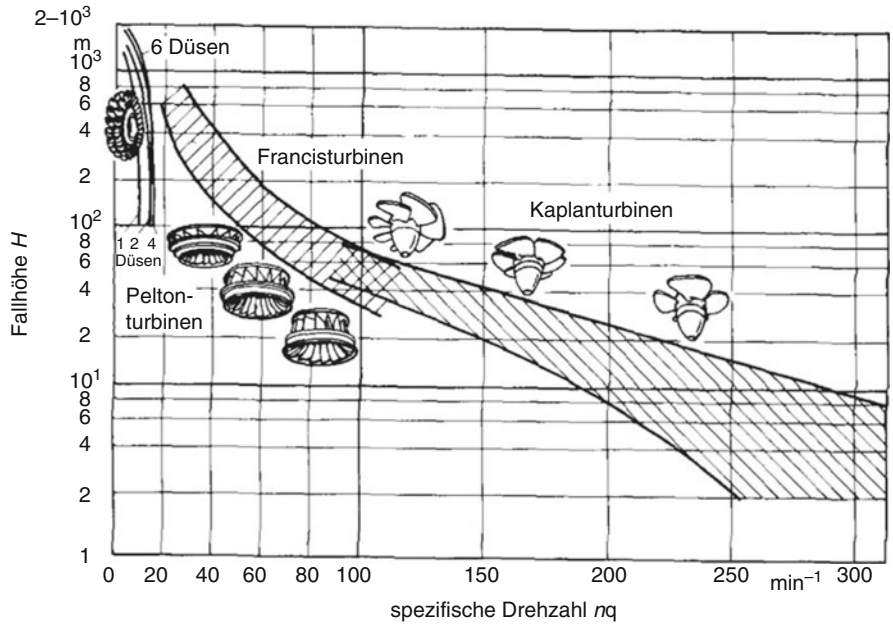


Abb. 4.27 Beziehung zwischen spezifischer Drehzahl und Nutzgefälle. Schraffierte Fläche = erfahrungsgemäß optimaler Bereich nach (Happoldt und Oeding 1978)

4.4.2.5 Turbinenauslegung

Sind H und Q_a gegeben, wird zunächst die spezifische Drehzahl entsprechend dem Nutzgefälle so festgelegt, dass sie im erfahrungsgemäß wirtschaftlich optimalen Bereich des Diagramms von Abb. 4.27 zu liegen kommt. Innerhalb dieses Bereichs muss ein Kompromiss zwischen zwei gegensätzlichen Forderungen gefunden werden:

- eine möglichst hohe Drehzahl (und somit auch spezifische Drehzahl) ist aus wirtschaftlichen Gründen für Turbine und Generator zwar von Vorteil,
- je größer jedoch die Drehzahl gewählt wird, umso größer können die Schäden durch Kavitation sein.

In Abhängigkeit von n_q folgt mit Abb. 4.27 die Druckzahl, aus Gl. 4.21 die Umfangsgeschwindigkeit und aus Gl. 4.23 der Durchmesser des Laufrades. Gleichung 4.24 liefert die Durchflusszahl für den Nennbetrieb.

Beispiel 4.3
Für die Francis-Turbine von Abb. 4.28 bestimme man die wichtigsten Kenngrößen, ohne Kenntnis des Muscheldiagramms, und überprüfe die Dimensionen. Die Daten sind: $H = 87{,}5$ m, $Q = 284$ m^3/s, $n = 138{,}5$ U/min, $P_t = 221$ MW, 60 Hz.

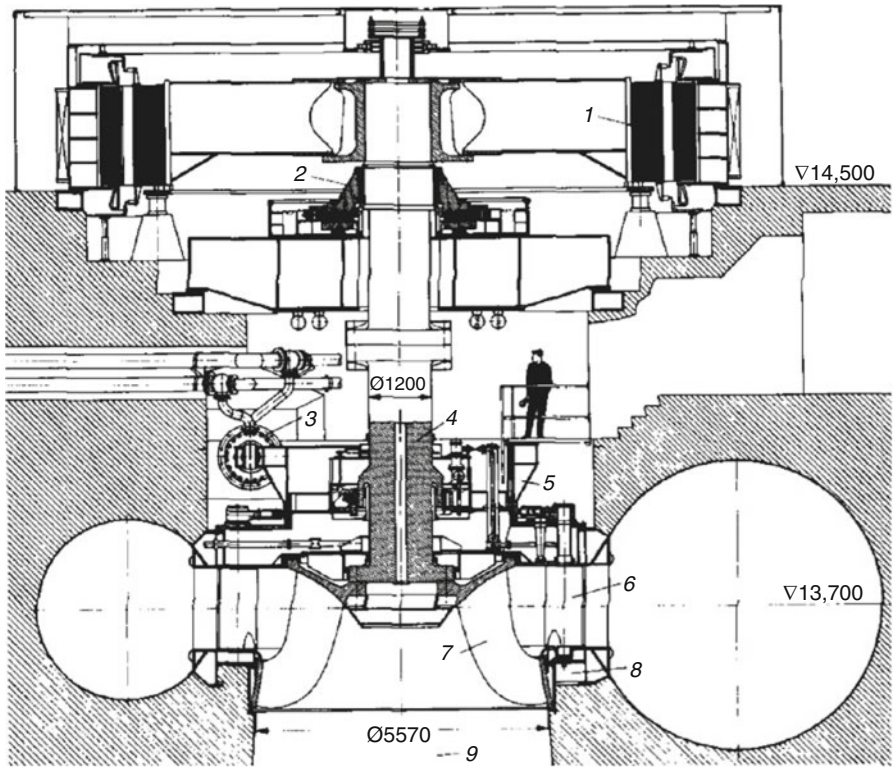


Abb. 4.28 Vertikaler Maschinensatz mit Francis-Turbine, Paulo Alfonso am Riao Sao Francisco, Brasilien (Werkbild Voith). *1* Generator, *2* Spurlager, *3* Leitrad-Servomotor, *4* Führungslager, *5* Regelring, *6* Leitschaufeln, *7* Laufrad, *8* Traversenring mit Spirale, *9* Diffusor (Saugrohr) (Happoldt und Oeding 1978)

Aus den Daten folgen die hydraulische Leistung und der Turbinenwirkungsgrad

$$P_h = \rho \;\; Q \;\; g \;\; H = 1000 \;\; 284 \;\; 9,81 \;\; 87,5 = 243,8 \;\; \text{MW}$$

$$\eta_t = \frac{p_t}{p_h} = \frac{221}{243,8} = \; 0,907.$$

Aus Gl. 4.13 erhält man

$$n_q = 138,5 \frac{284^{0,5}}{87,5^{0,75}} = 81,47.$$

Diese Zahl liegt nicht weit von der unteren Grenze des optimalen Bereichs von Abb. 4.27. Wird die Nenn-Durchflusszahl auf 0,3 geschätzt, folgt aus den Gl. 4.21, 4.23 und 4.24

$$\psi^{0,75} = 157,8 \, \frac{0,3^{0,5}}{81,47} = 1,0609, \quad - - \succ \psi = 1,082$$

$$u = \sqrt{\frac{2 \;\; g \;\; H}{\psi}} = 39,8 \, \frac{m}{s}, \quad D = \frac{60 \;\; 39,8}{\pi \;\; 138,5} = 5,49 \;\; m,$$

was gut mit dem wirklichen Wert (5,57 m) übereinstimmt. Umgekehrt folgt aus dem wirklichen Durchmesser, da die Durchflusszahl zu D^{-3} proportional ist

$$\varphi_a = 0,287, \quad \psi = 1,0505 \dashrightarrow u = 40,4\,\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}, \dashrightarrow \quad c_2 = 11,6\,\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}.$$

Werden die im günstigen Sinne wirkenden Verluste im Diffusor vernachlässigt und wird $z_2 = 0$ angenommen, folgt aus Gl. 4.20 ein Unterdruck von 0,67 bar. Zur Reduktion des Unterdrucks wird die Turbine tiefer gelegt. Für $z_2 = -4$ m folgt z. B. $p_2 = -0{,}28$ bar (für Näheres bezgl. Kavitation und zulässigen Unterdruck s. z. B. (Bohl 1990)).

Beispiel 4.4
Für die Kaplan-Turbine von Abb. 4.29 bestimme man die wichtigsten Kenngrößen, ohne Kenntnis des Muscheldiagramms, und überprüfe die Dimensionen. Die Daten sind: H = 38 m, Q = 75 m^3/s, n = 200 U/min, P_t = 24,8 MW, 50 Hz.

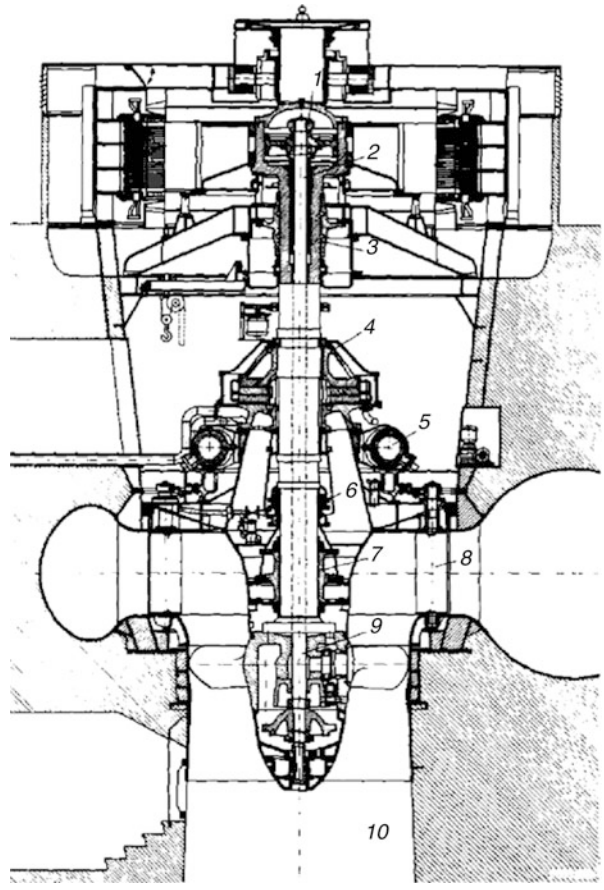


Abb. 4.29 Vertikale Kaplan-Turbine Rosshaupten am Lech (Werkbild Voith), *1* Laufrad-Servomotor, *2* Verstellspindel, *3* oberes Führungslager, *4* Spurlager, *5* Leitradservomotor, *6* Wellendichtung, *7* unteres Führungslager, *8* Leitschaufel, *9* Laufrad mit verstellbaren Laufschaufeln, *10* Diffusor (Saugrohr) (Happoldt und Oeding 1978)

Aus den Daten folgen die hydraulische Leistung und der Turbinenwirkungsgrad

$$P_h = \rho \;\; Q \;\; g \;\; H = 1000 \;\; 75 \;\; 9,81 \;\; 38 = 27,96 \;\; \text{Mw}$$

$$\eta_t = \frac{P_t}{P_h} = \frac{24,8}{27,96} = 0,887.$$

Aus Gl. 4.13 erhält man

$$n_q = 200 \frac{75^{0,5}}{38^{0,75}} = 113,17.$$

Diese Zahl liegt am untersten Rand des schraffierten Bereichs von Abb. 4.27. Werden die Nenn-Durchflusszahl φ_a auf 0,25 und α auf 0,4 geschätzt, folgt aus den Gl. 4.21, 4.23 und 4.24

$$\psi^{0,75} = 157,8 \frac{0,25^{0,5}}{113,17} \sqrt{1 - 0,4^2} = 0,639, \;\; - - \succ \;\; \psi = 0,550$$

$$u = \sqrt{\frac{2 \;\; g \;\; H}{\psi}} = 36,8 \frac{\text{m}}{\text{s}}, \;\; D = \frac{60 \;\; 36,8}{\pi \;\; 200} = 3,51 \;\; \text{m}.$$

Die Austrittsgeschwindigkeit ist $c_2 = \varphi_a \; u = 9,2$ m/s. Daraus lässt sich der Unterdruck schätzen: für $z_2 = 0$ und Vernachlässigung der Diffusorverluste folgt aus Gl. 4.20 $p_2 = -1000 \; (0,5 \cdot 9,2^2) = -0,42$ bar.

4.4.2.6 Typen von Reaktionsturbinen und Kreiselpumpen

Eine Reaktionsturbine wird durch Umkehren der Drehrichtung zur *Kreiselpumpe*. Wie Tab. 4.2 zeigt, kann die charakteristische Drehzahl und somit die Geometrie von Reaktionsturbinen und Kreiselpumpen stark variieren (für die Turbinen s. auch Abb. 4.25). Zu unterscheiden sind *Langsamläufer* (kleines n_q, geeignet für H groß und Q klein, mit stark gekrümmten Schaufeln), *Mittelläufer* und *Schnellläufer* (großes n_q, geeignet für H klein und Q groß, mit schwach gekrümmten Schaufeln). Dabei ist zu beachten, dass sich die Bezeichnungen *langsam* und *schnell* auf n_q und nicht auf die effektive Drehzahl beziehen.

Tab. 4.2 Spezifische Drehzahl von Reaktionsturbinen und Kreiselpumpen

	n_q
Francis langsam	20–40
Francis mittel	40–65
Francis schnell	65–110
Kaplan (Propeller)	90–300
Radialpumpe langsam	10–30
Radialpumpe mittel	30–60
Radialpumpe schnell	60–150
Axialpumpe	110–500

Die Strömungsrichtung ist bei Francis-Turbinen und Radialpumpen radial-axial, bei Kaplan-Turbinen und Axialpumpen rein axial. Pumpen werden oft *mehrflutig* (Aufspaltung der Wassermenge auf mehrere Räder) und *mehrstufig* (Aufspaltung des Druckes auf mehrere Räder) ausgeführt (Analogie zu Parallel- und Serieschaltung in der Elektrotechnik). Die in Abschn. 4.3.3 erwähnte *Pumpenturbine* ist eine Kompromissmaschine, die zwar einen schlechteren Wirkungsgrad aufweist, aber zu günstigeren Anlagekosten führt.

4.4.3 Turbinenwahl

Die Kriterien, die für die Wahl der Turbine bestimmend sind, seien kurz zusammengefasst und anhand einiger Beispiele veranschaulicht. Gegeben sind i. d. R. H und Q. Zu bestimmen sind der Turbinentyp (spezif. Drehzahl), die Drehzahl (Generatortyp) und die Dimensionen. Grundsätzlich ist die Drehzahl der Gruppe Turbine-Generator möglichst hoch zu wählen, da damit Dimensionen und Preis reduziert werden.

Pelton-Turbine Die spezifische Drehzahl variiert in engen Grenzen und kann nur durch die Anzahl der Düsen erhöht werden. Damit sind Drehzahl und Polpaarzahl des Generators praktisch gegeben, es sei denn, es wird ein Getriebe verwendet. Das Gefälle bestimmt die Strahlgeschwindigkeit und somit die optimale Umfangsgeschwindigkeit. Damit sind Durchmesser der Turbine und Schaufelgröße im Wesentlichen festgelegt.

Reaktionsturbine Die spezifische Drehzahl ist möglichst groß zu wählen. Sie ist nach oben durch die Kavitation begrenzt (Abb. 4.25). Für ein bestimmtes Gefälle ist sie demzufolge in engen Grenzen gegeben. Daraus folgen Drehzahl und Polpaarzahl des Generators entsprechend der Netzfrequenz. Ist das Muscheldiagramm bekannt, folgt der optimale Wert von ψ und somit der Umfangsgeschwindigkeit u. Damit ist auch der Durchmesser des Laufrades gegeben.

Anzahl der Gruppen Die *Leistung des Wasserkraftwerks* wird von hydrologischen und topografischen Gegebenheiten und von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen bestimmt. Für eine optimale *Wahl der Anzahl der Gruppen* des Kraftwerks, d. h. optimale Aufteilung der Leistung, sind folgende Argumente ausschlaggebend:

- Wird die Leistung auf mehrere Gruppen aufgeteilt, nehmen die Dimensionen der Anlage und damit die Investitionen normalerweise zu. Zu beachten ist, dass die Maschinen selbst nicht unbedingt teurer werden, da sie bei Verkleinerung der Wassermenge hochtouriger werden.
- Diesem Nachteil höherer Investitionen steht aber der Vorteil gegenüber, dass bei Teillast ein besserer Wirkungsgrad durch Abschaltung einiger Gruppen und eine bessere Auslastung der restlichen erzielt wird. Dies wirkt sich vor allem bei Turbinen mit festen Laufschaufeln aus, die einen schlechten Wirkungsgrad bei Teillast aufweisen (Francis- und Propeller-Turbine, Abb. 4.30). Die Verlustberechnung kann durch Simulation der vorgesehenen Betriebsweise des Kraftwerks durchgeführt werden.
- Die Sicherheit der Netzeinspeisung erhöht sich bei größerer Gruppenzahl. Dieses Argument ist allerdings nur bei größeren Leistungen im Vergleich mit der Netzleistung von Bedeutung.

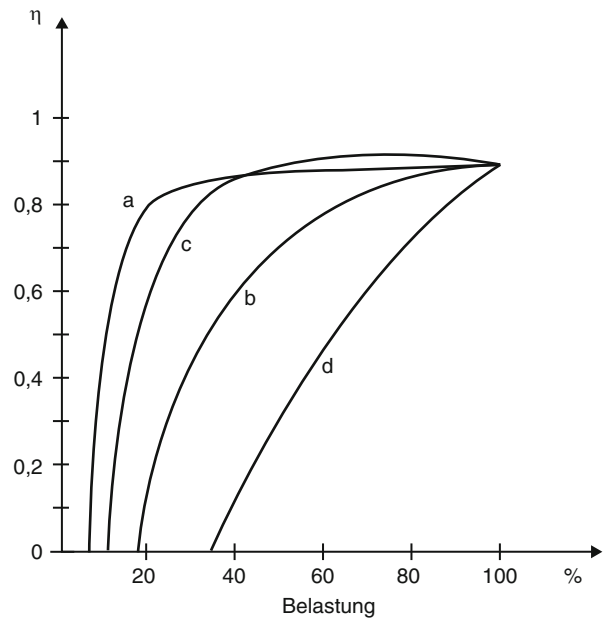


Abb. 4.30 Typischer Verlauf des Turbinenwirkungsgrads (**a**) Pelton, (**b**) Francis, (**c**) Kaplan, (**d**) Propeller

Beispiel 4.5
Man bestimme Turbinen- und Generatortyp für 50 Hz und mit der Annahme eines Maschinenwirkungsgrades von $\eta_t\,\eta_e = 0{,}85$ für folgende Gruppen

a) $H = 100\ m,\ P = 30\ MW$
b) $H = 1000\ m,\ Q_a = 5\ m^3/s.$

Entsprechend Abb. 4.25 wird eine Francis-Turbine mit einer charakteristischen Drehzahl n_q von ca. 70 gewählt. Es folgt

$$Q_a = \frac{P}{\eta_t \eta_e\ \varrho\ g\ H} = \frac{30\ \ 10^6}{0,85\ \ 1000\ \ 9,81 100} = 36,0 \frac{m^3}{s}$$

$$n = n_q \frac{H^{0,75}}{Q^{0,5}} = 70 \frac{100^{0,75}}{36^{0,5}} = 369\ \ U/\text{min}$$

$$Wahl\ \ p = 8\ \ , \ - - \succ\ n = 375\ \ U/\text{min}, \quad - - \succ \quad n_q = 71,15.$$

Um die Größenordnung der Dimensionen abzuschätzen, sei, da kein Muscheldiagramm vorhanden, die Annahme $\varphi_a = 0{,}32$ getroffen, woraus mit

(*Fortsetzung*)

Beispiel 4.5 (Fortsetzung)

Gl. 4.24 $\psi = 1{,}35$, mit Gl. 4.21 $u = 38{,}1$ m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser $D = 1{,}94$ m folgt. Eine Änderung von φ_a wirkt sich reziprok mit der dritten Wurzel, d. h. relativ wenig aus; so ergäbe die Wahl $\varphi_a = 0{,}25$ einen Durchmesser $D = 2{,}11$ m.

Für das Gefälle von 1000 m kommt nur die Pelton-Turbine in Frage. Mit der Wahl: Anzahl Düsen $i = 4$, $n_q = 5{,}5 \cdot \sqrt{4} = 11$ folgt

$$P = \eta_t \ \eta_e \ \varrho Q_a \ gH = 0,85\,1000 \ \ 59,811000 = 41,7MW$$

$$n = n_q \frac{H^{0,75}}{Q^{0,5}} = 11 \frac{1000^{0,75}}{5^{0,5}} = 875 \ \ U/\text{min},$$

mogliche Losungen

$$p = 4, \ - - \succ n = 750\,\text{U/min}, \ - - \succ \text{n}_\text{q} = 9,43$$
$$p = 3, \ - - \succ n = 1000\,\text{U/min}, \ - - \succ \text{n}_\text{q} = 12,57.$$

Weitere Lösungen sind durch Änderung der Düsenanzahl möglich.

Die Strahlgeschwindigkeit ist $c_1 = 137$ m/s (mit $\eta_D = 0{,}96$).

Die Lösung mit n = 1000 U/min ergibt $u \approx 68$ m/s und $D \approx 1{,}3$ m.

Aufgabe 4.1
Ein Laufkraftwerk wird mit Rohrturbinen ausgerüstet, mit folgenden Daten: $H = 13{,}57\ m$, $Q = 334{,}8\ m^3/s$, $P_t = 41{,}22\ MW$, (Dietzel 1980). Man bestimme die wichtigsten Kenngrößen und Hauptdimensionen der Turbine.

4.4.4 Kleinwasserkraftwerke

Die vollständige Nutzung des Wasserkraftpotenzials erfordert, dort wo sich Möglichkeiten bieten, oft in Zusammenhang mit der Trinkwasserversorgung, auch den Bau von Kleinanlagen (in der Schweiz meist < 300 kW). Dazu bestehen auch Förderprogramme. Die Berechnungsgrundlagen sind im Wesentlichen die gleichen wie für Großanlagen. Dazu folgende Beispiele, s. auch (Bundes et al. 1995).

Aufgabe 4.2

1. Ein Bach liefert dauernd eine nutzbare Wassermenge von mind. 200 l/s. Ohne besondere bauliche Probleme kann ein Nutzgefälle von 10 m installiert werden. Welche Turbinenvarianten kommen in Frage, und welche sind deren Kenngrößen und Dimensionen?
2. Welche Turbine kommt in Frage, wenn die nutzbare Wassermenge nur 40 l/s beträgt, dafür das Nutzgefälle auf 50 m erhöht werden kann?

4.5 Dynamik

Zur Untersuchung dynamischer Vorgänge während des normalen oder gestörten Netzbetriebs, aber auch für Planungsstudien, welche die Netzstabilität oder den Netzwiederaufbau betreffen, sind Modelle notwendig, welche die Dynamik des Wasserkraftwerks einschl. des hydraulischen Teils korrekt wiedergeben. Beispielsweise kann das Drehzahlverhalten von den Charakteristiken der hydraulischen Anlage mitbestimmt werden. Dynamische Berechnungen des hydraulischen Systems sind ferner Voraussetzung für die optimale Auslegung des Wasserschlosses und der Druckleitung (Druckstoßvorgänge, s. Abschn. 4.5.3 und 4.5.5).

Im allgemeinen Fall besteht die Anlage entsprechend Abb. 4.31 aus Speicher, Druckstollen, Wasserschloss, Druckleitung und Hydrogruppe. Der Speicher ist i. d. R. sehr groß, und die Höhe des Oberwassers H_{OW} kann für dynamische Vorgänge als konstant betrachtet werden. Für nicht allzu langsame Vorgänge, gilt dies auch für die Höhe H_{UW} des Unterwassers. Das Bruttogefälle ist $H_b = H_{OW} - H_{UW}$.

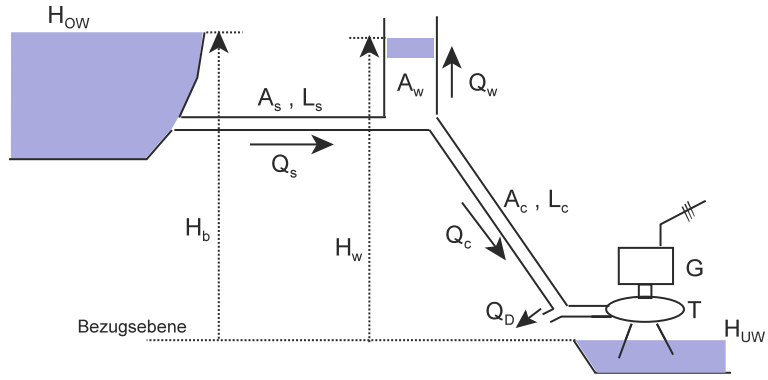


Abb. 4.31 Wasserkraftanlage: *G* Generator, *T* Turbine, *Q* Wasserfluss, *A* Querschnitt, *L* Länge, Indizes: *s* Druckstollen, *w* Wasserschloss, *c* Druckleitung, *D* Druckregler

4.5.1 Druckstollen

Die Energiebilanz (spezifische Energie) lautet

$$L_s \frac{dv_s}{dt} = gH_b - gH_a - gH_s \left[\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}\right], \quad \text{mit} \quad \begin{array}{l} v_s = \textit{mittlere Wassergeschwindigkeit} \\ H_a = \textit{Nutzgefalle am End edes Stollens} \\ H_s = \textit{Verlusthohe im Stollen}. \end{array} \tag{4.25}$$

Die linke Seite stellt die Beschleunigungsenergie der Wassermassen dar $\left(\int F dx = \int m\ dv/dt\ dx = m\ dv/dt\ L\right)$. Für die Verluste im Stollen gilt mit guter Näherung

$$gH_s = K_s Q_s \cdot |Q_s|, \text{ mit } Q_s = v_s A_s. \tag{4.26}$$

Wird in Gl. 4.25 v_s durch Q_s ersetzt, folgt

$$\frac{L_s}{A_s} \frac{dQ_s}{dt} = gH_b - gH_a - gH_s. \tag{4.27}$$

Durch Einführung des *Nenngefälles* H_r, der *Nennwassermenge* Q_r und Teilung der Gl. 4.27 durch gH_r erhält man

$$\textit{gesetzt } h_b = \frac{H_b}{H_r},\ h_a = \frac{H_a}{H_r},\ h_s = \frac{H_s}{H_r},\ q_s = \frac{Q_s}{Q_r},\ c_s = K_s \frac{Q_r^2}{gH_r}, \tag{4.28}$$

die *p. u. Gleichungen des Stollens*

$$T_s \frac{dq_s}{dt} = h_b - h_a - h_s \quad \text{mit } T_s = \frac{L_s\ Q_r}{A_s\ gH_r}, \qquad h_s = c_s q_s \cdot |q_s|, \tag{4.29}$$

und das entsprechende Blockschaltbild Abb. 4.32.

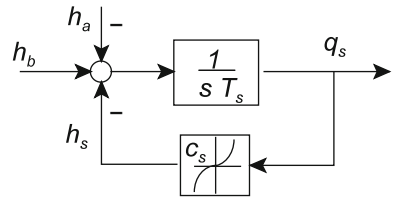


Abb. 4.32 Druckstollenmodell

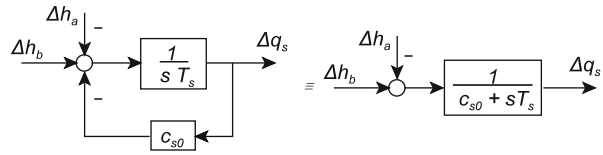


Abb. 4.33 Lineares Stollenmodell

Durch Linearisierung der Verlustgleichung folgt das lineare Modell

$$\begin{aligned} T_s \frac{d\Delta q_s}{dt} &= \Delta h_b - \Delta h_a - \Delta h_s \\ \Delta h_s &= 2\ c_s |q_0| \Delta q_s = c_{s0}\ \Delta q_s \end{aligned} \tag{4.30}$$

mit dem Blockschaltbild bzw. der Übertragungsfunktion von Abb. 4.33.

4.5.2 Wasserschloss

Die exakte Darstellung des Wasserschlosses ist recht komplex (s. z. B. (André 1956)), doch kann bei kleinen Schwingungen des Wasserniveaus mit akzeptabler Genauigkeit die Energie $g\ H_a$ am Ende des Stollens (bzw. am Fußpunkt des Wasserschlosses) als die Summe der Lageenergie entsprechend dem Niveau des Wassers H_w im Wasserschloss (Abb. 4.31) und der kinetischen Energie des Wassers an dessen Basis ausgedrückt werden, wobei letztere mit guter Näherung als proportional zum Quadrat des Wasserflusses im Stollen angenommen werden kann (Lucien 1960; André 1956). Kinetische Energie und Verluste im Wasserschloss werden vernachlässigt. Somit ist

$$gH_a = gH_w + K_w Q_s^2 \ . \tag{4.31}$$

Ferner gilt

$$\begin{aligned} Q_w &= A_w \frac{dH_w}{dt} \\ Q_s &= Q_c + Q_w \ . \end{aligned} \tag{4.32}$$

Mit Einführung der p. u. Größen, mit den Bezugsgrößen Q_r und H_r analog Gl. 4.28, ergeben sich die p. u. Gleichungen

$$\begin{aligned} h_a &= h_w + K_w\ q_s^2 \ , \qquad \text{mit} \qquad K_w = K_w \frac{Q_r}{H_r} \\ q_w &= T_w \frac{dh_w}{dt} \ , \qquad \text{mit} \qquad T_w = A_w \frac{H_r}{Q_r} \\ q_s &= q_c + q_w \end{aligned} \tag{4.33}$$

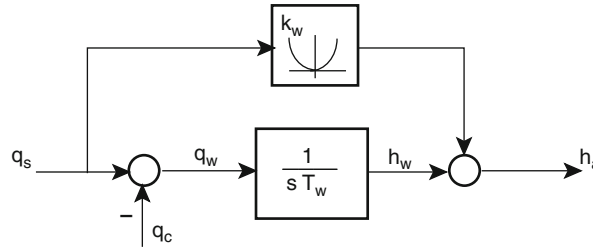


Abb. 4.34 Modell des Wasserschlosses

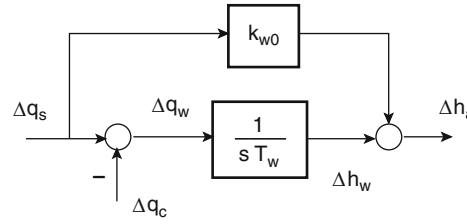


Abb. 4.35 Linearisiertes Modell des Wasserschlosses

und das entsprechende Blockdiagramm (Abb. 4.34). Der Koeffizient k_w kann anhand theoretischer Überlegungen (André 1956) oder besser experimentell durch Identifikation ermittelt werden.

Durch Linearisierung der kinetischen Energie folgt

$$\begin{aligned} \Delta h_a &= \Delta h_w + K_{w0}\ \Delta q_s\ , \qquad \text{mit} \quad K_{w0} = 2\ K_w\ q_0 \\ \Delta q_w &= T_w \frac{d\Delta h_w}{dt} \\ \Delta q_s &= \Delta q_c + \Delta q_w, \end{aligned} \tag{4.34}$$

und das lineare Modell in Abb. 4.35, wobei stationär $q_{s0} = q_{c0} = q_0$.

4.5.3 *Starre Druckleitung*

Mit der Annahme das Wasser sei inkompressibel und die Druckleitung *starr*, ist das Druckleitungsmodell identisch zu jenem des Druckstollens (der elastische Druckstoß wird in Abschn. 4.5.5 behandelt). Wird das Nutzgefälle mit H bezeichnet, gilt sinngemäß an Stelle der Gl. 4.29

$$\begin{aligned} T_c \frac{dq_c}{dt} &= h_a - h - h_c \quad \text{mit} \quad T_c = \frac{L_c Q_r}{A_c g H_r} \\ h_c &= c_c q_c \cdot |q_c|\ , \end{aligned} \tag{4.35}$$

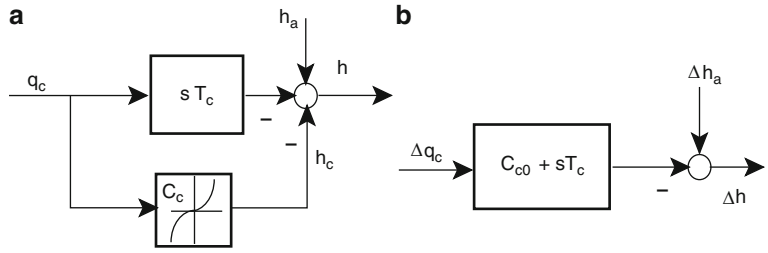


Abb. 4.36 **a** Modell der starren Druckleitung, **b** Übertragungsfunktion

oder durch Linearisierung der Verluste

$$T_c \frac{d\Delta q_c}{dt} = \Delta h_a - \Delta h - \Delta h_c$$
$$\Delta h_c = 2\ c_c |q_0| \Delta q_c = c_{c0}\ \Delta q_c \quad . \tag{4.36}$$

Das Blockdiagramm der starren Druckleitung ist in Abb. 4.36a, und die durch Linearisierung erhaltene Übertragungsfunktion in Abb. 4.36b dargestellt. Eingangsgröße ist der von der Turbine diktierte Wasserfluss q_c.

4.5.4 Gesamtmodell des hydraulischen Systems

4.5.4.1 Nichtlineares Blockdiagramm

Durch Zusammensetzen der Abb. 4.32, 4.34 und 4.36 folgt das nicht lineare Blockdiagramm des hydraulischen Systems gemäß Abb. 4.37.

4.5.4.2 Übertragungsfunktion

Aus den Gl. 4.30, 4.34 und 4.36 lässt sich der von Abb. 4.38 dargestellte linearisierte Zusammenhang zwischen der Nutzenergie Δh und der Wassermenge Δq_c bzw. die Änderung des Bruttogefälles Δh_b ermitteln, mit

$$G(s) = G_w(s) + G_c(s) = \frac{c_{s0} + sT_s}{1 + s(k_{w0} + c_{s0})T_w + s^2 T_w T_s} + (c_{c0} + sT_c)$$
$$G_b(s) = \frac{1 + sk_{w0}T_w}{1 + s(k_{w0} + c_{s0})T_w + s^2 T_w T_s} \quad . \tag{4.37}$$

Die Änderung des Bruttogefälles ist meist null oder sehr langsam, die Funktion $G(s)$ für dynamische Vorgänge also kaum von Bedeutung.

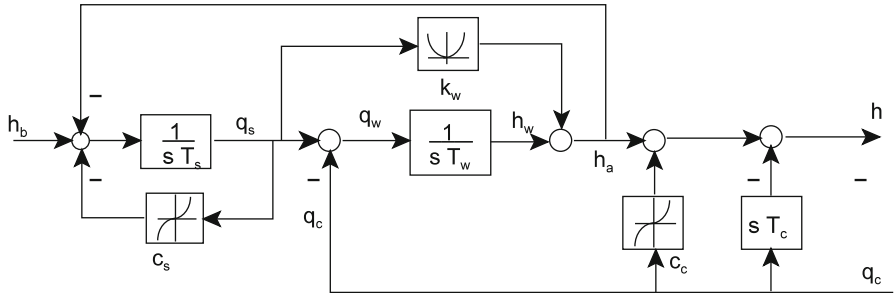
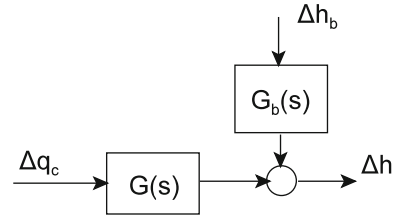


Abb. 4.37 Nichtlineares Modell des hydraulischen Systems

Abb. 4.38 Übertragungsfunktion der hydraulischen Anlage



Die Übertragungsfunktion *Gw(s)* beschreibt die *Wirkung von Druckstollen und Wasserschloss*. Eine Änderung des Wasserflusses hat gedämpfte Schwingungen zur Folge mit folgenden Eigenschaften

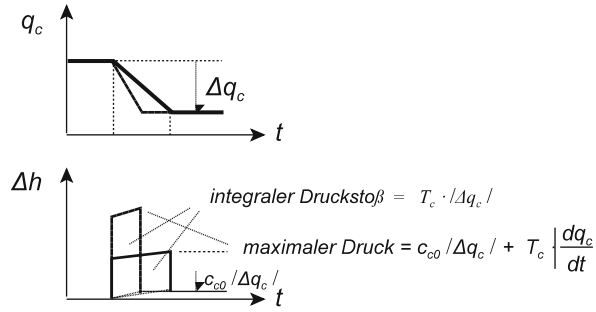
$$\begin{aligned} &\textit{Resonanzfrequenz} \quad \omega_0 = \frac{1}{\sqrt{T_w \; T_s}} \;, \quad \textit{Eigenfrequenz} \;\; \omega_e = \omega_0 \sqrt{1-\zeta^2} \\ &\textit{D ampfungsfaktor} \;\; \zeta = \frac{1}{2}(k_{w0} + c_{s0}) \;\; \sqrt{\frac{T_w}{T_s}} \end{aligned} \tag{4.38}$$

Für ein gut gedämpftes Verhalten muss die Zeitkonstante T_w und somit der Querschnitt des Wasserschlosses (Gl. 4.33) genügend groß sein. Die Schwingungsdauer liegt meist im Bereich von 100–300 s, während T_c die Größenordnung 1 s aufweist. Für langsame Vorgänge kann die Wirkung der Druckleitung vernachlässigt und $G(s) = G_w(s)$ gesetzt werden.

Umgekehrt kann für Vorgänge im Sekundenbereich (primäre Drehzahlregelung) die Höhe h_a als konstant angenommen und $G(s) = G_c(s)$ gesetzt werden. Durch die richtige Dimensionierung des Wasserschlosses wird eine Entkopplung zwischen langsamen und schnellen Vorgängen erzielt.

Die Übertragungsfunktion $G_c(s)$ beschreibt die *Wirkung der Druckleitung* auf die Nutzenergie h. Sie ist differenzieller Natur und wird in Abb. 4.39 veranschaulicht. Bei hohem Gefälle stellt h praktisch den Druck am unteren Ende der Druckleitung dar. Eine lineare Abnahme der von den Turbinen verlangten Wassermenge hat einen Druckstoß zur Folge. Bei schneller Drosselung des Wasserflusses kann der Druck sehr hohe Werte annehmen.

Abb. 4.39 Druckstoß



Eine allzu rasche Abnahme des Wasserflusses in der Druckleitung muss also vermieden werden. Um die Turbinenleistung trotzdem rasch vermindern zu können (z. B. bei plötzlicher Entlastung), werden bei der Pelton- Turbine *Strahlablenker* eingesetzt (Abb. 4.20), während die Schließgeschwindigkeit der Düsennadel begrenzt wird. Bei den Reaktionsturbinen wird umgekehrt das Leitrad entsprechend der Last rasch geregelt und der Druck in der Druckleitung durch ein *Druckventil* kontrolliert, das ab einer einstellbaren Druckgrenze vor dem Turbineneingang Wasser abzweigt (Abb. 4.31).

Die bisherige Beschreibung der Druckleitung vernachlässigt die *Kompressibilität des Wassers* und *die Elastizität der Druckleitungswände* (insgesamt kurz mit Elastizität bezeichnet). Dadurch werden die Druckverhältnisse ungenau wiedergegeben. In Abschn. 4.5.5 wird die Elastizität mitberücksichtigt.

4.5.5 Elastischer Druckstoß

Für Anlagen mit hohem Gefälle muss die Elastizität auch deswegen berücksichtigt werden, weil sie die Stabilisierung der Drehzahlregelung erschwert. Dies trifft i. allg. ab einem Gefälle von ca. 100 m zu.

In einem beliebigen kurzen Abschnitt der zunächst als *verlustlos angenommenen Druckleitung*, im Abstand x L_c vom Leitungsanfang, wirkt die Beschleunigungsenergie bzw. Beschleunigungskraft

$$\begin{aligned} -\ gdH &= L_c dx \frac{dv}{dt} = \frac{L_c dx}{A_c} \frac{dQ_c}{dt} \quad \left[\frac{J}{kg}\right] \\ -\ \varrho\ A_c\ g\ dH &= \varrho L_c dx \frac{dQ_c}{dt} \quad [N]. \end{aligned} \tag{4.39}$$

Diese Kraft bewirkt in der Zeit dt, infolge der Elastizität von Wasser und Leitung, eine Änderung der Wassermenge pro Element $L_c\ dx$

$$-\frac{dQ_c}{L_c dx} dt = \left(\frac{1}{\varepsilon} + \frac{D}{Ed}\right)\ \varrho A_c g dH \left[\mathrm{m}^2\right], \tag{4.40}$$

worin ε die Elastizitätskonstante des Wassers, E das Elastizitätsmodul des Leitungsmaterials, D und d Durchmesser und Dicke der Leitung sind. Aus den Gl. 4.39 und 4.40 folgt

$$\begin{aligned} -\frac{\partial H}{dx} &= \frac{L_c}{gA_c}\frac{\partial Q_c}{dt} \\ -\frac{\partial Q_c}{dx} &= \left(\frac{1}{\varepsilon}+\frac{D}{Ed}\right)\ \varrho A_c L_c g \frac{\partial H}{dt}. \end{aligned} \tag{4.41}$$

Bei den Gl. 4.41 handelt es sich um Wellengleichungen. Die Druckwellen (Schallwellen) pflanzen sich im Wasser mit der Geschwindigkeit a fort, definiert von

$$\frac{1}{a^2} = \varrho\ \left(\frac{1}{\varepsilon}+\frac{D}{Ed}\right). \tag{4.42}$$

Die Größenordnung von a ist 1000 m/s. Werden die p. u. Größen sowie die Zeitkonstante T_c nach Gl. 4.35 und die *Rohrreibungsverluste* eingeführt, erhält man schließlich folgende Differenzialgleichungen, worin ρ_A die *Leitungscharakteristik von Allievi* und $\tau = L_c/a$ die *Laufzeit* der Druckwellen in der Druckleitung sind (Allievi 1904; Truckenbrodt 1968).

$$\begin{aligned} -\frac{\partial h}{dx} &= T_c\frac{\partial q_c}{dt} + c_c|q_c|q_c \\ -\frac{\partial q_c}{dx} &= \frac{T_c}{(2\varrho_A)^2}\frac{\partial h}{dx}\ , \qquad \text{mit}\ \ 2\varrho_A = \frac{T_c}{\tau}. \end{aligned} \tag{4.43}$$

Die Gl. 4.43 sind analog zu den Gl. 5.1 der elektrischen Leitung in Band 1, falls Letztere in p. u. Form gebracht werden. Die analogen Größen sind in Tab. 4.3 zusammengestellt.

4.5.5.1 Druckleitungsmodelle mit Elastizität

Druckwellenmodell Ein Modell der Druckwellenvorgänge ergibt sich mit oben erwähnter Analogie direkt aus den Gl. 5.86, Band 1, der verzerrungsfreien elektrischen Leitung, die sinn-gemäß umgeschrieben lauten (mit linearisierten Verlusten)

$$\begin{aligned} h_a &= h_{ae} + h_{ar} \\ h &= h_{ae}e^{-(K+s\tau)} + h_{ar}\ e^{K+s\tau} = h_e + h_r \\ q_c &= \frac{h_{ae}}{2\varrho_A}\ e^{-(K+s\tau)} - \frac{h_{ar}}{2\varrho_A}e^{K+s\tau} \\ q_{ca} &= \frac{h_{ae}}{2\varrho_A} - \frac{h_{ar}}{2\varrho_A}. \end{aligned} \tag{4.44}$$

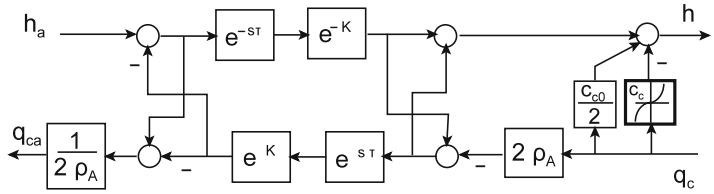


Abb. 4.40 Modell der elastischen Druckleitung

Tab. 4.3 Analogie zwischen elektrischer Leitung und Druckleitung (Z_r = Nennimpedanz der elektrischen Leitung, Z_{w0} = Wellenimpedanz für $\omega \rightarrow \infty$)

U	h
I	q
Z_{W0}/Z_r	$2_{\rho A}$
τ	τ
C Z_r	$\tau/2\rho_A$
L/Z_r	T_c
R/Z_r	$C_c \mid q_c \mid$ oder c_{c0}a

[a]bei Linearisierung der Verluste

Das entsprechende Modell zeigt Abb. 4.40. h_a und q_{ca} sind Energie und Wasserfluss am Eingang, h und q_c jene am Ausgang der Druckleitung. Die Druckwellendämpfung wird mit einem Block e^{-K} berücksichtigt, der dem Block e-$^{\alpha l}$ der elektrischen Leitung entspricht. Für K gilt gemäß Tab. 4.3

$$\alpha l = \frac{R}{2Z_{w0}} \quad - - \succ \quad K = \frac{c_{c0}}{4\varrho_A}. \tag{4.45}$$

Um ferner die mit den Gl. 4.44 nicht korrekt erfassten stationären Verluste einzubeziehen, werden eine entsprechende Korrektur und ein nicht linearer Block eingeführt. Das Schema vereinfacht sich, wenn auf die Bildung von q_{ca} verzichtet und $q_{ca} = q_c$ gesetzt wird, d. h. die Rückwirkung der Grund- und Oberschwingungskomponenten auf die trägen bergseitigen Anlagen vernachlässigt wird.

Für weitergehende analytische Betrachtungen ist es nützlich, analog der ersten der Zweitorgleichungen 5.12, Band 1, sinngemäß zu schreiben

$$h_a = h\cosh \ \ s\tau + q_c 2\varrho_A \sinh \ \ s\tau + h_c, \tag{4.46}$$

oder auch

$$h = \frac{h_a - h_c}{\cosh s\tau} - q_c \ \ 2\varrho_a \tanh s\tau, \tag{4.47}$$

wobei die Gleichungen für den verlustlosen Fall geschrieben und die Verluste separat erfasst werden.

Rationale Näherungen Ähnlich den Ausführungen in Abschn. 5.6.2, Band 1, kann es von Vorteil sein, die transzendenten Beziehungen durch rationale Näherungen zu ersetzen. Mit der Approximation $\cosh s\tau = 1 + s\tau^2/2$, $\sinh s\tau = s\tau$, folgt aus Gl. 4.46 die Beziehung

$$h_a = h\left(1 + s\frac{\tau^2}{2}\right) + q_c \;\; sT_c + h_c, \tag{4.48}$$

die das Analogon der verlustlosen elektrisch kurzen Leitung darstellt. Entsprechend dieser Analogie (Tab. 4.3) lässt sich das charakteristische Polynom $(1 + s\tau^2/2)$, mit Einführung der Dämpfung, durch das der Gl. 5.96, Band 1, analoge charakteristische Polynom

$$K(s) = 1 + s \;\; \tau\frac{c_{c0}}{4\varrho_A} + s^2\frac{\tau^2}{2} \tag{4.49}$$

ersetzen. Durch Umformung folgt aus Gl. 4.48

$$h_a = h + sT_c\left(q_c + h\frac{s\tau}{4\varrho_A}\right) + h\frac{s\tau}{4\varrho_A}c_{c0} + h_c \tag{4.50}$$

und bei Berücksichtigung, dass $2\;\rho_A = T_c/\tau$, das entsprechende Blockschaltbild in Abb. 4.41. In dieser Darstellung wird $q_{ca} = q_c$ gesetzt.

Die Grundschwingung wird exakter erfasst durch die modale Reduktion analog Gl. 5.95, Band 1, mit dem charakteristischen Polynom

$$K(s) = 1 + s \;\; \tau\frac{2c_{c0}}{\pi^2\varrho_A} + s^2\tau^2\frac{4}{\pi^2}, \tag{4.51}$$

das an Stelle der Gl. 4.49 verwendet werden kann. In Abb. 4.41 ist dann die Laufzeit τ durch $\tau^* = \tau \cdot 2\sqrt{2}/\pi$ zu ersetzen.

Eine bequemere zu Abb. 4.41 im Wesentlichen äquivalente Darstellung ergibt sich, wenn auch die zweite der Gl. 5.12, Band 1, berücksichtigt wird, mit der etwas gröberen Näherung $\cosh s\tau = 1$, $\sinh s\tau = s\tau$. Die Analogie liefert

$$q_{ca} = \frac{h}{2\varrho_A}s\tau + q_c. \tag{4.52}$$

Durch Berücksichtigung dieser Beziehung folgt aus Gl. 4.50

$$\begin{gathered} h_a = h + sT_c \;\; q_{cm} + h_c \\ \text{mit} \quad q_{cm} = \frac{1}{2}(q_{ca} + q_c) = q_c + \frac{hs\tau^2}{2T_c}, \quad h_c = c_c|q_{cm}|q_{cm}. \end{gathered} \tag{4.53}$$

Aus den Gl. 4.52 und 4.53 ergibt sich das Modell in Abb. 4.42. Auf die Bildung von q_{ca}, das sich nur durch eine Grundschwingungskomponente von q_c unterscheidet, kann ver-

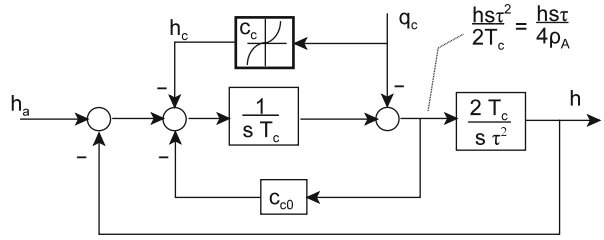


Abb. 4.41 Der elektrisch kurzen Leitung entsprechende rationelle Näherung der elastischen Druckleitung

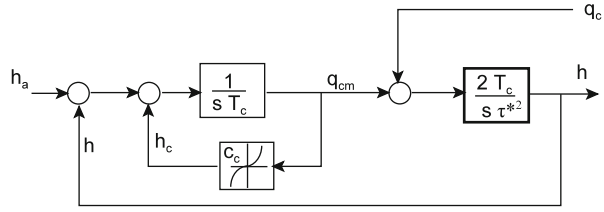


Abb. 4.42 Rationelle Näherung der elastischen Druckleitung

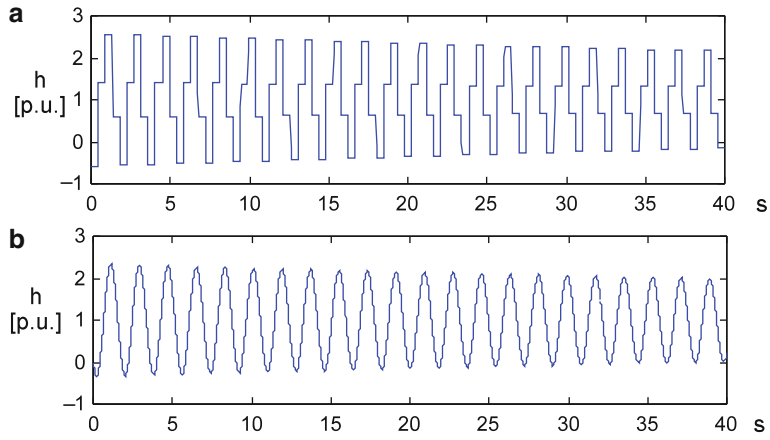


Abb. 4.43 Antwort von h auf eine sprungartige Änderung von q_c. **a** Modell Abb. 4.40, **b** Modell Abb. 4.42, $\Delta q_c = 0{,}2$ p. u., $h_0 = 1$ p. u., $T_c = 1{,}3$ s, $\tau = 0{,}45$ s

zichtet werden, da sich diese Komponente kaum auf das träge Wasserschloss-Stollen-System auswirkt. Eine ähnliche Darstellung ist in (Weber 1990) zu finden.

Auch in diesem Modell wird die Frequenz der Grundschwingung exakter erfasst, wenn τ durch $\tau^* = \tau \cdot 2\sqrt{2}/\pi$ ersetzt wird.

Abb. 4.43 zeigt die Änderung des Nutzgefälles h bei einer sprungartigen Änderung des Wasserflusses für die Modelle in den Abb. 4.40 und 4.42.

4.5.5.2 Übertragungsfunktion der elastischen Druckleitung

Durch Linearisierung der Beziehungen 4.52 und 4.53 und mit τ* statt τ folgt

$$\begin{aligned} \Delta q_{ca} &= \frac{s\tau^{*2}}{T_c}\Delta h + \Delta q_c \\ \Delta h_a &= \Delta h + sT_c\,\Delta q_{cm} + c_{c0}\,\Delta q_{cm} \\ \Delta q_{cm} &= \frac{1}{2}(\Delta q_{ca} + \Delta q_c). \end{aligned} \tag{4.54}$$

Werden Δq_{cm} und Δq_{ca} eliminiert, ergibt sich die Übertragungsfunktion der Druckleitung mit Berücksichtigung der Elastizität

$$\Delta h = \frac{\Delta h_a - (c_{c0} + sT_c)\Delta q_c}{1 + \frac{c_{c0}\tau^{*2}}{2T_c}s + \frac{\tau^{*2}}{2}s^2} = \frac{\Delta h_a - (c_{c0} + sT_c)\Delta q_c}{K(s)}. \tag{4.55}$$

4.5.6 Gesamtmodell des hydraulischen Systems mit Elastizität

4.5.6.1 Übertragungsfunktion

Das Blockschaltbild der Abb. 4.38 ist weiterhin gültig, wobei für $G_c(s)$ folgender Ausdruck einzusetzen ist

$$G_c(s) = \frac{c_{c0} + sT_c}{K(s)}. \tag{4.56}$$

Die Wirkung von $K(s)$ auf h_a (und somit auf $G_w(s)$ und G_b(s)) kann wegen der Trägheit des Wasserschlosses vernachlässigt werden.

4.5.6.2 Nichtlineares Blockschaltbild

Wird in Abb. 4.37 die starre Druckleitung durch das in Abb. 4.42 gegebene Modell der elastischen Druckleitung ersetzt, folgt Abb. 4.44.

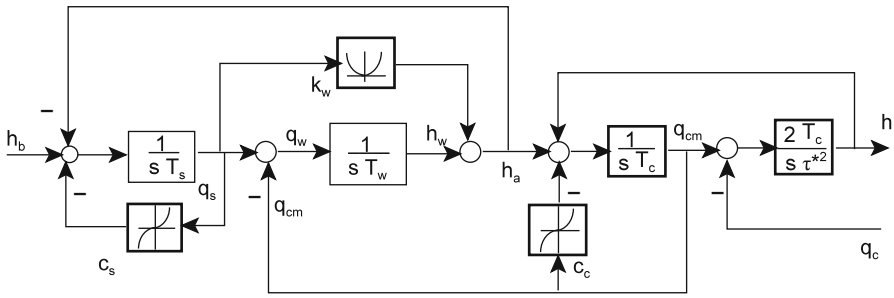


Abb. 4.44 Nichtlineares Gesamtmodell des hydraulischen Teils

4.5.7 Wasserturbinen- und Wasserkraftwerk-Modell

Das Verhalten der Turbine ist stationär bestimmt, wenn das Muscheldiagramm in der (φ, ψ)-Ebene mit den beiden Kurvenscharen

$$\begin{aligned} \psi &= f(\varphi, A) \\ \psi &= g(\varphi, \eta_t) \end{aligned} \tag{4.57}$$

bekannt ist (Abb. 4.26). Die Kurven sind weitgehend unabhängig von der Drehzahl. Mit A sei der Öffnungsgrad des Regelorganes der Turbine bezeichnet. Für die analytische Behandlung ist es vorteilhaft, diese beiden Gleichungen nach φ und η_t aufzulösen. Aus den Gl. 4.21 und 4.22 folgt

$$\begin{aligned} Q &= K_0 \cdot \omega \cdot \varphi(\psi, A) \\ \eta_t &= \eta\ (\psi, A) \\ \psi &= \frac{4}{D^2} \frac{2gH}{\omega^2}, \end{aligned} \tag{4.58}$$

wobei K_0 aus Gl. 4.22 oder experimentell aus dem Muscheldiagramm für die Nenndrehzahl ω_r in der (Q, H)-Ebene bestimmt werden kann.

Für die Pelton-Turbine (Gl. 4.8 und 4.9) vereinfacht sich die erste der Gl. 4.58 zu

$$Q = K \cdot \omega \cdot \frac{D}{2} A\ \sqrt{\psi} = K \cdot A\ \sqrt{2gH}. \tag{4.59}$$

4.5.7.1 p. u. Gleichungen

Die Turbinenleistung lautet gemäß Gl. 4.1

$$P_h = \varrho\ Q\ g\ H, \quad P_t = \eta_t\ P_h, \tag{4.60}$$

und für das Antriebsmoment M_t gilt

$$P_t = M_t \ \omega. \tag{4.61}$$

Die Drehzahl wird durch die mechanische Gleichung bestimmt, die im einfachsten Fall die Form annimmt

$$M_t - M = J\frac{d\omega}{dt}. \tag{4.62}$$

Darin ist M das Belastungsmoment und J das Trägheitsmoment der Generatorgruppe. Mit der Annahme, die Druckleitung speise m Turbinen und der Einführung folgender Bezugs- oder Nenngrößen

$$\begin{aligned}
&\textit{Druckleitung:} \quad H_r, \ Q_r = \sum_{i=1}^{m} Q_{ir} \\
&\textit{Turbine:} \quad Q_{ir}, \ \textit{Nennderhzahl} \ \omega_{ir}, \quad \textit{Nennwirkungsgrad} \ \eta_{ir}, \\
&P_{ir} = \eta_{ir} \varrho Q_{ir} g H_r = M_{ir}\omega_{ir} \\
&\textit{Pelton-Turbine:} \quad Q_{ir} = K_i \ A_{ir}\sqrt{2gH_r} \\
&\textit{Reaktionsturbine:} \quad Q_{ir} = K_{0i} \ \omega_{ir} \ \varphi(\psi_{ir}, {}_{ir}), \quad \text{mit} \ \psi_{ir} = 8gH_r/\left(D_i^2\omega_{ir}^2\right)
\end{aligned} \tag{4.63}$$

sowie folgender p. u. Größen

$$\begin{aligned}
h = \frac{H}{H_r}, \ q_i = \frac{Q_i}{Q_{ir}}, \ a_i = \frac{A_i}{A_{ir}}, \ \varphi_i^* = \frac{\varphi_i}{\varphi_{ir}}, \ \psi_i^* = \frac{\psi_i}{\psi_{ir}} \\
p_{hi} = \frac{P_{hi}}{P_{ir}}, \ p_{ti} = \frac{P_{ti}}{P_{ir}}, \ n_i = \frac{\omega_i}{\omega_{ir}}, \ m_{ti} = \frac{M_{ti}}{M_{ir}} \ ,
\end{aligned} \tag{4.64}$$

erhält man aus den Gl. 4.58 und 4.60 bis 4.62 folgendes p. u. Gleichungssystem

$$\begin{aligned}
q_i &= n_i \ \varphi_i^*\left(\psi_i^*, \ a_i\right) \ \text{mit} \ \psi_i^* = \frac{h}{n_i^2} \\
\eta_{ti} &= \eta_i\left(\psi_i^*, \ a_i\right) \\
p_{hi} &= \frac{1}{\eta_{ir}} q_i \ h \\
p_{ti} &= \eta_{ti} \ p_{hi} = m_{ti} \ n_i \\
m_{ti}\text{-}m_i &= T_{mi}\frac{dn_i}{dt}, \quad \text{mit} \ T_{mi} = J_i\frac{\omega_{ir}}{M_{ir}}.
\end{aligned} \tag{4.65}$$

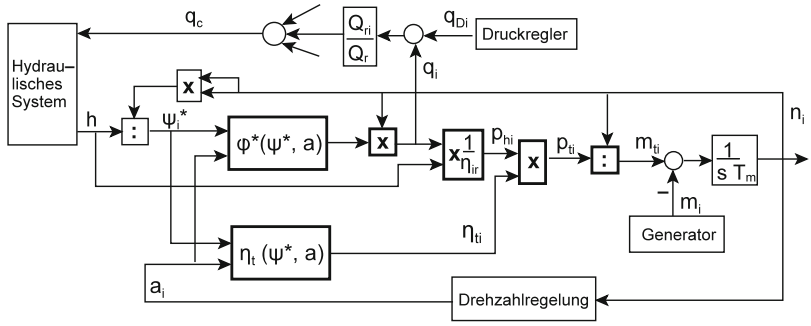


Abb. 4.45 Nichtlineares Blockdiagramm des Wasserkraftwerks

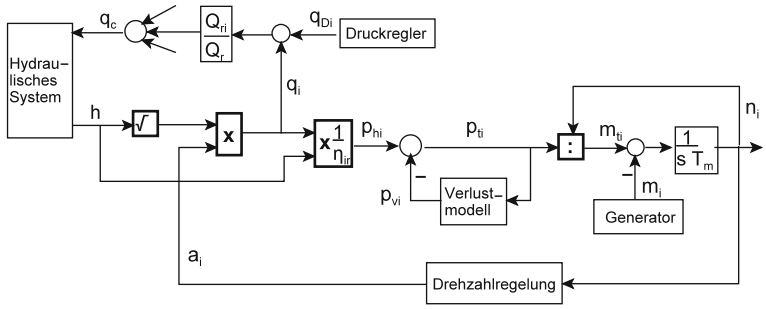


Abb. 4.46 Vereinfachtes Blockdiagramm des Wasserkraftwerks

und das entsprechende Blockdiagramm in Abb. 4.45. Für die Pelton-Turbine vereinfacht sich die erste Gleichung zu

$$q_i = a_i \sqrt{h}. \tag{4.66}$$

Eine einfachere Darstellung ergibt sich mit der Annahme, der Wirkungsgrad sei nur von a abhängig oder wenn an Stelle des Wirkungsgrades die Verluste modelliert werden, wobei i. d. R. diese in Abhängigkeit von der abgegebenen Leistung ausgedrückt werden. Ein Verlustmodell kann aus der Wirkungsgradkurve für Nenngefälle und Nenndrehzahl gewonnen werden. Für die Pelton-Turbine gilt dann Abb. 4.46 (ohne Druckregler). Dieses Modell wird oft auch für die Reaktionsturbine verwendet, es sei jedoch darauf hingewiesen, dass Gl. 4.66 für diese Turbine eine recht grobe Näherung darstellt (Lucien 1960).

4.5.7.2 Linearisierung der Turbine

Lassen wir der Übersichtlichkeit wegen den Index i weg, so liefert die Linearisierung der Gl. 4.65 im Arbeitspunkt (Index 0)

$$
\begin{aligned}
\frac{\Delta q}{q_0} &= K_1 \frac{\Delta h}{h_0} + (1\text{-}2K_1)\frac{\Delta n}{n_0} + K_2 \frac{\Delta a}{a_0} \\
&\text{mit } K_1 = \frac{\partial \varphi}{\partial \psi}\frac{\psi_0}{\varphi_0}\ ,\ K_2 = \frac{\partial \varphi}{\partial a}\frac{a_0}{\varphi_0} \\
\frac{\Delta \eta_t}{\eta_{t0}} &= K_3 \frac{\Delta h}{h_0} \text{-} 2K_3 \frac{\Delta n}{n_0} + K_4 \frac{\Delta a}{a_0} \\
&\text{mit } K_3 = \frac{\partial \eta}{\partial \psi}\frac{\psi_0}{\eta_{t0}}\ , K_4 = \frac{\partial \eta}{\partial a}\frac{a_0}{\eta_{t0}} \\
\frac{\Delta p_h}{P_{h0}} &= (1+K_1)\frac{\Delta h}{h_0} + (1\text{-}2K_1)\frac{\Delta n}{n_0} + K_2 \frac{\Delta a}{a_0} \\
\frac{\Delta p_t}{P_{t0}} &= (1+K_1+K_3)\frac{\Delta h}{h_0} + (1\text{-}2K_1\text{-}2K_3)\frac{\Delta n}{n_0} + (K_2+K_4)\frac{\Delta a}{a_0} \\
\frac{\Delta m_t}{m_{t0}} &= \frac{\Delta p_t}{p_{t0}} \text{-} \frac{\Delta n}{n_0} \\
\Delta m_t \text{-} \Delta m &= T_m \frac{d\Delta n}{dt}.
\end{aligned}
\tag{4.67}
$$

Die Koeffizienten $K_1 - K_4$ lassen sich dem Muscheldiagramm entnehmen. Im Fall der Pelton-Turbine gilt Gl. 4.66 und somit ist $K_1 = 1/2$, $K_2 = 1$. Wird der Wirkungsgrad nur in Abhängigkeit von a ausgedrückt, ist $K_3 = 0$. Wird der Wirkungsgrad als konstant vorausgesetzt, ist auch $K_4 = 0$.

Wird hingegen, entsprechend Abb. 4.46, ein Verlustmodell verwendet mit

$$
p_t = p_h - p_v(p_t) \quad - - \succ \quad \Delta p_t = \Delta p_h - \frac{dp_v}{dp_t}\Delta p_t, \tag{4.68}
$$

ist die Gleichung der Turbinenleistung durch die folgende zu ersetzen

$$
\begin{aligned}
\frac{\Delta p_t}{p_{t0}} &= K_5(1+K_1)\frac{\Delta h}{h_0} + K_5(1-2K_1)\frac{\Delta n}{n_0} + K_5 K_2 \frac{\Delta_a}{a_0} \\
&\text{mit} \quad K_5 = \frac{1}{\frac{p_{t0}}{p_{h0}}\left(1 + \frac{dp_v}{dp_t}\right)}.
\end{aligned}
\tag{4.69}
$$

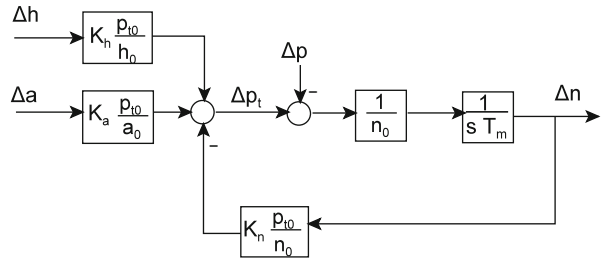


Abb. 4.47 Linearisiertes Blockdiagramm der Hydrogruppe

Gleich welche Annahmen getroffen werden, gilt allgemein

$$\frac{\Delta p_t}{p_{t0}} = K_h \frac{\Delta h}{h_0} - K_n \frac{\Delta n}{n_0} + K_a \frac{\Delta a}{a_0}, \tag{4.70}$$

wobei die drei Koeffizienten je nach Modell aus den Gl. 4.67 oder 4.69 gewonnen werden können. Wird schließlich die elektrische Leistung an Stelle des Drehmoments eingeführt

$$\Delta p = \Delta m \;\; n_0 + \Delta n \;\; m_0, \quad \textit{wobei} \quad p_0 = p_{t0}, \quad m_0 = m_{t0} \tag{4.71}$$

folgt das linearisierte Blockdiagramm der Hydrogruppe von Abb. 4.47.

Das hydraulische System kann entsprechend Abb. 4.45 durch folgende Gleichung beschrieben werden

$$\Delta h = -G(s) \sum_{i=1}^{m} \alpha_i (\Delta q_i + \Delta q_{Di}) = -G(s) \alpha \Delta q + \Delta h_z, \quad \text{mit} \quad \alpha_i = \frac{Q_{ir}}{Q_r}. \tag{4.72}$$

Δh_z stellt die Störgröße dar, die vom Druckregler und von der Änderung der Wasserflüsse der anderen von der gleichen Druckleitung gespeisten Turbinen herrührt. Für schnelle Vorgänge im Sekundenbereich, wie sie bei der primären Drehzahlregelung vorkommen, ist $G(s) = G_c(s)$ und wird von Gl. 4.56 gegeben.

4.5.7.3 Übertragungsfunktion der Turbine

Wird die erste der Gl. 4.67 in 4.72 und dann 4.72 (bzw. Δh) in 4.70 eingesetzt, erhält man

$$\begin{aligned}
&\Delta p_t = G_t(s)\Delta a + G_z(s)\Delta h_z - S_t(s)\Delta n \\
&\text{mit} \;\; G_t(s) = \frac{p_{t0}}{a_0} \; K_a \frac{1 - C_2 G(s)}{1 + C_1 G(s)}, \quad G_z(s) = \frac{p_{t0}}{h_0} \; K_h \frac{1}{1 + C_1 G(s)} \\
&S_t(s) = \frac{p_{t0}}{n_0} \; K_n \frac{1 + C_3 G(s)}{1 + C_1 G(s)} \\
&C_1 = \frac{\alpha q_0}{h_0} K_1, \;\; C_2 = \frac{\alpha q_0}{h_0} \left(K_2 \frac{K_h}{K_a} - K_1 \right), \\
&C_3 = \frac{\alpha q_0}{h_0} \left[K_1 - (1 - 2K_1) \frac{K_h}{K_n} \right],
\end{aligned} \tag{4.73}$$

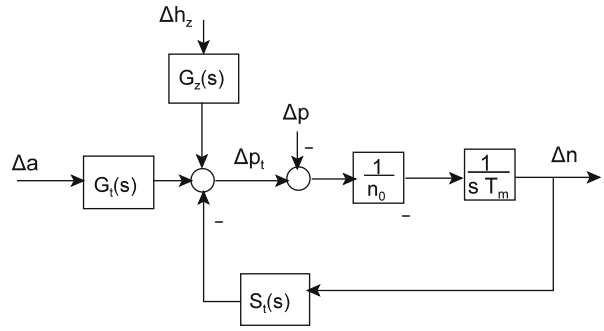


Abb. 4.48 Linearisiertes Blockdiagramm des Wasserkraftwerks

und das in Abb. 4.48 dargestellte lineare Blockdiagramm des Wasserkraftwerks, das sich für regelungstechnische Untersuchungen eignet.

$G_t(s)$ ist die Übertragungsfunktion der Turbine; sie beschreibt die Abhängigkeit der Turbinenleistung vom Öffnungsgrad.

$G_z(s)$ beschreibt die Beeinflussung der Turbinenleistung durch Gruppen, die von derselben Druckleitung gespeist werden.

$S_t(s)$ ist die *Selbstregelungsfunktion* der Turbine. Ist sie positiv, führt eine Drehzahlzunahme zu einer Verminderung der Leistung und somit zu einem selbstregelnden Effekt.

Mit dem *Verlustmodell* gilt exakt

$$c_2 = \frac{\alpha q_0}{h_0}. \tag{4.74}$$

Mit der oft verwendeten für Pelton-Turbinen exakten, aber für Reaktionsturbinen meist ungenügenden Näherung der Gl. 4.66, gilt

$$K_1 = \frac{1}{2}, \quad K_2 = 1\ , \quad -- \succ \quad C_3 = C_1 = \frac{1}{2}\frac{\alpha q_0}{h_0} \tag{4.75}$$

Die Selbstregelungsfunktion reduziert sich dann auf den Koeffizienten K_n. Im Fall des Verlustmodells, oder wenn der Wirkungsgrad nur vom Öffnungsgrad abhängt, ist $K_n = 0$ und der Selbstregelungseffekt nicht vorhanden, andernfalls ist $K_n = 2K_3$.

Wird sogar die Wirkungsgradänderung vernachlässigt, was im Punkt maximalen Wirkungsgrades exakt stimmt, folgt

$$\begin{aligned} &K_h = 1,5 \quad K_n = 0, \quad K_a = 1 \\ &-- \succ \quad G_t(s) = \frac{p_{t0}}{a_0}\frac{1 - \dfrac{\alpha q_0}{h_0}G(s)}{1 + \dfrac{1}{2}\dfrac{\alpha q_0}{h_0}G(s)}\ , \quad s_t(s) = 0. \end{aligned} \tag{4.76}$$

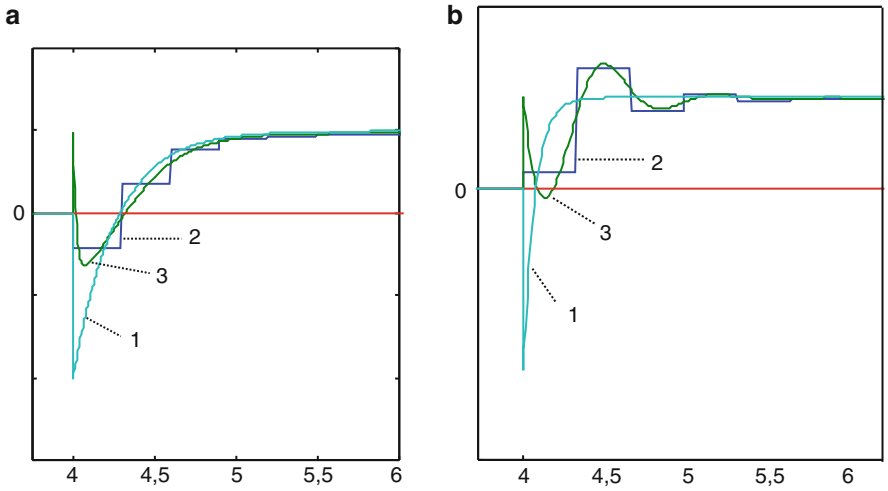


Abb. 4.49 Zeitverlauf der Turbinenleistung $\Delta p_t/p_{t0}$ bei sprungartiger Zunahme des Öffnungsgrades $\Delta a/a_0$: *1* starre Druckleitung, *2* elastische Druckleitung mit Modell Abb. 4.40, *3* elastische Druckleitung mit Modell Abb. 4.42 (**a**) $\rho A = 1{,}73$, (**b**) $\rho A = 0{,}433$

Werden $G(s) = G_c(s)$ entsprechend Gl. 4.56 eingesetzt, Elastizität und Verluste der Druckleitung vernachlässigt und die vom Belastungsgrad abhängige wirksame Zeitkonstante T_{cx} eingeführt, folgt

$$T_{cx} = \frac{\alpha q_0}{h_0} T_c, \qquad - - \succ \qquad G_t(s) = \frac{p_{t0}}{a_0} \frac{1 - sT_{cx}}{1 + s\frac{T_{cx}}{2}}. \tag{4.77}$$

Abb. 4.49 zeigt den typischen Verlauf der Turbinenleistung bei sprungartiger Änderung des Öffnungsgrades. Bei Berücksichtigung der Elastizität der Druckleitung überlagern sich gedämpfte Schwingungen (sofern $\rho_A < 1$) mit einer der Gl. 4.38 entsprechenden Frequenz $f_0 = 1/(4\tau) \approx 250/L_c$ Hz (L_c in m). Bei schwach belasteter Turbine ist T_{cx} und dementsprechend auch $\rho_A = T_{cx}/(2\,\tau)$ klein.

Literatur

Allievi L (1904) Théorie générale du mouvement varié de l'eau dans les tuyaux de conduite. Dunod, Paris
André G (1956) Chambres d'équilibre. F. Rouge, Lausanne
Bohl W (1990) Strömungsmaschinen 1. Vogel-Verlag, Würzburg
Bohl W (1995) Strömungsmaschinen 2. Vogel-Verlag, Würzburg
PACER (Impulsprogramm des Bundes, Erneuerbare Energien): Kleinwasserkraftwerke,Wasserturbinen. Eidg. Drucksachen und Materialzentrale, Bern (1995)
Dietzel F (1980) Turbinen, Pumpen und Verdichter. Vogel-Verlag
Giesecke J, Mosonyi E (1998) Wasserkraftanlagen. Springer, Berlin/Heidelberg/New York

Happoldt H, Oeding D (1978) Elektrische Kraftwerke und Netze. Springer, Berlin/Heidelberg/New York
Strom aus unseren Kraftwerken (2001) Verlag INFEL, Zürich
Lucien B (1960) Stabilité de réglage des installations hydroélectriques. Payot/Dunod, Lausanne/Paris
Truckenbrodt E (1968) Strömungsmechanik. Springer, Berlin/Heidelberg/New York
Strom aus Wasser (1987) Verlag INFEL, Zürich
Weber H (1990) Dynamische Netzreduktion zur Modalanalyse von Frequenz- und Leistungspendelungen in ausgedehnten elektr. Energieübertragungsnetzen. Diss. Univ. Stuttgart
www.iea.org/stats (2014)

Kapitel 5
Thermische Kraftwerke

Ausgehend von den thermodynamischen (Anhang A), kernphysikalischen (Anhang B) und energiewirtschaftlichen Grundlagen (Kap. 1, 2 und 3), werden in Kap. 5 die Prozesse der wichtigsten *thermischen Kraftwerke* (fossil und nuklear) sowie deren Aufbau und Modellierung dargelegt.

5.1 Dampfkraftprozess

Der weitaus größte Teil der elektrischen Energie wird weltweit 2008 mit *fossil gefeuerten Kraftwerken* erzeugt (68 %), wobei als Brennstoff vorwiegend Braun- und Steinkohle (41 %), aber auch Erdöl (6 %) und Erdgas (21 %) eingesetzt wird. Der meist verwendete Kreisprozess ist der Dampfkreisprozess. Darauf basiert auch die Nutzung der Kernenergie (Kernkraftwerke, weltweit 14 % der Elektrizität).

Im Bereich des Nassdampfes (Sattdampf + Wasser) ist der isobare Prozess auch isotherm (Abb. 5.1). Damit lassen sich im Nassdampfbereich zwischen zwei Isobaren nahezu Carnot-Kreisprozesse (Anhang I) realisieren. Die maximale Temperatur kann allerdings keine sehr hohen Werte erreichen, da der kritische Punkt beim Wasser eine Temperatur ϑ_{kr} von 374 °C bei einem Druck von 221 bar aufweist.

5.1.1 Rankine- und Clausius-Rankine-Kreisprozess

Einfachster Kreisprozess ist der Rankine-Prozess. Der Kreisprozess besteht aus folgenden Teilprozessen (Abb. 5.2):

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_5

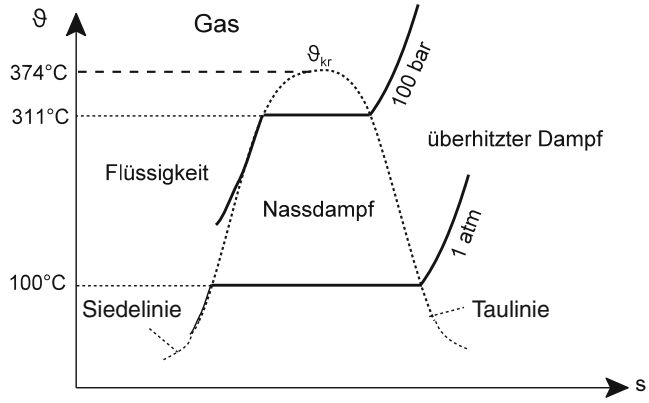


Abb. 5.1 Zustandsdiagramm des Wasserdampfs

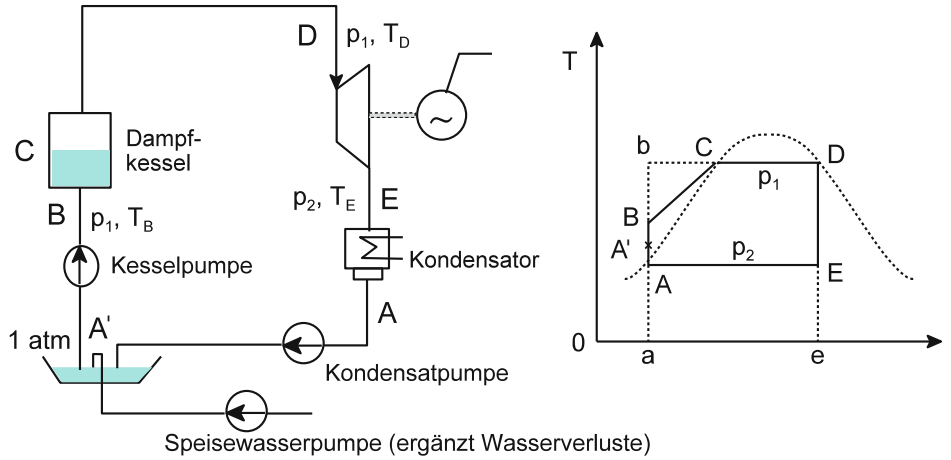


Abb. 5.2 Rankine-Kreisprozess

A′B: adiabate Kompression des Wassers auf Kesseldruck (Kesselpumpe)
BC: isobare Erwärmung im Kessel bis zur Verdampfungstemperatur
CD: Verdampfungsvorgang (Kessel)
DE: adiabate Expansion in der Turbine (mit Ausgangstemperatur entsprechend dem Kondensatordruck)
EA: Kondensation durch Kühlung im Kondensator
AA′: Kompression auf 1 atm mit Kondensatpumpe (Vakuumpumpe).

Der erreichbare Wirkungsgrad des idealisierten Prozesses ist z. B. mit den Daten

$$\vartheta_D = 325°C \rightarrow p_1 = 120 \text{ bar}$$
$$\vartheta_A = 25°C \rightarrow p_2 = 0,03 \text{ bar}$$
$$\eta_{thCarnot} = \frac{AbDEA}{abDea} = \frac{3008}{598} \approx 0,50$$
$$\eta_{thRankine} = \frac{ABCDEA}{aBCDea} \approx 0,40.$$

Der *Rankine-Prozess* wird in der Praxis nicht verwendet, da der Abdampf in der Turbine zu nass ist. Die Folgen wären: eine Verschlechterung des inneren Wirkungsgrades auf Grund ungünstiger Strömungseigenschaften und die Erosion der Beschaufelung wegen Tropfenschlag. Die Dampfnässe sollte 10–12 % nicht überschreiten.

Clausius-Rankine-Kreisprozess

Durch *Überhitzung* des Dampfes kann die Dampfnässe vermieden und der Wirkungsgrad erhöht werden (Abb. 5.3). Die Frischdampftemperatur ist durch die thermische Belastung der Schaufeln begrenzt. Für übliche Werkstoffe liegt sie zwischen 500 und 580 C.

Aus dem realen Ts-Diagramm Abb. 5.3b folgt, dass das Druckverhältnis p_1/p_2 nicht zu groß gewählt werden sollte, um die Abdampfnässe z. B. auf 10 % zu begrenzen bei

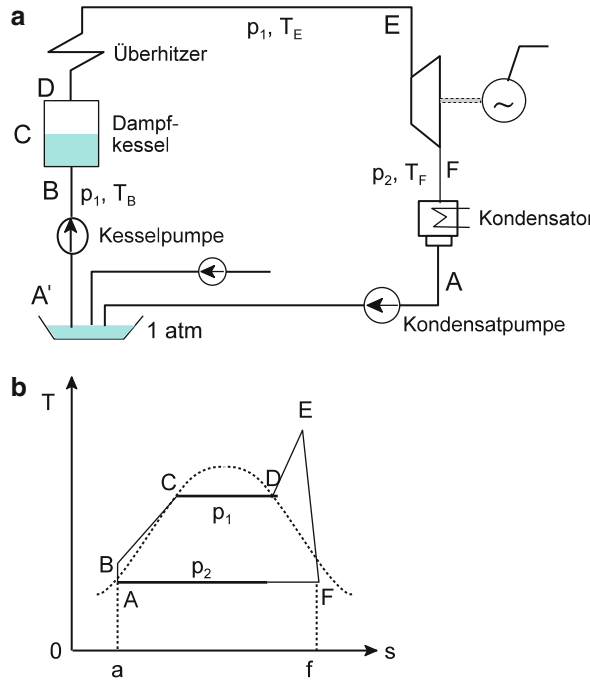


Abb. 5.3 Clausius-Rankine-Kreisprozess
(**a**) Prinzipschaltschema,
(**b**) T,s-Diagramm

vorgegebener Frischdampftemperatur. Damit hält sich aber die mögliche Wirkungsgradverbesserung in Grenzen.

Für einen Prozess mit $\vartheta_D = 311$ C, $p_1 = 100$ bar, $\vartheta_F = 45$ °C, $p_2 = 0{,}1$ bar und einer Frischdampftemperatur $\vartheta_E = 550$ °C ist der Carnot-Wirkungsgrad 0,46, und es wird ein thermischer Wirkungsgrad des reversiblen Prozesses η_{th} von ca. 0,41 erreicht. Mit z. B. $\eta_K = 0{,}92$, $\eta_i = 0{,}86$ und $\eta_e = 0{,}95$ folgt ein Kraftwerkswirkungsgrad von $\eta = 0{,}31$ (s. Anhang I, Gl. I.30).

Zur *Berechnung des Dampfprozesses* wird mit Vorteil das *Mollier-Diagramm* (Anhang VII) verwendet, das die Enthalpie in Abhängigkeit von der Entropie darstellt. Die erhaltene Arbeit und die isobar zugeführte Wärme lassen sich als Strecken direkt ablesen (AnhangI, Gl. I.23 und I.26). Wird die kleine Kompressionsarbeit $w_p = h_B - h_A$ vernachlässigt (bzw. wird sie im elektrischen Wirkungsgrad berücksichtigt, da die Pumpen elektrisch angetrieben werden), erhält man

$$w = w_t = h_E - h_F$$
$$q_1 = h_E - h_B,$$

woraus sich der thermische Wirkungsgrad ergibt

$$\eta_{th} \approx \frac{h_E - h_F}{h_E - h_B}. \tag{5.1}$$

5.1.2 Zwischenüberhitzung und Speisewasservorwärmung

Eine Verbesserung des Wirkungsgrades kann durch *zweifache Dampfüberhitzung* (Abb. 5.4) erreicht werden. Nach der ersten Überhitzung wird der Dampf in der Hochdruckturbine entspannt, dann nochmals überhitzt (Zwischenüberhitzung) und zur weiteren Entspannung in die Niederdruckturbine geführt. Der Überhitzer kann sowohl in den Kessel integriert sein (Erwärmung durch Rauchgase) als auch sich ausserhalb des Kessels befinden (die Wärme stammt dann aus dem Frischdampf, übliche Lösung in Kernkraftwerken). Die Wirkungsgraderhöhung ist in erster Linie eine Folge des größeren Druckverhältnisses p_1/p_2, das bei gleichbleibender Dampfnässe von z. B. 10 % am Niederdruckturbinenausgang erreicht werden kann. Mehr als zwei Überhitzungen sind nicht üblich, da der zusätzliche Wirkungsgradgewinn nicht genügt, um den größeren apparativen Aufwand wirtschaftlich wettzumachen.

Eine weitere Maßnahme zur Wirkungsgradverbesserung ist die *Vorwärmung des Kondensats* (Abb. 5.4). Dazu wird der Teil α des teilweise entspannten Dampfes (der also bereits Arbeit geleistet hat) angezapft und dessen Kondensationswärme für die Wasservorwärmung genutzt. Die vom Kreisprozess gelieferte Arbeit verringert sich etwas, doch die exergetisch wertvollere Brennstoffeinsparung führt zu einem insgesamt höheren Wirkungsgrad. Diese sog. *Regenerativvorwärmung* wird in modernen Kraftwerken mehrfach durchgeführt, wobei sowohl Dampf aus der Hochdruckals auch aus der Niederdruckturbine angezapft wird. Im Fall des Kreisprozesses der Abb. 5.4 ergibt sich aus dem Mollierdiagramm der thermische Wirkungsgrad

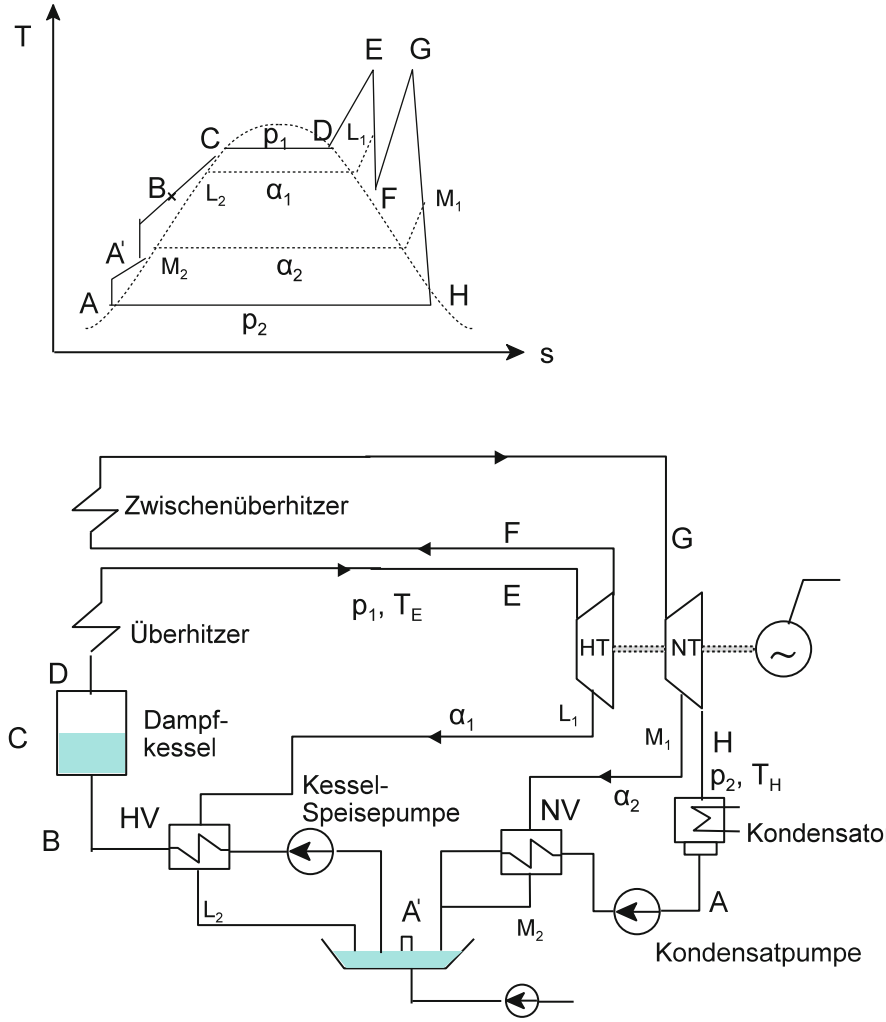


Abb. 5.4 Prinzipschaltbild des Dampfkreisprozesses mit Zwischenüberhitzung und Regenerativvorwärmung, *NV* Niederdruckvorwärmer, *HV* Hochdruckvorwärmer

$$\eta_{th} = \frac{h_E - h_{L_1} + (1-\alpha_1)(h_{L_1} - h_F + h_G - h_{M_1}) + (1-\alpha_1-\alpha_2)(h_{M_1} - h_H)}{h_E - h_B + h_G - h_F}. \quad (5.2)$$

Mit diesen Maßnahmen können moderne Dampfkraftwerke thermische Wirkungsgrade des reversiblen Prozesses bis 60 % und Gesamtwirkungsgrade bis 45 % erreichen.

5.2 Gasturbinenprozess

Die Bedeutung der Gasturbinenkraftwerke nahm in den letzten Jahren stark zu. Gründe dafür sind die günstigen Investitionskosten, die im Zuge der Liberalisierung stärker gewichtet werden, und die technologischen Fortschritte, die zu einer beachtlichen Erhöhung der Leistungen und Wirkungsgrade führten. Als Brennstoffe werden Heizöl und Erdgas eingesetzt.

5.2.1 Einfacher offener Gasturbinenprozess (Joule-Prozess)

Abb. 5.5 zeigt Schema und (*T,s*)-Diagramm eines *offenen Gasturbinenprozesses* zwischen Umgebungstemperatur T_A und maximaler Temperatur T_C.

AB (AB′):	adiabate Kompression der Luft auf den Enddruck p_1, die Luft erhitzt sich auf die Temperatur T_B bzw. T_B'
BC (B′C):	isobare Erwärmung bis auf Temp. T_C durch Brennstoffverbrennung
CD (CD′):	adiabate Expansion in der Turbine (Arbeitsleistung)
DA (D′A):	isobare Abkühlung der Abgase auf Umgebungstemperatur T_A (bei offenem Prozess ausserhalb der technischen Einrichtungen).

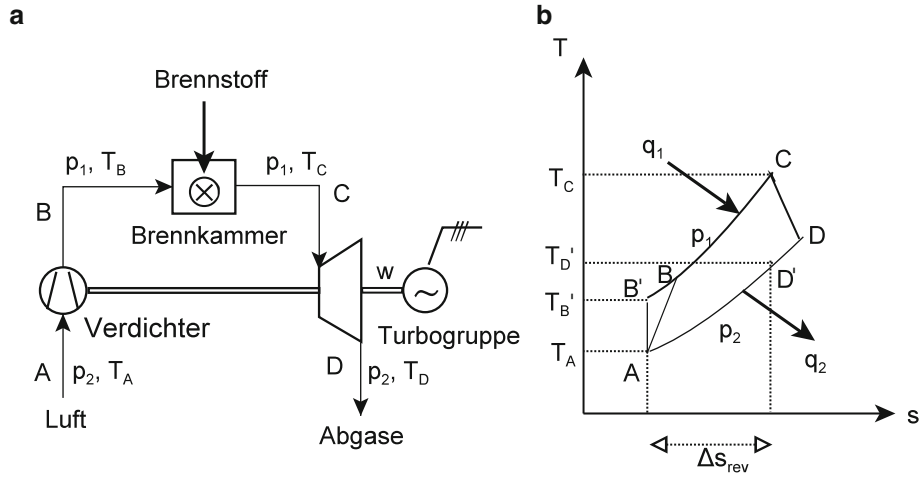


Abb. 5.5 Offener Gasturbinenprozess (**a**) Prozessschema, (**b**) *Ts*-Diagramm des Prozesses: (ABCD) = realer Prozess, (AB′CD′) = idealer (reversibler) Prozess

5.2.1.1 Idealisierter Prozess

Für die isobaren Prozesse gilt gemäß Anhang I, Gl. I.23

$$\Delta s_{rev} = c_p \ \ln\frac{T_C}{T_B'} = c_p \ \ln\frac{T_D'}{T_A}, \tag{5.3}$$

und somit

$$\begin{aligned} T_C T_A &= T_D' T_B', \\ \textit{woraus} \quad T_C - T_B' &= T_C - \frac{T_C T_A}{T_D'} = \frac{T_C}{T_D'}\left(T_D' - T_A\right), \end{aligned} \tag{5.4}$$

ferner

$$q_{1rev} = c_P\left(T_C - T_B'\right) \qquad q_{2rev} = c_P\left(T_D' - T_A\right). \tag{5.5}$$

Es folgt

$$n_{threv} = \frac{w_{rev}}{q_{1rev}} = \frac{q_{1rev} - q_{2rev}}{q_{1rev}} = 1 - \frac{q_{2rev}}{q_{1rev}} = 1 - \frac{T_D' - T_A}{T_C - T_B'} = 1 - \frac{T_D'}{T_C}. \tag{5.6}$$

5.2.1.2 Realer Prozess

Für die isobaren Prozesse gilt gemäß Anhang I, Gl. I.23

$$\Delta s_1 = c_p \ \ln\frac{T_C}{T_B}, \quad \Delta s_2 = c_p \ \ln\frac{T_D}{T_A}, \quad \Delta s_2 > \Delta s_1, \tag{5.7}$$

ferner

$$q_1 = c_p(T_C - T_B) \quad q_2 = c_p(T_D - T_A). \tag{5.8}$$

Die Arbeitsleistungen von Turbine und Verdichter folgen aus Gl. I.26

$$\left.\begin{aligned} w_T &= c_p(T_C - T_D) = \eta_{iT} c_p\left(T_C - T_D'\right) \\ w_v &= c_p(T_B - T_A) = \frac{c_p\left(T_B' - T_A\right)}{\eta_{iV}} \end{aligned}\right\rangle \begin{aligned} w &= w_T - w_V \\ &= q_1 - q_2, \end{aligned} \tag{5.9}$$

worin η_{iT} und η_{iV} die inneren Wirkungsgrade von Turbine und Verdichter sind. Der Wirkungsgrad des realen Prozesses ist (Anhang I, Abschn. I.4)

$$\eta_{th} = \eta_{threv} \;\; \eta_i = \frac{w}{q_1} = \frac{q_1 - q_2}{q_1} = 1 - \frac{q_2}{q_1} = 1 - \frac{T_D - T_A}{T_C - T_B}. \tag{5.10}$$

Beispiel 5.1

a. Man berechne den thermischen Wirkungsgrad des reversiblen Prozesses für $\vartheta_C = 800$ °C, $\vartheta_A = 30$ C und $\vartheta'_D = 450$ °C. Welcher ist der entsprechende Wirkungsgrad des Carnot-Prozesses zwischen T_A und T_C?
b. Welcher ist der mittlere Carnotfaktor und der exergetische Wirkungsgrad?
c. Welcher ist der Kraftwerkswirkungsgrad mit der Annahme $\eta_K = 0{,}86$, $\eta_e = 0{,}97$ und $\eta_{iV} = \eta_{iT} = 0{,}90$?
d. Wie groß ist das Druckverhältnis p_1/p_2, wenn für eine Isentrope allgemein die Beziehung (I.27) gilt, wobei $k_{Luft} = 1{,}4$; wie groß ist die erhaltene spezifische Arbeit w ($c_p = 1$ kJ/kg°C)?
e. Wie verändern sich erhaltene Arbeit und Wirkungsgrad des Kraftwerks, wenn das Druckverhältnis auf 7 erhöht wird? Man berechne die Abhängigkeit dieser Größen vom Druckverhältnis für die Eintrittstemperaturen der Turbine von 800, 1000 und 1200 °C?

a) Da $T = \vartheta + 273$, folgt aus den Gl. 5.4, 5.6 und I.15

$$T'_B = \frac{1073}{723}303 = 450K \;\; - - > \;\; \vartheta'_B = 177 \;\; ^\circ\mathrm{C}$$

$$\eta_{threv} = 1 - \frac{723}{1073} = \underline{0,326}$$

$$\eta_{thCarnot} = 1 - \frac{303}{1073} = \underline{0,718}.$$

Aus den Gln. I.19 und I.20 erhält man, da für die Isobare $dq_1 = c_p\, dT$

$$\eta_{cm} = \frac{\int_{T'_B}^{T_C} \left(1 - \frac{T_A}{T}\right) c_p dT}{c_p\left(T_C - T'_B\right)} = 1 - \frac{T_A 1n \frac{T_C}{T'_B}}{\left(T_C - T'_B\right)} = 1 - \frac{3031\mathrm{n}\frac{1073}{450}}{(1073 - 450)} = 0,577$$

$$\eta_{exrev} = \frac{\eta_{threv}}{\eta_{cm}} = \frac{0,326}{0,577} = 0,565.$$

Der schlechte exergetische Wirkungsgrad des Kreisprozesses ist auf den Verlust der beträchtlichen Abgaswärme (mit einer Temperatur von 450 °C) zurückzuführen.

b) Aus Gl. 5.9 folgt

$$T_C - T_D = 0,90(1073 - 723) = 315\ K \ --> \ T_D = 758\ K$$

$$T_B - T_A = \frac{(450 - 303)}{0.90} = 163\ K \ --> \ T_B = 466\ K,$$

und aus Gl 5.10 ergibt sich

$$\eta_{th} = \eta_{threv}\ \eta_i = 1 - \frac{758 - 303}{1073 - 466} = 0,250 \ -> \ \eta_i = 0,767$$

$$\eta = \eta_K \eta_{th} \eta_e = 0,86 \cdot 0,250 \cdot 0,97 = 0,21.$$

c) Aus den Gl. I.27, 5.8 und 5.9 ergibt sich

$$\frac{p_1}{p_2} = \left(\frac{T_B^{'}}{T_A}\right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}} = \left(\frac{450}{303}\right)^{\frac{1,4}{0,4}} = 4,0$$

$$q_1 = c_p(T_C - T_B) = 607\ \text{kJ/kg}, \quad q_2 = c_p(T_D - T_A) = 455\ kJ/kg$$

$$w = q_1 - q_2 = 152\ kJ/kg.$$

d) Wieder aus Anhang I, Gl. I.27 folgt für ein Druckverhältnis 7

$$\frac{T_C}{T_D^{'}} = \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = (7)^{\frac{0,4}{1,4}} = 1,744$$

$$T_C = 1073\ K \ --> \ T_D^{'} = 615\ K \ --> \ \vartheta_D^{'} = 342\ ^\circ\text{C}, T_B^{'} = 529\ \text{K}$$

$$\eta_{threv} = 1 - \frac{615}{1073} = 0,427$$

$$T_C - T_D = 0,9(1073 - 615) - 412\ \text{K} \ --> \ T_D = 661\ \text{K}$$

$$T_B - T_A = \frac{(529 - 303)}{0,90} = 251\ \text{K} \ --> \ T_B = 554\ K$$

$$q_1 = c_p(T_C - T_B) = 519\ kJ/kg, \quad q_2 = c_p(T_D - T_A) = 358\ kJ/kg$$

$$w = q_1 - q_2 = 161\ kJ/kg$$

$$\eta_{th} = \eta_{threv}\eta_i = \frac{161}{519} = 0,31 \ --> \ \eta_i = 0,726$$

$$\eta = \eta_K \eta_{th} \eta_e = 0,86 \cdot 0,31 \cdot 0,97 = 0,26.$$

Wird der Rechengang in Funktion des Druckverhältnisses und für verschiedene Werte der Turbineneintrittstemperatur wiederholt, ergeben sich die in Abb. 5.6 dargestellten

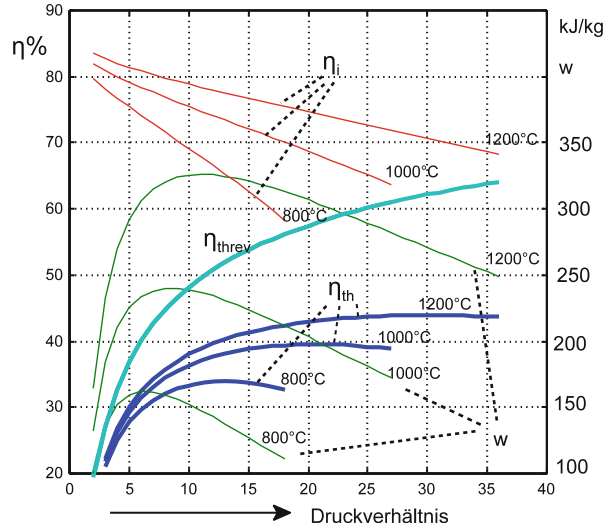


Abb. 5.6 Wirkungsgrade und spezifische Arbeit eines offenen Gasturbinenprozesses in Abhängigkeit vom Druckverhältnis für verschiedene Turbineneintrittstemperaturen $\vartheta_A 30\,°C$, $\vartheta_C = 800, 1000, 1200\,°C$, $\eta_{iv} = \eta_{iT} = 0{,}9$

Abhängigkeiten. In Wirklichkeit sind die Wirkungsgrade auf Grund der Druckverluste noch etwas kleiner (s. (Dolezal 2001)).

5.2.1.3 Wirkungsgrad, Leistung

Der Wirkungsgrad n_{threv} dementsprechend ab. Dieser hängt außerdem von der Verdichter und Turbinenein – trittstemperatur ab. Analytisch folgt aus den Gl. 5.6 und I.27

$$\eta_{threv} = \frac{x-1}{x}, \quad \text{mit} \quad x = \left(\frac{p_1}{p_2}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}. \tag{5.11}$$

Beim realen Kreisprozess nehmen die Verluste der adiabaten Teilprozesse in Verdichter und Turbine mit zunehmendem Druckverhältnis zu, der innere Wirkungsgrad n_{i} dementsprechend ab. Dieser hängt außerdem von der Verdichter und Turbinenein – trittstemperatur ab. Analytisch folgt aus den Gl. 5.8, 5.9, 5.10 und 5.11

$$\eta_i = \eta_{iT} \frac{1 - \dfrac{T_A}{T_C}\dfrac{x}{\eta_{iT}\eta_{iV}}}{1 - \dfrac{T_A}{T_C}\dfrac{(x-1+\eta_{iV})}{\eta_{iV}}\dfrac{T_B}{T_B'}} \tag{5.12}$$

Der thermische Wirkungsgrad $\eta_{th} = \eta_{threv}\ \eta_i$ weist ein Maximum bei einem mit der Turbineneintrittstemperatur zunehmenden Druckverhältnis auf. Das wirtschaftlichste Druckverhältnis ist kleiner, da die spezifische Arbeit w, wie Abb. 5.6 zeigt, für deutlich kleinere Werte maximal wird. Aus Gl. 5.9 folgt der analytische Ausdruck für die spezifische Arbeit w, und durch Multiplikation mit dem Massenstrom $m' = dm/dt$ die Leistung

$$w = \eta_{iT}\ c_p\ T_C \frac{x-1}{x} - c_p\ T_A\ \frac{x-1}{\eta_{iV}} \quad \left[\frac{J}{kg}\right]$$
$$P = m'w \quad \left[\frac{kg\,J}{s\,kg} = W\right]. \tag{5.13}$$

5.2.2 Rekuperation

Der Wirkungsgrad kann durch Rekuperation der Abgaswärme erheblich erhöht werden (Abb. 5.7). Die rekuperierbare Wärme ist $c_p\,(T_D - T_B)$. Geschieht dies mit Wirkungsgrad η_R, reduziert sich der Wärmeaufwand auf

$$q_1 = c_p(T_C - T_B) - \eta_R\ c_p(T_D - T_B). \tag{5.14}$$

Aus Gl. 5.10 ergibt sich der Prozess-Wirkungsgrad mit Rekuperation

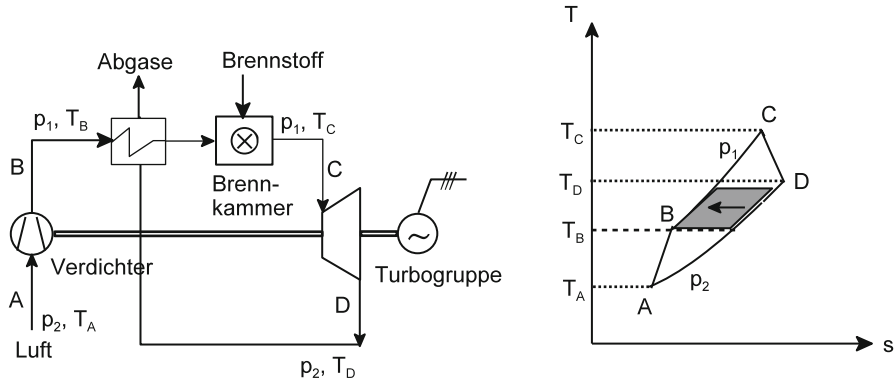


Abb. 5.7 Offener Gasturbinenprozess mit Rekuperator

$$\eta_{thR} = \frac{(T_C - T_B) - (T_D - T_A)}{(T_C - T_B) - \eta_R (T_D - T_B)} = \frac{\eta_{th}}{1 - \eta_R \dfrac{(T_D - T_B)}{(T_C - T_B)}}. \tag{5.15}$$

Beispiel 5.2
Wie erhöht sich der Wirkungsgrad des in Beispiel 5.1 betrachteten Prozesses zwischen den Temperaturen 30 °C und 800 °C bei Rekuperation von 75 % der zwischen $\vartheta_D = 485$ C und $\vartheta_B = 193$ C anfallenden Abgaswärme?

Aus Gl. 5.15 folgt

$$\eta_{thR} = \frac{0,250}{1 - 0,75 \dfrac{(485 - 193)}{(800 - 193)}} = 0,391, \quad - - > \quad \eta = 0,33.$$

Mit einem Wärmetauscher lässt sich der Wirkungsgrad stark steigern, im vorliegenden Fall erhöht sich der thermische Wirkungsgrad von 25 % auf 39 %, der Kraftwerkswirkungsgrad somit von 21 % auf 33 %. In modernen Turbinen mit hohen Heißgastemperaturen wird allerdings die Wirksamkeit der Rekuperation durch den großen Kühlluftbedarf stark geschmälert (Frutschi 1999).

5.2.3 *Carnotisierung*

Eine weitere Verbesserung kann durch den *Zweistufenprozess* von Abb. 5.8 erreicht werden. Nach der ersten Verdichtung auf den Zwischendruck in A' wird die Luft gekühlt und in einem zweiten Verdichter dann auf den Enddruck p_1 gebracht. Auch die Expansion erfolgt zweistufig, zuerst in der Hochdruckturbine *HT* und nach Wiedererhitzung des

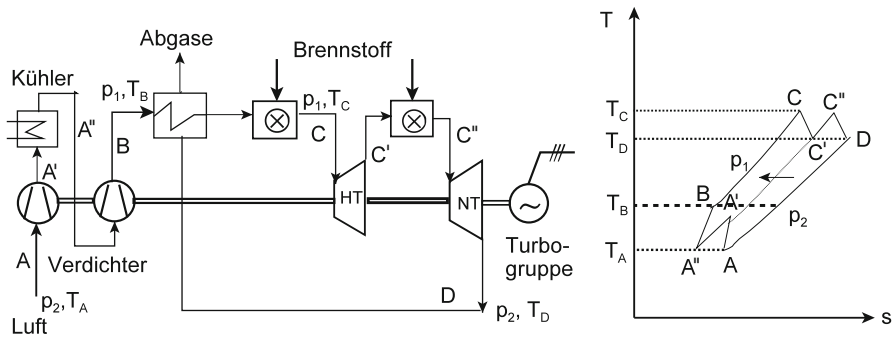


Abb. 5.8 Offener Zweistufen-Gasturbinenprozess

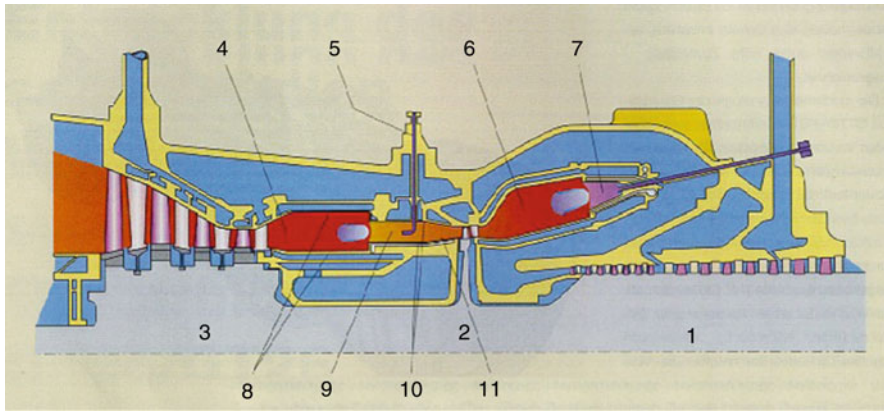


Abb. 5.9 Schnitt der Gasturbine GT24/Gt26 mit sequentieller Verbrennung *1* Verdichter, *2* Hochdruckturbine, *3* Niederdruckturbine, *4* SEV-Brennkammer, *5* Brennstoffinjektor, *6* EV-Brennkammer, *7* EV-Brenner, *8* Konvektionskühlung der Verkleidung, *9* Mischzone, *10* Wirbelerzeuger, *11* Effusionsgekühlter SEV-Brenner. (Quelle: ALSTOM)

Gases (mit einem zweiten Brenner) in der Niederdruckturbine *NT*. Der *Spielraum für die Rekuperation* wird erweitert und der Wirkungsgrad somit weiter verbessert. Die spezifische Arbeit erhöht sich, aber auch der Investitionsaufwand. Theoretisch ließe sich durch noch mehr Stufen (was jedoch i. d. R. unwirtschaftlich ist) der Wirkungsgrad des Ericson-Prozesses, der aus zwei Isobaren und zwei Isothermen besteht und denselben Wirkungsgrad wie der Carnot-Prozess aufweist, nahezu erreichen. Es wird deshalb beim Zwei oder Mehrstufenprozess auch von *Carnotisierung* gesprochen.

In der in Abb. 5.9 dargestellten Anlage wird die Turbine zweistufig ausgeführt, nicht aber der Verdichter (Prozess mit sequentieller Verbrennung). Diese Lösung wird vor allem in Kombikraftwerken eingesetzt.

5.3 Kombiprozesse

Die Gasturbine lässt hohe Turbineneintrittstemperaturen bis 1200 C zu, während die Dampfturbine eine niedrige Turbinenaustrittstemperatur in der Nähe der Umgebungstemperatur erlaubt. Durch Kombination der beiden Prozesse bei Nutzung der Abgaswärme der Gasturbine in der nachgeschalteten Dampfturbinenanlage wird ein sehr hoher Carnot-Faktor und zugleich ein hoher exergetischer Wirkungsgrad erreicht und so die Gesamtnutzung der Brennstoffenergie wesentlich verbessert (Abb. 5.10).

In Abb. 5.11 ist eine mögliche Variante eines *Dampfkraftwerks* dargestellt, in der die Abgase der vorgeschalteten Gasturbine als Verbrennungsluft (der Sauerstoffgehalt genügt i. d. R.) und für die Speisewasservorwärmung verwendet werden. Dadurch wird nicht nur der thermische, sondern auch der Kesselwirkungsgrad verbessert. Bei dieser

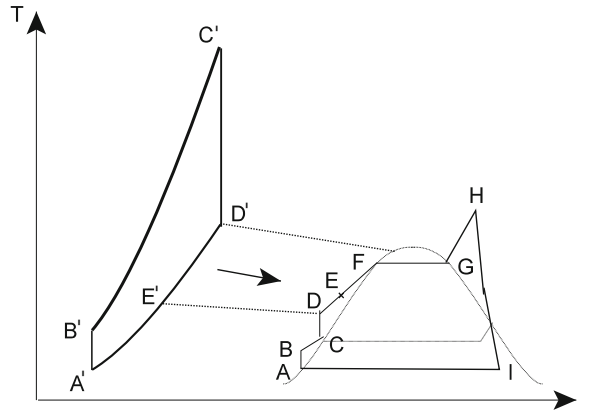


Abb. 5.10 T,s Diagramm des Kombiprozesses

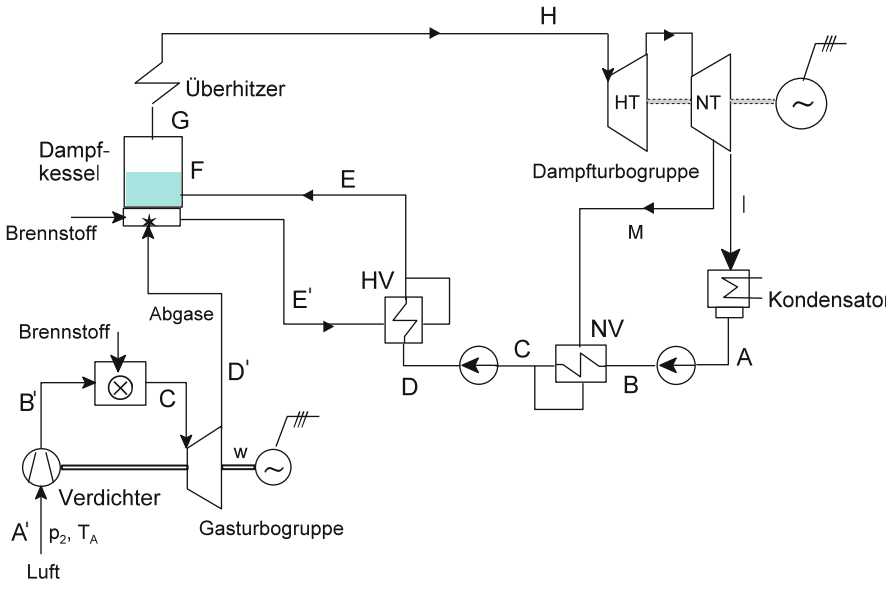


Abb. 5.11 Prinzipschaltbild des Dampfkraftwerks mit vorgeschalteter Gasturbine

Lösung ist die Leistung der Dampfturbine deutlich größer als jene der Gasturbine. Durch die Vorschaltung einer Gasturbine wird außerdem in Dampfkraftwerken die Regulierbarkeit der Leistung verbessert. Kombianlagen eignen sich deshalb ausgezeichnet zur Deckung des Mittellastbereichs (Abschn. 3.2.2).

Der Kombiprozess kann jedoch auch als Variante bzw. *Weiterentwicklung des Gasturbinenprozesses* betrachtet werden, in welchem die Rekuperation der Abgaswärme nicht im Gasprozess selber, sondern in einer nachgeschalteten Dampfturbine erfolgt, die zusätzliche Arbeit produziert (Abb. 5.12). Sowohl Arbeit als auch Wirkungsgrad werden

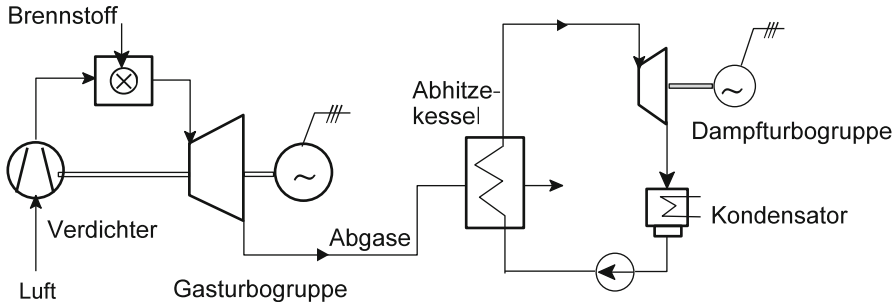


Abb. 5.12 Prinzipschaltbild der Gasturbine mit nachgeschalteter Dampfturbinenanlage

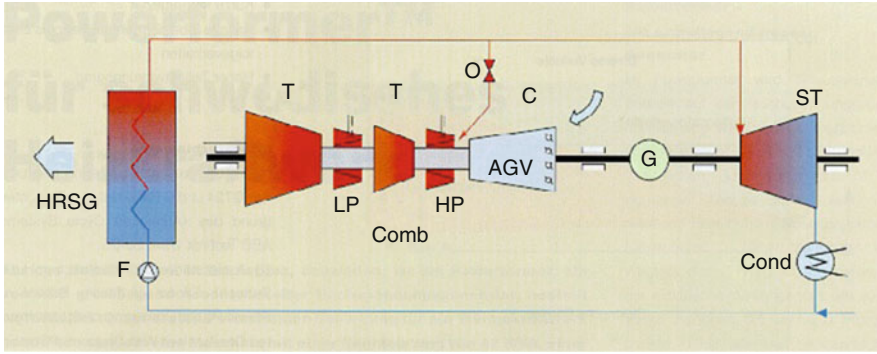


Abb. 5.13 Thermodynamisches Schema einer Kombianlage mit sequentieller Verbrennung und Dampfeindüsung, Erdgasfeuerung (Frutschi 1999)

gegenüber dem einfachen Gasturbinenprozess um ca. 50 % erhöht (Frutschi 1999). Abb. 5.13 zeigt die konkrete Ausführung einer Kombianlage mit sequentieller Verbrennung. Gas und Dampfturbine treiben hier denselben Generator an. Die Anlage sieht auch eine Dampfeindüsung (oder Wassereinspritzung) in die erste Brennkammer vor, um die Leistung vorübergehend zu steigern. Das *Dampfein-düsungsprinzip* wird in der STIG-Turbine (Steam Injection Gas Turbine) als Gas-Dampf-Kombination alternativ zum klassischen Kombiprinzip verwendet (Kehlhofer 1997).

Für die Zukunft sind Kombikraftwerke, vor allem als Weiterentwicklung des Gasturbinenkraftwerks, mit Nutzung der Gasturbinenabwärme in einem Abhitzekessel (GUD-Kraftwerke, Näheres in Abschn. 5.7) dank ihres hohen Wirkungsgrades besonders interessant und können wesentlich zu einer besseren Nutzung der Primärenergie beitragen. Da die Leistung der Gasturbine sehr rasch geändert werden kann, eignen sich diese Anlagen sehr gut für die Regelung der Mittellast oder auch der Spitzenlast (Abschn. 3.2.2). Über weitere Möglichkeiten, insbesondere in Zusammenhang mit der Kohlefeuerung, sei auf Abschn. 5.7 und (Strauss 1998) verwiesen.

5.4 Wärme-Kraft-Kopplung

Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen in thermischen Kraftwerken ist im Laufe der Zeit stark gestiegen und erreicht heute mit Erdgasbetriebenen Kombikraftwerken nahezu 60 %. Trotzdem gehen noch über 40 % der Energie als Abwärme verloren. Bei der Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) wird neben elektrischer Energie auch Nutzwärme produziert und damit der Energienutzungsgrad weiter erhöht. Im Fall der *Dampfturbine* kann dies auf zwei Arten geschehen:

- Durch *Dampfentnahme* (wie bei der Speisewasservorwärmung).
- Durch Erhöhung des Kondensationsdruckes (*Gegendruckanlage*).

Varianten und Kombinationen dieser beiden Grundschaltungen sind möglich.

Im Fall der *Gasturbine* mit oder ohne Rekuperator bzw. nachgeschalteter Dampfturbine wird die Nutzwärme aus den Abgasen, bei zweifacher Verdichtung auch aus dem Kühler (Abb. 5.8) gewonnen.

Schließlich werden für kleine Leistungen auch *Dieselanlagen* als sog. *Block-kraftwerke* oder *TOTEM* (Total Energy Module) eingesetzt, wobei wiederum Wärme aus den Abgasen oder dem Kühlkreislauf des Motors entnommen wird.

5.4.1 Entnahme-Kondensationsschaltung

Entsprechend Abb. 5.14 wird der Teil m'_e der Dampfmasse m' an der Entnahmestelle G ausgekoppelt. Die entsprechende Wärme wird für ein Heizsystem verwendet. Als *Entnahmeverhältnis* sei definiert

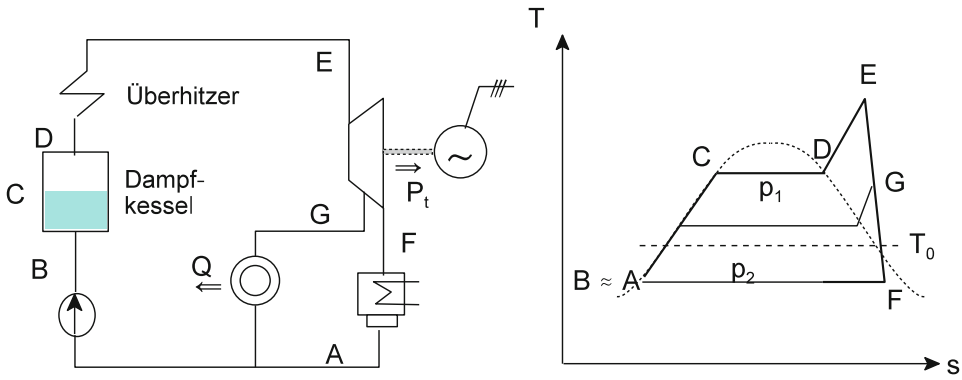


Abb. 5.14 Wärme-Kraft-Kopplung durch Dampfentnahme, P_t = Turbinenleistung, $Q = \eta_H\ Q_H$ = Nutzwärmeleistung, T_0 = Vorlauftemperatur des Heizsystems

$$\alpha = \frac{m'_e}{m'}. \tag{5.16}$$

Mit Bezug auf den Kreisprozess von Abb. 5.14 erhält man für Turbinenleistung P_t, ausgekoppelte Wärmeleistung Q_H und zugeführte Wärme Q_1

$$\begin{aligned} P_t &= m'[(h_E - h_G) + (1-\alpha)(h_G - h_F)] \\ Q_H &= m'\alpha(h_G - h_A) \\ Q_1 &= m'(h_E - h_A) \end{aligned} \tag{5.17}$$

Als *Leistungsziffer* ε der Entnahme-Kondensationsschaltung wird das Verhältnis zwischen der ausgekoppelten Wärme und der Reduktion der Turbinenleistung bezeichnete

$$\varepsilon = \frac{Q_H}{\Delta P_t} = \frac{h_G - h_A}{h_G - h_F}. \tag{5.18}$$

Die Leistungsziffer ist unabhängig vom Entnahmeverhältnis. Wird die Leistungsziffer vorgegeben (meist $\varepsilon = 7-10$), lässt sich aus Gl. 5.18 die Entnahmeenthalpie h_G und so der Entnahmedruck bestimmen. Mit den genannten Werten von ε wird bei maximaler Wärmeauskopplung die elektrische Leistung um weniger als 10 % reduziert.

Die *Strom-Wärme-Kennziffer*, welche das Verhältnis zwischen elektrischer Leistung und ausgekoppelter Wärmeleistung angibt, ist

$$\sigma = \frac{\eta_e P_t}{Q_H} = \eta_e \frac{(h_E - h_F) - \alpha(h_G - h_F)}{\alpha(h_G - h_A)} = \eta_e \frac{(\varepsilon - 1)(h_E - h_F) - \alpha(h_F - h_A)}{\alpha\varepsilon(h_F - h_A)}. \tag{5.19}$$

Die Entnahme-Kondensationsschaltung ermöglicht eine *flexible* Anpassung der Wärmeauskopplung an die Bedürfnisse. Bei voller Dampfentnahme ($\alpha = 1$) erhält man die minimale Strom-Wärme-Kennziffer

$$\sigma_{\min} = \eta_e \frac{h_E - h_G}{h_G - h_A} = \eta_e \frac{\varepsilon(h_E - h_F) - (h_E - h_A)}{\varepsilon(h_F - h_A)}. \tag{5.20}$$

Der *Energienutzungsgrad* ist

$$\eta_{nutz} = \frac{\eta_e P_t + Q}{Q_b} = \left(\frac{\eta_e P_t}{Q_H} + \frac{Q}{Q_H}\right)\frac{Q_H}{\eta_e P_t}\frac{\eta_e P_t}{Q_b} = \frac{\sigma + \eta_H}{\sigma}\eta, \tag{5.21}$$

worin $Q = \eta_H Q_H$ die Nutzwärmeleistung, Q_b den Wärmeinhalt des Brennstoffs und η den Wirkungsgrad des Kraftwerks ohne Dampfentnahme darstellen. Der Nutzungsgrad steigt mit zunehmender Wärmeauskopplung von η für den Prozess ohne Wärmeauskopplung ($\alpha = 0$, $\sigma = \infty$) bis zum maximalen Wert ($\alpha = 1$, $\sigma = \sigma_{\min}$) entsprechend Gl. 5.21.

5.4.2 Gegendruckanlage

Bei der Gegendruckschaltung ist die Turbinenaustrittstemperatur T_F höher als die Vorlauftemperatur des Heizsystems (Abb. 5.15). Damit reduziert sich der thermische Wirkungsgrad des Prozesses, aber die volle Kondensationswärme wird genutzt. Die Hauptbeziehungen ergeben sich aus den Gl. 5.17 der Entnahme-Kondensa-tionsschaltung für $h_G = h_F$ und $\alpha = 1$

$$\begin{aligned} P_t &= m'(h_E - h_F) \\ Q_H &= m'(h_F - h_A) \\ Q_1 &= m'(h_E - h_A). \end{aligned} \tag{5.22}$$

Die *Strom-Wärme-Kennziffer* ist starr gegeben und gleich zu

$$\sigma = \frac{\eta_e P_t}{Q_H} = \eta_e \frac{h_E - h_F}{h_F - h_A}. \tag{5.23}$$

Für den *Energienutzungsgrad* folgt

$$\eta_{nutz} = \frac{\eta_e P_t + Q}{Q_b} = \eta + \frac{Q}{Q_b} = \eta \frac{\sigma + \eta_H}{\sigma} = \frac{Q}{Q_b} \frac{\sigma + \eta_H}{\eta_H}, \tag{5.24}$$

worin Q die effektiv genutzte Wärme und η den Wirkungsgrad der Stromerzeugung darstellen. Die Gegendruckschaltung ermöglicht keine effiziente Anpassung der Wärmeauskopplung an verringerte Bedürfnisse ohne proportionale Senkung auch der Stromproduktion. Bleibt die Stromproduktion konstant, nimmt der Energienutzungsgrad entsprechend der Reduktion des Nutzwärmewirkungsgrads $\eta_H = Q/Q_H$ ab.

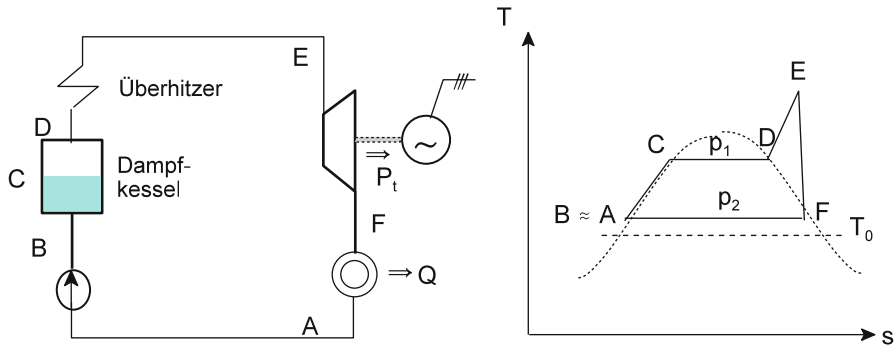


Abb. 5.15 Wärme-Kraft-Kopplung bei Gegendruckschaltung, P_t = Turbinenleistung, Q_h = Kondensationswärmeleistung, $Q = \eta_H Q_H$ = Nutzwärmeleistung, T_0 = Vorlauftemperatur des Heizsystems

5.4.3 Gasturbinen

Gasturbinenanlagen eignen sich bestens zur Kraft-Wärme-Kopplung, da die Abwärme auf hohem Temperaturniveau anfällt. Dies trifft auch für die Gasturbinenanlage mit Rekuperator oder nachgeschalteter Dampfturbine zu.

Mit Bezugnahme auf den Prozess mit sequentieller Verbrennung von Abb. 5.16 gelten gemäß Abschn. 5.2 die Hauptbeziehungen ($m' \approx$ konst. auf Grund des großen Luftüberschusses beim Verbrennungsprozess)

$$\begin{aligned} P_t &= m' c_p \left[\left(T_C \times T_{C'} \right) + \left(T_{C''} - T_D \right) \times \left(T_B - T_A \right) \right] \\ \mathrm{Q_H} &= m' c_p (\mathrm{T_D} \times \mathrm{T_A}) \\ \mathrm{Q_1} &= m' c_p \left[(\mathrm{T_C} \times \mathrm{T_B}) + \left(\mathrm{T_{C''}} \times \mathrm{T_{C'}} \right) \right]. \end{aligned} \tag{5.25}$$

Für die Strom-Wärme-Kennziffer folgt

$$\sigma = \eta_e \frac{(T_C - T'_C) + \left(T''_C - T_D\right) - (T_B - T_A)}{T_D - T_E} \tag{5.26}$$

und für den Energienutzungsgrad

$$\eta_{nutz} = \frac{\eta_e P_t + Q}{Q_b} = \eta \frac{\sigma + \eta_H}{\sigma}, \tag{5.27}$$

worin $Q = \eta_H Q_H$ die effektiv genutzte Wärme und η den Wirkungsgrad der Stromerzeugung darstellen.

Durch Kombination mit einer nachgeschalteten Dampfturbine und Nutzung der Wärme aus den Abgasen und durch Dampfentnahme lassen sich besonders hohe Energienutzungsgrade, gepaart mit einer flexiblen Wärmeauskopplung, erreichen. Als

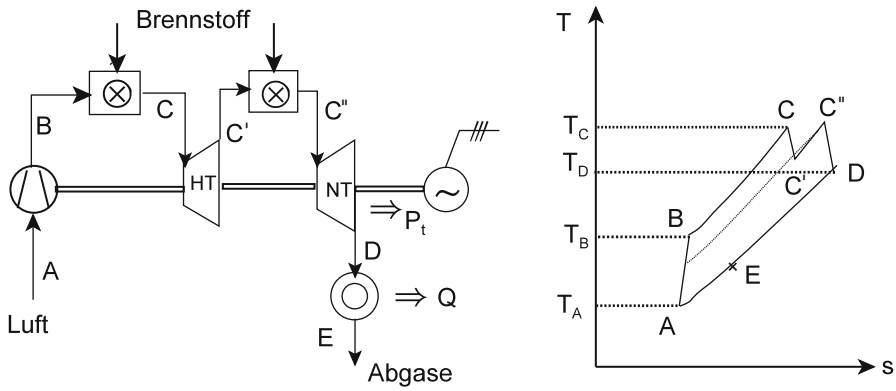


Abb. 5.16 Gasturbine mit sequentieller Verbrennung und Kraft-Wärme-Kopplung

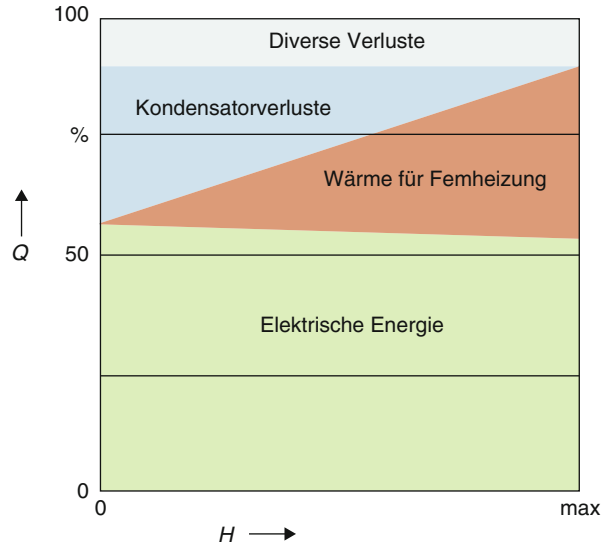


Abb. 5.17 Energiebilanz einer Kombianlage mit Wärme-Kraft-Kopplung (Gasturbine mit sequentieller Verbrennung und nachgeschalteter Dampfturbine) in Funktion der Dampfentnahme (Frutschi 1999)

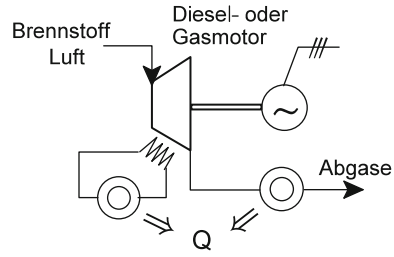


Abb. 5.18 Blockheizkraftwerk

Beispiel zeigt Abb. 5.17 die Energiebilanz einer Kombianlage im 100 MW-Bereich nach Abb. 5.13 mit einem Energienutzungsgrad bis 85 %.

5.4.4 Blockheizkraftwerke

In ähnlicher Weise kann auch bei Diesel oder Gasmotorkraftwerken Wärme aus den Abgasen und aus dem Kühlkreislauf gewonnen werden. Die Grundschaltung dazu zeigt Abb. 5.18. Angeboten werden Einheiten im Leistungsbereich 50 kW–15 MW, die Energienutzungsgrade von 85 % bis 90 % aufweisen.

5.4.5 Wärme-Kraft-Kopplung und CO_2-Produktion

In Ländern mit Produktion elektrischer Energie vorwiegend aus fossilen Brennstoffen (wie z. B. Deutschland) ermöglicht die Wärme-Kraft-Kopplung einen wesentlich rationelleren Einsatz der fossilen Brennstoffe und trägt somit zur Entschärfung der CO_2-Problematik (verstärkter Treibhauseffekt) bei.

Dort, wo wie in der Schweiz die elektrische Energie fast nur mit Wasser- und Kernkraft erzeugt wird, stellt sich die Frage, ob der verbreitete Einsatz der Wärme Kraft-Kopplung nicht zu einem verstärkten Verbrauch von fossilen Brennstoffen und damit zum gegenteiligen Effekt führt, es sei denn, man verwende Biomasse. Wesentlich besser sieht die CO_2-Bilanz aus, wenn die Wärme-Kraft-Kopplung mit der Wärmepumpentechnik kombiniert wird (Kap. 6).

5.5 Fossilgefeuerte Dampfkraftwerke

Es werden 3 Hauptkreisläufe unterschieden, veranschaulicht in den Abb. 5.19a, b, wobei die zwei letzten auch in Kernkraftwerken auftreten:

- Luft-Brennstoff-Rauchgas/Asche-Kreislauf,
- Wasser-Dampf-Kreislauf,
- Kühlwasserkreislauf.

5.5.1 Luft-Brennstoff-Rauchgas/Asche-Kreislauf

Der Brennstoff und die durch die Rauchgase vorgewärmte Luft werden der Brennkammer zugeführt. Die Rauchgasreinigung (Abgasbehandlung) umfasst u. a. die Entstickung, Entschwefelung und Entstaubung. Bei Kohlefeuerung ist ein Ascheabzug notwendig. Für Näheres zu Verbrennungsvorgang, Abgasbehandlung und Technik der fossil befeuerten Dampferzeuger s. (Bohn 1985; Kugeler und Phlippen 1993; Strauss 1998).

5.5.2 Wasser-Dampf-Kreislauf, Verluste

Die Thermodynamik des Wasser-Dampf-Kreislaufs ist in Abschn. 5.1 beschrieben worden. Hauptelemente sind der Kessel einschl. Überhitzer und Zwischenüberhitzer, die Turbine, der Kondensator sowie die Speisewasservorwärmer.

Die Dimensionierung des *Dampferzeugers* (*Kessel*) erfolgt auf Grund des Verdampfungsdrucks (p_1) und der benötigten Dampfmenge. Für letztere gilt als grober Richtwert ca. 3 t/h,MWe, die exakten Werte können aus den Prozessdaten (Mollier-Diagramm) und Wirkungsgrad η_e berechnet werden.

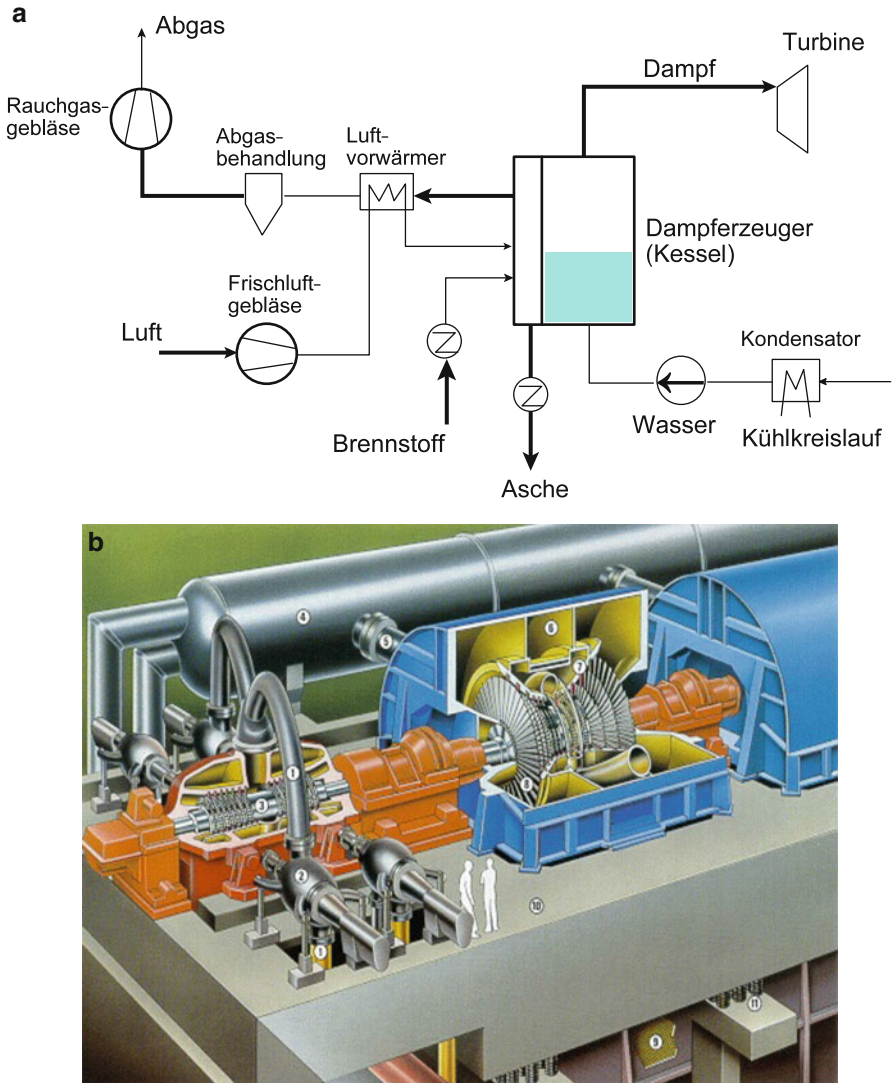


Abb. 5.19 **a** Hauptkreisläufe in einem fossil befeuerten Dampfkraftwerk (Prinzip) **b**. Dampfturbine: *1* Frischdampfleitung, *2* Abschluss- und Regelventil, *3* Hochdruck-Turbine, *4* Wasserabscheider/Zwischenüberhitzer, *5* Dampfleitung, *6* Niederdruck-Turbine, *7* Leitschaufeln, *8* Rotorschaufeln, *9* Kondensator, *10* Tragplatte, *11* Schwingungsdämpfer (Kraftwerken 2001)

Die *Dampfturbine* ist eine Strömungsmaschine, welche die Enthalpiedifferenz zwischen Eingangs und Ausgangsquerschnitt in mechanische Energie umwandelt.

Die Drehzahl ist 3000 oder 1500 U/min bei 50 Hz (3600 bzw. 1800 U/min bei 60 Hz), s. auch Bd. 1, Abschn. 6.1. Manchmal werden auch höhere Drehzahlen gewählt, wobei dann die Kopplung zum Generator über ein Getriebe erfolgt.

Im *Kondensator* wird dem aus der Turbine austretenden feuchten oder gesättigten Dampf die Kondensationswärme entzogen. Kondensationsdruck (p_2) und Temperatur sind über die Dampfdruckkurve aneinander gebunden. In modernen Kraftwerken werden meist Kondensationsdrücke von 0,04–0,1 bar gewählt (entsprechend Temperaturen von 29–46 °C). Die Wahl des Kondensationdruckes beeinflusst stark den Wirkungsgrad des Kreisprozesses, jedoch auch die Kosten des Kondensators.

Für Näheres zu Technologie und Auslegung von Dampferzeuger, Dampfturbine und Kondensator s. (Strauss 1998).

Die *Verluste* (s. auch Abschn. 3.2 und 5.1) setzen sich zusammen aus den Kessel und Kreislaufverlusten – η_K (Richtwert 0,88), den Verlusten des idealisierten Kreisprozesses η_{threv} (Richtwert je nach Ausführung 0,45–0,6), den Turbinenverlusten (Richtwert 0,85) und den Verlusten in Generator und Eigenbedarf η_e (Richtwert 0,94). Aus den angegebenen Richtwerten resultiert z. B. ein Kraftwerkswirkungsgrad von 31–42 %. Die Verlustwärme wird zum kleinen Teil mit dem Rauchgas, sowie verteilt an verschiedenen Stellen in der Anlage, an die Umgebung abgegeben, zum größten Teil wird sie als *Abwärme* an das Kühlwasser des *Kondensators* übertragen, welcher über den Kühlwasserkreis diese Wärme an die Umgebung abgibt.

5.5.3 Kühlwasserkreislauf

Es werden Frischwasserkühlung und Turmkühlung unterschieden. Das Prinzip der *Frischwasserkühlung* zeigt Abb. 5.20. Das Kühlwasser wird einem Fluss oder See entnommen, und das erwärmte Wasser wieder in das Gewässer zurückgeführt. Die notwendige Kühlwassermenge entspricht dem 50–70 fachen des Dampfgewichts, wenn eine Kühlwassererwärmung von ca. 10 °C zugelassen wird. Beispielsweise für ein 300 MW-Kraftwerk mit ca.900 t/h Dampf werden 54.000 m^3/h oder 15 m^3/s Kühlwasser benötigt. Da die Flusstemperatur aus ökologischen Gründen nur geringfügig ansteigen darf (der Sauerstoffgehalt sinkt mit zunehmender Temperatur), braucht es selbst für diese relativ kleinen Wassermengen große Flüsse (der Rhein bei Schaffhausen hat z. B. einen Durchsatz von rund 180 m^3/s). Deshalb wird meist, besonders wenn an einem Fluss mehrere Kraftwerke betrieben werden, auf die Turmkühlung ausgewichen. Die heute verwendete Standardlösung ist die Nassturmkühlung. Das Prinzip der *Nassturmkühlung* zeigen die Abb. 5.21a, b. Das aufgewärmte Wasser wird im Gegenstrom zu der im Kühlturm

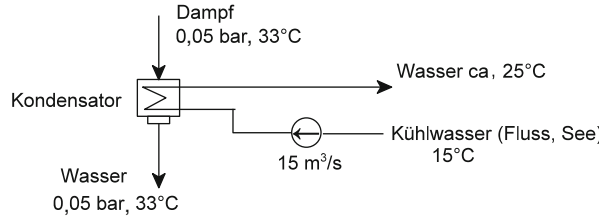


Abb. 5.20 Prinzip der Frischwasserkühlung. Mögliche Verhältnisse für 900 t/h Dampf

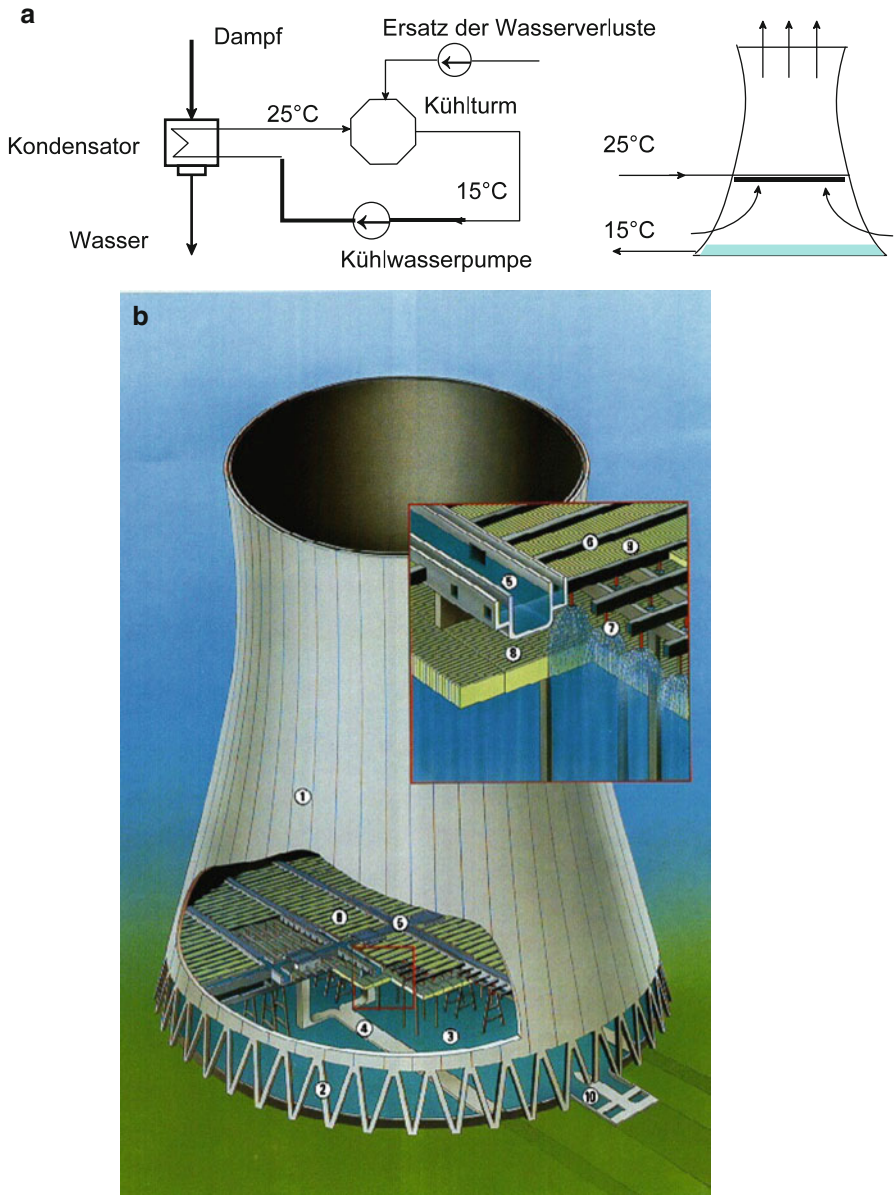


Abb. 5.21 **a** Prinzip des Nasskühlturmes. **b** Kühlturm: *1* Schale, *2* Stützen, *3* Becken, *4* Wasser-Zulaufleitungen (vom Kondensator), *5* Verteilkanäle, *6* Verteilrinnen, *7* Sprühdüsen mit Prallteller, *8* Rieselplatten, *9* Tropfenfänger, *10* Kühlwasseraustritt (zum Kondensator) (Kraftwerken 2001)

aufsteigenden Luft verrieselt und verdunstet zum Teil. Dadurch wird Wärme entzogen, und das abgekühlte Wasser kann rezykliert werden. Die Wasserverluste betragen lediglich 2–3 % der benötigten Kühlwassermenge. Der Luftstrom ergibt sich aus dem Naturzug und kann durch Ventilatoren verstärkt werden.

Störend sind die Dampfschwaden oberhalb des Turmes, vor allem für nahgelegene Siedlungen. Alternativen, die diesen Nachteil nicht aufweisen, sind Trocken oder Hybridkühltürme, die aber bei gleichen Dimensionen eine geringere Kühlleistung erbringen. Für Näheres über das Kühlsystem sowie die Berechnung und Leistung von Nass und Trockenkühltürmen s. (Bohn 1985; Kugeler und Phlippen 1993; Strauss 1998).

5.5.4 Blockregelung

Die von den Kraftwerksblöcken in das elektrische Verbundnetz eingespeiste Leistung muss der von den Verbrauchern entnommenen Leistung entsprechen.

Die Netzfrequenz fällt, wenn die Verbraucher mehr elektrische Leistung entnehmen als die Kraftwerke einspeisen, und steigt, wenn mehr Leistung eingespeist als entnommen wird. Durch die Regelung der Netzfrequenz wird ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch hergestellt. Dies erfolgt zum einen über die schnelle Primärfrequenzregelung, bei der die beteiligten Kraftwerke die Leistung proportional zur Abweichung von der Sollfrequenz steigern oder absenken, um die Netzfrequenz zu stützen. Der Lastverteiler gibt zum anderen für die einzelnen Kraftwerke Leistungssollwerte vor, so dass die Netzfrequenz wieder auf den gewünschten Sollwert gefahren wird (Sekundärfrequenzregelung).

Die Blockregelung eines Kraftwerkes regelt dabei den Leistungssollwert ein, der mit einer vorgegebenen Laständerungsgeschwindigkeit (MW/min) entsprechend des voraussichtlichen Leistungsbedarfs des Netzes variiert wird. Kurzfristige Änderungen der dem elektrischen Netz entnommenen Leistung werden durch die Primärfrequenzregelung ausgeregelt. Entsprechend der eingestellten Statik (MW/Hz) steigert bzw. senkt jedes an der Frequenzstütze beteiligte Kraftwerk die eingespeiste elektrische Leistung proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz. Näheres zu Primär und Sekundärfrequenzregelung ist in Bd. 1, Abschn. 6.5.2 und Kap. 11, zu finden.

Abb. 5.22 zeigt prinzipiell die *Energieumwandlung* in einem Dampfkraftwerk. Die aus der Primärenergie gewonnene thermische Energie im Wasserdampf muss in einem Gleichgewicht zur elektrischen Energie unter Berücksichtigung der Energieumwandlungsverluste stehen. Der Dampfdruck im Kesselfällt dabei, wenn mehr elektrische Leistung abgenommen wird, als mit dem eingespeisten Brennstoff erzeugt werden kann.

Die Blockregelung ist die übergeordnete Lastregelung, welche die Blockleistung entsprechend der Netzanforderungen regelt und dabei das Zusammenspiel zwischen Dampferzeuger und Turbosatz eines Kraftwerksblocks unter Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens des Kraftwerksblocks sowie der zulässigen Belastung der Kraftwerkskomponenten koordiniert.

Dabei kann die elektrische Leistung schnell mit den Stellventilen der Dampfturbine verändert werden, wohingegen Feuerung und Dampferzeugungträge sind. Weiterhin kann das Speicherverhalten des Kessels genutzt werden, um kurzzeitige Laständerungen der Turbine zu bedienen.

Je nach Auslegung der Anlage wird der Kesseldruck auf einen festen Sollwert (Festdruckregelung) oder auf einen variablen lastabhängigen Sollwert (Gleitdruck) eingestellt.

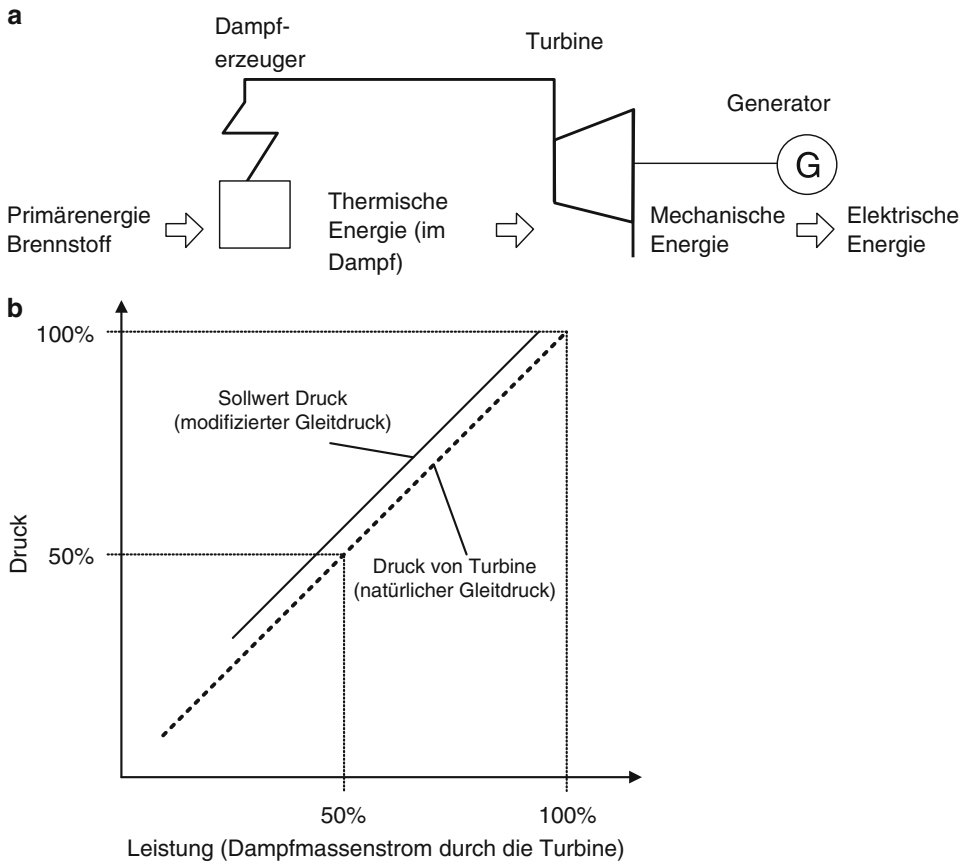


Abb. 5.22 (**a**) Energieumwandlung im Dampfkraftwerk. (**b**) Gleitdruck Diagram

Bei einer Kondensationsturbine stellen sich der Druck vor den Turbinenventilen und die Turbinenleistung ungefähr proportional zum Dampfmassenstrom ein. Wird die Dampfturbine mit voll geöffneten Ventilen betrieben („natürlicher" Gleitdruck), so stellt sich entsprechend des vom Kessel erzeugten Dampfmassenstroms der Druck vor der Turbine ein.

Im natürlichen Gleitdruckbetrieb kann die Turbinenleistung nicht durch Öffnen der Stellventile gesteigert werden. Eine Leistungsregelung der Turbine wird ermöglicht, indem mit Hilfe der Feuerung der Kesseldruck etwas oberhalb der von der durch die Turbinenauslegung bestimmten Gleitdruckkennlinie eingeregelt wird. Diese Betriebsweise wird modifizierter Gleitdruck genannt.

Prinzipiell können zwei *Blockregelungskonzepte* unterschieden werden (Klefenz 1991).

Im ersten Fall regelt die Dampfturbine die elektrische Leistung mit Hilfe der Stellventile, der Kessel regelt über die Feuerung den Dampfdruck, um das Gleichgewicht

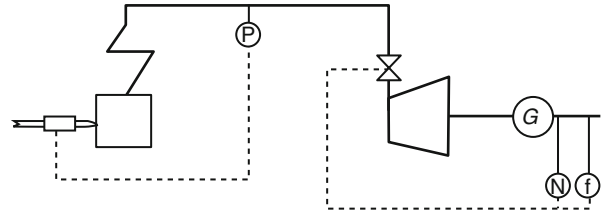


Abb. 5.23 Prinzip der Blockregelung: „Kessel folgt“

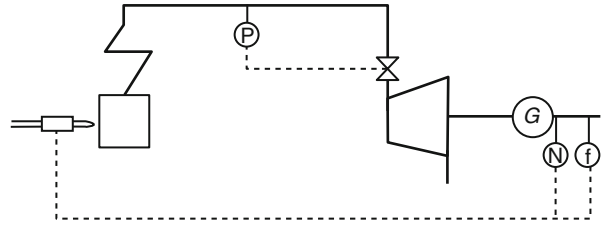


Abb. 5.24 Prinzip Blockregelung: „Turbine folgt“ oder Gleitdruckregelung

zwischen der elektrischen Leistung und der dazu entsprechenden Dampfproduktion herzustellen. Der Dampfdruck kann dabei als Festsollwert oder als variabler Sollwert für den modifizierten Gleitdruckbetrieb vorgegeben werden. Der Kessel „folgt“ der Turbinenleistung, wie in Abb. 5.23 schematisch dargestellt.

Diese Vorgehensweise erlaubt die Ausnutzung des Kesselspeichers, um schnelle Laständerungen zu realisieren. Kann jedoch der Kessel der gewünschten Lasterhöhung nicht folgen, so sinkt der Dampfdruck ab. Um eine unzulässige Druckabsenkung z. B. durch Störungen im Dampferzeuger zu vermeiden, greift bei Unterschreitung des minimalen Dampfdrucks eine zusätzliche Begrenzungsregelung auf die Stellventile der Dampfturbine.

Zur Verbesserung der Dynamik der Kesseldruckregelung werden Laständerungen als Vorsteuerung auf die Brennstoffregelung aufgeschaltet. Beim Betrieb im modifizierten Gleitdruck ist zu berücksichtigen, daß bei einer Laststeigerung zusätzlich der Kesseldruck gesteigert bzw. bei einer Lastabsenkung der Kesseldruck zunächst abgesenkt werden muss. Dieses Regelkonzept erlaubt eine schnelle und exakte Regelung der elektrischen Leistung und erfordert Aufwand, um eine ausreichend schnelle und gleichzeitig ruhige Brennstoffregelung zu erzielen.

Im zweiten Fall regelt der Kessel die elektrische Leistung, der Dampfdruck wird durch die Dampfturbine geregelt. Bei diesem Konzept folgt die Turbine den Laständerungen des Kessels, wie in Abb. 5.24 schematisch dargestellt.

Der Vorteil dieser Schaltung ist, dass die Regelung von sich aus stabil ist und auch Störungen im Kesselbereich automatisch beherrscht. Um schnelle Leistungsanforderungen bedienen zu können, können die Stellventile etwas angedrosselt gefahren werden (modifizierter Gleitdruck). Dadurch steigt der Dampfdruck im Kessel, und die

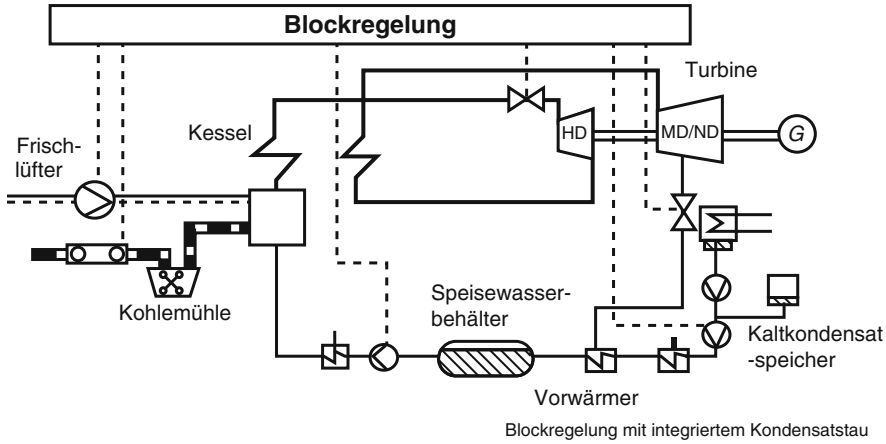


Abb. 5.25 Blockregelung mit integriertem Kondensatstau

eingespeicherte Energie kann dann zur kurzfristig Leistungserhöhung abgerufen werden, ehe die Dampfproduktion den geänderten Anforderungen angepasst wird.

Eine kurzzeitige Leistungssteigerung kann ebenfalls durch das *Kondensatstauverfahren* erzielt werden. Beim Kondensatstau wird die Dampfzufuhr zu den Niederdruckvorwärmern kurzzeitig reduziert, was eine Erhöhung der elektrischen Leistung der Dampfturbine zur Folge hat. Dabei wird entsprechend die Kondensatförderung zurückgefahren, um ein Absinken der Speisewasserbehältertemperatur zu vermeiden. Entsprechend der Kapazität des Speisewasserbehälters sowie des Kaltkondensatspeichers ist es damit möglich, nahezu rückwirkungsfrei für eine begrenzte Zeit die Leistung zu variieren, ehe die Dampfproduktion den geänderten Anforderungen angepasst ist.

Abb. 5.25 zeigt schematisch die wesentlichen Eingriffstellen einer Blockregelung mit integriertem Kondensatstauverfahren. Aus der geforderten Leistung wird der erforderliche Brennstoffmassenfluss ermittelt. Entsprechend des Brennstoffmassenflusses muss die Verbrennungsluft für eine vollständige Verbrennung sowie der Speisewassermassenfluss angepasst an die Dampfproduktion eingestellt werden. Schnelle dynamische Laständerungen werden durch die im Geradeausbetrieb leicht angedrosselten Turbinenstellventile und die Anzapfklappen für die Niederdruckvorwärmer erzielt, bis der Brennstoffmassenfluss wieder der elektrischen Leistung entspricht.

Neben Blockkraftwerken, die ausschließlich zur Erzeugung elektrischer Energie dienen, gibt es Kraftwerke, bei denen neben elektrischer Energie auch Prozesswärme bereitgestellt wird (s. Abschn. 5.4). Die Prozessdampf oder Prozesswärmeauskopplung kann je nach Anlagenkonfiguration als Störgröße in der Blockregelung für die elektrische Leistung berücksichtigt werden, so dass diese Kraftwerke sich an der Primär und Sekundärreglung des elektrischen Netzes beteiligen können. Bei vielen Industriekraftwerken tritt jedoch der Fall auf, bei dem die ausgekoppelte Prozesswärme die eigentliche Hauptregelaufgabe ist, und die elektrische Leistung sich entsprechend der geforderten Prozesswärme einstellt.

5.5.5 *Dynamik*

Angesichts des Variantenreichtums und der Komplexität der Dampfkraftanlagen wird nur das prinzipielle Verhalten mit Bezug auf das Referenzschema in Abb. 5.26 beschrieben. Obwohl in einer Dampfturbine mehrere miteinander koordinierte Ventile aktiv sein können, sei vereinfachend ein einziges äquivalentes Regelventil zwischen Überhitzer und HD-Turbine angenommen. Die für die Umwandlung verfügbare thermische Leistung am Überhitzerausgang E ist von $P_E = m'_E \cdot \Delta h$ gegeben, worin m'_E den Massenstrom und Δh den verfügbaren Enthalpiesprung darstellen. Wird davon ausgegangen, dass die unterlagerten Regelkreise imstande sind, die Temperatur T_E konstant zu halten, ist der Enthalpiesprung ebenfalls konstant und somit die Leistung proportional zum Massenstrom. Dieser ist seinerseits proportional zum Öffnungsgrad a des Ventils, das vom primären Drehzahlregler gesteuert wird (Kap. 11).

Verzögerungen des Massenstromes treten durch die Volumina der Dampfkraft-anlage auf. Betrachten wir das Volumen V zwischen zwei Querschnitten 1 und 2, gilt

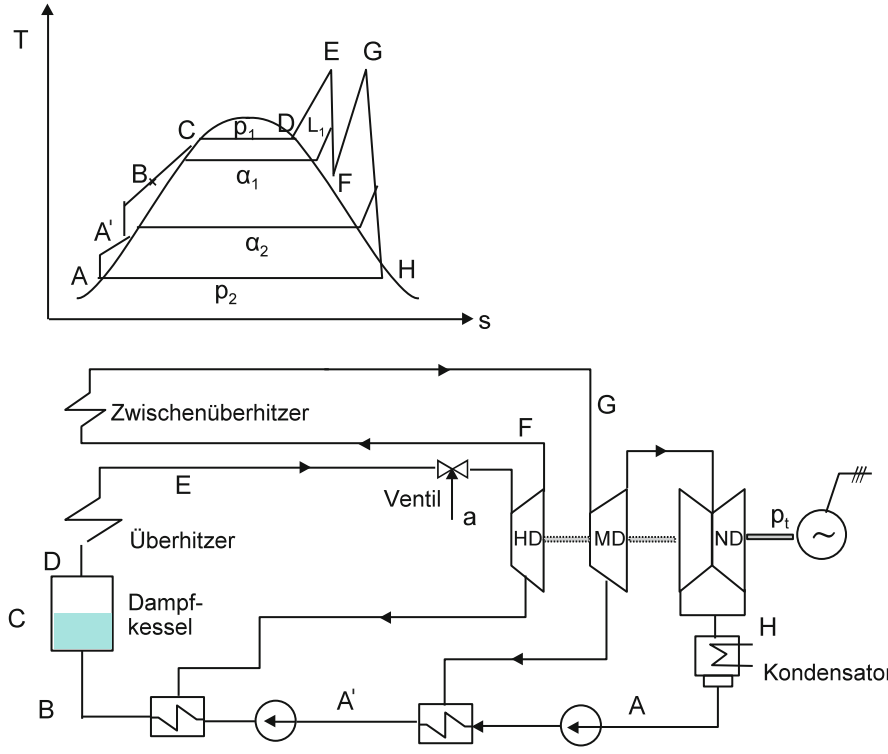


Abb. 5.26 Prinzipschaltbild eines Dampfkraftwerks mit dreistufiger Turbine, Zwischenüberhitzung und Regenerativvorwärmung

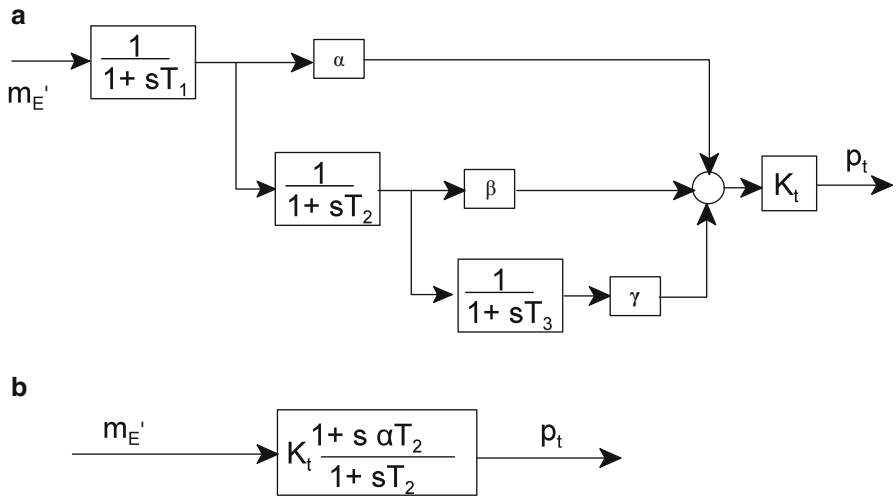


Abb. 5.27 Übertragungsfunktion der Dampfturbinenanlage (**a**) Allgemeines Schema dritter Ordnung, (**b**) Näherung erster Ordnung

$$m_1' - m_2' = V\frac{d\rho}{dt} = V\frac{\partial\rho}{dp}\frac{dp}{dt} = V\frac{\partial\rho}{\partial p}\frac{1}{K}\frac{dm_2'}{dt} = T\frac{dm_2'}{dt}, \tag{5.28}$$

worin ρ die Massendichte darstellt. Wird ferner angenommen, der Ausgangsmassenstrom sei proportional zum Druck, folgt der Massenstrom m'_2 dem Massenstrom m'_1 mit der ZeitkonstantenT, welche die Trägheit der Dampfmasse charakterisiert. In der betrachteten Anlage wird die größte Verzögerung vom *Zwischenüberhitzer* verursacht, dessen Zeitkonstante T_2 die Größenordnung 10 s aufweist. Weitere Verzögerungen erster Ordnung sind zwischen Ventil und HD-Turbine (Richtwert $T_1 = 0{,}3$ s) sowie zwischen MD- und ND-Turbine (Richtwert $T_3 = 0{,}5$ s) einzuführen.

Die Beziehung zwischen der mechanischen p. u. Leistung p_t und dem p. u. Massenstrom m'_E kann durch Blockschaltbild Abb. 5.27a beschrieben werden. Die Koeffizienten α, β, γ berücksichtigen die Anteile der drei Turbinenstufen an der Gesamtleistung (womit $\alpha + \beta + \gamma = 1$). Stationäre Leistungsverluste können durch die Konstante K_t berücksichtigt werden. Abb. 5.27a führt zu einer Übertragungsfunktion dritter Ordnung. Aus den genannten Richtwerten geht hervor, dass die Leistungen der MD- und ND-Turbine wegen der Zwischenüberhitzung wesentlich träger reagieren als die der HD-Turbine. Angesichts des Größenunterschieds zwischen den drei Zeitkonstanten kann in erster Näherung $T_1 \approx 0$ oder $T_1 \approx T_3 \approx 0$ gesetzt und die Turbinenanlage durch eine Übertragungsfunktion zweiter oder gar erster Ordnung, wie in Abb. 5.27b angenähert, dargestellt werden.

Zwischen Massenstrom in der HD-Turbine, Frischdampfdruck p_E und Öffnungsgrad a des Ventils besteht die p. u. Beziehung

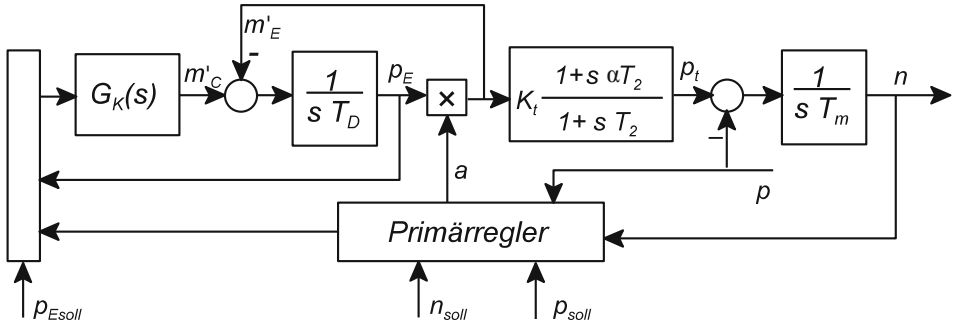


Abb. 5.28 Dynamisches Blockschaltbild des Dampfkraftwerks p_E Frischdampfdruck, p_t Turbinenleistung, p elektrische Leistung

$$m'_E = p_E \cdot a. \tag{5.29}$$

Eine Zunahme des Ventilquerschnitts $\triangle a$ führt unmittelbar zu einer Zunahme des Massenstroms und somit zu einer verzögerten Erhöhung der Turbinenleistung entsprechend Abb. 5.27. Die Änderung des Massenstroms verursacht andererseits eine Dichte und somit auch eine Druckabnahme im Dampferzeuger, die durch die Kesselregelung kompensiert werden muss. Diese Druckabnahme kann durch die p. u. Gleichung

$$T_D \frac{dp_E}{dt} = m'_C - m'_E \tag{5.30}$$

beschrieben werden, worin m'_C den im Dampfkessel erzeugten Massenstrom darstellt. Die Zeitkonstante T_D kann je nach Kesselart zwischen mehreren 10 s und einigen 100 s liegen. Die *Kesselregelung*, die den Massenstrom m'_C steuert, umfasst mehrere Regelkreise, welche Brennstoff, Frischluft und Speisewasserzufuhr kontrollieren. Sie kann z. B. die Aufgabe haben, den Frischdampfdruck auf dem gewünschten Sollwert zu halten; in diesem Fall wird von *Festdruckregelung* gesprochen. Bei der *Gleitdruckregelung* wird sie hingegen direkt von der Drehzahl oder Leistung kontrolliert (s. Abschn. 5.5.4).

Abb. 5.28 gibt ein Dynamikschema des Dampfkraftwerks, worin die Turbine durch ein System erster Ordnung (Abb. 5.27b) und der Kessel durch die Über tragungsfunktion G_k (s) dargestellt werden; letztere umfasst sowohl die durch die Wärmeentbindung verursachten Verzögerungen als auch die Übertragungsfunktion des Kesselreglers (oft ein PI-Regler).

5.6 Kernkraftwerke

Kernkraftwerke sind im Wesentlichen (in der heutigen Ausführung) Dampfturbinenkraftwerke, die mit nuklearem statt fossilem Brennstoff betrieben werden. An Stelle der Feuerung tritt der *Reaktor*. Zwischen Reaktor und Turbine kann ein zusätzlicher Kühlkreis geschaltet werden (s. Abschn. 3.4 und Abb. 5.32a).

Es wird unterschieden zwischen

- *Primäranlage*: Reaktor + evtl. zusätzlicher Kühlkreis und
- *Sekundäranlage*: übrige konventionelle Elemente des Dampfkreislaufs (für welche im Wesentlichen die Ausführungen von Abschn. 5.5 gelten).

5.6.1 Energiegewinnung durch Kernspaltung

Kernenergie kann auf zwei Arten freiwerden (s. dazu auch Anhang II):

- Durch Fusion von leichten Atomkernen, d. h. von den Wasserstoffisotopen Deuterium und Tritium zu Helium. Die industrielle Anwendung steht noch in weiter Ferne (Näheres in Kap. 9).
- Durch Spaltung von schweren Atomkernen, wie Uran, Thorium und Plutonium zu mittelschweren Kernen. Die gegenwärtige industrielle Gewinnung von Kernenergie beruht auf der *Spaltungsreaktion von Uran*. Thorium kann in Hochtemperaturreaktoren verwendet werden. Plutonium entsteht als Nebenprodukt der Uranspaltung. Für den Einsatz in schnellen Brutreaktoren muss es zuerst erbrütet werden (Abschn. 5.6.2).

5.6.1.1 Uranspaltung

Uran besteht zu 99,3 % aus dem Isotop U_{238} (238 Nukleonen, wovon 92 Protonen und 146 Neutronen) und zu ca. 0,7 % aus U_{235} (mit nur 143 Neutronen), ferner aus geringen Mengen U_{234}. Nur U_{235} lässt sich spalten und zwar von langsamen (*thermischen*) Neutronen. Die entsprechende Reaktion wird etwas vereinfacht in Abb. 5.29 beschrieben: bei der Spaltung entstehen zwei mittelschwere Kerne (z. B. $Ba_{137} + Kr_{97}$), die eine höhere

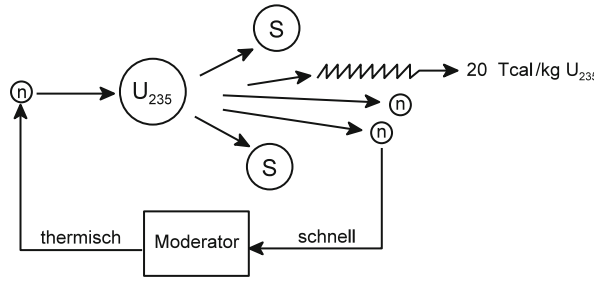


Abb. 5.29 Uranspaltung: *n* Neutronen, *S* Spaltprodukte

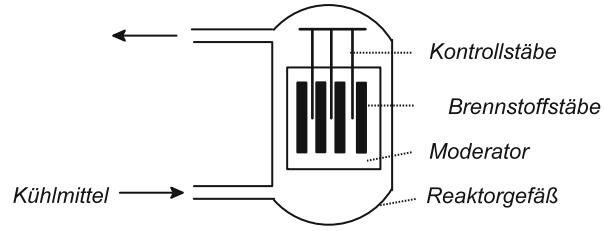


Abb. 5.30 Prinzipieller Aufbau des thermischen Reaktors

Bindungsenergie aufweisen und somit stabil sind, und es werden rund 200 MeV freigesetzt. Die Spaltung von 1 kg U_{235} ergibt so die Energiemenge

$$20\frac{\text{Tcal}}{\text{kg}} \approx 24\frac{\text{GWh}}{\text{kg}} = 1000\frac{\text{MWd}}{\text{kg}} \tag{5.31}$$

(MWd = Megawatttage). Aus der Spaltung des U_{235}-Atoms werden außerdem durchschnittlich 2–3 Neutronen frei, die eine hohe kinetische Energie aufweisen (*schnelle* Neutronen). Teils werden diese Neutronen absorbiert und teils stehen sie für weitere Spaltungen als sog. *Spaltneutronen* zur Verfügung. Bleibt durchschnittlich mehr als 1 Spaltneutron übrig, nimmt die Anzahl Spaltungen lawinenartig zu, d. h. es entsteht eine *Kettenreaktion* mit exponentiell ansteigender Wärmeleistung. Mit weniger als durchschnittlich 1 Spaltneutron flaut die Reaktion ab. Bei der *kontrollierten Reaktion* wird dafür gesorgt, dass gerade 1 Spaltneutron die Reaktion aufrechterhält (Abb. 5.29). Der Reaktor ist dann *kritisch*, die Leistung ist konstant.

Damit das Spaltneutron jedoch die Reaktion aufrechterhalten kann, müssen weitere Bedingungen erfüllt sein. Schnelle Neutronen mit kinetischen Energien im Bereich 1 eV bis MeV führen viel weniger oft zu einer Spaltung von U_{235} als thermische Neutronen mit Energien unter 0,1 eV. Außerdem werden schnelle Neutronen leichter von U_{238} -Atomen eingefangen. Dies hat zur Folge, dass z. B. in Natururan, das viel U_{238} und wenig U_{235} enthält, die Reaktion sofort abbricht. Die Reaktion kann nur dann aufrechterhalten werden, wenn mit Hilfe eines *Moderators* die Geschwindigkeit der Neutronen auf thermische Werte herabgesetzt wird. Stoffe, die Neutronen stark bremsen ohne sie einzufangen, sind H_2O und am besten D_2O (schweres Wasser) und Graphit. Nähere Informationen zur Uranspaltung sind in Anhang II.6 zu finden.

Diese physikalischen Gegebenheiten führen zum prinzipiellen Aufbau des *thermischen Reaktors* gemäß Abb. 5.30. Die eine Uranverbindung (UO_2) enthaltenden *Brennstoffstäbe* sind vom Moderator umgeben. Mit den *Kontrollstäben*, die aus einem neutronenabsorbierenden Material (z. B. Bor) bestehen und mehr oder weniger tief in den Reaktor gesenkt werden können, kann der kritische Zustand der Reaktion gewährleistet, d. h. die Leistung des Reaktors reguliert werden. Als *Kühlmittel* für den Wegtransport der entstehenden Wärme werden Flüssigkeiten oder Gase verwendet (H_2O, D_2O, CO_2, He).

5.6.1.2 Konversionsvorgänge

Bei jeder Spaltreaktion von U_{235}-Kernen werden durchschnittlich etwas mehr als 2 Neutronen erzeugt. Eins davon wird für die Aufrechterhaltung der Reaktion benötigt. Die übrigen Neutronen werden von Moderator, Kontrollstäben und Brennstoff (ohne Spaltung) absorbiert oder entweichen aus dem Reaktorkern. Die von U_{238} absorbierten Neutronen können in wenigen Fällen zur schnellen Spaltung von U_{238} führen (das also in geringem Masse ebenfalls zur Energie und Neutronenproduktion beiträgt), werden aber in erster Linie angelagert. Das entstandene U_{239} wandelt sich, wie von Abb. 5.31 veranschaulicht, mit einer Halbwertszeit von 23 min durch Elektronenemission zu Neptunium 239 (Ordnungszahl 93). Dieses instabile Element zerfällt mit einer Halbwertszeit von 2,3 Tagen zum langlebigen Isotop *Plutonium* Pu_{239}, das mit ähnlichen Eigenschaften wie U_{235} spaltbar ist (s. Anhang II.5) und zur Energieproduktion beiträgt. Beide Reaktionen entsprechen dem Schema $n \rightarrow p^+ + e^-$ (Beta-Strahlung).

Als *Konversionsfaktor* wird das Verhältnis von neugebildeten Pu_{239}-Kernen zu verbrauchten U_{238}-Kernen bezeichnet. Je nach Reaktortyp kann er verschiedene Werte annehmen, ist jedoch in *thermischen Reaktoren* (Reaktoren, in welchen die Spaltung durch thermische Neutronen erfolgt) immer klein. Durch die Konversionsvorgänge wird die Ausnutzung des Natururans nur leicht verbessert.

Die Konversion von U_{238} kann auch von Pu_{239} statt von U_{235} ausgelöst werden. Dann wird ausgehend von Pu, aus U_{238} neues *Pu* gebildet. Werden Konversionsfaktoren > 1

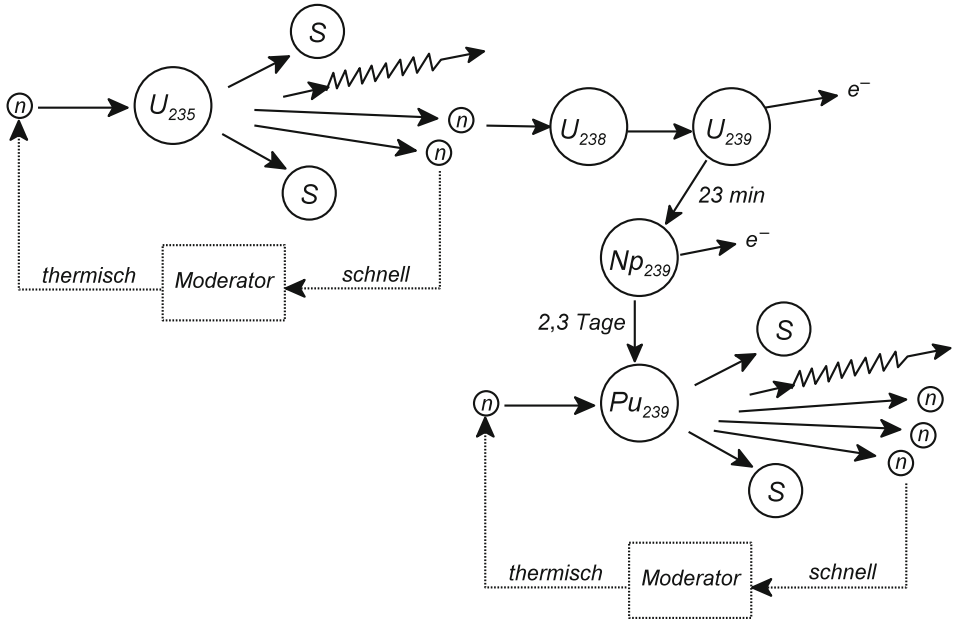


Abb. 5.31 Konversionsreaktion

erreicht, wird nicht mehr von Konversion gesprochen, sondern von *Brüten* und von *Brutfaktor* (s. Brutreaktor, Abschn. 5.6.5.4).

5.6.2 Reaktorkonzepte

Die bis heute gebauten Reaktoren werden nach dem *verwendeten Moderator* klassifiziert:

- Leichtwasserreaktoren,
- Schwerwasserreaktoren,
- Graphitmoderierte Reaktoren,
- Schnelle Brutreaktoren (ohne Moderator).

Der weitaus größte Teil der weltweit eingesetzten Reaktoren sind *Leichtwasserreaktoren*, die eine große energiewirtschaftliche Bedeutung erlangt haben. Die einzelnen Reaktortypen werden im Folgenden summarisch beschrieben, für Näheres s. die einschlägige umfangreiche Fachliteratur.

5.6.2.1 Leichtwasserreaktoren *(PWR, BWR, EPR)*

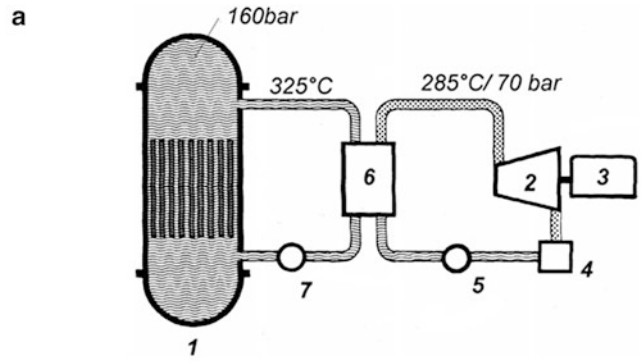
Normales (leichtes) Wasser ist zwar ein guter, jedoch kein hervorragender Moderator. Mit Natururan als Brennstoff (enthält nur 0,7 % U_{235}) kann deshalb der kritische Zustand der Reaktion nicht erreicht werden. Dazu wird *angereichertes Uran* benötigt mit einem *Anreicherungsgrad* (Gehalt an U_{235}) von meist 3–3,5 %. Zur Anreicherung wird das als UO_2 verfügbare Natururan zunächst in das gasförmige Uranhexafluorid UF_6 umgewandelt. Dieses wird dann durch Zentrifugation, bei Ausnutzung des Gewichtsunterschieds zwischen U_{235} und U_{238}, in angereicherte und abgereicherte Komponente getrennt.

Ein großer Vorteil der Leichtwasserreaktoren ist, dass Moderator und Kühlmittel identisch sind, nämlich H_2O. Der Aufbau wird damit sehr einfach, und das Problem des Wärmetransports lässt sich verhältnismäßig leicht lösen.

Die erreichbare Dampfeintrittstemperatur der Turbinen ist für alle Leichtwasserreaktoren deutlich kleiner als bei fossil gefeuerten Anlagen. Dementsprechend liegt der erreichbare Kraftwerkswirkungsgrad in der Regel tiefer, ca. bei 33 %.

Leichtwasserreaktoren werden als Druckwasser- (PWR, Pressure Water Reactor) und Siedewasserreaktoren (BWR, Boiling Water Reactor) gebaut. Beim Druckwasserreaktor wird die Wärme durch das unter Druck stehende *Primär-Kühlwasser* zu einem *separaten* Dampferzeuger geführt. Den prinzipiellen, etwas vereinfachten Aufbau des Kraftwerks mit typischen Dampfdaten zeigt die Abb. 5.32a. Der detaillierte Aufbau eines Druckwasserreaktor-Kraftwerks ist in Abb. 5.32b dargestellt.

Der Druckwasserreaktor erlebt gegenwärtig einen Aufschwung als EPR (European Pressurised Reactor, französisch-deutsch finanziert). Ein erster Reaktor dieses Typs ist in Finnland im Bau (Leistung 1600 MW) ein zweiter in Frankreich (Abb. 5.32c). Diese Reaktoren der sogenannten 3. *Generation* haben deutlich bessere Eigenschaften bezüglich Sicherheit. Auch der Wirkungsgrad soll besser sein und bei 36 % liegen.



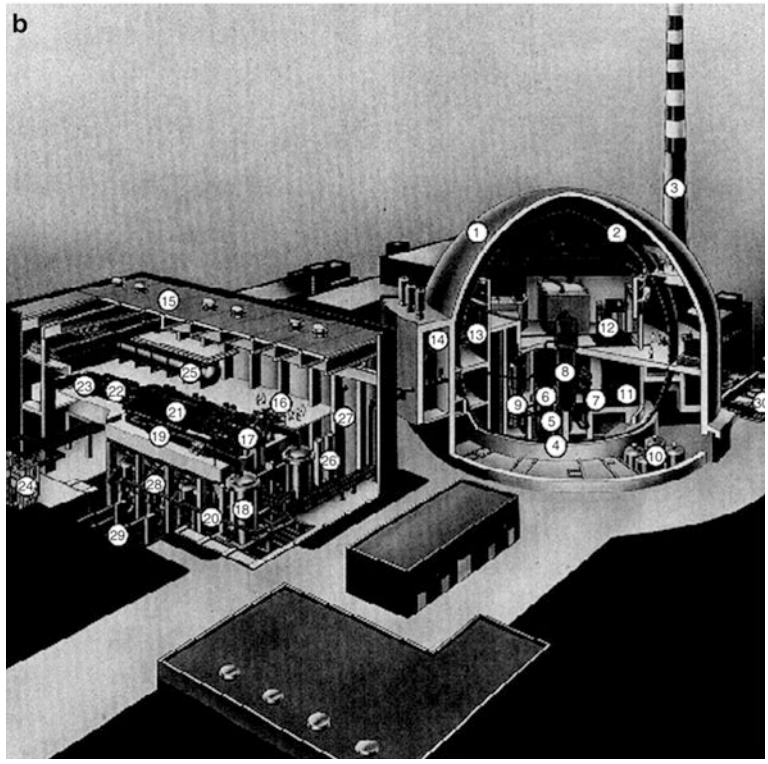


Abb. 5.32 **a** Prinzip des Druckwasserreaktors und typische Dampf- und Druckwasserdaten *1* Reaktor, *2* Dampfturbine, *3* Generator, *4* Kondensator, *5* Kondensatpumpe, *6* Dampferzeuger, *7* Kühlmittelpumpe. **b** Druckwasserreaktor-Kraftwerk: *1* Reaktorgebäude, *2* Sicherheitsbehälter (Stahlhülle), *3* Abluftkamin, *4* Reaktordruckgefäß, *5* Brennelemente, *6* Steuerstäbe, *7* Hauptkühlmittelpumpe, *8* Dampferzeuger, *9* Druckhalter, *10* Flutbehälter, *11* Brennelement-Lagerbecken, *12* Brennelement-Lademaschine, *13* Frischdampfleitung, *14* Sicherheitsventile, *15* Maschinenhaus, *16* Schnellschluss- und Regelventile, *17* Hochdruckturbine, *18* Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer, *19* Dampfleitung, *20* Dampfumleitungssystem, *21* Niederdruckturbine, *22* Generator, *23* Erreger, *24* Transformator, *25* Speisewasserbehälter, *26* Vorwärmer, *27* Speisewasserleitung, *28* Kondensator, *29* Kühlwasserleitung (Kühlkreislauf), *30* Zwischenlager für radioaktive Abfälle (unterirdisch) (Kraftwerken 2001). **c** Schema des im Bau befindlichen EPR-Kraftwerks in Finnland (Areva); Reaktor, *2* Reaktorkühlpumpen, *3* Dampfkessel, *4* Zwischenüberhitzer, *5* Turbine, *6* Generator, *7* Schaltanlage, *8* Kondensator, *9* Wasservorwärmer, *10* Kondensatpumpe, Kühlwasserkreislauf, *12* Kühlwasserpumpen, *13* Kühlwassersystem, *14* Kühlturm

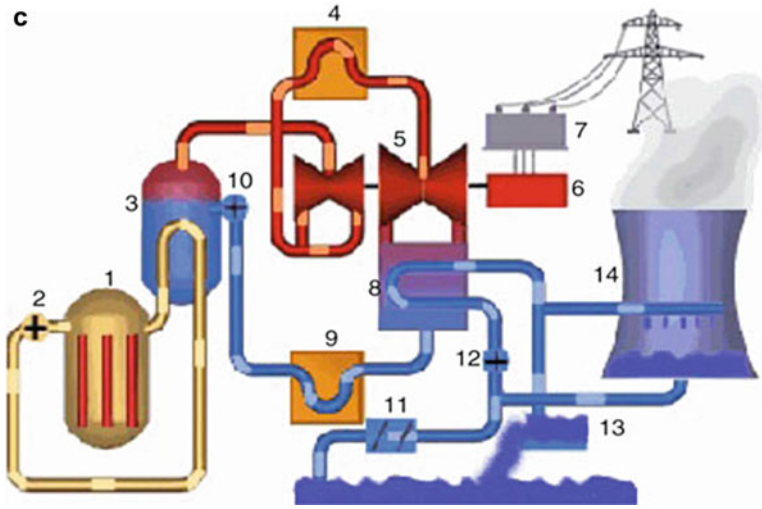


Abb. 5.32 (Fortsetzung)

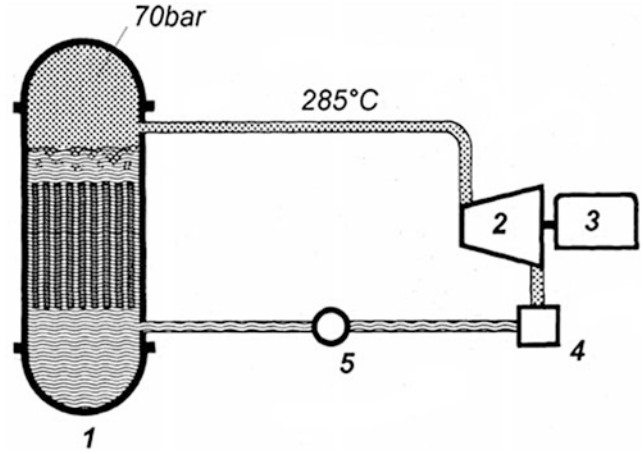


Abb. 5.33 Prinzip des Siedewasserreaktors und typische Dampfdaten *1* Reaktor, *2* Dampfturbine, *3* Generator, *4* Kondensator, *5* Kondensatpumpe

Beim *Siedewasserreaktor* geschieht die Dampfproduktion im Reaktor selbst. Der Aufbau des Kraftwerks und typische Dampfdaten sind in Abb. 5.33 dargestellt.

5.6.2.2 Schwerwasserreaktor (SWR)

Im Schwerwasserreaktor wird D_2O (Schwerwasser) statt normales Wasser für Moderation und Kühlung verwendet. Die Brennelemente befinden sich in Druckröhren, die einzeln gekühlt werden. Das aufgewärmte Schwerwasser transportiert die Wärme zum Dampferzeuger (wie im Druckwasserreaktor Abb. 5.32). Da schweres Wasser ein ausgezeichneter Moderator ist, kann als Brennstoff *Natururan* verwendet werden, was den Hauptvorteil dieses Reaktortyps ausmacht (keine Anreicherung notwendig). SWR wurden in Kanada zur industriellen Reife entwickelt und werden dort und in Indien eingesetzt. Der erreichbare Kraftwerkswirkungsgrad liegt bei 32 %.

5.6.2.3 Graphitmoderierte Reaktoren

Verschiedene Typen graphitmoderierter Reaktoren sind im Laufe der Zeit entwickelt und eingesetzt worden.

Im RBMK-Reaktor, der in der ehemaligen UdSSR entwickelt wurde und in den Nachfolgeländern noch betrieben wird, befinden sich die Brennelementen ebenfalls in Druckröhren, in denen H_2O fließt (Kühlmittel). Die Druckröhren sind in einem Graphitblock untergebracht. Als Moderator wirken H_2O und vor allem *Graphit*. Die erreichbaren Dampftemperaturen sind vergleichbar mit denjenigen der Leicht- und Schwerwasserreaktoren. Nach dem Unfall in *Tschernobyl* ist der Ausbau dieser Reaktorlinie eingestellt worden.

Im *AGR-Reaktor* (advanced gas cooled reactor), der in Großbritannien entwickelt und weiter eingesetzt wird, befinden sich die Brennelemente mit Stahlhülle direkt im Graphit. Gekühlt wird mit CO_2. Die eingesetzten Werkstoffe erlauben es, Temperaturen von 550° zu erreichen und somit Dampfprozesse mit Überhitzung zu realisieren. Damit steigt der Kraftwerkswirkungsgrad auf rund 40 %.

Da Graphit ein besserer Moderator ist als Leichtwasser, werden in beiden Reaktortypen (RBMK und AGR) Brenstoffelemente mit einer etwas kleineren Anreicherung von ca. 2 % eingesetzt.

Im *Hochtemperaturreaktor* (HTR) werden als Brennstoffhüllmaterial Graphit und Silizium verwendet und als Kühlmittel Helium eingesetzt (Kernforschungsanlage Jülich, Deutschland, 70er-Jahre). Damit lassen sich Kühlmitteltemperaturen von 700–950 C erreichen, die den Betrieb sowohl von Dampfkreisläufen mit Überhitzung als auch von Gasturbinen bzw. Kombianlagen ermöglichen. Dementsprechend können die Kraftwerkswirkungsgrade 40–48 % erreichen (Krebs und Schneider 2000). Der Brennstoff muss eine relativ hohe Anreicherung von > 8 % aufweisen. Trotz der großen Vorteile dieser Reaktorlinie, auch was die *passive Sicherheit* (inhärente Betriebssicherheit) betrifft, ist die Entwicklung zur industriellen Reife in Deutschland zur Zeit blockiert. Die Entwicklung dieser Reaktorlinie, welche zu den *Reaktoren der sogenannten 4. Generation* gehört, wird vor allem in China, Japan und Südafrika weiterverfolgt. Sie erlaubt auch Thorium (auf der Erde etwa drei mal häufiger als Uran vorhanden) als Brennstoff zu verwenden.

5.6.2.4 Schnelle Brutreaktoren

Beim schnellen Brutreaktor steht der von Abb. 5.31 beschriebene Konversionsprozess mit einem Konversionsfaktor > 1 (Brutfaktor) im Mittelpunkt. Er wird allerdings nicht von thermischen, sondern von *schnellen Neutronen* ausgelöst, weshalb ein Moderator nicht notwendig ist. Da schnelle Neutronen jedoch weniger Spaltneutronen als thermische produzieren, ist eine relativ hohe Anreicherung notwendig. Plutonium verhält sich in dieser Hinsicht wesentlich besser als Uran, weshalb der Reaktorkern typischerweise aus einer inneren *Spaltzone* mit 80 % Natururan und 20 % *Pu* sowie einer äußeren *Brutzone* mit U_{238} besteht. Als Kühlmittel wird flüssiges Natrium eingesetzt auf Grund seiner nichtmoderierenden Eigenschaften.

Das Interesse der Brutreaktoren liegt in der weit besseren Ausnutzung des Urans, die in thermischen Reaktoren bei ca. 1 % liegt, während in Brutreaktoren auf das 30 bis 50-fache gesteigert werden kann. Sie könnte deshalb das Problem der begrenzten Uranreserven lösen. Die Entwicklung stagniert als Folge der mit dieser Reaktorlinie verbundenen Risiken und damit fehlenden Akzeptanz (s. dazu auch Abschn. 5.6.5).

5.6.3 Dampfkreisprozess und Regelung

Das Kernkraftwerk unterscheidet sich vom normalen fossilen Dampfkraftwerk lediglich dadurch, dass der Reaktor an Stelle der Feuerung bzw. des Kessels tritt. Der Dampfkreisprozess von Leichtwasserreaktoren ist gekennzeichnet durch schwache Überhitzung und Zwischenüberhitzung auf Temperaturen, die nur wenig die Ver dampfungstemperatur überschreiten. Dementsprechend ist, wie bereits erwähnt, der Wirkungsgrad kleiner als jener fossilgefeuerter Anlagen. Die Zwischenüberhitzung ist in erster Linie dazu da, die Dampfnässe in den Turbinen zu verhindern.

Kernkraftwerke werden als Grundlastkraftwerke eingesetzt, fahren also mit konstanter Leistung und nehmen an der Frequenz-Leistungsregelung des Netzes (s. Band 3, Kap. 2) nicht Teil. Grundsätzlich gilt für die Dynamik des Kernkraftwerks das Blockschaltbild Abb. 5.28, wobei an Stelle der Kesselregelung die Reaktorregelung tritt. Für Näheres über Reaktordynamik und Reaktorregelung s.z. B. (Klefenz 1991; Schultz und Marxen 1965).

5.6.4 Reaktorsicherheit und Brennstoffkreislauf

Die bei der Kernspaltung entstehende Strahlung und die radioaktiven Spaltprodukte müssen von der Umwelt ferngehalten werden, wofür entsprechende Sicherheits- und Entsorgungskonzepte aufzustellen sind. Dies betrifft das Kernkraftwerk selber und alle am Brennstoffkreislauf beteiligten Anlagen (NAGRA 1992).

5.6.4.1 Reaktorsicherheit

Die Primäranlage, welche Reaktor und primären Kühlkreislauf umfasst, wird aus Sicherheitsgründen in einem separaten, oft kugelförmigen Gebäude untergebracht. Die im Reaktor entstehenden Spaltprodukte werden durch ein gestaffeltes *Barrieren-system* von der Umwelt ferngehalten. Eine erste Barriere bilden die druckfesten und gasdichten Hüllen der Brennelemente. Eine zweite Barriere stellt die ebenfallsdruckfeste Stahlhülle des Reaktors bzw. Primärsystems dar. Schließlich befinden sich die Reaktoranlagen im bereits erwähnten aus Stahl und Beton gefertigten Reaktorschutzgebäude, welches die dritte Barriere bildet. Durch dieses dreifache Barrieren-system soll der Schutz gegen innere und äußere Einwirkungen gewährleistet werden. Als äußere Einwirkungen sind Flugzeugabstürze und Erdbeben zu erwähnen. Als innere Einwirkung ist neben im Betrieb entstehender radioaktiver Strahlung, die absorbiert werden muss, auch der bei Störfällen auftretende Druckanstieg bzw. Wärmestau zu erwähnen, der bei Versagen der mehrfachen Regel- und Abschaltein-richtungen schlimmstenfalls bis zur Kernschmelze führen kann. Im Normalbetrieb oder auch bei Störungen wird der Austritt von kontaminierter Luft bzw. Wasser durch entsprechende *Filteranlagen* verhindert.

5.6.4.2 Brennstoffkreislauf und Entsorgung

In Abb. 5.34a sind die mit der Versorgung und Entsorgung von Brennstoff verbundenen Arbeitsschritte schematisch dargestellt.

Die *Versorgung* umfasst den Abbau von Uranerz, die Natururangewinnung und schließlich die für den Betrieb von Leichtwasserreaktoren notwendige Urananreicherung mit anschl. Brennstoffherstellung.

Nach der Nutzung im KKW werden die abgebrannten Brennelemente zunächst für ca. 1 Jahr im Reaktorgebäude in Wasser *zwischengelagert* und gekühlt, bis die Nachwärme abgeklungen ist, und anschl. der Wiederaufbereitung zugeführt oder für die Endlagerung vorbereitet.

Ist keine Wiederaufbereitung vorgesehen, werden die abgebrannten Brennelemente zentral für längere Zeit zwischengelagert und schließlich *konditioniert*. Die Konditionierung umfasst die Verglasung und den Einschluss der Abfälle in Stahlbehälter. Als Endlagerstätten sind dichte und für Gase und Flüssigkeiten undurchlässige Kavernen vorgesehen (z. B. Salzstöcke).

Bei der Wiederaufbereitung wird wiederverwendbares Material, wie Uran und Plutonium getrennt und wieder der Anreicherung bzw. Brennstoffherstellung zugeführt. Nichtverwendbare Abfälle werden konditioniert und endgelagert.

Schwach und mittelaktive Abfälle aus dem Kraftwerkbetrieb werden zusammen mit jenen aus Medizin, Forschung und Industrie ebenfalls konditioniert (mit anderen Verfahren) und schließlich in dazu geeigneten Endlagern untergebracht.

Die Wiederaufbereitung hat den Vorteil, dass weniger Natururan benötigt wird, und erlaubt die Verwertung des Plutoniums, was die Menge der hochradioaktiven Abfälle (ca. um den Faktor 5) reduziert. Andererseits erhöht sich aber die Menge der schwach und mittelaktiven Abfälle durch den Wiederaufbereitungsvorgang erheblich.

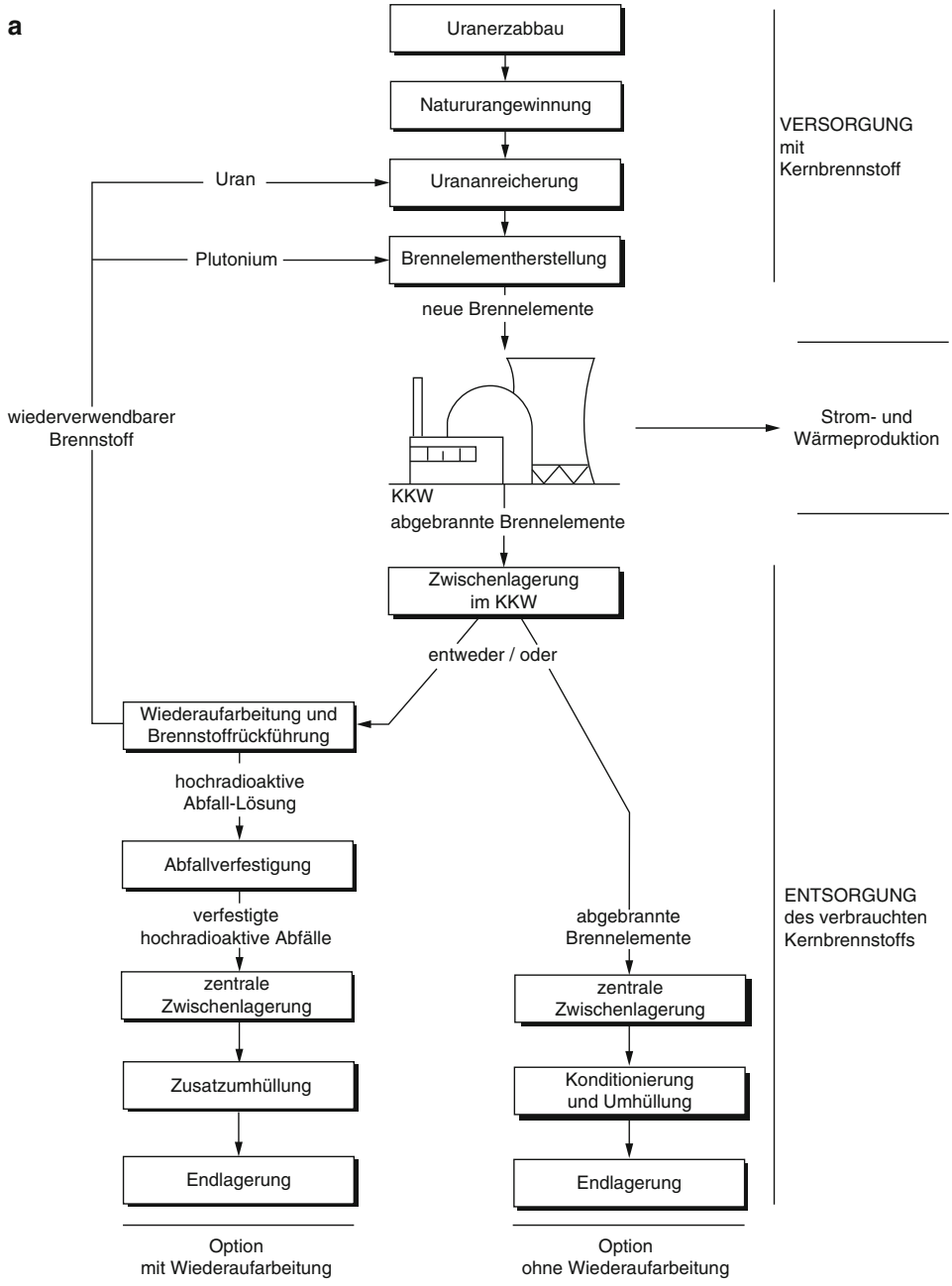


Abb. 5.34 (**a**) Brennstoffkreislauf von Kernkraftwerken mit Leichtwasserreaktoren und damit verbundene Arbeitsschritte. Die Entsorgungswege der schwach- und mittelaktiven Abfälle sind nicht eingezeichnet (NAGRA 1992). (**b**) Entsorgung und Lagerung nuklearer Abfälle hoher, mittlerer und schwacher Aktivität. (Quelle: Nagra)

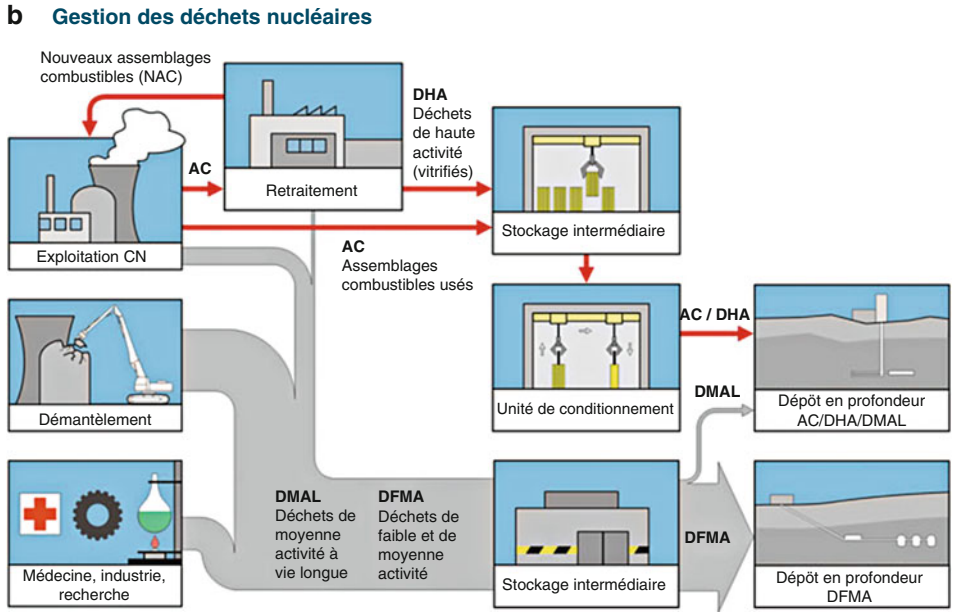


Abb. 5.34 (Fortsetzung)

Da die technische Zivilisation radioaktive Abfälle produziert (nicht nur in Kernkraftwerken), ist es imperativ, diese sicher zu entsorgen. Praktische Probleme ergeben sich in demokratischen, föderalistisch organisierten Ländern durch die zunächst meist fehlende regionale Akzeptanz der Endlager, die durch mühsame Aufklärungsarbeit oder Zentralisierung der Kompetenzen auf politischem Wege erreicht werden muss.

Weiterhin kontrovers und Thema der technischen und politischen Diskussion ist ferner, ob die Endlagerung der Abfälle nachhaltig sicher und definitiv oder langfristig kontrolliert sein soll, wobei dann die Überwachung und der Unterhalt der Lagerstätten über lange Zeit sicherzustellen und jeweils der neuesten Technologie anzupassen wären.

5.6.5 Risiken der Kernkraft

Wie auch andere Prozesse unserer technischen Zivilisation, ist die Kernkraft mit Risiken verbunden. Diese hängen vom Entwicklungsstand einer Technik ab; deren Bewertung wird letztlich entscheiden, ob die Kernkraft in Zukunft weiterhin einen wichtigen Platz in der Energieversorgung einnehmen wird oder nicht. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang: setzt sich die Brutreaktortechnik nicht durch, wird die Kernenergie aus Spaltstoffen auf Grund beschränkter Uran- und Thoriumreserven nur eine (zwar wichtige) Übergangsenergie bleiben und sehr wahrscheinlich höchstens im 21. Jh. eine wesentliche Rolle spielen.

Vier Faktoren spielen in der Risikodiskussion die Hauptrolle:

- Die Sicherheit beim Betrieb der Kernkraftwerke.
- Die mögliche Umweltkontamination durch den Brennstoffkreislauf.
- Die sichere Lagerung der radioaktiven Abfälle.
- Die Frage der möglichen Verwendung von Spaltmaterial, insbesondere Plutonium zur Waffenherstellung.

5.6.5.1 Sicherheit des Kraftwerks

Die bei Planung und Bau getroffenen *Sicherheitsma* ßnahmen sind im Abschn. 5.6.4 dargelegt worden (s. auch Volkmer 1991). Moderne Kernkraftwerke, die gemäß westlichem Standard ausgeführt sind, bieten größte Sicherheit, wie der jahrelange Betrieb der über 430 weltweit installierten und Energie produzierenden Kraftwerke beweist mit einer Erfahrung von mehr als 10.000 Mannjahren. Der zusätzliche Radioaktivitätspegel bei Normalbetrieb in der Umgebung eines Kernkraftwerks liegt weit unterhalb jenem der natürlichen Radioaktivität.

Im Fall eines GAUs (größter anzunehmender Unfall) sind die Folgen für Mensch und Umwelt nicht spürbar, wenn die Schutzeinrichtungen korrekt funktionieren, da diese dafür vorgesehen sind, Auswirkungen eines solchen Unfalls nach Außen zu vermeiden. Dazu gehört für einen nach westlichem Standard gebauten Reaktor auch das Schmelzen des Reaktorkerns (einziger Unfall diese Art ist Harrisburg 1979, ohne Konsequenzen für die Umwelt).

Tritt eine Kontamination der Umwelt auf (wie in Tschernobyl 1986) wird von einem Super-GAU gesprochen. Der Unfall in Tschernobyl ist spezifisch für die dort verwendete Bauart und in Leichtwasserreaktoren nicht möglich, außerdem verursacht durch unzulängliche Sicherheitsvorkehrungen.

Im Falle eines Super-GAUs wie in Tschernobyl tritt ein großer Schaden für die Umwelt und die Menschen auf, den es unter allen Umständen zu vermeiden gilt. In Reaktoren hohen Standards ist ein solcher Unfall äußerst unwahrscheinlich, dessen Wahrscheinlichkeit kann jedoch nicht auf Null herabgesetzt werden. Ob ein solcher Schaden bzw. Risiko zumutbar (und versicherbar) ist oder nicht, ist Gegenstand der gesellschaftspolitischen Diskussion (Frage der Beurteilung eines mit sehr kleiner Wahrscheinlichkeit eintretenden Restrisikos mit großen Folgen). Der ökologische Nutzen der Kernenergie angesichts der Klimaproblematik muss dabei berücksichtigt werden und der mögliche Schaden in Relation zu jenem gesetzt werden, der durch andere technischen Einrichtungen (z. B. Straßen- und Flugverkehr, Chemie) jährlichverursacht, jedoch toleriert wird. Über die Gefahren der radioaktiven Kontaminations Abschn. 5.6.6.

Die Kerntechnik verzeichnet außerdem Fortschritte, wobei die (internationalen) Anstrengungen einerseits in Richtung von Leichtwasserreaktoren mit noch größeren Sicherheitsmargen gehen (EPR), mit dem Ziel, die Wahrscheinlichkeit eines GAUs oder Super-GAUs noch mehr zu verringern (Krebs und Schneider 2000), aber auch in Richtung eines sowohl bzgl. der Kernreaktion wie auch der Wärmeabfuhr inhärent sicheren HTR-Reaktors (China, Japan, Südafrika).

5.6.5.2 Brennstoffkreislauf

Was den *Brennstoffkreislauf* betrifft (Abschn. 5.6.4), ist in der Vergangenheit besonders in Uranminen und bei der Wiederaufbereitung gesündigt worden. Radioaktive Kontamination kann durch hohe technische aber auch ethische Standards, welche die Gebote sozialer und ökologischer Nachhaltigkeit respektieren, durch sorgfältige und verantwortungsbewusste Schutzmaßnahmen bei Verarbeitung und Transport sowie internationale Zusammenarbeit vermieden werden. Das Problem ist nicht schwerwiegender als jenes anderer Branchen (wie z. B. der Chemie), wo ebenfalls mit gefährlichen Stoffen gearbeitet wird.

5.6.5.3 Abfallbeseitigung

Den Erläuterungen im Abschn. 5.6.4 sei hinzugefügt, dass die Endlagerung schwach- und mittelaktiver Abfälle von jener hochradioaktiver Abfälle zu unterscheiden ist. Das erste Problem betrifft nicht nur die Kernreaktoren und muss somit unabhängig davon, ob die Elektrizität mit Kernkraft produziert wird oder nicht, bewältigt werden. Die technischen Lösungen liegen vor, und die Politik ist daran, die Fragen der Umsetzung zu lösen (s. Abb. 5.34b).

Was die *hochradioaktiven Abfälle* betrifft, die spezifisch sind für die Kernkraftindustrie, liegen ebenfalls technische Lösungen vor, die es zu erproben gilt. Das Problem ist Gegenstand technischer und politischer Auseinandersetzungen und insofern noch nicht gelöst. Die Mengen an hochradioaktiven Abfällen, die es zu entsorgen gilt, sind jedoch relativ klein (s. dazu. die Berechnungen in Abschn. 3.4) und nicht vergleichbar mit dem enormen Anfall an klimaschädigendem CO_2, der durch die Verbrennung fossiler Brenn- und Treibstoffe entsteht. Letzteres Problem dürfte weit schwieriger zu lösen sein (s. Abschn. 1.7).

5.6.5.4 Kernwaffenherstellung

Zur Kernwaffenherstellung wird hochangereichertes Uran benötigt. Es wird befürchtet, dass das in den abgebrannten Brennstoffstäben in kleinen Mengen vorhandene Plutonium dazu missbraucht werden könnte. Dies kann nicht ganz ausgeschlossen werden, obwohl die Entsorgung strengen Kontrollen unterworfen ist und die Rückgewinnung kein einfaches technisches Problem darstellt. Andererseits war in der Vergangenheit die Herstellung von Kernwaffen unabhängig von der friedlichen Nutzung der Atomenergie möglich, und wird auch in Zukunft allen, die sich Zugang zu hochangereichertem Uran oder Plutonium aus Kernwaffenarsenalen verschafft haben (USA, ehemalige UdSSR und weitere Länder, die über Kernwaffen verfügen) oder in der Lage sind, eine Anreicherungsanlage zu betreiben, grundsätzlich möglich sein. Die Gefahren, die davon ausgehen, sind real und werden durch politische Maßnahmen und entsprechende Überwachung verhindert (Non-Proliferation-Abkommen). Die von der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Anlagen

mit schwach angereichertem Uran ausgehenden Gefahren sind vergleichsweise gering (etwas bedenklicher wären in dieser Hinsicht schnelle Brüter).

5.6.6 *Wirkung der Radioaktivität*

Wir beschränken uns hier auf einige summarische Angaben. Zur Vertiefung s. (Volkmer 1991; Volkmer 1993). Radioaktivität wird durch den Zerfall von *instabilen Isotopen* hervorgerufen (s. dazu auch Anhang B.3). Diese emittieren vor allem α-, β- und γ-Strahlen. Die Halbwertszeit der Isotopen kann sehr unterschiedlich sein. Beispiele:

$$\begin{aligned} J^{131} &\text{-- } \succ 8 \text{ Tage} \\ Pu^{238} &\text{-- } \succ 88 \text{ Jahre} \\ Ra^{226} &\text{-- } \succ 1620 \text{ Jahre} \\ Pu^{239} &\text{-- } \succ 24.000 \text{ Jahre} \\ U^{238} &\text{-- } \succ 4,5 \times 10^9 \text{ Jahre} \end{aligned} \tag{5.32}$$

Die Strahlen haben eine unterschiedliche Durchdringungskraft:

α-Strahlen
Sie dringen nicht tief ein, wenige cm Luft, die Bekleidung oder ein Blatt Papier genügt, um sie aufzuhalten. Treffen sie auf unbekleidete Körperteile, ist nur die Haut betroffen. Ihre biologische Wirksamkeit ist allerdings auf Grund der relativ hohen Energie ca. 20mal stärker als jene der β-Strahlen. Ihre Energie liegt meist bei 5 MeV.

β-Strahlen
Die Energie der Elektronen hat einen häufigsten Wert von 0,5 MeV, kann jedoch auch max. 1,7 MeV erreichen. Um ihre Intensität auf 37 % zu reduzieren (definiert die Reichweite oder Eindringtiefe, exponentieller Verlauf), sind einige cm Wasser oder einige mm Aluminium notwendig. Im Körpergewebe dringt die Strahlung im erwähnten Energiebereich ca. 2–10 mm tief ein (Volkmer 1991).

γ-Strahlen
Diese hochenergetische elektromagnetische Strahlung (Frequenzbereich 3.10^{18}–6.10^{21} Hz) hat eine Energie von 0,01–20 MeV. Ihre Reichweite in cm (Reduktion auf 37 %) wird in Tab. 5.1 umschrieben. Sie zeigt, die Gefährlichkeit der Gamma-Strahlung, die selbst durch einige cm dicke Bleischichten nicht vollständig abgeschirmt werden kann.

Tab. 5.1 Reichweite von Gamma-Strahlung[cm]

	Wasser	Aluminium	Beton	Blei
0,1 MeV	6,3	2,3	2,6	0,018
1 MeV	14,3	6,2	6,8	1,36
10 MeV	45,5	15,5	18,6	1,77

5.6.6.1 Aktivität

Als Aktivität einer radioaktiven Substanz wird die Anzahl Zerfallvorgänge/s bezeichnet. Einheiten sind das Becquerel (Bq) und (alt) das Curie (Ci):

$$\begin{array}{l} 1\ \mathrm{Bq} = 1\,Zerfall/s \\ 1\ \mathrm{Ci} = 37 \times 10^9 \mathrm{Bq} \text{---} \succ \quad 1\ n\mathrm{Ci} = 37\ \mathrm{Bq} \end{array} \tag{5.33}$$

1 Ci entspricht der Aktivität von 1 g Radium.

Radioaktivität ist in der Natur auf Grund der in der *Erdkruste* enthaltenen radioaktiven Isotopen, aber auch als Folge der aus dem *Kosmos* eintreffenden Strahlung überall anwesend. Es wird von *natürlicher Radioaktivität* gesprochen. Alle Lebewesen sind radioaktiv; der Mensch weist durch Nahrungsaufnahme, Trinkwasser und Atemluft eine durchschnittliche Radioaktivität von 130 Bq/kg auf (Volkmer 1991). Baumaterialien, wie Beton, Ziegel, Granit können mehrere 100 Bq/kg aufweisen. Holz hat demgegenüber i. d. R. einen sehr niedrigen Pegel. Die Luft weist vor allem wegen des aus dem Erdinnern entweichenden radioaktiven Edelgases Radon eine Aktivität von ca. 14 Bq/m^3 auf, in Wohnungen erhöht sich dieser Wert wegen des radioaktiven Mauerwerks im Mittel auf 50 Bq/m^3.

5.6.6.2 Strahlendosis

Die Energie der terrestrischen und kosmischen Strahlung kann gemessen werden. Die pro Masseneinheit absorbierte Strahlungsenergie wird als *Energiedosis* D bezeichnet. Einheit ist das Gray (*Gy*) oder (alt) das Rad (*rad*):

$$1\mathrm{Gy} = 1\frac{\mathrm{J}}{\mathrm{kg}}, (1\mathrm{Gy} = 100\,\mathrm{rad}). \tag{5.34}$$

5.6.6.3 Äquivalentdosis

Die *biologisch wirksame Strahlendosis* wird als *Äquivalentdosis* bezeichnet. Sie ergibt sich als Produkt von Energiedosis und Qualitätsfaktor. Der Qualitätsfaktor Q kennzeichnet die biologische Wirksamkeit der Strahlenart. Er beträgt Q = 1 für Beta- und Gamma-Strahlung, Q = 10 für Neutronenstrahlung und Q = 20 für Alpha-Strahlung. Neutronen- und Alpha-Strahlung haben wesentlich schädigendere Wirkungen auf das Zellengewebe.

Einheit der Äquivalentdosis ist das Sievert (Sv) oder (alt) das Rem (rem)

$$D[Gy] - - \succ \quad D \cdot Q[Sv], \quad (1\ Sv = 100\ rem). \tag{5.35}$$

Die biologische Wirkung besteht in der Molekülzerstörung, deren Bruchteile chemisch und biochemisch anders reagieren und die Funktionsfähigkeit der betroffenen Zelle

beeinträchtigen können. Lebewesen besitzen zwar wirksame Reparaturmechanismen (da das Leben im radioaktiven Milieu entstanden ist), doch reichen diese nicht immer aus, womit sich genetische oder somatische Schäden einstellen können, letztere unmittelbar (Frühschäden) oder erst nach langer Zeit (Spätschäden). Aus den Erfahrungen mit der Atombombe sind diesbezüglich viele Einsichten gewonnen worden.

Bei *einmaliger Bestrahlung* wird die Schwellendosis, ab welcher beim Menschen mit Frühschäden zu rechnen ist, mit 200–300 mSv angegeben. Embryonalschäden können bereits ab einmaligen Bestrahlungen von 100–200 mSv auftreten. Eine Dosis von 3–5 Sv ist mit 50 % Wahrscheinlichkeit letal.

Für Spätschäden existiert kein Schwellenwert, sondern es steigt mit zunehmender Strahlungsmenge lediglich die Wahrscheinlichkeit zu erkranken (z. B. Risiko einer Krebserkrankung oder eines genetischen Schadens). Wichtig ist hier die *kumulierte Belastung* in mSv/a, die mit der natürlichen zu vergleichen ist. Diese weist jedoch, wie nachfolgend dargelegt, eine große Schwankungsbreite auf.

5.6.6.4 Natürliche Radioaktivität

Setzt sich zusammen aus kosmischer Strahlung und Erdstrahlung. Die kosmische Strahlung ist zeitlich konstant (außer bei großen Sonneneruptionen) und hängt stark von der Höhenlage ab. Die Jahresbelastung ist

$$\begin{aligned}
0\,m\,\ddot{u}.M.: &\quad 0.30\ mSv/a \\
400\,m\,\ddot{u}.M.: &\quad 0.36\ mSv/a \\
800\,m.\,\ddot{u}.M.: &\quad 0.45\ mSv/a \\
2000m.\,\ddot{u}.M.: &\quad 0.80\ mSv/a \\
4000-5000m.\,\ddot{u}.M.: &\quad 2\ mSv/a \quad (MontBlanc-\succ 0,00023\ mSv/h) \\
8000-9000m.\,\ddot{u}.M.: &\quad 15\ mSv/a \quad (Everest-\succ 0,0017\ mSv/h) \\
12.000m.\,\ddot{u}.M.: &\quad 40m\ Sv/a \quad (Flugzeng-\succ 0,0045\ mSv/h).
\end{aligned} \tag{5.36}$$

Die Erdstrahlung ist von Region zu Region je nach Geologie und Bodenbeschaffenheit verschieden. Sie ist relativ stark bei Granitfelsen (Alpen) und schwach bei Sedimentgesteinen (Jura, Mittelland). In der Schweiz schwankt sie zwischen 0,4 und 1,5 mSv/a, im Mittel ca. 1,2 mSv/a. Es gibt Gegenden in China, Brasilien und dem indischen Subkontinent, wo 20 mSv/a und noch wesentlich mehr üblich sind, wobei bis jetzt keine signifikanten Abweichungen bezüglich Krebs, Missbildungen, Fruchtbarkeit usw. festgestellt wurden, was auf die Wirksamkeit der Reparaturmechanismen hindeutet. Beispiele für die natürliche Belastung in der Schweiz finden sich in Tab. 5.2.

Der natürlichen muss die Belastung durch Nahrung und Wohnen hinzugefügt werden. In Deutschland wird sie als etwa doppelt so groß wie die natürliche, die ca. 0,8 mSv/a beträgt, eingeschätzt, was zu einer Gesamtbelastung von 2,4 mSv/a führt. Dazu kommt die Strahlenbelastung durch medizinische Betreuung, die mit ca. 1,6 mSv/a angegeben wird

Tab. 5.2 Beispiele für die natürliche radioaktive Belastung in der Schweiz

	Kosmisch	Terrestrisch	Total (mSv/a)
Biel	0,37	0,39	0,76
Zürich	0,36	0,83	1,19
Genf	0,35	0,89	1,24
St. Moritz	0,74	1,1	1,84

(Volkmer 1991; Volkmer 1993). Der Unfall in Tschernobyl von 1986 hat in Deutschland noch im Jahre 1992 zu einer Zusatzbelastung von 0,04 mSv/a geführt.

Für Personen mit beruflichem Strahlenrisiko wird in der Schweiz eine Belastung von 10–50 mSv/a als Grenze gesetzt, oder kumuliert, von 350 mSv über die gesamte berufliche Tätigkeit.

5.7 Kraftwerke mit kombiniertem Gas- und Dampfprozess

Durch die Kombination des Dampfprozesses mit Gasturbinen im offenen Prozess ist es möglich, den Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung im Vergleich zu Gasturbinenkraftwerken oder Dampfturbinenkraftwerken zu steigern. Für die Kombination von Gas- und Dampfturbinenprozessen gibt es verschiedene Möglichkeiten:

GUD-Kraftwerk (Gas- und Dampfturbinen)
Die im Abgas der Gasturbinen enthaltene Wärme wird zur Dampferzeugung in einem Abhitzekessel genutzt. Der erzeugte Dampf treibt eine Dampfturbine an.

Verbundkraftwerk
Der hinter der Gasturbine geschaltete Abhitzedampferzeuger und der kohlebefeuerte Dampferzeuger sind nur wasser- und dampfseitig gekoppelt.

Kombiprozess mit nachgeschaltetem atmosphärischem Dampferzeuger
Die sauerstoffreichen Abgase der Gasturbine dienen als Verbrennungsluft für den kohlebefeuerten Dampferzeuger eines Dampfkraftwerkblocks.

Kombiprozesse mit Kohleumwandlung unter Druck
Statt der Edelbrennstoffe Erdgas und Heizöl wird Kohle als Brennstoff in einem Kombiprozess genutzt. Dazu werden die heißen Abgase unter Druck verbrannter Kohle in einer Gasturbine entspannt, und mit den entspannten Abgasen wird Dampf zum Antrieb einer Dampfturbine erzeugt.

Weiterhin kann der GUD-Prozess mit einer Kohledruckvergasungsanlage kombiniert werden. Das in der Kohledruckvergasungsanlage gewonnene Kohlegas wird im Brenner einer Gasturbine verbrannt. Hinter die Gasturbine ist ein Abhitzedampferzeuger wie beim GUD-Kraftwerk geschaltet.

5.7.1 GUD-Kraftwerke

5.7.1.1 Allgemeines

Bei einem GUD-Kraftwerk (Gas und Dampf) werden die heißen Gasturbinenabgase in einem Abhitzekessel zur Dampferzeugung genutzt. Ist bei einem konventionellen Dampfprozess die Temperatur des Dampfes auf 500–600 °C begrenzt, so können bei der Gasturbine Eintrittstemperaturen über 1100 °C realisiert werden. Die 400–600 °C heißen Abgase werden anschließend in einem Dampf-Prozess genutzt.

Durch die höheren Prozesstemperaturen lässt sich der Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung im Vergleich zu einem Dampfprozess erheblich auf über 55 % steigern.

Gasturbinen werden i. d. R. mit Erdgas oder leichtem Heizöl betrieben.

GUD-Kraftwerke eignen sich sehr gut als Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke, da sie vergleichsweise schnell an- und abgefahren werden können, und die Leistung der Gasturbine schnell verändert werden kann. Bei günstigen Brennstoffkosten lohnt sich auf Grund des hohen Wirkungsgrads auch der Betrieb im Grundlastbereich.

Erhebliche Fortschritte in der Gasturbinentechnologie, der hohe Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung, kurze Bauzeiten und im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken geringe Investitionskosten haben zu einer weiten Verbreitung der GUD-Kraftwerke geführt.

5.7.1.2 Technische Ausführung

Stationäre Gasturbinen zur Stromerzeugung wurden früher für den Solobetrieb ausgelegt und als Spitzenlast- oder Reservekraftwerke eingesetzt. Seit Mitte der 1980er-Jahre hat sich das Einsatzgebiet in Richtung GUD- Kraftwerke verschoben. Gasturbinen > 50 MW werden fast ausschließlich als Einwellenmaschinenausgeführt. Im Leistungsbereich unterhalb von 50 MW werden teilweise auch aus Flugzeugturbinen abgeleitete Maschinen eingesetzt.

Gasturbinen für GUD Kraftwerke sind häufig mit einer Leitschaufelverstellung für die ersten Schaufelreihen am Verdichtereintritt ausgestattet, um den Massenstrom durch die Turbine zu variieren. Die Gasturbine wird zunächst mit reduziertem Massenstrom betrieben, bis die zulässige Turbineneintrittstemperatur erreicht ist. Bei einer weiteren Leistungssteigerung werden durch Veränderung des Massenstroms die Eintrittstemperatur und damit auch die Austrittstemperatur konstant gehalten. Dadurch wird bereits im Teillastgebiet ein hoher Wirkungsgrad des nachgeschalteten Dampfprozesses erzielt.

Der Abhitzekessel wird meist mit mehreren Druckstufen ausgeführt. Damit können die Temperaturdifferenzen zwischen der Abgastemperatur und der Temperatur im Wasser/Dampfkreislauf verringert werden, was eine Wirkungsgradverbesserung bei der Stromerzeugung zur Folge hat. Durch eine Zwischenüberhitzung ist eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrades des Dampfprozesses möglich (Balling et al. 1995).

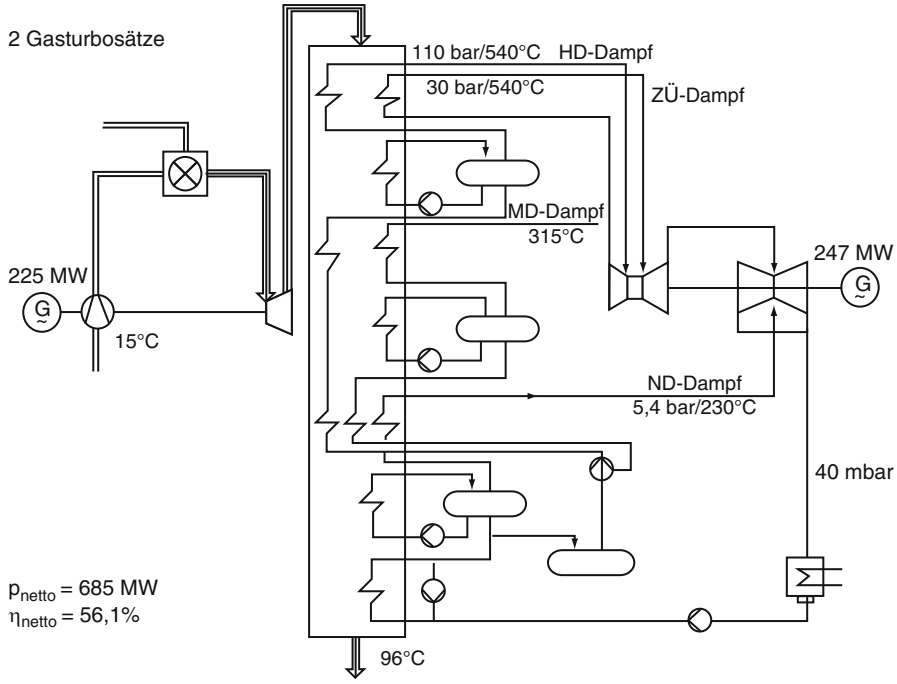


Abb. 5.35 Wärmeschaltplan für einen Dreidruck-GUD-Prozess mit Zwischenüberhitzung nach (Böhm 1994)

Abhitzekessel werden meist als Trommelkessel im Natur- oder Zwangumlauf ausgeführt. Bei einer weiteren Steigerung der Eintritts- und Austrittstemperatur der Gasturbine und den damit verbundenen überkritischen Zuständen ist der Einsatz eines Dampferzeugers mit Zwangdurchlauf erforderlich.

Bei einem GUD-Kraftwerk liefert die Gasturbine etwa 2/3 und die Dampfturbine entsprechend etwa 1/3 der elektrischen Leistung. Die Gasturbine und die Dampfturbine sind häufig jeweils mit einem eigenen Generator ausgestattet („Mehrwellenanordnung"). Die Gasturbine und die Dampfturbine können auch einen gemeinsamen Generator antreiben („Einwellenanordnung") (Balling et al. 1995). Eine Kupplung zwischen dem Generator und der Dampfturbine erlaubt dann, die beiden Maschinen nacheinander anzufahren, und kompensiert axiale Wellendehnungen aufgrund von Temperaturänderungen der Turbinenwellen.

Abb. 5.35 zeigt ein GUD-Kraftwerk mit drei Druckstufen und einfacher Zwischenüberhitzung.

5.7.1.3 Betrieb

Die Dampfturbine wird meist im natürlichen Gleitdruck mit voll geöffneten Stellventilen betrieben, um die Drosselverluste zu minimieren. Die elektrische Leistung der Dampfturbine stellt sich dann entsprechend des Arbeitspunktes der Gasturbine ein. Bei Erreichen eines Mindestdruckes wird der Druck vor der Dampfturbine durch Androsselung der Stellventile begrenzt, um einen weiteren Druckabfall bei geringerer Dampfproduktion zu vermeiden. Hinsichtlich des Wirkungsgrades ist ein Betrieb im natürlichen Gleitdruck auch für eventuell vorhandene Mitteldruck- und Niederdrucksysteme des Abhitzedampferzeugers optimal. Auf Grund anderer Anforderungen werden die Niederdrucksysteme häufig auch im Festdruckbetrieb gefahren.

Die Blockleistung wird durch Vorgabe eines Gasturbinenleistungssollwertes eingestellt. Die Dampfturbinenleistung stellt sich dann entsprechend der Dampfproduktion ein.

Die Laständerungsgeschwindigkeit der Gasturbine wird dabei begrenzt, um eine starke thermische Beanspruchung der Gasturbine, des Abhitzedampferzeugers sowie der Dampfturbine mit einem damit verbundenen Lebensdauerverbrauch zu vermeiden.

5.7.2 GUD- Kraftwerke mit Zusatzfeuerung im Abhitzekessel

Allgemein sind Abhitzekessel ohne Zusatzfeuerung für GUD-Kraftwerke zur ausschließlichen Stromerzeugung am besten geeignet, da die Energie auf dem höchsten Temperaturniveau in den Kreislauf eingeführt wird. Eine Zusatzfeuerung wird deshalb in solchen Kraftwerken i. d. R. zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs genutzt. Moderne Gasturbinen mit hohen Turbineneintrittstemperaturen haben häufig bereits so hohe Austrittstemperaturen, dass der Einsatz einer Zusatzfeuerung nicht mehr zweckmäßig ist.

Für GUD-Kraftwerke, die neben der Stromerzeugung für Fernwärme oder Prozessdampfauskopplung genutzt werden, gibt es weitere sinnvolle Einsatzmöglichkeiten für Zusatzfeuerungen im Abhitzekessel. Beispielsweise kann bei Ausfall der Gasturbine die Feuerung zusammen mit einem Frischluftgebläse genutzt werden, um die Fernwärmeanlage oder Prozessdampfauskopplung weiter betreiben zu können.

5.7.3 Verbundkraftwerke

Bei einem Verbundkraftwerk werden ein hinter einer Gasturbine geschalteter Abhitzedampferzeuger und ein kohlebefeuerter Hauptdampferzeuger wasser- und dampfseitig gekoppelt.

Abb. 5.36 zeigt eine mögliche Schaltung, bei der im hinter die Gasturbine geschalteten Abhitzekessel Mitteldruckdampf erzeugt und zusätzlich ein Speisewasserteilstrom- und ein Kondensatteilstrom erwärmt wird. Für den Abhitzekessel wird dabei das gleiche Verdampferprinzip wie für den Hauptdampferzeuger eingesetzt.

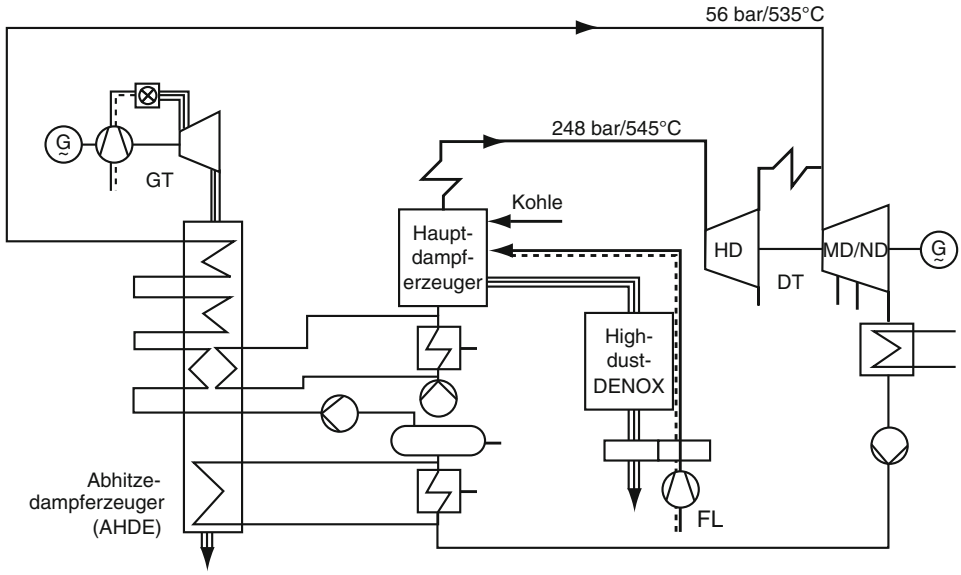


Abb. 5.36 Verbundkraftwerk mit MD-Abhitzedampferzeuger nach (Böhm 1994)

Der Kraftwerksblock kann mit hohem Wirkungsgrad auch ohne Gasturbine betrieben werden. Beim gleichzeitigen Betrieb mit der Gasturbine wird der Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerks verbessert. Allerdings müssen dazu Edelbrennstoffe wie Erdgas oder Heizöl in der Gasturbine verfeuert werden.

Das Verhältnis von Gasturbinen- zu Dampfturbinenleistung ist etwa 1 zu 4.

5.7.4 Kombikraftwerk mit nachgeschaltetem atmosphärischem Dampferzeuger

Kombikraftwerke mit nachgeschaltetem steinkohlebefeuertem Dampferzeuger wurden verschiedentlich realisiert (Beispiel in Abb. 5.37). Für die Verbrennung der Steinkohle mit üblichem Gehalt an flüchtigen Brennstoffen wird ein Gemisch aus dem Abgas der Gasturbine und zusätzlicher Frischluft verwendet, um einen ausreichenden Sauerstoffgehalt in der Verbrennungsluft zu erzielen (Brückner und Wittchow 1979).

Die Restabkühlung der Rauchgase erfolgt durch Speisewasservorwärmung, da kein rauchgasbeheizter Luftvorwärmer benötigt wird.

Das Verhältnis von Gasturbinen- zu Dampfturbinenleistung beträgt 1 zu 4. Die Gasturbine muss dabei entsprechend der Dampferzeugerleistung gefahren werden.

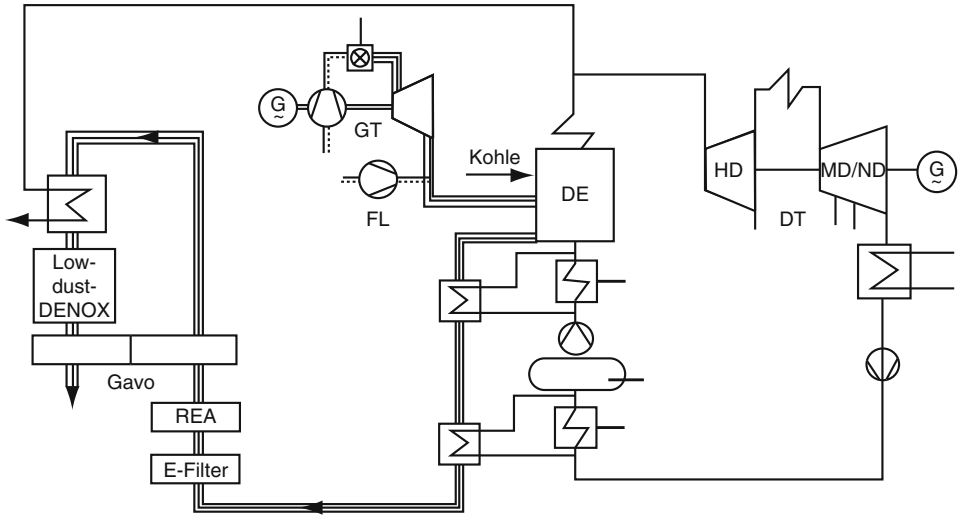


Abb. 5.37 Kombikraftwerk mit kohlebefeuertem Dampferzeuger nach (Böhm 1994)

5.7.5 Kraftwerke mit Kohleumwandlung unter Druck

Statt der Edelbrennstoffe Erdgas und Heizöl kann auch Kohle als Brennstoff für einen Gasturbinenprozess verwendet werden.

Abb. 5.38 zeigt eine Übersicht über Kohleumwandlungsverfahren und deren Einbindung in Kombiprozesse.

Bei der *Kohledruckvergasung* wird die Kohle unter Druck vergast. Die dabei entstehende Abwärme wird zur Dampferzeugung genutzt und in den Dampfkreislauf des nachgeschalteten GUD-Prozesses eingespeist. Das gereinigte Kohlegaswird im Brenner der Gasturbine verbrannt, und die entspannten Abgase werden in einem nachgeschalteten Abhitzedampferzeuger verwertet.

Bei gleichen Gasturbineneintrittstemperaturen wie bei erdgasbefeuerten GUD-Kraftwerken ergeben sich Wirkungsgradverluste von rund 7–8 %, bedingt durch den erhöhten Eigenbedarf und die Umwandlungsverluste (Bald 1992).

Die heißen Abgase der *Druck-Kohlenstaubfeuerung* werden in einer Gasturbine entspannt. Die entspannten Rauchgase werden dann in einem Abhitzedampferzeuger genutzt. Dieses Konzept bietet durch die direkte Nutzung der Kohlerauchgase ein hohes Wirkungsgradpotential. Allerdings stellt die Reinigung der Rauchgase für den Gasturbinenbetrieb das wesentliche Entwicklungsproblem dar, so dass ein Erfolg dieses Konzeptes noch nicht abzusehen ist (Böhm 1994).

Bei der *Druckwirbelschichtfeuerung* wird Kohle in einem druckaufgeladenen Dampferzeuger verbrannt. Die heißen Rauchgase werden in einer Gasturbine entspannt; die entspannten Rauchgase dienen dann zur Kondensat- und Speisewasservorwärmung.

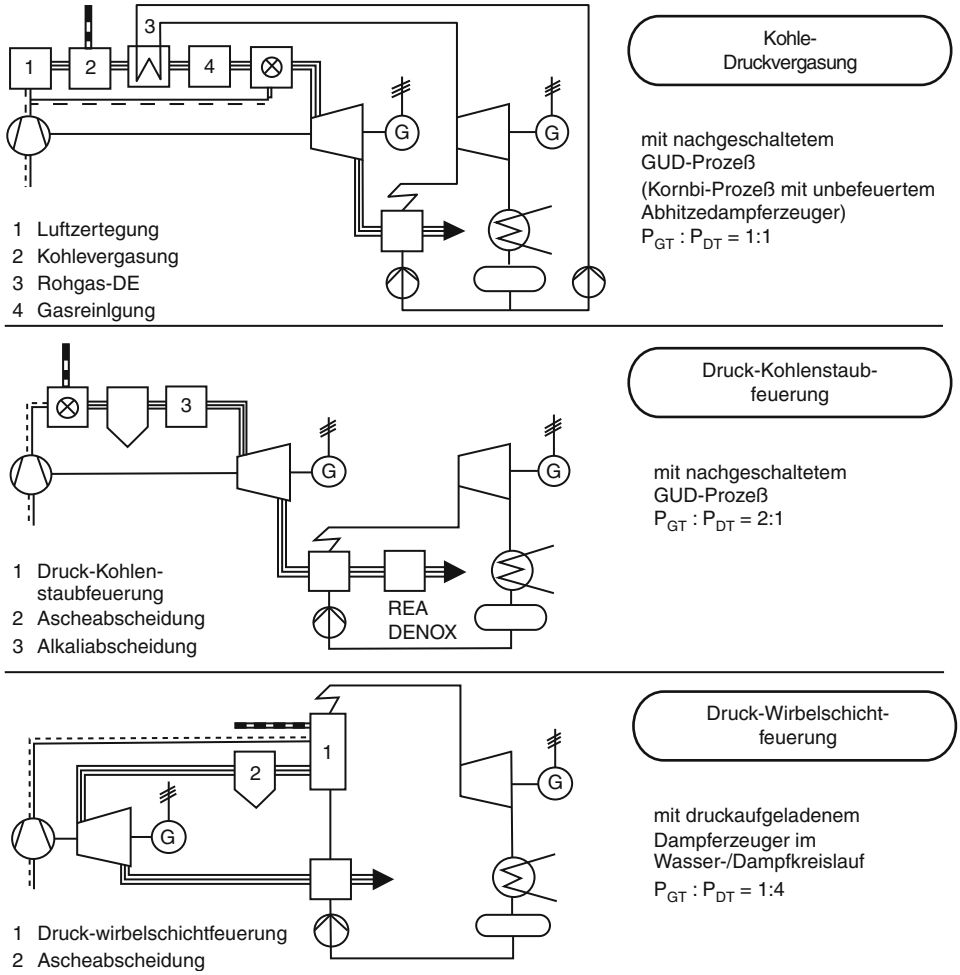


Abb. 5.38 Kohleumwandlungsverfahren und deren Einbindung in Kombi-Prozesse nach (Böhm 1994)

5.7.6 Dynamisches Verhalten

Bei Kombiprozessen tragen sowohl die Gas- als auch die Dampfturbosätze zur elektrischen Energieerzeugung bei. Als Beispiel sei die Blockregelung für ein GUD-Kraftwerk mit zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine aufgeführt. Hier wird die elektrische Leistung des Kraftwerksblockes durch die Gasturbinen geregelt. Die Dampfturbinenleistung stellt sich dabei entsprechend des Wärmeeintrags der Gasturbinen in die Abhitzekessel ein (Abb. 5.39). Schnelle Laständerungen zur Primärfrequenzregelung werden dabei durch die Gasturbinen realisiert.

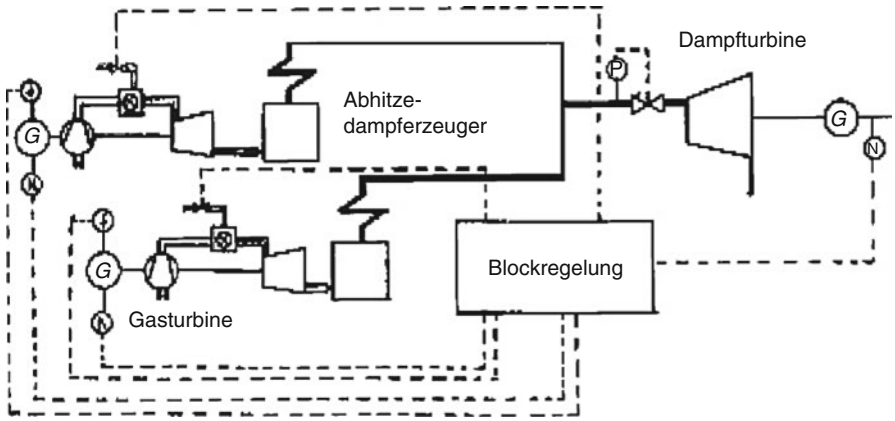


Abb. 5.39 Blockregelung eines GUD-Kraftwerks

Das prinzipielle Verhalten einer Gasturbine wird in Band 3, Abschn. 2.1.3 beschrieben. Der Zusammenhang zwischen der Wellenleistung der Gasturbine und des zugeführten Brennstoffmassenstroms kann dynamisch durch eine relativ kleine Zeitkonstante in der Größenordnung von ca. 2 s angenommen werden. Entsprechend der Leistung der Gasturbine und der Umgebungsbedingungen stellen sich der Abgasmassenstrom und die Austrittstemperatur der Gasturbine und damit der Wärmeeintrag in den Abhitzedampferzeuger ein.

Im oberen Lastbereich wird i. d. R.die Austrittstemperatur der Gasturbine konstant geregelt. Damit erfolgt eine Leistungsänderung der Gasturbine grundsätzlich durch eine Veränderung des Massenstroms mit Hilfe der Verdichterleitschaufelverstellung.

Wird die Dampfturbine im natürlichen Gleitdruck oder im Festdruckbetrieb gefahren, kann näherungsweise angenommen werden, dass die Dampfturbinenleistung sich im stationären Zustand proportional zur Gasturbinenleistung einstellt. Änderungen der Gasturbinenleistung wirken sich mit einer Zeitverzögerung im Minutenbereich auf die Dampfturbinenleistung aus.

Verfügt der Abhitzedampferzeuger über mehrere Druckstufen, so ergibt sich durch die rauchgasseitige Kopplung der Systeme eine Abhängigkeit. Druck- oder Dampfmassenstromänderungen im Hochdrucksystem beeinflussen z. B. das Verhalten der anderen Druckstufen.

5.8 Kraftwerksleittechnik

Die Kraftwerksleittechnik ist das Binde- und Kontrollglied zwischen den einzelnen Systemen eines Kraftwerks. Sie führt Regelungs-, Steuerungs- und Schutzfunktionen aus und ist das Interface zum Kraftwerksprozess, mit dem das Betriebspersonal vom Leitstand das Kraftwerk überwacht und bedient.

Mit der Zeit sind die Aufgaben der Kraftwerksleittechnik gewachsen: Die Automatisierung von An- und Abfahrvorgängen, die Überwachung von kritischen Kraftwerkskomponenten sowie eine geeignete Informationsverarbeitung und darstellung sorgen für eine Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit und der Anlagenwirtschaftlichkeit bei gleichzeitiger Entlastung des Betriebspersonals.

5.8.1 Entwicklung

Die Entwicklung der Leittechnik im Kraftwerk wurde durch die steigenden Anforderungen sowie die zur Verfügung stehende Technologie beeinflusst.

Etwa bis 1950 wurden die Kraftwerkssysteme von dezentralen Steuerstellen gefahren und vor Ort bedient und überwacht. Um Betriebspersonal einzusparen, wurde die zentrale Blockwarte in den 50er-Jahren eingeführt.

Mit der Blockgröße nahm die Anzahl der Antriebe und Messstellen zu.Ein moderner 800 MW-Kraftwerksblock verfügt beispielsweise über etwa 2500 Regel- und Stellantriebe, 700 Antriebsmotoren für Gebläse und Pumpen sowie 6500 Messstellen.

Die früher verwendete 220-V-Steuerung hätte mit den zunehmenden Blockgrößen zu sehr großen Wartenräumen geführt. Deshalb wurde die Kompaktwartentechnik mit einer 24-V-Steuerebene entwickelt.

Mit den größer werdenden Leistungseinheiten erhöhten sich auch die Anforderungen in Richtung Sicherheit und Verfügbarkeit. Automatische Steuerungen und Regelungen wurden dazu zunächst aus elektronischen Bausteinsystemen mit festverdrahteter Programmierung aufgebaut. Durch die Weiterentwicklung der Mikroelektronik standen in den 1980er-Jahren leistungsfähige programmierbare Mikroprozessorsysteme für die verschiedenen Automatisierungsaufgaben zur Verfügung.

Mehrkanalige Schutzsysteme und redundant ausgeführte Leittechniksystem- komponenten erhöhen die Verfügbarkeit der Leittechnik und des Kraftwerks.

Die Entwicklung leistungsfähiger Rechnersysteme sowie die Erfüllung erhöhter Informationsbedürfnisse über den Betriebszustand und den Betriebsablauf führten zur Entwicklung von Prozessinformationssystemen, die den Leitstandsfahrer bei der Betriebsführung unterstützen.

Die konventionelle Wartentechnik mit Bedien- und Meldefeldern wurde durch die Bildschirmbedienung ersetzt. Die Bildschirmbedienung gestattet eine auf den jeweiligen Anwendungsfall zugeschnittene Prozessdarstellung und verfügt über verbesserte Möglichkeiten der Informationsverdichtung und Informationspräsentation.

Die Prozessführung moderner Kraftwerksblöcke übernehmen heute wenige Leitstandsfahrer. Dabei leitet der Leitstandsfahrer die automatisierten Anfahr- und Abfahrvorgänge über automatische Programme ein. Handeingriffe sind nur bei Störungen notwendig, die nicht durch automatische Funktionen abgefangen werden. Hierbei wird der Leitstandsfahrer durch eine automatische Bedienerführung unterstützt.

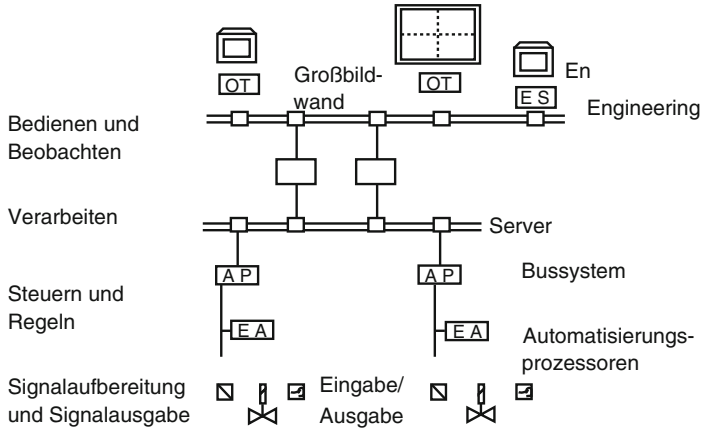


Abb. 5.40 Aufbau eines modernen Leittechniksystems

5.8.2 Aufbau

Abb. 5.40 zeigt den Aufbau eines modernen Leittechniksystems, das die Teilsysteme Automatisierung, Prozessführung und information, Projektierung und Inbetriebnahme sowie Kommunikation (Bussystem) integriert.

Das Automatisierungssystem besteht aus Automatisierungsprozessoren und Ein- und Ausgabebaugruppen für die Erfassung der Prozesssignale sowie die Ausgabe von Signalen zur Ansteuerung der Antriebe. Die Automatisierungsprozessoren verarbeiten die Prozessdaten, führen die verschiedenen Steuerungs, Regelungs- und Schutzaufgaben aus und geben verdichtete Werte und Meldungen an das Prozessführungs- und Informationssystem weiter.

Das Prozessführungs- und Informationssystem ist die Schnittstelle zwischen dem Leitstandsfahrer und dem Kraftwerksprozess. Es besteht aus Verarbeitungseinheiten (Server) sowie Ein- und Ausgabeeinheiten (Operating Terminals). Die Informationen werden mit Bildschirmen dargestellt. Ein Bedienplatz wird dabei üblicherweise mit 2 bis 4 Bildschirmen ausgestattet. Optional werden auch Großbildwände verwendet werden.

Der Leitstandsfahrer erhält die Informationen aus Informations- und Bedienbildern, die speziell für das Überwachen, Eingreifen und Klären auf prozesstechnischer, anlagentechnischer und leittechnischer Ebene aufbereitet sind. Die Information erfolgt hierarchisch von einer verdichteten Übersichtsdarstellung bis hin zu Detaildarstellungen.

Die Bedienbilder stellen den Kraftwerksprozess als ganzes sowie die prozesstechnischen Systeme im Einzelnen dar. Dabei werden die aktuellen Messwerte sowie die Zustände der Aktoren (Motoren, Ventile, Klappen) dargestellt. Der Leitstandsfahrer bedient die Antriebe sowie die Steuerungen und Regelungen aus Bedienfenstern, die in den entsprechenden Bedienbildern angezeigt werden.

Das Erreichen von bestimmten Prozesszuständen bzw. die Abweichung vom Sollzustand wird durch Statusmeldungen und Alarme angezeigt. Die Meldungen werden dabei zum einen zeitfolgerichtig in einem Meldeprotokoll für die Klärung der Störungsursache sowie zugeordnet zu den entsprechend der prozesstechnischen Zusammenhänge gegliederten Bedienbilder für die Störungsbehebung und Detailklärung dargestellt.

Zusätzliche Informationen kann der Leitstandsfahrer in Form von Kurvendarstellungen, spezieller Protokolle und Berechnungen abrufen. Störungen im Leittechniksystem können übersichtlich mit dem Diagnosesystem visualisiert werden.

Die Prozessdaten werden im Leitsystem archiviert, um sie zur Analyse und Prozessüberwachung auch langfristig nutzen zu können.

Die Projektierung und Inbetriebnahme der kraftwerksspezifischen Automatisierungsfunktionen und Bedienbilder sowie die logische Adressierung der einzelnen Leittechnikkomponenten erfolgt mit dem Engineeringsystem.

Das Bussystem übernimmt die Kommunikation zwischen den einzelnen Automatisierungsprozessoren und den Verarbeitungseinheiten sowie zwischen den Verarbeitungseinheiten und den einzelnen Bedienterminals.

Moderne Leitsysteme sind skalierbar aufgebaut, dass heißt die Anzahl der Bedienterminals, Server und Automatisierungssysteme richtet sich nach den anlagenspezifischen Anforderungen.

5.8.3 Ausblick

Gestiegene Anforderungen hinsichtlich der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Kraftwerksbetriebs infolge der Liberalisierung des Strommarktes sowie die Fortschritte in der Technologie spiegeln sich in der modernen Kraftwerksleittechnik.

Für den wirtschaftlich optimalen Betrieb eines Kraftwerksblockes wird eine Vielzahl von Prozessinformationen aus dem Leittechniksystem benötigt. Funktionen für die wirtschaftliche Betriebsführung und für die wirtschaftliche Prozessführung wachsen in integrierten Lösungen zusammen als Teil des Leittechniksystems oder als Ergänzung zur Kraftwerksleittechnik.

Neue Technologien, wie beispielsweise die WEB-Technologie, ermöglichen es, auf das Leittechniksystem des Kraftwerkes von einem normalen Büro-PC mit entsprechender Autorisierung via Internet oder kundeneigenem Büro-Netzwerk zuzugreifen. Damit eröffnen sich Möglichkeiten von der Ferndiagnose bis hin zur Beobachtung und Bedienung eines Kraftwerkes von einem anderen Ort.

Vermehrt werden „intelligente“ Sensoren und Aktoren und Schaltanlagen über Bussysteme (z. B. Profibus, Ethernet) in die Kraftwerksleittechnik eingebunden. Damit werden die Diagnosemöglichkeiten in der zentralen Leittechnik verbessert.

Literatur

Bald A (1992) Wittchow Eberhard: Kombinierte Kraftwerke schonen Umwelt und Ressourcen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 42:4

Balling L, Joyce JS, Rukes B (1995) The new generation of advanced GUD combined-cycle blocks. Siemens AG Power Generation Group, supplemented version of paper presented to Power-Gen Europe, Amsterdam

Böhm H (1994) Fossilbefeuerte Kraftwerke. VGB Kraftwerkstechnik 74:3

Bohn T (Hrsg) (1985) Konzeption und Aufbau von Dampfkraftwerken. Technischer Verlag Resch, Verlag TÜV Rheinland

Brückner H, Wittchow E (1979) Kombinierte Gas-/Dampfturbinenprozesse: Wirtschaftliche Stromerzeugung aus Kohle und Gas. Brennstoff-Wärme-Kraft 31

Dolezal R (2001) Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke. Springer, Berlin/Heidelberg/NewYork

Frutschi HU (1999) Das Kombikraftwerk – Schlüssel zur thermischen Stromerzeugung aus Erdgas. ABB-Technik 3

Hadenfeldt A, Kirn H (1981) Wärmepumpen, Bd. 1 . . . 5.Verlag C.F. Müller, Karlsruhe

Kehlhofer R (1997) Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plants. Pennwell, Tulsa

Klefenz G (1991) Die Regelung von Dampfkraftwerken. BI-Wissenschaftsverlag, Mannheim/Wien/Zürich

Strom aus unseren Kraftwerken (2001) INFEL-Verlag, Zürich

Krebs W-D, Schneider D (2000) Neue Ansätze in der Entwicklung konventioneller Spaltreaktoren. Bulletin SEV 21

Kugeler K, Phlippen PW (1993) Energietechnik. Springer, Berlin/Heidelberg

NAGRA (1992) Nukleare Entsorgung Schweiz, Konzept und Realisierungsplan, Wettingen, Schweiz

Schultz MA, Marxen M (1965) Steuerung und Regelung von Kernreaktoren und Kernkraftwerken. Berliner Union, Stuttgart

Strauss K (1998) Kraftwerkstechnik. Springer, Berlin/Heidelberg/NewYork

Volkmer M (1991) Kernenergie, Radioaktivität und Strahlenschutz. IKK, Bonn

Volkmer M (1993) Kernenergie, Basiswissen. IKK, Bonn

Kapitel 6
Die Wärmepumpe

Seit ca. 140 Jahren sind technische Verfahren bekannt, Wärme mitttels Arbeit von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau „hochzupumpen“. Die Kältemaschine verwendet diese Verfahren seit langem: sie entzieht dem zu kühlenden Objekt Wärme und pumpt diese auf eine leicht über der Umgebungstemperatur liegende Temperatur hoch. Analog dazu entzieht die Wärmepumpe der Umgebung Wärme und bringt sie auf eine für Heizungszwecke notwendige Temperatur.

Die Kältemaschine setzte sich rasch durch, da keine anderen Verfahren zur Verfügung standen. Die Wärmepumpe als Heizsystem hingegen konnte mit der konventionellen Heizung nicht konkurrieren. Pionieranlagen wurden zwar in den 30er-Jahren. vor allem in den USA und während des zweiten Weltkrieges wegen der Kohleknappheit in der Schweiz gebaut. Nach dem Krieg geriet aber die Wärmepumpe wegen des einsetzenden Öl-Booms beinahe in Vergessenheit. Nur in den USA erlebte sie in den 50er- und 60er-Jahren eine Renaissance als Ganzjahres-Klimatisierungsgerät (ca. 300.000 bestehende Anlagen im Jahre 1963).

Als Folge der Erdölkrise von 1973 erwachte in der zweiten Hälfte der 70er-Jahre das Interesse für die Wärmepumpe überall wieder, und diese begann sich progressiv als alternatives Heizsystem durchzusetzen. In der Schweiz werden heute rund 3 % der Komfortwärme durch Wärmepumpen geliefert, die Zuwachsraten liegen bei 10 %/a und ca. 50 % der Neubauten werden mit Wärmepumpenheizungen ausgerüstet. Die Gründe für diesen Boom werden im Folgenden erörtert.

6.1 Energiewirtschaftliche Bedeutung

Sowohl vom exergetischen Standpunkt aus (s. Anhang A), als auch was den energetischen Nutzungsgrad betrifft, besitzt die Wärmepumpe gegenüber anderen Heizverfahren eindeutige Vorteile. Bezüglich Nachhaltigkeit ist sie bei weitem die beste Heizung. Gegen

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_6

ihren Einsatz sprachen bis jetzt die relativ hohen Installationskosten im Vergleich mit einer Heizkesselanlage und die billigen fossilen Brennstoffe. Letzter Nachteil dürfte in Zukunft immer mehr schwinden.

6.1.1 Exergetischer Vergleich

Die Wärmeenergie eines Mediums wird durch folgende Beziehung ausgedrückt

$$\begin{aligned} Q &= c_m m T \quad [kJ] \\ c_m &= mittlere\, spezifische\, Warme \quad [kJ/kg,\ K] \\ m &= Masse \quad [kg] \\ T &= absolute\, Temperatur \quad [K]. \end{aligned} \tag{6.1}$$

Die Wärmeenergie wird im ($c_m m$, T)-Diagramm durch ein Rechteck dargestellt (Abb. 6.1), worin bei Eintrag der Umgebungstemperatur Exergie- und Anergieanteile (Def. in Anhang A, Abschn. A.2.2) deutlich ersichtlich sind. Die Exergieanteile bei

Verbrennungstemperatur und bei Niedrigtemperaturanwendungen unterscheiden sich sehr stark. Es lässt sich ferner erkennen, dass bei niedriger Temperatur eine größere Masse oder eine größere spezifische Wärme notwendig ist, um die gleiche Wärmemenge zu speichern.

In einer *konventionellen Heizung* (Abb. 6.2a) wird beim Übergang von A nach B der große Exergieanteil des Brennstoffs nutzlos vernichtet. Die Verwendung von Brennstoffen (die einen hohen potenziellen Exergieinhalt aufweisen) zur Produktion von Niedertemperaturwärme ist thermodynamisch gesehen sehr verschwenderisch. Fossile Brennstoffe sollten für die Hochtemperaturanwendungen (industrielle Prozesswärme) oder Erzeugung von Arbeit (Kraftwerke, Verbrennungsmotoren) reserviert werden.

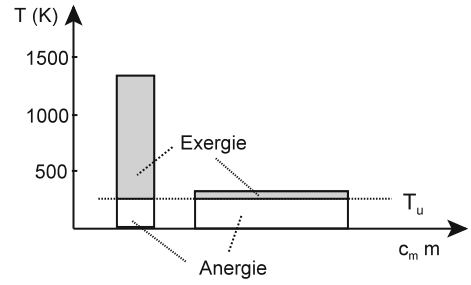


Abb. 6.1 Wärmeinhalt bei Verbrennungstemperatur und Niedertemperatur

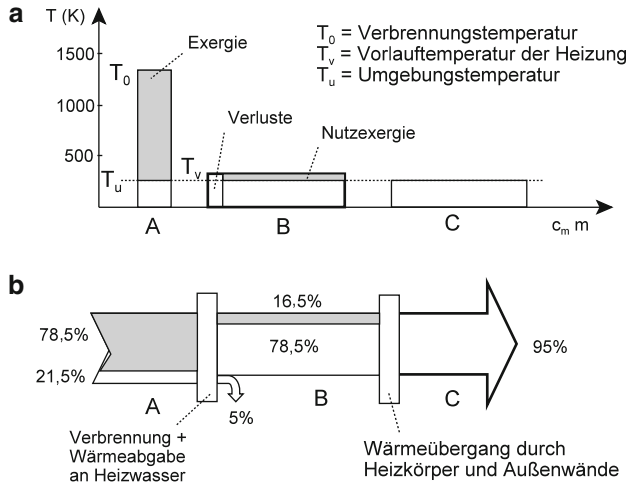


Abb. 6.2 **a** Wärmeinhalt, **b** Energiefluss bei der konventionellen Heizung *A* Energieinhalt des Brennstoffs, *B* dem Heizsystem zugeführte Wärme (Nutzenergie), *C* Endzustand der Energie (reine Anergie)

Werden beispielsweise folgende Werte angenommen: $T_0 = 1300$ K, $T_v = 340$ K und $T_u = 280$ K sowie einen Umwandlungswirkungsgrad bei Verbrennung und Wärmeabgabe von $\eta = 0{,}95$, ergibt sich folgender exergetischer Wirkungsgrad:

$$\eta_{ex} = \eta \frac{T_v - T_u}{T_v} \frac{T_0}{T_0 - T_u} = 0,21, \tag{6.2}$$

s. dazu auch die Darstellung mit Energieflussdiagramm in Abb. 6.2b.

Ganz anders die Wärmepumpenheizung. Die analoge Darstellung in Abb. 6.3a zeigt, dass nur jene Exergie in Form von Arbeit aufgewendet wird, die tatsächlich zur Erreichung der Heizungsvorlauftemperatur notwendig ist. Die Anergie wird von der Umgebung geliefert. Mit Bezug auf Abb. 6.3b ergeben sich z. B. folgende charakteristische, thermodynamisch gesehen wesentlich günstigeren Kennzahlen

$$\begin{aligned} &\textit{exergetischer Wirkungsgrad}: \quad \eta_{ex} = \frac{\textit{Nutzexergie}}{\textit{Exergieaufwand}} \approx 0,55 \\ &\textit{Arbeitszahl der Warmepumpe}: \quad \beta = \frac{\textit{Nutzenergie}}{\textit{Arbeit}} \approx 3. \end{aligned} \tag{6.3}$$

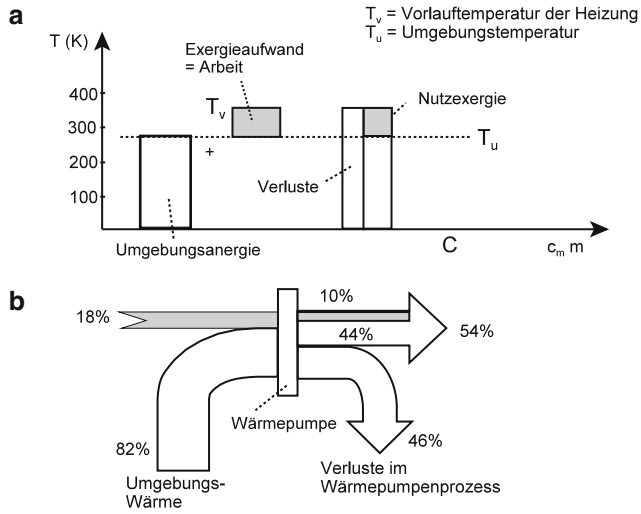


Abb. 6.3 (**a**) Wärmerechteck, (**b**) Energiefluss der Wärmepumpenheizung

6.1.2 Vergleich der Energie-Nutzungsgrade

Um den Energie-Nutzungsgrad zu beurteilen, müssen Annahmen über den Ursprung des für den Betrieb der Wärmepumpe nötigen Arbeitsaufwands getroffen werden. Der Nutzungsgrad ist definiert als

$$\eta_{nutz} = \frac{Nutzenergie}{Energieaufwand} \tag{6.4}$$

Im Fall der konventionellen Heizung ist der Nutzungsgrad immer $< 100\,\%$ (in Abb. 6.2 z. B. 95 %). Im Fall der Wärmepumpe sind hingegen Nutzungsgrade die wesentlich größer sind als 100 % die Regel. Dazu einige Beispiele.

- Die elektrische Antriebsenergie stammt aus einem Wasserkraftwerk, das mit einem Wirkungsgrad von 85 % arbeitet. Aus Abb. 6.3b ergibt sich das Flussdiagramm von Abb. 6.4 mit einem Nutzungsgrad von ca. 250 %.
- Die Antriebsenergie stammt aus einem thermischen Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 35 %. Es folgt Abb. 6.5 mit einem Nutzungsgrad von 105 %. Werden noch die Übertragungsverluste im Netz berücksichtigt, ergibt sich kein nennenswerter Vorteil gegenüber der Kesselheizung.
- Die Wärmepumpe wird zusammen mit einer Wärme-Kraft-Kopplungsanlage betrieben. Interessant ist vor allem der Fall des Stromgleichgewichts, bei dem die WKK-Anlage genau so viel Strom erzeugt, wie zum Antrieb der Wärmepumpe notwendig ist. Angenommen die WKK-Anlage oder das Blockheizkraftwerk weise einen Gesamtwirkungsgrad von 90 % auf und erzeuge dabei 35 % elektrischen Strom, ergibt sich die in Abb. 6.6 dargestellte Situation mit einem Nutzungsgrad von 160 %.

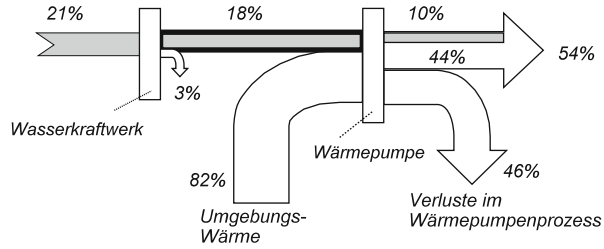


Abb. 6.4 Nutzungsgrad der Wärmepumpenheizung mit Energie aus Wasserkraft

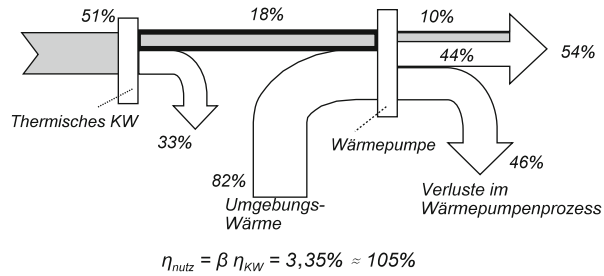


Abb. 6.5 Nutzungsgrad mit Energie aus thermischem Kraftwerk

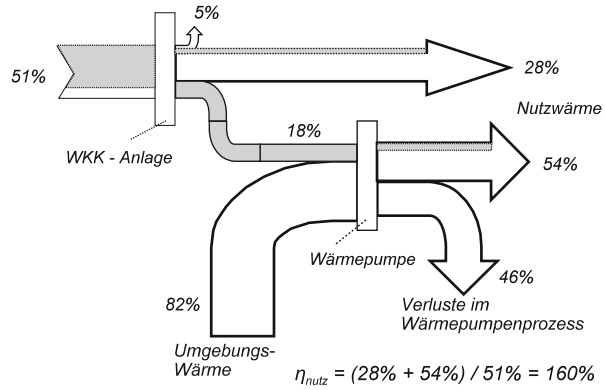


Abb. 6.6 Nutzungsgrad von Wärmepumpe + WKK-Anlage im Stromgleichgewicht

- An Stelle der WKK-Anlage kann auch ein Kombikraftwerk eingesetzt werden. Da dieses einen wesentlich höheren elektrischen Wirkungsgrad von z. B. 60 % ohne und 48 % mit Wärmenutzung (s. Abschn. 5.4.3) aufweist, folgen für die beiden Fälle die Nutzungsgrade der Abb. 6.7 und 6.8.

In beiden Fällen werden theoretisch Nutzungsgrade von 180 % erreicht, die sich jedoch noch leicht reduzieren, da Kombikraftwerk und Wärmepumpe i. d. R. nicht am selben Ort aufgestellt sind und Netzverluste bei der Übertragung der elektrischen Energie hinzuzurechnen sind.

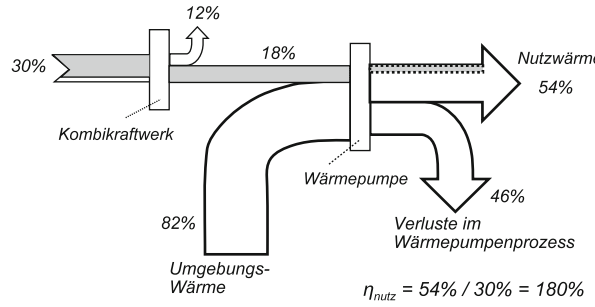


Abb. 6.7 Nutzungsgrad von Wärmepumpe + Kombikraftwerk ohne Wärmenutzung

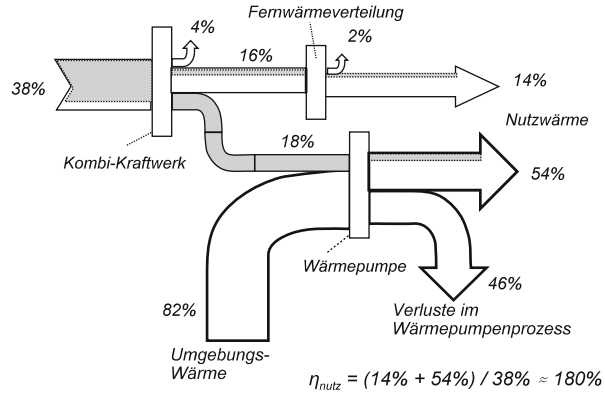


Abb. 6.8 Nutzungsgrad von Wärmepumpe + Kombikraftwerk mit Wärmenutzung über ein Fernwärmenetz

Diese Beispiele zeigen, dass zur Verbesserung des Nutzungsgrades der Energie zwei Vorkehrungen besonders wirksam sind: Die Verbesserung des elektrischen Wirkungsgrades der Elektrizitätsproduktion und die Verbesserung der Arbeitszahl der Wärmepumpe. Zum letzten Punkt s. Abschn. 6.2 Weitere Analysen zu diesem Thema sind z. B. in (Zogg 1998) zu finden.

Schlussfolgerungen

Den höchsten Energie-Nutzungsgrad wird mit der Kombination *Wasserkraftwerk-Wärmepumpe* (z. B. Kleinwasserkraftwerk-Wärmepumpe) erreicht, die zugleich eine sehr nachhaltige Lösung darstellt, da CO_2-frei.

Die Kombination der Wärmepumpe mit konventionellen thermischen Kraftwerken ist sinnlos, wenn diese mit fossiler Energie betrieben werden. Im Fall *nuklearer Energie* oder von *Biomasse* ist zwar der Nutzungsgrad nicht höher als der einer konventionellen Kesselheizung, aber die produzierte Wärme CO_2-frei und der Beitrag zur Nachhaltigkeit deshalb beträchtlich.

Die Kombination der Wärmepumpe mit *Blockheizkraftwerken* und vor allem mit *Kombikraftwerken* weist Energie-Nutzungsgrade deutlich über 150 % auf und bietet deshalb, auch wenn sie nicht CO_2-frei ist, ein erhebliches CO_2-Sparpotential (dies aber nur für Länder mit starker Elektrizitätsproduktion aus fossiler Energie). Dies gilt auch für die Kombination mit *Brennstoffzellen* (Kap. 8).

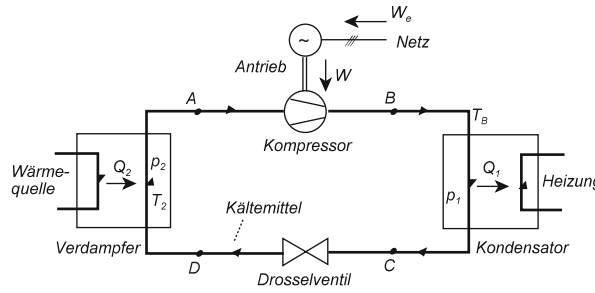


Abb. 6.9 Prinzipschaltbild der Kompressionswärmepumpeb

Die Analyse erlaubt, aus energiewirtschaftlich-ökologischer Sicht folgende Thesen aufzustellen:

- Kesselheizungen (mit Oel oder Gas befeuert) sollten soweit als möglich durch die Wärmepumpen ersetzt werden. Deren Elektrizitätsbedarf soll, wenn nötig, durch Kombikraftwerke oder Blockheizkraftwerke im Stromgleichgewicht gedeckt werden.
- Eine Stromproduktion der Kombikraftwerke jenseits des Wärmepumpenbedarfs kann zur Deckung steigender Stromnachfrage in Ländern mit Elektrizitäts- produktion überwiegend aus fossilen Brennstoffen durchaus sinnvoll sein, nicht aber als Ersatz von Strom nuklearer Herkunft.

6.2 Prinzip und Aufbau

Eine Kompressionswärmepumpe (wir beschränken uns hier auf diese Variante) besteht im einfachsten Falle aus vier Grundelementen, wie in Abb. 6.9 dargestellt. Die von der Umgebung (Wärmequelle) aufgenommene Wärmemenge Q_2 lässt im *Verdampfer* das vorwiegend flüssig eintretende *Kältemittel* verdampfen. Der trockene Dampf wird im *Kompressor* mit dem Arbeitsaufwand W auf einen höheren Druck und eine höhere Temperatur gebracht. Die Summe beider Energien ($Q_2 + W$), abzüglich die Verluste, wird im *Kondensator* dem Heizungssystem übertragen (Wärmemenge Q_1). Das Kältemittel kondensiert dabei auf hohem Druck- und Temperaturniveau. Durch ein *Drosselventil* wird schließlich das Kältemittel entspannt und dem Verdampfer wieder zugeführt (Hadenfeldt und Kirn 1981).

6.2.1 Der idealisierte Kreisprozess

Berechnungen basieren auf dem in Abb. 6.10 dargestellten idealisierten Kreisprozess. Abweichungen werden mit entsprechenden Wirkungsgraden berücksichtigt. Es ist üblich, den Kreisprozess in der (h, $log\ p$)-Ebene darzustellen. Die idealisierten Vorgänge in den vier Grundelementen seien kurz betrachtet.

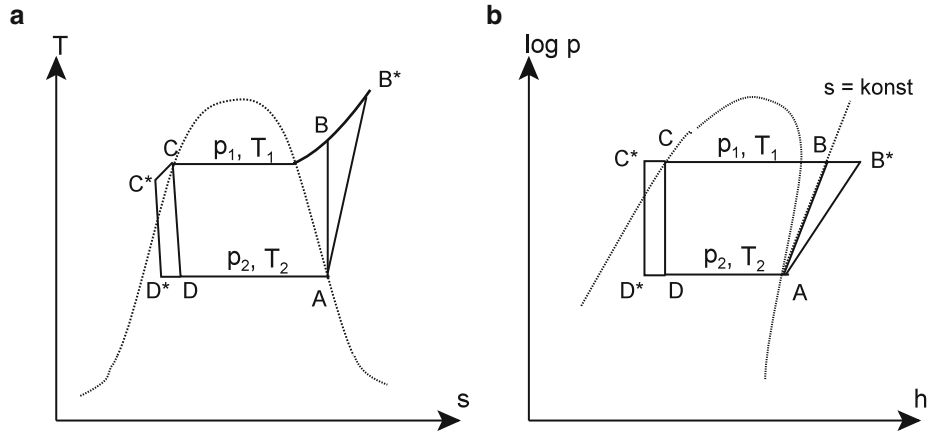


Abb. 6.10 Kreisprozess der Kompressionswärmepumpe (**a**) in der (s, T)-Ebene, (**b**) in der (*h, log p*)-Ebene ABCD idealisierter Kreisprozess, *AB*C*D** = realer Kreisprozess

Verdampfer D → A
Der Vorgang wird als isobar angenommen ($p = p_2$). Da er sich im Nassdampfbereich des Kältemittels abspielt, ist $T =$ konst. $= T_2$. Aus Anhang A, Gl. A.23 folgt, da $w = 0$

$$\Delta h = h_A - h_D = q_{2th}, \tag{6.5}$$

worin $q_{2\text{th}}$ die vom Kältemittel aufgenommene spezifische Wärmeleistung darstellt.

Kompressor A → B
Der Vorgang wird als reversibel und adiabat angenommen. Damit ist er auch isentrop ($s =$ konst., $q = 0$). Aus Gl. A.26 folgt

$$\Delta h = h_B - h_A = w_{th}, \tag{6.6}$$

worin w_{th} die dem Kältemittel übertragene theoretische Kompressionsarbeit darstellt.

Kondensator B → C
Der Vorgang sei isobar ($p = p_1$) und verlustlos. Die Temperatur ist am Anfang T_B, nimmt im ersten Teilstück des Kondensators ab und bleibt dann nach Erreichen der Taulinie konstant ($T = T_1$). Da w = 0, folgt aus Gl. A.23

$$\Delta h = h_C - h_B = -q_{1th}, \tag{6.7}$$

worin $q_{1\text{th}}$ die theoretisch vom Kältemittel abgegebene Leistung darstellt.

Drosselventil C → D
Der Vorgang sei adiabat. Da $w = 0$ und $q = 0$, folgt aus Gl. A.26

$$\Delta h = 0, \quad - - \succ \quad h_D = h_C, \tag{6.8}$$

der Vorgang ist isoenthalpisch (s. auch Abschn. A.3.4).

Durch Einführung des Kältemittelstroms m folgen aus den spezifischen Energien die absoluten Leistungen, z. B. Q [kJ/s] $= m$ [kg/s] $\cdot\, q$ [kJ/kg]. Man definiert:

$$\begin{array}{lll} \textit{Kalteleistung}: & Q_{2th} = mq_{2th} & = m(h_A - h_D) \\ \textit{theoret. Antriebsleistung}: & P_{th} = mw_{th} & = m(h_B - h_A)\,. \\ \textit{theoret. Heizleistung} & Q_{1th} = mq_{1th} & = m(h_B - h_C) \end{array} \tag{6.9}$$

Es folgt, da $h_D = h_C$

$$Q_{1th} = Q_{2th} + P_{th}. \tag{6.10}$$

Als Leistungsziffer wird das Verhältnis von Heizleistung zu aufgenommener Antriebsleistung bezeichnet. Der idealisierte Prozess hat die Leistungsziffer

$$\varepsilon_{th} = \frac{Q_{1th}}{P_{th}} = \frac{h_B - h_C}{h_B - h_A}. \tag{6.11}$$

6.2.2 Der reale Kreisprozess

Die wichtigsten Abweichungen vom idealisierten Kreisprozess können folgendermaßen berücksichtigt werden:

a. Der Kompressionsvorgang ist nicht reversibel. Die aufzuwendende Arbeit ist auf Grund der Reibungsverluste größer:

$$P = \frac{P_{th}}{\eta_i}, \qquad \eta_i = \textit{isentroper Wirkungsgrad} \tag{6.12}$$

Die Reibungsverluste erhöhen auch die verfügbare Heizenergie. Insbesondere ist zu beachten, dass die effektive maximale Temperatur $T_B{}^*$ wesentlich über der theoretischen T_B liegt, wie aus Abb. 6.10a deutlich zu sehen ist.

b. Die Vorgänge sind nicht adiabat. Es entstehen also Wärmeverluste, vor allem dort, wo die Temperatur hoch ist, d. h. im Kompressor, im Kondensator und in den Zuleitungen zum Kondensator. Es ergibt sich das Flussdiagramm Abb. 6.11 Diese Verluste werden mit dem thermometrischen Wirkungsgrad $\eta\vartheta$ berücksichtigt. Die effektive Heizleistung ist somit

$$\begin{gathered} Q_1 = \eta_\vartheta(Q_2 + Q_D + P) - Q_D = \eta_\vartheta\left(Q_2 + \frac{P_{th}}{\eta_i}\right) - (1 - \eta_\vartheta)Q_D \\ \text{mit} \quad Q_2 = m(h_A - h_D{}^*), \quad Q_D = mh_D{}^*. \end{gathered} \tag{6.13}$$

c. Ferner ist zu berücksichtigen, dass sich die elektrische Leistung P_e, die vom Netz bezogen wird, um die mechanischen und elektrischen Verluste des Antriebs erhöht

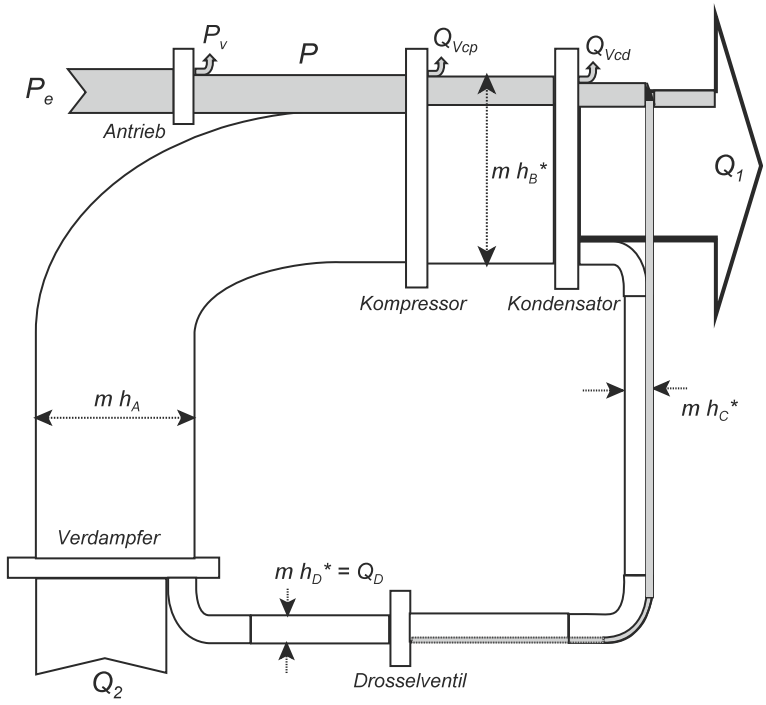


Abb. 6.11 Leistungsflussdiagramm der Wärmepumpe, Anergie und Exergie $P_v = (1 - \eta_m\ \eta_e)\ P_e$, $Q_{vcp} + Q_{vcd} = (Q_1 + Q_D)\ (1 - \eta_\vartheta)/\eta_\vartheta$

sowie um den Leistungsbedarf von Hilfsantrieben (z. B. Ventilator für Verdampfer, bei Luft als Wärmequelle). Dies kann mit dem mechanischen und elektrischen Wirkungsgrad η_m bzw. η_e berücksichtigt werden:

$$P_e = \frac{P}{\eta_m \eta_e} \tag{6.14}$$

d. Ferner besteht die Möglichkeit, durch Unterkühlung des Kältemittels von *C* nach *C** vor der Entspannung die Wärmeaufnahme im Verdampfer bzw. Wärmeabgabe im Kondensator zu erhöhen und so die Leistungsziffer zu verbessern.

Der reale Kreisprozess unterscheidet sich vom idealen außerdem noch in einigen Punkten:

- Auf Grund von Druckverlusten druck- und saugseitig sind die Vorgänge im Nassdampfbereich nicht exakt isobar.
- Wegen Wärmeaufnahme ist der Vorgang im Drosselventil nicht exakt iso-enthalpisch.
- Das Kältemittel wird vor der Verdichtung überhitzt (Punkt *A* in Abb. 6.10 verschiebt sich leicht nach rechts), damit keine Flüssigkeit angesaugt wird, die den Verdichter beschädigen könnte.

6.2.3 *Leistungsziffer und Arbeitszahl*

Aus den Gl. 6.9–6.14 folgt für die Leistungsziffer des realen Prozesses

$$\varepsilon = \frac{Q_1}{P_e} = \eta_e \ \eta_m \ \eta_i \ \eta_\vartheta \left[\varepsilon_{th}^* + \frac{1-\eta_i}{\eta_i} - \frac{1-\eta_\vartheta}{\eta_\vartheta}\frac{Q_D}{P_{th}}\right], \tag{6.15}$$

worin ε_{th}* die Leistungsziffer des idealen Prozesses ABC*D* darstellt ($h_D^* = h_C^*$)

$$\varepsilon_{th}^* = \frac{h_B - h_C^*}{h_B - h_A}. \tag{6.16}$$

Im Anhang VIII sind die (h, log p)-Diagramme einiger Kältemittel gegeben.

Die *Leistungsziffer* entspricht dem Verhältnis zwischen Heizleistung und Antriebsleistung in einem bestimmten Betriebszustand; sie hängt von den Betriebsbedingungen und insbesondere von den Momentanwerten der Temperaturen ab. Die *Arbeitszahl* ist die entsprechende Integralgröße. Sie stellt das Verhältnis von Heizenergie zur eingesetzten Antriebsenergie (in der Regel elektrische Energie) während einer bestimmten Betriebszeit dar (z. B. als Jahresarbeitszahl) und charakterisiert somit besser die energetische Effizienz der Wärmepumpenanlage.

Beispiel 6.1
Eine Wärmepumpe wird mit dem Kältemittel R 407C betrieben (Diagramm in Anhang G). Sie arbeitet zwischen den Temperaturen 0 C und 50 °C. Die Wirkungsgrade sind: $\eta_i = 0{,}8$, $\eta_\vartheta = 0{,}95$, $-\eta_m = 0{,}9$, $\eta_e = 0{,}85$. Man berechne die Leistungsziffer.

Aus dem (h,log p)-Diagramm folgt ohne Unterkühlung $\varepsilon_{th}^* = \varepsilon_{th} = 4{,}63$. Aus Gl. 6.11 erhält man

$$\varepsilon \approx 0,85 \ \ 0,9 \ \ 0,8 \ \ 0,95 \ \ (4,63 + 0,25 - 0,39) = 2,6 \tag{6.17}$$

Mit Unterkühlung lässt sich die Leistungsziffer erheblich um bis zu 30 % steigern und somit eine Leistungsziffer bis gegen 3,4 erreichen.

6.3 Einsatz

Die Anwendungen der Wärmepumpe sind vielfältig. Neben der Wohnraumheizung seien erwähnt: Hallen- und Freischwimmbadheizung (evtl. auch in Kombination mit Einhalte), Raumklimatisierung und Wärmerückgewinnung (z. B. in größeren Gebäuden), industrielle Vorgänge, wie Trocknung und Destillation. Grundsätzlich kann dieselbe Wärmepumpenanlage

sowohl als Heiz- als auch als Kühlanlage funktionieren, z. B. durch Umkehrung des Arbeitsstoffkreislaufs mittels Ventilen.

Im Folgenden beschränken wir uns auf die Besprechung der Wohnraumheizung.

Die Kenngrößen und die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpenheizung werden in erster Linie von folgenden Faktoren bestimmt:

- Klimatische Verhältnisse.
- Art und Bemessung der Wärmeverteilungsanlage.
- Art der Wärmequelle.
- Betriebsweise der Wärmepumpe.

Im Folgenden sei nur auf die klimatische Verhältnisse und die Bemessung der Wärmeverteilungsanlage näher eingegangen und für die anderen Aspekte auf die umfangreiche einschlägige Fachliteratur verwiesen.

6.3.1 Verlauf der Aussentemperatur

Ausgangspunkt eines jeden Heizungsprojekts ist die Kenntnis des Verlaufs der Außentemperaturen. Im allgemeinen wird von der Jahresdauerlinie (Summenhäufigkeit) der mittleren Tagestemperaturen ausgegangen (Abb. 6.12).

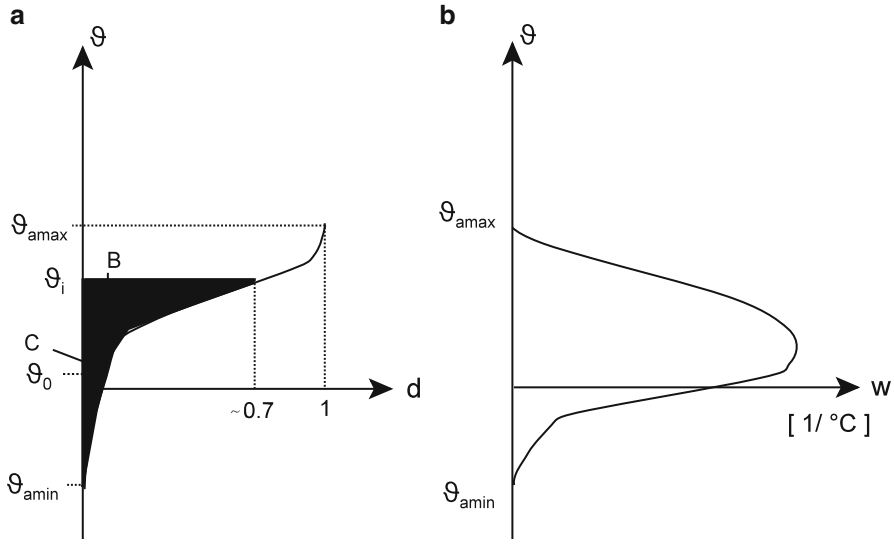


Abb. 6.12 **a** Dauerlinie, **b** Häufigkeit der mittleren Tagestemperaturen

Da die notwendige Heizleistung proportional zur Differenz $(\vartheta_i - \vartheta_a)$ zwischen der gewünschten Innentemperatur ϑ_i; und der Außentemperatur ϑ_a ist, ergibt die schraffierte Fläche von Abb. 6.12a die Jahres-Heizenergie. Die Möglichkeiten für den Betrieb der Wärmepumpe können aus diesem Diagramm herausgelesen werden:

A) **Monovalenter Betrieb**
Die Wärmepumpenanlage (WP-Anlage) wird für die maximale Heizleistung (prop. $\vartheta_i - \vartheta_{amin}$) ausgelegt.

B) **Bivalenter Alternativbetrieb**
Da die maximale Leistung nur wenige Tage im Jahr dauert, wird oft ein bivalenter Betrieb Vorteile bieten. Die WP-Anlage wird dann für die Temperatur ϑ_0 dimensioniert (d. h. für eine Heizleistung prop. $\vartheta_i - \vartheta_0$). Unterhalb dieser Temperatur wird die WP abgeschaltet und die Heizung von einem alternativen System übernommen. Wirda) dadurch die Leistung z. B. halbiert, werden trotzdem vielleicht noch 70 % der Jahresenergie von der WP-Anlage geliefert (schraffierte Fläche rechts von der Linie *B*, Abb. 6.12a).

C) **Bivalenter Parallelbetrieb**
Die WP-Anlage wird wieder für die Temperatur ϑ_0 dimensioniert, jedoch auch unterhalb dieser Temperatur betrieben und liefert somit vielleicht 90 % der Jahresenergie (schraffierte Fläche oberhalb der Linie *C*, Abb. 6.12a). Die Zusatzheizung wird für die restliche Spitzenleistung dimensioniert.

Für die Berechnung der Jahresenergie wird von der Häufigkeit w der mittleren Außentemperaturen ausgegangen (Abb. 6.12b). Die Summenhäufigkeit d ist das Integral der Häufigkeit w. Es gelten die Beziehungen

$$d = \int_{\vartheta_{min}}^{\vartheta} w d\,\vartheta, \qquad \int_{\vartheta_{min}}^{\vartheta_{max}} w d\,\vartheta = 1. \tag{6.18}$$

6.3.2 Art und Bemessung der Wärmeverteilungsanlage

Die Wärmeverteilung kann als einfacher Wärmetauscher betrachtet werden (Abb. 6.13). Der Heizwärmebedarf ist

$$Q_H' = KA(\vartheta_1 - \vartheta_a) \quad \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2, ^\circ\text{C}}\ \text{m}^2\ ^\circ\text{C} = \text{kW}\right]. \tag{6.19}$$

Der Wärmeaustausch der Heizkörper ist stationär

$$Q_H' = K_H A_H \Delta\vartheta_m, \tag{6.20}$$

worin $\Delta\vartheta_m$ die mittlere Übertemperatur des Heizkörpers beschreibt, deren Verlauf als logarithmisch angenommen wird

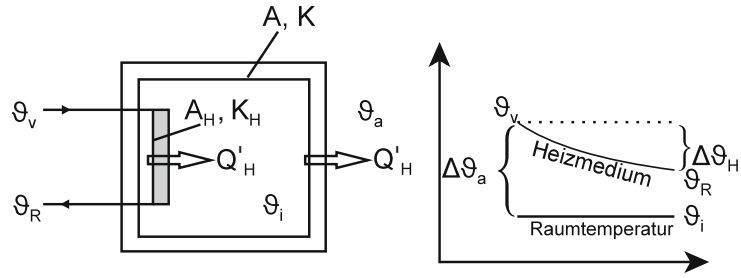


Abb. 6.13 Schema der Wärmeverteilung, ϑv Vorlauftemperatur, ϑ_R Rücklauftemperatur, ϑi Innentemperatur, ϑ_a Aussentemperatur, A Oberfläche, K Wärmedämmung des Gebäudes, A_H Austauschfläche, K_H Wärmedurchgangszahl der Heizkörper

$$\Delta\vartheta_m = \frac{\Delta\vartheta_H}{1\mathrm{n}\left(\dfrac{\Delta\vartheta_a}{\Delta\vartheta_a - \Delta\vartheta_H}\right)}. \tag{6.21}$$

Für das Heizwasser mit Wasserfluss m'_H gilt schließlich

$$\dot{Q}_H = \dot{m}_H c_p \ \Delta\vartheta_H. \tag{6.22}$$

Ausgehend von den bekannten Größen ϑ_i und ϑ_a, lassen sich aus den Gl. 6.19, 6.20, 6.21 und 6.22 der Reihe nach $\dot{Q}_H$, $\Delta\vartheta_\mathrm{m}$, $\Delta\vartheta_\mathrm{H}$, $\Delta\vartheta_\mathrm{a}$ und somit ϑ_v und ϑ_R bestimmen.

Die Jahresenergie pro Grad Celsius kann mit der Häufigkeit w (Abb. 6.12) berechnet werden

$$E_H = \dot{Q}_H \ w \ 8760 \quad \left[\mathrm{kW}\frac{1}{^\circ\mathrm{C}}\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{a}} = \frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{a}\ ^\circ\mathrm{C}}\right]. \tag{6.23}$$

Abb. 6.14 zeigt $\dot{Q}_H$ und ϑ_v sowie die Energie E_H als Funktion der Außentemperatur ϑ_a. Die Fläche unterhalb der Kurve E_H stellt die Jahresheizenergie dar.

Je niedriger die Vorlauftemperatur ϑ_v ist, desto niedriger wird die Verflüssigungstemperatur im Kondensator sein und desto höher also die Leistungszahl der Wärmepumpe. Niedertemperaturheizungen (Fußbodenheizung, Luftheizung) sind deshalb besonders vorteilhaft bei Wärmepumpeneinsatz. Die höhere Leistungszahl wirkt sich auf die Wirtschaftlichkeit doppelt günstig aus: der Verdichter wird kleiner, und der Exergieaufwand verringert sich.

Bemerkung Die gefundene Beziehung zwischen $\dot{Q}_\mathrm{H}$, ϑ_v und ϑ_a ist nur im Mittel und stationär gültig, weil:

- die Wärmedurchgangszahl K von Wind und Sonneneinstrahlung beeinflusst wird, also je nach Witterung beträchtlich ändern kann bei gleichbleibender Außen-temperatur,
- das Wärmespeichervermögen des Gebäudes eine Verzögerung des Wärmebedarfs gegenüber der Temperaturdifferenz mit sich bringt.

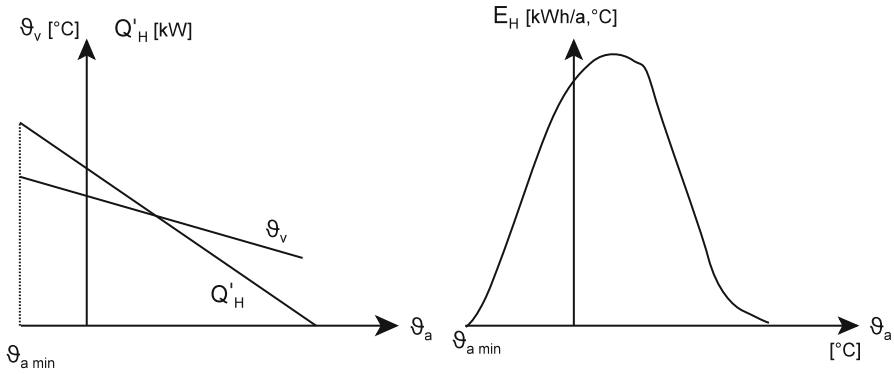


Abb. 6.14 Wärmeleistungs-bedarf, Vorlauftemperatur und Jahresenergiebedarf in Abhängigkeit von der Außentemperatur

Obige Beziehungen sind für die Bemessung der Heizung normalerweise trotzdem genügend. Bei Betriebsoptimierungsrechnungen ist hingegen das Speichervermögen mit Hilfe eines exakteren dynamischen Modells zu berücksichtigen.

Literatur

Hadenfeldt A, Kirn H (1981) Wärmepumpen, Bd. 1 . . . 5. Verlag C. F. Müller, Karlsruhe

Zogg M (1998) Maximale Primärenergienutzung und CO_2-Reduktion mit Wärmepumpenheizsystemen. Bundesamt für Energie, Bern

Teil III
Alternative Stromerzeugung, chemische Energiespeicher

Dieser Teil behandelt in fünf Kapiteln folgende Energietechniken: Windenergie (Kap. 7), Photovoltaik (Kap. 8), Brennstoffzellen (Kap. 9), Chemische Energiespeicher (Kap. 10) und Kernfusion (Kap. 11). Diese Energietechniken könnten, zusammen mit der solarthermischen Stromproduktion, im Laufe dieses Jahrhunderts die Energiewirtschaft revolutionieren.

Wird die Wasserkraft ausgeklammert (Anteil 16 %), werden heute (2013) weltweit nur ca. 3 % der Elektrizität aus *erneuerbaren Energien* erzeugt. In Zukunft dürften aus den in Kap. 1 erwähnten Gründen (Abschn. 1.6 und 1.7) *neben Biomasse und Abfallverwertung, Windenergie, Solarthermie* und *Photovoltaik* einen wesentlich größeren Anteil beisteuern. Windenergie und Photovoltaik werden in den Kap. 7 und 8 näher besprochen werden. Als Einführung dazu dient Abschn. 1.2, dessen Kenntnis hier vorausgesetzt wird. Vor allem die Windenergie weist in den letzten Jahren weltweit und besonders in Europa sehr starke Zuwachsraten auf, da sie bei guten Windverhältnissen wirtschaftlich mit konventionellen Energien konkurrieren kann.

Die solarthermische Elektrizitätsproduktion, die abgesehen von den Flachspiegelanlagen (Heliostaten) und Strahlungsempfängern oder den Parabolrinnenkollektoren (Abschn. 1.2.3.5) eine im Wesentlichen konventionelle thermische Kraftwerktechnik darstellt, hat vor allem in den Mittelmeer- und nordafrikanischen Ländern (um nur die europanahen zu nennen), bei politischer Beruhigung, eine vielversprechende Zukunft (Projekt Desertec).

Eine weitere interessante Technik stellen die *Aufwindkraftwerke* dar [3]. Die von *Solarkollektoren* erhitzte Luft wird in ein hohes Kamin geleitet. Die starken Aufwinde treiben eine *Windturbine* an. Es handelt sich also um ein Windkraftwerk, das von einem mit Hilfe von Solarenergie künstlich erzeugten Wind angetrieben wird. Grössere Prototypanlagen sind in verschiedenen Ländern geplant u. a. in Australien, wo 2010 eine Anlage hätte in Betrieb gehen sollen (Turmhöhe 1000 m).

Ebenso wird die Möglichkeit geprüft *Wellenenergie* und *Meeresströmungsenergie* nutzbar zu machen, z. B. in Kombination mit Gezeitenkraftwerken und Offshore-Windenergieanlagen. Die Technik der Nutzung der Meeresströmungsenergie ist ähnlich derjenigen der Windenergienutzung [1, 2].

In elektrochemischen (galvanischen) Elementen kann durch eine Redoxreaktion chemisch gebundene Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt werden.

Man unterscheidet elektrochemische Elemente grundsätzlich darin, ob sie kontinuierlich arbeiten oder ob die Reaktionspartner innerhalb der Zelle verbraucht und wieder zurückgewonnen werden.

Bei *Brennstoffzellen* und Elektrolyseuren werden kontinuierlich die Edukte dem Element zugeführt und die entstehenden Reaktionsprodukte abgeführt. Brennstoffzellen erlauben aus Erdgas und Wasserstoff, Elektrizität mit höheren Wirkungsgraden zu erzeugen als konventionelle Kombianlagen. Neben ihrer vorrangigen Bedeutung für mobile Anwendungen könnten sie deshalb mittel- und langfristig auch für die Elektrizitätsproduktion interessant werden (Kap. 9).

Bei *Batterien* findet kein Stoffaustausch mit der Umgebung statt sondern es werden nur Elektronen temporär eingelagert und wieder entnommen. Die chemische Speicherung von Energie mittels leistungsfähiger Batterien ist vor allem in Zusammenhang mit der Elektromobilität von grosser Bedeutung (Kap. 10).

Der kommerzielle Einsatz der *Kernfusion* sollte schließlich in der zweiten Hälfte des begonnenen Jahrhunderts möglich werden. Der Stand der Forschung auf diesem Gebiet und deren Aussichten werden in Kap. 11 besprochen.

Literatur

[1]. http://de.wikipedia.org/wiki/Meeresströmungskraftwerk
[2]. http://de.wikipedia.org/wiki/windenergie
[3]. Hau E (1988) Windkraftanlagen. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York

Kapitel 7
Windkraftwerke

Das Potenzial der Windenergie und die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Nutzung wurden bereits in Abschn. 1.2.3 kurz erörtert. In Kap. 7 werden die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Windenergienutzung näher behandelt.

7.1 Die kinetische Energie des Windes

7.1.1 Theoretische Windleistung

Eine Luftmasse m, die sich mit der Geschwindigkeit v_0 bewegt, enthält die kinetische Energie

$$\frac{1}{2} m \quad v_0^2 \quad \left[\mathrm{kg}\left(\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}\right)^2 = \mathrm{J}\right]. \tag{7.1}$$

Einem Querschnitt A, durch den pro s die Luftmasse m' mit Dichte ρ und Geschwindigkeit v_0 hindurchzieht

$$m' = A\varrho v_0 \quad \left[\mathrm{m}^2 \frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3} \frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}} = \frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{s}}\right], \tag{7.2}$$

kann folgende *theoretische Windleistung* zugeordnet werden

$$p_0 = \frac{1}{2} m' v_0^2 = \frac{1}{2} A\varrho v_0^3 \quad [\mathrm{W}]. \tag{7.3}$$

Die theoretische Windleistung steigt mit der dritten Potenz der *Windgeschwindigkeit* an, welche die Wirtschaftlichkeit entsprechend stark mitbestimmt.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_7

Ein weiterer Parameter ist die Luftdichte. Diese beträgt für Trockenluft bei Normaldruck (1013 mbar) und 0 C: 1,292 kg/m^3. Druck und Temperatureinfluss lassen sich durch die Beziehung

$$\frac{P}{\varrho} = RT \quad --\succ \quad \varrho = \frac{P}{RT} \qquad \text{mit} \quad R = 287,1 \frac{\text{J}}{\text{kgK}} \tag{7.4}$$

erfassen. Zu beachten ist ferner, dass der Druck mit der Höhe nach der barometrischen Formel ändert (p_0 bei 20 °C):

$$p = p_0 e^{-\frac{h - h_0}{aT}} \qquad \text{mit} \quad a = 29,27 \frac{\text{m}}{\text{k}}. \tag{7.5}$$

7.1.2 Windgeschwindigkeit

Die Beziehung zwischen Windstärke und Windgeschwindigkeit kann der nachfolgenden Tab. 7.1 entnommen werden.

Jahresmittel der Windgeschwindigkeit, die über 5 m/s liegen, kommen i. d. R. nur in Küstenregionen oder auf freistehenden Berggipfeln vor. Zu beachten ist jedoch, dass das Mittel allein, wegen v_0^3 (Gl. 7.3) noch keine direkte Aussage über den Energieinhalt ermöglicht. Die Windgeschwindigkeit ändert außerdem auf Grund der Bodenreibung mit der Höhe nach der Formel

Tab. 7.1 Windstärke und Windgeschwindigkeit (Kleemann und Meliss 1988)

	Windgeschwindigkeit		
Windstärke nach Beaufort	m/s	Knoten	Wirkung des Winds
0 still	0 … 0,2	0 … 1	Rauch steht senkrecht
1 sehr leicht	0,3 … 1,5	1 … 3	Rauch steht schräg
2 leicht	1,6 … 3,3	4 … 7	Luftzug eben fühlbar
3 schwach	3,4 … 5,4	8 … 11	Blattbewegung an Bäumen
4 mäßig	5,5 … 7,9	12 … 15	Zweigbewegung an Bäumen
5 frisch	8 … 10,7	16 … 21	Astbewegung an Bäumen
6 stark	10,8 … 13,8	22 … 27	Heulen des Winds
7 steif	13,9 … 17,1	28 … 33	Baumbewegung, überstürzende Wellen
8 stürmisch	17,2 … 20,7	34 … 40	Stämme biegen sich, Gehen schwer
9 Sturm	20,8 … 24,4	41 … 47	Dachziegel fallen
10 schwerer Sturm	24,5 … 28,4	48 … 55	Bäume fallen um
11 orkanartiger Sturm	28,5 … 32,6	56 … 63	zerstörende Wirkung schwerer Art
12 Orkan	32,7 … 36,9	64 … 71	Mauern stürzen um, allg. Verwüstung

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^{\alpha}, \quad wobei \begin{cases} \alpha = 0,16 & (Meer) \\ \alpha = 0,17..0,2 & (Ebene\ \ ohne\ \ Hindernisse). \end{cases} \tag{7.6}$$

Bei Hindernissen kann α wesentlich höhere Werte annehmen. Eine nicht ebene Topografie kann außerdem starke lokale Unterschiede bewirken und das Höhenprofil des Windes verändern. Der Standortwahl einer Windenergieanlage kommt deshalb große Bedeutung zu.

Beispiel 7.1
Man berechne die theoretische Leistung pro m^2 Fläche für $v_0 = 4$ m/s und 7 m/s sowie die entsprechende theoretische Leistung bei konstantem Wind

1. für 0 m ü. M bei Normaldruck und 20 °C,
2. auf 2000 m Höhe beim entsprechendem Druck und 10 °C (in % von a))
3. angenommen, obige Geschwindigkeitswerte gelten für eine Höhe von 10 m über dem Boden, wie verändert sich in % die Leistung, wenn die Windturbine 20 m über dem Boden installiert wird? (Boden ohne Hindernisse).

a)

$$\varrho = 1,292\,\frac{273}{293} = 1,205\,\frac{\mathrm{kg}}{\mathrm{m}^3} \begin{cases} 4\mathrm{m/s}: P_0 = \frac{1}{2}1,205 \quad 4^3 = 38,6\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} \\ 7\mathrm{m/s}: P_0 = \frac{1}{2}1,205 \quad 7^3 = 207\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2} \end{cases}$$

b)

$$P = p_0 e^{-\frac{2000}{29,27283}} = p_0 0,7855$$

$$- - \succ \varrho = 1,205\,\frac{293}{283}\,0,7855 = 1,205 \cdot 0,8133,$$

Die Leistung wird um nahezu 19 % reduziert.

c)

$$\left(\frac{v}{v_0}\right)^3 = \left(\frac{20}{10}\right)^{3(0,17\ldots0,2)} = 1,424\ldots1,516$$

Die Leistung erhöht sich um 42–52 %!

7.1.3 Energieangebot

Um das potenzielle Windenergieangebot eines Ortes evaluieren zu können, müssen langjährige Messungen vorliegen bzw. mit Anemometern über längere Zeit Messungen durchgeführt werden. Die Messresultate können in Form einer Dauerlinie (Abb. 7.1) dargestellt werden. Die Dauerlinie gibt an, während wie viel Stunden h_i in der betrachteten Periode eine bestimmte Windgeschwindigkeit v_i erreicht oder überschritten wird. Aus der Dauerlinie des Windes kann mit Gl. 7.1 die Dauerlinie der theoretischen Leistung

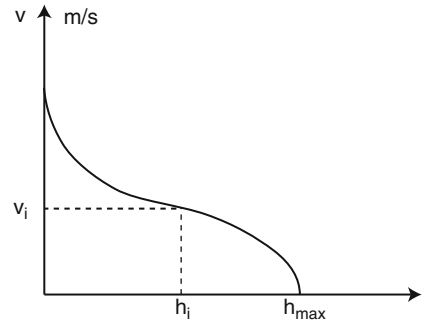


Abb. 7.1 Dauerlinie des Windes (10 min Mittelwerte)

und daraus, bei Berücksichtigung der Betriebsgrenzen und des Wirkungsgrads des Windrads, das effektive Energieangebot ermittelt werden.

Die Erfahrung zeigt, dass die Arbeit mit 10 min Mittelwerten eine gute Grundlage für die Auslegung der Windanlage bildet. Über den Einfluss der überlagerten Windturbulenzen s. (Molly 1990).

7.1.4 Die Weibull-Verteilung

Die Analyse von Windstatistiken hat gezeigt, dass in sehr vielen Fällen die Windverteilung mit genügender Näherung durch die Weibull-Verteilung beschrieben werden kann. Diese ist durch folgende Summenhäufigkeit (Dauerlinie) definiert

$$\frac{h}{h_{\max}} = S(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}. \tag{7.7}$$

Die Verteilung ist somit durch zwei Parameter gegeben:

c: Lageparameter (proportional zur mittleren Geschwindigkeit)
k: Streuungsparameter

Die Windhäufigkeit ergibt sich durch Ableitung der Summenhäufigkeit

$$f(v) = -\frac{dS(v)}{dv} = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{7.8}$$

und wird allgemein von Abb. 7.2 dargestellt. Aus Lage- und Streuungsparameter lassen sich folgende Größen ermitteln

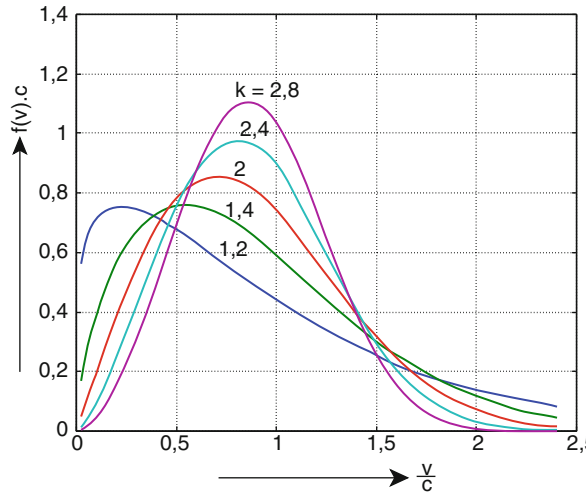


Abb. 7.2 Weibull-Windhäufigkeit

$$\begin{aligned} &\textit{mittlere Windgeschwindigkeit} \quad v_m = c\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right) \\ &\textit{Energiefaktor} \qquad\qquad K_E = \frac{\Gamma\left(1+\frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}, \end{aligned} \tag{7.9}$$

worin

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t}\ t^{x-1}\ dt \tag{7.10}$$

die im Anhang E ausgewertete Gammafunktion darstellt.

Der Energiefaktor K_E gibt das Verhältnis zwischen Windenergieangebot bei variabler und Angebot bei konstanter mittlerer Windgeschwindigkeit. Das theoretische Windenergiepotenzial eines Ortes ist dann

$$W_0 = 8,76\frac{1}{2}\varrho v_m^3\, K_E \quad \left[\frac{\mathrm{kWh}}{\mathrm{m}^2 a}\right]. \tag{7.11}$$

Zur Berechnung dieses Potenzials werden zuerst aus den Messwerten die Parameter c und k ermittelt. Dazu wird die Gl. 7.7 durch doppelte Logarithmierung folgendermaßen geschrieben

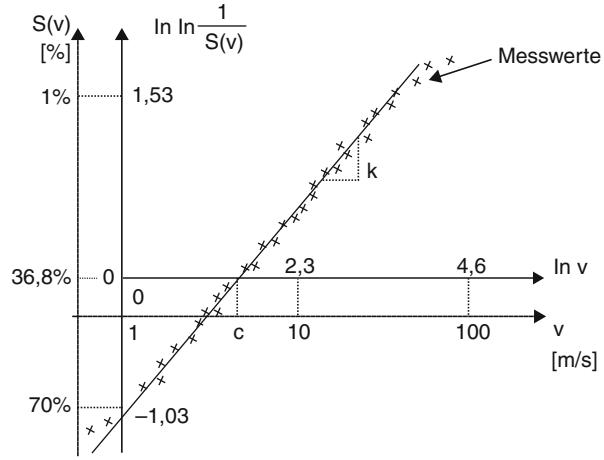


Abb. 7.3 Windmesswerte und deren Auswertung

$$\ln\ \ln\frac{h_{\max}}{h} = \ln\ \ln\frac{1}{S(v)} = k(\ln \mathrm{v} - \ln \mathrm{c}) \tag{7.12}$$

und die Messwerte ln ln $(1/S(v))$ in Funktion von ln v aufgetragen (Abb. 7.3). Liegen die Messwerte im Bereich $S(v) = 1$–$70\,\%$ auf einer Geraden, so ist die Annahme einer Weibull-Verteilung gerechtfertigt. Die Gerade liefert k als Steigungsmaß und c als Schnittpunkt mit der Abszisse.

Aus c und k folgen mit Hilfe der Gammafunktion mit Gl. 7.9 die mittlere Windgeschwindigkeit und der Energiefaktor. Die beiden Größen sind in Anhang E in Funktion von k dargestellt. Die Luftdichte ergibt sich aus Druck und Temperatur (Gl. 7.4 und 7.5) und das Windenergiepotenzial schließlich aus Gl. 7.11.

7.2 Windradtypen und ihre Leistung

Abb. 7.4 zeigt die wichtigsten Windradtypen. Es wird unterschieden zwischen Windräder, die vorwiegend nach dem *Widerstandsprinzip* (Widerstandsläufer) und solche, die vorwiegend nach dem *Auftriebsprinzip* arbeiten.

Jede Fläche A, die dem Wind ausgesetzt wird, erfährt eine Kraft $\vec{F}_w$ in Windrichtung (Abb. 7.5) und eine Kraft F_a senkrecht dazu

$$\begin{aligned} F_w &= c_w 1/2 \varrho A v^2 \\ F_a &= c_a 1/2 \varrho A v^2 \end{aligned} \tag{7.13}$$

Die Widerstands- und Auftriebskoeffizienten c_w und c_a hängen von der Form (Profil) und von der Lage der Fläche (Winkel α) relativ zur Windrichtung ab. Sie können numerisch berechnet oder durch Versuche, z. B. im Windkanal, ermittelt werden (Molly 1990).

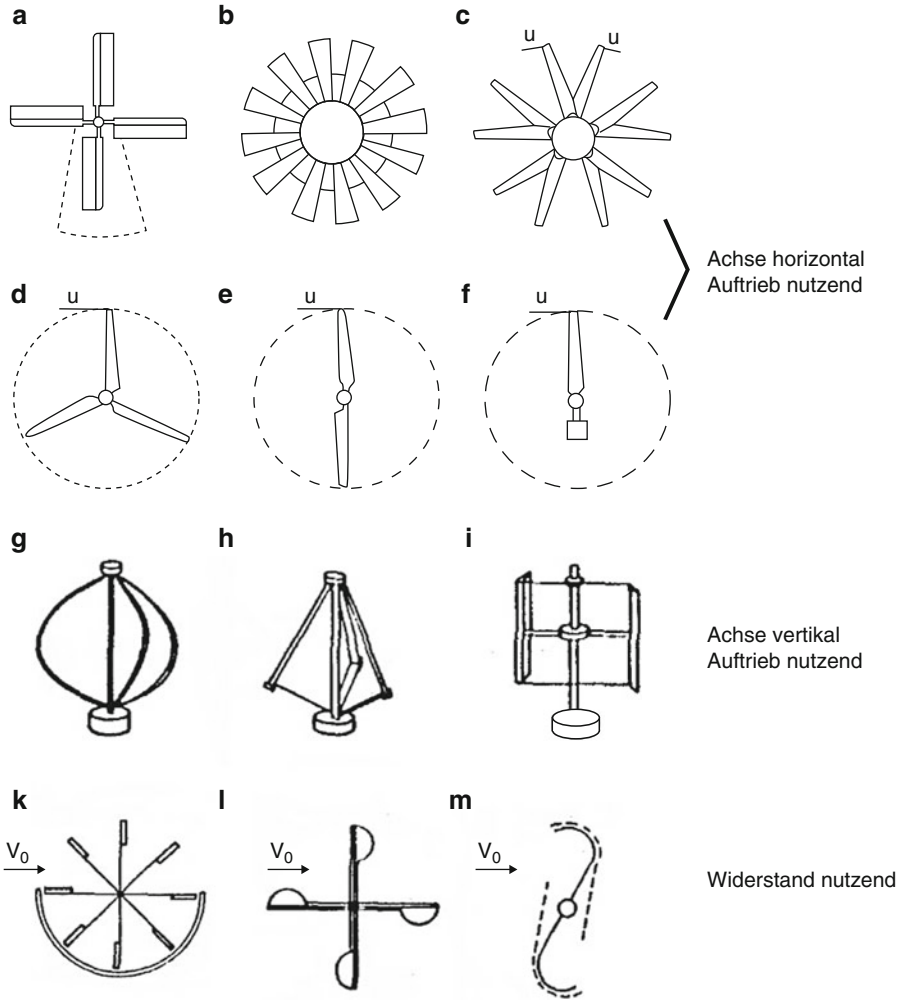


Abb. 7.4 Windradtypen: (**a**) La Cour Windmühle, (**b**) amerikanische Windturbine, (**c**) 2×5- Blatt-Rotor, (**d**) 3-Blatt-Rotor, (**e**) 2-Blatt-Rotor, (**f**) 1-Blatt-Rotor, (**g**) 3-Blatt-Darrieus, (**h**) Δ-Darrieus, (**i**) -H-Darrieus, (**k**) Halb abgeschirmter Widerstandrotor, (**l**) Schalenkreuz, (**m**) Savoniusrotor (gestrichelt: geteilter Rotor)

Auf die Fläche wirkt die resultierende Kraft $\vec{F}_r$.

Bewegt sich die Fläche mit der Geschwindigkeit $\vec{v}_e$ (Abb. 7.6), so tritt in den Gl. 7.13 die relative Windgeschwindigkeit $\vec{w}$ an Stelle der absoluten $\vec{v}$:

$$\vec{w} = \vec{v} - \vec{v}_e \tag{7.14}$$

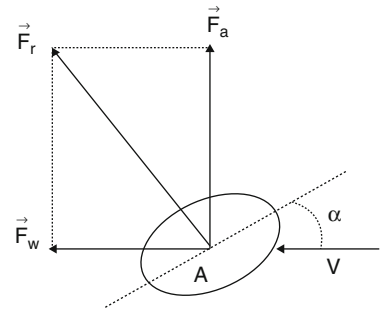


Abb. 7.5 Widerstands- und Auftriebskraft

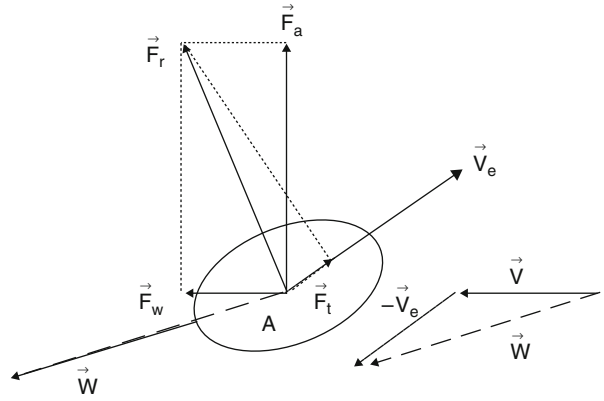


Abb. 7.6 Kräfte bei bewegtem Windrad

Ergibt die resultierende Kraft $\vec{F}_r$ eine positive Komponente $\vec{F}_t$ (Treibkraft) in Richtung der Bewegung, so wird diese Bewegung unterstützt (Abb. 7.6), im umgekehrten Fall wird sie gebremst.

Die wichtigsten Windradtypen werden in den folgenden Abschnitten besprochen. Für mehr Details sei auf (Hau 1988; Molly 1990) und für den Selbstbau von Windturbinen auf (v.König 1984) verwiesen. Für alle Windradtypen können folgende allgemeine Beziehungen aufgestellt werden:

$$\begin{aligned} \textit{Theoretische Leistung des Windrads} &: P_{th} = c_p P_0 \\ \textit{Effektive Leistung} &: P = \eta_t P_{th} = \eta_t c_p P_0 = c_p^{'} P_0 \end{aligned} \tag{7.15}$$

P_0 ist die theoretische Windleistung gemäß Gl. 7.3. Neu eingeführt wurden:

c_p = Idealer Leistungsbeiwert des Rades (immer < 1)
η_t = Wirkungsgrad des Rades (relativ zum verlustfreien Betrieb)
$c_P^{'} = \eta_t c_p$ = effektiver Leistungsbeiwert.

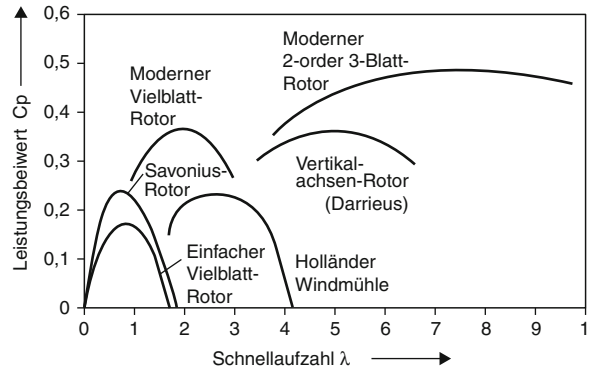


Abb. 7.7 Idealer Leistungsbeiwert verschiedener Rotoren

c_p bestimmt die obere Leistungsgrenze, die aus physikalischen Gründen (auch ohne Reibungsverluste) nicht überschritten werden kann. Es lässt sich zeigen, dass c_p (und somit auch c_P') von der Schnelllaufzeit λ des Windrades abhängig sind (Abschn. 7.3.2). Für die Schnelllaufzahl gilt

$$\lambda = \frac{u}{v_0}, \tag{7.16}$$

worin u die *Umfangsgeschwindigkeit* des Rades und v_0 die *absolute Windgeschwindigkeit vor* dem Rad darstellt. In Abb. 7.7 sind die idealen Leistungsbeiwerte einiger Windräder dargestellt. Für alle Windräder weist c_p ein Maximum auf für eine bestimmte (optimale) Schnelllaufzahl λ_{opt}. Für den optimalen Betrieb müsste also die Geschwindigkeit des Windrades der Windgeschwindigkeit angepasst werden. Aus Kostengründen wird oft darauf verzichtet, in modernen Anlagen jedoch wird dank billig werdender Leistungselektronik dies mehr und mehr angestrebt (s. Abschn. 7.3).

Entsprechend der optimalen Schnelllaufzahl werden die Windräder in Langsamläufer und Schnellläufer klassiert. Zur letzten Kategorie gehören die Darrieus-Rotoren und die horizontalachsigen 1–3-Blatt-Rotoren. In der Praxis haben sich die horizontalachsigen Rotoren durchgesetzt und machen weltweit den weitaus größten Teil aller Windturbinen aus.

7.3 Horizontalachsige Windrotoren

7.3.1 Theorie von Betz

Mit Bezug auf Abb. 7.8 sei die Windmasse *m* betrachtet, die durch den Windradquerschnitt *A* hindurchströmt. Die Windgeschwindigkeit vor dem Rad sei v_0. Durch das Rad wird der Wind abgebremst, so dass die Windgeschwindigkeit hinter dem Rad nur noch $v_1 < v_0$ beträgt. Im Windradquerschnitt selber sei die Windgeschwindigkeit *v*.

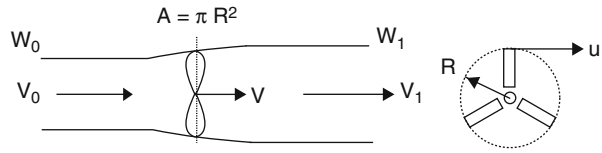


Abb. 7.8 Horizontalachsige Windturbine, Theorie von Betz

Bei Annahme idealer, verlustloser Verhältnisse wird die Differenz der kinetischen Energien (W_0 - W_1) voll in mechanische Energie umgewandelt und erscheint als theoretische Leistung P_{th} an der Turbinenwelle:

$$W_0 - W_1 = \frac{1}{2}mv_0^2 - \frac{1}{2}mv_1^2 = \frac{1}{2}m\left(v_0^2 - v_1^2\right).$$

Pro Zeiteinheit strömt die Masse $m' = \rho Av$ durch das Windrad. Die theoretische Leistung ist somit

$$P_{th} = \frac{1}{2}\varrho\, Av\left(v_0^2 - v_1^2\right). \tag{7.17}$$

Andererseits folgt nach dem Impulssatz die Kraft als Impulsänderung pro s

$$F = m'(v_0 - v_1) = \varrho Av(v_0 - v_1).$$

Die vom Wind geleistete Arbeit ist demnach

$$P_{th} = Fv = \varrho Av^2(v_0 - v_1). \tag{7.18}$$

Der Vergleich der Gl. 6.17 und 6.18 liefert

$$v = \frac{v_0 + v_1}{2}. \tag{7.19}$$

Aus Gl. 7.18 folgt für die Leistung

$$P_{th} = \frac{1}{4}\varrho A(v_0 + v_1)\left(v_0^2 - v_1^2\right), \tag{7.20}$$

und für den idealen Leistungsbeiwert

$$c_p = \frac{P_{th}}{P_0} = \frac{\frac{1}{4}\varrho A(v_0 + v_1)\left(v_0^2 - v_1^2\right)}{\frac{1}{2}\varrho Av_0^3} = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{v_1}{v_0}\right)\left(1 - \frac{v_1^2}{v_0^2}\right). \tag{7.21}$$

Wird v_1 durch v ersetzt (Gl. 7.19) gilt auch (Abb. 7.9)

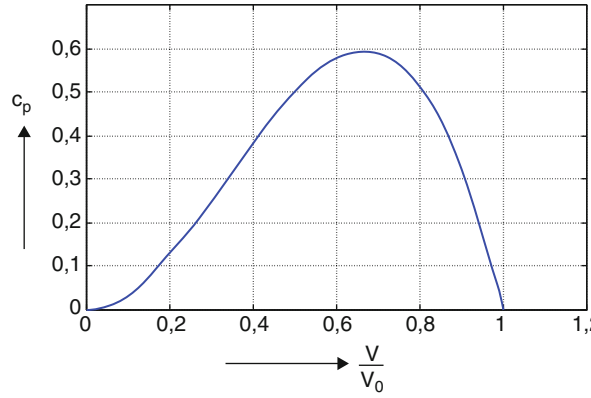


Abb. 7.9 Verlauf des idealen Leistungsbeiwerts horizontalachsiger Windturbinen

$$c_p == 4\left(\frac{v}{v_0}\right)^2\left(1-\frac{v}{v_0}\right). \tag{7.22}$$

Der Maximalwert ist $c_{pmax} = 16/27 = 0{,}593$ und wird für $v/v_0 = 2/3$ bzw. $v_1/v_0 = 1/3$ erreicht. Zwischen der Geschwindigkeit v und der Drehzahl der Turbine bzw. der Schnelllaufzahl besteht ein fester Zusammenhang, der von der *Flügeldichte* (Völligkeit) und der *Profilform* des Flügels abhängig ist (s. dazu Tragflügeltheorie, Abschn. 7.3.2). Die Völligkeit nimmt mit Anzahl und Breite der Flügel zu. Es werden zwei extreme Ausführungen unterschieden:

Langsamläufer (Beispiel amerikanische Windturbine, Abb. 7.4). Auf Grund der großen Flügeldichte wird die optimale Geschwindigkeit *v* bereits bei kleinen Drehzahlen erreicht (λ_{opt} klein).

Schnellläufer (Beispiel 2-Blatt-Läufer, Abb. 7.4). Die Flügeldichte ist klein, die optimale Geschwindigkeit v erfordert hohe Drehzahlen und präzise Ausführung der Flügel (λ_{opt} groß).

Die von der Turbine gelieferte Leistung ist gemäß Gl. 6.15

$$P = \eta_t c_p P_0 = c_P^{'} P_0. \tag{7.23}$$

Der Gesamtwirkungsgrad kann für λ_{opt} einen Wert $c_P' = 0{,}45$ erreichen (Abb. 7.11), was einem Turbinenwirkungsgrad $\eta_t = 0{,}76$ entspricht.

7.3.2 *Tragflügeltheorie*

Betrachtet wird das Flügelelement *dr* (Abb. 7.10a), das sich mit Geschwindigkeit $\vec{u}_r$ bewegt. Mit der Windgeschwindigkeit $\vec{v}$ in Achsrichtung ergibt sich die relative Windgeschwindigkeit $\vec{w}_r$ (Abb. 7.10b). Für diese gilt

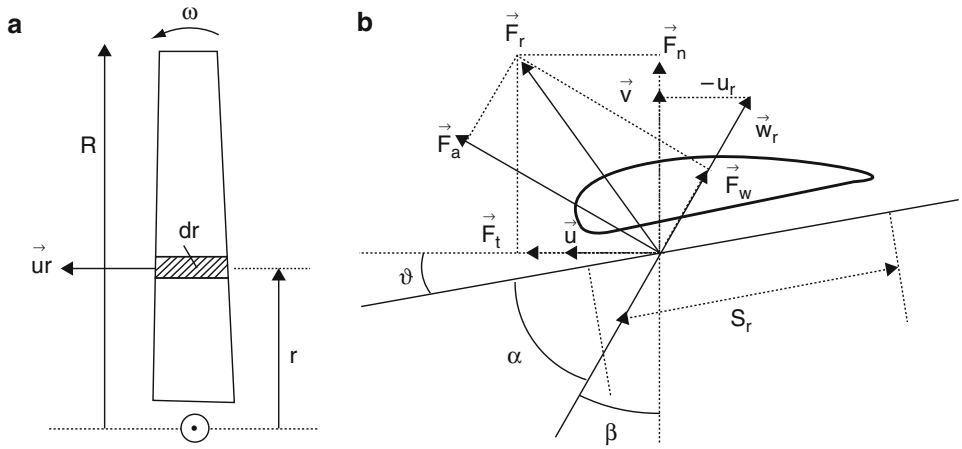


Abb. 7.10 Geschwindigkeiten und Kräfte eines Flügelelements

$$\begin{aligned} \vec{w}_r &= \vec{v} - \vec{u}_r, \quad \text{mit} \quad u_r = \omega r \\ w_r &= \sqrt{v^2 + u_r^2} \qquad\qquad = v\sqrt{1 + \left(\frac{u_r}{v}\right)^2} \\ \cos\beta &= \frac{v}{w_r} \qquad\qquad = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{u_r}{v}\right)^2}} \end{aligned} \tag{7.24}$$

Das Flügelprofil weist einen einstellbaren Lagewinkel θ relativ zur Normalen zur Windrichtung auf. Dieser Winkel ist oft eine Funktion von r. Als Anstellwinkel α wird der Winkel bezeichnet, der das Profil mit der relativen Windgeschwindigkeit bildet (Abb. 7.10b). Somit ist

$$\alpha = 90^\circ - (\theta + \beta). \tag{7.25}$$

Die am Flügelelement wirksamen Kräfte sind (Abb. 7.10b)

$\vec{F}_a$ = Auftriebskraft, senkrecht zu $\vec{w}_r$
$\vec{F}_w$ = Widerstandskraft, Richtung $\vec{w}_r$
$\vec{F}_r$ = resultierende Kraft $\vec{F}_a + \vec{F}_w$
$\vec{F}_t$=Treibkraft, Richtung $\vec{u}_r$
$\vec{F}_n$=Normalkraft, senkrecht zu $\vec{u}_r$

Für die Fläche $dA = s_r\, dr$ des Flügelelements gilt gemäß den Gl. 7.13

$$\begin{aligned} dF_w &= c_w 1/2 \varrho s_r dr w_r^2 \\ dF_a &= c_a 1/2 \varrho s_r dr w_r^2. \end{aligned} \tag{7.26}$$

c_a und c_w sind vom Profil abhängige, im Windkanal messbare und somit bekannte Funktionen des Anstellwinkels α.

Für Treibkraft und Normalkraft folgt aus Abb. 7.10b

$$\begin{aligned} dF_t &= dF_a \cos\beta - dF_w \sin\beta \\ dF_n &= dF_a \sin\beta + dF_w \cos\beta \\ -- \succ dF_t &= \frac{1}{2} \varrho s_r dr w_r^2 (c_a \cos\beta - c_w \sin\beta). \end{aligned} \tag{7.27}$$

Das durch das Flügelelement dr erzeugte Drehmoment ist somit

$$dM = dF_t \cdot r = \frac{1}{2} \varrho s_r r dr w_r^2 (c_a \cos\beta - c_w \sin\beta). \tag{7.28}$$

Ist z die Anzahl Flügel, folgt für das Gesamtmoment

$$M = z \int_{R_{\min}}^{R} dM = \frac{1}{2} \varrho \; z \int_{R_{\min}}^{R} s_r r w_r^2 (c_\alpha \cos\beta - c_w \sin\beta) dr. \tag{7.29}$$

Die theoretische Leistung ist schließlich $P_{th} = M\ \omega$, woraus sich der ideale Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von Schnelllaufzahl und Lagewinkel berechnen lässt. Insbesondere folgt daraus die optimale Schnelllaufzahl. Den typischen Verlauf für einen Schnellläufer zeigt die Abb. 7.11.

Aufgabe 7.1

1. Ein horizontaler 3-Blatt-Rotor $\left(\lambda_{\text{opt}} \approx 8\right)$ soll eine effektive Leistung von 15 kW abgeben bei der optimalen Windgeschwindigkeit von 6 m/s. Der Wirkungsgrad des Rades η_{opt} sei 0,72. Man schätze:
   a. den Radius der Flügel (Annahme $\rho = 1{,}2$ kg/m^3)
   b. die optimale Drehzahl des Rotors
   c. die spezifische Leistung bezogen auf die Windradfläche
2. Man wiederhole die Berechnung mit $v_{0\text{opt}} = 8$ m/s.
3. Gleiche Berechnungen für eine amerikanische Windturbine gleicher Leistung, wenn $\eta_{\text{opt}} = 0{,}5$ und $\lambda_{\text{opt}} \approx 1$.

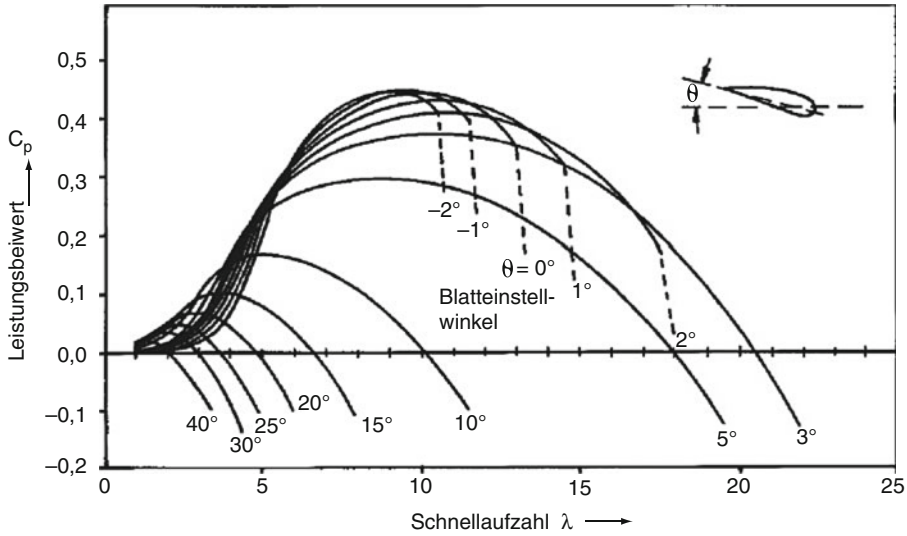


Abb. 7.11 Leistungsbeiwert eines Schnellläufers in Abhängigkeit von Schnelllaufzahl und Lagewinkel

7.4 Moderne horizontalachsige Windturbinen

Der weitaus größte Teil moderner Windkraftwerke setzt horizontalachsige Schnellläufer mit 3 Rotorblättern ein. Eine gerade Zahl von Rotorblättern weist in Bezug auf die dynamische Stabilität Nachteile auf, und die (billigere) Lösung mit einem einzigen Rotorblatt ist aus Gründen der dynamischen Balance mechanisch ebenfalls ungünstig.

Die Investitionskosten großer Anlagen (Leistung der MW-Klasse bis 5 MW) liegen heute bei ca. 860 €/kW. Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6 m/s und einer Nenngeschwindigkeit von 15 m/s (entsprechend P_{max} = Nennleistung) ergibt sich aus den Gl. 7.3 und 7.11 bei Annahme eines Energiefaktors von 0,7 (Anhang E) und eines mittleren Leistungsbeiwerts von 0,45, eine Jahresbenutzungsdauer von 1767 h/a. Mit 8 % Annuität folgen Energiekosten von 3,9 ct/kWh (Abschn. 2.2.2). Diese Kosten berücksichtigen nicht die Auslagen für den Betrieb und den Transport der Energie. Windenergie ist eine Grundlastenergie wie jene von hydraulischen Laufkraftwerken, aber deutlich unregelmäßiger; sie muss infolgedessen durch eine andere rasch regelbare Energie ausgeglichen werden, die von Wasserspeicherkraftwerken oder Gasturbinenkraftwerken geliefert wird, oder lokal verwendet bzw. gespeichert werden.

Eine größere Turmhöhe ermöglicht dank stärkerem Wind eine bessere Energieausbeute, erhöht jedoch die Kosten. Die optimale Höhe entspricht i. d. R. etwa 1 bis 1,5 Mal dem Durchmesser des Rotors.

In Meeresnähe sind vor allem große Wind-Parks verbreitet, bestehend aus einer Vielzahl von Windturbinen. Die Abstände der Turbinen in Windrichtung müssen ca. 5–9 Rotordurchmesser betragen, quer zur Windrichtung genügen 3–5 Rotordurchmesser. Für Näheres s. (Windpower 2001; www.windpower.dk/en).

Im Gebirge sind die Anforderungen an Messungen und Modellierung in der Planungsphase besonders hoch (Kunz et al. 1999).

Für die Zukunft sind große *Offshore-Anlagen* (im Meer verankerte Anlagen) geplant. Damit fallen einerseits die bei Küstenlagen oft schwerwiegenden ästhetischen Probleme weg; andererseits erhöht sich das energetische Potenzial erheblich. Die mit der Verankerung (Schwimmsysteme) verbundenen Probleme werden gegenwärtig untersucht. Eine Kopplung mit *Meeresströmungskraftwerken* (s. Einleitung des Teils III) ist durchaus denkbar (http://de.wikipedia.org/wiki/Meeresströmungskraftwerk; http://de.wikipedia.org/wiki/windenergie).

7.5 Andere Windradtypen

Wir behandeln zwei Windradtypen mit Vertikalachse; der erste, der Darrieus-Rotor, gehört zur Kategorie der Schnellläufer und arbeitet nach dem Auftriebsprinzip; der zweite, der Savoniusrotor, ist ein Langsamläufer und arbeitet nach dem Widerstandsprinzip (Abb. 7.4 und 7.7).

7.5.1 Der Darrieus-Rotor

Dieser Rotor wurde in den zwanziger Jahren vom Franzosen Darrieus erfunden. Zum praktischen Einsatz gelangte er jedoch erst ab ca. 1970. Seitdem sind Rotoren bis ca. 1 MW gebaut worden. Der Rotor besteht i. d. R. aus zwei oder drei Flügeln, die an ihren Enden an einer mitrotierenden vertikalen Achse befestigt sind (Abb. 7.4g). Ließe man ein Seil an Stelle der Flügel mitrotieren, nähme es die Form einer Troposkienten (Springseilkurve) an. Wird dem Flügel eine solche Form gegeben, treten nur Zugkräfte auf, was mechanisch ideal ist. Praktisch wird die Troposkiente durch Kreisbogen und Gerade angenähert. Die Tragflügelprofile sind i. d. R. symmetrisch. Gegenüber dem Rotor mit horizontaler Achse weist der Darrieus-Rotor folgende Vor- und Nachteile auf:

Vorteile

- Ist windrichtungsunabhängig. Damit ist kein Mechanismus zur Windnachführung notwendig, keine Ausrichtaggregate wie Windfahnen, Hilfsrotoren oder Stellmotoren nötig.
- Die Energieanlage mit Getriebe, Generator und Steuerung befindet sich am Boden. Es sind somit keine aufwendigen Turmkonstruktionen notwendig, und die Wartung ist einfacher.

Nachteile

- Das Drehmoment ist wegen des veränderlichen Anstellwinkels pulsierend (daraus ergeben sich mechanische Probleme).
- Die geringere Höhe über dem Boden führt zu schwächerem Wind im unteren Bereich der Rotorblätter, was sich negativ auf den Leistungsbeiwert auswirkt.
- Eine Anfahrhilfe ist notwendig (Motor, Savonius), da der Anstellwinkel nicht einstellbar ist.

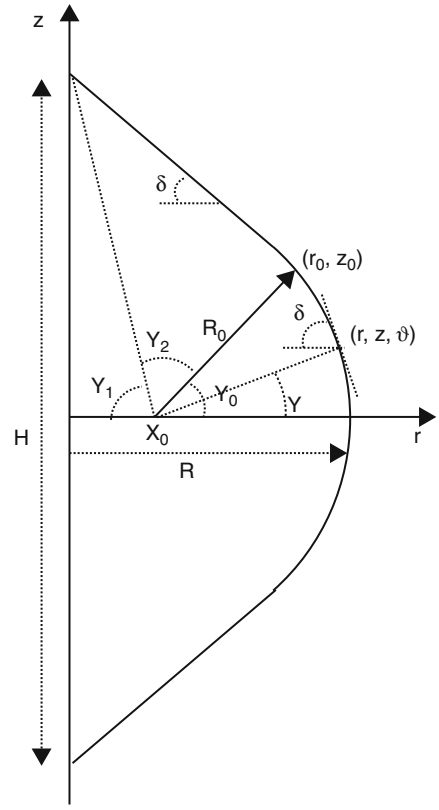


Abb. 7.12 Geometrie des Darrieus-Rotors

7.5.1.1 Rotorgeometrie

Die Troposkiente wird durch Kreis und Gerade approximiert mit den Daten R, R_0 und H (Abb. 7.12). Daraus folgen die Hilfsgrößen:

$$\begin{aligned} x_0 &= R - R_0 \\ \gamma_0 &= \pi - \gamma_1 - \gamma_2 \\ r_0 &= x_0 + R_0 \cos\gamma_0 \\ z_0 &= R_0 \sin\gamma_0, \textit{wobei} \\ \gamma_1 &= \arctan\left(\frac{H}{2(R-R_0)}\right) \\ \gamma_2 &= \arctan\sqrt{\left(\frac{H}{2}\right)^2 + R^2 - 2RR_0} \end{aligned} \tag{7.30}$$

Werden mit (r, z,ϑ) die allgemeinen Koordinaten eines Flügelelements bezeichnet, ergeben sich daraus folgende Gleichungen für Kreis und Gerade (mit z als Parameter): Kreisgleichungen für -$z_0 < z < z_0$

$$\begin{aligned} \gamma &= \arctan\left(\frac{z}{\sqrt{R_0^2 - z^2}}\right) \\ r &= x_0 + R_0 \cos\gamma \\ \sin\delta &= \frac{(r - x_0)}{R_0} = \cos\gamma. \end{aligned} \tag{7.31}$$

Gleichungen der Geraden für $z > z_0$ und $z < -z_0$

$$\begin{aligned} m &= \frac{H/2 - R_0 \sin\gamma_0}{\left(x_0 + R_0^{\cos}\gamma_0\right)} \\ r &= \frac{H/2 - |z|}{m} \\ \sin\delta &= \frac{m}{\sqrt{1 + m^2}} \end{aligned} \tag{7.32}$$

(m = Steigungsmaß).

7.5.1.2 Kräfte auf die Flügelelemente

Für die elementare Windröhre (Abb. 7.13) gilt

$$dA = r d\vartheta \ \sin\ \vartheta\, dz. \tag{7.33}$$

Der Wind begegnet den Flügelprofilen in 1 und 2. Die mittlere Kraft in 1 ergibt sich aus dem Impulssatz (analog zu Abschn. 7.3.1)

$$d^2F_{1m} = dm'(v_0 - v_1) \tag{7.34}$$

Gesetzt nach Gl. 6.19 $v_1 = 2\ v_{el} - v_0$, folgt

$$\begin{aligned} d^2F_{1m} &= dm' 2(v_0 - v_{e1}) \\ \text{mit} \\ dm' &= 2\varrho r d\vartheta \sin\vartheta dz v_{e1}. \end{aligned} \tag{7.35}$$

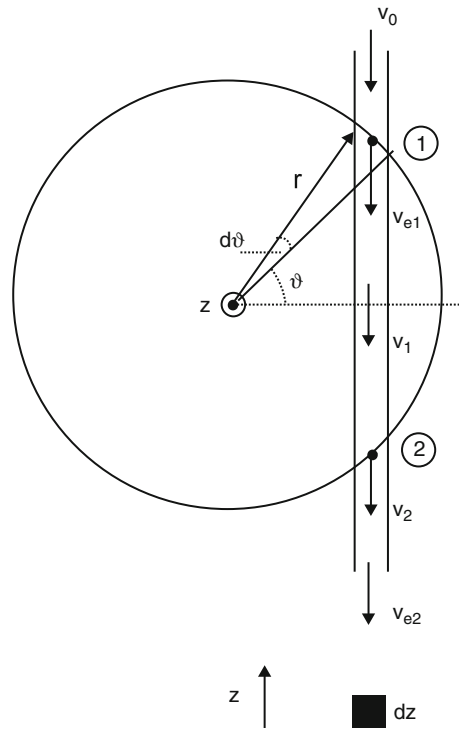


Abb. 7.13 Kräfte auf dem Darrieus-Flügel

Diese Kraft wirkt auf das rotierende Flügelelement nur kurzzeitig (während des Winkels dϑ). Wird mit dF_1 die wirklich auf das Profilelement wirkende Kraft bezeichnet, erhält man den Zusammenhang

$$d^2F_{1m} = dF_1 \frac{N d\vartheta}{2\pi}, \tag{7.36}$$

worin $N =$ Anzahl Flügel.

Aus den Gl. 7.35 und 7.36 folgt

$$dF_1 = \frac{1}{N} 4\pi \varrho r \sin\vartheta \; dz v_{e1}(v_0 - v_{e1}). \tag{7.37}$$

Dieselbe Überlegung für die Stellung 2 führt zu

$$dF_2 = \frac{1}{N} 4\pi \varrho r |\sin\vartheta| dz v_{e2}(v_0 - v_{e2}), \tag{7.38}$$

wobei $v_2 = 2\ v_{e2} - v_1$.

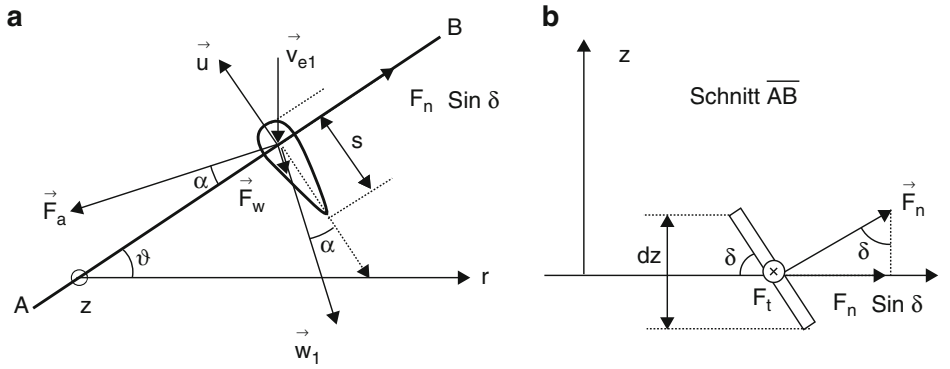


Abb. 7.14 Zur Tragflügeltheorie des Darrieus-Rotors

7.5.1.3 Tragflügeltheorie

Das Flügelelement in der Position 1 (Abb. 7.13) sei bzgl. Widerstands- und Auftriebskraft näher betrachtet (Abb. 7.14). Das vertikale Element dz weist gegen die Horizontale die Neigung δ auf und hat die Fläche

$$dA_p = \frac{sdz}{\sin\delta}. \tag{7.39}$$

Auf das Flügelelement wirken die Kräfte (Gl. 7.13)

$$\begin{aligned} dF_a &= \frac{1}{2} c_a \varrho dA_p w_1^2 \ (Auftriebskraft) \\ dF_w &= \frac{1}{2} c_w \varrho dA_p w_1^2 \ (Widerstandskraft), \end{aligned} \tag{7.40}$$

worin w_1 die relative Windgeschwindigkeit darstellt, deren Komponenten gegen die Bewegungsrichtung u und normal zum Flügel von

$$\begin{aligned} w_1 \cos\alpha &= u + v_{e1} \cos\vartheta \\ w_1 \sin\alpha &= v_{e1} \sin\vartheta \sin\delta \end{aligned} \tag{7.41}$$

gegeben sind (Abb. 7.14). α ist der Winkel, den w_1 mit der Bewegungsrichtung bildet.

7.5.2 Der Savoniusrotor

Als Beispiel eines vorwiegend nach dem Widerstandsprinzip arbeitenden Langsamläufers sei der Savoniusrotor näher betrachtet. Wie die Abb. 7.7 zeigt, werden damit Leistungsbeiwerte von 0,2 - 0,25 erreicht, d. h. bestenfalls 25 % der theoretischen Windleistung.

7.5.2.1 Aufbau

Der vertikalachsige Savoniusrotor besteht ursprünglich aus zwei Halbkreiszylindern gemäß Abb. 7.15a und ist dann ein reiner Widerstandsläufer. Der geteilte Savoniusrotor (Abb. 7.15b und c) erreicht auf Grund des Beitrags der ebenfalls wirksamen Auftriebkräfte einen besseren Leistungsbeiwert.

Abb. 7.15d zeigt den Strömungsverlauf im geteilten Rotor. Auf Grund unterschiedlicher Widerstandskoeffizienten ist $F_2 < F_1$ und gesetzt $F = F_1 - F_2$, ergibt sich das Drehmoment $M = F \cdot a/2$. Durch die Teilung des Rotors wird F gegenüber dem Fall des ungeteilten Rotors erhöht.

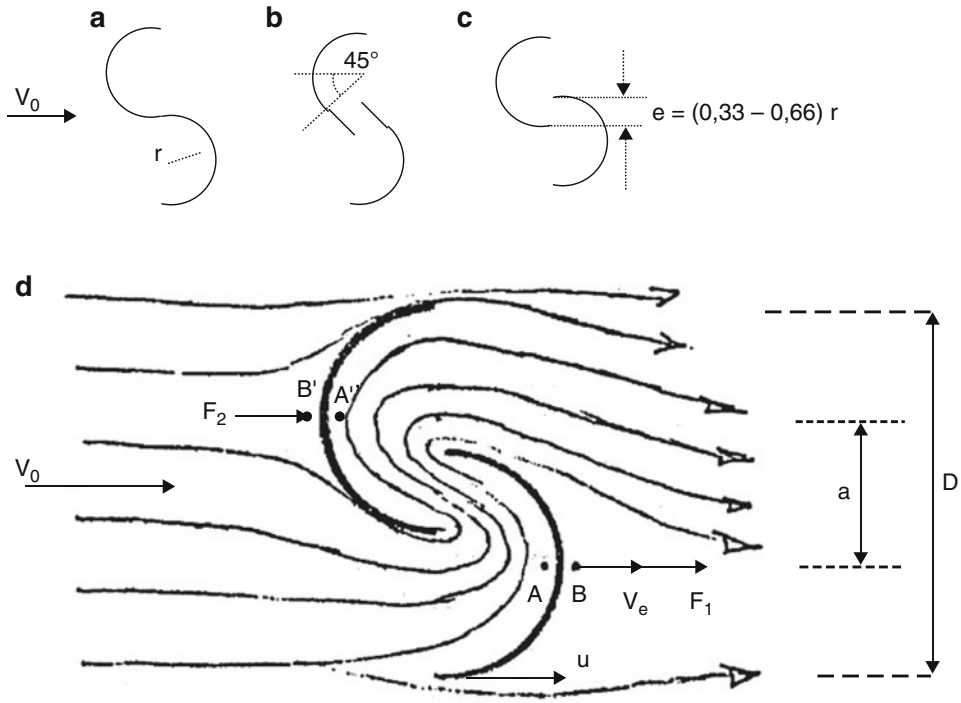


Abb. 7.15 Savoniusrotor (**a**) reiner Widerstandsläufer, (**b**) und (**c**) verbesserte Varianten mit Widerstand und Auftrieb (geteilter Savonius), (**d**) Strömungsverlauf für Rotor (**c**)

7.5.2.2 Leistungsabgabe

Die Leistung kann von

$$P = M\omega = M\frac{2u}{D} = M\frac{2v_e}{a} = Fv_e \tag{7.42}$$

ausgedrückt werden. Gemäß den Gl. 7.13 und 7.14 folgt für die Kraft

$$F_{th} = c\frac{1}{2}\varrho A(v_0 - v_e)^2 \tag{7.43}$$

worin $A = DH$, mit $H =$ wirksame Höhe des Rotors. Im Fall des Widerstandsläufers Abb. 7.15a ist $c = c_w$, mit $c_w = 2{,}3$ für die konkave und $c_w = 1{,}2$ für die konvexe Seite (Kleemann und Meliss 1988; Kunz et al. 1999),was insgesamt $c_w = 1{,}1$ ergibt.

Für die theoretische Leistung folgt

$$P_{th} = F_{th}v_e = c\frac{1}{2}\varrho A v_e(v_0 - v_e)^2, \tag{7.44}$$

und für den *idealen Leistungsbeiwert* ergibt sich

$$c_p = \frac{P_{th}}{P_0} = c\frac{\frac{1}{2}\varrho A(v_0 - v_e)^2}{\frac{1}{2}\varrho A v_0} = c\frac{v_e}{v_0}\left(1 - \frac{v_e}{v_0}\right)^2. \tag{7.45}$$

Das Geschwindigkeitsverhältnis v_e/v_0 kann mit Hilfe des Geometriefaktors β in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl ausgedrückt werden

$$\beta = \frac{D}{a} = \frac{u}{v_e}, \quad -- \succ \quad \frac{v_e}{v_0} = \frac{u\,v_e}{v_0\,u} = \frac{\lambda}{\beta}. \tag{7.46}$$

Somit folgt (Abb. 7.16)

$$\frac{c_p}{c} = \frac{\lambda}{\beta}\left(1 - \frac{\lambda}{\beta}\right)^2. \tag{7.47}$$

Optimal ist $\lambda = \beta/3$ mit $c_p/c = 4/27 = 0{,}148$. Für den Rotor Abb. 7.15a ist $\beta = 2$ und somit $\lambda_{\text{opt}} = 0{,}67$. In Ausführungen gemäß Abb. 7.15c ist eher $\beta \approx 2,5 \rightarrow \lambda_{opt} \approx 0,83$. Der Savoniusrotor gehört offensichtlich zur Kategorie der Langsamläufer.

Die effektive Leistung ist

$$P = \frac{c_p}{c}c\eta_t P_0 \quad -- \succ \quad P_{\max} \approx 0,15c\eta_t P_0. \tag{7.48}$$

Bei guter Ausführung erreicht $c\ \eta_t$ ca. den Wert 1,5.

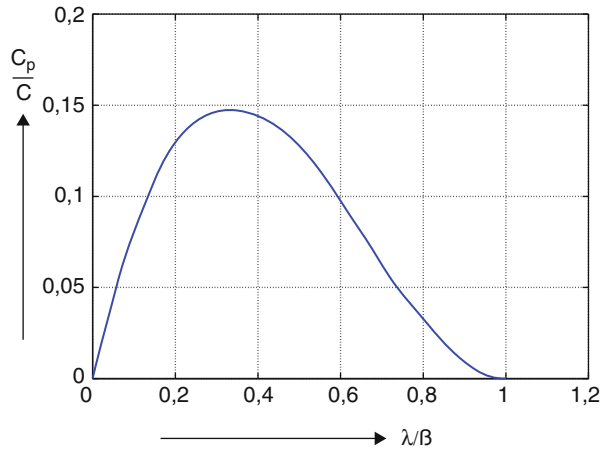


Abb. 7.16 Idealer Leistungsbeiwert des Savonizsrotors

7.5.2.3 Drehmoment

Aus der Leistung folgt

$$\begin{aligned} M &= \frac{P}{\omega} = P\frac{D}{2u} = P\frac{D}{2\lambda v_0} = \frac{c_p}{c}c\eta_t\frac{D}{\lambda 2v_0}P_0 \\ --\succ M &= \left(1-\tfrac{\lambda}{\beta}\right)^2 M_A, \quad \text{mit} \quad M_A = c\eta_t\frac{D}{\beta 2v_0}P_0, \end{aligned} \tag{7.49}$$

worin M_A das Anlaufmoment ($\lambda = 0$) darstellt.

Ein Vorteil der Widerstandsläufer ist, dass sie ein großes Anlaufmoment besitzen und so auch bei schwachem Wind imstande sind, anzulaufen und Elektrizität zu produzieren.

Aufgabe 7.2 Man dimensioniere einen Savoniusrotor für eine Leistung von 300 W bei der optimalen Windgeschwindigkeit von 6 m/s. Man wähle $\beta = 2{,}5$, $\rho = 1{,}2$ kg/m^3, $c\,\eta_t = 1{,}5$.

1. Gesucht wird
   a) Die spezifische Leistung pro m^2 bei 6 m/s
   b) Der Durchmesser und die Höhe des Rotors
   c) Die Nenndrehzahl der Anlage
2. Ab welcher Windgeschwindigkeit $v_{0\min}$ wird Leistung geliefert? Welches ist das Anlaufmoment bei $v_{0\min}$? Man zeichne die Leistung in Funktion der Windgeschwindigkeit v_0 bei Nenndrehzahl auf.

7.6 Betrieb und Regelung, Auslegung

7.6.1 Leistung und Betriebsarten

Abb. 7.17 zeigt die von einem gegebenen Windrad mit Windradfläche A tatsächlich produzierte Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit:

Kurve a: theoretische Windleistung

$$P_0 = \frac{1}{2}\varrho A v_0^3 \tag{7.50}$$

Kurve b: Windradleistung bei maximalem Wirkungsgrad

$$P = c'_{p\max} P_0 \tag{7.51}$$

Kurve c: effektive Windradleistung bei *Betrieb mit optimierter Drehzahl*. Bei der minimalen Windgeschwindigkeit v_{01} beginnt das Kraftwerk, Energie zu liefern. Zwischen v_{01} und v_{02} sorgt eine Drehzahlregelung für optimale Anpassung der Drehzahl an die Windgeschwindigkeit

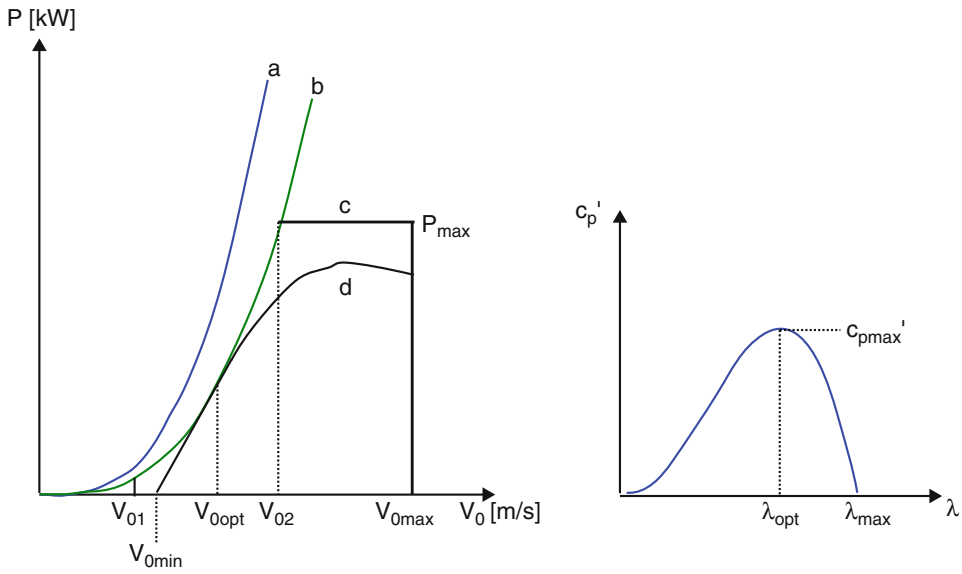


Abb. 7.17 Leistung des Windkraftwerks: (**a**) theoretische Windleistung, (**b**) Windradleistung bei maximalem Wirkungsgrad, (**c**) effektive Leistung bei optimierter Drehzahl, (**d**) effektive Leistung bei konstanter Drehzahl

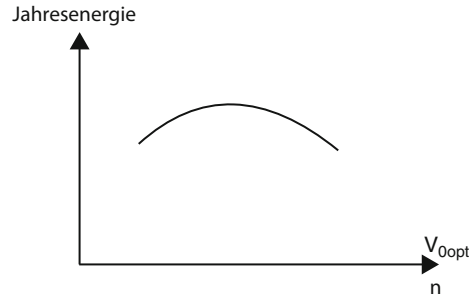


Abb. 7.18 Optimale Windgeschwindigkeit bzw. Drehzahl

$$\omega_{\text{opt}} = \frac{\lambda_{\text{opt}}}{R} v_0, \tag{7.52}$$

womit Gl. 7.51 erfüllt ist. Für $v > v_{02}$ wird die maximal zulässige Leistung P_{max} erreicht, und eine Leistungsregelung ersetzt die Drehzahlregelung, so dass $P = P_{max}$. Die Geschwindigkeit v_{02} beträgt in modernen Anlagen meist ca. 15 m/s. Beim Überschreiten der maximal zulässigen Windgeschwindigkeit $v_{0\max}$ wird das Kraftwerk abgeschaltet (mechanische Sicherheit).

Kurve d: effektive Windradleistung bei *Betrieb mit konstanter Drehzahl*. Bei der frei gewählten optimalen Windgeschwindigkeit $v_{0\text{opt}}$ wird der maximale Wirkungsgrad erreicht. Die entsprechende Drehzahl ist (R = Radius der Windturbine)

$$\omega = \frac{v_{0\text{opt}} \lambda_{\text{opt}}}{R} \quad -\!\!-\succ \quad n = 30\frac{\omega}{\pi} = 30\frac{v_{0\text{opt}} \lambda_{\text{opt}}}{\pi R}. \tag{7.53}$$

Für andere Windgeschwindigkeiten sinkt die Leistung gemäß $c_P{}'(\lambda)$. Das Windrad liefert Energie ab $v_{0\min}$ entsprechend der Schnelllaufzahl $\lambda_{\max}$.

Für einen gegebenen Standort mit einer bestimmten Windhäufigkeitsverteilung erreicht die produzierte Jahresenergie einen Wert, der von der Wahl der optimalen Windgeschwindigkeit abhängt, wie von Abb. 7.18 veranschaulicht wird. Für einen bestimmtem Wert von $v_{0\text{opt}}$ wird diese Energie maximal. Ob dieser Wert auch ein wirtschaftliches Optimum darstellt, hängt vom Kostenverlauf in Abhängigkeit von der gewählten Drehzahl ab (Getriebeinvestitionen, Getriebeverluste, Festigkeit der Rotorflügel usw.).

7.6.2 *Leistungsregelung*

Es wird zwischen Anlagen mit *Stallregelung* (Regelung durch Strömungsabriss) und Anlagen mit *Blattwinkelregelung* (Pitch-Regelung) unterschieden (Kaltschmitt und Wiese 1995; Kunz et al. 1999). In horizontalachsigen Rotoren hängt der Leistungsbeiwert bei gegebener Drehzahl nicht nur von der Windgeschwindigkeit, sondern auch vom Anstellwinkel des Profils (Blattwinkel) ab, wie in Abb. 7.11 veranschaulicht.

In stallgeregelten Anlagen ist der Blattwinkel im ganzen Geschwindigkeitsbereich bis v_{0max} fest. Die Leistungsbegrenzung wird durch die Geometrie des Rotorblattes bewirkt, welche aerodynamisch so gestaltet wird, dass beim Erreichen der Geschwindigkeit v_{02} Turbulenzen entstehen, die zu einem Strömungsabriss (stall) führen. Damit stellt sich ein Leistungsverlauf ca. nach der Kurve *d* in Abb. 7.17 ein. Die Stallregelung vermeidet den relativ komplizierten Mechanismus zur Blattwinkelregelung. Ungefähr 2/3 der installierten Anlagen weisen eine Stallregelung auf (Kunz et al. 1999; www.windpower.dk/en). Als aktiv wird die Stallregelung dann bezeichnet, wenn die Rotorblätter mehrere fixe Stellungen aufweisen, die je nach Windgeschwindigkeit gewählt werden.

Mit der Blattwinkelregelung wird entsprechend Abb. 7.11 automatisch der bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit jeweils optimale Anstellwinkel gesucht. Damit lässt sich mit entsprechendem Aufwand der Leistungsbeiwert bei der gegebenen Drehzahl maximieren. Beim Erreichen der maximal zulässigen Leistung P_{max} wird die Leistung konstant gehalten. Der maximal mögliche Leistungsbeiwert entsprechend Kurve *c* in Abb. 7.17 kann nur mit veränderlicher Drehzahl erhalten werden.

7.6.3 Netzbetrieb

Die produzierte Elektrizität wird ins Verbundnetz gespeist. Das einfachste und billigste Schema zeigt Abb. 7.19. Die Windturbine treibt über ein Getriebe einen Asynchrongenerator an. Die dem Netz gelieferte Leistung ist

$$P_e = \eta_e \eta_m P = \eta_e \eta_m c_p' P_0. \tag{7.54}$$

Asynchrongeneratoren sind billig und robust, können jedoch ohne Zuschaltung von

Kapazitäten keine Blindleistung liefern. Für größere Leistungen wird deshalb ein Synchrongenerator vorgezogen. In beiden Fällen gilt

$$\begin{aligned} &\textit{Generatordrehzahl} \quad n_1 = \frac{60f}{p} \quad (p = \textit{Polpaarzahl}) \\ &\textit{Getriebeübersetzung} \quad \ddot{u} = \frac{n_1}{n} = \frac{2\pi f R}{p v_{0opt} \lambda_{opt}} \end{aligned} \tag{7.55}$$

Die gelieferte Leistung entspricht in beiden Fällen im wesentlichen der Kurve *d* in Abb. 7.17, da die Drehzahl konstant ist (von der Netzfrequenz diktiert).

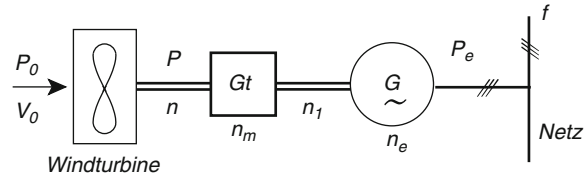


Abb. 7.19 Einfachstes Windenergieaggregat *Gt* Getriebe, *G* Generator

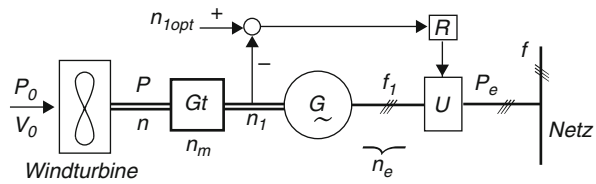


Abb. 7.20 Windenergieaggregat mit optimierter Drehzahl *Gt* Getriebe, *G* Generator, *U* Umrichter, *R* Drehzahlregler

Ein Leistungsverlauf nach Kurve *c* in Abb. 7.17 ist möglich, erfordert jedoch den Einsatz eines Frequenzumrichters z. B. nach Abb. 7.20. Durch Steuerung der Frequenzübersetzung wird die Drehzahl optimal gehalten. Die größere Energieausbeute muss durch höhere Investitionen erkauft werden. Zu beachten ist außerdem, dass der Energiegewinn auf Grund des höheren mittleren Wirkungsgrades des Windrades durch die Verluste im Umrichter (schlechterer elektrischer Wirkungsgrad) etwas reduziert wird.

Neben der in Abb. 7.20 dargestellten Lösung werden auch Lösungen mit rotorgewickelter Asynchronmaschine angeboten, in welcher der Umrichter die Frequenz des Rotorstromes verändert. Die dazu benötigte Umrichterleistung ist erheblich kleiner (Hansen et al. 2001; Kunz et al. 1999).

7.6.4 Inselbetrieb

In der Regel verlangt der Verbraucher eine konstante Frequenz und eine konstante Spannung (Ausnahme: Heizwiderstände). Als Generator eignet sich dann am besten ein Synchrongenerator, welcher die Regelung der Spannung über die Erregung ermöglicht (Band 3, Abschn. 1.1). Ein Asynchrongenerator mit geregelter Kondensatorbatterie ist ebenfalls möglich.

Da das Windenergieangebot sehr variabel ist, müssen zur Frequenzregelung Speichermöglichkeiten und/oder Ballastwiderstände vorgesehen werden (Abb. 7.21). Die Drehzahl ändert nach der Gleichung

$$M - M_b = J \frac{d\omega}{dt} \tag{7.56}$$

Den Verlauf des Antriebsmoments M in Abhängigkeit von Drehzahl und Windgeschwindigkeit zeigt Abb. 7.22 (n_s = synchrone Drehzahl). Das Belastungsmoment M_b muss entsprechend angepasst werden. Dessen Verlauf hängt von der Natur der Last und von der Spannungs-Frequenz-Kennlinie ab. Ein Betrieb mit optimierter Drehzahl ist mit Umrichter ebenfalls möglich.

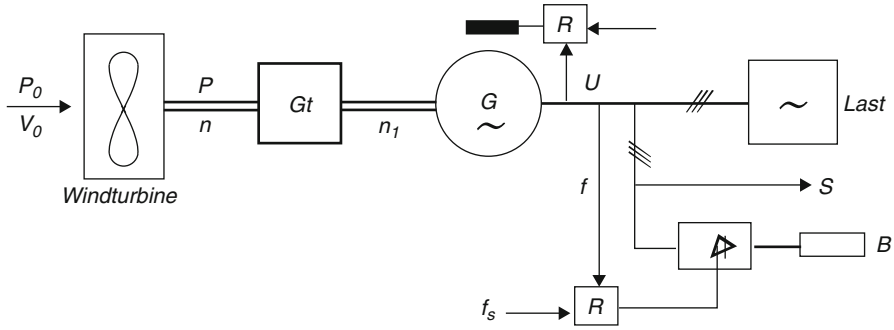
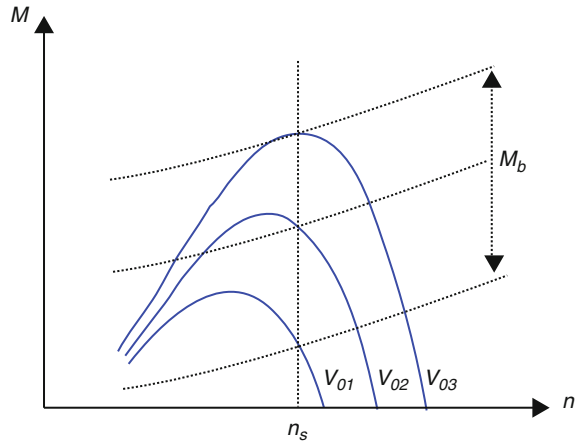


Abb. 7.21 Windenergieaggregat im Inselbetrieb: *Gt* Getriebe, *G* Generator, *R* Regler, *S* Speicher (Schwungrad, Pumpspeicherung, Akkumulator), *B* Ballastwiderstand (Kläranlage, Speicherheizung)

Abb. 7.22 Drehmomentverlauf einer Windturbine $M = f(n, v_0)$



Literatur

Hansen LH et al (2001) Generators and power electronics technology for wind turbines. IECON Conference, Denver
Hau E (1988) Windkraftanlagen. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
http://de.wikipedia.org/wiki/Meeresströmungskraftwerk
http://de.wikipedia.org/wiki/windenergie
Kaltschmitt M, Wiese A (1995) Erneuerbare Energien. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
Kleemann M, Meliss M (1988) Regenerative Energiequellen. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
Kunz S, Remund J, Wittwer D, Buser H (1999) Planung von Windenergieanlagen. Bundesamt für Energie, Bern
Molly JP (1990) Windenergie. C.F. Müller, Karlsruhe
v.König F (1984) Wie man Windräder baut. Udo Pfriemer, München
Windpower Monthly (2001) Oktober
www.windpower.dk/en

Kapitel 8
Photovoltaik

8.1 Physikalische Grundlagen, fotoelektrischer Effekt

Das Verhalten von Halbleitern und Isolatoren lässt sich durch das *Energiebändermodell* gut erklären (Chatelain 1979; Lewerenz und Jungblut 1995). Für die fotoelektrischen Effekte spielen lediglich das *Valenzband* mit oberer Energiekante W_V und das *Leitungsband* mit unterer Energiekante W_L eine Rolle (Abb. 8.1a). Die beiden Bänder sind durch eine Bandlücke $\Delta W = W_L - W_V$ getrennt, die z. B. beim Silizium 1,12 eV beträgt. Die Zustandsdichte *Z(W)* der Elektronenenergie W innerhalb der Bänder wird von einer Parabel beschrieben. Entsprechend dem Exklusionsprinzip von Pauli ergibt sich die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Energiezustands durch Multiplikation mit der Fermi-Dirac-Statistik (Abb. 8.1b):

$$F(W) = \frac{1}{1 + \exp\left(\dfrac{W - W_F}{kT}\right)}, \tag{8.1}$$

worin W_F = Fermi-Energie und

$$k = Boltzmann - Konstante = 8,62 \cdot 10^{-5} \frac{\text{eV}}{\text{K}} = 1,30805 \cdot 10^{-23} \frac{\text{J}}{\text{K}}. \tag{8.2}$$

Wird über das Leitungsband integriert, folgt die Elektronendichte (Chatelain 1979; Goetzberger et al. 1997)

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_8

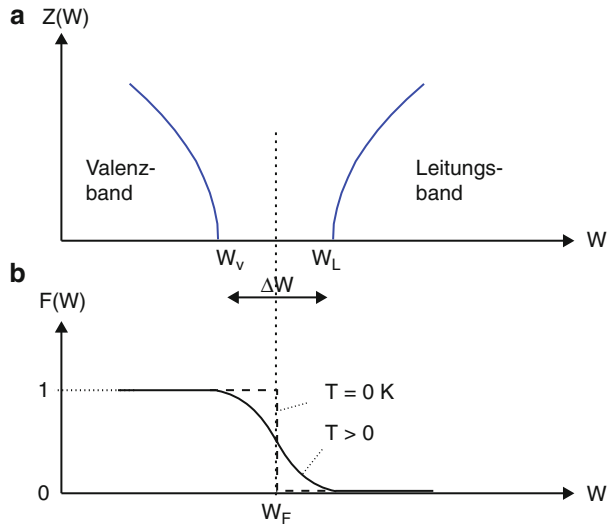


Abb. 8.1 Bändermodell des Halbleiters **a** Dichte möglicher Energiezustände innerhalb des Valenz- und Leitungsbandes, $\triangle W =$ Bandabstand (verbotene Zone), **b** Fermi-Dirac-Statistik für die Auftretenswahrscheinlichkeit eines Energiezustands

$$n = \int_{W_L}^{\infty} F(W)Z(W)dW \approx N_L \exp\left(-\frac{W_L - W_F}{kT}\right)$$
$$\text{mit} \quad N_L = 2\left(\frac{2\pi m_n kT}{h^2}\right)^{\frac{3}{2}} \tag{8.3}$$

und

$$h = Planck'sches\,Wirkungsquantum = 6,6256 \cdot 10^{-34}\text{Js}$$
$$m = Masse\,des\,Elektrons = 0,9109 \cdot 10^{-27}\text{g}. \tag{8.4}$$

Die effektive Masse m_n des Elektrons weicht wegen der Einwirkung des Potenzials des Festkörpergitters etwas von der Ruhemasse m ab (Lewerenz und Jungblut 1995). Der Bandabstand ΔW hat bei Halbleitern die Größenordnung 1 eV, bei Isolatoren ist er deutlich größer. Die Fermi-Kante befindet sich in der Mitte der verbotenen Zone.

Für $T = 0$ K ist gemäß Gl. 8.3 $n = 0$, d. h. es befinden sich keine Elektronen im Leitungsband (scharfe Fermi-Kante). Je höher die Temperatur, desto stärker wird die Fermi-Kante verwischt (Abb. 8.2). Bei Raumtemperatur geraten einige wenige Elektronen ins Leitungsband. Bei 20 °C ist z. B. 4 k$T \approx 0{,}1$ eV, und für Silizium mit $\Delta W = 1{,}12$ eV ergibt Gl. 8.3 $n = 5{,}7.10^9$ Elektronen/cm^3. Beim ersten Blick magdies viel erscheinen; Silizium hat aber eine Dichte von 2,33 g/cm^3 und ein Atomgewicht 28. Somit ist die Atomzahl (Avogadro)

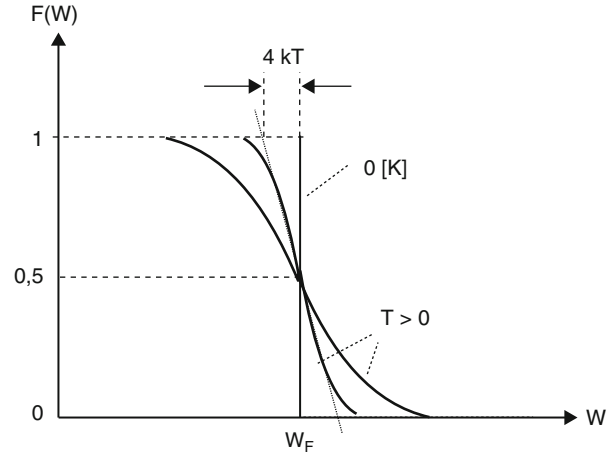


Abb. 8.2 Einfluss der Temperatur auf die Fermi-Dirac-Verteilung

$$6 \cdot 10^{23} \frac{2,33}{28} = 5 \cdot 10^{22} \frac{\text{Atome}}{\text{cm}^3} \quad \left[\frac{\text{Atome}}{\text{Mol}} \frac{\text{g/cm}^3}{\text{g/Mol}}\right].$$

Nur 1 Elektron auf ca. 10^{13} Siliziumatome befindet sich also im Leitungsband. Dementsprechend ist die *Eigenleitung* von Silizium bei 20 °C sehr klein.

8.1.1 Photoleitung

Fällt Licht auf eine dünne Halbleiterplatte mit Oberfläche A und Dicke d, wird durch die Absorption von Photonen (Lichtquanten) das Energieniveau von Elektronen angehoben und, sofern die Photonen eine Energie $hf > \Delta W$ haben, Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband befördert. In *direkten* Halbleitern (Goetzberger et al. 1997) wie GaAs genügen Schichten von wenigen ìm, um die Strahlung vollständig zu absorbieren. In *indirekten* Halbleitern wie kristallines Silizium braucht es dazu hingegen einige hundert ìm (200 µm für 90 % Absorption).

Die Elektronen des Leitungsbandes sind im Kristall frei beweglich und bilden den negativ geladenen Elektronenstrom. Dadurch wird eine Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie möglich (fotoelektrischer Effekt). Die im Valenzband verbleibenden Lücken (Löcher) sind durch Nachrücken von Nachbarelektronen ebenso beweglich und bilden den positiven Strom. Der Vermehrung von Leitungsbandelektronen durch die Bestrahlung wirkt die *Rekombination* von Elektronen mit Löchern entgegen, so dass sich ein Gleichgewichtszustand einstellt. Die Anzahl Elektronen im Leitungsband nimmt nach dem Gesetz zu

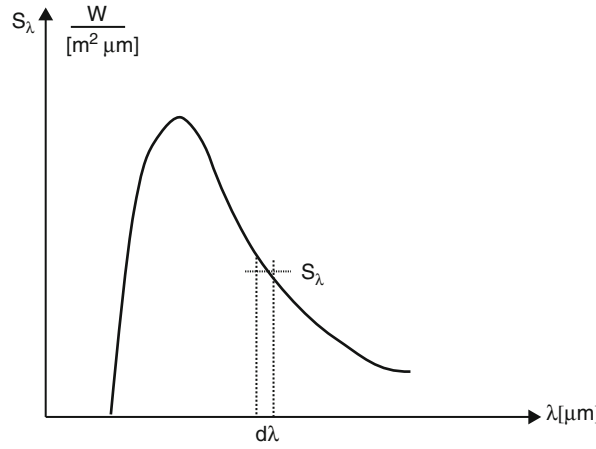


Abb. 8.3 Verlauf der Spektralintensität der Sonnenstrahlung

$$\begin{aligned}
&\frac{dn}{dt} = \eta\varphi_q \frac{1}{Ad} - \frac{n}{\tau}, \quad worin \\
&\varphi_q = Photonenfluss\,[Photonen/s] \\
&\eta = Quantenwirkungsgrad \\
&\tau = \text{Re}kombinationszeit\,der\,Elektronen - Locher - Paare.
\end{aligned} \tag{8.5}$$

Die stationäre Lösung dieser Differenzialgleichung ist

$$n = \eta\varphi_q \frac{\tau}{Ad} \quad \left[\frac{Elektronen}{\text{m}^3}\right]. \tag{8.6}$$

Aus der Spektralintensität S_λ der senkrecht auf die Fläche fallenden Strahlung (Abb. 8.3) lässt sich der Photonenfluss berechnen:

$$S_\lambda d\lambda \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right] = \frac{d\varphi_q}{A} hf \left[\frac{Phot}{\text{m}^2\text{s}} \frac{Ws}{Phot}\right]. \tag{8.7}$$

Da $f = c/\lambda$ ($c =$ Lichtgeschwindigkeit), folgt

$$d\varphi_q = \frac{A}{hc} S_\lambda \lambda d\lambda, \tag{8.8}$$

Haben Photonen der Wellenlänge λ einen Wirkungsgrad η_λ, so gilt

$$\eta\varphi_q = \frac{A}{hc} \int_0^\infty \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda. \tag{8.9}$$

In Gl. 8.6 eingesetzt, kann daraus die *Eigenleitfähigkeit* des bestrahlten Halbleiters berechnet werden.

8.1.2 Der P-N-Übergang

Durch den Einbau von Fremdatomen (*Dotierung*) kann die Leitfähigkeit des Halbleiters beeinflusst werden. Es wird dann von *Störstellenleitung* gesprochen.

Ist die Valenzelektronenzahl der Fremdatome größer als jene des Halbleitermaterials (z. B. fünfwertiges Ph in vierwertigem Si), können sich im Kristall die überschüssigen Elektronen von der Störstelle lösen und erhöhen die Leitfähigkeit des Halbleiters. Die Fremdatome werden in diesem Fall als *Donatoren* bezeichnet. Der so dotierte Halbleiter weist eine *n-Leitfähigkeit* auf. Die Elektronen sind Majoritätsträger, die Löcher Minoritätsträger.

Besitzen umgekehrt die Fremdatome weniger Valenzelektronen (z. B. dreiwertiges Bor), wird von *Akzeptoren* und von *p-Leitfähigkeit* gesprochen, da jetzt die Anzahl der Löcher vermehrt wird. Die Löcher sind Majoritätsträger und die Elektronen Minoritätsträger.

Wird ein *p-n*-Übergang gebildet nach Abb. 8.4a, ergibt sich zunächst wegen der unterschiedlichen Konzentration der Ladungsträger eine *Diffusion der Majoritätsträger*, d. h. der Elektronen von *n* nach *p* und der Löcher von *p* nach *n*. In der Grenzschicht bleiben die nun ionisierten Donatoren und Akzeptoren zurück und bilden eine Potenzialbarriere, die den Diffusionsstrom stoppt. Es entsteht die Diffusionsspannung U_D (Abb. 8.4c), die den Wert annimmt (für Näheres s. (Goetzberger et al. 1997; Kleemann und Meliss 1988; Lewerenz und Jungblut 1995)):

$$\begin{aligned} U_D &= \frac{kT}{e} 1n \frac{n_n}{n_p} \\ n_n &= Dichte\, der\, n - Majoritatstrager \\ n_p &= Dichte\, der\, p - Minoritatstrager \\ e &= Ladung\, des\, Elektrons = 1,6021 \cdot 10^{-19} As. \end{aligned} \tag{8.10}$$

Energetisch ergibt sich eine Absenkung der Bänder auf der n-Seite um $e\, U_{D,}$ und es gilt (Abb. 8.4b)

$$eU_D = \Delta W - \delta_n - \delta_p, \tag{8.11}$$

worin δ_n und δ_p die Abstände von Leitungs- und Valenzband vom Fermi-Niveau bedeuten. Mit zunehmender Dotierung werden diese Abstände immer kleiner, und bei starker Dotierung ist

$$U_D \approx \frac{\Delta W}{e}. \tag{8.12}$$

Für die Dicke der Raumladungszone gilt (Goetzberger et al. 1997)

$$x = \sqrt{\frac{2\varepsilon U_D (n_D + n_A)}{e n_D n_A}}, \tag{8.13}$$

worin n_D und n_A die Dichten von Donatoren und Akzeptoren sind.

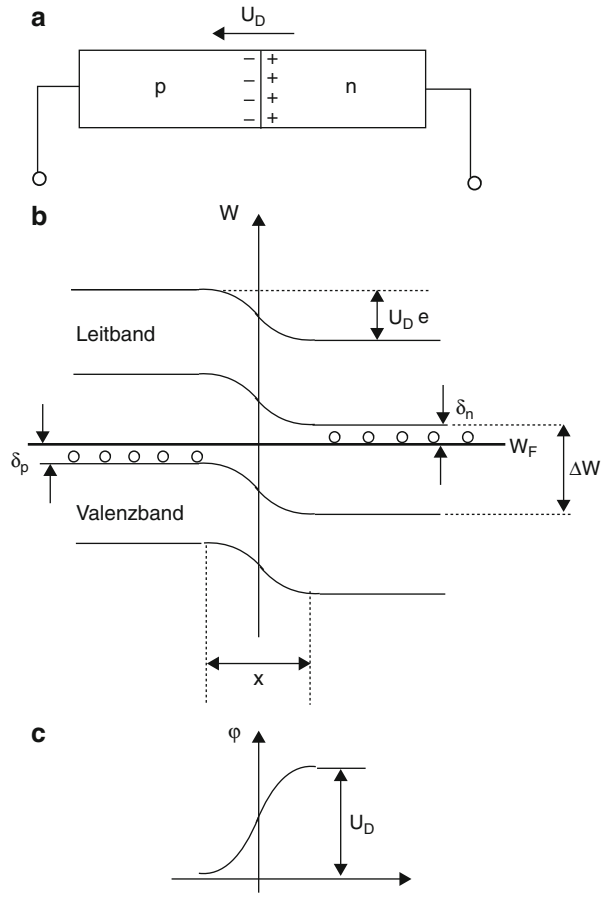


Abb. 8.4 **a** *p-n*-Übergang, **b** Energiebänderschema, **c** Potentialverlauf

8.2 Photovoltaischer Effekt, Photostrom

Beim Anlegen einer äußeren Spannung U verhält sich ein *p-n*-Übergang als Diode (Abb. 8.5a), und es ergibt sich die Kennlinie Abb. 8.5b. Für $U<0$ wird die Potenzialbarriere verstärkt und die Diffusion rückgängig gemacht. Die Diode sperrt. Die thermisch erzeugten Elektronen werden abgesaugt und ergeben den Sättigungsstrom I_s in Sperrrichtung (Chatelain 1979)

$$I_s prop. T^3 \exp\left(-\frac{U_D}{U_T}\right). \tag{8.14}$$

Für $U>0$ wird die Potenzialbarriere reduziert, die Diffusion begünstigt, und es fließt der Strom

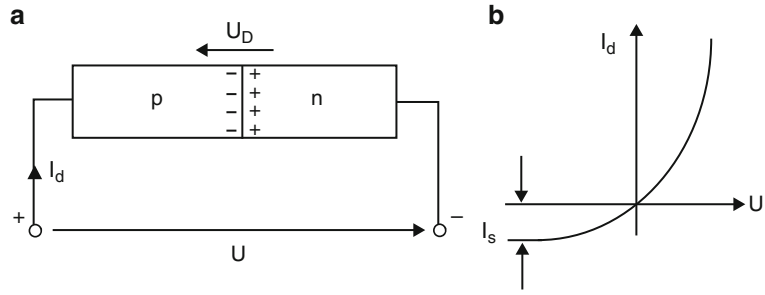
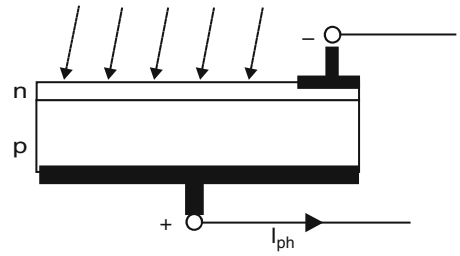


Abb. 8.5 *p-n*-Übergang als Diode

Abb. 8.6 Bestrahlte Solarzelle



$$I_d = I_s\left[\exp\left(\frac{U}{U_T}\right) - 1\right]$$
$$U_T = \frac{kT}{e} = thermodynamische\,Spannung = 25,7mV\,bei\,25^\circ\mathrm{C}. \tag{8.15}$$

Wird der *p-n*-Übergang mit Photonen mit $hf > \Delta W$ bestrahlt (Abb. 8.6), springen Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband. Da in der Raumladungszone ein Potenzialgefälle besteht, wandern die Elektronen über die externe elektrische Verbindung zum + Pol (n-Bereich) und die Löcher zum -Pol (*p*-Bereich). Damit entsteht ein dem Diffusionsstrom entgegengesetzter *Photostrom*. Nur die unmittelbar in der Grenzschicht entstehenden Elektronen-Löcher-Paare tragen aber zum Photostrom bei, da die anderen rekombinieren, bevor sie durch das Potenzialgefälle getrennt werden können. Die Strahlung muss also möglichst nahe an die Grenzschicht gebracht werden (Abb. 8.6). Für Näheres über den Aufbau der Solarzelle s. (Goetzberger et al. 1997; Lewerenz und Jungblut 1995).

Der entstehende Photostrom I_{ph} ist *proportional zur Bestrahlungsstärke*. Aus Gl. 8.15 folgt der totale Strom in Leitrichtung der Diode

$$I^* = I_s\left[\exp\left(\frac{U}{U_T}\right) - 1\right] - I_{ph}.$$

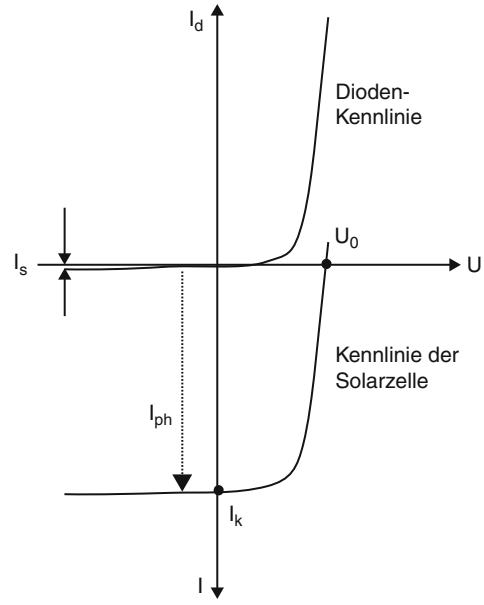


Abb. 8.7 Entstehung der Solarzellen-Kennlinie durch Bestrahlung des p-n-Übergangs

Die Diodenkennlinie wird um I_{ph} nach unten gezogen, wie von Abb. 8.7 veranschaulicht. Im 4. Quadrant arbeitet die Anordnung als *Generator* (Solarzelle). Der von der *Solarzelle* erzeugte Strom ist $I = -I^*$:

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{U}{U_T}\right) - 1 \right]. \tag{8.16}$$

Wird die Solarzelle *kurzgeschlossen* ($U = 0$), ist im Idealfall

$$I = I_k = I_{ph}. \tag{8.17}$$

Im *Leerlauf* ($I = 0$) ergibt sich aus Gl. 8.16

$$U = U_0 = U_T 1n\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s}\right). \tag{8.18}$$

Der Kurzschlussstromistgleich dem Photostromund somit proportional zur Bestrahlungsstärke, während die Leerlaufspannung in Funktion der Bestrahlung einen logarithmischen Verlauf aufweist (Abb. 8.8). Die Temperatur wirkt sich über U_T (Gl. 8.15) und I_s (Gl. 8.14) stark auf die Leerlaufspannung aus und zwar so, dass diese mit zunehmender Temperatur abnimmt. Steigende Temperatur vermindert so die Leistung der Solarzelle. Der Kurzschlussstrom wird hingegen nur wenig von der Temperatur beeinflusst (s. dazu auch Abb. 8.15).

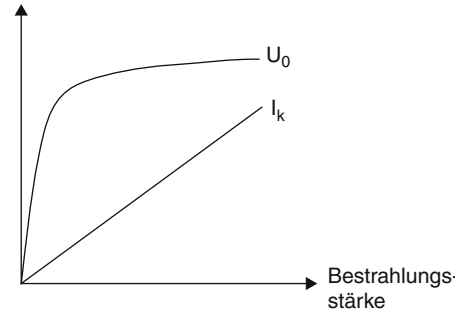


Abb. 8.8 Abhängigkeit von Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung der Solarzelle von der Bestrahlungsintensität

Berechnung des Photostroms

Für eine Spektralintensität S_λ nach Abb. 8.3 und gemäß Gl. 8.8 ist der Photonenfluss für Wellenlängen zwischen λ und $\lambda + \mathrm{d}\lambda$

$$d\varphi_q = \frac{A}{hc} S_\lambda \lambda d\lambda \left[\frac{Photonen}{s}\right]. \tag{8.19}$$

Die Anzahl Elektronen, die zum Photostrom beitragen, ist auf Grund der Verluste kleiner

$$dn = \eta_\lambda d\varphi_q = \frac{A}{hc} n_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda \left[\frac{Elektronen}{s}\right]. \tag{8.20}$$

Der Wirkungsgrad η_λ berücksichtigt, dass

- *Photonen verloren gehen* durch Reflexion, Transmission und Thermalisierung
- ein Teil der erzeugten Elektron-Loch-Paare *rekombinieren*, bevor sie durch das Potenzialgefälle getrennt werden.

Es folgt der Photostrom

$$dI_{ph} = edn = en_\lambda d\varphi_q = \frac{e}{hc} A \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda \ \ [\mathrm{A}],$$

bzw. die Photostromdichte

$$dJ_{ph} = \frac{e}{hc} n_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda \quad \left[\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{m}^2}\right].$$

Wird über das ganze Spektrum integriert, erhält man die Photostromdichte

$$J_{ph} = \frac{e}{hc} \int_0^\infty \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda \left[\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{m}^2}\right]. \tag{8.21}$$

Die Leistungsdichte der Strahlung ist andererseits

$$P_s = \int_0^\infty S_\lambda d\lambda \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}\right]. \tag{8.22}$$

Als *Stromziffer* der Solarzelle sei definiert

$$\varepsilon = \frac{J_{ph}}{P_s} = \frac{\int_0^\infty n_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda}{\int_0^\infty S_\lambda d\lambda} \left[\frac{A}{w}\right]. \tag{8.23}$$

Eine Überwindung der Bandlücke ΔW ist nur für Strahlung mit

$$hf = h\frac{c}{\lambda} > \Delta W$$

möglich. Die Strahlung ist also nur dann wirksam, wenn

$$h < \frac{hc}{\Delta W} = \lambda_{\max}. \tag{8.24}$$

$\lambda_{\max}$ hängt vom Halbleitermaterial ab. Für Silizium ist z. B. $\Delta W = 1,12eV$, woraus $\lambda_{\max} = 1.11\ \mu$m. Für $\lambda > \lambda_{\max}$ ist $\eta_\lambda = 0$, da die Photonen nicht genügend Energie aufbringen, um den Bandabstand zu überwinden. Die entsprechende Energie wird thermalisiert. Es gilt also

$$\int_0^\infty \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda = \int_0^{\lambda_{\max}} \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda,$$

und die Stromziffer kann auch folgendermaßen ausgedrückt werden

$$\varepsilon = \frac{e}{hc} \cdot \frac{\int_0^{\lambda_{\max}} S_\lambda d\lambda}{\int_0^\infty S_\lambda d\lambda} \cdot \frac{\int_0^{\lambda_{\max}} \lambda S_\lambda d\lambda}{\int_0^{\lambda_{\max}} S_\lambda d\lambda} \cdot \frac{\int_0^{\lambda_{\max}} \eta_\lambda S_\lambda \lambda d\lambda}{\int_0^{\lambda_{\max}} \lambda S_\lambda d\lambda}, \tag{8.25}$$

oder kürzer geschrieben

$$\varepsilon = \frac{e}{hc}\eta_1\lambda_0\eta_3. \tag{8.26}$$

Die einzelnen Faktoren seien diskutiert: Der erste Faktor ist eine Konstante

$$\frac{e}{hc} = 0,807\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{W}\mu\mathrm{m}}. \tag{8.27}$$

Der Wirkungsgrad $\eta 1$ berücksichtigt die Verluste für $\lambda > \lambda_{\max}$ (*Thermalisierung* der entsprechenden Photonenenergie). Er ist eine Funktion des Sonnenspektrums und des Bandabstands des Halbleitermaterials. Er nimmt zu bei abnehmendem Bandabstand. Richtwert für Silizium ist $\eta_1 \approx 0,75$, d. h. rund 25 % der Solarenergie liegen im Wellenbereich über $\lambda_{\max}$. Mit monochromatischem Licht der Wellenlänge $\lambda_{\max}$ wäre $\eta_1 \approx 1$.

Die Wellenlänge λ_0 ist proportional zum Verhältnis zwischen Photonenzahl im Bereich $0 \ldots \lambda_{\max}$ und entsprechender Strahlungsenergie (Gl. 8.21 und 8.22). Für $\lambda = \lambda_{\max}$ ist die Photonenenergie gerade so groß, wie für die Überwindung des Bandabstands nötig und wird ganz den Elektronen weitergegeben. Für $\lambda < \lambda_{\max}$ ist sie hingegen zu groß, und die Überschussenergie wird *thermalisiert*. Die entsprechenden Verluste können durch den Wirkungsgrad η_2 erfasst werden

$$\begin{gathered} \lambda_0 = \eta_2\lambda_{\max} \\ - - \succ \int_0^{\lambda_{\max}} \lambda S_\lambda d\lambda = \eta_2\lambda_{\max}\int_0^{\lambda_{\max}} S_\lambda d\lambda \\ \textit{und somit}\ \varepsilon = \frac{e}{hc}\lambda_{\max}\eta_1\eta_2\eta_3. \end{gathered} \tag{8.28}$$

Würde die Solarzelle mit monochromatischem Licht der Wellenlänge $\lambda_{\max}$ bestrahlt, wäre $\eta_2 = 1$. Mit dem Solarspektrum AM1.5 (Abb. 8.9) ergibt sich für monokristallines Silizium den Richtwert $\eta_2 \approx 0,66$. Somit ist für Silizium $\eta_1\eta_2 \approx 0,49$, d. h. 51 % der Solarenergie kann auf Grund der spektralen Zusammensetzung des Sonnenlichtes nicht genutzt werden. Das Produkt $\eta_s = \eta_1\,\eta_2$ wird deshalb auch spektraler Wirkungsgrad der Solarzelle genannt.

Der Wirkungsgrad η_3 ist gemäß den Gl. 8.19 und 8.20 proportional zum Verhältnis zwischen Nutzelektronen und Photonen im Bereich $0 \ldots \lambda_{\max}$. Er berücksichtigt also *Photonenverluste* und *Rekombinationsverluste*. Dieser Wirkungsgrad hängt vom Stand der Solarzellentechnologie ab. Bei Siliziumsolarzellen mit einem Gesamtwirkungsgrad von 15 % dürfte er einen Wert $\eta_3 \approx 0.75$ erreichen. Theoretisch liegt die Grenze bei 1, so dass bei Verbesserung der Technologie mit einer weiteren Zunahme gerechnet werden kann.

Mit monochromatischem Licht der Wellenlänge $\lambda_{\max}$ und $\eta_3 = 1$ wäre die theoretisch maximal erreichbare Stromziffer

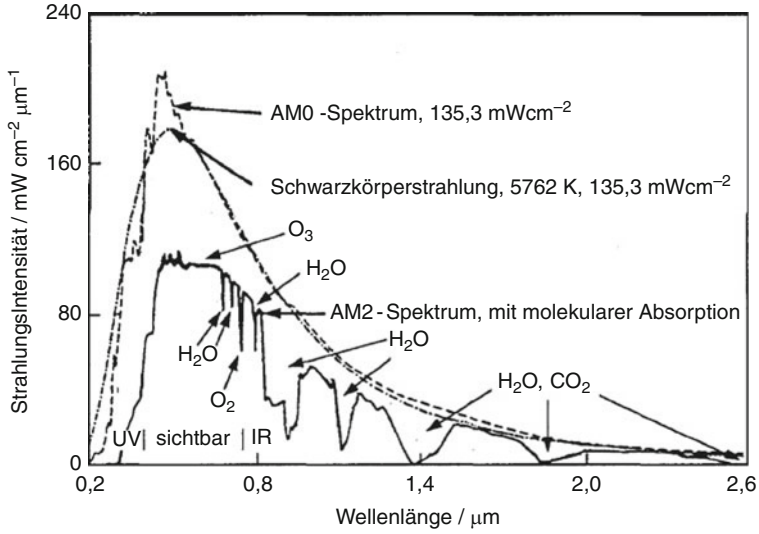


Abb. 8.9 Spektrale Strahlungsverteilung des Sonnenlichts *AM0*: Strahlencharakteristik außerhalb der Erdatmosphäre; *AM2*: Strahlencharakteristik mit Atmosphäre (2× Atmosphärendicke am Äquator, mit Sonne im Zenith und 0 m ü. M.) (Lewerenz und Jungblut 1995); Die Berechnungen beziehen sich meist auf AM1.5 (1.5 × Atmosphärendicke)

$$\varepsilon_{\max} = \frac{e}{hc}\lambda_{\max} = \frac{e}{hf_{\min}} = \frac{e}{\Delta W}. \tag{8.29}$$

Sie ist also umgekehrt proportional zur Bandlückenenergie ΔW. Für Silizium erhält man $\varepsilon_{\max} = 0,89\mathrm{A/W}$. Die Gl. 8.28 kann schließlich geschrieben werden

$$\varepsilon = \varepsilon_{\max}\eta_1\eta_2\eta_3\left[\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{W}}\right]. \tag{8.30}$$

Mit den erwähnten Richtzahlen folgt z. B. für kristallines Silizium

$$\varepsilon \approx 0,89 \cdot 0,75 \cdot 0,66 \cdot 0,75 = 0.33\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{W}}. \tag{8.31}$$

Aus der Stromziffer folgen Photostromdichte und Photostrom der Solarzelle:

$$\begin{aligned} J_{ph} &= \varepsilon P_s\left[\frac{\mathrm{A}}{\mathrm{m}^2}\right] \mathit{und}\, I_{ph} = \varepsilon P_s A[\mathrm{A}] \\ P_s &= \mathit{Strahlungsleistung}\,[\mathrm{W/m^2}] \\ A &= \mathit{aktive\,Halbleiterflache}\,[\mathrm{m^2}] \end{aligned} \tag{8.32}$$

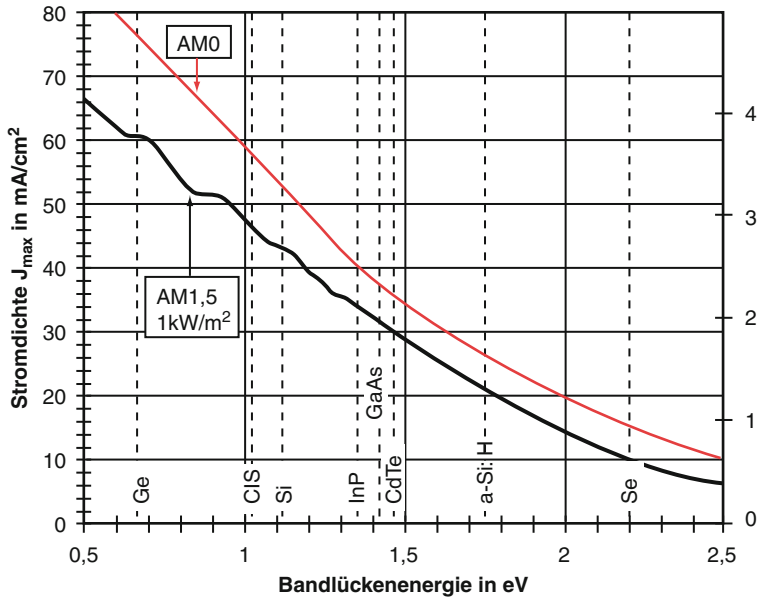


Abb. 8.10 Maximale Stromdichte in Funktion der Bandlücke ($\eta_3 = 1$), (Häberlin 2007)

Da η_3 theoretisch bis 1 erhöht werden kann, ist die obere Grenze der Stromziffer für Silizium bei Bestrahlung mit dem AM1.5-Sonnenspektrum $\varepsilon_{th} \approx 0,44\text{A/W}$.

Abb. 8.10 zeigt die maximal mögliche Stromdichte ($\eta_3 = 1$) mit AM0 und AM1.5-Spektrum und $P_s = 1000\ \text{W/m}^2$ in Abhängigkeit der Bandlückenenergie der Halbleiter:

$$J_{\max} = \varepsilon_{th} \cdot P_s = \varepsilon_{\max} \eta_s \cdot P_s. \tag{8.33}$$

Der spektrale Wirkungsgrad ergibt sich aus Gl. 8.33 zu

$$\eta_s = \frac{J_{\max}}{\varepsilon_{\max} P_s} = \frac{J_{\max}}{P_s} \frac{\Delta W}{e}. \tag{8.34}$$

Er ist in Abb. 8.11 in Funktion der Bandlückenenergie für eine Bestrahlung der Halbleiter mit AM0 und AM1.5 und 1000 W/m^2 dargestellt.

8.3 Solarzelle, Gesamtwirkungsgrad

8.3.1 Kennlinie und Ersatzschema

Die Kennlinie der Solarzelle und deren Genesis sind in Abb. 8.7 dargestellt worden. Abb. 8.12 zeigt den typischen Verlauf einer *reellen* (gemessenen) Kennlinie für eine

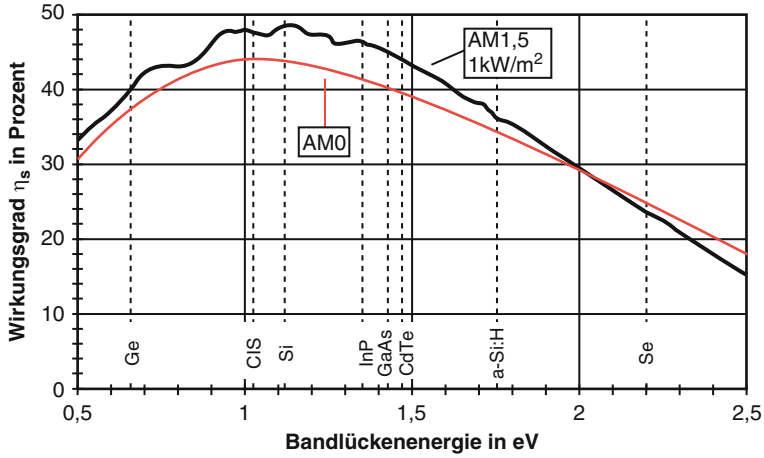


Abb. 8.11 Spektraler Wirkungsgrad in Funktion der Bandlücke (Häberlin 2007)

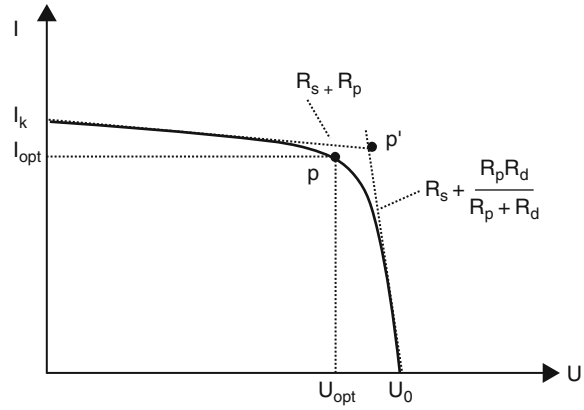


Abb. 8.12 Reelle Kennlinie einer Solarzelle: U_0 Leerlaufspannung, I_k Kurzschlussstrom, P Punkt maximaler Leistung (MPP Maximum Power Point), R_p Parallelwiderstand, R_s Seriewiderstand, Rd Diodenwiderstand

bestimmte Strahlungsintensität mit den wichtigsten Kennwerten. Die maximale Leistung wird im Punkt *P* erreicht. Die Solarzelle sollte also möglichst in diesem Punkt (*MPP*) betrieben werden durch Anpassung des Lastwiderstands.

Der Kennlinienverlauf lässt sich mit dem *Ersatzschema* Abb. 8.13, das im Folgenden analysiert wird, qualitativ gut beschreiben. Exaktere Modelle werden in Abschn. 8.5.5 besprochen.

Der zur Bestrahlungsintensität proportionale Photostrom wird durch eine Stromquelle simuliert. Die Differenz aus Photostrom und Diodenstrom ist gemäß Gl. 8.16 theoretisch der Nutzstrom der Solarzelle. Das Ersatzschema berücksichtigt noch, dass Leckströme nicht vermieden werden können (Parallelwiderstand R_p) und dass ohmsche Verluste an Übergangsstellen und in den Kontakten auftreten (Seriewiderstand R_s).

Größe und Einfluss der beiden Widerstände auf die Kennlinie der Solarzelle lassen sich durch Idealisierung der Diodenkennlinie mit U_{d0} und R_d nach Abb. 8.14 ermitteln. Es hat

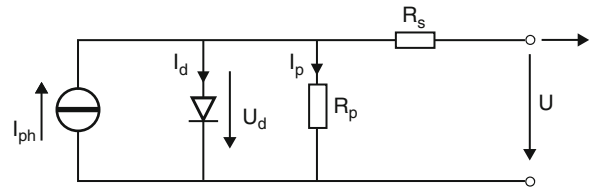


Abb. 8.13 Ersatzschaltbild der Solarzelle (Eindiodenmodell)

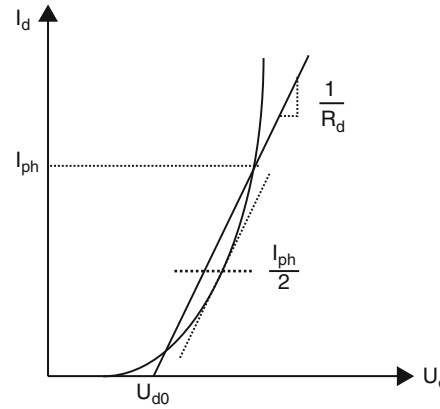


Abb. 8.14 Diodenkennlinie und ihre Idealisierung

sich als zweckmäßig erwiesen, den Diodenwiderstand als Differenzialwiderstand beim halben Photostrom zu definieren.

Aus Gl. 8.15 folgt für $I_d \gg I_s$ und mit $A =$ Idealitätsfaktor (s. dazu Gl. 8.38)

$$\begin{aligned} U_d &= AU_T 1n\left(\frac{I_d}{I_s}\right) \\ R_d(I_{ph}) &= \left(\frac{dU_d}{dI_d}\right)_{\frac{I_{ph}}{2}} = \frac{2AU_T}{I_{ph}}. \end{aligned} \tag{8.35}$$

Der *Leerlaufbereich* der Solarzelle (Diode leitet) lässt sich dann angenähert durch die Gerade

$$\begin{aligned} U &= U_o - \left(R_s + \frac{R_p R_d}{R_p + R_d}\right) I \\ \text{mit } U_0 &= \frac{R_p}{R_p + R_d}\left(U_{d0} + R_d I_{ph}\right) \end{aligned} \tag{8.36}$$

darstellen. Die entsprechende Widerstandsgerade ist in Abb. 8.12 eingezeichnet.

Für den *Kurzschlussbereich* der Solarzelle (Diode sperrt) folgt mit der idealisierten Kennlinie, da $U_d \leq U_{d0}$ und $I_d = 0$

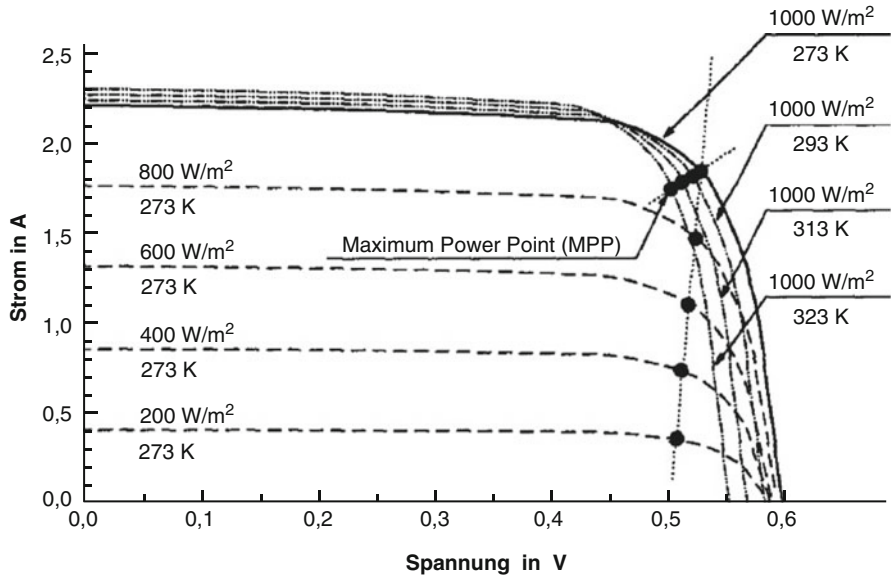


Abb. 8.15 Typische Strom-Spannungs-Kennlinien einer Silizium-Solarzelle in Abhängigkeit von der Bestrahlung und der Temperatur (Kaltschmitt und Wiese 1995)

$$U = \left(R_p + R_s\right)\left(I_k - I\right)$$
$$mit\, I_k = \frac{R_p}{R_p + R_s} I_{ph} \approx I_{ph}. \tag{8.37}$$

Die entsprechende Widerstandsgerade ist ebenfalls in Abb. 8.12 eingetragen. Die beiden Widerstandsgeraden schneiden sich in P'. Die Werte R_s und R_p können aus der experimentell ermittelten Kennlinie berechnet werden.

Den typischen Verlauf der Kennlinien einer Siliziumzelle in Abhängigkeit von Strahlungsintensität und Temperatur zeigt Abb. 8.15. Bemerkenswert für die Steuerung der Solarzelle ist, dass die optimale Spannung (*MP*P) relativ wenig von der Einstrahlung und der optimale Strom wenig von der Temperatur abhängt.

Aus dem Ersatzschema Abb. 8.13 folgt durch Hinzufügen einer Parallelkapazität auch ein dynamisch zufriedenstellendes Simulationsschema für die Solarzelle, das durch das Gl. 8.38 beschrieben wird. Die Größen $I_{ph,}$ I_s und U_T sind darin temperaturabhängig, evtl. kann auch die Temperaturabhängigkeit von R_s und R_p berücksichtigt werden. Die Diodenkennlinie wird exakter durch Einführung des Idealitätsfaktors A beschrieben (i. d. R. $A = 1 - 1{,}5$)

$$
\begin{aligned}
I_{ph} &= I_d + I_c + I_p + I \\
I_d &= I_s\left(\exp\left(\frac{U_d}{AU_T}\right) - 1\right) \\
I_c &= C\frac{dU_d}{dt} \\
U_d &= R_p I_p \\
U &= U_d + R_s I.
\end{aligned}
\tag{8.38}
$$

8.3.2 Leerlaufspannung

Aus den Gl. 8.14, 7.12 und 7.18 folgt für $I_{ph} >> I_s$

$$
\begin{aligned}
U_o &= U_T 1n\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s}\right) \approx U_T 1n\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) \\
I_s &= K_s(T)\exp\left(-\frac{U_D}{U_T}\right) \text{mit} U_D = \frac{\Delta W}{e} \\
--\triangleright U_0 &= \left[1 - \frac{U_T e}{\Delta W} 1n\left(\frac{K_s(T)}{I_{ph}}\right)\right]\frac{\Delta W}{e} = \eta_4 \frac{\Delta W}{e} = \frac{\eta_4}{\varepsilon_{\max}}.
\end{aligned}
\tag{8.39}
$$

Die Abb. 8.16 zeigt die Leerlaufspannung U_0 und den Wirkungsgrad η_4 (auch Spannungsfaktor genannt) in Funktion der Bandlücke für 25 °C und für eine ideale Solarzelle.

Die Leerlaufspannung U_0 kann theoretisch maximal den Wert der Diffusionsspannung erreichen, welcher bei starker Dotierung dem Bandabstand entspricht gemäß Gl. 8.12. In Wirklichkeit ist für eine reelle Zelle oder Modul die Leerlaufspannung etwas niedriger. Der Wirkungsgrad ç$_4$ ist stark von Bestrahlungsintensität und Temperatur abhängig. Mit den Annahmen (8.14) und (8.18) folgt für Silizium (mit $\varepsilon_{\max} \approx 0,89A/W$) die in Abb. 8.17 dargestellte Abhängigkeit. Bei einer Einstrahlung von 1000 W/m^2 und einer Temperatur von 25 °C ist ein Wirkungsgrad $\eta_4 = 0{,}54$ angenommen worden ($U_0 = 0{,}6$ V entsprechend Abb. 8.15).

Eine Konzentration der Strahlung um den Faktor 100 (Konzentratorzellen (Goetzberger et al. 1997)) würde eine Zunahme des Wirkungsgrades um rund 20 % (relativ) bedeuten, vorausgesetzt die Zellentemperatur bleibt die gleiche. Eine Temperaturerhöhung lässt, wie bereits erwähnt, die Leerlaufspannung sinken und reduziert dementsprechend den Wirkungsgrad um ca 0,3 % (relativ) pro °C.

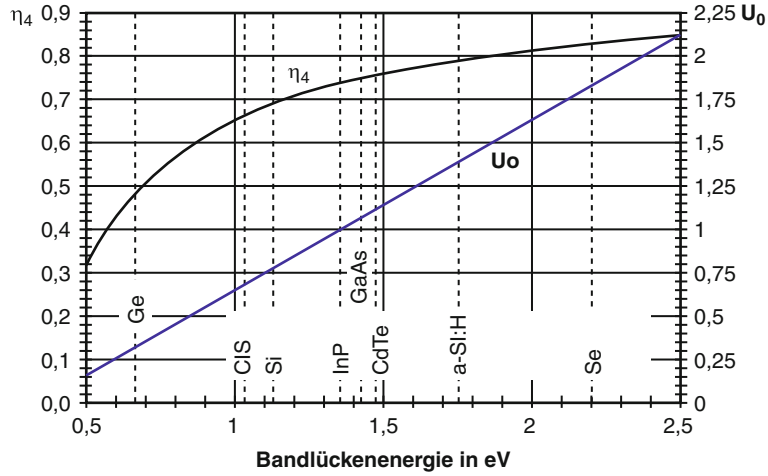


Abb. 8.16 Leerlaufspannung und Wirkungrad ç4 (Spannungsfaktor) einer idealen Solarzelle in Funktion der Bandlücke für 25EC, (Häberlin 2007)

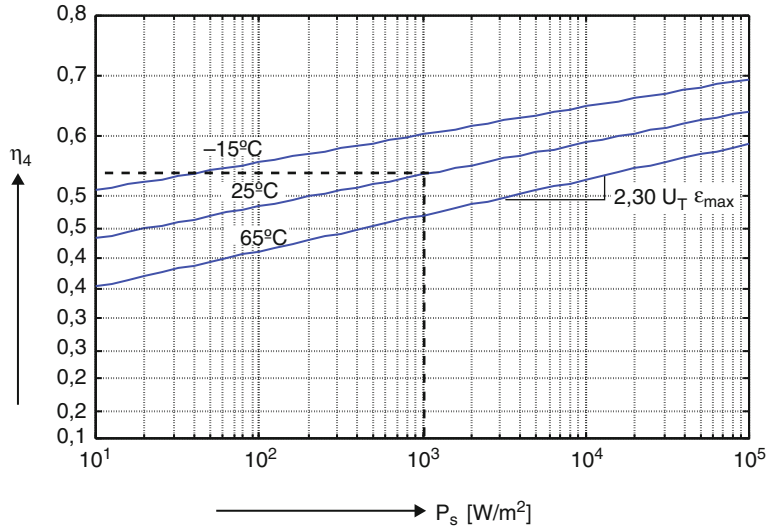


Abb. 8.17 Abhängigkeit von η_4 (Leerlaufspannung) von Strahlungsintensität und Temperatur (kristallines Silizium) für ein Solarmodul

8.3.3 Füllfaktor

Als *Füllfaktor F* bezeichnet man das Verhältnis zwischen dem Produkt aus Spannung und Strom im optimalen Punkt (*MPP*) und dem Produkt aus Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom:

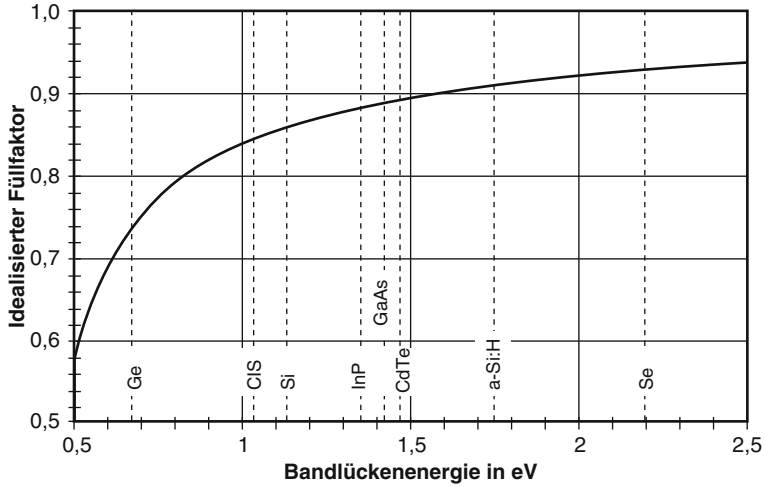


Abb. 8.18 Idealisierter Füllfaktor verschiedener Halbleiter, (Häberlin 2007)

$$F = \frac{U_{opt} I_{opt}}{U_o I_k}. \tag{8.40}$$

Wird P durch P' ersetzt (Abb. 8.12), lässt sich aus dem theoretischen Kennlinienverlauf mit der für große Einstrahlungen i. d. R. gut erfüllten Annahme

$$R_s, R_d << R_p \quad und \quad R_0 = \frac{U_0}{I_k} \tag{8.41}$$

Schreiben

$$F < F_{th} \approx 1 - \frac{R_s + R_d}{R_0} - \frac{R_0 - 2(R_s + R_d)}{R_p}. \tag{8.42}$$

Schließlich sei der Teilwirkungsgrad

$$\eta_5 = \frac{R_p}{R_p + R_5} F \tag{8.43}$$

eingeführt, der auch *Leckströme* und *ohmsche Verluste* von Diode und Kontakten berücksichtigt. Bei guten Siliziummodulen kann mit dem Richtwert $\eta_5 = 0{,}75$ gerechnet werden. Eine Annäherung an 1 ist theoretisch möglich. Abb. 8.18 zeigt den idealisierten Füllfaktor F (wobei $F < F_i$) in Funktion der Bandlücke des Halbleiters.

8.3.4 Gesamtwirkungsgrad

Der Wirkungsgrad ist als Verhältnis von Leistung im optimalen Punkt P (MPP) und Strahlungsleistung definiert

$$\eta = \frac{U_{opt} I_{opt}}{A \int_0^\infty S_\lambda d\lambda} = \frac{U_{opt} I_{opt}}{A P_s}. \tag{8.44}$$

Durch Einführung des Füllfaktors Gl. 8.40 und Berücksichtigung von Gl. 8.37 sowie des Photostroms Gl. 8.32 folgt

$$\eta = \frac{R_p}{R_p + R_s} F U_0 \varepsilon. \tag{8.45}$$

Für die Stromziffer gilt nach Abschn. 8.2 und insbesondere Gl. 8.30:

$$\varepsilon = \varepsilon_{\max} \eta_1 \eta_2 \eta_3.$$

Werden außerdem die Leerlaufspannung gemäß Gl. 8.39 und der Füllfaktor gemäß Gl. 8.43 eingesetzt, erhält man die Fünffaktorenformel

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5. \tag{8.46}$$

Mit den angegebenen Richtwerten folgt für Siliziummodule bei 1000 W/m^2 und 25 C, $\eta \approx 0{,}75 \cdot 0{,}66 \cdot 0{,}75 \cdot 0{,}55 \cdot 0{,}75 = 0{,}15$, was etwa dem Wirkungsgrad guter heutiger kommerzieller Solarzellen entspricht. Mit den Annahmen $\eta_3 = \eta_5 = 1$ erhält man den theoretisch maximalen Wirkungsgrad

$$\eta_{th} = \eta_1 \eta_2 \eta_4. \tag{8.47}$$

Abb. 8.19 zeigt diesen Wirkungsgrad in Funktion der Bandlücke für verschiedene Halbleiter für AM0- und AM1.5-Sonnenspektrum. Für kristallines Silizium ergibt sich der theoretisch maximale Wert $\eta_{\text{th}} = 0{,}28$. Im Labor sind Wirkungsgrade bis ca. 21 % oder gar 23–24 % (Goetzberger et al. 1997) erreicht worden.

8.3.5 Möglichkeiten zur Wirkungsgradverbesserung

Eine Erhöhung des Wirkungsgrades ist aus wirtschaftlicher Sicht von großer Bedeutung, da sie die notwendige Fläche verkleinert und so die Kosten der Fotovoltaik-Anlage erheblich senkt. Sie darf also auch etwas (allerdings nicht zu viel) kosten. Der vorhin definierte theoretisch maximale Wirkungsgrad

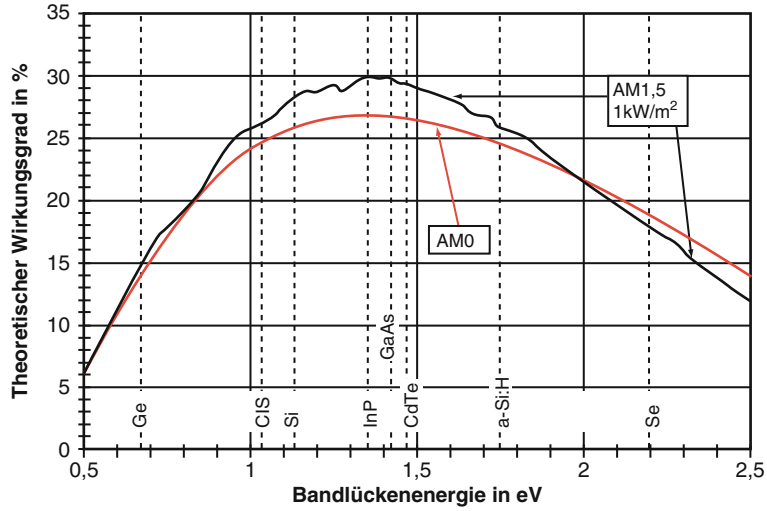


Abb. 8.19 Theoretisch maximaler Wirkungsgrad von Solarzellen, (Häberlin 2007)

$$\eta_{th} = \eta_1 \eta_2 \eta_4$$

lässt sich nicht überschreiten, mit noch tragbarem wirtschaftlichen Aufwand auch kaum erreichen. Für kristallines Silizium bei 1000 W/m^2 und 25 °C beträgt er wie erwähnt etwa 0,28. Um sich diesem Wert zu nähern, müssen die Wirkungsgrade η_3 und η_5, deren Produkt heute für kommerzielle Module ca. 0,56 beträgt, weiter verbessert werden. Dazu sind in erster Linie die *elektrischen Verluste* durch *Rekombination* und *ohmsche Widerstände* (eine gute Analyse dazu gibt (Goetzberger et al. 1997)), aber auch die *Leckverluste* zu reduzieren. Zur Verschlechterung des Wirkungrades η_3 tragen auch *optische Verluste* (Photonenverluste) im Bereich $\lambda = 0 \ldots \lambda_{\max}$ bei. Durch Antireflexschichten und Texturierung der Oberfläche (Pyramidisierung der Siliziumoberfläche) wird die Reflexion möglichst reduziert und durch Lichtstreuung (an der texturierten Oberfläche) sowie Spiegelung an der Rückseite der Solarzelle die Absorption verbessert (Goetzberger et al. 1997; Häberlin 2007).

Es stellt sich ferner die Frage nach den Möglichkeiten, den recht niedrigen theoretischen Wirkungsgrad $\eta_{th} = \eta_1 \eta_2 \eta_4$ von ca. 28 % zu erhöhen.

Strahlungskonzentration

Der Wirkungsgrad η_4 lässt sich durch *Konzentration* der Strahlung verbessern (Abb. 8.17). Theoretisch nimmt dieser Wirkungsgrad logarithmisch mit der Strahlungsleistung zu, um dann bei sehr starker Konzentration abgeflacht gegen 1 zu streben. Mit hundertfacher Konzentration steigt zwar, z. B. bei 25 C, η_4 von 0,54 auf ca. 0,65, wobei jedoch nur die *direkte Strahlung* genutzt werden kann (Abschn. 1.2.3.5); diese Technik ist deshalb nur für Standorte mit niedrigem Diffuslichtanteil sinnvoll. Mit Linsen- und Spiegelkonzentratoren lassen sich Konzentrationsfaktoren bis über 1000 erreichen.

Die Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades der Solarzelle ist allerdings meist weniger gut als erwartet, aus folgendem Grund: wie aus Abb. 8.17 ebenfalls ersichtlich, tritt die Verbesserung nur dann ein, wenn die Temperatur konstant bleibt. Da die Konzentration der Energie eine größere Erwärmung nach sich zieht, müsste eine kostenverursachende Kühlung vorgesehen werden. In diesem Zusammenhang sei vermerkt, dass sich die Temperaturerhöhung nicht nur auf den Wirkungsgrad $\eta_{4,}$ sondern auch auf η_5 (Temperaturabhängigkeit von R_p) negativ auswirkt.

Diese Schwierigkeit sowie auch die mit der Nachführung und der Konzentration verbundenen Mehrkosten, trotz Verminderung der aktiven Fläche, haben dazu geführt, dass sich die Kopplung von fokussierenden Spiegeleinrichtungen mit konventionellen Siliziumzellen bis heute nicht durchsetzen konnte. Ein Ausweg könnten spezielle *Konzentratorzellen*, die als Punktkontaktzellen ausgeführt werden, darstellen (Hoffmann 1996; Lewerenz und Jungblut 1995).

Verbesserung der Nutzung des Solarspektrums
Das Produkt η_1 η_2 ist durch die Spektralverteilung der wirksamen Strahlung und das Halbleitermaterial bestimmt. Mit AM1.5 (1.5 Atmosphärenlängen, vgl. mit Abb. 8.9) beträgt es für kristallines Silizium ca. 0,75 0,66 = 0,49. Andere Halbleiter sind auch nicht besser (Abb. 8.11). Eine wesentliche Verbesserung kann nur mit *Tandem- oder Mehrfachzellen* erreicht werden. Darunter wird die Kombination verschiedener Halbleiter verstanden, wobei jeder Halbleiter möglichst den Teil des Spektrums absorbiert, dessen Wellenlängen unmittelbar unterhalb des eigenen $\lambda_{\max}$ liegt (für $\lambda = \lambda_{\max}$ ist η $\eta = 1$). Praktisch ergeben sich Schwierigkeiten mit der Wahl der Schaltung. Im allgemein wird die einfache Serieschaltung eingesetzt, sie hat allerdings den Nachteil, dass hier die schlechteste Solarzelle den Strom bestimmt. Bei Parallelschaltung ergeben sich Probleme mit der Kontaktierung sowie den notwendigen transparenten Zwischenschichten. So oder so erfordern Tandemzellen eine komplexere Technologie, die einen erheblichen Mehraufwand impliziert (Goetzberger et al. 1997). Dementsprechend ist dieser Technik, obwohl aussichtsreich, bis jetzt kein großer kommerzieller Erfolg beschieden, außer bei Raumfahrtzellen, wo damit Wirkungsgrade über 30 % erreicht werden und durchaus üblich sind. Tandemzellen werden auch bei Dünnfilmzellen eingesetzt (s. Abschn. 8.3.6). Näheres über Tandem-und Tripelzellen z. B. in [Häberlin 2007].

8.3.6 Solarzellentypen

Erfolgreichste Solarzelle für Leistungsanwendungen ist bisher eindeutig die *Siliziumzelle auf mono- oder polykristalliner* Basis. Praktisch alle fotovoltaischen Anlagen basieren heute auf dieser Technologie, die dementsprechend gut entwickelt ist, auch wenn für Netzanwendungen um einen Faktor 5 zu teuer. Die Wirkungsgrade der kommerziell erhältlichen Module liegen heute im Bereich 12 % bis 18 %. (Laborrekord für eine einzelne Solarzelle 24,7 %). Ein wesentliches Handicap dieser Technik ist, dass mehr als 50 % der Kosten auf die Solarzelle selbst entfallen, nicht zuletzt wegen des großen Materialaufwandes (Zellendicke von 200 μm für 90 %Absorption).

Dünnschichtsolarzellen

Aus diesem Grunde ist man einerseits bestrebt, die Zellendicke der Siliziumzellen auf ca. 100 μm (oder weniger) zu reduzieren, um den Materialaufwand zu verringern. Andererseits versucht man, eigentliche Dünnschichtsolarzellen zur kommerziellen Reife zu bringen. Eine erste Forschungsrichtung stellen die

- ***Dünnschichtzellen aus kristallinem Silizium*** dar, deren Dicke etwa bis 5 µm (z. B. auf Glas) beträgt und somit, was den Materialeinsatz (und die Kosten) betrifft, erhebliche Vorteile aufweisen. Um die notwendige Absorption der Strahlung zu erreichen, wird das Licht mehrfach reflektiert (optical confinement). Für Näheres s. (Goetzberger et al. 1997) sowie (Green et al. 2004)
  In Abschn. 8.1.1 wurde erwähnt, dass es Halbleiter gibt mit wesentlich größerer Absorptionskraft als kristallines Silizium. Forschungsanstrengungen haben zur Entwicklung von verschiedenen Solarzellentypen geführt. Die wichtigsten sind:
- ***Solarzellen aus amorphem Silizium***: Mit Schichten $< 1\,\mu$m lassen sich Solarzellen bauen, die eine weite Verbreitung im kleinen Leistungsbereich (Taschenrechner, Uhren usw.) gefunden haben. Für größere Leistungen ist der erreichte stabilisierte Wirkungsgrad ca. 6 % für Module sowie max. 13 % im Labor. Die Anfangswirkungsgrade sind zwar höher, aber senken sich auf die erwähnten Werte wegen der lichtinduzierten Degradation.
- ***Solarzellen aus Gallium-Arsenid GaAs***: Dieses kristalline Material ermöglicht eine 90 %-Absorption mit 2 µm. Der Bandabstand von 1,42 eV ist ebenfalls sehr günstig. Mit AM1.5 werden im Labor Wirkungsgrade bis 24,5 % erreicht. Einer Verbreitung dieser Zellen stehen der Preis (vorläufig) und vor allem Umweltaspekte (Giftigkeit von Ga und As) im Wege. Zellen aus *GaAs werden f*ür Raumfahrtsanwendungen und als Konzentratorzellen entwickelt. Mit diesen Zellen lassen sich höhere Wirkungsgrade erreichen, speziell in der Konfiguration von Tandem- und Mehrfachzellen (siehe oben). Allerdings sind solche Zellen sehr teuer.
- ***Solarzellen aus Cadmium-Tellurid CdTe***: Diese Dünnfilmzellen machen heute sehr viel von sich reden (Laborrekord 16,5 % Module wohl ca. 6 %). Probleme: Cadmium (giftig), Tellurium (nicht ausrecichend verfügbar). Produktionskosten minimal
- ***Solarzellen aus Kupfer-Indium-Diselenid CuInSe*** ^{2}: Für diese auch als *CIS-Solarzelle* bekannte Anordnung aus polykristallinem Material genügt eine Schicht von ca. 2 μm, um die Strahlung zu absorbieren. Der etwas ungünstigere Bandabstand von 1 eV kann durch Hinzufügen von Ga zum In auf optimale 1,4 eV erhöht werden. Damit wurden im Labor Wirkungsgrade von 18,8 % erreicht. Kommerzielle Module haben allerdings einen Wirkungsgrad von ca. 9 %. Das Entwicklungspotenzial wird als gut beurteilt. Ein Nachteil könnte die begrenzte Verfügbarkeit von Indium sein.
- ***Farbstoffzellen (Grätzel-Zelle)***: Es handelt sich um eine Zelle die organische Farbstoffe zur Umwandlung der Lichtenergie in elektrische Energie nutzt. Unter den organischen Zellen liefert sie einen der besten Wirkungsgrade bis 12 %. Deutlich höhere Wirkungsgrade sind nach neueren Forschungen erreichbar. Auch in Bezug auf Lebensdauer sind deutliche Fortschritte erreicht worden, eine Massenfabrikation rückt somit in greifbarer Nähe. Durch ihre Flexibilität eignet sie sich besonders für die Gebäudeintegration.

Dünnschichtsolarzellen eignen sich besonders gut für *Tandemstrukturen*. Insbesondere ***mikromorphe Solarzellen*,** welche mikrokristalline und amorphe Solarzellen kombinieren, eröffnen hier neue Perspektiven (Shah 2002; Shah et al. 2004). Es werden zur Zeit viele Produktionsanlagen für mikromorphe Module geplant; kommerzielle Modulwirkungsgrade sind etwas über 8 % (wobei man hofft, bald auf 10 % hinaufzukommen). Die Herstellungskosten und der Materialaufwand sind deutlich geringer als bei den klassischen kristallinen Siliziumzellen.

8.4 Die Sonne als Energiequelle

Vor ca. 5 Mrd. Jahren entstand an einem bestimmten Punkt der Milchstraße der Fusionsreaktor Sonne durch lokale Verdichtung der Ur-Gasmasse des Universums (bestehend aus ca. 75 % H und 25 % He), die zur kritischen Temperatur von etwa 12 Mio. K führte. Möglicherweise war eine Supernova-Explosion die Ursache der Verdichtung. In den vergangenen 5 Mrd. Jahren hat die Strahlungsintensität wahrscheinlich um ca. 25 % zugenommen. Noch weitere 5 Mrd. Jahren wird die Sonne in derselben Art Wasserstoff zu Helium verbrennen, wobei ihre Strahlungsintensität weiterhin leicht ansteigen wird. Dann wird sie in eine Art Energiekrise geraten und sich zu einem „Roten Riesen" aufblähen, später kollabieren und als „Weißer Zwerg" weiterhin leuchten, schließlich langsam ausbrennen und als unsichtbare Kugel ihren Stern-Lebenslauf beenden.

Heute ist die Sonne eine Gaskugel mit folgenden Daten:

$$\begin{aligned} Radius &: 696.000\,km\,(109 \times Erde) \\ Volumen &: 1,412 \cdot 10^{27}\mathrm{m}^3 \\ --\succ Oberflache &: 6,087 \cdot 10^{18}\mathrm{m}^2 \\ Dichte &: 1,41\mathrm{t}/\mathrm{m}^3\,(1/4\,der\,Erde) \\ Masse &: 2 \cdot 10^{27} t\,(Erde\,6 \cdot 10^{21} t). \end{aligned} \tag{8.48}$$

Die Abstrahlung beträgt total $380 \cdot 10^{12}$ TW, auf die Oberfläche bezogen, die eine Temperatur von 5900 K aufweist, sind dies rund 62 TW/m$^{2.}$

Die abgestrahlte Energie beträgt $12 \cdot 10^{33}$ J/a und der entsprechende Massenverlust nach der Relation $E = mc^2$ ist $\Delta m = 133 \cdot 10^{12}$ t/a. Dabei werden ca. $20 \cdot 10^{15}$ t/a Wasserstoff verbrannt. In 5 Mrd. Jahren sind es ca. 10^{26} t, was etwa 10–15 % des ursprünglichen Vorrats bedeutet.

8.4.1 Extraterrestrische Strahlungsintensität

Die Erde kreist um die Sonne in einer leicht elliptischen Bahn. Der Abstand Erde-Sonne beträgt

$$\begin{aligned} d_{\max} &= 152 \cdot 10^6 \text{km} \quad &: Anfang\,Juli \\ d_{\min} &= 147 \cdot 10^6 \text{km} \quad &: Anfang\,Januar \\ d_m &= 149.5 \cdot 10^6 \text{km} \quad &: Anfang\,April/Oktober. \end{aligned} \tag{8.49}$$

Daraus lässt sich die mittlere *extraterrestrische Strahlungsintensität* (d. h. außerhalb der Atmosphäre, aber in Erdnähe) berechnen:

$$\begin{aligned} D_0 &= \frac{380\,10^{14}}{4\pi d_m^2} = 1353 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = Solarkons\tan te \\ &\quad minimaler\,Wert\,Anfang\,Juli \quad &: 1310\,\text{W/m}^2 \\ &\quad maximaler\,Wert\,Anfang\,Januar \quad &: 1400\text{W/m}^2. \end{aligned} \tag{8.50}$$

Die totale Strahlungsleistung auf der Erde lässt sich daraus berechnen, bei Berücksichtigung des Erdradius von ca. $6.38 \cdot 10^6$ m (einschl. Atmosphäre). Die mittlere Strahlungsleistung ist

$$1353\pi\left(63,8\,10^6\right) = 173 \cdot 10^{15}\text{W} = 173.000\,\text{TW}. \tag{8.51}$$

Zwischen Juli und Januar ändert sie sich von 167.000 bis 179.000 TW.

8.4.2 Scheinbare Sonnenbewegung relativ zur Erde

Abb. 8.20 zeigt das Erdkoordinatensystem (Länge und Breite) und die Neigung der Rotationsachse der Erde um 23.45 gegenüber der Bahnebene. Durch Projektion an das Himmelsgewölbe erhält man das sog. Himmels-Äquatorsystem für den betrachteten Ort (Abb. 8.21). Wegen der Kleinheit des Erdradius befindet sich der Ort A praktisch im Mittelpunkt des Systems. Die Richtung der Himmelsachse wird von der Breite des Ortes bestimmt. Am Äquator ist die Himmelsachse horizontal, an den Polen stimmt sie mit der Nadir-Zenit-Achse überein.

Die Sonne beschreibt scheinbar eine Kreisbahn um die Himmelsachse. Diese Kreisbahn ist um die Deklination δ (die als Winkel gegeben wird) gegenüber dem Himmelsäquator verschoben. Die Verschiebung hängt wegen der Neigung der Rotationsachse der Erde in der Bahnebene von der Jahreszeit ab. Sie schwankt zwischen $-23.45°$ und $+23.45°$ und ist null bei der Frühjahrs- und Herbstwende (Abb. 8.22). Die Deklination kann mit folgender Formel berechnet werden (n_d = Tagesindex, beginnend mit dem 1. Januar)

$$\delta = \arcsin\left[0,398 \cdot \sin\left(360° \frac{n_d - (79.....79,75)}{365,25}\right)\right] + 0,026 \cdot \sin\left(360° \frac{n_d - 173}{365,25}\right), \tag{8.52}$$

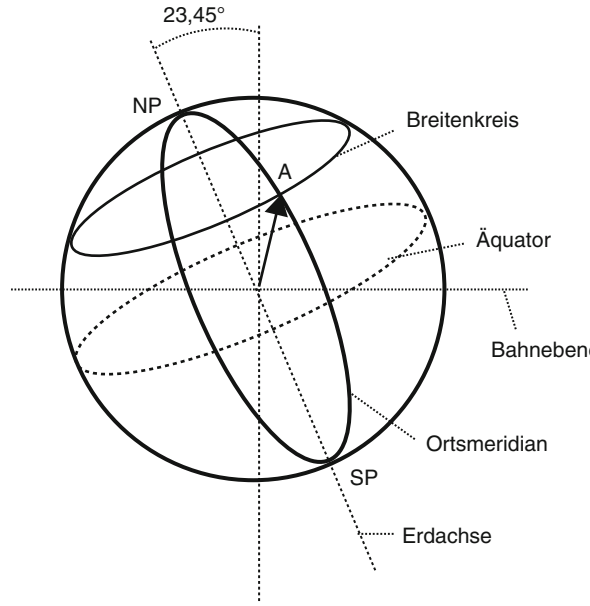


Abb. 8.20 Koordinaten des Ortes A auf der Erde (Länge, Breite)

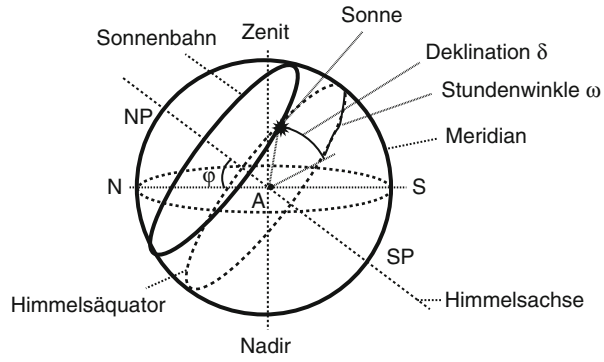


Abb. 8.21 Scheinbare Sonnenbewegung, für die Breite φ erhalten durch Projektion der Ortskoordinaten an das Himmelsgewölbe. Sonnenstand, gegeben durch Deklination δ und Stundenwinkel ω (Köthe 1982)

der 2. Term ist eine Folge der elliptischen Bahn der Erde und nur für $173 < n_d \leq 366$ verschieden von null. Im ersten Term setzt man ein:

$$\left.\begin{array}{l} n_d - 79 \;\; für\, Schaltjahre \\ n_d - 79,25 \\ n_d - 79,50 \\ n_d - 79,75 \end{array}\right\rangle \quad für\, die\; 3\; folgenden\; Jahre. \tag{8.53}$$

Die exakte Position der Sonne während des Tages wird durch den Stundenwinkel ù gegeben, vom Himmelsmeridian aus gemessen (relativ zur Südrichtung). Bei genauer

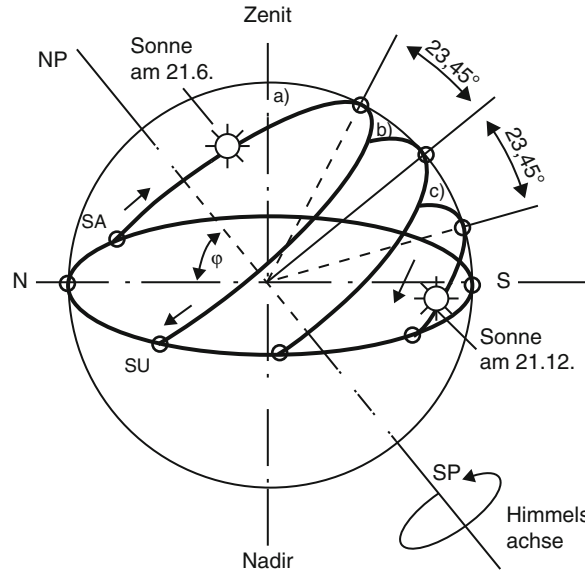


Abb. 8.22 Sonnenbahn zur: **a** Sommersonnenwende, **b** Frühjahrs- und Herbstwende, **c** Wintersonnenwende. *SA* Sonnenaufgang, *SU* Sonnenuntergang (Köthe 1982)

Südrichtung der Sonne ist die *Wahre Ortszeit* (Sonnenzeit) $TS = 12.00$ h. Der Stundenwinkel (Winkelabweichung von der Südrichtung) ist dann

$$\omega = (TS - 12) \cdot 15. \tag{8.54}$$

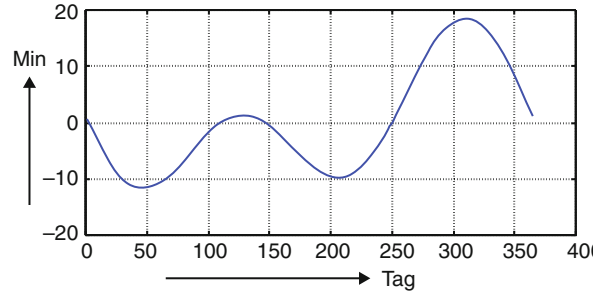
Man muss ferner berücksichtigen, dass die effektive Ortszeit (*Zonenzeit TL*) nicht mit *TS* übereinstimmt. Die Erde ist in 15 Zonenzeiten eingeteilt. Es gilt allgemein

$$\begin{aligned} TS &= TL + \frac{L - L_0}{15} + ET \\ L &= Lange\,des\,Ortes\,(L > 0 - - \succ ostlicheLange) \\ L_0 &= Lange\,des\,Normalzeitortes\,(f\ddot{u}r\,den\,TS = TL - ET) \\ ET &= korrekturterm,\, s.Gl.\ 7.57 \end{aligned} \tag{8.55}$$

Für die westeuropäische oder Greenwich-Zeit (England, Portugal) ist $L_0 = 0°$ (Greenwich- oder Nullmeridian, London).

Für die mitteleuropäische Zeit $= MEZ$, gültig für die meisten Länder Europas, ist $L_0 = 15°$, für die osteuropäische Zeit oder Moskauer-Zeit ist $L_0 = 30°$ usw. Für die Schweiz und die meisten Länder Europas gilt also

Abb. 8.23 Korrekturterm ET



$$
\begin{aligned}
Winter: TS &= MEZ + \frac{L-15}{15} + ET \\
Sommer: TS &= SOZ - 1 + \frac{L-15}{15} + ET \\
wobei\ Sommerzeit\ SOZ &= MEZ - 1.
\end{aligned}
\tag{8.56}
$$

Der Term ET ist eine Folge der elliptischen Bahn der Erde, deren Sonnenumkreisgeschwindigkeit gemäß den Keplerschen Gesetzen nicht konstant ist. Mit genügender Genauigkeit für Solaranwendungen (nicht aber für nautische Anwendungen) kann man schreiben:

$$
\begin{aligned}
ET[h] &= \sum_{k=1}^{3} a_k \cos(kN) + b_k \sin(kN) \\
mit N &= \frac{360}{365.25} n_d \,(n_d = laufende\ \ Tag - Nr) \\
a_1 &= 0.072,\ a_2 = -0.0528,\ a_3 = -0.0012 \\
b_1 &= -0.1229,\ b_2 = -0.1565,\ b_3 = -0.0041.
\end{aligned}
\tag{8.57}
$$

Den Verlauf des Korrekturterms ET in Minuten im Verlauf der Jahreszeit zeigt Abb. 8.23.

8.4.3 Berechnung des Sonnenstands

Der Sonnenstand wird definiert durch den *Höhenwinkel* h (über dem Horizont) oder den *Zenitwinkel* $z = 90° - h$ und den *Azimut* a (Abweichung von der Südrichtung).

Mit Hilfe von Sätzen aus der sphärischen Trigonometrie (Sinus- und Cosinussatz) folgt für das sphärische Dreieck Nordpol-Zenit- Sonnenstand ($\varphi > 0$ für die nördliche Halbkugel)

$$\sin h = \cos z = \sin\varphi \sin\delta + \cos\varphi \cos\delta \cos\omega \tag{8.58}$$

$$\begin{aligned} \sin a &= \frac{\cos\delta \sin\omega}{\cosh} \\ \cos a &= \frac{\sin\varphi \sinh - \sin\delta}{\cosh \cos\varphi}. \end{aligned} \tag{8.59}$$

Die Gl. 8.59 müssen beide wegen der Doppeldeutigkeit erfüllt sein. Für den *theoretischen Sonnenaufgang* bzw. *-untergang* (bei flachem Horizont) folgt

$$\begin{aligned} h = 0 - - \succ \sin\varphi \sin\delta &= -\cos\varphi \cos\delta \cos\omega \\ \cos\omega_0 &= -\tan\varphi \tan\delta \\ \cos a_0 &= -\frac{\sin\delta}{\cos\varphi}. \end{aligned} \tag{8.60}$$

8.4.4 Berechnung der Strahlungsintensität

Die extraterrestrische Strahlungsintensität D_0 schwankt entsprechend Gl. 8.50 um gut 3 % um den mittleren Wert und kann als Funktion der Deklination ausgedrückt werden. Wird mit D_1 die effektiv eintreffende Strahlung bezeichnet, erhält man für die Strahlungsintensität auf einer *horizontalen Fläche* gemäß Abb. 8.24.

$$D = D_1 \sinh. \tag{8.61}$$

Für eine *geneigte Fläche*, deren Neigung relativ zur horizontalen durch den Winkel ψ und deren Ausrichtung durch den Azimut a bestimmt wird (Abb. 8.25), sei der Grundriss

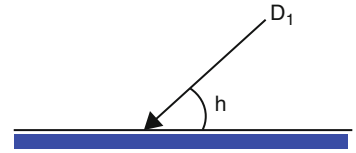


Abb. 8.24 Strahlung auf horizontaler Fläche

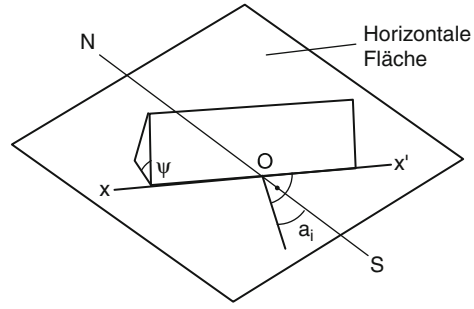


Abb. 8.25 Geneigte Fläche in beliebiger Richtung

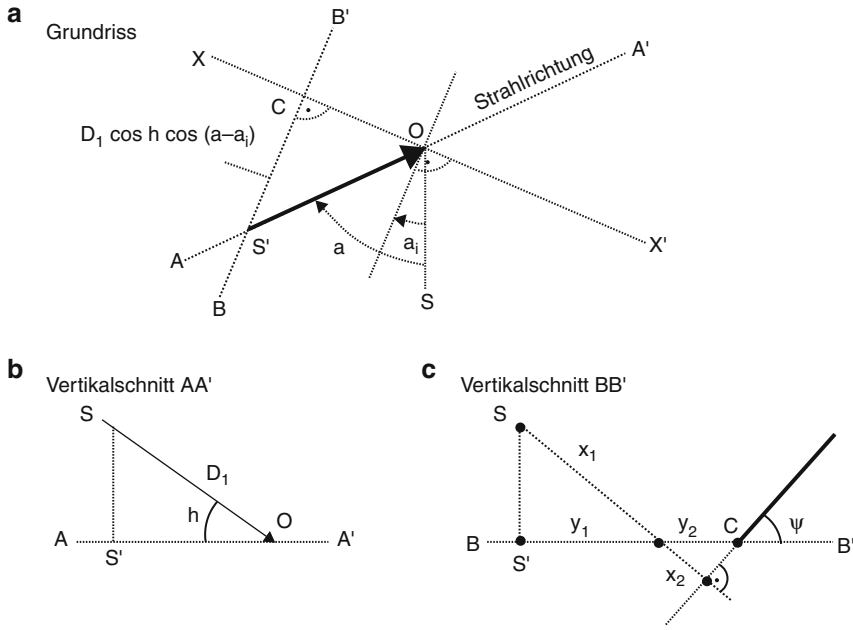


Abb. 8.26 Grundriss und Vertikalschnitte zu Abb. 8.25, Berechnung der auf der Fläche senkrecht stehenden Komponente von D_I

Abb. 8.26a mit den Vertikalschnitten Abb. 8.26b und 8.26c betrachtet. Die auf die Fläche wirkende senkrechte Strahlungskomponente D ergibt sich folgendermaßen:

$$\begin{aligned} D &= x_1 + x_2 \\ \text{mit } y_1 &= D_1 \sinh \tan \psi, y_2 = D_1 \cosh \cos (a - a_1) - y_1 \\ x_1 &= \frac{D_1 \sinh}{\cos \psi}, x_2 = y_2 \sin \psi. \end{aligned} \tag{8.62}$$

Aus den Gl. 8.62 folgt durch Einsetzen und einige Umformungen

$$D = D_1[sin\ h \cos \psi + \cos\ h \sin \psi \cos (a - a_i)]. \tag{8.63}$$

Der Spezialfall von Gl. 8.61 folgt für $\psi = 0$. Wird die Fläche um eine vertikale Achse der Sonne nachgefahren, so dass $a = a$, folgt $D = D_1 \sin (h + \psi)$. Wird schließlich die Fläche auch um eine horizontale Achse entsprechend dem Sonnenstand gedreht, so dass $\psi = 90\,^\circ - h$, folgt $D = D_1$.

8.4.5 Strahlungsenergie pro Tag

Die Strahlungsdichte D_1 ist während des Tages wegen der Wirkung der Atmosphäre und des Wetters nicht konstant und die effektive Tages-Strahlungsenergie demzufolge einer

Berechnung kaum zugänglich und nur experimentell und statistisch erfassbar. Als oberster Richtwert kann, gesetzt $D_1 = D_0$, die extraterrestrische Tagessumme (Einstrahlung ohne Atmosphäre) angegeben werden:

Horizontale Fläche

$$W_d = \int_{SA}^{SU} D dt = D_0 \int_{SA}^{SU} \sinh \, dt. \tag{8.64}$$

Wird die Zeit durch den Stundenwinkel nach Gl. 8.54 ersetzt

$$dt = d\omega \frac{24}{2\pi}, \tag{8.65}$$

wobei die Integrationsgrenzen bei flachem Horizont durch $\pm \omega_0$ entsprechend Gl. 8.60 ersetzt werden können, und berücksichtigt Gl. 8.58, folgt

$$W_d = D_0 \int_{-\omega_0}^{\omega_0} \left(\sin\varphi \, \sin\delta + \cos\varphi \;\; \cos\delta \cos\omega \right) \frac{24}{2\pi} d\omega.$$

Für den betrachteten Ort und Tag sind φ und δ konstant, und man erhält schließlich

$$W_d = \frac{24}{\pi} D_0 \left(\sin\varphi \sin\delta \, \omega_0 + \cos\varphi \cos\delta \sin\omega_0 \right) \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2, \text{d}} \right]. \tag{8.66}$$

Abb. 8.27 zeigt den Jahresgang der Tagesenergie für verschiedene Breiten grade und mit der Annahme $D_0(\delta) = \text{konst} = 1{,}353$ kW/m^2. Das Integral über das Jahrführt in Abhängigkeit von der Breite zu Abb. 8.28.

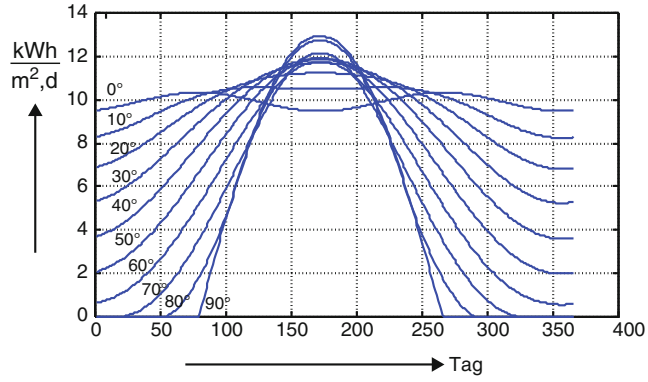


Abb. 8.27 Jahresgang der Tagesenergie auf einer horizontalen Fläche für verschiedene Breitengrade (extraterrestrische Einstrahlung 1353 W/m2)

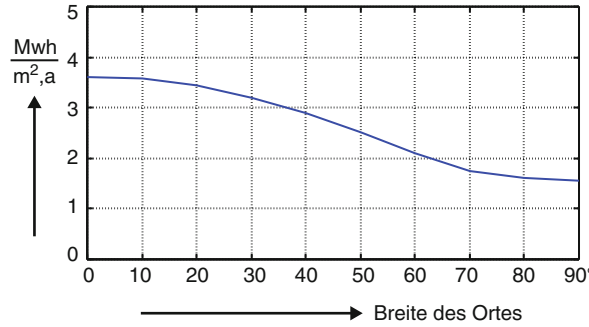


Abb. 8.28 Jahresenergie auf einer horizontalen Fläche ohne Atmosphäre in Funktion der Breite des Ortes

Geneigte Fläche

Ist die Fläche nach Süden ausgerichtet (nördliche Hemisphäre) mit Neigung ψ (Abb. 8.25), ist $a_i = 0$, und es genügt, in Gl. 8.66 φ durch $(\varphi - \psi)$ zu ersetzen. In der Regel liefert eine andere Orientierung als Südrichtung eine kleinere Tagesenergie. Es gibt aber auch Fälle, in denen dies nicht zutrifft und eine andere Orientierung sinnvoll ist: Wirkung von Bergprofilen (ω_0 ergibt sich dann aus Gl. 8.58 nicht für $h = 0$, sondern aus h_{min}, entsprechend dem Bergprofil), regelmäßiger Morgennebel, Bewölkung jeweils am Nachmittag, Reflexionswirkungen (Schnee, Gletscher, Wasser), diffuses Licht usw.

Durch Integration der Gl. 8.66 folgt allgemein

$$W_d = \frac{24}{\pi} D_0 \left[(\cos\psi \ \sin\varphi - \sin\psi \ \cos\varphi) \ \sin\delta \ \omega_0 + (\cos\psi \ \cos\varphi + \sin\psi \ \sin\varphi) \ \cos\delta \ \sin\omega_0 \right]. \tag{8.67}$$

Werden über eine bestimmte Zeitperiode (Monat, Saison, Jahr) Neigung und Orientierung der Fläche nicht geändert, ergibt die Aufsummierung

$$W = \sum_{n_d} W_d(\delta(n_d)), \tag{8.68}$$

einen Ausdruck der Form

$$W = A \ \cos\psi + B \ \sin\psi,$$

$$mit \left\langle \begin{aligned} A &= \frac{24}{\pi} \ D_0 \left(\sin\varphi \sum_{n_d} \sin\delta \ \omega_0 + \cos\varphi \sum_{n_d} \cos\delta \ \sin\omega_0 \right) \\ B &= \frac{24}{\pi} \ D_0 \left(-\cos\varphi \sum_{n_d} \sin\delta \ \omega_0 + \sin\varphi \sum_{n_d} \cos\delta \ \sin \ \omega_0 \right) \end{aligned} \right. \cos a_i. \tag{8.69}$$

Die Energie der Periode wird maximiert für $dW/d\psi = 0$, woraus die optimale Neigung folgt

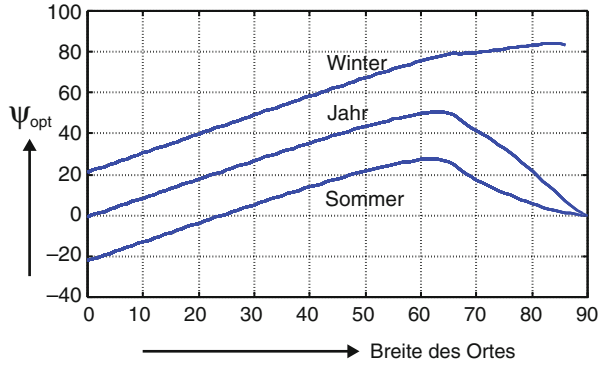


Abb. 8.29 Optimale Neigung in Funktion der Breite des Ortes, ohne Atmosphäre (während des Jahres oder des Sommers bzw. Winters unveränderte Neigung)

$$\tan \psi_{opt} = \frac{B}{A}, \tag{8.70}$$

die in Abb. 8.29 in Funktion der Breite des Ortes bei Südausrichtung (nördliche Halbkugel) dargestellt ist. Sie nimmt zu bis zum Polarkreis, um dann wieder abzunehmen. Mit Atmosphäre ist die optimale Neigung etwas kleiner, weil für den diffusen Lichtanteil die horizontale Lage am besten abschneidet.

8.4.6 Wirkung der Atmosphäre

Werden die bisherigen Berechnungen auf geostationäre Satelliten angewandt, liefern sie exakte Resultate (der Wert des Höhenwinkels bei *SA* und *SU* ist allerdings nicht null, sondern leicht negativ und abhängig von der Satellitenhöhe).

Für Anlagen auf der Erde ist die Wirkung der Atmosphäre zu berücksichtigen, die nur experimentell erfasst werden kann. Die Atmosphäre verursacht Reflexion, Streuung und Absorption der Sonnenstrahlung. Vor allem die Absorption in 20–30 km Höhe durch das Ozon und in tieferen Schichten durch H_2O und CO_2 bewirkt nicht nur eine Abnahme der Strahlungsintensität, sondern auch eine Veränderung des Spektrums (s. auch Abb. 8.9). Die Verteilung der Sonnenstrahlung in der Atmosphäre kann mit Hilfe des Schemas in Abb. 8.30 näher erklärt werden.

Die eintreffende kurzwellige Strahlung S_0 wird z. T. von der Atmosphäre absorbiert und dabei in langwellige Wärmestrahlung umgewandelt. Ein weiterer Teil wird von Luft und Wolken direkt ins Weltall zurückgestrahlt oder gestreut. Was übrig bleibt, trifft als *direkte Strahlung S* auf die Erde. Die gestreute Strahlung erreicht ebenfalls als *Himmelsstrahlung H* die Erde. Die auf der Erde gemessene *diffuse Strahlung* kann neben der Himmelsstrahlung auch einen Teil Reflexionsstrahlung aus der Umgebung enthalten. Die Summe von Direktstrahlung und Himmelsstrahlung (bzw. Diffusstrahlung) wird als *Globalstrahlung G* bezeichnet.

Nach Abzug der von der Erde reflektierten Strahlung *R* verbleibt die von der Erde absorbierte Strahlung, die in Wärme umgewandelt wird. Da sich die Erde im thermischen Gleichgewicht befindet, muss diese Wärme wieder abgegeben werden, was etwa zu 2/3

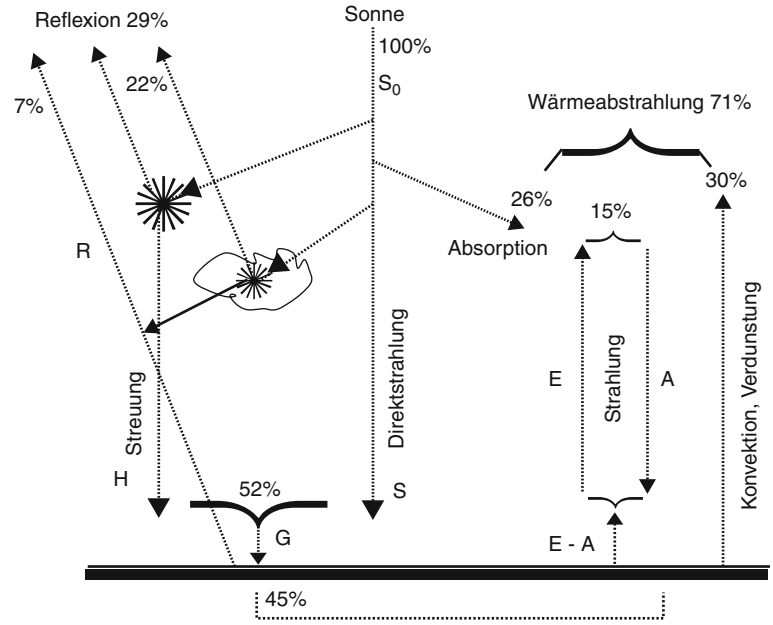


Abb. 8.30 Aufteilung der einfallenden Solarstrahlung durch Reflexion, Streuung und Absorption sowie Wärmeabstrahlung (Zahlen entsprechen Erddurchschnitt)

durch Konvektion und Verdunstung und 1/3 durch Wärmeabstrahlung ($E - A$) in die Atmosphäre geschieht. Die Atmosphäre insgesamt strahlt ca. 71 % der Sonnenstrahlung als Wärme in das Weltall ab.

8.4.7 Strahlungsintensität mit Atmosphäre

Die Strahlungsintensität kann durch Messung von Globalstrahlung und Direktstrahlung erfasst werden (Kleemann und Meliss 1988). Für die Schweiz liegen Messungen der direkten Strahlung bei klarem Himmel für verschiedene Höhenlagen vor (Abb. 8.31 und 8.32) sowie über die Globalstrahlung für einzelne Stationen.

Bei maximaler Strahlungsintensität ($TS = 12$, Abschn. 8.4.2) gelten für die *direkte Strahlung* die Richtzahlen von Tab. 8.1 (auf einer zur Strahlung normalen Fläche).

Die max. Globalstrahlung im schweizerischen Mittelland hat einen typischen Wert bei wolkenlosem Himmel von 1000 W/m, wovon bei klarblauem Himmel etwa 10 %diffus sind. An einem dunstigen Sommernachmittag beträgt der Diffusanteil bis 50 % An einem trüben Wintertag kann die Globalstrahlung lediglich 50–100 W/m^2 erreichen (100 % diffus).

Die Abb. 8.33 gibt eine Schätzung des in Europa möglichen Energieertrags in kWh/kWp mit PV-Anlagen, bei optimaler Ausrichtung der Solargeneratoren.

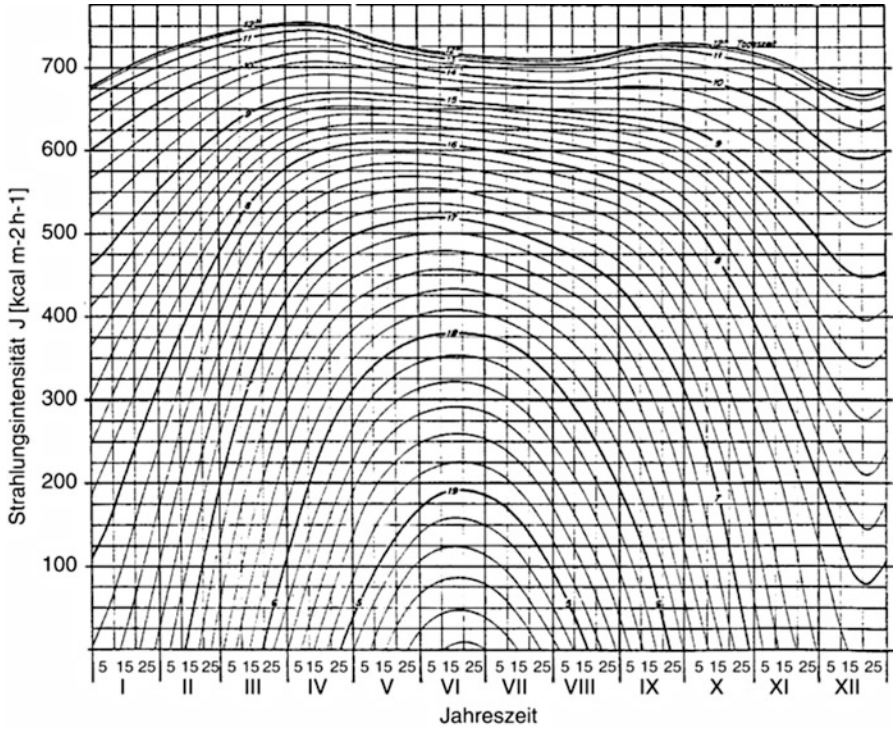


Abb. 8.31 Tages-und jahreszeitliche Verteilung der direkten Sonnenstrahlung auf Normalfläche für das schweizerische Mittelland in 400 m ü. M, bei klarem Himmel, 1 kcal/h.m2 = 1.163 W/m. (Quelle: MZA Zürich)

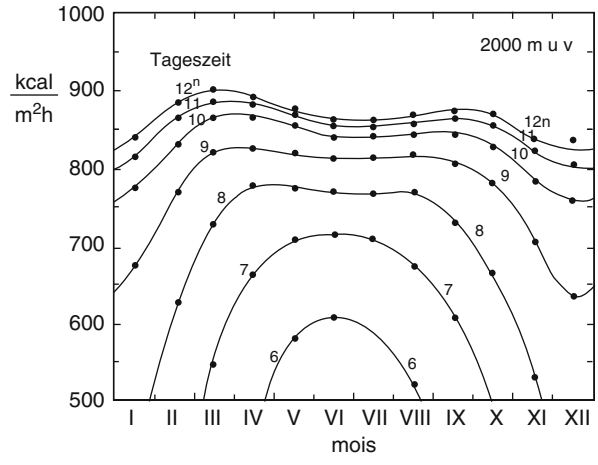


Abb. 8.32 Jahreszeitliche Veränderung der Direktstrahlung für verschiedene Stunden des Tages in 2000 m ü. M, bei klarem Himmel, 1 kcal/h. m2 = 1.163 W/m2. (Quelle: Studie Institut Battelle)

Tab. 8.1 Direkte Strahlung in der Schweiz in Abhängigkeit von der Höhenlage für verschiedene Jahreszeiten

Direkte Strahlung um 12.00 h	Ende März, Anfang April W/m^2	Juni W/m^2	Dezember W/m^2
Extraterrestrisch	1350	1320	1390
4000 m	1158	1139	1086
3000 m	1115	1086	1037
2500 m	1086	1051	1001
2000 m	1047	1012	954
1500 m	1000	870	900
400 m	870	830	770

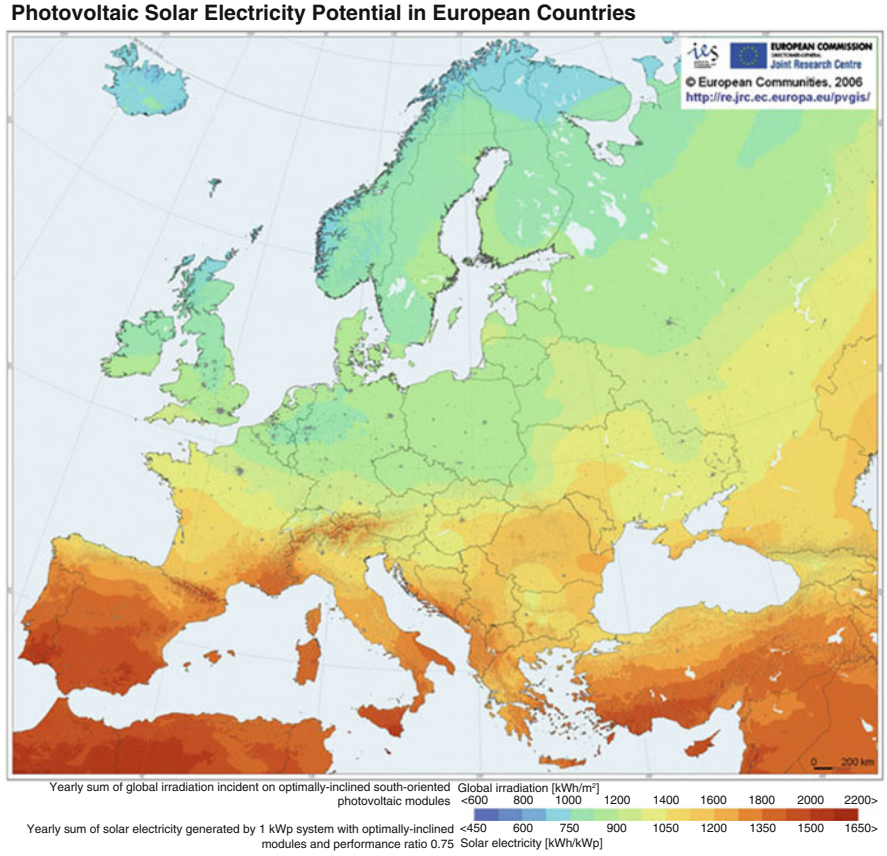


Abb. 8.33 Jährlicher Energieertrag in kWh/kWp bei optimaler Ausrichtung der PV-Anlage. (Quelle: PVGIS European Communities)

8.5 Systemtechnik

Je nach Energieversorgungsaufgabe werden zwei Arten von PV-Systemen unterschieden: Inselsysteme und netzgekoppelte PV-Anlagen. Beide verwenden Solargeneratoren, die sich aus Solarmodulen zusammensetzen. Mehr als 90 % der weltweit installierten PV-Leistung sind heute netzgekoppelt.

8.5.1 Solarmodule und Solargeneratoren

Solarmodule
Durch Serieschaltung (in seltenen Fällen auch Parallelschaltung) der derzeit üblichen Solarzellen von häufig 2–4 W Leistung (bei 1000 W/m^2) ergeben sich *Solarmodule*, die eine Leistung von 50–300 W aufweisen. Das meist verwendete Modul für kristallines Silizium bestand früher aus 36, heute aus 60 seriegeschalteten Zellen. Um die Überhitzung von möglicherweise verschatteten Solarzellen zu verhindern, wird jede Solarzelle oder zumindest eine Anzahl von Solarzellen mit einer Diode (Bypassdiode) überbrückt.

Solargeneratoren
Durch Serie- und Parallelschaltung von Solarmodulen können *Solargeneratoren* mit der gewünschten Leistung und Spannung hergestellt werden.

Die Serieschaltung ergibt einen Strang (oder englisch *String*), der mit Bypassdioden und Strangsicherungen gegen Rückströme geschützt wird. Durch die Serieschaltung wird die gewünschte Systemspannung erreicht.

Die Parallelschaltung von Strängen ermöglicht die Erhöhung des Stromes und somit Erreichung der gewünschten Leistung des Solargenerators.

Näheres über Aufbau und Herstellung von Solarmodulen und Solargeneratoren sowie über die durch Serie- und Parallelschaltung entstehenden Probleme und insbesondere die durch Teilbeschattung entstehenden Leistungsverluste ist z. B. in (Häberlin 2007) zu finden.

8.5.2 Inselsysteme

Für Inselsysteme kleiner Leistung stellt die PV oft eine wirtschaftliche Lösung dar. Typische Anwendungen sind Telekommunikationseinrichtungen, isolierte Kühleinrichtungen, Verkehrs-und Notrufeinrichtungen, Wasserpumpen, Energieversorgung von Berghütten oder -restaurants, in Entwicklungsländern auch von kleineren Dörfern. Den allgemeinen prinzipiellen Aufbau zeigt Abb. 8.34. Für kleine Verbraucher genügt ein Gleichspannungsausgang, womit auf den relativ teuren Wechselrichter verzichtet werden kann. Der Akkumulator ermöglicht die Entkopplung des Verbrauchs vom Solarenergieangebot.

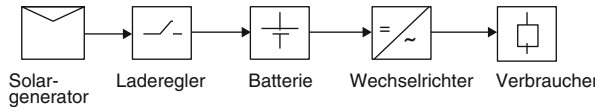


Abb. 8.34 Prinzipieller Aufbau eines Inselsystems

Im Fall der Wasserpumpe kann dann gepumpt werden, wenn die Sonne scheint, und somit auf die Batterie und den dazu notwendigen Laderegler verzichtet werden. Erwähnenswert ist auch die Anwendung für Solarmobile (Tour de Sol, Schweiz, World Solar Challenge, Australien, Solarschiffe, Solarflugzeuge).

Oft werden Inselanlagen auch als Hybridanlagen ausgeführt, z. B. als Kombination von PV- und Windenergieanlage. Die Produktion der beiden Anlagen ergänzt sich in Berggebieten gut, da häufig der Wind dann bläst, wenn die Sonne nicht scheint. Bei größeren Verbrauchern kann auch die Kombination der PV-Anlage mit einem diesel- oder biogasangetriebenen Generator die optimale Lösung darstellen.

Akkumulator

Als Batterie oder Akkumulator werden bei PV-Anlagen im Inselbetrieb i. d. R. elektrochemische Speicher, meist Bleiakkumulatoren verwendet. Für die optimale Auslegung von Batterie und Regler sind Simulationsrechnungen, welche die lokale Meteorologie und das Verbraucherverhalten berücksichtigen, notwendig. Der Laderegler gewährleistet eine automatische Betriebsführung und schützt die Batterie vor Überladung und Tiefentladung. Näheres in (Häberlin 2007; Hoffmann 1996; Schmidt 1994).

8.5.3 Netzgekoppelte PV-Anlagen

Netzgekoppelte Anlagen benötigen keine Speichervorrichtung, da die Ausgleichsfunktion vom Netz übernommen wird, und weisen deshalb einen relativ einfachen Aufbau auf (Abb. 8.35). Sie stehen aber in Konkurrenz mit konventionellen Kraftwerken und bedürfen vorderhand, auf Grund mangelnder Wirtschaftlichkeit, der öffentlichen Förderung (kostendeckende Einspeisevergütung). Diese kann durch ihr langfristiges Potenzial begründet und solange gerechtfertigt werden, als fossile Brennstoffe nicht nach dem Verursacherprinzip entsprechend ihren externen Kosten (insbesondere Klimaschäden) belastet werden.

Weltweit befindet sich die Fotovoltaik im letzten Jahrzent in einer Expansionsphase mit einer Steigerungsrate von 20–40 %/a, gegenwärtig gar von nahezu 100 %/a, die in den entwickelten Industrieländern größtenteils durch die netzgekoppelten Anlagen getragen wird und den nationalen Förderprogrammen zu verdanken ist. Die installierte PV-Leistung betrug 2007 weltweit 8 GWp (*Gigawattpeak*). Sie erhöhte sich bis 2009 auf 22 GWp und bis 2010 auf etwa 41 GWp. Dem verschärften Wettbewerb, als Folge der Liberalisierung im Stromsektor, wird mit Marketingstrategien entgegengetreten, die das in vielen Ländern wache Umweltbewusstsein ansprechen (Börsen für Solarstrom oder Ökostrom).

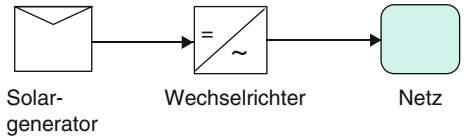


Abb. 8.35 Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten PV-Anlage

Möglichkeiten zu einer progressiven Kostensenkung bieten die Fortschritte in der Solarzellentechnologie, die Integration der Solarzellen in Gebäude mit entsprechender Kostenabwälzung und die durch die Produktionsausweitung einhergehende Rationalisierung der gesamten Prozesskette zur Herstellung der Solaranlagen.

8.5.4 Wechselrichter

Alle netzgekoppelten Anlagen und die meisten Inselanlagen benötigen einen Wechselrichter, der die vom Solargenerator gelieferte Gleichspannung in eine verbraucher- bzw. netzkonforme Wechselspannung umwandelt. Zu diesem Zweck werden heute fast ausschließlich *selbstgeführte,* mit Pulsweitenmodulation (PWM) gesteuerte Wechselrichter verwendet (Band 1, Abschn. 8.3.2), die u. a. den Vorteil aufweisen, einen Strom mit geringem Oberwellengehalt zu erzeugen.

Abb. 8.36 zeigt einen selbstgeführten *dreiphasigen Wechselrichter* im Leistungsbereich von 50...300 kW mit einer Eingangsspannung von 450.... 800 V und einem Stromrippel (peak to peak) von max. 3 %. Ein Transformator gewähr leistet die galvanische Trennung vom Netz. Der Wirkungsgrad beträgt 96 %.

Multitrackingsysteme (mehrere unabhängige MPP-Tracker) erlauben bei unterschiedlicher Ausrichtung der Solarflächen oder temporäre Verschattung immer eine optimale Nutzung der einfallenden Solarenergie.

Bis zu vier moderne Wechselrichter von 330 kW (Abb. 8.37) können zu einem Kraftwerk im MW-Bereich (1,3 MW) zusammengekoppelt werden. Der Netzanschluss erfolgt über einen Mittelspannungstransformator. Diese Wechselrichter können auch Blindleistung mit dem Netz austauschen und erreichen einen maximalen Wirkungsgrad von 98 %.

Der Wechselrichter bzw. seine Elektronik stellt das Gehirn der PV-Anlage dar. Er übernimmt alle Steuerungs- und Regelungsfunktionen, insbesondere die Einund Ausschaltung in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke und den optimalen Betrieb im MPP-Punkt der Solarzellenkennlinie (Abb. 8.15), ferner die Überwachungs-, Melde- und Schutzaufgaben.

Wechselrichter im Bereich 2 ...6 kW werden meist *einphasig* und oft *ohne galvanische Trennung* (d. h ohne Trafo) ausgeführt, was dem Wirkungsgrad zugute kommt (>97 %). Der Bereich bis 10–20 kW wird in der Regel durch *dreiphasige* Wechselrichter ebenfalls *ohne galvanische Trennung* abgedeckt (Abb. 8.38). Das elektrische Schema dieser „Stringwechselrichter“ zeigt Abb. 8.39.

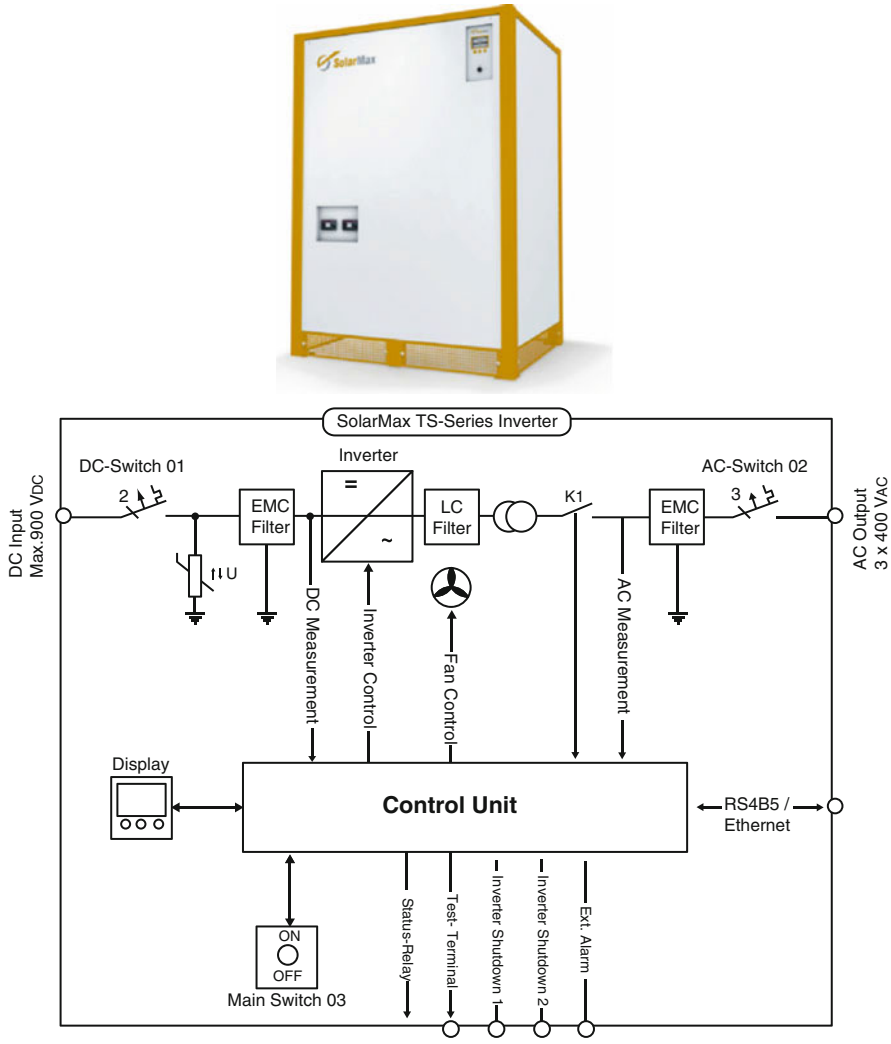


Abb. 8.36 Dreiphasige Wechselrichter für 50–300 kW. (Quelle: Solarmax, Schweiz, (www.solarmax.com/ch/de/ 2015))

Um die bei fassadenintegrierten Anlagen nötige Freiheit in der architektonischen Gestaltung zu erlangen, verfügt oft jedes Teilsolarfeld oder jeder Generatorstrang über einen eigenen Wechselrichter, der unabhängig vom Rest der Anlage Strom ins Netz speist.

Detaillierte Angaben über fotovoltaische Systeme findet man in (Häberlin 2007).



Abb. 8.37 Moderne Wechselrichter von 330 kW, Typ Solarmax 330TS-SV. (Quelle: (www.solarmax.com/ch/de/ 2015))



Abb. 8.38 Wechselrichter ohne Trafo bis 20 kW mit Multitracking. (Sputnik AG, Biel, Schweiz)

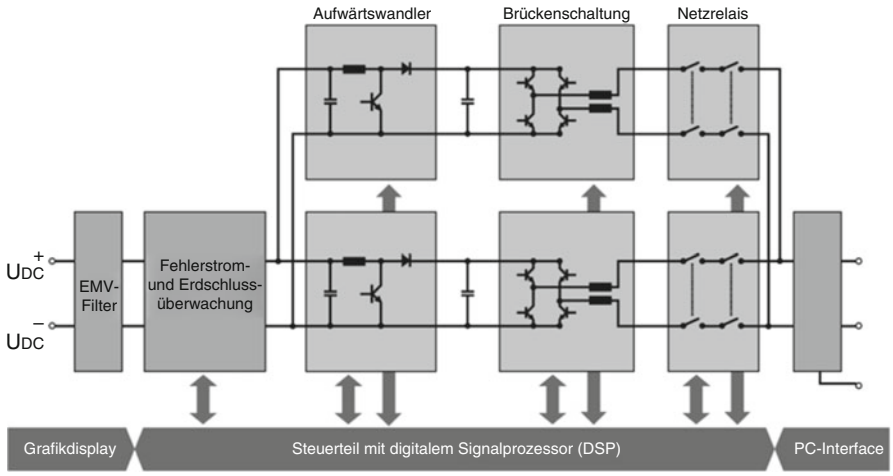


Abb. 8.39 Schaltschema zu Abb. 8.38

8.5.5 Modellierung der Solarmodule

Das in Abschn. 8.3 gegebene Solarzellenmodell (Eindiodenmodell) eignet sich gut für grundsätzliche Betrachtungen oder zur Nachbildung der Solarzelle für einen engen Betriebsbereich. Das Modell wird durch die 4 Parameter I_s, A, R_s, R_p bestimmt. Für die Identifikation benötigt man 4 Gleichungen, z. B. die Leerlauf-und Optimumsbedingung für zwei verschiedene, relativ nahe liegende Einstrahlungen.

Für eine exaktere Nachbildung des Verhaltens realer Solarmodule bei veränderlicher Einstrahlung ist das in Abb. 8.40 gegebene Zweidiodenmodell, das stationär durch folgendes Gleichungssystem beschrieben wird, wesentlich besser:

$$\begin{aligned} I_{ph} &= I_{d1} + I_{d2} + I_p + I \\ I_{dl} &= I_{s1} \left(\exp\left(\frac{U_d}{A_1 U_T}\right) - 1 \right) \\ I_{d2} &= I_{s2} \left(\exp\left(\frac{U_d}{A_1 U_T}\right) - 1 \right) \\ U_d &= R_p I_p \\ U &= U_d - R_s I. \end{aligned} \tag{8.71}$$

Das Modell wird durch die 6 Parameter I_{s1}, I_{s1}, A_1, A_2, R_s, R_p bestimmt, die durch 6 Identifikationsgleichungen ermittelt werden können. Diese lassen sich aus gemessenen Solarmodulkennlinien für 3 verschiedene Einstrahlungswerte (beispielsweise 100 %, 20 % und 5 % Einstrahlung, oder 100 %, 70 % und 5 %, da die 20 %-Kennlinie oft schwer zu messen ist) bestimmen. Diese liefern für Leerlauf ($I = 0$, $U = U_0$) und für den optimalen Punkt P (U_{opt}, I_{opt}) (s. Abb. 8.41) die 6 Bedingungen

$$\begin{aligned} I_{phi} &= I_{s1} \left(\exp\left(\frac{U_{0i}}{A_1 U_t}\right) - 1 \right) + I_{s2} \left(\exp\left(\frac{U_{0i}}{A_2 U_T}\right) - 1 \right) + \frac{U_{0i}}{R_p} \\ I_{phi} &= I_{s1} \left(\exp\left(\frac{U_{opti} + R_s I_{opti}}{A_1 U_T}\right) - 1 \right) + I_{s2} \left(\exp\left(\frac{U_{opti} + R_s I_{opti}}{A_2 U_T}\right) - 1 \right) + \frac{U_{opti} + R_s I_{opti}}{R_p} + I_{opti} \\ &\textit{für} \quad i = 1...3, \end{aligned} \tag{8.72}$$

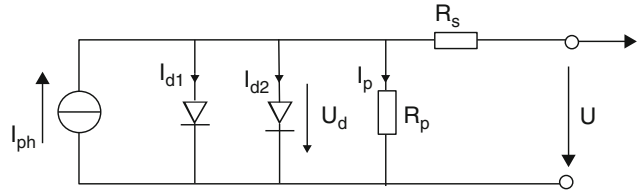


Abb. 8.40 Ersatzschaltbild der Solarzelle (Zweidiodenmodell)

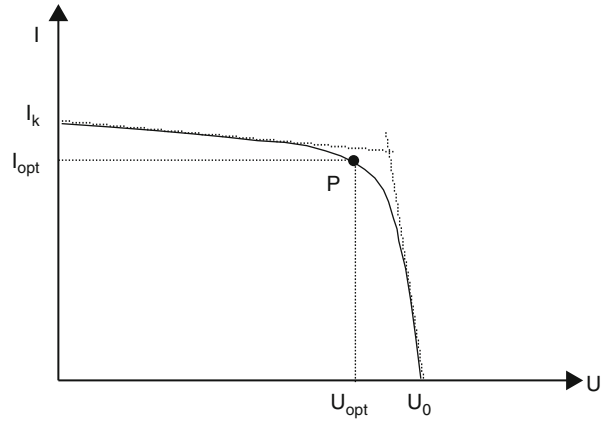


Abb. 8.41 Reelle Kennlinie einer Solarzelle (bzw. Solarmoduls): U_0 Leerlaufspannung, I_k Kurzschlussstrom, P Punkt maximaler Leistung (MPP Maximum Power Point)

die nach den 6 Parametern aufgelöst werden können. Aus dem Kurzschlussstrom erhält man den Wert des Photostromes, der in erster Näherung $I_{phi} \approx I_{ki}$ und exakter, mit der Annahme $I_{d1} \approx I_{d2} \approx 0$ (iterative Berechnung), von (8.73) gegeben ist:

$$I_{phi} = I_{ki}\left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) \tag{8.73}$$

Bei der Festlegung von UT und der Auswertung der Ströme Isi muss die Temperaturabhängigkeit dieser Größen gemäß den Gl. 8.14 und 7.15 berücksichtigt werden.

Eine noch genauere Darstellung erfasst die Abhängigkeit des Shunt-Stromes vom Verhältnis Diodenspannung zu Breakdown-Spannung (King et al. 1997)), das auch ohne Modell zu ändern, durch einen nichtlinearen, d. h. mit zunehmender Einstrahlung abnehmenden äquivalenten Parallelwiderstand dargestellt werden kann. Die Anzahl Parameter bei Messung von drei Kennlinien erhöht sich dann auf 8.

Zur Identifikation können zusätzlich die Steigungsmaße der Tangenten für die beiden größeren Einstrahlungen (beispielsweise 100 % und 70 %) entsprechend den gemessenen Kennlinien vorgegeben werden. Das Steigungsmaß der Tangente erhält man durch Berechnung der Ableitung dI/dU aus Gl. 8.71. Es folgt

$$\begin{aligned} -\left(\frac{dU}{dI}\right) &= R_s + \frac{R_d R_p}{R_d + R_p} \\ mit \quad \frac{1}{R_d} &= \frac{I_{s1}}{A_1 U_T} \exp\left(\frac{U + R_s I}{A_1 U_T}\right) + \frac{I_{s2}}{A_2 U_T} \exp\left(\frac{U + R_s I}{A_2 U_T}\right). \end{aligned} \tag{8.74}$$

Im Kurzschlusspunkt ist der Diodenwiderstand i. d. R. wesentlich größer als Rp, und es ergeben sich die einfachen Identifikationsgleichungen

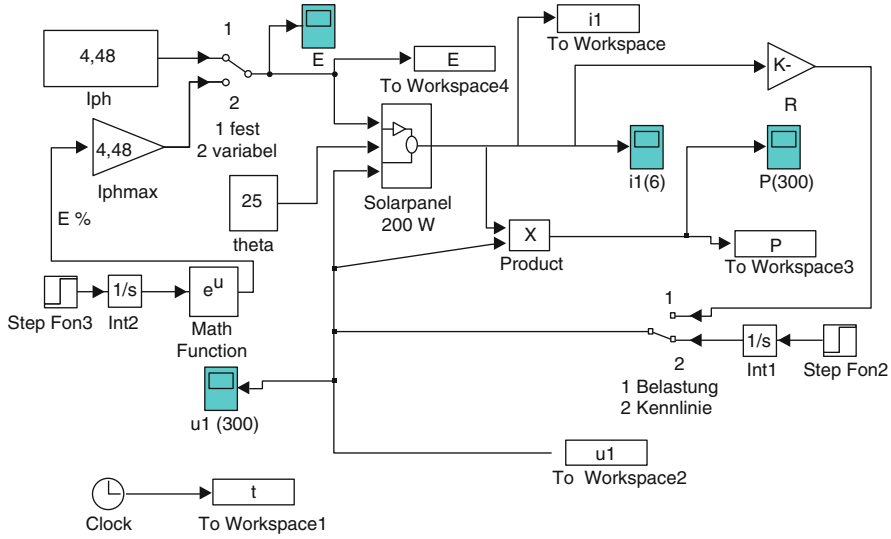


Abb. 8.42 Simulink-Modell zur Untersuchung des stationären und dynamischen Verhaltens eines Solarmoduls

$$-\left(\frac{dU}{dI}\right)_{ki} = R_s + R_{Pi} \qquad \text{für} \quad i = 1...2. \tag{8.75}$$

Statt dessen, oder in einem weiteren Schritt auch zusätzlich, könnten die Steigungsmaße im Leerlaufpunkt zur Identifikation herbeigezogen werden. Aus Gl. 8.74 erhält man

$$-\left(\frac{dU}{dI}\right)_{0i} = R_{si}\frac{R_{d0i}\ R_{pi}}{R_{d0i}\ R_{pi}}$$
$$mit \quad \frac{1}{R_{d0i}} = \frac{I_{sl}}{A_1\ U_T}\exp\left(\frac{U_{0i}}{A_1\ U_T}\right) + \frac{I_{s2}}{A_2\ U_T}\exp\left(\frac{U_{0i}}{A_2\ U_T}\right) \tag{8.76}$$
$$für \quad i = 1...2.$$

Dies ermöglicht, eine Abhängigkeit des Seriewiderstandes von der Einstrahlung einzuführen, d. h. eine Darstellung des Solarmoduls mit 10 Parametern. Ein Simulink-Modell zur Generierung der Solarmodulkennlinie und Untersuchung obiger Ansätze zeigt die Abb. 8.42.

Literatur

Chatelain JD (1979) Dispositifs à semiconducteur, Traite d'Électricité, Bd VII. EPFL, Georgi/Lausanne
Goetzberger A, Voss B, Knobloch J (1997) Sonnenenergie: Photovoltaik. Teubner, Stuttgart
Green MA et al (2004) Crystalline silicon on glass (CSG) thin-film solar modules. Solar Energy 77. www.csg.solar.com
Häberlin H (2007) Photovoltaik. AZ-Verlag/VDE-Verlag, Aarau
Hoffmann VU (1996) Photovoltaik – Strom aus Licht. Teubner, Leipzig. vdf Hochschul- verlag ETH, Zürich
Kaltschmitt M, Wiese A (1995) Erneuerbare Energien. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
King DL et al (1997) PVSIM: a simulation program for photovoltaic cells, modules and arrays. In: 25th IEEE PVSC, Washington, DC
Kleemann M, Meliss M (1988) Regenerative Energiequellen. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
Köthe HK (1982) Praxis solar- und windelektrischer Energieversorgung. VDI-Verlag, Düsseldorf
Lewerenz HJ, Jungblut H (1995) Photovoltaik. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg/New York
Schmidt H (1994) Von der Solarzelle zum Solargenerator. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg
Shah AV (2002) IMT 2000–2002 Technologische Weiterentwicklung der mikromorphen Solarzellen. www.micromorph.unine.ch
Shah AV et al (2004) Thin-film silicon solar cell technology. Progress Photovolt: Res Appl 12
www.solarmax.com/ch/de/ (2015)

Kapitel 9
Brennstoffzellen

Mit Brennstoffzellen lassen sich Wasserstoff sowie Erdgas und andere Kohlenwasserstoffe (z. B. Benzin, Methanol) oder Biogas elektrochemisch direkt in elektrische Energie umwandeln. Gegenüber Wärmekraftmaschinen, die den Umweg über die mechanische Energie nehmen, ergeben sich höhere Wirkungsgrade, und dies ohne rotierende Teile und entsprechende Lärmemissionen. Bereits für kleine Leistungen lassen sich Wirkungsgrade von 50–60 % erreichen, was mit konventioneller Technik nur mit Kombianlagen im 10–100 MW-Bereich möglich ist. Die Umweltbelastung bei Verwendung von Erdgas ist wegen des höheren Wirkungsgrads und der andersartigen Verbrennung (kein Ruß, keine Stickoxide, keine unverbrannten Kohlenwasserstoffe) geringer als bei konventionellen thermischen Kraftwerken. Die CO_2-Emissionen können durch Erhöhung des Wasserstoffanteils weiter reduziert werden.

Die Technik entwickelt sich weiter, aber hat die Wirtschaftlichkeitsschwelle nur in Spezialanwendungen, wie z. B. in der Raumfahrt oder bei Unterseebooten, noch nicht erreicht. Es ist jedoch absehbar, dass sich ihr im Laufe der nächsten Jahrzehnte breite Einsatzgebiete für *mobile* und *stationäre* Anwendungen öffnen werden.

9.1 Aufbau und Typen

Den grundsätzlichen Aufbau einer Brennstoffzelle zeigt Abb. 9.1. Sie besteht wie eine Batterie aus *Anode*, *Kathode* und *Elektrolyt*. Die poröse Anode wird vom Brenngas (H_2, CO, CH_4), die Kathode von Luft durch bzw. umströmt. Der Elektrolyt ist *gasdicht*, lässt also eine unmittelbare Verbindung von Brennstoff und Sauerstoff nicht zu. Durch Ionen werden die Elektronen von der Kathode *K* zur Anode *A* transportiert, wobei die Ionenart vom verwendeten Elektrolyt abhängt.

Fünf Brennstoffzellen-Familien sind bekannt und befinden sich in Entwicklung. Sie unterscheiden sich in erster Linie durch den *Elektrolyt*. Nach absteigender Zellentemperatur geordnet, sind dies:

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_9

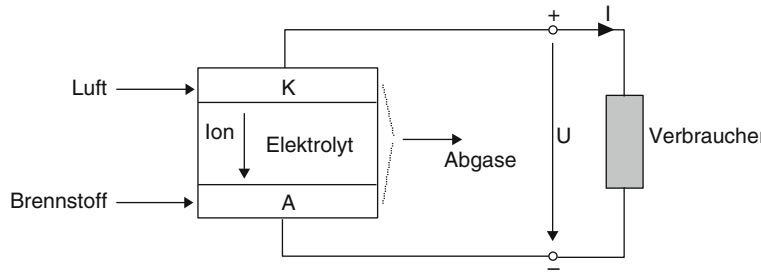


Abb. 9.1 Aufbau der Brennstoffzelle

1. *Oxidkeramische-Zelle* (SOFC Solid Oxide Fuel Cell), ~800 °C: Als Elektrolyt wird eine keramische Schicht aus Zirkonoxid verwendet. Der Luftsauerstoff wird kathodenseitig durch Aufnahme von zwei Elektronen zu O^{2-} ionisiert, kann somit als Ion den Elektrolyt durchdringen, wird auf der Anodenseite durch Elektronenabgabe wieder neutralisiert und leitet die Oxidationsreaktion ein. Die Zelle kann auch direkt mit Erdgas, Propan oder Biogas betrieben werden.
2. *Schmelzkarbonat-Zelle* (MCFC Molten Carbonate Fuel Cell), 650 C: Als Elektrolyt wird eine Karbonatschmelze (meist Lythium- und Kaliumkarbonat) verwendet. Als Ion dient das Karbonat-Ion CO_3^{2-}. Für dessen Neubildung wird die Luft mit CO_2 angereichert. Auf der Anodenseite zerfällt es durch Elektronenabgabe in CO_2 und Sauerstoff, welcher den Brennstoff oxidiert. Als Brennstoffe können Wasserstoff und CO verwendet werden.
3. *Phosphorsäure-Zelle* (PAFC Phosphor Acid Fuel Cell), 200 °C: Als Elektrolyt wird verdünnte Phosphorsäure verwendet. Brennstoff ist Wasserstoff, der auf der Anodenseite sein Elektron abgibt und als Wasserstoffion H^+ den Elektrolyt durchquert, auf der Kathodenseite ein Elektron wieder aufnimmt und vom Luftsauerstoff oxidiert wird. Die Luft darf kein CO enthalten.
4. *Kunststoff-Zelle* (PEFC Polymer Electrolyte Fuel Cell), 80 C: Als Elektrolyt wird eine Kunststofffolie verwendet, die sich wie eine Säure verhält. Als Ion dient wiederum das Wasserstoffion H^+ (Vorgänge wie PAFC).
5. *Alkali-Zelle* (AFC Alkaline Fuel Cell), 70 °C: Als Elektrolyt wird verdünnte Kalilauge verwendet. Den Elektronentransport übernehmen die Hydroxylionen OH^- entstanden aus der Reaktion $H_2O + O^-$ 2 OH^-. Die Oxidationsreaktion erfolgt auf der Anodenseite mit reinem Wasserstoff. Die Luft darf kein CO_2 enthalten.

Alle fünf Brenstoffzellentypen können mit *Erdgas* betrieben werden, wobei alle, außer der SOFC und der MCFC, dieses zuerst in Wasserstoff oder Wasserstoff + CO umwandeln müssen. Diese Umwandlung ist sehr aufwendig (auch was den Platzbedarf betrifft, bis 60 % des Bauvolumens). Eine gute Übersicht dazu gibt Abb. 9.2.

Den AFC-Familien werden heute nur begrenzte Zukunftsaussichten eingeräumt (Bossel 1998). Die PEFC ist für mobile Anwendungen von Interesse und wird vor allem von der Autoindustrie weiterentwickelt. Neben den fünf erwähnten Familien wäre noch die Direkt-Methanol-Brennstoffzelle DMFC zu erwähnen, die direkt (ohne Reformer) mit

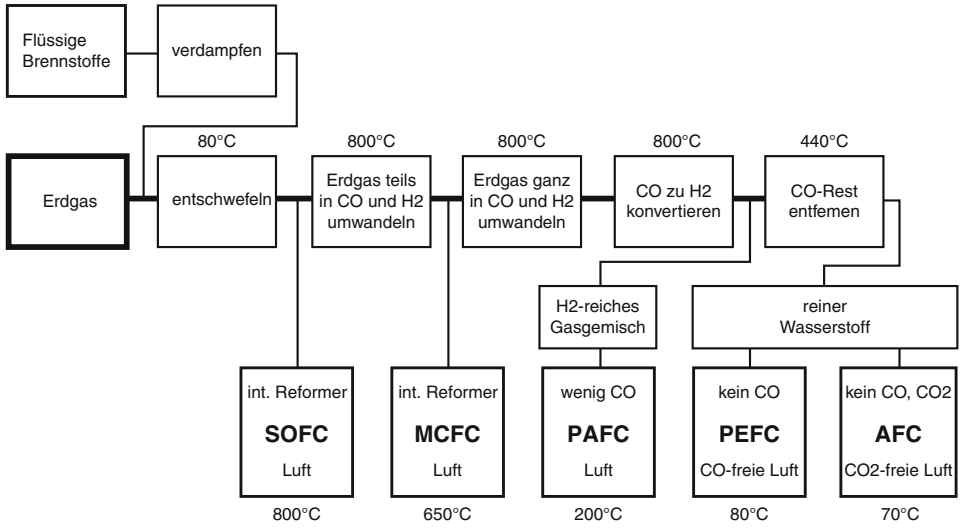


Abb. 9.2 Aufbereitung von Erdgas für die fünf Brennstoffzellen-Typen (Bossel 1998)

Methanol betrieben werden kann (Arbeitstemperatur ähnlich wie PEFC). Ihre Aussichten sind noch ungewiss.

Für *stationäre Energieanwendungen* sind vor allem die PAFC, die MCFC und die SOFC prädestiniert. Die *Phosphorsäure-Brennstoffzelle* ist am weitesten entwickelt, bereits heute kommerziell verfügbar (z. B. 200 kW PC25C von ONSI) und für bestimmte Applikationen wirtschaftlich. Die *Keramik-Brennstoffzelle* befindet sich noch in der Entwicklung, besitzt jedoch ein großes Potenzial. Im Abschn. 9.3 werden diese beiden Brennstoffzellen näher betrachtet.

9.2 Prinzip und Modell

9.2.1 Elektrochemische Grundlagen

Für die Energieumwandlung wichtigste chemische Reaktionen sind

$$\begin{aligned} H_2 + 0,5O_2 &\leftrightarrow H_2O \\ CO + 0,5O_2 &\leftrightarrow CO_2 \\ CH_4 + 2O_2 &\leftrightarrow CO_2 + 2H_2O \end{aligned} \tag{9.1}$$

Die damit verbundene spezifische Enthalpieänderung Δh beträgt bei Normaldruck für H_2: 120 MJ/kg, für CO: 10 MJ/kg und für CH_4: 50 MJ/kg. Die Temperatur wirkt sich nur geringfügig auf diese Werte aus (leichte Zunahme bei H_2, für Näheres s. (Bossel 1992),

Standard enthalpy change). Bei einem Massenfluss von m kg/s ist die verfügbare chemische Leistung

$$P_{ch} = m\,\Delta h \quad \left[\frac{\text{kg J}}{\text{s kg}} = W\right]. \tag{9.2}$$

Von der Enthalpie Δh kann nur die *freie Enthalpie* Δh_f (Gibbs-Potential) in elektrische Energie umgewandelt werden (Mierdel 1972), (Philippow 1982). Diese ist definiert durch

$$\Delta h_f = \Delta h - T\,\Delta s \;\; [\text{Ws/kg}], \tag{9.3}$$

worin Δs die spezifische Entropieänderung darstellt (s. Anhang I.1). Die entsprechende maximale elektrische Energie ist $w_{e0} = \eta_e\,\Delta h_f$, wobei:

$$\begin{aligned}
&w_{e0} = QE = n\frac{F}{M}E \quad \left[\frac{\text{As}}{\text{kg}}\text{V}\right]\\
&P_{e0} = m\,w_{e0} = n\,m\frac{F}{M}E = I\,E\,[\text{W}]\\
&\text{mit}\\
&F = \textit{Faradaysche Konstante} = 9,6485\cdot 10^4\;[\text{As/mol}]\\
&M = \textit{Mol} - \textit{Masse}\;[\text{kg/kmol}]\\
&n = \textit{Anzahl ausgetausche Elektronen}\,(\textit{Wertigkeit})\\
&E = \textit{EMK}\,(\textit{Leerlaufspannung})\;[\text{V}]\\
&m = \textit{Massenfluss}\,[\text{kg/s}].
\end{aligned} \tag{9.4}$$

Der Wirkungsgrad η_e berücksichtigt, dass vor allem bei tiefen Temperaturen die mit Katalysator erzwungene Reaktion über mehrere Schritte verläuft, von denen nur der erste zur Spannungsbildung beiträgt. Die Leerlaufspannung entspricht somit nicht dem Gibbs-Potenzial (bei tiefen Temperaturen, z. B. PEFC-Zelle, ist $\eta_e \approx 0{,}8$).

$P_{e0} = E\,I$ stellt die *innere elektrische Leistung* der Zelle dar. Die freie Enthalpie für die drei wichtigsten Reaktionen (Gl. 9.1) ist in Abb. 9.3 dargestellt (berechnet aus (Bossel 1992)). Aus Gl. 9.4 lässt sich die EMK E bestimmen

$$E = \frac{w_{e0}\,M}{nF} \tag{9.5}$$

mit $n = 2$ für H_2 und CO und $n = 8$ für CH_4. Für die Methan-Reaktion folgt z. B. *bei* 25 °C, $E = 1{,}06\cdot\eta_e$ [V], für die H_2-Reaktion $E = 1{,}23\cdot\eta_e$ [V]. Durch Serieschaltung von Brennstoffzellen zu einem *Brennstoffzellen-Stapel* kann die für praktische Anwendungen notwendige Leerlaufspannung erzielt werden.

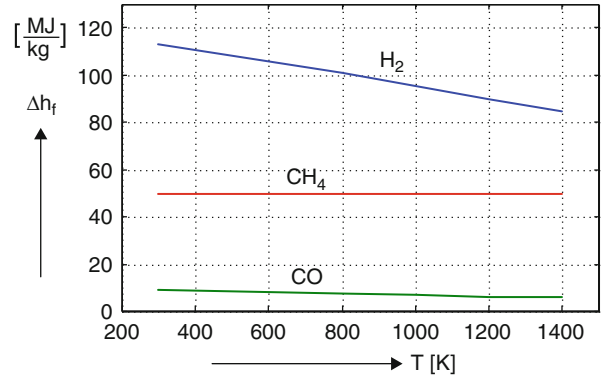


Abb. 9.3 Freie Enthalpie Δh_f in Abhängigkeit von der Temperatur

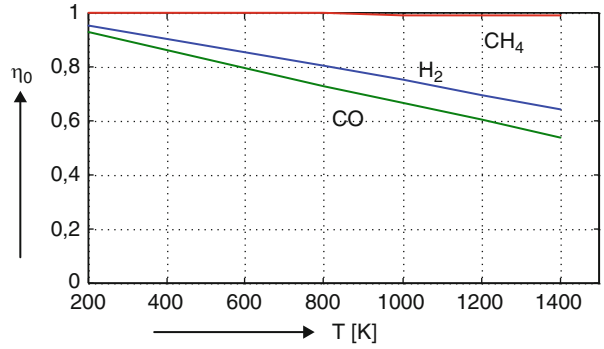


Abb. 9.4 Theoretischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Temperatur

Die effektiv an den Elektroden verfügbare Spannung U ist bei Belastung der Zelle wegen des inneren Spannungsabfalls kleiner als die EMK. Dies hat zur Folge, dass die effektiv erhaltene elektrische Leistung weiter reduziert wird

$$P_e = P_{e0}\frac{U}{E} = P_{ch}\,\eta_e\,\frac{\Delta h_f}{\Delta h}\,\frac{U}{E} = P_{ch}\,\eta_e\,\eta_0\,\eta_u \tag{9.6}$$

mit $\eta_0 =$ theoretischer Leerlauf-Wirkungsgrad, $\eta_u =$ Spannungs-Wirkungsgrad. In Abb. 9.4 ist der theoretische Leerlauf-Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Zellentemperatur für die drei Reaktionen Gl. 9.1 dargestellt (Bossel 1992). Auffallend ist der gute Wirkungsgrad der Methan-Reaktion. Wird schließlich berücksichtigt, dass der Brennstoff nicht zu 100 % genutzt wird, d. h. dass die effektiv umgewandelte chemische Leistung $P_{ch} = u_f\,P_b$ kleiner ist als die gelieferte chemische Bruttoleistung P_b mit $u_f =$ Brennstoff-Nutzungsgrad (fuel utilization factor < 1), folgt

$$P_e = \eta_e\,\eta_0\,\eta_u\,u_f\,P_b = \eta\,P_b. \tag{9.7}$$

9.2.2 Lineares Modell

Wird in erster Näherung angenommen, der innere Widerstand der Zelle sei unabhängig vom Strom, gilt

$$\eta_u = \frac{E - RI}{E} = 1 - \frac{RI}{E}\,. \tag{9.8}$$

Wird der Strom durch die Leistung ersetzt, folgt aus den Gl. 9.4, 9.5, und 9.6 der Spannungs-Wirkungsgrad

$$\begin{aligned} \eta_u &= 1 - \frac{R\,\eta_e\,\eta_0\,u_f\;\;P_b}{E^2} = 1 - \frac{P_{e0}}{P_k} = 1 - P_0 \\ \text{mit } P_{e0} &= \eta_e\,\eta_0\,u_f\;\;P_b, \quad P_k = \frac{E^2}{R} = E\;\;I_k \end{aligned} \tag{9.9}$$

mit p_0: auf die Kurzschlussleistung bezogene innere elektrische Leistung. Die *Kurzschlussleistung* P_k wurde, wie in der Energieversorgungstechnik üblich, als Produkt von Kurzschlussstrom und Leerlaufspannung definiert. Werden alle Leistungen auf die Kurzschlussleistung bezogen, folgt für den Gesamtwirkungsgrad η des Brennstoffzellen-Stapels und die bezogene elektrische Ausgangsleistung p

$$\begin{aligned} \eta &= \eta_e\,\eta_0\,u_f(1 - p_0) \\ p &= \frac{P_e}{P_k} = P_0(1 - p_0)\,. \end{aligned} \tag{9.10}$$

Abb. 9.5 zeigt diese beiden Größen in Abhängigkeit von der *inneren elektrischen Leistung* p_0. Die maximale Ausgangsleistung wird dann erhalten, wenn $P_{e0} = 0{,}5\;P_k$, dann ist $P_e = 0{,}5\;P_{e0} = 0{,}25\;P_k$. Bei dieser Maximalleistung beträgt allerdings der Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Stapels nur $\eta = 0{,}5\;\eta_e\;\eta_0\;u_f$. Die ökonomische Optimierung des Systems führt in der Regel zu einem Auslegungspunkt entsprechend einer Leistung $P_{e0} < 0{,}5\;P_k$, wobei der Stapel-Wirkungsgrad 50 % oder mehr betragen wird.

Für kleinere Belastungen steigt theoretisch der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle an, d. h. die Brennstoffzelle hat prinzipiell ein gutes Teillastverhalten. Bei zu klein werdender Last wirkt sich allerdings der Energiebedarf der Hilfseinrichtungen, wie Pumpen, Gebläse, Steuerung usw., der praktisch unabhängig von der Belastung ist, ungünstig aus, wie der in Abb. 9.5 gestrichelt eingezeichnete zu erwartende Anlagenwirkungsgrad η_a zeigt.

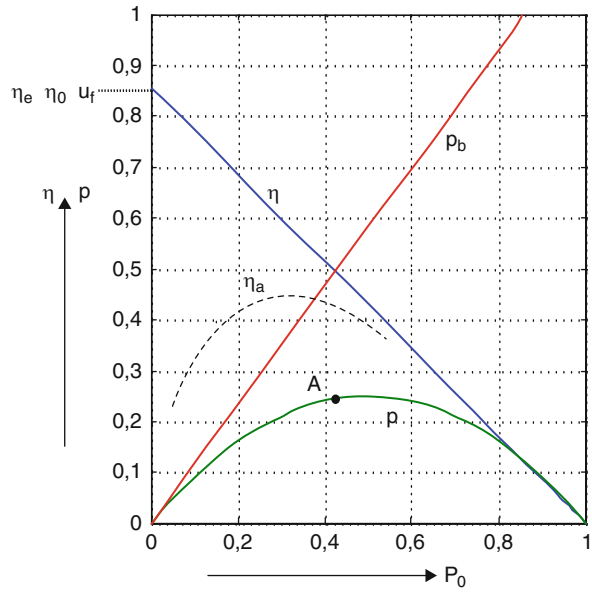


Abb. 9.5 Typischer Verlauf von Leistungen und Wirkungsgrad von Brennstoffzellen: $p_0 = P_{e0}/P_k$ = innere Leistung, $p_b = P_b/P_k$ = Bruttoleistung (chemisch), $p = P_e/P_k$ = elektr. Ausgangsleistung, η = Wirkungsgrad des Brennstoffzellen-Stapels, η_a = Anlagenwirkungsgrad, A = Auslegungspunkt (Beispiel, $\eta \approx 50\,\%$, $\eta_a \approx 45\,\%$)

9.3 Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen

9.3.1 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

Den Grundaufbau einer PAFC-Anlage zeigt Abb. 9.6. Da die Zelle ein H_2-reiches Gasgemisch verlangt (ohne CO), muss dieses im Reformer mit Wasserdampf aus Erdgas gewonnen werden. Die Reform-Reaktion liefert H_2 und CO. In zwei folgenden Stufen wird das CO zu CO_2 oxidiert und dieses teilweise ausgeschieden. Der Wasserstoff wird an der Anode ionisiert und durchquert als H^+-Ion den Elektrolyt, um schließlich an der Kathode zu Wasser oxidiert zu werden. Abgas ist Wasserdampf und CO_2.

Die Zellentemperatur beträgt 200 °C. Die heute erreichbare Leistungsdichte ist 1,3 kW/m^2 und dürfte bis etwa 2 kW/m^2 gesteigert werden können. Die PAFC-Brennstoffzelle ist die am weitesten entwickelte und erprobte Technik. Kommerziell werden Anlagen ab 1 kW angeboten. Die größte bis heute gebaute Anlage hat eine Leistung von 11 MW (Japan). Für kleine Anlagen wird Wasserstoff als Brennstoff eingesetzt, da die aufwendige Erdgasumwandlung erst für Leistungen über 100 kW wirtschaftlich wird. Die Investitionen liegen für eine 200 kW-Anlage bei 3300 €/kW, die Betriebsrechnung sieht aber dank der hohen Benutzungsdauer von mehr als 8000 h/a günstig aus.

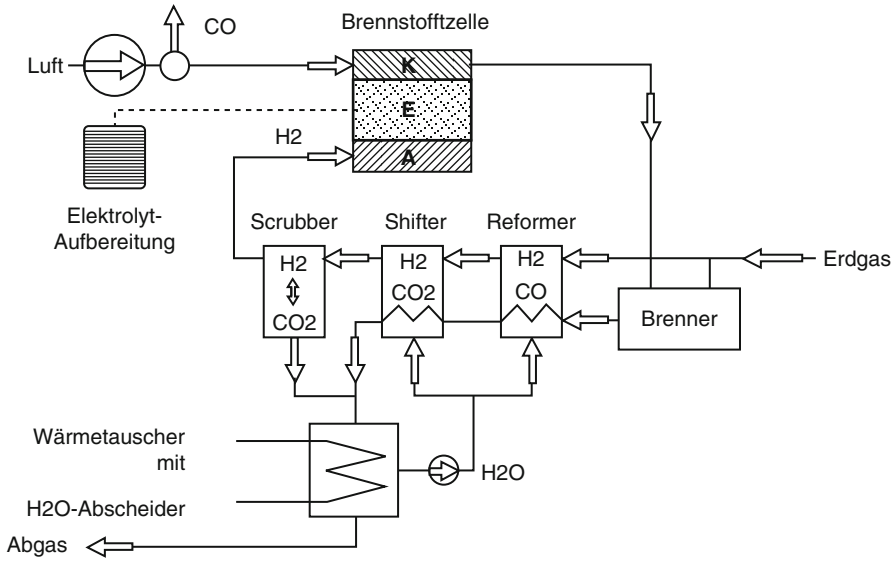


Abb. 9.6 Basissystem einer PAFC-Anlage (Bossel 1998)

9.3.2 Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

Die MCFC verwendet als Elektrolyten die alkalischen Karbonate Lithium, Kalium und Natrium. Für eine ausreichende Ionenleitfähigkeit muss die Mischung in geschmolzener Form vorliegen, was eine optimale Betriebstemperatur von 600 °C bedingt. Die Mischschmelze ist in einer Matrix eingebunden. Spezielle Katalysatoren sind nicht notwendig und als Elektrodenmaterial kann Nickel verwendet werden. Damit ist die MCFC aus Sicht der Materialien relativ günstig, die erreichbaren Leistungsdichten sind allerdings relativ gering und für eine hohe Lebensdauer ist eine möglichst konstante Fahrweise und die Regeneration des Elektrolyten erforderlich. Folglich eignet sich die MCFC für stationäre Anwendungen mit Abwärmenutzung.

Die MTU Friedrichshafen entwickelte über einen längeren Zeitraum ihr „HotModule“ bis zur Serienreife. Die MCFC wird direkt mit Erdgas betrieben, welches unter Nutzung eines Teils der Abwärme intern reformiert wird und erreicht damit einen elektrischen Wirkungsgrad von annähernd 50 %. Das HotModule wurde in Anlagengrössen mit 250kWel und 345kWel angeboten und es wurden insgesamt 10 Anlagen produziert. Aufgrund der schlechten Absatzprognosen, wurde die vorgesehene Serienproduktion durch die aus der alten MTU hervorgegangenen Tognum-Brennstoffzellensparte nicht gestartet und die Aktivitäten 2010 aufgegeben.

9.3.3 *Oxidkeramische-Brennstoffzelle (SOFC)*

Vom Aufbau her stellt die SOFC-Zelle das einfachste Konzept dar (Abb. 9.7). Dank der hohen Betriebstemperatur von 800 °C kann das Erdgas (oder andere Kohlenwasserstoffe) direkt an der Anode in Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt werden. Da an der Anode ausfallender Kohlenstoff zu Probleme führt, wird zur Beschleunigung der Reaktionen das Erdgas nach der Entschwefelung teilweise im Vorreformer aufbereitet. Der Anteil an Kohlenstoff im Brenngas wird reduziert und es entsteht ein wasserstoffreiches Gas. Der kathodenseitig ionisierte Sauerstoff O^{2-} durchdringt den aus Zirkonoxid bestehende Elektrolyt und oxidiert anodenseitig die Brennstoffe.

Die Betriebstemperatur der SOFC lässt sich einfach über den Luftüberschuss einstellen und die hohe Temperatur der Abgase erlaubt eine Wärmeauskopplung für die verschiedensten Anwendungen oder den Betrieb der Anlage als Blockheizkraftwerk. Die SOFC-Brennstoffzelle befindet sich noch in der Entwicklung, bis jetzt sind lediglich Prototypen bis 100 kW in Betrieb. Obwohl viele technologische Probleme noch zu lösen sind und die Wirtschaftlichkeitsgrenze noch nicht erreicht ist, dürfte sie wegen ihrer Einfachheit und hoher Leistungsdichte (heute ca. 6 kW/m^2, im Labor bis 19 kW/m^2 nachgewiesen) sowie des hohen Wirkungsgrades (Anlagenwirkungsgrad über 50 %) eine vielversprechende Zukunft haben.

Die Sulzer AG startete 1991 die Entwicklung eines Brennstoffzellenheizgerätes auf Basis des SOFC-Technologie mit dem Projektnamen Hexis. 2006 gründeten das Entwicklungsteam um das Produkt eine gleichnamige Firma mit dem Ziel, die Entwicklung weiterzuführen. 2011 wurde die dritte Generation des Brennstoffzellenheizgerätes

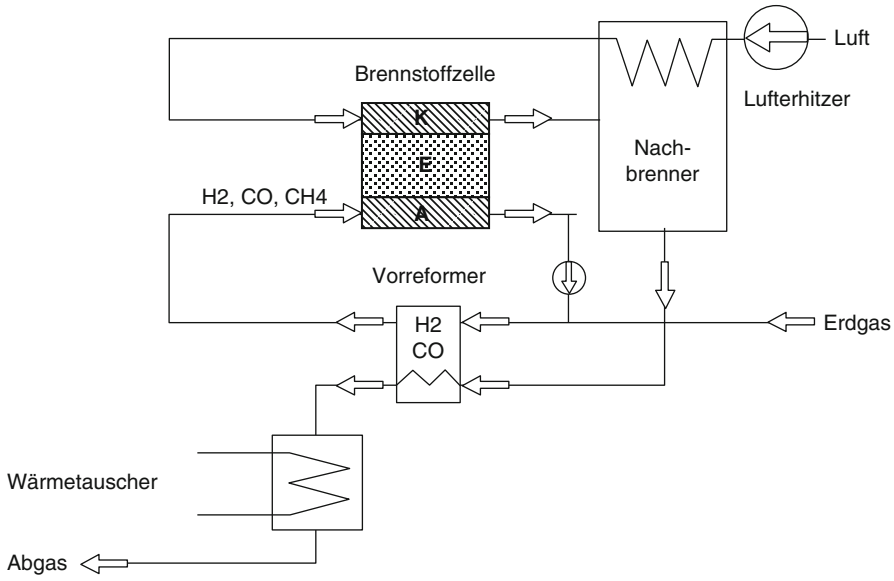


Abb. 9.7 Basissystem einer SOFC-Anlage (Bossel 1998)

„Galileo 1000 N“ vorgestellt. Das System ist auf eine Leistung von 1 kW_{el} und 1.8 kW_{th} ausgelegt. Mit Zusatzbrennern lässt sich die thermische Leistung bis auf 20 kW erhöhen. Das Gerät lässt sich direkt an das Erdgasnetz anschliessen und kann auch mit Biogas betrieben werden. Inzwischen sind bereits über 200 Geräte hergestellt worden, welche im Rahmen von Förderprogrammen praktische Betriebserfahrungen liefern.

9.3.4 Systemtechnik

Ähnlich den Photovoltaikanlagen erzeugen Brennstoffzellenanlagen einen Gleichstrom, der für kleine Anwendungen direkt verwendet und für größere Anwendungen im Inselbetrieb oder bei Netzkopplung (Abb. 9.8) mittels Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt wird. Der Wechselrichter, dem sich ähnliche Probleme wie bei der Fotovoltaik stellen (Abschn. 7.5), bietet die Möglichkeit, innerhalb bestimmter Grenzen auch die Blindleistungsabgabe- oder -aufnahme zu regulieren.

Neben der bereits erwähnten Anwendung der SOFC-Zelle als Blockheizkraftwerk, die zu Brennstoffnutzungsgraden von 80 % führen kann, ist auch die Kombination mit der Mikrogasturbinentechnik interessant. Die heißen Abgase der Brennstoffzelle werden mit Drücken von 3–4 at für den Betrieb einer nachgeschalteten Gasturbine genutzt (Abb. 9.9). Versuchsanlagen bis 1 MW sind geplant.

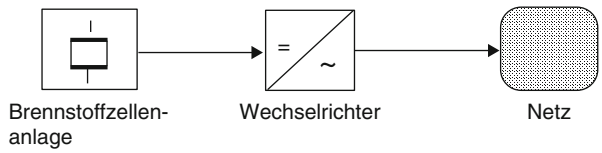


Abb. 9.8 Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Brennstoffzellenanlage

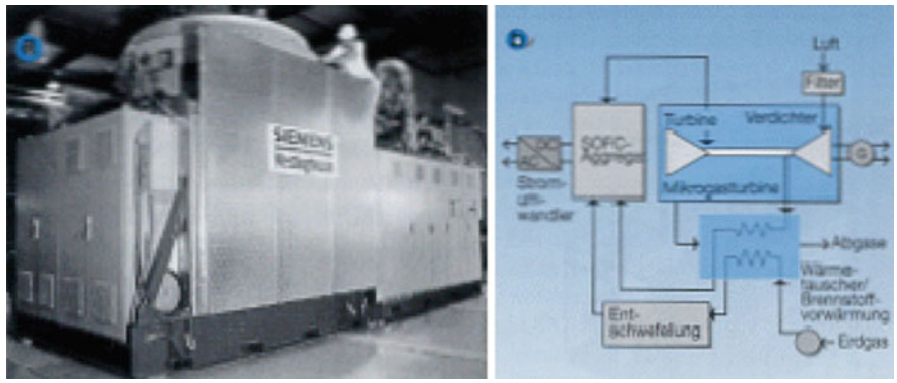


Abb. 9.9 Hybridsystem SOFC-Mikrogasturbine. (mit freundlicher Genehmigung Siemens Westinghouse, (Joost 2001))

9.4 Brennstoffzellen für mobile Anwendungen

Im Bereich der mobilen oder portablen Anwendungen steht eine hohe Leistungsdichte und ein niedriges Systemgewicht im Vordergrund. Brennstoffzellen auf Basis von Kalilauge und Polymer-Elektrolyten bieten die Voraussetzung, diese Kriterien zu erfüllen. Brennstoffzellensysteme auf Basis beider Technologien beweisen bereits seit Jahrzehnten in der Raumfahrt ihre Zuverlässigkeit und ihre hohe Energieeffizienz. Da beide Zellentypen Wasserstoff mit einer hohen Reinheit (Q 2,5 oder besser) benötigen, wird ihre kommerzielle Verbreitung vom Aufbau einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur oder zumindest eine auf die Anwendung abgestimmte Wasserstofflogistik (s. Abschn. 9.4.3) abhängen.

Beide Technologien eignen sich auch für die Elektrolyse von Wasserstoff. Im Gegensatz zur industriellen Reformierung von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen in Grossanlagen, bekommt man ohne aufwendige Reinigungsprozesse direkt eine hohe Gasreinheit. Da allerdings die Elektrizität im dem heutigen globalen Strommix vor allem aus fossil-thermischen Kraftwerken stammt und somit stark CO_2- und verlustbehaftet ist, ist die Herstellung von Wasserstoff mit Elektrolyseuren im Netzverbund heute nur unter speziellen Randbedingungen (Speicherung von Strom aus Sonne und Wind) sinnvoll.

9.4.1 Alkalische Brennstoffzellen (AFC)

Taucht man zwei Nickelelektroden in Kalilauge so entsteht ab einer Spannung von 1,8 V an der negativen Elektrode Wasserstoff und an der positiven Elektrode Sauerstoff. Da dieser Prozess umkehrbar ist kann man mit den gleichen Komponenten auch Brennstoffzellen bauen.

Alkalische Brennstoffzellen werden allgemein mit Kalilauge in einer Konzentration zwischen 30–50 Gew.% bei einer optimalen Temperatur zwischen 60 °C und 80 °C bei niedrigem Druck betrieben. Wird die Kathode von Sauerstoffmolekülen angeströmt, reagieren zwei Wassermoleküle mit 4 Elektronen zusammen mit einem Sauerstoffmolekül zu zwei Hydroxid-Ionen. Die Reaktion kann aber auch in Teilschritten geschehen. An der Anode verbindet sich der zugeführte Wasserstoff unter Abgabe seiner Elektronen mit den OH^--Ionen zu Wasser.

$$\text{Anode}: \ H_2 + 2OH^- \rightarrow 2H_2O + 2e^-$$

$$\text{Kathode}: \ H_2O + 0,5O_2 + 2e^- \rightarrow 2OH^-$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \ H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$$

$$\text{Nebenreaktion bei Betrieb mit Luft}: \ 2KOH + CO_2 \rightarrow K_2CO_3 + H_2O$$

Man unterscheidet zwei Konstruktionsprinzipien für AFC. Entweder wird der Elektrolyt in einem porösen, saugfähigem Material zwischen den Elektroden fixiert, oder man lässt ihn frei zirkulieren (Abb. 9.10). Beim letzteren System hat man den Vorteil, dass man über

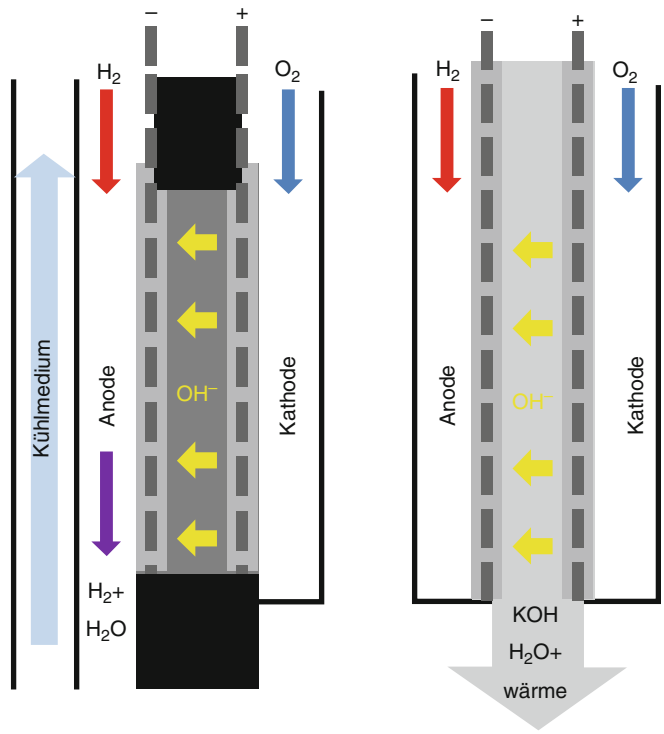


Abb. 9.10 2 Konstruktionsprinzipien von AFC mit festen (l) und zirkulierenden (r) Elektrolyt

die Elektrolytzirkulation sowohl die Zellenkühlung realisieren als auch die Konzentration der Kalilauge kontrollieren kann. Die Zirkulation kann dabei zwischen den Elektroden einer Zelle oder in Querrichtung durch alle Elektroden (Eloflux-System) eines Stacks erfolgen.

Die Elektroden müssen einerseits die Grenze zwischen den Gas- und dem Elektrolytraum darstellen und andererseits den Katalysator tragen sowie die Elektronen leiten (Abb. 9.11). Sie bestehen normalerweise aus einem feinporigen Nickelnetz, welches mit Kunststoff PTFE behandelt ist und Katalysatorpartikel enthalten kann. Porengrösse und PTFE-Beschichtung müssen so aufeinander abgestimmt werden, dass Elektrolyt in die Hohlräume aufgenommen werden kann aber nicht in den Gasraum übertritt.

Grundsätzlich funktionieren AFC gut mit Nickelkatalysatoren an den Wasserstoffelektroden und bei hohen Temperaturen auch an den Kathoden, wo man bei niedrigeren 60–80 °C auch kostengünstige Nichtedelmetalloxide erfolgreich verwenden kann. Mit titandotierten Nickelelektroden kann man um die 10,000 Betriebsdauer erreichen. Um eine ähnliche Lebensdauer für die Kathoden zu erreichen, muss man anstelle der Nichtedelmetalle Silber oder Platin verwenden, da diese weniger schnell degradieren, wobei die wirksame Katalysatorenoberfläche durch Flächenglättung abnimmt.

Der zweite Hauptgrund für die Alterung der AFC-Elektroden ist, dass das PTFE im Kontakt mit der Kalilauge langsam einen Teil der Wasser abstossenden Eigenschaften

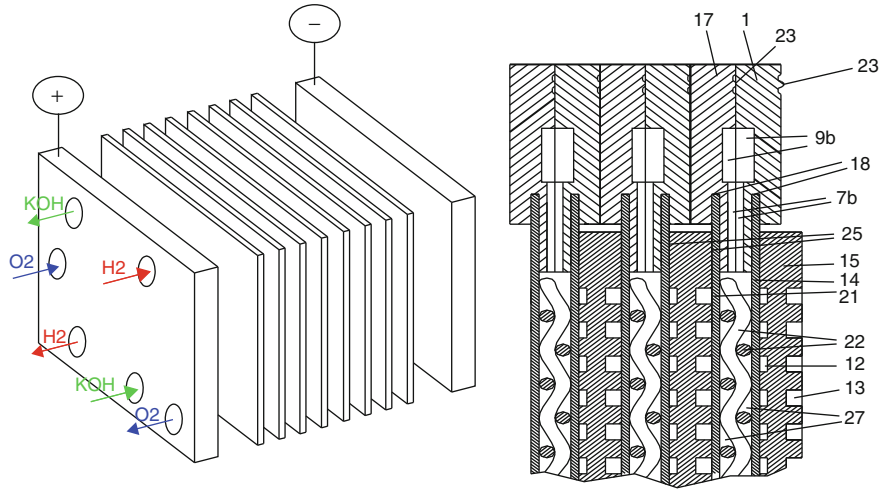


Abb. 9.11 Bipolarer AFC-Stack. KOH = Elektrolyt, 1 und 17 = Elektrodenrahmen, 23 = Dichtfläche, 9b, 7b und 27 = Elektrolytraum, 14 = Wasserstoffelektrode, 21 = Sauerstoffelektrode, 22 = Kunststoffseparator, 15 = Bipolarplatte. (Zeichnung von Th. Pylkkänen)

(Hydrophobizität) verliert. Eine übermässige Benetzung der Elektroden verhindert, dass die Gase durch offene Poren direkt an die Reaktionszone fliessen können. Dieses Problem kann man umgehen, in dem man das PTFE nur als Binder verwendet, die Gasseite der Elektrode mit genug grossen Poren versehen ist und die Zelle mit Gasüberdruck relativ zum Elektrolyten betreibt. Das ist möglich, wenn man die Elektroden elektrolytseitig mit einer Deckschicht deckt, die kleine wassersaugende (hydrophile) Poren enthält und den Gasdurchgang hindert.

Die Möglichkeit, Zellen aus günstigen Materialien herzustellen, ist einer der wesentlichen Vorteile. Dabei können Stromdichten von einigen hundert mA/cm^2 bei Zellenspannungen um 0,7 V erzielt werden. Ein potenzieller Nachteil für terrestrische Anwendungen ist, dass sich beim Betrieb mit Luft langsam Kaliumkarbonat im Elektrolyten bildet. Bei ungünstigem Elektrodenaufbau kann es in den Elektroden kristallisieren. Um einen langsamen Spannungsverlust und die nachlassende Ionenleitfähigkeit der Kalilauge zu vermeiden, muss man den Elektrolyten der AFC periodisch wechseln und die Elektrodenporenstruktur so gestaltet sein, dass kein Kaliumkarbonat darin kristallisiert. Sogenannte CO_2- Scrubber können die Konzentration des CO_2 in der Prozessluft so verringern, dass die Ansammlung des Kaliumkarbonats stark verlangsamt wird.

9.4.2 PEM-Brennstoffzellen (PEFC)

Wie AFC versprechen auch die Polymer-Elektrolyt-Membran Brennstoffzellen aufgrund ihrer tiefen Arbeitstemperatur einen hohen Wirkungsgrad von 50–70 %. Man betreibt die PEFC generell mit höheren Stromdichten (niedrigeren Wirkungsgraden) als die AFC. Das

zentrale Element eine PEM-Brennstoffzelle ist die Membran-Elektroden-Einheit (MEA). Sie besteht aus einer protonenleitenden Polymerfolie, welche auf beiden Seiten mit einer Katalysator- und einer sogenannten Gasdiffussionsschicht versehen ist. Bei der Membran handelt es sich um ein 50–150 µm dickes sulfoniertes Polymer, welches gasdicht und elektrisch isolierend ist, aber Wasserstoffprotonen leitet. Membranen für PEFC werden heute von mehreren Herstellern (DuPont, Gore, ...) angeboten. Allen Produkten ist gemeinsam, dass ihre Gasdichtheit und Protonenleitfähigkeit mit dem Wassergehalt der Membran korreliert. Folglich ist bei Auslegung und Betrieb darauf zu achten, dass die Membran nicht austrocknet. Derzeit sind neue Membranen für PEFC in Entwicklung, welchen trocken und bei höheren Temperaturen (Abwärmenutzung) eingesetzt werden können. Allerdings sind die Leistungsdaten dieser Elektrolyte noch wesentlich tiefer.

Die Membran erhält beidseitig eine Schicht aus einer Mischung aus Aktivkohle und fein verteiltem Platin als Katalysatormaterial. Ein poröses Kohlenstoff- oder Kohlenfaserpapier hat die Aufgabe, die Gase an die Reaktionszone an der Oberfläche der Membran zu bringen und gleichzeitig entstehende oder benötigte Elektronen zu leiten. An der Anodenseite wird an den Platinpartikeln das Wasserstoffmolekül aufgespalten, wobei jedes Atom sein Elektron abgibt. Die Elektronen laden die Anode negativ auf und die Protonen werden vom Elektrolyt aufgenommen und zur Kathode „durchgereicht". An der Kathode reagiert der Sauerstoff mit den Wasserstoffprotonen unter Aufnahme von Elektronen zum elektrisch neutralen Wassermolekül. Meistens wird Luftsauerstoff (21 vol%) verwendet, was zu hohen Gasströmungen auf der Kathodenseite führt.

$$\text{Anode}: \ H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$$

$$\text{Kathode}: \ 2H^+ + 0,5O_2 + 2e^- \rightarrow H_2O$$

$$\text{Gesamtreaktion}: \ H_2 + 0,5O_2 \rightarrow H_2O$$

Die Gase werden über strukturierte Flussfeldplatten zugeführt. Da diese sehr leitfähig sein müssen, sind sie entweder metallisch oder bestehen aus einen hohen Anteil aus Graphit. Graphitische Platten sind

- entweder harzgefüllt und werden geschnitten und gefräst,
- Grafit-Kunststoffgemische, welche durch einen formgebenden Herstellprozess (Pressen, Spritzen) direkt zu strukturierten Platten verarbeitet werden
- Grafitfolien aus Naturgrafit, die teilweise mit Harz imprägniert werden und gestanzt oder geprägt werden können.

Bei hohen Stackleistungen enthalten die Platten auf der Rückseite ein weiteres Flussfeld zur Aufnahme eines Kühlmediums (allg.Wasser). Bei kleineren Stacks reicht im allgemeinen eine Oberflächenkühlung mit Luft. Hierfür lassen sich die Flussfeldplatten zu Kühlrippen verlängern, da dieses grafitisches Material auch eine gute Wärmeleitfähigkeit aufweist.

Da das Wassermanagement für gute Performance und eine hohe Lebensdauer sehr wichtig ist, wird die Prozessluft meistens befeuchtet. Diese Funktionalität kann über periphere Komponenten bereit gestellt werden oder in die Flussfeldplatte integriert werden. Abb. 9.12 zeigt eine am Paul Scherer Institut (CH) entwickelte Variante, bei

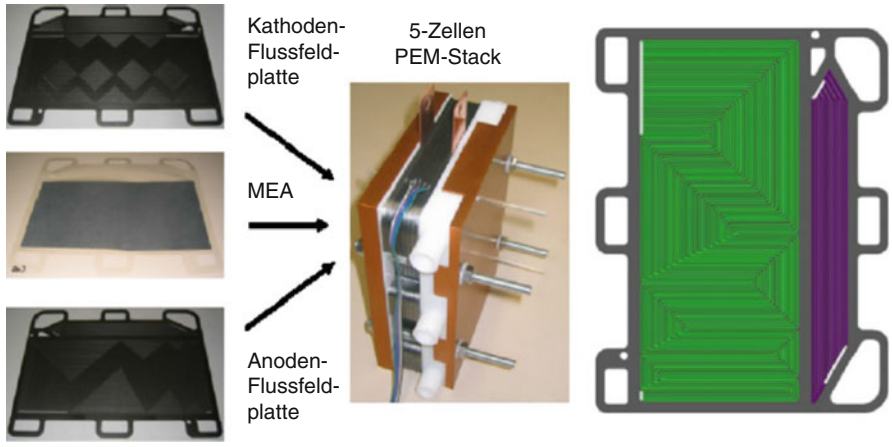


Abb. 9.12 Aufbau einer PEFC; Das rechte Bild zeigt eine Flussfeldplatte mit einer integrierten Befeuchtungsfläche (violett) und den gut erkennbaren internen Manifolds für die Gasverteilung innerhalb des Stacks

welcher ein Teil des Flussfeldes dazu dient, die Feuchtigkeit der aus der Zelle austretenden Luft an die eintretende Luft über die wasserleitende Elektrolytmembran zu übergeben.

PEFC können mit Wasserstoff oder mit Methanol betrieben werden. Sogenannte Direkt-Methanol Brennstoffzellen haben den Vorteil der guten Verfügbarkeit des Brennstoffes. Da Methanol allerdings durch die Elektrolyt-Membran aufgenommen und transportiert wird, stellt sich an der Kathode ein Mischpotenzial ein, was zu einer tieferen Zellspannung und damit zu einer wesentlich schlechteren Effizienz als mit Wasserstoffbetrieb führt. Die Methanol-Diffusion wird durch den Einsatz von dickeren Membranen zwar verringert, allerdings steigt damit auch der Innenwiderstand der Zelle an.

PEFC werden heute mit Stromdichten von bis zu 1 A/cm^2 bei 0,6 V betrieben. Bei Betrieb mit reinem Sauerstoff werden noch höhere Stromdichten erreicht. Die Stackgrösse ist durch mechanische Stabilitätsprobleme auf 100–200 Zellen begrenzt (Abb. 9.13). Bei PEFC wird der bipolare Aufbau bevorzugt, bei welchem Anoden und Kathoden zweier benachbarter Zellen direkt aufeinander liegen und dadurch niederohmig kontaktiert sind. Die Zellen sind somit elektrisch in Reihe geschaltet. Die Prozessgase und das Kühlmittel treten an den Endplatten in den Stack ein und werden über sogenannte interne Manifolds den einzelnen Zellen parallel zugeführt.

Die Preise für Stapel mit einer garantierten Lebensdauer liegen heute bei 5–10 Fr./W. Dabei handelt es sich ausschliesslich um Kleinserienprodukte. Die Elektrolytmembran ist dabei mit Abstand teuerste Komponente. Die MEA-Hersteller stellen erst ab Abnahmemengen von Mio. Stück wesentlich tiefere Preise in Aussicht. Entsprechende Mengenziele lassen sich wohl erst mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erreichen.

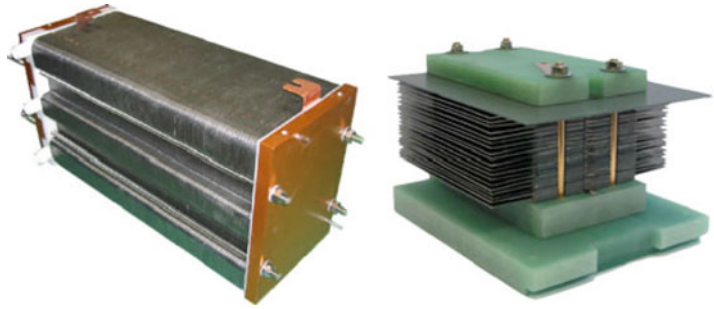


Abb. 9.13 PEFC mit Wasserkühlung (100 Zellen, 6 kW) (l) und Luftkühlung (20 Zellen, 350 W) (r)

9.4.3 PEM – Brennstoffzellensysteme

Performance und Lebensdauer von PEM-Brennstoffzellen werden entscheidend durch die Komponenten des Gassystems und die Betriebsweise beeinflusst. Eine individuell parametrierbare Steuerung der Komponenten und Überwachung der Parameter ist der Schlüssel für eine lange Lebensdauer der Brennstoffzelle. Grundsätzlich ist ein Betrieb mit Leerlaufspannung zu vermeiden, da oberhalb einer Zellspannung von 0.9 V der Kohlenstoff an den Elektroden korrodiert und damit die Leistungsfähigkeit der Elektrode abnimmt. Eine besondere Bedeutung kommt auch die Strategie beim Starten und beim Abstellen des Systems zu. PEM-Brennstoffzellen sollten vor der Lagerung ausgetrocknet und die Potenziale abgebaut werden. Durch entsprechende Algorithmen in der Steuerung und zusätzliche Beschaltungen können die Alterungsprozesse an den Elektroden verlangsamt werden. Zudem können trockene Stapel auch bei Temperaturen unter 0 °C gelagert werden, da ein Einfrieren von relativ trockenen Stapeln möglich, ohne dass mechanische Schädigungen auftreten. Der anschliessende Startvorgang ist mit entsprechenden Massnahmen innerhalb von Minuten möglich. Heutige PEFC-Systeme können mehrere Tausend Stunden ohne merklichen Leistungsverlust betrieben werden, was für portable Anwendungen akzeptabel ist.

Jede Brennstoffzelle benötigt einen Regelkreislauf für die Betriebstemperatur. H_2/O_2-Systeme werden mit Druckflaschen betrieben und können relativ einfach aufgebaut werden. Die Peripherie enthält prinzipiell nur Schalt- und Druckreduzierventile. Bei H_2/Luft-Systemen steht der notwendige Eingangsdruck – PEM-Brennstoffzellen werden beidseitig mit 0,1 bis 2 bar Überdruck betrieben – nicht quasi gratis zur Verfügung, sondern muss über geeignete Pumpen erzeugt werden. Die Wahl der richtigen Pumpe gestaltet sich oft als schwierig, da das Angebot an kleinen Pumpen mit hohen Fördermengen gering ist, der Systemeigenbedarf (bis 20 %) aber massgeblich durch die Pumpe für die Prozessluft bestimmt wird. Die Luftmenge sollte in Abhängigkeit des Zellenstromes ($\lambda = 2...3$) geregelt werden. Dadurch verbessert sich im Teillastbetrieb die Systemeffizienz und einer möglichen Austrocknung der Zelle durch zu hohe Luftmengen wird vorgebeugt (Wasserhaushalt der Membran!).

Da das Prozesswasser prinzipiell auf der Kathodenseite anfällt und mit der Prozessluft den Stack verlässt, können PEFC auf der Anodenseite im sogenannten Dead-End Betrieb gefahren werden. Am Wasserstoffausgang muss ein Schaltventil dafür sorgen, dass auch die Anodenseite temporär gespült werden kann. Die damit verbundenen Wasserstoffverluste lassen sich vermeiden, wenn man eine Wasserstoffzirkulation vorsieht. Durch die Wasserstoffströmung in den Zellen wird zusätzlich die Leistungsdichte erhöht. Aus diesem Grund besitzen grössere Systeme einen entsprechenden Kreislauf auf der Anodenseite mit einer geeigneten Wasserstoffpumpe und einem Entwässerungssystem.

Durch den bipolaren Aufbau des Stacks führt jede Zelle den gleichen Strom unabhängig davon, ob sie ausreichend mit Prozessgas versorgt sind. Ist die Strömung in einer Zelle beispielsweise durch temporäre Wasseransammlung behindert, kann diese im Extremfall in den ohmschen Modus fallen, bei welchem sich die Zelle aufheizt und thermisch zerstört werden kann. Da sich an dieser Zelle eine tiefe bzw. negative Zellspannung einstellt, kann dies rechtzeitig erkannt werden und es können Massnahmen ergriffen werden (Gasdurchfluss erhöhen, Entlastung des Stacks, ...). Häufig werden einzelne Zellen oder Gruppen von Zellen überwacht. Falls man sich den Verdrahtungsaufwand sparen möchte, kann man alternativ einen intelligenten, an das jeweilige Stackkonzept angepassten Algorithmus zur Analyse der Gesamtspannung in die Steuerung implementierten.

Da Lastwechsel einen direkten Einfluss auf den Gasbedarf haben und die Anpassungen der Gasflüssen mit einer zeitlichen Verzögerung passiert, ist es sinnvoll, Brennstoffzellen mit elektrischen Energiespeichern zu kombinieren. Der Energiespeicher muss in Abhängigkeit vom zeitlichen Lastverlauf in Zusammenhang mit der Grösse der Brennstoffzelle ausgelegt werden. Grundsätzlich gilt dabei, dass mit dem Energieinhalt des Zwischenspeichers die erforderliche Grösse der Brennstoffzelle abnimmt. Allerdings wird eine kleinere Brennstoffzelle im Mittel mit einer höheren Leistung betrieben, was wiederum zu einer schlechteren Effizienz führt.

Wird der elektrische Energiespeicher der Brennstoffzelle direkt parallel geschaltet (Abb. 9.14b), so sind die Spannungsniveaus aufeinander abzustimmen. Bei dieser Art der Kopplung werden oft SuperCaps verwendet. Da der Energieinhalt von Kapazitäten vom Quadrat der Spannung abhängt, ist bei dieser Schaltung nur rund die Hälfte nutzbar. Verwendet man Batterien, so müssen durch die Anzahl der in Serie geschalteten Zellen die Stromspannungskennlinien von Batterie- und Brennstoffzellenstacks aufeinander abgestimmt werden. Dadurch kann die Batteriekapazität fast vollständig nutzbar gemacht werden. Zusätzlich muss über spezielle Trickschaltungen dafür gesorgt werden, dass die Spannungsgrenzen der Stacks eingehalten werden.

Wenn man allerdings den Ladestrom kontrollieren möchte, muss ein DC/DC-Wandler zwischen Brennstoffzelle und Batterie vorgesehen werden (Abb. 9.14d). Durch die gesteuerte Spannungsanpassung kann man den Betrieb der Brennstoffzelle vom zeitlichen Verlauf der Last weitgehend entkoppeln und den Ladestrom optimieren.

Die maximale Einsatzdauer des Systems wird durch die Grösse des Wasserstoffspeichers bestimmt. Die Betriebsdauer kann einfach und schnell durch Befüllen im System über Mutterflaschen oder durch den Wechsel der Behälter über Schnellkupplungen verlängert werden. Auf dem Markt sind heute für portable oder mobile Anwendungen Druckspeicher und Metallhydridspeicher in verschiedenen Grössen

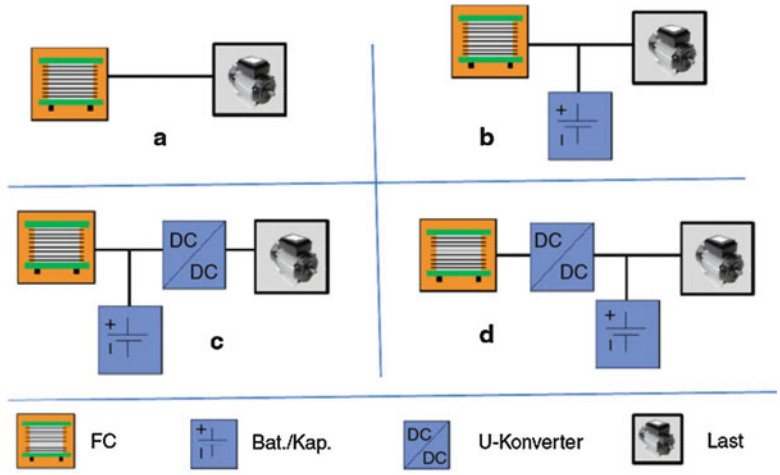


Abb. 9.14 4 mögliche Systemkonfigurationen: direkt (**a**), direkt mit Pufferspeicher (**b**), steuerbar mit direktem Pufferspeicher (**c**), steuerbare Speicherung (**d**)



Abb. 9.15 Handelsübliche Speicher für Wasserstoff; (o) Metallhydridspeicher mit Schnellkupplung der Firma Ovonic; (u) Druckspeicher mit Reduzierventil der Firma Luxfer

verfügbar (Abb. 9.15). Leichte Druckflaschen aus Kohlefaserverbundwerkstoffen sind heute in verschiedenen Grössen bis zu einem Betriebsdruck von 300 bar erhältlich und erreichen spezifische Kennzahlen von 80 gH_2/kg bzw. 40 gH_2/l. Metallhydridspeicher sind wesentlich schwerer (spez. Speicherkapazität: ca. 1 gew%), können aber durch ihren niedrigen Betriebsdruck einfach aus grossen Druckflaschen nachgefüllt werden, haben eine höhere volumetrische Speicherdichte und erlauben mehr Freiheitgrade bezüglich der Formgebung. Da die Absorption von Wasserstoff an der Metalllegierung exotherm abläuft und der sogenannte Gleichgewichtsdruck der Reaktion mit der Temperatur des Speichers ansteigt, können hohe Füllraten nur mit forcierter Kühlung erreicht werden. Die Desorption ist ein endothermer Vorgang, bei welchem ungefähr 10 % ($\Delta H = 15$ MJ/kg) der entnommenen Energie (Wasserstoff $\Delta H = 142$ MJ/kg) benötigt wird um die Temperatur

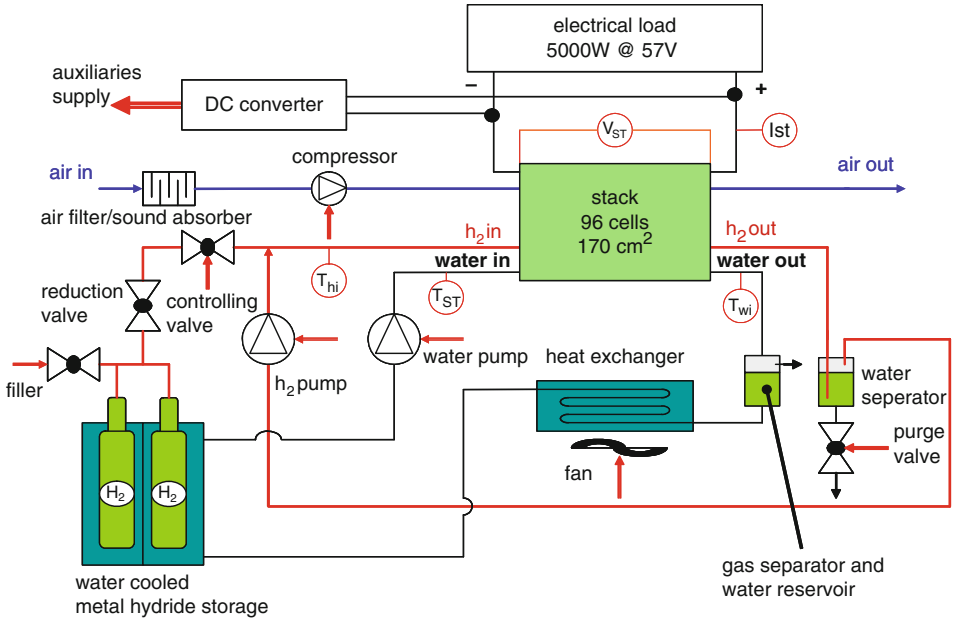


Abb. 9.16 Übersicht über das Brennstoffzellensystem im Hy-SAM

konstant zu halten. Bei luftgekühlten System erreicht man bereits ausreichende Entnahmeraten, wenn man die Speicher in den Abwärmestrom der Brennstoffzelle positioniert.

Ein gutes Beispiel für ein sehr effizientes, aber auch recht komplexes PEM-Brennstoffzellensystem dient ein von der Berner Fachhochschule in das LEV Hy-SAM eingebautes System (Abb. 9.16). Im zentralen, längsverlaufenden Chassisträger sind beim Hy-SAM der H_2-Speicher, die Lithium-Polymer-Batterien und der DC/DC-Wandler untergebracht (Abb. 9.17 und 9.18). Im Frontbereich sind die zusätzlichen Komponenten des Brennstoffzellensystems eingepasst. In den Seitenelementen des Fahrzeuges sind je ein Wasser-Luft-Wärmetauscher integriert, welche zusammen die maximale Verlustwärme des Brennstoffzellensystems aufnehmen können. Der Stack ist auf eine Leistung von 6 kW bei einer minimalen Stackspannung von 60 V dimensioniert. Der Wasserstoff wird in zwei zylindrischen Metallhydridspeichern im Fahrzeug mitgeführt, welche bei einem Gewicht von 42 kg bei einem Volumen von 14 Litern eine Wasserstoffmenge von knapp 400 g aufnehmen können. Da sich Metallhydridspeicher bei der Wasserstoffentnahme abkühlen, sind die beiden Behälter in das Kühlsystem des Stapels eingebunden. Durch eine intelligente Ansteuerung der Kühler werden gleichzeitig Stacktemperatur als auch der Druck in den beiden Metallhydridspeichern begrenzt.

Der aus dem Stapel austretende Wasserstoff wird über eine Membranpumpe rezykliert, was die Wasserstoffverluste im System äusserst gering hält. Die Prozessluft wird mittels eines handelsüblichen Rootsgebläses zugeführt, dessen Drehzahl in Abhängigkeit von der Brennstoffzellenleistung geregelt wird. Durch diese beiden Massnahmen wird ein möglichst hoher Systemwirkungsgrad von über 50 % erreicht.

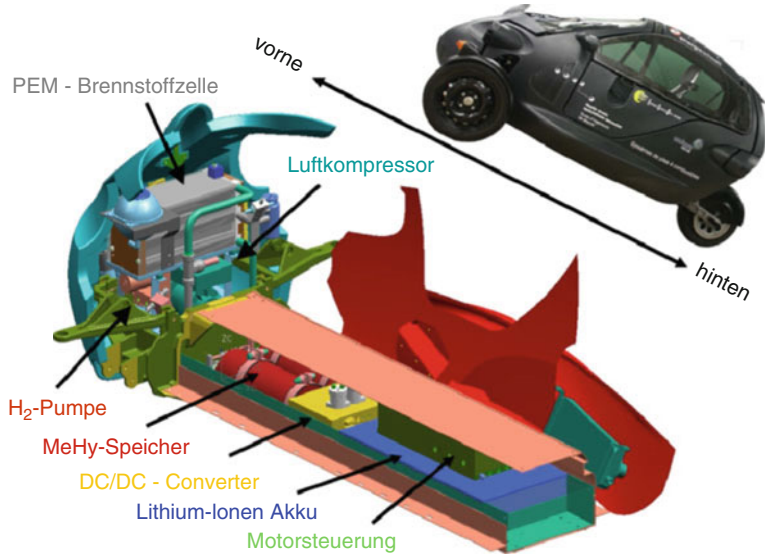


Abb. 9.17 Anordnung der Komponenten im Hy-SAM

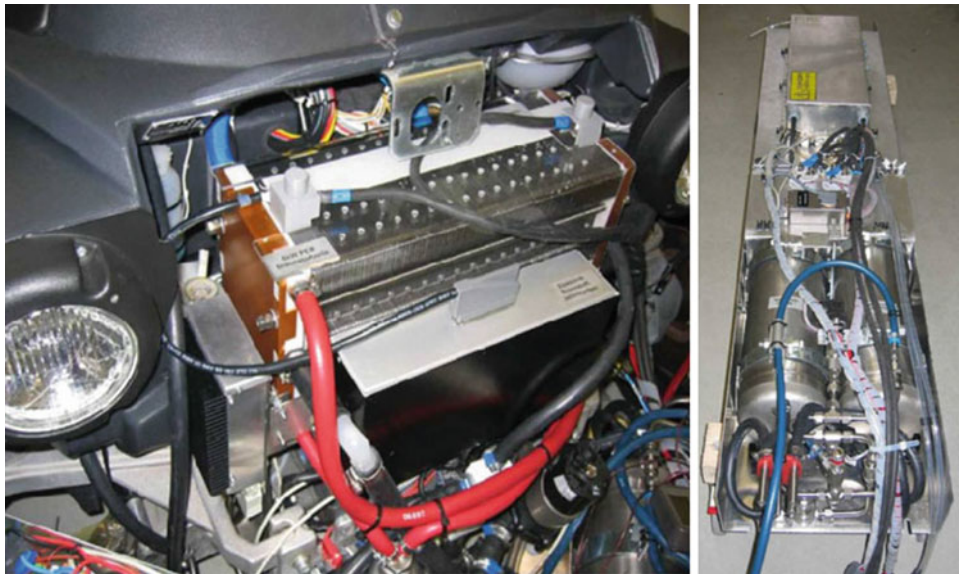


Abb. 9.18 Bilder vom Frontbereich (l) mit eingebauter Brennstoffzelle und vom zentralen Träger (r) mit den prägnanten H_2-Speichern im Vordergrund

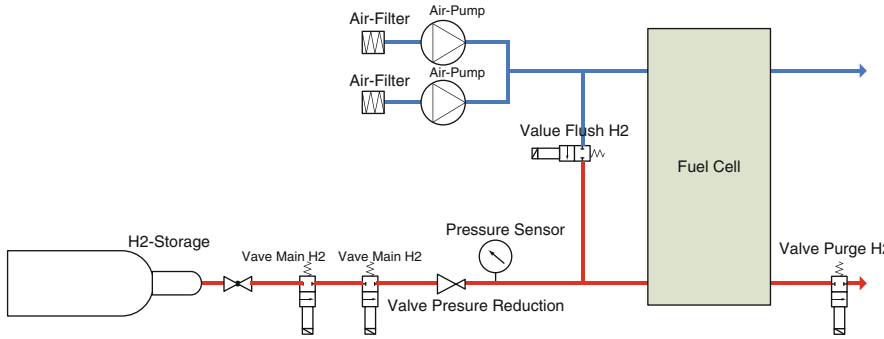


Abb. 9.19 Das Gassystem des IHPoS-S

Eine zentrale Elektronikeinheit übernimmt die Regelung und Überwachung des Brennstoffzellensystems. Beispielsweise wird die Spannung über je 4 Zellen des 100 Zellen Stacks abgegriffen und bei Unterschreiten eines kritischen Wertes die Brennstoffzelle entlastet, da dies auf eine Unterversorgung von Zellen hindeutet.

Die Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten und der zentralen Elektronikeinheit erfolgt über den CAN-Bus. Zu Überwachung der Gaskonzentration befindet sich ein Wasserstoffsensor im zentralen Trägerholm. Zusätzlich erfolgt eine Absicherung über ein separates Unfallerkennungssystem, der im Notfall die Ventile des Wasserstoffkreislaufs schliesst. Damit ist eine automatische Absperrung zwischen dem Wasserstoffspeicher und dem kompletten Gassystem vorhanden.

Die Leistung des Brennstoffzellenstapels wird über einen DC/DC-Wandler an den Batteriezwischenkreis übergeben. Der Wandler erreicht in einem weiten Leistungsbereich einen Wirkungsgrad von über 95 %. Das Batteriemodul besteht aus einem leistungsstarken Lithium-Polymer-Akku und einer zusätzlichen Überwachungseinheit. Die Batterien haben eine gesamte Kapazität von 35 Ah und können damit zeitweise den Leistungsbedarf des SAM-Antriebsmotors bei einem maximalen Entladestrom von 2,5 C abdecken. Die Leistungsabgabe des Brennstoffzellensystems wird in Abhängigkeit vom Ladezustand der Li-Polymer-Batterien gesteuert. Die Reichweite des Fahrzeugs liegt bei über 100 km. Der Verbrauch pro 100 km liegt bei „normaler“ Beanspruchung bei 5000 nl_{H2} bzw. 460 g_{H2} oder umgerechnet von 1,7 l Benzin.

Im Gegensatz zum Brennstoffzellensystemen in Fahrzeugen sind für andere Anwendungsgebiete bereits PEM-Brennstoffzellensysteme erhältlich. Als Beispiel für ein kommerzielles Produkt ist das „Independent Hydrogen Power System“ (IHPoSS) der Firma CEKA-tec, welches einen Leistungsbereich von 500 W bis 1500 kW abdeckt und alle für den Betrieb notwendigen Systemkomponenten enthält (Abb. 9.19).[1] Das Herzstück des Systems ist ein luftgekühlter PEM-Brennstoffzellen-stapel der maximal 60 Zellen enthalten kann und bis zu einem Zellenstrom von 40A_p betrieben werden kann. Eine modular

[1] IHPoS-S wurde welches in Zusammenarbeit mit der Berner Fachhochschule mit massgeblicher Unterstützung durch die Kommission für Technologie und Innovation (KTI) der schweizerischen Eidgenossenschaft entwickelt.

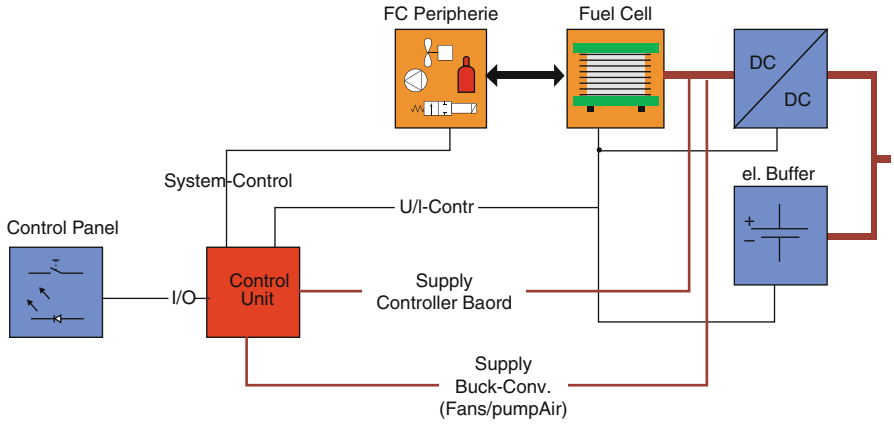


Abb. 9.20 Eine mögliche Systemkonfiguration des IHPoS - S

aufgebaute Elektronik steuert alle Systemkomponenten, überwacht und speichert alle wesentlichen Systemgrössen, sodass eine sichere und langzeitstabile Versorgung der angeschlossenen Geräte gewährleistet ist.

Der Microcontroller mit den Komponenten der Signalverarbeitung und die Leistungskomponenten sind auf zwei separaten Elektronikboards untergebracht (Abb. 9.20). Die Signalverarbeitung wird dadurch optimal vor Störungen geschützt und das Steuerboard kann einfach über Steckverbindungen mit Powerboards für die verschiedenen Leistungsbereiche kombiniert werden.

Je nach Systemgrösse versorgen ein bis zwei Pumpen den Stack mit Prozessluft. Der Wasserstoff wird auf den Betriebsdruck entspannt und über redundante Schaltventile der Anodenseite zugeführt. Weitere Ventile können für betriebliche Optimierungen genutzt werden. Die Lüfter für die Kühlluftzufuhr sind direkt am Stack angebracht und werden, wie auch die Pumpen, leistungsgeregelt angesteuert. Der Systemwirkungsgrad liegt im Auslegungspunkt bei 50 % und steigt bei Teillastbetrieb an. Die Komponenten lassen sich relativ unabhängig in einem Systemaufbau verteilen (Abb. 9.21). Vorteilhaft sind natürlich möglichs kurze Verbinungen um einerseits den Materialaufwand und Verluste niedrig zu halten. Bei der elektrischen Verdrahtung ist darauf zu achten, dass auf Signalleitungen keine unzulässigen Störungen eingekoppelt werden.

IHPoS-Systeme wurden für beide in diesem Leistungsbereich verfügbaren Speichertechnologien – Druck & Metallhydride – entwickelt und getestet.Typische Anwendungsgebiete für IHPoS-Systeme sind im Bereich der portablen oder mobile Stromversorgungen, wie

1. tragbare Ladegeräte
2. mobile Minibars
3. Elektrozweiräder

Ein gutes Beispiel für eine optimale Systemintegration ist die IHPoS-Elvetino Minibar (Abb. 9.22). Der mobile Verkaufswagen wurde im Auftrag von der SBB-Tochter Elvetino von der Firma CEKAtec mit mehreren Partnern entwickelt, um auf den umsatzträchtigen Hauptstrecken den Service am Sitzplatz zu verbessern. Für die Energieversorgung einer

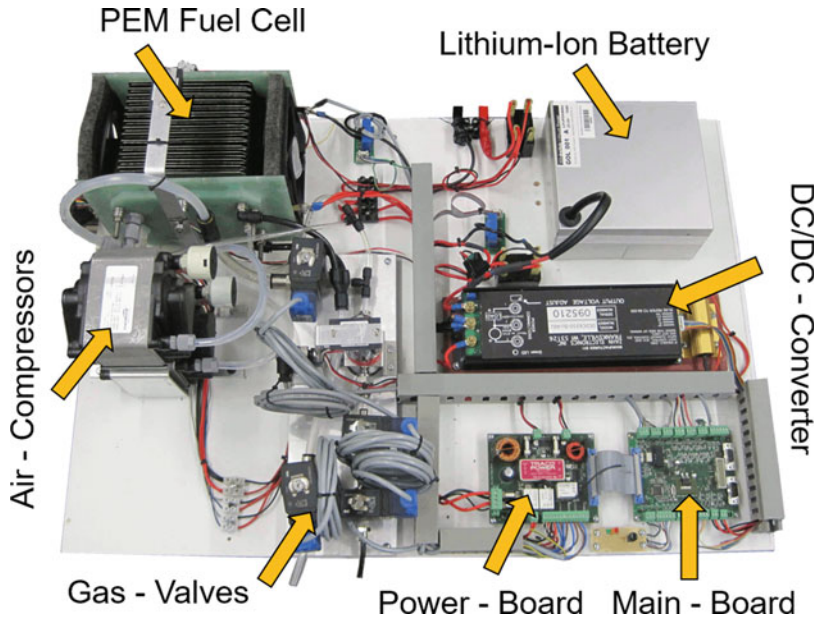


Abb. 9.21 Die Variante „Demo“ des Systemaufbaus des IHPoS-S



Abb. 9.22 Integration des Brennstoffzellensystems in die IHPoS-Minibar

modernen leistungsstarken Kaffeemaschine onboard, wurde gemeinsam mit der Berner Fachhochschule ein IHPoS-Brennstoffzellensystem in den Bereich des Fahrgestells integriert, das den vorhandenen Raum optimal ausfüllt. Der Wasserstoff wird in Metallhydridspeichern mitgeführt, welcher derart im Abluftkanal der Brennstoffzelle positioniert wurde, dass der bei der Desorption von Wasserstoff entstehende Wärmeverlust ausgeglichen werden kann. Die Speicher sind mit einer Schnellkupplung ausgestattet, damit diese während dem Betrieb ausgetauscht werden können und in Kombination mit den Batteriezwischenspeichern ein unterbruchfreier Betrieb ermöglichen. Für die Wasserstoffversorgung wurde am zentralen Depot in Zürich eine Gasstation aufgebaut, mit welcher die Metallhydridspeicher über Nacht wieder geladen werden können. Bei dieser spezifischen Anwendung wurde auch unter Berücksichtigung des relativ hohen Preises der Brennstoffzelle ein wirtschaftlicher Vorteil gesehen, weil der Energiespeicher Metallhydrid im Vergleich zu einer äquivalenten Anzahl an Batterien günstig ist und sich der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur auf nur einen Standort beschränkt.

Literatur

Bossel U (1992) Facts and figures, an International Energy Agency SOFC Task Report, Berne
Bossel U (1998) Brennstoffzellen, Bedeutung für die Schweiz. Bericht des Brenn-stoffzellen-Förderkreises
Joost HR (2001) Die Hochtemperaturzelle auf dem Weg zur Marktreife. Bulletin SEV/VSE 21
Mierdel G (1972) Elektrophysik. Hüthig Verlag, Heidelberg
Philippow E (1982) Taschenbuch Elektrotechnik, Bd 6. Carl Hanser Verlag, München/Wien

Kapitel 10
Batterien

10.1 Funktionsweise eines elektrochemischen Energiewandlers

Elektrochemische Elemente bestehen aus zwei Elektroden, die von den jeweiligen Prozesspartnern umgeben sind und über einen Ionenleiter voneinander separiert werden. Dieser sorgt dafür, dass die Prozesse der Reduktion und der Oxidation räumlich voneinander getrennt ablaufen. An der Anode findet der Oxidationsprozess statt, bei welchem diese aus dem Elektrolytraum Elektronen aufnimmt, während die Kathode Elektronen für den Reduktionsprozess an den Elektrolyt liefert. Die dabei entstehenden Ionen werden über den Elektrolyten ausgetauscht.

Die erreichbaren Wirkungsgrade werden vor allem durch die Leitfähigkeiten der Materialien bestimmt und sind im Vergleich zur Stromerzeugung mittels thermischer Kreisprozesse außerordentlich hoch. Zudem sind die Systeme relativ einfach, sodass den chemischen Energiewandlern eine wichtige Rolle der zukünftigen Energieversorgung vorausgesagt wird (Abb. 10.1).

Luigi Galvani hat bei seinen eher zufälligen Versuchen mit Froschschenkeln an Messinghaken noch falsche Schlussfolgerungen gezogen, indem er durch elektrochemische Vorgänge ausgelöste Muskelkontraktionen als „animalische Elektrizität“ bezeichnete. Volta erkannte wenige Jahre später, dass die Froschschenkel nur den Elektrolyten darstellten, der mit einer Messingelektrode und einer Eisenelektrode ein sogenanntes galvanisches Element bildete. 1800 stellte Allessandro Volta das Konzept der Spannungssäule mit bipolarem Aufbau und erreichte eine Zellspannung von 1.1 V vor. Er setzte aus verschiedenen Metallen und porösen Materialien, welche in Kochsalzlösung getränkt wurden, Gleichstromquellen zusammen. Gaston Planté erfand 1859 die Blei-Säure-Batterie als erste wiederaufladbare Batterie. Die spiralförmig aufgerollten Bleiplatten waren durch ein bandförmiges Leinentuch voneinander getrennt und in einem Behälter mit Schwefelsäure untergebracht. Georges Leclanché legte 1860 den Grundstein für die Trockenbatterie mit Elektroden aus Zink und Mangandioxid und Ammoniumchlorid als Elektrolyt (Abb. 10.2).

Heute gibt es zahlreiche Hersteller für eine große Anzahl von unterschiedlichen Batterietypen, welche sich allerdings in Bezug auf ihre charakteristischen Eigenschaften

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_10

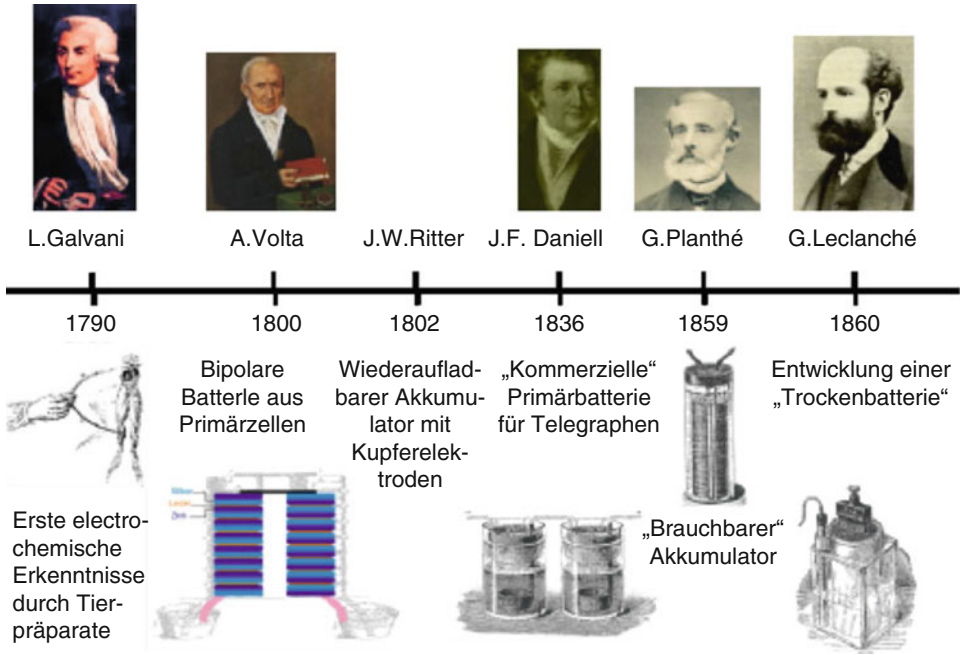


Abb. 10.1 Meilensteine der Batteriegeschichte









		Primärzellen			Sekundärzellen				
		Silber-Oxid	Alkali-Mangan	Li-Eisen-Sulfid	Blei-Säure	Ni-Me-Hydrid	ZEBRA $NaNiCl_2$	Lithium-Ionen $Li\text{-}FePO_4$	$LiMnNiCoO_2$
Nennspannung	*V*	1,55	1,5	1,5	12	24	2,58	3,3	3,7
Kapazität	*Ah*	0,15	2	3	55	9	32	2,3	53
	Wh	0,2	3	4,5	660	216	83	7,6	196
Gewicht	*g*	2,3	25	15	20 K	4 K	605	70	1250
	Wh/kg	101	120	300	33	54	136	108	157
Preis	*$*	4	1	5	300	350	75	10	150
	$/Wh	17,2	0,3	1,1	0,5	1,6	0,9	1,3	0,8
Consumer		x	x					x	
Automotive					x	x	x	x	x
Stationär					x				

Abb. 10.2 Aktuell verfügbare kommerzielle Batterien (Primärzellen) und Akkumulatoren (Sekundärzellen)

und vor allem ihrem Preis stark unterscheiden. Welche elektrochemische Zelle bevorzugt wird, bestimmen die spezifischen Anforderungen der Applikation.

Nicht wiederaufladbare Alkali-Mangan-Primärzellen mit Elektroden aus Zink und Mangandioxid, auch Braunstein genannt, und einem Elektrolyt aus hoch konzentrierter Kalilauge werden bei elektrischen Spielzeugen bevorzug, weil diese sehr preisgünstig sind und über längere Zeit gelagert werden können. Im Bereich der Kleinstbatterien konkurrenzieren sich verschiedene Batterietypen, die in Abhängigkeit von ihren spezifischen Vorteilen für Elektronikplatinen (Lithium-Batterien), Uhren (Silberoxid) oder Hörgeräte (Zink-Luft) eingesetzt werden.

Wiederaufladbare Batterien im Consumerbereich enthalten Nickel-Metall-hydrid-Zellen, welche die ökologisch bedenklichen Nickel-Kadmium-Technik abgelöst haben. Die anfänglich in Elektroautos eingesetzten Blei-Säure-Batterien wurden in den letzten Jahren durch Hochtemperaturbatterien auf Basis Natrium-Metallchlorid (ZEBRA) und Lithiumionen-Batterien verdrängt. Nur mit den hohen Energie- und Leistungsdichten dieser Technologien können den Mobilitätsbedürfnissen gerechte Reichweiten zu akzeptablen Preisen erreicht werden.

Elektrochemische Elemente bestehen in ihrer einfachsten Form aus einem Ionenleiter bzw. Elektrolyten und zwei Elektroden mit ihren Stromableitern (Abb. 10.3). Die Leistungsfähigkeit wird durch die optimale Kombination dieser Materialien bestimmt. Eine besondere Bedeutung hat dabei die Grenzfläche zwischen Elektroden und Elektrolyt, über

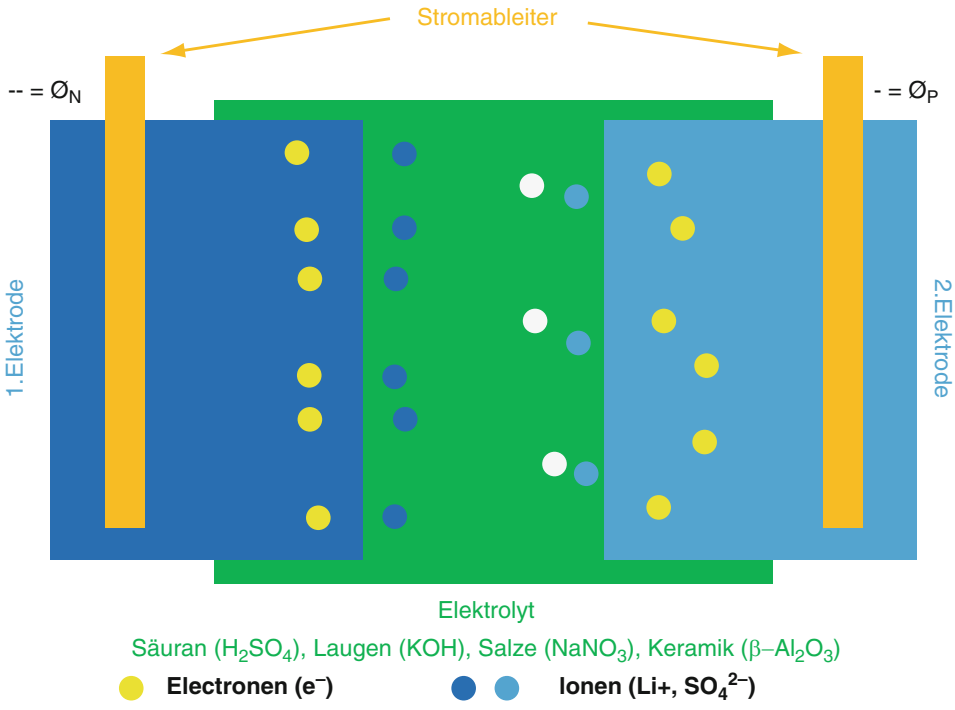


Abb. 10.3 Teile eines elektrochemischen Elements

welche diese Ionen austauschen. Durch die bei diesen Redoxreaktionen absorbierten oder freigesetzten Elektronen, werden die Potenziale der Elektroden bestimmt. Die Kraft, welche Elektrodenmaterial in den Elektrolyt treibt, Lösungsdruck genannt, ist materialabhängig. Die Art der Redoxpartner bestimmt, welches Gleichgewichtspotenzial die jeweilige Elektrode besitzt. Je höher der Lösungsdruck, umso mehr Ionen entstehen und umso negativer wird das Elektrodenpotenzial. Die Differenz der Gleichgewichtspotenziale zwischen beiden Elektroden ist über die Stromableiter messbar. Die Elektrode mit dem negativeren Potenzial wird Anode genannt, diejenige mit dem positiveren Potenzial Kathode.

In Primärelementen wird die gespeicherte chemische Energie bei Kontaktierung mit einer elektrischen Last freigesetzt. Durch das Ab- und Zufließen von Elektronen werden die Elektrodenpotenziale verändert und die Zelle versucht durch zusätzliche Redoxreaktionen die Gleichgewichtspotenziale wieder herzustellen.

Der Zusammenhang zwischen der Spannungsänderung ΔE und den Konzentrationsunterschieden gibt die sogenannte Nernstgleichung wieder.

$$\Delta E = \Delta E^0 - \frac{RT}{nF} InQ \quad \Delta E = \Delta E^0 - \frac{0.0592}{n} \log Q \quad für \quad T = 298K$$

mit ΔE^0 *ist das Gleichgewichtspotential*

Q *ist der Quotient der Gleichgewichtskonstanten der Reaktionsprodukte zu den Ausgangsstoffen.*

Die erzeugbare elektrische Energie W ist quasi proportional zu der Menge bzw. Masse des in den Elektroden eingelagerten aktivierbaren Materials. Die Nennkapazität C_N multipliziert mit der Spannung ΔE zwischen den Elektroden ergibt den nutzbaren Energieinhalt.

$$\mathrm{W[Wh]} = (\Delta \mathrm{E_K[V]}\text{-}\Delta \mathrm{E_A[V]}) \times \mathrm{C[Ah]}$$

Die an die elektrische Last abgegebenen Elektronen hinterlassen positiv oder negativ geladene Ionen, die durch den Elektrolyt aufgenommen und transportiert werden müssen. Die Leistungsfähigkeit einer elektrochemischen Zelle hängt also davon ab, wie gut der Transport der Landungsträger in Ableiter und Elektrolyt abläuft und wird als Stromrate C[1] angegeben. Die maximale Stromrate hängt im Wesentlichen von den mit den Übergangs- und Leitungswiderständen verbundenen Transportverlusten, der Temperaturbeständigkeit und der Wärmeabfuhr ab.

Die maximale Stromrate multipliziert mit der Zellspannung ergibt die maxmale Leistung der Batterie.

$$\mathrm{P[W]} = \mathrm{C_{max}[1/h]} \times \mathrm{W[Wh]}$$

[1] C ist das Verhältnis aus dem Strom in Ampere zur Nennkapazität in Ah. Ein Entladestrom von 2A ergibt bei einer Nennkapazität von 1 Ah eine Stromrate von 2C.

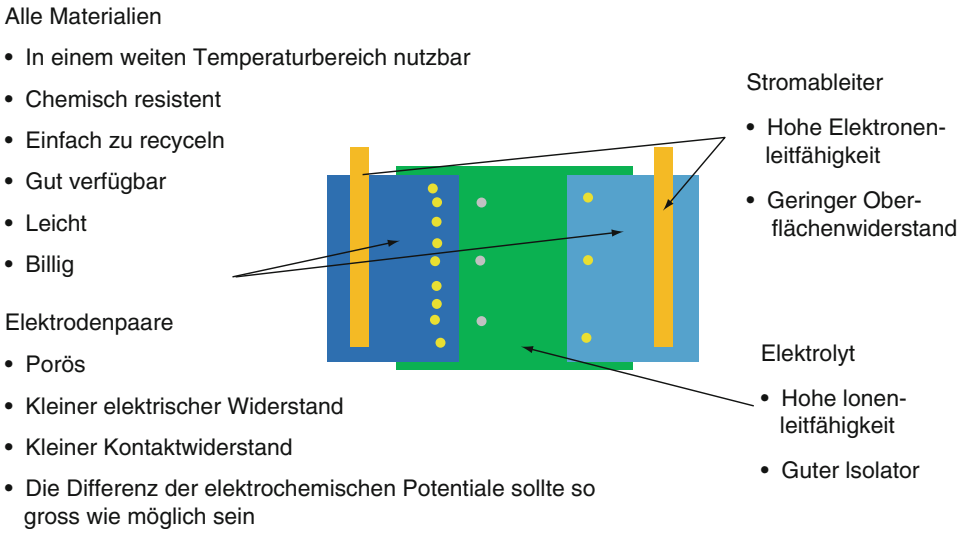


Abb. 10.4 Anforderungen an die Komponenten eines elektrochemischen Wandlers

Lässt sich die chemische Energie durch Anlegen einer geeigneten Spannungsquelle wieder zurückgewinnen, ist der elektrochemische Prozess also reversibel, spricht man von einer Sekundärbatterie bzw. von einem Akkumulator.

Um eine möglichst hohe Lebensdauer bzw. Zyklenfestigkeit zu erzielen, werden an die in Sekundärzellen eingesetzten Materialen hohe Anforderungen gestellt. Die Lade- und Entladevorgänge sind mit Temperaturwechseln und Materialtransporten durch die Zelle verbunden. Die Ionen müssen derart eingelagert werden, dass die Oberflächenstruktur (Dendritenbildung bei Lithiumbatterien) möglichst wenig verändert wird. Die teilweise sehr reaktiven Zellenmaterialien (hoch konzentrierte Elektrolyte) und die durch Nebenreaktionen besonders beim Tiefentladen oder Überladen entstehenden Verbindungen dürfen Elektroden und Stromableiter nicht zersetzen. Die diversen Anforderungen an die einzelnen Komponenten sind in Abb. 10.4. dargestellt.

Wie bereits erwähnt, werden die Elektrodenpotenziale durch die Gleichgewichtsspannungen der daran stattfindenden Redoxreaktionen bestimmt. Eine hohe Zellspannung erreicht man, wenn man beispielsweise Elektrodenmaterialien zusammenstellt, welche in der elektrochemischen Spannungsreihe[2] weit auseinanderliegen. Allgemein bekannt ist, dass die Kombination von Zink (−0.76 V) und Kupferelektroden (+0.34 V) eine Zellspannung von 1.1 V ergibt. Wesentlich höhere Zellspannungen und folglich auch Kapazitäten weisen Zellen mit Lithium- oder Natriumelektroden auf. Da beide Materialien zudem auch relativ leicht sind, ist der spezifische Energieinhalt vergleichsweise hoch (Tab. 10.1), wodurch sie sich als Elektrodenmaterial für Akkumulatoren mit hohen Kapazitäten, wie sie im Automotivbereich benötigt werden, sehr eignen.

[2] Die elektrochemische Spannungsreihe ist eine Auflistung von Redox-Paaren nach ihrem Elektrodenpotential unter Standardbedingungen.

Tab. 10.1 Elektrodenmaterialien für Batterien und ihre Eigenschaften. Potenzial und Energieinhalt sind jeweils gegenüber der Wasserstoffnormalelektrode (NHE) gerechnet

Aktivmaterial	Atomgewicht (g/mol)	Ausgetauschte Elektronen	Spezifische Kapazität (mAh/g)	Elektrodenpotenzial gegen NHE (V)	Spezifischer Energieinhalt gegen NHE (Wh/g)	Vorkommen auf der Erde (%)
Li	6.94	1	3862	−3.05	11.78	0.006
Na	22.99	1	1166	−2.71	3.16	2.64
Mg	24.31	2	2205	−2.38	5.25	1.94
Zn	65.38	2	820	−0.76	0.62	0.012
Cd	112.41	2	477	−0.40	0.19	0.00003
Pb	207.2	2	259	−0.13	0.03	0.0018
Cu	63.5	2	844	0.34	0.29	0.01

Tab. 10.2 Akkumulatortypen und ihre charakteristischen Eigenschaften

	Blei-Säure	NiMH	NaNiCl2	LiCoMnO2
Energiedichte	40 Wh/kg	80 Wh/kg	100 Wh/kg	120–200 Wh/kg
Zyklenzahl[1)]	200–300	300–500	> 1000[2)]	500–1000
Temperaturbereich	−20 – 60 °C	−20 – 60 °C	−40 – 50 °C	−20 – 60 °C
Selbstentladung	5 %/Monat	30 %/Monat	10 %/Tag[3)]	5 %/Monat
Nennspannung (V)	2.0 V	1.2 V	2.58	3.7 V
Max. C-Rate	3	20	2	5
Typ. Ladedauer	10 h	5 h	8 h	3 h
Wh – Wirkungsgrad (%)	80–85 %	70 %	85 %[4)]	95 %

[1)] Vollzyklen NPC
[2)] Angaben des Herstellers FZ SONICK
[3)] Bedingt durch den Bedarf an Heizenergie bei Nichtgebrauch
[4)] Energieverbrauch des Heizers ist nicht berücksichtigt

10.2 Akkumulatortypen und ihre Einsatzbereiche

In Tab. 10.2. sind die wichtigsten charakteristischen Kennzahlen für die heute gebräuchlichen Akkumulatortypen zusammengestellt. Auch wenn die Tabelle teilweise genaue Werte angibt, sollten die Zahlen als Mittelwerte für einen Unsicherheitsbereich angesehen werden, da zum einen hinter der Erhebung zahlreiche Annahmen stehen, aber auch die einzelnen Produkte innerhalb einer Technologie erhebliche Unterschiede aufweisen können.

Allerdings wird deutlich, dass Lithiumionen-Akkumulatoren doch eine Reihe von gewichtigen Vorteilen gegenüber ihren Konkurrenten aufweisen. Aus diesem Grund werden Akkumulatoren auf Basis von Blei-Säure, Nickel-Metallhydrid (NiMH) und Natrium-Nickelchlorid ($NaNiCl_2$) an dieser Stelle nur kurz vorgestellt. Die Lithiumionen-Akkumulatoren wird aufgrund der aktuell hohen Forschungsaktivitäten und der facettenreichen Technologie in einem eigenen Kapitel behandelt.

10.2.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Die Elektroden sind im entladenen Zustand mit einer Schicht aus Bleisulfat ($PbSO_4$) überzogen. Beim Ladevorgang geben beide Elektroden negativ geladenen Sulfatmoleküle an den Elektrolyten, eine wässrige Schwefelsäure, ab. An der Anode lagert sich metallisches Blei ab. An der Kathode wird zusätzlich Wasser dissoziiert und es entsteht Bleioxid (PbO_2).[3,4]

[3] Der Klammerausdruck hinter den Atomen/Molekülen geben den Zustand des Stoffes an: s = solid (fest), 1 = liquid (flüssig), aq = aquaeus (gelöst).

[4] Chemie; Th. L. Brown et al., Pearson Studium.

Beim Entladen der Zellen bildet sich an beiden Elektroden wieder eine Bleisulfatschicht aus. Aufgrund der Standardpotenziale der Reaktionen ergibt sich eine Leerlaufspannung von 2 V pro Zelle. Da sich die Säuredichte (1,28–1,10 g/cm^3) und damit auch die Leerlaufspannung mit dem Ladezustand ändern, sind beide Parameter gute Indikatoren für den Ladezustand.

$$\text{Kathode}: \mathrm{PbO_2(s) + HSO_4^-(aq) + 3H^+(aq) + 2e^- \text{®} PbSO_4(s) + 2H_2O(l)/\ -0,36\,V}$$

$$\text{Anode}: \mathrm{Pb(s) + HSO_4^-(aq) \text{®} PbSO_4(s) + H^+(aq)\ + 2e^-/\ +1,68\,V}$$

$$\mathrm{Pb(s) + PbO_2(s) + 2HSO_4^-(aq) + 2H^+(aq) \underset{\text{laden entladen}}{\prec\!\!\!\succ} 2PbSO_4(s) + 2H_2O(\mathit{l})/ + 2,04V}$$

Die wesentliche Kunst bei der Entwicklung eines Bleiakkumulators ist dafür zu sorgen, dass

- die mit der Anlagerung von Bleisulfat verbundene Volumenvergrößerung den Zellaufbau nicht schädigt,
- sich durch konstruktive Maßnahmen das Bleisulfat gleichmäßig ablagert ohne die Poren des Aktivmaterials zu verstopfen,
- durch den Einbau von Leitsalzen der elektrische Widerstand der Elektrode durch die schlecht leitenden Bleioxidschicht nicht unzulässig ansteigt.

Da sich bei Betrieb auch Bleisulfatkristalle von den Elektroden ablösen, kann sich mit zunehmendem Alter des Akkumulators in den Zellen eine leitfähige Schicht bilden, die schlussendlich zum Ausfall der Zelle führt.

Aus den dargelegten chemisch-physikalischen Zusammenhängen wird klar, dass Bleiakkumulatoren bei Tiefentladung durch Materialablagerungen an den Elektroden mechanisch überbeansprucht werden können. Auch ein Überladen über eine Zellspannung von 2.4 V muss verhindert werden, da ab dieser Spannung an der Kathode die Elektrolyse von Wasser in Knallgas einsetzt.

Die Lebensdauer von Bleibatterien hängt stark von den Einsatzbedingungen ab und kann bei Starterbatterien unter Umständen bei tiefen Temperaturen und ständig tiefem Ladezustand nur zwei bis drei Jahre betragen. Demgegenüber können überwachte stationäre Bleibatterieanlagen zur Netzstützung eine Lebensdauer von bis zu 20 Jahren erreichen.[5]

Die Bleibatterie hat heute einen hohen Kommerzialisierungsgrad mit einem entsprechend hohen Entwicklungsstand erreicht. Durch verbesserte Konzepte versuchen namhafte Batteriefirmen die Leistungsfähigkeit und damit auch die Eignung der Bleibatterie für den Automotivbereich zu verbessern, wobei Quantensprünge beim wesentlichsten Problem der Bleibatterie, dem spezifischen Gewicht, nicht erwartet werden können.

[5] Akkus und Ladetechniken, Ludwig Retzbach, Franzis Verlag.

10.2.2 Nickelmetallhydrid-Akkumulatoren

Der Nickel-Kadmium-Akkumulator wird derzeit aufgrund der schlecht lösbaren Recycling und Entsorgungsproblematik durch den NiMH-Akkumulator verdrängt. Die Kathode besteht wie bei der NiCd-Zelle aus Nickelhydroxid ($Ni(OH)_2$), aber die Anode enthält eine Metalllegierung (z. Bsp.: $La_{0.8}Nd_{0.2}Ni_{2.5}Co_{2.4}Si_{0.1}$), die reversibel Wasserstoff speichern kann. Der Elektrolyt besteht aus Kalilauge mit einem hohen pH-Wert.

Bei der Entladung werden an der Anode die in der Metalllegierung eingelagerten Wasserstoffatome an die Hydroxid-Ionen der Kalilauge abgegeben, wobei pro Wasserstoffatom ein freies Elektron in der Anode verbleibt. An der Anode wird das Nickeloxidhydroxid (NiOOH) reduziert und gibt ein Hydroxid-Ion ab. Beim Laden wird der Wasserstoff wieder eingelagert.

$$\text{Anode}: LaNi_5H_6(s) + 6OH^-(aq) \rightarrow LaNi_5(s) + 6H_2O(l) \; + 6e^- / -0,83\,V$$

$$\text{Kathode}: NiOOH(s) + H_2O(l) + e^- Ni(OH)_2(s) + OH^-(aq) / \; + 0,49V$$

$$LaNi_5H_6(s) + 6NiOOH(s) \underset{\text{laden entladen}}{\longleftrightarrow} LaNi_5(s) + 6Ni(OH)_2 / \; + \; 1,32\,V$$

Sehr vorteilhaft für einen langen Zyklenbetrieb ist, dass nur äußerst kleine Wasserstoffatome zwischen Elektrolyt und Elektrode ausgetauscht werden und es damit nicht zu einer Oberflächenveränderung der Elektroden kommen kann.

Eine typische Bauform ist die Wickelzelle. Eine Lochfolie dient als Träger für das Metallhydrid-Pulver, welches die negative Elektrode bildet. Der Separator nimmt den Elektrolyten auf und verhindert den unmittelbaren Kontakt zur positiven Elektrode. Diese besteht aus einem schwarzem Nickeloxidhydrat-Blech. Die Folien werden mit außen liegender negativer Elektrode aufgewickelt und mit einem Metallzylinder ummantelt. Das Gehäuse ist elektrisch leitend mit der negativen Elektrode verbunden und bildet den Minuspol des Akkus. Eine elektrische Zuleitung vom Nickeloxid-Blech führt zum Kopf der Zelle und bildet den Pluspol.

NiMH-Akkumulatoren sind sehr temperaturempfindlich, da die Ionenleitfähigkeit der Lauge bei tiefen Temperaturen stark zurückgeht. Demgegenüber fällt der Innenwiderstand bei hohen Strömen aufgrund der Verlustwärme ab, wodurch sie sowohl mit hohen Strömen geladen und entladen werden können. Auf der anderen Seite verkürzt der Betrieb bei Temperaturen über 50 °C durch verstärkte interne Korrosion die Lebensdauer. Aufgrund der hohen Beweglichkeit des Wasserstoffes und auftretenden Nebenreaktionen bei höheren Temperaturen weisen NiMH-Akkumulatoren eine hohe Selbstentladung auf, wodurch sich dieser Batterietyp nicht für Anwendungen mit geringem Leistungsbedarf eignet. Die hohe Selbstentladung und das thermische Verhalten bei Adsorption und Desorption des Wasserstoffes im Metallhydrid führen zu einem verglichen mit seinen Konkurrenten relativ niedrigen Energiewirkungsgrad.

Die NiMH-Technologie ist relativ jung und sicherlich noch nicht ausgereizt. Durch neuere Zellenentwicklungen (z. B. Sanyo Eneloop) scheinen die Hersteller sowohl die Tieftemperaturproblematik als auch die Selbstentladung in den Griff zu bekommen.

10.2.3 Natrium-Nickelchlorid-Akkumulatoren

Akkumulatoren mit flüssigen Elektroden haben den Vorteil, dass sich keine lebensdauerbegrenzenden Ablagerungen (Kristalle und Dendriten) bilden können, wie sie bei Festelektroden durch den Lade- und Entladevorgang auftreten. Wie bereits erläutert, eignet sich Natrium aufgrund seines hohen elektrochemischen Potenzials hervorragend für Batterien. Da Natrium allerdings erst bei knapp 100 C flüssig wird, muss dieser Vorteil durch eine hohe Betriebstemperatur erkauft werden.

Die Kathode besteht aus verschiedenen Verbindungen der Metalle Natrium, Eisen, Aluminium mit Chlor. Das granulierte Kathodenmaterial wird mit flüssigem Natrium-Tetrachloraluminat ($NaAlCl_4$), welches einen Schmelzpunkt von 157 C[6] besitzt, vermischt. Als Elektrolyt dient ein zylindrischer Keramikkörper, welcher aus einem pulverförmigen β-Alumina (β-Al_2O_3) im Sinterprozess hergestellt wird. Dieses Material weist eine hohe Durchlässigkeit für Natriumionen auf.

Nachdem die Zelle auf Betriebstemperatur aufgeheizt ist, wird sie mit einer Spannung von 2.7 V geladen. Dabei setzt die Kathode positiv geladene Natriumionen frei, welche durch die Keramik in den Anodenraum wandern und Elektronen aufnehmen. Beim Entladen wandern die Natriumionen zurück in den Kathodenraum und verbinden sich wieder mit Chlor.

$$\begin{aligned} \text{Anode} &: \mathrm{Na(l) \circledR Na^+ + e^-} \\ \text{Kathode} &: \mathrm{NiCl_2(s) + 2Na^+ + 2e^- \circledR Ni(s) + 2NaCl(s)} \\ \mathrm{NiCl_2(s) + 2Na(l)} &\underset{\text{laden entladen}}{\rightleftharpoons} \mathrm{2NaCl(s) + Ni(s)} / \, 2,58\,\mathrm{V} \end{aligned}$$

An der Kathode dient ein Stab aus Nickel und Kupfer als Stromkollektor, welcher in das Kathodenmaterial eingetaucht ist. Als negativer Pol wird das Zellgehäuse (Stahl) verwendet, welches den natriumgefüllten Anodenraum umschließt.

Die beschriebene Technologie wurde von der Firma AEG entwickelt, ist dann in den Besitz der MES-DEA (heute FZ Sonick) übergegangen, welche eine Serienfertigung unter dem Produktnamen ZEBRA mit Fokus auf den Einsatz in Elektrofahrzeugen aufgebaut hat.

Derzeit gibt es nur ein kommerzielles Produkt nach dieser Technologie auf dem Markt. NaNiCl2-Akkumulatoren haben den Vorteil, dass die aus sehr gut verfügbaren und günstigen Materialien bestehen, sodass bei Großserienfertigung Kosten von unter 100 $/kWh erreichbar wären[7]. Ein wesentlicher Nachteil bei der Anwendung ist die hohe Betriebstemperatur von gegen 300 C. $NaNiCl_2$-Akkumulatoren müssen aus diesem Grund thermisch gut isoliert werden. Bei einem „normalen“ Zyklus (Ladung mit 0.13 C/Entladung mit 0.5 C) betragen die Verluste 15 %. Wird der Akku ununterbrochen genutzt, reicht die eigene Verlustwärme aus um die Wärmeabstrahlung zu kompensieren. Bei Nichtgebrauch beträgt der tägliche Energiebedarf für die Heizung rund 10 % der Batteriekapazität.

[6] „Current Status of Health and Safety Issues of Sodium/Metal Chloride Batteries“; Trickett; NREL 1998.

[7] ZEBRA Battery – Material Cost . . .; Galloway, Dustmann; EVS-20 2003.

10.3 Lithiumionen-Akkumulatoren

Im Moment vergeht kein Tag, an dem die Medien nicht von der geplanten Einführung eines weiteren Elektro- oder Hybridfahrzeugs berichten. Waren es vor 10 Jahren meist unbekannte Außenseiter, überschlagen sich heute die renommierten Automobilhersteller bei der Ankündigung der (teil-)elektrifizierten Antriebsvarianten. Dabei fällt auf, dass praktisch alle Hersteller auf eine Speicherlösung mit Lithiumionen-Technologie setzen. Die Ernsthaftigkeit dieser Entwicklungsprojekte wird durch die strategischen Allianzen zwischen Automobil- und Batteriehersteller unterstrichen.

Dabei fällt auf, dass die Automobilindustrie noch kein allgemeingültiges elektrisches oder hybridelektrisches Antriebskonzept gefunden hat, sondern eine Vielzahl von Varianten vorgestellt werden. Eine Anzahl dieser Konzepte wie der Plug-In Hybrid (Steckdosenhybrid), das Range Extender Elektrofahrzeug (Reichweitenverlängerer) und auch das reine Batterieelektrofahrzeug werden dabei direkt mit Strom aus dem elektrischen Versorgungsnetz geladen.

Dadurch kommt es zu einer Annäherung der klassischen Energietechnik und der Automobiltechnik. Bei Konzepten wie dem „Vehicle to Grid“, d. h. der Nutzung der Antriebsbatterien zur Speicherung und Nutzung elektrischer Energie sind vermehrt die Elektrizitätsgesellschaften die treibenden Marktteilnehmer der Elektromobilität. Damit könnten Kraftwerke für den teuren Spitzenlaststrom entbehrlich oder zumindest in geringerem Umfang notwendig und die Grund- und Mittellastkraftwerke gleichmäßiger betrieben werden.

Die Kenntnis der zur Verfügung stehenden Batterietechnologien ist eine Grundvoraussetzung für solche verteilte Systeme. Insbesondere der Berechnung von Lebensdauer und Restwert kommt in Leasing-Modellen eine übergeordnete Bedeutung zu.

10.3.1 Einleitung

Im Bereich der portablen Applikationen sind Batterien auf Lithiumionen-Basis schon heute die meistverwendete Speicherlösung. Insbesondere Laptops und Mobiltelefone sind ohne diese Technologie heute nicht mehr denkbar. Über einen erstaunlich kurzen Zeitraum von weniger als 10 Jahren hat sich die Energiedichte der Batterien mehr als verdoppelt, und die Laufzeiten der Geräte haben sich trotz steigendem Verbrauch verlängert. Eine ähnlich schwungvolle Entwicklung zeichnet sich seit einiger Zeit auf dem Gebiet der Powertools (Handwerkzeuge) ab. Hier ist neben einem großen Energieinhalt (Wie lange kann ich mein Gerät benutzen?) auch eine hohe Leistung (Wie stark ist mein Gerät?) der Akkupakete gefragt. Hier setzt sich eine Variante der Lithiumionen-Technologie, die sogenannte Lithium-Eisenphosphat-Batterie, immer mehr durch.

Lassen sich diese Technologien nun bezüglich Energieinhalt und Leistungsfähigkeit skalieren und als Energiespeicher in Hybrid- und Elektrofahrzeugen einsetzen? Dazu müssen zuerst ein paar ganz ähnliche Fragen beantwortet werden:

- Welches sind die Grenzen der aktuellen und in naher Zukunft verfügbaren Technologien?
- Welches sind die speziellen Anforderungen der Hybrid- und Elektrofahrzeuge an die Speichertechnologie?
- Was sind die ökonomischen und ökologischen Randbedingungen beim Einsatz der Lithiumionen-Technologie in mobilen Anwendungen?

In diesem Kapitel sollen vor allem die technischen Grundlagen der Lithiumionen-Batterie erläutert werden.

10.3.2 Grundlagen der Lithiumionen-Technologie

Im Prinzip funktionieren Lithiumionen-Batterien wie galvanische Zellen – allerdings findet bei ihnen keine chemische Reaktion der aktiven Materialien statt. Stattdessen werden in der positiven wie auch der negativen Elektrode Lithiumionen eingelagert, die beim Laden von einer Elektrode zur anderen gepumpt werden. Sie werden quasi zwischen positivem und negativem Einlagematerial ausgetauscht.

Beim Ladevorgang wandern positiv geladene Lithiumionen von der Kathode durch den Elektrolyt hindurch zwischen die Grafitebenen (nC) der Anode, während der Ladestrom die Elektronen über den äußeren Stromkreis liefert; die Ionen bilden mit dem Kohlenstoff eine Interkalationsverbindung.

Im Falle einer Batterie mit Lithium-Kobalt- Dioxid-Kathode ergibt sich folgende Reaktionsgleichung:

$$\text{Laden: } LiCoO_2 + C \rightarrow Li_{1-x}CoO_2 + Li_xC \tag{10.1}$$

Beim Entladen wandern die Lithiumionen zurück in das Metalloxid der Kathode, die Elektronen fließen über den äußeren Stromkreis.

$$\text{Entladen: } Li_{1-x}CoO_2 + Li_xC \rightarrow Li_{1-x+dx}CoO_2 + Li_{x-dx}C \tag{10.2}$$

Wesentlich für das Funktionieren der Interkalation ist die Ausbildung einer schützenden Deckschicht auf der negativen Elektrode, die für die kleinen Li^+-Ionen durchlässig, für Lösungsmittelmoleküle jedoch undurchlässig ist (SEI-Schicht). Ist die Deckschicht ungenügend ausgebildet, kommt es zur Interkalation von Li^+-Ionen mitsamt den Lösungsmittelmolekülen, wodurch die Grafitelektrode irreversibel zerstört wird.

Der grundlegende Aufbau eines Lithiumionen-Akkumulators ist in Abb. 10.5 dargestellt.

Das aktive Material der negativen Elektrode (Anode) einer gängigen Lithiumionen-Batterie besteht aus Grafit. Die positive Elektrode (Kathode) enthält meist Lithium-Metalloxide in Schichtstruktur wie $LiCoO_2$ (Lithium-Kobalt-Dioxid), $LiNiO_2$ oder dem Spinell $LiMn_2O_4$.

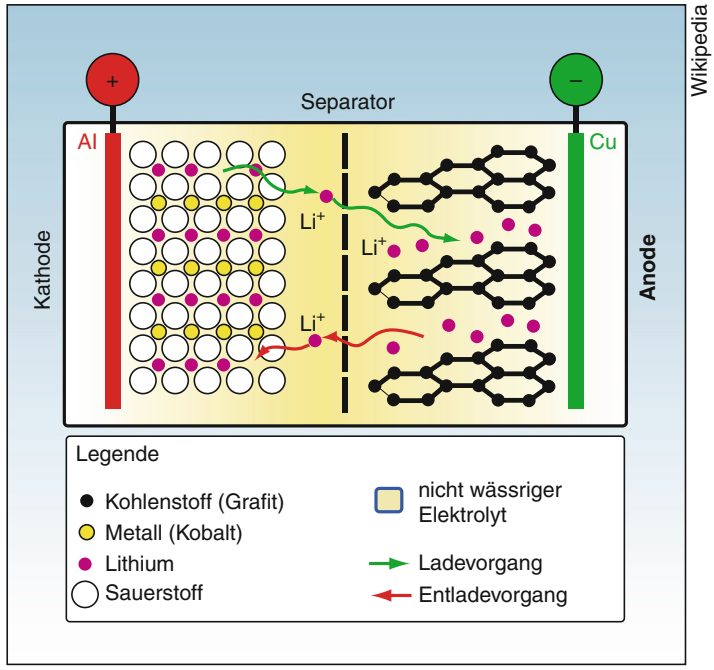


Abb. 10.5 Aufbau eines Lithiumionen-Akkumulators. (http://www.wikipedia.de)

Tab. 10.3 Übliche Kathodenmaterialien und deren Eigenschaften. (Leclanché SA)

Material (Kathode)	Mittlere Spannung (V)	Energiedichte (Wh/kg)
$LiCoO_2$	3,7	110–190
$LiMnO_2$	4,0	110–120
$LiFePO_4$	3,3	95–140
Li2FePO4F	3,6	70–105
$LiNi_{1/3}Co_{1/3}Mn_{1/3}O_2$	3,7	95–130
$Li_4Ti_5O_{12}$	2,3	70–80

Je nach verwendetem Material ergeben sich unterschiedliche Energiedichten und Eigenschaften (Hochleistungs-/Hochenergiebatterie). Eine Zusammenstellung der üblicherweise verwendeten Materialien gibt Tab. 10.3.

Für die weitere Betrachtung sollen die herkömmlichen Kathodenkombinationen, die auf Kobalt, Mangan, Nickel oder Kombinationen dieser Elemente basieren, unter dem Begriff Lithiumionen zusammengefasst werden. Aufgrund ihrer relativen Wichtigkeit im zurzeit stattfinden Entwicklungsprozess von Lithiumionen-Speicher für die Automobilindustrie müssen die Batterien basierend auf Lithiumtitanat (Li4Ti5O12) und Lithium-Eisenphosphat (LiFePO4) gesondert betrachtet werden.

10.3.3 Kennwerte der Lithiumionen-Technologie

Im Vergleich zu herkömmlichen Batteriesystemen ergibt sich für alle Kathodenmaterialien eine höhere spezifische Energiedichte und in den meisten Fällen auch eine höhere spezifische Leistungsdichte. Noch wichtiger ist aber die um ein Vielfaches höhere Zyklenfestigkeit. Hier verspricht man sich viel von der Titanattechnologie, wenngleich es sich hier noch um die unausgereifteste aller Lithiumtechnologien handelt.

Die zurzeit einzige kommerziell erhältliche Lithiumtitanat-Batterie ist die Super Charge Ion Battery, kurz SCiB, des Herstellers Toshiba. Toshiba verspricht dabei, dass sich die Batterie innert 5 min auf 90 % ihrer Nennkapazität laden lässt. Allerdings weisen die SCiB eine relativ geringe Energiedichte von ca. 67 Wh/kg auf und sind damit nur geringfügig besser als NiMH-Batterien. Die in Tab. 10.4 dargestellten Eigenschaften sollen nun kritisch auf ihre Anwendung in Hybrid- und Elektrofahrzeugen untersucht werden. Im Vordergrund stehen Lebensdauer, Betriebsparameter und Kosten.

10.3.4 Lebensdauer

Gerade in Bezug auf die Zyklenfestigkeit und kalendarische Lebensdauer ergeben sich je nach Anwendung unterschiedliche Aussagen. Während die Batterie eines reinen Elektrofahrzeugs oder eines Plug-in-Hybrids im Schnitt stark entladen wird (Entladetiefen bis 100 % möglich), wird der Batteriesatz eines reinen Hybridantriebs zwar um ein Vielfaches häufiger, jedoch entsprechend geringer entladen (Entladetiefen typisch zwischen 5 % und 20 %). Ein entsprechender Zusammenhang zwischen Zyklenfestigkeit und Entladetiefe zeigt Abb. 10.6.

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Zyklenfestigkeit von Lithiumionen-Batterien ist die Betriebstemperatur. Während der eigentliche Betriebsbereich von −30 bis + 60 °C (in einigen Fällen sogar bis 80 C) definiert ist und somit den Anforderungen im Automobilbereich entgegenkommt, reduziert sich bei höheren Betriebstemperaturen die Zyklenzahl. Hinzu kommt, dass sich die Kapazität schon bei der Lagerung irreversibel reduziert, wiederum zunehmend mit steigender Temperatur (Tab. 10.5).

Und als dritter Faktor für die Lebensdauer ist neben Temperatur und Entladetiefe die beim Betrieb auftretenden Lade- und Entladeleistung zu nennen. So ergibt sich bei konstanter Ladung- und Entladung mit 3-fachem Nennstrom (3C-Belastung) eine Reduktion der Lebensdauer je nach Technologie von bis zu 40 % im Vergleich zur 1C-Belastung. Dies ist insofern wichtig, da in einem reinen Elektrofahrzeug oftmals die reine Antriebsleistung die Nennleistung der Batterie um den Faktor 3 bis 4 überschreitet. Da diese Spitzenleistungen eher selten auftreten und die Belastung im normalen Stadtverkehr gar selten den Nennstrom erreicht, ist dieser Effekt häufig vernachlässigbar. Allerdings ist auch klar, dass sich wegen diesen relativ komplexen Abhängigkeiten ein Lebensdauermodell nur schwer ableiten lässt. Dies ist aber wichtig für die Entwicklung der Batteriesysteme für den Einsatz in einem Elektro- oder Hybridfahrzeug, da sich daraus wichtige kommerzielle Parameter wie die Frage der Garantieleistungen ableiten.

Tab. 10.4 Batterietechnologien und deren Eigenschaften.(Quelle:Leclanché SA)

-	Bleibatterie	NiCd	NiMH	Li-lonen	Titanat	Phosphat
Energiedichte (Wh/kg)	40 Wh/kg	45–60 Wh/kg	80 Wh/kg	120–200 Wh/kg	70–80 Wh/kg	90–110 Wh/kg
Zyklen	200–300	1000–1500	300–500	500–1000	8000	2000
Temperaturbereich (C)	−20 – 60 C	−40 – 60 C	−20 – 60 C	−20 – 60 C	−30 – 80 C	−20 – 60 C
Selbstentladung	5 %/Monat	20 %/Monat	30 %/Monat	5 %/Monat	2 %/Monat	5 %/Monat
C-Rate (Leistungsdichte)	Sehr hoch	Sehr hoch	hoch	tief	sehr hoch	sehr hoch
Nominale Spannung (V)	2,0 V	1,2 V	1,2 V	3,6 V	2,3 V	3,3 V
Typ. Ladung	2.3 – 2.6 V;20 h	C/10; 11 h	C/4; 5 h	4,2 V; 3 h	2,8 V; 1,5 h	4.0 V; 1,5 h
Endspannung (V)	1,7 – 1,8	1,0	1,0	3,0	1,8	2,0

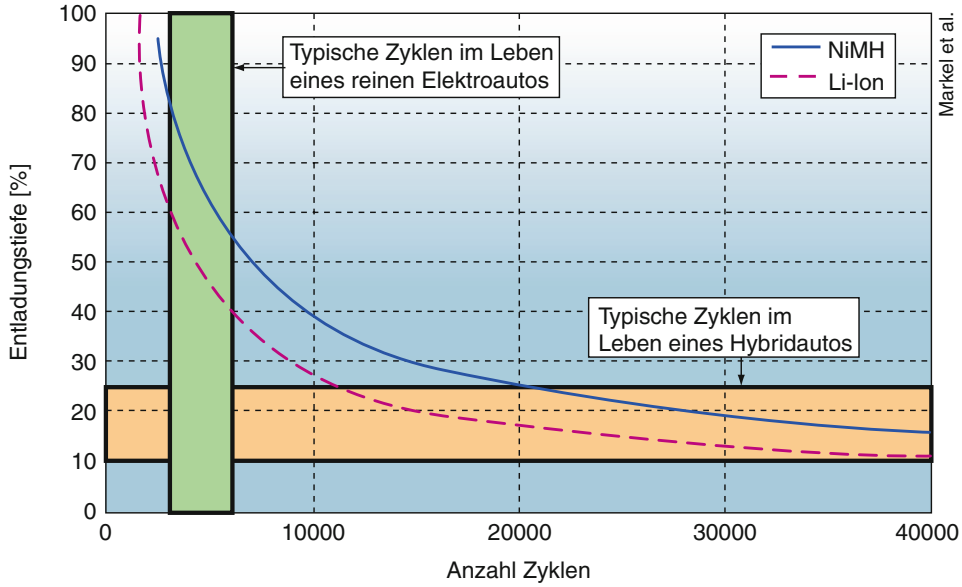


Abb. 10.6 Zusammenhang zwischen Zyklenfestigkeit und Entladetiefe. (T. Markel, A. Simpson: Plug-in Hybrid Electric Vehicle Energy Storage System Design; 2006)

Tab. 10.5 Permanenter Kapazitätsverlust in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur und Ladezustand. (Isidor Buchmann: batteryuniversity.com)

Umgebungstemperatur (°C)	40 % Ladung	100 % Ladung
0 °C	2 % Verlust nach einem Jahr	6 % Verlust nach einem Jahr
25 °C	4 % Verlust nach einem Jahr	20 % Verlust nach einem Jahr
40 °C	15 % Verlust nach einem Jahr	35 % Verlust nach einem Jahr
60 °C	25 % Verlust nach einem Jahr	40 % Verlust nach einem Jahr

Im Betrieb wird die Schätzung des «Gesundheitszustands» (SOH = State of Health) eine der zentralen Aufgaben des Batteriemanagements sein, um rechtzeitig auf Revisionen hinzuweisen. Außerdem ist anzunehmen, dass der Käufer eines Gebrauchtwagens Auskunft über den Zustand der Batterie haben möchte.

10.3.5 Betriebsparameter

Die wichtigsten Kennlinien im Betrieb sind die Lade- und Entladekennlinien bei unterschiedlichen Temperaturen und Strömen (Abb. 10.7 bis 10.9). Meist werden sie über der entnehmbaren Kapazität aufgetragen, sind also ein Mass für die entnehmbare Energiemenge. Wobei aufgrund der tieferen Spannungswerte bei stärkeren Belastungen die

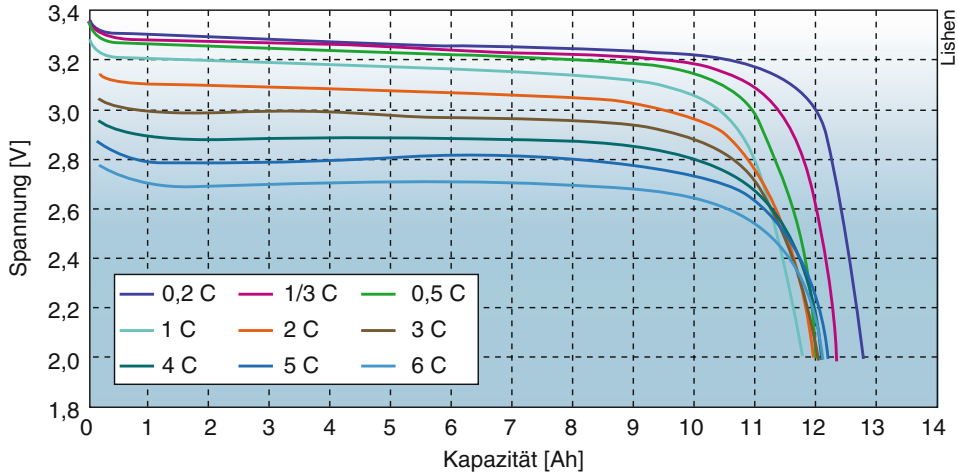


Abb. 10.7 Entladekurven bei unterschiedlichen Entladeströmen für eine 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat- Batterie. (Lishen Power Battery Introduction; 2009)

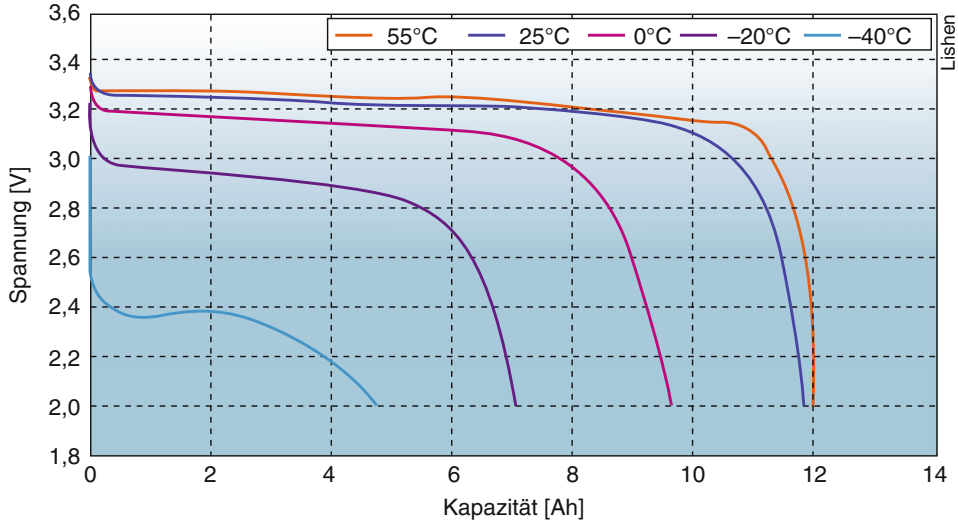


Abb. 10.8 Entladekurven bei unterschiedlichen Temperaturen für eine 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Batterie. (Lishen Power Battery Introduction; 2009)

entnehmbare Energie noch einmal sinkt. Während bei Lithiumionen-Batterien mit Kobaltkathode ein relativ linearer Zusammenhang zwischen entnommener Lademenge und der Spannungslage besteht, verschwindet dieser bei Zellen mit Lithium-Eisenphosphat oder Lithiumtitanat völlig.

Ein Bestimmen des Ladezustands aufgrund der Spannungslage, wie es vielerorts vorgeschlagen wurde, reicht somit nicht aus, Lade- und Batteriemanagementsysteme

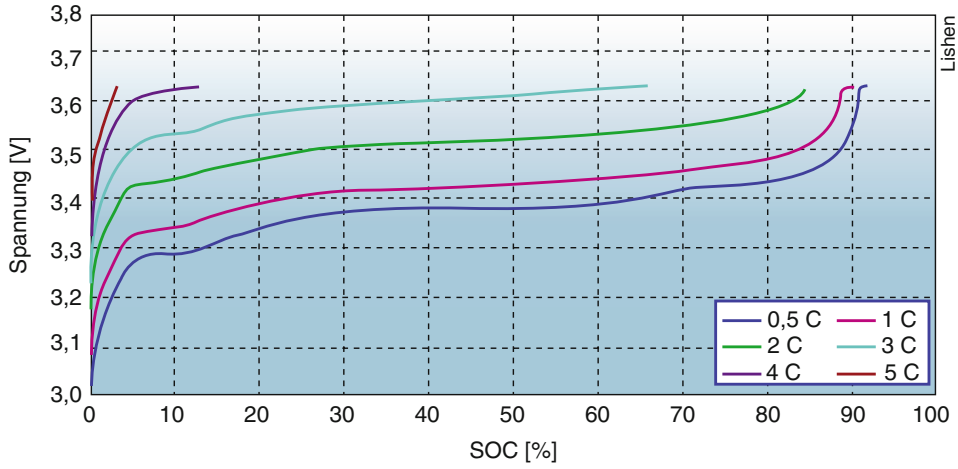


Abb. 10.9 Ladekurven bei unterschiedlichen Temperaturen für eine 11,5-Ah-Lithium-Eisenphosphat-Batterie (SOC = State of Charge). (Lishen Power Battery Introduction; 2009)

neuester Bauart verfügen deshalb über einen Ah-Zähler, der die entnommene Ladung über die Integration des Stroms bestimmt.

Allerdings sieht man in Abb. 10.7 auch, dass die Spannung zwischen 10 und 90 % der entnehmbaren Kapazität (in unserem Beispiel also zwischen 1,15 und 10,35 Ah) einen sehr kleinen Hub aufweist, selbst bei einer Variation des Entladestroms bis 2C.

Dies bedeutet, dass die Energiequelle einen kleinen Innenwiderstand aufweist und sich dieser über den Ladezustand nicht stark verändert. Für den Anwender ergibt sich damit eine konstante Leistungsfähigkeit der Batterie über den ganzen Ladezustandsbereich. Das bei Blei- oder anderen Batterien bekannte «weich werden» gegen Ende der Ladung wird durch geschicktes Festlegen der Betriebsgrenzen vermieden.

Die entnehmbare Energiemenge hängt auch stark von der Betriebstemperatur ab. Da bei Kälte die chemischen Prozesse (auch die Zersetzung der Batterie bei der Alterung) langsamer ablaufen und die Viskosität der in Lithiumzellen verwendeten Elektrolyte stark zunimmt, erhöht sich bei der Lithiumionen-Batterie bei Kälte ebenfalls der Innenwiderstand, womit die mögliche Leistung sinkt. Zudem können die verwendeten Elektrolyte bei Temperaturen um −25 °C einfrieren. Manche Hersteller geben den Arbeitsbereich mit 0–40 °C an. Optimal sind 18–25 °C. Es gibt aber Lithiumionen-Batterien mit speziellen Elektrolyten, die bis −54 °C eingesetzt werden können.

Dieser Effekt führt dazu, dass die Batteriesysteme in Elektro- und Hybridfahrzeugen über ein thermisches Management verfügen müssen, das vermeidet, dass die Batterien zu starken Temperaturschwankungen ausgesetzt sind. Bei angeschlossenem Ladegerät wird zum Beispiel Netzenergie aufgewendet, um die Batterie in einer kalten Garage warm zu halten. Einer der Vorteile der Lithiumionen-Batterie liegt in ihrem einfachen Ladeverfahren. Das hängt damit zusammen, dass die Gasungsphase fehlt, die beispielsweise bei der Bleibatterie auftritt und nur schwer beherrschbar ist. Lithiumionen-Batterien werden deshalb häufig mit einfachen IU-Kennlinien geladen, d. h., die Batterie wird mit

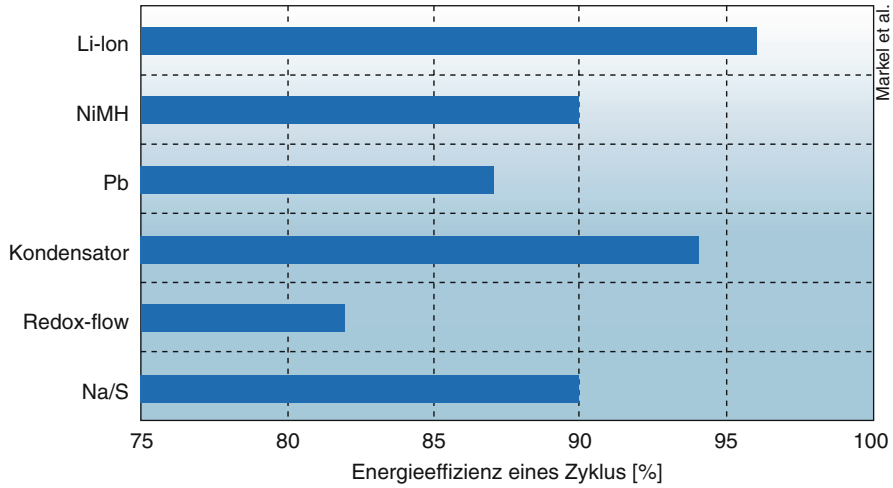


Abb. 10.10 Lade-/Entladewirkungsgrad verschiedener Batteriesysteme. (T. Markel, A. Simpson: Plug-in Hybrid Electric Vehicle Energy Storage System Design; 2006)

einem konstanten Strom geladen bis zum Erreichen eines Spannungsgrenzwerts (in Abb. 10.9 ist dies 3,65 V). Anschließend wird bei konstanter Spannung die Restladung eingebracht, bis der Ladestrom beispielsweise auf C20[8] gesunken ist. Interessant ist, dass selbst bei Ladeströmen von 2C rund 85 % der gesamten Lademenge eingebracht werden können. Das heißt, dass eine solche Batterie in rund einer halben Stunde fast vollständig aufgeladen werden kann. Diesen Umstand macht sich zum Beispiel Mitsubishi im Elektrofahrzeug iMiEV zunutze, wobei aufgrund der hohen Ladeleistung dies nur mithilfe eines externen Ladegeräts möglich ist.

Zur Möglichkeit der Schnellladung kommt ein hoher Lade-/Entladewirkungsgrad hinzu, dargestellt in Abb. 10.10. Die schlechteren Werte bei der Bleibatterie erklären sich durch die Gasungsphase, während NiMH aufgrund des etwas höheren Innenwiderstands und dem schlechter definierten Abschaltkriterium (Spannungshügel) einen schlechteren Wirkungsgrad aufweist. Ebenso erwähnenswert ist an dieser Stelle, dass Lithiumionen-Batterien weder einen Memory- noch einen Lazyeffekt (Batterieträgheitseffekt) aufweisen.

10.3.6 Sicherheit

Im Zusammenhang mit Lithiumbatterien wird häufig die Frage nach der Sicherheit gestellt. Laptops, die spontan in Flammen aufgehen, haben dem Vertrauen in diese Technologie zugesetzt. Es gibt verschiedene Ursachen für das Versagen einer

[8] Ein Strom der rund 1/20 des Kapazitätsangabe ist (d. h. bei einer 100 Ah Batterie 5A).

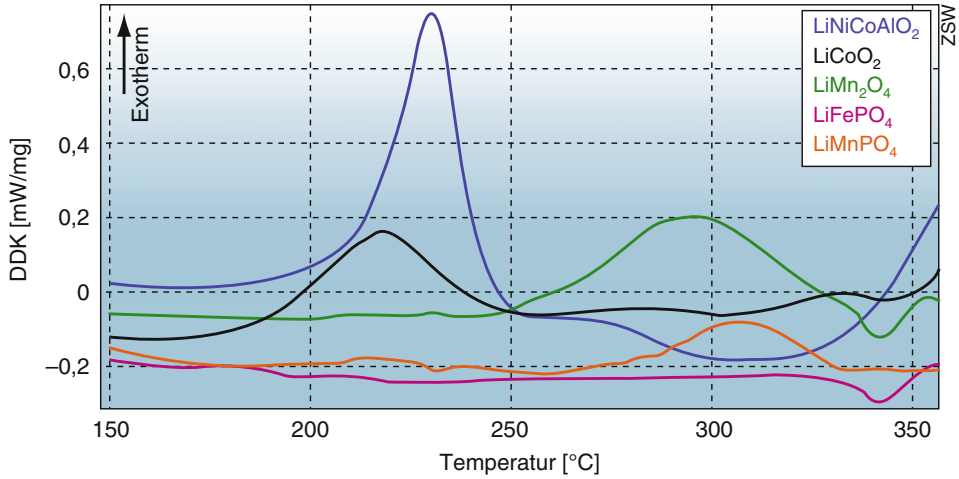


Abb. 10.11 Dynamische Differenzkalorimetrie (DDK) einiger voll geladener Elektrodenmaterialien. (ZSW: Lithium mobile power 2007)

Lithiumionen- Batterie, und ebenso unterschiedlich sind die Folgen. Leider werden auch häufig Lithiummetall und Lithiumionen verwechselt: Während Ersteres heftig mit Wasser reagiert und gerne im Chemieunterricht vorgeführt wird, sind die nicht metallenen Lithiumionen sicherer, vorausgesetzt gewisse Vorsichtsmaßnahmen werden getroffen.

Dazu gehört, dass sowohl Überladen als auch zu tiefes Entladen vermieden werden, da es in beiden Fällen zu Lithiummetall-Ablagerungen an den Elektrodenoberflächen kommt (Dendritenbildung). Durch Dendritenwachstum durch den Separator kann es zum Kurzschluss und dadurch zum Entzünden des Lithiums kommen. Ein geeignetes Batteriemanagementsystem wird diese Grenzen sorgfältig überwachen und gegebenenfalls den Lastkreis abtrennen. Bei den Laptops, die in Flammen aufgingen, kam es aufgrund metallischer Verunreinigungen in der Produktion zu internen Kurzschlüssen. Dabei entstanden hohe Temperaturen, die einen thermischen Runaway auslösten, d. h. die Zelle erzeugte immer mehr frei werdende Energie. Die Flammen sind allerdings meist auf den leicht brennbaren Bestandteile des Elektrolyten zurückzuführen. Mithilfe der dynamischen Differenzkalorimetrie (DDK, engl. Differenzial Scanning Calorimetry: DSC), einem Verfahren zur Messung von abgegebener/aufgenommener Wärmemenge, kann man das Gefahrenpotenzial der verschiedenen Lithiumionen-Technologien abschätzen (Abb. 10.11).

Die meisten Kathodenmaterialien zersetzen sich bei Temperaturen über 200 C. Dabei reagiert NCA (Nickel-Kobalt-Aluminium) am heftigsten, gefolgt von Kobaltoxid und Mangan. Die Phosphatlösungen zeigen dabei die größte Stabilität. Die Anode entwickelt auch Wärme und ist am thermischen Weglaufen beteiligt. Dies hängt mit dem Anteil an Grafit in der Anode zusammen und ist bei besonders großen Zellen nicht vernachlässigbar. Hier haben Titanatlösungen einen Vorteil.

Die Sicherheit bei Lithiumionen-Batterien hängt von Designkriterien und der Produktionsqualität ab. Externe Maßnahmen (Batteriemanagementsysteme) können eine

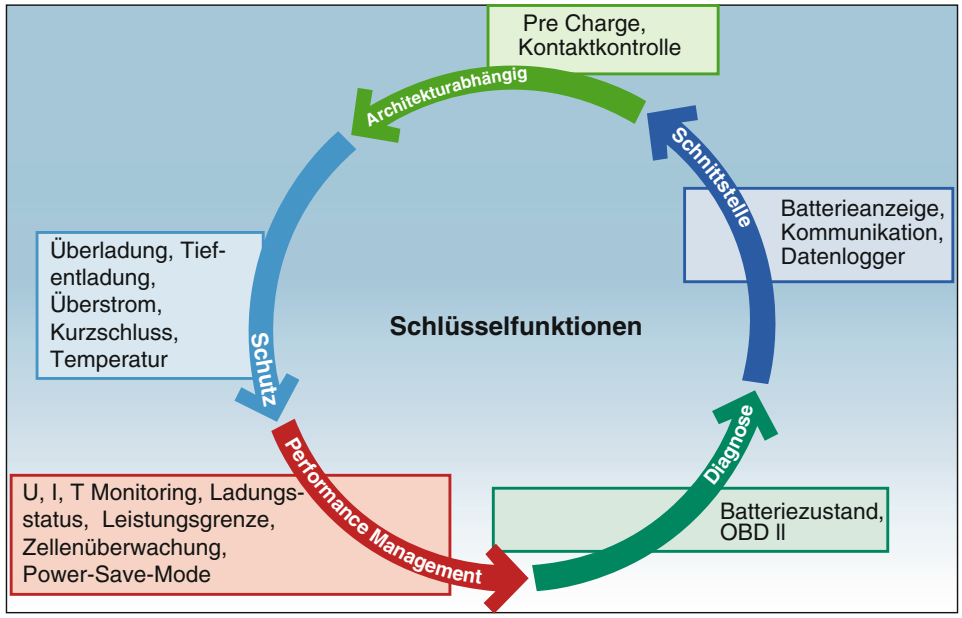


Abb. 10.12 Funktionen des Batteriemanagementsystems

schlechte Batterie nicht sicherer machen, verhindern aber, dass eine qualitativ gute Batterie durch den Anwender beschädigt wird.

Batteriemanagementsystem Abb. 10.12 zeigt die verschiedenen Funktionen, die durch das Batteriemanagement (BMS) wahrgenommen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Schutz- und Überwachungsfunktionen. Während im Normalfall nur die Überwachungsfunktionen eine Rolle spielen, müssen die Schutzfunktionen bei Fehlern eingreifen. In die Kategorie der Überwachung fallen unter anderem folgende Aufgaben:

- **Spannung-, Strom- und Temperaturüberwachung:** Diese Werte werden häufig als Primärwerte bezeichnet, und daraus werden weitere Größen abgeleitet. Ein direkt abgeleiteter Wert ist zum Beispiel der Innenwiderstand, der Rückschlüsse über den Lade- und den Gesundheitszustand zulässt.
- **Ladungsausgleich:** Da es beim Laden und Entladen aufgrund der Parameterstreuung und unterschiedlicher Temperaturverteilung im Batteriepaket zu einer ungleichmäßigen Belastung der Zellen kommen kann, würden diese mit der Zeit auseinanderdriften, und die schwächste Zelle würde darauf die Kapazität der Batterie limitieren. Mithilfe von parallel geschalteten Entladewiderständen oder aktiv gesteuerten Umladeschaltkreisen wird der Ladungsausgleich angesteuert.
- **Ladezustand:** Der Ladezustand spielt eine wichtige Rolle, sowohl für das Management der Batterie als auch für die Informationsanzeige für den Fahrer. Während das Batteriemanagement nur den Betrieb der Batterie innerhalb gewisser Ladezustandsgrenzen überwacht, wird ein übergeordneter Verbrauchsrechner aus dem Ladezustand die restlich verfügbare Reichweite berechnen.

Weitere Aufgaben des BMS umfassen den Schutz, die Ansteuerung externer Peripherie wie Ladeschaltkreise, Kühlaggregate und Schutzschalter, die Diagnose und die Kommunikation mit dem Fahrer und dem restlichen Fahrzeug.

10.3.7 Zusammenfassung

Lithiumionen-Batterien, insbesondere Zellen mit Eisenphosphat-Kathoden oder Lithiumtitanat-Anoden, bringen gute Eigenschaften mit sich, um die Ansprüche an Lebensdauer und Leistungsfähigkeit von Batteriesystemen für Elektro- und Hybridfahrzeuge zu erfüllen. Voraussetzung ist die richtige Dimensionierung des Batteriepacks unter Berücksichtigung der Randbedingungen wie Entladetiefe, maximale Entladeleistung und Betriebstemperaturen. Das resultierende Batteriesystem beinhaltet zudem nicht nur die Zelle als eigentlichen Energiespeicher, sondern verfügt auch über ein thermisches und elektrisches Management.

So muss die Batterie sowohl gekühlt als auch geheizt werden, unter Umständen auch am Netz während des Ladevorgangs. Die Erfassung der Betriebsparameter Spannung, Strom und Temperatur und daraus abgeleitet die Berechnung von Zustandsgrößen wie Ladezustand, Restreichweite und Batteriegesundheit stellen zurzeit die größte technische Herausforderung für die erfolgreiche Kommerzialisierung solcher Systeme dar.

Kapitel 11
Kernfusion

Seit den fünfziger Jahren werden Forschungsanstrengungen unternommen, durch *kontrollierte Verschmelzung von Wasserstoffkernenzu Helium* Energie zu gewinnen. Obwohl große Fortschritte erzielt worden sind, ist die technische Realisierung noch in weiter Ferne, weshalb die wirtschaftliche Tragbarkeit der Kernfusion heute schwer zu beurteilen ist. Die internationale Gemeinschaft versucht dennoch, die Option Fusion für die Zukunft offen zu halten. Deren Bedeutung in Zusammenhang mit der in Kap. 1 dargelegten Klimaproblematik ist offensichtlich. Zusammen mit der Solarstrahlung ist die Kernfusion langfristig die einzige Energiequelle mit praktisch unbegrenztem Potenzial. Es ist jedoch kaum damit zu rechnen, dass vor Mitte des 21. Jh. die Fusion eine für die Energiewirtschaft nennenswerte Rolle spielen wird.

Für ein vertieftes Verständnis des Fusionsprozesses und der dazu notwendigen Technik werden im Folgenden einige Grundlagen gegeben.

11.1 Grundlagen des Fusionsprozesses

11.1.1 Fusionsreaktionen

Die beiden wichtigsten für die Kernfusion in Frage kommenden Kernreaktionen (s. auch Anhang B) sind die Folgenden:

$$\begin{aligned} &(d,t): D_1^2 + T_1^3 - - \succ He_2^4 + n_0^1 + 17,6 \ \text{MeV} \\ &(d,d): 2D_1^2 + 2D_1^2 - - \succ He_2^3 + T_1^3 + H_1^1 + n_0^1 + 7,2 \ \text{MeV}. \end{aligned} \tag{11.1}$$

Darin sind D_1^2 und T_1^3 schwere Wasserstoffkerne (Isotope, s. Anhang B). $D_1^2 \equiv H_1^2$ wird Deuterium-Kern oder Deuteron und $T_1^3 \equiv H_1^3$ Tritium-Kern oder Triton genannt.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9_11

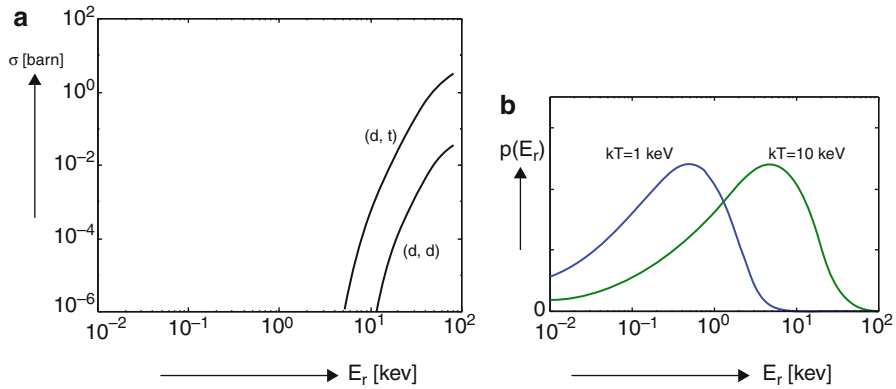


Abb. 11.1 **a** Wirkungsquerschnitt der Reaktionen (d,t) und (d,d) in Abhängigkeit der relativen kinetischen Energie, **b** Maxwell-Spektrum der Energie für zwei Temperaturen

Diese und ähnliche Fusions-Reaktionen laufen in den Sternen und insbesondere in unserer Sonne dank großer Masse unter günstigen Bedingungen ab.

Den grundsätzlichen Verlauf des *Wirkungsquerschnitts* (s. Anhang B.5) der beiden Reaktionen in Abhängigkeit von der relativen kinetischen Energie zeigt Abb. 11.1a. Die (d,t)-Reaktion ist mit weniger Energieaufwand zu realisieren als die (d,d)-Reaktion. Aber auch die erste ist überhaupt erst ab Energien von ca. 8 keV möglich. Hohe Energien und somit hohe Temperaturen von etwa 100 Mio. Kelvin sind also notwendig, um die Fusionsreaktion einzuleiten. Bei diesen hohen Temperaturen sind Atomkern und Elektronenhülle voneinander abgelöst, und die Materie befindet sich im *Plasmazustand*.

Andere denkbare Methoden, wie z. B. das Beschleunigen von Deuteronen mit Teilchenbeschleuniger und Einschießen auf Tritium führen nicht zum Ziel, da die Wahrscheinlichkeit für eine Fusionsreaktion extrem gering wäre (Appert 2000).

11.1.2 Energieverteilung

Ausgangsstoff der Fusionsreaktion ist also ein ionisiertes Wasserstoffgas (Plasma), bestehend aus Deuteronen, Tritonen und Elektronen. Der Zusammenhang zwischen Energie und Temperatur sei näher betrachtet. Nach der statistischen Physik gilt für ein solches Gas die *Maxwell-Verteilung*

$$p(E,T)\,dE = \frac{2}{\sqrt{\pi}}\sqrt{\frac{E}{kT}}\exp\left(-\frac{E}{kT}\right)d\left(\frac{E}{kT}\right). \tag{11.2}$$

Darin ist k die Boltzmann-Konstante $= 8{,}62 \cdot 10^{-5}$ eV/K. Der Ausdruck (10.2) stellt die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Teilchenenergie zwischen E und $E + dE$ dar. Da die Gesamtwahrscheinlichkeit 1 ist, gilt

$$\int_0^\infty p(E,T)dE = 1. \tag{11.3}$$

Abb. 11.1b zeigt die Wahrscheinlichkeit der Energieverteilung, berechnet mit Gl. 11.2 für zwei Werte von kT, nämlich

$$\begin{aligned} kT &= 1\,\text{keV} - - \succ T = 11,6 \cdot 10^6\,\text{K} \\ kT &= 10\,\text{keV} - - \succ T = 116 \cdot 10^6\,\text{K}. \end{aligned} \tag{11.4}$$

Statt E kann man auch E_r nehmen, da in einem kräftefreien Gas alle Richtungen gleich wahrscheinlich sind (Richtungsisotropie) und der erste Term von Gl. II.33 in Anhang II deshalb null ist.

Der Vergleich der Abb. 11.1a und b zeigt deutlich, dass Temperaturen von zumindest *mehreren* 10 Mio., besser 100 Mio. *Grad* notwendig sind, um die Fusionsreaktion wirksam einzuleiten und zu erhalten.

Für eine genauere quantitative Formulierung ist die Reaktionsrate von Bedeutung. Aus Anhang B, Gl. B.28 folgt für Energien zwischen E_r und $E_r + dE_r$

$$dR = n_1\, n_2\, \sigma(E_r)\, v_r\, p(E_r, T)\, dE_r. \tag{11.5}$$

Wird der integrale *Reaktionsparameter* ψ(T) eingeführt

$$\psi(T) = \int_0^\infty \sigma(E_r)\, v_r(E_r)\, p(E_r, T)\, dE_r, \tag{11.6}$$

erhält man die Gesamt-Reaktionsrate

$$R = n_1\, n_2\, \psi(T). \tag{11.7}$$

Die Abb. 11.2 zeigt den Reaktionsparameter für die beiden Fusionsreaktionen in Abhängigkeit von der Plasmatemperatur. Da die (d,t)-Reaktion viel effizienter ist, war sie das Ziel der bisherigen Anstrengungen der Fusionsforschung.

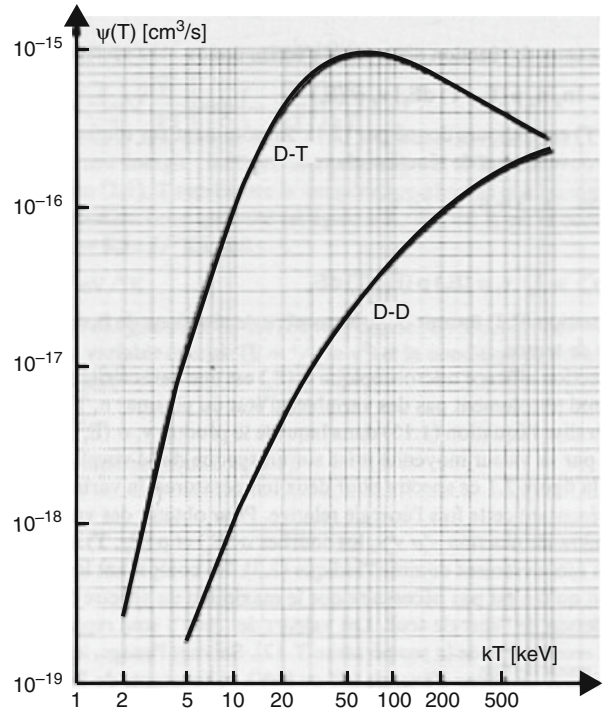


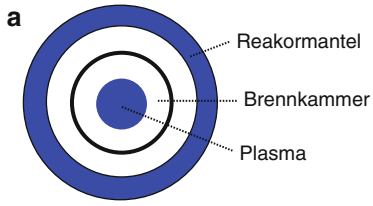
Abb. 11.2 Integraler Reaktionsparameter für die (d,t)- und (d,d)-Reaktion in Funktion der Temperatur (Ligou 1982)

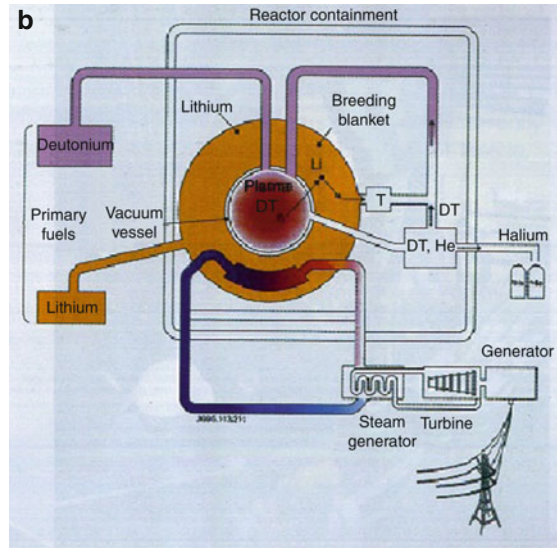
11.2 Der Fusionsreaktor

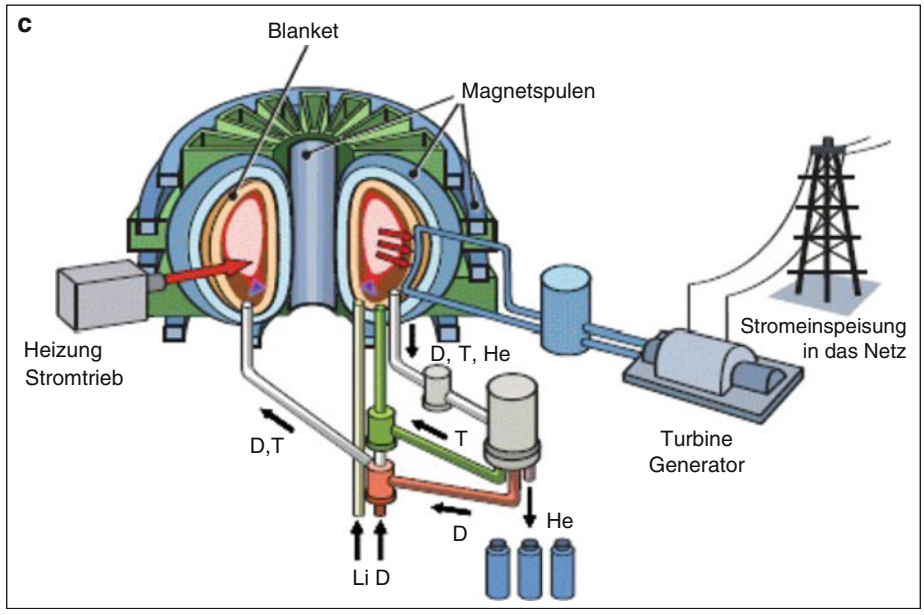
11.2.1 Prinzip des (d,t)-Fusionsreaktors

Die (d,t)-Reaktion ist zwar wie erwähnt effizienter als die (d,d)-Reaktion, hat aber einen gewichtigen Nachteil: sie benötigt Tritium. Dieses ist in der Natur sehr selten. Im Wasser besteht das Verhältnis $H{:}\ D{:}\ T = 1{:}\ 1{,}6\ 10^{-4}{:}10^{-18}$, d. h. 1 m^3 Wasser enthält 160 cm^3 D_2O, aber nur 1 $\mu m^3 T_2O$. Tritium muss also im Reaktor selbst „erbrütet" werden.

Die Abb. 11.3a zeigt den schematischen Aufbau eines Fusionsreaktors. Das im Mantel (auch *Blanket* genannt) erbrütete Tritium (s. Abschn. 11.2.1.2) wird zusammen mit Deuterium in die Brennkammer injiziert. In der Brennkammer befindet sich also ein (d,t)-Plasma. Dieses wird durch *Plasmaeinschluss* zusammengehalten und thermisch isoliert (Abschn. 11.2.3). Es ist dies eine der schwierigen Aufgaben der Fusionsforschung. Nach der Fusion muss das Fusionsprodukt Helium aus der Brennkammer entfernt werden. Die Hauptelemente und den möglichen Aufbau eines Fusionskraftwerks zeigen die Abb. 11.3b und c.







Grafik IPP, Karin Hirl

Abb. 11.3 a Prinzipieller Aufbau des (d,t)-Fusionsreaktors, **b** Hauptbestandteile eines Fusionskraftwerks (European Commission 2000), **c** Möglicher Aufbau eines Fusionskraftwerks (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) 2008)

11.2.1.1 Plasmareaktion

Wenn die dazu notwendige Temperatur erreicht wird, erfolgt die *Plasma-Reaktion*

$$D_1^2 + T_1^3 - - \succ \alpha_2^4 + n_{0_{(r)}}^1 + 17.6\,\text{MeV}. \tag{11.8}$$

Die bei der Reaktion frei werdende Energie erscheint als kinetische Energie der Reaktionsprodukte. Werden diese mit E_α und E_n bezeichnet, gilt also

$$17,6\,\text{MeV} = E_\alpha + E_n. \tag{11.9}$$

Die im Plasma erzeugten α-Teilchen werden im Plasma gehalten und abgebremst und tragen zu dessen Erwärmung bei. Bei den Neutronen handelt es sich um schnelle (hochenergetische) Neutronen, die aus dem Plasma entweichen. Für die Energieaufteilung gilt:

$$\begin{aligned}
&E_\alpha + E_n \approx 17,6\,\text{MeV} = \frac{1}{2} m_\alpha v_\alpha^2 + \frac{1}{2} m_n v_n^2 \\
&m_\alpha \vec{v}_\alpha + m_n \vec{v}_n = 0 - - \succ m_\alpha v_\alpha = m_n v_n (\text{Impulssatz}) \\
&m_\alpha = 4\,m_n - - \succ v_n = 4\,v_\alpha \\
&E_\alpha = \frac{1}{5} 17,6 = 3,5\,\text{MeV} \\
&E_n = \frac{4}{5} 17,6 = 14,1\,\text{MeV}.
\end{aligned} \tag{11.10}$$

Nur 20 % der durch Fusion erzeugten Energie tragen also zur Plasmaerwärmung bei.

11.2.1.2 Mantelreaktionen

Das für die Plasmareaktion notwendige Tritium wird im aus Lithium bestehenden Reaktormantel produziert, nach den *Lithium-Reaktionen*

$$\begin{aligned}
Li_3^7 + n_{0_{(r)}}^1 - - \succ \alpha_2^4 + T_1^3 + n_{0_{th}}^1 - 2,5\,\text{MeV} \\
Li_3^6 + n_{0(th)}^1 - - \succ \alpha_2^4 + T_1^3 + 4,8\,\text{MeV}
\end{aligned} \tag{11.11}$$

$$mit \left\langle \begin{matrix} n_{0(r)}^1 = schnelle\ (rapid)\ Neutronen, \\ n_{0(th)}^1 = langsame\ (thermische)\ Neutronen. \end{matrix} \right.$$

Die in der Plasmareaktion Gl. 11.8 produzierten und aus dem Plasma entweichenden hochenergetischen (schnellen) Neutronen werden im *Mantel* abgebremst. Im Mantel wird somit Tritium und Wärme produziert.

Tritium ist ein radioaktives Isotop, das mit einer Halbwertszeit von 12,3 Jahren zerfällt, nach der Reaktion

$$T_1^3 - - \succ He_2^3 + \beta - \tag{11.12}$$

Die Rohstoffe der Fusionsreaktion *Deuterium* und *Lithium* sind nicht radioaktiv und im Wasser und in der Erdkruste in großen Mengen vorhanden.

11.2.2 Energiebilanz des Plasmas

Für die Erhaltung der Plasmareaktion ist die Energiebilanz des Plasmas maßgebend. Bei thermischem Gleichgewicht gilt für das Plasma

$$P_i = P_r + P_L, \tag{11.13}$$

worin $P_i = zugeführte\ Leistung$, $P_r = abgestrahlte\ Leistung$ und $P_L = kinetische\ Verlustleistung$ entsprechend der kinetischen Energie der aus dem Plasma entweichenden Teilchen.

Wird mit n die Dichte der Plasmakerne, mit Z die mittlere Protonenzahl pro Kern bezeichnet (bei reinem Wasserstoffplasma wäre $Z = 1$, bei Verschmutzung, z. B. durch Erosion der Wände durch Wärme und Neutronenbestrahlung, steigt diese Zahl jedoch an), kann folgender Zusammenhang geschrieben werden (Ligou 1982):

Abgestrahlte Leistung

$$\begin{aligned} &P_r = K Z^3 n^2 \sqrt{kT} \left[\frac{\text{keV}}{\text{cm}^3\text{s}}\right], \\ &\text{mit}\, K = 3.344\ \ 10^{-15} \left[\text{keV}^{0,5}\ \frac{\text{cm}^3}{\text{s}}\right] \end{aligned} \tag{11.14}$$

Kinetische Verlustleistung

$$P_L = \frac{1}{\tau}\, n\,(Z+1)\frac{3}{2}\, kT \left[\frac{\text{keV}}{\text{cm}^3\text{s}}\right] \tag{11.15}$$

τ wird als *Einschlusszeit* bezeichnet. Je größer diese Zeit ist, desto besser ist der *Teilchen-Einschluss* im Plasma, d. h. umso kleiner sind die Verluste.

Die für das Gleichgewicht notwendige Leistungsinjektion ist somit

$$P_i = K Z^3\, n^2 \sqrt{kT} + \frac{1}{\tau}\, n\,(Z+1)\frac{3}{2}\, kT \left[\frac{\text{keV}}{\text{cm}^3\text{s}}\right]. \tag{11.16}$$

Andererseits ist die im Plasma durch die Fusion produzierte Leistung wegen Gl. 11.7, mit der Annahme $n_1 = n_2 = n/2$ und gesetzt 17,600 keV $= E_Q$ (Gl. 11.8),

$$P_f = \frac{n^2}{4}\,\psi(kT)\,E_Q\left[\frac{\text{keV}}{\text{cm}^3\text{s}}\right]. \tag{11.17}$$

Es lässt sich dann die *Plasma-Leistungsverstärkung* definieren

$$G = \frac{P_f}{P_i} = \frac{\frac{n^2}{4}\,\psi(kT)\,E_Q}{KZ^3n^2\sqrt{kT} + \frac{1}{\tau}\,n\,(Z+1)\,\frac{3}{2}\,kT.} \tag{11.18}$$

Durch Auflösung dieser Gleichung nach dem sog. *Einschlussparameter* $n\tau$ folgt

$$n\tau = \frac{6\,(Z+1)\,kT}{\frac{1}{G}\,\psi\,E_Q - 4KZ^3\sqrt{kT}}\left[\frac{\text{s}}{\text{cm}^3}\right]. \tag{11.19}$$

Bei vorgegebener Leistungsverstärkung gibt es also für jede Temperatur T ein notwendiges Produkt $n\tau$ zur Erhaltung der Fusionsreaktion. Die gegenwärtige Forschung versucht, durch progressive Erhöhung der Plasmatemperatur und des Einschlussparameters die Reaktion möglichst ohne externe Energiezufuhr zu realisieren und die kritische Zündgrenze zu erreichen.

Die Abb. 11.4 zeigt den mit Gl. 11.8 berechneten Einschlussparameter in Abhängigkeit von kT für die (d,t)-Reaktion, für drei Werte der Leistungsverstärkung, mit den Annahmen $Z = 1$ (optimistisch), $E_Q = 17{,}6$ MeV und ψ gemäß Abb. 11.2. Die Kurven haben folgende Bedeutung:

$G = 1$:	$P_f = P_i$. Dieser Punkt wird als „breakeven“ bezeichnet. Die Fusionsenergie deckt gerade die Verluste. Da aber etwa 4/5 der Fusionsenergie aus dem Plasma entweichen (Neutronen, Gl. 11.3), ist eine Erhaltung der Reaktion nur mit externer Energiezufuhr möglich.
$G = 5$:	$P_f = 5\,P_i$, theoretische Zündbedingung. Die Energie der α-Teilchen beträgt nach Gl. 11.3 genau 1/5 der Fusionsenergie. Sofern diese Energie vollumfänglich im Plasma bleibt (perfekter Einschluss), ist eine Erhaltung der Reaktion ohne externen Kreislauf möglich; die *Reaktion erhält sich selbst*. Dies ist das eigentliche Endziel der Fusionsforschung.

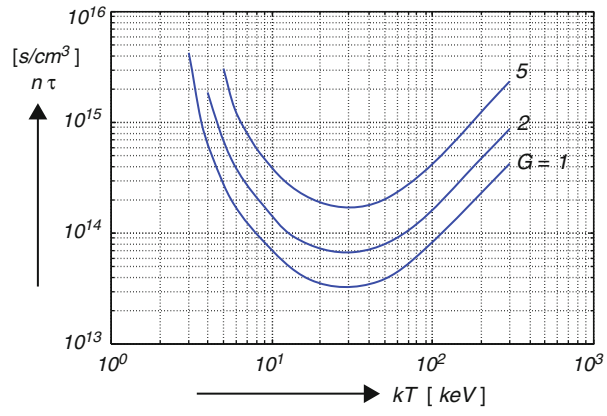


Abb. 11.4 (d,t)-Reaktion: notwendiger Einschlussparameter, um eine bestimmte Leistungsverstärkung zu erzielen, in Abhängigkeit von der Temperatur

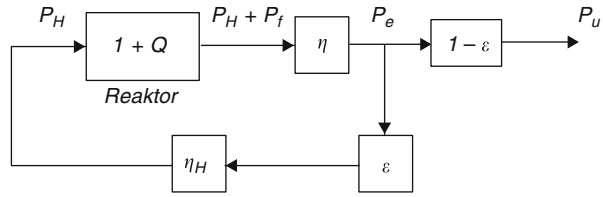


Abb. 11.5 Energiebilanz des Fusionskraftwerks

Für Werte von G zwischen 1 und 5 ist die Erhaltung der Reaktion nur durch die Heizung des Plasmas mit einer Aufheizleistung P_H möglich. Die Energiebilanz des Kraftwerks ist in Abb. 11.5 dargestellt. Zur Aufheizleistung P_H addiert sich im Reaktor die Fusionsleistung P_f. Die Gesamtleistung $(P_H + P_f)$ wird mit dem thermodynamischen Wirkungsgrad η in elektrische Energie umgewandelt.

Davon wird der Teil ε mit Wirkungsgrad η_H zur Aufheizung des Plasmas verwendet. Der Restanteil $(1-\varepsilon)$ ist die Nutzenergie P_u.

Da letzten Endes für den Reaktor vor allem die Relation zwischen der im Plasma freigesetzten und der zur Aufheizung notwendigen Energie interessiert, wird meistens an Stelle der Plasmaverstärkung G eher die Plasmaverstärkung

$$Q = \frac{P_f}{P_H} \tag{11.20}$$

verwendet. Gemäß Blockdiagramm Abb. 11.5 besteht zwischen P_H und P_f die Beziehung

$$P_H = \eta\varepsilon\eta_H \left(P_H + P_f\right) - - \succ P_H = \frac{\eta\varepsilon\eta_H}{1\text{-}\eta\varepsilon\eta_H} P_f = \frac{1}{Q} P_f \tag{11.21}$$

Somit ist

$$\eta\varepsilon\eta_H = \frac{1}{1+\mathrm{Q}}. \tag{11.22}$$

Die dem Plasma zugeführte Leistung ist andererseits (bestenfalls)

$$P_i = P_H + 0,2P_f - - \succ P_H = P_i\,(1-0,2G) = P_f\left(\frac{1}{G} - 0,2\right). \tag{11.23}$$

Aus den Gl. 11.21 und 11.23 folgt der Zusammenhang

$$\frac{1}{Q} = \frac{1}{G} + 0,2\,oder\,Q = \frac{G}{1-0,2\,G}. \tag{11.24}$$

Für $G=2$ ist z. B. $Q=3{,}33$ und $\eta\varepsilon\eta_\mathrm{H}=0{,}23$, und mit der Annahme $\eta_\mathrm{H}\eta=0{,}33$, die thermodynamisch realisierbar erscheint, ist $\varepsilon=0{,}7$, d. h. 70 % der produzierten elektrischen Leistung P_e müssen für die Plasmaheizung verwendet werden. Um diese Energie auf 10 % zu reduzieren, müsste $Q=31$ (bzw. $G=4{,}3$) sein.

Die „breakeven"-Bedingung $G = 1$ entspricht $Q = 1{,}25$, die Zündbedingung $G = 5$ entspricht $Q = \infty$.

Die Forschung hat bis heute die Bedingung $G > 1$ (oder $Q > 1{,}25$) noch nicht realisiert. Der JET (Joint European Torus) in Großbritannien hat erst Fusionsenergie im Ausmaß von ca. 65 % der eingesetzten Energie ($Q = 0{,}65$) während kurzer Zeit (wenige Sekunden) erhalten können. Mit dem ITER-Projekt (Internationaler Thermonuklearer Experimentalreaktor) in Cadarache (Frankreich) hofft man den Beweis zu erbringen, dass die Fusion technisch realisierbar ist. Die „breakeven"-Bedingung soll mit einer Plasmaverstärkung $Q = 5$ bis 10 dauernd überschritten werden.

Das ITER-Projekt folgt der europäisch-japanisch-russischen Linie des *magnetischen Einschlusses* (Tokamak, s. Abschn. 10.2.3), die auch von den USA unterstützt wird. Letztere verfolgen neben dieser Linie auch die Variante des *inertialen Einschlusses* mittels Laser weiter. Dem ITER-Projekt haben sich 2003 China und Südkorea und 2005 auch Indien angeschlossen. Die Bauarbeiten sollen 2009 beginnen und 2015 abgeschlossen sein.

11.2.3 Das Einschlussproblem

Der wirksame Einschluss der positiv geladenen Plasmateilchen (α-Teilchen) ist fundamental für das Erreichen der kritischen Fusionstemperatur. Zwei Methoden sind bisher angewandt worden

- der magnetische Einschluss,
- der inertiale Einschluss.

11.2.3.1 Der magnetische Einschluss

Die elektrisch geladenen Plasmateilchen (Ionen und Elektronen) bewegen sich in einem magnetischen Feld **B** mit einer Geschwindigkeit **v**, die relativ zur Feldrichtung in axiale und radiale Komponente zerlegt werden kann (Abb. 11.6). Die radiale Komponente führt wegen der zentripetal wirkenden Lorentz-Kraft F (Band 1, Abschn. 2.5.9) zu einer Kreisbewegung gemäß

$$F = e\, v_r B = m\frac{v_r^2}{r} \quad - - \succ \quad r = \frac{m v_r}{eB}. \tag{11.25}$$

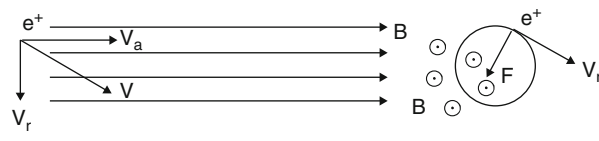


Abb. 11.6 Lorentz-Kraft und Teilchenbewegung im magnetischen Feld

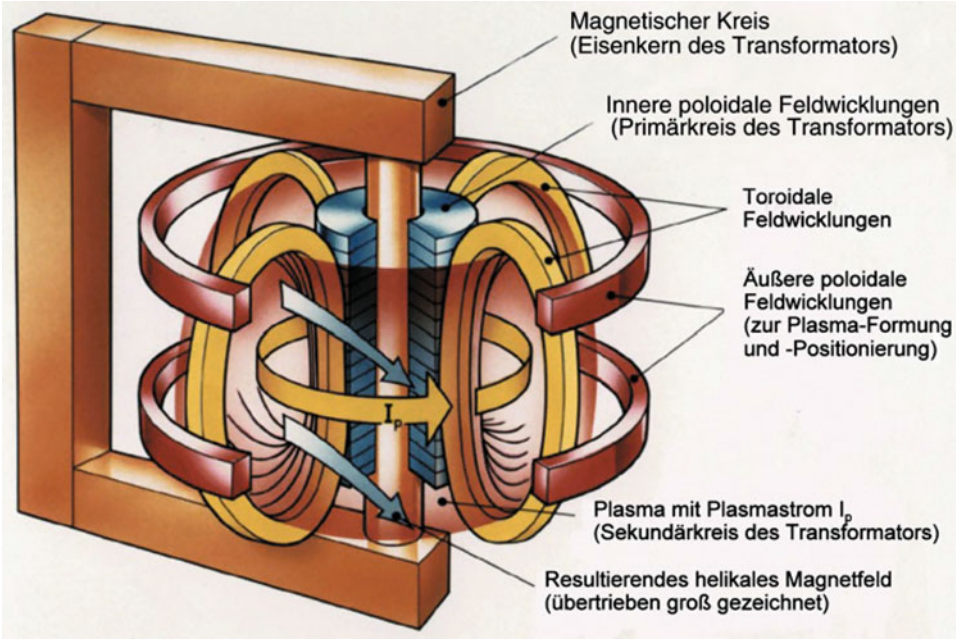


Abb. 11.7 Prinzipieller Aufbau des Tokamak-Reaktors (Appert 2000)

Bei genügend großem Feld ist r klein und der Einschluss wirksam. Auf Grund der axialen Komponente werden sich die Teilchen spiralförmig in Richtung der Feldachse bewegen.

Eine zylindrische Plasma-Anordnung ist nahezu, aber nicht zwangsläufig stabil und hat den Nachteil, dass die Enden offen sind und das Plasma dort ausfließen kann. Eine toroidale Anordnung, wie sie z. B. im Tokamak verwirklicht wird (Abb. 11.7), kann dies verhindern; doch die radiale Inhomogenität des Feldes führt zu radialen Plasmaverlusten, die mit zusätzlichen Maßnahmen verhindert werden müssen.

Tokamak Die von russischen Wissenschaftlern entwickelte und in den Abb. 11.7 dargestellte *Tokamak*- Anordnung ist in verschiedenen Versuchslabors mit Erfolg getestet worden (z. B. JET) und auch für das Projekt ITER (Abb. 11.8) vorgesehen.

Das Hauptfeld wird in einem horizontal liegenden Torus durch die toroidalen Wicklungen erzeugt. Zur radialen Stabilisierung des Plasmas wird ein vertikales Feld benötigt, das durch einen Transformator impulsartig erzeugt wird (poloidale Wicklungen). Dieser induziert im Torus (Sekundärkreis) den poloidalen Strom. Das Resultat ist ein helikales (verschraubtes) Feld.

In einem Tokamak führt die Verbesserung des Einschlussparameters $n\tau$ im Wesentlichen über größere Maschinen und stärkere Magnetfelder. Im ITER-Projekt sind die Radien mehr als doppelt so groß wie im JET, und das toroidale Magnetfeld beträgt etwa das 1,6fache (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) 2008), Abb. 11.8.

Ein Nachteil des Tokamaks ist, dass es sich um eine gepulste Maschine handelt, d. h. der induzierte stabilisierende Plasmastrom kann nur während einer endlichen Zeit

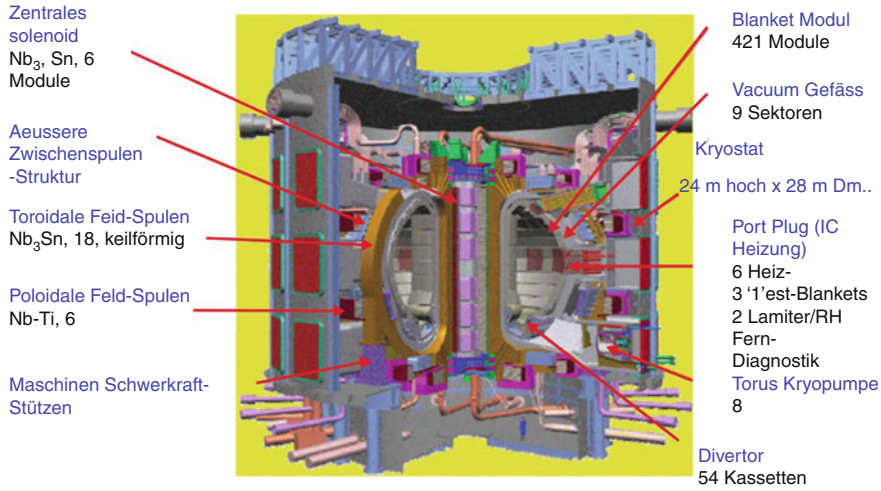


Abb. 11.8 Tokamak des ITER-Projektes (Tran 2006)

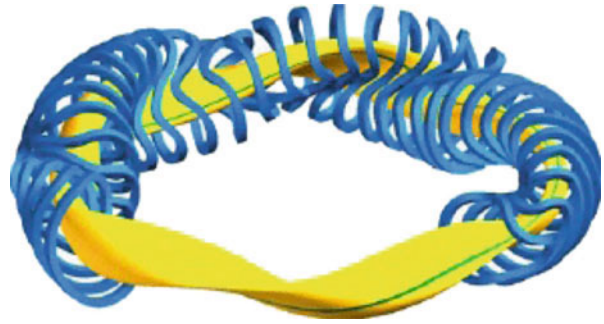


Abb. 11.9 Plasma und Magnetspulen des Stellarators (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) 2008)

aufrecht erhalten werden. Man versucht deshalb, einen stationären Betrieb durch nicht-induktiven Stromtrieb zu erreichen mit Hilfe von Hochfrequenzwellen (Radiowellen) oder durch Einschießen von Neutralteilchen ins Plasma.

Stellarator Der *Stellarator* ist eine Maschine, die ohne Plasmastrom eine Stabilisierung erzielt und somit in der Lage ist, ein kontinuierlich stabiles Plasma zu erzeugen (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) 2008; Ongena et al. 1999). Die stabile Magnetfeldstruktur wird im modernen Stellarator durch besonders geformte, den Torus umschließende Spulen erzielt (Abb. 11.9). Wesentliche Impulse werden von der sich im Bau befindenden Anlage Wendelstein 7-X erwartet (Greifswald, Deutschland).

Plasmaheizung Zur Einleitung der Fusionsreaktion muss das eingeschlossene stabile Plasma auf mindestens mehrere 10 Mio. Grad aufgeheizt werden. Dazu werden neben der ohmschen Heizung durch den Plasmastrom verschiedene Systeme verwendet:

1. Hochfrequenzheizung über einen HF-Generator mit Frequenzen von 20 MHz bis 200 GHz. Im JET werden damit ca. 40 MW Heizleistung übertragen.
2. Heizung durch Neutralteilcheninjektion (Deuterium- oder Wasserstoffatome). In letzterem Fall werden zunächst Jonen mit einem Teilchenbeschleuniger beschleunigt und dann in einer Gaswolke neutralisiert (durch Aufnahme von Elektronen), damit sie ungestört in das Magnetfeld eindringen können. Beim Eintreffen auf das Plasma werden sie wieder ionisiert und geben ihre Energie beim Zusammenstoß mit den Plasmateilchen ab. Damit kann dem Plasma eine Heizleistung von mehreren 10 MW abgegeben werden.

Im ITER-Projekt ist mit HF und Teilcheninjektion insgesamt eine Heizleistung von 100 MW vorgesehen (Ongena et al. 1999).

11.2.3.2 Der inertiale Einschluss

Beim inertialen oder Trägheits-Einschluss werden kleine (d,t)-Plasma-Kügelchen (Durchmesser ca. 1 mm) durch Laserstrahlen oder Teilchenbündel von allen Seiten impulsartig bombardiert. Durch die Erhitzung verdampft die äußere Schicht und erzeugt eine nach innen gerichtete Druckwelle (tausendfache Dichte des Wassers wird erreicht), welche in der Mitte der Kügelchen die zur Fusion der ersten Kerne (Zündung) notwendige Temperatur von einigen 10 Mio. Grad erreicht. Die freigesetzte Energie heizt das Kügelchen weiter auf, so dass der gesamte Brennstoff fusioniert (Ongena et al. 1999).

Modellberechnungen zeigen, dass $\tau = r/v_s$ mit r = Kugelradius, v_s = Schallgeschwindigkeit im komprimierten Plasma. Die Fusion sollte eingeleitet werden bei Werten von $\tau \approx 10^{-9}$ s und $n \approx 10^{23}$–10^{24} cm^{-3} ($\rightarrow n\tau \approx 10^{14}$–$10^{15}$, s. Abb. 11.4) (Ligou 1982).

11.3 Stand und Perspektiven der Kernfusion

11.3.1 Internationales Forschungsprogramm Kernfusion

Nach Abschluss der Testphase des ITER-Experimentalreaktors sollen die Entscheidungen über die Ausgestaltung des ersten Demonstrationskraftwerks DEMO gefällt werden. Dessen Inbetriebnahme sollte aus heutiger Sicht etwa 2030 bis 2035 möglich sein. Ziel der Demonstrationsanlage wäre es, den kommerziellen Einsatz von Fusionskraftwerken für die zweite Hälfte des Jahrhunderts vorzubereiten (Abb. 11.10).

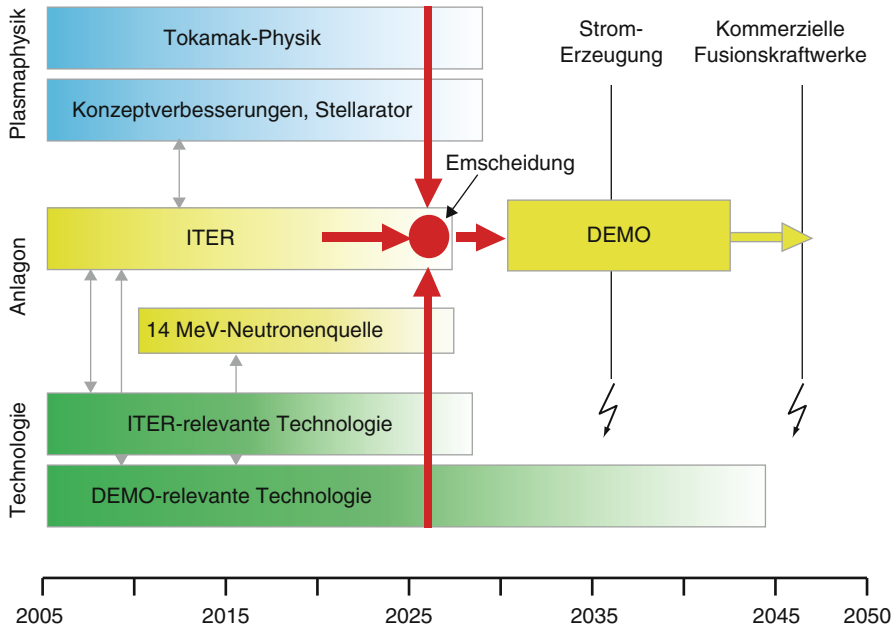


Abb. 11.10 Forschungsprogramm Kernfusion. (Quelle: (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) 2008))

11.3.2 Vorzüge der Fusion und technologische Probleme

Der Fusionsreaktor hat gegenüber dem Spaltreaktor wichtige Vorteile:

- Er bildet keine langlebigen Spaltprodukte → das Entsorgungsproblem ist viel leichter zu lösen.
- Im Reaktor gibt es kein Brennstoffinventar, das komplizierte Kontrollsysteme bedingt, sondern der Brennstoff wird in kleinen Mengen laufend von außen injiziert. Der Fusionsprozess kann nicht außer Kontrolle geraten (keine Kettenreaktion) und kann jederzeit leicht abgestellt werden, d. h. er ist inhärent sicher.
- Pro Gewichtseinheit des Brennstoffs wird (relativ zu Uran 235) mehr als drei Mal mehr Energie erzeugt.

Die *technologischen Probleme,* die es zu bewältigen gilt, sind aber sehr groß, und es ist im heutigen Zeitpunkt schwer zu sagen, ob sie gegenüber der extensiven Nutzung der Solarenergie wirtschaftlichere Lösungen erlauben werden. Die beiden Techniken ergänzen sich aber ausgezeichnet, da die Fusionskraftwerke Bandenergie produzieren. Mit Bezug auf den Tokamak-Reaktor seien die wichtigsten Probleme erwähnt:

- Die Wand der Brennkammer ist einer großen thermischen Belastung ausgesetzt, wird außerdem durch hochenergetische Neutronen beschossen, was die mechanischen Eigenschaften des Materials verändert. Viel Forschungsarbeit ist hier noch zu leisten.

- Die Wärmeabfuhr (Nutzwärme), die z. B. mit flüssigem Lithium möglich wäre, vermutlich besser aber mit einer festen Li-Verbindung (Granulat) oder mit dem Eutektikum LiPb realisiert werden könnte, stellt ebenfalls Materialprobleme.
- Wird die (d,t)-Reaktion verwendet, stellen die Tritiumgewinnung im Reaktormantel und der damit verbundene Brennstoffkreislauf Radioaktivitäts- und Sicherheitsprobleme.
- Zur Erzeugung der hohen Magnetfelder mit geringen Verlusten sind Supraleiterspulen notwendig.

Literatur

Appert K (2000) Stand der Fusionsforschung in der Schweiz und international. CRPP, EPFL, Lausanne

European Commission (2000) Report: Fusion R&D in the European Fusion Associations. European Communities, Luxembourg

Ligou J (1982) Installations nucléaires. Presses polytechniques romandes, Lausanne

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) (2008) Kernfusion-Stand und Perspektiven. www.ipp.mpg.de

Ongena J, Van Ost G, Eidens J, Schorn RP (1999) Kernfusion, eine Herausforderung für die Menschheit. Trilateral Euregio Cluster. Nieuwegein, Jülich, Brüssel

Tran MQ (2006) Liefermöglichkeiten für die Konstruktion des Fusionsreaktors ITER. EPFL, CRPP, Lausanne. www.nuclea.ch

Anhang A

Thermodynamik

A.1 Grundbegriffe

A.1.1 Zustandsgrößen

Zur Beschreibung des thermodynamischen Zustands der Materie werden folgende 6 Variablen verwendet:

absolute Temperatur	T [K]
thermodynamischer Druck	p [N/m^2 = Pa = 10^{-5} bar]
spezifisches Volumen (1/Dichte)	$v = 1/\rho$ [m^3/kg]
spezifische innere Energie	u [Ws/kg = J/kg]
spezifische Enthalpie	h [Ws/kg]
spezifische Entropie	s [Ws/kg.K]

Zwei Größen genügen um den thermodynamischen Zustand zu definieren. Die sechs Variablen sind deshalb durch 4 Gleichungen verknüpft (Baehr 1996, Dietzel 1987):

$$v = v(p,T) \quad \textit{thermische Zustandsgleichung} \tag{A.1}$$

$$u = u(p,T) \quad \textit{kalorische Zustandsgleichung} \tag{A.2}$$

$$h = u + p\,v \quad \textit{Definition Enthalpie} \tag{A.3}$$

$$T\,ds = du + p\,dv \quad \textit{Definition Enthalpie} \tag{A.4}$$

Die Gl. A.3 und A.4 definieren Enthalpie und Entropie; für deren physikalische Interpretation s. die Abschn. A.1.3 und A.1.4. Die Definition (A.4) der Entropie ist streng genommen nur für quasistationäre Gleichgewichtszustände gültig (Schade 1970).

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

Die Gl. A.1 und A.2 sind von der Art des Stoffes abhängig. Für zwei wichtige Idealfälle gilt:

a) Ideales Gas:

$$pv = RT \tag{A.1a}$$

$$du = c_v(T)\,dt \tag{A.2a}$$

$$aus\,(A.3)\,folgt \quad dh = (c_v(T) + R)\,dT = c_P(T)\,dT \tag{A.3a}$$

b) Inkompressible Flüssigkeit:

$$v = v(T) \tag{A.1b}$$

$$du = c(T)\,dT \tag{A.2b}$$

In beiden Fällen ist die innere Energie nur von der Temperatur abhängig. Reelle Gase verhalten sich bei niedrigen Drücken (<20 bar für Luft, Wasserstoff, Stickstoff, Erdgas usw.) praktisch wie ideale Gase. c_v stellt die spezifische Wärme bei konstantem Volumen, c_p die spezifische Wärme bei konstantem Druck dar, wobei c_p-$c_v = R$. Das Verhältnis $k = c_p/c_v$ wird Isentropenkoeffizient genannt (s. auch Abschn. A.3.4). Die Gaskonstante R hängt von der Art des Gases ab. Für Flüssigkeiten ist praktisch $c_p = c_v = c$.

A.1.2 Thermodynamische Prozesse

Der *Zustand des Stoffes*, z. B. des Gases im Zylinder Abb. A.1, kann durch zwei der sechs Variablen als Punkt in der Zustandsebene (Abb. A.2) dargestellt werden. Verwendet werden Darstellungen in der (p,v)-, (T,s)-, (h,s)- oder (p,h)-Ebene.

Ein *thermodynamischer Prozess* ist ein Vorgang, der einen Stoff von einem Zustand 1 in einen Zustand 2 überführt (Kurve von 1 nach 2 in der Zustandsebene Abb. A.2). Die *Zustandsänderung* kann durch *Wärmezufuhr* oder *-abfuhr* (Erwärmung oder Kühlung) und/oder durch *Kompression* oder *Expansion* (mit Arbeitsaustausch verbunden) erreicht werden.

Wärmeaustausch und Arbeit sind keine Zustandsgrößen sondern *Prozessgrößen*. Wir unterscheiden:

q = spezifische Wärmezufuhr [J/kg]
w = spezifische Arbeitzufuhr [J/kg] abzüglich äußere (Kolben-) Reibung (als systemextern betrachtet)
q_r = spezifische Wärme [J/kg], die durch innere (Gas-) Reibung entsteht

Die wichtigsten Prozesse in einem Gas sind in Abb. A.2 dargestellt.

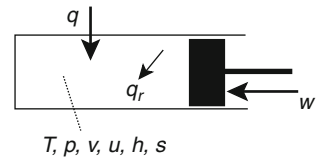


Abb. A.1 Zustands- und Prozessgrößen

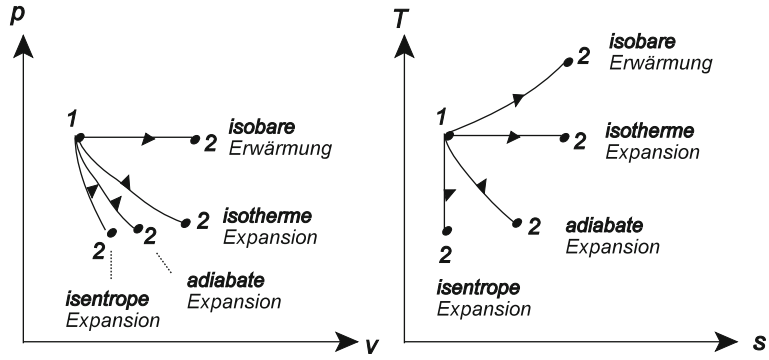


Abb. A.2 Zustandsänderungen in einem Gas, dargestellt in den Ebenen (pv) und (Ts) (adiabat bedeutet ohne Wärmeaustausch, d. h. $q = 0$)

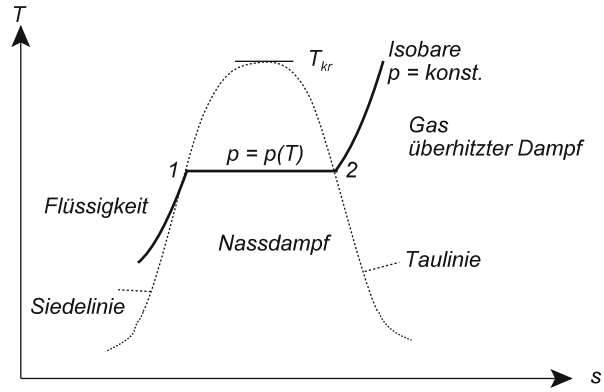


Abb. A.3 Verhalten eines Dampfes in der Nähe des Verflüssigungspunktes. Im Nassdampfbereich besteht zwischen Druck und Temperatur eine feste Beziehung (Dampfdruckkurve $p = p\,(T)$)

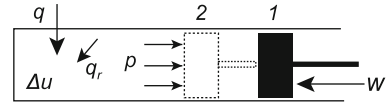
Von großer praktischer Bedeutung sind die Zustandsänderungen in einem *Dampf* (Abb. A.3). Beim Erhitzen der Flüssigkeit unter konstantem Druck beginnt im Siedepunkt 1 die Verdampfung, wobei unter Zufuhr der Verdampfungswärme die Temperatur konstant bleibt. In 2 ist die Verdampfung abgeschlossen, und die Temperatur des Dampfes nimmt wieder zu (überhitzter Dampf). Im *Nassdampf-bereich* stimmen Isobare und Isotherme überein. Oberhalb des kritischen Druckes p_{kr}, welcher der kritischen Temperatur T_{kr} entspricht, geht die Flüssigkeit ohne Verdampfung in den gasförmigen Zustand über.

A.1.3 Erster Hauptsatz, Energiebilanz

A.1.3.1 Geschlossene Systeme

Ein geschlossenes System ist ein für die Materie undurchlässiges System. Es enthält also stets die selbe Stoffmenge. Mit Bezug auf Abb. A.4 gelten für den Übergang von Zustand 1 nach 2 folgende Energiebilanzgleichungen:

Abb. A.4 Geschlossenes System



1. *Hauptsatz für geschlossene Systeme*:

$$\Delta u = q + w \tag{A.5}$$

$$w = -\int_1^2 p dv + q_r \tag{A.6}$$

Gl. A.5 ergibt sich aus dem Energierhaltungsprinzip: Wärme- und Arbeitszufuhr erhöhen die innere Energie des Stoffes. Gl. A.6 drückt aus, dass die Kompressions-arbeit w teilweise als *Volumenänderungsarbeit* vom Gas aufgenommen wird (negatives Vorzeichen, da gegen die Druckrichtung), und z. T. sich infolge Reibungsverluste in Wärme umwandelt.

A.1.3.2 Fließprozesse (offene Systeme)

Zur Veranschaulichung eines Fließprozesses sei die Reihenschaltung eines Wärmetauschers und eines Kompressors betrachtet (Abb. A.5). Die spezifische Energie der Stoffmenge $\triangle m$, die sich vom Eintritt- zum Austrittsquerschnitt bewegt, ist in einem beliebigen Querschnitt

$$e = u + \frac{1}{2}c^2 + gz. \tag{A.7}$$

Sie setzt sich zusammen aus innerer, kinetischer und potentieller Energie. c ist die Fließgeschwindigkeit und z die Höhe relativ zu einer Bezugsebene.

Aus der Energiebilanz des offenen Systems folgt die Differenz zwischen Austritts- und Eintrittsenergie

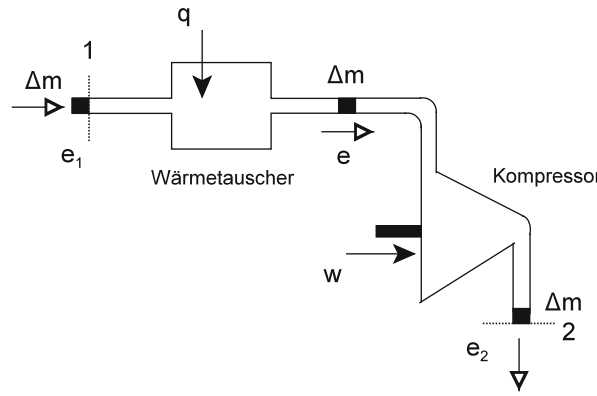
$$\Delta e = e_2 - e_1 = q + w - \Delta(pv) \tag{A.8}$$

Der letze Term stellt die Änderung der spezifischen *Verschiebearbeit* dar. Er erklärt sich folgendermaßen: die eintretende Stoffmenge $\triangle m$ verdrängt ein Volumen $v_1 \triangle m$ mit Druck p_1 und überträgt dem System die Verschiebearbeit p_1A $v_1\triangle$m. Die aus- tretende gleiche Stoffmenge $\triangle m$ mit Volumen v_2 und Druck p_2 entzieht dem System die Arbeit $p_2 v_2 \triangle m$. Insgesamt wird also dem System die Arbeit $(p_2.v_2 - p_1.v_1)\ \triangle m = \triangle\ (p\ v)\triangle m$ entzogen. Gemäß Gl. A.3 lässt sich die *Enthalpie* als Summe von *innerer Energie u* und *Verschiebearbeit pv* interpretieren.

Aus Gl. A.3, A.7 und A.8 folgt

$$\Delta h = \Delta u + \Delta(pv) = q + w - \frac{1}{2}\left(c_2^2 - {}^2_1\right) - g(z_2 - z_1)$$

Abb. A.5 Fließprozess



Der 1. *Haupsatz*lautet *somit für Fließprozesse*

$$\Delta h + \frac{1}{2}\left(c_2^2 - c_1^2\right) + g(z_2 - z_1) = q + w \tag{A.9}$$

Der Vergleich mit Gl. A.5 zeigt, dass bei Fließprozessen die Summe aus Enthalpie, kinetischer und potentieller Energie an Stelle der inneren Energie tritt. Da bei *gasförmigen Medien* i. d. R. kinetische und potentielle Energie vernachlässigbar klein sind, genügt es meist $\triangle u$ durch $\triangle h$ zu ersetzen.

Der in Kap. 4 behandelte Fall einer *Wasserströmung* ist ein Spezialfall von Gl. A.9. Der Wärmeaustausch wird vernachlässigt und die innere Energie u ist konstant (da nur temperaturabhängig, Gl. A.2b. Die Dichte ist ebenfalls konstant und somit die Enthalpiedifferenz $\triangle h = \triangle (p\ v) = (p_2\text{-}p_1)/p$. Die Gl. A.9 wird zur Gl. 4.5 von D. Bernoulli.

Für die innere Energie der Masse $\triangle m$ (als geschlossenes System) gelten weiterhin die Gl. A.5, A.6. Wird in Gl. A.3 eingesetzt, erhält man

$$\Delta h = q - \int_1^2 p dv + q_r + \int_1^2 d(pv)$$

Da $d\,(pv) = p\ dv + v\ dp$, folgt aus dem Vergleich mit (A.9) die Kompressionsarbeit

$$w = \int_1^2 v\, dp + q_r + \frac{1}{2}\left(c_2^2 - c_1^2\right) + g(z_2 - z_1) \tag{A.10}$$

Abb. A.6 zeigt die Interpretation der Volumen- bzw. Druckänderungsarbeit in der (pv)-Ebene für geschlossene Systeme (Gl. A.6), und für Fließprozesse (Gl. A.10).

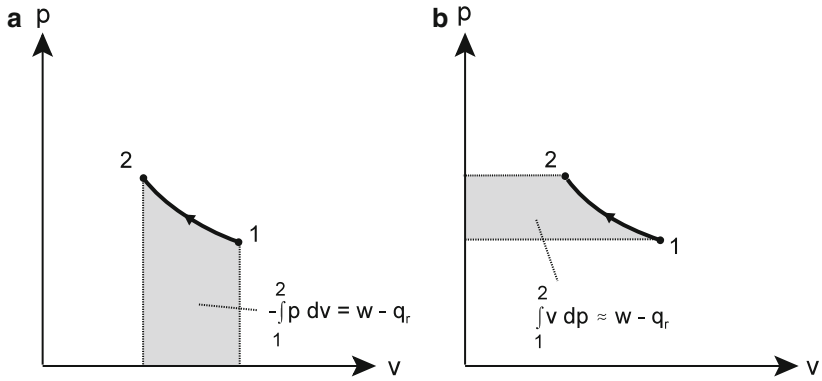


Abb. A.6 a Volumenänderungsarbeit für geschlossene Systeme, **b** Druckänderungsarbeit für Fließprozesse

A.1.4 Entropie, zweiter Hauptsatz

Sowohl für geschlossene Systeme als auch für Fließprozesse lässt sich die innere Energie durch

$$\Delta u = q - \int_1^2 p\,dv + q_r \tag{A.11}$$

ausdrücken. Mit den Gl. A.3 und A.4 folgt:

$$\int_1^2 T\,ds = \Delta u + \int_1^2 p\,dv = \Delta h - \int_1^2 v\,dp = q + q_r \tag{A.12}$$

Es ergibt sich folgende Interpretation der Entropie

$$ds = \frac{\delta q + \delta q_r}{T} \tag{A.13}$$

Die Entropiezunahme bei Zustandsänderung ist das Verhältnis zwischen der totalen Wärmezunahme und der absoluten Temperatur. Ist der Prozess adiabat ($q = 0$) nimmt die Entropie immer zu, da die Reibungsverluste $q_r$nur positiv sein können. *DieEntropie eines adiabaten Prozesses kann also niemals abnehmen*, bei *natürlichen adiabaten Prozessen nimmt sie immer zu* (zweiter Hauptsatz). Dies hängt damit zusammen, dass *natürliche Prozesse* immer Reibungen aufweisen und somit *irreversibel* sind.

Sowohl für geschlossene Systeme als auch für Fließprozesse lässt sich die Wärmezunahme (Wärmezufuhr + Reibungswärme) bequem im (T,s)-Diagramm darstellen (Abb. A.7)

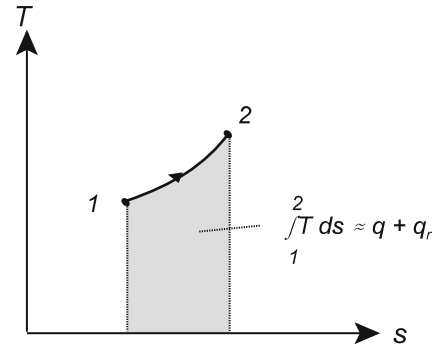


Abb. A.7 Darstellung der Wärmezunahme in der (T,s)-Zustandsebene, gültig für geschlossene Systeme und Fließprozesse

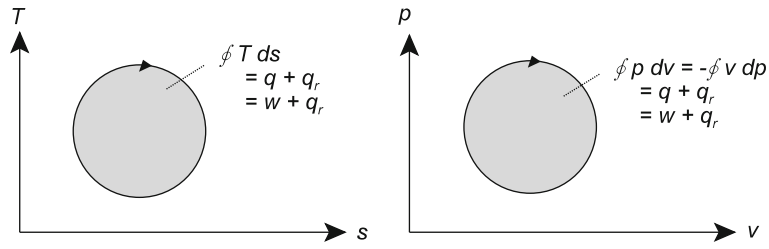


Abb. A.8 Interpretation in der (T,s)- und (p,v)-Ebene von Gl. A.14

A.2 Kreisprozesse

Ein Kreisprozess ist eine Folge von Zustandsänderungen, die schließlich den Stoff in den ursprünglichen Zustand zurückführen. Alle Zustandsgrößen sind nach einem Kreisprozess unverändert. Die technischen Anwendungen der Thermodynamik basieren auf Kreisprozesse. Wird der Kreisprozess im Uhrzeigersinn durchlaufen (Abb. A.8), ergibt sich Arbeit aus Wärme also einen thermischen Motor; wird er im Gegenuhrzeigersinn durchlaufen, ergibt sich umgekehrt Wärme (oder Kälte) aus Arbeit also eine *Wärmepumpe* (oder Kältemaschine). Mit Bezug auf den thermischen Motor wird definiert: $w = erhaltene\ minus\ aufgewendete\ technische\ Arbeit$, $q = zugeführte\ minus\ abgeführte\ Wärme$. Da für den Kreisprozess $\triangle u = \triangle h = 0$, folgt aus den Gl. A.5 und A.12 bei Berücksichtigung obenerwähnter Vorzeichen die fundamentale Beziehung

$$\oint T\,ds = q + q_r = w + q_r = \oint p dv = -\oint v dp \tag{A.14}$$

Abb. A.8 zeigt ihre Interpretation in der (T,s)- und in der (p,v)-Ebene.

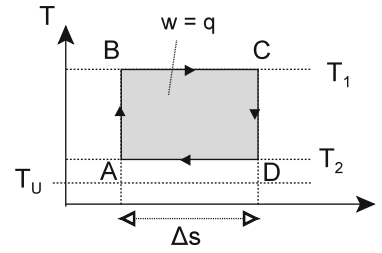


Abb. A.9 Carnotprozess (Motor): *AB* reversible adiabate Kompression, *BC* idealeisotherme Kompression (mit Wärmezufuhr q_1), *CD* reversible adiabate Expansion, *DA* ideale isotherme Expansion (mit Wärmeabfuhr q_2). Wärmebilanz: $q = q_1 - q_2$, Wärmezufuhr: $q_1 = T_1 \triangle s$, Wärmeabfuhr: $q_2 = T_2 \triangle s$

A.2.1 Kreisprozess von Carnot

Der reversible (verlustlose) *Kreisprozess von Carnot* (Abb. A.9) besteht aus zwei Isentropen und zwei Isothermen. Aus Gl. A.14 folgt die Energiebilanz $w = q$: Die erhaltene Arbeit ist:

$$w = q_1 - q_2 = (T_1 - T_2)\Delta s$$

Als *thermischen Wirkungsgrad* wird das Verhältnis von erhaltener Arbeit zu zugeführter Wärme bezeichnet

$$\eta_{th} = \frac{w}{q_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} = 1 - \frac{T_2}{T_1} \tag{A.15}$$

Der Carnotprozess ist der *Prozess mit dem höchsten Wirkungsgrad* der sich zwischen den Temperaturen T_1und T_2realisieren lässt

Beispiel A.1 Man berechne den Wirkungsgrad einer Carnot-Maschine mit $\vartheta_1 = 300$ C und $\vartheta_2 = 30$ C.

Aus Gl (A.15) folgt (mit $T = \vartheta + 273$)

$$\eta_{th} = \frac{573 - 303}{573} = 0.47$$

A.2.2 Exergiebegriff, Wirkungsgrade

Durch Einführung der Umgebungstemperatur T_u, lässt sich die zugeführte Wärme für den Carnotprozess folgendermaßen schreiben:

$$q_1 = q_{1ex} + q_{1an} = (T_1 - T_u)\Delta s + T_u \Delta s = Exergie + Anergie \tag{A.16}$$

Die Wärme besteht aus *Exergie* und *Anergie*. Für den Wirkungsgrad folgt

$$\eta_{th} = \frac{w}{q_1} = \frac{q_{1ex}}{q_1}\frac{w}{q_{1ex}} = \eta_c \eta_{ex} \tag{A.17}$$

Der thermische Wirkungsgrad des Carnotprozesses setzt sich zusammen aus dem *r Carnotfakto* ηc und dem *exergetischen Wirkungsgrad* $_{\eta ex}$.

$$\eta_c = \frac{q_{1ex}}{q_1} = \frac{T_1 - T_u}{T_1} = 1 - \frac{T_u}{T_1}, \quad \eta_{ex} = \frac{Arbeit}{Exergie} = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_u} \tag{A.18}$$

Da die Temperatur T_2 nicht tiefer als T_u sein kann, erreicht ηex höchstens den Wert 1, wenn $T_2 = T_u$. Dies bedeutet, dass *sich höchstens der Exergieanteil der Wärme in Arbeit umwandeln lässt*. In der Praxis ist dies nicht vollumfänglich möglich, da für eine wirtschafliche Wärmeabgabe ein bestimmtes Temperaturgefälle $(T_2 - T_u)$ notwendig ist. *Anergie ist mitzuschleppender Ballast*.

Beispiel A.2 Man berechne den Carnotfaktor und den exergetischen Wirkungsgrad von Beispiel A.1, wenn die Umgebungstemperatur 10 C beträgt.

$$\eta_c = 1 - \frac{283}{573} = 0,51, \quad \eta_{ex} = \frac{270}{290} = 0,93$$

Der Exergieanteil der zugeführten Wärme ist 51 %. Diese Exergie kann mit einem Wirkungsgrad von 93 % genutzt werden.

A.2.3 Allgemeiner Kreisprozess

Für einen *beliebigen Kreisprozess* mit Wärmezufuhr q_1 bei variabler Temperatur T ist der Exergieanteil

$$q_{1ex} = \eta_{cm} q_1 \qquad mit \quad \eta_{cm} = \frac{\int \left(1 - \frac{T_u}{T}\right) dq_1}{q_1} \tag{A.19}$$

Der thermische Wirkungsgrad eines Kreisprozesses lässt sich demnach allgemein schreiben

$$\eta_{th} = \frac{w}{q_1} = \frac{w}{q_{1ex}}\frac{q_{1ex}}{q_1} = \eta_{ex}\eta_{cm} \tag{A.20}$$

Der *mittlere Carnotfaktor* η_{cm} hängt vom *Temperaturniveau der Wärmezufuhr* ab und charakterisiert den Kreisprozess. Bei gegebener maximaler Temperatur kann er höchstens den Wert η_c des Carnot-Kreisprozesses erreichen (Gl. A.18).

Der exergetische Wirkungsgrad charakterisiert die *Güte einer Wärmekraftmaschine* besser als der thermische (oder energetische) Wirkungsgrad. Die exergetischen Verluste haben zwei Ursachen:

$$\eta_{ex} = \frac{w}{q_{1ex}} = \frac{q_1 - q_2}{q_{1ex}} = \frac{q_{1ex} - q_{2ex}}{q_{1ex}} \frac{q_1 - q_2}{q_{1ex} - q_{2ex}} = \eta_{exrev}\, \eta_i \tag{A.21}$$

Der *exergetische Wirkungsgrad des reversiblen Prozesses* η_{exrev} berücksichtigt, dass die Abwärme q_2 noch einen Exergieanteil $q_{2\text{ex}}$ enthält, da $T_2 > T_u$, der in wertloser Umgebungsanergie umgewandelt wird. Wäre die Wärmeabgabetemperatur durch- wegs $T_2 = T_u$, würden diese Verluste nicht auftreten. Wie oben bereits erwähnt, ist dies jedoch nicht vereinbar mit einer wirtschaftlichen Wärmeabgabe.

Der *innere Wirkungsgrad* η_i rührt von den Irreversibilitäten (Reibungen) des Prozesses her. In einem reversiblen Prozess, wie der vorher besprochene Carnot- prozess, bleibt die Anergie unverändert (also $q_{2\text{an}} = q_{1\text{an}}$), damit ist $w = q_1 - q_2 = q_{1\text{ex}} - q_{2\text{ex}}$, und $\eta\text{i} = 1$). Mit Reibung nimmt hingegen die Anergie zu (d. h. $q_{2\text{an}} > q_{1\text{an}}$) und somit ist $w = (q_1 - q_2) < (q_{1\text{ex}} - q_{2\text{ex}})$.

A.3 Teilprozesse

Ein Kreisprozess als Ganzes erfolgt in einem geschlossenen System. Er besteht jedoch aus Teilprozessen, die i. d. R. (offene) Fließprozesse sind. Diese Teilprozesse lassen sich etwas idealisiert in zwei Kategorien einteilen:

- Wärmeaustausch unter verschiedenen Bedingungen :
  konstante Temperatur : *isothermer Prozess*
  konstanter Druck : *isobarer Prozess*
  konstantes Volumen : *isochorer Prozess*
- Kompression oder Expansion ohne Wärmeaustausch: *adiabate Prozess*e

A.3.1 Isothermer Prozess

Im idealen Gas ist $\Delta u = 0$, da die innere Energie nur von der Temperatur abhängt. Ferner gilt $pv = RT$ und somit $\Delta h = \Delta\,(pv) = R\,\triangle T = 0$. Mit Bezug auf den motorischen Prozess und bei Vernachlässigung der kinetischen und potentiellen Energie folgt aus den Gl. A.9 und A.12:

$$\overset{w=q}{T\Delta s = q + q_r = \int_1^2 p\,dv = -\int_1^2 v\,dp = -\int_1^2 \frac{RT}{p} dp = RT\,1n\,\frac{p_1}{p_2}} \tag{A.22}$$

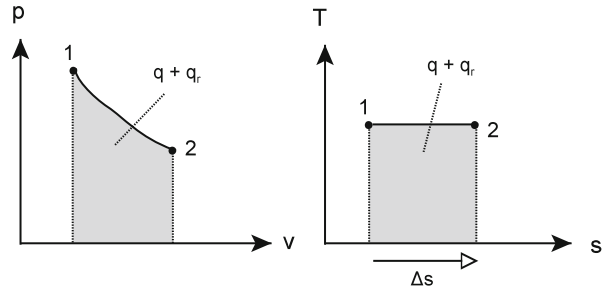


Abb. A.10 Isothermer Prozess: $1 \rightarrow 2$ isotherme Expansion, $2 \rightarrow 1$ isotherme Kompression

Die Wärmezufuhr q ist von Expansion begleitet und liefert die Arbeit w. Die Enthalpie bleibt unverändert. Druckabnahme und Entropiezunahme können mit Gl. A.22 berechnet werden.

Der isotherme Prozess im Gas hat nur theoretische Bedeutung (Carnotprozess), da er schwer zu realisieren ist (Abb. A.10).

Im Nassdampfbereich ist ein isothermer Prozess zugleich ein isobarer (s. weiter unten) und somit leicht zu realisieren.

A.3.2 Isobarer Prozess

Im idealen Gas ist $\Delta u = c_v \triangle T$ ($c_v =$ mittlerer Wert, da temperaturabhängig). Da $\Delta\,(pv) = p\Delta v = R\,\Delta T$, folgt $\Delta h = (c_v + R)\,\Delta T = \mathrm{c_p}\Delta T$. Die Gl. A.9 und A.12 liefern

$$\begin{aligned} w &= q - \Delta h = -q_r \\ \int_1^2 T\,ds &= q + q_r = \Delta h = c_P\,\Delta T \\ \Delta s &= c_p\,\mathrm{ln}\frac{T_2}{T_1} \end{aligned} \tag{A.23}$$

Eine isobare Erwärmung hat keine Nutz-Arbeitsleistung zur Folge, nur die Reibungsverluste werden gedeckt. Sie erhöht die Enthalpie, die Temperatur und die Entropie des Gases (Abb. A.11). Isobare Prozesse sind technisch leicht realisierbar (Gasturbine, Dieselmotor, Dampfprozesse).

Im Nassdampfbereich ist der isobare Prozess zugleich isotherm. Es folgt

$$\begin{aligned} w &= q - \Delta h = -q_r \\ T\Delta s &= q + q_r = \Delta h = \mathit{Verdampfungsenthalpie} \end{aligned} \tag{A.24}$$

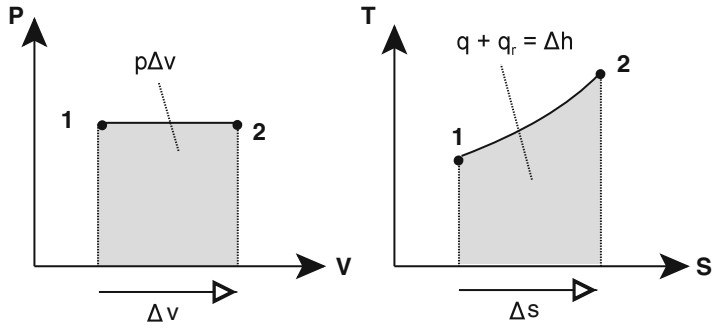


Abb. A.11 1 → 2 isobare Erwärmung, 2 → 1 isobareAbkühlung

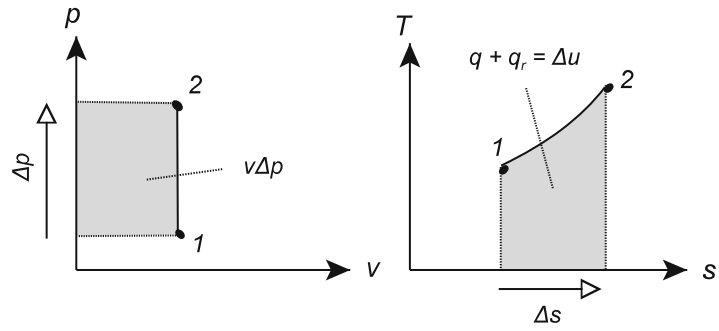


Abb. A.12 1 → 2 isochore Erwärmung, 2 → 1 isochore Abkühlung

A.3.3 Isochorer Prozess

Im idealen Gas ist $\Delta u = cv\ \Delta T$. Da $\Delta\ (pv) = v\ \Delta p = R\ \Delta T$, folgt wieder $\Delta h = c_p \Delta T$. Aus den Gl. A.9 und A.12 erhält man (Abb. A.12)

$$\begin{aligned} w &= q - \Delta h = -v\Delta p - q_r \\ \int_1^2 Tds &= q + q_r = \Delta u = c_v \Delta T \\ \Delta s &= c_v \ln\frac{T_2}{T_1} = c_v \ln\frac{p_2}{p_1} \end{aligned} \tag{A.25}$$

Die Wärmezufuhr erhöht Enthalpie, Druck, Temperatur und Entropie des Gases. Ein Arbeitsaustausch entsteht im Fließprozess durch die Verschiebearbeit, hat jedoch keine technische Bedeutung. Isochore Prozesse kommen im Otto- und Dieselmotor vor.

Beim Dampfprozess ist die Erwärmung der Flüssigkeit im Wesentlichen ein isochorer Prozess. Die Gl. A.25 sind auch für diesen Fall gültig.

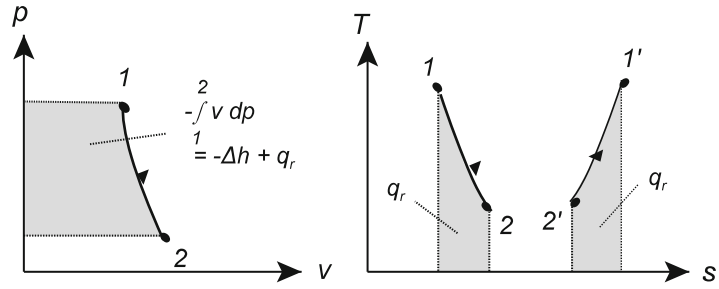


Abb. A.13 1→2 adiabate Expansion, 2′→1′ adiabate Kompression (beide irreversibel)

A.3.4 Adiabate Prozesse

Im idealen Gas ist $\Delta u = c_v \Delta T$, $\Delta\,(pv) = R\,\Delta T$, $\Delta h = c_p \Delta T$. Da $q = 0$ und $pv = RT$ folgt aus den Gl. A.9 und A.12

$$w = -\Delta h = -\int_1^2 v\,dp - q_r$$
$$\int_1^2 T ds = q_r \tag{A.26}$$
$$dh = c_p\,dT,\; ds = c_p \frac{dT}{T} - R\frac{dp}{p} = \frac{\delta q_r}{T}$$

Die beiden ersten Gleichungen sind auch für Flüssigkeit und Nassdampf gültig. Die Expansion liefert Arbeit auf Kosten der Enthalpie. Druck und Temperatur reduzieren sich. Die Entropie erhöht sich wegen der inneren Reibung (Abb. A.13).

Der adiabate Prozess ist der wichtigste Prozess zur Erzeugung von mechanischer Arbeit. Seine Berechnung erfolgt beim Dampfprozess mit Hilfe des *Mollier-Diagramms* (*h, s*-Diagramm), der im Anhang VIII gegeben ist.

A.3.4.1 Isentroper Prozess (reversible Adiabate)

Ist wichtig als theoretischer Grenzfall (reversibler Kreisprozess). Für $q_r = 0$ ist $\Delta s = 0$. Aus der dritten der Gl. A.26 folgt für ein ideales Gas

$$c_p \frac{dT}{T} - R\frac{dp}{p} = 0 \;-\!-\!\succ \frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad mit \quad k = \frac{c_p}{c_v} \tag{A.27}$$

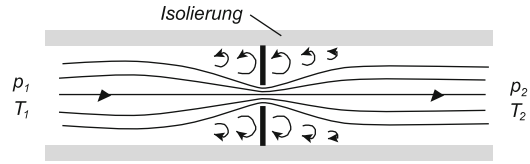


Abb. A.14 Adiabate Drosselung eines Fluids

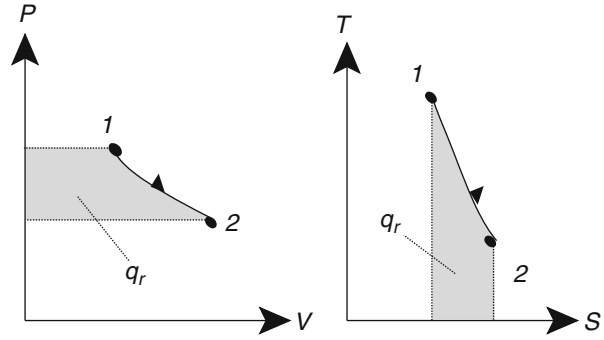


Abb. A.15 Isoenthalpe Expansion (nicht umkehrbar)

A.3.4.2 Isoenthalper Prozess (adiabate Drosselung)

Ein adiabater Fließprozess ($q = 0$) ohne äußere Arbeitsleistung ($w = 0$) ist nach Gl. A.9 isoenthalp, d. h. $\triangle h = 0$, sofern die Geschwindigkeits- und Höhendifferenz vernachlässigt wird, also $c_2 = c_1$ und $z_2 = z_1$. Bei der adiabaten Drosselung (Druckabfall durch ein Ventil, Abb. A.14) entstehen Verluste durch Wirbel womit $q_r > 0$.

Durch den Druckabfall nimmt i. d. R die Temperatur ab (Abb. A.15). Der reversible Prozess ist auch nicht näherungsweise quasistatisch, weshalb die Thermodynamik allein keine Aussagen machen kann (Schade 1970). Eine nähere Analyse ist nur mit der Strömungsmechanik möglich.

A.3.5 Polytrope Zustandsänderung

Alle bisher betrachteten reversiblen Teilprozesse lassen sich durch die Gleichung

$$pv^n = konst \tag{A.28}$$

zusammenfassen. In der Tat gilt

$$\begin{aligned} &Istherme \quad pv = konst \quad \circledR\, n = 1 \\ &Isobare \quad p = konst \quad \circledR\, n = 0 \\ &Isochore \quad v = konst \quad \circledR\, n = \infty \\ &Isoentrope \quad pv^k = konst \quad \circledR\, n = k. \end{aligned} \tag{A.29}$$

Die von Gl. A.28 definierte Zustandsänderung wird *Polytrope* und der Exponent *n Polytropenexponent* genannt. Mit der Polytropen lassen sich auch Zustandsänderungen beschreiben, die zwischen den bisher behandelten liegen. Beziehungen, die für den isentropen Prozess (reversible Adiabate) gültig sind, z. B. Gl. A.27, lassen sich durch Ersatz des Isentropenkoeffizienten k durch den Polytropenexponent n direkt übernehmen.

A.4 Technische Kreisprozesse

Als Beispiel einer allgemeinen Wärmekraftmaschine sei das Schema in Abb. A.16 betrachtet und das entsprechende (T,s)-Diagramm in Abb. A.17. Der Kreisprozess besteht aus vier Teilprozessen AB, BC, CD und DA; als reversibler (idealisierter) Kreisprozess sei der Kreisprozess mit derselben Wärmezufuhr q_1, nämlich $A'B$, BC, CD' und $D'A'$, betrachtet:

AB: Im Kompressor (Pumpe) erfolgt eine adiabate Kompression des Arbeitsmediums, wobei die Arbeit wp absorbiert wird. Die entsprechende reversible Kompression ist AB' (praktisch gleichwertig wie $A'B$).

BC: Dem Kreisprozess wird die Wärme q_1 zugeführt (Brennkammer, Kessel, Reaktor).

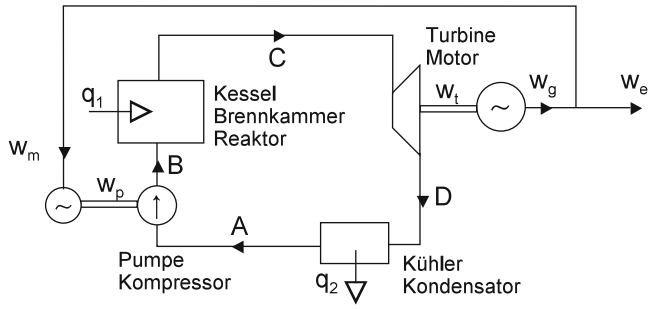


Abb. A.16 Allgemeine Wärmekraftmaschine

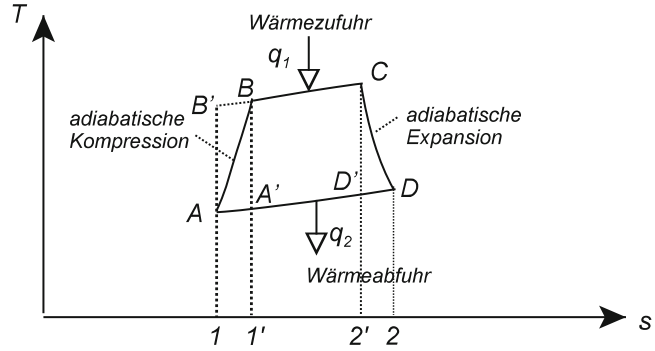


Abb. A.17 (T, s)-Diagramm des Kreisprozesses von Abb. A.16

CD: In der Turbine (Motor) erfolgt eine adiabate Expansion mit der Arbeitsleistung w_t. Die reversible (verlustlose) adiabate Expansion entspricht CD'.
DA: Dem Kreisprozess wird die Wärmemenge q_2 entzogen (Kühler, Kondensator).

Die vier Teilprozesse AB, BC, CD, DA der wichtigsten technischen Kreisprozesse zur Erzielung von Arbeit sind (im idealisierten reversiblen Fall):

- Ottoprozess (Benzinmotoren): Isentrope, Isochore, Isentrope, Isochore,
- Dieselprozess: Isentrope, Isobare, Isentrope, Isochore,
- Joule-Prozess (Gasturbine): Isentrope, Isobare, Isentrope, Isobare,
- Dampfprozess (Dampfturbine): Isentrope, Isobarea[a], Isentrope, Isobarea[a] ([a] = Isobare ist zugleich Isotherme).

Reversibler Kreisprozess zur Erzielung von Wärme (Wärmepumpe) oder Kälte (Kältemaschine) im Gegenuhrzeigersinn $D'CBA'D'$ (für Näheres s. Abschn. 5.9):

- Dampfprozess: Isentrope, Isobarea[a], Isenthalpe, Isobarea[a].

A.4.1 Kraftwerkprozesse

Der Wärmeinhalt des Brennstoffes sei $q_b$und die abgegebene elektrische Leistung $w_e = w_g$ -w_m (Abb. A.16). Für den Kraftwerkswirkungsgrad ergibt sich

$$\eta = \frac{w_e}{q_b} = \frac{q_1}{q_b}\frac{w_{rev}}{q_1}\frac{w}{w_{rev}}\frac{w_e}{w} = \eta_K\,\eta_{threv}\,\eta_i\,\eta_e \tag{A.30}$$

Die vier Wirkungsgrade berücksichtigen:

- die Wärmeverluste bei der Verbrennung und die Wärmeübertragung $\eta K = q_1/q_b$,
- die Verluste des idealisierten Kreisprozesses $\eta_{\text{threv}} = w_{rev}/q_1 = (w_{trev} - w_{prev})/q_1, = (A'BCD'A')/(1'BC2')$ gemäß Abb. A.8,
- die Verluste der Kompression und Expansion $\eta i = w/w_{rev} = (w_t - w_p)/(w_{trev} - w_{prev}), = (h_C - h_D - h_B + h_A)/(h_C - h_D - h_B + h_A)$ gemäß Gl. A.26,
- die Verluste der elektrischen Maschinen $\eta_e = (\eta_g w_t - w_p/\eta_m)/(w_t - w_p)$ mit η_g = Wirkungsgrad des Generators und η_m = Wirkungsgrad des Kompressormotors.

Der thermische Wirkungsgrad $\eta_{th} = w/q_1 = \eta_{\text{threv}}\eta_i$ist $(ABCDA)/(1ABCD2)$. (Näheres zu den Kraftwerkprozessen in kap. 5).

Anhang B

Kernphysikalische Grundlagen

B.1 Aufbau des Atoms und Bindungsenergie

Das Atom besteht aus Kern + Hülle. Der Atomradius hat die Größenordnung 10^{-8} cm der Kernradius 10^{-13}–10^{-12} cm. Der Atomkern ist positiv, die Hülle negativ geladen (Elektronenwolke). Die Gesamtladung des Atoms ist Null, es sei denn das Atom sei ionisiert, womit es zum + oder – Ion wird.

Atomhülle Sie besteht aus Elektronen e^- (Ruhemasse $m = 0.9109\ 10^{-27}$ g). In der Kernphysik wird auch das Symbol β^- verwendet (Beta-Teilchen). Für die Hülle gilt das Bohr'sche Schalenmodell und die Quantenmechanik. Letztere ist von großer Bedeutung für die Chemie und die Halbleiterphysik. Eine wichtige Größe ist die Planck'sche Konstante $h = 6.625\ 10^{-34}$ Js.

Atomkern Der Atomkern besteht aus Nukleonen mit Teilchenradius von 10^{-13} cm:

$$\begin{array}{ll} \textit{Proronen} & P^+ \ \left(m = 1,6725\ 10^{-24}\ \text{g}\right) \\ \textit{Neutronen} & n \ \left(m = 1,6748\ 10^{-24}\ g\right) \end{array} \tag{B.1}$$

Neu korrigieren: Protonen P^+

Die Kernkräfte (starke Wechselwirkung, c a. 1000 mal stärker als die elektromagnetische Kraft) halten die Protonen zusammen trotz elektromagnetischer Abstoßung. Nach heutiger Auffassung bestehen die Nukleonen aus je drei Quarks, die als Urbausteine des Universums gelten.

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

Symbol eines Atomkerns ist X_Z^A, mit A = Anzahl Nukleonen, Z = Anzahl Protonen. Beispiele:

$$\begin{array}{lll} \textit{Wasserstoff} & H_1^1 & : 1p^+ \\ \textit{Helium} & He_2^4 & : 2p^+ + 2n = \alpha_2^4 \ \ (\alpha - \textit{Teilchen}) \\ \textit{Sauerstof} & O_8^{16} & : 8p^+ + 8n \\ \textit{Eisen} & Fe_{26}^{56} & : 26p^+ + 30n \\ \textit{Uran} & U_{92}^{238} & : 92p^+ + 238n \end{array} \tag{B.2}$$

Die *Neutronen* spielen in der Nutzung der Kernenergie eine entscheidende Rolle. Neutronen haben eine im atomaren Maßstab zwar extrem lange, für unsere Begriffe jedoch relativ kurze Lebensdauer von 1013 s. Sie zerfallen (Theorie des β – Zerfalls von Fermi) gemäß

$$n \ \ - - \succ p^+ + \beta^- + \textit{Antineutrino}. \tag{B.3}$$

Das Antineutrino hat eine Ruhemasse ≈ 0. Elektron und Antineutrino haben zusammen eine Energie von 0.78 MeV, wobei:

$$1 \ \ MeV = 10^6 \cdot 1,6 \ \ 10^{-19} \ \ As \cdot 1 \ \ V = 1,6 \ \ 10^{-13} \ \ J. \tag{B.4}$$

Wird nach der Einstein'schen Äquivalenz $E = mc^2$ die zu dieser Energie äquivalente Masse berücksichtigt, ergibt sich die Massenbilanz:

$$\begin{array}{r} P^+ : 1,6725 \ \ 10^{-24} \ \ g \\ ß^- : 0,0009 \ \ 10^{-24} \ \ g \\ 0,78MeV : 0,0014 \ \ 10^{-24} \ \ g \ \ (\ \textit{Massendefekt}) \\ - - - - - - - - - - - - - - - - - \\ n : 1,6748 \ \ 10^{-24} \ \ g. \end{array} \tag{B.5}$$

Im atomaren Bereich werden die Massen i. d. R. nicht in g, sondern in Atommasseneinheiten u gegeben. Es gilt:

$$u = \frac{1}{12} \ \ c_6^{12} = 1,6604 \ \ 10^{-24} \ \ g. \tag{B.6}$$

Nach der Äquivalenz $E = m\,c^2$ entspricht die Masse u –> 933 Me V. Die Massen der drei Elementarteilchen sind:

$$\begin{array}{ll} P^+ & : m_P = 1,007277 \ \ u \\ n & : m_n = 1,008667 \ \ u \\ e^- & : m_e = 0,5486 \ \ 10^{-3} \ \ u. \end{array} \tag{B.7}$$

B.1.1 Bindungsenergie

Im atomaren Bereich gilt das Gesetz der Erhaltung von Masse + Energie (mit der Äquivalenz $E = mc^2$). Bei der Vereinigung von Nukleonen zu einem Atomkern treten große *Bindungsenergien* auf (starke Wechselwirkung), die auf Kosten der Masse gehen. Die Bindungsenergie ΔE entspricht dem *Massendefekt* Δm:

$$\begin{aligned} &\Delta m = Z\,m_P + (A - Z)\;\; m_n - M[u] \;\; - - \succ \;\; \Delta E = 933\;\; \Delta m \;\; [\text{MeV}] \\ &\qquad\qquad A = \textit{Anzahl Nukleonen} \\ &\textit{mit} \quad \langle \quad A = \textit{Anzahl Nukleonen} \\ &\qquad\qquad M = \textit{Kernmasse} \;\; (= \textit{Atommasse abzüglich Elektronen}) \end{aligned} \tag{B.8}$$

Beispiel Kohlenstoffatom C^{12}_{6}, mit Z = 6, A = 12, M = 12 u:

$$\begin{aligned} &\Delta m = 0,095652\;\; u \quad - - - \succ \quad \Delta E = 89,24\;\; \text{MeV} \\ &\textit{Bindungsenergie pro Nukleon}: \quad 7,44\;\; \text{MeV} \end{aligned} \tag{B.9}$$

Solche Berechnungen können für alle Atome durchgeführt werden. Es ergibt sich das Diagramm in Abb. B.1, welches die Bindungsenergie pro Nukleon in Abhängigkeit von der Nukleonenzahl darstellt. Die stabilsten Kerne (größte Bindungsenergie = tieferes Energieniveau) haben eine Nukleonenzahl von ca. 50.

Schwere Kerne sind weniger stabil. Die *Spaltung von Uran* führt zu stabileren Kernen, die sich auf einem tieferen Energieniveau befinden, weshalb Energie frei wird.

Die *Fusion von Wasserstoff* zu Helium liefert viel Energie, da Helium, wie aus Abb. B.1 ersichtlich, besonders stabil ist, und in dieser Hinsicht deutlich aus der Reihe tanzt.

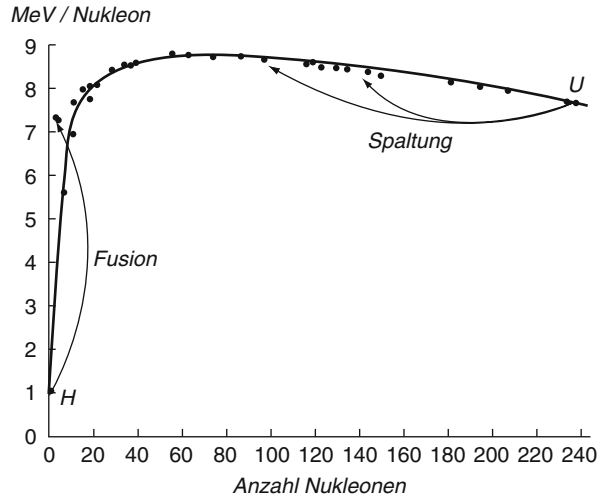


Abb. B.1 Bindungsenergie im Atomkern (Erdmann 1992)

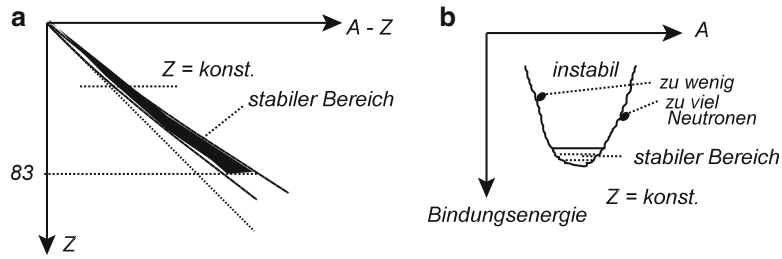


Abb. B.2 **a** Stabile Kombinationen von Protonen und Neutronen, **b** Bindungsenergie (Energieniveau) der Isotope eines Elementes. $Z =$ Protonenzahl, $A =$ Nukleonenzahl

Wie Abb. B.2a zeigt, befinden sich alle existierende Kombinationen von Protonen und Neutronen in einem engen Band, wobei die Anzahl Neutronen mindestens so groß und bei großen Kernen deutlich größer ist als die Zahl der Protonen. Bei zunehmender Protonenzahl ist der stabile Bereich bei $Z = 83$ begrenzt. Wismut ($Z = 83$) ist das letzte Element mit einem stabilen (nicht zerfallenden) Kern $\left(\mathrm{Bi}^{209}_{83}\right)$.

B.2 Isotope

Der stabile Bereich von Abb. B.2a kann als Grund eines Energietales betrachtet werden, dessen Schnitt für $Z =$ konstant Abb. B.2b ergibt. In diesem Schnitt unterscheiden sich die Kerne nur durch die Neutronenzahl. Die entsprechenden Atomvarianten werden *Isotope* genannt. Isotope eines Atoms unterscheiden sich zwar kernphysikalisch durch die Nukleonenzahl, nicht aber chemisch. Eine Isotopentrennung ist dank des unterschiedlichen Gewichtes möglich. Wie Abb. B.2b zeigt, gibt es *stabile* und *instabile* Isotope. Letztere haben zu wenige oder zu viele Neutronen.

Beispiele *Chlor* besteht aus

$$\left.\begin{array}{ll} Cl^{35}_{17} & zu\ 75\% \\ Cl^{37}_{17} & zu\ 25\% \end{array}\right\rangle \qquad im\ Mittel\ Cl^{35,5}_{17} \tag{B.10}$$

Beide Isotope sind stabil *Kohlenstoff* ist stabil als C^{14}_{6}. In der Natur existiert auch das instabile Isotop C^{14}_{6}. Es zerfällt zwar nach der Reaktion

$$C^{14}_{6} \text{---5568 a--} \succ N^{14}_{7} + \beta^{-}, \tag{B.11}$$

doch wird es ständig Einwirkung der kosmischen Strahlung nach der Reaktionaus Stickstoff neu gebildet durch

$$N_7^{14} + n_0^1 \text{ -- } \succ \quad C_6^{14} + H_1^1. \tag{B.12}$$

C_6^{14} ist *radioaktiv und emittiert* β-Strahlen. Da C_6^{14} in der Natur vorkommt, wird von *natürlicher Radioaktivität* gesprochen. Die*Halbwertszeit* (s. Gl. 2.16) ist 5568 Jahre. In Lebewesen wird C_6^{14} ständig erneuert, so dass sein prozentualer Anteil konstant bleibt. Nach dem Tod hört die Erneuerung auf, weshalb der Gehalt an C_6^{14} zur Altersbestimmung von Fossilien dient (gute Resultate bis ca. 20'000 Jahre zurück).

Das Isotop C_6^{11} kann künstlich durch Bestrahlung erzeugt werden (künstliches Isotop) und ist ebenfalls instabil (radioaktiv). Es zerfällt nach der Reaktion

$$C_6^{11} \text{ ---- } \succ \quad B_5^{11} + \beta^+, \tag{B.13}$$

(Positiver β-Strahler, $\beta^+ =$ Positronen, entstehen aus $p^+ +$ Antineutrino $-> n + e^+$).

B.3 Radioaktivität

Alle Elemente mit $Z > 83$ sind instabil, also radioaktiv, und zerfallen progressiv bis stabile Elemente erreicht werden, wie nachfolgend am Beispiel der Uran – Radium – Kette gezeigt wird.

$$\begin{aligned}
&U_{92}^{238} - -_{\alpha}^{4,5\cdot10^9 a} - - \succ Th_{90}^{234} - -_{\beta}^{24d} - - \succ Pa_{91}^{234} - -_{\beta}^{17\ \text{min}} - - \succ U_{92}^{234} \\
&\qquad - -_{\alpha}^{2,5\cdot10^5 a} - - \succ Th_{90}^{230} - -_{\alpha}^{810^4 a} - - \succ Ra_{88}^{226} \\
&Ra_{88}^{226} - -_{\alpha}^{1620a} - - \succ Ru_{86}^{222} - -_{\alpha}^{3,82d} - - \succ Po_{84}^{218} - -_{\alpha}^{3\text{min}} - - \succ Pb_{82}^{214} \\
&\quad - -_{\beta+\gamma}^{26\text{min}} - - \succ Bi_{83}^{214} - -_{\beta+\gamma}^{20\text{min}} - - \succ Po_{84}^{214} - -_{\alpha}^{164\mu s} - - \succ Pb_{82}^{210} \\
&\quad - -_{\beta+\gamma}^{22a} - - \succ Bi_{83}^{210} - -_{\beta}^{5d} - - \succ Po_{84}^{210} - -_{\alpha}^{138d} - - \succ Pb_{82}^{206}.
\end{aligned} \tag{B.14}$$

Die Kette zeigt deutlich, dass die Halbwertszeiten der einzelnen Reaktionen sehr unterschiedlich sind (von 10^9 Jahren bis min oder gar μs), wobei beim Zerfall α, β und γ-Strahlen entstehen. Die γ-Strahlen sind hochenergetische Photonen im MeV-Bereich.

Schwere radioaktive Elemente sind in der Erdkruste überall zu finden, und tragen wesentlich zur *natürlichen Radioaktivität* bei.

Für den Zerfall radioaktiver Elemente gilt folgendes Gesetz

$$\frac{dN}{N} = -\lambda\ dt \quad \left\langle \begin{array}{l} N\text{=Anzahl Kerne} \\ \lambda\text{=Zerfallskonstante} \end{array} \right. . \tag{B.15}$$

Daraus folgt

$$\begin{aligned} &\ln\ N = -\lambda t + \ln\ N_0 \quad -- \succ \frac{N}{N_0} = e^{-\lambda t} \\ &Zeitkonstante : \frac{1}{\lambda} \quad Halbwertszeit : T = \frac{1}{\lambda}\ln 2 \cdot \end{aligned} \tag{B.16}$$

Die Anzahl Zerfallsreaktionen pro s wird als *Aktivität* bezeichnet und in Becquerel [Bq] angegeben

$$\begin{aligned} &-\frac{dn}{dt} = \lambda\ N \\ &Alte\ Einheit\ ist\ das\ Curie\ [Ci], \quad 1Ci = 37\ 10^9 Bq \quad \left\langle \begin{smallmatrix} 1nCi=37Bq \\ 1Bq=27pCi \end{smallmatrix} \right. \end{aligned} \tag{B.17}$$

Es sei erwähnt, dass der menschliche Körper eine natürliche Radioaktivität von ca. $3 \cdot 10^6$ Bq aufweist. Auf die biologische Wirkung der Radioaktivität wird in Abschn. 5.6.6 eingegangen.

B.4 Kernreaktionen

Dass Kernreaktionen möglich sind, ein Element also in ein anderes umgewandelt werden kann, wurde erstmals von Rutherford 1919 an folgender Reaktion nachgewiesen

$$N_7^{14} + \alpha_2^2 \quad -- \succ \quad O_8^{17} + H_1^1. \tag{B.18}$$

An folgender Reaktion hat Chadwick 1923 die Neutronen entdeckt

$$Be_4^9 + \alpha_2^2 \quad -- \succ \quad C_6^{12} + n_0^1. \tag{B.19}$$

Joliot-Curie entdeckten 1934 die künstliche Radioaktivität durch folgende Reaktion

$$\begin{aligned} Al_{13}^{27} + \alpha_2^2 \quad -- \succ \quad & P_{15}^{30} + n_0^1. \\ \backslash\ -- -- -- \succ\ & Si_{14}^{30} + \beta^+. \end{aligned} \tag{B.20}$$

Alle Materie des Universums ist durch Fusion von Wasserstoff entstanden. Etwa 10 s nach dem Urknall (big bang) gab es nur Protonen (Wasserstoffkerne). Wenig später bildeten sich Heliumkerne, nach der Reaktion

$$4\ H_1^1 \quad -- \succ \quad He_2^4 + 2\ \beta^+ \ +\ Energie, \tag{B.21}$$

allerdings über die Zwischenstufen H_1^2 und He_2^3. Erst viel später, im Laufe der Sternentwicklung, wurden schwerere Elemente gebildet, z. B Kohlenstoff

$$3\ He_2^4 \quad -- \succ \quad C_6^{12} + \ Energie. \tag{B.22}$$

Besonders häufig sind im Universum die Elemente mit einer Nukleonenzahl, die ein Vielfaches von 4 ist, die also aus mehreren Heliumkernen bestehen, z.B

$$C_6^{12},\ O_8^{12},\ Mg_{12}^{24},\ Si_{14}^{28}. \tag{B.23}$$

B.5 Wirkungsquerschnitt und Reaktionsrate

Die Wahrscheinlichkeit, mit der Teilchen miteinander reagieren, kann mit Hilfe des Begriffs des *Wirkungsquerschnitts* beschrieben werden. Der Teilchenfluss

$$\varphi_1 \left[\frac{Teilchen}{cm^2, s}\right] = n_1 \left[\frac{Teilchen}{cm^3}\right] \times v_1 \left[\frac{cm}{s}\right] \tag{B.24}$$

bestehend aus Teilchen mit der Dichte n_1, die sich mit der Geschwindigkeit v_1 bewegen, sei betrachtet. Dieser Teilchenfluss treffe auf andersartige stehende Teilchen 2. Die Anzahl pro s interagierender Teilchen 2 ist dann

$$r_2 \left[\frac{Teilchen}{s}\right] = \sigma \ \left[cm^2\right] \times \varphi_1 \ \left[\frac{Teilchen}{cm^2 s}\right] = \sigma \ n_1 \ v_1 \tag{B.25}$$

σ wird *mikroskopischer Wirkungsquerschnitt* der Interaktion zwischen Teilchen 1 und 2 genannt. Als Maß für den Wirkungsquerschnitt gilt in der Kerntechnik das

$$barn = 10^{-24} \ cm^2. \tag{B.26}$$

Für Teilchen 2 mit der Dichte n_2 wird die *Reaktionsrate* definiert

$$R = r_2 \ n_2 = \sigma \ n_1 \ n_2 \ v_1 \ \left[\frac{Ereignisse}{cm^3, s}\right]. \tag{B.27}$$

Bewegen sich die Teilchen 2 mit Geschwindigkeit v_2, ist die *relative Bewegung* für die Reaktionsrate maßgebend:

$$\widetilde{v}_r = \widetilde{v}_1 - \widetilde{v}_2, \quad v_r = |\widetilde{v}_r| \quad --\succ \quad R = \sigma \ n_1 \ n_2 \ v_r. \tag{B.28}$$

Der Wirkungsquerschnitt hängt von der Natur der beiden Teilchen, jedoch auch von der Größe der *relativen kinetischen Energie* E_r ab. Es gilt also

$$\sigma = f(E_r) \quad mit \quad E_r = \frac{1}{2} \frac{m_1 \ m_2}{m_1 + m_2} \ v_r^2. \tag{B.29}$$

Der Ausdruck für E_r lässt sich folgendermaßen begründen: nach dem Impulssatz gilt

$$m_1 \ \widetilde{v}_1 + m_2 \ \widetilde{v}_2 = (m_1 + m_2) \ \widetilde{v}, \tag{B.30}$$

worin $\widetilde{v}$ die Geschwindigkeit des Schwerpunktes beider Masseteilchen darstellt. Diese Geschwindigkeit bleibt nach dem Zusammenprall der beiden Teilchen un-verändert, da keine externen Kräfte wirksam sind.

Aus den Gl. 2.28 und 2.30 folgen die Beziehungen

$$\begin{aligned} \widetilde{v}_1 &= \widetilde{v} + \frac{m_2}{m_1 + m_2}\ \widetilde{v}_r \\ \widetilde{v}_2 &= \widetilde{v} - \frac{m_2}{m_1 + m_2}\ \widetilde{v}_r. \end{aligned} \tag{B.31}$$

Durch Quadrieren erhält man nach dem Kosinussatz (Abb. B.3)

$$\begin{aligned} v_1^2 &= v^2 + \frac{m_2^2}{(m_1 + m_2)^2}\ v_r^2 - 2v\ v_r \frac{m_2}{m_1 + m_2}\ \cos\gamma \\ &= v^2 + \frac{m_1^2}{(m_1 + m_2)^2}\ v_r^2 + 2v\ v_r \frac{m_1}{m_1 + m_2}\ \cos\gamma \end{aligned} \tag{B.32}$$

Für die kinetische Energie folgt, da sich die Beiträge der letzten Terme aufheben,

$$E = \frac{1}{2}\ m_1\ v_1^2 + \frac{1}{2}\ m_2\ v_2^2 = \frac{1}{2}\ (m_1 + m_2)\ v^2 + \frac{1}{2}\ \frac{m_1\ m_2}{m_1\ m_2}\ v_r^2 \tag{B.33}$$

Der erste Term hängt nicht von der relativen Bewegung der Teilchen ab, ist also für die Interaktion der Teilchen belanglos, womit Gl. 2.29 bewiesen ist.

Die möglichen Interaktionen sind:

- Streuung:beide Teilchen bleiben erhalten,
- Einfang:ein Teilchen verschwindet,
- Reaktion:beide Teilchen verschwinden, und es entstehen neue Teilchen.

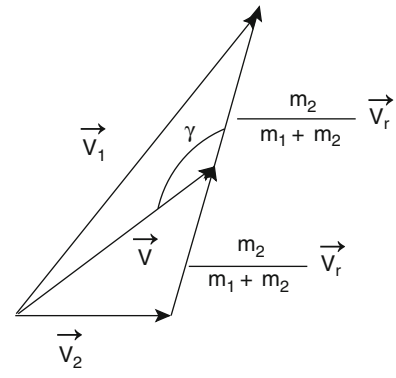


Abb. B.3 Absolute und relative Geschwindigkeiten

B.6 Die Kernspaltung

B.6.1 Die Spaltung von U^{235}

Natururan besteht aus 99.3 % U^{238} und 0.7 % U^{235}. Das Isotop U^{235} ist der *wichtigste Spaltstoff*. Dessen Spaltung erfolgt durch Beschuss mit Neutronen. Der *Spalt-Wirkungsquerschnitt* (s. Abschn. 2.5) ist am größten für kleine, sog. „thermische" Energien. Er beträgt:

$$\begin{aligned} &\sigma_f \approx 600 \;\; barn \;\; für \;\; thermische \;\; Neutronen \;\; (0,0025 \;\; eV = 20°C) \\ &\sigma_f \approx 7 \;\; barn \;\; für \;\; 1 \;\; keV \\ &\sigma_f \approx 2 \;\; barn \;\; für \;\; 1 \;\; MeV \quad (schnelle \;\; Neutronen)\cdot \end{aligned} \tag{B.34}$$

Nur langsame Neutronen sind also in der Lage, U^{235} effizient zu spalten. Die Spaltung erfolgt nach der Reaktion

$$U_{92}^{235} + n_0^1(th) \quad - - \succ \quad 2X + v \;\; n_{0(r)}^1 + 207 \;\; MeV, \tag{B.35}$$

worin X = Spaltprodukte, deren Wahrscheinlichkeitsverteilung Maxima bei einer Nukleonenzahl von ca. 94 bzw. 140 aufweist (z. B. Strontium 94 + Xenon 140), wie von Abb. B.4 veranschaulicht. Durchschnittlich entstehen pro Spaltreaktion v = 2.42 *schnelle Neutronen*.

Die *prompten*, d. h. unmittelbar aus der Spaltung hervorgehenden Neutronen haben eine Energieverteilung nach Abb. B.5. Ihre mittlere Energie beträgt ca. 2 MeV.

Die Spaltprodukte X sind i. d. R radioaktiv, zerfallen weiter und produzieren ebenfalls Neutronen, sog. *verzögerte Neutronen,* mit einer mittleren Energie von 0.4 MeV. Es

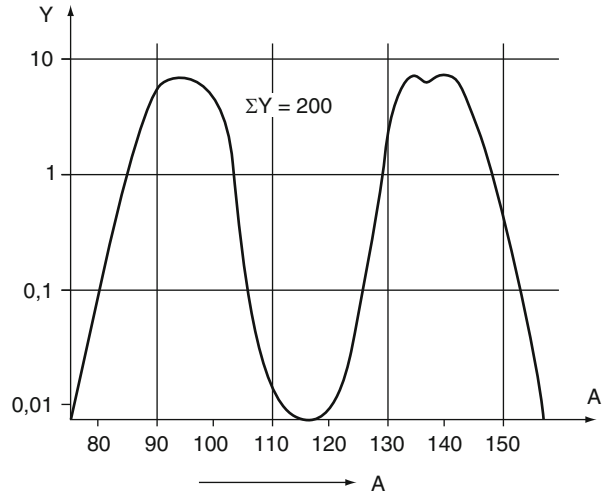


Abb. B.4 Wahrscheinlichkeitsverteilung der Spaltprodukte: Y = Anzahl Atome mit Nukleonenzahl A für 100 Spaltungen (Erdmann 1992)

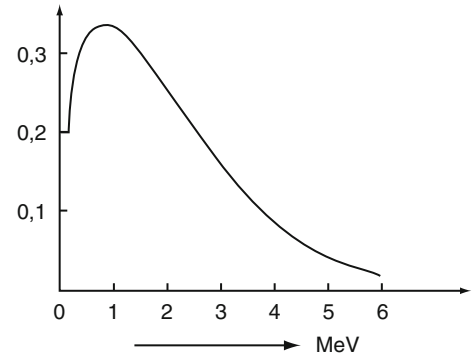


Abb. B.5 Energieverteilung der prompten Neutronen (Erdmann 1992)

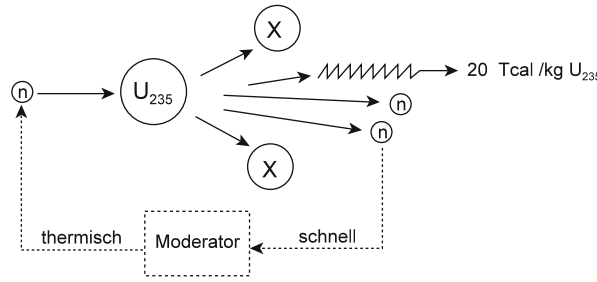


Abb. B.6 Uranspaltung, $n =$ Neutronen, $X =$ Spaltprodukte. Beste Moderatoren sind: Graphit, Schweres Wasser D_2O, H_2O

handelt sich also ebenfalls um schnelle Neutronen. Der Anteil verzögerte Neutronen an der Neutronenerzeugung v beträgt ca. $\beta_v = 6.5‰$.

Da für die Spaltreaktion thermische Neutronen benötigt werden, die Spaltreaktion selber jedoch nur schnelle Neutronen produziert, kann sich die Kettenreaktion in einem Reaktor nur dann halten, wenn die schnellen Neutronen verlangsamt werden. Dies geschieht mit einem *Moderator* (Abb. B.6)

Pro Spaltreaktion werden rund 205 MeV frei, d. h. pro kg U^{235}:

$$\begin{aligned} 205 \ \frac{MeV}{Spaltuung} \times 6 \cdot 10^{23} \frac{Spaltungen}{Mol} \times 1,6 \cdot 10^{-16} \frac{kJ}{MeV} \times 1/0.235 \, Mol/kg \\ = 83,7 \ \ 10^9 \ \frac{kJ}{kgU^{235}} = 20 \frac{Tcal}{kgU^{235}} \end{aligned} \tag{B.36}$$

B.6.2 Spalt- und Brutstoffe

Neben U^{235} sind zwei weitere Spaltstoffe bekannt, nämlich die Isotopen U^{233} und Pu^{239} (Plutonium). Deren Spaltung verläuft sehr ähnlich wie die Spaltung von U^{235}, sowohl bezüglich produzierter Energie als auch Anzahl schneller Neutronen. U^{233} und Pu^{235}

kommen aber in der Natur nicht vor. Sie werden künstlich hergestellt mit folgenden Reaktionen

$$\begin{array}{lll} U_{92}^{238} + n_{0(th)}^{1} & - - \succ & Np_{93}^{239} + \beta^{-} \\ & \backslash - - - - - \succ & Pu_{94}^{239} + \beta^{-} \\ Th_{90}^{232} + n_{0(th)}^{1} & - - \succ & Pa_{91}^{233} + \beta^{-} \\ & \backslash - - - - - \succ & U_{92}^{233} + \beta^{-}. \end{array} \tag{B.37}$$

Stoffe, die durch Neutroneneinfang Spaltstoffe produzieren, werden *Brutstoffe* genannt. U^{238} und Th^{232} sind demzufolge Brutstoffe. Brutstoffe lassen sich nur schwer spalten. Ihre Spalt-Wirkungsquerschnitte sind sehr klein und betragen

$$\begin{array}{lll} \sigma_f & \approx & 0 \ barn \ für \ thermische \ Neutronen \ und \ bis \ 1 \ MeV \\ \sigma_f & \approx & 0,5-1 \ barn \ für \ Energien > 2 \ MeV \cdot \end{array} \tag{B.38}$$

In einem Spaltstoffatom werden durch die Spaltreaktion v Neutronen erzeugt. Ist N_1 die Dichte der Spaltstoffatome [Teilchen/cm^3] und Ø die Neutronen-Flussdichte, so ist die Spaltrate nach Gl. 2.27

$$R_f = \sigma_f \ N_1 \ \varphi. \tag{B.39}$$

Gleichzeitig werden jedoch auch Neutronen eingefangen (ohne Spaltung) entsprechend einem Einfangquerschnitt σ_c. Die Einfangrate ist

$$R_c = \sigma_c \ N_1 \ \varphi. \tag{B.40}$$

Da der Absorptionsquerschnitt $\sigma_a = \sigma_f + \sigma_c$ ist, folgt

$$\begin{array}{l} Neutronenproduktionsrate: \quad v \ R_f = v\sigma_f \ N_1 \ \varphi \\ Neutronenabsorptionsrate: \ R_a = \sigma_a \ N_1 \ \varphi = \left(\sigma_f + \sigma_c\right) \ N_1 \ \varphi. \end{array} \tag{B.41}$$

Das Verhältnis von Produktion zu Absorption wird Multiplikationsfaktor des Spaltstoffs genannt

$$\eta = \frac{v \ R_f}{R_a} = v \ \frac{\sigma_f}{\sigma_f + \sigma_c}. \tag{B.42}$$

Tab. B.1 zeigt einige Kennzahlen der drei Spaltstoffe für thermische Neutronen:

Tab. B.1 Wirkungsquerschnitte für thermische Neutronen (σ in barn) sowie Neutronenproduktion v, Multiplikationsfaktor η und Anteil verzögerter Neutronen βv der drei Spaltstoffe

Spaltstoff	σ_f	σ_c	σ_a	v	η	β_v
U^{233}	531	48	579	2,49	2,287	$2.6\ 10^{-3}$
U^{235}	582	99	681	2,42	2,068	$6.5\ 10^{-3}$
Pu^{239}	742	269	1011	2,87	2,108	$2.1\ 10^{-3}$

Anhang C

Energiewirtschaft der Schweiz, vergangene Entwicklung, Stand 2013 und Szenario 2050

C.1 Allgemeines

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Schweiz sei als Beispiel eines stark industrialisierten Landes analysiert. Dies erlaubt, mit konkreten Zahlen die strukturellen Aspekte der Energienachfrage zu veranschaulichen und die Faktoren, welche deren Evolution bestimmen, darzulegen. Ein Szenario für 2050 wird ebenfalls ermittelt.

C.2 Entwicklung und Aufteilung der Energienachfrage

Durch die Industrialisierung stieg der Energiebedarf stark an. Abb. C.1 zeigt die Entwicklung des Bruttoenergiebedarfs der Schweiz seit 1910. Mit *Bruttoenergie* wird der jährliche Verbrauch an einheimischen primären Energieträgern plus die Import-export-Differenz an Primär- und Sekundärenergieträgern bezeichnet. Dieser Energiebedarf hat sich von 1910 bis 2000 rund verzehnfacht. Da sich die Bevölkerung in der gleichen Zeitspanne gut verdoppelte, stieg der Pro-Kopf-Verbrauch ungefähr auf das Fünffache. Die Anstiegsrate lag durchschnittlich bei knapp 2 % bis zum Zweiten Weltkrieg, stieg während der Hochkonjunkturjahre 1950–1973 auf 7 %, um sich nach der Erdölkrise von 1973 wieder auf ca. 2 % einzupendeln (logarithmischen Maßstab beachten). Deutlich sind im Diagramm die auf Weltkriege und Wirtschaftskrise der 20er Jahre zurückzuführenden Einbrüche zu sehen.

Abb. C.2 zeigt den Energieeinsatz der Schweiz im Jahr 1998. Pro Einwohner beträgt er rund 5.1 kW (Energieeinsatz = Bruttoenergie + Elektrizitätsexporte, letztere ca. 21′000 TJ

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

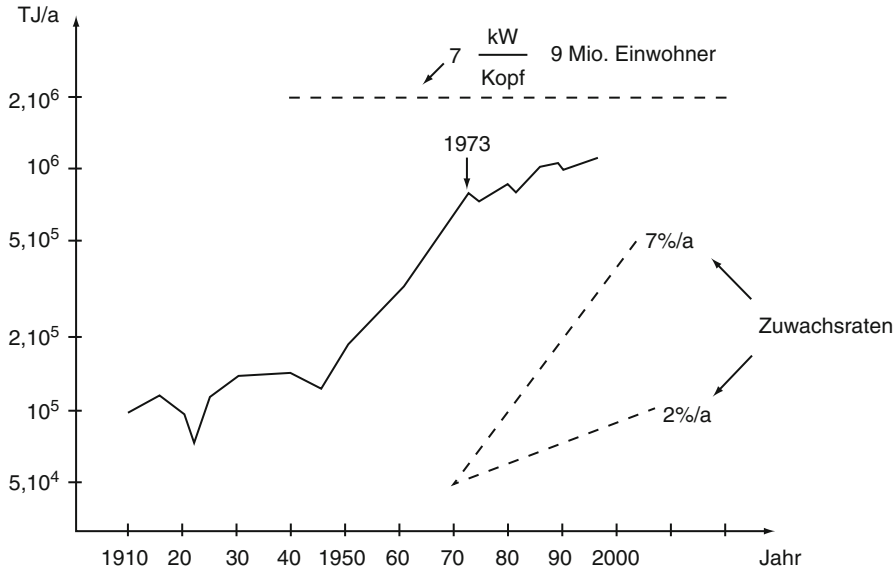


Abb. C.1 Entwicklung des Bruttoverbrauchs der Schweiz von 1910 bis 2000 [5]

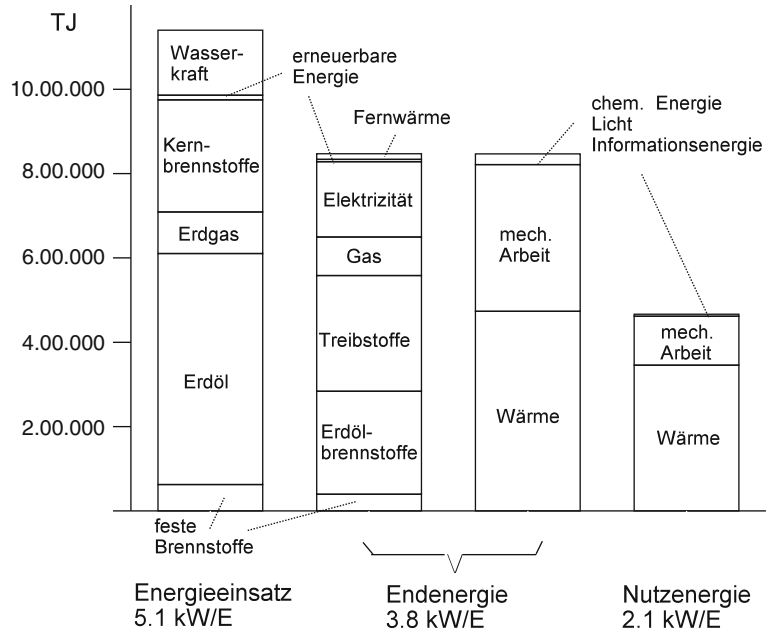


Abb. C.2 End- und Nutzenergieverbrauch der Schweiz 1998, [4, 11]

in 1998). Im Jahre 1910 lag der Bruttoverbrauch bei ca. 1 kW/E). Die Angabe in kW entspricht der Leistung, die durchschnittlich von jedem Einwohner beansprucht wird:

$$1\ kW = 1\ kWa/a = 8760\ kWh/a = 31,5\ GJ/a = 0,75\ toe/a = 1,12\ tce/a.$$

(toe: tons oil equivalents, tce: tons coal equivalents)

Jeder Schweizer betrieb also 1998, bildlich gesprochen, ständig einen Ofen von 5.1 kW. Von dieser Energie entfielen nur noch 49 % auf das Erdöl. Im Jahre 1973, bei Eintreten der Ölkrise, waren es 74 % [3]. Die Erdölanteile sind im wesentlichen von Erdgas, Abfallenergie und der mit Kernkraft produzierten Elektrizität übernommen worden. Die Primärenergien Wasserkraft und Kernbrennstoffwärme werden durch konventionelle mittlere Wirkungsgrade aus der produzierten Elektrizität zurückgerechnet (die Wasserkraft mit 80 %, die Kernbrennstoffe mit 33 %). Die verschiedenen Brennstoffe werden auf Grund konventioneller Heizwerte, die etwa den mittleren Werten entsprechen, aufaddiert (Erdölprodukte: ca.10′000 kcal/kg = 41.9 MJ/kg, für eine differenziertere Betrachtung s. [3], Erdgas 9600 kcal/m_3 = 36.3 MJ/m_3, Steinkohle 6700 kcal/kg = 28.1 MJ/kg, Braunkohle 4800 kcal/kg = 20.1 MJ/kg, Holz: 3600 kcal/kg = 15 MJ/kg, Kehrichtverbrennung 2800 kcal/kg = 11.9 MJ/kg usw.).

Nach Abzug der Umwandlungs- und Transportverluste, des Saldos der Elektrizitätsexporte und des Eigenverbrauchs des Energiesektors erreichten ca. 3.8 kW als Endenergie effektiv den Verbraucher (Abb. C.2). Deren Aufteilung auf die hauptsächlich sekundären Energieträger und die Nutzenergieformen zeigen die entsprechenden Balken. Nahezu die gesamte Energie wird letztlich dazu genutzt, Wärme oder mechanische Arbeit zu produzieren.

Die effektive Nutzenergie, die sich durch eine Schätzung der Wirkungsgrade der Nutzprozesse ergibt, beträgt 2.1 kW/Kopf, also rund 55 % der eingesetzten Endenergie [11].

In Abb. C.3 ist die Aufteilung der Endenergie nach Nutzenergieart und Verbrauchergruppen dargestellt [4, 11]. Der *Haushaltsbereich* beansprucht den Löwenanteil (49 %)

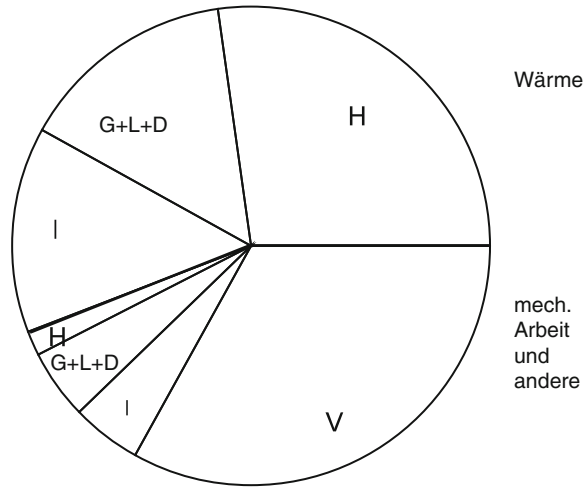


Abb. C.3 Verwendung der Endenergie in der Schweiz im Jahr 1998: H = Haushalt, $G + L + D$ = Gewerbe + Landwirtschaft + Dienstleistungen, I = Industrie, V = Verkehr

des *Wärmebedarfs* (hauptsächlich in Form von Komfort- und Kochwärme). Der Rest verteilt sich etwa zu gleichen Teilen auf die *Industrie* und die Verbrauchergruppe *Gewerbe + Landwirtschaft + Dienstleistungen* (der Verkehrsanteil ist minimal). Die *mechanische Arbeit* wird zum überwiegenden Teil (75 %) vom *privaten und öffentlichen Verkehr* beansprucht.

In Abb. C.4 wird ein detailliertes Energieflussdiagramm der Schweiz für das Jahr *2013* gezeigt. Auf der linken Seite ist der gesamte Energieträgereinsatz dargestellt, von links die einheimischen und von oben die importierten Energieträger (die Schweiz besitzt praktisch keine einheimischen fossilen oder nuklearen Energieressourcen). Erfasst sind auch die Änderungen der Lagerbestände. Energieumwandlung findet in Raffinerien, Gas-, Fernheiz-, Fernheizkraft- und Kraftwerken statt. Der Verbrauch des Energiesektors ist ebenfalls dargestellt. Die rechte Seite gibt über die Energieträgerzusammensetzung der Endenergie und deren Aufteilung auf die vier Verbrauchergruppen Auskunft.

Der Vergleich von 2013 mit 2000 zeigt bezüglich Bruttoenergie eine Zunahme des Erdgas-Anteils von 9,2 % auf 11,1 % und eine leichte Abnahme des Erdöls (von 48,4 % auf 43,3 %). Der Verbrauch an Bruttoenergie nahm um 5,2 % und jener der Endenergie um 5,8 % zu. Die Zunahme letzterer verteilt sich folgendermaßen: Verkehr + 3,3 %, Haushalte + 10,3 %, restliche Bereiche (vor allem Industrie und Dienstleistungen) +4,8 % [ ].

C.3 Faktoren, die den Endenergiebedarf beeinflussen

Abb. C.5 veranschaulicht für die Schweiz die Entwicklung der Endenergie von 1970 bis 2013 und der Faktoren, die sie beeinflussen. Diese Faktoren sind: die Wohnbevölkerung, das BIP (Bruttoinlandprodukt) und die Heizgradtage [2]. Die Wetterlage wirkt nur kurzfristig. Für die langfristige Entwicklung sind die demographische Entwicklung und das BIP maßgebend. Die Tab. C.1 zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf in GJ/a,Kopf und kW/Kopf.

Abb. C.6 zeigt den Zusammenhang zwischen Endenergieverbrauch und Bruttoinlandprodukt für die Schweiz. Die beiden Indikatoren haben sich seit 1950 zunächst parallel entwickelt. Dass die Ausweitung der Güterproduktion und die Zunahme der Dienstleistungen zusammen mit den erhöhten Komfortansprüchen den Energiebedarf erhöhen, ist qualitativ einleuchtend. Um die Entwicklung zu quantifizieren und den Ländervergleich zu ermöglichen, führt man die beiden Indikatoren Energieintensität und Energieelastizität ein.

Als *Energieintensität* wird das Verhältnis Endenergieverbrauch zu realem Bruttoinlandprodukt bezeichnet. In der Schweiz ist die Energieintensität nach einem absoluten Minimum um 1945 [8] von ca. 2 MJ/Fr im Jahre 1950 auf 2.6 MJ/Fr im Jahr 1975 gestiegen (BIP real, Preise von 1990). Bis 2000 ist sie nahezu konstant geblieben (1975–1985 ca. 2.6 MJ/Fr, 1995 und 1997 etwa 2.5 MJ/Fr, d. h 4.3 MJ/US$(Kurs 1995)), im Unterschied zur Abnahme in den meisten anderen europäischen Ländern, was vor allem auf ihr bereits 1950–1970 im Vergleich auffallend tiefes Niveau zurückzuführen ist (1996: USA: 14.2 MJ/$, D: 7.2 MJ/$, A: 6.7 MJ/$, F: 8.3 MJ/$, UK: 8.2 MJ/$, I: 6.0 MJ/$, Japan: 6.7 MJ/$, Welt: 14.8 MJ/$ [A12]). Der Unterschied zu den anderen Ländern ist weniger groß, wenn man die Kaufkraftparität und die graue Energie berücksichtigt (s. auch Abschn. 1.5).

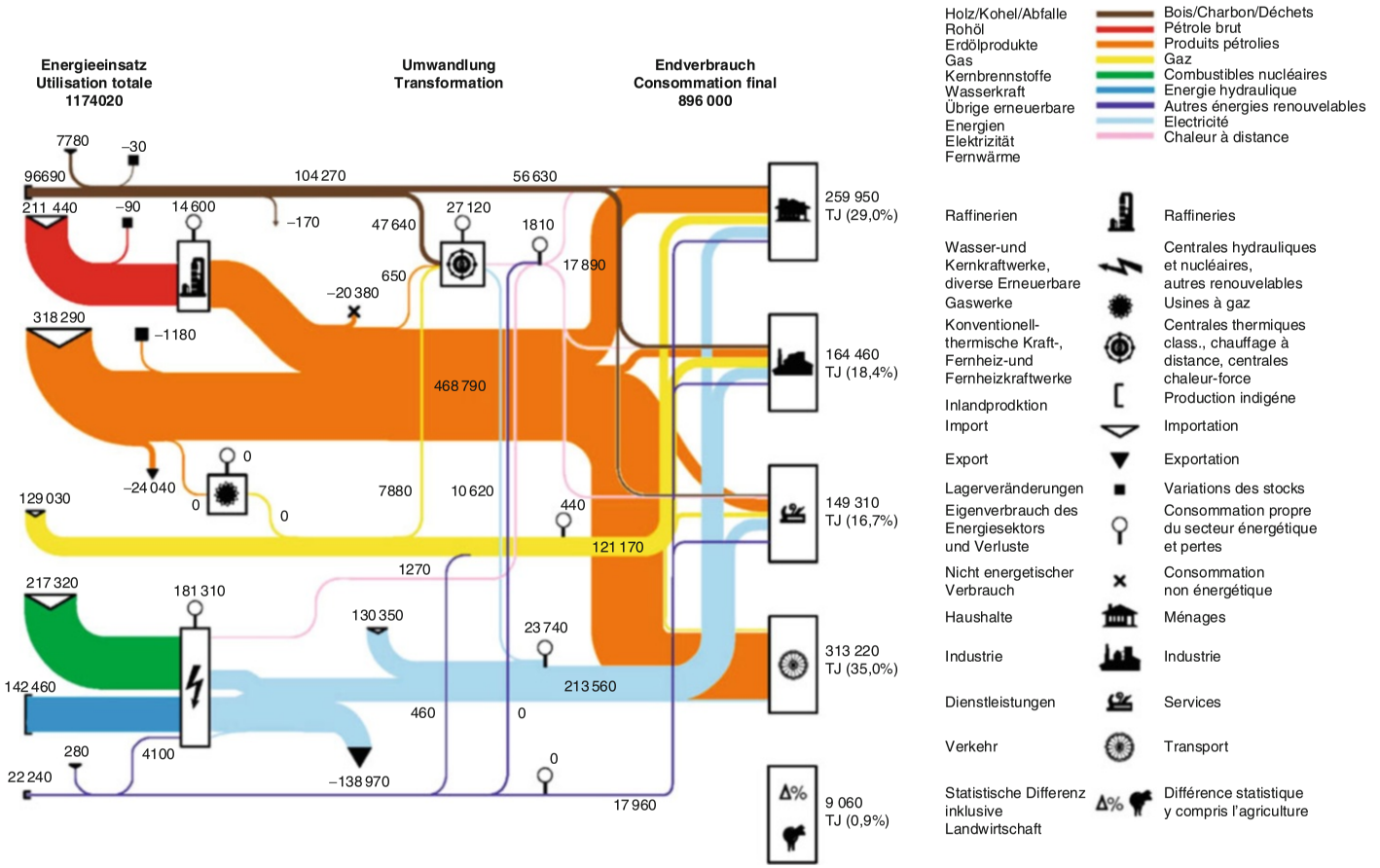


Abb. C.4 Energiefluss der Schweiz 2013 (in TJ): einheimische und importierte Primärund Sekundärenergieträger: *feste Brennstoffe, Rohöl, Erdölprodukte, Gas, Kernbrennstoffe, Wasserkraft*, übrige erneuerbare Energien, Elektrizität, Fernwärme [2]

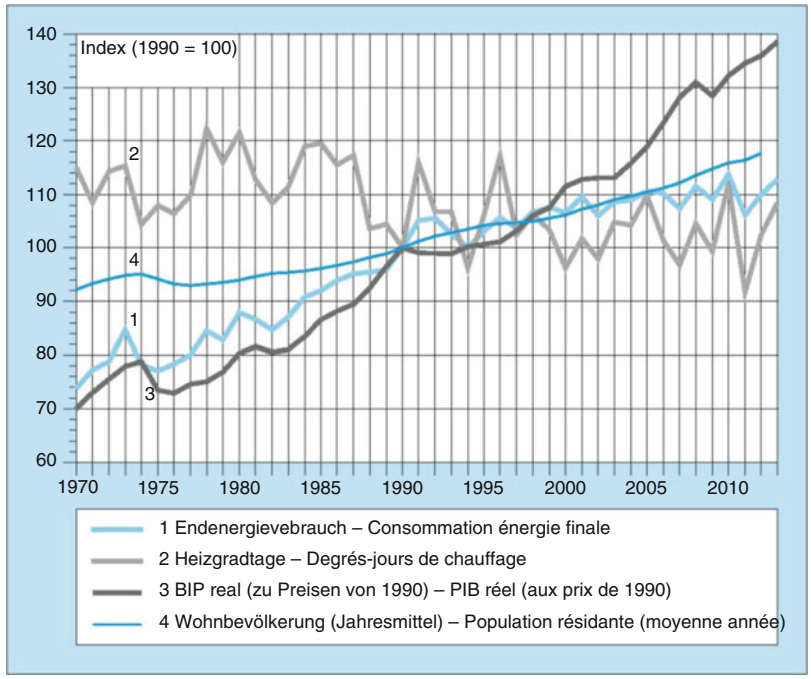


Abb. C.5 Beeinflussungsfaktoren des Endenergieverbrauchs, Schweiz 1970–2013. (Quelle: [2])

Tab. C.1 Endenergieverbrauch pro Kopf in der Schweiz 1970 bis 2013, [2] 1 kWh = 3.6 MJ, 1 kWa = 8760 kWh = 31.54 GJ

	Endenergie-verbrauch TJ/a	Bevölkerung Mio.	GJ/a,Kopf	kW/Kopf
1970	586 050	6,267	93,5	2,96
1980	698 290	6,385	109,4	3,46
1990	794 320	6,796	116,9	3,69
2000	846 890	7,209	117,5	3,72
2013	896 000	8,089	110,8	3,50

Das Verhältnis der *Zuwachsraten* von Endenergieverbrauch und Bruttoinlandprodukt bezeichnet man als *Energieelastizität*. Diese betrug in der Schweiz für die Periode1965–1985 etwa 2.9 MJ/Fr. Von 1985 bis 2004 ist, bereinigt von Klimaeinflüssen, eine Reduktion auf ca. 2.1 MJ/Fr feststellbar, was auf eine verbesserte Effizienz des Energieeinsatzes hindeutet. Die für die Jahre 1987–1990 sowie 1996–2013 in Abb. C.6 deutlich sichtbare Abflachung ist im ersten Fall z. T. auf besonders milde Winter im zweiten Fall auch auf deutlich verbesserte Effizienz zurückzuführen.

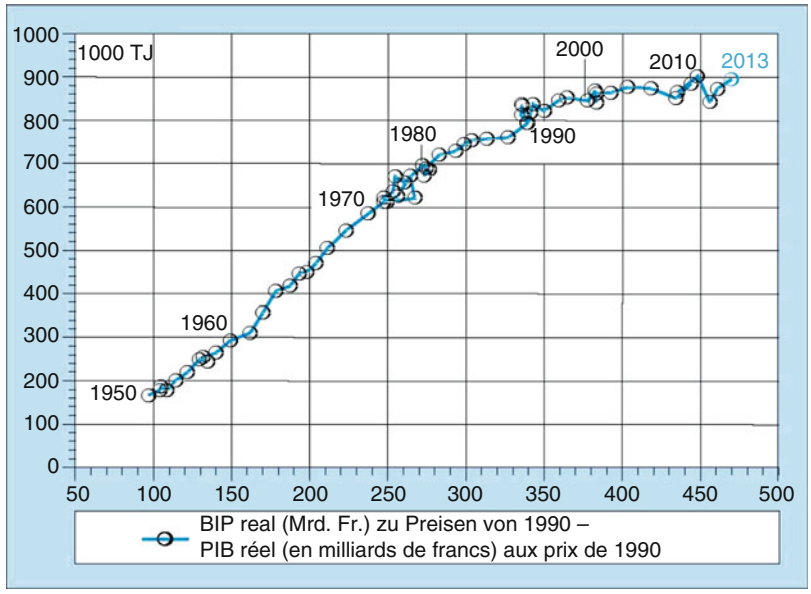


Abb. C.6 Endenergieverbrauch der Schweiz in Abhängigkeit des realen Bruttoinlandprodukts [2]

C.4 Endenergie und Verluste des Energiesektors 2013

Gemäss den allgemeinen Ausführungen des Abschn. 1.3 sei auch hier folgende Einteilung der Endenergie vorgenommen

- *Komfort- und Prozesswärme*, die vorwiegend mit fossilen Brennstoffen und z. T. auch aus erneuerbaren Energien (Geothermie, Biomasse, Solarstrahlung, Umweltwärme) gewonnen wird. Die Wärme aus Elektrizität wird ausgeklammert.
- *Treibstoffe* (vorwiegend fossil, etwas Biomasse).
- *Elektrizität* (alle Anwendungen, Wärme inbegriffen).

Abb. C.7 zeigt für die Schweiz die Bedeutung der drei Bereiche in Prozent der Endenergie für das Jahr 2013 (Wärme einschliesslich Fernwärme 45 %, Treibstoffe 29 %, Elektrizität 26 %). Die drei Bereiche werden nach verwendetem Primärenergieträger detailliert.

Der Balken der Endenergie (100 %) macht außerdem die Aufteilung auf die drei Verbrauchssektoren Industrie, Verkehr und übrige (Haushalt + Dienstleistungen + Landwirtschaft) deutlich.

Schließlich werden die *Verluste des Energiesektors* dargestellt, die den Wärmeverlusten der Kraftwerke (in der Schweiz also praktisch der Kernkraftwerke) und dem Eigenverbrauch des Energiesektors zuzuschreiben sind. Die Darstellung dieser Verluste entspricht der Statistik der IEA (International Energy Agency), wo nicht die Wasserkraft (wie in den Abb. C.2 und C.4), sondern die Hydroelektrizität erfasst wird.

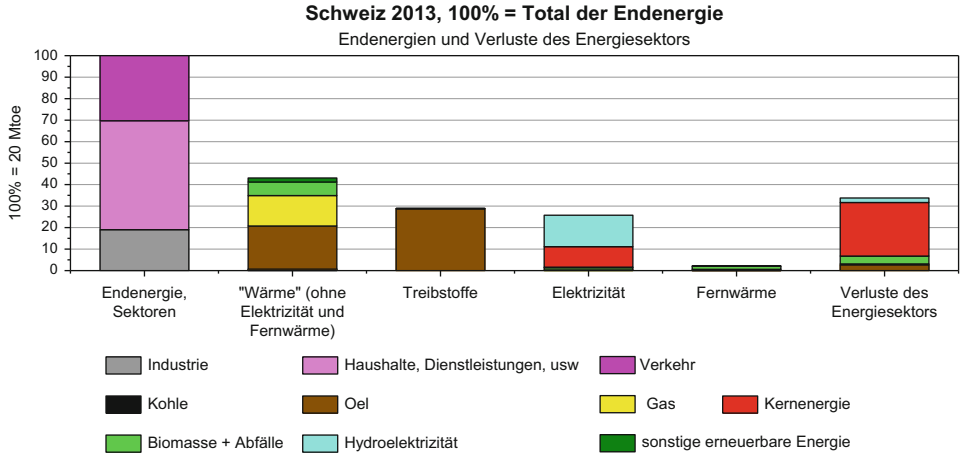


Abb. C.7 Energieverbrauch der Schweiz in 2013, in Prozent der Endenergie. 100 % = 20 Mtoe. Die Endenergie setzt sich zusammen aus: a) Wärme (ohne Elektrizität und Fernwärme), b) Treibstoffen, c) Elektrizität (alle Anwendungen) und d) Fernwärme. Die Bruttoenergie erhält man durch hinzufügen der Verluste des Energiesektors

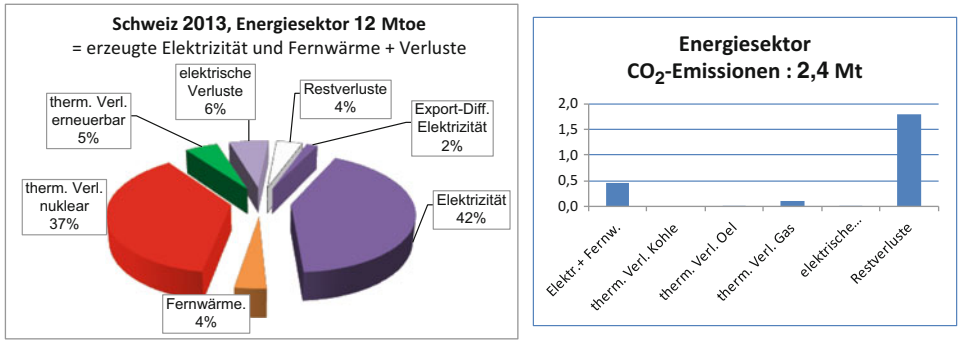


Abb. C.8 Energiesektor: Elektrizität und Fernwärme (48 %), Verluste (52 %) und entsprechende Emissionen

Für die Schweiz ergeben sich Verluste von 33 % der Endenergie. Der Bruttoverbrauch der Schweiz beträgt somit 133 % der Endenergie.

Definiert man wie in Kapitel 1.3 den Bedarf des Energiesektors als Summe der produzierten Elektrizität und Fernwärme und der Verluste aller Energieumwandlungen und Energieübertragungen, zuzüglich Eigenbedarf, erhält man für die Schweiz die in Abb. C.8 dargestellte Aufteilung. Die Verluste sind zum weit überwiegenden Teil Folge der thermodynamischen Umwandlung von Kernenergie in Elektrizität. Die CO_2-Emissionen sind in erster Linie den Restverlusten zuzuschreiben.

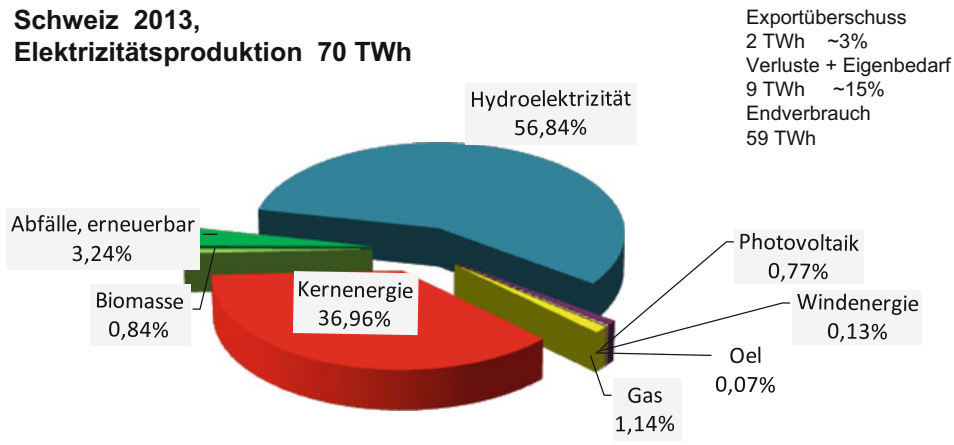


Abb. C.9 Elektrizitätserzeugung und –verbrauch in der Schweiz 2013

C.5 CO_2-Emissionen und Indikatoren

Die CO_2-Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehen, sind für die Schweiz und das Jahr 2013 in Abb. C.9 dargestellt. Sie betragen insgesamt 5.1 t/a, Kopf und werden fast vollständig vom Bedarf an Wärme und Treibstoffen verursacht; sie verteilen sich nahezu gleichmäßig mit etwas weniger als 3 t/a, Kopf auf die zwei Bereiche. Der Energiesektor trägt nur minim zu den Emissionen bei (Abb. C.9), da die Elektrizität zu 94 % aus Wasserkraft und Kernenergie erzeugt wird (Abb. C.10). Abb. C.11 zeigt die Emissionen in Abhängigkeit der Wirtschaftssektoren und Endenergieträger.

Für internationale Vergleiche ist es, wie in Abschn. 1.3 dargelegt, zweckmässiger, die Emissionen auf das BIP (Bruttoinlandprodukt) zu beziehen, bei Berücksichtigung der Kaufkraftparität. Nimmt man als Bezugsgröße ein BIP in $ von 2007 an erhält man für die Schweiz 2013 eine Zahl von 102 g CO_2/$). Diese Zahl charakterisiert besser als die Emissionen pro Kopf die von einem Land erreichte Nachhaltigkeit der Energieversorgung angesichts des Klimawandels. Die in diesem Zusammenhang wichtigen Beziehungen seien hier nochmals aufgeführt:

$$\alpha\left[\frac{tCO_2}{a,capita}\right] = k\left[\frac{tCO_2}{kWa}\right] \cdot e\left[\frac{kW}{capita}\right]$$

$$\alpha = CO_2\text{-}Ausstoss\ \ pro\ \ Jahr\ \ und\ \ capita$$

$$k = CO_2\text{-}Intensitat\ \ der\ \ Bruttoenergie$$

$$e = Bruttoenergieverbrauch\ \ pro\ \ capita$$

wobei 1 tCO_2/kWa = 114 g CO_2/kWh (Tab. C.2) und

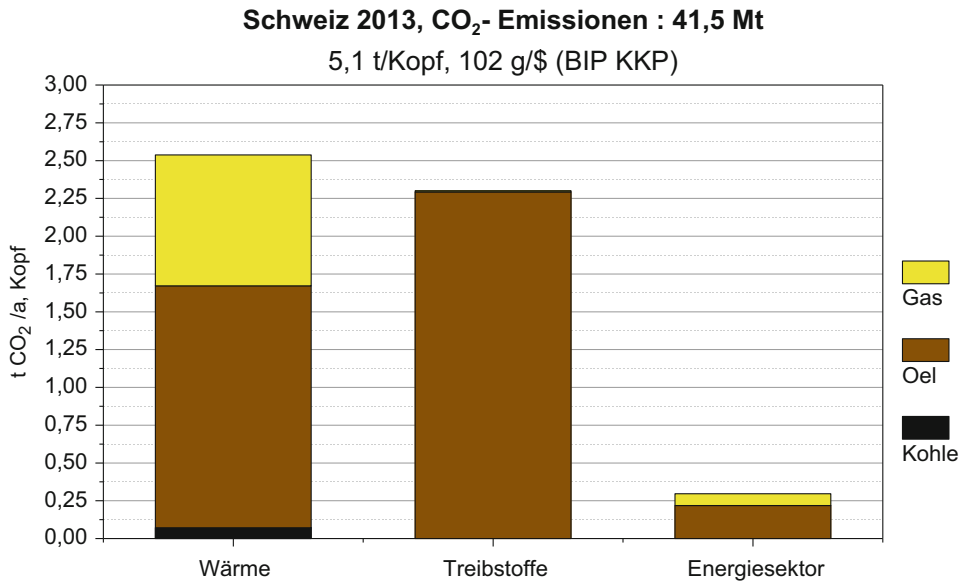


Abb. C.10 Verteilung der CO_2-Emissionen nach Endenergieart in t/a, capita, Schweiz 2013

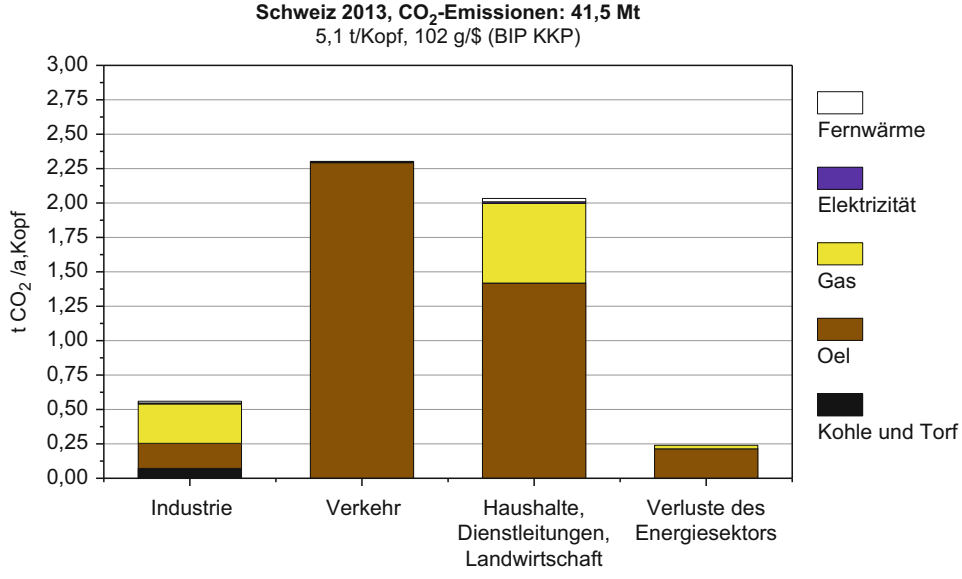


Abb. C.11 Verteilung der CO_2-Emissionen nach Wirtschaftssektoren (Anteile der Endenergieträger)

Tab. C.2 Indikatoren der Schweiz für das Jahr 2013, Dollar von 2007, 1 kWa = 8760 kWh = 0,753 toe = 31 540 MJ, $--> $ **1 kWa/10000$ = 0,876 kWh/$, 1 tCO_2/kWa = 114 gCO_2/kWh**

2012	y $10^4$$/a,Kopf	ε kWh/$	k gCO_2/kWh	η gCO_2/$	α tCO_2/a,Kopf
CH	5,03	0,75	136	102	5,1

$$e\left[\frac{kW}{capita}\right] = y\left[\frac{10'000\$}{a, capita}\right] \cdot \varepsilon\left[\frac{kWa}{10'000\$}\right]$$
$$y = spezif.Bruttoinlandprodukt\ (kaufkraftbereinigt)$$
$$\varepsilon = Bruttoenergie\ \ der\ \ Wirtschaft \tag{C.2}$$

wobei 1 kWa/10′000 $ = 0,876 kWh/$ (Tab. C.2)

Die spezifischen CO_2-Emissionen pro Kopf lassen sich dann als Produkt von „Wohlstandsindikator“ y, Energieintensität ε und CO_2-Intensität k *ausdrücken*.

$$\alpha = k \cdot e = k \cdot \varepsilon \cdot y = \eta \cdot y$$
$$\text{mit } \eta\,[\text{g CO2}/\$] = \text{k} \cdot \varepsilon = \text{Indikator der CO2} - \text{Nachhhaltigkeit} \tag{C.3}$$

Die entsprechenden Zahlen sind für die Schweiz 2013 in Tab. C.2 zusammengefasst.

C.6 Entwicklung der wichtigsten Indikatoren bis 2050

Die vergangene Entwicklung der drei Indikatoren (Energieintensität ε, CO_2-Intensität der Energie k und Index der CO_2-Nachhaltigkeit η) von 1980 bis 2012 ist in Abb. C.12 dargestellt. Das Bild zeigt ferner zwei mit dem 2-Grad-Ziel kompatible Grenzszenarien für die Weiterentwicklung bis 2050, die mit KKW- bzw. Gas-Szenario bezeichnet sind.

KKW-Szenario: Die Elektrizität wird weiterhin auch mit Kernenergie bis 2050 produziert. Die CO_2-Intensität der Energie nimmt weiterhin ab, dank dem vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien, vor allem im Wärmebereich aber auch im Transportbereich. Der Elektrizitätsbedarf wird trotz verbesserter Effizienz kaum abnehmen, wegen neuer Einsatzbereiche (Wärmepumpe, Elektromobilität). Der Nachhaltigkeitsindex verbessert sich bis 2050 von 102 auf 40 g CO_2/$ ($ von 2007), was weltweit im Rahmen des 2-Grad-Ziels ein Spitzenresultat bedeuten würde ([6, 9] von Kap. 1).

Gas-Szenario: Ab 2020 werden progressiv bis 2030 alle Kernkraftwerke abgestellt und vor allem durch Gaskombikraftwerke ersetzt (oder entsprechende Stromimporte). Die CO2-Intensität der Energie nimmt zunächst erheblich zu, trotz vermehrtem Einsatz erneuerbarer Energien. Dies wird z. T. kompensiert durch Reduktion der Energieintensität, sodass 2030 der Nachhaltigkeitsindex trotzdem auf etwa 90 g CO_2/$ reduziert werden kann (72 gCO_2/$ mit Variante KKW). Die Reduktion auf 44 g CO_2/$ bis 2050 erfordert eine zusätzliche Anstrengung im Bereich der erneuerbaren Energien im Wärme aber auch im Elektrizitätsbereich (Wasser, Wind und Photovoltaik).

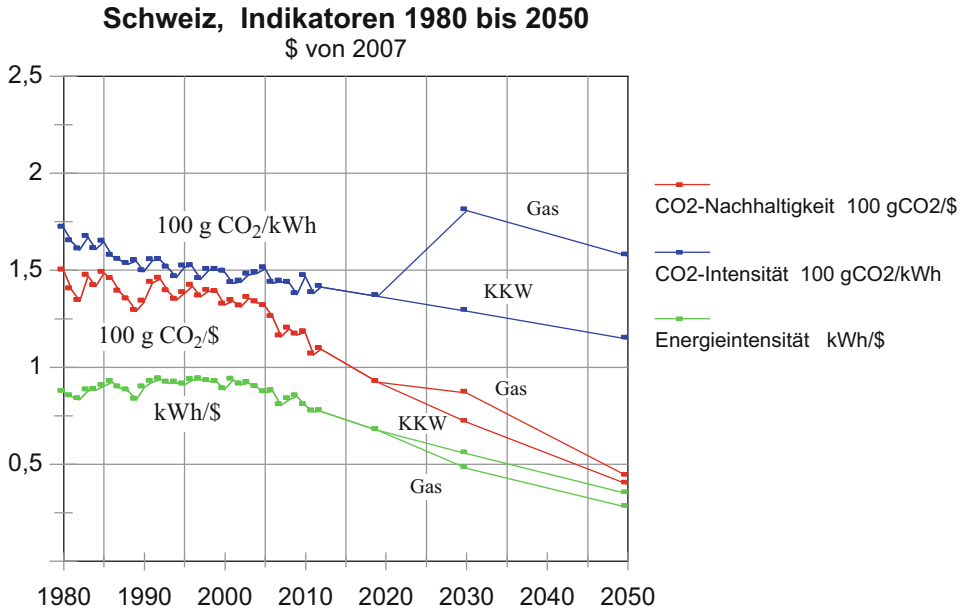


Abb. C.12 Indikatoren für die Schweiz von 1980 bis 2012 und Klimaschutz-Szenario bis 2050

Je nach politischem Entscheid wird die reelle Entwicklung vermutlich zwischen diesen beiden Extremszenarien liegen.

Abb. C.13 zeigt die sich aus Abb. C.12 ergebenden Pro Kopf–Indikatoren für Energie (Bruttoenergie) und CO_2-Ausstoss, für die Vergangenheit und für beide Szenarien bis 2050. Dabei wird unterstellt, dass die Szenario-Wahl keinen wesentlichen Einfluss auf die Gesamt-Wirtschaftsentwicklung haben wird. Diese wird durch den kaufkraftkorrigierten pro-Kopf BIP charakterisiert wird. Die Zahl für 2019 entspricht der Prognose des Internationalen Währungsfonds (IMF).

Der Pro-Kopf Verbrauch (Bruttoenergie) würde 2050, für die KKW-Variante, 2.2 kW/Kopf betragen, was etwa 1,7 kW/Kopf für die Endenergie bedeutet (Faktor 1.3, s. Abb. C.7). Der CO_2–Ausstoss würde sich auf 2,2 t CO_2/Kopf reduzieren. Für die Gas-Variante ergäbe sich für die Bruttoenergie etwa 1.8 kW/Kopf, was angesichts der bei Gaskraftwerken deutlich kleineren Verluste im Energiesektor etwa 1,6 bis 1,7 kW/Kopf für die Endenergie entspricht. Der CO_2-Ausstoss dürfte für diese Variante etwas höher sein, etwa 2.4 t CO_2/Kopf, vor allem durch einen merklichen Beitrag des Energiesektors.

Die Gesamtemissionen in Mt CO_2 würden sich gemäss Abb. C.13 entwickeln. In 2050 wäre dann mit einem Gesamtausstoss von 20 Mt mit Variante KKW und von 22 Mt mit Variante Gas zu rechnen.

Die Indikatorenwerte sind in Tab. C.3 zusammengefasst.

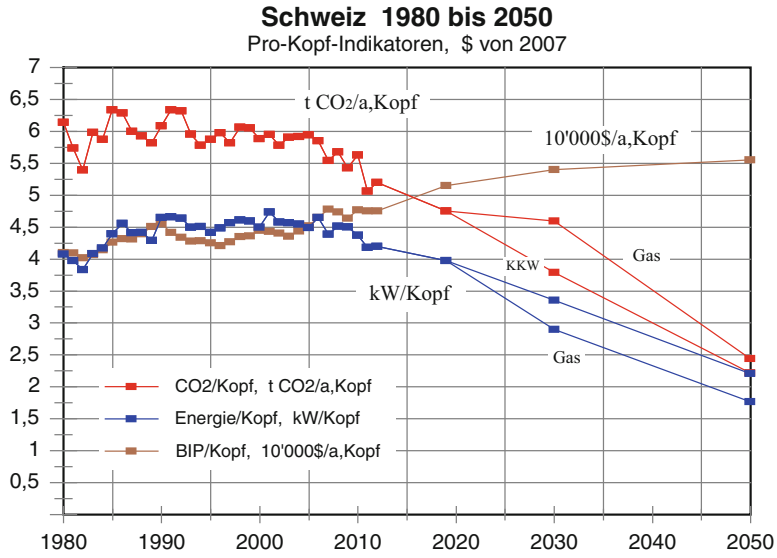


Abb. C.13 Pro Kopf -Indikatoren von 1980 bis 2012 und Klimaschutz-Szenarien bis 2050

Tab. C.3 Charakteristische Indikatoren der Schweiz für 2012 und gemäß KKW- und Gas-Szenario für 2030 und 2050

	y 10^4\$/a,Kopf	ε kWh/\$	k gCO_2/kWh	η gCO_2/\$	α tCO_2/a,Kopf
CH 2012	4,76	0,77	141	109	5,2
CH 2030 KKW	5,40	0,54	129	70	3,8
CH 2030 Gas	5,40	0,47	181	85	4,6
CH 2050 KKW	5,56	0,35	115	40	2,2
CH 2050 Gas	5,56	0,28	158	44	2,4

Anhang D

Energieverbrauch und CO_2-Emissionen 2013 der sechs größten Länder Europas

Die wesentlichen Aspekte der Energiewirtschaft der sechs Länder Europas mit mehr als 30 Mio. Einwohner:

- Deutschland
- Frankreich
- Vereinigtes Königreich
- Italien
- Spanien
- Polen

werden von den folgenden 3 Diagrammen pro Land zusammengefasst:

1. Struktur der Energiewirtschaft: Bruttoenergie als Summe der Endenergie und der Verluste des Energiesektors. Die Endenergie ist aufgeschlüsselt nach Sektoren: Verkehr + Industrie + restliche Sektoren sowie nach Endenergien: Wärme (ohne Elektrizität und Fernwärme) +Treibstoffe + Elektrizität (alle Anwendungen) + Fernwärme.
2. CO_2-Emissionen der Bereiche Wärme, Treibstoffe, Energiesektor (mit Energieträgeranteil).
3. Struktur des Energiesektors: erzeugte Elektrizität und Fernwärme + alle Verluste (thermische Verluste der Kraftwerke und der Wärmekraftkopplungsanlagen, elektrische Übertragungsverluste, restliche Umwandlungsverluste einschließlich Eigenbedarf) und entsprechende CO_2-Emissionen.

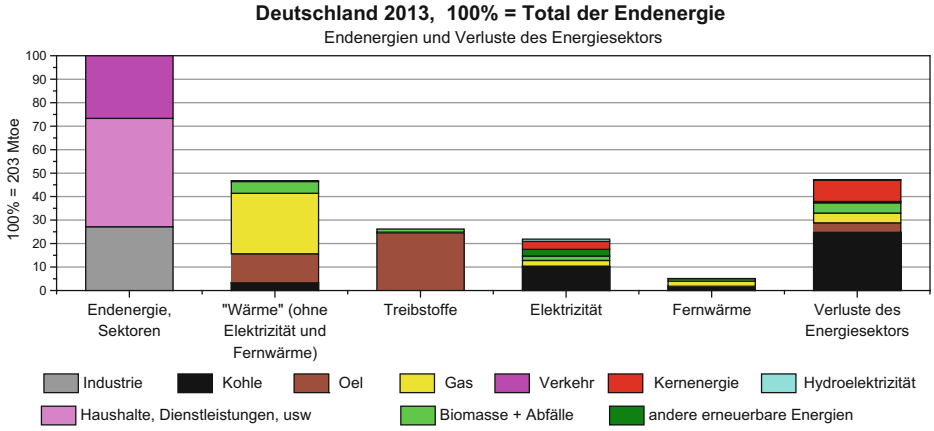
Die Grundlagen dazu liefern die IEA-Statistiken [A.13], die IMF-Statistiken [Ax] sowie [A.6]. Die wichtigsten Indikatoren der sechs Länder (Definitionen in Abschn. 1.3 Gln (1.1) bis (1.3) fasst folgende Tabelle zusammen: BIP KKP/Kopf in 10,000 $ von 2007 ($ von 2007 = 1,05* $ von 2010)

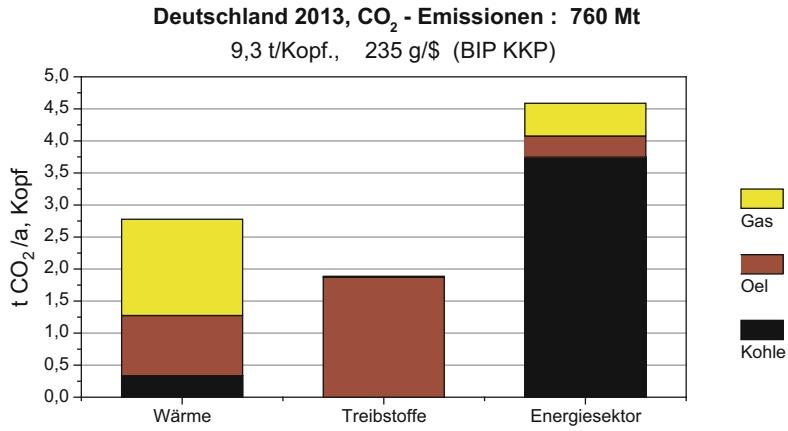
© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

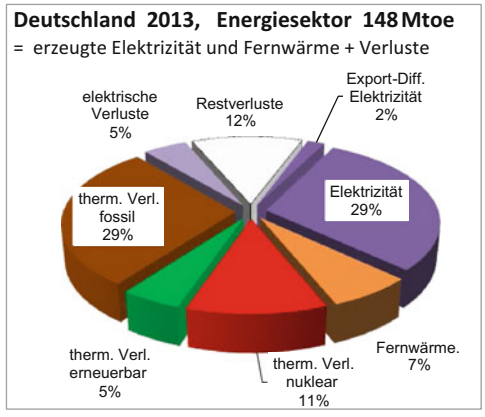
2013	y 10^4\$/a,Kopf (BIP KKP)	ε kWh/\$	k gCO_2/kWh	η gCO_2/\$	α tCO_2/a,Kopf	CO_2-Anteil des Energie-sektors in %
D	3,94	1,07	221	235	9,3	50
F	3,44	1,23	113	140	4,6	16
UK	3,41	0,98	209	205	7,0	46
I	3,10	0,92	195	180	5,6	36
Es	2,91	0,96	181	174	5,1	38
Po	2,11	1,32	272	360	7,6	58

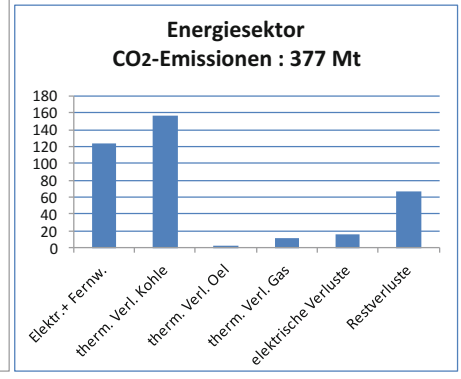
D.1 Deutschland



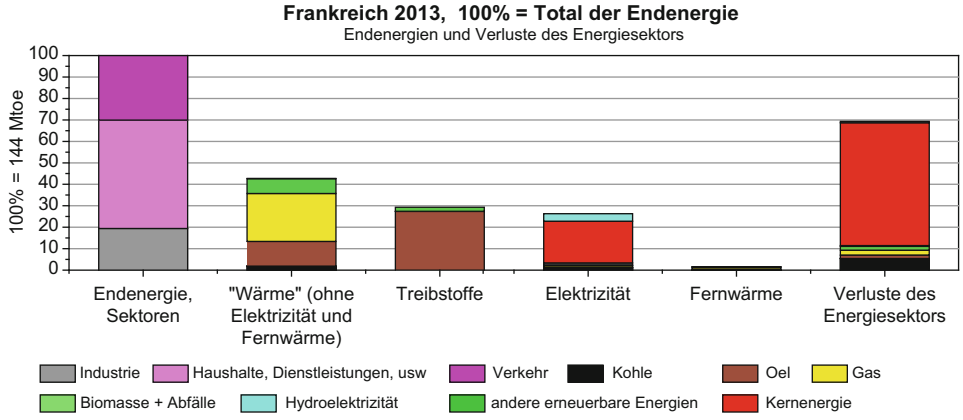


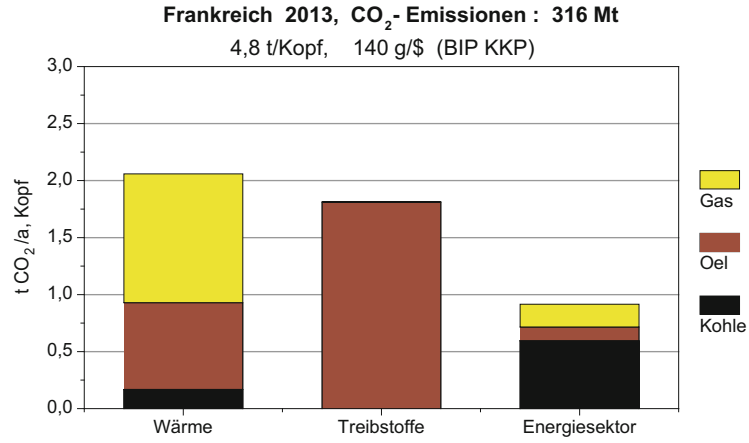
Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: -0,1 t/a, capita (- 1%)



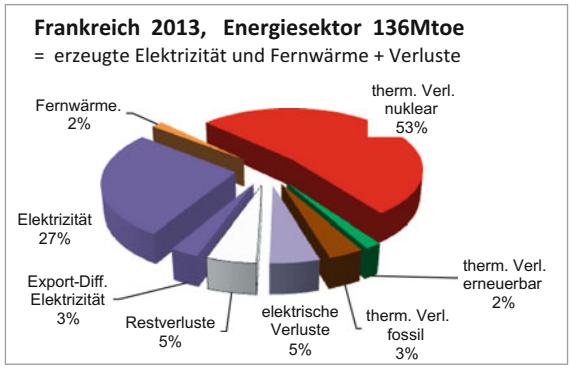


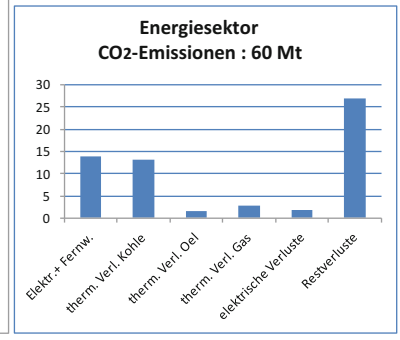
D.2 Frankreich



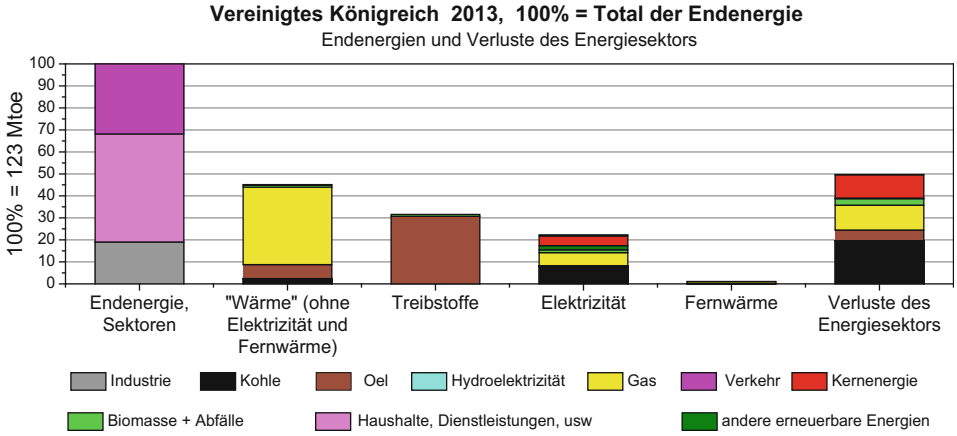


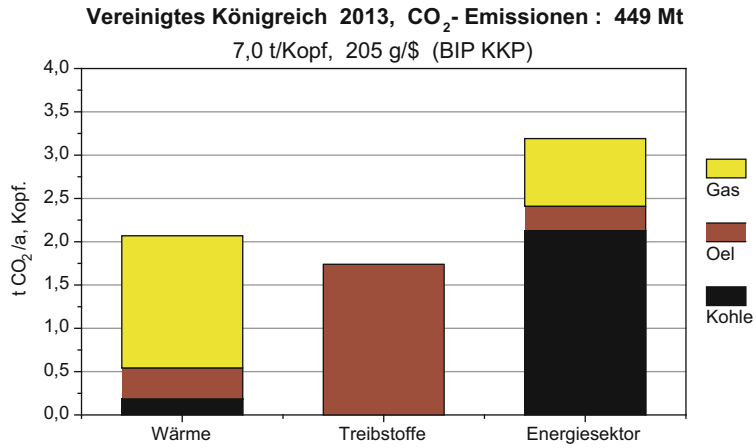
Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: **-0,7 t/a, capita** (-13%)



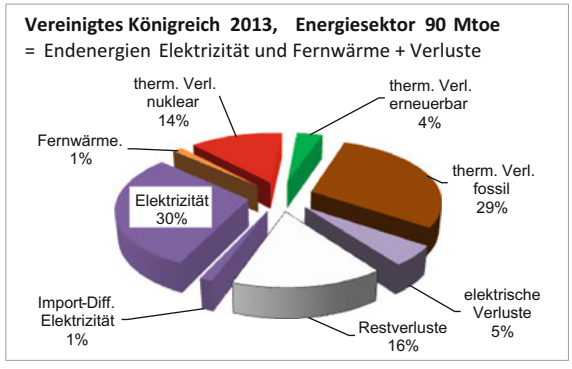


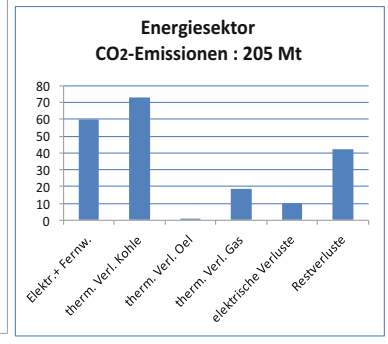
D.3 Vereinigtes Königreich



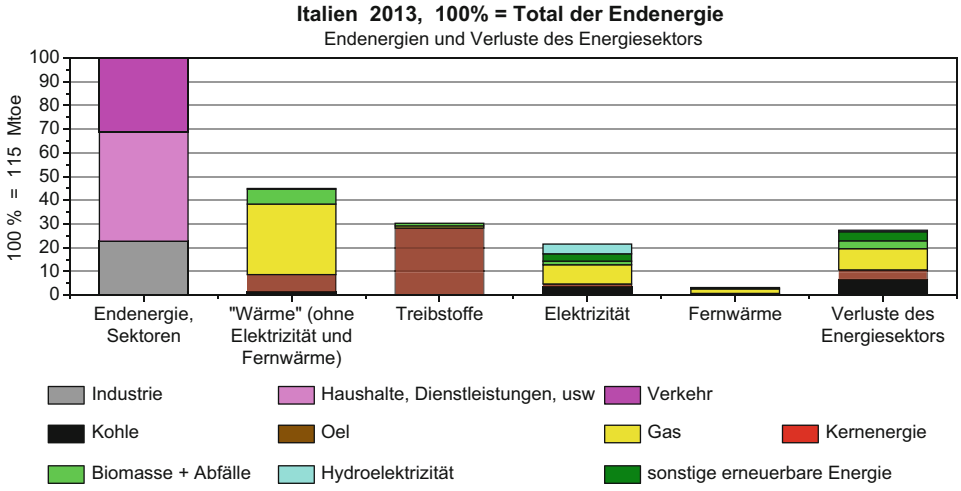


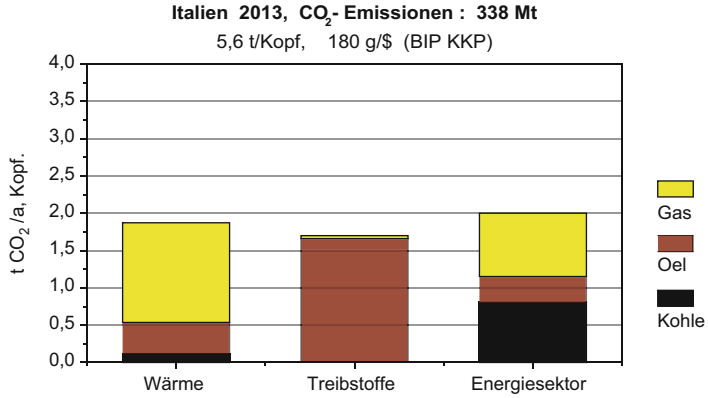
Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: -1,5 t/a, capita (-18%)



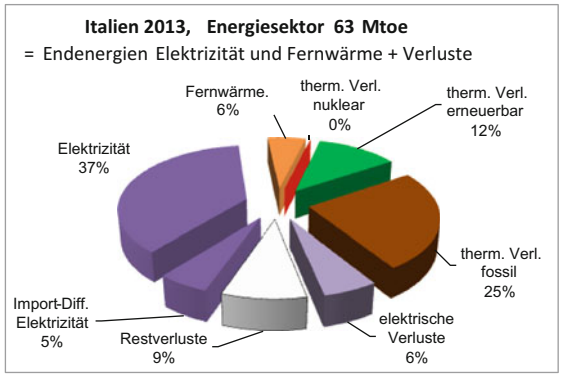


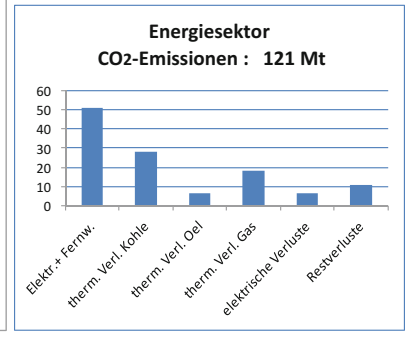
D.4 Italien



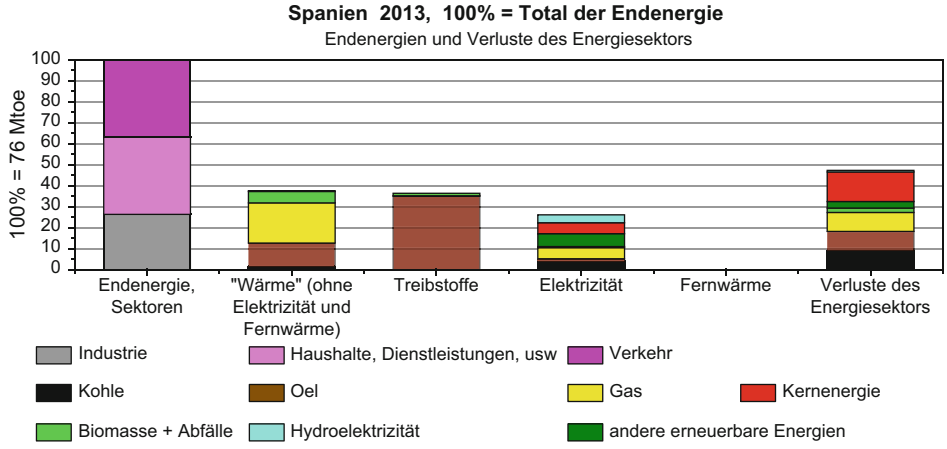


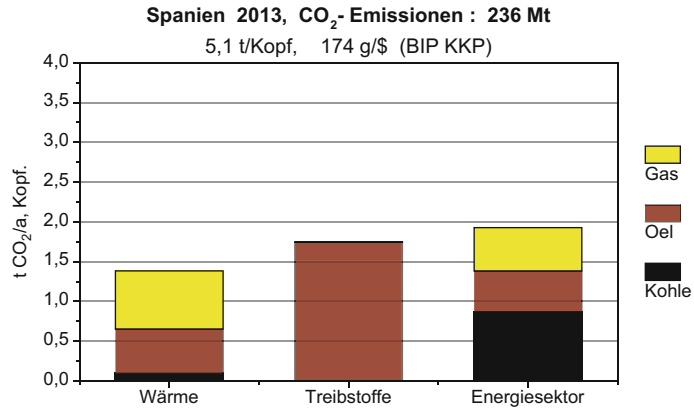
Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: -1,9 t/a, capita (-26%)



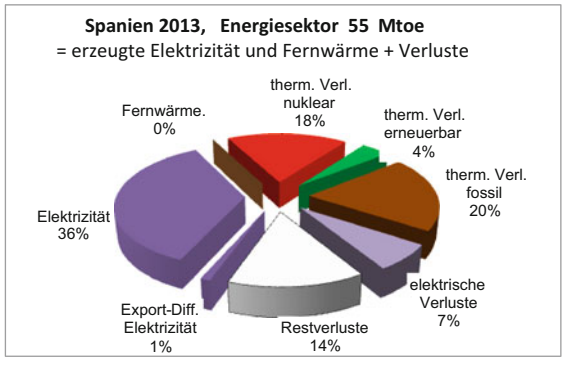


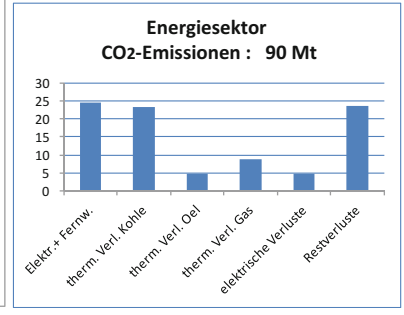
D.5 Spanien



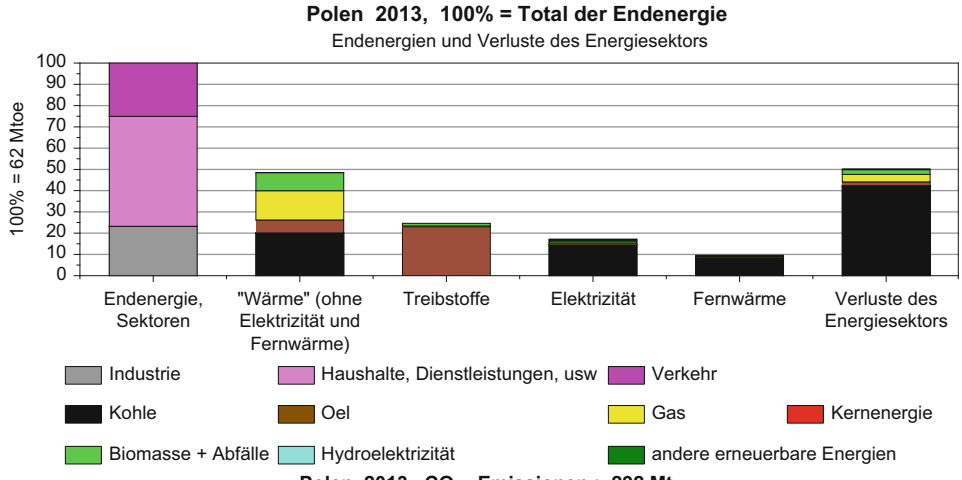


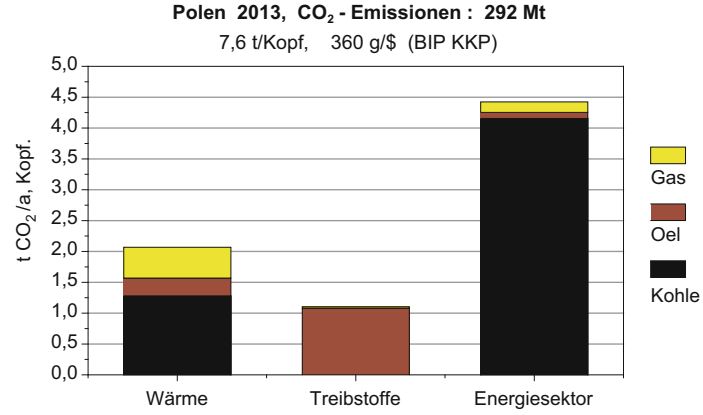
Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: -2,4 t/a, capita (-32%)



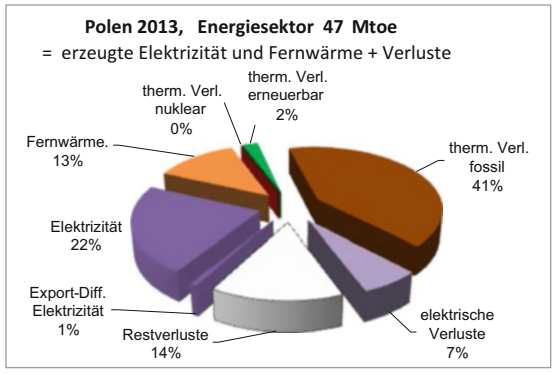


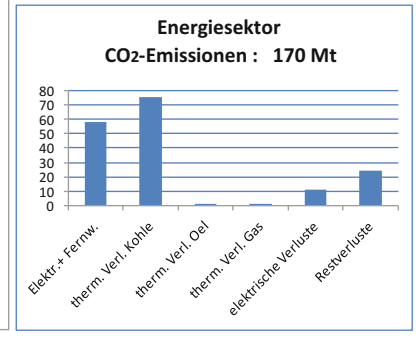
D.6 Polen





Änderung der CO_2-Emissionen pro Kopf von 2007 bis 2013: -0,4 t/a, capita (-5%)





Anhang E

Gamma-Funktion

$$\Gamma(\mathrm{x}) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt$$

x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ
1.0000	1.0000	1.5000	0.8862	20000	1.0000	2.5000	1.3293	3.0000	2.0000	2.5000	3.3234
1.0100	0.9943	1.5100	0.8866	20100	1.0043	2.5100	1.3388	3.0100	2.0186	3.5100	3.3603
1.0200	0.9888	1.5200	0.8870	2.0200	1.0086	2.5200	1.3483	3.0200	2.0374	3.5200	3.3977
1.0300	0.9835	1.5300	0.8876	2.0300	1.0131	2.5300	1.3580	3.0300	2.0565	3.5300	3.4357
1.0400	0.9784	1.5400	0.8882	2.0400	1.0176	2.5400	1.3676	3.0400	2.0759	3.5400	3.4742
1.0500	0.9735	1.5500	0.8889	2.0500	1.0222	2.5500	1.3777	3.0500	2.0955	3.5500	3.51133
1.0600	0.9687	1.5600	0.8896	2.0600	1.0269	2.5600	1.3878	3.0600	2.1153	3.5600	3.5529
1.0700	0.9642	1.5700	0.8905	2.0700	1.0316	2.5700	1.3981	3.0700	2.1355	3.5700	3.5930
1.0800	0.9597	1.5800	0.8914	2.0800	1.0365	2.5800	1.4084	3.0800	2.1559	3.5800	3.6338
1.0900	0.9555	1.5900	0.8924	2.0900	1.0415	2.5900	1.4190	3.0900	2.1766	3.5900	3.6751
1.1000	0.9514	1.6000	0.8935	2.1000	1.0465	2.6000	1.4296	3.1000	2.1976	3.6000	3.71170
1.1100	0.9474	1.6100	0.8947	2.1100	1.0516	2.6100	1.4404	3.1100	2.2189	3.6100	3.7595
1.1200	0.9436	1.6200	0.8959	2.1200	1.0568	2.6200	1.4514	3.1200	2.2405	3.6200	3.8027
1.1300	0.9399	1.6300	0.8972	2.1300	1.0621	2.6300	1.4625	3.1300	2.2623	3.6300	3.8464
1.1400	0.9364	1.6400	0.8986	2.1400	1.0675	2.6400	1.4738	3.1400	2.2845	3.6400	3.8908
1.1500	0.9330	1.6500	0.9001	2.1500	1.0730	2.6500	1.4852	3.1500	2.3069	3.6500	3.9358
1.1600	0.9298	1.6600	0.9017	2.1600	1.0786	2.6600	1.4968	3.1600	2.3297	3.6600	3.9814
1.1700	0.9267	1.6700	0.9033	2.1700	1.0842	2.6700	1.5085	3.1700	2.3528	3.6700	4.0277
1.1800	0.9237	1.6800	0.9050	2.1800	1.0900	2.6800	1.5204	3.1800	2.3762	3.6800	4.0747
1.1900	0.9209	1.6900	0.9068	2.1900	1.0959	2.6900	1.5325	3.1900	2.3999	3.6900	4.1223
1.2000	0.9182	1.7000	0.9086	2.2000	1.1018	2.7000	1.5447	3.2000	2.4240	3.7000	4.1707
1.2100	0.9156	1.7100	0.9106	2.2100	1.1078	2.7100	1.5571	3.2100	2.4483	3.7100	4.2197
1.2200	0.9131	1.7200	0.9126	2.2200	1.1140	2.7200	1.5696	3.2200	2.4731	3.7200	4.2694
1.2300	0.9108	1.7300	0.9147	2.2300	1.1202	2.7300	1.5824	3.2300	2.4981	3.7300	4.3199
1.2400	0.9085	1.7400	0.9168	2.2400	1.1266	2.7400	1.5953	3.2400	2.5235	3.7400	4.3711
1.2500	0.9064	1.7500	0.9191	2.2500	1.1330	2.7500	1.6084	3.2500	2.5493	3.7500	4.4230
1.2600	0.9044	1.7600	0.9214	2.2600	1.1395	2.7600	1.6216	3.2600	2.5754	3.7600	4.4757

(*Fortsetzung*)

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ	x	Γ
1.2700	0.9025	1.7700	0.9238	2.2700	1.1462	2.7700	1.6351	3.2700	2.6018	3.7700	4.5291
1.2800	0.9007	1.7800	0.9262	2.2800	1.1529	2.7800	1.6487	3.2600	2.6287	3.7800	4.5833
1.2900	0.8990	1.7900	0.9288	2.2900	1.1598	2.7900	1.6625	3.2900	2.6559	3.7900	4.6384
1.3000	0.8975	1.8000	0.9314	2.3000	1.1667	2.8000	1.6765	3.3000	2.6834	3.8000	4.6942
1.3100	0.8960	1.8100	0.9341	2.3100	1.1738	2.8100	1.6907	3.3100	2.7114	3.8100	4.7508
1.3200	0.8946	1.8200	0.9368	2.3200	1.1809	2.8200	1.7051	3.3200	2.7397	3.8200	4.8083
1.3300	0.8934	1.8300	0.9397	2.3300	1.1882	2.8300	1.7196	3.3300	2.7685	3.8300	4.8666
1.3400	0.8922	1.8400	0.9426	2.3400	1.1956	2.8400	1.7344	3.3400	2.7976	3.8400	4.9257
1.3500	0.8912	1.8500	0.9456	2.3500	1.2031	2.8500	1.7494	3.3500	2.8272	3.8500	4.9857
1.3600	0.8902	1.8600	0.9487	2.3600	1.2107	2.8600	1.7646	3.3600	2.8571	3.8600	5.0466
1.3700	0.8893	1.8700	0.9518	2.3700	1.2184	2.8700	1.7799	3.3700	2.8875	3.8700	5.1084
1.3800	0.8885	1.8800	0.9551	2.3800	1.2262	2.8800	1.7955	3.3800	2.9183	3.8800	5.1711
1.3900	0.8879	1.8900	0.9584	2.3900	1.2341	2.8900	1.8113	3.3900	2.9495	3.8900	5.2348
1.4000	0.8873	1.9000	0.9618	2.4000	1.2422	2.9000	1.8274	3.4000	2.9812	3.9000	5.2993
1.4100	0.8868	1.9100	0.9652	2.4100	1.2503	2.9100	1.8436	3.4100	3.0133	3.9100	5.3648
1.4200	0.8864	1.9200	0.9688	2.4200	1.2586	2.9200	1.8600	3.4200	3.0459	3.9200	5.4313
1.4300	0.8860	1.9300	0.9724	2.4300	1.2670	2.9300	1.8767	3.4300	3.0789	3.9300	5.4988
1.4400	0.8858	1.9400	0.9761	2.4400	1.2756	2.9400	1.8936	3.4400	3.1124	3.9400	5.5673
1.4500	0.8857	1.9500	0.9799	2.4500	1.2842	2.9500	1.9108	3.4500	3.1463	3.9500	5.6368
1.4600	0.8856	1.9600	0.9837	2.4600	1.2930	2.9600	1.9281	3.4600	3.1807	3.9600	5.7073
1.4700	0.8856	1.9700	0.9877	2.4700	1.3019	2.9700	1.9457	3.4700	3.2156	3.9700	5.7788
1.4800	0.8857	1.9800	0.9917	2.4800	1.3109	2.9800	1.9636	3.4800	3.2510	3.9800	5.8515
1.4900	0.8859	1.9900	0.9958	2.4900	1.3201	2.9900	1.9817	3.4900	3.2869	3.9900	5.9252
1.5000	0.8862	2.0000	1.0000	5.5000	1.3293	3.0000	2.0000	3.5000	3.3234	4.0000	6.0000

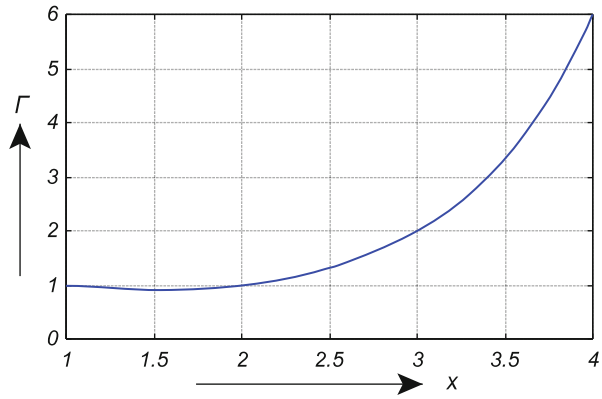


Abb. E.1 Gamma-Funktion

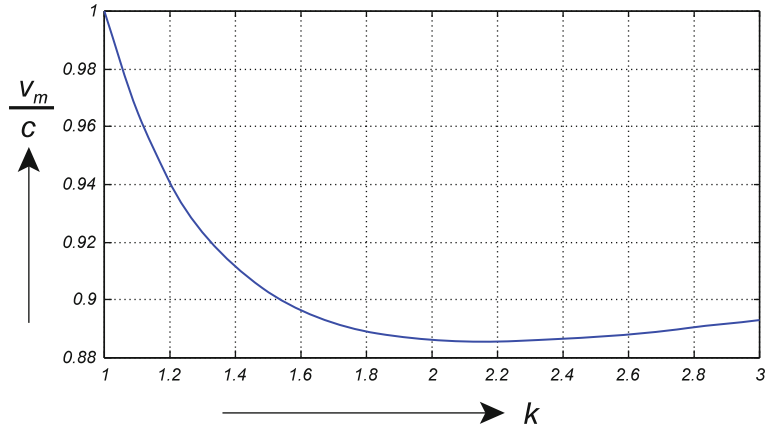


Abb. E.2 Relative mittlere Windgeschwindigkeit in Funktion des Streuungsparameters bei Weibullverteilung

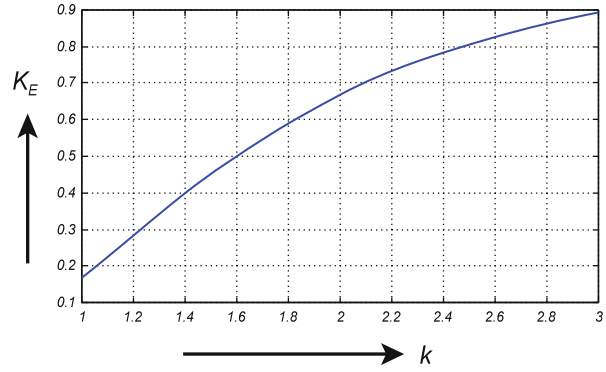


Abb. E.3 Energiefaktor in Funktion des Streuungsparameters bei Weibullverteilung

Anhang F

Lösung der Aufgaben

Aufgabe 4.1
Wählen wir entsprechend Abb. 4.27 eine charakteristische Drehzahl am oberen Rand des zulässigen Bereichs von $n_q = 270$, folgt für 50 Hz

$$n = n_q \frac{H^{0.75}}{Q^{0.5}} = 270 \;\; 13. \frac{75^{0.75}}{334}.86^{0.5} = 104.33\, U/\text{min}$$

$$Wahl \;\; P = 29, \quad -- \succ \quad n = 103.45\, U/\text{min}, \; -- \succ \; n_q = 267.7.$$

Um die Größenordnung der Dimensionen abzuschätzen, sei, da kein Muscheldiagramm vorhanden, die Annahme $Ø_a = 0.35$ getroffen, woraus mit Gl. 4.24 und der weiteren Annahme $\alpha = 0.4$, man $\psi = 0.2185$ erhält. Ferner folgt mit Gl. 4.21 u = 34.9 m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser D = 6.39 m. Die effektive Dimension dieser (realisierten) Rohrturbine ist D = 6.00 m (Crastan 1989) (Abb. F.1).

Aufgabe 4.2
Statt Abb. 4.27 gilt für Kleinturbinen eher folgende obere Grenze (Abb. VII.1) für die noch zulässige spezifische Drehzahl in Abhängigkeit vom Nutzgefälle (zur Vermeidung der Kavitation, berechnet mit Hilfe von (Ligou 1982))

a) Aus den Daten folgt mit $\eta t = 0.8$ die Leistung $P_t = 19.6$ kW, ferner

$$n = n_q \frac{H^{0.75}}{Q^{0.5}} = n_q \frac{10^{0.75}}{0.2^{0.5}} = n_q \;\; 12.57\, U/\text{min},$$

mogliche Losungen (s. obiges Diagramm)

$$p = 2, \quad -- \succ \quad n = 1500\, U/\text{min}, \quad -- \succ \quad n_q = 119.3, \quad Francis, \; Kaplan$$

$$p = 3, \quad -- \succ \quad n = 1000\, U/\text{min}, \quad -- \succ \quad n_q = 78.7, \quad Francis$$

Um die Größenordnung der Dimensionen abzuschätzen, sei, da kein Muscheldiagramm vorhanden,

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

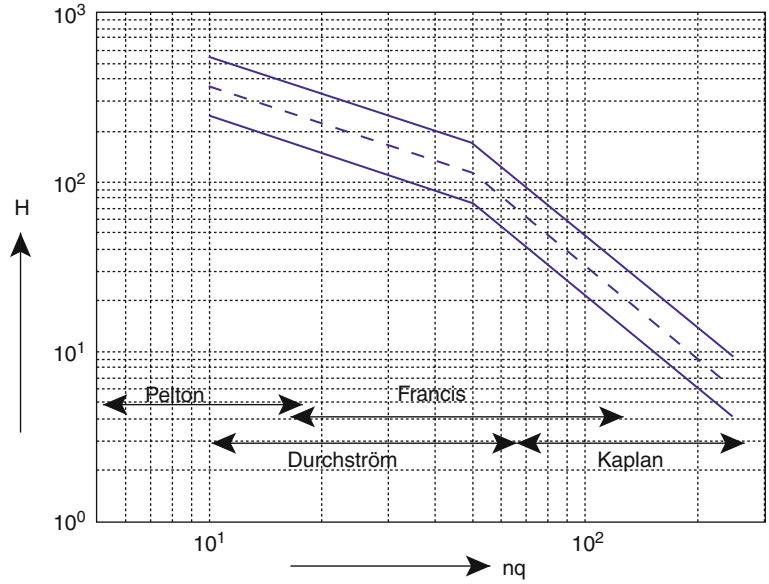


Abb. F.1 Beziehung zwischen Nutzgefälle und spezifische Drehzahl für Kleinturbinen

a1) für n = 1500 U/min und Kaplan die Annahme $Ø_a = 0.3$ getroffen, woraus mit Gl. 4.24 und der weiteren Annahme $\alpha = 0.4$, man $\psi = 0.579$ erhält. Ferner folgt mit Gl. 4.21 u = 18.4 m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser D = 23.4 cm.

a2) für n = 1500 U/min und Francs die Annahme $Ø_a = 0.35$ getroffen, woraus mit Gl. 4.24 und der weiteren Annahme $\alpha = 0$, man $\psi = 0.721$ erhält. Ferner folgt mit Gl. 4.21 u = 16.5 m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser D = 21.0 cm.

a3) für n = 1000 U/min und Francs die Annahme Øa = 0.35 getroffen, woraus mit Gl. 4.24 und der weiteren Annahme α = 0, man ψ = 1.256 erhält. Ferner folgt mit Gl. 4.21 u = 12.5 m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser D = 23.9 cm.

b) Aus den Daten folgt mit $\eta_t = 0.8$ wieder die Leistung $P_t = 19.6$ kW, ferner

$$n = n_q \frac{H^{0.75}}{Q^{0.5}} = n_q \frac{50^{0.75}}{0.04^{0.5}} = n_q 94.0\, U/\text{min},$$

mogliche Losungen (s. obiges Diagramm)

$p = 1, \quad --\succ \quad n = 3000\, U/\text{min}, \quad --\succ \quad n_q = 31.9,$ *Francis, Durchstrom*

$p = 2, \quad --\succ \quad n = 1500\, U/\text{min}, \quad --\succ \quad n_q = 15.96$ *Durchstrom, Pelton*

a) für n = 3000 U/min und Francs sei die Annahme $Ø_a = 0.25$ getroffen, woraus mit Gl. 4.24 und der weiteren Annahme $\alpha = 0$, man $\psi = 3.345$ erhält. Ferner folgt mit Gl. 4.21 u = 17.1 m/s und schließlich mit Gl. 4.23 der Durchmesser D = 10.9 cm.

b) für n = 1500 U/min und Pelton sei eine zweidüsige Anlage angenommen, womit $n_q = \sqrt{i} = 11.3$ und mit der Annahme $\eta D = 0.9$ folgt gemäß Gl. 4.8 $c_1 = 29.7$ m/s. Damit ist $u_{opt} \approx 14.8$ m/s und D = 18.8 cm.

Für die Lösungen mit Durchströmturbine sei auf [4.9] verwiesen. Die Lösung mit 3000 U/min hat den Nachteil einer sehr hohen Durchgangsdrehzahl.

Aufgabe 7.1

a) Aus Gl. 7.15 und Abb. 7.9 erhält man die Leistungen

$$P_{thopt} = \frac{15}{0.72} = 20.8\,kW, \qquad P_0 = \frac{20.8}{0.593} = 35.1\,kW$$

Aus den Gl. 7.16 und 7.3 folgen optimale Umfangsgeschwindigkeit, Fläche und Radius der Flügel und optimale Drehzahl

$$u_{opt} = \lambda_{opt}\ v_{opt} = 8.6 = 48\,m/s, \quad A = \frac{2P_0}{\rho v_0^3} = \frac{231.5 10^3}{1.26^3} = 243\,m^2$$

$$- - \succ \qquad R = 8.8\,m, \quad n_{opt} = \frac{48}{8.8}60 = 327\,U/\text{min}$$

Die spezifische Leistung ist

$$p = \frac{p}{A} = \frac{15000}{243} = 61.7\frac{W}{m^2}$$

b) Wird die Turbine für eine optimale Windgeschwindigkeit von 8 m/s dimensioniert, was für einen wesentlich besseren Standort sinnvoll sein kann (s. dazu die Ausführungen in Abschn. 7.14 und Anhang VI sowie in den Abschn. 7.6 und 7.7), folgt analog

$$u_{opt} = \lambda_{opt}\, v_{opt}\, 8.8 = 64\,m/s, \quad A = \frac{2P_0}{\rho v_0^3} = \frac{2\,31.5\,10^3}{1.2\,8^3} = 102.5\,m^2$$

$$- - \succ \qquad R = 5.7\,m, \quad n_{opt} = \frac{64}{5.7}60 = 674\,U/\text{min}$$

$$p = \frac{p}{A} = \frac{15000}{102.5} = 146\frac{W}{m^2}$$

c) Für die amerikanische Windturbine folgt analog

$$P_{thopt} = \frac{15}{0.5} = 30\,kW, \qquad P_0 = \frac{30}{0.593} = 50.6\,kW$$

$$u_{opt} = \lambda_{opt}\ v_{opt} = 1.6 = 6\,m/s, \quad A = \frac{2P_0}{\rho v_0^3} = \frac{2\ 50.6\ 10^3}{1,2\,6^3}390\,m^2$$

$$- - \succ \qquad R = 11.1\,m, \quad n_{opt} = \frac{6}{11,1}60 = 32\,U/\text{min}$$

$$p = \frac{p}{A} = \frac{15000}{390} = 38\frac{W}{m^2}$$

Aufgabe 7.2 Die Lösung erfolgt mit folgendem Matlab-Programm

```
% Aufgabe 6_2 Savoniusrotor
clear all
v0opt = 6; rho = 1.2; ceta = 1.5;% ceta = c*eta
Popt = 300;% optimale Leistung 300 W
Po = Popt/4 * 27/1.5;% Optimum für Lambda/beta = 1/3 -> cp/c = 4/27
A = 2*Po/rho/v0opt^3; popt = Popt/A;%
D = sqrt (A); R = D/2;% Annahme H = D
beta = 2.5; Lamdaopt = beta/3;
a = D/beta; r = (D-a)/2;
uopt = v0opt*Lamdaopt;
om = uopt/R; n = 60*om/2/pi;
Lamdamax = beta; v0min = om*R/Lamdamax;
MA = ceta*D/beta/2/v0min*Po;
v0max = 15;
v0 = v0min:0.1:v0max;
P = v0min./v0.* (1-v0min./v0).^2*ceta/2*A*rho.*v0.^3/1000;
plot (v0,P)
axis ([0,16,0,4])
```

Die Resultate sind

a) $A = 10.4\ m^2 -> p = 28.8\ W/m^2$, $D = H = 3.23$ m, $r = 0.97$ m, $n = 29.6$ U/min.
b) $v_{0min} = 2$ m/s, $\lambda = \lambda_{max} = \beta = 2.5$, $M_A = 654$ Nm.
Den Verlauf der Leistung in Funktion der Windgeschwindigkeit bei konstanter Drehzahl zeigt die Abb. F.2

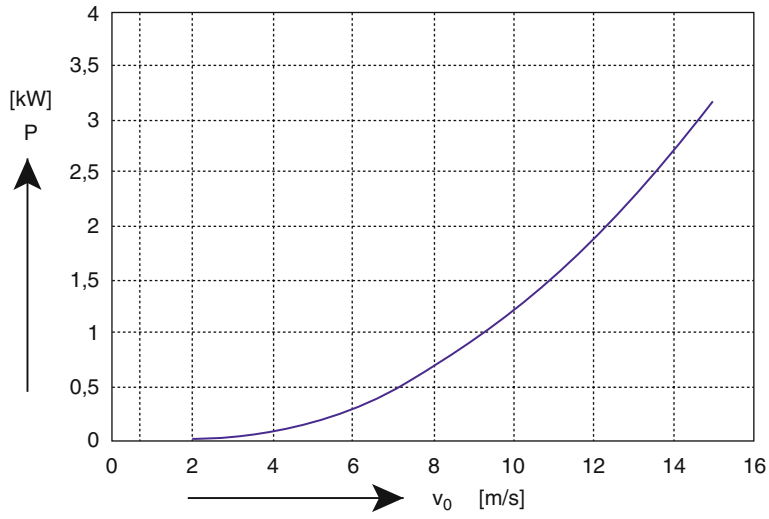


Abb. F.2 Savoniusrotor: Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

Anhang G

Mollier-Diagramm, Kältemittel

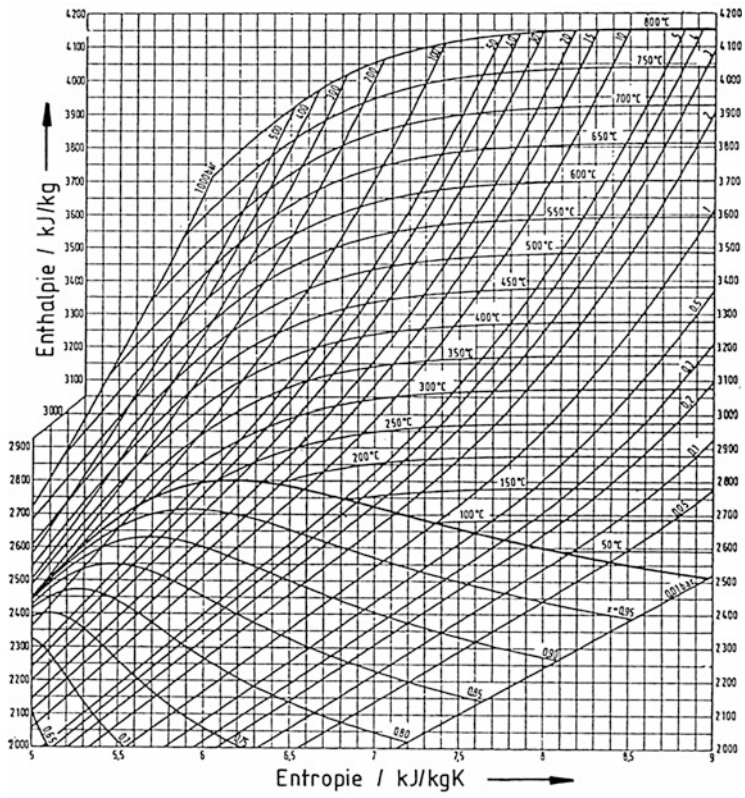


Abb. G.1 h,s-Diagramm (Mollier-Diagramm) für Wasserdampf (Baehr 1996) (s. Abschn. 5.1.1 und 1.3.4)

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

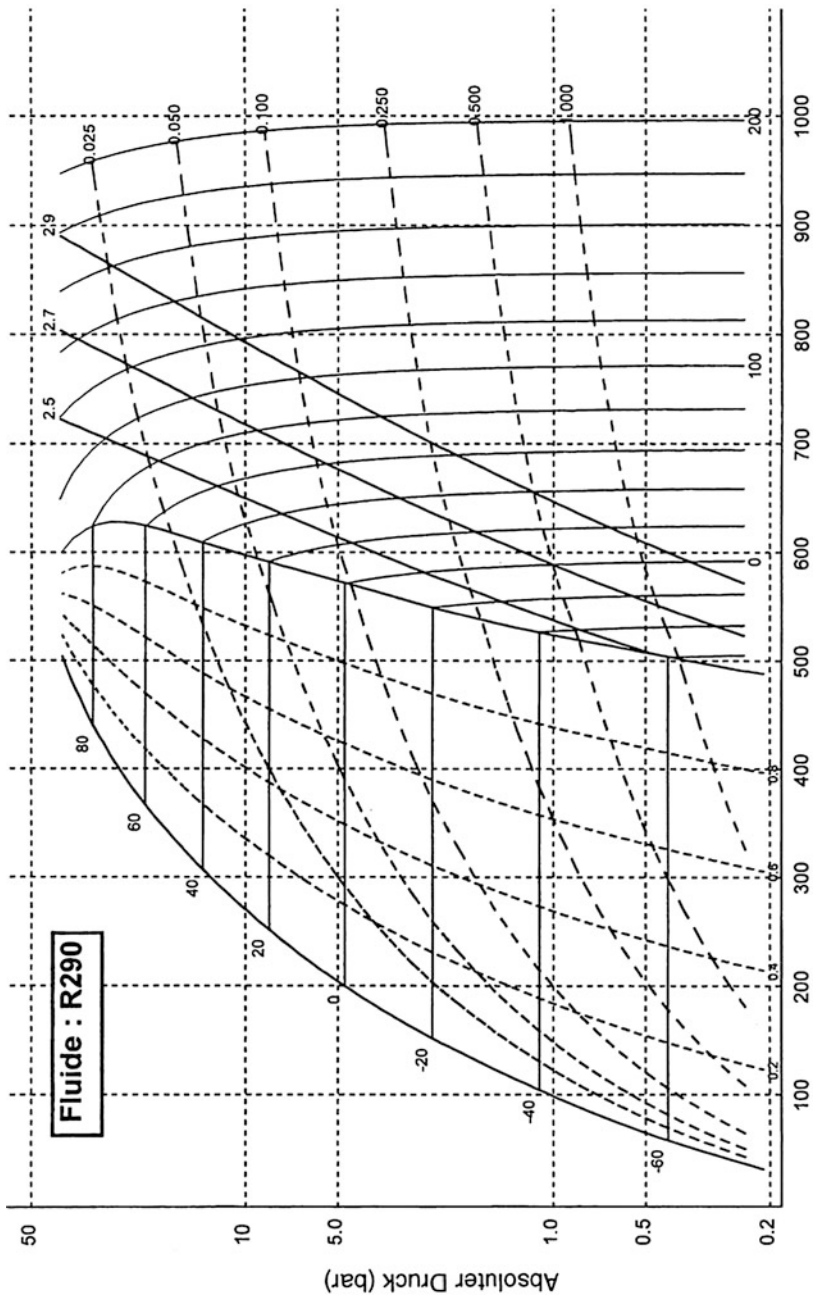


Abb. G.2 h, log p-Diagramm des Kältemittels R290 (s. Abschn. 6.2.3), Quelle: elf atochem

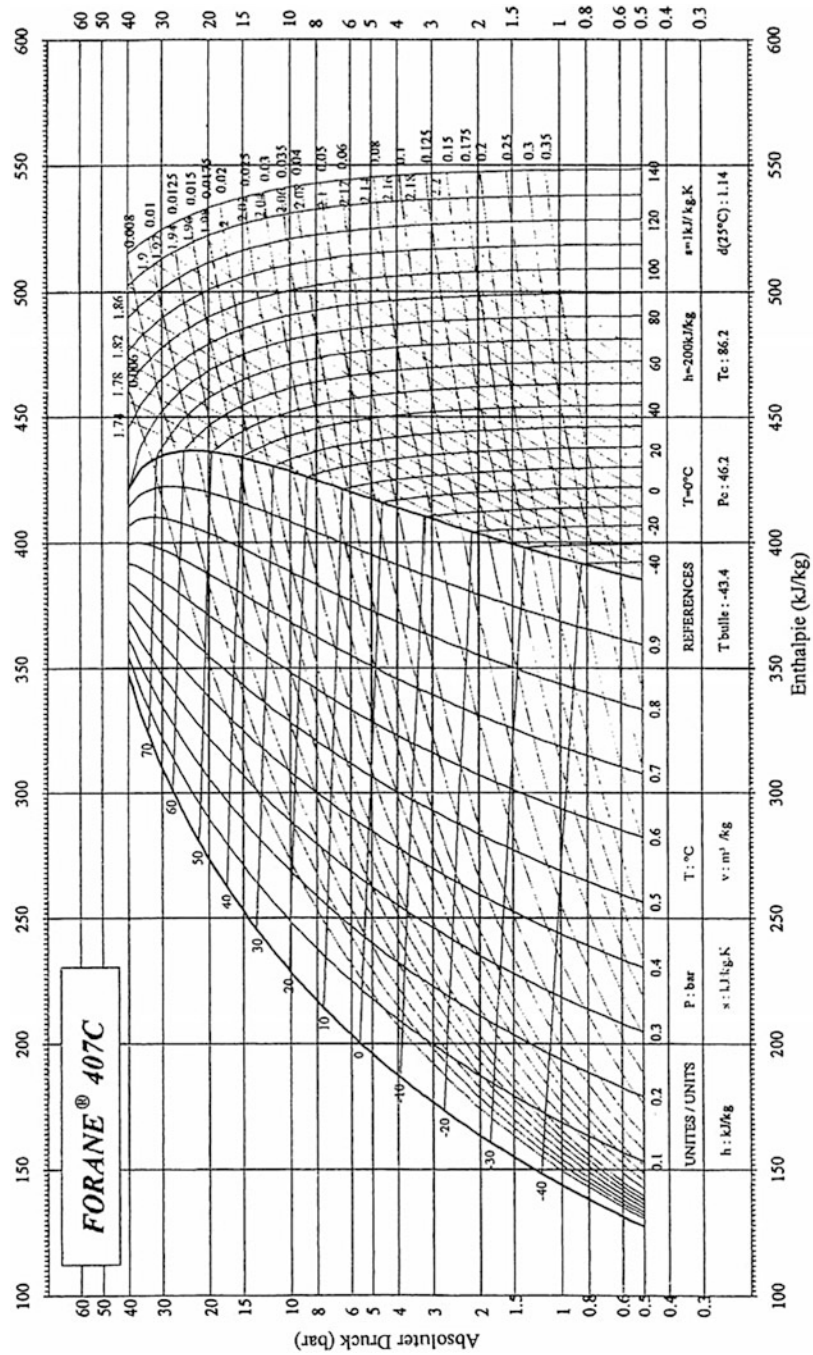


Abb. G.3 h, log p-Diagramm des Kältemittels 407C (s. Abschn. 6.2.3), Quelle: elf atochem

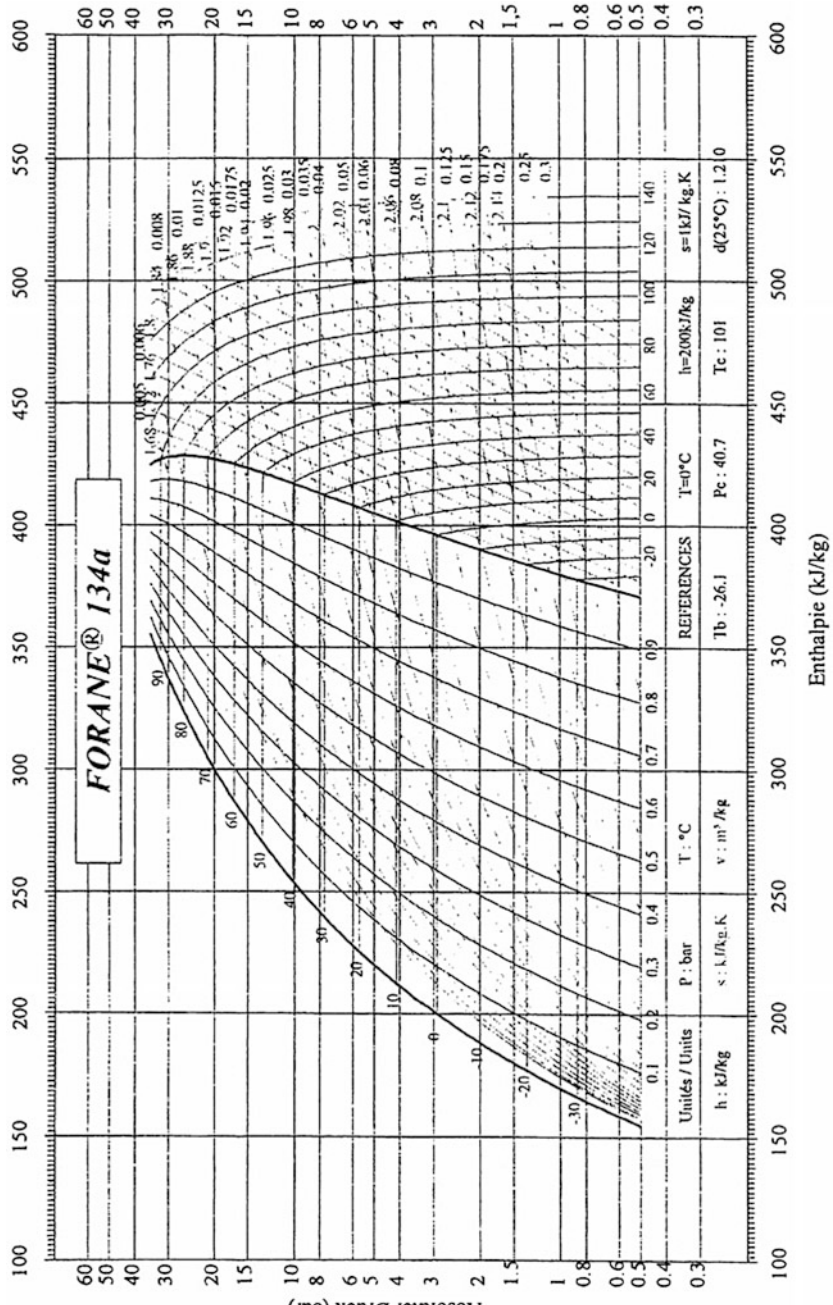


Abb. G.4 h, log p-Diagramm des Kältemittels 134a (s. Abschn. 6.2.3), Quelle: elf atochem

Literatur

Baehr HD (1996) Thermodynamik. Springer, Berlin/Heidelberg/New York

Crastan V (1989) Die Energiepolitik im Spannungsfeld von Ökologie und Fortschritt. Bieler Publikationen, Gassmann/Biel

Crastan V (2014) Global energy demand and 2 degree target report 2014. Springer-Verlag, Heidelberg/Dordrecht/London/New York

Dietzel F (1987) Technische Wärmelehre. Vogel Buchverlag, Würzburg

Bundesamt für Energie (1999) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1989. Bulletin SEV/VSE, Bern, 16

Bundesamt für Energie (2001) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2000. Bulletin SEV/VSE, 16, Bern

Bundesamt für Energie (2014) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013. Sonderdruck, Bern

Erdmann G (1992) Energieökonomik. vdf Hochschulverlag, Zürich/Teubner/Stuttgart

Ligou J (1982) Installations nucléaires. Presses polytechniques romandes, Lausanne

Schade H (1970) Kontinuumstheorie strömender Medien. Springer, Berlin/Heidelberg/New York

Schweizerischer Energierat (1998) Schweizerische Gesamtenergiestatistik 1997. Sonderdruck Bulletin SEV/VSE, 16

World Energy Council (WEC) (1996) Statistik. www.worldenergy.org/wec (2000)

www.iea.org/stats (2015)

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

Sachverzeichnis

A
Abschreibungsdauer, 67, 242
Akkumulatortypen, 499
  Blei-Säure, 499–500
  Lithiumionen, 493–514
  Natrium-Nickelchlorid, 502
  Nickelmetallhydrid, 501
Amortisationsdauer, 67
Anlagekosten, 68, 69, 71, 72, 74
Annuität, 68–70, 74, 75
Aufgaben
  Kap. 4, 295, 296
  Kap. 6, 407–408, 416
Ausgehandelter Netzzugang, 114, 115, 122
  Entgelt, 155, 156
  Modelle, 154–157
  Nutzungsgebühr, 156
  vertragliche Regelung, 155

B
Bändermodell, 423, 424
Bandabstand, 424, 432, 433, 439, 445
Bandlücke, 423, 432, 434–436, 439
Batterien, 485, 487, 495, 503
Batteriemanagement, 508
Bauwert, 66
Beispiele
  Kap. 2, 68–70, 75
  Kap. 3, 104, 107–108
  Kap. 4, 271, 282, 289, 291, 294–295
  Kap. 5, 324, 328, 387
  Kap. 6, 397
  Anhang I, 548, 550
Benutzungsdauer, 73, 74, 99, 101, 107, 108, 271, 408
Betriebskosten, 66–70, 74, 142, 269
Betriebsoptimierung, 65, 98
Betriebsplanung, 171, 198
Blockregelung, 341–345, 370, 370
Biomasse, 13, 16–17, 35, 40, 58, 62, 97, 337, 382
Boltzmann, 423, 517
Brennstoffkosten, 71, 99, 101
Brennstoffzelle, 469–492
  Aufbau und Typen, 469–471
  elektrochemische Grundlagen, 471–473
  lineares Modell, 474–475
  mobile Anwendungen, 479–492
  PEM-Brennstoffzelle, 481–484
  PEM-Brennstoffzellensysteme, 484–492
  Prinzip und Modell, 471–475
  stationäre Anwendungen, 475–478
Bruttoenergie, 23, 25, 26, 34, 54, 56, 84, 264
Bruttoinlandprodukt, 26, 562–565, 567, 569

C
chemische Energiespeicherung, 493–514
CO_2-Emission, 12, 21–33, 40, 51, 55–62, 111, 175, 195, 569, 573–580
  China, 44, 45
  Deutschland, 575
  Europa, 26–33, 573–574
  EU-15, 28–32, 52
  Ex-Sowjetunion, 45, 46
  Frankreich, 524
  Indien, 45, 47
  Japan, 52
  Lateinamerika, 60
  Mittlerer Osten, 52

© Springer-Verlag GmbH Deutschland 2017

V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 2*, DOI 10.1007/978-3-662-48965-9

CO_2-Emission (*Fortsetzung*)
Nicht-OECD-Länder, 40–50
OECD-Länder, 39, 40–41
Österreich, 29, 30
USA, 39–40
Schweiz, 566–568
Welt, 25

D
Dampfkraftprozess, 317–321
Speisewasservorwärmung, 320–321, 329, 332, 337, 368
Zwischenüberhitzung, 320–321, 345, 346, 355, 365
Dampfkraftwerk, 97, 100, 107, 321, 329, 330, 337, 347
Blockregelung, 341–345
Dampfturbine, 329–332, 335, 336, 338, 339, 341–344
Dynamik, 345–347
Kondensator, 106, 337, 340
Kühlturm, 339, 340, 352
Kühlwasserkreislauf, 337
Luft-Rauchgas-Kreislauf, 337
Verluste, 337–339
Wasser-Dampf-Kreislauf, 337–339
Dienstleistungsmarkt, 157–168
Netzbetreiber, 160–164
Systembetreiber, 157–160
Diffusor, 283, 285–286, 291
Diskontierungsverfahren, 66
Annuitätsmethode, 68–70
Kapitalwertmethode, 66–68
Drehzahlregelung, 301, 302
Druckleitung, 272, 278, 300, 304, 307
elastische, 304, 307
Modelle, 306, 310
starre, 307
Druckstollen, 272, 297–298
Druckstoß, 302–308
Druckventil, 302
Druckzahl, 287–288
Durchflusszahl, 287, 288

E
Elektrizitätserzeugung, 56, 98, 241
Erzeugungsstruktur, 98
Kraftwerkarten, 97–98
Kraftwerkeinsatz, 98–101
Elektrizitätsmarkt, 76, 93, 109–124
Aufbau, 151–157
Auswirkungen, 199
Erfahrungen, 191–201
Motivation, 146–150
Rollen, 151–154
Elektrizitätsverbrauch, 57–60, 93
Klimaschutz, 57–60
Schwankungen, 95–97
Struktur, 94–95
Zunahme, 94
Elektrizitätswirtschaft, 93
freier Netzzugang, 110, 122
Konkurrenz, 110
Privatisierung, 116, 146–150
Reorganisationsmodelle, 112–114
Risikomanagement, 204–257
Wettbewerb, 109–117
Elektrochemie, 493
Einlaufspirale, 267, 283
Endenergie, 3–5, 22–23, 29, 39–50
Energie, 3
graue, 35, 57
Pro-Kopf-Verbrauch, 35, 561
Weltbedarf, 8, 40, 50–55
Weltregionen-Verbrauch, 35
Energieaustausch, 102
Energiebedarf, 8, 22–26, 34, 50–55, 95–97, 202
Energieelastizität, 564
Energiefluss, 380, 563
Energieform, 3
Energiekante, 423
Energieindikator, 22–26, 52, 56
Energieintensität, 26–29, 33, 54, 571
Energiekosten, 70–75
spezifische, 72–73
am Verbraucher, 74–75
Energiesektor, 3–5, 22–26, 40, 56
Energiespeicherung, chemische, 493–514
Energieträger, 3, 7, 22
Energieinhalte, 7
erneuerbare, 12–14
nicht erneuerbare, 7–12

F
Fermi-Energie, 423
Festdruckregelung, 341, 347
Fotovoltaik. *Siehe* Photovoltaik
Frequenzregelung, 158
Primärregelung, 341, 343
Sekundärregelung, 341, 344
Fusionsreaktor, 446, 518–529
Tokamak, 524
Stellarator, 526

G
Gasturbinenkraftwerk, 74, 97, 105, 169, 322, 408
Gasturbinenprozess, 322–329, 333, 369
  Carnotisierung, 328–329
  idealisierter, 323
  Joule-Prozess, 322–327
  realer, 323–326
  Rekuperation, 328
  Wirkungsgrad, 328
Geothermie, 27, 58, 97
Geothermische Energie, 7, 12–13
Gezeitenenergie, 7, 12
Gleitdruckregelung, 343, 347

H
Heizwert, 16, 71, 106–108. *Siehe auch* Energieträger

I
Informationstechnik, 191, 193
Investitionsrechnung, 66

J
Jahreskosten, 69, 70, 270
  feste, 70
  spezifische, 73
  totale, 69
  variable, 70

K
Kapitalkosten, 68, 77, 137, 213, 235–236
Kavitation, 289
Kernfusion, 13, 58, 394, 515–529
  Einschlussparameter, 522
  Einschlussproblem, 524–527
  Energiebilanz, 521–524
  Fusionsreaktion, 557–558
  Fusionsreaktor, 518–527
  Mantelreaktionen, 520–521
  Plasmareaktion, 520
  Reaktionsparameter, 517, 518
  Vorzüge und Probleme, 528–529
Kernkraftwerk, 60, 74, 99, 100, 320, 348–364
  Brennstoffkreislauf, 355–358
  Brennstoffstäbe, 105, 349, 360
  Entsorgung, 356–358
  Fusionskraftwerk, 518, 519, 523, 527, 528
  graphitmoderierte Reaktoren, 351, 354
  Kontrollstäbe, 349, 350
  Konversionsvorgänge, 350–351
  Leichtwasserreaktoren, 351–353, 359
  Moderator, 351, 354
  Radioaktivität, 359–364
  Reaktorsicherheit, 355–358
  Risiken, 358–361
  schnelle Brutreaktoren, 355
  Schwerwasserreaktor, 351, 354
  Uranspaltung, 348–350
Kettenreaktion, 349
Klimaproblematik, 21, 55–57, 359
  CO_2-Emissionen, 12, 19, 22–26, 55–62
  Klimaschutz, 22, 33, 55–60
Kollektor, 14, 18
Kombikraftwerk, 100, 329, 331, 332, 368, 383
  dynamisches Verhalten, 370–371
  GUD-Kraftwerke, 365–367, 369
  Verbundkraftwerke, 367–368
Kombiprozess, 58, 329–331, 364
Konkurrenz, 110, 116
Konversionsfaktor, 350, 355
Kosten, 70–75, 101, 118
  des Brennstoffs, 70
  der Energie, 70
  energieabhängige, 70
  externe, 12, 21, 111–112, 117
  feste, 70, 111
  Jahreskosten, 69–77
  leistungsabhängige, 70, 76
  der Leitungsverluste, 71–72
  Netzkosten, 75, 82, 87, 88, 118
  nichtamortisierbare, 111
  der Pumpenergie, 71
  spezifische, 72–73
  variable, 70, 75, 90, 101, 193
  Verteilung der, 79, 121
Kraft-Wärme-Kopplung. *Siehe* Wärme-Kraft
Kraftwerk
  Aufwindkraftwerk, 393
  Dieselkraftwerk, 97, 100, 105
  fossilgefeuertes Dampfkraftwerk, 337–347
  Gasturbinenkraftwerk, 74, 97, 105, 169, 322, 364, 408
  geothermisches, 58
  Kernkraftwerk, 74, 99, 100, 105, 320, 348–364
  Kombikraftwerk, 100, 317, 331, 368, 381–383
  Laufkraftwerk, 6, 99, 266–269
  Leittechnik, 371–374
  solarthermisches, 18–19, 60
  Speicherkraftwerk, 97, 99, 101, 265, 270–276
  thermisches, 58, 71, 93, 98, 100, 105–108, 111, 317–375
  Wasserkraftwerk, 103–105, 263–314
  Windkraftwerk, 14, 395–421

Kreisprozess, 106, 317–319, 355, 539–542
Clausius-Rankine, 317–320
idealisierter, 383–385
Joule-Prozess, 322–327, 548
Rankine, 317–320
realer, 385–386
reversibler, 543
von Carnot, 538
Kühlturm, 340, 352

L
Lastverlauf, 78, 79, 85, 90
Lastverlaufverfahren, 79–80, 90, 91
Laufkraftwerk, 97, 99, 266–269
Ausführung, 267–268
Auslegung, 269
Laufrad, 267, 284, 286
Leistungskosten, 78–81
Leitrad, 285, 302
Leittechnik
Kraftwerksleittechnik, 371–374
Leitungsband, 423
Liberalisierung, 93–257
Lithiumionen-Akkumulator, 499
Batteriemanagement, 508
Betriebsparameter, 506, 508–511
Lebensdauer, 497
Sicherheit, 511–514
Technologie, 495

M
Marginalkosten, 114
Marktmacht, 110, 114, 189, 239
Marktmodell, 149, 184
Marktöffnung, 112, 117, 130, 150, 187–188
Konsequenzen, 117
Meeresströmungsenergie, 393
Monopol, 109, 117, 121, 147, 150
Gebietsmonopol, 113, 149, 157, 168
natürliche, 109, 110, 118
Regulierung der, 116, 120

N
Nachhaltigkeit, 21, 26, 31, 130, 360
Nachhhaltigkeitsindikator, 26, 35, 39, 52
Netzbetreiber, 110, 114, 119, 121, 126, 155, 160–164
Netzkosten, 75, 82, 87, 118
Netzzugang, 110, 113, 120, 123, 134–136, 148, 149, 154–157, 177
ausgehandelter, 114, 115, 122, 155
Nutzenergie, 3, 5, 34, 60, 300, 379, 563
Nutzprozess, 5
Nutzungsdauer, 66, 73
Nutzungsgrad, 35, 58, 333, 380–383, 473

O
Ökologische Probleme, 19–22

P
Pelton-Turbine, 274, 277–283
Energiediagramm, 278, 279, 286, 287
Raddurchmesser, 281
Strahldurchmesser, 280
Umfangsgeschwindigkeit, 280–281, 287
Photoleitung, 425–426
Photovoltaischer Effekt, 428–435
Photovoltaik, 14, 19, 60, 423–466
Inselsysteme, 459–460
Modellierung, 464–466
netzgekoppelte Anlagen, 460–461
Photostrom, 428–435
physikalische Grundlagen, 423–428
p-n-Übergang, 427–428
Solarzelle, 436–446
Sonne als Energiequelle, 446–458
Stromziffer, 432
Systemtechnik, 459–466
Wechselrichter, 461–464
Planck'sches Wirkungsquantum, 424, 547
Primärenergie, 3, 7–14
Pro-Kopf-Verbrauch, 35
Reserven und Ressourcen, 9–10
Verfügbarkeit, 7–14
Privatisierung, 109, 116, 146–150, 186, 187
Pulsweitenmodulation, 461
Pumpenergiekosten, 71
Pumpspeicherung, 275–276, 421

Q
Qualität
der Spannung, 117
der Versorgung, 103

R
Radioaktivität, 361–364, 553
Aktivität, 362
Äquivalentdosis, 362–363
natürliche, 363–364
Strahlendosis, 362

Reaktionsturbinen, 277, 286
Druckzahl, 289
Durchflusszahl, 289
Energiediagramm, 286–287
Regelkraftwerk, 152, 158, 180
Reorganisationsmodell, 112–116
Reserve, rotierende, 103
Risikomanagement, 154, 170, 172, 204–257
Hedging, 172, 247
Praxis, 240–257
Risikopolitik, 207–217
Theorie, 205–240
Unsicherheiten, 224, 241–244
Rotierende Reserve, 103

S
Saugrohr, 283, 290, 291
Sekundärenergie, 3, 563
Selbstkosten, 76–84, 88, 90, 91
Selbstregelung, 313
Smart Grid, 66, 201–203
Solarenergie, 7, 13–14, 17, 200, 265, 433
Solarstrahlung, 3, 8, 13, 14, 16–19, 22, 97, 456
Solarzelle, 19, 429–446
Ersatzschaltbild, 437
Füllfaktor, 441–442
Kennlinie, 430, 435–439
Leerlaufspannung, 439–440
Modellierung, 464–466
Typen, 444–446
Wirkungsgrad, 442–445
Sonne, 446–458
Sonnenbewegung, 447–451
Sonnenstand, 451–452
Strahlungsenergie, 433, 452–455
Strahlungsintensität, 446–447, 451–452, 455
Wirkung der Atmosphäre, 455–456
Speicherkraftwerk, 96, 99, 101, 270–276
Jahresspeicherwerk, 272–275
Tages- und Wochenspeicher, 270–276
Pumpspeicherung, 275–276
Spiralgehäuse, 284
Statik, 341
Staumauer, 272–274
Stellarator, 526
Strahlablenker, 274, 282, 302
Stromaustausch. *Siehe* Energieaustausch
Stromerzeugung, 93, 111, 242, 334, 364
Strompreisgestaltung, 66, 76–92
Stromtarif, 85–92
Stromverbrauch, 94
Subventionierung, 110–111, 123, 124, 137, 189

T
Tarifniveau, 85–86
Tarifstruktur, 85–87
Thermisches Kraftwerk, 105–108, 317–375
Dampfkraftprozess, 317–321
Gasturbinenprozess, 322–329
geschlossener Kreislauf, 105
Kombikraftwerke, 368
Kombiprozesse, 329–331
Leistungen, 330
offener Kreislauf, 105
solarthermisches, 18–19, 60
Wärme-Kraft-Kopplung, 337
Wirkungsgrade, 319–321, 326–327, 329
Thermodynamik, 337, 531–546
Tokamak-Reaktor, 525, 528
Treibhauseffekt, 20, 337

U
UCTE, 102, 202, 242
Uranspaltung, 348–350, 556

V
Valenzband, 423, 425, 427–429
Volatilität, 169, 173, 189, 202, 212, 213–214, 234, 235, 240, 244, 246

W
Wärme-Kraft-Kopplung, 332–337, 380
Blockheizkraftwerke, 336
Entnahme-Kondensationsschaltung, 332–334
Gasturbinen, 336–337
Gegendruckanlage, 334–335
Wärmepumpe, 13–15, 62, 317, 377–391
Arbeitszahl, 382, 387
Einsatz, 387–388
exergetischer Vergleich, 380–383
Kreisprozess, 383–386
Leistungsziffer, 387
Nutzungsgrad, 380–383
Prinzip und Aufbau, 383–387
Wasserkraft, 3, 6, 8, 13, 15, 23, 28, 29, 45, 58, 60, 97, 127, 169, 201, 241, 242, 263–314
Wasserdargebot, 99, 101, 102, 267, 269, 272
Wasserkraftwerk, 74, 97, 103–105, 169, 241, 242, 252, 263–314
Bruttogefälle, 103
Dynamik, 296–314
Gesamtmodell, 300–302, 307–308
Laufkraftwerke, 266–269

Wasserkraftwerk (*Fortsetzung*)
Nutzgefälle, 103, 104
Planungsgrundlagen, 263–265
Pumpspeicherung, 275–276
Speicherkraftwerke, 270–276
Wassermenge, 103, 104, 263, 284, 293
Wirkungsgrade, 104
Wasserschloss, 272, 273, 296, 298, 299, 301, 306, 307
Wasserturbine, 99, 276–296, 308–314
Aktionsturbinen, 277, 283–293, 302
Auslegung, 296
Francis-Turbine, 266, 270, 293, 294
Kaplan-Turbine, 267, 277, 291, 293
Kavitation, 289
Muscheldiagramm, 293
Pelton-Turbine, 277–283, 293
Propellerturbine, 284, 285, 293
Reaktionsturbine, 285, 292, 293
spezifische Drehzahl, 281–283, 292, 293
Strömungsenergie, 276, 277
Wasserspeicherung, 101–102
Wechselrichter, 459, 461–464
Wellenkraft, -energie, 4, 14, 15, 393
Weltbevölkerung, 16, 36, 40, 50
Wettbewerb, 93, 109–117, 149
Bilanzkreisverantwortliche, 158, 174, 183–186
Börsenhandel, 173–176
Energiedienstleister, 175
freie Wahl des Lieferanten, 110
Großhandel, 110, 113–115, 149, 150, 152, 169–173
Kleinhandel, 115–116
Konkurrenz, 110
Poolmodelle, 189
Übergangsprobleme, 111–112
Windkraft, 3, 14, 200, 395–421
Windkraftwerk, 395–421
Betrieb und Regelung, 417–421
Darrieus-Rotor, 409–413
horizontalachsige Windrotoren, 403–408
horizontalachsige Windturbinen, 408–409
Inselbetrieb, 420–421
Leistungsbeiwert, 402–405, 407, 408, 414, 415
Leistungsregelung, 418–419
Netzbetrieb, 419–420
Savoniusrotor, 414–416
Theorie von Betz, 403–405
Weibull-Verteilung, 398–400
Windgeschwindigkeit, 396–397, 399, 401, 403
Windleistung, 395–396, 402, 414
Windradleistung, 417, 418
Windradtypen, 400–403, 409–416
Wind-Park, 08
Wirtschaftlichkeit, 15, 57, 65–92, 101, 200, 293, 372, 388, 390, 395, 469

Z
Zinsfaktor, 66
Zuverlässigkeit, 193