

Martin Kaltschmitt • Wolfgang Streicher • Andreas Wiese (Hrsg.)

Erneuerbare Energien

Martin Kaltschmitt
Wolfgang Streicher
Andreas Wiese (Hrsg.)

Erneuerbare Energien

Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit,
Umweltaspekte

Vierte, aktualisierte, korrigierte
und ergänzte Auflage

Mit 287 Abbildungen und 83 Tabellen

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Institut für Energetik
und Umwelt gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig, Deutschland

Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Wolfgang Streicher
Institut für Wärmetechnik
Technische Universität Graz
Inffeldgasse 25b
8010 Graz, Österreich

Dr.-Ing. Andreas Wiese
Lahmeyer International GmbH
Friedberger Straße 173
61118 Bad Vilbel, Deutschland

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek
Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie;
detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über
<http://dnb.ddb.de> abrufbar.

ISBN-10 3-540-28204-1 Springer Berlin Heidelberg New York
ISBN-13 978-3-540-28204-4 Springer Berlin Heidelberg New York

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Springer ist ein Unternehmen von Springer Science+Business Media

springer.de

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 1993, 1997, 2003 und 2006
Printed in Germany

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. Text und Abbildungen wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet. Verlag und Autor können jedoch für eventuell verbliebene fehlerhafte Angaben und deren Folgen weder eine juristische Verantwortung noch irgendeine Haftung übernehmen.

Satz: Druckfertige Daten der Autoren
Herstellung: LE-TEX, Jelonek, Schmidt & Vöckler GbR, Leipzig
Umschlaggestaltung: medionet AG, Berlin

Gedruckt auf säurefreiem Papier 7/3141/YL – 5 4 3 2 1

Vorwort

Die Nutzung regenerativer Energien zur Energieversorgung ist nicht neu; in der Geschichte der Menschheit waren erneuerbare Energien sehr lange Zeit die primär genutzte Möglichkeit zur Energiebereitstellung. Dies änderte sich erst mit der industriellen Revolution, in der Braun- und Steinkohle zunehmend an Bedeutung gewannen. Später kam Erdöl hinzu, das aufgrund seiner Vorteile u. a. in bezug auf Transport und Verarbeitung zum heute primär eingesetzten Energieträger wurde. In den letzten Jahren gewann zudem Erdgas für die Raumheizung und die Stromerzeugung aufgrund ausreichender Verfügbarkeit und geringer Investitionskosten für die Energieumwandlungsanlagen immer mehr an Bedeutung. Mit dem zunehmenden Einsatz der fossilen Energieträger zur Energieversorgung ging – zumindest in den Industriestaaten – sukzessive der Einsatz regenerativer Energien zurück; bezogen auf das Gesamtenergieaufkommen sind sie – abgesehen von wenigen Ausnahmen – heute fast bedeutungslos.

Die Nutzung fossiler Energieträger ist jedoch mit einer Reihe von Nachteilen verbunden; sie werden von einer bezüglich möglicher Umwelt- und Klimagefahren zunehmend sensibilisierten Industriegesellschaft am Beginn des 21. Jahrhunderts immer weniger toleriert. Deshalb gewinnt die Suche nach umwelt- und klimaverträglichen sowie allgemein akzeptierbaren Alternativen zur gegenwärtigen Form der Energiebereitstellung zunehmend an Bedeutung. Hier werden in die vielfältigen Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien insbesondere in Deutschland und Österreich große Hoffnungen und Erwartungen gesetzt.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel des vorliegenden Buches, für wichtige Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien die physikalischen und systemtechnischen Grundlagen und Zusammenhänge darzustellen. Dazu wird zunächst die Charakteristik des regenerativen Energieangebots dargestellt. Anschließend werden die Techniken einer Wärmebereitstellung aus passiven und aktiven Solarsystemen, aus der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme sowie aus geothermischer Energie dargestellt. Auch wird auf die Verfahren zur Erzeugung elektrischer Energie aus solarer Strahlung (Photovoltaik), aus Windenergie, aus Wasserkraft und aus geothermischer Energie eingegangen. Außerdem werden die Möglichkeiten einer solarthermischen Stromerzeugung und einer Nutzung der Energien des Meeres kurz diskutiert. Lediglich die Möglichkeiten einer energetischen Biomassenutzung werden hier nicht detailliert dargestellt; hierzu sei auf /C-1/ verwiesen.

Für wesentliche Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien werden zusätzlich aktuelle Kennzahlen für eine ökonomische, ökologische und energie-

wirtschaftliche Bewertung zur Verfügung gestellt. Damit ist es letztlich möglich, die Chancen und Grenzen der verschiedenen Optionen zur Nutzung des regenerativen Energieangebots in Deutschland auch im Vergleich zu den jeweils substituierbaren Systemen auf Basis fossiler Energieträger besser beurteilen und bewerten zu können.

Die hier vorliegende 4. Auflage stellt eine korrigierte und aktualisierte Fassung der 3. Auflage dar, die Anfang 2003 erschienen ist. Neben der Nutzung des regenerativen Energieangebots wurden insbesondere die Möglichkeiten einer Solarenergienutzung durch photovoltaische Systeme den neueren Entwicklungen angepasst.

Die vorliegende Ausarbeitung wäre ohne die Unterstützung einer Vielzahl unterschiedlichster Personen und Institutionen nicht möglich gewesen. Zu nennen sind insbesondere Univ.-Prof. Dr. Hermann Halozan, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Heinz, Dipl.-Chem. Jens Michel, Dipl.-Met. Rene Viertel und Univ.-Prof. Dr. Günther Zhuber-Okrog, Dipl.-Ing. Ilka Sedlacek und Frau Alexandra Mohr. Ihnen allen sei an dieser Stelle, ebenso wie dem Verlag, für die kooperative und konstruktive Zusammenarbeit und Unterstützung sehr herzlich gedankt. Unser größter Dank gilt dabei den Autoren für die gute, engagierte und konstruktive Zusammenarbeit. Auch sei den Autoren, die in früheren Auflagen mitgewirkt haben, nochmals gedankt; ohne ihre wertvolle Mitarbeit wäre die 4. Auflage dieses Buches nicht möglich gewesen.

Leipzig, Graz, Frankfurt, im September 2005

Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher und Andreas Wiese

Liste der Autoren

- Dr. Ernst Huenges
GeoForschungsZentrum (GFZ), Potsdam
- Prof. Dr.-Ing. Klaus Jorde
University of Idaho, Ecohydraulics Research Group, Boise (ID)
- Dr. Reinhard Jung
Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA),
Hannover
- Dr.-Ing. Frank Kabus
Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg
- Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH, Leipzig
- Prof. Dr. Klaus Kehl
Fachhochschule Oldenburg/Ostfriesland/Wilhelmshaven, Emden
- Dipl.-Ing. Dörte Laing
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V., Institut für Technische
Thermodynamik, Stuttgart
- PD Dr. Iris Lewandowski
Universiteit Utrecht, Department of Science, Technology and Society
- Dipl.-Ing. Markus Müller
Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH, Leipzig
- Dr.-Ing. Dipl.-Phys. Moritz Nill
PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC AG),
Düsseldorf
- Dipl.-Ing. Klaus Preiser
badenova AG & Co. KG, Freiburg
- PD Dr. Uwe Rau
Universität Stuttgart, Institut für Physikalische Elektronik (IPE)
- Dr.-Ing. Silke Rogge
FGT GmbH, Waldsee
- Dipl.-Ing. Werner Roth
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg
- Dr. Burkhard Sanner
UBeG GbR, Wetzlar

VIII Liste der Autoren

- Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen, Institut
für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)
- Dipl.-Ing. Sven Schneider
Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH, Leipzig
- Dipl.-Ing. Gerd Schröder
Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH, Leipzig
- Dr.-Ing. Peter Seibt
Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg
- Dr.-Ing. Martin Skiba
REpower Systems AG, Hamburg
- Ao. Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Wolfgang Streicher
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik
- Dr.-Ing. Gerhard Weinrebe
Schlaich Bergermann und Partner, Stuttgart
- Dr.-Ing. Andreas Wiese
Lahmeyer International GmbH, Bad Vilbel

Inhaltsübersicht

1	Einführung und Aufbau	1
1.1	Energiesystem.....	1
1.2	Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien	11
1.3	Aufbau und Vorgehen.....	13
1.4	Konventionelle Vergleichssysteme.....	23
2	Grundlagen des regenerativen Energieangebots.....	37
2.1	Energiebilanz der Erde	37
2.2	Solare Strahlung	47
2.3	Windenergie	62
2.4	Lauf- und Speicherwasserangebot	79
2.5	Photosynthetisch fixierte Energie	93
2.6	Erdwärme.....	103
3	Passive Sonnenenergienutzung	115
3.1	Physikalische Grundlagen.....	115
3.2	Systemtechnische Beschreibung	117
3.3	Potenziale und Nutzung	135
4	Solarthermische Wärmenutzung	137
4.1	Physikalische Grundlagen.....	137
4.2	Systemtechnische Beschreibung	144
4.3	Ökonomische und ökologische Analyse	174
4.4	Potenziale und Nutzung	190
5	Photovoltaische Stromerzeugung.....	197
5.1	Physikalische Grundlagen.....	197
5.2	Systemtechnische Beschreibung	206
5.3	Ökonomische und ökologische Analyse	258
5.4	Potenziale und Nutzung	270
6	Stromerzeugung aus Windenergie.....	277
6.1	Physikalische Grundlagen.....	277
6.2	Systemtechnische Beschreibung	291
6.3	Ökonomische und ökologische Analyse	325
6.4	Potenziale und Nutzung	338

7	Stromerzeugung aus Wasserkraft	347
7.1	Physikalische Grundlagen.....	347
7.2	Systemtechnische Beschreibung	351
7.3	Ökonomische und ökologische Analyse	374
7.4	Potenziale und Nutzung	387
8	Nutzung von Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme	395
8.1	Physikalische Grundlagen.....	397
8.2	Systemtechnische Beschreibung	404
8.3	Ökonomische und ökologische Analyse	436
8.4	Potenziale und Nutzung	450
9	Nutzung tiefer Erdwärme.....	457
9.1	Hydrothermale Erdwärmebereitstellung	457
9.2	Wärmebereitstellung mit tiefen Sonden.....	490
9.3	Geothermische Stromerzeugung	502
10	Zusammenfassender Vergleich	533
10.1	Bereitstellung elektrischer Energie	533
10.2	Bereitstellung thermischer Energie.....	564
Anhang A:	Nutzung der Energien des Meeres	591
Anhang B:	Solarthermische Stromerzeugung.....	607
Anhang C:	Energetische Nutzung von Biomasse	645
Anhang D:	Energieeinheiten	651
Literatur		653
Sachwortverzeichnis.....		675

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Aufbau	1
1.1	Energiesystem.....	1
	MARTIN KALTSCHMITT	
1.1.1	Energiebegriffe.....	2
1.1.2	Weltweiter Energieverbrauch.....	5
1.1.3	Energieverbrauch in Deutschland.....	7
	Primär-, End- und Nutzenergieverbrauch (7); Verbrauch an elektrischer Energie (10)	
1.2	Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien	11
	MARTIN KALTSCHMITT	
1.2.1	Erneuerbare Energien.....	11
1.2.2	Untersuchte Möglichkeiten.....	12
1.3	Aufbau und Vorgehen.....	13
	MARTIN KALTSCHMITT	
1.3.1	Physikalische Grundlagen	14
1.3.2	Systemtechnische Beschreibung.....	14
1.3.3	Ökonomische und ökologische Analyse.....	15
	Definition von Referenzanlagen (15); Ökonomische Analyse (16); Ökologische Analyse (18)	
1.3.4	Potenziale und Nutzung.....	20
	Potenziale (20); Nutzung (23)	
1.4	Konventionelle Vergleichssysteme.....	23
	MORITZ NILL, WOLFGANG STREICHER, MARTIN KALTSCHMITT	
1.4.1	Randbedingungen.....	23
1.4.2	Techniken zur Strombereitstellung.....	25
1.4.2.1	Systemtechnische Beschreibung.....	25
	Dampfkraftwerke (26); Gasturbinenkraftwerke (26); Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerke (26)	
1.4.2.2	Ökonomische und ökologische Analyse.....	27
	Referenzanlagen (27); Ökonomische Analyse (28); Ökologische Analyse (29)	
1.4.3	Techniken zur Wärmbereitstellung.....	31
1.4.3.1	Systemtechnische Beschreibung.....	31
	Brennstoffversorgung und -lagerung (31); Heizkessel und Brenner (31); Trinkwarmwasser-Bereitung (32)	

1.4.3.2	Ökonomische und ökologische Analyse.....	32
	Referenzanlagen (32); Ökonomische Analyse (33); Ökologische Analyse (34)	
2	Grundlagen des regenerativen Energieangebots.....	37
2.1	Energiebilanz der Erde	37
	MARTIN KALTSCHMITT, ANDREAS WIESE	
2.1.1	Erneuerbare Energiequellen	37
	Sonnenenergie (37); Geothermische Energie (40); Energie aus Planetengravitation und -bewegung (41)	
2.1.2	Atmosphäre	42
2.1.3	Bilanz der Energieströme	44
2.2	Solare Strahlung	47
	MARTIN KALTSCHMITT, WOLFGANG STREICHER	
2.2.1	Grundlagen des solaren Strahlungsangebots	47
	Optische Fenster (47); Strahlungsschwächung (47); Strahlungs- spektrum (48); Direkt-, Diffus- und Globalstrahlung (49); Direktstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen (50); Diffusstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen (52); Reflexionsstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen (52); Globalstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen (53)	
2.2.2	Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik.....	53
	Strahlungsmessung (53); Strahlungsverteilung (54); Zeitliche Variationen (54)	
2.3	Windenergie	62
	MARTIN KALTSCHMITT, ANDREAS WIESE	
2.3.1	Grundlagen der Windentstehung	63
	Mechanismen (63); Globale Luftzirkulationssysteme (64); Lokale Luftzirkulationssysteme (66); Einfluss der Geländestruktur (69); Windleistung (70)	
2.3.2	Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik.....	71
	Windrichtungs- und -geschwindigkeitsmessung (71); Windverteilung (71); Zeitliche Variationen (74); Häufigkeitsverteilung (77)	
2.4	Lauf- und Speicherwasserangebot	79
	MARTIN KALTSCHMITT, KLAUS JORDE	
2.4.1	Grundlagen des Wasserangebots	79
	Wasservorräte der Erde (79); Wasserkreislauf (79); Niederschlag (81); Vom Niederschlag zum Abfluss (81); Leistung und Arbeitsvermögen des Wassers (83)	
2.4.2	Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik.....	85
	Messung wassertechnischer Kenngrößen (85); Niederschlags- verteilung und -variationen (87); Flusssysteme, Abflusshöhe und -verlauf (89); Speicher (92)	

2.5	Photosynthetisch fixierte Energie	93
	IRIS LEWANDOWSKI	
2.5.1	Produktion organischer Masse durch Photosynthese.....	93
	Aufbau und Zusammensetzung der Pflanze (93); Photo- synthese (93); Einfluss verschiedener Wachstumsfaktoren (96)	
2.5.2	Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik.....	101
	Räumliche Angebotscharakteristik (101); Zeitliche Angebots- charakteristik (101)	
2.6	Erdwärme.....	103
	ERNST HUENGES, MARTIN KALTSCHMITT	
2.6.1	Grundlagen	103
	Erdaufbau (103); Temperaturgradient (105); Wärmehalt und Ver- teilung der Quellen (105); Terrestrische Wärmestromdichte (106); Wärmebilanz an der Erdoberfläche (107); Geothermische Systeme und Ressourcen (107)	
2.6.2	Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik.....	110
	Flacher Untergrund (110); Tiefer Untergrund (112)	
3	Passive Sonnenenergienutzung	115
	WOLFGANG STREICHER	
3.1	Physikalische Grundlagen.....	115
3.2	Systemtechnische Beschreibung	117
3.2.1	Definitionen.....	117
	Begriffe (117); Kennzahlen (117)	
3.2.2	Systemkomponenten.....	119
	Transparente Abdeckungen (119); Verschattungseinrichtungen (122); Absorber und Speicher (126)	
3.2.3	Funktionale Systeme.....	128
	Direktgewinnsysteme (129); Indirekte Gewinnssysteme (129); Abgekoppelte Systeme (132); Wintergärten (133)	
3.3	Potenziale und Nutzung	135
3.3.1	Potenziale	136
3.3.2	Nutzung	136
4	Solarthermische Wärmenutzung	137
4.1	Physikalische Grundlagen.....	137
	WOLFGANG STREICHER	
4.1.1	Absorption, Emission und Transmission	137
4.1.2	Optische Eigenschaften von Absorbern.....	138
4.1.3	Optische Eigenschaften von Abdeckungen.....	139
4.1.4	Energiebilanz.....	140
	Allgemeine Energiebilanz (140); Energiebilanz des Kollektors (140)	
4.1.5	Wirkungsgrad und solarer Deckungsgrad.....	143

4.2	Systemtechnische Beschreibung	144
	WOLFGANG STREICHER	
4.2.1	Kollektoren.....	144
	Bauteile von Kollektoren (144); Montage (146); Kollektor- bauarten und Anwendungsbereiche (147); Daten und Kennlinien (150); Kollektorverschaltung (152)	
4.2.2	Weitere Systemelemente	153
	Speicher (153); Mess- und Regeleinrichtungen (158); Wärmeträgermedium (160); Leitungen (160); Wärmeübertrager (161); Pumpen (162)	
4.2.3	Energiewandlungskette und Verluste	163
	Energiewandlungskette (163); Verluste (163)	
4.2.4	Anlagenkonzepte	165
	Anlagen ohne Umlauf (165); Offene Naturumlaufsysteme (165); Geschlossene Naturumlaufsysteme (166); Offene Zwangsumlauf- systeme (166); Geschlossene Zwangsumlaufsysteme (167)	
4.2.5	Anwendungen solarthermischer Anlagen	167
	Solare Freibadbeheizung (167); Kleinanlagen (169); Solare Nahwärmesysteme (172); Sonstige Anwendungen (174)	
4.3	Ökonomische und ökologische Analyse	174
	MORITZ NILL, WOLFGANG STREICHER, MARTIN KALTSCHMITT	
4.3.1	Referenzanlagen	175
4.3.2	Ökonomische Analyse	177
	Investitionen (178); Betriebskosten (180); Wärmegestehungs- kosten (182)	
4.3.3	Ökologische Analyse.....	184
4.3.3.1	Lebenszyklusanalyse	184
	Solarthermische Wärmebereitstellung (184); Ver- sorgungssysteme (186)	
4.3.3.2	Weitere Umwelteffekte.....	188
	Herstellung (188); Normalbetrieb (189); Störfall (189); Betriebsende (190)	
4.4	Potenziale und Nutzung	190
	MARTIN KALTSCHMITT, SVEN SCHNEIDER	
4.4.1	Potenziale	190
	Theoretisches Potenzial (190); Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale) (191); Technische Endenergie- potenziale (Nachfragepotenziale) (191)	
4.4.2	Nutzung	195
5	Photovoltaische Stromerzeugung.....	197
5.1	Physikalische Grundlagen.....	197
	MARTIN KALTSCHMITT, UWE RAU	
5.1.1	Bändermodell	197

5.1.2	Leiter, Nichtleiter und Halbleiter.....	198
	Leiter (198); Nichtleiter (199); Halbleiter (199)	
5.1.3	Leitungsmechanismen in Halbleitern.....	199
	Eigenleitung (199); Störstellenleitung (200)	
5.1.4	Photoeffekt	202
	Äußerer Photoeffekt (203); Innerer Photoeffekt (203)	
5.1.5	p-n-Übergang.....	203
5.1.6	Photovoltaischer Effekt	205
5.2	Systemtechnische Beschreibung	206
	MARTIN KALTSCHMITT, DIRK UWE SAUER, UWE RAU, KLAUS PREISER, WERNER ROTH	
5.2.1	Photovoltaikzelle und –modul	207
	Aufbau und Ersatzschaltbild (207); Kennlinie (207); Wirkungs- grad und Verluste (210); Zellentypen (213); Solarmodul (227)	
5.2.2	Weitere Systemkomponenten	230
	Wechselrichter (230); Aufständigung (239); Batterien und Laderegler (241); Sonstige Komponenten (247)	
5.2.3	Netzunabhängige Systeme.....	247
	Systemkonzepte (248); Beispiele (251)	
5.2.4	Netzgekoppelte Systeme.....	253
5.2.5	Energiewandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie.....	255
	Energiewandlungskette (255); Verluste (256); Leistungs- kennlinie (257)	
5.3	Ökonomische und ökologische Analyse	258
	MARTIN KALTSCHMITT, MARKUS MÜLLER, SVEN SCHNEIDER	
5.3.1	Referenzanlagen	259
5.3.2	Ökonomische Analyse	260
	Investitionen (260); Betriebskosten (261); Stromgestehungs- kosten (261)	
5.3.3	Ökologische Analyse.....	264
	5.3.3.1 Lebenszyklusanalyse	264
	5.3.3.2 Weitere Umwelteffekte.....	267
	Herstellung (267); Normalbetrieb (268); Störfall (269); Betriebsende (270)	
5.4	Potenziale und Nutzung	270
	MARTIN KALTSCHMITT, SVEN SCHNEIDER	
5.4.1	Potenziale	271
	Theoretisches Potenzial (271); Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) (271); Technische Endenergie- potenziale (Nachfragepotenziale) (272)	
5.4.2	Nutzung	274

6	Stromerzeugung aus Windenergie.....	277
6.1	Physikalische Grundlagen.....	277
	KLAUS KEHL, MARTIN KALTSCHMITT, WOLFGANG STREICHER	
6.1.1	Zusammenhänge am idealisierten Windenergiekonverter	278
6.2.1	Widerstands- und Auftriebsprinzip	283
	Auftriebsprinzip (284); Widerstandsprinzip (289)	
6.2	Systemtechnische Beschreibung	291
	MARTIN KALTSCHMITT, MARTIN SKIBA, ANDREAS WIESE	
6.2.1	Bauformen	291
6.2.2	Systemelemente von Horizontalachsenkonvertern	292
	Rotor (294); Getriebe (298); Generator (299); Windrichtungsnachführung (301); Turm (302); Fundament (303); Netzkopplung (305); Systemaspekte Offshore-Aufstellung (307)	
6.2.3	Energiewandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie.....	310
	Energiewandlungskette (310); Verluste (310); Leistungskennlinie (313); Energieertrag (315)	
6.2.4	Leistungsregelung.....	316
	Stall-Regelung (317); Pitch-Regelung (319)	
6.2.5	Windparks	321
	Windparkdesign (321); Netzanbindung (323)	
6.3	Ökonomische und ökologische Analyse	325
	MARTIN KALTSCHMITT, MORITZ NILL, SVEN SCHNEIDER	
6.3.1	Referenzanlagen	325
6.3.2	Ökonomische Analyse	326
	Investitionen (326); Betriebskosten (328); Stromgestehungskosten (329)	
6.3.3	Ökologische Analyse	331
6.3.3.1	Lebenszyklusanalyse	331
6.3.3.2	Weitere Umwelteffekte.....	333
	Herstellung (333); Normalbetrieb (333); Störfall (338); Betriebsende (338)	
6.4	Potenziale und Nutzung	338
	MARTIN KALTSCHMITT, SVEN SCHNEIDER	
6.4.1	Potenziale	339
	Theoretisches Potenzial (339); Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) Onshore (339); Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) Offshore (341); Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale) (342)	
6.4.2	Nutzung	343
7	Stromerzeugung aus Wasserkraft	347
7.1	Physikalische Grundlagen.....	347
	KLAUS JORDE, MARTIN KALTSCHMITT	
	Systemaufbau (348); Einlauf (348); Druckrohrleitung (349); Turbine (349); Auslauf (350); Gesamtsystem (350)	

7.2	Systemtechnische Beschreibung	351
	KLAUS JORDE, MARTIN KALTSCHMITT	
7.2.1	Schematischer Aufbau	351
7.2.2	Systematisierung und Bauformen	352
	Niederdruckanlagen (353); Mitteldruckanlagen (356); Hochdruck- anlagen (356); Nebenbetriebsanlagen (357)	
7.2.3	Systemkomponenten.....	358
	Staubauwerk (358); Speicher (359); Einlaufbauwerk (360); Triebwasser-/Druckrohrleitung (360); Krafthaus (361); Turbine (361); Auslauf (368); Wellenkupplung und Getriebe (368); Generator (369); Transformator (369); Regelung (369)	
7.2.4	Insel- und Netzbetrieb	369
7.2.5	Energiewandlungskette, Verluste und Leistungsplan	370
	Energiewandlungskette (370); Verluste (371); Betriebsverhalten und Leistungsplan (372)	
7.3	Ökonomische und ökologische Analyse	374
	MARTIN KALTSCHMITT, MORITZ NILL, KLAUS JORDE	
7.3.1	Referenzanlagen	374
7.3.2	Ökonomische Analyse.....	375
	Investitionen (376); Betriebskosten (377); Stromgestehungs- kosten (378)	
7.3.3	Ökologische Analyse.....	379
7.3.3.1	Lebenszyklusanalyse	379
7.3.3.2	Weitere Umwelteffekte.....	381
	Herstellung (381); Normalbetrieb (382); Störfall (386); Betriebsende (386)	
7.4	Potenziale und Nutzung	387
	MARTIN KALTSCHMITT, KLAUS JORDE	
7.4.1	Potenziale	387
	Theoretisches Potenzial (388); Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) (388); Technische Endenergie- potenziale (Nachfragepotenziale) (389)	
7.4.2	Nutzung	390
	Derzeitige Nutzung (390); Weitergehende Nutzungsmöglich- keiten (392)	
8	Nutzung von Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme	395
8.1	Physikalische Grundlagen.....	397
	WOLFGANG STREICHER, MARTIN KALTSCHMITT	
	Wärmepumpenprinzip (398); Kennzahlen (402)	
8.2	Systemtechnische Beschreibung	404
	BURKHARD SANNER, WOLFGANG STREICHER, MARTIN KALTSCHMITT	
8.2.1	Wärmequellenanlage zur Nutzung der Umgebungsluft	404

8.2.2	Wärmequellenanlage zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme	408
	Geschlossene Systeme (409); Offene Systeme (416); Sonstige Systeme (418)	
8.2.3	Wärmepumpe	420
	Wärmeübertrager (420); Verdichter (422); Expansionsventil (423); Schmiermittel (424); Arbeitsmittel (425)	
8.2.4	Gesamtsysteme	427
	Systemkonfigurationen (427); Systemaspekte (430)	
8.3	Ökonomische und ökologische Analyse	436
	MARTIN KALTSCHMITT, MORITZ NILL, GERD SCHRÖDER	
8.3.1	Referenzanlagen	436
8.3.2	Ökonomische Analyse	438
	Investitionen (439); Betriebskosten (439); Wärmegestehungskosten (440)	
8.3.3	Ökologische Analyse	443
8.3.3.1	Lebenszyklusanalyse	443
8.3.3.2	Weitere Umwelteffekte.....	446
	Herstellung (446); Normalbetrieb (446); Störfall (449); Betriebsende (450)	
8.4	Potenziale und Nutzung	450
	MARTIN KALTSCHMITT	
8.4.1	Potenziale	450
	Theoretisches Potenzial (450); Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale) (451); Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale) (452)	
8.4.2	Nutzung	454
9	Nutzung tiefer Erdwärme.....	457
9.1	Hydrothermale Erdwärmebereitstellung	457
	PETER SEIBT, FRANK KABUS, MARTIN KALTSCHMITT , MORITZ NILL, GERD SCHRÖDER	
9.1.1	Systemtechnische Beschreibung.....	457
	Untertage teil des Thermalwasserkreislaufs (457); Übertage teil des Thermalwasserkreislaufs (462); Fernwärmenetze (468); Einkopplung in Versorgungssysteme (469)	
9.1.2	Ökonomische und ökologische Analyse	471
9.1.2.1	Referenzanlagen	471
9.1.2.2	Ökonomische Analyse	474
	Investitionen (474); Betriebskosten (475); Wärmegestehungskosten (475)	
9.1.2.3	Ökologische Analyse	477
	Lebenszyklusanalyse (477); Weitere Umwelteffekte (483)	

9.1.3	Potenziale und Nutzung.....	486
9.1.3.1	Potenziale.....	486
	Theoretisches Potenzial (486); Technische Angebots- potenziale (Wärmerzeugungspotenziale) (486); Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale) (488)	
9.1.3.2	Nutzung.....	489
9.2	Wärmebereitstellung mit tiefen Sonden.....	490
	MARTIN KALTSCHMITT, MORITZ NILL, GERD SCHRÖDER	
9.2.1	Systemtechnische Beschreibung.....	490
9.2.2	Ökonomische und ökologische Analyse.....	493
9.2.2.1	Referenzanlagen.....	493
9.2.2.2	Ökonomische Analyse.....	494
	Investitionen (494); Betriebskosten (494); Wärme- gestehungskosten (494)	
9.2.2.3	Ökologische Analyse.....	496
	Lebenszyklusanalyse (496); Weitere Umwelteffekte (498)	
9.2.3	Potenziale und Nutzung.....	499
9.2.3.1	Potenziale.....	500
	Theoretisches Potenzial (500); Technische Angebots- potenziale (Wärmerzeugungspotenziale) (501); Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale) (501)	
9.2.3.2	Nutzung.....	501
9.3	Geothermische Stromerzeugung.....	502
	REINHARD JUNG, FRANK KABUS, MARTIN KALTSCHMITT, MORITZ NILL, GERD SCHRÖDER, SILKE ROGGE	
9.3.1	Systemtechnische Beschreibung.....	503
9.3.1.1	Aufschluss.....	503
	Heißwasseraquifere (504); Störungzonen (505); Kristalline Tiefengesteine (506)	
9.3.1.2	Erstellung von Wärmeübertrager(HDR)-Systemen.....	508
	Risserzeugung (508); Rissorientierung (509)	
9.3.1.3	Stromerzeugungssysteme.....	510
	Offene Systeme (511); Geschlossene Systeme (514); Kombinierte Systeme (518)	
9.3.2	Ökonomische und ökologische Analyse.....	518
9.3.2.1	Referenzanlagen.....	518
9.3.2.2	Ökonomische Analyse.....	519
	Investitionen (519); Betriebskosten (520); Strom- gestehungskosten (520)	
9.3.2.3	Ökologische Analyse.....	523
	Lebenszyklusanalyse (524); Weitere Umwelteffekte (525)	

- 9.3.3 Potenziale und Nutzung.....527
 - 9.3.3.1 Potenziale527
Theoretisches Potenzial (527); Technische Angebots-
potenziale (Stromerzeugungspotenziale) (528); Technische
Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale) (529)
 - 9.3.3.2 Nutzung532

- 10 Zusammenfassender Vergleich533**
MARTIN KALTSCHMITT, WOLFGANG STREICHER
 - 10.1 Bereitstellung elektrischer Energie533
 - 10.1.1 Energieangebot.....534
Zeitliche Angebotsvariationen (534); Räumliche Angebots-
variationen (536)
 - 10.1.2 Systemtechnische Beschreibung.....537
Anlagenleistungen (537); Wirkungs- und Systemnutzungs-
grade (539); Technische Verfügbarkeiten (542); Volllast-
stunden (543); Stromerzeugungsscharakteristiken (545)
 - 10.1.3 Ökonomische und ökologische Analyse547
Referenzanlagen (547); Ökonomische Analyse (548);
Ökologische Analyse (553)
 - 10.1.4 Potenziale und Nutzung.....557
Potenziale (557); Nutzung (562)
 - 10.2 Bereitstellung thermischer Energie564
 - 10.2.1 Energieangebot.....564
Zeitliche Angebotsvariationen (564); Räumliche Angebots-
variationen (566)
 - 10.2.2 Systemtechnische Beschreibung.....568
Anlagenleistungen (568); Wirkungs- und Systemnutzungs-
grade (570); Technische Verfügbarkeiten (571); Volllaststunden/
Wärmebereitstellungscharakteristiken (572)
 - 10.2.3 Ökonomische und ökologische Analyse573
Versorgungsaufgaben (573); Ökonomische Analyse (574);
Ökologische Analyse (578)
 - 10.2.4 Potenziale und Nutzung.....583
Potenziale (583); Nutzung (587)

- Anhang A: Nutzung der Energien des Meeres591**
MARTIN KALTSCHMITT
 - A.1 Wellennutzung591
 - A.1.1 TAPCHAN-System592
 - A.1.2 OWC-System.....593
OWC-Boje (594); OWC-Brandungsenergiekraftwerke (595)
 - A.1.3 Weitere Ansätze596

A.2	Gezeitennutzung	597
A.2.1	Gezeitenkraftwerke.....	598
A.2.2	Nutzung von Ebb- und Flutstrom	599
A.3	Weitere Nutzungsmöglichkeiten.....	600
A.3.1	Unterschiedliche Wassertemperaturen	600
A.3.2	Meeresströmungen	602
A.3.3	Salzgehaltsunterschiede.....	604
A.3.4	Wasserverdunstung.....	604
Anhang B: Solarthermische Stromerzeugung.....		607
GERHARD WEINREBE, DÖRTE LAING		
B.1	Grundlagen und Einteilung.....	607
Grundlagen der Energiewandlung (607); Einteilung (608)		
B.2	Turm-Solkraftwerke	609
B.2.1	Komponenten	610
Heliostatenfeld (610); Strahlungsempfänger (Receiver) (612); Konventioneller Kraftwerksteil (615); Steuerung und Regelung (616)		
B.2.2	Anlagen	616
Solar One (616); Solar Two (617); Phoebus/TSA/PS10 (619); Aktuelle Entwicklungen (620)		
B.3	Dish/Stirling- und Dish/Brayton-Systeme.....	621
B.3.1	Komponenten	622
Parabolkonzentrator (Dish) (622); Nachführung (622); Receiver (622); Wärme-Kraft-Maschine (625); Steuerung und Regelung (628)		
B.3.2	Anlagen	628
B.4	Parabolrinnen-Kraftwerke	631
B.4.1	Komponenten	632
Kollektor und Absorber (632); Konventioneller Kraftwerksteil (633)		
B.4.2	Anlagen	633
B.5	Aufwindkraftwerke	635
B.5.1	Komponenten	637
Kollektor (637); Turmröhre (638); Turbine (638)		
B.5.2	Anlagen	639
B.6	Solarteich-Kraftwerke.....	640
B.6.1	Komponenten	641
Teichkollektor (641); Wärmeübertrager (642); Wärme-Kraft-Maschine (642); Steuerung und Regelung (642)		
B.6.2	Anlagen	643
Anhang C: Energetische Nutzung von Biomasse		645
MARTIN KALTSCHMITT		
C.1	Aufbau typischer Bereitstellungsketten	645
C.2	Wandlungsmöglichkeiten in End- bzw. Nutzenergie.....	647
C.2.1	Thermo-chemische Umwandlung.....	648
Vergasung (648); Pyrolyse (648); Verkohlung (649)		

XXII Inhaltsverzeichnis

C.2.2 Physikalisch-chemische Umwandlung.....649

C.2.3 Bio-chemische Umwandlung.....649
Alkoholgärung (649); Anaerober Abbau (650); Aerober Abbau (650)

Anhang D: Energieeinheiten651

Literatur653

Sachwortverzeichnis.....675

Liste der Formelzeichen

a	Laufindex
A	Skalierungsfaktor
A_n	Flächen eines Gebäudes
$A_{o,O}$	oberirdischer Abfluss von der Oberfläche (O)
$A_{u,O}$	unterirdischer Abfluss von der Oberfläche (O)
A_G	Albedo
A_{WKA}	Fläche, die um eine Windkraftanlage freizuhalten ist
b	Profildicke
c_a	Auftriebsbeiwert
$c_{a,0}$	Auftriebsbeiwert bei unsymmetrischem Profil und 0° Anströmwinkel
c_p	realer Leistungsbeiwert
c_p	spezifische Wärmekapazität
$c_{p,ideal}$	idealer Leistungsbeiwert
$c_{p,max}$	maximaler Leistungsbeiwert
$c_{p,th}$	theoretischer Leistungsbeiwert
c_w	Widerstandsbeiwert
C	Formparameter
C	Konzentrationsverhältnis
C	Kondensator
C_1	Hilfskonstante 1 zur Berechnung der Kollektornutzwärme
C_2	Hilfskonstante 2 zur Berechnung der Kollektornutzwärme
COP	Coefficient of Performance
d_{Rot}	Rotordurchmesser einer Windkraftanlage
d_S	Durchmesser der Sonne
D	Diode
D_s	solarer Deckungsgrad
e_0	Elementarladung
E	Energie
E_g	Energielücke, Bandabstand, Bandlücke
E_L	Energieniveau des Leitungsbandes
E_V	Energieniveau des Valenzbandes
E_{Wa}	Energie des Wassers

XXIV Liste der Formelzeichen

E_{Wi}	Energie des Windes
E_{WKA}	Energieertrag einer Windkraftanlage
f	Wölbung eines Profils
f	Netzfrequenz
F	Kraft
F_A	Auftriebskraft
$F_{A,s}$	Schub-(Axial-)Komponente der Auftriebskraft
$F_{A,t}$	Tangential-Komponente der Auftriebskraft
F_B	Reaktionskraft
F_C	Abminderungsfaktor wegen Sonnenschutzvorrichtungen
$F_{Coriolis}$	Corioliskraft
F_D	Abminderungsfaktor wegen Scheibenverschmutzung
F_f	Verschattungsfaktor durch seitliche Überstände
F_F	Abminderungsfaktor wegen Fensterrahmen
$F_{Gradient}$	Gradientkraft
F_h	Verschattungsfaktor für Horizont
F_o	Verschattungsfaktor durch Überhänge
F_R	gesamte auf ein Rotorblatt einwirkende (resultierende) Kraft
F_S	Abschattungsfaktor, Abminderungsfaktor wegen Verschattung
F_T	gesamte auf ein Rotorblatt einwirkende Tangential-Kraft
F_W	Widerstandskraft
$F_{W,s}$	Schub-(Axial-)Komponente der Widerstandskraft
$F_{W,t}$	Tangential-Komponente der Widerstandskraft
$F_{Wi,Brems}$	Kraft, mit der ein Windenergiekonverter die Windströmung abbremst
$F_{Wi,WKA}$	gesamte auf eine Windkraftanlage einwirkende Windkraft
$F_{Zentrifugal}$	Zentrifugalkraft
FF	Füllfaktor
g	Gravitationskonstante
g	Energiedurchlassgrad z. B. eines Bauteils (g -Wert)
g_{diffus}	diffuser Energiedurchlassgrad (diffuser g -Wert)
\dot{G}_O	Strahlungsleistung der Sonne am äußeren Rand der Erdatmosphäre (d. h. Solarkonstante)
\dot{G}_{Df}	Diffusstrahlung
$\dot{G}_{Df,g,a}$	Diffusstrahlung auf die geneigte, ausgerichtete Empfangsfläche
G_{Dr}	Direktstrahlung auf die horizontale Empfangsfläche
$\dot{G}_{Dr,g,a}$	Direktstrahlung auf die geneigte, ausgerichtete Empfangsfläche
$\dot{G}_{R,g,a}$	auf die geneigte, ausgerichtete Empfangsfläche reflektierte Strahlung
\dot{G}_G	Globalstrahlung auf die horizontale Empfangsfläche
$\dot{G}_{G,g,a}$	Globalstrahlung auf die geneigte, ausgerichtete Empfangsfläche
$G_{G,g,a}$	Globalstrahlungssumme auf die geneigte, ausgerichtete Empfangsfläche
$\dot{G}_{G,rel}$	Globalstrahlung auf einen Quadratmeter Absorberfläche
$\dot{G}_{G,Abs}$	Globalstrahlung auf den Absorber

\dot{G}_S	flächenspezifische Strahlungsleistung der Sonne
GZ	gesetzliche Zeit
h	Enthalpie
h	geodätische Höhe
h_1	geodätische Höhe am Bilanzpunkt 1
h_2	geodätische Höhe am Bilanzpunkt 2
h_3	geodätische Höhe am Bilanzpunkt 3
h_4	geodätische Höhe am Bilanzpunkt 4
h_5	geodätische Höhe am Bilanzpunkt 5
h_i	Auftrittswahrscheinlichkeit des Windes im Geschwindigkeitsintervall i
h_{nutz}	nutzbare Fallhöhe
h_{ref}	Referenzhöhe
h_H	Höhe eines Hügels
h_{OW}	geodätische Höhe des Oberwasserspiegels
h_{UW}	geodätische Höhe des Unterwasserspiegels
H	Wärmeproduktion
i	Diskontrate
i	bestimmter Querschnitt innerhalb der Stromröhre
i	Geschwindigkeitsintervall
I	elektrischer Strom
I_0	Sperrsättigungsstrom
I_{ges}	gesamter Investitionsaufwand
I_j	jährlicher Investitionsaufwand
I_C	Strom durch den Kondensator (C)
I_D	Strom durch die Diode (D)
I_K	Kurzschlussstrom
I_{MPP}	Strom im Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point; MPP)
I_{Ph}	Photostrom
J	Tag des Jahres
k	Boltzmann-Konstante
k_A	Abstandsfaktor
$k_{A,x}$	Abstandsfaktor in Richtung der bevorzugten Windrichtung
$k_{A,y}$	Abstandsfaktor quer zur bevorzugten Windrichtung
l	Profillänge
l	Länge eines Hügels
$l_{1/2}$	Halbwertlänge
L	technische Lebensdauer
L_{SE}	Entfernung zwischen Sonne und Erde

XXVI Liste der Formelzeichen

m	Masse
\dot{m}	Massenstrom
\dot{m}_{aus}	aus dem Becken ausfließender (Wasser-)Massenstrom
\dot{m}_{ein}	in das Becken einfließender (Wasser-)Massenstrom
m_{Wi}	Luftmasse
\dot{m}_{Wi}	Massenstrom der Luft
$\dot{m}_{Wi,i}$	Massenstrom der Luft an der Stelle i
$\dot{m}_{Wi,frei}$	Massenstrom der Luft ohne Energieentzug
M	Antriebsmoment
n	Drehzahl
n	Laufindex
n_G	Generatordrehzahl
N_O	Niederschlag auf der Oberfläche (O)
O	Oberfläche
p	Druck
p_1	Druck des Wassers am Bilanzpunkt 1
p_2	Druck des Wassers am Bilanzpunkt 2
p_3	Druck des Wassers am Bilanzpunkt 3
p_4	Druck des Wassers am Bilanzpunkt 4
p_5	Druck des Wassers am Bilanzpunkt 5
p_{oben}	Druck oberhalb des Profilquerschnitts
p_{unten}	Druck unterhalb des Profilquerschnitts
$p_{Wi,0}$	wetterbedingter Winddruck
$p_{Wi,1}$	Winddruck an der Stelle 1
$p_{Wi,2}$	Winddruck an der Stelle 2
$p_{Wi,i}$	Winddruck an der Stelle i
P	Leistung
$P_{Antr.}$	Antriebsleistung des Verdichters einer Wärmepumpe
$P_{el,i}$	elektrische Leistung, die dem Windgeschwindigkeitsintervall i zuzuordnen ist
P_{Rot}	Leistung des Rotors
$P_{Rot,th}$	theoretische Leistung des Rotors
$P_{Turbine}$	Leistung an der Turbinenwelle
P_{Wa}	Leistung des Wassers
$P_{Wa,tat}$	tatsächlich nutzbare Leistung des Wassers
$P_{Wa,th}$	theoretisch im Wasser enthaltene Leistung
P_{Wi}	Windleistung
$P_{Wi,1}$	Windleistung an der Stelle 1
$P_{Wi,2}$	Windleistung an der Stelle 2
$P_{Wi,ent}$	dem Wind durch den Rotor entzogene Leistung
P_{WKA}	Leistung einer Windkraftanlage

\dot{q}	Wärmestromdichte, Wärmefluss
q_i	anteilige sekundäre Wärmeabgabe
$\dot{q}_{\text{konduktiv}}$	konduktiver Anteil an der Wärmestromdichte
$\dot{q}_{\text{konvektiv}}$	konvektiver Anteil an der Wärmestromdichte
$\dot{q}_{\text{rad,produkt}}$	radiogene Wärmeproduktion an der gesamten Wärmestromdichte
\dot{q}_{zu}	zugeführter Wärmestrom
\dot{q}_{Wa}	Abfluss bzw. Durchfluss
\dot{Q}	Wärmeleistung
\dot{Q}_{Abs}	Wärmegewinn des Absorbers
\dot{Q}_{Bedarf}	Wärmebedarf
\dot{Q}_G	Wärmegewinn durch Einstrahlung in das Becken
\dot{Q}_H	Heizenergiebedarf
\dot{Q}_i	innere Wärme
$\dot{Q}_{\text{Kond.}}$	Wärmeleistung des Kondensators der Wärmepumpe
\dot{Q}_{Konv}	Konvektionsverluste
$\dot{Q}_{\text{Konv,Abd}}$	Konvektionsverluste der Absorberabdeckung
$\dot{Q}_{\text{Konv,Abs}}$	Konvektionsverluste des Absorbers an der Außenluft
$\dot{Q}_{\text{Konv,Rah}}$	Konvektionsverluste des Absorberrahmens
\dot{Q}_L	Wärmeverluste eines Gebäudes
$\dot{Q}_{\text{Leit,Abs}}$	Wärmeleitungsverluste des Absorbers
\dot{Q}_{Mensch}	Wärmegewinn durch Beckenbenutzer
\dot{Q}_{Nutz}	nutzbarer Wärmestrom
$\dot{Q}_{\text{RefI,Abs}}$	Reflexionsverluste des Absorbers
$\dot{Q}_{\text{RefI,Abd}}$	Reflexionsverluste der Absorberabdeckung
\dot{Q}_s	solares Wärmeangebot an einen Raum
\dot{Q}_{Str}	Wärmeverluste durch Abstrahlung
$\dot{Q}_{\text{Str,Abd}}$	Strahlungsverluste durch langwellige Abstrahlung der Absorberabdeckung
$\dot{Q}_{\text{Str,Abs}}$	Strahlungsverluste durch langwellige Abstrahlung des Absorbers
\dot{Q}_T	Transmissionsverluste eines Gebäudes
\dot{Q}_{Trans}	Transmissionsverluste ins Erdreich
\dot{Q}_V	Lüftungsverluste eines Gebäudes
\dot{Q}_{Vd}	Wärmeverluste durch Verdunstung
$\dot{Q}_{\text{Verd.}}$	Wärmeleistung des Verdichters der Wärmepumpe
\dot{Q}_{Zusatz}	Wärmestrom aus konventionellen (fossilen) Energieträgern
r	Radius
R	Radius eines Rotors
R_O	Rückhalt bzw. Retention auf der Oberfläche (O)
R_P	Parallelwiderstand
R_S	Serienwiderstand
ROT	Rotorebene
s	Speed-up-Ratio

XXVIII Liste der Formelzeichen

s	Schlupf
s	Enthropie
S	durchströmte (Kreis-)Fläche
S_1	durchströmte (Kreis-)Fläche an der Stelle 1
S_2	durchströmte (Kreis-)Fläche an der Stelle 2
S_{Abs}	Absorberfläche
S_F	Korrekturfaktor, berücksichtigt die Fensterausrichtung
S_i	durchströmte (Kreis-)Fläche an der Stelle i
S_{Rot}	Rotorfläche
SPF	Seasonal Performance Factor
t	Zeit
T	Temperatur
T_{Abs}	Absorbertemperatur (absolut)
T_e	externe Gegenstrahlungstemperatur (absolut)
U	Spannung
U	Wärmedurchgangskoeffizient (U -Wert)
U_D	Diffusionsspannung
U_{eq}	äquivalenter Wärmedurchgangskoeffizient (äquivalenter U -Wert)
U_L	Leerlaufspannung
U_{MPP}	Spannung im Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point; MPP)
U_n	Wärmedurchgangskoeffizient des Bauteils n
U_V	Wärmedurchgangskoeffizient einer Verglasung
U_{Koll}	zusammengefasster Wärmedurchgangskoeffizient eines Kollektors (abhängig von der Temperatur)
U_W	Wärmedurchgangskoeffizient eines Fensters
v	Geschwindigkeit
v_c	Lichtgeschwindigkeit
v_u	Umfangsgeschwindigkeit
v_A	Anströmgeschwindigkeit
v_S	Geschwindigkeit der angeströmten Fläche (S)
v_{Wa}	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers
$v_{Wa,1}$	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers am Bilanzpunkt 1
$v_{Wa,2}$	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers am Bilanzpunkt 2
$v_{Wa,3}$	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers am Bilanzpunkt 3
$v_{Wa,4}$	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers am Bilanzpunkt 4
$v_{Wa,5}$	Strömungsgeschwindigkeit des Wassers am Bilanzpunkt 5
v_{Wi}	Windgeschwindigkeit
$v_{Wi,1}$	Windgeschwindigkeit an der Stelle 1
$v_{Wi,2}$	Windgeschwindigkeit an der Stelle 2
$v_{Wi,a}$	Windgeschwindigkeit an der Stelle a
$v_{Wi,h}$	mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe (h)

$v_{Wi,ref}$	mittlere Windgeschwindigkeit in einer Referenzhöhe (h_{ref})
$v_{Wi,Nord}$	Windgeschwindigkeit, Nordhalbkugel
$v_{Wi,Rot}$	Windgeschwindigkeit in der Rotorebene
$v_{Wi,Süd}$	Windgeschwindigkeit, Südhalbkugel
$v_{Wi,x}$	Windgeschwindigkeit an der Stelle x
V_O	Verdunstung von der Oberfläche (O)
$V_{Speicher}$	gespeichertes Wasservolumen
WOZ	wahre Ortszeit
x	Laufindex, Weg
z	Schichtmächtigkeit
z	Rotorblattanzahl
α	Neigungswinkel
α	Anströmwinkel
α	Absorptionskoeffizient
α_{real}	tatsächlicher Absorptionskoeffizient
α_s	Absorptionskoeffizient im Bereich des sichtbaren Lichts
α_{Abs}	Absorptionskoeffizient des Absorbers
$\alpha_{Betrieb}$	betriebsbedingter Anströmwinkel
α_{Hell}	Höhenwindexponent (Hellmann-Exponent, Rauigkeitsexponent)
α_I	Absorptionskoeffizient im Bereich des infraroten Lichts
β	Azimutwinkel
β	Winkel zwischen Kreissehne und Kreisbogen
β	Arbeitszahl einer Wärmepumpe
β_a	Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe
γ	Ausrichtung der Flächennormalen
γ	Verhältnis von Wärmegewinn zu Wärmeverlust
γ	Winkel zwischen Anströmgeschwindigkeit und Umfangsgeschwindigkeit
δ	Sonnendeklination
δ	Profilanstellwinkel
Δ	Differenz
ε	Gleitzahl
ε	Leistungszahl einer Wärmepumpe
ε	Emissionskoeffizient
ε_{min}	minimale Gleitzahl
ε_{real}	tatsächlicher Emissionskoeffizient
ε_s	Emissionskoeffizient im Bereich des sichtbaren Lichts
ε_{Abs}	Emissionskoeffizient Absorber
ε_I	Emissionskoeffizient im Bereich des infraroten Lichts
ζ	Heizzahl einer Wärmepumpe

XXX Liste der Formelzeichen

ζ_a	Jahresheizzahl einer Wärmepumpe
η	Wirkungsgrad
η	Ausnutzungsgrad
$\eta_{\text{mech.-elek.}}$	mechanisch-elektrischer Wirkungsgrad
η_{Rot}	Wirkungsgrad des Rotors
η_{Turbine}	Turbinenwirkungsgrad
λ	Wärmeleitfähigkeit
λ	Schnelllaufzahl
λ	Wellenlänge
λ	Längengrad
λ	Wärmeleitzahl
λ_O	Bezugsmeridian
ζ	Verlustbeiwert
ζ_{EB}	Verlustbeiwert für das Einlaufbauwerk
ζ_{RL}	Verlustbeiwert der Rohrleitung
θ	Temperatur
θ_{Abs}	Absorbentemperatur
θ_{aus}	Austrittstemperatur
θ_{De}	Temperatur Decke
θ_e	externe Umgebungstemperatur
θ_{ein}	Eintrittstemperatur
θ_{Fb}	Temperatur Fußboden
θ_i	interne Raumtemperatur
θ_{Wi}	Temperatur Wintergarten
ρ	Reflexionskoeffizient
ρ_{real}	tatsächlicher Reflexionskoeffizient
ρ_s	Reflexionskoeffizient im Bereich des sichtbaren Lichts
ρ_{Abs}	Reflexionskoeffizient des Absorbers
ρ_l	Reflexionskoeffizient im Bereich des infraroten Lichts
ρ_{Sp}	Dichte des Speichers
ρ_{Wa}	Dichte des Wassers
$\rho_{\text{Wa},1}$	Dichte des Wassers an der Stelle 1
$\rho_{\text{Wa},2}$	Dichte des Wassers an der Stelle 2
ρ_{Wi}	Dichte der Luft
$\rho_{\text{Wi},1}$	Dichte der Luft an der Stelle 1
$\rho_{\text{Wi},2}$	Dichte der Luft an der Stelle 2
σ	Stefan-Boltzmann Konstante
τ	Transmissionskoeffizient
τ_e	Transmissionskoeffizient eines transparenten Bauteils, Strahlungstransmissionsgrad
τ_e^*	Transmissionskoeffizient eines transparenten Bauteils bezogen auf den senkrechten Strahlungseinfall
τ_s	Transmissionskoeffizient im Bereich des sichtbaren Lichts
τ_{Abd}	Transmissionskoeffizient der Absorberabdeckung

τ_G	Transmissionskoeffizient der Globalstrahlung
τ_{GA}	Transmissionskoeffizient der Gasabsorption
τ_I	Transmissionskoeffizient im Bereich des infraroten Lichts
τ_{MS}	Transmissionskoeffizient der Mie-Streuung
τ_{PA}	Transmissionskoeffizient der Partikelabsorption
τ_{RS}	Transmissionskoeffizient der Rayleigh-Streuung
φ	Breitengrad
ψ	Einfallswinkel
ψ_z	Zenitwinkel
ω_{St}	Stundenwinkel

1 Einführung und Aufbau

Ziel der Ausführungen dieses Buches ist es, die Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen oder erneuerbaren Energieangebots darzustellen und zu diskutieren und damit die Basis für deren Bewertung zu schaffen. Dabei werden sowohl die physikalischen und technischen Grundlagen dargestellt als auch Kenngrößen erarbeitet, die eine Einordnung dieser Optionen in das Energiesystem ermöglichen. Um dem Anspruch einer einfachen, verständlichen und transparenten Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien möglichst nahe zu kommen, sind die einzelnen Kapitel, in denen die unterschiedlichen Varianten erläutert werden, vergleichbar aufgebaut – soweit dies möglich und sinnvoll ist.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden zunächst auf das weltweite und deutsche Energiesystem eingegangen; dadurch wird der Rahmen abgesteckt, in den eine Energiebereitstellung aus regenerativen Energien integriert werden muss. Anschließend wird der grundsätzliche Aufbau, der den einzelnen Kapiteln dieses Buches zugrunde liegt, näher erklärt sowie wesentliche Begriffe, auf die immer wieder Bezug genommen wird, definiert. Auch wird die jeweilige methodische Vorgehensweise vorgestellt, die der Bestimmung einzelner Kennwerte zugrunde liegt, durch die die Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots charakterisiert werden können. Abschließend werden zusätzlich die Techniken zur Nutzung fossiler Energieträger kurz dargestellt und charakterisiert, die durch die beschriebenen Optionen zur Nutzung regenerativer Energien am ehesten in Konkurrenz stehen; sie stellen quasi einen „Maßstab“ dar, mit dem die erneuerbaren Energien bewertet werden können.

1.1 Energiesystem

Unser gegenwärtig hoher Lebensstandard ist ohne einen entsprechenden Energieeinsatz nicht möglich. Dabei ist aber die Deckung der korrespondierenden Energienachfrage bzw. die Bereitstellung der daraus resultierenden Energiedienstleistung (z. B. warmer Raum, Information, Mobilität) mit einer Reihe von Umweltbeeinflussungen und -auswirkungen verbunden, die von der bezüglich potenzieller Umwelteffekte sensibilisierten Gesellschaft am Beginn des 21. Jahrhunderts immer weniger toleriert werden. Deshalb war und ist dieses „Energieproblem“ im Zusammenspiel mit dem ursächlich damit zusammenhängenden „Umweltproblem“ in den energietechnischen und -politischen Diskussionen in Deutschland, Europa und z. T.

auch weltweit – immer noch – eines der bestimmenden Themen. Daran wird sich auch in übersehbarer Zukunft aus gegenwärtiger Sicht nichts ändern, wie sich an der weltweiten Kontroverse um die möglichen Gefahren des anthropogenen Treibhauseffekts zeigt. Eher ist mit steigendem Wissensstand und fortschreitendem Erkenntnisprozess von einer zunehmenden Problematisierung der mit der Energienutzung im weitesten Sinne zusammenhängenden Effekte auszugehen.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden die Dimension des weltweiten und deutschen Energiesystems dargestellt und diskutiert. Zuvor werden jedoch die wesentlichen Energiebegriffe definiert.

1.1.1 Energiebegriffe

Unter Energie wird nach Max Planck die Fähigkeit eines Systems verstanden, äußere Wirkungen hervorzubringen. Dabei kann zwischen mechanischer Energie (d. h. potenzielle und kinetische Energie), thermischer, elektrischer und chemischer Energie, Kernenergie und Strahlungsenergie unterschieden werden. In der praktischen Energieanwendung äußert sich die Arbeitsfähigkeit in Form von Kraft, Wärme und Licht. Nur die Arbeitsfähigkeit der chemischen Energie sowie der Kern- und Strahlungsenergie ist erst durch Umwandlung dieser Energieformen in mechanische und/oder thermische Energie gegeben.

Unter einem Energieträger – und damit einem „Träger“ der oben definierten Energie – wird ein Stoff verstanden, aus dem direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen End- bzw. Nutzenergie gewonnen werden kann. Energieträger werden daher nach dem Grad der Umwandlung unterteilt in Primär- und Sekundärenergieträger sowie Endenergieträger. Der jeweilige Energieinhalt dieser Energieträger ist die Primärenergie, die Sekundärenergie und die Endenergie. Diese einzelnen Begriffe sind wie folgt definiert (Abb. 1.1) /1-1/, /1-2/.

- Unter Primärenergieträgern werden Stoffe und unter der Primärenergie der Energieinhalt der Primärenergieträger und der „primären“ Energieströme verstanden, die noch keiner technischen Umwandlung unterworfen wurden. Aus Primärenergie (z. B. Windkraft, Solarstrahlung) oder -trägern (z. B. Steinkohle, Braunkohle, Erdöl, Biomasse) können direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen Sekundärenergie oder -träger gewonnen werden.
- Sekundärenergieträger sind Energieträger und Sekundärenergie ist der Energieinhalt der Sekundärenergieträger oder der von Energieströmen, die direkt oder durch eine oder mehrere Umwandlungen in technischen Anlagen aus Primär- oder aus anderen Sekundärenergieträgern bzw. -energien hergestellt werden (z. B. Benzin, Heizöl, Rapsöl, elektrische Energie). Dabei fallen u. a. Umwandlungs- und Verteilungsverluste an. Sekundärenergieträger bzw. Sekundärenergien stehen Verbrauchern zur Umwandlung in andere Sekundär- oder Endenergieträger bzw. -energien zur Verfügung.
- Unter Endenergieträgern werden Energieträger und unter Endenergie der Energieinhalt der Endenergieträger bzw. der entsprechenden Energieströme verstanden, die der Endverbraucher bezieht (z. B. Heizöl im Öltank des Endverbrau-

chers, Holzhackschnitzel vor der Feuerungsanlage, Fernwärme an der Hausübergabestation). Sie resultieren aus Sekundär- oder ggf. Primärenergieträgern bzw. -energien, vermindert um die Umwandlungs- und Verteilungsverluste, den Eigenverbrauch und den nicht energetischen Verbrauch. Sie sind für die Umwandlung in Nutzenergie verfügbar.

- Mit Nutzenergie wird letztlich die Energie bezeichnet, die nach der letzten Umwandlung in den Geräten des Verbrauchers für die Befriedigung der jeweiligen Bedürfnisse (z. B. Raumtemperierung, Nahrungszubereitung, Information, Beförderung) zur Verfügung steht. Sie wird gewonnen aus Endenergieträgern bzw. der Endenergie, vermindert um die Verluste dieser letzten Umwandlung (z. B. Verluste infolge der Wärmeabgabe einer Glühlampe für die Erzeugung von Licht, Verluste in einer Hackschnitzelfeuerung bei der Bereitstellung von Wärme).

Die gesamte der Menschheit prinzipiell zur Verfügung stehende Energie wird als Energiebasis bezeichnet. Sie setzt sich aus der Energie der (meist endlichen) Energievorräte und der (weitgehend regenerativen) Energiequellen zusammen.

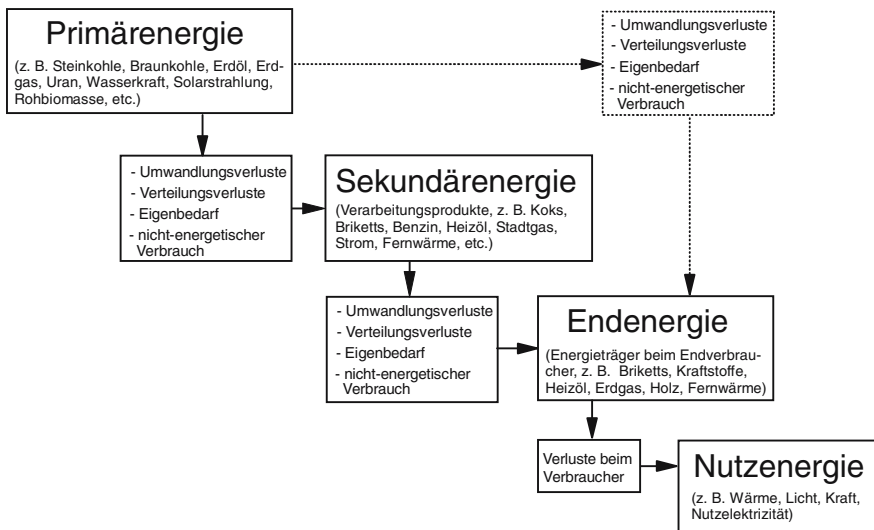


Abb. 1.1 Energiewandlungskette (nach /1-1/)

Bei den Energievorräten wird unterschieden zwischen den fossilen und rezenten Vorräten.

- Fossile Energievorräte sind Vorräte, die in vergangenen geologisch Zeitaltern durch biologische und/oder geologische Prozesse gebildet wurden. Dabei wird unterschieden zwischen fossil biogenen Energievorräten, die biologischen Ursprungs sind, und fossil mineralischen Energievorräten (d. h. Vorräte mineralischen bzw. nicht biologischen Ursprungs). Zu den ersteren zählen u. a. die Koh-

le-, Erdgas- und Erdöllagerstätten und zu den letzteren u. a. die Energieinhalte der Uranlagerstätten und die Vorräte an Kernfusionsausgangsstoffen.

- Rezente Vorräte sind Energievorräte, die in gegenwärtigen Zeiten z. B. durch biologische Prozesse gebildet werden. Hierzu gehören z. B. der Energieinhalt der Biomasse oder die potenzielle Energie des Wassers eines natürlichen Stausees.

Energiequellen liefern im Unterschied dazu über einen sehr langen Zeitraum Energieströme; sie werden deshalb als – gemessen in menschlichen Dimensionen – „unerschöpflich“ angesehen. Aber auch wenn diese Zeiträume sehr lang – in menschlichen Dimensionen nahezu „unendlich“ – sein sollten, sind sie letztlich – in geologischen Zeiträumen gemessen – immer endlich. Dies liegt darin begründet, dass diese Energieflüsse durch natürlich und unbeeinflussbar ablaufende Prozesse aus einem (endlichen) fossil mineralischen Energievorrat kontinuierlich und technisch nicht steuerbar freigesetzt werden (u. a. die Strahlungsfelder der Sonne, die Gravitationsfelder von Erde, Mond und Sonne).

Bei den verfügbaren Energien bzw. Energieträgern kann zusätzlich unterschieden werden zwischen fossil biogener, fossil mineralischer und erneuerbarer Energie bzw. fossil biogenen, fossil mineralischen und erneuerbaren Energieträgern.

- Unter fossil biogenen Energieträgern werden im Wesentlichen die Energieträger Kohle (Braun- und Steinkohlen) und flüssige bzw. gasförmige Kohlenwasserstoffe (u. a. Erdöl, Erdgas) verstanden. Weiter kann unterschieden werden zwischen fossil biogenen Primärenergieträgern (z. B. Braunkohle) und fossil biogenen Sekundärenergieträgern (z. B. Benzin, Diesel).
- Unter fossil mineralischen Energieträgern werden die Stoffe zusammengefasst, aus denen durch eine Kernspaltung oder -verschmelzung Energie bereitgestellt werden kann (u. a. Uran, Thorium, Wasserstoff).
- Unter erneuerbaren Energien werden die Primärenergien verstanden, die – gemessen in menschlichen Dimensionen – als unerschöpflich angesehen werden. Sie werden laufend aus den Energiequellen Solarenergie, geothermische Energie und Gezeitenenergie gespeist. Die von der Sonne eingestrahlte Energie ist für eine Vielzahl weiterer erneuerbarer Energien verantwortlich (u. a. Windenergie, Wasserkraft). Die im Abfall bzw. Müll enthaltene Energie ist nur dann als erneuerbar zu bezeichnen, wenn sie nicht fossil biogenen oder fossil mineralischen Ursprungs ist (z. B. organische Hausmüllfraktion). Damit sind regenerativ im eigentlichen Sinne nur die natürlich vorkommenden erneuerbaren Primärenergien, nicht aber die daraus resultierenden Sekundär- oder Endenergien bzw. -träger. Beispielsweise ist der aus einer technischen Umwandlungsanlage gewonnene Strom aus erneuerbaren Energien nicht regenerativ; er ist nur so lange verfügbar, wie auch die entsprechende technische Umwandlungsanlage betrieben werden kann. Trotzdem werden umgangssprachlich vielfach auch die aus erneuerbaren Energien gewonnenen Sekundär- und Endenergieträger als regenerativ bezeichnet.

1.1.2 Weltweiter Energieverbrauch

Der weltweite Verbrauch an fossil biogenen und fossil mineralischen Primärenergieträgern sowie an Wasserkraft lag 2004 bei rund 428 EJ /1-3/. Von diesem gesamten Primärenergieverbrauch entfielen rund 29 % auf Europa und Eurasien, rund 27 % auf Nordamerika, ca. 5 % auf Zentral- und Südamerika, etwa 5 % auf das Gebiet des Mittleren Ostens, rund 3 % auf Afrika und etwa 31 % auf Asien und den pazifischen Raum (im Wesentlichen Australien und Neuseeland). Damit werden in Nordamerika, Europa und Asien (einschließlich pazifischen Raum) fast 90 % der derzeit weltweit eingesetzten Primärenergie aus fossilen Energieträgern und aus Wasserkraft verbraucht.

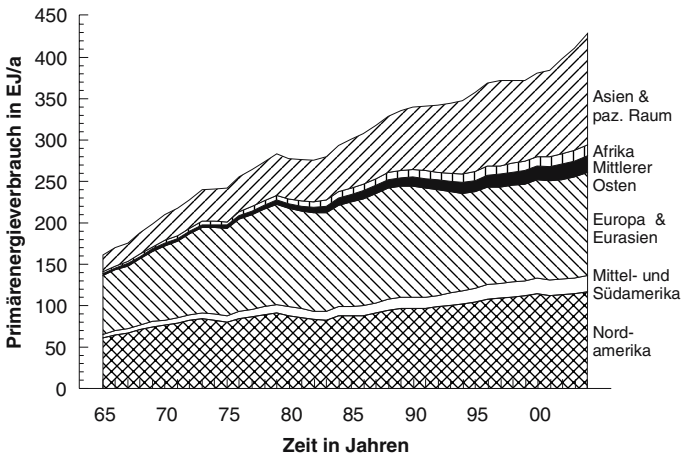


Abb. 1.2 Entwicklung des weltweiten Verbrauchs an fossilen Primärenergieträgern sowie an Wasserkraft (Daten nach /1-3/)

Abb. 1.2 zeigt die Entwicklung dieses Primärenergieverbrauchs an fossilen Energieträgern und an Wasserkraft nach Regionen in den letzten 40 Jahren. Demnach ist es in diesem Zeitraum zu einem rund 2,5-fachen Anstieg des weltweiten Primärenergieeinsatzes gekommen. Eine merkliche Zunahme ist bei praktisch allen dargestellten Regionen zu erkennen. Deutlich wird auch, dass diese Zuwächse nicht stetig verlaufen sind, sondern durch die beiden Ölpreiskrisen 1973 und 1979/80 spürbar beeinflusst wurden. Auch hat sich Anfang der neunziger Jahre der Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs signifikant verlangsamt; dies ist u. a. auf die schlechte konjunkturelle Lage der Weltwirtschaft und die Umstrukturierungsprozesse im ehemaligen Ostblock einschließlich der ehemaligen UdSSR zurückzuführen. Gleichzeitig ist es im asiatischen Raum zu einem deutlichen Anstieg des fossilen Primärenergieeinsatzes gekommen. Erst gegen Mitte bis Ende der neunziger Jahre ist es wieder zu einem schnelleren Anstieg des weltweiten Primärenergieverbrauchs gekommen. Er hat sich dann Ende der neunziger Jahre

erneut verlangsamt, um dann Anfang des ersten Jahrzehnts des 21. Jahrhunderts wieder deutlich zuzunehmen.

Der Gesamtenergieverbrauch an fossilen Energieträgern und an Wasserkraft wurde im Jahr 2004 zu 37 % durch Erdöl, zu 24 % aus Erdgas, zu 27 % durch Kohlen und zu jeweils 6 % durch elektrische Energie aus Kernkraft bzw. Wasserkraft gedeckt. Dabei variieren die Anteile jedoch erheblich in Abhängigkeit von regionalen und nationalen Gegebenheiten, die aus der nationalen Energiepolitik bzw. den regional unterschiedlichen Primärenergievorkommen resultieren (Abb. 1.3). Beispielsweise wird in Asien ein Großteil der fossilen Primärenergie durch Kohle bereitgestellt (im Wesentlichen in der Volksrepublik China), während dieser Energieträger z. B. im Mittleren Osten kaum Bedeutung hat. Aufgrund der dortigen großen Vorkommen an Erdöl und -gas dominiert hier der Einsatz an flüssigen und gasförmigen fossilen Kohlenwasserstoffen. Entsprechend ist der hohe Erdgaseinsatz in Russland auf die dort vorhandenen Vorkommen zurückzuführen.

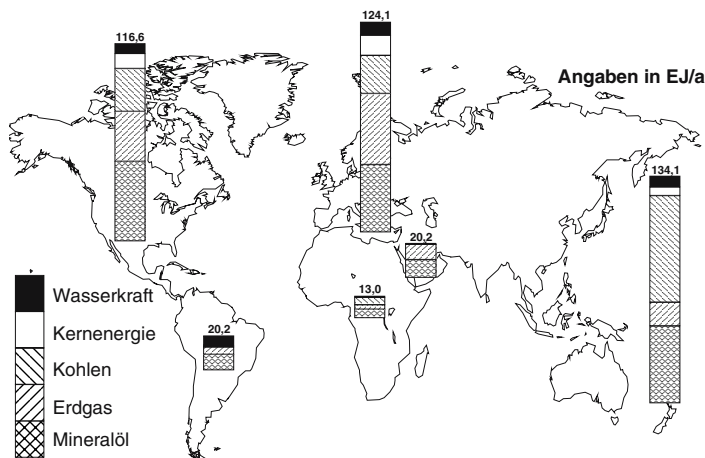


Abb. 1.3 Weltweiter Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern sowie an Wasserkraft nach Regionen und Energieträgern im Jahr 2004 (Daten nach /1-3/)

In den letzten 40 Jahren hat sich dieser weltweite Energieträgermix merklich verändert (Abb. 1.4). Dies gilt insbesondere für Erdgas; dieser Energieträger hatte 1965 nur einen Anteil am Gesamtverbrauch aller fossilen Energieträger sowie der Wasserkraft von rund 17 % und trug im Jahr 2004 bereits mit etwa 24 % zur Deckung der gesamten Primärenergienachfrage bei. Die Kernenergie hatte im Jahr 1965 kaum Bedeutung; im Jahr 2004 wurden – bei nach wie vor steigender Tendenz – damit rund 6 % der weltweiten Primärenergienachfrage gedeckt. Der Verbrauch von Kohlen ist zwar von 62 (1965) auf 116 EJ (2004) deutlich angestiegen; bezogen auf den Gesamtverbrauch an fossilen Energieträgern jedoch von 40 % im Jahr 1965 auf rund 27 % im Jahr 2004 zurückgegangen. Beim Mineralöl stieg der Verbrauch im gleichen Zeitraum von 65 EJ (1965) auf rund 158 EJ (2004) und hat

sich damit mehr als verdoppelt; der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch ist aber weitgehend gleich geblieben.

In den bisher dargestellten Angaben sind nur die auf den kommerziellen Weltenergiemärkten gehandelten Energieträger sowie die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Kernenergie enthalten; d. h. andere regenerative oder unkonventionelle Energien wie beispielsweise Brennholz und andere Biomassen (z. B. Stroh, Dung) sind damit nicht berücksichtigt. Über Höhe und regionale Verteilung dieses Einsatzes an biogenen Energieträgern liegen bisher nur Schätzungen vor, die zwischen 20 und knapp 60 EJ/a liegen (u. a. /1-4/, /1-5/, /1-6/). Demnach trägt aber die Nutzung der Biomasse mit rund 5 bis 15 % des weltweiten Primärenergieeinsatzes an fossilen Energieträgern und Wasserkraft zur Deckung der gegebenen Energienachfrage bei.

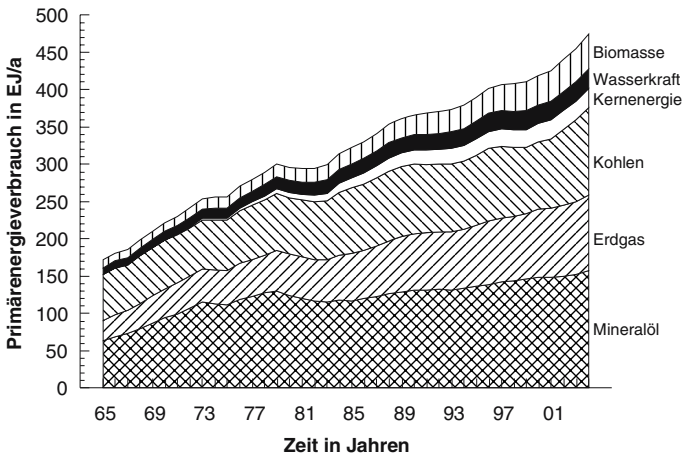


Abb. 1.4 Weltweiter Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern sowie an Wasserkraft und Biomasse nach Energieträgern (Daten u. a. nach /1-3/)

1.1.3 Energieverbrauch in Deutschland

Im Folgenden werden die Dimension des Energiesystems Deutschland dargestellt und diskutiert.

Primär-, End- und Nutzenergieverbrauch. Der Primärenergieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2004 bei rund 14,4 EJ. Dieser Gesamtverbrauch an Primärenergie resultiert zu 36,4 % aus Mineralöl, zu 24,9 % aus Stein- und Braunkohlen, zu 22,4 % aus Naturgas, zu 12,6 % aus der Kernenergie und zu 3,7 % aus sonstigen Energieträgern (Abb. 1.5). Mit Ausnahme der Wasserkraft, der Biomasse und in einem zunehmenden Maße auch der Windenergie tragen damit erneuer-

bare Energien derzeit nicht in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung zur Deckung der Primärenergienachfrage in Deutschland bei.

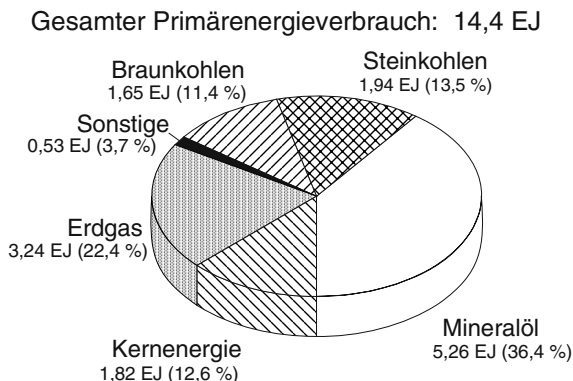


Abb. 1.5 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2004 (Daten u. a. nach /1-22/)

In den letzten Jahren und Jahrzehnten war der Primärenergieeinsatz im Energiesystem Deutschland erheblichen Veränderungen unterworfen. Lag er auf dem Gebiet der alten Bundesländer 1950 noch bei rund 3,97 EJ, stieg er 1960 auf 6,20 EJ und 1970 auf 9,87 EJ und damit im Verlauf dieser zwei Jahrzehnte um rund das Zweieinhalbfache. Infolge der beiden Ölpreiskrisen in 1973 und 1979/80 kam es dann jedoch zu einem deutlichen Rückgang dieser Zuwachsraten. Mit 14,4 EJ lag der Primärenergieverbrauch 2004 in Deutschland (d. h. alte und neue Bundesländer) sogar geringfügig unterhalb des vergleichbaren Wertes des Jahres 1973 und nahm damit im Verlauf der letzten 20 Jahre einen vergleichsweise geringen Wert an. Unabhängig davon war aber seit 1990 der Verbrauch an Primärenergie relativ konstant und schwankte in Abhängigkeit u. a. der aktuellen konjunkturellen Gegebenheiten zwischen minimal 14,2 EJ 1994 und maximal 14,9 EJ 1990. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass auf der Gebietsfläche der alten Bundesländer der Primärenergieverbrauch von rund 11,1 EJ in 1973 auf etwas mehr als 12,0 EJ beispielsweise 1995 angestiegen und in den neuen Bundesländern im gleichen Zeitraum von 3,17 auf 2,12 EJ zurückgegangen ist. Damit wurde der Anstieg des Energieverbrauchs in den alten Ländern durch den Minderverbrauch infolge der Umstrukturierungsprozesse aufgrund der Wiedervereinigung in den neuen Ländern weitgehend ausgeglichen.

Dem Primärenergieverbrauch stand 2003 ein Endenergieverbrauch in Deutschland von 9,21 EJ gegenüber. Davon entfielen 4,6 % auf Stein- und Braunkohlen, 28,6 % auf Kraftstoffe, 1,1 bzw. 12,4 % auf schweres bzw. leichtes Heizöl, 27,7 % auf Brenngase, 19,4 % auf Strom und 3,6 % auf Fernwärme sowie 2,7 % auf sonstige Endenergieträger /1-7/. Unter letzteren werden u. a. Holz, Klärschlamm, Solarthermie und Müll, die als erneuerbar angesehen werden, zusammengefasst. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch nehmen sie jedoch nur einen gerin-

gen Anteil ein; sie haben damit derzeit nur eine geringe energiewirtschaftliche Relevanz.

Der Endenergieeinsatz im Energiesystem Deutschlands war – ähnlich dem Verbrauch an Primärenergie – im Verlauf der letzten vier Jahrzehnte erheblichen Veränderungen unterworfen. Er ist abgesehen von verschiedenen konjunkturell bedingten Einbrüchen zwischen 1950 und 1973 weitgehend kontinuierlich angestiegen. Dabei war dieser Zeitraum gekennzeichnet durch einen Energieträgermix, der sich weg von der Kohle als Endenergieträger hin zum Öl entwickelt hat. Seit der ersten Ölpreiskrise 1973 haben sich dann nur noch geringere Veränderungen ergeben. Der Verbrauch an Kohle ist jedoch weiter zurückgegangen. Außerdem war der Verbrauch an schwerem und leichtem Heizöl im Durchschnitt der letzten zwei Jahrzehnte rückläufig. Umgekehrt hat der Kraftstoffverbrauch deutlich zugenommen. Dies gilt auch für den Gas- und Stromeinsatz zur Endenergienachfragedeckung.

Das Endenergieaufkommen wurde 2003 zu jeweils rund 25 bis 30 % von der Industrie, dem Verkehr und den Haushalten nachgefragt (Abb. 1.6). Zusätzlich entfiel ein Anteil von knapp 17 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) /1-7/.

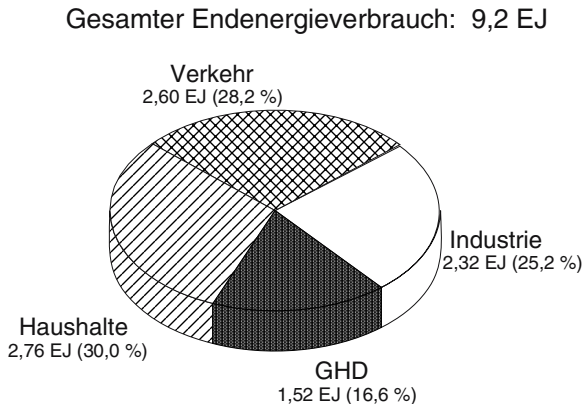


Abb. 1.6 Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen in Deutschland im Jahr 2003 (GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; Daten u. a. nach /1-7/)

Dieser Verbrauch an Endenergie wird im Wesentlichen für die Bereitstellung von mechanischer Energie, Raum- und Prozesswärme (einschließlich Warmwasser) sowie von Licht eingesetzt. Dabei dominiert insgesamt mit rund 25, 33 bzw. 40 % der Endenergieeinsatz für die Bereitstellung von Prozesswärme (einschließlich Warmwasser), Raumwärme bzw. mechanischer Energie. Im Wesentlichen erfolgt der Einsatz von Nutzenergie in den folgenden Sektoren.

- Die insgesamt eingesetzte Prozesswärme wird zu rund zwei Dritteln von der Industrie nachgefragt.

- Mechanische Energie kommt zu etwa drei Vierteln im Verkehrssektor und hier insbesondere für die Kraftbereitstellung in Personen- und Lastkraftwagen zum Einsatz.
- Die gesamte bereitgestellte Raumwärme wird zu etwas mehr als zwei Dritteln von den Haushalten nachgefragt.

Für die Bereitstellung von Licht bzw. Information und Kommunikation werden zusätzlich jeweils rund 2 % der Endenergieeinsatzes benötigt /1-7/.

Verbrauch an elektrischer Energie. Die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland lag im Jahr 2004 bei etwa 606 TWh (brutto) bzw. 600 TWh (netto; d. h. unter Berücksichtigung des Import/Export-Saldos) /1-22/. Dabei resultierten 4,5 % aus Wasserkraft, 4,1 % aus Windenergie, 22,8 % aus Steinkohle und 26,1 % aus Braunkohle, 27,5 % aus Kernenergie, 10,2 % aus Erdgas und die restlichen 4,8 % aus Heizöl, Müll und sonstigen Energieträgern. Mit Ausnahme der Wasserkraft und der Windenergie – und in einem zunehmendem Maße auch der Biomasse – tragen damit erneuerbare Energien bisher kaum in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung zur Bereitstellung elektrischer Energie in Deutschland bei.

Dieses Aufkommen an elektrischer Energie war in den letzten vier Jahrzehnten starken Veränderungen unterworfen. Beispielsweise kam es zwischen 1950 und 1995 fast zu einer Vervierzehnfachung der Brutto-Erzeugung der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in den alten Ländern. Gleichzeitig veränderte sich auch der Erzeugungsmix. Beispielsweise stammte 1950 in den alten Ländern jeweils rund ein Viertel der Brutto-Erzeugung der öffentlichen Versorgung aus Wasserkraft- und Braunkohlekraftwerken und knapp die Hälfte aus mit Steinkohle gefeuerten Kraftwerken. Beispielsweise lag 1995 dagegen der Anteil der Wasserkraft (d. h. Erzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie aus Pumpspeicherkraftwerken) an der Brutto-Erzeugung der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern bei 5,0 %, der der Braun- bzw. Steinkohlen bei 20,2 bzw. 29,6 %, der der Kernenergie bei 38,4 % und der des Erdgases bei 4,7 %. Absolut gesehen wurde damit dieser Verbrauchsanstieg an elektrischer Energie in den alten Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland im Wesentlichen zunächst aus Stein- und Braunkohlen und später zunehmend aus der Kernenergie gedeckt.

Unter Berücksichtigung des Kraftwerkseigenverbrauchs, des Pumpstromverbrauchs und der Übertragungsverluste ermittelt sich daraus eine Verwendung an elektrischer Energie beim Endverbraucher in Deutschland von 497,2 TWh im Jahr 2003 /1-23/.

Von diesem Inlandsverbrauch wurden etwa 44 % von der Industrie nachgefragt. Weitere 3 bis 4 % wurden im Verkehrssektor verbraucht. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) trugen mit etwa 25 bis 26 % zum Gesamtinlandsverbrauch bei. In den Haushalten wurde zwischen 27 und 28 % der bereitgestellten elektrischen Energie verbraucht /1-22/.

Diese elektrische Energie wurde mit 7 % zur Raumwärmebereitstellung, mit ca. 8 % zur Warmwasserbereitung, mit etwa 19 % zur Bereitstellung sonstiger Pro-

zesswärme, mit rund 10 % zur Lichtbereitstellung und mit ca. 56 % zur Bereitstellung mechanischer Energie verwendet. Damit wird mehr als die Hälfte der in Deutschland eingesetzten elektrischen Energie für die Bereitstellung von mechanischer Energie verwendet.

1.2 Nutzungsmöglichkeiten regenerativer Energien

Die Bereitstellung von End- bzw. Nutzenergie aus regenerativer Energie ist möglich auf der Basis von Energieströmen, die durch die Planetengravitation und -bewegung, durch die in der Erde gespeicherte bzw. freigesetzte Wärme (d. h. geothermische Energie) und insbesondere durch die von der Sonne eingestrahlte Energie (d. h. Solarstrahlung) hervorgerufen werden (Kapitel 2.1). Daraus resultiert eine sehr große Bandbreite des regenerativen Energieangebots u. a. hinsichtlich der Energiedichte, der Variationen des Energieangebots und der daraus gewinnbaren Sekundär- oder Endenergieträger bzw. der bereitstellbaren Endenergie. Entsprechend muss jede Option zur Nutzbarmachung dieser regenerativen Energieströme bzw. -träger an die entsprechende Charakteristik des jeweiligen Energieangebots angepasst sein; daraus resultiert die erhebliche Variationsbreite dessen, was an Nutzungstechniken gegenwärtig und u. U. zukünftig verfügbar bzw. möglich ist.

Im Folgenden werden diese verschiedenen Quellen des regenerativen Energieangebots eingeordnet. Dann wird diskutiert, welche daraus resultierenden Optionen zur Nutzung dieses Energieangebots im Rahmen dieses Buches näher betrachtet werden.

1.2.1 Erneuerbare Energien

Aus den drei Quellen des regenerativen Energieangebots werden durch verschiedene natürliche Umwandlungen innerhalb der Erdatmosphäre eine ganze Reihe sehr unterschiedlicher weiterer Energieströme bzw. auch Energieträger hervorgerufen. So stellen beispielsweise die Windenergie und die Wasserkraft wie auch die Meeresströmungsenergie (jeweils Energieströme) und die Biomasse (als Energieträger; d. h. gespeicherte Sonnenenergie) im Wesentlichen eine umgewandelte Form der Sonnenenergie dar (Abb. 1.7).

Die aus diesen Quellen direkt oder indirekt resultierenden und auf der Erde vorkommenden Energieströme unterscheiden sich erheblich z. B. im Hinblick auf die Energiedichte oder bezüglich der räumlichen und zeitlichen Angebotsvariationen. Da sich die folgenden Ausführungen auf die wesentlichen Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots beschränken, werden auch nur die Energieströme bzw. die zugehörigen Wandlungstechniken näher diskutiert, die in bzw. für Deutschland bzw. Mitteleuropa auch genutzt werden könnten. Dazu zählen primär

- die solare Strahlung,
- die Windenergie,
- die Wasserkraft,
- die photosynthetisch fixierte Energie und
- die Erdwärme.

Diese Möglichkeiten sind durch sehr unterschiedliche Eigenschaften gekennzeichnet. Deshalb werden zunächst jeweils die physikalischen und chemischen Grundlagen der Entstehung des jeweiligen erneuerbaren Energiestroms diskutiert. Nach einem Exkurs über die jeweils gegebenen Möglichkeiten der Messung der entsprechenden diesen Energiestrom kennzeichnenden Größen vor Ort (z. B. durch ein Windanemometer, durch ein Strahlungsmessgerät) wird auf die räumlichen und zeitlichen Angebotsvariationen in Deutschland eingegangen.

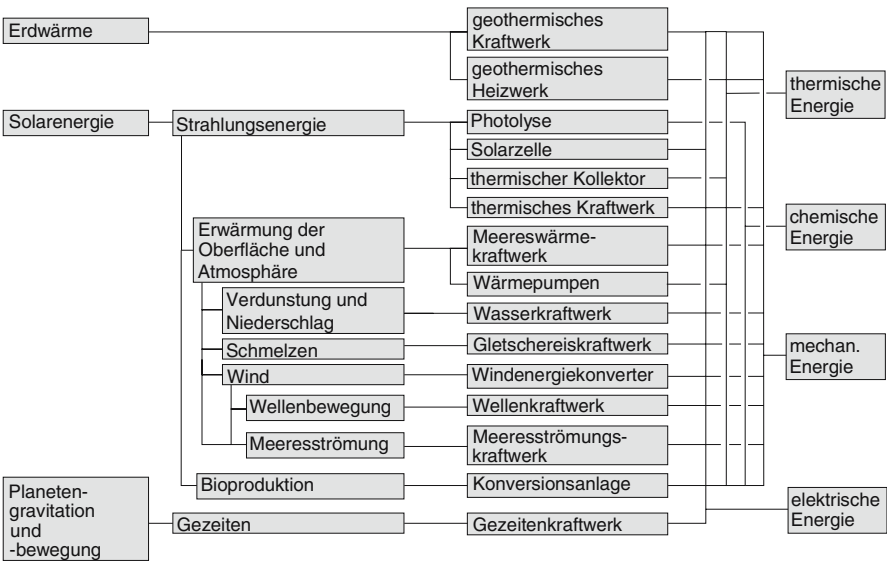


Abb. 1.7 Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots (nach /1-10/)

1.2.2 Untersuchte Möglichkeiten

Mit entsprechend angepassten Techniken können die einzelnen Energieströme bzw. Energieträger für den Menschen nutzbar gemacht und jeweils in einen Sekundär- oder Endenergieträger bzw. in Nutzenergie umgewandelt werden. Dabei variieren derzeit sowohl die entsprechenden Nutzungstechniken als auch deren Entwicklungsstand und die gegebenen Perspektiven erheblich. Auch sind nicht alle Möglichkeiten überall bzw. unter allen gegebenen Rand- und Rahmenbedingungen

technisch sinnvoll einsetzbar. Oft ist deshalb eine Nutzung regenerativer Energien nur für eine sehr begrenzte Anzahl von Möglichkeiten sinnvoll; auch nur diese aus gegenwärtiger Sicht vielversprechenden Optionen werden bei den folgenden Ausführungen näher betrachtet. Dazu zählen

- die solare Wärmebereitstellung mit passiven Systemen (d. h. Solararchitektur),
- die solarthermische Wärmebereitstellung mit aktiven Systemen (d. h. solarthermische Kollektorsysteme),
- die solarthermische Strombereitstellung (d. h. Turm-Solkraftwerke, Farm-Solkraftwerke, Dish/Stirling- und Dish/Brayton-Anlagen, Aufwindkraftwerke, Solarteichkraftwerke),
- die photovoltaische Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Energie (d. h. Photovoltaiksysteme),
- die Nutzung der Windenergie zur Stromerzeugung (d. h. Windkraftanlagen),
- die Stromerzeugung aus Wasserkraft zur Bereitstellung elektrischer Energie (d. h. Wasserkraftanlagen),
- die Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme zur Wärmebereitstellung (d. h. Nutzung der niederthermalen Wärme mit Hilfe von Wärmepumpen),
- die Nutzung der unterschiedlichen Vorkommensmodifikationen geothermischer Energie aus dem tiefen Untergrund zur Wärme und/oder Stromerzeugung (d. h. Nutzung hydrothermalen Vorkommen, Nutzung der Wärme des tiefen Untergrunds mit Hilfe tiefer Sonden, Nutzung heißer Gesteinsschichten im tiefen Untergrund zur Stromerzeugung) und
- die Nutzung der photosynthetisch fixierten Energie zur Wärme-, Strom- und Kraft(stoff)bereitstellung (d. h. Energiebereitstellung aus der Basis von Biomasse).

Mit Ausnahme der Nutzung der Biomasse werden alle diese Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots bei den folgenden Ausführungen ausführlich dargestellt und diskutiert. Zusätzlich wird im Rahmen eines Exkurses auf ausgewählte Optionen einer Nutzung der Energien des Meeres (u. a. Meereswärmeenergie, Gezeitenenergie, Meeresströmungsenergie) eingegangen. Auch werden die Möglichkeiten der Biomassennutzung und damit der photosynthetisch fixierten Energie kursorisch im Anhang überblicksartig dargestellt; eine detailliertere und umfassende Beschreibung der Möglichkeiten einer energetischen Nutzung von organischen Stoffen findet sich in /1-9/.

1.3 Aufbau und Vorgehen

Aufgrund dieser Vielzahl unterschiedlichster Möglichkeiten zur Nutzung der Quellen des regenerativen Energieangebots zur Deckung der End- bzw. Nutzenergienachfrage ist eine vergleichbare Darstellung der verschiedenen Techniken problematisch. Die Vorgehensweise bei der Darstellung der unterschiedlichen Nutzungstechniken muss daher entsprechend flexibel gehandhabt werden. Deshalb wird im

Folgendes das grundsätzlich diesem Buch zugrunde liegende Vorgehen dargestellt. Außerdem werden wesentliche Begriffe definiert, die den entsprechenden Betrachtungen zugrunde liegen.

1.3.1 Physikalische Grundlagen

Für die Möglichkeiten und Grenzen einer Technik zur Nutzbarmachung des regenerativen Energieangebots sind die jeweiligen physikalisch-technischen Zusammenhänge der Energiewandlung bestimmend. Sie werden deshalb für die betrachteten Nutzungsmöglichkeiten dargestellt und entsprechend diskutiert. Soweit möglich, werden dazu u. a. die theoretisch maximalen bzw. technisch derzeit erreichbaren Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade und die technische Verfügbarkeit angegeben. Diese Größen werden nachfolgend definiert.

- Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad ist definiert als das Verhältnis zwischen der abgegebenen Nutzleistung und der dabei eingesetzten Leistung. Er hängt von dem jeweiligen Betriebszustand einer Anlage und einer Reihe weiterer Faktoren ab und schwankt über der Zeit (z. B. beim Heizkessel in Abhängigkeit u. a. von der Außentemperatur).
- Nutzungsgrad. Der Nutzungsgrad ist festgelegt als der Quotient aus der in einem bestimmten Zeitraum (z. B. ein Jahr) nutzbar abgegebenen Energie und der gesamten zugeführten Energie. Die betrachteten Zeiträume können u. a. Pausen, Leerlauf-, Anfah- und Abfahrzeiten mit einschließen. Der Nutzungsgrad ist deshalb im Regelfall kleiner als der für Konversionsanlagen oft angegebene Wirkungsgrad im Auslegungspunkt.
- Technische Verfügbarkeit. Die technische Verfügbarkeit beschreibt den Anteil des Betrachtungszeitraumes, innerhalb dessen eine Anlage auch tatsächlich für den jeweiligen Bestimmungszweck zur Verfügung steht; hier wird damit die Zeit berücksichtigt, in der eine Anlage störungsbedingt nicht verfügbar ist.

1.3.2 Systemtechnische Beschreibung

Das regenerative Energieangebot, dessen physikalische Grundlagen zunächst beschrieben werden (Kapitel 2), kann mit Hilfe entsprechender Techniken in Sekundär- oder Endenergieträger oder ggf. direkt in Nutzenergie umgewandelt werden. Die dazu im jeweiligen Einzelfall zum Einsatz kommenden Techniken und Verfahren werden in den entsprechenden Kapiteln beschrieben; dabei wird der derzeitige Stand der Technik zugrunde gelegt und von den momentan vorliegenden Gegebenheiten ausgegangen.

Zunächst werden die einzelnen Systemkomponenten der jeweiligen Nutzungstechnik diskutiert und anschließend wird ihr systemtechnisches Zusammenspiel dargestellt; dazu zählen u. a. die Leistungskennlinie, der Energiefluss und die jeweils gegebenen Verluste im Verlauf der gesamten Bereitstellung- bzw. Umwand-

lungskette. Außerdem werden jeweils weitere mit der entsprechenden Technik zusammenhängende Aspekte diskutiert.

1.3.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Für eine ökonomische und ökologische Bewertung der jeweiligen Nutzungstechniken werden exemplarisch ausgewählte Referenzanlagen untersucht. Die entsprechenden Begriffe bzw. die Festlegungen und die Vorgehensweise, die der Erstellung der ökonomischen und ökologischen Bilanzen zugrunde liegen, werden im Folgenden definiert.

Definition von Referenzanlagen. Ausgehend vom gegenwärtigen Marktspektrum werden – auf der Basis des derzeitigen Standes der Technik – entsprechende Referenzanlagen festgelegt. Sie werden dargestellt und diskutiert. Dabei ist zu unterscheiden zwischen einer Wärme- und einer Strombereitstellung. Für die Optionen zur Wärmebereitstellung werden dazu Versorgungsaufgaben definiert, da es keine überregionalen Verteilnetze von Wärme gibt und die Wärmebereitstellung immer im Kontext mit der sicheren Versorgung eines Verbrauchers gesehen werden muss. Zusätzlich wird das jeweilige regenerative Energieangebot, das mit den festgelegten Referenzanlagen genutzt werden kann, definiert. Diese für die gegenwärtigen Gegebenheiten in Deutschland typischen Anlagen dienen dann als Basis für die eigentliche ökonomische und ökologische Analyse.

Wärmebereitstellung. Als Versorgungsaufgaben im Bereich der Wärmebereitstellung werden drei unterschiedliche Einfamilienhäuser (EFH) mit einer verschiedenartigen Wärmenachfrage, ein Mehrfamilienhaus (MFH) sowie drei Nahwärmenetze (NW) unterschiedlicher Größe betrachtet. Diese Versorgungsaufgaben sind entsprechend Tabelle 1.1 durch eine Wärmenachfrage für Trinkwarmwasser und Raumheizung (EFH und MFH) bzw. den entsprechenden Gesamtwärmebedarf (NW) gekennzeichnet. Die untersuchten Einfamilienhäuser entsprechen dabei Gebäuden mit dem Wärmebedarf eines Niedrigenergiehauses (EFH-I), eines nach dem heutigen Wärmedämmstandard errichteten Gebäudes (EFH-II) sowie einem bestehenden Einfamilienhaus mit durchschnittlicher Wärmedämmung (EFH-III). Das Mehrfamilienhaus entspricht einem Gebäude mit etwa 15 Wohneinheiten, das nach dem heutigen Wärmedämmstandard errichtet wurde.

Als Systemgrenzen für die ökonomischen und ökologischen Untersuchungen dienen die jeweiligen Einspeisestellen in das Hausverteilungsnetz für Trinkwarmwasser (z. B. Ausgang Speicher) bzw. Raumheizung (z. B. Ausgang Heizkessel). Nicht berücksichtigt werden damit die Verluste der Wärmeverteilung in den jeweiligen Gebäuden sowie der Stromverbrauch der Heizungsumwälzpumpen und der ggf. vorhandenen Trinkwarmwasser-Zirkulationspumpen; diese Systemelemente werden für alle betrachteten Techniken auf der Basis fossiler und regenerativer Energien als gleich unterstellt. Unter diesen Randbedingungen ist ein direkter Vergleich der erarbeiteten Ergebnisse möglich.

Tabelle 1.1 Versorgungsaufgaben für eine Wärmebereitstellung

System	Kleinanlagen				Großanlagen		
	EFH-I ^a	EFH-II ^b	EFH-III ^c	MFH	NW-I	NW-II	NW-III
Trinkwarmwassernachfrage in GJ/a	10,7	10,7	10,7	64,1	8 000	26 000	52 000
Heizwärmernachfrage ^d in GJ/a	22	45	108	432			
Gebäude-/Ges.heizlast ^e in kW	5	8	18	60	1 000	3 600	7 200

^a entspricht Niedrigenergiebauweise; ^b entspricht heutigem Wärmedämmstandard; ^c entspricht Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^d ohne Verluste des Heizkessels und Trinkwarmwasserspeichers bzw. der Wärmeverteilung (Nahwärmenetz und Hausstationen); ^e bei Nahwärmenetz aller angeschlossenen Verbraucher.

Bei den untersuchten Nahwärmesystemen handelt es sich um drei Systeme für eine ausschließliche Wärmeversorgung von Wohngebäuden bzw. Gebäuden mit einer von Haushaltskunden vergleichbaren Abnehmerstruktur. Die energetischen Kenndaten der entsprechenden Wärmeverteilnetze sind in Tabelle 1.2 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass es durch die Verteilnetze zu Übertragungsverlusten kommt. Dadurch und durch die Verluste an den Hausübergabestationen und am Warmwasserspeicher in den zu versorgenden Gebäuden ist die vom Heizwerk bereitzustellende Wärme (d. h. Wärme frei Heizwerk) größer als die Summe der Wärmenachfrage aller angeschlossenen Verbraucher. Bei einem durchschnittlichen Nutzungsgrad des Wärmeverteilnetzes von 85 % sowie der Hausübergabestationen/Warmwasserbereitung von 95 % liegt diese vom Heizwerk bereitzustellende Wärme bei 9 900 (NW-I), 32 200 (NW-II) sowie 64 400 GJ/a (NW-III).

Tabelle 1.2 Energetische Kenndaten der untersuchten Nahwärmenetze

System		NW-I	NW-II	NW-III
Wärmenachfrage ^a	in GJ/a	8 000	26 000	52 000
Wärme ab Heizwerk ^b	in GJ/a	9 900	32 200	64 400
Nutzungsgrad Wärmeverteilnetz ^c	in %	0,85	0,85	0,85
Nutzungsgrad Übergabestation ^d	in %	0,95	0,95	0,95

^a alle angeschlossenen Abnehmer; ^b unter Berücksichtigung der Verluste des Wärmenetzes und der Hausübergabestationen; ^c durchschnittlicher Wert für das Gesamtjahr; ^d durchschnittlicher Nutzungsgrad aller angeschlossenen Verbraucher (Warmwasser 80 %, Raumheizung 98 %).

Strombereitstellung. Bei den Systemen zur Strombereitstellung wird keine Versorgungsaufgabe definiert. Hier wird als Systemgrenze die Einspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung unterstellt. Damit bleiben Aspekte einer möglicherweise notwendigen Netzverstärkung und ggf. anzudenkenden Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark außerhalb der Betrachtung. Auch Fragen der Kapazitätseffekte liegen damit außerhalb der hier angestellten Untersuchungen.

Ökonomische Analyse. Eine wesentliche Kenngröße jeder Möglichkeit zur Energiebereitstellung stellen die Kosten dar. Sie werden deshalb jeweils detailliert erhoben. Dazu wird zunächst auf die Investitionen für die einzelnen Systemkomponenten der Nutzungstechnik bzw. den gesamten Investitionsaufwand eingegangen; diese Größen werden für die derzeit vorliegenden Gegebenheiten in Deutschland diskutiert.

Bei der Berechnung der spezifischen Energiebereitstellungskosten der verschiedenen betrachteten Energiebereitstellungsoptionen wird immer eine reale Rechnung im Geldwert des Jahres 2004 durchgeführt; d. h. es werden inflationsbereinigte Kosten ermittelt. Dabei wird von einer realen – also um die Inflationsrate bereinigten – Diskontrate i in Höhe von 0,045 (d. h. 4,5 %) ausgegangen. Grundsätzlich werden die volkswirtschaftlichen Kosten angegeben; d. h. die Anlagen werden über die technische Lebensdauer L der jeweiligen Anlage bzw. der jeweiligen Anlagenkomponente abgeschrieben, die je nach Technik bzw. Systemkomponente unterschiedlich sein kann. Damit bleiben Steuern (z. B. Mehrwertsteuer), Subventionen (z. B. Zuschüsse im Rahmen von Markteinführungsprogrammen, verbilligte Kredite) oder steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten unberücksichtigt. Dabei wird immer eine annuitätische Berechnung der jährlich anfallenden Aufwendungen aus den anfänglichen Gesamtinvestitionen realisiert. Ausgehend von einem Investitionsgesamtaufwand I_{ges} errechnet sich demnach der im Laufe der technischen Lebensdauer jährlich anfallende Anteil I_j nach Gleichung (1.1) (u. a. $/1-10/$).

$$I_j = I_{ges} \frac{i(I+i)^L}{(I+i)^L - I} \quad (1.1)$$

Ausgehend von diesem jährlich im Verlauf der technischen Lebensdauer gegebenen Investitionskostenanteil errechnen sich mit den jeweils zusätzlich anfallenden variablen Kosten (u. a. Wartung, Betrieb) die gesamten Jahreskosten. Daraus ergeben sich mit der im Verlauf der technischen Lebensdauer bereitgestellten mittleren jährlichen Energie frei Anlagenausgang (z. B. ins Netz eingespeiste elektrische Energie einer Windkraftanlage, ins Hausversorgungssystem eingespeiste Wärmeenergie einer Wärmepumpe zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme) die spezifischen Energiebereitstellungskosten (d. h. Stromgestehungskosten in €/kWh, Wärmegestehungskosten in €/GJ).

Diese hier realisierte Betrachtungsweise mit konstanten Geldwerten führt zu niedrigeren, da inflationsbereinigten Kosten als die oft übliche Rechnung mit nominalen Werten; Rangfolge und Relation der Kosten verschiedener Alternativen verändern sich dadurch aber nicht. Das Rechnen mit realen Kosten hat jedoch den Vorteil, dass die Ergebnisse in einem bekannten Geldwert vorliegen, nämlich in diesem Fall dem des Jahres 2004.

Auch können die im Folgenden ausgewiesenen Energiegestehungskosten von den Ergebnissen anderer Untersuchungen und Analysen aufgrund unterschiedlicher finanzmathematischer Rahmenannahmen bzw. Kostenrechnungsverfahren oder aufgrund der Berücksichtigung möglicher externer Effekte z. T. erheblich abweichen. Die angegebenen Kosten sollten deshalb nur als durchschnittliche Größenordnung verstanden werden, durch die die gesamte Volkswirtschaft belastet würde. Im konkreten Einzelfall können durchaus z. T. größere Abweichungen von diesen Angaben sowohl zu niedrigeren als auch zu höheren Werten auftreten.

Soweit es sich um Optionen primär zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien handelt, werden die spezifischen Stromgestehungskosten ermittelt und angegeben. Ansonsten werden im Regelfall die Wärmegestehungskosten frei Anlage berechnet und diskutiert.

Ökologische Analyse. In den energiewirtschaftlichen Diskussionen spielen die Umwelteffekte, die aus der Nutzung einer Energieform resultieren, eine große Rolle. Deshalb werden jeweils auch ausgewählte Umweltaspekte diskutiert, die mit einer Energiebereitstellung aus den untersuchten Optionen zur Nutzung regenerativer Energien verbunden sind. Dabei wird unterschieden zwischen

- Umwelteffekten, die mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse quantifizierbar sind (hier werden neben den Umwelteffekten infolge der eigentlichen Konversionsanlage auch die der Anlagenerrichtung und -entsorgung sowie der jeweils vorgelagerten Prozesse (u. a. Stahlherstellung, Strombereitstellung, Bereitstellung der benötigten Treib- und Brennstoffe auf der Basis fossiler Energieträger) berücksichtigt) und
- weiteren Umwelteffekten, die verbal-argumentativ diskutiert werden, da sie sich einer Lebenszyklusbetrachtung grundsätzlich entziehen; solche weiteren Umwelteffekte sind z. B. der visuelle Einfluss einer Windkraftanlage auf das Erscheinungsbild der Landschaft.

Lebenszyklusanalyse. Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien sind i. Allg. mit relativ geringen Umwelteffekten beim Anlagenbetrieb verbunden. Aber beim Bau der Konversionsanlagen werden Energieträger verbraucht und Emissionen freigesetzt. Diese vorgelagerte Umweltinanspruchnahme ist aufgrund der im Vergleich zu fossilen Energieträgern niedrigen Energiedichte der erneuerbaren Energien meist größer als bei fossilen Energien.

Für eine umfassende Analyse der ökologischen Auswirkungen durch eine Nutzung von erneuerbaren Energien sind deshalb die Emissionen und der Energieverbrauch über den gesamten Lebensweg der Energiegewinnung, inklusive der Errichtung und des Rückbaus der Anlagen und der benötigten Transportprozesse, zu berücksichtigen. Dies erfolgt hier mit Hilfe einer Lebenszyklusanalyse (Ökobilanz) /1-23/. Die Lebenszyklusanalyse kann sowohl mit der Prozesskettenanalyse als auch mit der Input-Output-Analyse ermittelt werden. Es kann aber auch eine Hybridmethode zum Einsatz kommen, durch die diese beiden Verfahren sinnvoll kombiniert werden können.

Bei der Prozesskettenanalyse wird ein beliebig komplexes (Energiebereitstellungs-)System (z. B. Wärme aus oberflächennaher Erdwärme, Strom aus Windkraftanlagen) in endlich viele, überschaubare Teilsysteme (Prozesse) zerlegt. Solche Prozesse zeichnen sich durch Zustandsänderungen aus: Eingangsgrößen werden innerhalb eines Prozesses in Ausgangsgrößen umgewandelt. Im engeren Sinne werden unter derartigen Ein- und Ausgangsgrößen die Energie- und Stoffströme verstanden, die für jeden Prozess bestimmt werden können. Prinzipiell ist mit einer derartigen Prozesskettenanalyse eine sehr hohe Genauigkeit der Bilanzierung er-

reichbar, die von der Verfügbarkeit der Daten, den Kenntnissen über (Zwischen-) Produkte und Prozesse sowie der Analysetiefe abhängt. Dementsprechend ist die Prozesskettenanalyse sehr arbeitsaufwändig (u. a. /1-11/, /1-12/).

Die Input-Output-Analyse erlaubt es ebenfalls, die einem Produkt (z. B. Wärme aus hydrothermalen Erdwärme, Strom aus Photovoltaikanlagen) ursächlich anzulastenden Stoff- und Energieströme zu ermitteln. Grundlage ist eine Input-Output-Tabelle, in der die volkswirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb eines bestimmten Zeitraumes (i. Allg. ein Jahr) in aggregierter Form zusammengestellt sind. Solche Tabellen unterscheiden zwischen verschiedenen Produktionsbereichen, deren Produktionswerte in der Regel in monetären Einheiten angegeben werden. Mit der Input-Output-Analyse lassen sich nun aus diesen Verknüpfungen die Produktionswerte aller Produktionsbereiche für einen gewünschten Output ermitteln (z. B. Wärme aus Umgebungsluft, Strom aus Wasserkraft). Aus diesen kumulierten Produktionswerten können dann die gewünschten Stoff- und Energieströme ermittelt werden. Da Input-Output-Tabellen alle wirtschaftlichen Aktivitäten und damit Verflechtungen einer Volkswirtschaft enthalten, werden damit prinzipiell alle Vorgänge zur Herstellung eines bestimmten Produktes berücksichtigt. Dabei stellen aber die unterschiedenen Produktionsbereiche eine Mittelung über eine Vielzahl (weitgehend unbekannter) technischer Prozesse dar.

Um die Vorteile beider Verfahren im Rahmen eines Hybridansatzes auszunutzen, kommt im Wesentlichen die Prozesskettenanalyse aufgrund der damit erzielbaren deutlich höheren Genauigkeit zur Anwendung. Zusätzliche Aufwendungen, die aus methodischen Gründen oder aufgrund eines zu hohen Arbeitsaufwandes damit nicht erfasst werden können (z. B. Energieaufwand für die Beheizung des Büros des eine Windkraftanlage planenden Ingenieurs), werden mit der Input-Output-Analyse erhoben. Dabei sollte der Anteil am Gesamtergebnis einer Bilanz, der mit der Input-Output-Analyse bestimmt wird, klein sein im Vergleich zu dem Anteil, der auf der Basis der Prozesskettenanalyse ermittelt wird /1-13/.

Die Ergebnisse derartiger Bilanzen können durch unterschiedliche Umweltkenngrößen zusammengefasst werden. Nachfolgend werden die hier exemplarisch ausgewiesenen Größen definiert, die typische derzeit in der Energie- und Umweltpolitik diskutierte Umweltaspekte beschreiben.

- Der Energieaufwand an erschöpflichen Energieträgern (d. h. Erdöl, Erdgas, Steinkohlen, Braunkohlen, Uran) für die Deckung einer gegebenen Energienachfrage, bei der alle Energieströme von der Quelle bis zur Senke bilanziert werden, kann unter dem Aspekt „Verbrauch erschöpflicher Energieträger“ bezogen auf die bereitgestellte End- bzw. Nutzenergie zusammengefasst werden. Die unterschiedlichen fossilen Energieträger werden dabei über ihren (unteren) Heizwert aggregiert. Strom aus Kernkraftwerken wird über einen Wirkungsgrad von 33 % in Primärenergie umgerechnet.
- Eine Möglichkeit zur Energienachfragedeckung kann aus Sicht der verursachten Umwelteffekte auch durch die damit im Verlauf des gesamten Lebensweges freigesetzten Stoffe beschrieben werden. Von der Vielzahl möglicher Emissionen in

Boden, Wasser und Luft werden hier jedoch nur einige wenige luftgetragene Stofffreisetzungen mit klimarelevanter, versauernder sowie human- und/oder ökotoxischer Wirkung betrachtet /1-14/.

- Viele Spurengase, die bei Energiewandlungsprozessen freigesetzt werden, wirken toxisch auf den Menschen und/oder die natürliche Umwelt. Exemplarisch dafür werden hier Schwefeldioxid (SO_2) und Stickstoffoxide (NO_x) separat und unaggregiert betrachtet.
- Klimawirksame Spurengasfreisetzungen, die zum anthropogen verursachten (zusätzlichen) Treibhauseffekt beitragen können, lassen sich zusammenfassen entsprechend der Klimawirksamkeit der Einzelsubstanzen relativ zu einer Referenzsubstanz (CO_2). Hier wird die gewichtete Summe aus Kohlenstoffdioxid (CO_2 ; 1 kg CO_2 -Äquivalente/kg CO_2), Methan (CH_4 ; 21 kg CO_2 -Äquivalente/kg CH_4) und Distickstoffoxid (N_2O ; 310 kg CO_2 -Äquivalente/kg N_2O) bei einem Bezugszeitraum von einhundert Jahren in Form von CO_2 -Äquivalenten angegeben.
- Gase mit Säurebildungspotenzial wirken versauernd auf Böden und Gewässer und damit u. a. auf terrestrische Ökosysteme. Stofffreisetzungen mit derartigen Eigenschaften können – gewichtet mit ihrem jeweiligen Versauerungspotenzial – zu SO_2 -Äquivalenten zusammengefasst werden; hier werden Schwefeldioxid (SO_2 ; 1 kg SO_2 -Äquivalente/kg SO_2) als Referenzsubstanz, Stickstoffoxid (NO_x ; 0,7 kg SO_2 -Äquivalente/kg NO_x), Ammoniak (NH_3 ; 1,88 kg SO_2 -Äquivalente/kg NH_3) und Chlorwasserstoff (HCl ; 0,88 kg SO_2 -Äquivalente/kg HCl) betrachtet.

Weitere Umwelteffekte. Zusätzlich zu den im Rahmen von Lebenszyklusbilanzen erfassbaren Umweltkenngößen kommen beim Betrieb von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien weitere Umwelteffekte zum Tragen. Deshalb werden verbal-argumentativ auch die ausschließlich mit dem Anlagenbetrieb verbundenen Umwelteffekte, welche die Umweltauswirkungen vor Ort bestimmen, diskutiert. Hier wird unterschieden zwischen den Umweltauswirkungen von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien bei der Herstellung, im Normalbetrieb sowie infolge von Schadens- oder Störfällen und bei Betriebsende.

1.3.4 Potenziale und Nutzung

Zusätzlich werden die Potenziale und die Nutzung des regenerativen Energieangebots diskutiert.

Potenziale. Die Möglichkeiten des regenerativen Energieangebots zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland werden ganz wesentlich von den verfügbaren Energiepotenzialen bestimmt. Unterschieden werden kann zwischen den theoretischen, den technischen, den wirtschaftlichen und den erschließbaren Potenzialen (Abb. 1.8) (u. a. /1-15/, /1-16/). Sie werden im Folgenden definiert.

Da die wirtschaftlichen und insbesondere die erschließbaren Potenziale erheblich von den sich i. Allg. schnell ändernden energiewirtschaftlichen und –politischen Randbedingungen abhängig sind, wird auf diese Potenziale bei den folgenden Ausführungen zu den jeweiligen Optionen zur Nutzung regenerativer Energien nicht eingegangen; es werden ausschließlich die theoretischen sowie unterschiedliche technische Potenziale diskutiert.

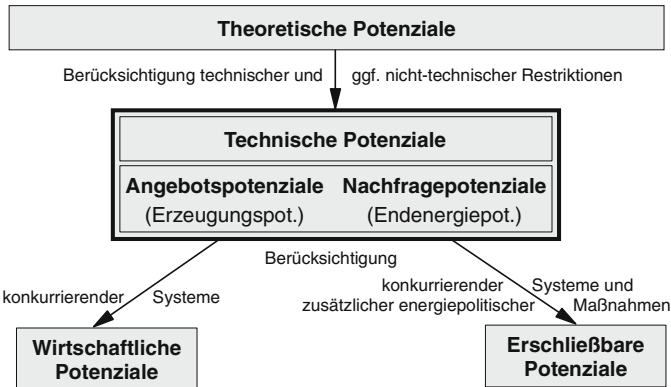


Abb. 1.8 Abgrenzung der unterschiedlichen Potenzialbegriffe (nach /1-16/)

Theoretisches Potenzial. Das theoretische Potenzial einer regenerativen Energie beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z. B. die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie innerhalb eines Jahres, die potenzielle Energie des in den Flüssen enthaltenen Wassers im Jahresverlauf, die kinetische Energie des Windes im Jahresverlauf, die in oberflächennahen Erdschichten gespeicherte Energie im Jahresverlauf). Bei den erneuerbaren Energien handelt es sich meist um jährlich stark fluktuierende Größen. Daher bezieht sich das theoretische Potential i. Allg. auf ein langjähriges Mittel des Energieangebots.

Das theoretische Potenzial markiert damit die Grenze des theoretisch realisierbaren Beitrags einer regenerativen Energie zur Energiebereitstellung. Wegen vorhandener unüberwindbarer technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann es meist nur zu sehr geringen Anteilen erschlossen werden. Ihm kommt deshalb zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit des erneuerbaren Energieangebots i. Allg. keine praktische Relevanz zu.

Technisches Potenzial. Das technische Potenzial regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden i. Allg. strukturelle und ökologische Restriktionen, gesetzliche Vorgaben und weitere nicht-technische Restriktionen berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten

Eingrenzungen – oft „unüberwindbar“ sind. Damit gibt es immer verschiedene technische Potenziale in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Technik. Es kann unterschieden werden hinsichtlich der Bezugsgröße für die Energie in

- technische Primärenergiepotenziale (z. B. die auf die Moduloberfläche auftreffende Solarstrahlung),
- technische Sekundärenergiepotenziale (z. B. die elektrische Energie am Ausgang einer Photovoltaikanlage),
- technische Endenergiepotenziale (z. B. elektrische Energie aus Photovoltaikanlagen beim Endverbraucher) und
- technische Nutzenergiepotenziale (z. B. Energie der heißen Luft aus dem Föhn, der mit elektrischer Energie aus einer Photovoltaikanlage betrieben wird).

Zusätzlich kann auch unterschieden werden zwischen den

- technischen Angebots- bzw. Erzeugungspotenzialen, welche die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer und struktureller angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie beinhalten (z. B. die solarthermisch bereitstellbare Wärme) und den
- technischen Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzialen, bei denen zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen berücksichtigt werden (z. B. die solarthermisch bereitstellbare Niedertemperaturwärme, die auch im Energiesystem Deutschlands genutzt werden kann).

Die Unterscheidung zwischen den Erzeugungs- und den Endenergiepotenzialen ist immer dann notwendig, wenn das regenerative Energieangebot die potenzielle Energienachfrage übersteigt (z. B. kann unter ausschließlicher Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen mit Hilfe solarthermischer Anlagen Wärme in Deutschland bereitgestellt werden, welche die Nachfrage nach Trinkwarmwasser mit Temperaturen unter 100 °C deutlich übersteigt).

Wirtschaftliches Potenzial. Unter dem wirtschaftlichen Potenzial einer Option zur Nutzung regenerativer Energien wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der im Kontext der gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich genutzt werden kann. Neben den Parametern, die auch das technische Potenzial beeinflussen, wird seine Bandbreite daneben sehr stark von den konventionellen Vergleichssystemen und den jeweiligen (fossilen) Energieträgerpreisen beeinflusst. Das wirtschaftliche Potenzial ist daher und aufgrund der Abhängigkeit des technischen Potenzials vom betrachteten Zeitpunkt auch zeitabhängig. Außerdem ist die Wirtschaftlichkeit selbst eine relative Größe, da sie von einer Reihe unterschiedlicher Parameter abhängig ist (u. a. Zinssatz, Abschreibedauer, Eigenkapitalanteil, geforderte Eigenkapitalverzinsung). Das wirtschaftliche Potenzial wird zusätzlich auch davon beeinflusst, aus welcher Sichtweise die Wirtschaftlichkeit jeweils bestimmt wird. Deshalb ist zwischen einem wirtschaftlichen Potenzial aus volks- und aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu unterscheiden.

Erschließbares Potenzial. Das erschließbare bzw. Erschließungspotenzial von Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien beschreibt den zu erwartenden

tatsächlichen Beitrag einer Option zur Nutzung regenerativer Energien zur Energieversorgung. Dieses erschließbare Potenzial ist in der Regel zumindest zeitweise geringer als das wirtschaftliche Potenzial; das wirtschaftliche Potenzial ist nämlich i. Allg. nicht sofort, sondern nur innerhalb eines längeren Zeitraums – infolge einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen – vollständig erschließbar. Dies liegt u. a. an den begrenzten Herstellkapazitäten, der Funktionsfähigkeit von vorhandenen, noch nicht abbeschriebenen Konkurrenzsystemen sowie einer Vielzahl weiterer Hemmnisse (z. B. mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen). Das Erschließungspotenzial kann aber auch größer als das wirtschaftliche Potenzial sein, wenn beispielsweise die betreffende Option zur Nutzung erneuerbarer Energien aufgrund administrativer oder sonstiger Maßnahmen subventioniert wird (z. B. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)).

Nutzung. Außerdem wird zur Abschätzung der noch gegebenen Möglichkeiten zur Nutzung des regenerativen Energieangebots jeweils die gegenwärtig in Deutschland gegebene Nutzung dargestellt. Soweit möglich und verfügbar wird auch diskutiert, wie sich die Nutzung der jeweiligen Option im Verlauf der letzten Jahre entwickelt hat (vgl. /1-16/). Damit kann abgeschätzt werden, welchen Beitrag die jeweilige regenerative Energie zur Deckung der Energienachfrage gegenwärtig bereits leistet und welcher Anteil des gegebenen technischen Potenzials schon genutzt ist.

1.4 Konventionelle Vergleichssysteme

Die hier betrachteten regenerativen Energien bzw. die zugehörigen Techniken können zur Wärme- und Strombereitstellung eingesetzt werden. Entsprechend substituieren sie Techniken bzw. Brennstoffe auf der Basis fossiler Primärenergieträger. Es ist damit sinnvoll, die hier betrachteten Optionen zur Nutzung regenerativer Energien im Vergleich zu den jeweils substituierbaren Optionen auf der Basis fossiler Energieträger zu bewerten.

Deshalb werden die hier zum Vergleich jeweils herangezogenen konventionellen Techniken zur Energiebereitstellung, wie sie derzeit zum Einsatz kommen, im Folgenden definiert und diskutiert. Zusätzlich werden Kennzahlen bereitgestellt, die einen Vergleich mit den Kenngrößen ermöglichen, die für die entsprechenden Optionen zur Nutzung des regenerativen Energieangebots erarbeitet und diskutiert werden.

1.4.1 Randbedingungen

Die Bereitstellung fossiler Energieträger frei Konversionsanlage (z. B. Kohlekraftwerk, Ölkessel) ist mit einem gewissen energetischen Aufwand und mit allen daraus resultierenden Umweltbelastungen verbunden.

Die Daten für die derzeit in Deutschland eingesetzten fossilen Energieträger können je nach regionalen Gegebenheiten und Herkunft der Brennstoffe stark variieren. Grundsätzlich ist jedoch die Bereitstellung jedes Energieträgers mit einem bestimmten Verbrauch mineralischer Ressourcen verbunden; er resultiert beispielsweise bei der Steinkohle u. a. aus der bergmännischen Gewinnung und beim Erdgas u. a. aus dem Transport in Pipelines. Für die fossile Energieträgerbereitstellung ist – je nach Brennstoff – ein Primärenergieaufwand zwischen 6 und 18 % des Heizwertes notwendig (u. a. nach /1-17/, /1-18/, /1-19/).

Mit diesem Energieaufwand sind auch entsprechende Umweltauswirkungen verbunden. Beispielsweise ist Steinkohle für den Einsatz in Kohlekraftwerken am Kraftwerksstandort bereits durch rund 11,2 t CO₂-Äquivalenten pro TJ Brennstoffenergie belastet; diese Emissionen an Klimagasen werden zum überwiegenden Teil durch die Freisetzung des in der Steinkohle gebundenen Methans und zu geringeren Anteilen durch den Transport verursacht. Auch die anderen fossilen Energieträger weisen entsprechende Vorbelastungen auf.

Neben den Energieträgern sind auch die für den Bau der jeweiligen Konversionsanlagen eingesetzten Materialien hinsichtlich des mit ihrer Bereitstellung verbundenen Energieeinsatzes und der damit zusammenhängenden Emissionen „vorbelastet“. Für einige der bilanzierten Stoffe zeigt dies exemplarisch Tabelle 1.3. Demnach ist beispielsweise die Kupfer- bzw. Aluminium-Bereitstellung unter Zugrundelegung eines Recyclinganteils von 56 bzw. 63 % mit einem energetischen Aufwand von 37 bzw. 108 GJ erschöpflicher Energie pro Tonne Material verbunden. Dieser Energieeinsatz für die Materialherstellung ist mit entsprechenden Stofffreisetzungen – und allen daraus resultierenden Umweltauswirkungen - verbunden. Diese liegen beispielsweise für Kupfer bzw. Aluminium bei 2,8 bzw. 7,6 t CO₂-Äquivalente und bei 146 bzw. 22 kg SO₂-Äquivalente jeweils pro Tonne bereitgestelltem Material.

Tabelle 1.3 Kenndaten der Prozessketten für die Bereitstellung von Materialaufwendungen (eigene Berechnungen u. a. nach /1-17/, /1-18/, /1-19/)

Material		Stahl	Kupfer	Aluminium	Beton
Recyclinganteil	in %	40	56	63	
Energie	in GJ/t	23,65	37,08	107,94	0,49
SO ₂	in kg/t	5,75	137,26	7,92	0,16
NO _x	in kg/t	3,35	5,65	7,89	0,33
CO ₂ -Äquivalente	in t/t	1,91	2,80	7,57	0,13
SO ₂ -Äquivalente	in kg/t	8,54	145,84	22,22	0,42

Von einigen Anlagen zur Wandlung des regenerativen Energieangebots wird während des Betriebs elektrische Energie benötigt. Im Regelfall wird dieser elektrische Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen. Hier wird deshalb in Anlehnung an die in Deutschland vorliegenden Gegebenheiten ein Stromerzeugungsmix aus mit fossilen Energieträgern gefeuerten Kraftwerken und aus Kernkraftwerken unterstellt, der durch einen durchschnittlichen Nutzungsgrad von der Primärenergie bis zur Endenergiebereitstellung frei Verbraucher von rund 33 %

gekennzeichnet ist. Dieser Stromerzeugungsmix ist derzeit beispielsweise durch Freisetzen an CO₂-Äquivalenten von 672,3 t/GWh, an SO₂-Äquivalenten von 2,326 t/GWh, an SO₂ von 0,577 t/GWh und an NO_x von 0,638 t/GWh gekennzeichnet. Bei der Bilanzierung von Produkten, zu deren Herstellung elektrische Energie benötigt wird, wird ebenfalls dieser Strommix zugrunde gelegt.

Auch die Energieträgerpreise stellen eine wesentliche Kenngröße dar, durch die das fossile Energieträgerangebot beschrieben werden kann. Diese Aufwendungen frei Verbraucher inklusive Verbrauchersteuern (z. B. Mineralölsteuer), aber ohne Mehrwertsteuer, zeigt Tabelle 1.4. Für Steinkohle bzw. Erdgas für den Kraftwerkseinsatz sind demnach gegenwärtig rund 1,7 bzw. 4,2 €/GJ vom Anlagenbetreiber aufzubringen. Im Vergleich dazu liegt das Preisniveau für Haushaltskunden höher. Trotz des starken Anstiegs der Öl- und Gaspreise in den Jahren 2004 und 2005 wird im Folgenden davon ausgegangen, dass sich die Preise zukünftig wieder auf das Maß von 2000 zurückbewegen werden. Erst ab 2010 wird die tatsächliche Verknappung einen nachhaltigen Anstieg der Energiepreise bewirken (nach /1-20/). Mit dieser Annahme sind die wirtschaftlichen Aussagen für die erneuerbaren Energieträger eher konservativ abgeschätzt.

Tabelle 1.4 Derzeitige Energiepreise für fossile Energieträger (für Haushalte einschließlich Mehrwertsteuer (MWSt.) im Mittel der letzten Jahre; u. a. nach /1-20/)

Heizöl extra leicht, Haushalte	8,8 – 11,6 €/GJ
Erdgas, Haushalte	11,6 – 12,8 €/GJ
Erdgas, Kraftwerke	2,5 – 5,9 €/GJ
Steinkohle, Kraftwerke	1,3 – 2,1 €/GJ

1.4.2 Techniken zur Strombereitstellung

Im Folgenden werden die wesentlichen Systemelemente von konventionellen Anlagen zur Stromerzeugung dargestellt. Zusätzlich werden zwei Referenzsysteme definiert. Für diese werden dann die mit Bau, Betrieb und Abriss einher gehenden Verbräuche erschöpflicher Energieträger und Emissionen ausgewählter Luftschadstoffe ermittelt sowie anhand der Investitions- und Betriebskosten die entsprechenden Stromgestehungskosten errechnet. Dadurch wird eine Gegenüberstellung der Stromerzeugung in konventionellen Anlagen mit den entsprechenden Optionen zur Nutzung des regenerativen Energieangebots ermöglicht.

1.4.2.1 Systemtechnische Beschreibung

Wärme- und Dampfkraftwerke wandeln einen Teil des Energieinhalts fossiler Brennstoffe (z. B. Stein- oder Braunkohle, Erdgas, Erdöl) in elektrische Energie um. Hierzu kommen häufig Gas- und/oder Dampfturbinenkraftwerke zur Anwendung. Die wesentlichen Systemmerkmale dieser Technologien werden im Folgenden kurz beschrieben. Demgegenüber werden zur Stromerzeugung eingesetzte Verbrennungs-

kraftmaschinen, die u. a. zur Notstromversorgung, zur Stromerzeugung in Inselsystemen (z. B. Berghütten) und teilweise zur Spitzenlastabdeckung im Einsatz sind, aufgrund vergleichsweise geringer Bedeutung – bezogen auf die Gegebenheiten im Energiesystem Deutschland – nicht berücksichtigt.

Dampfkraftwerke. Wesentliche Komponenten von Kohle-, Erdgas- oder Erdölbefeuerten Dampfkraftwerken sind die Feuerung, die Dampferzeugung, die Turbine, der Generator, der Wasserkreislauf, die Rauchgasreinigung (je nach Brennstoff Staubfilter, Rauchgasentschwefelung und -entstickung) sowie die steuerungs- und regelungstechnischen sowie die elektrotechnischen Einrichtungen. Bei kohlebefeuerten Kraftwerken wird zusätzlich eine Brennstoffaufbereitung benötigt. Als Feuerungssysteme werden bei den heute üblichen modernen Stein- und Braunkohlekraftwerken überwiegend Staubfeuerungen und für Anlagen unter 500 MW auch Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Öl- und gasbefeuerte Kessel werden meist mit einer konventionellen Brennerfeuerung ausgeführt. Im nachgeschalteten Dampferzeuger wird die in der Feuerung freigesetzte Energie auf den Wasserkreislauf übertragen und Wasserdampf erzeugt, welcher anschließend über eine mehrstufige Turbine entspannt wird. Die dadurch in mechanische Energie umgeformte Wärmeenergie wird dann an einen Generator übertragen, der sie weiter in elektrische Energie wandelt. Zur Schließung des Kreisprozesses wird der aus der Turbine kommende Dampf in einem Kühlsystem kondensiert und über eine Speisepumpe wieder dem Dampferzeuger zugeführt /1-21/. Insgesamt erreichen Dampfkraftwerke heute Netto-Wirkungsgrade bis über 45 %.

Gasturbinenkraftwerke. Gasturbinenanlagen bestehen im Wesentlichen aus einem Turboverdichter, einer Brennerkammer, der Turbine und dem Generator. Im Verdichter wird zunächst die angesaugte Umgebungsluft verdichtet. Sie wird anschließend in die Brennkammer geführt, wo sie mit dem Brennstoff chemisch unter Wärmefreisetzung reagiert. In der nachgeschalteten Turbine wird das Reaktionsgas dann auf Umgebungsdruck entspannt und mit vergleichsweise hohen Temperaturen an die Umgebung abgegeben; die dabei freiwerdende Energie wird in einem an die Turbinenwelle gekoppelten Generator in elektrische Energie umgewandelt /1-21/. Die mit Gasturbinenanlagen erreichbaren Netto-Wirkungsgrade liegen mit etwa 38 % unter jenen von Dampfkraftwerken.

Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Kraftwerke. Bei der Kombination einer Gasturbine mit einer nachgeschalteten Dampfturbine werden die heißen Abgase aus der Gasturbine in einen Abhitzeessel geführt, in dem überhitzter Dampf für einen Dampfprozess erzeugt wird. Es handelt sich damit um eine Kombination eines Gasturbinenkraftwerks mit einem Dampfkraftwerk /1-21/. Bei diesem sogenannten Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) lassen sich heute Wirkungsgrade von über 58 % erreichen.

1.4.2.2 Ökonomische und ökologische Analyse

Die Bereitstellung elektrischer Energie in konventionellen Kraftwerken ist durch entsprechende Kosten und Umwelteffekte gekennzeichnet. Sie werden im folgenden kurz diskutiert. Zuvor werden jedoch ausgewählte Referenzanlagen definiert.

Referenzanlagen. Als für Deutschland derzeit typische konventionelle Stromerzeugungsanlagen werden hier jeweils ein Steinkohle- und ein Erdgas-gefeuertes Kraftwerk nach dem aktuellen Stand der Technik (d. h. Anlagenneubau) betrachtet.

Bei dem Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 600 MW bei einem jahresmittleren Nutzungsgrad von 45 % (Tabelle 1.5) wird von einer Staubfeuerung ausgegangen. Dieses Kraftwerk repräsentiert damit Anlagen, wie sie derzeit neu gebaut werden. Dabei wird von einem typischen Einsatz zur Mittellaststromerzeugung mit rund 5 000 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen.

Als weitere charakteristische Anlage zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern wird ein gasgefeuertes Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerk mit einer Blockgröße von ebenfalls 600 MW und einem jahresmittleren Nutzungsgrad von rund 58 % untersucht (Tabelle 1.5). Auch hier wird eine Mittellaststromerzeugung (rund 5 000 Volllaststunden) angenommen.

Tabelle 1.5 Technische und ökonomische Größen der untersuchten Systeme zur Strombereitstellung aus fossilen Energieträgern

		Steinkohlekraftwerk	Erdgaskraftwerk
Brennstoff		Steinkohle	Erdgas
Kraftwerkstyp		Staubfeuerung	GuD ^a
Elektrische Nennleistung	in MW	600	600
Technische Lebensdauer	in a	30	25
Jahresmittlerer Systemnutzungsgrad	in % (netto)	45	58
Volllaststunden	in h/a	5 000	5 000
Brennstoffeinsatz	in TJ/a	24 000	18 600

^a Gas und Dampfkraftwerke.

Diese Konversionsanlagen setzen im ordnungsgemäßen Betrieb direkt an der Anlage Stoffe frei. Tabelle 1.6 zeigt die entsprechenden direkten Emissionen am Anlagenstandort. Demnach liegen beispielsweise die direkten Freisetzen an CO₂-Äquivalenten bei dem mit Steinkohle- bzw. Erdgas-gefeuerten Kraftwerk bei rund 746 bzw. 348 t/GWh bereitgestellter elektrischer Energie.

Bei der Gegenüberstellung dieser Stromerzeugungstechniken mit den Techniken zur Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien (z. B. Windkraftwerke) werden bei den konventionellen Techniken damit mittlere und nicht maximal mögliche Volllaststundenzahlen unterstellt; letztere liegen aus technischer Sicht deutlich höher und können theoretisch über 8 000 Stunden pro Jahr erreichen. Demgegenüber produzieren Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien immer entsprechend dem vorhandenen regenerativen Energie-

angebot (z. B. Windangebot, Wasserangebot) und damit abhängig vom natürlichen Energiedargebot mit den standorttypisch maximal möglichen Volllaststundenzahlen; obwohl solche Anlagen theoretisch teilweise auch nachfrageorientiert betrieben werden könnten, werden sie aus ökonomischen Gründen und infolge der energiewirtschaftlichen Rahmensetzung (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) hinsichtlich einer maximalen Stromerzeugung optimiert. Die im Verbund damit betriebenen konventionellen Kraftwerke stellen dagegen mit der ihnen zugewiesenen Aufgabe (Bereitstellung von Grundlast-, Mittellast- oder Spitzenlast) entsprechenden Volllaststundenzahlen so viel elektrische Energie bereit, dass genau die aktuelle Nachfrage gedeckt werden kann. Dabei muss auch beachtet werden, dass die durch Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien bereitgestellte elektrische Energie bei den hier betrachteten geringen Durchdringungen im Wesentlichen Strom der Mittellast substituiert /1-24/.

Tabelle 1.6 Direkter Energieverbrauch sowie direkte Emissionen und Äquivalent-Emissionen für die in Tabelle 1.5 definierten Kraftwerke

		Steinkohlekraftwerk	Erdgaskraftwerk
Energie ^a	in GJ/GWh	8 000	6 207
SO ₂	in kg/GWh	579	3
NO _x	in kg/GWh	578	448
CO ₂ -Äquivalente	in t/GWh	746	348
SO ₂ -Äquivalente	in kg/GWh	1 044	318

^a Endenergie

Ökonomische Analyse. Zur Abschätzung der mit einer Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern verbundenen monetären Aufwendungen werden im Folgenden die variablen und fixen Aufwendungen sowie die spezifischen Stromgestehungskosten der in Tabelle 1.5 dargestellten Referenzanlagen diskutiert (Tabelle 1.7).

Investitionen und Betriebskosten. Steinkohlekraftwerke sind im Vergleich zu Erdgas-gefeuerten GuD-Kraftwerken aufgrund der höheren Aufwendungen für u. a. die Kohleaufbereitung bzw. die Rauchgasreinigung durch deutlich höhere Investitions- und Betriebskosten gekennzeichnet (Tabelle 1.7). Laufende Kosten fallen u. a. für Personal, Instandhaltung, Rückstellungen für Anlagenerneuerungen, Rauchgasreinigung, Entsorgung von Verbrennungsrückständen und Versicherungen sowie insbesondere für den Brennstoff an. Aufgrund der geringeren spezifischen Brennstoffkosten liegen demgegenüber die Aufwendungen für den Brennstoff des betrachteten Steinkohlekraftwerks unter denen des GuD-Kraftwerks.

Stromgestehungskosten. Ausgehend von den diskutierten Rahmenannahmen (Tabelle 1.5) errechnen sich auf der Basis der dargestellten finanzmathematischen Randbedingungen (Zinssatz 4,5 %) die im Verlauf der technischen Lebensdauer

von 30, bzw. 25 Jahren gegebenen Stromgestehungskosten frei Kraftwerk (Tabelle 1.7).

Demnach ist das Kohlekraftwerk durch Stromgestehungskosten von ca. 0,035 €/kWh gekennzeichnet. Im Gegensatz dazu ist eine Erdgasverstromung etwas teurer. Hier liegen die Stromgestehungskosten hier nur bei rund 0,036 €/kWh (Tabelle 1.7). Bei der Erdgasverstromung wird der Großteil der jährlich anfallenden Kosten durch den jeweils eingesetzten Brennstoff verursacht. Bei dem Steinkohlekraftwerke verteilen die Kosten sich relativ gleichmäßig auf die Investitionen, den Brennstoff und den sonstigen Betrieb.

Tabelle 1.7 Kosten einer Stromerzeugung aus Steinkohle und Erdgas (vgl. Tabelle 1.5)

		Steinkohlekraftwerk	Erdgaskraftwerk
Gesamtinvestitionen	in €/kW	1 100	500
Jährliche Kosten			
anteilige Investitionen	in Mio. €/a	40,5	20,2
Betriebskosten	in Mio. €/a	22,3	8,8
Brennstoffkosten	in Mio. €/a	41,0	78,4
Summe	in Mio. €/a	103,8	107,4
Stromgestehungskosten	in €/kWh	0,035	0,036

Ökologische Analyse. Für die definierten Anlagen werden nachfolgend ausgewählte ökologische Aspekte diskutiert. Dies erfolgt zum Einen im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse. Zusätzlich werden zum Anderen weitere Umwelteffekte diskutiert.

Lebenszyklusanalyse. Für die beiden in Tabelle 1.5 definierten Referenztechniken zur Strombereitstellung können entsprechende Lebenswegbilanzen erstellt werden (Tabelle 1.8).

Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke haben aufgrund des höheren Wirkungsgrades und geringerer direkter Emissionen im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken einen geringeren Verbrauch fossiler Energieträger sowie geringere Schadstoffemissionen. Beispielsweise sind die im Lebenswegverlauf freigesetzten spezifischen CO₂-Äquivalent-Emissionen bei dem betrachteten Steinkohlekraftwerk mit etwa 839 t/GWh etwa doppelt so hoch wie bei dem Erdgas-GuD-Kraftwerk mit 399 t/GWh. Die Bilanzergebnisse werden dabei primär durch die direkten Emissionen bzw. die mit der Brennstoffbereitstellung verbundenen Energieaufwendungen bestimmt. Bei dem betrachteten erdgasbefeierten GuD-Kraftwerk führen diese vorgelagerten Emissionen der Brennstoffbereitstellung – trotz der praktisch fehlenden direkten SO₂-Emissionen (schwefelfreier Brennstoff) – zu rund 78 kg SO₂-Emissionen pro bereitgestellter GWh elektrischer Energie.

Weitere Umwelteffekte. Neben den dargestellten Schadstoffemissionen werden im ordnungsgemäßen Betrieb von kalorischen Kraftwerken weitere Schadstoffe freigesetzt. Außerdem ist die Bereitstellung fossiler Brennstoffe mit einer Reihe von

zusätzlichen Beeinträchtigungen der Umwelt verbunden. Nachfolgend werden einige derartiger Umwelteffekte exemplarisch angeführt.

- Kohlekraftwerke waren lange Zeit eine wesentliche Quelle anthropogener Staub- und SO₂-Emissionen in Europa. Erst durch strengere Emissionsgrenzwerte und dem dadurch notwendigen Einbau umfangreicher Rauchgasreinigungssysteme konnten diese Emissionen stark gesenkt werden.

Tabelle 1.8 Lebenswegbilanzen einer Stromerzeugung aus Steinkohle und aus Erdgas

		Steinkohlekraftwerk	Erdgaskraftwerk
Energie	in GJ/GWh	8 704	7 160
SO ₂	in kg/GWh	875	78
NO _x	in kg/GWh	828	571
CO ₂ -Äquivalente	in t/GWh	839	399
SO ₂ -Äquivalente	in kg/GWh	1 474	498

- Die übertägige Gewinnung von Braunkohle im Tagebau führt aufgrund des großen Flächenverbrauchs und der erheblichen zu bewegendenden Materialmengen zu umfangreichen Beeinträchtigungen des Landschaftsbilds. Durch Rekultivierungsmaßnahmen nach Ende des Kohleabbaus können diese Auswirkungen allerdings teilweise wieder rückgängig gemacht werden; z. T. kann es durch das Anlegen von Seen sogar zu Verbesserung des Freizeitwertes der Landschaft kommen. Beim Untertageabbau von Steinkohle kann es durch Verbrüche der geschaffenen Hohlräume u. a. zu Absenkungen der Erdoberfläche kommen, die u. a. zu einer Störung der Grundwasserhorizonte oder einer Rissbildung in an der Oberfläche befindlichen Gebäuden führen können bzw. eine Nutzung der betroffenen Flächen einschränken.
- Die nach der Kohleverbrennung verbleibenden Aschen bzw. Stäube können u. a. Schwermetalle sowie radioaktive Elemente enthalten. In Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Kohle kommt es dabei vor allem im Flugstaub zu einer Anreicherung dieser Stoffe. Derart kontaminierte Stäube müssen daher ordnungsgemäß verwertet bzw. deponiert werden.
- Bei der Gewinnung von Erdgas kann es u. a. während der Erstellung der für die Förderung notwendigen Bohrung(en) durch die Freisetzung von chemischen Hilfs- und Betriebsstoffen (z. B. Bohrspülungen) zu einer Belastung des umliegenden Bodens (Onshore) bzw. Meeres (Offshore) kommen.

1.4.3 Techniken zur Wärmebereitstellung

Im Folgenden werden die Techniken zur Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern, wie sie derzeit eingesetzt werden, dargestellt und diskutiert. Dabei wird zuerst kurz auf die gegenwärtig primär genutzten Techniken bzw. Systeme eingegangen. Abschließend werden diese Techniken anhand ökonomischer und ökologischer Größen analysiert.

1.4.3.1 Systemtechnische Beschreibung

Die wesentlichen Systemelemente von Anlagen zur Bereitstellung von Wärme aus Heizöl bzw. Erdgas sind neben dem Heizkessel mit Brenner die Brennstofflagerung bzw. -versorgung und die Trinkwarmwasserbereitung.

Brennstoffversorgung und -lagerung. Die Brennstoffversorgung Erdgas-befeuerter Heizkessel erfolgt i. Allg. über das Erdgasnetz. Daneben ist aber auch ein Betrieb mit Stadt- oder Flüssiggas (z. B. Propan) möglich. Bei ölbefeuerten Systemen erfolgt die Brennstoffversorgung aus unterirdischen bzw. oberirdischen Tanks aus Stahl oder Kunststoff, die über Tankwagen versorgt werden.

Heizkessel und Brenner. Im Heizkessel findet die Oxidation des flüssigen oder gasförmigen Brennstoffs unter Wärmefreisetzung statt. Die Wärme wird über einen Wärmeübertrager auf ein geeignetes Wärmeträger- bzw. -verteilmedium (meist Wasser) übertragen und durch dieses weiter zum Verbraucher transportiert. Zur Raumwärme- und Trinkwarmwasser-Bereitung finden heute überwiegend Niedertemperatur- und Brennwertkessel Verwendung. Als Brenner kommen Systeme mit und ohne Gebläse zum Einsatz.

Niedertemperaturkessel. Niedertemperaturkessel (NT-Kessel) werden in Abhängigkeit von der Außentemperatur mit gleitender Vorlauftemperatur von 75 bis auf 40 °C oder tiefer betrieben. Vor allem bei Kesseln mit Trinkwarmwasser-Erwärmung lassen sich dadurch die Abgas- und Bereitschaftsverluste während der heizungsfreien Sommerzeit deutlich verringern und somit Jahresnutzungsgrade von 91 bis 93 % (bezogen auf den unteren Heizwert) erreichen.

Brennwertkessel. Die beste Ausnutzung der im Brennstoff enthaltenen Energie lässt sich durch Brennwertkessel (BW-Kessel) erzielen. Durch eine weitgehende Abkühlung der heißen Abgase über den Rücklauf des Heizungssystems wird dabei die fühlbare Restwärme der Abgase sowie die latente Wärme (Verdampfungswärme) des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs nahezu vollständig genutzt. Diese Verdampfungswärme kann dabei allerdings nur dann genutzt werden, wenn die Rücklauftemperatur des Heizungssystems unterhalb der Taupunkttemperatur des Abgases liegt; nur dann kann ein Teil des im Abgas enthaltenen Wasserdampfes kondensieren. Derartige Brennwertkessel werden für Öl und Gas angeboten. Gas-Brennwertkessel erreichen Jahresnutzungsgrade bis zu 104 % bezogen auf den unteren Heizwert.

Gasbrenner mit und ohne Gebläse. Bei dem Gasgebläsebrenner wird dem Verbrennungsgas vor der Verbrennung die Verbrennungsluft durch ein Gebläse zugeführt. Gasbrenner ohne Gebläse – sogenannte atmosphärische Gasbrenner – arbeiten demgegenüber mit Luftselbstansaugung (d. h. die Verbrennungsluft wird durch den thermischen Auftrieb im Kessel von unten her in den Brennraum geführt). Der Schornstein muss daher so viel Zug erzeugen, dass alle Widerstände der Hei-

zungsanlage überwunden werden können. Das Gas-Luft-Gemisch wird dann in entsprechenden Düsen verbrannt. Die dabei freigesetzte Wärme wird anschließend dem Abgas entzogen und kann nutzbar gemacht werden.

Ölbrenner mit Gebläse. Der Ölbrenner soll den flüssigen Brennstoff Heizöl möglichst fein zerstäuben oder verdampfen, mit der über ein Gebläse zugeführten Verbrennungsluft intensiv mischen und das Gemisch dann möglichst schadstoffarm verbrennen. Für den Heizungsbereich werden dabei überwiegend Öldruckzerstäubungsbrenner eingesetzt. Dabei werden bei den üblichen Ölbrennern die Kohlenwasserstoffteilchen des Öls in der Flamme zum Glühen gebracht und verbrennen mit gelblicher Flamme (sogenannte Gelbbrenner). Demgegenüber werden bei dem sogenannten Blaubrenner die Öltröpfchen vor der eigentlichen Verbrennung im Brennerrohr durch Rezirkulation der heißen Brenngase vergast; dies hat verbrennungstechnische Vorteile.

Trinkwarmwasser-Bereitung. Die Trinkwarmwasser-Bereitung erfolgt meist durch Speicher-Trinkwarmwasserbereiter, die über, unter oder neben dem Heizkessel angeordnet werden. Die Erwärmung des Wassers kann dabei über eine im Speicher angeordnete Heizfläche (direkte beheizter Speicher) oder über einen externen Wärmeübertrager (indirekt beheizter Speicher) erfolgen. Daneben ist auch der Einsatz eines elektrisch beheizten Trinkwarmwasser-Speichers möglich.

1.4.3.2 Ökonomische und ökologische Analyse

Die Bereitstellung von Wärme zur Trinkwarmwasser-Bereitung bzw. Raumheizung durch öl- oder erdgasgefeuerte Kessel ist durch entsprechende Kosten und Umwelteffekte gekennzeichnet. Sie werden im Folgenden kurz diskutiert. Zuvor werden jedoch die hier betrachteten Referenztechniken diskutiert.

Referenzanlagen. Zur Deckung der definierten Versorgungsaufgaben (Tabelle 1.1) wird – je nach benötigter thermischer Leistung – bei der Einsatz erdgasgefeuerter Kessel mit Brennwerttechnik (5 kW, Variante EFH-I; 8 kW, Variante EFH-II; 18 kW, Variante EFH-III; 60 kW, Variante MFH; Tabelle 1.1), atmosphärischer Niedertemperatur-Erdgaskessel (9 kW, EFH-II) sowie ölgefeuerten Niedertemperatur-Kessel (20 kW, EFH-III; 67 kW, MFH) unterstellt (Tabelle 1.9). Die Trinkwarmwasser-Bereitung erfolgt über einen Pufferspeicher; er wird beim System Mehrfamilienhaus (MFH) über einen externen Wärmeübertrager bzw. bei den Einfamilienhäusern (EFH-I, EFH-II, EFH-III) über einen internen Wärmeübertrager beladen.

Die eingesetzte Brennstoffenergie ermittelt sich aus der am Trinkwarmwasser-Speicher bzw. an der Übergabestelle in das Wärmeverteilnetz der Gebäude bereitgestellten Wärme sowie dem Nutzungsgrad der gesamten Wärmeerzeugung. Die Verluste des Trinkwarmwasser-Speichers sowie der geringere Kesselnutzungsgrad der Trinkwarmwasser-Bereitung während der heizungsfreien Sommermonate wer-

den berücksichtigt. Speziell bei Gebäuden mit einem spezifisch niedrigen Heizwärmebedarf (z. B. EFH-I) kann dadurch der jahresmittlere Systemnutzungsgrad deutlich unter dem Kesselnutzungsgrad liegen.

Die definierten Nahwärmesysteme (Tabelle 1.2) werden hier nicht analysiert, da in Deutschland kaum derartige Systeme vorhanden sind. Aus ökonomischen und ökologischen Gründen werden derzeit eher dezentrale Lösungen realisiert.

Tabelle 1.9 Kenndaten der untersuchten Kleinanlagen für eine Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern

Variante		EFH-I	EFH-II	EFH-III		MFH		
Trinkwarmwasserbedarf	in GJ/a	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	64,1	64,1
Heizwärmebedarf	in GJ/a	22	45	45	108	108	432	432
Kesselfeuierungsleistung	in kW	5	8	9	18	20	60	67
Brennstoff Technik		Erdgas BW ^b	Erdgas BW ^b	Erdgas NT ^c	Erdgas BW ^b	Heizöl el ^a NT-BB ^d	Erdgas BW ^b	Heizöl el ^a NT-BB ^d
Lebensdauer ^e	in a	15	15	15	15	15	15	15
Kesselnutzungsgrad	in %	104	104	93	104	93	104	93
Systemnutzungsgrad ^f	in %	95	98	88	101	91	100	90
Brennstoffeinsatz ^g	in GJ/a	34,5	56,6	63,2	117,2	131	495,5	553,5
Trinkwarmwasserspeicher	in l	160	160	160	160	160	800	800

^a Heizöl extra leicht; ^b Brennwert; ^c atmosphärischer Niedertemperatur-Gaskessel; ^d Niedertemperatur-Ölkessel mit Blaubrenner; ^e Kessel, Brenner und Trinkwarmwasserspeicher; ^f zusätzlich zum Kesselnutzungsgrad berücksichtigt der Systemnutzungsgrad die Verluste der Trinkwarmwasserbereitung; ^g inkl. Verluste.

Ökonomische Analyse. Zur Abschätzung der mit einer Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern verbundenen monetären Aufwendungen werden im Folgenden die Investitions- und Betriebskosten sowie die spezifischen Wärmegestehungskosten für die in Tabelle 1.9 definierten Referenzsysteme dargestellt.

Investitionen und Betriebskosten. Für die in Tabelle 1.9 dargestellten Systeme werden zur Ermittlung der Investitionskosten die monetären Aufwendungen für Kessel, Brenner, Trinkwarmwasserspeicherung, bauliche Einrichtungen (z. B. Heizraumgestaltung, Kamin, Öltank oder Gasanschluss) sowie die Montage und Installationskosten berücksichtigt (Tabelle 1.10).

Die Betriebskosten der untersuchten Kleinanlagen berücksichtigen u. a. die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung oder den elektrischen Strom zum Betrieb der Anlagen (u. a. Brenner, Gebläse, Zündtrafo). Zusätzlich fallen Brennstoffkosten an; sie sind in Tabelle 1.10 getrennt von den restlichen Betriebskosten angeführt.

Wärmegestehungskosten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten dieser Anlagen können auf der Basis der unterstellten finanzmathematischen Rahmenannahmen (Zinssatz von 4,5 %, Abschreibungsdauer entspricht der technischen Lebensdauer) und ausgehend von den technischen Randbedingungen (Tabelle 1.10) bestimmt werden. Sie werden im folgenden kurz zusammengefasst dargestellt.

Beispielsweise ist die betrachtete Ölheizung derzeit durch Wärmegestehungskosten frei Anlage von rund 14 €/GJ (MFH) bzw. 22 €/GJ (EFH-III) gekennzeichnet. Im Unterschied dazu weist die untersuchte Gasheizung etwas höhere Wärmegestehungskosten auf; sie liegen bei knapp 15 €/GJ (MFH) bzw. 23 €/GJ (EFH-III; Tabelle 1.10). Dabei resultieren diese Kosten zu jeweils etwa gleichen Teilen aus den Aufwendungen für den Brennstoff und den Aufwendungen für Errichtung und Betrieb der Feuerungsanlage. Deutlich wird auch, dass die Wärmegestehungskosten erheblich von der installierten Leistung abhängen. Deshalb steigen sie mit kleiner werdender thermischer Leistung (d. h. EFH-II bzw. EFH-I) deutlich an. Beispielsweise liegen sie bei dem EFH-I (d. h. Niedrigenergiehaus) bereits bei etwas über 43 €/GJ.

Tabelle 1.10 Kosten einer Wärmebereitstellung in Kleinanlagen

System		EFH-I	EFH-II	EFH-II	EFH-III	EFH-III	MFH	MFH
Kesselleistung	in kW	5	8	8	18	20	60	67
Technik		BW ^a	BW ^a	NT ^b	BW ^a	NT-BB ^c	BW ^a	NT-BB ^c
Investitionen								
Kessel, Brenner	in €	4 800	5 000	4 000	6 900	6 100	11 000	9 500
Tank, Kamin usw.	in €	5 800	5 800	5 300	6 600	9 000	9 000	11 500
Montage, Inst.	in €	800	800	800	800	800	1 300	1 300
Summe	in €	11 470	11 580	10 020	14 240	15 920	20 920	22 230
Betriebskosten	in €/a	225	233	174	283	349	422	422
Brennstoffkosten	in €/a	361	597	665	1 370	1 148	5 209	4 851
Wärmekosten	in €/GJ	43,6	30,3	28,3	23,0	22,2	14,6	13,9
	in €/kWh	0,157	0,109	0,102	0,083	0,080	0,053	0,050

^a Gas-Brennwertkessel; ^b atmosphärischer Niedertemperatur-Gaskessel; ^c Niedertemperatur-Ölkessel mit Blaubrenner.

Ökologische Analyse. Für die definierten Anlagen werden nachfolgend ausgewählte ökologische Aspekte diskutiert. Dies erfolgt ebenfalls zunächst im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse. Anschließend werden auch hier weitere Umwelteffekte exemplarisch diskutiert.

Lebenswegbilanzen. Die Deckung der unterstellten Wärmenachfrage (Tabelle 1.5) durch die mit den in Tabelle 1.9 definierten Anlagen führt zu entsprechenden Energieeinsätzen und damit verbundenen Stofffreisetzungen sowohl in den vorgelagerten Prozessketten (z. B. Brennstoffbereitstellung) als auch beim eigentlichen Verbrennungsvorgang.

Tabelle 1.11 zeigt die Bilanzergebnisse für eine Wärmeerzeugung zur kombinierten Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung in erdgas- bzw. ölgefeuerten Kleinanlagen. Bezugsgröße ist dabei die bereitgestellte Wärme am Ausgang des Trinkwarmwasserspeichers bzw. an der Schnittstelle zum Wärmeverteilnetz der Gebäude.

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Bilanzergebnisse sind z. B. der Systemnutzungsgrad, der von der jeweils eingesetzten Feuerungstechnologie und dem Anteil des Trinkwarmwassers am gesamten Wärmeverbrauch abhängt. Demgegenüber beeinflussen die vorgelagerten Ketten und damit die Brennstoffbereitstellung

die Bilanzergebnisse weniger. Wesentlich werden die Lebenswegbilanzen aber von den brennstoffabhängigen Emissionen, die während des Verbrennungsvorgangs der fossilen Brennstoffe entstehen, beeinflusst.

Tabelle 1.11 Energie- und Emissionsbilanzen einer Wärmebereitstellung in Kleinanlagen

Variante		EFH-I	EFH-II		EFH-III		MFH	
Kesselleistung	in kW	5	8	9	18	20	60	67
Technik		BW ^a	BW ^a	NT ^b	BW ^a	NT-BB ^c	BW ^a	NT-BB ^c
Energie	in GJ _{prim} /TJ ^d	1 485	1 335	1 413	1 215	1 412	1 174	1 368
SO ₂	in kg/TJ	57	45	53	36	138	31	131
NO _x	in kg/TJ	85	74	78	65	119	61	114
CO ₂ -Äquival.	in t/TJ	94	84	89	76	104	73	101
SO ₂ -Äquival.	in kg/TJ	147	117	122	94	250	82	237

^a Gas-Brennwertkessel; ^b atmosphärischer Niedertemperatur-Gaskessel; ^c Niedertemperatur-Ölkessel mit Blaubrenner; ^d primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Insgesamt weisen Erdgas-Brennwertkessel aufgrund der hohen Jahresnutzungsgrade von den hier betrachteten Optionen zur Wärmebereitstellung die niedrigeren spezifischen Emissionen und die geringsten Verbräuche an fossilen Energieträgern auf. Dies wird durch die relativ hohen energetischen Aufwendungen und damit zusammenhängenden Emissionen für die Bereitstellung von Erdgas allerdings wieder teilweise kompensiert. Deutlich wird dies vor allem bei den spezifischen SO₂-Emissionen, die fast ausschließlich von den vorgelagerten Prozessketten der Brennstoffbereitstellung bestimmt werden (Tabelle 1.11).

Ausschlaggebend für die hohen Emissionen des Ölkessels sind vor allem die im Vergleich zu Erdgas wesentlich höheren spezifischen Emissionen bei der letzten Umwandlung und damit der Verbrennung im Ölbrenner, da die Bilanzen hier durch den Anlagenbetrieb – und damit die direkten Emissionen an der Anlage – bestimmt werden.

Weitere Umwelteffekte. Neben den dargestellten Energieverbräuchen und Schadstoffemissionen werden beim Betrieb von heizöl- bzw. erdgasbefeuerten Heizungsanlagen weitere Schadstoffe mit sehr unterschiedlichen potenziellen Umwelteinwirkungen freigesetzt. Als Beispiel können unverbrannte Kohlenwasserstoffe genannt werden, die unter Einwirkung der solaren UV-Strahlung zur Bildung von bodennahem Ozon beitragen.

Zusätzlich ist auch die Bereitstellung fossiler Brennstoffe mit einer Reihe von negativen Effekten für die Umwelt verbunden

- Bei der Bohrung nach bzw. Förderung von Erdöl und Erdgas können chemische Hilfs- und Zusatzstoffe sowie bei der Erdölbohrung/-förderung das Rohöl selbst in den umliegenden Boden (Onshore) bzw. das Meer (Offshore) gelangen; dies kann erhebliche Umweltauswirkungen haben.
- Beim Transport des Erdöls bzw. der Erdölprodukte auf dem Seeweg haben Tankerunfälle immer wieder teilweise katastrophale Folgen für die aquatische Fauna und Flora.

- Bei der Verarbeitung des Rohöls in Raffinerien fallen eine Reihe nicht verwertbarer Stoffe an; diese müssen in der Regel als Sonderabfall entsorgt werden. Auch kann es bei der Verarbeitung des Rohöls zur Freisetzung leichtflüchtiger Kohlenwasserstoffe kommen, die u. a. eine Vorläufersubstanz von bodennahem Ozon (Sommersmog) darstellen.
- Auch die potenziellen Unfallgefahren beim Transport von Heizöl von der Raffinerie zum Verbraucher sowie die Lagerung beim Verbraucher stellen eine wesentliche Gefahrenquelle vor allem für Boden und Gewässer dar. Bei Hochwasser mit einer Überflutung der z. B. im Keller gelegenen Öltanks kann es beispielsweise zu einem Austritt des Heizöls und einem Eintrag in Oberflächengewässer kommen. Die dadurch verursachten Schäden sind oftmals größer als jene durch die eigentliche Überflutung.

2 Grundlagen des regenerativen Energieangebots

2.1 Energiebilanz der Erde

Die Energieströme auf der Erde speisen sich aus verschiedenen Quellen, die im Folgenden zunächst dargestellt werden. An der gesamten auf der Erde umgesetzten Energie hat dabei die Sonnenenergie einen Anteil von über 99,9 %. Die von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie wird innerhalb der Atmosphäre geschwächt und teilweise in andere Energieformen (z. B. Wind, Wasserkraft) umgewandelt. Deshalb wird auf den Aufbau und die wesentlichen Eigenschaften der Erdatmosphäre ebenfalls näher eingegangen. Diesem schließt sich die Bilanzierung der globalen Energieströme an.

2.1.1 Erneuerbare Energiequellen

Sonnenenergie. Die Sonne stellt den Zentralkörper unseres Planetensystems dar; sie ist der der Erde nächstgelegene Stern. Ihren schematischen Aufbau mit den wichtigsten Kenngrößen zeigt Abb. 2.1. Demnach herrschen in der Kernregion Temperaturen von ca. 15 Mio. K. Hier wird durch Kernfusion Energie freigesetzt. Dabei verschmilzt Wasserstoff zu Helium. Der resultierende Massenverlust wird in Energie E umgewandelt, die nach Einstein aus der Masse m und dem Quadrat der Lichtgeschwindigkeit v_c berechnet werden kann (Gleichung (2.1)). Rund 650 Mio. t/s Wasserstoff bilden etwa 646 Mio. t/s Helium. Die Differenz von ca. 4 Mio. t/s wird in Energie umgewandelt.

$$E = m v_c^2 \tag{2.1}$$

Die in der Kernregion der Sonne freigesetzte Energie wird innerhalb der Sonne zunächst durch Strahlung bis zum etwa 0,7-fachen des Sonnenradius transportiert. Die Weiterleitung bis zur Sonnenoberfläche erfolgt durch Konvektion. Anschließend wird die Energie in den Weltraum abgegeben. Bei diesem die Sonne verlassenden Energiestrom unterscheidet man zwischen Materiestrahlung und elektromagnetischer Strahlung /vgl. 2-24/.

- Die Materiestrahlung besteht aus Protonen und Elektronen, die von der Sonne mit einer Geschwindigkeit von ca. 500 km/s abgegeben werden. Allerdings er-

reichen nur wenige dieser elektrisch geladenen Teilchen die Erdoberfläche, da die meisten durch das terrestrische Magnetfeld abgelenkt werden. Dies ist für das Leben auf der Erde von besonderer Bedeutung, da diese harte Materiestrahlung organisches Leben in seiner jetzigen Form nicht erlauben würde.

- Die elektromagnetische Strahlung, die im Wesentlichen von der Photosphäre (Abb. 2.1) ausgesendet wird, überdeckt den gesamten Frequenzbereich von der kurzwelligigen bis zur langwelligigen Strahlung. Diese Abstrahlung der Sonne entspricht etwa der eines schwarzen Körpers. Die flächenspezifische Strahlungsleistung der Sonne \dot{G}_S kann aus der Temperatur in der Photosphäre (ca. 5 785 K), dem Emissionsgrad und der Stefan-Boltzmann-Konstante berechnet werden; sie beträgt rund $63,5 \cdot 10^6 \text{ W/m}^2$.

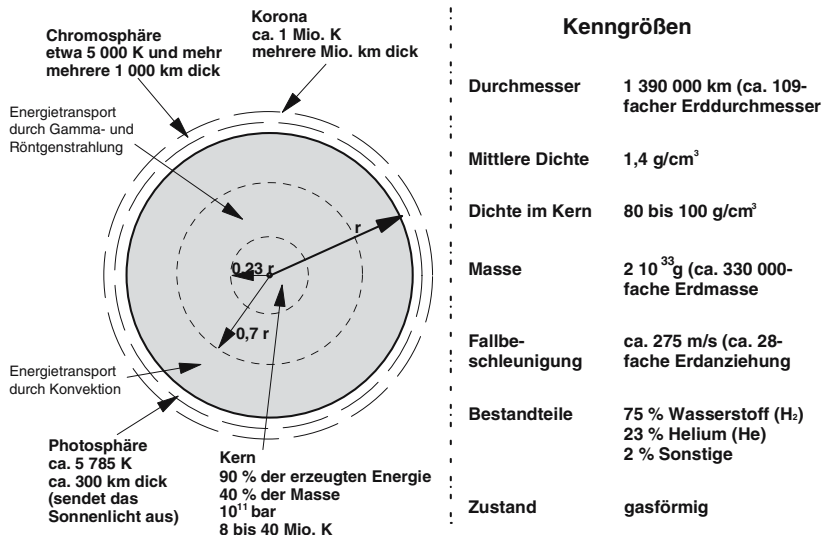


Abb. 2.1 Schematischer Aufbau und wichtige Kenngrößen der Sonne (nach /2-18/, /2-23/)

Die flächenspezifische Strahlungsleistung der von der Sonne abgestrahlten Energie nimmt - werden keine Verluste berücksichtigt - mit dem Quadrat der Entfernung ab. Damit kann die Strahlungsleistung am äußeren Rand der Erdatmosphäre \dot{G}_O nach Gleichung (2.2) berechnet werden.

$$\dot{G}_O = \frac{\dot{G}_S \pi d_S^2}{\pi (2 L_{SE})^2} \tag{2.2}$$

Geht man vom Durchmesser der Sonne d_S bis zur Photosphäre aus (ca. $1,39 \cdot 10^9 \text{ m}$) und legt eine mittlere Entfernung zwischen der Sonne und der Erde (L_{SE}) von etwa $1,5 \cdot 10^{11} \text{ m}$ zugrunde, errechnet sich am oberen Rand der Erdatmosphäre eine flächenspezifische Strahlungsleistung von ca. $1 370 \text{ W/m}^2$ (vgl. /2-7/,

/2-18/). Dieser Mittelwert wird als Solarkonstante bezeichnet; zwischen verschiedenen Jahren variiert er aufgrund schwankender Sonnenaktivität um weniger als 0,1 %.

Im Jahresverlauf ist die am Atmosphärenrand ankommende Sonnenstrahlung trotzdem durch saisonale Unterschiede gekennzeichnet. Ursache ist die Ellipsenbahn, auf der sich die Erde im Verlauf eines Jahres um die Sonne bewegt (Abb. 2.2). Dadurch verändert sich der Abstand der beiden Himmelskörper. Damit schwankt auch die am äußeren Atmosphärenrand ankommende Strahlung; daraus resultiert der in Abb. 2.3 dargestellte Verlauf der Solarkonstanten.

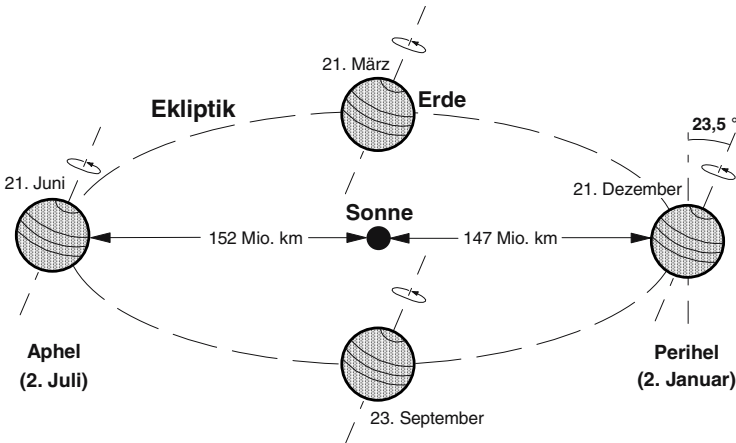


Abb. 2.2 Ellipsenbahn der Erde um die Sonne (nach /2-3/)

Damit wird die Solarkonstante im Januar mit knapp $1\,420\text{ W/m}^2$ maximal aufgrund der am 2. Januar vorliegenden kleinsten Entfernung zwischen Sonne und Erde (Perihel). Umgekehrt nimmt sie am 2. Juni mit etwa $1\,330\text{ W/m}^2$ ein Minimum an (Aphel).

Trotz der höheren Strahlungsintensität am äußeren Atmosphärenrand herrschen im Winter auf der Nordhalbkugel im Schnitt deutlich niedrigere Temperaturen als im Sommer. Dies liegt darin begründet, dass die Rotationsachse der Erde mit der Ebene der Umlaufbahn einen Winkel von $66,5^\circ$ bildet (Abb. 2.2). Dadurch ist während des Winterhalbjahres die Südhalbkugel mehr zur Sonne hin ausgerichtet als die Nordhalbkugel. Daraus resultiert hier ein höherer Sonnenstand und eine längere Sonnenscheindauer.

Auf die Nordhalbkugel trifft die Sonnenstrahlung dagegen während dieser Jahreszeit bei vergleichsweise kurzen Tagen unter einem durchschnittlich flacheren Winkel auf. Die nördlichsten Gebiete verbleiben zeitweise im gesamten Tagesverlauf auf der sonnenabgewandten Seite. Zur Wintersonnenwende herrscht für alle Orte zwischen $66,5^\circ\text{ N}$ und dem Pol die „ewige Polarnacht“. Entsprechend geht auf der Südhalbkugel südlich von $66,5^\circ\text{ S}$ die Sonne nicht mehr unter („Mitternachtssonne“).

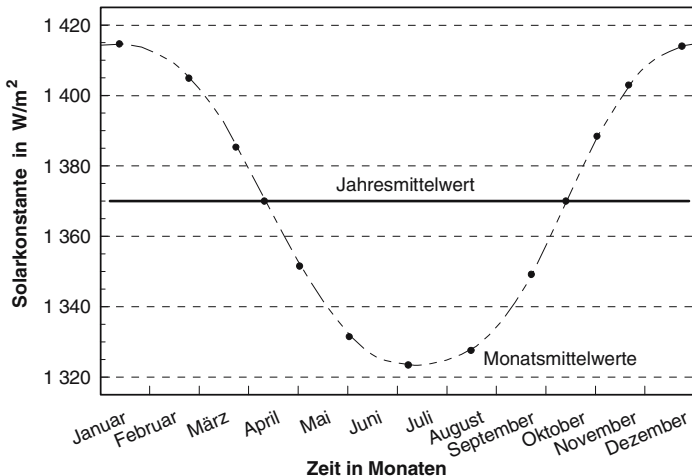


Abb. 2.3 Solarkonstante im Jahresverlauf (nach /2-18/)

Mit dem weiteren Lauf der Erde um die Sonne ändert sich ihre Position gegenüber dem Zentralgestirn. Für die Nordhalbkugel beginnt die Sonne immer höher zu steigen; umgekehrt werden für die Südhalbkugel die Mittagshöhen zunehmend kleiner. Am 21. März werden beide Pole von der Sonne beschienen. Die Nordhalbkugel ist jetzt immer mehr zur Sonne hin ausgerichtet; d. h. der mittlere Sonnenstand über dem Horizont erreicht immer größere Höhen. Dies hält bis zur Sommersonnenwende (21. Juni) an. Dann erhellt die Mitternachtssonne die Nordpolargebiete, und in der Antarktis herrscht „ewige Nacht“.

Aufgrund dieser Zusammenhänge und damit primär wegen der Neigung der Erdatmosphäre gegenüber der Ekliptik unterliegt die solare Einstrahlung in verschiedenen Regionen der Erde teilweise erheblichen jahreszeitlichen Schwankungen.

Geothermische Energie. Der aus dem Erdinnern an die Erdoberfläche dringende Energiestrom speist sich aus drei verschiedenen Quellen. Zum einen ist dies die im Erdinnern gespeicherte Energie, die aus der während der Erdentstehung frei gewordenen Gravitationsenergie resultiert; dazu addiert sich der Anteil, der aus der ggf. von davor noch vorhandenen sogenannten Ursprungswärme stammt (darunter ist die Wärme zu verstehen, die noch aus Zeiten von vor der eigentlichen Erdentstehung resultiert). Zum anderen wurde und wird durch den Zerfall radioaktiver Isotope, die in der Erde (insbesondere in der Erdkruste) enthalten sind, Wärme freigesetzt. Diese Wärme ist aufgrund der meist schlechten Wärmeleitfähigkeit der Gesteine zum überwiegenden Teil nach wie vor in der Erde gespeichert.

Die Erde entstand vor ungefähr 4,5 Mrd. Jahren durch die schrittweise Zusammenballung von Materie (Gesteinsbrocken, Gase, Staub) innerhalb eines vorhandenen Nebels. Verliefe dieser Vorgang am Anfang noch kühl, änderte sich dies durch die immer stärker werdende mechanische Wucht der aufstürzenden Materie-

körper. Dabei dürfte die Gravitationsenergie beim Aufprall der Massen fast vollständig in Wärme umgewandelt worden sein. Gegen Ende dieser Massenzusammenballung nach ca. 200 Mio. Jahren war der oberste Teil der daraus entstandenen Erde abgeschmolzen. Dies führte dazu, dass ein Großteil der freigesetzten Wärme wieder in den Weltraum abgestrahlt wurde. Trotz aller Unsicherheiten über die Massenansammlung und die Energieabstrahlung während dieser Phase beträgt die in der Erde verbliebene Energie etwa zwischen 15 und $35 \cdot 10^{30}$ J /2-19/. Der kleinere Wert entspricht einer kalten bis warmen, der größere einer warmen bis heißen Ursprungserde.

Die Erde enthält radioaktive Elemente (u. a. Uran (U^{238} , U^{235}), Thorium (Th^{232}), Kalium (K^{40})), welche infolge radioaktiver Zerfallsprozesse über Zeiträume von Millionen Jahren Energie abgeben. Die Massenanteile von Uran bzw. Thorium in Granit z. B. betragen etwa 4,7 bzw. 20 ppm und in Basalt 0,7 bzw. 2,7 ppm. Mit der entsprechenden Halbwertszeit, einer freigesetzten Energie von ca. 5,5 MeV für ein Zerfallsereignis und etwa 6 (Thorium) bzw. 8 (Uran) Zerfällen bis zum Erreichen eines stabilen Zustandes ergibt sich eine Wärmeerzeugung von rund 1 J/(g a). Daraus ergibt sich beispielsweise in granitischen Gesteinen eine radiogene Wärmeproduktionsleistung von ca. $2,5 \mu\text{W}/\text{m}^3$ und in basaltischen Gesteinen von etwa $0,5 \mu\text{W}/\text{m}^3$.

Der Zerfall solcher natürlicher, langlebiger radioaktiver Isotope in der Erde produziert damit permanent Wärme. Die beteiligten Isotope in den oberflächennahen Erdschichten sind hauptsächlich in der kontinentalen Erdkruste angereichert. Aufgrund derartiger radioaktiver Zerfallsprozesse hat die Erde seit ihrer Entstehung rund $7 \cdot 10^{30}$ J radiogene Wärme erhalten. Die potenzielle radiogene Wärme noch vorhandener radioaktiver Isotope beträgt etwa $12 \cdot 10^{30}$ J /2-19/. Diese Zahlen sind jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet, da über die Verteilung der radioaktiven Isotope im Erdinnern nur sehr wenig bekannt ist.

Bei einer Addition der heute noch vorhandenen Wärme aus der Erdentstehung bzw. der Ursprungswärme und der schon freigesetzten und infolge des weiteren Zerfalls radioaktiver Isotope noch freisetzbaren Wärme errechnet sich eine Gesamtwärme der Erde von 12 bis $24 \cdot 10^{30}$ J; davon befinden sich in der äußersten Erdkruste bis rund 10 000 m Tiefe etwa 10^{26} J. Dieses Energiepotenzial entspricht der im Verlauf vieler Millionen Jahre von der Sonne auf die Erde eingestrahltene Energiemenge.

Energie aus Planetengravitation und -bewegung. Erde und Mond kreisen um einen gemeinsamen Schwerpunkt. Er liegt aufgrund der Massendisproportionalität zwischen den beiden Himmelskörpern innerhalb des Erdkörpers. Bei der Rotation von Erde und Mond um diesen gemeinsamen Schwerpunkt bewegen sich alle Punkte dieser Himmelskörper auf Kreisen gleichen Radius um den Schwerpunkt. Im Erdmittelpunkt ist dabei die Anziehungskraft durch den Mond genau so groß wie die Zentripetalkraft, die für die Kreisbewegung der Erde benötigt wird. Auf der dem Mond zugewandten Seite ist die Anziehungskraft größer; daher versucht alle Materie auf dieser Seite der Erde sich zum Mond hin zu bewegen. Auf der

dem Mond abgewandten Seite ist die Massenanziehungskraft des Mondes demgegenüber kleiner als die Zentripetalkraft, die für die Bewegung der auf dieser Seite befindlichen Materie auf der Kreisbahn notwendig ist; hier versucht daher alle Materie auf der Erde, sich vom Mond weg zu bewegen. Dieser Effekt macht sich u. a. bei den beweglichen Wassermassen auf der Erdoberfläche in Form von Ebbe und Flut bemerkbar.

Der Erdkörper zieht sich unter der Wirkung dieser Kräfte etwas in die Länge. Die Einstellzeit dieser Deformation, die innerhalb von 24 Stunden ihre Richtung um eine volle Drehung ändern muss, ist aber zu groß, als dass es zu einer vollständigen Ausbildung der sich theoretisch einstellenden Verzerrung kommt. Das Wasser dagegen folgt dieser Deformation, allerdings mit einer geringen Verzögerung aufgrund der inneren Reibung der Wassermassen, der Reibung am Meeresboden, dem Anprall an die Kontinentalränder und dem Eindringen in Meereseengen und -buchten. Diese verzögernden Kräfte führen deshalb zu einer Phasenverschiebung zwischen dem Mondhöchststand und der Flut und damit auch zu einer Bremsung der Erdrotation.

Die Energiequelle, die auf der Erde die Gezeiten hervorruft, resultiert also im Wesentlichen aus der Kombination der Planetenbewegungen und der Massenanziehung der Himmelskörper Erde und Mond untereinander.

2.1.2 Atmosphäre

Unter der Erdatmosphäre wird die von der Schwerkraft der Erde festgehaltene Gashölle verstanden. Sie wird in verschiedene „Stockwerke“ eingeteilt (Abb. 2.4). Von besonderem Interesse für die Nutzung regenerativer Energien auf der Erdoberfläche sind ausschließlich die unteren Schichten; beispielsweise ist für die Windkraftnutzung die Atmosphäre bis zu einer Höhe von allenfalls mehreren 100 m wesentlich.

Den unteren Atmosphärenbereich bezeichnet man als Troposphäre. Sie ist die eigentlich wetterwirksame Schicht der Atmosphäre, in welcher sich vor allem die Wolken- und Niederschlagsbildung vollzieht. Sie ist im zeitlichen und räumlichen Mittel durch eine Abnahme der Temperatur mit zunehmender Höhe gekennzeichnet. Die Größe dieser Temperaturänderung ist orts- und zeitabhängig. Der Temperaturgradient kann in relativ weiten Grenzen um einen Mittelwert von 0,65 K/100 m schwanken. Unter bestimmten meteorologischen Bedingungen treten auch vertikal eng begrenzte Schichten auf, in denen die Temperatur mit wachsender Höhe nicht ab-, sondern zunimmt. Solche Inversionen treten besonders häufig zwischen 1 000 und 2 000 m Höhe an der planetarischen Grenzschicht (Kapitel 2.3.1) sowie unmittelbar über dem Erdboden („Bodeninversionen“) und an der Tropopause auf.

Die Troposphäre wird durch die Tropopause begrenzt, an die sich die Stratosphäre anschließt. Innerhalb der Stratosphäre wird ein Temperaturmaximum bei 40 bis 50 km Höhe erreicht. Die nächste Atmosphärenschicht ist die Mesosphäre; sie

reicht bis zum nächsten Temperaturextrem, einem Minimum in ca. 80 km Höhe. Über ihr liegt, abgegrenzt durch die Mesopause, die Thermosphäre.

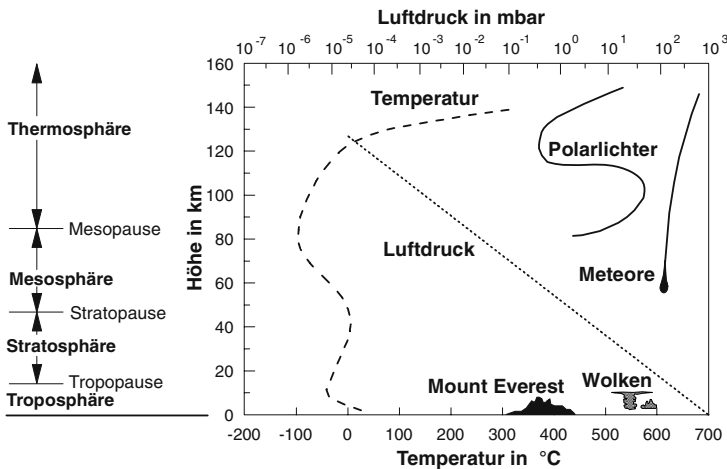


Abb. 2.4 Querschnitt durch die Atmosphäre (nach /2-3/)

Die Atmosphäre setzt sich bis in etwa 100 km Höhe aus einem Gasgemisch zusammen (Tabelle 2.1), dessen Mischungsverhältnis die Definiertheit einer chemischen Verbindung hat. Dieses Gasgemisch ist – speziell in der Troposphäre – zeitlich und örtlich stark wechselnd mit Wasserdampf vermischt und von Aerosol-Suspensionen durchsetzt.

Die Grundmasse, trockene reine Luft, besteht aus einem Gemisch von Gasen, die unter atmosphärischen Bedingungen nicht in die flüssige oder feste Phase übergehen können (d. h. permanente Gase), weil ihre Verflüssigungs- bzw. Erstarrungstemperaturen weit unterhalb der in der Atmosphäre vorkommenden Temperaturen liegen. Neben den Hauptbestandteilen Stickstoff (N_2) und Sauerstoff (O_2) sind darin zu geringen Anteilen noch Argon (Ar) und Kohlenstoffdioxid (CO_2 , umgangssprachlich auch als Kohlendioxid bezeichnet) enthalten. Zusätzlich kommen Spuren von weiteren Edelgasen wie Neon (Ne), Helium (He), Krypton (Kr) und Xenon (Xe) sowie geringe Anteile an Ozon (O_3) und Wasserstoff (H_2) in der Atmosphäre vor. Vor allem die zwei letztgenannten variieren in ihren Anteilen zeitlich und örtlich (u. a. /2-3/, /2-7/, /2-11/, /2-12/).

Tabelle 2.1 Zusammensetzung der Luft (nach /2-3/)

Zeitlich und räumlich konstante Bestandteile	
Stickstoff (N ₂)	78,08 Vol.-%; 75,53 Massen-%
Sauerstoff (O ₂)	20,95 Vol.-%; 23,14 Massen-%
Argon (Ar)	0,93 Vol.-%; 1,28 Massen-%
weitere Edelgase (He, Ne, Kr, Xe)	
Spuren	
Zeitlich und räumlich veränderbare Bestandteile	
Wasserdampf (H ₂ O)	je nach meteorologischen Gegebenheiten bis zu 4 %
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	0,03 Vol.-%; 0,05 Massen-%; Tendenz gegenwärtig steigend
Beimengungen	
Gase	
Ozon (O ₃)	aus der Hochatmosphäre
Radon (Rn)	aus radioaktiver Bodenatmung
Schwefeldioxid (SO ₂)	z. B. aus Vulkanen, postvulkanischen Aktivitäten
Kohlenstoffmonoxid (CO)	oxidiert kurzfristig zu Kohlenstoffdioxid (CO ₂)
Methan (CH ₄)	z. B. aus Tiermägen, Faulprozessen
Kohlenwasserstoffe	von Pflanzen abgegeben
Aerosole	
Gasaerosole	aus Gasreaktionen (Sulfate, Nitrate u. a.)
Staub	u. a. Wüsten-, Steppen- oder Vulkanstaub
Pflanzenasche	aus Wald- und Steppenbränden
Meerwassersalz	beim Brechen der Wellenkämme in Luft übergehend
Biomasse	Mikroorganismen, Pollen

Massen-% Massenprozent; Vol.-% Volumenprozent.

2.1.3 Bilanz der Energieströme

Die Energie, die aus den drei primären regenerativen Energiequellen Sonne, Erdwärme sowie Planetengravitation und -bewegung stammt, kommt auf der Erde in verschiedenen Erscheinungsformen (z. B. Wärme, fossile Energieträger oder Biomasse) vor bzw. ruft unterschiedliche Wirkungen hervor (z. B. Wellen, Verdunstung und Niederschlag). Abb. 2.5 zeigt eine Systematik, die diese Erscheinungsformen bzw. Wirkungen den entsprechenden Energiequellen zuordnet. Zusätzlich sind hier noch aus Vollständigkeitsgründen die nicht erneuerbaren Energien bzw. Energieträger dargestellt. Dabei sind in dieser Grafik immer nur die wesentlichen Zusammenhänge dargestellt, da eine eindeutige Zuordnung oft nicht möglich ist. So resultiert beispielsweise die Windenergie aus der Atmosphärenbewegung, die durch die Sonneneinstrahlung bedingt und durch die Erdrotation beeinflusst wird. Die dem Menschen zugängliche Wärme der oberen Erdkruste setzt sich sowohl aus Solarenergie als auch aus Erdwärme zusammen.

Nach Abb. 2.5 zählen zu den Primärenergiequellen neben den regenerativen Energieströmen aus Sonne, Erdwärme sowie Planetengravitation und -bewegung als nicht regenerative Energiequelle die Atomkerne, aus denen entweder über den Fusionsprozess oder die Kernspaltung Wärme gewonnen werden kann. Der Energiestrom von der Sonne ist Ursache für eine Vielzahl von weiteren Energieerscheinungsformen bzw. Wirkungen. Aus der solaren Strahlung sind im Laufe der vergangenen Jahrmillionen u. a. die fossil biogenen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas entstanden. Sie bilden zusammen mit der Energie aus den Atomkernen (d. h. den

fossil mineralischen Energieträgern) die nicht regenerativen Energien bzw. Energieträger. Alle anderen sind erneuerbare Energien bzw. Energieträger. Ein Teil der gegenwärtig von der Sonne auf die Erde eingestrahlte Energie wird innerhalb der Atmosphäre umgewandelt und ist letztlich u. a. für Verdunstung und Niederschlag, Wind und Wellen verantwortlich. Die auf der Erde ankommende Globalstrahlung erwärmt die Meere und die Erdoberfläche. Daraus resultieren beispielsweise die Meeresströmungen und das Pflanzenwachstum. Neben diesen Erscheinungsformen zählen zu den regenerativen Energien auch die Erdwärme sowie die Gezeitenenergie, die auf die Planetengravitation und -bewegung zurückzuführen ist.

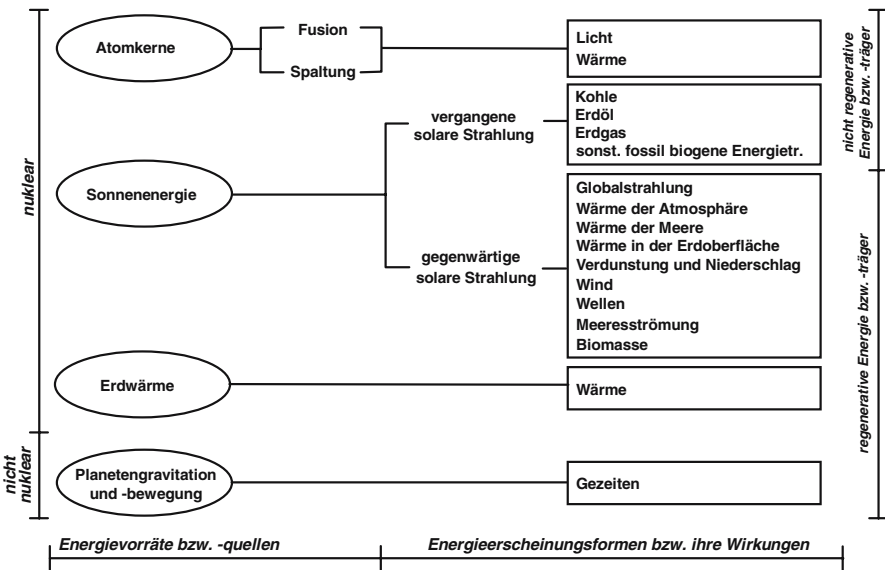


Abb. 2.5 Energiequellen, ihre Erscheinungsformen bzw. Wirkungen (nach /2-1/)

Da die Erde sich annähernd in einem energetischen Gleichgewichtszustand befindet, muss der zugeführten Energie ein entsprechend gleich großer Entzug gegenüberstehen. Diese Energiebilanz der Erde zeigt Abb. 2.6. Der mit Abstand größte Teil der pro Jahr auf der Erde umgesetzten Energie stammt demnach von der Sonne (über 99,9 %). Die Planetengravitation und -bewegung und die Erdwärme liefern zusätzlich nur etwa 0,022 %. Durch den weltweiten Primärenergieverbrauch aus der Nutzung der fossil biogenen und der fossil mineralischen Energiereserven und -ressourcen kommen jährlich weitere rund 0,006 % bzw. ca. 402 EJ (2004) hinzu (vgl. /2-2/, /2-40/).

Jährlich strahlt die Sonne etwa $5,6 \cdot 10^{24}$ J auf die Erde. Davon werden etwa 31 % direkt am oberen Atmosphärenrand wieder zurück in den Weltraum reflektiert. Die verbleibenden 69 % dringen in die Atmosphäre ein. Ein größerer Teil davon erreicht die Erdoberfläche, während ein kleinerer Teil in der Atmosphäre

absorbiert wird. Von der die Erdoberfläche erreichenden Strahlung wird zunächst ein kleiner Teil (im Mittel etwa 4,2 %) wieder direkt zurück in die Atmosphäre reflektiert. Der überwiegende Teil der die Erdoberfläche erreichenden Strahlung steht hier für Verdunstung, Konvektion und Abstrahlung zur Verfügung. Sie wird dazu in langwellige Wärmestrahlung gewandelt und als diese wieder in den Welt- raum abgestrahlt. Ein geringer Teil wird über den Photosyntheseprozess in organi- sche Substanz umgewandelt.

Damit besteht näherungsweise ein Gleichgewichtszustand zwischen der zu- und abgeführten Energie auf der Erdoberfläche. Die zugeführte Energie ist dabei ge- ringfügig größer, da ein Teil der Energie in der Biomasse gespeichert wird; wird diese organische Substanz nicht in absehbarer Zeit wieder organisch abgebaut, verbrannt oder anderweitig umgewandelt, kann sie im Verlauf geologischer Zeit- räume in fossil biogene Energieträger umgewandelt werden. Im Wesentlichen betrifft dies das im Meer gebildete Plankton, das teilweise auf den Meeresgrund absinkt. Andererseits kann mit der Nutzung der fossil biogenen und fossil minera- lischen Energieträger kurzfristig mehr Energie freigesetzt werden, als letztlich aus den beschriebenen regenerativen Energieströmen der Erde zugeführt wird.

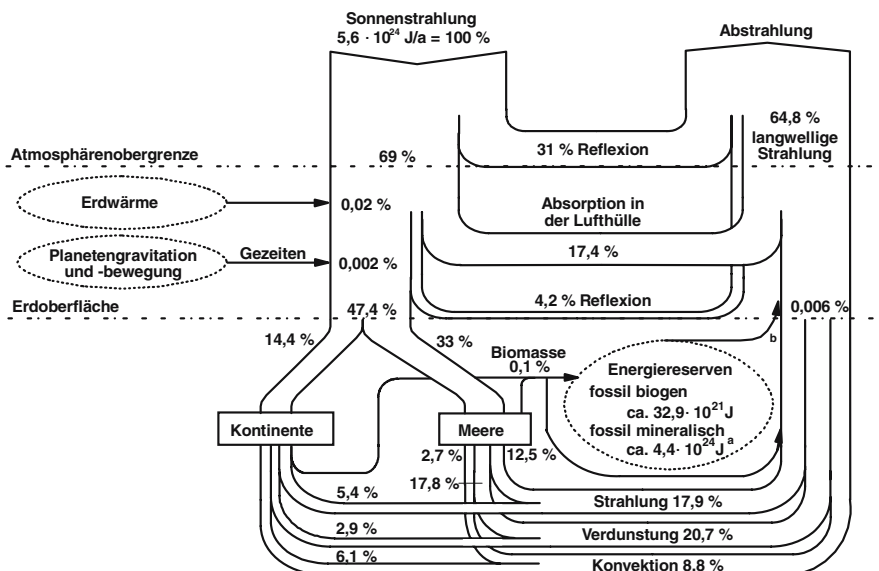


Abb. 2.6 Energiebilanz der Erde (a) exemplarisch nur Kernspaltung mit Brütertechnologie (1,5 TJ/kg Uran), zusätzlich wäre auch eine – hier nicht dargestellte – Fusion möglich; b) Weltprimärenergieverbrauch an fossil biogenen und fossil mineralischen Energieträgern von rund 402 EJ im Jahr 2004 /2-40/; nach /2-2/)

2.2 Solare Strahlung

Ein Teil der von der Sonne auf die Erde eingestrahlt Energie kann auf der Erdoberfläche direkt als Strahlung empfangen und in andere nutzbare Energieformen umgewandelt werden. Daher werden im Folgenden die wichtigsten Grundlagen des solaren Strahlungsangebots und seine wesentlichen Eigenschaften diskutiert.

2.2.1 Grundlagen des solaren Strahlungsangebots

Optische Fenster. Die Atmosphäre ist für die solare Strahlung zum größten Teil undurchlässig; nur im optischen Wellenlängenbereich (0,3 bis 5,0 μm ; Fenster I) und im niederfrequenten Bereich (10^{-2} bis 10^2 m, Fenster II) kann die Strahlung die Atmosphäre passieren (sogenannte optische Fenster der Atmosphäre; Abb. 2.7). Von diesen beiden Bereichen ist für die Solarenergienutzung aus Leistungsgründen nur das Fenster I von Bedeutung. Der wesentliche Teil des optischen Fensters I umfasst den Bereich des sichtbaren Lichts von 0,38 bis 0,78 μm .

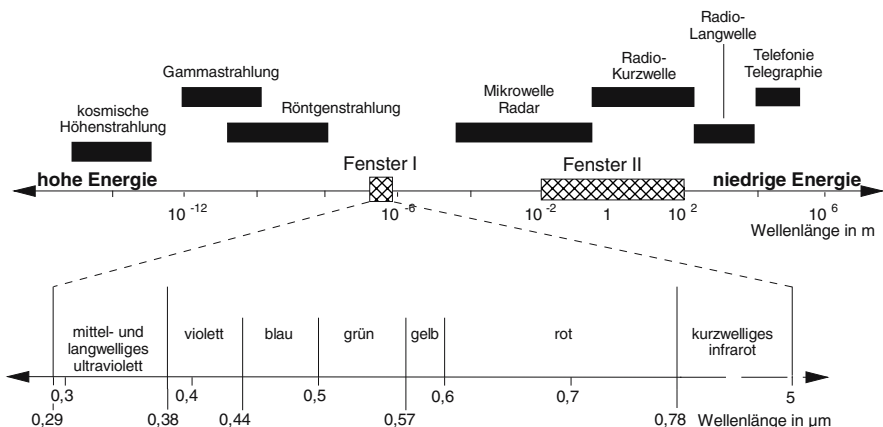


Abb. 2.7 Optische Fenster der Atmosphäre (nach /2-4/)

Strahlungsschwächung. Innerhalb der Atmosphäre erfährt die Strahlung eine Schwächung; dies wird als Extinktion bezeichnet. Hierbei sind verschiedene Mechanismen wirksam /2-43.

- Streuung. Unter Streuung versteht man die Ablenkung der Strahlung aus ihrer Einfallrichtung ohne Energieübertragung und damit ohne Energieverlust für die Strahlung. Eine derartige Streuung erfolgt u. a. an Luftmolekülen, Wassertropfen, Eiskristallen und Aerosolpartikeln. Dabei wird zwischen der Rayleigh- und der Mie-Streuung unterschieden. Bei der Rayleigh-Streuung handelt es sich um Streuung an Teilchen mit Radien, die wesentlich kleiner sind als die

Wellenlänge des einfallenden Lichts (z. B. Luftmoleküle). Die Mie-Streuung erfolgt an Teilchen, die Radien im Bereich der Wellenlänge des einfallenden Lichts und größer haben (z. B. Aerosolpartikel). Je größer die Teilchen werden, an denen das Sonnenlicht gestreut wird, desto stärker streuen sie in Vorwärtsrichtung. Die Mie-Streuung geht dann in eine Beugung über.

- Absorption. Die Absorption ist die Umwandlung der Strahlung in andere Energieformen; i. Allg. wird die Sonnenenergie dabei in Wärme umgewandelt. Eine derartige Absorption kann beispielsweise an Aerosol-, Wolken- und Niederschlagspartikeln erfolgen. Zusätzlich ist auch eine selektive Gasabsorption möglich; hier werden bestimmte Spektral- bzw. Wellenlängenbereiche der solaren Strahlung von bestimmten Gasen absorbiert. Dies gilt insbesondere für Ozon (O_3) und Wasserdampf (H_2O); Ozon beispielsweise absorbiert nahezu vollständig den Spektralbereich von 0,22 bis 0,31 μm . Kohlenstoffdioxid (CO_2) absorbiert demgegenüber die solare Strahlung nur minimal.

Diese Schwächung wird durch den Transmissionsfaktor τ_G beschrieben (Gleichung (2.3)); er enthält alle Schwächungseffekte, die innerhalb der Atmosphäre auf die an der äußeren Hülle der Atmosphäre ankommende solare Globalstrahlung ausgeübt werden. \dot{G}_G ist dabei die Globalstrahlung und \dot{G}_O die Solarkonstante.

$$\dot{G}_G = \dot{G}_O \tau_G \quad (2.3)$$

Der Transmissionsfaktor setzt sich zusammen aus dem der Rayleigh-Streuung τ_{RS} , dem der Mie-Streuung τ_{MS} und dem der Gasabsorption τ_{GA} sowie der Partikelabsorption τ_{PA} (Gleichung (2.4)).

$$\tau_G = \tau_{RS} \tau_{MS} \tau_{GA} \tau_{PA} \quad (2.4)$$

Strahlungsspektrum. Infolge der Strahlungsschwächung innerhalb der Erdatmosphäre verändert sich das Energieverteilungsspektrum des Sonnenlichts. Abb. 2.8 zeigt das Spektrum der Sonnenstrahlung vor und nach dem Durchgang durch die Atmosphäre.

Infolge der beschriebenen Schwächungsvorgänge innerhalb der Lufthülle der Erde zeigt die Energieverteilung der Sonnenstrahlung, welche die Erdoberfläche erreicht, folgende charakteristische Eigenschaften.

- Das Energiemaximum liegt im sichtbaren Spektralbereich bei 0,5 bis 0,6 μm (grünes bis gelbes Licht).
- Mit abnehmender Wellenlänge (d. h. im ultravioletten Bereich) kommt es zu einer raschen Abnahme der Strahlungsleistung.
- Bei zunehmender Wellenlänge (d. h. im infraroten Bereich) geht die Strahlungsleistung langsamer zurück.

- In bestimmten Wellenlängenbereichen sind tiefe Einbrüche in der Energieverteilungskurve vorhanden („dunkle Bereiche“). Sie werden durch die selektive Absorption des Sonnenlichtes an einzelnen Atmosphärenbestandteilen hervorgerufen.

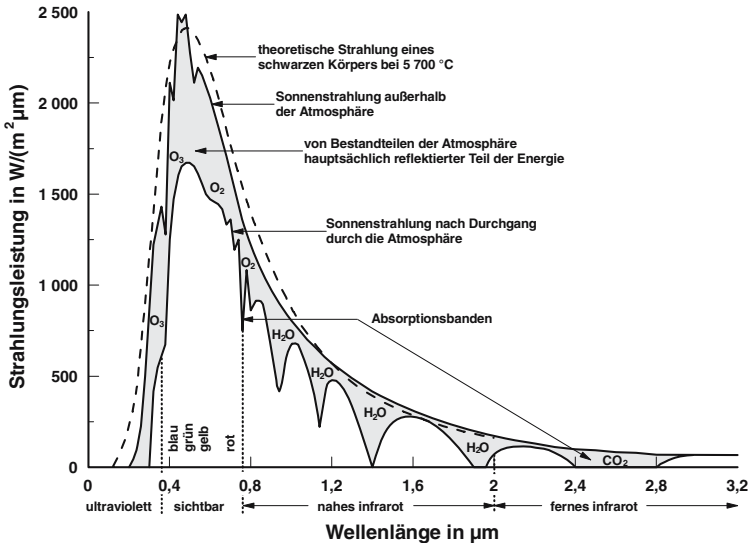


Abb. 2.8 Energieverteilungsspektren der Sonnenstrahlung vor und nach dem Durchgang durch die Erdatmosphäre (nach /2-7/)

Direkt-, Diffus- und Globalstrahlung. Die Streuungsmechanismen innerhalb der Atmosphäre bewirken, dass auf die Erdoberfläche letztlich diffuse und direkte Strahlung auftrifft. Unter Direktstrahlung wird dabei die direkt von der Sonne kommende und an einem bestimmten Punkt auftreffende Strahlung verstanden. Bei der Diffusstrahlung handelt es sich demgegenüber um Strahlung, die durch Streuung in der Atmosphäre entsteht und einen bestimmten Empfangspunkt indirekt erreicht. Die Summe aus Direktstrahlung \dot{G}_{Dr} und Diffusstrahlung \dot{G}_{Df} , jeweils bezogen auf die horizontale Empfangsfläche, wird als Globalstrahlung \dot{G}_G bezeichnet (Gleichung (2.5)). Die Diffusstrahlung \dot{G}_{Df} setzt sich dabei aus der in der Atmosphäre gestreuten Strahlung, der atmosphärischen Gegenstrahlung sowie aus der von der Umgebung reflektierten Strahlung zusammen.

$$\dot{G}_G = \dot{G}_{Df} + \dot{G}_{Dr} \quad (2.5)$$

Bei Berechnungen muss zwischen direkter und diffuser Strahlung unterschieden werden, da sie mit einem unterschiedlichen mittleren Einfallswinkel auf eine bestimmte Empfangsfläche (z. B. Oberfläche eines Solarkollektors) eintreffen. Die

atmosphärische Gegenstrahlung und die von der Umgebung auf die Empfangsfläche reflektierte Strahlung haben dabei oft nur geringe Bedeutung; im Winter oder im Gebirge kann die Reflexionsstrahlung z. B. aufgrund einer Schneedecke aber auch größere Anteile an der Globalstrahlung einnehmen.

Der Anteil der Diffus- bzw. Direktstrahlung an der gesamten an einem bestimmten Punkt auftreffenden Globalstrahlung ist tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Abb. 2.9 zeigt deshalb beispielhaft den Jahresgang der Direkt-, der Diffus- und der Globalstrahlung an einem Standort in Süddeutschland. Demnach übersteigt in mitteleuropäischen Breiten im Jahresdurchschnitt der diffuse Strahlungsanteil den direkten Anteil erheblich. In den Wintermonaten besteht die Globalstrahlung fast ausschließlich aus Diffusstrahlung. Im Sommer nimmt der Anteil der direkten Strahlung deutlich zu, ist aber im Durchschnitt immer kleiner als derjenige der Diffusstrahlung.

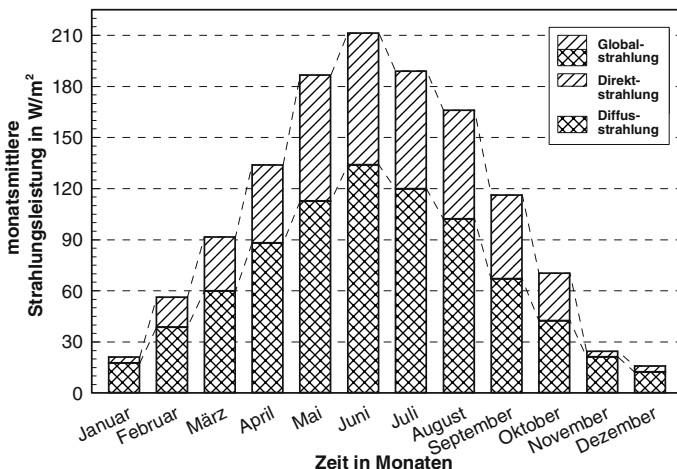


Abb. 2.9 Jahresgang der Diffus-, der Direkt- und der Globalstrahlung an einem süddeutschen Standort

Direktstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen. Die auf eine geneigte Fläche auftreffende direkte Sonnenstrahlung wird durch den Einfallswinkel ψ bestimmt (Abb. 2.10). Dieser wiederum ist abhängig von Ausrichtung und Ort der Empfangsfläche sowie vom Sonnenstand (Gleichung (2.6)).

$$\begin{aligned} \cos \psi = & (\cos \alpha \sin \varphi - \cos \varphi \cos \beta \sin \alpha) \sin \delta + \\ & (\sin \varphi \cos \beta \sin \alpha + \cos \alpha \cos \varphi) \cos \delta \cos \omega_{St} + \\ & \sin \beta \sin \alpha \cos \delta \sin \omega_{St} \end{aligned} \tag{2.6}$$

Dabei ist α der Neigungswinkel, β der Azimuthwinkel (Abweichung von der Südausrichtung), φ der Breitengrad, δ die Sonnendeklination und ω_{St} der Stunden-

winkel der Sonne; er liegt beim Sonnenhöchststand bei 0° und ist vormittags positiv bzw. nachmittags negativ.

ω_{St} kann mit Hilfe der wahren Ortszeit (WOZ, in Stunden (h)), die sich aus der gesetzlichen Zeit GZ ergibt, nach Gleichung (2.7) berechnet werden.

$$\omega_{St} = (12 h - (GZ + 4(\lambda_o - \lambda) - (7,66 \sin(0,9856^\circ J - 2,72^\circ) + 9,87 \sin(2(0,9856^\circ J - 2,72^\circ) + 24,99^\circ + 3,83^\circ \sin(0,9856^\circ J - 2,72^\circ)))) / 15^\circ \quad (2.7)$$

J ist dabei der betrachtete Tag des Jahres (1 ... 365), λ_o ist der Bezugsmeridian (-15° bei mitteleuropäischer Zeit (MEZ), -30° bei mitteleuropäischer Sommerzeit (MESZ)) und λ der Längengrad des Standortes. Die Sonnendeklination δ , die den Winkelabstand des Sonnenhöchststandes vom Himmelsäquator beschreibt, berechnet sich nach Gleichung (2.8). Sie nimmt Werte zwischen $-23,45^\circ$ am 22. Dezember und $+23,45^\circ$ am 22. Juni an.

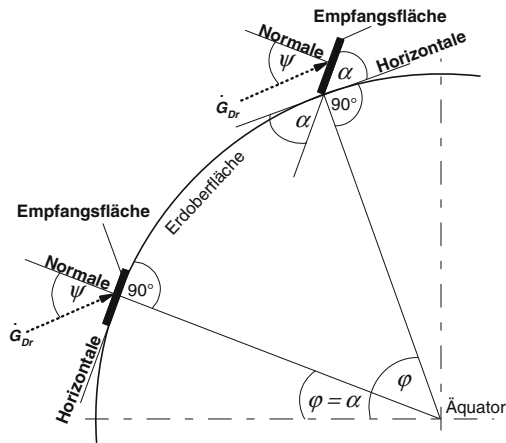


Abb. 2.10 Geometrische Zusammenhänge der Sonneneinstrahlung auf geneigte Flächen (nach /2-18/)

$$\delta = -23,45 \cos \frac{2\pi}{365,25} (J + 10) \quad (2.8)$$

Liegt die Empfangsfläche für die Strahlung horizontal, kann nach Gleichung (2.9) der Zenitwinkel ψ_z berechnet werden.

$$\cos \psi_z = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega_{St} \quad (2.9)$$

Die Umrechnung der solaren Direktstrahlung auf die geneigte, nach einer bestimmten Himmelsrichtung ausgerichtete Empfangsfläche $\dot{G}_{Dr,g,a}$ erfolgt aus der auf

die horizontale Empfangsebene auftreffenden Direktstrahlung \dot{G}_{Dr} mit Hilfe des Strahlungseinfallswinkels ψ , dem Neigungswinkel bezüglich der Horizontalebene α , dem Sonnenazimutwinkel β und der Ausrichtung der Flächennormalen bezüglich der Himmelsrichtung γ nach Gleichung (2.10).

$$\dot{G}_{Dr,g,a} = \dot{G}_{Dr} (\sin \psi \cos \alpha - \sin \alpha \cos \psi \sin(\beta - \gamma)) \quad (2.10)$$

Diffusstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen. Die Umrechnung des diffusen Anteils der Solarstrahlung auf die geneigte und ausgerichtete Fläche $\dot{G}_{Df,g,a}$ ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig und nicht geschlossen analytisch darstellbar. Wird deshalb vereinfachend unterstellt, dass die Diffusstrahlung gleichmäßig im Raum verteilt sei, trifft sie aus allen Richtungen zu gleichen Teilen auf einen bestimmten Punkt auf der Erdoberfläche (isotropes Modell). Sie errechnet sich unter diesen vereinfachten Randbedingungen aus der Diffusstrahlung auf die horizontale Fläche \dot{G}_{Df} und dem Neigungswinkel der Empfangsfläche gegen die Horizontalebene α nach Gleichung (2.11).

$$\dot{G}_{Df,g,a} = \frac{1}{2} \dot{G}_{Df} (1 + \cos \alpha) \quad (2.11)$$

Die Annahme einer isotropen Strahlungsverteilung beschreibt jedoch nur eingeschränkt die tatsächlichen Gegebenheiten; ist die Atmosphäre bei starker und gleichmäßiger Bewölkung nur von diffuser Strahlung erfüllt, ist es trotzdem im Bereich um den jeweiligen Sonnenstand meist heller als am übrigen Himmel. Dies wird in Gleichung (2.12) berücksichtigt, bei der von einem gleichmäßig im Raum verteilten isotropen Strahlungsanteil ausgegangen wird, dem ein sogenannter circumsolarer Anteil überlagert wird (vgl. /2-10/, /2-15/, /2-18/).

$$\dot{G}_{Df,g,a} = \dot{G}_{Df} \left(\frac{1}{2} \left(1 - \frac{\dot{G}_{Dr,g,a}}{\dot{G}_o} \right) (1 + \cos \alpha) + \left(\frac{\dot{G}_{Dr,g,a}}{\dot{G}_o} \frac{\cos \psi}{\cos(90^\circ - \alpha)} \right) \right) \quad (2.12)$$

Reflexionsstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen. Ein gewisser Anteil der in der Umgebung um eine geneigte und ausgerichtete Empfangsfläche auftreffenden Globalstrahlung wird auf diese geneigte und ausgerichtete Empfangsfläche reflektiert ($\dot{G}_{R,g,a}$). Er kann aus dem Albedo A_G (d. h. dem Verhältnis von reflektierter zu eingefallener Globalstrahlung), der Globalstrahlung auf die horizontale Empfangsfläche \dot{G}_G und dem Neigungswinkel bezüglich der Horizontalen α nach Gleichung (2.13) berechnet werden.

$$\dot{G}_{R,g,a} = A_G \dot{G}_G \sin^2(\alpha/2) \quad (2.13)$$

Der Albedo hängt von den Bedingungen an dem betrachteten Standort ab. Entsprechende Werte bewegen sich z. B. bei Schnee zwischen 0,7 und 0,9, bei Sand zwischen 0,25 und 0,35 sowie bei Wald- und Ackerflächen zwischen 0,1 und 0,2.

Globalstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen. Die auf eine geneigte und ausgerichtete Fläche, beispielsweise die Oberfläche eines Photovoltaikmoduls, auftreffende Globalstrahlung setzt sich aus der ankommenden Direkt- ($\dot{G}_{Dr,g,a}$, Gleichung (2.10)) und Diffusstrahlung ($\dot{G}_{Df,g,a}$, Gleichung (2.11) bzw. (2.12)) sowie der von der Umgebung auf diese Empfangsfläche reflektierte Strahlung ($\dot{G}_{R,g,a}$, Gleichung (2.13)) zusammen. Die gesamte auf eine orientierte Fläche auftreffende Globalstrahlung $\dot{G}_{G,g,a}$ errechnet sich damit nach Gleichung (2.14).

$$\dot{G}_{G,g,a} = \dot{G}_{Dr,g,a} + \dot{G}_{Df,g,a} + \dot{G}_{R,g,a} \quad (2.14)$$

2.2.2 Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik

Strahlungsmessung. Um die kurz- und langwellige Strahlungsflüsse durch die Atmosphäre bestimmen zu können, stehen eine Reihe verschiedener Messgeräte zur Verfügung. Grundsätzlich wird dabei zwischen Relativ- und Absolutgeräten unterschieden [2-7], [2-45].

Soll die Strahlungsenergie absolut gemessen werden, muss die eingestrahlte Energie zunächst in eine messbare Größe konvertiert werden. Bei den meisten derartigen Strahlungsmessgeräten wird deshalb die Strahlungsenergie von einer geschwärzten Fläche absorbiert und in Wärme umgewandelt. Dadurch steigt die Temperatur der Fläche an. Entsprechend wird dann eine entsprechende Wärmemenge pro Zeiteinheit durch Wärmeleitung im Instrument oder an die Luft durch Temperaturstrahlung abgegeben und es stellt sich ein Gleichgewichtszustand ein. Die resultierende Temperaturerhöhung ist dabei ein Maß für die Strahlungsenergie. Zur Kalibrierung eines solchen Absolutgerätes kann ein Relativgerät verwendet werden. Ein solches Relativgerät ist das Michelson-Marten-Aktinometer. Absolutgeräte sind beispielsweise das Moll-Gorcynsky-Pyranometer und das Kompensations-Pyreheliometer nach Angström.

Für die Messung der direkten Sonnenstrahlung (d. h. des Direktstrahlungsanteils) werden Pyreheliometer (früher auch als Aktinometer bezeichnet) verwendet. Hierbei wird von zwei gleichen geschwärzten dünnen Manganin-Flächen eine der direkten Sonnenstrahlung ausgesetzt; sie erwärmt sich dadurch. Die andere, nicht bestrahlte Fläche, wird mit Hilfe von elektrischer Energie auf die Temperatur der bestrahlten Fläche erwärmt. Die Wärmeentwicklung ist dabei proportional dem Quadrat der Stromstärke. Damit ist die Stromstärke äquivalent zu der absorbierten Strahlungsenergie. Pyreheliometer werden normal zur einfallenden Strahlung ausgerichtet und sind so konstruiert, dass nur die Direktstrahlung auf die Empfangsfläche trifft, beispielsweise durch Positionierung der Fläche in einer Röhre.

Zur Bestimmung der Globalstrahlung werden Pyranometer verwendet (z. B. das Moll-Gorcynsky-Pyranometer). Bei diesem Gerät dient als Empfangsfläche eine Thermosäule, deren Gegenlötstellen thermisch mit dem Gehäuse verbunden sind. Der durch die Erwärmung der bestrahlten Fläche entstehende Temperaturunterschied erzeugt eine Spannung, die ein Maß für die Globalstrahlung ist. Um Witterungseinflüsse auf die Messung zu verhindern, wird die Empfangsfläche je nach zu messendem Wellenlängenbereich mit Kalotten aus unterschiedlichem Material geschützt. Für die Messung der kurzwelligen Strahlungsflüsse werden beispielsweise Halbkugeln aus Quarzglas, der lang- und kurzwelligen Strahlungsflüsse Kalotten aus Lupolen und der langwelligen Strahlungsflüsse Siliziumhalbkugeln verwendet. Die Pyranometer werden meist horizontal ausgerichtet. Wird der direkte Anteil der Globalstrahlung z. B. durch einen Schattenring ausgeblendet, kann man mit diesen Geräten auch die Diffusstrahlung messen.

Zur Ermittlung der Strahlungsbilanz wird ein Pyranometer für den oberen und den unteren Halbraum benötigt. Je nach Art der Abdeckung kann die Bilanz in verschiedenen spektralen Bereichen ermittelt werden.

Oft wird lediglich die Sonnenscheindauer gemessen. Sie wird meist durch einen Sonnenscheinautographen nach Campbell-Stokes erfasst, wobei durch Konzentration der Strahlung mittels einer Glaskugel auf einem in eine Kalotte eingelegten Papierstreifen ein Brennstreifen entsteht.

Strahlungsverteilung. Innerhalb Deutschlands wird an einer Vielzahl von Standorten die Globalstrahlung gemessen. Werden diese gemessenen Strahlungswerte, die als stündliche, tägliche oder monatliche Mittelwerte vorliegen, jeweils über das Jahr aufsummiert und die langjährigen Mittelwerte gebildet, erhält man das an diesem Standort durchschnittlich zu erwartende Strahlungsangebot. Die Verteilung dieses langjährigen mittleren solaren Strahlungsangebots innerhalb Deutschlands zeigt Abb. 2.11.

Deutlich wird, dass der Süden durch das höchste solare Strahlungsangebot gekennzeichnet ist; in Norddeutschland sind - mit Ausnahme der Nord- und Ostseeinseln - z. T. deutlich geringere Strahlungssummen gegeben. Ursache für das höhere Strahlungsangebot in Süddeutschland ist zum einen die südlichere Lage und damit die größere Nähe zum Äquator. Zum anderen ist hier im Durchschnitt die Wolkenbedeckung geringer. Beides zusammen hat eine höhere Direktstrahlung und eine längere durchschnittliche Sonnenscheindauer zur Folge. Im langjährigen Mittel variiert die Globalstrahlungssumme aufgrund der regionalen Unterschiede zwischen etwa 290 und 470 kJ/(cm² a).

Zeitliche Variationen. Das solare Strahlungsangebot an einem Standort ist erheblichen zeitlichen Schwankungen unterworfen, die teils deterministischer und teils stochastischer Natur sind.

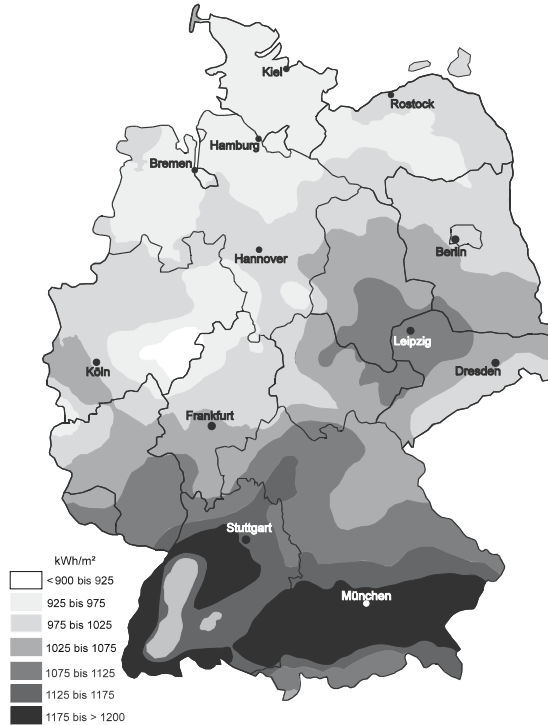


Abb. 2.11 Verteilung der langjährigen Mittelwerte der Globalstrahlungssummen in Deutschland (nach /2-5/)

Abb. 2.12 verdeutlicht die zeitlichen Unterschiede des solaren Strahlungsangebots anhand der gemessenen Globalstrahlungsleistungen an einem Standort in Norddeutschland. Der Jahresgang der tagesmittleren Strahlungsleistungen ist dabei durch ein geringes Strahlungsangebot in den Wintermonaten und ein höheres Angebot im Sommer gekennzeichnet. Die beiden exemplarisch dargestellten Tagesgänge der stundenmittleren Strahlungsleistung (30. Januar bzw. 30. Oktober) verdeutlichen, wie dieses Strahlungsangebot im Tagesverlauf verteilt ist. Der zeitliche Verlauf der flächenspezifischen Strahlungsleistung des Januartages war beispielsweise ganztägig durch einen bedeckten Himmel bestimmt; die fast ausschließlich vorliegende diffuse Strahlung ist nur durch geringe Leistungen gekennzeichnet. Der 30. Oktober dagegen war weitgehend wolkenlos. Nur der Einbruch der Globalstrahlung um die Mittagszeit deutet auf durchziehende Wolken hin. Der zusätzlich dargestellte Verlauf der minutenmittleren Strahlungsleistungen zur Mittagszeit bestätigt, dass der Januartag durch einen gleichmäßig bedeckten Himmel mit geringer, nur wenig variierender Sonneneinstrahlung geprägt war. Demgegenüber war an dem Oktobertag die Sonneneinstrahlung durchweg höher und entsprechend größeren Unterschieden infolge der variierenden Bewölkung unterworfen.

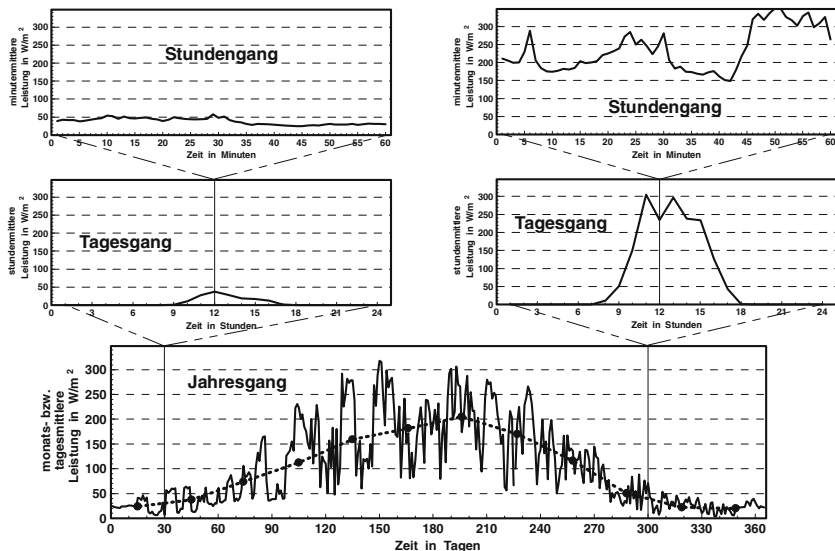


Abb. 2.12 Jahresgang sowie Tages- und Stundenganglinien gemessener Globalstrahlungsleistungen am Beispiel eines Standorts in Norddeutschland (nach /2-22/)

Das solare Strahlungsangebot ist auch zwischen verschiedenen Jahren durch deutliche Unterschiede gekennzeichnet. Dies geht aus Abb. 2.13 hervor, die die Jahressummen der Globalstrahlung für vier Standorte in Deutschland im Verlauf der letzten Jahrzehnte zeigt. Außerdem sind für diesen Zeitraum das Mittel der Globalstrahlung, die zugehörige Standardabweichung sowie die aufgetretene minimale und maximale Globalstrahlungssumme gezeigt. Aus der Darstellung lassen sich die folgenden Schlüsse ziehen.

- Von den dargestellten Standorten zeigt die südlichste Station Hohenpeißenberg im langjährigen Jahresmittel die größte Globalstrahlungssumme, während in Hamburg, dem nördlichsten Standort, die geringste mittlere Jahressumme der Globalstrahlung zu verzeichnen ist. Die hohe Strahlungssumme auf dem Hohenpeißenberg ist allerdings nicht nur auf die im Vergleich zu den anderen Stationen südlichste Lage zurückzuführen, sondern liegt vor allem in der exponierten Lage der Messstation (Bergstation) begründet.
- Nur der Vergleich der Standardabweichungen der Jahressummen der Globalstrahlung an den vier Standorten bezogen auf die jeweiligen Mittelwert der Globalstrahlungssummen ist aussagekräftig. Dabei wird deutlich, dass sie an den vier Stationen mit Abweichungen von maximal +/-10 % relativ ähnlich sind. Innerhalb Deutschlands ist somit die relative Standardabweichung der Globalstrahlungsjahressummen näherungsweise unabhängig von der Jahressumme der Globalstrahlung. Dies gilt grundsätzlich nicht nur für die Standardabweichungen, sondern auch für die Minimal- und Maximalwerte.

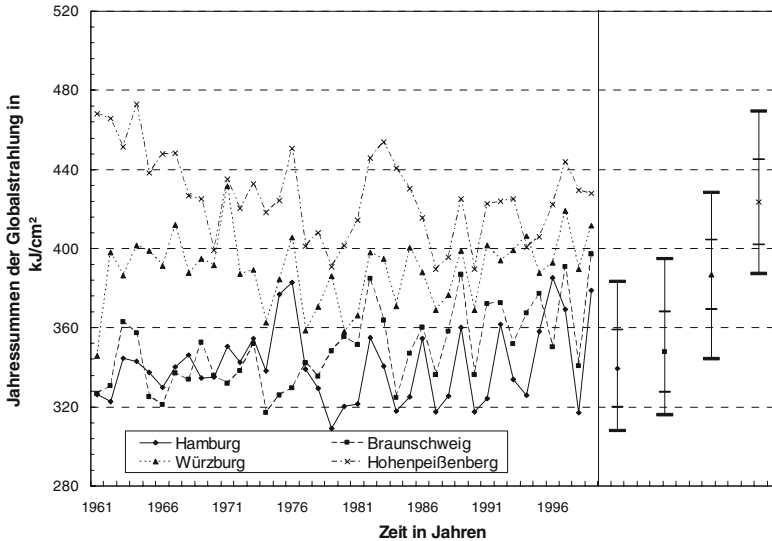


Abb. 2.13 Jahressummen der Globalstrahlung an vier unterschiedlichen Standorten in Deutschland zwischen 1961 und 1998 (Daten nach /2-5/)

Abb. 2.14 zeigt den Verlauf der Monatssummen der Globalstrahlung im dreißigjährigen Mittel am Beispiel der in Abb. 2.13 gezeigten Stationen. In Anlehnung an Abb. 2.13 sind auch hier die Mittelwerte, die Standardabweichungen sowie die Minimal- und Maximalwerte dargestellt. Neben der jahreszeitlichen Abhängigkeit des solaren Strahlungsangebots sind meist die Sommermonate durch größere Schwankungen im Solarstrahlungsangebot als die Wintermonate gekennzeichnet.

Das solare Strahlungsangebot ist zusätzlich durch einen ausgeprägten Tagesgang gekennzeichnet. Abb. 2.15 zeigt deshalb am Beispiel zweier Standorte in Deutschland für verschiedene Monate den monatsmittleren Tagesgang der stundenmittleren Strahlungsleistungen im Durchschnitt der Jahre zwischen 1980 und 1990.

In der Darstellung wird der bekannte typische Tagesverlauf mit einem Anstieg des solaren Strahlungsangebots in den Morgenstunden, einem Maximum in der Mittagszeit und einem Rückgang in den Nachmittags- und Abendstunden deutlich. Dabei sind in den Sommermonaten die Strahlungsmaxima, der tägliche Strahlungszeitraum sowie damit die insgesamt von den Kurven eingeschlossenen Flächen, die die täglich eingestrahelte Energie wiedergeben, am höchsten. Im Winter sind sie entsprechend gering.

Der typische Jahresgang sowie die unterschiedlichen Tagesgänge im Frühjahr, im Sommer, im Herbst und im Winter resultieren zum großen Teil aus der Schiefelage der Erdrotationsachse gegenüber der Sonne (ca. $23,5^\circ$ Abweichung von der Vertikalen, Abb. 2.2). Dadurch bedingt, liegt der mittlere Sonnenstand über dem Horizont im Winter deutlich niedriger als im Sommer. Zusätzlich sind deshalb auch die Zeitspannen, in denen die Sonne überhaupt die Gebietsfläche Deutsch-

lands im Tagesverlauf bescheint, kürzer als im Sommer. Dies wird in Abb. 2.16 deutlich; die linke Seite dieser Grafik zeigt den stundenmittleren Sonnenstand über dem Horizont im Monatsdurchschnitt in Süddeutschland. Für die Wintermonate wird sowohl der kurze Zeitraum, in dem die Sonne über dem Horizont steht, als auch der im Vergleich zum Sommer nur niedrige Sonnenstand über dem Horizont deutlich. Dies ändert sich im Sommer, da dann die Nordhalbkugel auf der der Sonne zugewandten Seite ist.

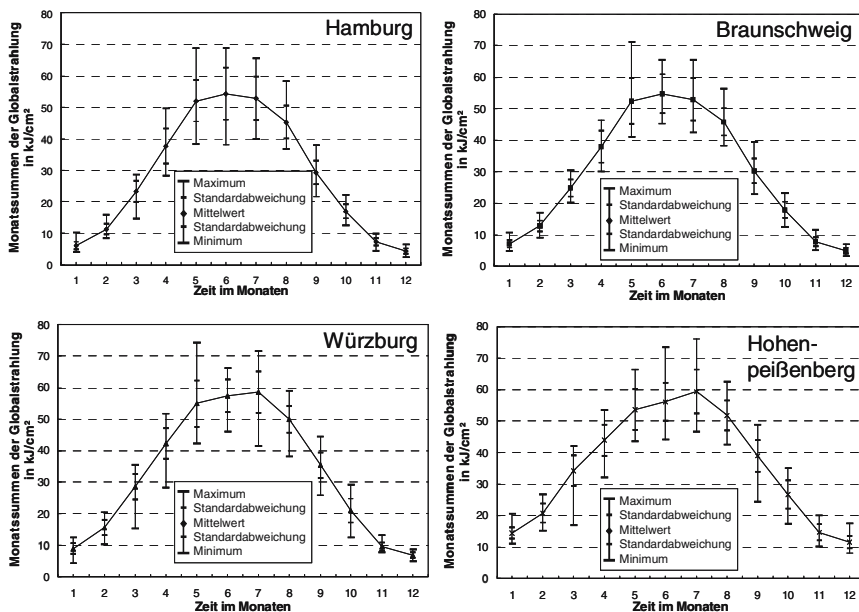


Abb. 2.14 Monatssummierte Globalstrahlungssummen an vier Standorten in Deutschland (Mittelungszeitraum 1961 bis 1998, Daten nach /2-5/)

Der typische Jahresgang sowie die unterschiedlichen Tagesgänge im Frühjahr, im Sommer, im Herbst und im Winter resultieren zum großen Teil aus der Schiefelage der Erdrotationsachse gegenüber der Sonne (ca. $23,5^\circ$ Abweichung von der Vertikalen, Abb. 2.2). Dadurch bedingt, liegt der mittlere Sonnenstand über dem Horizont im Winter deutlich niedriger als im Sommer. Zusätzlich sind deshalb auch die Zeitspannen, in denen die Sonne überhaupt die Gebietsfläche Deutschlands im Tagesverlauf bescheint, kürzer als im Sommer. Dies wird in Abb. 2.16 deutlich; die linke Seite dieser Grafik zeigt den stundenmittleren Sonnenstand über dem Horizont im Monatsdurchschnitt in Süddeutschland. Für die Wintermonate wird sowohl der kurze Zeitraum, in dem die Sonne über dem Horizont steht, als auch der im Vergleich zum Sommer nur niedrige Sonnenstand über dem Horizont deutlich. Dies ändert sich im Sommer, da dann die Nordhalbkugel auf der der Sonne zugewandten Seite ist.

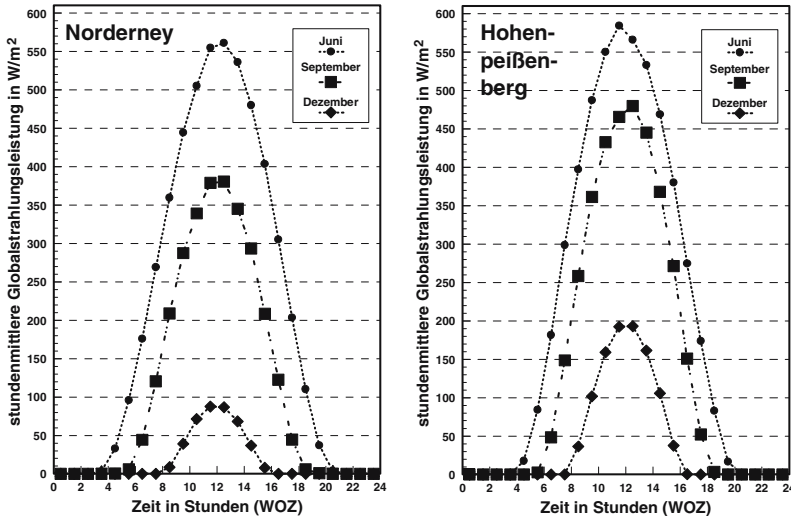


Abb. 2.15 Mittlerer Tagesgang der solaren Strahlung (Daten nach /2-5/)

Da die Schwächung der Solarstrahlung innerhalb der Erdatmosphäre in erster Näherung proportional dem Strahlungsweg durch die Lufthülle ist, erreicht im Sommer wegen des höheren mittleren Sonnenstands und damit des durchschnittlich kürzeren Strahlungswegs ein größerer Teil der überhaupt auf die Gebietsfläche Deutschlands am oberen Atmosphärenrand eintreffenden Strahlung auch letztlich die Erdoberfläche. Zusätzlich dazu ist die Strahlungsabsorption bzw. -reflexion in der Atmosphäre abhängig vom Wassergehalt in der Lufthülle und damit von der Bedeckung. Sie ist jedoch aufgrund der meteorologischen Gegebenheiten, wie sie in Deutschland vorherrschen, deutlichen jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen. Abb. 2.16 (rechte Seite) zeigt deshalb die Auftrittswahrscheinlichkeit, mit der bestimmte Bedeckungsgrade im Monatsmittel an einem süddeutschen Standort aufgetreten sind. Die Bedeckungsgrade, die ein meteorologisches Maß für die stundenmittlere Bewölkung darstellen, bewegen sich zwischen 0 (wolkenlos) und 8 (vollständig bedeckt). Bei einem Vergleich der in Abb. 2.16 (rechte Seite) dargestellten Auftrittswahrscheinlichkeiten wird deutlich, dass im Mittel die Atmosphäre in den Wintermonaten deutlich stärker bedeckt ist als im Sommer. Diese Aussage lässt sich grundsätzlich auch auf andere Standorte und Jahre übertragen. Zusammengefasst ist folglich der Winter im Vergleich zum Sommer im Schnitt sowohl durch kürzere Sonnenscheindauern und geringe Strahlungseinfallswinkel als auch durch eine überproportionale Bedeckung und damit Strahlungsschwächung in der Atmosphäre gekennzeichnet.

Diese Zusammenhänge verdeutlichen, dass die Strahlung sich aus einem deterministischen und einem stochastischen Anteil zusammensetzt. Unter ersterem ist damit der Anteil der Strahlung zu verstehen, der auf jeden Fall gegeben ist (d. h. der Diffusstrahlungsanteil, der bei vollständiger Bedeckung im Verlauf des gesamten Tages eingestrahlt wird). Letzterer beschreibt den Anteil, der zwischen dem determi-

nistischen Anteil und der maximal möglichen Strahlung (d. h. maximal mögliche Strahlung bei vollständig klarem Himmel während des gesamten Tages) mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit gegeben ist. Beide Anteile sind jahreszeitlich und tageszeitlich unterschiedlich. Abb. 2.17 zeigt den Verlauf der minimal und maximal möglichen stundenmittleren Strahlungsleistung (d. h. Strahlungsleistung bei völlig klarem bzw. vollständig bedecktem Himmel) an einem Standort in Süddeutschland für die Tage der Winter- und der Sommersonnenwende. Außerdem enthält die Grafik beispielhaft einen möglichen realen Verlauf der solaren Strahlungsleistung. Demnach ist die Bandbreite, innerhalb der die Solarstrahlung während der Tagstunden variieren kann, sehr groß; umgekehrt wird darin der doch beachtliche Einfluss der Bedeckung auf die Strahlungsleistung deutlich.

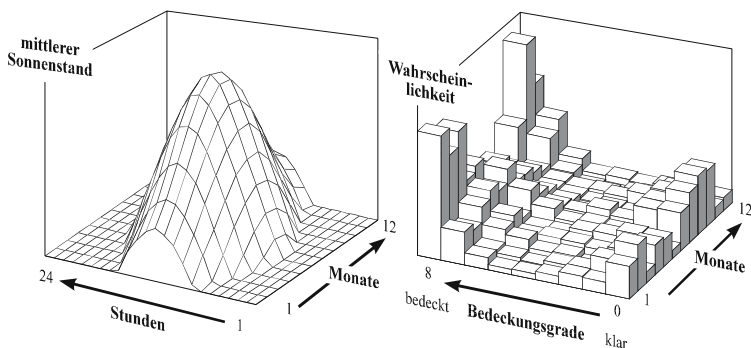


Abb. 2.16 Monatsmittlerer Sonnenstand (links) und monatsmittlere Bedeckungsgrade (rechts) im Jahresverlauf an einem Standort in Süddeutschland (Daten nach /2-5/)

Damit ist die Strahlungsleistung in bestimmten Grenzen deterministisch und dadurch vorhersehbar. Innerhalb dieser Grenzen, die in Abhängigkeit der Tages- und Jahreszeit sehr weit auseinander liegen können, ist das Strahlungsangebot jedoch weitgehend stochastisch. Dabei wird diese Stochastik der Solarstrahlung erheblich von den aktuellen groß- und kleinräumigen meteorologischen Gegebenheiten beeinflusst. Diese Variationen sind daher an unterschiedlichen nahe beieinander liegenden Zeitpunkten voneinander abhängig. So beeinflusst die zu einem bestimmten Zeitpunkt vorliegende Bedeckung erheblich die Bedeckung in der Atmosphäre in der darauf folgenden Stunde. Dieser Einfluss geht aber mit zunehmender zeitlicher Distanz immer weiter zurück. Dies gilt auch für die räumliche Abhängigkeit; die Bedeckung an unterschiedlichen, geografisch nahe beieinander liegenden Orten ist, in Abhängigkeit von den lokalen Bedingungen, über die groß- und kleinräumigen Zusammenhänge innerhalb der Atmosphäre gekoppelt.

Zur Beurteilung eines konkreten Standortes z. B. für die Installation einer Solaranlage muss zusätzlich auch die Abschattung der direkten Sonneneinstrahlung durch Berge, Gebäude, Bäume berücksichtigt werden. Hierzu können sogenannte Sonnenwegs-Diagramme (Abb. 2.18) verwendet werden. In derartigen Diagrammen ist für einen bestimmten Breitengrad für den 21. Tag jedes Monats die Son-

nenhöhe (d. h. der Winkel zwischen der Sonneneinstrahlung und der Horizontalen) über dem Sonnenazimuth (d. h. den Abweichungen des Sonnenstandes von der Südrichtung) aufgetragen. Zusätzlich ist noch die zugehörige Uhrzeit für den jeweiligen Sonnenstand angegeben.

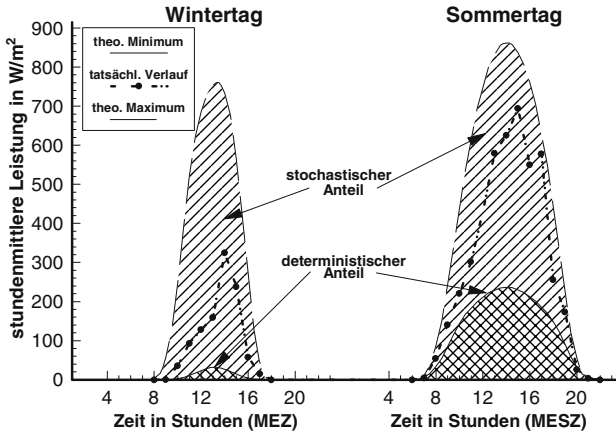


Abb. 2.17 Deterministischer und stochastischer Anteil der Solarstrahlung (nach /2-1/)

In ein solches Sonnenwegs-Diagramm können nun die Umrisse umliegender Erhöhungen eingezeichnet werden. Anschließend kann dann die für die Abschattung relevante Jahres- und Tageszeit abgelesen werden. Beispielsweise kann mit Hilfe eines derartigen Diagramms für ein Haus, das z. B. hohe passive Solarerträge erzielen soll, ermittelt werden, wie es zur optimalen Nutzung der Sonneneinstrahlung aufgestellt werden sollte, damit die Abschattung in den Zeiten, während denen die Sonnenenergie genutzt werden soll, möglichst gering ist.

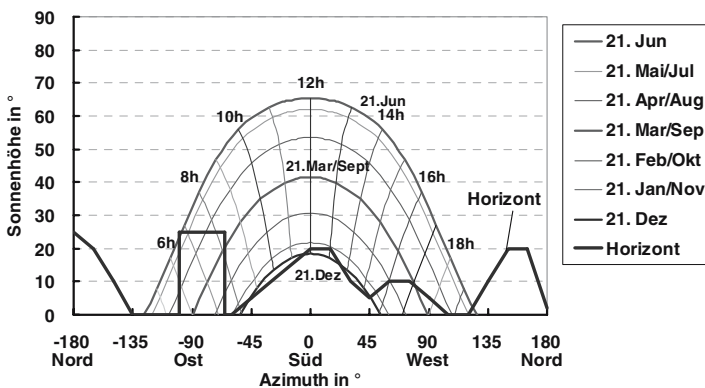


Abb. 2.18 Sonnenweg-Diagramm für Standorte mit 48° nördlicher Breite mit eingezeichnetem Horizont (nach /2-44/)

Entscheidend für den Energieertrag einer Solaranlage ist auch ihre Ausrichtung. Abb. 2.19 zeigt deshalb die monatliche Globalstrahlungssumme (d. h. Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung) auf verschieden ausgerichtete Flächen. Demnach trifft auf nach Süden ausgerichtete senkrechte Flächen in der Heizperiode die höchste Strahlung aller senkrechten Flächen und außerhalb der Heizperiode eine geringere Einstrahlung als auf senkrechte Ost/West-Flächen. Auf senkrechte Nordflächen trifft während der Heizperiode nur diffuse Strahlung. 45° nach Süden geneigte Dachflächenfenster haben im Sommer eine sehr hohe Einstrahlung, im Winter liegt sie ähnlich der auf die senkrechte Südwand. Deshalb haben z. B. Wintergärten mit nach Süden ausgerichteter Schrägverglasung oft sommerliche Überhitzungsprobleme. Die oberste Linie zeigt das theoretische Maximum einer 2-achsig nachgeführten Fläche. Im Winter trifft auf die senkrechte Südfäche ebenfalls nur geringfügig weniger Solarstrahlung.

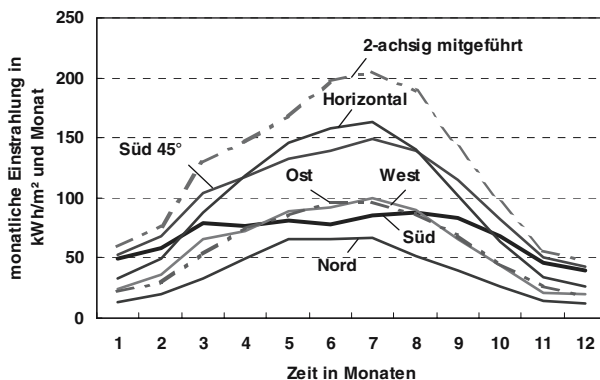


Abb. 2.19 Globalstrahlung auf verschieden ausgerichtete Flächen für Mitteleuropa (Klima Graz) (nach /2-44/)

2.3 Windenergie

Die solare Strahlung hält – neben dem Wasserkreislauf – auch die Bewegung der Luftmassen innerhalb der Erdatmosphäre aufrecht. Von der gesamten auf die Außenfläche der Atmosphäre auftreffenden Solarstrahlung werden etwa 2,5 % oder $1,4 \cdot 10^{20}$ J/a für die Atmosphärenbewegung verbraucht; daraus resultiert eine theoretische Gesamtleistung des Windes von etwa $4,3 \cdot 10^{15}$ W (vgl. /2-2/, /2-6/). Die in den bewegten Luftmassen enthaltene Energie, die beispielsweise durch Windkraftanlagen in mechanische bzw. elektrische Energie umgewandelt werden kann, stellt also eine sekundäre Form solarer Energie dar. Ziel der folgenden Ausführungen ist es, die wesentlichen Grundlagen des Windenergieangebots darzustellen und seine Angebotscharakteristik zu diskutieren.

2.3.1 Grundlagen der Windentstehung

Mechanismen. Wind entsteht als Ausgleichsströmung, wenn sich, hauptsächlich infolge unterschiedlicher Erwärmung der Erdoberfläche, Luftdruckunterschiede ausgebildet haben. Die Luftmassen strömen dann von Gebieten höheren Luftdrucks in Gebiete mit tieferem Luftdruck.

Auf ein Luftteilchen wirkt die durch den Druckgradienten hervorgerufene sogenannte Gradientkraft. Zusätzlich wird auf jedes Teilchen in einem rotierenden Bezugssystem die Corioliskraft ausgeübt; sie steht immer senkrecht zur Bewegungsrichtung und senkrecht zur Drehachse.

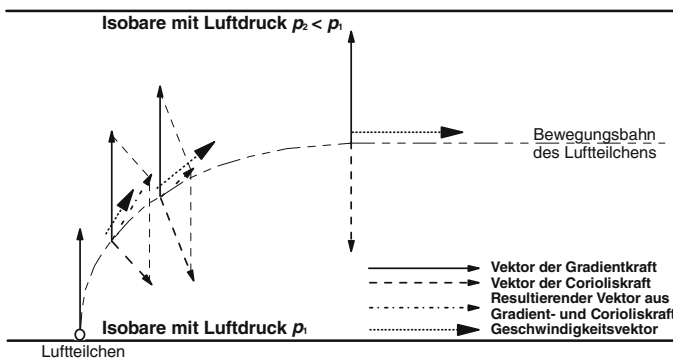


Abb. 2.20 Zur Entstehung des geostrophischen Windes (Nordhalbkugel; nach /2-12/)

Besteht nun in großen Höhen ein Druckgefälle, setzt sich ein diesem Druckgefälle ausgesetztes Luftteilchen von einem Punkt höheren Luftdrucks zu einem Punkt niedrigeren Luftdrucks in Bewegung. Es will damit von einer Isobare mit dem Druck p_1 in Richtung einer Isobaren mit dem Druck p_2 wandern (Abb. 2.20). Bei der Bewegung zum gegenüber p_1 niedrigeren Druckniveau p_2 beschleunigt die Gradientkraft das Teilchen, so dass seine Geschwindigkeit ständig zunimmt. Gleichzeitig nimmt aber auch der Einfluss der Corioliskraft zu; sie resultiert aus dem Produkt von Teilchenmasse, Winkelgeschwindigkeit des rotierenden Systems und der Teilchengeschwindigkeit relativ zum rotierenden Bezugssystem. Da sie immer senkrecht zur Bewegungsrichtung angreift (Abb. 2.20), bewirkt sie eine ständige Richtungsänderung des Geschwindigkeitsvektors. Die dadurch hervorgerufene Änderung der Bewegungsrichtung hält so lange an, bis der Betrag der Corioliskraft dem Betrag der Gradientkraft entspricht. Das Teilchen ist dann keiner resultierenden Kraft mehr ausgesetzt; es befindet sich im Gleichgewicht. Seine Geschwindigkeit und die Corioliskraft bleiben damit unverändert; es bewegt sich parallel zu den Isobaren. Einen derartigen Wind, bei dem sich Luft entlang der Isobaren bewegt, nennt man den geostrophischen Wind (Abb. 2.21, links).

Je größer der Druckgradient ist, desto dichter liegen die Isobaren beieinander und desto größer ist die Gradientkraft. Somit werden die Luftteilchen stärker beschleunigt; es erhöht sich auch die Geschwindigkeit des Teilchens, das sich von

der Isobare mit dem Druck p_1 zur Isobare mit dem Druck p_2 bewegen möchte. Der Betrag der Corioliskraft wiederum wächst proportional zur Geschwindigkeit des Teilchens, an dem die Kraft angreift.

Deshalb stellt sich bei parallel verlaufenden Isobaren das Kräftegleichgewicht zwischen Coriolis- und Gradientkraft und damit die geradlinige Bewegung des Teilchens entlang der Isobaren unabhängig vom Druckunterschied bzw. der Gradientkraft immer ein. Lediglich die Geschwindigkeit des geostrophischen Windes ist von der Größe der Druckunterschiede abhängig.

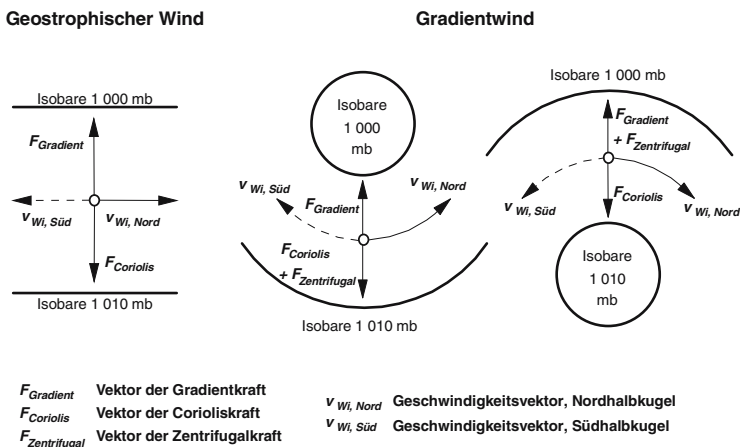


Abb. 2.21 Geostrophischer Wind und Gradientwind (nach /2-6/)

Bei Gebieten mit Tief- oder Hochdruckkern sind die Isobaren gekrümmt. Dann wirkt ergänzend zu den zwei genannten Kräften noch eine dritte Kraft, die Zentrifugalkraft, auf das Luftteilchen; sie weist radial nach außen (Abb. 2.21, Mitte und rechts). Man nennt den entstehenden Wind den Gradientwind. Er weht auf der Nordhalbkugel gegen den Uhrzeigersinn und auf der Südhalbkugel im Uhrzeigersinn um ein Tief; beim Hoch sind diese Zusammenhänge umgekehrt. Da die Zentrifugalkraft beim Hoch die Gradientkraft verstärkt, beim Tief dagegen schwächt, ist die Windgeschwindigkeit der Gradientwindes im Hoch größer als im Tief /2-7/, /2-11/.

Globale Luftzirkulationssysteme. Die beschriebenen Mechanismen einer Luftbewegung in den Atmosphärenschichten bedingen ein weltweites Zirkulationssystem (Abb. 2.22).

Die Erdoberfläche erwärmt sich global gesehen dort am stärksten, wo die Sonne im Zenit steht (d. h. im Gebiet um den Äquator). Es entsteht dadurch eine Zone mit tiefem Luftdruck nahe dem Äquator, in die von Norden und von Süden Luft einströmt. Ohne die durch die Kontinente verursachten Einflüsse würde sich diese äquatoriale Konvergenzzone in Form eines Gürtels um den Erdäquator erstrecken

und sich mit einer gewissen Verzögerung infolge des sich jahreszeitlich ändernden Sonnenstands zwischen den Wendekreisen parallel verschieben.

Aufgrund der tatsächlich gegebenen Einflüsse der Meere und Kontinente ist diese Konvergenzzone fast ständig nördlich des Äquators; sie bewegt sich allerdings geringfügig mit der Jahreszeit.

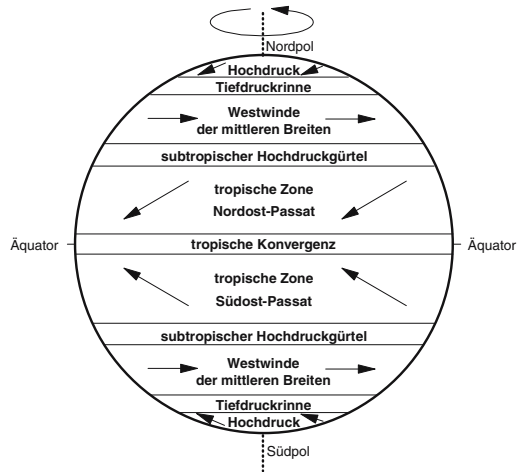


Abb. 2.22 Planetarische Strömung in großen Höhen (nach /2-7/)

Bei einer nicht rotierenden Erde würde die Luft in Bodennähe von den Polargebieten gegen den Äquator strömen. Hier würde sie in der Konvergenzzone gehoben und in den höheren Atmosphärenschichten wieder gegen die Pole abströmen. Durch Absinken in den Hochdruckgebieten über den Polen würde die Zirkulation geschlossen.

Solche einfachen Strömungsverhältnisse können sich auf einer rotierenden Erde aber nicht ausbilden. Deshalb wird zunächst nur eine „ideal“ rotierende Erde ohne den Einfluss von Meer und Land betrachtet, auf der die Temperatur nur durch den Breitengrad bestimmt wird. Die Luft strömt dann nahe dem Äquator gegen die tropische Konvergenzzone. Sie wird aber durch die Corioliskraft abgelenkt. Daraus resultiert eine praktisch über das ganze Jahr mit derselben Stärke wehende Luftströmung von Nordost und Südost (Nordost- und Südostpassate). Die Passate strömen aus den sogenannten subtropischen Hochdruckzellen, die auf jeder Halbkugel jeweils im Bereich des 30. Breitengrads liegen. Dieser subtropische Hochdruckzellengürtel ist durch schwache Winde und klares Wetter charakterisiert. Auf seiner Polseite schließt sich eine Zone an, in der die westlichen Winde der mittleren Breiten vorherrschend sind. In dieser Einflusszone liegt auch Deutschland. Windrichtung und Windgeschwindigkeit wechseln hier stark in Abhängigkeit von den wandernden Zyklonen und Antizyklonen. Dieser Westwindbereich wird polwärts jeweils durch eine Tiefdruckrinne begrenzt. In den Polargebieten sind die Wind-

verhältnisse sehr wechselhaft. Im Durchschnitt herrschen hier in den tieferen Schichten schwache Hochdruckgebiete vor.

Infolge dieser komplexen Zusammenhänge, die durch die Einflüsse von Meer und Land sowie von jahreszeitlichen und anderen Effekten erheblich beeinflusst werden, bildet sich ein weltweites Luftzirkulationssystem aus. Es ist verantwortlich für den globalen Luftaustausch. Für eine energetische Nutzung sind diese Luftbewegungen nur von untergeordneter Bedeutung, da es derzeit praktisch nicht möglich ist, die Energie der bewegten Atmosphäre in den großen Höhen, in denen diese Luftzirkulationssysteme wirksam sind, nutzbar zu machen.

Lokale Luftzirkulationssysteme. Die für die Windentstehung verantwortlichen Kräfte werden überall in der Atmosphäre wirksam. Mit zunehmender Nähe zur Erdoberfläche werden sie aber von lokalen Effekten immer stärker überlagert. Deshalb wird unterschieden zwischen der sogenannten freien Atmosphäre in großen Höhen, in denen die beschriebenen globalen Luftzirkulationssysteme zum Tragen kommen, und der planetarischen Grenzschicht in der Nähe der Erdoberfläche.

Geostrophischer Wind und Gradientwind kommen nur dann vor, wenn Druckgradient und Corioliskraft dominieren. Dies ist nur in der freien Atmosphäre der Fall; globale Luftzirkulationssysteme können sich daher nur hier ausbilden. Unterhalb dieser freien Atmosphäre liegt die planetarische Grenzschicht, die bis zur Erdoberfläche reicht.

Auch innerhalb dieser Grenzschicht und damit in Bodennähe entstehen Luftströmungen, die man als antitriptische Winde bezeichnet. Zu ihnen gehören thermische Auf- und Abwinde, Land- und Seewinde, Berg- und Talwinde. Derartige Luftbewegungen entstehen meist nach dem gleichen Prinzip: Aufsteigende Luftmassen finden sich über Gebieten, die sich infolge der Sonnenstrahlung rasch erwärmen, d. h. eine geringe Wärmekapazität haben (z. B. Land); absteigende Luftmassen dagegen über benachbarten Gebieten mit größerer Wärmekapazität (z. B. Meer). Tagsüber weht der Wind von den letztgenannten zu den erstgenannten Zonen (z. B. Seewind), nachts gilt die Umkehrung (z. B. Landwind) /2-33/.

Diese lokalen Luftzirkulationssysteme kommen in unterschiedlicher Ausprägung praktisch überall auf der Erde vor. Sie sind aufgrund ihrer Nähe zur Erdoberfläche für die Windkraftnutzung geeignet. Beispielsweise werden in den großen Windparks in Kalifornien (USA) derartige Land- und Seewinde zur Windstromerzeugung genutzt.

Innerhalb der planetarischen Grenzschicht (auch oft als Reibungsschicht bezeichnet) kommt es durch Reibung an der (rauen) Erdoberfläche zu einer Verringerung des geostrophischen Windes bzw. der Luftbewegung infolge lokaler Zirkulation bis zum Stillstand in unmittelbarer Nähe des Erdbodens. Das daraus im Mittel resultierende vertikale Profil der Windgeschwindigkeit ist in Abb. 2.23 für ausgewählte Oberflächenverhältnisse dargestellt. Der vertikale Verlauf des Windes und damit die Höhe der planetarischen Grenzschicht ist abhängig von der Wetter-

lage, der Bodenrauigkeit und der Topografie. Die Grenzschichtdicke variiert zwischen ca. 500 und 2 000 m über Grund.

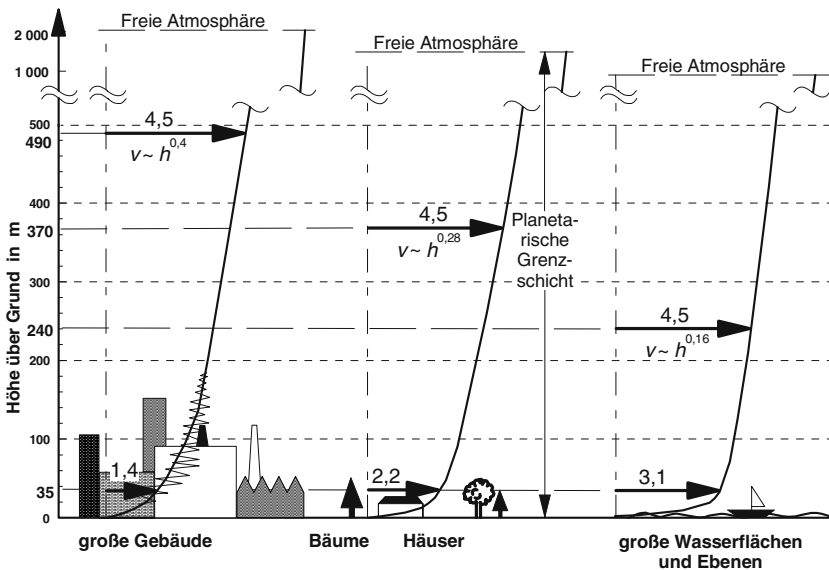


Abb. 2.23 Höhenabhängigkeit der Windgeschwindigkeit (nach /2-1/)

Die Rauigkeit des Bodens wird von Bewuchs und Bebauung bestimmt. Über Oberflächen mit geringer Rauigkeit (z. B. Wasserflächen) nimmt die Windgeschwindigkeit in den unteren 10 % der planetarischen Grenzschicht (Prandtl-Schicht) mit zunehmender Höhe relativ schnell zu. Unter diesen Bedingungen erreicht die Dicke der planetarischen Grenzschicht niedrigere Werte. Im Unterschied dazu wird über Gebieten mit hoher Bodenrauigkeit (z. B. Ortschaften) die Windgeschwindigkeit der freien Atmosphäre erst bei größeren Höhen erreicht; die vertikale Zunahme der Windgeschwindigkeit über Grund erfolgt hier weniger schnell. Damit ist die Rauigkeit des Bodens ein Maß für die Zunahme der Windgeschwindigkeit über Grund. Sie wird i. Allg. durch die sogenannte Rauigkeitslänge beschrieben. Tabelle 2.2 zeigt einige typische Werte.

Tabelle 2.2 Exemplarische Rauigkeitslängen verschiedener Oberflächen /2-45/

Art der Bodenbedeckung	Rauigkeitslänge in cm
Glatte Oberfläche	0,002
Schneefläche	0,01 – 0,1
Sandfläche	0,1 – 1,0
Wiese (je nach Bewuchs)	0,1 – 10
Getreidefelder	5 – 50
Wälder und Städte	50 – 300

Ebenso wie die Rauigkeitslänge hat die thermische Schichtung einen Einfluss auf die vertikale Änderung der Windgeschwindigkeit in der Prandtl-Schicht. Be trägt z. B. die vertikale Temperaturabnahme $0,98 \text{ K}/100 \text{ m}$, spricht man von einem (trocken-)adiabatischen Temperaturgradienten. Die Atmosphäre ist dann neutral geschichtet. In diesem Fall hat die thermische Schichtung keinen Einfluss auf das vertikale Windprofil. Ist demgegenüber der vertikale Temperaturgradient kleiner als der adiabatische Gradient, herrscht stabile Schichtung vor. Die Windgeschwindigkeit nimmt unter diesen Bedingungen schneller mit der Höhe zu. Bei labiler Schichtung (d. h. einem größeren vertikalen Temperaturgradienten als im adiabatischen Fall) fällt demgegenüber die Geschwindigkeitszunahme des Windes mit der Höhe geringer aus.

Die Stabilität der thermischen Schichtung variiert mit der herangeführten Luftmasse, aber auch innerhalb einer solchen im Tagesverlauf. Dabei ist aber beispielsweise über dem Meer kein nennenswerter Tagesgang der Schichtungsstabilität zu verzeichnen, da die hohe spezifische Wärmekapazität von Wasser in Verbindung mit dem turbulenten Wärmetransport dafür sorgen, dass sich die Temperatur der Wasseroberfläche im Tagesverlauf nur gering ändert. Im Jahresverlauf hingegen wird aufgrund der verzögerten Temperaturänderung der Wasseroberfläche im Frühjahr eine Tendenz zu stabilen und im Spätherbst zu labilen Verhältnissen beobachtet. Über Landflächen ist der Tagesgang der Schichtungsstabilität bei kräftiger Sonneneinstrahlung demgegenüber sehr viel intensiver ausgeprägt.

Dabei ist bei höheren Windgeschwindigkeiten i. Allg. die Annahme einer neutralen Schichtung gerechtfertigt, da aufgrund der turbulenten Durchmischung der Luftschichten Abweichungen vom neutralen Zustand weniger stark ausgeprägt sind /2-46/. Im unterem Geschwindigkeitsbereich kann jedoch eine Einbeziehung der Schichtungsstabilität in die Betrachtung des vertikalen Windprofils durchaus sinnvoll sein; bei Windenergieanlagen ist das der Bereich von der Anlaufgeschwindigkeit bis vor Erreichen der Nennleistung.

Zur quantitativen Beschreibung des vertikalen Windprofils der Prandtl-Schicht sind verschiedene Ansätze weiterentwickelt worden. Viele Beschreibungen des vertikalen Windprofils sind jedoch aufgrund aufwändig zu bestimmender Größen für den allgemeinen Gebrauch ungeeignet. Für ingenieurtechnische Anwendungen hat sich deshalb eine halbempirische Potenzgleichung durchgesetzt.

Der Ansatz nach Hellmann /2-20/ (sogenannte Hellmann'sche Höhenformel) stellt eine relativ einfache Beschreibung dar; er ist nach Gleichung (2.15) definiert. Dabei ist $v_{w_i,h}$ die mittlere Windgeschwindigkeit in der Höhe h und $v_{w_i,ref}$ die Bezugsgeschwindigkeit in einer Referenzhöhe h_{ref} (meistens 10 m). α_{Hell} ist der Höhenwindexponent (Hellmann-Exponent, Rauigkeitsexponent) und eine Funktion der Rauigkeitslänge und der thermischen Stabilität in der Prandtl-Schicht.

Tabelle 2.3 zeigt Näherungswerte von α_{Hell} für verschiedene Oberflächen in Küstennähe und für unterschiedliche Schichtungen der Prandtl-Schicht bzw. der planetarischen Grenzschicht.

$$v_{Wi,h} = v_{Wi,ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha_{Hell}} \quad (2.15)$$

Die genaue Einschätzung der Größe des Exponenten ist allerdings schwierig. Für längerfristige Betrachtungen des zu erwartenden Mittelwertes der Windgeschwindigkeit in einer bestimmten Höhe der planetarischen Grenzschicht ist der Exponent α_{Hell} primär eine Funktion der Rauigkeitslänge, da sich die anderen Einflüsse im Jahresmittel weitgehend ausgleichen.

Tabelle 2.3 Näherungswerte für Hellmann-Exponenten in Abhängigkeit vom Standort im Küstenbereich und der Schichtungsstabilität /2-46/

Stabilität	Freie Wasserfläche	Flache, offene Küste	Städte, Dörfer
labil	0,06	0,11	0,27
neutral	0,10	0,16	0,34
stabil	0,27	0,40	0,60

Trotz der mit Gleichung (2.15) verbundenen Unschärfen wird in der Praxis nach wie vor mit dieser Näherungsgleichung gearbeitet, da sie für nicht zu extreme Verhältnisse und nicht allzu große Höhen brauchbare Ergebnisse liefert /2-45/, /2-46/, /2-47/.

Einfluss der Geländestruktur. Die Strömungsvorgänge in der planetarischen Grenzschicht werden zusätzlich von der Geländestruktur (d. h. der Orografie) beeinflusst, da aufgrund der nur geringen Kompressibilität der Luft das Strömungsfeld über der Orografie verändert wird. Dabei werden durch den Einfluss der Erdoberfläche auf beiden Seiten des Hindernisses Vertikalbewegungen bei den strömenden Luftmassen erzeugt. Zusätzlich wird die Horizontalströmung über der Luvseite beschleunigt und über der Leeseite abgebremst. Auch werden horizontale Umlenkungen der Strömung hervorgerufen /2-48/.

Eine geschlossene analytische Beschreibung der Strömungsverhältnisse über beliebigen Geländeerhebungen ist jedoch nur schwer möglich, da die Form des Hindernisses in der Praxis kaum exakt zu erfassen ist. Hinzu kommt, dass das Windprofil zusätzlich u. a. durch die Anströmrichtung, die Schichtungsstabilität und die Bodenrauigkeit beeinflusst wird.

Deshalb wird der Effekt der Geschwindigkeitsänderung (Abb. 2.24) infolge der Orografie z. B. über dem Kamm einer Erhebung oft relativ angegeben und als Speed-Up-Ratio Δ_s oder kurz Speed-Up bezeichnet (Gleichung (2.16)). Hierbei bezeichnet v_{Wi} die mittlere Windgeschwindigkeit und Δh die entsprechende Höhe über Grund. Der Laufindex x bezeichnet den Schnitt durch die Erhebung und der Index a einen Punkt auf der Luvseite des Hügels, an dem die Strömung von diesem unbeeinflusst ist.

$$\Delta s = \frac{v_{Wi,x}(\Delta h) - v_{Wi,a}(\Delta h)}{v_{Wi,a}(\Delta h)} \quad (2.16)$$

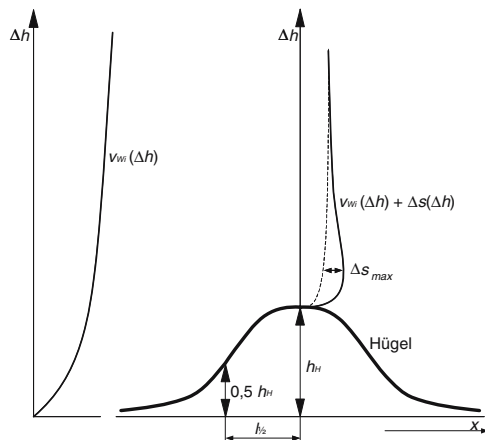


Abb. 2.24 Zusammenhänge beim überströmten Hügel (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text; nach /2-49/)

Für flache zweidimensionale Hügelketten bzw. dreidimensionale Hügel kann die Näherung $\Delta s = 2 h_H / l_{1/2}$ bzw. $\Delta s = 1,6 h_H / l_{1/2}$ verwendet werden. Hier bezeichnet h_H die Höhe des Hügel über dem umliegenden Land und $l_{1/2}$ die sogenannte Halbwertlänge und damit die horizontale Distanz zwischen Gipfel und Halbwerthöhe (d. h. halbe Höhe des Hügel). Beispielsweise kann sich für typische Werte ($h_H = 100$ m; $l_{1/2} = 250$ m) eine maximale Geschwindigkeitszunahme von rund 60 % oder mehr ergeben, die dann einen erheblichen Einfluss z. B. auf den Energieertrag einer Windkraftanlage haben.

Die Höhe der maximalen Geschwindigkeitserhöhung über dem Gipfel liegt für die meisten flachen Hügel im Bereich von 2,5 bis 5,0 m /2-50/, /2-51/.

Windleistung. Infolge der beschriebenen Zusammenhänge befinden sich die Luftmassen der Atmosphäre in einer permanenten Bewegung. Die kinetische Energie E_{Wi} dieser bewegten Luftmassen ist von der Luftmasse m_{Wi} und vom Quadrat der Windgeschwindigkeit v_{Wi} abhängig (Gleichung (2.17)).

$$E_{Wi} = \frac{1}{2} m_{Wi} v_{Wi}^2 \quad (2.17)$$

Der durch eine bestimmte Fläche hindurchtretende Luftmassenstrom \dot{m}_{Wi} bestimmt sich aus der durchströmten Fläche S , der Dichte der Luft ρ_{Wi} und der Windgeschwindigkeit v_{Wi} entsprechend Gleichung (2.18).

$$\dot{m}_{wi} = S \rho_{wi} \frac{dx}{dt} = S \rho_{wi} v_{wi} \quad (2.18)$$

Mit den Gleichungen (2.17) und (2.18) kann damit die im Wind enthaltene Leistung P_{wi} errechnet werden (Gleichung (2.19)). Demnach ist die Windleistung proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit; sie hängt außerdem von der Dichte der Luft ρ_{wi} und der durchströmten Fläche S ab.

$$P_{wi} = \frac{1}{2} \dot{m}_{wi} v_{wi}^2 = \frac{1}{2} S \rho_{wi} v_{wi}^3 \quad (2.19)$$

2.3.2 Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik

Windrichtungs- und -geschwindigkeitsmessung. Die Windrichtung wird mit Hilfe von Windfahnen gemessen, die sich unter dem Winddruck bezüglich der jeweiligen Windrichtung ausrichten. Das Ergebnis kann mechanisch oder elektrisch auf ein Registriergerät übertragen werden.

Bei Windgeschwindigkeitsmessern (Anemometern) unterscheidet man Momentanwertmesser und Mittelwertmesser. Momentanwertmesser sind

- Druckplatten-Anemometer, bei denen der Winddruck eine senkrecht zur Windrichtung pendelnde Platte auslenkt;
- Staudruckmesser, bei denen entweder der Pitot-Druck (d. h. der Druck im vorderen Staupunkt eines angeströmten Körpers (Pitot-Rohr)) oder der Staudruck gemessen wird (d. h. die Differenz zwischen Pitot-Druck und statischem Umgebungsdruck (Prandtl'sches Staurohr));
- thermische Anemometer, bei denen sich die Temperatur von Heizdrähten o. ä. infolge der vorbeiströmenden Luftmassen ändert und diese Änderung messtechnisch erfasst wird.

Mittelwertmesser sind

- Schalenkreuz-Anemometer, die entweder den Mittelwert der Windgeschwindigkeit über einige Sekunden (etwa 10 bis 30 s) oder den Windweg, d. h. das Produkt aus mittlerer Windgeschwindigkeit und Zeit, messen (Schalenkreuz-Anemometer sind die derzeit hauptsächlich eingesetzten Geräte zur Messung sowohl der 10 Minuten-Mittelwerte als auch der 2 Sekunden-Bö);
- Flügelrad-Anemometer, die grundsätzlich die gleichen Möglichkeiten bieten wie Schalenkreuz-Anemometer.

Windverteilung. Werden innerhalb Deutschlands an verschiedenen Orten gemessene mittlere Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 50 m über Grund auf die gesamte Gebietsfläche Deutschlands übertragen, zeigen sich die in der Abb. 2.25 dargestellten Zusammenhänge. Demnach ist die Nordsee weit vor der Küstenlinie durch jahresmittlere Windgeschwindigkeiten von über 8 m/s gekennzeichnet. Auf

den ost- und westfriesischen Inseln bzw. im Wattenmeer und im Bereich der deutschen Ostseeinseln sind im langjährigen Durchschnitt mittlere Luftströmungsgeschwindigkeiten zwischen 7 und 8 m/s und ggf. darüber gegeben. An der Küste und im Binnenland liegen die Geschwindigkeiten niedriger. Beispielsweise werden an der Nordseeküste im Schnitt mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 6 und 7 m/s, im daran anschließenden Binnenland und an der Ostseeküste zwischen 5 und 6 m/s gemessen. Windgeschwindigkeiten in dieser Größenordnung kommen im Binnenland nur auf den Höhenlagen (bzw. den höchsten Erhebungen der Mittelgebirge sowie auf günstig gelegenen einzelnen Bergen) vor. Dies sind im Wesentlichen der Harz, das Rothaargebirge, die Eifel, der Hunsrück, die Rhön, der Thüringer Wald, das Erzgebirge, der Bayerische Wald, die Schwäbische Alb und der Schwarzwald. Auf der verbleibenden Gebietsfläche Deutschlands herrschen im nördlichen Teil mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s, im südlichen Teil sogar teilweise unter 3 m/s vor. In geschützten Flusstälern in Süddeutschland können die jahresmittleren Geschwindigkeiten stellenweise auch noch unter 2 m/s liegen.

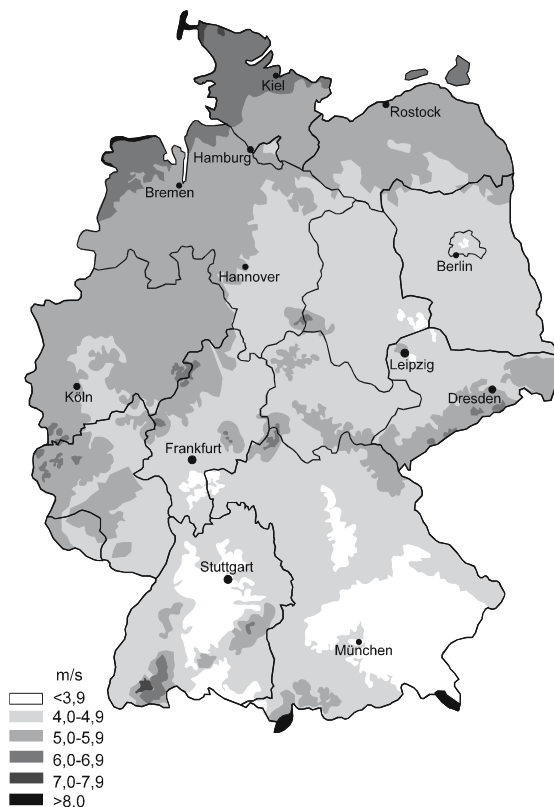


Abb. 2.25 Zonen ähnlicher Windgeschwindigkeit in Deutschland bezogen auf 50 m Höhe über Grund (nach /2-21/)

Die in Abb. 2.25 dargestellte Windgeschwindigkeitsverteilung wurde auf der Grundlage vergleichsweise weniger Messpunkte ermittelt /2-21/. Bei einer kleinräumigen Analyse, wie es im Hinblick auf eine Nutzung der Windkraft bzw. für eine Evaluierung konkreter Standorte notwendig ist, können sich deshalb diese Zusammenhänge durchaus verschieben; dies gilt insbesondere aufgrund der sehr komplexen Topografie für Mittelgebirgslagen (vgl. /2-52/).

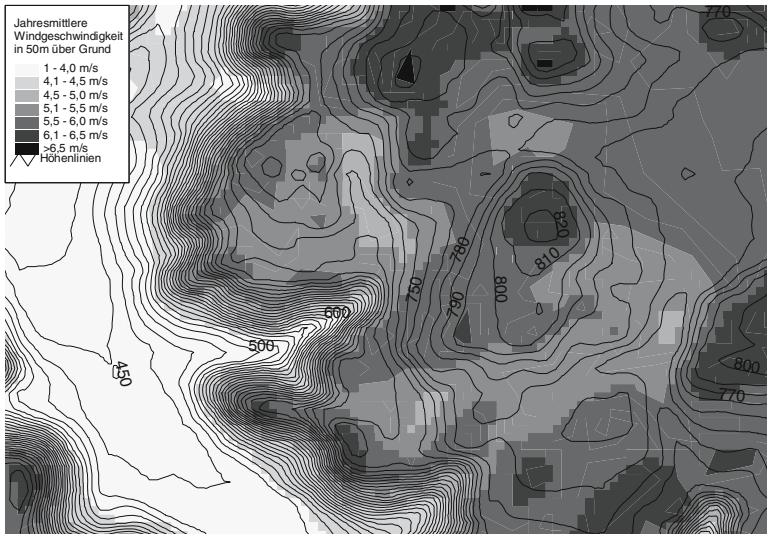


Abb. 2.26 Beispiel für eine Windgeschwindigkeitsverteilung bezogen auf 50 m Höhe über Grund im komplexen Gelände (nach /2-52/)

Abb. 2.26 zeigt zusätzlich die Verteilung der jahresmittleren Windgeschwindigkeit für einen Geländeausschnitt mit komplexer Topografie bezogen auf 50 m Höhe über Grund. Durch die eingetragenen Höhenlinien werden die innerhalb der Gebietsfläche befindlichen Hügel und Täler deutlich. Bei dem dargestellten Beispiel liegt in den Tälern die jahresmittlere Windgeschwindigkeit aufgrund von Abschattungseffekten unter 4 m/s. Im Gegensatz dazu sind die Hügelkuppen frei anströmbar, so dass dort höhere Windgeschwindigkeiten im Bereich von z. T. über 6 m/s gegeben sind. Darüber hinaus werden die bewegten Luftmassen beim Überströmen von Hügelformationen beschleunigt. Dies und die freie Anströmbarkeit führen auf den Bergkuppen zu diesen vergleichsweise hohen Windgeschwindigkeiten. Auf ebenen Flächen liegen demgegenüber die mittleren Windgeschwindigkeiten im Bereich von 4 bis 5 m/s.

Derartige Karten der regionalen Verteilung der langjährigen Jahresmittel der Windgeschwindigkeit enthalten aufgrund der notwendigerweise gegebenen Unschärfen nur erste Anhaltspunkte zur Identifikation von Gebieten bzw. potenziellen Windkraftanlagenstandorten mit einem hohen Windenergieangebot. Für eine konkrete Standortevaluierung ersetzen sie deshalb keinesfalls eine Messung der loka-

len Windgeschwindigkeiten, da diese von der Oberflächenrauigkeit in der Standortumgebung, eventuellen Hindernissen im Nahbereich, dem Geländere relief sowie von der Höhe über Grund erheblich beeinflusst werden; diese Größen sind in einem erheblichen Ausmaß von den lokalen Bedingungen vor Ort abhängig. Solche exemplarisch in Abb. 2.26 dargestellten Windgeschwindigkeitsverteilungen ermöglichen aber die Identifikation von Gebieten und ggf. von Standorten, an denen eine weitergehende Untersuchung bzw. eine Messung der Windgeschwindigkeitsverhältnisse sinnvoll sein könnte.

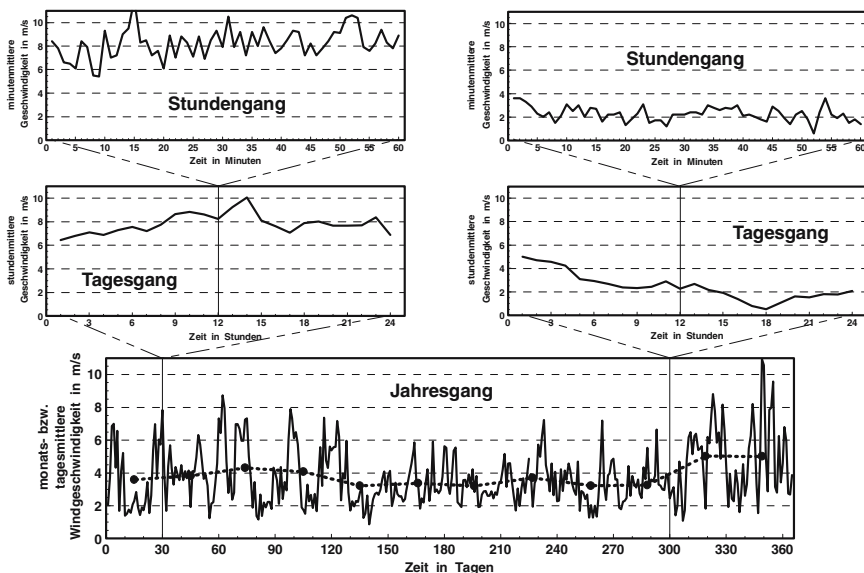


Abb. 2.27 Jahresgang sowie Tages- und Stundenganglinien gemessener Windgeschwindigkeiten am Beispiel eines Standorts in Norddeutschland (nach /2-22/)

Zeitliche Variationen. Abb. 2.27 zeigt am Beispiel eines Standorts in Norddeutschland den Jahresgang mit monats- bzw. tagesmittleren Windgeschwindigkeiten, zwei Tagesgänge mit stundenmittleren Luftströmungsgeschwindigkeiten (30. und 300. Tag) und zwei Stundenganglinien auf der Basis minutenmittlerer Geschwindigkeiten (jeweils für die 12. Stunde). Demnach ist die Windgeschwindigkeit an diesem Standort durch einen schwach ausgeprägten Jahresgang gekennzeichnet. Demgegenüber sind die stunden- und minutenmittleren Windgeschwindigkeiten hier nur sehr eingeschränkt durch einen typischen Verlauf charakterisiert.

Aus der Darstellung geht auch die Variationsbreite hervor, innerhalb der die tages-, stunden- und minutenmittleren Windgeschwindigkeiten während des dargestellten Zeitraums schwanken können. Werden beispielsweise die Variationen der

minutenmittleren Luftströmungsgeschwindigkeiten bezüglich des Stundenmittelwertes analysiert, ergeben sich Variationen von ± 30 bis 40% .

Auch die jahresmittleren Windgeschwindigkeiten verschiedener Jahre sind durch sehr starke Unterschiede gekennzeichnet. Abb. 2.28 zeigt die Jahresmittel der Windgeschwindigkeiten an vier Standorten für die Jahre 1961 bis 1998. Beispielsweise schwankten die jahresmittleren Windgeschwindigkeiten innerhalb des betrachteten Zeitraums auf dem Feldberg zwischen $6,1$ und $8,5$ m/s bei einem Mittelwert von $7,2$ m/s und damit um rund ein Fünftel. Zu ähnlichen relativen Schwankungen kommt es auch an anderen Standorten innerhalb Deutschlands.

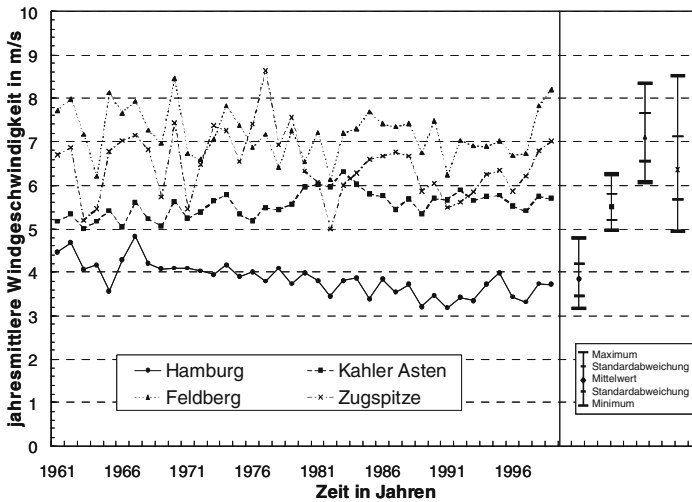


Abb. 2.28 Jahresmittlere Windgeschwindigkeiten an verschiedenen Standorten in Deutschland zwischen 1961 und 1998 (Daten nach /2-5/)

Ebenso kann der Jahresgang in unterschiedlichen Jahren aufgrund der z. T. deutlich voneinander abweichenden meteorologischen Gegebenheiten ein sehr unterschiedliches Verhalten zeigen.

Dies ist an den monatsmittleren Windgeschwindigkeiten erkennbar, die, gemessen an den vier in Abb. 2.28 dargestellten Wetterstationen in Deutschland und gemittelt im Zeitraum von 1961 bis 1998, zusammen mit dem Mittelwert in Abb. 2.29 dargestellt sind. Zusätzlich sind die aufgetretenen Maximal- und Minimalwerte sowie die Standardabweichungen dargestellt.

Jede der in Abb. 2.29 dargestellten Wetterstationen ist durch einen typischen Jahresgang charakterisiert. Die Sommermonate sind demnach in Deutschland nahezu unabhängig von lokalen Einflüssen durch unter dem Jahresmittel liegende Windgeschwindigkeiten gekennzeichnet. Demgegenüber herrschen im Verlauf des Winters im langjährigen Mittel überdurchschnittliche Luftströmungsgeschwindigkeiten vor. Auch die jeweiligen monatsmittleren Windgeschwindigkeiten können an unterschiedlichen Jahren deutlich variieren.

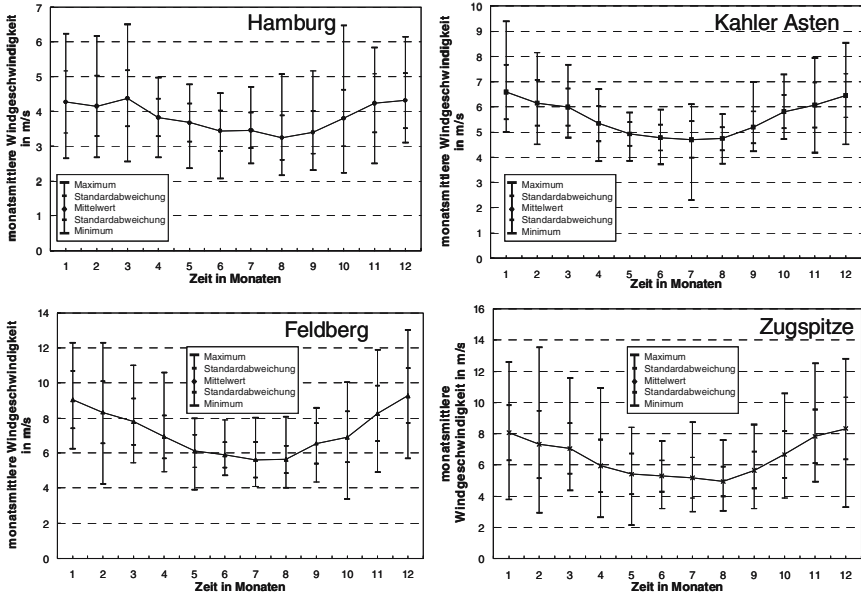


Abb. 2.29 Mittelwerte gemessener monatsmittlerer Windgeschwindigkeiten (Mittelungszeitraum von 1961 und 1998; Daten nach /2-5/)

Oft ist ein Standort im langjährigen Mittel durch einen charakteristischen mittleren Tagesgang gekennzeichnet, der jedoch an einem konkreten Tag teilweise deutlich, meist aber nur sehr eingeschränkt bzw. überhaupt nicht erkennbar ist. Mit Ausnahme weniger Standorte zeigt der mittlere Tagesgang einen Verlauf, der dem sogenannten Niederungs- oder Bodentyp entspricht (z. B. Norderney, Abb. 2.30). Während der Nachtstunden bis 6 Uhr früh weist die Windgeschwindigkeit ihr Minimum auf und steigt danach allmählich an. Um 9 Uhr morgens wird i. Allg. der Tagesmittelwert erreicht. Am frühen Nachmittag zwischen 14 und 16 Uhr ist die Geschwindigkeit dann maximal und fällt danach wieder ab. Zwischen 19 und 20 Uhr erreicht sie wieder den Tagesmittelwert und gegen Mitternacht bzw. danach ihr Minimum.

An einzelnen Tagen kann der Tagesgang der Windgeschwindigkeit wetterlagenbedingt erheblich vom mittleren jährlichen Tagesgang abweichen. Insgesamt überwiegen während eines Jahres aber die stationären Wetterlagen. Der beschriebene Tagesgang entspricht dem Tagesgang der thermischen Schichtung bei störungsfreiem Wetter mit einer kräftigen Durchmischung der bodennahen Luftschicht während des Tages und stabiler Schichtung während der Nacht /2-33/. In exponierten Gipfellagen (z. B. Hohenpeißenberg, Abb. 2.30) sowie in topografisch wenig gegliedertem Gelände oberhalb von 50 bis 100 m über Grund kehrt sich der Tagesgang der Windgeschwindigkeit um und entspricht dem sogenannten Höhentyp. Das Geschwindigkeitsmaximum wird in den Nachtstunden, das Minimum mittags oder nachmittags erreicht. Die Umkehrung des mittleren Tagesgangs der Windge-

schwindigkeit erklärt sich wiederum aus der unterschiedlichen thermischen Schichtung zwischen Tag und Nacht. Tagsüber weitet sich bei labiler Schichtung die planetarische Grenzschicht auf, wodurch der Wind in der Höhe abgebremst wird. Bei stabiler Schichtung in der Nacht ist die Luftströmung in der Höhe von der bodennahen Schicht abgekoppelt und erreicht häufig sehr hohe Windgeschwindigkeiten /2-33/.

Im Bereich zwischen 50 und 100 m über Grund entspricht der mittlere Tagesgang der Windgeschwindigkeit dem sogenannten Übergangstyp. In dieser Höhengschicht tritt eine Doppelwelle mit zwei Geschwindigkeitsmaxima gegen Mittag und Mitternacht sowie zwei Minima am Morgen und Abend auf, wobei die Amplituden relativ klein sind /2-33/.

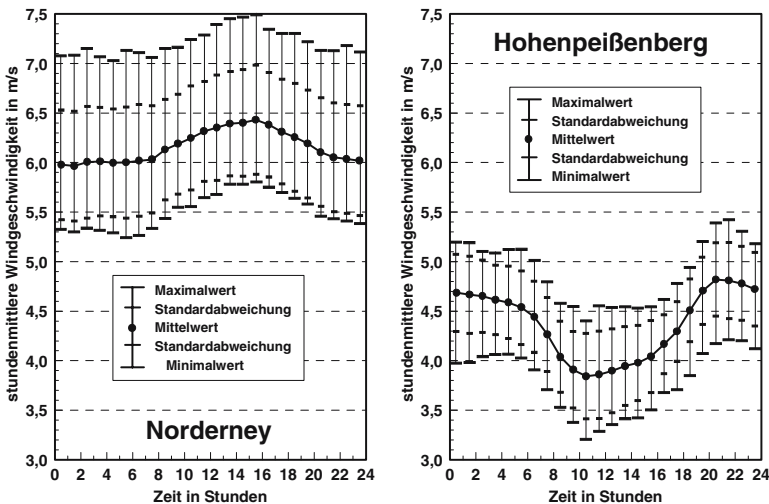


Abb. 2.30 Mittelwerte gemessener tagesmittlerer Windgeschwindigkeiten an unterschiedlichen Standorten (Daten nach /2-5/)

Häufigkeitsverteilung. Gemessene Windgeschwindigkeiten können zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an verschiedenen Orten - trotz des Tages- und Jahresgangs - sehr unterschiedlich sein; eine Vergleichbarkeit gemessener Zeitreihen ist nur schwer möglich. Deshalb werden Windgeschwindigkeitsmessreihen unterschiedlicher zeitlicher Auflösung durch ihre Verteilungsfunktionen charakterisiert und sind auf dieser Basis miteinander vergleichbar. Dazu werden die Messwerte klassifiziert und die Auftrittswahrscheinlichkeit der verschiedenen Klassen bezogen auf die Gesamtanzahl der Messdaten über die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Dabei zeigt sich immer ein typischer Verlauf dieser Häufigkeitsverteilung.

Abb. 2.31, links, zeigt Verteilungen stundenmittlerer Geschwindigkeitsmesswerte verschiedener Standorte. Dabei sind im Bereich der jahresdurchschnittlichen Windgeschwindigkeit jeweils die höchsten Auftrittswahrscheinlichkeiten gegeben. Sind die mittleren Luftströmungsgeschwindigkeiten relativ niedrig, nehmen diese

Wahrscheinlichkeiten vergleichsweise hohe Werte an, die jedoch nur auf einen kleinen Geschwindigkeitsbereich beschränkt sind. Mit zunehmender mittlerer Strömungsgeschwindigkeit nimmt die absolute Höhe der maximalen Auftretswahrscheinlichkeit ab; gleichzeitig kommt es aber zu einer deutlichen Vergleichmäßigung der Häufigkeitsverteilung.

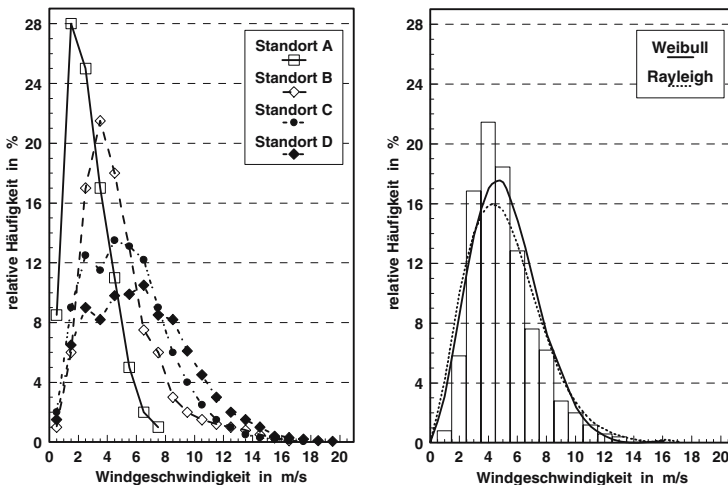


Abb. 2.31 Häufigkeitsverteilung von Windgeschwindigkeitszeitreihen für unterschiedliche Standorte (links) und eine entsprechende Annäherung für Standort B (rechts) (nach /2-1/)

Solche Verteilungen können mit unterschiedlichen Wahrscheinlichkeitsfunktionen, die durch wenige Parameter beschreibbar sind, angenähert werden. Für die Windgeschwindigkeitsverteilung kommen dabei die Weibull- oder die Rayleigh-Verteilung in Frage (Abb. 2.31, rechts). Dabei wird meistens die Weibull-Verteilung als die allgemeiner definierte Verteilungsfunktion herangezogen. Die entsprechende Dichtefunktion ist nach Gleichung (2.20) festgelegt. Dabei ist C der sogenannte Formparameter und A ein Skalierungsfaktor (Tabelle 2.4). v_{Wi} beschreibt die Windgeschwindigkeit.

Tabelle 2.4 Form- und Skalierungsfaktoren der jahresmittleren Windgeschwindigkeit für verschiedene Standorte in Deutschland /2-8/

Standort	Jahresmittlere Geschwindigkeit	Skalierungsfaktor A	Formfaktor C
	in m/s	in m/s	
Helgoland	7,2	8,0	2,09
List	7,1	8,0	2,15
Bremen	4,3	4,9	1,85
Braunschweig	3,8	4,3	1,83
Saarbrücken	3,4	3,9	1,82
Stuttgart	2,5	2,8	1,24

$$f(v_{wi}) = \frac{C}{A} \left(\frac{v_{wi}}{A} \right)^{(C-1)} e^{-\left(\frac{v_{wi}}{A} \right)^C} \quad (2.20)$$

Daraus ergeben sich beispielsweise für verschiedene Standorte in Deutschland die in Tabelle 2.4 exemplarisch zusammengestellten Form- und Skalierungsfaktoren. Demnach nimmt der Formfaktor mit abnehmender jahresmittlerer Geschwindigkeit i. Allg. kleinere Werte an.

2.4 Lauf- und Speicherwasserangebot

Von der gesamten auf die Erde eingestrahlten Sonnenenergie werden ca. 21 % bzw. $1,2 \cdot 10^6$ EJ/a für die Aufrechterhaltung des globalen Wasserkreislaufs aus Verdunstung und Niederschlag umgesetzt. Als kinetische und potenzielle Energie, die in den Flüssen und Seen der Erde gespeichert ist, stehen davon allerdings letztlich nur knapp 0,02 % bzw. 200 EJ/a zur Verfügung /2-9/.

2.4.1 Grundlagen des Wasserangebots

Wasservorräte der Erde. Die Wasservorräte der Erde, die fest (Eis), flüssig (Wasser) und gasförmig (Wasserdampf) vorliegen, umfassen insgesamt ein Volumen von knapp $1,4 \cdot 10^9$ km³ /2-9/.

Tabelle 2.5 zeigt die weltweite volumenmäßige Aufteilung der verschiedenen Vorkommensmodifikationen. Demnach macht der Wasserdampf der Atmosphäre mit 0,001 % nur einen verschwindend kleinen Prozentsatz am gesamten auf der Erde vorhandenen Wasseraufkommen aus. Auch der Anteil des Eises ist mit 2,15 % vergleichsweise gering. Demzufolge besteht der weitaus überwiegende Teil der globalen Wasservorräte mit rund 97,8 % aus Wasser als Flüssigkeit, das vorwiegend in den Meeren konzentriert ist.

Tabelle 2.5 Wasservorräte auf der Erde /2-9/

	Volumen in 10 ³ km ³	Volumenanteil in %
Wasserdampf in der Atmosphäre (flüchtig)	ca. 13	ca. 0,001
Wasser (flüssig) in	ca. 1	ca. 0,00001
Flüssen und Bächen	ca. 125	ca. 0,009
Süßwasserseen	ca. 8 300	ca. 0,61
Grundwasser	ca. 1 322 000	ca. 97,2
Meeren	ca. 29 200	ca. 2,15
Eis (fest) in Polareis und Gletschern	ca. 1 360 000	100,0
Gesamtmenge		

Wasserkreislauf. Der dargestellte Vorrat an Wasser auf der Erde befindet sich infolge der eingestrahlten Sonnenenergie in einem ständigen Kreislauf. Er wird im

Wesentlichen durch eine Verdunstung aus den Weltmeeren und u. a. den Pflanzen und den Gewässern auf den Kontinenten gespeist (Abb. 2.32). Dieses verdunstete Wasser wird als Wasserdampf innerhalb der Atmosphäre infolge der globalen und lokalen Luftbewegungen transportiert und schlägt sich anschließend u. a. als Regen, Schnee, Graupel oder Tau nieder. Dabei regnet über dem Meer etwas weniger Wasser ab als dort verdunstet. Daraus resultieren entsprechend höhere Niederschläge auf dem Land und damit ein Nettoimport von Wasser aus den Meeren auf die Kontinente. Diese Niederschläge nähren hier Schneefelder, Gletscher, Bäche, Flüsse, Seen und Grundwasservorkommen.

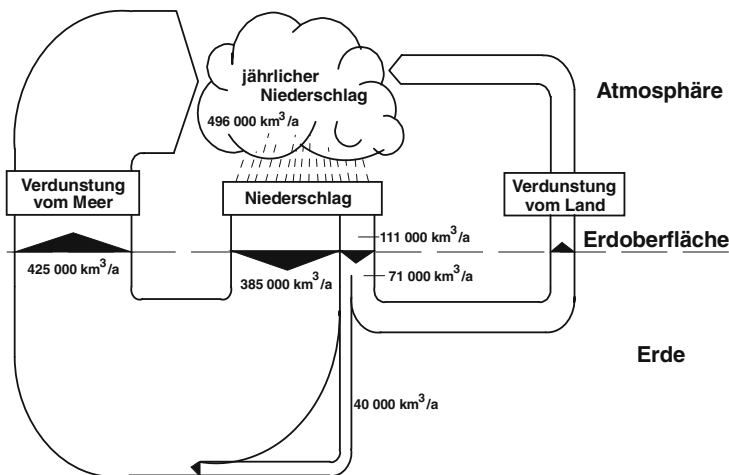


Abb. 2.32 Wasserkreislauf der Erde (nach /2-2/)

Wird der weltweite Gesamtniederschlag auf die Oberfläche der Erde bezogen, ergibt sich ein mittlerer Jahresniederschlag von rund 972 mm (1 mm entspricht 1 l/m^2). Diese Werte variieren lokal erheblich; beispielsweise fällt in Wüstengebieten z. T. im Verlauf vieler Jahre überhaupt kein Regen; an exponierten Stellen u. a. an Bergaufstiegen können demgegenüber bis zu 5 000 mm und mehr im Jahresverlauf niedergehen.

In Deutschland liegt demgegenüber das Jahresniederschlagsmittel bei etwa 766 mm und damit über dem für die Kontinente geltenden Jahresmittelwert von rund 745 mm. Von dem über Deutschland niedergehenden Wasservolumen von knapp $30\text{ km}^3/\text{a}$ verdunsten direkt oder indirekt etwa 62 %; die verbleibenden 38 % fließen als Oberflächen- oder Grundwasser ab. Dabei werden etwa 14 % des gesamten auf die Gebietsfläche Deutschlands niedergehenden Wassers von den Menschen in unterschiedlichster Weise (u. a. Haushalte, Industrie) genutzt und anschließend zum größten Teil den Oberflächengewässern zugeführt.

Die potenzielle Energie, die das Wasser in den wolken- bzw. regenbildenden Schichten der Atmosphäre erreicht, ist nur zu einem kleinen Teil nutzbar. Bei dem über den Weltmeeren abregnenden Teil setzt sich diese Energie dort im Wesentli-

chen in nicht gewinnbare Wärme um. Von dem auf die Kontinente niedergehenden Anteil versickern rund 64 %; die entsprechende potenzielle Energie ist damit ebenfalls nicht vollständig nutzbar, da Teile dieses Wassers erst an entsprechend tiefer gelegenen Quellen wieder zutage treten. Für eine potenzielle Nutzung steht deshalb letztlich nur das abfließende Oberflächenwasser zur Verfügung und damit nur etwa 36 % des auf die Kontinente niedergehenden Gesamtregenaufkommens. Davon ist nur die aus den jeweiligen Höhenunterschieden zwischen dem Ort des entsprechenden Niederschlags und dem Meeresspiegel resultierende potenzielle Energie theoretisch nutzbar. Ohne eine technische Nutzbarmachung wird diese Energie, die in den Wasserläufen bzw. den Seen gespeichert ist, durch Erosion im Flussbett sowie durch Wirbelbildung in thermische Energie auf einem Temperaturniveau nahe der Umgebungstemperatur umgewandelt.

Niederschlag. In der Erdatmosphäre sind in verschiedenen Atmosphärenschichten unterschiedliche Volumina an Wasserdampf enthalten. Dieser Wasserdampf geht dann in eine sichtbare Form über, wenn die Lufttemperatur unter den Taupunkt sinkt und sich Wassermoleküle an Kondensationskernen (d. h. feine, schwebende Aerosolpartikel) anlagern und kleine Wassertröpfchen bilden. Liegen die Temperaturen oberhalb des Gefrierpunktes, kann es dann zu Niederschlägen kommen, wenn sich Wolkenröpfchen aneinander lagern (Koaleszenz) und nicht mehr von der Luftströmung getragen werden können /2-43/.

Bei Niederschlag in flüssiger Form spricht man von Regen. Es wird zwischen Nieselregen mit Tropfenradien zwischen 0,05 und 0,25 mm und Regen mit Tropfenradien zwischen 0,25 und 2,5 mm unterschieden. Flüssiger Niederschlag kann auch aus Wolken fallen, die Eiskristalle enthalten (z. B. Gewitterwolken). Auf dem Weg zur Erdoberfläche geht ein derartiger Niederschlag dann i. Allg. von der festen in die flüssige Phase über. Liegt demgegenüber die Lufttemperatur in den Luftschichten unter der Wolke ebenso unter dem Gefrierpunkt, kann es auch zu Niederschlag in fester Form kommen. Unter festem Niederschlag versteht man u. a. Schnee, Schneegriesel, Eisnadeln, Graupel und Hagel. Schnee kann als „gewöhnlicher“ Schneefall oder als Schneeschauer vorkommen und besteht aus Schneesternen oder anderen Arten von Eiskristallen, die entweder einzeln oder zu Flocken zusammengewachsen sein können /2-43/.

Tau bzw. Reif, ebenfalls eine Form von Niederschlag, bildet sich durch Kondensation bzw. Deposition von gasförmigem Wasser, wenn die Temperatur einer Oberfläche in unmittelbarer Nähe des Erdbodens unter dem Tau- bzw. Reifpunkt liegt. Zusätzlich können Nebel oder Wolken Wasserablagerungen oder, bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt, verschiedene Arten von Frostablagerungen bilden /2-43/.

Vom Niederschlag zum Abfluss. Das als Niederschlag auf eine Landfläche innerhalb einer bestimmten Zeitspanne niedergehende Wasser wird im Boden gespeichert, verdunstet erneut oder fließt in Bächen und Flüssen ab. Dabei kann für ein bestimmtes Gebiet (Abb. 2.33) das insgesamt verfügbare Wasser im Verlauf eines

bestimmten Zeitabschnitts über die Wasserhaushaltsgleichung beschrieben werden (Gleichung (2.21)). Dabei ist N_O der Niederschlag auf der Oberfläche O eines bestimmten Gebiets, $A_{o,O}$ ist der oberirdische und $A_{u,O}$ der unterirdische Abfluss aus diesem Gebiet während der Zeitdauer Δt . V_O ist die Verdunstung von der Oberfläche dieser Gebietsfläche und R_O der Rückhalt bzw. die Retention (d. h. der im Boden zwischenzeitlich gespeicherte Anteil) während des gleichen Zeitraums.

$$N_O = (A_{o,O} + A_{u,O}) + V_O \pm R_O \quad (2.21)$$

Unter dem Niederschlag ist hier oberirdisch Schnee, Eis und/oder Wasser und unterirdisch ausschließlich Wasser zu verstehen. Wird die Zeitdauer Δt genügend groß gewählt, kann der Rückhalt vernachlässigt werden, da er sich entsprechend ausgleicht.

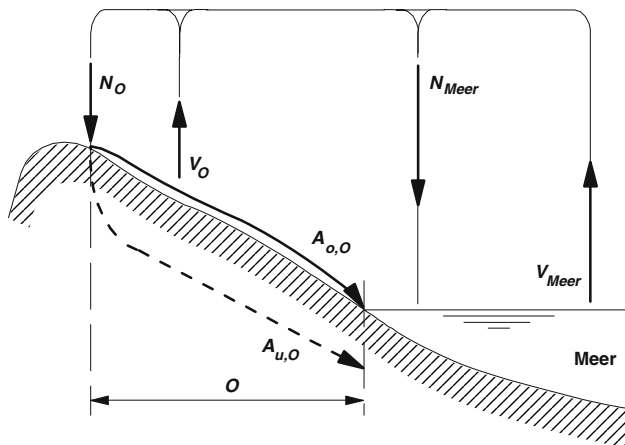


Abb. 2.33 Wasserkreislauf mit Niederschlag N , Verdunstung V und unter- (u) bzw. oberirdischer (o) Abfluss A auf einem Gebiet mit der Oberfläche O (nach [2-9])

Üblicherweise wird der Niederschlag allerdings in Form der Niederschlagshöhe ausgedrückt (d. h. als Quotient aus Niederschlagsvolumen und Oberfläche (N_O/O) in mm). Dies gilt auch für die Abflusshöhe, die den Anteil der Niederschlagshöhe beschreibt, der effektiv zum Abfluss kommt und nicht verdunstet oder im Grundwasserstrom aus dem betrachteten Gebiet abfließt. Der sogenannte Abflusskoeffizient, definiert als Quotient aus Abfluss und Niederschlag, beschreibt dabei, welcher Anteil der Niederschläge letztlich zum Abfluss gelangt. Er hängt - neben einer Vielzahl weiterer Parameter - insbesondere von den Niederschlägen und der Beschaffenheit des betrachteten Gebiets (u. a. Vegetation, Durchlässigkeit, Topografie) ab. Grundsätzlich steigt jedoch mit zunehmender Niederschlagshöhe auch der Abflusskoeffizient.

Ausgehend von diesen Zusammenhängen kann das Abflussgeschehen eines bestimmten Gebiets beschrieben werden. Mit Kenntnis der Niederschläge, der Ver-

dunstung und des Rückhalts kann damit auch, zumindest qualitativ, das Abflussregime erklärt werden; unter dem Abflussregime wird dabei der zeitliche Verlauf und die Größe der Abflüsse eines Flusses oder Baches verstanden. Dazu muss die eindeutige Zuordnung des Einzugsgebiets zum entsprechenden abfließenden Gewässer bekannt sein. Der einem betrachteten Punkt längs eines Flusslaufs zuströmende „Zufluss“ ist dabei gleich dem „Abfluss“ des betreffenden Einzugsgebiets; er weist zeitliche Variationen auf, deren Umfang und Verlauf auch von Jahr zu Jahr i. Allg. sehr unterschiedlich sein können.

Der Abfluss eines potenziellen Einzugsgebiets hängt u. a. von der Fläche des Gebiets und von den auftretenden Niederschlägen ab. Dabei ist zu beachten, dass die das Einzugsgebiet begrenzende (oberirdische) Wasserscheide bei Vorliegen geneigter wasserundurchlässiger Schichten von der unterirdischen Wasserscheide z. T. deutlich abweichen kann. Der Abfluss eines bestimmten Gebietes kann dadurch z. T. erheblich vergrößert oder ggf. signifikant verkleinert werden.

Niederschläge und Abfluss eines bestimmten Einzugsgebiets stehen nur in einem mittelbaren Zusammenhang, da der niedergehende Regen nur z. T. sofort abfließt. In Zeiten mit hohem Niederschlagsaufkommen treten durch die Bildung von Reserven Abflussverzögerungen auf; in Zeiten mit geringen Niederschlägen kommt durch Inanspruchnahme dieser Reserven ein vermehrter Abfluss zustande. Bei Temperaturen unter dem Gefrierpunkt treten zusätzliche Abflussverzögerungen durch Bildung von Schnee und Eis auf. Außerdem gehen Teile des Niederschlags für die Abflussbildung vollständig verloren - u. a. durch unmittelbare Verdunstung, durch indirekte Verdunstung über den Pflanzenwuchs oder durch vermehrte Verdunstung infolge von Bewässerungsmaßnahmen. Damit ist der direkte Schluss von den fallenden Regenmengen auf den Abfluss nicht zulässig; eine genauere Erfassung muss vielmehr durch entsprechende Abflussmessungen erfolgen.

Von Bedeutung für das Abflussgeschehen eines bestimmten Gebiets ist auch der Schneefall, da das im Schnee gespeicherte Wasser erst verspätet zum Abfluss kommt. Beeinflusst wird die Schneedecke dabei u. a. von der Lufttemperatur, der Globalstrahlung, dem Wind und der Topografie. Dabei kann die plötzlich einsetzende Schneeschmelze - ebenso wie ein starker Regen, der das Speichervermögen eines Gebiets übersteigt - zu Hochwasserereignissen führen. Extreme Hochwässer treten deshalb häufig bei einer Kombination von Schneeschmelze und starken Regenfällen auf.

Leistung und Arbeitsvermögen des Wassers. Infolge der Schwerkraft fließt das Wasser in einem Bach oder Fluss von einem Ort größerer geodätischer Höhe zu einem Ort niedrigerer Höhe. An beiden Orten besitzt Wasser eine bestimmte, voneinander verschiedene, potenzielle und kinetische Energie. Zur Bestimmung dieser Energiedifferenz des abfließenden Wassers kann näherungsweise von einer stationären und reibungsfreien Strömung ausgegangen und Inkompressibilität unterstellt werden. Dann ist die hydrodynamische Druckgleichung nach Bernoulli /2-36/ anwendbar; sie kann nach Gleichung (2.22) geschrieben werden.

$$p + \rho_{wa} g h + \frac{1}{2} \rho_{wa} v_{wa}^2 = const. \quad (2.22)$$

p ist der hydrostatische Druck, ρ_{wa} die Dichte des Wassers, g die Erdbeschleunigung, h die Fallhöhe und v_{wa} die Fließgeschwindigkeit des Wassers. Gleichung (2.22) kann so umgeformt werden, dass der erste Term die Druckhöhe, der zweite die Ortshöhe und der dritte die Geschwindigkeitshöhe darstellt (Gleichung (2.23)).

$$\frac{p}{\rho_{wa} g} + h + \frac{1}{2} \frac{v_{wa}^2}{g} = const. \quad (2.23)$$

Mit Gleichung (2.23) kann beispielsweise die in einen bestimmten Flussabschnitt nutzbare Fallhöhe h_{nutz} bestimmt werden. Sie berechnet sich nach Gleichung (2.24) aus den Druckunterschieden, der geodätischen Höhendifferenz und den unterschiedlichen Fließgeschwindigkeiten des Wassers. Dabei handelt es sich um eine idealisierte Betrachtung ohne Berücksichtigung der in Wirklichkeit immer gegebenen Verluste. Unter den tatsächlichen Gegebenheiten ist deshalb von dieser Nutzfallhöhe noch die Verlustfallhöhe zu subtrahieren, die aus den Verlusten durch die Reibung der Wassermoleküle untereinander und mit der sie umgebenden Materie resultiert (Kapitel 7).

$$h_{nutz} = \frac{p_1 - p_2}{\rho_{wa} g} + (h_1 - h_2) + \frac{v_{wa,1}^2 - v_{wa,2}^2}{2g} \quad (2.24)$$

Mit genügend großer Genauigkeit kann – da die Terme, die durch die Druckunterschiede bzw. die Geschwindigkeitsunterschiede bestimmt werden, meist klein sind – im Regelfall der geodätische Höhenunterschied der Oberflächen zweier Wasserkörper in einem Fließgewässer (z. B. Bach, Fluss) als die nutzbare Fallhöhe angesehen werden. Die anderen Anteile in Gleichung (2.24) treten hauptsächlich innerhalb des hydraulischen Systems einer Wasserkraftanlage auf.

Ausgehend davon kann mit der nutzbaren Fallhöhe (Gleichung (2.24)) die aus dem entsprechenden Wasserangebot resultierende Leistung P_{wa} mit Gleichung (2.25) bestimmt werden. Dabei ist \dot{q}_{wa} der volumenbezogene Abfluss. Maßgebend für das Leistungsangebot des Wassers ist also das Produkt aus Abfluss und nutzbarer Fallhöhe. Dabei lassen sich i. Allg. in Gebirgslagen vor allem große Fallhöhen erzielen, während in tieferen Lagen in erster Linie der Durchfluss hohe Werte annimmt.

$$P_{wa} = \rho_{wa} g \dot{q}_{wa} h_{nutz} \quad (2.25)$$

Durch Integration von Gleichung (2.25) über die Zeit erhält man das korrespondierende Arbeitsvermögen der Wasserkraft. Es berechnet sich demnach aus der Dichte des Wassers, der Erdbeschleunigung, dem Durchfluss innerhalb eines bestimmten Zeitraums und der nutzbaren Fallhöhe.

In Speicherbecken kann in niederschlagsreichen Zeiten ein bestimmtes Wasservolumen V_{Speicher} zurückgehalten werden. Grundsätzlich gilt auch für derartige Speicher die Wasserhaushaltsgleichung (Gleichung (2.21)), die den Zufluss, die Abgabe und auftretende Sicker- und Verdunstungsverluste beinhaltet. Für die Leistung und die Arbeit, die aus einem Speicherbecken bereitgestellt werden kann, gelten ebenfalls die bereits diskutierten Zusammenhänge. Die Leistung bestimmt sich daraus, in welchem Zeitraum der Speicher entleert wird. Die gespeicherte Arbeit E_{Wa} ist dabei durch die Größe des Speicherbeckens und damit vom gespeicherten Wasservolumen sowie der nutzbaren Fallhöhe festgelegt. Es gilt Gleichung (2.26).

$$E_{\text{Wa}} = \rho_{\text{Wa}} g h_{\text{nutz}} V_{\text{Speicher}} \quad (2.26)$$

2.4.2 Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik

Messung wassertechnischer Kenngrößen. Eine belastbare Abschätzung der Möglichkeiten einer Nutzung der Wasserkraft ist nur möglich auf der Basis verlässlicher Messgrößen. Daher hat in der Wasserwirtschaft die Messung der Niederschläge, des Abflusses bzw. des Durchflusses eine große Bedeutung; die entsprechenden Techniken werden im folgenden kurz erläutert (vgl. /2-9/).

Niederschlagsmessung. Die derzeit üblichen Niederschlagsmesser stellen gewissermaßen winzige Einzugsgebiete dar, in denen die Wasserbilanz erstellt wird. Es handelt sich um relativ einfache Auffanggefäße, die als Niederschlagsmesser (Pluviometer) oder als Niederschlagsschreiber (Pluviografen) ausgeführt sein können.

Bei der einfachsten Standardausführung eines Niederschlagsmessers wird der aufgefangene Niederschlag als Rückhalt bestimmt. Dazu dient ein zylindrisches Messgefäß, in dem jeder Anstieg des Spiegels einer bestimmten Niederschlagshöhe entspricht.

Niederschlagsschreiber halten zusätzlich den Rückhalt kontinuierlich fest. Dies kann beispielsweise durch einen Schwimmerpegel in dem Sammelgefäß oder durch eine permanente Wägung dieses Gefäßes realisiert werden.

Von dem abgelagerten festen Niederschlag (z. B. Schneeniederschlag) wird ausgehend von der gefallenen Schneedeckenhöhe mit dem sogenannten Schneeausstecher der Schneedecke eine vertikale Säule mit einem bestimmten Volumen entnommen. Diese Schneemenge wird geschmolzen und anschließend als Niederschlagshöhe angegeben.

Abflussmessung. Für die Abflussmessung in Fließgewässern kommen derzeit im Wesentlichen drei unterschiedliche Methoden zur Anwendung.

- Messung der Fließgeschwindigkeit. Der Durchfluss ergibt sich als Flächenintegral der Fließgeschwindigkeit über der Durchflussfläche. Ist der Fließquerschnitt bekannt, kann mit einem horizontal angeordneten Propeller, der von der Strömung angetrieben wird, die Fließgeschwindigkeit gemessen und daraus der Durchfluss berechnet werden. Hierfür können auch magnetisch induktiv arbeitende Messgeräte oder Akustik-Doppler eingesetzt werden. Erfolgt dies bei unterschiedlichen Abflüssen, lässt sich die standortabhängige Wasserstands-Abfluss-Beziehung herleiten.
- Wasserstandsmessung. Ist eine Beziehung zwischen Wasserstand und Abfluss vorhanden (z. B. aus Messungen, hydraulischen Berechnungen oder Modellversuchen), genügt eine Messung des Wasserstands mittels Latten-, Schwimm- oder anderen Pegeln. Aus der Abflusskurve kann dann der zugehörige Abfluss abgelesen werden. Wegen dieser einfachen Vorgehensweise eignet sich die Wasserstandsmessung für die langjährige automatische Aufzeichnung von Pegeldaten bzw. Abflüssen am besten.
- Messung der Tracerkonzentration. Bei dieser Meßmethode werden dem Fließgewässer flussaufwärts Salze oder Farbstoffe beigegeben. Flussabwärts wird dann die entsprechende Konzentration dieser Stoffe gemessen. Unter der Annahme, dass die Salz- oder Farbkonzentration über den gesamten Flussquerschnitt näherungsweise konstant und der Abfluss stationär ist, kann auf der Basis einer Salz- bzw. Farbbilanz der Abfluss bestimmt werden.

Durchflussmessung. Die Durchflussmessung in Rohrleitungen erfolgt meist mit einer eingebauten Messeinrichtung; sie ist deshalb im Regelfall einfacher als die Abflussmessung in Fließgewässern. Folgende Verfahren kommen dabei zum Einsatz.

- Der Druckunterschied vor und nach einer Querschnittsänderung in der Druckrohrleitung kann messtechnisch relativ einfach erfasst werden. Er korreliert mit einer Änderung der Fließgeschwindigkeit. Daraus lässt sich bei bekanntem Rohrdurchmesser der Durchfluss errechnen (Venturi-Rohr).
- Auch der Strömungswiderstand eines beweglichen Körpers ist messbar. Dabei stellt sich bei einem in einer vertikalen Rohrleitung befindlichen Körper ein Gleichgewicht zwischen dem statischen Gewicht und der Summe aus statischem und dynamischem Auftrieb ein. Damit kann bei bekanntem Gewicht des Körpers der Durchfluss ermittelt werden. Da dieses Messverfahren aber hydraulische Verluste in der Rohrleitung verursacht, kommt es heute kaum noch zum Einsatz.
- Bei der Bewegung eines elektrischen Leiters senkrecht zu den Kraftlinien eines Magnetfelds wird im Leiter eine Spannung induziert, die messtechnisch erfassbar ist. Diese Spannungsänderung ist der Bewegung des elektrischen Leiters proportional. Ionen im Wasser stellen einen solchen Leiter dar. Sind Rohr-

durchmesser und magnetische Induktivität bekannt, errechnet sich aus der gemessenen Spannung der Durchfluss.

- Der Durchfluss durch eine Rohrleitung kann auch mit Hilfe von Ultraschall aufgrund der unterschiedlichen Schallgeschwindigkeit des Wassers gegenüber der Rohrleitung mit und gegen der Strömungsrichtung gemessen werden.
- Auch mit in die Rohrleitung fest eingebauten Messflügeln, die über eine mechanische Verbindung einen Zähler antreiben, kann der Durchfluss in einer Rohrleitung bestimmt werden (z. B. Wasseruhren).

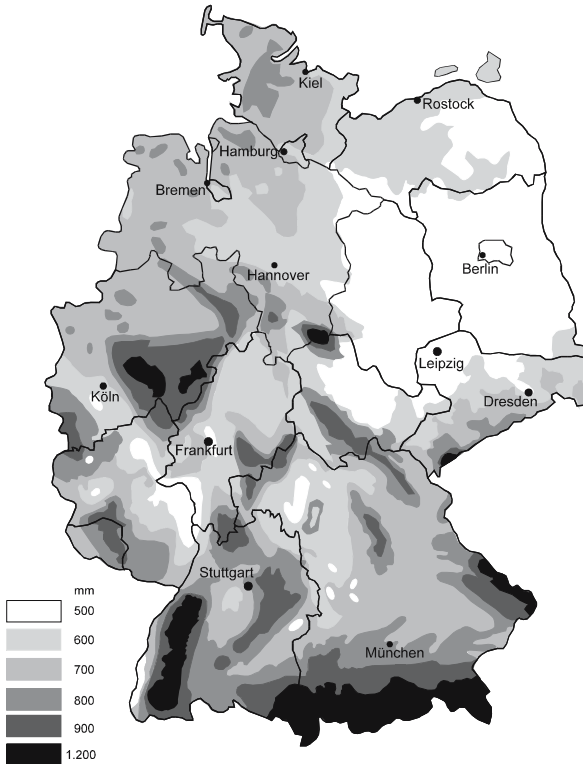


Abb. 2.34 Mittlere Niederschlagshöhen in Deutschland (nach /2-22/)

Niederschlagsverteilung und -variationen. Die Niederschlagsverteilung in Deutschland ist vor allem durch die Orografie und durch die Richtung Osten zunehmende Kontinentalität des Klimas bedingt (Abb. 2.34). Die Niederschläge variieren zwischen rund 500 mm im nördlichen Teil des Rheintalgrabens sowie Teilen von Brandenburg und mehr als 2 500 mm am Alpenrand. Regenreiche Gebiete finden sich auch in den Mittelgebirgen.

Die in Abb. 2.34 dargestellten vieljährigen Mittelwerte der Niederschlagshöhen können in verschiedenen Jahren erheblichen Unterschieden unterworfen sein. Dies

wird in Abb. 2.35 deutlich, die die jährlichen Niederschlagshöhen an vier unterschiedlichen Standorten (Hamburg, Hannover, Stuttgart, München) zwischen den Jahren 1961 und 1995 zeigt. Beispielsweise schwankten innerhalb des dargestellten 35-Jahres-Zeitraums die jährlichen Niederschlagshöhen in München um rund $\pm 25\%$ und in Hannover um rund $\pm 50\%$ um den entsprechenden Mittelwert.

Aus Abb. 2.35 geht auch hervor, dass von den dargestellten Standorten Hohenpeißenberg mit durchschnittlich 1 200 mm/a durch die höchsten Niederschlagssummen gekennzeichnet ist. Demgegenüber ist der im Jahresverlauf fallende Niederschlag in Hamburg mit rund 780 mm/a und in Kassel mit etwa 700 mm/a merklich geringer. Der geringste Niederschlag fällt im Schnitt in Berlin mit ca. 600 mm/a. Es wird auch deutlich, dass zwischen den Niederschlagshöhen an den dargestellten Standorten eine gewisse Korrelation besteht. Beispielsweise war 1989 und 1991 ein vergleichsweise trockenes Jahr; dies wird in der geringen Jahres-Niederschlagshöhe an allen dargestellten Standorten deutlich. Dieser Zusammenhang ist grundsätzlich auch auf andere Standorte in Deutschland übertragbar.

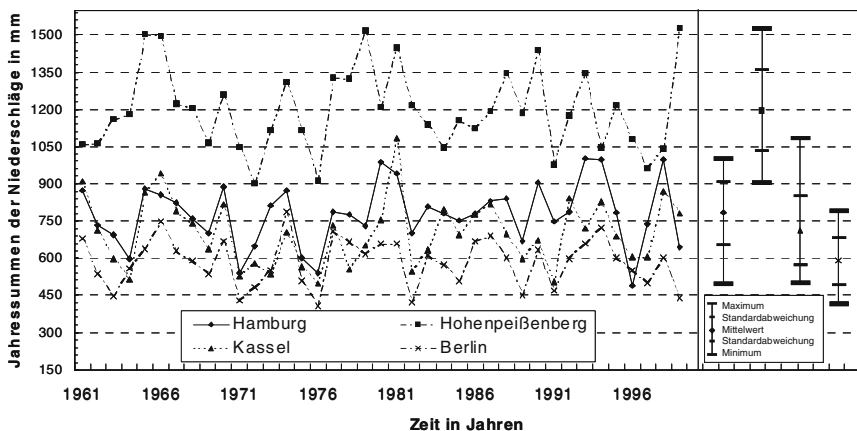


Abb. 2.35 Jährliche Niederschlagshöhen an verschiedenen Standorten in Deutschland zwischen 1961 und 1999 (nach /2-5/)

Bei den Niederschlägen sind außer den Unterschieden zwischen verschiedenen Jahren auch z. T. erhebliche Schwankungen innerhalb eines Jahres festzustellen. Abb. 2.36 zeigt die mittleren monatlichen Niederschlagshöhen im Zeitraum von 1961 bis 1999 sowie die zugehörigen Standardabweichungen, Minima und Maxima an den bereits in Abb. 2.35 dargestellten Standorten. Demnach sind an allen Stationen im Sommer und Spätsommer die Niederschläge überdurchschnittlich hoch. Deutlich ausgeprägt ist dieser saisonale Gang allerdings lediglich am Standort Hohenpeißenberg. Unabhängig vom Standort können zwischen verschiedenen Jahren die mittleren monatlichen Niederschlagshöhen deutlich voneinander abweichen. Dies geht aus den dargestellten Standardabweichungen, Minima und

Maxima hervor. Dabei nehmen in Deutschland in der Regel die Winterniederschläge mit zunehmender Höhenlage des betrachteten Standorts zu und die Sommerniederschläge entsprechend ab.

Aufgrund der im Verlauf eines Tages sehr ungleichmäßig fallenden Niederschläge ist die Angabe von mittleren Tagesganglinien nicht sinnvoll; näherungsweise kann ein stochastisches Auftreten der Niederschlagsereignisse unterstellt werden.

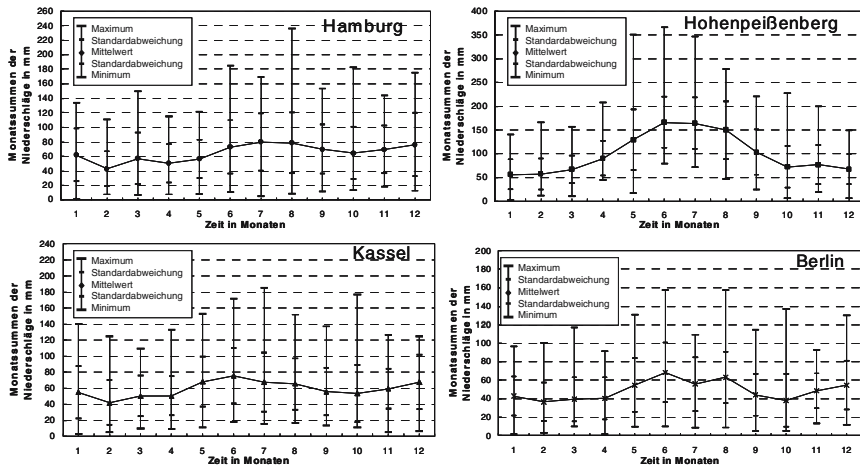


Abb. 2.36 Monatliche Niederschlagshöhen an vier Standorten in Deutschland (Mittelungszeitraum von 1961 bis 1999; Daten nach /2-5/)

Flusssysteme, Abflusshöhe und -verlauf. Die aus dem Regen und dem Abflussverhalten resultierende Abflusshöhe schwankt in einer ähnlichen Größenordnung wie der Niederschlag. Die Werte liegen zwischen 50 und 2 000 mm. Große Abflusshöhen sind besonders am Alpenrand und in den Mittelgebirgen anzutreffen.

Abb. 2.37 zeigt die wesentlichen Flüsse in Deutschland, an denen diese Abflüsse auftreten. Demnach sind die beiden größten Flusssysteme zum einen der Rhein mit seinen Nebenflüssen Ruhr, Mosel, Main und Neckar sowie zum anderen die Donau mit den Nebenflüssen Salzach, Inn, Isar, Lech, Iller und Amper. Daneben gibt es kleinere Flusssysteme wie das von Weser, Elbe und Oder mit ihren jeweiligen Nebenflüssen.

Viele der in Abb. 2.37 dargestellten Flüsse und deren Nebenflüsse führen zum großen Teil Wasser mit sich, das in Gebieten außerhalb Deutschlands als Niederschlag gefallen ist. Dieser Fremdwasseranteil ist im Energieangebot, das sich aus den Niederschlägen über Deutschland ergibt, nicht enthalten. An einigen Flüssen, beispielsweise am Rhein, ist er infolge der Schmelzwässer u. a. aus der Schweiz beträchtlich.

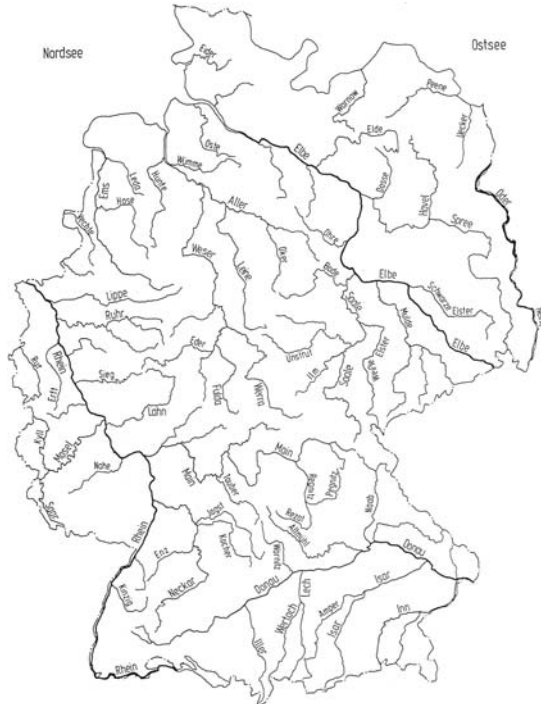


Abb. 2.37 Flusssysteme in Deutschland

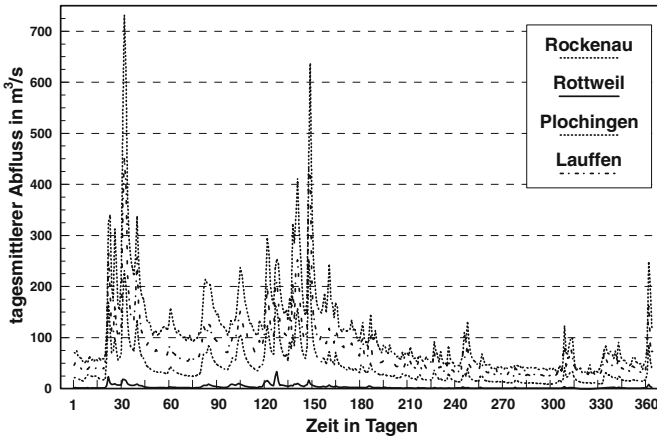
An diesen Flüssen können die tagesmittleren Abflüsse z. T. sehr variieren; Abb. 2.38 zeigt beispielhaft die Abflüsse verschiedener Pegel des Neckars. Insbesondere das Frühjahr ist durch einen relativ hohen mittleren Durchfluss charakterisiert, der zudem sehr variieren kann. Das Spätjahr ist demgegenüber durch geringe Durchflüsse gekennzeichnet. Die Abflussspitzen resultieren aus Unwettern mit hohen Niederschlagsmengen. Diese Zeiten sind durch einen schnellen Anstieg und einen anschließenden raschen Rückgang der Durchflüsse gekennzeichnet.

Bedingt durch die jeweils verschiedenen Witterungsverhältnisse kommt es zu z. T. deutlichen jährlichen Wasserangebotsunterschieden. Tabelle 2.6 zeigt am Beispiel verschiedener Pegel die Mittelwerte, Minima und Maxima der Durchflussmengen. Die Minima stellen dabei ein extremes Trockenjahr, die Maxima ein extremes Nassjahr dar. Deutlich wird, dass es an einzelnen Pegeln in verschiedenen Jahren zu Abweichungen von bis zu ca. +95 bzw. -60 % im jahresmittleren Wasserangebot kommen kann.

Auch im langjährigen Mittel ist das Abflussverhalten durch einen vom betrachteten Fluss und vom Flusskilometer abhängigen saisonalen Gang gekennzeichnet. Abb. 2.39 zeigt die langjährigen Mittelwerte der monatsmittleren Durchflüsse und die entsprechenden durchschnittlichen und maximalen Schwankungsbreiten am Beispiel eines Pegels am Neckar (Rockenau; Zeitraum von 1951 bis 1994) und am Oberrhein (Maxau; Zeitraum von 1931 bis 1994).

Tabelle 2.6 Mittlere, maximale und minimale jahresmittlere Durchflüsse im langjährigen Durchschnitt an unterschiedlichen Pegeln (nach /2-34/)

	Flusskilometer in km	Maximum in m ³ /s	Mittel in m ³ /s	Minimum in m ³ /s	Zeitraum
Inn (Eschelbach)	87,7	631	369	288	1931 – 90
Mosel (Cochem)	51,6	607	311	138	1931 – 91
Rhein (Rheinfelden)	148,3	1 487	1 030	639	1931 – 94
Rhein (Maxau)	362,3	1 922	1 250	741	1931 – 94
Saar (Fremersdorf)	48,5	138	74	35	1953 – 91

**Abb. 2.38** Tagesmittlere Abflussmengen an unterschiedlichen Neckarpegeln (nach /2-1/)

Neben der weit höheren Durchflüsse am Rhein geht aus Abb. 2.39 auch hervor, dass die jahreszeitliche Abflusscharakteristik am Neckar und am Rhein grundsätzlich unterschiedlich ist. Der Rhein ist aufgrund der im Wesentlichen erst im späten Frühjahr sowie im Früh- und Hochsommer einsetzenden Schneeschmelze in den Alpen durch einen maximalen Durchfluss in den Monaten Juni und Juli gekennzeichnet. Damit ist im Sommer mit dem höchsten Wasserangebot des Rheins zu rechnen, obwohl ein Teil des Abflusses in dieser Zeit dazu genutzt wird, die am Oberlauf in den Alpen liegenden Speicherbecken zu füllen. Im Gegensatz dazu ist das Wasserangebot des Neckars durch ein Angebotshoch im Februar und März und durch einen minimalen Abfluss im Herbst gekennzeichnet. Da das Einzugsgebiet des Neckars im Wesentlichen Mittelgebirge sind (Schwarzwald, Schwäbische Alb), die die Niederschläge in Form von Schnee kaum bis zum Frühjahr speichern, wirken sich die Regenfälle im zeitigen Frühjahr zusammen mit der gleichzeitigen Schneeschmelze unmittelbar auf die abfließende Wassermenge aus. Das minimale Wasserangebot ist demgegenüber im Herbst gegeben, wenn nur unterdurchschnittliche Niederschläge fallen und außerdem die Verdunstung entsprechend hoch ist.

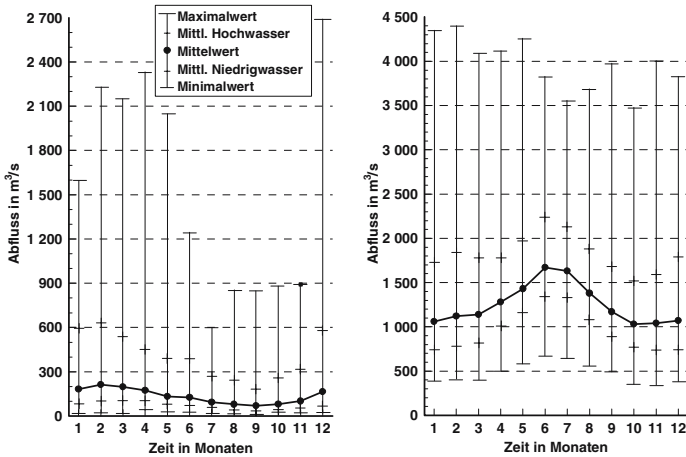


Abb. 2.39 Mittelwerte, mittlere und maximale Schwankungsbreiten des monatsmittleren Abflusses an den Pegeln Rockenau am Neckar (links) und Maxau am Rhein (rechts) (Daten nach /2-34/)

Speicher. Entsprechend der topografischen Voraussetzungen sind die Möglichkeiten einer Speicherung von Wasser in Deutschland regional sehr unterschiedlich.

Günstige Verhältnisse herrschen am Nordrand der Alpen; hier sind derzeit schon eine ganze Reihe von Speicherseen vorhanden. Der Forggensee dient beispielsweise den Laufwasserkraftwerken am Lech als Kopfspeicher. Teilweise werden auch natürliche Seen als Speicher genutzt. Eine der ältesten Hochdruck-Wasserkraftanlagen in Deutschland arbeitet z. B. zwischen Kochel- und Walchensee. Die meisten Speicher haben jedoch Mehrfachfunktionen; dabei steht nicht immer die Energiegewinnung im Vordergrund.

In den Mittelgebirgen finden sich weitere Speicherseen, die z. T. hauptsächlich der Energiegewinnung dienen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke im Südschwarzwald), teilweise aber auch in erster Linie die Versorgung mit Trink- und Brauchwasser sicherstellen sollen. Dies ist hauptsächlich in denjenigen Gebieten Deutschlands der Fall, wo aufgrund des geringeren Wasserangebots ohne Speicher Wasserversorgungsengpässe vorwiegend im Sommer auftreten würden.

Typische Beispiele für Wasserspeicher für die Energiegewinnung stellen die Jahresspeicher in den Alpen dar. Sie sind i. Allg. zum Ende des Winters leer und werden durch die Schneeschmelze im Einzugsgebiet und ggf. durch Überleitungen aus anderen Tälern während der Sommermonate wieder aufgefüllt. Während dieser Zeit geben sie nur wenig Wasser ab. Am Ende des Sommers sollten die Speicher dann vollständig gefüllt sein. Während der Energie-nachfragestarken Wintermonate, in denen praktisch kein Zufluss zum Speicher vorhanden ist, wird dann das gespeicherte Wasser abgearbeitet. Sie tragen damit auch zur Abflusserhöhung in den unterhalb gelegenen Flüssen bei.

2.5 Photosynthetisch fixierte Energie

Unter Biomasse im erweiterten Sinne wird jegliche Phyto- und Zoomasse verstanden, von der schätzungsweise $1,84 \cdot 10^{12}$ t Trockenmasse auf den Kontinenten existieren. Phyto- oder Pflanzenmasse wird zum größten Teil von autotrophen Organismen gebildet, die in der Lage sind, ihre Energie durch Umwandlung der Sonnenenergie im Prozess der Photosynthese zu gewinnen. Heterotrophe Organismen dagegen, die primär die Zoomasse bilden, sind für den Energiegewinn auf den Abbau anderer organischer Substanz angewiesen.

Biomasse kann in Primär- und Sekundärprodukte unterteilt werden. Erstere entstehen durch direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie. Im Hinblick auf die Energiebereitstellung zählen dazu land- und forstwirtschaftliche Produkte aus einem Energiepflanzenanbau (u. a. schnellwachsende Bäume, Energiegräser) oder pflanzliche Rückstände und Abfälle aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Industrie und den Haushalten (u. a. Stroh, Rest- und Altholz, organische Bestandteile im Haus- und Industriemüll). Sekundärprodukte entstehen durch Ab- oder Umbau der organischen Substanz in höheren Organismen (z. B. im Verdauungstrakt von Tieren); zu ihnen gehören u. a. Gülle und Klärschlamm.

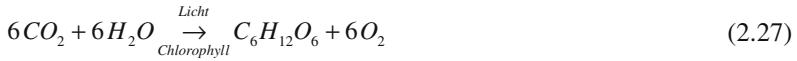
2.5.1 Produktion organischer Masse durch Photosynthese

Aufbau und Zusammensetzung der Pflanze. Die Pflanze besteht aus der Sprossachse, den Blättern und der Wurzel. Mit letzterer ist die Pflanze im Boden verankert und über sie werden Wasser und Nährstoffe aufgenommen. Die Sprossachse trägt die Blätter, versorgt sie von der Wurzel her mit Wasser und Mineralien und leitet in den Blättern gebildete organische Substanzen zur Wurzel. Die Blätter dienen der Absorption des für die Photosynthese notwendigen Sonnenlichts. Über sie findet der Gaswechsel von Kohlenstoffdioxid (CO_2), Sauerstoff (O_2) und Wasserdampf (H_2O) bei Photosynthese, Atmung und Transpiration statt (Abb. 2.40). Zur Vermehrung bilden die Pflanzen Blüten, welche die Fortpflanzungsorgane tragen.

Photosynthese. Der wichtigste Prozess bei der Bildung von Biomasse ist die Photosynthese. Mit Hilfe von Lichtenergie wird durch die Photosynthese Kohlenstoffdioxid (CO_2) aufgenommen und Kohlenstoff (C) in die Pflanzensubstanz eingearbeitet (Assimilation), wodurch eine Umwandlung von Lichtenergie in chemische Energie stattfindet.

Die Photosynthese wird in die Prozesse der Licht- und der Dunkelreaktion unterteilt. Bei der Lichtreaktion produziert die Zelle durch photochemische Reaktionen die für die Assimilation von Kohlenstoffdioxid (CO_2) notwendige Energie. Hierbei entstehen neben Sauerstoff (O_2) die energiereichen Substanzen Adenosin-Triphosphat (ATP) und Nicotin-Adenin-Dinucleotid-Phosphat (NADPH) sowie Wasserstoffionen (H^+). Im Prozess der Dunkelreaktion, der ohne Licht stattfindet, werden die im ersten Prozess gewonnenen energiereichen Substanzen für die As-

simulation von CO₂ wieder verbraucht. Das Endprodukt der Photosynthese sind Hexosen bzw. Zucker (C₆H₁₂O₆). Die Summenformel für den Gesamtprozess beschreibt Gleichung (2.27).



Die Umwandlung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasser (H₂O) zu Hexosen findet in den Chloroplasten statt, die das grüne, lichtabsorbierende Pigment Chlorophyll enthalten. CO₂, das durch die Spaltöffnungen und die Zellzwischenräume (Interzellularen) der Pflanzen an die photosynthetisch aktiven Zellen herandiffundiert, wird dort an Ribulose-1,5-Diphosphat gebunden. Hierbei entsteht ein Molekül aus 6 Kohlenstoff-Atomen, das anschließend zerfällt. Unter Verbrauch von ATP und NADP⁺ entsteht Phosphoglycerin-Aldehyd, eine Komponente von Kohlenhydraten (wie z. B. Glucose). Diese Kohlenhydrate dienen den Pflanzen sowohl als Energiequelle für ihre Stoffwechselprozesse wie auch als Bausteine für die zu bildende Pflanzensubstanz /2-31/.

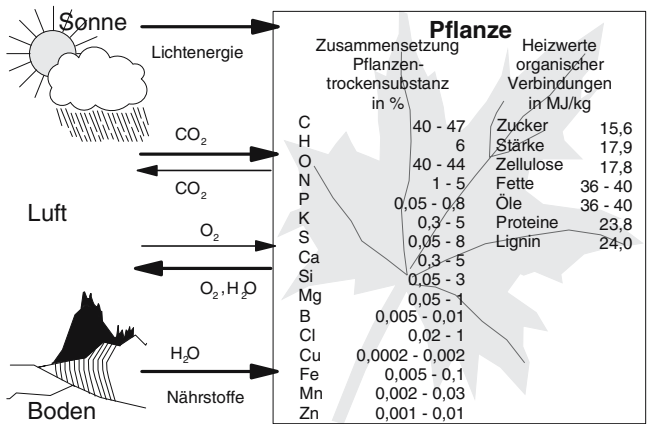


Abb. 2.40 Bildung und Zusammensetzung der Pflanzensubstanz (nach /2-1/)

Bei diesem Weg der Photosynthese handelt es sich um den C₃-Typ, wie er für einheimische europäische Kulturpflanzen typisch ist. Der Name rührt daher, dass zuerst Phosphoglycerin-Säure, bestehend aus 3 C-Atomen, gebildet wird. Der sogenannte CO₂-Akzeptor der C₃-Pflanzen, der die Aufgabe hat, das CO₂ zu binden, ist Ribulose-1,5-Diphosphat. Einige Kulturpflanzen, wie Mais, Zuckerrohr oder Chinaschilf, die meist aus subtropischen Gebieten stammen, verwenden hingegen Phosphoenol-Benztraubensäure als CO₂-Akzeptor, das eine größere Affinität zu CO₂ hat als der CO₂-Akzeptor der C₃-Pflanzen. Dabei entstehen zuerst Verbindungen, die aus 4 C-Atomen zusammengesetzt sind. Des Weiteren finden bei solchen sogenannten C₄-Pflanzen die Licht- und Dunkelreaktion in verschiedenen, räumlich voneinander getrennten Chloroplastentypen statt. Dies erlaubt es der C₄-

Pflanze, in den Chloroplasten der im Blatt außen liegenden Mesophyllzellen die CO_2 -Bindung vorzunehmen und in den Chloroplasten der innen liegenden Bündelscheiden eine für die Assimilation vorteilhafte hohe CO_2 -Konzentration aufzubauen.

Der Nutzeffekt der Photosynthese gibt an, wie viel Prozent der Strahlung von den Pflanzen durch die Photosynthese in Form von chemischer Energie gespeichert werden kann. Der Photosyntheseprozess verbraucht pro Gramm assimiliertem Kohlenhydrat 15,9 kJ. An Einzelblättern erreicht die Strahlungsausnutzung der Photosynthese unter günstigen Bedingungen bis zu 15 % (C_4 -Gräser bis 24 %). Meist liegt der Wirkungsgrad jedoch nur bei 5 bis 10 % oder niedriger. Bezogen auf den gesamten Pflanzenbestand und unter Berücksichtigung der zeitlich und örtlich wechselnden Assimilationsbedingungen schwankt die photosynthetische Effizienz verschiedener Pflanzengesellschaften zwischen 0,04 % in Wüstenregionen bis 1,5 % in Regenwäldern. Bei landwirtschaftlichen Kulturpflanzen während ihrer Wachstumszeit liegt sie zwischen 1 und 3 % /2-25/.

CO_2 hat einen geringeren Energiegehalt als organische Moleküle. Diese Energiedifferenz wird von den Pflanzen bei der Atmung, d. h. beim Abbau der bei der Photosynthese gebildeten Kohlenhydrate (Dissimilation), genutzt. Die Energie wird für Stoffwechselfvorgänge und den Aufbau verschiedener Bestandteile der Pflanzenmasse, wie z. B. Proteine, Fette und Zellulose, verwendet. Die Atmung, die mit steigender Temperatur zunimmt, ist mit einem Substanzverlust verbunden. In der Regel ist der Substanzgewinn durch die Photosynthese, die nur bei Licht stattfinden kann, größer als der Substanzverlust durch die Atmung, die sowohl bei Tag (Lichtatmung) als auch nachts (Dunkelatmung) stattfindet. Die Nettphotosynthese ergibt sich aus der Bruttphotosynthese abzüglich der Atmungsverluste. Sie beträgt bei C_3 -Pflanzen bis zu 30 und bei C_4 -Pflanzen 50 bis 90 mg CO_2 bezogen auf eine Blattfläche von 100 cm^2 und eine Stunde /2-28/. Ein Grund für die höhere Stoffproduktion der C_4 -Pflanzen ist die durch die effektivere CO_2 -Bindung und die beschriebene Trennung der Chloroplasten-Typen bedingte geringere Lichtatmung im Vergleich zu den C_3 -Pflanzen. Weitere Energieverluste entstehen dadurch, dass sie langwellige Rückstrahlung und Wärmeabgabe durch die Wasserverdampfung betreiben, um die Temperatur auf physiologisch vertretbaren Werten zu halten.

Abb. 2.41 zeigt den Nettobiomassegewinn eines Ökosystems am Beispiel eines Hainbuchenwalds. Durch Ausnutzung von 1 % der eingestrahnten Sonnenenergie werden 24 t/(ha a) Biomasse (Trockenmasse) gebildet. Die Hälfte davon geht durch Atmung der Pflanzen verloren. Ein Teil wird dem Boden als Spreu zugeführt und von den Mikroorganismen zersetzt. Die Nettospeicherung an Biomasse beträgt pro Hektar und Jahr ca. 5,7 t oberirdisch und 2,4 t in Form von Wurzeln und Humus unterirdisch.

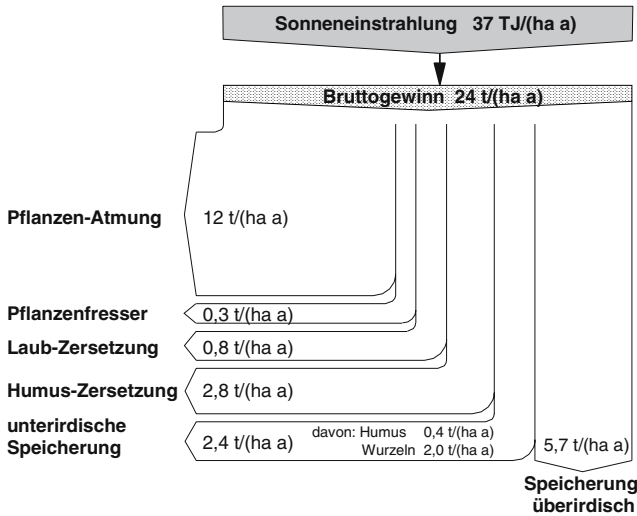


Abb. 2.41 Stoffbilanz einer Pflanzengesellschaft am Beispiel eines Hainbuchenwaldes (nach /2-31/)

Einfluss verschiedener Wachstumsfaktoren. Die Biomassebildung wird wesentlich durch Strahlung, Wasser, Temperatur, Boden, Nährstoffe und pflanzenbauliche Maßnahmen beeinflusst. Diese Einflussgrößen werden im Folgenden diskutiert /2-41/.

Strahlung. Die Nettophotosynthese steigt mit zunehmender Strahlungsintensität bis zu einem Sättigungspunkt an. Wird die Strahlung sehr gering, übersteigt die Veratmung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) dessen Assimilation. Die Strahlungsintensität, bei der die veratmete CO₂-Menge gleich der assimilierten ist, wird Lichtkompensationspunkt genannt. Er liegt bei den meisten Pflanzen zwischen 4 und 12 W/m².

Von der Strahlung, die auf eine Pflanze fällt, wird nur ein Teil absorbiert; der Rest wird reflektiert oder durchgelassen. Die Absorption von Strahlung im pflanzlichen Gewebe erfolgt selektiv, d. h. in Abhängigkeit von der Wellenlänge. Besonders im Bereich der Infrarotstrahlung von 0,7 bis 1,1 µm durchdringt sehr viel Energie den Pflanzenbestand, ohne absorbiert zu werden (Abb. 2.42).

Die Nettoeinstrahlung ergibt sich aus der nichtreflektierten Gesamtstrahlung und der langwelligen Rückstrahlung. Hierbei stellt der Reflexionskoeffizient das Verhältnis von reflektierter zu eingestrahelter Energie dar. Er hängt vor allem von dem Einstrahlungswinkel, der Oberflächenbeschaffenheit und der Farbe ab. Bei einem grünen Pflanzenbestand liegt der Reflexionskoeffizient zwischen 0,1 und 0,4.

Die CO_2 -Assimilation einzelner Blätter verschiedener Pflanzen steigt in Abhängigkeit von der Einstrahlung und vom Photosynthesetyp. Bei gleicher Einstrahlung ist dabei die Assimilation von C_4 -Pflanzen höher als die von C_3 -Pflanzen /2-26/.

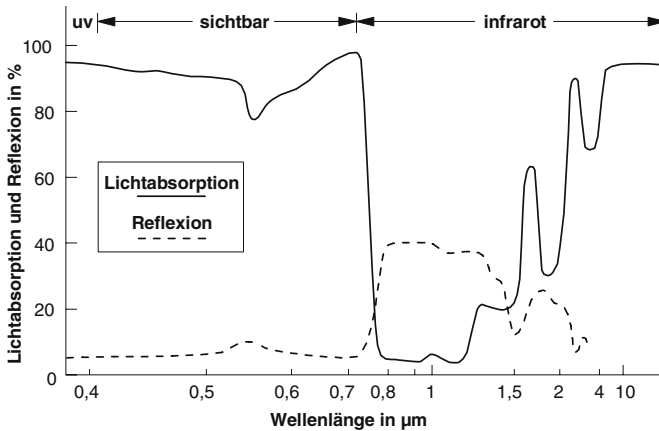


Abb. 2.42 Spektrum der Absorption und der Reflexion von Pappelblättern (nach /2-33/)

Wasser. Grüne Pflanzen bestehen zu ca. 70 bis 90 % aus Wasser, wobei der Wassergehalt sich mit Art und Alter des Pflanzenorgans ändert. Es nimmt sehr wichtige Funktionen in der Pflanze wahr; dazu zählen der Transport gelöster Stoffe und die Aufrechterhaltung des hydrostatischen Drucks, der das Gewebe straff hält. Wasser stellt auch bei allen Stoffwechselfvorgängen wie z. B. der Photosynthese ein wichtiges Rohmaterial dar. Außerdem spielen sich fast alle biochemischen Reaktionen in wässriger Lösung ab.

Der Wasserhaushalt einer Pflanze wird bestimmt durch die Wasseraufnahme, vorwiegend über die Wurzel, und die Wasserabgabe. Letztere findet hauptsächlich durch Transpiration der Blätter statt. Ein Wasserdefizit entsteht, wenn die Wasserabgabe größer ist als die Wasseraufnahme. Dies kann bei starker Transpiration, geringer Wasserverfügbarkeit im Boden oder gehemmtem Stoffwechsel in der Wurzel der Fall sein. Die Wurzel nimmt das Wasser aus dem Boden über die Saugkraft der Wurzelzellen auf. Die Wasseraufnahmefähigkeit endet am Welkepunkt; hier ist der Bodenwassergehalt so gering, dass die Wasserhaltefähigkeit des Bodens die Saugkraft der Wurzel übersteigt.

Die Biomasseproduktion der Pflanzen hängt direkt von ihrer Wasserversorgung ab. Jede Pflanzenart hat einen spezifischen Wasserverbrauch für die Massebildung. Der Transpirationskoeffizient beschreibt die Wassermenge, die von der Pflanze für die Produktion von 1 kg Trockenmasse benötigt wird. C_4 -Pflanzen wie Mais und Chinaschilf haben mit 220 bis 350 l/kg gebildeter Trockensubstanz die effizienteste Wasserausnutzung und damit den niedrigsten Transpirationskoeffizienten. Dies ist u. a. auf die dichte Anordnung ihrer photosynthetisch aktiven Zellen und dem damit verbundenen geringeren Transpirationsverlust zurückzuführen. C_3 -Pflanzen wie

Getreide und die zu den schnellwachsenden Baumarten zählenden Weiden benötigen 500 bis 700 l/kg. Potenziell ist die Biomasseproduktivität eines Standorts um so höher, je besser das Wasserangebot ist (Abb. 2.43, links).

Temperatur. Die Temperatur beeinflusst alle Lebensvorgänge; dies gilt insbesondere für die Photosynthese, die Atmung und die Transpiration. Die Pflanzen zeigen in ihrer Aktivität einen artspezifischen Optimumbereich. C₄-Pflanzen zeichnen sich dabei durch ein höheres Temperaturoptimum (über 30 °C) als C₃-Pflanzen (ca. 20 °C) aus.

Die untere Grenze für Photosyntheseaktivität, das Temperaturminimum, liegt bei den Pflanzen der kalten und gemäßigten Klimaten bei wenigen Grad unter Null. Mit dem Anstieg der Jahresdurchschnittstemperatur (bis zu ca. 30 °C) steigt, bei ausreichender Wasserversorgung, auch das Biomassertragspotenzial eines Standorts (Abb. 2.43, rechts).

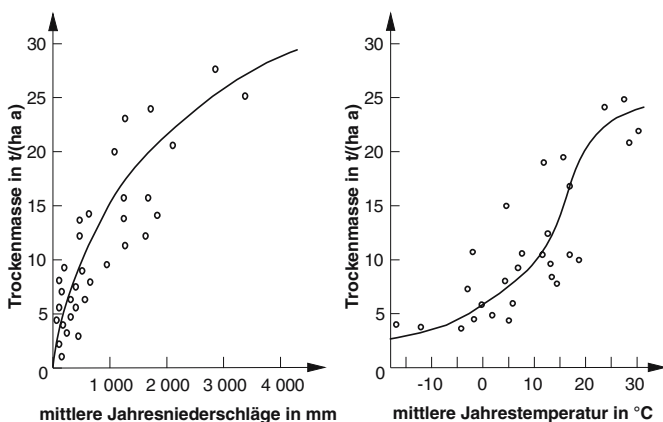


Abb. 2.43 Nettoproduktivität der Pflanzendecke in Abhängigkeit von den mittleren jährlichen Niederschlägen (links) und der mittleren Jahrestemperatur (rechts) (nach /2-29/)

Die Temperaturobergrenze für verschiedene Pflanzen liegt bei 38 bis 60 °C, da oberhalb dieser Temperatur eine Zerstörung der Eiweiße und eine dadurch bedingte verminderte Enzymaktivität und die Beschädigung der Membranen erfolgt. Dies führt zum Erliegen der Stoffwechselprozesse.

Boden und Nährstoffe. Der Boden entsteht durch Verwitterung der Erdkruste unter Mitwirkung von Mikroorganismen (Biosphäre); er besteht aus Mineralien unterschiedlicher Art und Größe sowie dem aus organischen Stoffen gebildeten Humus. Weiterhin enthält er Wasser, Luft und verschiedene lebende Organismen. Den Pflanzen bietet der Boden Wurzelraum, Verankerung und Versorgung mit Wasser, Nährstoffen und Sauerstoff.

Wachstum und Entwicklung bzw. die Ertragsbildung der Pflanzen wird stark von den physikalischen, biologischen und chemischen Eigenschaften des Bodens

beeinflusst. Zu den physikalischen Eigenschaften zählt zum einen die Mächtigkeit des Bodens, d. h. die Tiefe der oberen, für die Wurzeln der Pflanzen erschließbaren Schicht. Eine weitere physikalische Eigenschaft ist die Textur oder Körnungsgröße, der Anteil luftführender Poren und die Fähigkeit des Bodens, Wasser zu halten sowie Wärme zu speichern bzw. abzugeben. Für ein optimales Pflanzenwachstum ist ein genügend großer Wurzelraum zur Erschließung von Nährstoffen und Wasser wichtig. Zu den chemischen Eigenschaften gehören u. a. der Nährstoffgehalt des Bodens und sein pH-Wert. Die biologischen Eigenschaften des Bodens werden durch das Vorkommen und die Aktivität von Bodenmikroorganismen bestimmt. Diese Organismen leben zum Großteil von der organischen Substanz, die dem Boden über abgestorbene Pflanzen zugeführt wird. Durch mikrobielle Aktivität werden Nährstoffe frei, die die Pflanzen über ihre Wurzeln aufnehmen.

Die nicht-mineralischen Nährelemente Kohlenstoff (C) und Sauerstoff (O₂) werden von den Blättern der Pflanze aus der Luft aufgenommen. Im Gegensatz zum reichlich vorhandenen Sauerstoff ist Kohlenstoffdioxid (CO₂) mit nur 0,03 Vol.-% in geringer Konzentration in der Luft vorhanden. Bei stärkerer Einstrahlung kann die CO₂-Versorgung der Chloroplasten die Produktionsrate eines Pflanzenbestands begrenzen.

Die mineralischen Hauptnährelemente Stickstoff, Phosphor, Kalium, Calcium, Magnesium und Schwefel sowie die Spurenelemente Eisen, Mangan, Zink, Kupfer, Molybdän, Chlor und Bor müssen die Pflanzen weitgehend über die Wurzel aus dem Boden aufnehmen.

Die Pflanze kann um so mehr Nährstoffe und Wasser aus dem Boden aufnehmen, je größer die Wurzeloberfläche ist, d. h. je besser sich die Wurzel entwickeln kann. Die Durchwurzelbarkeit sinkt mit zunehmender Dichtelagerung der Bodenbestandteile sowie mit dem Auftreten von Verdichtungszone im Boden, die z. B. durch falsche Bodenbearbeitung verursacht werden können.

Pflanzenbauliche Maßnahmen. Neben den durch den natürlichen Standort vorgegebenen Faktoren wie Temperatur oder Niederschlag ist auch eine anthropogene Beeinflussung des Pflanzenwachstums durch pflanzenbauliche Maßnahmen möglich. Darunter fallen die Wahl der geeigneten Kulturpflanze für die jeweiligen Standortgegebenheiten, die Bodenbearbeitung, das Aussaatverfahren, die Düngung, die Pflege und die Erntemaßnahmen. Mit der pflanzenbaulichen Produktionstechnik soll das jeweilige Ertragspotenzial einer Pflanze an einem Standort weitmöglichst umgesetzt werden.

Die wichtigste Voraussetzung ist die Wahl einer an die ökologischen Bedingungen des Produktionsstandorts angepassten Pflanzenart. Dies betrifft sowohl die Ansprüche an die Bodenbeschaffenheit als auch an die Niederschlagsmenge und deren Verteilung sowie die Temperatur und ihren Verlauf. Bodenbearbeitungsmaßnahmen werden durchgeführt, um den Boden zu lockern, Ernterückstände und organische und mineralische Dünger einzuarbeiten, Unkraut zu bekämpfen und den Boden für die Saat vorzubereiten bzw. die Saat oder Jungpflanzen auszubringen.

Zeitpunkt und Verfahren der Bodenbearbeitung müssen dem Zustand des Bodens sowie den Ansprüchen der Pflanzen angepasst werden.

Die Fruchtfolge bestimmt die zeitliche Aufeinanderfolge der Kulturpflanzen auf einem Feld. Der Fruchtfolgegestaltung sind biologische Grenzen gesetzt, da der Anbau derselben oder verwandter Kulturarten in aufeinanderfolgenden Jahren durch das Auftreten von Krankheiten beschränkt wird und Anbaupausen einzuhalten sind. Die zeitliche Abfolge der Kulturpflanzen muss so geplant werden, dass zwischen der Ernte der einen und der Aussaat der anderen Frucht genügend Zeit für eine Bodenvorbereitung liegt. Kulturarten mit frühen Saatterminen wie z. B. Winterraps und -gerste können daher nicht nach späträumenden Früchten wie Mais oder Zuckerrüben stehen.

Unter der Düngung werden Maßnahmen verstanden, die unmittelbar die Nährstoffzufuhr zu den Pflanzen (z. B. mineralischer Stickstoffdünger) und die Eigenschaften des Bodens verbessern (z. B. Kalkung oder die Zufuhr von organischer Substanz). Die Höhe der Düngung orientiert sich an der durch die Pflanzen dem Boden entzogenen Nährstoffmenge. Die stärkste Ertragsbeeinflussung wird durch eine Stickstoffdüngung erreicht, da das Stickstoffangebot im Boden meist ein ertragsbegrenzender Faktor ist und Stickstoff vor allem das Massenwachstum fördert. Stickstoff wird dem Boden entweder in Form von mineralischer oder organischer Düngung, über die Stickstoff-Fixierung der Leguminosen oder über den Regen als Eintrag aus der Luft zugeführt. Neben Stickstoff wird i. Allg. regelmäßig noch eine Düngung mit Phosphor und Kalium vorgenommen. Kalzium ist neben seiner Funktion als Pflanzennährstoff auch wichtig für die Bodenfruchtbarkeit. Es beeinflusst den pH-Wert des Bodens und damit seine chemischen Reaktionen bzw. die Verfügbarkeit verschiedener Nährstoffe und es stabilisiert über seine brückenbildende Funktion das Bodengefüge. Abgesehen von Magnesium, das häufig in Kaliumdüngern enthalten ist, sind alle weiteren Nährstoffe meist ausreichend im Boden vorhanden und werden nur bei offensichtlichem Mangel appliziert.

Pflegemaßnahmen während der Vegetationsperiode dienen der Verhinderung oder Bekämpfung von Unkraut sowie Krankheits- und Schädlingsbefall. Unkräuter konkurrieren mit den Kulturpflanzen um die Wachstumsfaktoren, vermindern somit ihr Wachstum oder drängen die Kulturpflanzen ganz zurück. Hierdurch kommt es meist nicht nur zu einem verminderten Biomasseertrag, sondern auch zu einer geringeren Qualität oder unerwünschten Beschaffenheit der geernteten Biomasse. Dieselben Auswirkungen werden durch den Befall mit Krankheiten und Schädlingen verursacht, die von den durch die Pflanzen erzeugten Photosyntheseprodukten und Reservestoffen leben.

Vom Ernteverfahren hängt es ab, welcher Anteil und mit welcher Qualität der Biomasseaufwuchs der energetischen Nutzung zur Verfügung steht, wobei für eine verlustarme Ernte besonders auf den richtigen Erntezeitpunkt und die richtige Erntetechnik zu achten ist.

Eine quantitative Beziehung zwischen den Wachstumsfaktoren und den Erträgen landwirtschaftlicher Kulturpflanzen wurde durch Formulierung der Ertragsgesetze hergestellt. Demnach hängen die Möglichkeiten zur Ertragssteigerung nicht

nur vom Beheben jener relativ im Mangel befindlichen Faktoren, sondern gleichzeitig auch von der Konstellation aller übrigen Wachstumsfaktoren ab.

2.5.2 Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik

Räumliche Angebotscharakteristik. Die räumliche Angebotscharakteristik von Biomasse wird durch die Kombination aus Bodengüte, Niederschlagshöhe und -verteilung sowie den Temperaturverlauf bestimmt. Während die Niederschläge und Temperaturen über größeren Gebieten Deutschlands nur relativ wenig variieren, differenziert die Bodengüte in sehr kleinräumigen Dimensionen.

Gebiete hoher Biomasseproduktivität (Abb. 2.44) sind meist gekennzeichnet durch das Vorkommen von Böden mit hoher Güte bei ausreichenden Niederschlagsmengen. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass verschiedene Kulturpflanzen sehr unterschiedliche Ansprüche an die Bodenverhältnisse sowie die Temperatur und die Niederschlagsverhältnisse haben.

Abb. 2.44 zeigt das Ertragsniveau für Winterweizen und Raps in den Stadt- und Landkreisen Deutschlands. Treffen Sandböden mit schlechter Wasserhaltekapazität und geringe Niederschlagsmengen zusammen, wie z. B. in Brandenburg, ist das Biomasseproduktionspotenzial gering. Die Gebiete höherer Biomasseproduktivität beim Wintergetreideanbau sind meist gekennzeichnet durch das Vorkommen von Böden mit hoher Güte, wie dies in Börden mit Lößböden oder in Regionen mit Marschböden gegeben ist. Schleswig-Holstein ist insbesondere durch die Bodengüte und ausgeglichene Niederschläge begünstigt. Zentren höherer Bodengüte und Biomasseproduktivität liegen ebenfalls in der Magdeburger Börde, der Kölner Bucht, in Sachsen und Teilen Thüringens bis zur Saale und großen Gebieten Mittelbayerns vor.

Tendenziell überschneiden sich Zonen höherer Biomasseproduktivität von Winterweizen und Winterraps. Abweichungen resultieren aus unterschiedlichen Ansprüchen der Pflanzenarten an Boden und Niederschlagsverteilung im Jahresverlauf.

Zeitliche Angebotscharakteristik. Der Zuwachs an Biomasse ist durch einen tages- und jahreszeitlichen Rhythmus gekennzeichnet.

Der tageszeitliche Rhythmus der Photosynthese wird, da der Prozess auf Sonnenenergie angewiesen ist, vom Verlauf der Sonneneinstrahlung gesteuert (Abb. 2.45). Die photosynthetische Aktivität nimmt mit zunehmender Einstrahlung zu, erreicht beim Höchststand der Sonne zur Mittagszeit ihren Höhepunkt und nimmt zum Abend hin wieder ab. Eine Reduzierung der Strahlung durch Bewölkung vermindert die photosynthetische Aktivität.

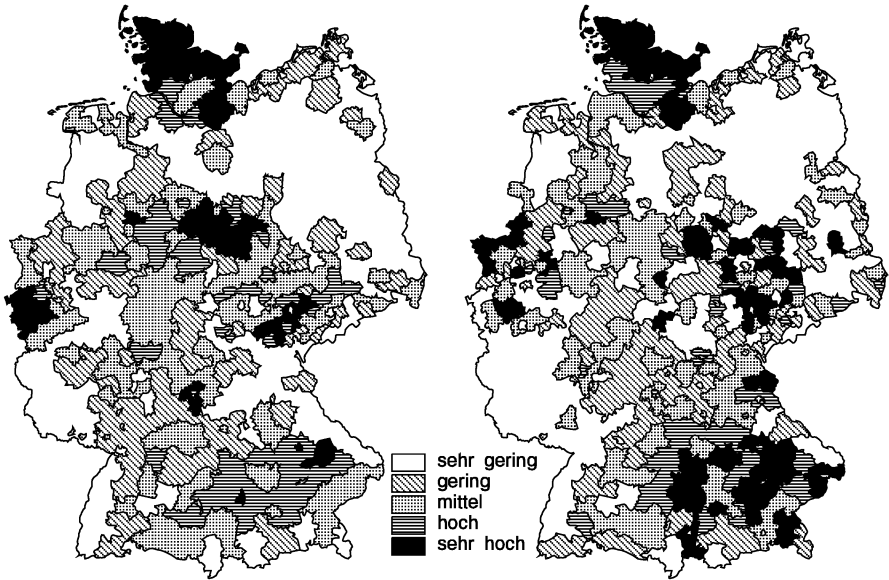


Abb. 2.44 Ertragsniveaus von Winterweizen und Winterraps in Deutschland (Daten nach /2-32/)

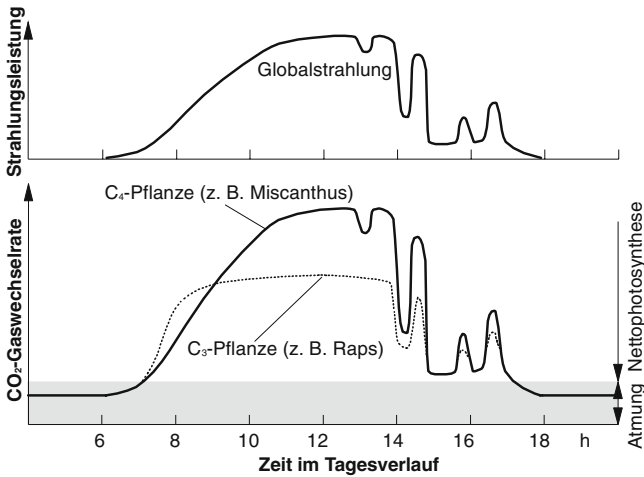


Abb. 2.45 Schematischer Tagesverlauf des CO₂-Gaswechsels (unten) in Abhängigkeit vom Strahlungsangebot (oben) (nach /2-27/)

Der Jahresgang der Biomassebildung wird bestimmt durch den Verlauf von Temperatur und Tageslänge. Die Temperaturuntergrenze des Biomassezuwachses durch die meisten Kulturpflanzen in Deutschland liegt bei einer Tagesdurchschnittstemperatur von 5 °C, die in Deutschland zwischen März und Okto-

ber/November erreicht wird. Die photosynthetische Aktivität und Biomasseakkumulation steigt mit zunehmender Tageslänge und Temperatur und hat, in Abhängigkeit von der Pflanzenart, in den Monaten Mai bis August ihren Höchststand (Abb. 2.46).

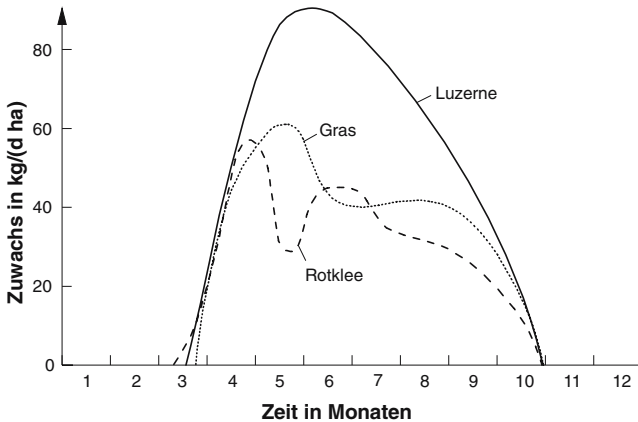


Abb. 2.46 Biomassezuwachs von verschiedenen Feldfutterpflanzen im Jahresverlauf (nach /2-30/)

2.6 Erdwärme

Neben der Sonnenenergie und der aus der Wechselwirkung von Planetengravitation und -bewegung resultierenden Energie stellt die in der Erde gespeicherte Wärme eine weitere Energiequelle dar. Im Folgenden werden die Grundlagen dieses Energieangebots dargestellt und diskutiert.

2.6.1 Grundlagen

Erdaufbau. Erdbeben verursachen Schallwellen, die als Abfolge von Verdichtungen der Materie (sogenannte Kompressionswellen) oder als Bewegungen senkrecht zur Ausbreitung (sogenannte Schwerwellen) auftreten. Sie können durch auf der Erde verteilte Empfänger (sogenannte Seismometer) gemessen werden. Aus der Rückverfolgung der Spuren dieser Schallwellen kann auf einen Schalenbau der Erde geschlossen werden.

Die Erdkruste bzw. die oberste Schale reicht dabei unter den Kontinenten bis in eine Tiefe von ca. 30 km; unter den Ozeanen ist die Erdkruste im Schnitt nur rund 10 km tief (Tabelle 2.7). Die Mohorovicic-Diskontinuität trennt die Erdkruste vom Erdmantel; an dieser Grenzfläche kommt es zu einem sprunghaften Anstieg der Geschwindigkeit seismischer Kompressionswellen. Der Erdmantel ist wie die Erd-

kruste fest und reicht bis in eine Tiefe von ca. 3 000 km. Er umschließt den Erdkern, der zumindest im äußeren Teil (ca. 3 000 bis 5 100 km) als „Flüssigkeit“ angesehen wird, da sich im Erdkern keine Scherwellen ausbreiten (Abb. 2.47).

Tabelle 2.7 Physikalische Eigenschaften im Erdinnern

	Tiefe in km	Dichte in kg/dm ³	Temperatur in °C
Erdkruste	0 bis 30	2 bis 3	bis 1 000
Erdmantel	bis 3 000	3 bis 5,5	1 000 bis 3 000
Erdkern	bis 6 370	10 bis 13	3 000 bis 5 000

Die obere Erdkruste bis ca. 20 km Tiefe besteht aus Gesteinen mit granitischer Zusammensetzung (ca. 70 % SiO₂, ca. 15 % Al₂O₃, ca. 8 % K₂O/Na₂O). Die untere Kruste weist Gesteine mit basaltischem Chemismus auf (ca. 50 % SiO₂, ca. 18 % Al₂O₃, ca. 17 % FeO/Fe₂O₃/MgO, ca. 11 % CaO). Der darunter liegende Erdmantel besteht im Wesentlichen aus Peridotit mit dem Mineral Olivin. Der eigentliche Erdkern besteht vermutlich aus Eisen und Nickel. Diese Vorstellungen über die Zusammensetzung der tiefen Erde wurden u. a. durch Spektralanalysen von Himmelskörpern, durch Messungen an vulkanisch ausgeworfenen Tiefengesteinen und durch Modellierungen physikalischer Messungen erarbeitet.

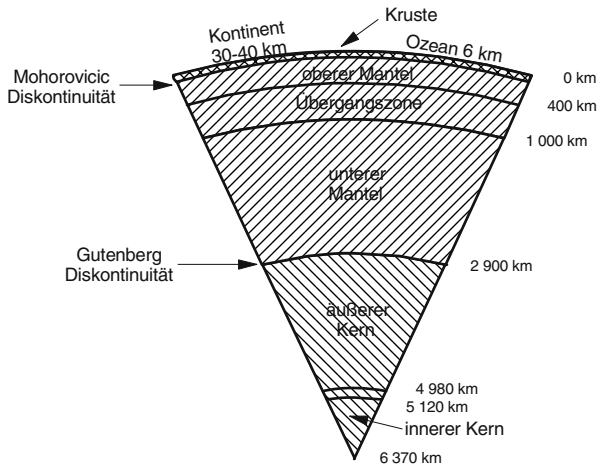


Abb. 2.47 Prinzipieller Aufbau der Erde (nach /2-13/)

Nach der in den letzten Jahrzehnten entwickelten Theorie der Plattentektonik besteht die äußere Erdhülle aus ca. 30 km dicken und weitgehend starren Platten (d. h. der Lithosphäre), die auf einer „weicheren“ Unterschicht (d. h. der Asthenosphäre) schwimmen. Diese Vorstellung der Plattentektonik steht im Einklang mit dem hier diskutierten Schalenbau der Erde. Sie liefert aber zusätzlich eine Erklärung für die dynamischen Vorgänge wie z. B. die Bildung neuer Erdkruste,

das Abtauchen von Platten oder den Vulkanismus an den Rändern von Lithosphärenplatten.

Temperaturgradient. Die Temperaturzunahme innerhalb der äußeren Erdkruste, die durch Tiefbohrungen erschlossen ist, beträgt im Mittel 30 K/km (Abb. 2.48). Dies wird als geothermischer Temperaturgradient bezeichnet. In alten Kontinentalgebieten (z. B. Kanada, Indien, Südafrika) stellt man kleinere Temperaturgradienten (z. B. 10 K/km) fest. Demgegenüber werden in tektonisch aktiven, jungen Krustengebieten an den Rändern von Lithosphärenplatten (z. B. in Island, in Larderello in Italien (ca. 200 K/km)) oder in Grabenregionen (z. B. bis 100 K/km im Rheingraben) wesentlich höhere Gradienten gemessen (vgl. /2-16/, /2-17/).

Der Temperaturgradient im Erdmantel kann aus dessen geophysikalischen Eigenschaften abgeschätzt werden. Damit muss die Temperatur unterhalb des Schmelzpunktes der Mantelsilikatgesteine liegen, selbst wenn die Abhängigkeit der Schmelztemperaturen vom Druck berücksichtigt wird. Der Temperaturgradient im Erdmantel wird daher auf maximal 1 K/km geschätzt.

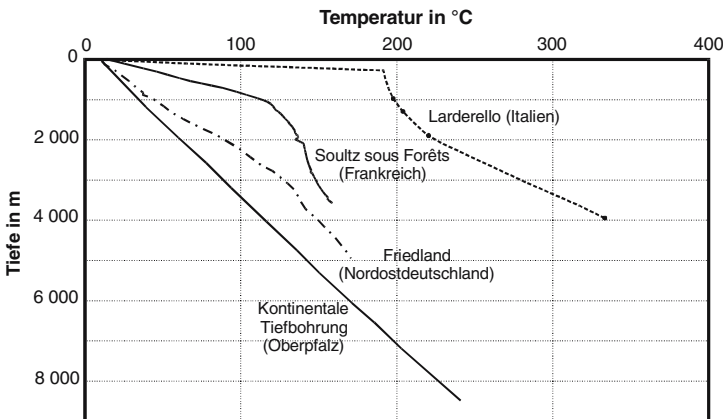


Abb. 2.48 Mittlerer Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe (nach /2-42/)

Wärmeinhalt und Verteilung der Quellen. Aus den Temperaturgradienten in Erdkruste und Erdmantel und der Schmelztemperatur für Eisen und Nickel im Erdkern kann das Temperaturprofil im Erdinneren abgeschätzt werden. Demnach herrschen im obersten Erdmantel Temperaturen von rund 1 000 °C vor. Im Erdinneren können Maximaltemperaturen von 3 000 bis 5 000 °C angenommen werden (Tabelle 2.7).

Unter der Annahme einer mittleren spezifischen Wärme von 1 kJ/(kg K) und einer mittleren Dichte der Erde von rund 5,5 kg/dm³ kann der Wärmeinhalt der Erde auf rund 12 bis 24 10³⁰ J geschätzt werden. Für die äußerste Erdkruste bis rund 10 000 m Tiefe beträgt der Wärmeinhalt etwa 10²⁶ J /2-19/.

Der Wärmeinhalt der Erde resultiert aus der Gravitationsenergie bei Entstehung der Erde vor etwa 4,5 Mrd. Jahren durch Kontraktion von Gas, Staub und Gesteinsbrocken, aus einer eventuell von davor noch vorhandenen Ursprungswärme und vor allem aus der Energiefreisetzung beim Zerfall radioaktiver Isotope seit Bildung der Ur-Erde. Nach heutigen Vorstellungen sind die wärmeproduzierenden Isotope U^{238} und U^{235} des Urans, Th^{232} des Thoriums und K^{40} des Kaliums in der kontinentalen Kruste, die im Wesentlichen aus granitischen und basaltischen Gesteinen besteht, angereichert. In granitischen Gesteinen beträgt die radiogene Wärmeproduktionsrate ca. $2,5 \mu\text{W}/\text{m}^3$ und in basaltischen Gesteinen ca. $0,5 \mu\text{W}/\text{m}^3$. Ergänzend dazu wird in geringem Umfang durch chemische Prozesse, die ebenfalls in der Erde stattfinden, Wärme freigesetzt.

Terrestrische Wärmestromdichte. Die terrestrische Wärme wird über das feste Gestein (sogenannter konduktiver Anteil ($\dot{q}_{\text{konduktiv}}$) des gesamten Wärmestroms \dot{q}) und durch Transport in und mit Flüssigkeiten (sogenannter konvektiver Wärmestromanteil ($\dot{q}_{\text{konvektiv}}$)) geleitet; dieser Wärmestrom bzw. Wärmefluss oder diese Wärmestromdichte ist als die in einer bestimmten Zeiteinheit durch eine Flächeneinheit strömende Wärmemenge definiert. Die terrestrische Wärmestromdichte \dot{q} , d. h. der Wärmestrom je Fläche in dem Tiefenbereich der Schichtmächtigkeit Δz , setzt sich aus diesen beiden Anteilen und der entlang des Tiefenbereichs aufsummierten Wärmeproduktion H zusammen. Der konduktive Anteil der Wärmestromdichte $\dot{q}_{\text{konduktiv}}$, der in der kontinentalen Kruste i. Allg. dominiert, ergibt sich nach der Fourier'schen Wärmeleitungsgleichung aus dem Produkt von Temperaturgradient $\Delta\theta/\Delta z$ und der Wärmeleitfähigkeit λ der Gesteine der Oberkruste. Er kann nach Gleichung (2.28) beschrieben werden.

$$\dot{q}_{\text{konduktiv}} = \lambda \frac{\Delta\theta}{\Delta z} \quad (2.28)$$

Die Wärmeleitfähigkeit der Oberkrustengesteine variiert dabei zwischen 0,5 und 7 W/(m K). Diese relativ großen Spannbreiten der Werte haben ihre Ursachen vor allem in der Varianz der chemisch-mineralogischen Zusammensetzung und in textuellen Unterschieden (z. B. Regelungsgrad von Mineralkomponenten, Grad der Kornkontakte, Porosität) der Gesteine. Für die kontinentale Erdkruste ergibt sich ein Mittelwert der Wärmestromdichte von $65 \text{ mW}/\text{m}^2$ an der Erdoberfläche.

Die radiogene Wärmeproduktion $\dot{q}_{\text{rad,konduktiv}}$ (d. h. der Anteil der radiogenen Wärmeproduktion an der gesamten Wärmestromdichte) eines bestimmten Tiefenbereichs ergibt sich aus der Schichtmächtigkeit Δz und der Wärmeproduktion H nach Gleichung (2.29).

$$\dot{q}_{\text{rad,produk}} = H \Delta z \quad (2.29)$$

Mit zunehmender Tiefe nimmt der Anteil der Wärmeproduktion aus der Zerfall radioaktiver Elemente an der gesamten Wärmestromdichte ab. Mit Gleichung (2.29) kann abgeschätzt werden, dass bei einer mittleren Wärmeproduktionsrate von $1 \mu\text{W}/\text{m}^3$ und damit einem für Krustengesteine durchaus üblichen Wert die aus dem radioaktiven Zerfall resultierende Wärmestromdichte an der ca. 30 km tief liegenden Kruste-Mantel-Grenze bei ca. $35 \text{ mW}/\text{m}^2$ liegt. Der Hauptanteil der von der Erde an der Erdoberfläche bereitgestellten Wärme wird demnach in der Erdkruste beim Zerfall der dort vorhandenen radioaktiven Elemente gebildet /2-14/.

Die ozeanische Erdkruste besteht zum großen Teil aus basaltischen Gesteinen. Trotz der niedrigen Wärmeproduktion in diesen Gesteinen beträgt die Wärmestromdichte im Mittel hier ebenfalls rund $65 \text{ mW}/\text{m}^2$. Hier kommt der Wärme aus dem konvektiven Aufstieg heißer Gesteinsmassen aus dem Erdmantel an den Rändern von Lithosphärenplatten eine besondere Bedeutung für den Wärmestrom zu, da hierdurch überdurchschnittlich hohe Temperaturen möglich sind.

Wärmebilanz an der Erdoberfläche. Aufgrund der Wärmestromdichte von $65 \text{ mW}/\text{m}^2$ ergibt sich eine Strahlungsleistung der Erde von ca. $33 \cdot 10^{12} \text{ W}$; damit liefert die Erde pro Jahr eine Energie von 1 000 EJ an die Atmosphäre. Demgegenüber liegt die Einstrahlung der Sonne auf die Erdoberfläche bei rund dem 20 000-fachen des terrestrischen Wärmestroms. Die abgegebene und aufgenommene Wärmestrahlung bestimmt das beobachtete Temperaturgleichgewicht von ca. $14 \text{ }^\circ\text{C}$ an der Erdoberfläche.

Dies geht auch aus Abb. 2.49 hervor. Dabei ist davon auszugehen, dass in den obersten Metern die Temperatur der Erde vom Wärmeeintrag aus der eingestrahnten Sonnenenergie dominiert wird. Deutlich wird dies u. a. daran, dass der Boden im Winter bis in Tiefen von mehreren Metern gefroren sein kann und im Sommer sich stellenweise auf erhebliche Temperaturen aufheizt (z. T. $50 \text{ }^\circ\text{C}$ und mehr bei entsprechend hoher Solarstrahlung). Dies hat seine Ursache ausschließlich in den jahreszeitlichen Unterschieden des solaren Strahlungsangebots und dem daraus resultierenden Temperaturniveau in den bodennahen Atmosphärenschichten. Die Sonneneinstrahlung beeinflusst den Temperaturgang innerhalb der Erde bis zu einer Tiefe von 10 bis 20 m (Jahresgang).

Im obersten Bereich der Erdkruste wird der Anteil am gesamten Erdwärmestrom, der aus der Erdwärme bzw. aus der eingestrahnten Sonnenenergie resultiert, durch eine Reihe sehr unterschiedlicher Effekte beeinflusst. Eine wesentliche Einflussgröße ist der Regen. Das daraus resultierende Oberflächen- und Grundwasser wird durch Sonnenenergie „aufgeheizt“ und transportiert die solar eingestrahelte Energie in die oberflächennahen Erdschichten. Erwärmte Oberflächenwässer können deshalb lokal die Temperaturen in den oberflächennahen Bodenschichten bis rund 20 m, in Ausnahmefällen auch noch tiefer, beeinflussen.

Geothermische Systeme und Ressourcen. Der natürliche Wärmestrom von rund $65 \text{ mW}/\text{m}^2$ kann direkt an der Erdoberfläche nicht wirtschaftlich genutzt werden. Andererseits demonstrieren Warmwasservorkommen in Tiefen von z. T. nur weni-

gen hundert Metern bis - bei zunehmenden Temperaturen - in mehreren tausend Metern, heiße Quellen an der Erdoberfläche und die bekannten vulkanischen Gebiete das Vorhandensein eines entsprechenden Wärme- und damit Energiepotenzials.

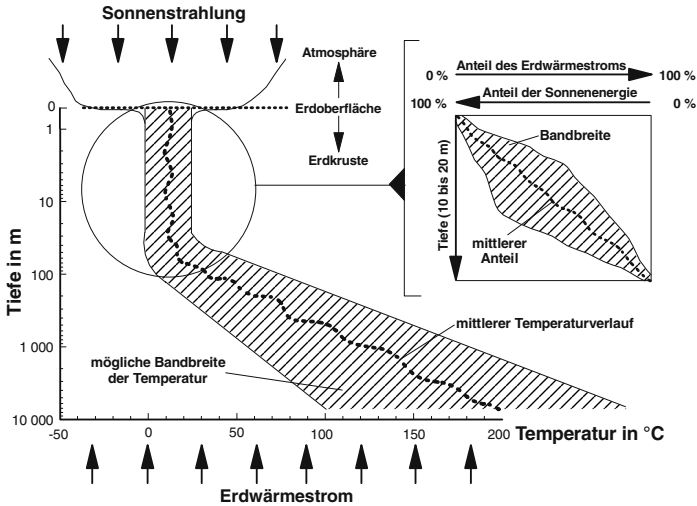


Abb. 2.49 Wärmeströme und Temperaturverlauf in den oberen Schichten der Erdkruste

Dabei werden im Wesentlichen fünf Arten geothermischer Energievorkommen unterschieden.

- Wärmevorkommen in den obersten Erdschichten. Diese Energievorkommen erstrecken sich auf die obersten wenige Hunderte von Metern unter der Erdoberfläche mit Temperaturen von bis zu maximal 20 °C. Dieses Wärmepotenzial wird bis in eine Tiefe von rund 10 bis 20 m im Wesentlichen durch die solare Einstrahlung, durch die Wärmeleitung im Boden und durch zirkulierende solar aufgeheizte Grundwässer beeinflusst.
- Hydrothermale Niederdrucklagerstätten. Bei diesen Lagerstätten wird zwischen Warm- (d. h. Temperaturen bis 100 °C) und Heißwasservorkommen (d. h. Temperaturen über 100 °C), Nassdampf- sowie durch Temperaturen von über 150 °C charakterisierte Heiß- oder Trockendampfvorkommen unterschieden. Im Wesentlichen wird die im Wasser bzw. im Dampf (beide befinden sich in den Porenräumen des Gesteins) gespeicherte Wärme genutzt. Derartige Lagerstätten sind – bei den entsprechenden Temperaturen – durch das Vorhandensein einer stark wasser- bzw. dampfführenden Gesteinsschicht gekennzeichnet. In Deutschland existieren in Tiefen bis zu rund 3 000 m derartige Lagerstätten mit Temperaturen von 60 bis 120 °C (vgl. Abb. 2.52). Einige dieser hydrothermalen Energievorkommen werden auch bereits heute intensiv genutzt. Sehr hohe Temperaturen (150 bis 250 °C) des Tiefenbereichs bis 3 000 m treten nur in Gebieten mit besonderen tektonischen Bedingungen auf, wie z. B. in den Bruchzonen

der Erdkruste, in denen heiße Gesteinsmassen aus dem tiefen Untergrund aufgestiegen sind.

- Hydrothermale Hochdrucklagerstätten. Derartige Lagerstätten enthalten Heißwasser, das – vermischt mit Gas (oft z. B. Methan) – vorgespannt ist (wie z. B. im Süden der USA im Bereich der Golfküste von Texas und Louisiana). Sie entstehen, wenn geschlossene poröse Gesteinspakete durch tektonische Bewegungen rasch in die Tiefe versenkt werden und dabei die Porenwässer und Gasinhalte den in der Tiefe herrschenden Druck- und Temperaturverhältnissen ausgesetzt werden.
- Heiße, trockene Gesteine. Wirklich trockene Gesteinsschichten sind in den heute bohrtechnisch erreichbaren Tiefen der Erdkruste bis zu ca. 10 km eine Ausnahme. Daher werden bereits solche Formationen als „trocken“ bezeichnet, die nicht über genügend natürlich vorhandenes Wasser verfügen, um eine Nutzung über einen längeren Zeitraum (mehrere Jahre) zuzulassen. Damit wird unter dem Begriff „heiße, trockene Gesteine“ ein weites Spektrum von Gesteinsschichten mit unterschiedlichen Durchlässigkeiten und Wasseranteilen zusammengefasst. Derartige Vorkommen enthalten aber das bei weitem größte Potenzial geothermischer Energie, das derzeit technisch zugänglich ist.
- Magmavorkommen. In der Nähe von tektonisch aktiven Zonen findet man geschmolzene Gesteine (sogenannte Magmen) mit Temperaturen über 700 °C, die oft geringere Dichten als ihre noch festen Umgebungsgesteine aufweisen. Diese Teilschmelzen sind z. B. in Regionen mit jungem aktivem Vulkanismus wegen ihrer geringeren Dichte von größeren Tiefen aufgestiegen und bilden Magmavorkommen in 3 bis 10 km Tiefe. Die um Magmenkörper meist vorhandenen Fluidsysteme mit ihren hohen Temperaturen können zur Bereitstellung von hochwertiger Wärmeenergie genutzt werden. Der Aufschluss derartiger Systeme stellt jedoch noch eine technologische Herausforderung dar.

Die potenzielle Nutzung dieser geothermischen Energievorkommen hängt vom Energiegehalt und damit von der Temperatur ab.

Oberhalb von 150 bis 170 °C, ggf. auch darunter, können geothermische Wärmevorkommen zur Stromerzeugung genutzt werden; dies wird heute an dafür geeigneten Standorten bereits realisiert (u. a. Italien, Neuseeland). Da es dabei zu keinem Verbrennungsprozess kommt, die Wärme oft mit hohen thermischen Leistungen und unabhängig von der Tages- und Jahreszeit sowie der Witterung zur Verfügung steht, können derartige Vorkommen umweltfreundlich und bei günstigen geologischen Bedingungen vergleichsweise einfach und wirtschaftlich genutzt werden. Dafür müssen jedoch entsprechende geologische Voraussetzungen vorliegen, wie sie aber in Deutschland nur sehr eingeschränkt gegeben sind.

Auch bei Temperaturen unterhalb von 150 °C bieten sich eine Vielzahl von Nutzungsmöglichkeiten für die geothermische Wärme. Typische Beispiele sind:

- Heizzentralen zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme für Haushalte (d. h. Heizung und Trinkwasser), Kleinverbraucher (u. a. Gewächshausbeheizung, Erwärmung von Fischbecken) und Industrie (u. a. Holz Trocknung, Tauchbeckenbeheizung),

- erdgekoppelte Wärmepumpen u. a. zur Beheizung von Ein- und Mehrfamilienhäusern oder zur industriellen Kühlung,
- erdberührte Bauteile mit Wärmetauschersystemen zur Klimatisierung (d. h. Heizen, Kühlen) und
- stoffliche Nutzung u. a. als Bade- und Heilwasser.

2.6.2 Räumliche und zeitliche Angebotscharakteristik

Flacher Untergrund. In den oberflächennahen Erdschichten wird das Temperaturregime maßgeblich durch die solare Einstrahlung und Abstrahlung, die Niederschläge, das Grundwasser und die Wärmeleitung im Boden bestimmt. Der geothermische Wärmefluss hat in diesen Schichten nur einen vernachlässigbaren Einfluss. Da die das Temperaturregime bestimmenden Einflussgrößen sehr starken jahreszeitlichen Variationen unterworfen sind, schwanken in diesen geringen Tiefen unterhalb der Erdoberfläche die Temperaturen entsprechend.

Im diesem obersten Bereich der Erdkruste werden die Anteile am gesamten Erdwärmestrom, die aus der Erdwärme bzw. aus der eingestrahlten Sonnenenergie resultieren, durch eine Reihe unterschiedlicher Effekte beeinflusst. Beispielsweise wird das Niederschlagswasser, genauso wie der Boden, von der Umgebungstemperatur beeinflusst. Ein Teil des Niederschlagswassers versickert dabei in den Untergrund. Dabei stellt dieser Transport von Wärme einen konvektiven Wärmetransport dar, bei welchem die Wärmebewegung durch einen Wärmeträgerstoff, in diesem Fall Wasser, erfolgt. Wasser kann dabei sehr unterschiedliche Temperaturen haben, wenn es als Sickerwasser in die Erdoberfläche eindringt. Je schneller das Grundwasser erreicht wird und je mehr Wasser in den Untergrund eindringt, desto weniger wird i. Allg. der Wärmezustand des eindringenden Wassers verändert und desto mehr kann es erwärmend oder abkühlend auf das Grundwasser wirken. Dies ist vor allem der Fall bei sehr durchlässigen Deckschichten und Grundwasserleitern. Anders liegen die Verhältnisse, wenn die Aufenthaltszeit im Untergrund vor Erreichen des Grundwassers lang ist. Dann kann die Temperatur des Wassers weitgehend an die der umgebenden Gesteine angeglichen werden. Dringt das Wasser in Lockergesteine (z. B. Sande) ein, ist die Kontaktfläche sehr groß und damit der Wärmeaustausch sehr begünstigt. Die jahreszeitliche Wirkung der Sonnenstrahlung kann als Temperaturvariation bis zu einer Tiefe von zehn bis zwanzig Meter beobachtet werden (Abb. 2.50 und Abb. 2.51) /2-42/.

Die Temperatur des oberflächennahen Erdreichs ist bis in eine Tiefe von rund 10 bis 20 m jahreszeitlichen Unterschieden unterworfen; sie resultieren primär aus dem jahreszeitlich unterschiedlichen Strahlungsangebot der Sonne. Dabei machen sich die Temperaturschwankungen in den bodennahen Luftschichten im oberflächennahen Erdreich nicht unmittelbar bemerkbar, da der Boden ein gewisses Energiespeichervermögen besitzt. Dadurch bedingt folgt das sich einstellende Temperaturprofil bis zu der ab einer Tiefe von 10 bis 20 m zu erwartenden Jahresmitteltemperatur von rund 9 bis 10 °C mit einer bestimmten Zeitverzögerung den

jahreszeitlich wechselnden mittleren Lufttemperaturen (Abb. 2.51). Zusätzlich kann es in den obersten Zentimetern der Erde infolge der solaren Einstrahlung auch im Tagesverlauf zu Temperaturunterschieden kommen. Sie nehmen mit zunehmender Tiefe jedoch rasch ab und sind für eine energetische Nutzung der oberflächennahen Erdwärme praktisch nicht von Bedeutung.

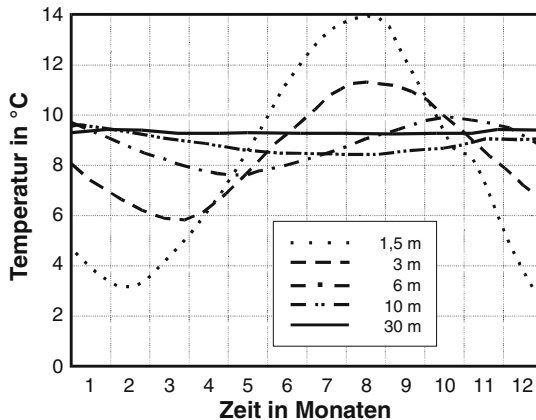


Abb. 2.50 Jahrgang der Temperatur in verschiedenen Tiefen (nach /2-42/)

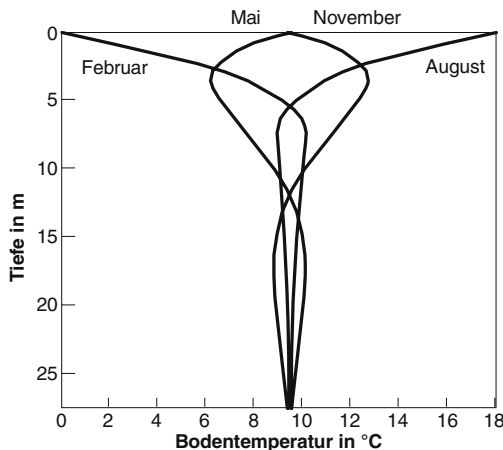


Abb. 2.51 Bodentemperatur im oberflächennahen Erdreich (nach /2-35/)

Der Tiefenbereich, in dem keine Jahresschwankung der Temperatur mehr auftritt, wird neutrale Zone genannt. Nach DIN 4049 ist dies derjenige Bereich unterhalb der Erdoberfläche, in dem der Jahrgang der Temperatur um nicht mehr als 0,1 K schwankt. Das Abklingen der Temperaturschwankungen mit der Tiefe hängt wesentlich vom Wärmeleitvermögen der Gesteine und der Grundwasserströmung ab und kann in Tiefen zwischen 15 und 39 m liegen. Unterhalb der neutralen Zone

wird die Temperatur durch den geothermischen Wärmefluss bestimmt. Die Temperatur im Bereich der neutralen Zone entspricht angenähert der mittleren langjährigen Jahrestemperatur an der Erdoberfläche der entsprechenden Region (d. h. 9 bis 10 °C) /2-42/.

Die regionale Verteilung der Temperaturen in den obersten Metern des Erdreichs bzw. im oberflächennahen Grundwasser innerhalb Deutschlands orientiert sich im Wesentlichen an den jeweiligen mittleren Umgebungstemperaturen, die je nach Standort z. T. unterschiedlich sein können.

Tiefer Untergrund. Verschiedene Wärmetransportprozesse haben zur Folge, dass in gleicher Tiefe unterschiedliche Temperaturen gegeben sind. Der lokale geothermische Temperaturgradient kann demnach erheblich vom regionalen oder globalen Mittelwert abweichen. Dies geht aus Abb. 2.52 hervor, welche die Temperaturverteilung exemplarisch in 2 000 m Tiefe für Deutschland zeigt. Auffällig sind die hohen Temperaturen im Oberrheingraben, die durch grabenweite Grundwasserzirkulationen hervorgerufen werden. Weitere positive Temperaturanomalien liegen im Bereich der Schwäbischen Alb südlich von Stuttgart bei Bad Urach und im norddeutsch-polnischen Becken; hier sind häufig Salzstrukturen Ursachen für derartige Temperaturanomalien.

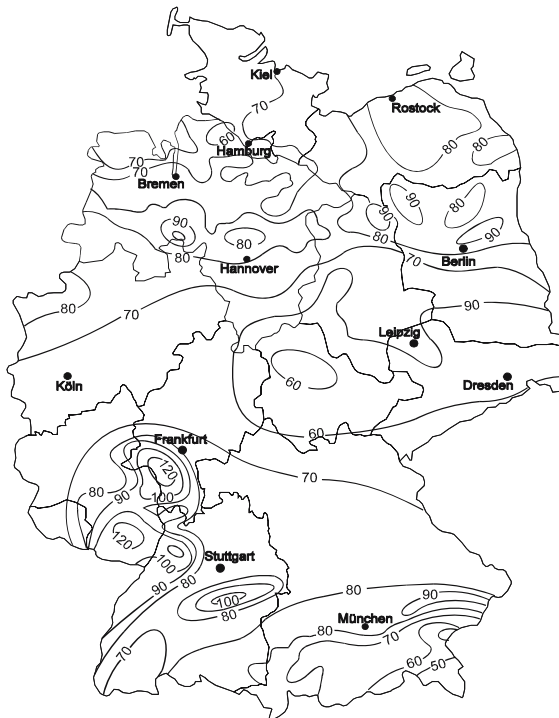


Abb. 2.52 Temperaturverteilung in der Bundesrepublik Deutschland in 2 000 m Tiefe (nach /2-37/, /2-38/, /2-39/)

Für die technische Nutzbarmachung dieser Energie ist das jeweilige Temperaturniveau allerdings nur ein Parameter. Auch entscheidend ist, ob die Wärme ausschließlich im Gestein gespeichert oder ob sie auch in ggf. vorhandenen Poreninhaltsstoffen enthalten ist, die gefördert werden können (d. h. Trägergestein mit hoher Porosität und Permeabilität). Für eine direkte Nutzbarmachung ist nämlich die Existenz von Aquiferen mit hinreichend großer Wasserführung in nicht zu großen Tiefen die wesentliche Voraussetzung. Innerhalb Deutschlands findet man solche Aquifere in den großen Sedimentstrukturen des Norddeutschen Beckens, des Oberrheingrabens und im süddeutschen Molassebecken (Abb. 2.53). Das hydrothermal interessanteste Gebiet ist dabei das Molassebecken zwischen der Donau und den Alpen, wo vor allem das sehr gering mineralisierte Wasser des Malms, einer geologischen Schicht mit kalkigen Gesteinen des oberen Juras, genutzt werden könnte.



Abb. 2.53 Gebiete mit hydrothermalen und potenziellen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland (nach /2-13/)

Der geothermische Wärmestrom ist unabhängig von täglichen oder jahreszeitlichen Einflüssen. Damit gibt es keine Variation des Energieangebots in menschlichen Zeitdimensionen. Lediglich in geologischen Zeiträumen ist der Erdwärmestrom Schwankungen unterworfen. Dabei ist die langsame Abkühlung der Erde bzw. die Abnahme der Ursprungswärme im Erdinneren sicherlich der langfristige Vorgang. In kürzeren Zeiträumen - damit sind hier allerdings auch noch Zeiträume bis vielleicht mehrere Millionen Jahre zu verstehen - kann die Wanderung der lokal begrenzten Wärmezentren innerhalb der Erdkruste z. B. durch plattentektonische Vorgänge zu einer Veränderung der Lagerstätten führen. Ebenso spielen die Prozesse, die mit dem Aufstieg der Salze in den Sedimentbecken verbunden sind, eine gewisse Rolle. Für eine energetische Nutzung haben alle diese langsam ablaufenden zeitlichen Änderungen des Wärmeinhaltes jedoch keine Bedeutung.

3 Passive Sonnenenergienutzung

Die Bezeichnung „Passive Solarenergienutzung“ hat sich in den siebziger Jahren eingebürgert. Mit Hilfe des Kriteriums „zugeführte Hilfsenergie“ sollte eine klare Abgrenzung zu den anlagentechnischen (aktiven) Systemen hergestellt werden. Beim Einsatz von Hilfsaggregaten (z. B. Ventilatoren) wurden die Systeme als Hybridsysteme bezeichnet. Der Übergang zwischen passiven und aktiven Systemen wurde dadurch jedoch unscharf, denn beispielsweise ist ein Fenster mit automatisch betriebener Verschattung gleichfalls passiv wie hybrid. Erst in jüngster Zeit erfassen Definitionen die passive Solarenergienutzung realitätsnäher und schärfer. Danach erfolgt die Umwandlung der Sonnenstrahlung in Wärme bei passiven Solarsystemen direkt durch die Gebäudestruktur, d. h. durch transparente Hüll- und massive Speicherbauteile [3-1]. Charakteristisch für die passive Solarenergienutzung (oft auch als passive Solararchitektur bezeichnet) ist damit die Nutzung der Gebäudehülle als Kollektor und die der Gebäudekonstruktion als Speicher. Die Sonnenenergienutzung erfolgt dabei möglichst ohne zwischengeschaltete Wärmetransporteinrichtungen. Allerdings ist auch mit Hilfe dieser Definition die Zuordnung der Systeme zur aktiven oder passiven Solarenergienutzung nicht immer eindeutig.

3.1 Physikalische Grundlagen

In einem Gebäude treten verschiedene Energieflüsse auf (Abb. 3.1). Der Energieeintrag in das Gebäude erfolgt primär durch die Wärmeabgabe der Heizung (sogenannte Heizwärme), die von Personen, die von der Beleuchtung und die von Haushaltsgeräten (sogenannte innere Wärme) sowie die der passiven solaren Erträge u. a. durch transparente Flächen (sogenannte passive Sonnenenergienutzung). Wärmeverluste bzw. ggf. auch -gewinne – je nach Außentemperatur – entstehen durch Wärmeleitung durch die Gebäudeaußenhülle (d. h. Transmission). Zu weiteren Wärmeverlusten kann es durch die Lüftung des Gebäudes kommen; diese ist i. Allg. notwendig, um die Luftqualität im Gebäude in bezug auf maximal erlaubte Konzentrationen an Kohlenstoffdioxid (CO₂) und bestimmte Schadstoffe, die relative Luftfeuchte und an bestimmten Gerüchen zu gewährleisten. Zusätzlich kann innerhalb eines Gebäudes Energie von den vorhandenen Speichermassen in Form absorbierter Solarstrahlung aufgenommen bzw. abgegeben werden. Zusätzlich kann durch die Speichermassen auch Wärme infolge einer Übertemperierung der Räume gegenüber diesen Speichermassen aufgenommen und (zwischen-)gespei-

chert werden. Die Wärmeabgabe erfolgt dann, wenn die Speichermasse wärmer als die umgebende Raumtemperatur ist. Im Folgenden wird nur die passive Sonnenenergienutzung behandelt, die damit nur ein Teil der verschiedenen Energieflüsse darstellt, durch die ein Gebäude gekennzeichnet ist.

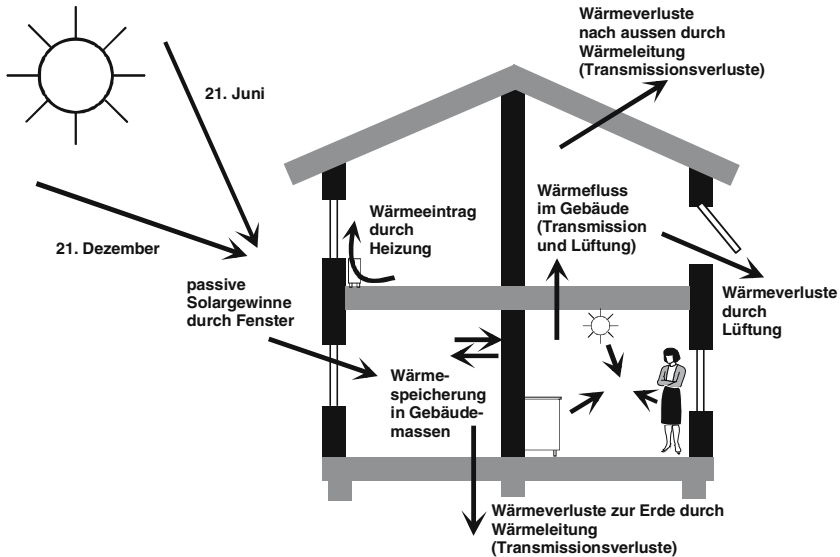


Abb. 3.1 Wesentliche Energieflüsse innerhalb eines Gebäudes

Die passive Sonnenenergienutzung basiert auf der Absorption der kurzwelligeren Solarstrahlung entweder im Inneren eines Gebäudes nach dem Durchgang durch eine transparente Außenfläche oder an den Außenbauteilen von Gebäuden. Die absorbierte Solarenergie erwärmt die entsprechenden Bauteile, welche die Energie wiederum über Konvektion und langwellige Strahlung an die Umgebung abgeben. Das Ausmaß der aufgenommenen Sonnenenergie einer bestrahlten Fläche wird durch die Ausrichtung, die Verschattung und den Absorptionskoeffizienten der jeweiligen Absorberfläche bestimmt (Abb. 2.18 und Abb. 2.19). Höhe und Zeitpunkt der Energieabgabe der Bauteile wird durch die Wärmeleitfähigkeit, die Dichte und die spezifische Wärmekapazität des Absorbermaterials bzw. des dahinter liegenden Materials und der Temperaturdifferenz zur Umgebung beeinflusst. Zusätzlich kann durch eine geeignete Ausrichtung und die bauliche Verschattung die jahreszeitliche Wirkung der passiven Sonnenenergienutzung beeinflusst werden (Abb. 2.19 und Abb. 3.3).

3.2 Systemtechnische Beschreibung

Nachfolgend werden die Systemelemente, die eine passive Nutzung der Solarenergie ermöglichen, dargestellt und diskutiert. Dabei beschränken sich die Ausführungen auf aus gegenwärtiger Sicht wesentliche Aspekte. Zuvor erfolgt jedoch eine Definition wesentlicher Begriffe.

3.2.1 Definitionen

Begriffe. Zur Beschreibung der Lichtdurchlässigkeit von Wänden werden häufig die Begriffe opak, transparent und transluzent sowie solare Aperturfläche verwendet.

Als opak werden lichtundurchlässige Hüllbauteile eines Gebäudes bezeichnet. Dies können z. B. eine gemauerte Wand oder ein mit Dachziegeln belegtes Dach sein.

Transparente oder transluzente Bauteile sind für die solare Strahlung durchlässig (z. B. Fenster). Transparent bedeutet dabei im allgemeinen Sprachgebrauch „klar durchsichtig“, während transluzent mit „durchscheinend“ gleichgesetzt wird. In der Solarenergienutzung wird der Begriff transparent jedoch häufig auch für durchscheinende, nicht klar durchsichtige Hüllbauteile verwendet; damit wird verdeutlicht, dass derartige Bauteile nicht nur für Licht, sondern auch für die nicht sichtbaren Bestandteile des Solarspektrums durchlässig sind.

Unter der solaren Aperturfläche wird die lichtdurchlässige Hüllfläche verstanden, die zur Solarenergienutzung verwendet wird.

Kennzahlen. Im Folgenden werden einige u. a. für die passive Sonnenenergienutzung wichtige Kennzahlen beschrieben.

Transmissionskoeffizient. Der Strahlungstransmissionsgrad bzw. Transmissionskoeffizient τ_e gibt den Anteil an der gesamten außen auf ein Bauteil auftreffenden Globalstrahlung an, der durch die Verglasung hindurch direkt als kurzwellige Strahlung in den Innenraum des Bauteils gelangt. Er berücksichtigt damit auch die nicht sichtbaren Wellenlängenbereiche der Solarstrahlung. Wird der Transmissionsgrad auf den senkrechten Strahlungseinfall bezogen, wird er als τ_e^* bezeichnet.

Sekundäre Wärmeabgabe. Die sekundäre Wärmeabgabe q_i beschreibt den Anteil der durch ein Bauteil absorbierten Globalstrahlung \dot{G}_G , der durch langwellige Strahlung und Konvektion in das Bauteilinnere abgegeben wird [3-9]. Beispielsweise absorbiert auch ein lichtdurchlässiges Bauteil (Verglasung) einen Teil der

auftreffenden Solarstrahlung, erwärmt sich dadurch etwas und hat daher eine sekundäre Wärmeabgabe.

Energiedurchlassgrad (g-Wert). Der g -Wert oder Energiedurchlassgrad berücksichtigt zusätzlich zum Energieeintrag durch Strahlungsdurchgang (d. h. zusätzlich zum Transmissionskoeffizient τ_e) die sekundäre Wärmeabgabe q_i . Er ist für einen senkrechten Strahlungseinfall und gleiche Temperaturen auf beiden Seiten des Bauteils definiert [3-12]. Für transparente Bauteile (Verglasungen) setzt sich der g -Wert aus dem Strahlungstransmissionsgrad bezogen auf den senkrechten Strahlungseinfall τ_e^* und der sekundären Wärmeabgabe q_i zusammen (Gleichung (3.1)). \dot{q}_{zu} ist dabei der dem Bauteil zugeführte Wärmestrom, aus dem mit der Globalstrahlung \dot{G}_G die sekundäre Wärmeabgabe q_i berechnet werden kann.

$$g = \tau_e^* + q_i \quad \text{mit} \quad q_i = \dot{q}_{zu} / \dot{G}_G \quad (3.1)$$

Diffuser Energiedurchlassgrad (diffuser g-Wert). Die Solarstrahlung fällt in Abhängigkeit von der Tages- und Jahreszeit mit z. T. sehr unterschiedlichen Winkeln auf eine transparente Hüllfläche eines Gebäudes; sie trifft damit im Mittel nicht senkrecht auf eine transparente Fläche. Hinzu kommt in den gemäßigten Breiten ein hoher Diffusstrahlungsanteil, der rund 60 % der gesamten eingestrahnten Sonnenenergie einnimmt und im Mittel einen Einfallswinkel von rund 60° aufweist. Diese daraus resultierenden Abminderungen gegenüber dem Wärmedurchgangskoeffizient bzw. g -Wert bei senkrechter Einstrahlung, die bei rund 10 % [3-11] liegen, werden durch den diffusen g -Wert g_{diffus} berücksichtigt. Daher werden mit diesem diffusen g -Wert realistischere Angaben als mit dem herkömmlichen g -Wert (g) erzielt.

Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert). Der U -Wert oder Wärmedurchgangskoeffizient beschreibt die Wärmemenge, die, bezogen auf eine Fläche von 1 m², innerhalb einer Sekunde durch eine Fassadenfläche bei einer Temperaturdifferenz von 1 K zwischen Wandvorder- und Wandrückseite hindurch geht. Er setzt sich aus dem Wärmeübergang von der Luft an den Bauteil, die Wärmeleitung im Bauteil und dem Wärmeübergang vom Bauteil wiederum an die Luft zusammen. Im Falle z. B. einer Doppelverglasung findet dabei der Wärmetransport im Scheibenzwischenraum durch langwellige Wärmestrahlung und Konvektion statt. Bei Fenstern unterscheidet man zusätzlich zwischen dem U_V -Wert, der sich ausschließlich auf die Verglasung bezieht, und dem U_W -Wert; letztere berücksichtigt auch die Wärmeverluste des Rahmens und gilt somit für das gesamte Fenster.

Äquivalenter Wärmedurchgangskoeffizient (äquivalenter U-Wert). Die Differenz zwischen dem spezifischen Wärmeverlust eines Bauteils und dessen spezifischem Energiegewinn durch solare Einstrahlung wird durch den äquivalenten U -Wert beschrieben. Er ist neben dem U -Wert und dem g -Wert auch von der Einstrahlung

auf die transparente Fläche und dem dahinter liegenden Gebäude mit seinem dynamischen Verhalten abhängig. Zudem darf bei seiner Bestimmung der Energiegewinn nur in Zeiten der Heizperiode berücksichtigt werden, da eine Überhitzung der Räume durch eine solare Einstrahlung durch verglaste Flächen nicht wünschenswert ist. Deshalb bedeutet beispielsweise ein negativer äquivalenter U -Wert, dass eine transparente Fläche mehr nutzbringende Energie gewinnt als über Transmission abgegeben wird. Der äquivalente U -Wert U_{eq} kann überschlägig aus dem U_W -Wert des gesamten Fensters (inklusive Rahmen), dem g -Wert (Energiedurchlassgrad) und einem Korrekturfaktor für die Ausrichtung des Fensters S_F nach Gleichung (3.2) abgeschätzt werden. Der Korrekturfaktor S_F variiert dabei zwischen 0,95 bei Nordausrichtung, 1,65 bei Ost- bzw. Westausrichtung und 2,4 bei Südausrichtung.

$$U_{eq} = U_W - S_F g \quad (3.2)$$

Transmissionsverluste. Die Wärmeverluste eines Gebäudes \dot{Q}_I setzen sich nach Abb. 3.1 aus den Lüftungsverlusten \dot{Q}_V und den Transmissionsverlusten \dot{Q}_T zusammen. Die Transmissionsverluste errechnen sich dabei aus den jeweiligen U -Werten für die entsprechenden Flächen (d. h. den Flächen A_n) und der Temperaturdifferenz zwischen der jeweiligen Raumtemperatur θ_i und entsprechenden Außentemperatur θ_e aller Außenbauteile des Hauses (Gleichung (3.3)). Die Transmissionsverluste sind dabei nicht zu verwechseln mit den Transmissionsgraden τ_e von transparenten Bauteilen.

$$\dot{Q}_T = \sum_{n=1}^m (U_n \cdot A_n \cdot (\theta_i - \theta_e)) \quad (3.3)$$

3.2.2 Systemkomponenten

Passive Solarsysteme können eine transparente Abdeckung (Fenster, transparente Wärmedämmung), Absorber, Speicher und/oder Verschattungseinrichtungen enthalten. Diese Systemkomponenten werden nachfolgend näher diskutiert.

Transparente Abdeckungen. Abb. 3.2 zeigt exemplarisch den Energiefluss durch eine Doppelglasscheibe. Die auftreffende Solarstrahlung gelangt demnach nur zum Teil in den Innenraum; ein Teil wird an der Außenoberfläche der äußeren Scheibe an die Umgebung zurück reflektiert. Der Anteil der Strahlung, der direkt durch beide Scheiben in den Innenraum gelangt, wird – im Verhältnis zur Einstrahlung auf die Außenseite der Scheibe – durch den Transmissionskoeffizienten bzw. Strahlungstransmissionsgrad τ_e beschrieben. Ein weiterer Teil der auftreffenden Solarstrahlung wird an den Scheiben absorbiert und bewirkt eine Erwärmung des

Scheibenzwischenraumes. Daraus resultiert wiederum eine Wärmeabgabe der Scheibe in den Innenraum durch langwellige Strahlung und Konvektion. Die gesamte Wärmeabgabe nach innen in Bezug auf die auftreffende Solarstrahlung beschreibt der g -Wert oder der Energiedurchlassgrad.

Solche durchsichtigen Abdeckungen (z. B. Fenster) haben die Aufgabe, einen möglichst großen Anteil der solaren Strahlung zum Absorber durchzulassen und gleichzeitig einen möglichst guten Wärmeschutz nach außen zu gewährleisten. Diese beiden Eigenschaften werden typischerweise durch den g -Wert (Energiedurchlassgrad) bzw. den U -Wert (Wärmedurchgangskoeffizient) der transparenten Abdeckung beschrieben.

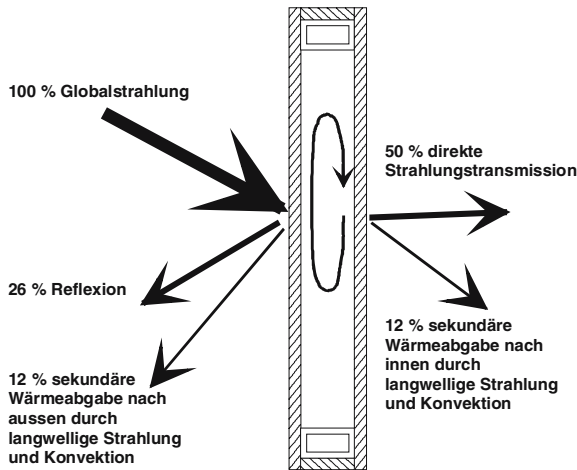


Abb. 3.2 Gesamtennergiedurchlassgrad einer durchschnittlichen Zweifach-Wärmeschutzverglasung (nach /3-9/)

Damit muss es das Ziel sein, dass gute transparente Abdeckungen hohe g -Werte und niedrige U -Werte aufweisen. Früher gebräuchliche Einfach- und Isolierverglasungen besitzen zwar hohe g -Werte, aber auch vergleichsweise hohe und damit ungünstige U -Werte. Durch eine Füllung der Scheibenzwischenräume mit Edelgasen, die durch eine geringe Wärmeleitfähigkeit, eine geringe spezifische Wärmekapazität und eine hohe Viskosität gekennzeichnet sind, kann der Wärmedurchgang durch Konvektion zwischen den Scheiben weiter reduziert werden. Für diese Gase können zudem die Scheibenabstände auf geringst mögliche U -Werte optimiert werden. Tabelle 3.1 zeigt beispielhaft derartige optimale Scheibenzwischenräume und die Stoffwerte für einige gängige Füllgase von Fenstern.

Der Wärmeverlust durch Strahlungsaustausch im Scheibenzwischenraum kann durch so genannte Low ϵ -Beschichtungen vermindert werden. Derartige Beschichtungen reduzieren den Emissionskoeffizienten ϵ von langwelliger Strahlung von ursprünglich 0,84 auf 0,04. Für kurzwellige Strahlung sind derartige Low ϵ -Schichten zudem hochtransparent. Solche mit Low ϵ -Schichten versehenen Zwei- und Dreifach-Wärmeschutzverglasungen mit Edelgasfüllung und infrarot reflek-

tierend beschichteten Scheiben erreichen dadurch niedrige U -Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten) und gleichzeitig auch geringe g -Werte (Energiedurchlassgrad).

Tabelle 3.1 Optimaler Scheibenzwischenraum und thermodynamische Kennwerte einiger Füllgase von Fenstern bei 10 °C /3-9/

Füllgas	optimaler Scheibenzwischenraum in mm	Wärmeleitfähigkeit in W/(m K)	Dichte in kg/m ³	dynamische Viskosität in Pas	spez. Wärmekapazität in J/(kg K)
Luft	15,5	2,53 10 ⁻²	1,23	1,75 10 ⁻⁵	1 007
Argon	14,7	1,648 10 ⁻²	1,699	2,164 10 ⁻⁵	519
Krypton	9,5	0,9 10 ⁻²	3,56	2,34 10 ⁻⁵	345
SF ₆	4,6	1,275 10 ⁻²	6,36	1,459 10 ⁻⁵	614

Durch die Entwicklung von Gläsern mit hohem Energiedurchlassgrad g und von transparenten Wärmedämmstoffen (TWD) können transparente Abdeckungen mit hoher Strahlungsdurchlässigkeit und gleichzeitig gutem Wärmeschutz gebaut werden. Tabelle 3.2 zeigt exemplarisch die g - und U -Werte einiger solcher typischer Verglasungen und ausgewählter transparenter Dämmsysteme. Hierbei wird zur Beschreibung der Strahlungsdurchlässigkeit der diffuse g -Wert herangezogen.

Tabelle 3.2 Diffuser g -Wert und U -Wert verschiedener Verglasungen und TWD-Materialien (Transparenter Wärme-Dämmstoffe) /3-3/

	Diffuser g -Wert	U -Wert Scheibe
	in W/(m ² K)	
Isolierverglasung (4 + 16 + 4 mm, Luft)	0,65	3,00
Zweifach-Wärmeschutzverglasung (4 + 14 + 4 mm, Argon)	0,60	1,30
Zweifach-Wärmeschutzverglasung (4 + 14 + 4 mm, Xenon)	0,58	0,90
Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit Argonfüllung	0,44	0,80
Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit Kryptonfüllung	0,44	0,70
Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit Xenonfüllung	0,42	0,40
Kunststoffkapillaren 10 cm, ein Abdeckglas	0,67	0,90
Kunststoffwaben 10 cm, ein Abdeckglas	0,71	0,90
Glaskapillaren 10 cm, zwei Scheiben	0,65	0,97
Aerogel 2,4 cm granular, zwei Scheiben mit Luft	0,50	0,90
Aerogelplatte 2 cm evakuiert (100 mbar), zwei Scheiben	0,60	0,50

Der diffuse g -Wert wurde bei einer 4 mm dicken eisenarmen Frontscheibe gemessen und der U -Wert bei einer Probenmitteltemperatur von 10 °C.

Tabelle 3.3 zeigt die äquivalenten U -Werte für verschiedene Verglasungen. Bei Verglasungen mit Südausrichtung erreicht man demnach bereits mit Zweifach-Scheiben-Wärmeschutzverglasungen, die heute bereits weitgehend Standard sind, einen Ausgleich der Wärmeverluste und Energiegewinne. Mit hochwertigen Dreifach-Scheiben-Wärmeschutzverglasungen können bereits selbst Nordfenster mehr Energie gewinnen als sie abgeben.

Zu berücksichtigen ist, dass der in Tabelle 3.3 dargestellte diffuse g -Wert g_{diffus} nur für die eigentliche Verglasung gilt; deshalb muss bei der Berechnung von Fenstern der Rahmenanteil von der Fensterfläche abgezogen werden. Der U -Wert des Fensters U_W bezieht sich deshalb auf ein Fenster mit einem Rahmenanteil von 30 %, wie es jedoch nur bei großflächigen Fensterverglasungen erreicht wird. Bei kleineren Fenstern muss daher der U_W -Wert über den Wärmedurchgangskoeffizienten (U -Wert) von Rahmen und Verglasung sowie unter Berücksichtigung der zusätzlichen Wärmeverluste durch den Randverbund der Scheibe neu berechnet werden.

Tabelle 3.3 Diffuser g -Wert (g_{diffus}), U -Wert des Fensters (U_W) und äquivalenter U -Wert (U_{eq}) für verschiedene Verglasungen (nach /3-5/)

	g_{diffus}	U_W	U_{eq} (Süd)	U_{eq} (Ost/West)	U_{eq} (Nord)
	in $W/(m^2 K)$				
Einfaches Glas	0,87	5,8	3,7	4,4	5,0
Zweifaches Glas (Luft 4 + 12 + 4 mm)	0,78	2,9	1,0	1,6	2,2
Zweifach-Wärmeschutzverglasung mit Argonfüllung (6 + 15 + 6 mm)	0,60	1,5	0,1	0,5	0,9
Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit Kryptonfüllung (4 + 8 + 4 + 8 + 4 mm)	0,48	0,9	-0,3	0,1	0,4
Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit Xenonfüllung (4 + 16 + 4 + 16 + 4 mm)	0,46	0,6	-0,5	-0,2	0,2

Der g -Wert (Energiedurchlassgrad) einer Verglasung wird zusätzlich durch die Scheibenverschmutzung F_D und eine mögliche feststehende Verschattung F_S und flexible Verschattung F_C abgemindert. Selbst für häufig gereinigte Flächen muss eine Reduktion des g -Wertes durch Verschmutzung von rund 5 % angenommen werden /3-10/. Auch muss eine Abminderung aufgrund des im Mittel schräg einfallenden Lichtes (Winkelfaktor) berücksichtigt werden. Dies ist in Tabelle 3.2 und Tabelle 3.3 durch die Verwendung des diffusen g -Wertes berücksichtigt.

Damit berechnet sich das solare Wärmeangebot innerhalb einer bestimmten Zeitspanne im Raum Q_S nach Gleichung (3.4) aus der Multiplikation der solaren Globalstrahlungssumme auf die Fensterfläche $G_{G,g,a}$ dem g -Wert und den Abminderungsfaktoren aus Verschattung F_S (Tabelle 3.4 und Tabelle 3.5), Verschmutzung F_D , Rahmenanteil F_F und Sonnenschutzvorrichtungen (Tabelle 3.6).

$$Q_S = F_S F_D F_F F_C g G_{G,g,a} \quad (3.4)$$

Verschattungseinrichtungen. Eine Abschattung der Strahlen der hoch stehenden Sonne im Sommer kann ohne Mehraufwendungen durch eine geeignete Gebäudeausbildung z. B. durch Balkone oder Vorsprünge erreicht werden. Der Vorteil derartiger feststehender Verschattungseinrichtungen liegt in der Einfachheit und dauerhaften Funktion, da bewegliche Teile fehlen und keine Regelung notwendig

ist. Sie müssen jedoch bereits in der Entwurfsphase vorgesehen werden und nach Süden ausgerichtet sein. Dann kann im Sommer bei dem dann gegebenen hohen Sonnenstand eine gute Verschattung und im Winter eine große Einstrahlung in das Gebäude – infolge der dann tief stehenden Sonne – sichergestellt werden (Abb. 3.3). Bei einer Ausrichtung nach Osten oder Westen dringt demgegenüber auch im Sommer die tiefer stehende Sonne weit ins Gebäude ein und im Winter kommt aus diesen Himmelsrichtungen nur eine geringe Einstrahlung (vgl. Abb. 2.19). Solche feststehenden Verschattungselemente vermindern allerdings die Effizienz der passiven Sonnenenergienutzung, da sie auch in den Übergangszeiten (Frühling und Herbst), in denen noch eine Heizung benötigt wird, für eine Teilverschattung der Solarsysteme sorgen.

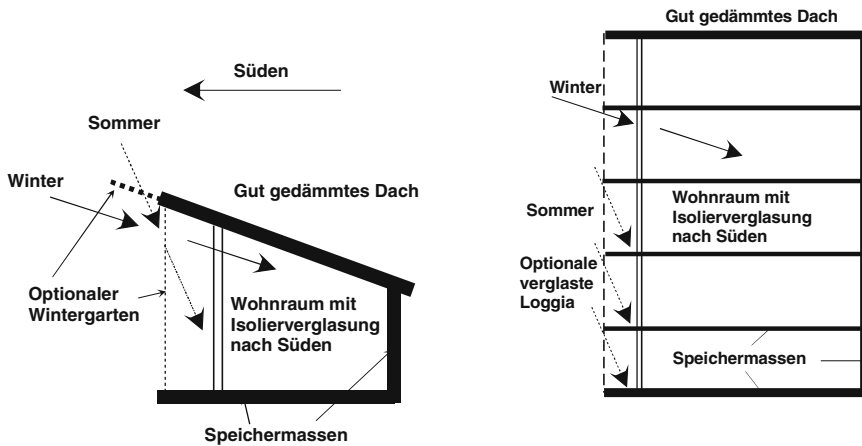


Abb. 3.3 Abschattung von transparenten Gebäudeflächen durch Dachüberstände (Einfamilienhaus links; Mehrfamilienhaus rechts)

Die Verschattung von Gebäuden ist damit von folgenden Parametern bzw. Einflussfaktoren abhängig; Abb. 3.4 definiert die hierbei relevanten Winkel.

- Verschattung durch den Horizont F_h ; sie kann mit Hilfe des Sonnenweg-Diagramms (vgl. Abb. 2.18) oder nach Tabelle 3.4 ermittelt werden.
- Verschattung durch herausragende Elemente; hier wird unterschieden zwischen Verschattungen durch Überhänge F_o und durch seitliche Überstände F_f (Tabelle 3.5).

Die gesamte Verschattung kann durch den so genannten Verschattungsfaktor F_S beschrieben werden. Er setzt sich nach Gleichung (3.5) aus dem Teilverschattungsfaktor für den Horizont F_h , dem Teilverschattungsfaktor für Überhänge F_o und dem Teilverschattungsfaktor für seitliche Überstände F_f zusammen. Außer durch diese vereinfachte Gleichung kann die gesamte Verschattung eines Gebäudes auch mit Hilfe dynamischer Gebäudesimulationen detaillierter ermittelt werden.

Tabelle 3.4 Teilverschattungsfaktor für die Verschattung durch Horizont (F_h) für verschiedene geografische Breiten, Fensterausrichtungen und Geländewinkel (S Süd, O Ost, W West, N Nord; nach /3-11/)

Geländewinkel	45° nördliche Breite			55° nördliche Breite			65° nördliche Breite		
	S	O/W	N	S	O/W	N	S	O/W	N
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	0,97	0,95	1,00	0,94	0,92	0,99	0,86	0,89	0,97
20°	0,85	0,82	0,98	0,68	0,75	0,95	0,58	0,68	0,93
30°	0,62	0,70	0,94	0,49	0,62	0,92	0,41	0,54	0,89
40°	0,46	0,61	0,90	0,40	0,56	0,89	0,29	0,49	0,85

$$F_S = F_h F_o F_f \quad (3.5)$$

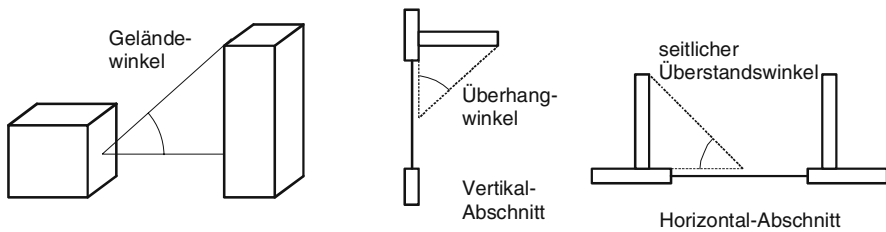


Abb. 3.4 Definition der Winkel für die verschiedenen Verschattungskomponenten (links: Bestimmung des Winkels für den Teilverschattungsfaktor für den Horizont F_h ; Mitte: Bestimmung des Winkels für den Teilverschattungsfaktor für Überhänge F_o ; rechts: Bestimmung des Winkels für den Teilverschattungsfaktor für seitliche Überstände F_f ; nach /3-11/)

Außer durch derartige feststehende Verschattungseinrichtungen können passive Solarsysteme auch durch verstellbare Verschattungseinrichtungen geregelt werden. Übersteigt beispielsweise der solare Wärmegewinn die notwendige, durch das solare System zu deckende, Wärmenachfrage im passiv solar beheizten Raum oder Gebäude, kann zur Verhinderung von Raumüberwärmung die solare Aperturfläche abgeschattet werden. Außen liegende Verschattungen wie Jalousien und Rollläden geben dabei die absorbierte Strahlungswärme wieder an die Umgebungsluft ab und sind daher meist effizienter als innen liegende Verschattungseinrichtungen. Dagegen sind innen liegende Systeme (z. B. Folienrollläden, Plisseestores) nicht der Witterung ausgesetzt und daher konstruktiv einfacher zu gestalten. Tabelle 3.6 zeigt exemplarisch Abminderungsfaktoren F_C für verschiedene verstellbare Sonnenschutzvorrichtungen in Abhängigkeit von ihrer Stellung.

Abb. 3.5 zeigt exemplarisch die mittels dynamischer Gebäudesimulation berechnete Raumtemperatur eines Gebäudes ohne und mit zwei verschiedenen Verschattungseinrichtungen im Verlauf einer Sommerwoche mit Außentemperaturen θ_e zwischen 12 und 27 °C unter Berücksichtigung der passiven solaren Gewinne. Dabei wird bei diesem Beispiel über 26 °C Raumtemperatur eine aktive Kühlung des Gebäudes angenommen; deshalb steigen die Raumtemperaturen θ_i nicht über

diesen Wert. Deutlich wird aus dieser Darstellung u. a., dass raumseitig angebrachte Jalousien die Raumtemperaturen nur geringfügig senken können. Mit außenliegenden Jalousien kann die Temperatur im Gebäudeinneren demgegenüber um einige Kelvin gesenkt werden. Im vorliegenden Fall ist bei Verwendung von Außenjalousien sogar keine zusätzliche Kühlung mehr erforderlich.

Tabelle 3.5 Teilverschattungsfaktor für die Verschattung durch Überhänge (F_o) und durch seitliche Überstände (F_f) für verschiedene geografische Breiten, Fensterausrichtungen und Geländewinkel (S – Süd, O – Ost, W – West, N – Nord; Winkeldefinition nach Abb. 3.4; nach /3-11/)

Geländewinkel	45° nördliche Breite			55° nördliche Breite			65° nördliche Breite		
	S	O/W	N	S	O/W	N	S	O/W	N
Verschattung durch Überhänge (F_o)									
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30°	0,90	0,89	0,91	0,93	0,91	0,91	0,95	0,92	0,90
45°	0,74	0,76	0,80	0,80	0,79	0,80	0,85	0,81	0,80
60°	0,50	0,58	0,66	0,60	0,61	0,65	0,66	0,65	0,66
Verschattung durch seitliche Überstände (F_f)									
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30°	0,94	0,92	1,00	0,94	0,91	0,99	0,94	0,90	0,98
45°	0,84	0,84	1,00	0,86	0,83	0,99	0,85	0,82	0,98
60°	0,72	0,75	1,00	0,74	0,75	0,99	0,73	0,73	0,98

Tabelle 3.6 Abminderungsfaktoren für ausgewählte Sonnenschutzvorrichtungen F_C , raumseitig oder außenseitig angebracht /3-11/

Typ der Sonnenschutzvorrichtung	Optische Eigenschaften		Abminderungsfaktor mit	
	Absorption	Transmission	Sonnenschutz raumseitig	Sonnenschutz außenseitig
Weiße Jalousien	0,1	0,05	0,25	0,10
		0,1	0,30	0,15
		0,3	0,45	0,35
Weißes Gewebe	0,1	0,5	0,65	0,55
		0,7	0,80	0,75
		0,9	0,95	0,95
Farbige Gewebe	0,3	0,1	0,42	0,17
		0,3	0,57	0,37
		0,5	0,77	0,57
Aluminiumbeschichtetes Gewebe	0,2	0,05	0,20	0,08

Scheibenintegrierte Verschattungssysteme lassen verglichen damit deutliche Zuverlässigkeitssteigerungen erwarten. Hier sind unterschiedliche Funktionsprinzipien möglich.

- Thermotrope Verglasungen werden bei einer bestimmten Außen- oder Systemtemperatur lichtundurchlässig, weil sich die Moleküle einer verglasungsintegrierten Gelschicht zusammenlagern.

- Elektrochrome Verglasungen besitzen spezielle Beschichtungen, die beim Anlegen einer minimalen Spannung vom transparenten zum opaken Zustand „umschalten“.
- Mit holografischen Folien beschichtete Verglasungen reflektieren die hochstehende Sommersonne und lassen die flach geneigten Sonnenstrahlen ungehindert zum Absorber durchdringen.

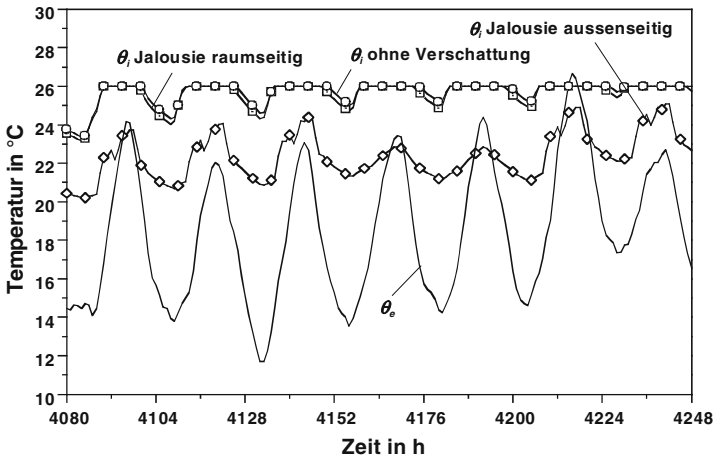


Abb. 3.5 Einfluss der Verschattung durch innen liegende und außen liegende Jalousien (θ_e Außentemperatur, θ_i Raumtemperatur) /3-8/

Absorber und Speicher. Während bei aktiven Solarsystemen Absorber und Speicher als technische Komponenten ausgeführt werden, sind sie bei passiven Systemen im Regelfall Bestandteil der Gebäudekonstruktion.

Als Absorberoberflächen eines Direktgewinnsystems dienen die Raumumschließungsflächen, die von der solaren Strahlung erreicht werden. Die Raum umgebenden Decken und Wände wirken dann als Wärmespeicher. Deshalb sollten immer gut absorbierende Raumboflächen und eine auf das Solarsystem abgestimmte und gut Wärme speichernde Gebäudekonstruktion angestrebt werden.

Die „klassische“ Form der passiven Sonnenenergienutzung ist unregelt. Die durch die Sonne aufgewärmten Speichermassen des Hauses geben die Wärme – zeitlich versetzt zur solaren Einstrahlung und in der Temperaturamplitude abgeschwächt – ohne Einflussnahme des Benutzers an den Innenraum ab. Bei passiven Speichern muss deshalb darauf geachtet werden, dass durch sie keine zu hohen Temperaturen in den zu beheizenden Räumen auftreten können. Dazu muss die zeitliche Verzögerung und die Dämpfung des Wärmeflusses durch den passiven Speicher bekannt sein. Auch müssen zur Verminderung der Energieaufnahme im Sommer meist zusätzlich (aktive) Abschattungseinrichtungen vorgesehen werden.

Indirekt beheizte Speichermassen (z. B. unbeheizte Innenwände) können nur dann sinnvoll genutzt werden, wenn entsprechende Raumtemperaturschwankungen

zugelassen werden. Bei hohen Raumtemperaturen fließt dabei die Wärme langsam in die Speichermasse und heizt diese vom Raum her allmählich auf. Sinken demgegenüber die Raumtemperaturen unter die Oberflächentemperatur der Speichermasse, gibt diese die gespeicherte Wärme wieder an den Raum ab.

Dieser sich einstellende Wärmefluss \dot{q} ist dabei abhängig von der Temperatur (θ)-Differenz zwischen dem warmen und dem kalten Speicher sowie der spezifischen Wärmekapazität c_p , der Dichte ρ_{sp} und der Wärmeleitzahl λ des Speichermediums und der Lade- und Entladezeit t . Steht beispielsweise nur eine kurze Zeitspanne zur Verfügung, wärmt sich der Speicher nur an der Oberfläche auf, und die aufgenommene Energiemenge ist gering.

Der Wärmefluss \dot{q} kann dabei mit dem (eindimensionalen) Fourier'schen Erfahrungssatz der Wärmeleitung nach Gleichung (3.6) und dem aus einem Speicherelement ein- und ausfließenden Wärmestrom (Speichergleichung; Gleichung (3.7)) berechnet werden.

$$\dot{q} = -\lambda \frac{\partial \theta}{\partial x} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial \dot{q}}{\partial x} = -\lambda \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} = \rho_{sp} c_p \frac{\partial \theta}{\partial t} \quad (3.7)$$

Abb. 3.6 zeigt ausgehend davon exemplarisch die Raum- und Wandtemperaturen für eine Innenwand aus Beton (Speicherwand) im Verlauf von 24 Stunden; innerhalb dieses Zeitraums variiert die Temperatur um 6 °C auf einer Raumseite. Die in dieser Wand im Verlauf dieses Zeitraums unter den zugrunde gelegten Randbedingungen gespeicherte und wieder abgegebene Energiemenge beträgt dabei 0,076 kWh/(m² d). Eine signifikante Änderung der Temperatur ist dabei nur bis in ca. 15 cm Wandtiefe festzustellen. Diese hier betrachtete Wand dicker auszuführen führt demnach zu keiner weiteren Wärmespeicherung.

Bei indirekten Gewinnssystemen wird meist nur die Außenwand zur Wärmespeicherung herangezogen; sie ist deshalb entsprechend massiv ausgebildet. Als Absorber dient die äußere Wandoberfläche, die mit schwarzer Farbe gestrichen oder mit Absorberfolie beklebt wird.

Nur bei abgekoppelten Systemen findet eine räumliche Trennung zwischen Absorber und Speicher statt. Die Absorberfunktion wird hier meist von einem schwarzen, ggf. selektiv beschichteten, Blech übernommen. Der Wärmeträger wird dann über einen Kanal oder ein aufwändigeres Leitungssystem zum Speicher transportiert. Der Speicher kann ebenfalls Bestandteil der Gebäudekonstruktion sein; dies ist z. B. dann der Fall, wenn er als Hohldecke oder zweischalige Wand ausgebildet wird. Geröllspeicher erbringen dagegen keinen „Doppelnutzen“, da sie nicht zur Baukonstruktion zählen.

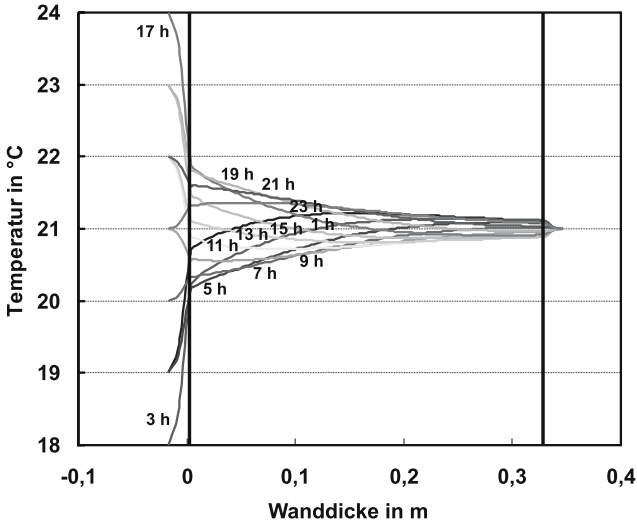


Abb. 3.6 Temperaturverlauf einer Innenwand mit Einstrahlung und wechselnder Temperatur an einer Seite (links) /3-7/

Über dynamische Gebäudesimulationen kann damit aus den Wärmeverlusten des Gebäudes Q_L , reduziert um die nutzbare Energiemenge aus der solaren Einstrahlung Q_s und der inneren Wärme Q_i (d. h. Abwärme von Personen und Geräten) sowie einem Ausnutzungsgrad η , der resultierende Heizenergiebedarf Q_H ermittelt werden (Gleichung (3.8)).

$$Q_H = Q_L - \eta(Q_s + Q_i) \quad (3.8)$$

Vereinfacht beruht dies auf der Ermittlung des Ausnutzungsgrades η des solaren Wärmeanbots Q_s und der inneren Wärmegewinne Q_i . Er kann nach Gleichung (3.9) für ein Verhältnis des Wärmegewinns zum Wärmeverlust γ kleiner als 1,6 und gängige thermische Trägheiten aus diesem Wärmegewinns- zu -verlustverhältnis γ (Gleichung (3.10)) überschlägig berechnet werden /3-10/.

$$\eta = 1 - 0,3\gamma \quad (3.9)$$

$$\gamma = (Q_s + Q_i) / Q_L \quad (3.10)$$

3.2.3 Funktionale Systeme

Abhängig von Ausbildung und Anordnung der einzelnen Komponenten können vier funktionale Systemgrundtypen (d. h. Direktgewinnsysteme, indirekte Gewinnsyste-

me, abgekoppelte Systeme, Wintergarten), die aber z. T. ineinander übergehen, unterschieden werden.

Direktgewinnsysteme. Sonnenlicht tritt durch lichtdurchlässige Hüllflächen direkt in den Raum und wird an den inneren Raumbooberflächen in Wärme gewandelt. Die Raumtemperatur und Raumbooberflächentemperatur verändern sich fast gleichzeitig. Typische Direktgewinnsysteme sind Fenster und Oberlichter (Abb. 3.7).

Vorteile dieser Systeme sind ein einfacher Systemaufbau, der geringe Regelaufwand sowie die niedrigen Speicherverluste, da die Strahlungsenergie im Rauminnen und damit direkt am Ort der Nutzung in Wärme gewandelt wird. Nachteilig kann sich die geringe Phasenverschiebung zwischen Einstrahlung und Innentemperatur auswirken. Direktgewinnsysteme lassen sich nur über eine Verschattung regeln, denn die Wärmeabgabe der Speichermassen an den Raum ist nicht beeinflussbar. Deshalb sind zusätzlich Heizsysteme mit geringer Trägheit notwendig, um eine gute Ausnutzung der Solargewinne sicherzustellen.

Die Anwendung von Direktgewinnsystemen ist besonders sinnvoll, wenn Wärmenachfrage und Einstrahlung zeitgleich auftreten. Dies ist z. B. in vielen Bürogebäuden der Fall. Dort können Direktgewinnsysteme auch mit Tageslichtsystemen zur Einsparung von Beleuchtungsenergie kombiniert werden. Direktgewinnsysteme eignen sich daher insbesondere als Ergänzung zu indirekten Gewinnsystemen mit Phasenverschiebung zwischen solarem Strahlungsangebot und Wärmenachfrage.

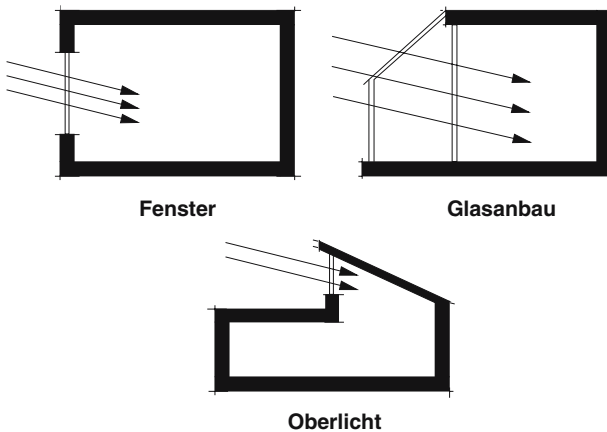


Abb. 3.7 Varianten von Direktgewinnsystemen (nach /3-2/)

Indirekte Gewinnsysteme. Bei indirekten Gewinnsystemen (Solarwand) wird solare Strahlung an der raum abgewandten Seite eines Speicherbauteils in Wärme gewandelt. Im Speicherbauteil fließt die Energie durch Wärmeleitung zur raumseitigen Oberfläche des Speichers und wird dort an die Raumluft abgegeben (Abb. 3.8). Innentemperatur und Einstrahlung sind damit phasenverschoben. Diese Pha-

senverschiebung kann durch Speicherbauteilmaterial und -dicke beeinflusst werden.

Vorteile von Solarwandsystemen sind ihr einfacher Systemaufbau, die phasenverschobene Raumerwärmung und die gegenüber Direktgewinnsystemen geringeren Raumtemperaturvariationen. Nachteilig wirken sich die im Vergleich zum Direktgewinn erhöhten Wärmeverluste nach außen aus. Der Wärmeeintrag kann nur über entsprechende Verschattungseinrichtungen geregelt werden. Sobald die Einstrahlung vom Speicherbauteil absorbiert ist, lässt sich die Wärmeabgabe an den Raum nicht mehr beeinflussen. Bei konvektionsunterstützten Systemen muss zudem die Innenseite der transparenten Abdeckung gereinigt werden können, da sich Raumluft und Heizluft vermischen.

Solarwandsysteme bzw. indirekte Gewinnssysteme eignen sich als Ergänzung zu Direktgewinnsystemen, da durch eine Kombination beider Systeme die Dauer der Wärmeabgabe in den Raum verlängert wird. Vor allem bei eher kontinuierlicher Wärmenachfrage (z. B. Wohnungen) bringen solche Systemkombinationen Vorteile.

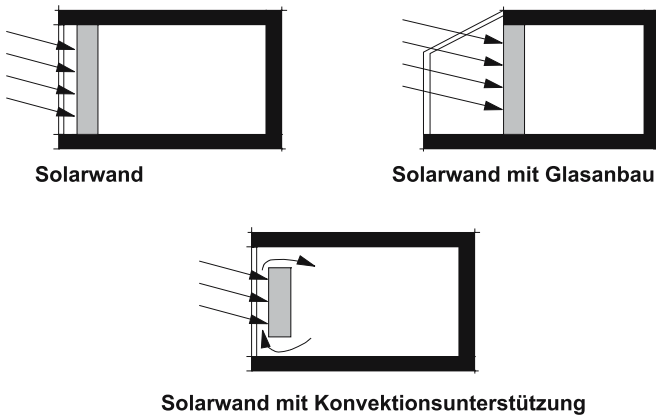


Abb. 3.8 Varianten von Solarwandsystemen (nach /3-2/)

Transparente Wärmedämmung. Neben der direkten Nutzung der Sonneneinstrahlung durch die Fenster wurden in den letzten Jahren Wandsysteme mit transparenter Wärmedämmung (TWD) zur Erhöhung der passiven Solarenergie-Gewinne entwickelt. Sie stellen eine spezielle Form des indirekten Gewinnssystems dar. Durch den Einsatz solcher transparenter Wärmedämmstoffe können auch in mitteleuropäischen Breiten energetisch effiziente passive Solarsysteme ausgeführt werden.

Die auf eine opake (lichtundurchlässige) Dämmung auftreffende Solarstrahlung kann nur zu einem geringen Teil genutzt werden (Abb. 3.9, links). Bei der Absorption der Solarstrahlung kann sich die Außenoberfläche zwar erwärmen. Aber wegen der geringen Wärmeleitfähigkeit der Dämmschicht gelangt auch bei großen Tempe-

raturdifferenzen (zwischen Innen- und Außenraum) nur relativ wenig Wärme nach innen.

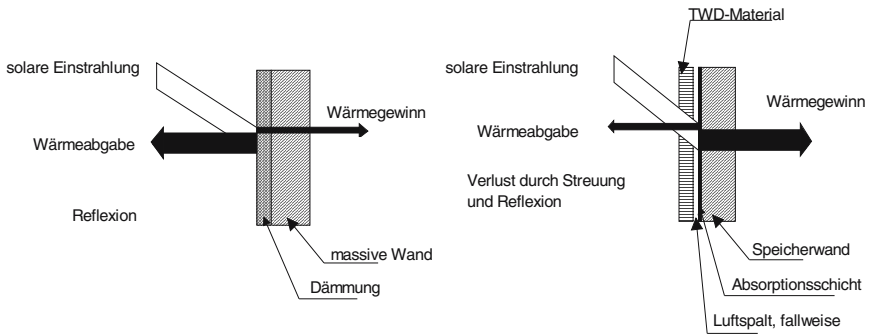


Abb. 3.9 Vergleich von opaker (links) und transparenter Wärmedämmung (rechts)

Im Gegensatz dazu wird bei einem transparent gedämmten Körper ein großer Teil der Solarstrahlung durch die Dämmschicht hindurch gelassen und am schwarz beschichteten Körper (Absorber) in Wärme umgewandelt (Abb. 3.9, rechts). Bedingt durch den hohen Wärmedurchlasswiderstand des Dämmmaterials wird hier ein Großteil der Wärme in die Speicherwand geleitet.

Abb. 3.10 zeigt den zeitlichen Verlauf der Temperaturen und der entsprechenden Wärmestromdichten sowie den U -Wert (Wärmedurchgangskoeffizient) und den äquivalenten U -Wert (U_{eq}) für einen beispielhaften TWD (transparente Wärmedämmung) Wandaufbau an einem kalten Wintertag im Verlauf von 24 Stunden. Um die am Absorber entstehende Wärme möglichst gut nach innen ableiten zu können (Nutzen) und somit die Maximaltemperaturen nicht zu hoch werden zu lassen, muss die Wand hinter der TWD aus Baustoffen mit großer Wärmeleitfähigkeit und großer Speicherefähigkeit ausgeführt werden. Dies bedeutet jedoch eine schlechte Wärmedämmung. Daher sind die gesamt- U -Werte einer TWD-Wand meistens höher als für eine nur gedämmte Wand. Nachts hat diese Wand daher, wenn die Speichermassen bereits ausgekühlt sind, höhere Verluste als eine ausschließlich gedämmte Wand. Die Wärmegegewinne überkompensieren jedoch bei gut ausgeführten TWD-Wänden die Verluste, so dass die äquivalenten U -Werte (U_{eq}) (unter Berücksichtigung der solaren Gewinne) zumeist niedriger oder sogar negativ (Nettowärmegegewinn) sind. Im Beispiel aus Abb. 3.10 liegt der U -Wert bei $0,527 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ und der äquivalente U -Wert (U_{eq}) an diesem ungünstigen Tag bei $0,267 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$.

Bei Südorientierung und weitgehender Verschattungsfreiheit können durch TWD-Solarwandsysteme z. B. jährliche Nutzenergieeinsparungen von etwa 350 bis 400 $\text{MJ}/(\text{m}^2 \text{ a})$ bezogen auf die solare Aperturfläche im Vergleich zu üblichen opaken Dämmsystemen (z. B. Wärmeverbundsystem oder vorgehängte hinterlüftete Fassaden) erreicht werden. Bei speziellen Nutzungen mit hohen Innentemperaturen werden Energieeinsparungen von mehr als 700 $\text{MJ}/(\text{m}^2 \text{ a})$ erreicht [3-2].

Konvektiv entwärmte Solarsysteme. Eine weitere Variante indirekter Gewinnsysteme stellen sogenannte konvektiv entwärmte Solarsysteme (Abb. 3.11) dar. Derartige Systeme können auf eine Verschattung verzichten, da die heiße Luft zwischen Absorber und Speicher im Sommer nach außen abgeführt wird.

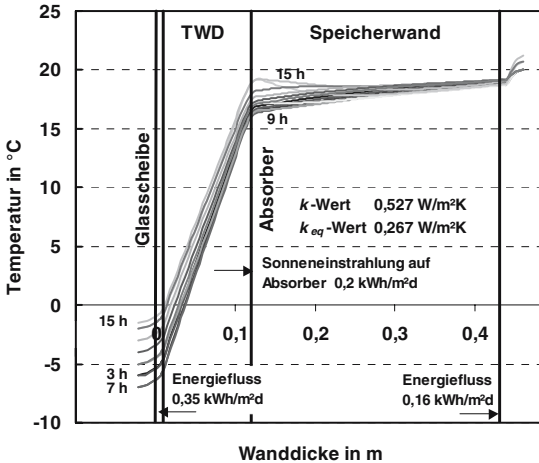


Abb. 3.10 Temperaturverlauf in einem System Glas – TWD – Luft – Absorber – Betonwand an einem kalten und nebligem Wintertag /3-7/

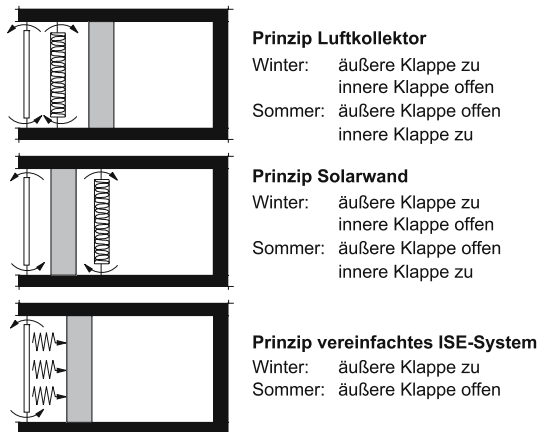


Abb. 3.11 Varianten konvektiv entwärmter Solarwandsysteme (nach /3-2/)

Abgekoppelte Systeme. Bei abgekoppelten Solarsystemen sind einige Systemkomponenten keine Bestandteile der Gebäudekonstruktion (z. B. Wärmetransporteinrichtungen, Ventilatoren). Sie zählen vielmehr zur Anlagentechnik. Deshalb ist

hier eine eindeutige Abgrenzung gegenüber aktiven Systemen nicht immer zweifelsfrei möglich.

Bei derartigen abgekoppelten Systemen wird die solare Einstrahlung an einer vom Raum thermisch isolierten Absorberfläche in Wärme umgewandelt (Abb. 3.12). Die Solarwärme wird dann über ein Kanalsystem mit dem Wärmeträger Luft in einen Wärmespeicher geleitet, der entweder ein integraler Bestandteil der Gebäudekonstruktion oder ausschließlich eine technische Zusatzkomponente sein kann (oder eine Kombination aus den beiden Möglichkeiten). Hohldecken oder zweischalige Wände sind Beispiele für Speicher als Gebäudebestandteile; Geröllspeicher oder Wasserspeicher sind dagegen bereits technische Anlagen, die von der Gebäudekonstruktion unabhängig sind.

Erfolgt bei solchen Systemen der Wärmeaustausch ausschließlich konvektiv (d. h. ohne Hilfsaggregate) und ist der Speicher Gebäudebestandteil, ist die Zuordnung zu ausschließlich passiven Solarenergiesystemen eindeutig. Dienen Ventilatoren der Umwälzung, spricht man auch von semi-passiven Systemen. Die Wärmeabgabe an den Raum lässt sich dann bei thermisch gedämmten Speichern unabhängig von der Absorber- bzw. Speichertemperatur regeln.

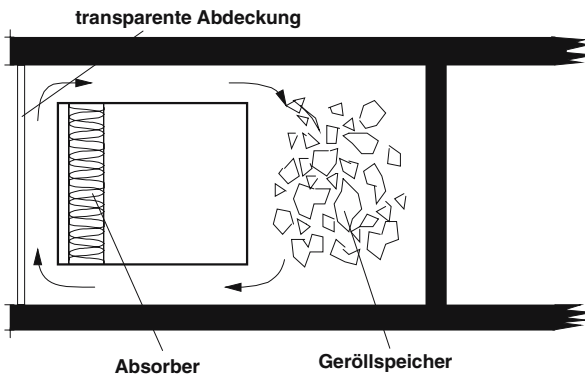


Abb. 3.12 An der Gebäudehülle angebrachtes thermisch abgekoppeltes Solarsystem (nach /3-2/)

Der entscheidende Vorteil von abgekoppelten Systemen ist ihre gute Regelbarkeit. Aufgrund der Wärmedämmung zwischen Absorber und Innenraum sind außerdem die nächtlichen Wärmeverluste gering. Dem stehen als Nachteile hohe bauliche Aufwendungen, die Empfindlichkeit gegenüber Defekten (z. B. Undichtigkeiten) und die hohen Temperaturen im Absorber entgegen.

Thermisch abgekoppelte Systeme eignen sich für Einsätze mit großen Phasenverschiebungen zwischen Einstrahlung und Wärmenachfrage. Sie sind auch vorteilhaft für Gebäude, in denen separate Wärmespeicher bereits vorhanden sind oder einfach in die Gebäudekonstruktion integriert werden können.

Wintergärten. Wintergärten stellen eine weitere Variante funktionaler Systeme dar. Bekanntestes Beispiel ist der unbeheizte Wintergarten, dessen Türen zum

Wohnraum dann geöffnet werden, wenn ein Heizbedarf besteht und der Wintergarten eine höhere Temperatur als der angrenzende Wohnraum hat. Ein Wintergarten über zwei oder mehr Stockwerke kann zudem für eine Luftumwälzung im Haus genutzt werden (Abb. 3.13). Im Winter treten dabei Mindesttemperaturen um die $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ auf. Im Sommer sollte die Wärme aus dem Wintergarten nach draußen abgegeben werden können, da sonst sehr hohe Temperaturen (bis $50\text{ }^{\circ}\text{C}$) auftreten können. Aus diesem Grund sollten auch keine schräg verglasten Wintergärten gebaut werden und das Dach sollte gut gedämmt sein. Zudem ist es ungünstig, den Wintergarten nach Ost oder West auszurichten; im Winter fällt dann nur eine geringe nutzbare solare Einstrahlung auf diese Flächen und im Sommer ist eine Abschattung nur mit Jalousien, aber nicht mit einem Dachüberstand, erreichbar.

Ein gut ausgelegter und optimal geregelter Wintergarten liefert über die Heizperiode gleich viel oder etwas mehr Energie ans Haus, wie das Haus an ihn abgibt. Neben der passiven Nutzung der Sonnenenergie senken unbeheizte Wintergärten auch die Heizlast des Gebäudes, da das System Wand – Wintergarten – Wand im Normalfall einen kleineren U -Wert (Wärmedurchgangskoeffizient) hat als die reine Außenwand. Ein beheizter Wintergarten stellt dahingegen im Normalfall einen erhöhten Wärmeverlust dar.

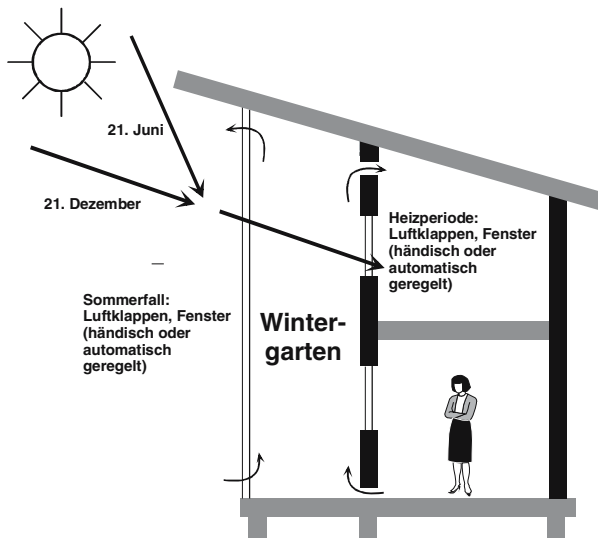


Abb. 3.13 Funktionsweise eines Wintergartens /3-6/

Im Sommer kommt es in Wintergärten, auch wenn sie durch Dachüberstände fix verschattet sind, oft zu Übertemperaturen. Abb. 3.14 zeigt beispielhaft den Verlauf der Temperaturen eines Wintergartens (θ_{Wi}), den der Wohnraumtemperaturen (θ_i), den der Außentemperaturen (θ_e) und den der Fußboden- (θ_{Fb}) und Deckentemperaturen (θ_{De}) in einem Haus mit Fußbodenheizung an drei schönen Sommertagen. Trotz einer zugrunde gelegten hohen Luftwechselrate nach außen

steigt demnach die Temperatur im Wintergarten auf über 40 °C an. Die dahinter liegende Wohnraumtemperatur liegt aber maximal bei 30 °C.

Wintergärten können auch als Verkehrsflächen (Gänge) in Mehrfamilienhäusern genutzt werden, da hier Raumtemperaturschwankungen eher akzeptabel sind als in Wohnräumen. Bei solchen hohen freien Räumen muss jedoch auf die Temperaturverteilung im Wintergarten geachtet werden und es müssen eventuelle Naturzirkulations-Luftströmungen berücksichtigt werden. Zumeist sind deshalb unten und oben mit Klappen versehene Öffnungen ins Freie vorhanden; sie dienen zum Einlassen von Frischluft bzw. zum Auslassen von zu stark aufgewärmter Luft ins Freie.

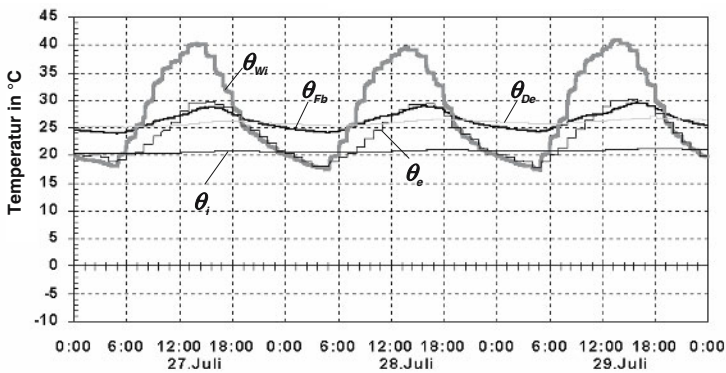


Abb. 3.14 Temperaturverlauf in einem Wintergarten im Sommer /3-4/

3.3 Potenziale und Nutzung

Die Systeme der passiven Sonnenenergienutzung können, zur Reduzierung des Energiebedarfs von Gebäuden, sowohl für Heizung und Kühlung als auch für die Tageslichtnutzung verwendet werden. Um dies zu erreichen, ist eine gemeinsame Planung von Hausherr, Architekt sowie Haus- und Heizungstechniker von größter Bedeutung.

Die Planung beginnt bei der Auswahl des Grundstückes und der Lage des Hauses auf dem Grundstück. Während die Sonne im Winter möglichst ungehindert auf die Absorberfläche des Hauses strahlen sollte, ist im Sommer zumeist eine Abschattung vorzusehen, um Überhitzungen zu vermeiden. Die Absorberflächen sollten daher nach Süden ($\pm 15^\circ$) ausgerichtet sein. Damit lässt sich einerseits in der Heizperiode ein hoher Energiegewinn und eine passive Sonnenenergienutzung und andererseits eine sommerliche Abschattung durch geeignete Dachüberstände erreichen.

Vor diesem Hintergrund ist die Abschätzung der Potenziale einer passiven Solarenergienutzung und deren Nutzung für Deutschland sehr schwierig und kaum

durchführbar, da eine Abgrenzung zwischen dem, was dem Gebäude anzulasten ist, und dem, was einer passiven Sonnenenergienutzung zuzurechnen ist, fließend ist. Im Folgenden können deshalb die Potenziale nur qualitativ diskutiert werden. Dies gilt auch für die derzeitige Nutzung. Hinzu kommt, dass eine nachträgliche verstärkte passive Solarenergienutzung im vorhandenen Gebäudebestand kaum möglich ist.

3.3.1 Potenziale

Um beispielhaft das Potenzial der passiven Solarenergienutzung mittels transparenter Wärmedämmung (TWD) abzuschätzen, kann davon ausgegangen werden, dass in Deutschland jährlich eine Fassadenfläche von 30 bis 40 Mio. m² wärme gedämmt wird. Wird unterstellt, dass von dieser Gesamtfläche 5 bis 10 % geeignet orientiert und wenig verschattet sind, ergibt sich ein technisches Potenzial von 1,5 bis 4 Mio. m² Fassadenfläche jährlich. Durch eine transparente Wärmedämmung werden zwischen 150 bis 350 MJ/(m² a) im Vergleich zu einer opaken Wärmedämmung eingespart; damit ergeben sich Raumwärmeeinsparungen von 0,2 bis 1,4 PJ/a.

Das Potenzial bisher unsanierter Gebäudefassaden beträgt in den alten Bundesländern etwa 3 bis 4 Mrd. m². Übertragen auf ganz Deutschland entspricht dies einer gesamten Fassadenfläche von 5 bis 6 Mrd. m². An diesen Fassaden könnte durch eine passive Solarenergienutzung ein Raumwärmeeinsparpotenzial von 38 bis 210 PJ/a erschlossen werden, wenn geeignete Flächen statt opak wärme gedämmt passiv solar genutzt würden.

3.3.2 Nutzung

Die Wärmenachfrage in Gebäuden wird heute schon zu 15 bis 20 % durch Solarstrahlung durch die Fenster gedeckt. Diese Gewinne werden allerdings nur selten als Solargewinne ausgewiesen, da die Gebäudebefensterung primär einem anderen Zweck dient. Zudem muss berücksichtigt werden, dass Fenster auch große Wärmeverluste verursachen. Erst durch die Einführung der Wärmeschutzverglasung werden die Wärmegewinne durch die ein nach Süden ausgerichtete Fenster passierende Solarstrahlung größer als die Wärmeverluste (vgl. Tabelle 3.3).

Abgesehen von der üblichen Befensterung von Gebäuden werden bisher passive Solarsysteme nur in einem verschwindend geringen Umfang eingesetzt. Glasanbauten (Wintergärten) im Wohnungsbau werden zwar oft in Ein- oder Zweifamilienhäuser integriert. Ziel ist aber vielfach eher eine Wohnwertsteigerung als primär eine Energieeinsparung. Die mit transparenter Wärmedämmung in Deutschland insgesamt bedeckte Fassadenfläche ist gering.

4 Solarthermische Wärmenutzung

4.1 Physikalische Grundlagen

Ein Teil der solaren Strahlungsenergie kann mit Hilfe von Absorbern (z. B. Sonnenkollektoren) in Wärme umgewandelt werden. Zusammen mit den anderen notwendigen Komponenten bilden die Absorber die Solaranlage. Solaranlagen sind also Anlagen, die Solarstrahlung in Wärme wandeln und sie für Anwendungen wie beispielsweise Schwimmbadwassererwärmung, Trinkwarmwasserbereitung oder Raumwärmenachfragedeckung nutzbar machen. Im Folgenden werden für derartige Nutzungsmöglichkeiten die wesentlichen physikalischen Grundlagen der Energiewandlung dargestellt (vgl. /4-1/, /4-2/, /4-3/).

4.1.1 Absorption, Emission und Transmission

Das Grundprinzip der solarthermischen Nutzung ist die Umwandlung von kurzwelliger Solarstrahlung in Wärme. Bei diesem Energiewandlungsvorgang spricht man auch von photothermischer Wandlung. Trifft Licht auf Materie, wird ein bestimmter Anteil der Strahlung absorbiert. Die Fähigkeit eines Körpers, Strahlung zu absorbieren, wird als Absorptionsvermögen oder Absorption α bezeichnet. α kennzeichnet somit für eine bestrahlte Materie den Anteil der absorbierten Strahlung an der gesamten auftreffenden Strahlung. Ein idealer schwarzer Körper absorbiert Strahlung jeder Wellenlänge und hat dementsprechend einen Absorptionskoeffizient von eins.

Die Emission ε stellt die von einem Körper in die Umgebung abgestrahlte Leistung dar. Der Zusammenhang zwischen Absorption α und Emission ε wird durch das Kirchhoffsche Gesetz beschrieben. Für alle Körper ist bei gegebener Temperatur das Verhältnis von spezifischer Abstrahlung und Absorptionsgrad konstant und dem Betrage nach gleich der spezifischen Abstrahlung des schwarzen Körpers bei dieser Temperatur. Dieses Verhältnis ist ausschließlich eine Funktion von Temperatur und Wellenlänge /4-7/. Materie mit einem hohen Absorptionsvermögen in einem bestimmten Wellenlängenbereich weist damit im gleichen Wellenlängenbereich auch ein hohes Emissionsvermögen auf.

Neben Absorption und Emission gibt es Reflexion und Transmission. Der Reflexionskoeffizient ρ beschreibt das Verhältnis der reflektierten zur einfallenden

Strahlung. Der Transmissionskoeffizient τ gibt das Verhältnis der von der Materie durchstrahlten, transmittierten Strahlung zur gesamten Einstrahlung an. Es gilt Gleichung (4.1). Demnach ist die Summe aus Absorption, Reflexion und Transmission eins.

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (4.1)$$

4.1.2 Optische Eigenschaften von Absorbern

Aufgabe von Absorbern ist es, Strahlung aufzunehmen und einen Teil davon in Wärme umzuwandeln. Der Absorber ist u. a. durch Strahlungsundurchlässigkeit gekennzeichnet, so dass Gleichung (4.2) gilt; demnach ist die Summe aus Absorption α und Reflexion ρ an der Kollektoroberfläche eins.

$$\alpha + \rho = 1 \quad (4.2)$$

Ein idealer Absorber reflektiert keine kurzwellige Strahlung ($\rho = 0$) und absorbiert daher entsprechend Gleichung (4.2) die Solarstrahlung in diesem Wellenlängenbereich vollständig ($\alpha = 1$). Für langwellige Strahlung oberhalb einer bestimmten Grenzwellenlänge sind die Verhältnisse bei einem idealen Absorber gerade umgekehrt; hier reflektiert er die Strahlung vollständig und absorbiert überhaupt nicht. Demnach ist auch die Emission in diesem Wellenlängenbereich null (Kirchhoffsches Gesetz). Abb. 4.1 zeigt für einen idealen Absorber die Abhängigkeit von Absorptions- und Reflexionskoeffizient von der Wellenlänge.

Ideale Verhältnisse lassen sich in der Realität nicht vollständig erreichen. Sogenannte selektive Schichten kommen jedoch den optimalen Absorbereigenschaften nahe (Abb. 4.1). Im Bereich des sichtbaren Lichtes ist der Reflexionskoeffizient ρ_{real} nahe bei null, im infraroten Bereich nahe bei eins. Umgekehrt verhält sich der Absorptionskoeffizient α_{real} .

Tabelle 4.1 Optische Eigenschaften von Absorbern (nach /4-1/)

		Sichtbares Licht			Infrarot-Strahlung			α_s/ϵ_l
		$\alpha_s (\epsilon_s)$	τ_s	ρ_s	$\alpha_l (\epsilon_l)$	τ_l	ρ_l	
Selektive	Schwarznickel	0,88	0	0,12	0,07	0	0,93	12,57
Absorber	Schwarzchrom	0,87	0	0,13	0,09	0	0,91	9,67
	Aluminiumgitter	0,70	0	0,30	0,07	0	0,93	10,00
	Titanoxidnitrid	0,95	0	0,05	0,05	0	0,95	19,00
Nichtselektiver Absorber		0,97	0	0,03	0,97	0	0,03	1,00

Tabelle 4.1 zeigt – für verschiedene Materialien die Absorptions-, Transmissions-, Reflexions- und Emissionskoeffizienten für den sichtbaren und den infraroten Bereich des Solarstrahlenspektrums. Im Vergleich zu nicht selektiven Absorbern weisen demnach selektive Absorbereigenschaften hohe Verhältnisse α_s/ϵ_l

auf. α_s ist dabei der Absorptionskoeffizient im Spektrum der sichtbaren Sonnenstrahlung; ε_I stellt den Emissionskoeffizienten im infraroten Strahlungsbereich dar. Solche Schichten werden deshalb auch als α/ε -Schichten bezeichnet. Für die in Tabelle 4.1 dargestellten selektiven Absorber liegen die Verhältnisse α_s/ε_I zwischen 9 und 19. Titanoxid beispielsweise weist mit 19 ein besonders hohes α_s/ε_I Verhältnis auf.

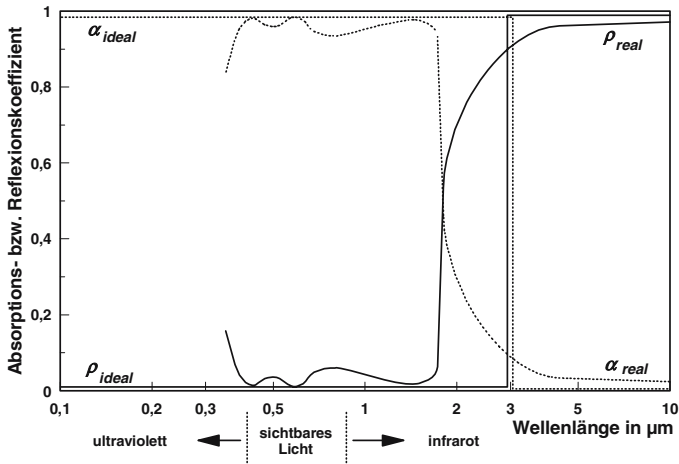


Abb. 4.1 Absorptions- (α) und Reflexionskoeffizient (ρ) eines idealen (*ideal*) und eines gängigen realen Absorbers (*real*)

4.1.3 Optische Eigenschaften von Abdeckungen

Zur Verringerung der konvektiven Wärmeverluste des Absorbers an die Umgebung (Kapitel 4.1.4) sind Absorber in vielen solarthermischen Anwendungsfällen mit einer lichtdurchlässigen Abdeckung versehen. Ideale Abdeckungen weisen im sichtbaren Bereich Transmissionskoeffizienten von eins auf; Reflexions- und Absorptionskoeffizient sind in diesem Wellenlängenbereich dementsprechend gleich null.

In der Realität lassen sich derartige Verhältnisse nicht erreichen. Tabelle 4.2 zeigt für verschiedene Abdeckmaterialien die zugehörigen Eigenschaften. Demnach erfüllt Glas die gewünschten optischen Eigenschaften im Bereich des sichtbaren Lichtes sehr gut. Infrarotlicht wird jedoch nicht durchgelassen, sondern weitgehend absorbiert. Entsprechend dem Kirchhoffschen Gesetz ist jedoch bei einem hohen Absorptionsgrad auch die Emission und damit bei Fensterglas im Infrarotbereich auch der Abstrahlungsverlust an die Umgebung entsprechend groß. Durch Aufdampfen von infrarot-undurchlässigen Schichten können diese Verluste vermindert werden.

Tabelle 4.2 Optische Eigenschaften von Abdeckungen (nach /4-1/)

	Sichtbares Licht			Infrarot-Strahlung		
	$\alpha_S (\varepsilon_S)$	τ_S	ρ_S	$\alpha_I (\varepsilon_I)$	τ_I	ρ_I
Fensterglas	0,02	0,97	0,01	0,94	0	0,06
Infrarotreflektierendes Glas (In_2O_3)	0,10	0,85	0,05	0,15	0	0,85
Infrarotreflektierendes Glas (ZnO_2)	0,20	0,79	0,01	0,16	0	0,84

4.1.4 Energiebilanz

Allgemeine Energiebilanz. Gleichung (4.3) beschreibt die allgemeine Energiebilanz eines Mediums, das Strahlung absorbiert und in Wärme wandelt.

$$\dot{G}_{G,Abs} = \dot{Q}_{Konv,Abs} + \dot{Q}_{Str,Abs} + \dot{Q}_{Refl,Abs} + \dot{Q}_{Leit,Abs} + \dot{Q}_{Nutz} \quad (4.3)$$

$\dot{G}_{G,Abs}$ ist dabei die gesamte auf die Absorberoberfläche auftreffende Globalstrahlung; \dot{Q}_{Nutz} stellt den nutzbaren Wärmestrom dar. Daneben treten vier verschiedene Verlustströme auf:

- die Konvektionsverluste des Absorbers an die Außenluft $\dot{Q}_{Konv,Abs}$,
- die langwellige Abstrahlung des Absorbers $\dot{Q}_{Str,Abs}$,
- die Reflexionsverluste des Absorbers $\dot{Q}_{Refl,Abs}$,
- die Wärmeleitungsverluste $\dot{Q}_{Leit,Abs}$.

Energiebilanz des Kollektors. Bei solarthermischen Systemen ist der Absorber im Regelfall Bestandteil eines Kollektors, der zusätzlich aus den Komponenten Rahmen, Abdeckung und Isolation besteht. Unter diesen Bedingungen wird im Folgenden die Energiebilanz vertieft.

Bei einem Kollektor wird die nutzbare Wärme durch ein Wärmeträgermedium, das den Kollektor durchströmt, abgeführt (Abb. 4.2). Die Differenz zwischen der Energie des eintretenden und des austretenden Wärmeträgermediums ist der vom Wärmeträgermedium abgeführte Wärmestrom \dot{Q}_{Nutz} (Gleichung (4.4)). Dabei ist c_p die spezifische Wärmekapazität, \dot{m} der Massenstrom des Wärmeträgermediums und θ_{ein} bzw. θ_{aus} die Ein- bzw. Austrittstemperatur, mit der das Wärmeträgermedium in bzw. aus dem Kollektor strömt.

$$\dot{Q}_{Nutz} = c_p \dot{m} (\theta_{aus} - \theta_{ein}) \quad (4.4)$$

Damit ergibt sich als Energiebilanz für den Absorber eines Kollektors Gleichung (4.5).

$$\dot{G}_{G,Abs} + c_p \dot{m} \theta_{ein} = c_p \dot{m} \theta_{aus} + \dot{Q}_{Konv,Abs} + \dot{Q}_{Str,Abs} + \dot{Q}_{Refl,Abs} + \dot{Q}_{Leit,Abs} \quad (4.5)$$

Die auf den Absorber auftreffende Globalstrahlung bestimmt sich aus der gesamten Globalstrahlung $\dot{G}_{G,Abs}$ auf die Kollektorabdeckung und dem zugehörigen Transmissionskoeffizienten τ_{Abd} entsprechend Gleichung (4.6).

$$\dot{G}_{G,Abs} = \tau_{Abd} \dot{G}_G \quad (4.6)$$

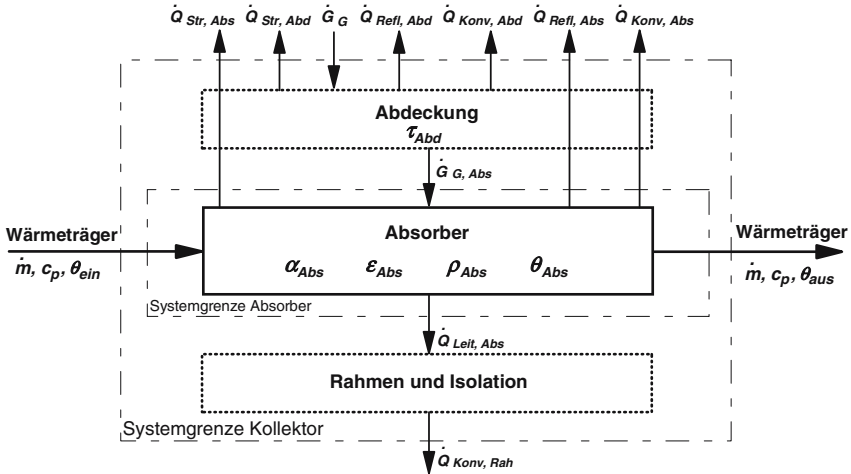


Abb. 4.2 Stationäre Energiebilanz am Kollektor bzw. Absorber (Formelzeichen vgl. Text)

Die Reflexionsverluste des Absorbers $\dot{Q}_{Refl, Abs}$ können aus der auf den Absorber auftreffenden Strahlung und dem Reflexionsgrad berechnet werden; dies beschreibt Gleichung (4.7). Dabei wird vernachlässigt, dass ein kleiner Teil der vom Absorber reflektierten Strahlung von der Abdeckung wiederum in Richtung Absorber reflektiert wird. τ_{Abd} ist dabei der Transmissionskoeffizient der Abdeckung und der Reflexionskoeffizient ρ_{Abs} des Absorbers.

$$\dot{Q}_{Refl, Abs} = \tau_{Abd} \dot{G}_G \rho_{Abs} \quad (4.7)$$

Die Abstrahlungsverluste ergeben sich nach dem Stefan-Boltzmann'schen Strahlungsgesetz aus dem Emissionsgrad ε , der Differenz zwischen der Absorberrtemperatur T_{Abs} und der Oberflächentemperatur der den Kollektor umschließenden Flächen und Volumina T_e in der vierten Potenz (jeweils in Kelvin) und der Stefan-Boltzmann-Konstante σ ($5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K}^4)$) nach Gleichung (4.8). Sie sind außerdem proportional zur abstrahlenden Absorberfläche S_{Abs} .

$$\dot{Q}_{Str, Abs} = \varepsilon_{Abs} \sigma (T_{Abs}^4 - T_e^4) S_{Abs} \quad (4.8)$$

Die konvektiven Wärmeverluste des Absorbers werden zunächst an die Abdeckplatte abgegeben. Im stationären Zustand, wenn sich die Temperatur dieser Platte nicht ändert, wird dieser Wärmestrom von der Platte vollständig nach außen weitergegeben. Dieser konvektive Wärmestrom $\dot{Q}_{Konv,Abs}$ kann näherungsweise als linear angenommen werden. Er ist abhängig von der Differenz zwischen Absorber- und Außenlufttemperatur und kann mit Hilfe des in erster Näherung konstanten Wärmedurchgangskoeffizienten U_{Koll}^* (d. h. von der Temperatur unabhängigen Wärmedurchgangskoeffizienten) beschrieben werden. Es gilt Gleichung (4.9).

$$\dot{Q}_{Konv,Abs} = U_{Koll}^* (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs} \quad (4.9)$$

Der durch Wärmeleitung vom Absorber an den Rahmen und die Isolation abgegebene Wärmestrom $\dot{Q}_{Leit,Abs}$ ist im Vergleich zu den anderen Wärmeströmen sehr klein und kann vernachlässigt werden. Damit ergibt sich für die vom Wärmeträgermedium abgeführte Wärme \dot{Q}_{Nutz} Gleichung (4.10).

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Nutz} = & \tau_{Abd} \dot{G}_G - \tau_{Abd} \rho_{Abs} \dot{G}_G - \\ & U_{Koll}^* (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs} - \varepsilon_{Abs} \sigma (T_{Abs}^d - T_e^d) S_{Abs} \end{aligned} \quad (4.10)$$

Unter Berücksichtigung von Gleichung (4.1) können die ersten beiden Terme in Gleichung (4.10) zusammengefasst werden. Weiterhin weist der Absorber im Regelfall kleine Emissionsgrade auf. Bleibt außerdem die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung gering, wird der letzte Term in Gleichung (4.10) für viele Anwendungsfälle vernachlässigbar. Die gesamten Wärme- und Abstrahlungsverluste können dann näherungsweise mit Hilfe eines die gesamten Wärmeverluste berücksichtigenden Wärmedurchgangskoeffizienten U_{Koll} beschrieben werden, der linear abhängig von der Temperatur ist. Unter diesen Annahmen gilt folgender Zusammenhang (Gleichung (4.11)).

$$\dot{Q}_{Nutz} = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} \dot{G}_G - U_{Koll} (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs} \quad (4.11)$$

In manchen Fällen kann die Nichtberücksichtigung der Abhängigkeit vierter Ordnung eine zu grobe Vernachlässigung sein. Dann kann diese Abhängigkeit durch ein Glied zweiter Ordnung angenähert werden; dies beschreibt Gleichung (4.12). C_1 und C_2 sind entsprechende Hilfskonstanten.

$$\dot{Q}_{Nutz} = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} \dot{G}_G - C_1 (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs} - C_2 (\theta_{Abs} - \theta_e)^2 S_{Abs} \quad (4.12)$$

4.1.5 Wirkungsgrad und solarer Deckungsgrad

Der Wirkungsgrad η der Umwandlung solarer Strahlungsenergie in nutzbare Wärme im Kollektor ergibt sich als Quotient aus dem vom Wärmeträgermedium abgeführten Wärmestrom \dot{Q}_{Nutz} zur auf den Kollektor eingestrahlten Globalstrahlung \dot{G}_G nach Gleichung (4.13).

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{\dot{G}_G} \quad (4.13)$$

Für einen Kollektor mit gegebenen Transmissions- und Absorptionskoeffizienten sowie gegebener Wärmeleitzahl kann der Wirkungsgrad mit Hilfe der Gleichungen (4.11) bzw. (4.12) berechnet werden (Gleichung (4.14) bzw. (4.16)). Für den Fall, dass die Energiebilanz auf eine Kollektorfläche von einem Quadratmeter bezogen wird, ergeben sich die Gleichungen (4.15) bzw. (4.17). $\dot{G}_{G,rel}$ stellt dann die auf einen Quadratmeter Absorberoberfläche (Nettokollektorfläche) auftreffende Globalstrahlung dar. C_1 bzw. C_2 sind Hilfskonstanten zur Berechnung der Kollektornutzwärme.

$$\eta = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} - \frac{U_{Koll} (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs}}{\dot{G}_G} \quad (4.14)$$

$$\eta = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} - \frac{U_{Koll} (\theta_{Abs} - \theta_e)}{\dot{G}_{G,rel}} \quad (4.15)$$

$$\eta = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} - \frac{C_1 (\theta_{Abs} - \theta_e) S_{Abs}}{\dot{G}_G} - \frac{C_2 (\theta_{Abs} - \theta_e)^2 S_{Abs}}{\dot{G}_G} \quad (4.16)$$

$$\eta = \tau_{Abd} \alpha_{Abs} - \frac{C_1 (\theta_{Abs} - \theta_e)}{\dot{G}_{G,rel}} - \frac{C_2 (\theta_{Abs} - \theta_e)^2}{\dot{G}_{G,rel}} \quad (4.17)$$

Bei vorgegebenen Materialkenngrößen wird also der höchste Wirkungsgrad bei der kleinstmöglichen Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung und maximaler Einstrahlung erreicht.

In vielen Anwendungsfällen ist auch der solare Deckungsgrad D_s von Bedeutung. Dieser ist in der Literatur auf unterschiedliche Weise definiert. Hier wird darunter das Verhältnis zwischen der durch die Wandlung von solarer Strahlung vom Solarsystem nach dem Speicher nutzbar abgegebenen Energie zur tatsächlichen Heizwärme-, Trinkwarmwasser- oder Prozesswärmefrage, die für die

Solarenergie teilweise oder vollständig zur Deckung ansteht, verstanden (Gleichung (4.18)). Sämtliche Speicherverluste werden bei dieser Definition demnächst dem Solarsystem zugeordnet. Er ist somit definiert als die Einsparung an konventionellen Energieträgern \dot{Q}_{Zusatz} zu der entsprechenden Wärmenachfrage \dot{Q}_{Bedarf} . Geht man – wie meist üblich und praxisgänglich – von der Substitution von fossilen Energieträgern aus, ist für das ausschließlich konventionelle System meist auch kein oder nur ein sehr kleiner Speicher erforderlich; damit wird der Speicher nur durch das Solarsystem verwendet.

$$D_s = 1 - \frac{\dot{Q}_{Zusatz}}{\dot{Q}_{Bedarf}} \quad (4.18)$$

4.2 Systemtechnische Beschreibung

Neben dem Kollektor besteht eine solarthermische Anlage aus weiteren Systemelementen. Unabdingbar sind dabei ein flüssiges oder gasförmiges Wärmeträgermedium und Leitungen zum Wärmeträgertransport. Im Regelfall sind weiterhin ein Wärmespeicher mit keinem, einem oder mehreren Wärmeübertragern sowie bei bestimmten Konzepten Pumpen mit Antrieb zur Aufrechterhaltung des Wärmeträgerkreislaufes sowie Mess- und Regeleinrichtungen notwendig.

4.2.1 Kollektoren

Kollektoren sind Bestandteile solarthermischer Anlagen, welche die Solarstrahlung großteils in Wärme umwandeln. Ein Teil dieser Wärme wird anschließend von einem Wärmeträgermedium, das den Kollektor durchfließt, abgeführt. Ein Kollektor besteht aus mehreren Bauteilen, auf die im Folgenden eingegangen wird.

Bauteile von Kollektoren. Abb. 4.3 zeigt die wesentlichen Bauteile eines nicht strahlungskonzentrierenden Flüssigkeits- oder Luftflachkollektors. Demnach besteht ein Kollektor aus dem Absorber, der transparenten Abdeckung, dem Gehäuse und der Wärmedämmung. Zusätzlich sind die Wärmeträgerzufuhr und -abfuhr sowie die Befestigungsmöglichkeiten dargestellt. Je nach Kollektorbauart sind nicht alle dargestellten Bauteile vorhanden. Unbedingt notwendig ist aber der Absorber mit den entsprechenden Leitungen für das Wärmeträgermedium. Bei den meisten Bauarten sind allerdings die anderen der im Folgenden beschriebenen Komponenten ebenfalls Kollektorbauanteile.

Absorber. Der Absorber dient zur Umwandlung von kurzwelliger Strahlung in Wärme (photothermische Wandlung). Die Funktion „Strahlungsabsorption“ über-

nimmt ein Absorbermaterial mit möglichst hohem Absorptionsvermögen im Wellenlängenbereich des sichtbaren Lichtes. Umgekehrt wird ein niedriges Absorptions- und damit Emissionsvermögen im Wellenlängenbereich der Wärmestrahlung angestrebt. Zusätzlich muss der Absorber eine gute Wärmeleitung zum Wärmeträger ermöglichen und außerdem temperaturbeständig sein, da üblicherweise im Absorber Temperaturen bis 200 °C auftreten; bei strahlungskonzentrierenden Kollektoren liegen die Temperaturen im Regelfall noch deutlich darüber.

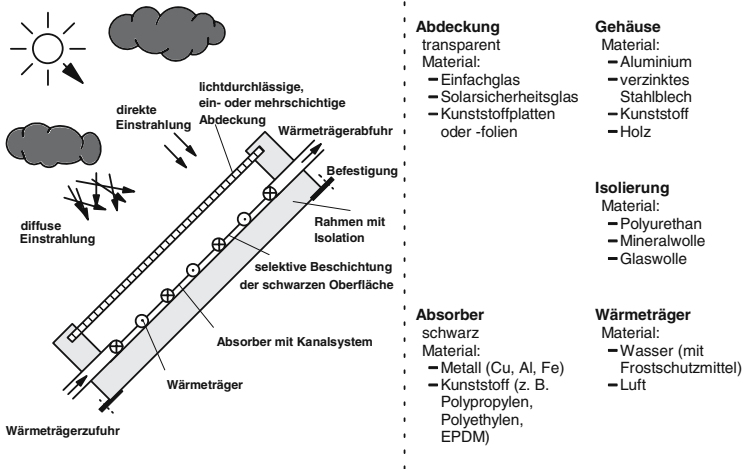


Abb. 4.3 Nichtstrahlungskonzentrierender Flüssigkeitskollektor mit wesentlichen Bauteilen und verwendeten Materialien

Entsprechend diesen Anforderungen kommen als Absorbermaterial vorwiegend Metalle oder Kunststoffe in Frage. Dieses Grundmaterial wird auf der strahlungsempfangenden Seite im einfachsten Fall schwarz angestrichen (maximale Absorbertemperatur ca. 130 °C). Bei einer Vielzahl von Absorbern wird diese Seite auch selektiv beschichtet (maximale Absorbertemperatur ca. 200 °C).

Das Wärmeträgermedium strömt durch Kanäle im Absorberinneren. Der im Absorber in Wärme umgewandelte Energieanteil der auf den Absorber auftreffenden Strahlung wird z. T. an das durchströmende Medium (mittels Wärmeleitung) abgegeben. Das Rohrleitungssystem im Absorber kann sich hinsichtlich Rohrmaterial, Rohrquerschnitt, Rohrleitungslänge und Rohrleitungsanordnung im Kollektor unterscheiden.

Abdeckung. Die transparente Abdeckung eines Kollektors sollte für die Solarstrahlung möglichst durchlässig sein und die langwellige thermische Rückstrahlung des Absorbers zurückhalten. Gleichzeitig sollte sie konvektive Wärmeverluste an die Umgebung reduzieren.

Als Material kommen Glasscheiben, Kunststoffplatten oder Kunststofffolien (z. B. aus Polyethylen oder Teflon) in Frage. Die hohen Materialbeanspruchungen

verursachen bei Kunststoffen oft Versprödung und Blindwerden. Außerdem kann die äußere Oberfläche leicht durch Witterungseinflüsse verkratzt werden. Dadurch sind die Transmissionswerte von Kunststoffabdeckungen oftmals nicht langzeitstabil. Daher hat sich bei den meisten Anwendungsfällen Glas durchgesetzt. Es ist zum Einsatz im Sonnenkollektor meistens als Sicherheitsglas ausgeführt und durch hohe Lichtdurchlässigkeit und Hagelbeständigkeit gekennzeichnet. Zusätzlich kann durch einen niedrigen Eisengehalt das Absorptionsvermögen im kurzwelligen Strahlungsbereich herabgesetzt werden. Dadurch wird ein Aufheizen der Scheibe vermieden, und die konvektiven Wärmeverluste an die kältere Umgebung werden herabgesetzt. Oft sind infrarotreflektierende Schichten an der unteren Seite der Abdeckung aufgedampft mit dem Ziel, die langwellige Wärmestrahlung vom Absorber an die Abdeckung in Richtung Absorber zu reflektieren; damit können die Verluste weiter reduziert werden.

Gehäuse. Aufgabe des Gehäuses ist die Aufnahme der für die Strahlungstransmission, Strahlungsabsorption, Wärmeumwandlung, Wärmeabfuhr und Isolation notwendigen Komponenten. Es kann aus Aluminium, verzinktem Stahlblech, Kunststoff oder Holz bestehen, verleiht dem Kollektor mechanische Festigkeit und dichtet ihn gegen die Umgebung ab. Eine geringe Ventilation muss jedoch gewährleistet sein, damit Über- oder Unterdruck aufgrund von Temperaturschwankungen abgebaut und eventuell auftretende Feuchtigkeit abgeführt werden kann.

Unabhängig vom Material kann für die Kollektoren, die auf Schrägdächern installiert werden, bei der Gehäusebauart zwischen Gehäusen für die Aufdachmontage (über den Dachziegeln) und Gehäusen für eine Dachintegration unterschieden werden. Im Unterschied zu dachintegrierten Gehäusen sind Aufdachgehäuse auf ihrer Rückseite mit einer Wanne (z. B. aus Aluminium) versehen.

Sonstige Komponenten. Hierzu zählt eine Wärmedämmung aus üblichem Dämmmaterial (z. B. Polyurethan, Glaswolle, Mineralwolle). An der Gehäuseaußenseite ist zur Wärmeträgerzufuhr und -abfuhr jeweils ein Rohr angebracht. Außerdem befinden sich außen am Gehäuse die notwendigen Bauteile für die Kollektorbefestigung. Oft werden bei Aufdachkollektoren auch zusätzliche Bauteile angeboten, mit denen eine Aufdachmontage des Kollektors mit einem bestimmten Winkel gegenüber der Dachneigung realisiert werden kann. Dadurch wird der Energieertrag im Regelfall aber nur marginal erhöht. Bei Indachkollektoren werden oft Bleche für die Einspengelung mitgeliefert. Ist eine Temperaturmessung im oder am Kollektor notwendig, sind für die Aufnahme der Messeinrichtungen Bohrungen oder andere Vorrichtungen vorgesehen.

Montage. Meistens werden Kollektoren auf Schrägdächern installiert; hier stellen die Integration in die Dachhaut oder die Aufdachmontage über den bereits verlegten Dachziegeln gängige technische Lösungen dar. Unabhängig von der Montageart

- muss die Statik des Daches die Kollektorlast aufnehmen (Indachkollektoren sind hierbei oft leichter als die ursprünglich meist vorgesehenen Dachziegel),
- soll die Verankerung im Dach eine Abtrennung der Kollektoren vom Dach (z. B. bei Wind) sicher vermeiden und
- darf die Wärmedehnung der Kollektoren und Leitungen nicht behindert werden.

Die Dachintegration ist unauffälliger und billiger als die Aufdachmontage. Sie wird bevorzugt bei Neubauten oder bei größeren Kollektorfeldern auf bestehenden Dächern eingesetzt. Zusätzlich werden dabei die Kosten der Dacheindeckung im Kollektorbereich eingespart. Bei der nachträglichen Montage werden die Kollektoren oft über den Dachziegeln angebracht. Bei dieser einfacheren Montage wird die Dachhaut nicht verletzt, und bei Undichtigkeiten des Kollektors oder Schäden an der Verglasung sind Folgeschäden am Gebäude weitgehend ausgeschlossen.

Die Montage der Kollektoren auf ebenen Flächen (z. B. auf Flachdächern, in Gärten) erleichtert gegenüber der Schrägdachmontage eine optimale Ausrichtung und Neigung. Meist werden dabei standardisierte Gestelle verwendet, in die der Kollektor integriert wird. Bei der Gestellanordnung müssen Abschattungen vermieden werden. Hierbei kann es sinnvoll sein, die Kollektoren nur vergleichsweise gering zu neigen (z. B. 20°). Infolge der hierdurch geringeren internen Abschattung können dann auf der gleichen Grundfläche insgesamt größere Kollektorflächen aufgestellt werden. Außerdem sinken die Aufständerkosten durch kleinere Gestelle und geringere Windlasten. Der Minderertrag durch eine gegenüber der optimalen Aufständerkonstruktion flachere Neigung der Absorberfläche ist bei Anlagen mit kleinen solaren Deckungsgraden gering.

Kollektorbauarten und Anwendungsbereiche. Die verschiedenen Kollektorbauarten können anhand des Wärmeträgermediums und der Art der Strahlungsaufnahme eingeteilt werden. Danach können vier Grundbauarten von Kollektoren unterschieden werden:

- nicht strahlungskonzentrierende Flüssigkeitskollektoren,
- nicht strahlungskonzentrierende Luftkollektoren,
- strahlungskonzentrierende Flüssigkeitskollektoren und
- strahlungskonzentrierende Luftkollektoren.

Innerhalb dieser Grundbauarten gibt es eine Vielzahl von Varianten. Abb. 4.4 zeigt eine Auswahl, von denen sich allerdings nur wenige als Standardlösungen am Markt durchgesetzt haben.

Nicht strahlungskonzentrierende Flüssigkeitskollektoren. Diese am häufigsten angewendete Grundbauart besteht im einfachsten Fall aus einer Absorbermatte mit einem entsprechenden Rohrleitungssystem für den Wärmeträger (Abb. 4.4, links). Oft wird diese Kollektorbauweise als Kollektortyp „Absorber“ bezeichnet. Er findet bevorzugt bei der Beheizung von Freibädern Anwendung.

Werden höhere Temperaturniveaus benötigt, kommen meist Flachkollektoren zum Einsatz (Abb. 4.4, links). Sie können mit einer oder mehreren transparenten Abdeckscheiben versehen werden. Um die konvektiven Wärmeverluste vom

Absorber an die Abdeckung weiter zu reduzieren, kann der Zwischenraum zwischen beiden evakuiert werden; dann spricht man von einem Vakuum-Flachkollektor, bei dem aufgrund des Druckunterschieds die Abdeckscheibe von innen abzustützen ist.

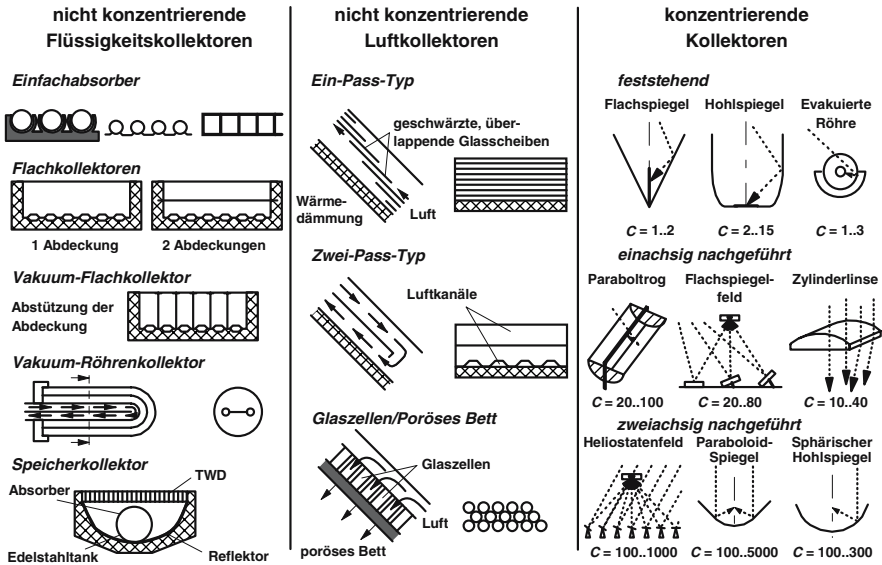


Abb. 4.4 Übersicht über Kollektorbauarten (C Konzentrationsverhältnis; es ist definiert als das Verhältnis von optisch aktiver Kollektorfläche zur bestrahlten Absorberfläche; u. a. nach /4-4/)

Der Speicherkollektor (Abb. 4.4, links) ist eine Sonderform des Flachkollektors. Er vereint die Funktion des Kollektors und des Wärmespeichers in einem Bauteil. Ein druckbeständiger Tank ist im Zentrum eines strahlungsfokussierenden Spiegels angeordnet. Die Tankoberfläche ist selektiv beschichtet oder schwarz gestrichen. Der Speicherkollektor wird direkt mit der Kalt- und Warmwasserleitung verbunden. Durch den Spiegel wird die im Kollektor ankommende Strahlung auf den Tank reflektiert; das den Tank durchströmende Wasser nimmt Wärme auf und kann, eventuell nach weiterer Aufheizung, genutzt werden. Vorteile dieser Konstruktion sind die geringe Bauteilanzahl und die kompakte Bauweise. Nachteilig wirken sich vor allem die hohen konvektiven Wärmeverluste aus, die zur Folge haben, dass die Temperatur im Speicher in der Nacht oder bei schlechtem Wetter deutlich zurückgeht. Bei der Dachmontage ist das Gewicht des Wassers bei der Dachstatik zu berücksichtigen. Zudem wird dieser Kollektor normalerweise mit normalem Leitungswasser durchflossen; dann besteht unter den in Mittel- und Nordeuropa im Winter gegebenen meteorologischen Bedingungen Frostgefahr.

Eine weitere Sonderform der Flüssigkeitskollektoren ist das Wärmerohr, bei dem die Phasenänderung eines im Wechsel verdampfenden und kondensierenden Arbeitsmediums genutzt wird. Dadurch kann Wärme bei sehr geringen Tempera-

turdifferenzen übertragen werden. Trotz dieser und weiterer Vorteile (z. B. Selbstregelung, keine Überhitzungsproblematik) konnte sich dieses Konzept aber aufgrund der vergleichsweise aufwändigen Herstellung bislang kaum durchsetzen.

Nicht strahlungskonzentrierende Luftkollektoren. Abb. 4.4 zeigt auch verschiedene Bauformen nicht konzentrierender Luftkollektoren. Aufgrund des geringen Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Absorber und Luft muss hier die Kontaktfläche zwischen Absorber und Luftstrom großflächig dimensioniert werden. Ermöglicht wird dies z. B. durch berippte Absorber, Mehrpasssysteme oder poröse Absorberstrukturen.

Da keine Frost-, Überhitzungs- und Korrosionsprobleme auftreten, sind Luftkollektoren im Vergleich zu Flüssigkeitskollektoren einfacher aufgebaut. Auch das Austreten des Wärmeträgermediums durch Leckagen ist vergleichsweise unproblematisch. Dem stehen als Nachteile die großen Kanäle und die oft erheblichen Antriebsleistungen für Ventilatoren entgegen.

Luftkollektoren für die Gebäudebeheizung oder die Trinkwarmwasserbereitstellung kommen in Mittel- und Nordeuropa vor allem deshalb kaum in Frage, weil überwiegend Heizungssysteme auf der Basis von Warmwasserverteilungsnetzen üblich sind. Lediglich in Einzelfällen finden sie auch hier Anwendung; dies ist z. B. bei der solaren Trocknung von Nahrungsmitteln bzw. bei Niedrigenergiehäusern mit Abluftwärmerückgewinnung der Fall, die bereits ein Luftverteilsystem besitzen und so auf ein Wasserheizungssystem verzichten können.

Strahlungskonzentrierende Flüssigkeits- oder Luftkollektoren. Bei diesen Kollektorkonzepten wird der direkte Anteil der von der Sonne kommenden Strahlung von Spiegelflächen reflektiert und dadurch auf die Absorberfläche konzentriert. Das Maß für die Konzentration der solaren Strahlung ist das Konzentrationsverhältnis bzw. der Konzentrationsfaktor C . Er ist definiert als das Verhältnis von optisch aktiver Kollektorfläche zur bestrahlten Absorberfläche. Das maximale theoretische Konzentrationsverhältnis von 46 211 berechnet sich aus der Entfernung zwischen der Sonne und der Erde und dem Sonnenradius. Technisch sind derzeit Konzentrationsfaktoren bis maximal 5 000 erreichbar /4-1/, /4-4/.

Vor allem die im Absorber erreichbare Temperatur ist vom Konzentrationsfaktor abhängig (Abb. 4.5). Die theoretisch maximale Absorbertemperatur entspricht bei maximalem Konzentrationsverhältnis gerade der Oberflächentemperatur der Sonne (ca. 5 785 °C). Die real erreichbaren Temperaturen im Absorber sind jedoch deutlich niedriger; mit Rotations-Paraboloid-Spiegeln werden beispielsweise Temperaturen im Absorber von maximal 1 600 °C erreicht /4-4/.

Strahlungskonzentrierende Kollektoren können in drei verschiedene Gruppen eingeteilt werden: feststehende sowie einachsig und zweiachsig nachgeführte Systeme (Abb. 4.4, rechts). Feststehende konzentrierende Kollektoren haben dabei die geringsten und zweiachsig nachgeführte Systeme die höchsten Konzentrationsverhältnisse.

Welches Wärmeträgermedium verwendet wird, hängt vor allem von den erreichbaren Temperaturen ab. Im unteren Temperaturbereich werden Flüssigkeiten vorgezogen. Mit steigender Temperatur werden auch gasförmige Arbeitsmedien eingesetzt.

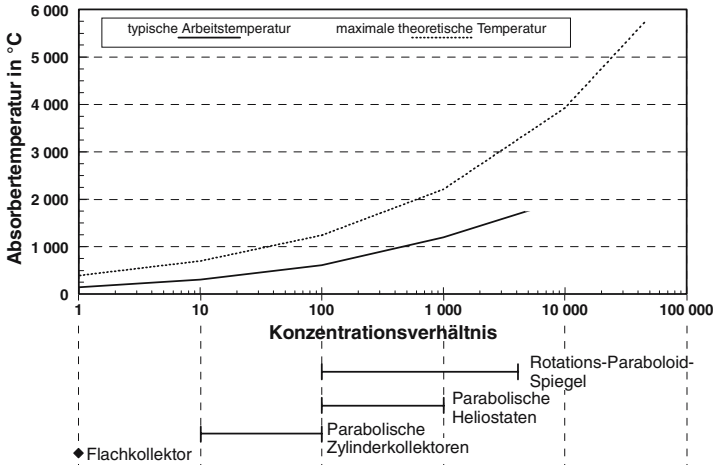


Abb. 4.5 Theoretisch maximale Absorbertemperatur und tatsächliche Temperaturen bei konzentrierenden Kollektoren (u. a. nach /4-1/, /4-4/)

Da nur der Direktanteil der Strahlung konzentriert werden kann, ist die Verwendung von konzentrierenden Kollektoren lediglich in Gebieten mit hohem Direktstrahlungsanteil technisch sinnvoll. In Mittel- und Nordeuropa finden sie daher praktisch keine Anwendung.

Daten und Kennlinien. Für den Kollektorwirkungsgrad sind die optischen Verluste und die Wärmeverluste maßgebend (Kapitel 4.1.4). Die optischen Verluste bestimmen sich aus dem Produkt von Abdeckungstransmissionskoeffizient und Kollektorabsorptionskoeffizient. Dieser Verlustanteil ist lediglich materialabhängig und näherungsweise unabhängig von der Einstrahlung und der Temperatur. Die Wärmeverluste werden zusammen mit den sonstigen nicht konstanten Verlusten durch eine konstante Wärmedurchgangszahl beschrieben (Gleichung (4.11), Kapitel 4.1.4). Dieser Verlustanteil ist in erster Näherung linear abhängig von der Differenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur und umgekehrt proportional der Einstrahlung (Gleichung (4.14), Kapitel 4.1.5).

Die daraus resultierende Wirkungsgradkennlinie für einen einfachen Flachkollektor ist in Abb. 4.6 dargestellt. Die Annahme der linearen Abhängigkeit von der Temperatur führt bei großen Temperaturdifferenzen zu einer zunehmenden Abweichung vom realen Wirkungsgradverlauf. Ursache ist die nichtlineare Zunahme der Wärmeabstrahlung in diesem Temperaturdifferenzbereich. Daher wird in vielen Fällen auch die Kollektorgleichung (4.12) bzw. die Wirkungsgrad-

gleichung (4.17) verwendet, in denen die Wärmeabstrahlung durch einen quadratischen Term angenähert wird.

Abb. 4.6 zeigt außerdem für den gleichen Kollektor den Kennlinienverlauf für unterschiedliche Einstrahlungen. Deutlich wird, dass mit zunehmender Einstrahlung die Näherungsgerade für den Wirkungsgradverlauf flacher verläuft und damit eine Veränderung der Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung einen geringeren Einfluss hat. Trägt man die Kennlinie über die auf die Einstrahlung bezogene Temperaturdifferenz auf, verschmelzen die Kennlinien für unterschiedliche Einstrahlungen annähernd zu einer. Daher wird in vielen Fällen diese Darstellungsart bevorzugt (u. a. /4-1/, /4-2/, /4-3/, /4-4/).

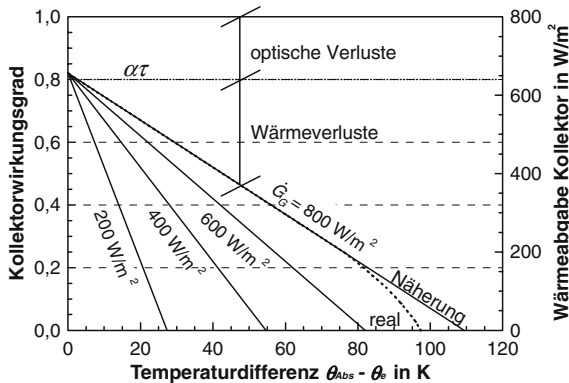


Abb. 4.6 Kennlinienverläufe einfacher Flachkollektoren ($\alpha\tau = 0,82$; \dot{G}_G Globalstrahlung auf die horizontale Empfangsfläche; u. a. nach /4-1/, /4-2/, /4-4/)

Abb. 4.7 zeigt die Kennlinienverläufe für unterschiedliche Bauarten nicht strahlungskonzentrierender Flüssigkeitskollektoren. Ein Einfachabsorber kann einen deutlich steileren Kennlinienverlauf haben und trotzdem hohe spezifische Energieerträge aufweisen, wenn er ausschließlich in Anwendungsfällen eingesetzt wird, in denen die Differenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur im Durchschnitt sehr niedrig ist – dies ist z. B. bei Absorbern für die solare Freibadbeheizung der Fall, da sie nur im Sommer betrieben werden und zudem bei der Freibadanwendung das Temperaturniveau der benötigten Wärme niedrig ist. Bei diesen niedrigen Temperaturdifferenzen ist der optische Kollektorstufigen Wirkungsgrad durch die fehlende Abdeckung ($\tau_{Abd} = 1$) höher als bei den anderen Kollektortypen. Ganzjährig eingesetzte Kollektoren sollten flachere Kennlinienverläufe aufweisen, damit bei höheren Temperaturdifferenzen der Wirkungsgrad nicht zu sehr absinkt.

In Tabelle 4.3 sind einige typische Kenndaten und wichtige Anwendungsbereiche der in Mittel- und Nordeuropa am häufigsten eingesetzten nicht konzentrierenden Flüssigkeitskollektoren dargestellt. Die Temperaturen des Wärmeträgermediums im Kollektor liegen – je nach meteorologischen Bedingungen und Kollektorbauart – im Betrieb zwischen 0 und etwa 100 °C. Typische Anwendungen sind die

solare Freibadbeheizung und die teilweise Deckung der Trinkwarmwassernachfrage in Haushalten. Die gekoppelte solarthermische Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitstellung (solares Kombisystem) kommt ebenfalls immer häufiger zur Anwendung. In Österreich und Schweiz sind bereits 50 % und in Deutschland 30 % der errichteten Kollektorfläche solare Kombisysteme [4-22].

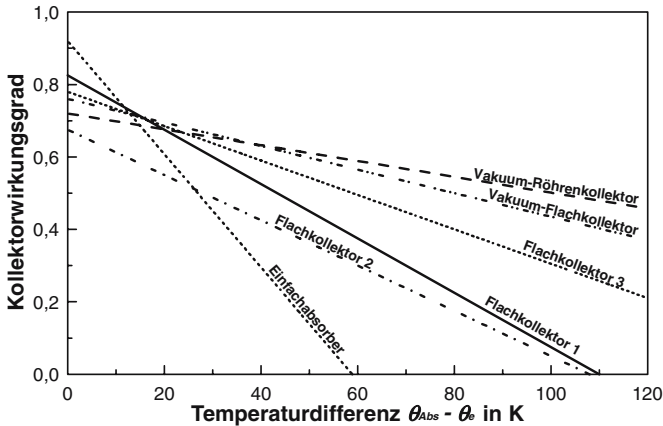


Abb. 4.7 Kennlinienverläufe verschiedener nicht konzentrierender Flüssigkeitskollektoren bei einer solaren Globalstrahlung von 800 W/m^2 (u. a. nach [4-1], [4-2], [4-4])

Kollektorverschaltung. In den meisten Anwendungsfällen sind mehrere Einzelkollektoren zusammengeschaltet. Die Kollektoren können dabei in Reihe oder parallel geschaltet werden; zumeist werden Kombinationen dieser beiden Verschaltungsvarianten eingesetzt. Grundsätzlich wird durch eine Serienschaltung das erreichbare Temperaturniveau erhöht und der Gesamtmassenstrom erniedrigt (Low-Flow). Dem Vorteil, dadurch schnell warmes Wasser verfügbar zu machen, steht dabei als Nachteil ein höherer Wärmeverlust vom Absorber an die Umgebung aufgrund der größeren Temperaturdifferenz entgegen. Der höhere Druckverlust von seriell geschalteten Kollektoren wird durch die geringeren Druckverluste in der Rohrleitung aufgrund des geringeren Gesamtmassenstromes ausgeglichen. Die Pumpenleistung sinkt aufgrund des geringeren Gesamtmassenstroms. Bei der Serienschaltung werden die Kollektorflächen gleichmäßiger durchströmt. Das hydraulische Layout muss auf den Gesamtmassenstrom abgestimmt sein. High-Flow Anlagen werden meist mit internem Wärmeübertrager zur Wärmeabgabe betrieben; Low-Flow Systeme versuchen dahingegen die Speicher so zu beladen, dass das im Kollektor aufgewärmte Wasser im Speicher nicht wieder durch Mischung abgekühlt wird.

Die Kollektoren sind an je eine Sammelleitung für Zu- und Abfluss angeschlossen. Zur gleichmäßigen Verteilung des Wärmeträgers auf die einzelnen Absorber, und damit der Druckverlust in der Verbindungsleitung und somit die Leistung der Umwälzpumpe gering bleibt, sollte die Sammelleitung einen größeren Durch-

messer als die Absorberrohre haben. Aus diesem Grund sollten auch die Fließwege in den parallel geschalteten Kollektoren möglichst gleich sein und Zu- und Abflüsse der Sammelleitungen an gegenüberliegenden Ecken angeschlossen werden (Tichelmann-Verschaltung; u. a. /4-4/). Trotzdem nehmen mit der Anzahl parallelgeschalteter Kollektoren die Durchströmungsunterschiede und damit die Unterschiede der Aufwärmspannen ($\theta_{aus} - \theta_{ein}$) zu. Daher sollten bei großen Kollektorfeldern die parallel verschalteten Kreise über Strangregulierventile abgeglichen werden.

Tabelle 4.3 Kennwerte verschiedener nichtstrahlungskonzentrierender Flüssigkeitskollektorbauarten (u. a. /4-1/, /4-2/, /4-4/)

	Optischer Wirkungsgrad	Thermischer Verlustfaktor in $W/(m^2 K)$	Typ. Temperaturbereich ^a in $^{\circ}C$	Aufwand für Herstellung	Typische Anwendung
Einfachabsorber ^b	0,92	12 – 17	0 – 30	klein	FB
Flachkollektor 1 ^c	0,80 – 0,85	5 – 7	20 – 80	mittel	WW
Flachkollektor 2 ^d	0,65 – 0,70	4 – 6	20 – 80	mittel	WW
Flachkollektor 3 ^e	0,75 – 0,81	3,0 – 4,0	20 – 80	mittel	WW, RH
Vakuum-Flachkollektor	0,72 – 0,80	2,4 – 2,8	50 – 120	groß	WW, RH, PW
Vakuum-Röhrenkollektor	0,64 – 0,80	1,5 – 2,0	50 – 120	sehr groß	WW, RH, PW
Speicherkollektor ^f	ca. 0,55	0,55	20 – 70	sehr groß	WW

FB Freibad; WW Trinkwarmwasser; RH Raumheizung; PW Prozesswärme; ^a mittlere Arbeitstemperaturen; ^b schwarz, nicht selektiv, nicht abgedeckt; ^c nicht selektiver Absorber, einfache Abdeckung; ^d nicht selektiver Absorber, zweifache Abdeckung aus Glas und Unterspannfolie; ^e selektiver Absorber, einfache Abdeckung; ^f Prototyp ISE.

4.2.2 Weitere Systemelemente

Speicher. Für das physikalische Grundprinzip der solarthermischen Wärmegewinnung ist ein Wärmespeicher nicht erforderlich. Jedoch sind in fast allen solarthermischen Anlagen Wärmespeicher integriert. Ursache ist die weitgehende Nichtkorrelation von solarem Strahlungsangebot und Wärmenachfrage.

Aufgabe des Speichers ist es, die im Kollektor mittels Solarstrahlung erzeugte Wärme zu speichern und für die Zeitperioden bereitzuhalten, in denen sie benötigt wird. Dazu muss ein Speicher aus dem Wärmespeichermedium, einer festen Umhüllung mit Wärmedämmmaterial sowie Einrichtungen zur Wärmez- und -abfuhr bestehen.

Für das Wärmespeichermedium ist die Wärmekapazität eine wichtige Kenngröße. Darunter versteht man die Wärmemenge, die zur Temperaturerhöhung einer bestimmten Stoffmenge um 1 K notwendig ist. In Tabelle 4.4 sind die spezifischen Wärmekapazitäten (bezogen auf Masse und Volumen) sowie die Dichten verschiedener Wärmespeichermedien dargestellt. Weitere Kriterien technischer Art, die den Einsatz eines Materials als Wärmespeichermedium bestimmen, sind die Verfügbarkeit, die Verträglichkeit mit anderen Materialien (z. B. Korrosionsgefahr) sowie die Umweltverträglichkeit.

Es kommen verschiedene Speicherbauarten zum Einsatz. Eine Einteilung kann nach der Wärmespeicherungsart (chemisch, thermisch) und dem Zustand des Speichermaterials erfolgen. Im Bereich der Niedertemperatur-Wärmespeicherung (bis ca. 80 °C) wird hauptsächlich die thermische Wärmespeicherung angewendet. Dabei können Flüssigkeitsspeicher (Wasserspeicher), Feststoffspeicher und Latentwärmespeicher unterschieden werden.

Tabelle 4.4 Wärmekapazität und spezifische Dichte unterschiedlicher Wärmespeichermedien bei einer Temperatur von 20 °C (nach /4-14/)

	Wärmekapazität			Dichte
	in kJ/(kg K)	in kJ/(m ³ K)	in kWh/(m ³ K)	in kg/m ³
Wasser	4,18	4 175	1,16	998
Kies, Sand	0,71	1 278 – 1 420	0,36 – 0,39	1 800 – 2 000
Granit	0,75	2 063	0,57	2 750
Ziegelstein	0,84	1 176 – 1 596	0,33 – 0,44	1 400 – 1 900
Eisen	0,47	3 655	1,02	7 860
Öl	1,6 – 1,8	1 360 – 1 620	0,38 – 0,45	850 – 900
Kies-Wasser ^a	1,32	2 895	0,80	2 200

^a 37 Vol.-% Wasser.

Flüssigkeitsspeicher (Wasserspeicher). Dies ist der am häufigsten verwendete Speicher. Im einfachsten Fall handelt es sich um ein Freibadbecken, das dabei eine Mehrfachfunktion ausübt. Meist kommen aber für die Speicherung eigens installierte drucklose oder druckbehaftete Tanks zum Einsatz.

Derartige Speicher können direkt oder indirekt be- und entladen werden. Für die in Mittel- und Nordeuropa meist verwendeten Zwangsumlaufsysteme werden in der Regel Druckspeicher mit einem Wärmeübertrager für den Kollektorkreislauf sowie einem Kaltwasserzulauf und einem Warmwasserablauf verwendet. Oft besitzt der Speicher noch einen zweiten Wärmeübertrager oder einen Elektroheizstab für die speicherinterne Nachheizung. Der Speicher ist zumeist in Zonen unterteilt. Die Solaranlage speist die Wärme an der tiefsten und damit kältesten Stelle ein, damit der Kollektor mit höchstmöglichem Wirkungsgrad betrieben werden kann. Das Volumen für die Nachheizung ist am oberen Ende des Speichers. Seine Größe bestimmt sich aus der Leistung und der gewünschten Mindestlaufzeit der Nachheizung (Abb. 4.8).

Als korrosionsbeständiges und langlebiges Tankmaterial kommen Edelstahl bzw. emaillierter oder temperaturfest (ca. 120 °C) beschichteter Stahl zur Anwendung; in Einzelfällen kann auch temperaturbeständiger glasfaserverstärkter Kunststoff eingesetzt werden. Der Tank ist außen mit Mineralwolle, Weichschaum oder Spezialkunststoffen gedämmt. Zur Vermeidung von Kältebrücken sind insbesondere auch Anschlussflansche und Befestigungen gegen Wärmeverluste zu dämmen. Die trotzdem noch vorhandenen Wärmeverluste liegen bei richtig ausgelegten solarthermischen Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitstellung im Jahresmittel zwischen 10 und 15 % der vom Kollektor an den Speicher abgegebenen Wärme.

Bei internen Wärmeübertragern ist aufgrund der Temperaturschichtung im Kessel – das schwerere kalte Wasser befindet sich unten, das spezifisch leichtere warme Wasser oben – der Wärmeübertrager des Kollektorkreislaufes unten im Speicher anzuordnen. Das Temperaturprofil im Speicher ist auch die Ursache dafür, dass sich bei direkter Be- und Entladung der Kaltwasserzulauf unten und der Warmwasserablauf oben im Speicher befinden. Der Wärmeübertrager für die interne Nachheizung befindet sich im oberen Bereich des Speichers, so dass das untere Volumen ausschließlich der Solaranlage zur Verfügung steht.

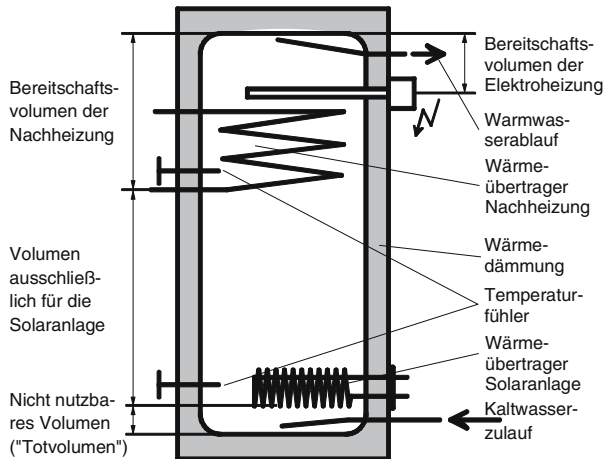


Abb. 4.8 Zonale Unterteilung eines Wasserspeichers für Solaranlagen

Eine Variante dieser Wasserspeicher stellt der Thermosyphon-Speicher dar. Im Gegensatz zu herkömmlichen Speichern wird der untere Wärmeübertrager senkrecht in einem Steigrohr positioniert, so dass bei Betrieb der Solaranlage Wasser aus dem unteren Bereich am Wärmeübertrager vorbeiströmt und der Volumenstrom des jetzt warmen Wasser aufsteigt. Das Steigrohr ist auf der ganzen Länge mit speziell ausgebildeten Austrittsöffnungen versehen. Je nach Temperaturniveau tritt das erwärmte Wasser aus diesen Öffnungen in das Speichervolumen aus, wenn ein weiteres Aufsteigen aufgrund der höheren Temperatur in der darüber liegenden Schicht nicht möglich ist. Dies hat zur Folge, dass je nach Leistung der Kollektoren und damit je nach Solarstrahlungsangebot das erwärmte Wasser immer in der Höhe in den Speicher eingebracht wird, deren Temperaturniveau zur Temperatur des gerade erwärmten Wassers passt. Ein solches Steigrohr wird als Schichtladeeinheit bezeichnet (vgl. Abb. 4.14, rechts).

Bei größeren Kollektorflächen müssen externe Wärmeübertrager eingesetzt werden, da die Wärme mit internen Wärmeübertragern nicht mehr mit den gewünschten kleinen Temperaturverlusten übertragen werden kann. Dies bedingt eine zusätzliche Pumpe zwischen Wärmeübertrager und Speicher. Das durch den

Kollektor aufgewärmte Wasser wird entweder an einer oder zwei fixen Höhen oder über eine Schichtladeeinheit in den Speicher eingebracht /4-11/.

Feststoffspeicher. Feststoffspeicher werden vorrangig in Systemen mit Luftkollektoren eingesetzt und sind oft direkt ins Gebäude integriert. Hierbei handelt es sich entweder um Schüttungen aus Kies oder anderem Gestein oder um massereiche Teile des Gebäudes (z. B. Wände, Fußböden, Decken). Beispielsweise kann sich die Schüttung unter dem Erdgeschossfußboden oder senkrecht in einer Gebäudewand befinden. Feststoffspeicher können aber auch mit Flüssigkeit als Wärmeträger betrieben werden.

Bei losen Gesteinsschüttungen wird die warme Luft vom Kollektor von oben zugeführt; sie gibt ihre Wärme an das Gestein ab, bevor sie den Speicher unten wieder verlässt. Die Wärmeabfuhr verläuft in umgekehrter Richtung. Werden die Gebäudeteile direkt als Speicher verwendet, so spricht man von Hypokausten. Die warme Luft wird durch Kanäle in den Bauteilen geführt und wärmt diese auf. Die Bauteile geben die Wärme dann zeitverzögert und mit geringerer Amplitude an das Gebäude wieder ab. Im Gegensatz zu Geröllspeichern können Hypokausten nur geregelt beladen werden, die Wärmeabgabe ist unregelt.

Da die Wärmekapazität von Gestein deutlich niedriger ist als diejenige von Flüssigkeiten, sind für die gleiche Speicherkapazität etwa 2 bis 3 mal größere Volumina notwendig. Zudem erfordert die Wärmeein- und -ausbringung bei geringen Temperaturdifferenzen große Wärmeübertragerflächen, die gleichmäßig im Speicher verteilt sein müssen. In direkt mit dem Wärmeträger durchströmten Schüttungen und den Hypokausten entfällt dieser Wärmeübertrager. Dem Nachteil des größeren Platzbedarfes steht als Vorteil die einfachere Herstellung gegenüber, denn der Gesteinsspeicher wird drucklos betrieben. Weiterhin werden an ihn wenige Anforderungen bezüglich Dichtigkeit gestellt; zudem kann er auch bei sehr hohen Temperaturen betrieben werden.

Latentwärmespeicher. Die Änderung des Aggregatzustands eines Materials erfolgt bei konstanter Temperatur unter Zu- bzw. Abfuhr von Energie. Dabei muss beim Schmelzen oder Verdampfen Wärme zugeführt werden; dementsprechend wird beim Erstarren und Kondensieren Wärme frei. Schmelz- und Erstarrungstemperatur sowie Verdampfungs- und Kondensationstemperatur sind dabei gleich. Die bei diesen Aggregatzustandsänderungen im Material gespeicherte oder von ihm abgegebene Wärme wird als latente, nicht fühlbare Wärme bezeichnet. Erfolgt die Änderung des Aggregatzustandes bei höheren Temperaturen als der Umgebungstemperatur, kann die latente Wärme im Material gespeichert werden. Zur Wärmespeicherung muss entsprechend Wärme zugeführt werden, so dass die Temperatur bis auf die Temperatur der Aggregatzustandsänderung erhöht wird.

Für die Niedertemperatur-Wärmespeicherung wird nur der Phasenwechsel fest zu flüssig genutzt, da die Volumenvergrößerung beim Phasenwechsel flüssig zu gasförmig bei normalen Drücken nur mit großem Aufwand in geschlossenen Speichern beherrscht werden kann.

Latentwärmespeicher zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte aus. Wärmezufuhr und -abfuhr können zudem bei jeweils annähernd konstanter Temperatur vorgenommen werden. Nachteilig sind vor allem die beim Phasenwechsel auftretenden Volumenänderungen. Verschiedene Materialien können zudem bei der Wärmeabfuhr unterkühlen. Auch die unterschiedliche Wärmeleitfähigkeit im festen und flüssigen Zustand ist problematisch. Werden anorganische Salze verwendet, treten zusätzlich Korrosionsprobleme auf.

Eine Spezialform des Latentwärmespeichers stellen Sorptions-Speicher dar. Als Sorbens kann z. B. Silikagel eingesetzt werden. Bei der Beladung wird über Wärmezufuhr Wasser aus dem Silikagel ausgetrieben. Dies erfolgt ab Temperaturen von 60 °C; damit kann die Wärme, wie sie mit Sonnenkollektoren bereitgestellt werden kann, gut eingesetzt werden. Das getrocknete Silikagel kann leicht gelagert werden. Zur Wärmeentnahme wird Wasserdampf über das Silikagel geführt, welches in einer exothermen Reaktion das Wasser adsorbiert. Die hierbei entstehende Wärme kann genutzt werden. Der Wasserdampf kann aufgrund niedriger absoluter Betriebsdrücke (10 bis 100 mbar) über Sonnenkollektoren im Winter erzeugt werden. Es wird jedoch nur geringfügig mehr Energie bei der Adsorption frei, als für die Erzeugung des Wasserdampfes eingesetzt werden muss, allerdings bei bis zu 40 °C höherer Temperatur. Somit ist der Sorptionsspeicher beim Entladen ein Art Wärmepumpe (vgl. Kap. 8). Die Energiedichten werden mit 150 bis 250 kWh/m³ angegeben [4-24]. Bisher sind jedoch noch keine Latentwärmespeicher für Solaranlagen am Markt verfügbar.

Speicherdauer. Bei der Wärmespeicherung werden Kurzzeit-, Tages- und Saisonspeicher unterschieden. Kurzzeitspeicher speichern Wärme lediglich für einige Stunden. Typisches Beispiel ist der bei Speicherkollektoren in den Kollektor integrierte Wassertank. Tagesspeicher sind in der Lage, Wärme einen bis mehrere Tage zu speichern. Dies ist der klassische Anwendungsfall für solarthermische Trinkwarmwasseranlagen und teilsolare Heizungsanlagen mit solaren Deckungsgraden bis ca. 60 %.

Saisonale Wärmespeicher werden vorrangig dann eingesetzt, wenn die solarthermische Anlage zur möglichst vollständigen Wärmenachfragedeckung dienen soll. Dabei werden große Speichervolumina benötigt. Zur Anwendung können Wasser-, Aquifer- und SONDENSPEICHER kommen.

- Wasserspeicher können über- oder unterirdisch mit wärmegeämmter Stahl- oder Betonumhüllung oder in abgeschlossenen Felskavernen angelegt werden.
- In Aquiferen (d. h. wasserdurchlässige, abgegrenzte Gesteinsformationen) kann die Wärmespeicherung durch Einleitung von warmem und Entnahme von kaltem Wasser über eine bestimmte Brunnenanordnung erfolgen; die Speicherentladung wird genau umgekehrt realisiert (vgl. Kapitel 8).
- Kies-Wasserspeicher bestehen aus einer abgedichteten Wanne, die mit Kies und Wasser gefüllt wird. Diese Speicher sind selbsttragend und daher billig herstellbar. Die Wärmekapazität ist geringer als bei ausschließlichen Wasserspeichern; es kann jedoch ein ähnliches Schichtenverhalten wie bei ausschließlichen Was-

serspeichern erzielt werden. Die Wärme wird über Wärmeübertrager in verschiedenen Schichten des Speichers eingebracht bzw. abgeführt.

- Bei Sondenspeichern wird Erde oder Felsgestein als Speichermedium genutzt. Dabei werden vertikale Sonden in den Untergrund gebohrt oder gerammt (vgl. Kapitel 8). Die Ein- und Ausspeicherung der solar erzeugten Wärme erfolgt über entsprechende Rohre, die im Untergrund als Wärmeübertrager dienen. Als Speichermedien kommen vor allem Fels, Lehm oder Ton in Frage. Zu beachten ist, dass der Speicher nicht in einem Gebiet mit Grundwasserstrom liegen darf, da dieser die Wärme ableiten würde.

Mess- und Regeleinrichtungen. Anzahl und Art der Mess- und Regeleinrichtungen hängt weitgehend vom Anlagenkonzept ab. Naturumlaufanlagen beispielsweise benötigen im Regelfall keine aktiven Regelungseinrichtungen. Bei Zwangsumlaufanlagen, die in Mittel- und Nordeuropa hauptsächlich zur Anwendung kommen, wird der Kollektorkreislauf aber meist mit einer Temperaturdifferenzregelung aktiv geregelt. Temperaturfühler am oder im Kollektor und am oder im Speicher messen die Temperatur und setzen sie in elektrische Signale um. Im Speicher wird die Temperatur bei internen Wärmeübertragern in Höhe des Wärmeübertragers, von dem die Wärme vom Kollektorkreislauf an den Speicher abgegeben wird, gemessen. Bei externen Wärmeübertragern wird die Temperatur an der Stelle des Auslasses zum Wärmeübertrager gemessen. Im Kollektor sollte die Messung an der heißesten Stelle in der Nähe des Ausganges zum Speicher erfolgen. Die beiden Temperaturmesssignale werden im Regler miteinander verglichen; liegt die Kollektortemperatur um einen Sollwert höher als die Speichertemperatur, wird die Kollektorkreislaufpumpe eingeschaltet. Sinkt die Temperaturdifferenz um einen zweiten Sollwert ab, wird die Pumpe abgeschaltet. Bei den gängigen solarthermischen Trinkwarmwasseranlagen beträgt der Sollwert der Einschalttemperaturdifferenz 5 bis 7 K. Für den Sollwert der Abschalttemperaturdifferenz sind etwa 3 K üblich. Die Regelung sollte bis auf 1 K genau sein. Zusätzlich ist die Verwendung von Verzögerungsgliedern sinnvoll, da sonst bei längeren Rohrleitungen Temperaturschwingungen auftreten können.

Neben der Regelung der Umwälzpumpe im Kollektorkreislauf bei Zwangsumlaufanlagen hat die Steuerung das Einhalten von Temperaturgrenzwerten im Speicher und im Kollektorkreislauf zu gewährleisten. Die Speichertemperatur darf einen bestimmten maximal zulässigen Wert nicht überschreiten. Bei den gängigen Tanks solarthermischer Trinkwarmwasserbereitungsanlagen kann beispielsweise bei Temperaturen von mehr als 65 °C Kalk abgelagert werden. Auch muss im Kollektorkreislauf ein Verdampfen des Wärmeträgers entweder sicher vermieden oder der ggf. entstehende Dampf in dafür vorgesehene Anlagenteile abgeführt werden.

Zur Vermeidung derartiger bei Kollektorstillstand ggf. auftretender Probleme gibt es verschiedene Möglichkeiten /4-11/.

- Bei Überschreiten der maximal zulässigen Speichertemperatur kann die Umwälzpumpe im Kollektorkreislauf ganz abgeschaltet werden, um eine weitere

Energiezufuhr in den Speicher zu vermeiden. In diesem Fall erreicht der Kollektor seine Stillstandstemperatur, die bei selektiv beschichteten Kollektoren weit über 140 °C liegt. Hierbei kommt es zu einem Ausdampfen des Kollektorzinhalts. Durch die Volumenzunahme bei der Verdampfung wird günstigstenfalls der gesamte Flüssigkeitsinhalt aus dem Absorber gedrückt und von einem entsprechend dimensionierten Ausdehnungsgefäß aufgenommen. Im schlechtesten Fall muss der gesamte Flüssigkeitsinhalt des Kollektors verdampfen und im System wieder kondensiert werden. Dies geschieht normalerweise im Wärmeübertrager zum Speicher. In diesem Fall muss das Ausdehnungsgefäß zusätzlich das Volumen der Rohrleitungen aufnehmen können [4-25]. Das Ausdampfen wird in vielen Fällen angewendet, zumal hierbei keine Hilfsenergie benötigt wird. In der letzten Zeit werden auch temperaturbeständige Wärmeträger angeboten, so dass bei dieser Betriebsweise keine Gefahr der vorzeitigen Alterung des Wärmeträgers besteht. Die Umwälzpumpe sollte aber nach einem Kollektorstillstand erst wieder einschalten, wenn die Kollektortemperatur unter 100 °C abgesunken ist, damit sich mit Sicherheit kein ausgedampftes Medium mehr im Kollektor befindet.

- Das Drain-Back Kollektorsystem löst die Stillstandsproblematik dadurch, dass ein Gasvolumen (Stickstoff oder Luft) in die Leitung vom Kollektor zum Speicher entweder im Speicher selbst oder in einem zwischengeschalteten Gefäß eingebunden wird. Beim Betrieb der Anlage rinnt die Wärmeträgerflüssigkeit durch das Gasvolumen. Bei Kollektorstillstand bewegt sich das Gasvolumen in den Kollektor und die Kollektorflüssigkeit füllt den vormaligen Gasraum. Dies geschieht ohne Zusatzenergie, bedingt jedoch, dass sich der Kollektor auch selbsttätig entleeren kann (fallende Rohre, keine „Flüssigkeitssäcke“). Das Gas im Kollektor kann sich nun auf die Stillstandstemperatur erhitzen, ohne dass der Wärmeträger verdampfen muss. Beim Wiederauffahren drückt die Umwälzpumpe das Gasvolumen aus dem Kollektor wieder in den vorgesehenen Behälter. Sie muss daher eine größere Förderhöhe als herkömmliche Umwälzpumpen aufweisen. Das Gasvolumen dient gleichzeitig als Ausdehnungsgefäß. Ist das Gasvolumen so dimensioniert, dass im Stillstand alle Anlagenteile, welche der Außentemperatur ausgesetzt sind, mit Gas gefüllt sind, kann der Kollektorkreis sogar ohne Frostschutz betrieben werden.
- Durch einen Betrieb der Umwälzpumpe in der Nacht kann der Kollektorkreislauf auch zum Kühlen des Speichers benutzt werden. Durch die im Vergleich zum Speicher sehr viel höheren Wärmeverluste des Kollektorkreislaufs kühlt dadurch der Speicher beispielsweise in der Nacht soweit ab, bis eine definierte Grenztemperatur unterschritten wird. Diese Temperatur muss so gewählt sein, dass der Speicher bei schönem Wetter am nächsten Tag vom Kollektor nicht über seine Maximaltemperatur aufgeheizt wird. Nachteilig ist hier, dass diese Art der Kühlung auf den Einsatz von Hilfsenergie angewiesen ist und damit bei Stromausfall keine Wärmeabfuhr mehr erfolgen kann; außerdem müsste eigentlich das Wetter des nächsten Tages für die Entscheidung des Kühlens des Speichers in der Nacht bekannt sein.

- Es kann auch eine eigene Wärmeabfuhrmöglichkeit in das System integriert werden, die von der Regelung je nach Nachfrage angeschaltet wird (z. B. Schwimmbad, Wärmeübertrager am Dach). Aber auch hier stellt sich das Problem der Hilfsenergie.

Neben den beiden Aufgaben – Umwälzpumpenregelung und Grenztemperatureinhaltung – muss eine entsprechende Regelung auch für die Nachheizung im Falle einer zu geringen Einstrahlung sorgen.

Wärmeträgermedium. An das Wärmeträgermedium werden u. a. folgende Anforderungen gestellt:

- hohe spezifische Wärmekapazität,
- niedrige Viskosität, d. h. gute Fließ- und Strömungseigenschaften,
- kein Gefrieren oder Sieden im Betriebstemperaturbereich,
- keine Begünstigung von Korrosion im Leitungssystem,
- keine Brennbarkeit sowie
- Ungiftigkeit und biologische Abbaubarkeit.

Wasser erfüllt die meisten dieser Anforderungen sehr gut. Problematisch ist jedoch die Einfrierungsgefahr bei Temperaturen unter 0 °C. Wasser ohne Zusätze ist daher nur in den wärmeren Zonen der Erde ohne Frostgefahr problemlos verwendbar.

In Mittel- und Nordeuropa werden daher überwiegend Mischungen aus Wasser und Frostschutzmittel verwendet. Dem Frostschutzmittel wird meistens zusätzlich noch ein Korrosionsschutzmittel beigemischt, da Mischungen aus Wasser und Frostschutzmittel korrosiver wirken als reines Wasser. Die gängigsten Stoffe sind Äthylenglykol und Propylenglykol; bei Trinkwarmwasseranlagen wird meistens das lebensmittelechte Propylenglykol eingesetzt. Nachteile dieser Beimischung sind die im Vergleich zu Wasser geringere spezifische Wärmekapazität, die höhere Viskosität und die verringerte Oberflächenspannung. Die Mischung kann daher durch Poren dringen, die für reines Wasser undurchlässig sind. Zudem sind die Druckverluste höher und der Wärmeübergang schlechter, so dass wesentliche Komponenten (Pumpen, Leitungsquerschnitte, Wärmeübertrager) an dieses Gemisch angepasst werden müssen. Seit kurzem sind auch speziell für Solaranlagen mit Stillstandsbetrieb bis 290 °C beständige Wärmeträger auf Basis von Propylenglycol in Verbindung mit Alkylenglykolen und vollentsalztem Wasser verfügbar /4-16/.

Leitungen. Kollektor und Speicher werden durch Leitungen miteinander verbunden. Anlagengröße und Absorbermaterial bestimmen hier die Materialauswahl. Meistens werden Rohre aus hartem oder weichem Kupfer oder Edelstahl-Wellrohre eingesetzt; daneben kommen auch Rohre aus Stahl und Polyethylen zur Anwendung. Besteht der Absorber aber aus Aluminium, ist die Verwendung von Kupferrohren aufgrund der damit verbundenen Korrosionsgefahr nicht sinnvoll und es muss zumindest eine galvanische Trennung vorhanden sein.

Im praktischen Betrieb solarthermischer Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitstellung sind je Quadratmeter Kollektorfläche Durchflüsse von 30 bis 50 l/h üb-

lich. Seit einigen Jahren werden auch Anlagen mit geringeren Durchflüssen (10 bis 15 l/h je Quadratmeter Kollektorfläche), sogenannte Low-Flow Konzepte, eingesetzt (u. a. /4-4/, /4-11/). Schon bei einem einzigen Durchlauf durch den Kollektorkreislauf kann hier der Wärmeträger um die gewünschte Temperaturdifferenz erwärmt werden. Den Vorteilen der geringeren Druckverluste in den Leitungen und der schnelleren Bereitstellung warmen Wassers aus dem Kollektorkreislauf aufgrund der höheren Temperaturen im Kollektor stehen aber höhere Wärmeverluste im Kollektor und damit geringere spezifische Energieerträge entgegen. Außerdem ist bei diesen Systemen eine längere Serienschaltung der Kollektoren notwendig, um turbulente Strömung und damit einen guten Wärmeübergang im Kollektor zu erhalten. Solche Low-Flow Konzepte sind außerdem nur über externe Wärmeübertrager in Verbindung mit mehreren Einspeisehöhen in den Speicher oder Schichtladeeinheiten über externe bzw. speziell konstruierte interne Wärmeübertrager sinnvoll (vgl. Abb. 4.14, rechts).

Querschnitt und Verlegungsart der Rohre bestimmen den zu überwindenden Druckabfall und die in den Leitungen enthaltene Masse des Wärmeträgermediums. Große Querschnitte vermindern den Druckabfall; sie erschweren aber die Regelung, da die träge Masse des Rohrleitungsnetzes mit dem Querschnitt zunimmt. Außerdem vergrößert sich dadurch auch die Leitungsoberfläche, wodurch die Wärmeverluste entsprechend ansteigen.

Zur Verminderung der Wärmeverluste sind die Leitungen des Kollektorkreislaufes zu dämmen. Als Materialien kommen Mineralwolle, Polyurethan-Rohrschalen und Schaumgummi in Frage. Zunehmend werden zur schnellen Montage vorisolierte Doppelrohre aus Edelstahl-Wellrohr mit inkludierter Kollektorfühlerleitung verwendet.

Die trotz der Wärmedämmung noch auftretenden Wärmeverluste in den Leitungen liegen bei den gängigen solarthermischen Anlagen zur Warmwasserbereitstellung bei etwa 10 bis 15 % der vom Kollektor abgegebenen Energie /4-1/.

Wärmeübertrager. Wärmeübertrager, früher auch als Wärmetauscher bezeichnet, dienen der Wärmeübertragung von einem Medium auf ein anderes bei gleichzeitiger Stofftrennung. Sie sind notwendig, wenn der Speicher indirekt be- oder entladen wird. Die übertragene Wärme ist abhängig von

- der Temperaturdifferenz zwischen beiden Medien,
- der Oberfläche des Wärmeübertragers und
- der Strömungsgeschwindigkeit auf beiden Seiten des Wärmeübertragers.

Bei solarthermischen Anlagen werden externe und interne Wärmeübertrager eingesetzt.

Ein Vorteil interner Wärmeübertrager ist der geringe Platzbedarf. Von Nachteil sind die relativ kleine Wärmeleistung, die größere notwendige Temperaturdifferenz und die beschränkte Größe. Verwendet werden Glattrohr- oder Rippenrohrwärmeübertrager. Teilweise kommen auch Doppelmantelwärmeübertrager zum Einsatz.

Externe Wärmeübertrager werden fast immer als Gegenstromwärmeübertrager ausgeführt. Gebräuchlich sind Rohrbündel- (für Großanlagen), Platten- und Koaxialwärmeübertrager. Vorteile externer Wärmeübertrager sind die höheren Wärmeübertragungsleistungen bei geringerer Temperaturdifferenz sowie die Möglichkeit, das erwärmte Wasser oben im Speicher einzubringen. Daher werden sie bevorzugt bei Kollektorflächen größer als 15 bis 20 m² eingesetzt. Es kann eine bessere Temperaturschichtung im Speicher als bei internen Wärmeübertragern erreicht werden. Nachteilig sind die höheren Wärmeverluste, der größere Platzbedarf und eine zusätzlich benötigte Pumpe im Sekundärkreis.

Im groben Durchschnitt wird je Quadratmeter Kollektorfläche bei Warmwasseranlagen mit internem Wärmeübertrager eine berippte Tauscherfläche von etwa 0,4 m² bei Rippenrohren und von rund 0,2 m² bei glatten Tauscherrohren benötigt /4-8/. Bei externem Wärmeübertrager kann die Tauscherfläche aufgrund des besseren Wärmeüberganges auf 0,05 bis 0,08 m² reduziert werden /4-11/.

Pumpen. In solarthermischen Anlagen mit Zwangsumlauf ist zur Aufrechterhaltung des Kollektorkreislaufes eine Pumpe notwendig. Bei den gängigen solarthermischen Trinkwarmwasseranlagen in Haushalten sind Durchflussmengen von 30 bis 50 l/(h m²_{Kollektorfläche}) üblich (High-Flow) /4-1/. Für Low-Flow Anlagen betragen die Durchflüsse zwischen 10 und 15 l/(h m²_{Kollektorfläche}). Nach diesem Volumenstrom richtet sich auch die Leistung der Kollektorkreisumpen.

Bei High-Flow Anlagen handelt es sich ausnahmslos um einfache, häufig leistungsumschaltbare Kreislumpen. Bei Low-Flow oder Drain-Back Systemen kommen demgegenüber Flügelzellen- oder Zahnradpumpen zur Anwendung, die auch bei größerer Förderhöhe und kleinem Volumenstrom einen guten Wirkungsgrad aufweisen.

Diese Pumpen werden im Regelfall elektrisch angetrieben; sie sind meist direkt an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen. Sie können aber auch, dann als Gleichstrompumpen, mit einem Photovoltaikmodul entsprechender Leistung verbunden sein. Bei dieser aufwändigeren und teureren Art der Pumpstrombereitstellung kann der Vorteil genutzt werden, dass von der Pumpe meist dann elektrische Energie benötigt wird, wenn das entsprechende Solarenergieangebot vorhanden ist. Damit korrelieren in diesem Fall Strahlungsangebot und elektrische Energienachfrage. Ein elektrischer Energiespeicher kann entfallen, obwohl die Pumpe netzautark betrieben wird.

Die für den Antrieb der Pumpe benötigte elektrische Energie liegt bei den gängigen solarthermischen Anlagen zur Trinkwarmwasserbereitstellung in der Größenordnung von etwa 1 bis 2 % bezogen auf die am Ausgang der Solaranlage verfügbare Wärme. Bei größeren Anlagen ist die benötigte elektrische Energie aufgrund besserer Pumpenwirkungsgrade noch geringer.

4.2.3 Energiewandlungskette und Verluste

Energiewandlungskette. Eine aus den beschriebenen Systemkomponenten aufgebaute solarthermische Anlage wandelt solare Strahlungsenergie in nutzbare Wärme um. Abb. 4.9 zeigt die gesamte Energiewandlungskette einer derartigen solarthermischen Anlage mit Kollektor, Wärmeträgermedium und Wärmespeicher (optional). Photonen der solaren Strahlung werden demnach vom Absorber absorbiert und versetzen die Absorberatome in Schwingungen. Dadurch steigt die Temperatur des Absorbers; es entsteht Wärme. Ein Teil dieser Wärme wird durch Wärmeleitung im Absorber zu den Absorberrohren, die vom Wärmeträger durchflossen werden, transportiert. Diese Wärme wird an den Wärmeträger abgegeben und mit ihm weiter transportiert. Meist wird die Wärme dann über einen Wärmeübertrager an ein Wärmespeichermedium abgegeben, bevor sie an den Verbraucher abgegeben wird.

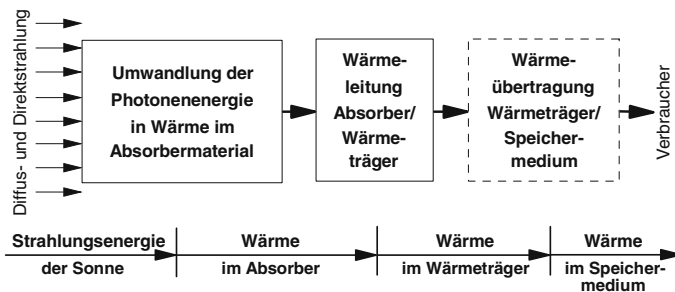


Abb. 4.9 Energiewandlungskette der solarthermischen Wärmenutzung

Verluste. Die verschiedenen Verlustmechanismen bewirken, dass nur ein Teil der solaren Einstrahlung als Wärme dem Verbraucher zur Verfügung steht. Abb. 4.10 zeigt den Energiefluss einer solarthermischen Anlage mit Flachkollektor, Zwangsdurchlauf und Ein- bis Zweitagesspeicher zur Unterstützung der Trinkwarmwasserbereitung für einen privaten Haushalt mit 3 bis 5 Personen nach dem heutigen Stand der Technik. Bei einer Kollektorfläche von ca. 6 m^2 beträgt der solare Deckungsgrad im Jahresmittel 50 bis 60 %. Im Sommer liegt er entsprechend höher – bei über 90 % –, und im Winter sinkt er auf unter 15 % ab.

Die relativen Verlustangaben in Abb. 4.10 sind über das Jahr gemittelte Größen. Sie gelten für mitteleuropäische meteorologische Verhältnisse und sind auf die Sonneneinstrahlung auf den Kollektor bezogen. Große Verluste von ca. 25 % entstehen demnach durch Kollektorstillstand dann, wenn der Speicher bereits auf seine Maximaltemperatur aufgeheizt wurde oder die zum Beladen des Speichers notwendige Temperatur im Kollektor noch nicht erreicht ist. Die größten Verluste mit zusammengenommen rund 38 % treten im Kollektor bei der Umwandlung der solaren Strahlung in Wärme bzw. vor ihrem Weitertransport durch den Wärmeträger auf.

Insgesamt ergibt sich ein gesamter Systemnutzungsgrad derartiger Solarsysteme von rund 25 % von der Sonneneinstrahlung bis zur nutzbaren Wärme des Trinkwarmwassers (hier werden alle Verluste des Trinkwarmwasserspeichers der Solaranlage zugerechnet) bzw. von 32 % bis zur Abgabe der Wärme des Kollektors in den Trinkwarmwasserspeicher. Bei einer Einstrahlung auf die Kollektorebene zwischen 3 760 und 4 520 MJ/(m² a) entspricht dies einem jährlichen Energieertrag am Ausgang der Solaranlage zwischen 1 200 und 1 450 MJ/(m² a) bzw. 330 bis 400 kWh/(m² a).

Für den Gesamtsystemnutzungsgrad sind Anlagendimensionierung und Abstimmung der einzelnen Anlagenkomponenten aufeinander entscheidend. Gesamtsystemnutzungsgrad und solarer Deckungsgrad sind einander wechselseitig beeinflussende Größen. Bei vorgegebener Kollektorfläche erhöht sich der solare Deckungsgrad mit zunehmendem Gesamtsystemnutzungsgrad (z. B. durch die Verwendung besserer Kollektoren, durch eine Verringerung der Leitungsverluste oder durch eine bessere Speicherwärmedämmung oder eine Speichervolumenvergrößerung). Erhöht sich bei einem bereits ausgelegten System der solare Deckungsgrad z. B. dadurch, dass die Trinkwarmwassernachfrage sinkt, verringert sich der Gesamtsystemnutzungsgrad. Ursache ist, dass unter diesen Umständen der Kollektor im Sommer zuviel solare Strahlung in Wärme umwandelt, die nicht genutzt werden kann. Wird andererseits bei sonst gleicher Auslegung die Kollektorfläche vergrößert, erhöht dies zwar den solaren Deckungsgrad, verringert aber ebenfalls den Gesamtsystemnutzungsgrad, da der weitaus größte Teil der zusätzlichen Wärme im Sommer anfällt, in dem der solare Deckungsgrad schon nahe bei 100 % liegt. Damit geht im Sommer überschüssige Wärme verloren.

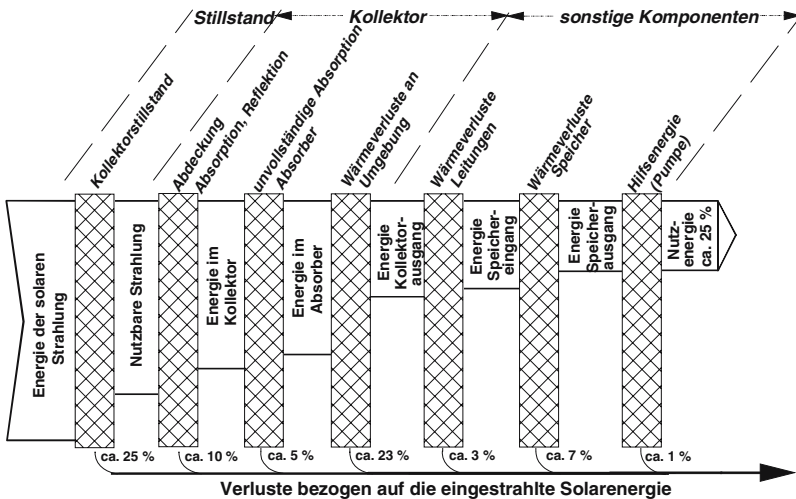


Abb. 4.10 Energiefluss einer solarthermischen Zwangsdurchlaufanlage mit Flachkollektor zur Unterstützung der Trinkwarmwasserbereitung eines Haushaltes

4.2.4 Anlagenkonzepte

Die beschriebenen Systemkomponenten bilden zusammen die Solaranlage. Eine Systematisierung der Vielzahl von Anlagenausführungen kann nach der Art des Wärmeträgerumlaufs durchgeführt werden /4-2/. Damit können

- Anlagen ohne Umlauf (Speicherkollektoren),
 - Naturumlaufanlagen (Thermosyphon-Systeme) und
 - Zwangsumlaufanlagen
- unterschieden werden.

Wird die Ausbildung des Solarkreislaufs als Unterscheidungsmerkmal herangezogen, lassen sich

- offene Systeme sowie
- geschlossene Systeme

unterscheiden. Ausgehend von diesen Merkmalen lassen sich fünf Grundprinzipien von Solaranlagen definieren. Sie sind mit den für die Funktionsfähigkeit und den sicheren Anlagenbetrieb unabdingbar notwendigen Anlagenkomponenten in Abb. 4.11 dargestellt /4-2/.

Anlagen ohne Umlauf (Abb. 4.11, a). Bei diesem einfachsten aller möglichen Grundprinzipien sind Wärmeträger und die tatsächlich vom Nutzer verwendete Flüssigkeit dasselbe Medium. Hier wird innerhalb des ganz normalen Trink- oder Trinkwarmwasserkreislaufes ein entsprechender Kollektor integriert. Beim Durchströmen des Kollektors wird das Wasser erwärmt und kann anschließend genutzt werden. Dieses Grundprinzip wird beispielsweise bei Speicherkollektoren angewendet.

Offene Naturumlaufsysteme (Abb. 4.11, b). Dieses einfachste der Umlaufkonzepte besteht aus dem Kollektor, den Vor- und Rücklaufleitungen und einem drucklosen, offenen Speicher. Ursache des Naturumlaufs ist die Dichteabnahme einer Flüssigkeit mit steigender Temperatur. Beispielsweise beträgt die Dichte von Wasser bei 20 °C 998 kg/m³ und bei 80 °C dagegen nur noch 972 kg/m³. Diese Dichteunterschiede zwischen heißem Fluid im Kollektor und in der Kollektorrücklaufleitung und dem kalten Fluid im Speicher und in der Kollektorvorlaufleitung sorgen dann für einen Kreislauf im System, wenn der Speicher mit dem kälteren Medium oberhalb des Kollektors angeordnet ist.

Den antreibenden Kräften durch die Dichteunterschiede stehen die Strömungsdruckverluste durch die Rohrreibung entgegen. Auftriebsdruck und die durch die Strömung hervorgerufenen Druckverluste sind im stationären Zustand gleich; daraus ergibt sich der Massenstrom des Fluids. Nimmt die Strahlungsintensität zu, steigt die Kollektoraustrittstemperatur und damit die Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektor. Dadurch vergrößert sich der Massenstrom; es wird vermehrt Wärmeträgermedium und damit auch Wärme zum Speicher transportiert und an das Speichermedium abgegeben. Als Folge davon nimmt die Temperatur im Kollektor wieder ab. Es handelt sich damit um ein selbstregulierendes System,

das zumindest in dieser einfachen Version ohne Mess- und Regeleinrichtungen auskommt.

Das Naturumlaufsystem ist in diesem Fall offen. Durch den Kollektor fließt dieselbe Flüssigkeit, die im erwärmten Zustand direkt an den Nutzer abgegeben und von diesem verwendet wird. Da in südlichen Ländern im Regelfall keine Frostgefahr besteht und somit das Wärmeträgermedium im Kollektorkreislauf nicht einfrieren kann, sind solche Anlagen dort weit verbreitet. Dabei muss der Kollektorkreislauf korrosionsbeständig sein, da er im Regelfall vom Trinkwasser durchflossen wird.

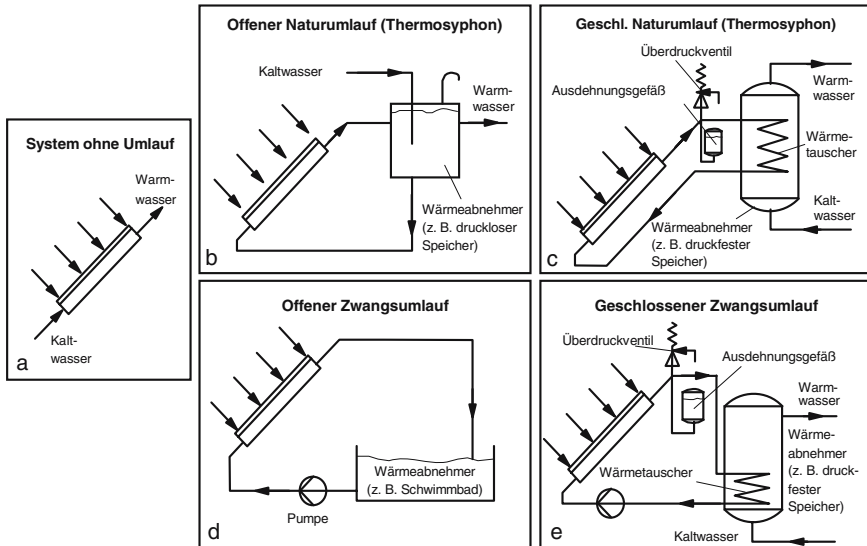


Abb. 4.11 Grundkonzepte für aktive solarthermische Anlagen (nach /4-2/)

Geschlossene Naturumlaufsysteme (Abb. 4.11, c). Um der Frost- und Korrosionsgefahr vorzubeugen, kann der Kollektorkreislauf bei Naturumlaufanlagen geschlossen werden. Dann ist allerdings ein Wärmeübertrager notwendig, der die im Kollektorkreislauf enthaltene Wärme üblicherweise an einen Speicher abgibt, von dem aus die Wärme weiter verteilt wird.

Da der Kreislauf von der Umgebung abgeschlossen ist, befindet er sich in der Regel unter höherem Druck. Zum sicheren Betrieb müssen daher ein Ausdehnungsgefäß und ein Überdruckventil im Primärkreislauf vorhanden sein. Werden derartige Systeme in frostgefährdeten Gebieten eingesetzt, sind frostsichere Wärmeträger zu verwenden und Speicher, Kalt- und Warmwasseranschlussleitungen gegen Frost zu schützen.

Offene Zwangsumlaufsysteme (Abb. 4.11, d). Kann der Wärmeabnehmer nicht oberhalb der Kollektoren angeordnet werden, muss dem Wärmeträgermedium

durch eine Pumpe ein Umlauf aufgezwungen werden. Der Vorteil, Kollektoren und Wärmeabnehmer unabhängig voneinander anzuordnen, hat beispielsweise bei der Beheizung von Freibädern Bedeutung, in denen die Kollektoren üblicherweise auf Dächern oder auf Freiflächen oberhalb des Speichers angeordnet sind.

Wenn sich das Fluid im Kollektor schneller abkühlt als im Vorlauf, kann es nachts – wenn die Pumpe nicht betrieben wird – zur Umkehrung des Kreislaufs kommen. In diesem Fall drückt kalte Flüssigkeit aus dem Kollektor nach unten und entzieht dem Speicher bzw. Wärmeübertrager warmes Fluid. Dies kann z. B. durch den Einbau eines Rückschlagventils in der Kollektorrücklaufleitung verhindert werden.

Geschlossene Zwangsumlaufsysteme (Abb. 4.11, e). Das den Kollektorkreislauf durchfließende Medium ist bei offenen Zwangsumlaufanlagen üblicherweise normales Wasser. Deshalb sind diese Anlagen den gleichen Frost- und Korrosionsgefahren wie offene Naturumlaufanlagen ausgesetzt. Zur Vermeidung von Einfrierungen wird der Zwangsumlauf geschlossen und mit einer frostsicheren Flüssigkeit durchströmt. Dieses Konzept des geschlossenen Zwangsumlaufs stellt für die meisten Anwendungsfälle in Mittel- und Nordeuropa die sinnvollste Lösung dar. Bei Anwendungen in Gebäuden befindet sich der Kollektor üblicherweise auf dem Dach. Der Abnehmer der Kollektorkreislaufwärme ist im Normalfall ein Speicher im Keller. Wie beim geschlossenen Naturumlaufsystem wird zusätzlich ein Ausdehnungsgefäß und ein Überdruckventil benötigt. Zudem ist wie beim offenen Zwangsumlaufsystem ein Rückschlagventil notwendig.

4.2.5 Anwendungen solarthermischer Anlagen

Solare Freibadbeheizung. Eine der günstigsten Anwendungen der Solarthermie ist die Freibadbeheizung; hier korrelieren die zeitlichen Verläufe von Wärmenachfrage und solarem Strahlungsangebot weitgehend. Zusätzlich kann ein externer Wärmespeicher entfallen, da das wassergefüllte Freibadbecken die Speicherfunktion übernehmen kann. Da das Beckenwasser nur auf vergleichsweise niedrige Temperaturen (maximal ca. 28 °C) aufgeheizt werden muss, bringt die Verwendung von einfachen und kostengünstigen nicht abgedeckten Absorbermatten, die entweder auf dem Freibaddach oder einer anliegenden Freifläche installiert werden, hohe Energieerträge.

Abb. 4.12 zeigt das Schema und die Wärmeströme eines solarbeheizten Freibades. Ob eine Zusatzheizung auf der Basis fossiler Energieträger notwendig ist, hängt von den standortspezifischen Anforderungen ab. Demnach setzen sich die Wärmegewinne des Freibads zusammen aus der von den Absorbern an das Becken abgegebenen Energie \dot{Q}_{Abs} , aus den Wärmegewinnen durch die Einstrahlung in das Becken \dot{Q}_G und aus der Wärmeabgabe der Beckenbenutzer \dot{Q}_{Mensch} . Dem stehen als Verluste die konvektiven Wärmeverluste \dot{Q}_{Konv} , die Abstrahlungsverluste \dot{Q}_{Str} und die Verdunstungsverluste an der Wasseroberfläche \dot{Q}_{Verd} sowie die Transmissions-

verluste in das Erdreich \dot{Q}_{Trans} entgegen. Durch den Wasserumlauf (\dot{m}_{ein} bzw. \dot{m}_{aus}) geht ebenfalls ein kleiner Teil an Wärme verloren, da das ins Beckenwasser einströmende Wasser kälter ist als das hinausströmende Wasser.

Die Summe der Strahlungs- und Konvektionsverluste (\dot{Q}_{Str} und \dot{Q}_{Konv}) ist näherungsweise linear abhängig von der Differenz zwischen der Beckenwassertemperatur und der mittleren Lufttemperatur. Liegt die Außentemperatur über der Beckenwassertemperatur, kehrt sich der konvektive Wärmestrom um; dann nimmt das Beckenwasser aus der Umgebung konvektiv Wärme auf. Die Wärmeverluste aufgrund von Verdunstung sind abhängig von der Beckenoberfläche, der Windgeschwindigkeit, der Luftfeuchtigkeit und der Temperaturdifferenz des Wassers zur Umgebung. Die Transmissionsverluste an das Erdreich sind gering und machen rund 3 % der gesamten Verluste aus.

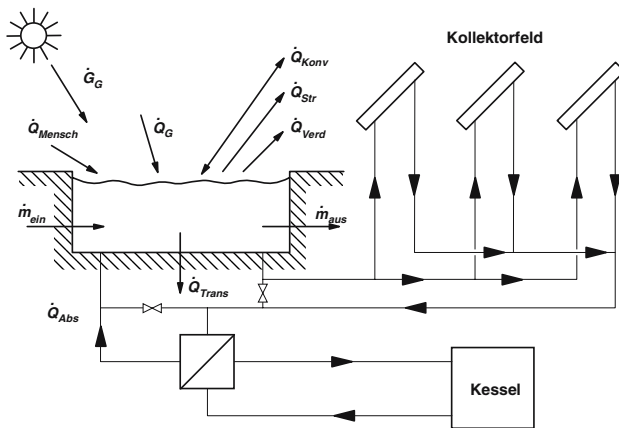


Abb. 4.12 Schema und Energieflüsse einer solaren Freibadbeheizung (nach /4-1/)

Durch eine nächtliche Beckenabdeckung können die Konvektions-, Abstrahlungs- und Verdunstungsverluste deutlich vermindert werden. Eine zehnstündige Abdeckung mit handelsüblichen Absorbermaterialien reduziert die Verdunstungsverluste um ca. 30 % sowie die Abstrahlungs- und Konvektionsverluste um ca. 16 %.

Der Energiegewinn durch die ins Becken gestrahlte und dort absorbierte Solarstrahlung hängt ab von der Beckenoberfläche und dem Absorptionsgrad von Beckenwasser und Beckenboden. Der Absorptionsgrad nimmt von weiß über hellblau nach dunkelblau als Beckenboden bzw. Beckenwandfarbe sowie mit zunehmender Wassertiefe zu. Ein zusätzlicher Energiegewinn ist durch die Wärmeabgabe der Schwimmer gegeben; je nach Schwimmbewegung liegt die Wärmeleistung zwischen 100 und 400 W je Schwimmer /4-4/.

Die über diesen Energiegewinn hinausgehende Energienachfrage muss von den Absorbern oder einer Zusatzheizung auf der Basis fossiler (z. B. Erdgas) oder regenerativer Energieträger (z. B. Holzpellets) geliefert werden. Wird von einer 130-tägigen Badesaison ausgegangen, werden je Quadratmeter Beckenoberfläche

zwischen 540 und 1 620 MJ benötigt. Dann sollte die Absorberfläche etwa 50 bis 70 % der Beckenoberfläche betragen, um eine mittlere Temperaturerhöhung zwischen 3 und 6 °C je nach Beckenabdeckung zu erreichen (u. a. /4-4/, /4-5/).

Kleinanlagen. Die Anwendung der Solarthermie in Haushalten beschränkte sich früher in den überwiegenden Fällen auf die solarunterstützte Trinkwarmwasserbereitung. Die zusätzliche Heizungsunterstützung durch die Solaranlage, auch als solares Kombisystem bezeichnet, gewinnt aber ebenfalls immer mehr an Bedeutung. In Österreich und der Schweiz sind bereits 50 % aller gebauten Solaranlagen den Kombisystemen zuzuordnen (u. a. /4-17/, /4-18/).

Dabei ist bei solchen Systemen zu beachten, dass die Energienachfrage für Trinkwarmwasser tendenziell gleichmäßig verteilt über das Jahr anfällt; dagegen ist die Raumwärmenachfrage mit dem solaren Strahlungsangebot weitgehend anti-korreliert.

Tabelle 4.5 Richtwerte für die Trinkwarmwassernachfrage in Haushalten /4-6/

	Trinkwarmwasser in l/(Person d)	Nutzwärme in MJ/(Person d)
Hohe Ansprüche	70 – 115	10,44 – 16,70
Mittlere Ansprüche	50 – 70	7,31 – 10,44
Einfache Ansprüche	35 – 50	5,22 – 7,31

Abb. 4.13 zeigt ein vollständiges Schema einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Trinkwarmwassererwärmung. Wesentliches Dimensionierungskriterium ist die Trinkwarmwassernachfrage. Bei durchschnittlichen Verhältnissen liegen Nachfragewerte entsprechend Tabelle 4.5 vor. Von diesen Werten ausgehend sollte die Solaranlage im Sommer etwa 70 bis 90 % der Tage die Trinkwarmwassernachfrage vollständig decken. Das Volumen des Speichers umfasst dann etwa das 1,5- bis 2,5-fache der Auslegungsnachfrage für einen Tag. Ausgehend von einem Vierpersonenhaushalt mit einer täglichen Nachfrage von 50 l je Person sind dann bei Verwendung von normalen Flachkollektoren etwa 7 bis 8 m² nicht selektiv beschichtete bzw. 5 bis 6 m² selektiv beschichtete Kollektorfläche zu installieren. Dazu ist ein Speicher mit einem Volumen zwischen 250 und 500 l notwendig (u. a. /4-1/, /4-4/, /4-9/). Bei Einhaltung der genannten Dimensionierungskenngrößen kann etwa 50 bis 65 % der Trinkwarmwassernachfrage solar gedeckt werden.

Für höhere solare Deckungsraten von rund 70 % wären für diesen Anwendungsfall etwa 15 bis 18 m² nicht selektiv beschichtete oder 10 bis 12 m² selektiv beschichtete Kollektorfläche notwendig. Das Speichervolumen sollte dann bei rund 600 l liegen. Im Sommer muss man nun allerdings mit regelmäßigen Kollektorstillständen rechnen.

Sollen solarthermische Anlagen größere Anteile der gesamten Wärmenachfrage decken, muss neben dem Trinkwarmwasser auch teilweise Raumwärme solar bereitgestellt werden. Generell ist hier jedoch eine verbesserte Wärmedämmung des

Gebäudes – bei geringeren Kosten – meist effizienter als die Einbindung einer Solaranlage in das Heizungssystem.

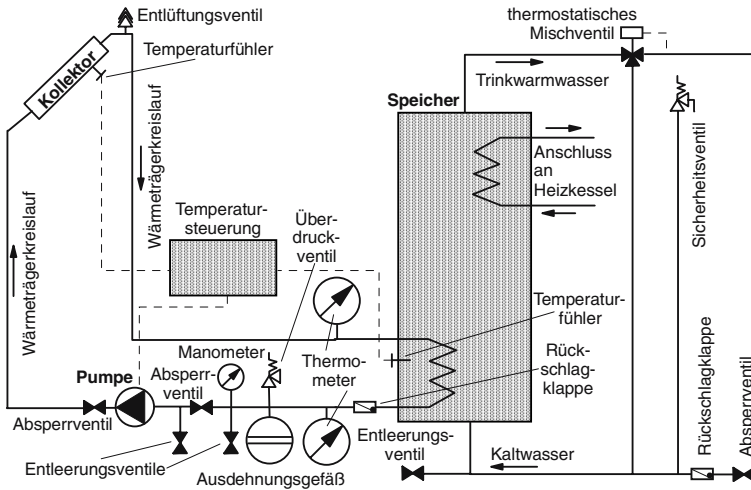


Abb. 4.13 Solarthermische Zwangsdurchlaufanlage mit Flachkollektor zur Unterstützung der Trinkwarmwasserbereitung in Haushalten (nach /4-4/)

Für die Art der Einbindung von Solaranlagen in Heizungssysteme gibt es vielfältige Möglichkeiten. Hierbei spielen vor allem folgende Parameter eine wichtige Rolle:

- Heizkesseltyp (gleitender oder in Ein-/Aus-Fahrweise betriebener Automatikessel, Festbrennstoffkessel);
- Art und Eigenschaften des Heizungssystems (hohe Speichermasse, z. B. Fußbodenheizung) oder geringe Speichermasse (z. B. Radiatoren); Hoch- oder Niedertemperatursystem);
- Solaranlage (z. B. Fläche und Wirkungsgrad der Kollektoren);
- Nutzeranforderungen (Raumtemperatur konstant oder Temperaturschwankungen von einigen Grad zulässig);
- Nutzerzielsetzung (höchste Ausnutzung mit großem Aufwand oder gute Ausnutzung mit geringeren Kosten) /4-11/.

Abb. 4.14 zeigt beispielhaft drei Ausführungsformen solcher Anlagen. Im linken Teil der Darstellung handelt es sich um eine Zweispeicherschaltung mit leistungsgeregeltem Automatikessel. Ein Speicher wird zur Trinkwarmwasserbereitung und ein zweiter zur teilweisen solaren Raumwärmenachfragedeckung eingesetzt. Das im Heizungskessel erwärmte Wasser wird in diesem Fall direkt in das Heizungsnetz eingespeist (Abb. 4.14, links). Würde es sich um einen nicht leistungsgeregelten Kessel (z. B. Holzscheite) handeln, müsste er zur Laufzeiterhöhung und Massenflussentkopplung über den Heizungsspeicher eingebunden werden. Auf-

grund der größeren Kollektorflächen werden insbesondere für die Beladung des Heizungsspeichers externe Wärmeübertrager verwendet.

Das mittlere und das rechte System in Abb. 4.14 sind Varianten von Einspeichersystemen. Diese sind installationstechnisch einfacher als getrennt aufgestellte Speicher. Von Nachteil ist allerdings der zweifache Wärmeübergang (Kollektor/Speicher und Speicher/Trinkwarmwasserbereiter).

Das mittlere System in Abb. 4.14 eignet sich insbesondere bei Solaranlagen in Verbindung mit einem vergleichsweise trägen Festbrennstoffkessel (z. B. Holzheizkessel). Der Trinkwarmwasserspeicher ist in einen größeren Heizungsspeicher integriert. In diesem Doppelspeicher werden die natürliche Konvektion und die vertikale Temperaturschichtung ausgenutzt. Im oberen Teil des Trinkwarmwasserspeichers ist immer genügend heißes Wasser für eine Badewannenfüllung vorhanden. Nachteilig sind die höheren Kosten für den Doppelspeicher.

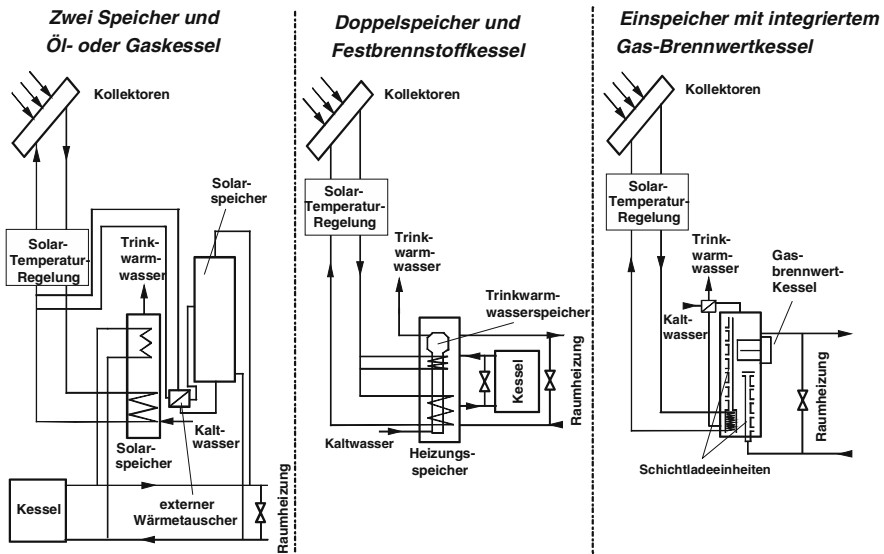


Abb. 4.14 Mögliche Ausführungsformen solarthermischer Anlagen zur Unterstützung der Trinkwarmwassernachfragedeckung und der Raumheizung (u. a. nach /4-11/, /4-18/)

Das rechte System stellt eine Integration aus Speicher für Heizung und Trinkwarmwasser sowie dem Nachheizgerät (z. B. ein Gas-Brennwertkessel) dar. Von Vorteil ist die kompakte Form und die geringe Anschließerarbeit vor Ort, um ein solares Kombisystem zu realisieren. Die Solaranlage speist über eine Schichtladeeinheit in den Pufferspeicher. Der Brenner für den konventionellen (fossilen) Brennstoff ist über einen Flansch direkt in den Speicher eingebunden. Das Trinkwarmwasser wird in einem externen Wärmeübertrager im Durchlauferhitzerprinzip erzeugt. Damit wird kein heißes Trinkwarmwasser gespeichert und es besteht keine Gefahr der Legionellenbildung (u. a. /4-11/, /4-17/, /4-18/).

Solare Nahwärmesysteme. Im Gegensatz zu Systemen, bei denen einzelne Häuser von einzelnen Solaranlagen mit Wärme versorgt werden, können auch mehrere Wärmeverbraucher gemeinsam Wärme von einer Solaranlage beziehen. In diesem Fall spricht man von einem solarunterstützten Nahwärmesystem.

Viele Maßnahmen der verbesserten Wärmedämmung sind aber i. Allg. mit geringeren Aufwendungen verbunden als die Versorgung mit solarer Nahwärme. Daher sollte aus Sicht einer technischen und ökonomischen Gesamtsystemoptimierung für eine Wärmeversorgung durch solare Nahwärmesysteme zunächst ein geringer Heizwärmeverbrauch der versorgten Gebäude angestrebt werden. Günstig wirken sich zudem besonders niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen des Wärmeverteilnetzes aus (z. B. 80/40 °C).

Bei solaren Nahwärmesystemen wird meist zwischen solarunterstützten Nahwärmesystemen ohne und mit Langzeitwärmespeicherung unterschieden (Abb. 4.15). Von den in der Nähe des Wärmespeichers installierten Kollektoren wird die Wärme über ein Rohrnetz und einen Wärmeübertrager in den zentralen Speicher transportiert. Erforderlich ist außerdem ein Warmwasserverteilnetz, um die Wärme von der Heizzentrale an die Häuser zu verteilen. Dabei unterscheidet man Zwei-Leiter- und Vier-Leiter-Netze.

- Beim Zwei-Leiter-Netz erfolgt die Trinkwarmwassererwärmung dezentral über das Heiznetz entweder mit Trinkwarmwasserspeichern oder mit Trinkwarmwasserwärmeübertragern in den einzelnen Häusern (Abb. 4.15, links); bei kleineren Netzen ist die Heizung dabei direkt und bei größeren über einen Wärmeübertrager eingebunden. Um bei Niedertemperaturnetzen die Wärmeverluste gering zu halten, kann die Aufwärmung der Trinkwarmwasserspeicher während bestimmter Zeitfenster beispielsweise in der Nacht und zur Zeit der höchste Solarstrahlung mit erhöhten Vor- und Rücklauftemperaturen des Netzes erfolgen. Bei solchen Zwei-Leiter-Netzen kann die Trinkwarmwasserzirkulationsleitung, welche immer zu Wärmeverlusten und Schichtungszerstörung in Speichern führt, entfallen. Zudem ist die Gefahr der Legionellenbildung aufgrund kleiner Trinkwarmwasservolumina gering.
- Beim Vier-Leiter-Netz wird das Heiz- und Trinkwarmwasser getrennt verteilt. Vorteilhaft bei dieser getrennten Verteilung von Heiz- und Trinkwarmwasser (Vier-Leiter-Netz, Abb. 4.15, rechts) ist die bessere Ausnutzung des Wärmespeichers und der Solaranlage, da auch bei niedrigen Speichertemperaturen noch Trinkwarmwasser vorgewärmt wird.

Ohne Langzeitspeicherung lassen sich bei Nahwärmesystemen mit großen Kollektorfeldern, bei denen vorwiegend Haushalte mit Wärme versorgt werden, solare Deckungsgrade von etwa 10 bis 20 % bezogen auf die Energienachfrage für Raumwärme und Trinkwarmwasser erreichen. Mit saisonalen Langzeitspeichern sind höhere solare Deckungsgrade möglich. Werden aus Platzgründen die Kollektoren vorwiegend auf den Gebäudedächern installiert, lassen sich bei der heute in vielen Staaten Mittel- und Nordeuropas geltenden Wärmeschutzverordnungen mit den derzeit vorhandenen Dachflächen und einer Langzeitwärmespeicherung solare Deckungsgrade von maximal 50 bis 60 % erreichen; bei verstärkten Wärmedämm-

Maßnahmen sind es entsprechend mehr /4-12/. Erst wenn noch höhere solare Deckungsgrade angestrebt werden und in solchen Fällen, in denen in direkter Nähe der Verbraucher größere sonstige nicht anderweitig nutzbare Flächen verfügbar sind, werden die Kollektoren auf Freiflächen untergebracht.

Bei solaren Nahwärmesystemen bietet sich die Verwendung hocheffizienter Flachkollektoren mit optischen Wirkungsgraden nahe 80 % und thermischen Verlustfaktoren von etwa $3 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ an. Diese können als großflächige Kollektormodule ($> 10 \text{ m}^2$) mit niedrigen Druckverlusten seriell und/oder parallel zu großen Kollektorfeldern verschaltet werden. Werden solche Kollektoren zugrunde gelegt, kann bei Systemen zur teilsolaren Deckung der Trinkwarmwassernachfrage (d. h. bei Systemen ohne Langzeitwärmespeicherung) näherungsweise mit Kollektorflächen von $0,9$ bis $1,2 \text{ m}^2$ je Person und einem Speichervolumen von 40 bis 60 l je Quadratmeter Kollektorfläche gerechnet werden. Handelt es sich um Systeme mit Langzeitwärmespeicher sollte dieser etwa ein Volumen von 2 bis 3 m^3 je Quadratmeter Kollektorfläche umfassen und die Kollektorfläche etwa $0,4$ bis $0,7 \text{ m}^2$ je GJ Jahreswärmefachfrage betragen. Bei Systemen zur teilsolaren Deckung von Raumwärme und Trinkwarmwasser lassen sich nutzbare Wärmeenergiegewinne am Ausgang der Solaranlage (d. h. am Ausgang des Speichers) von rund 900 bis $1\,370 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \text{ a})$ bzw. 250 bis $380 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ erzielen /4-12/. Dient das solare Nahwärmesystem lediglich zur zentralen solaren Trinkwarmwasserunterstützung liegen die spezifischen Erträge höher, da die Speicherverluste dann geringer sind (vgl. /4-12/, /4-13/, /4-19/).

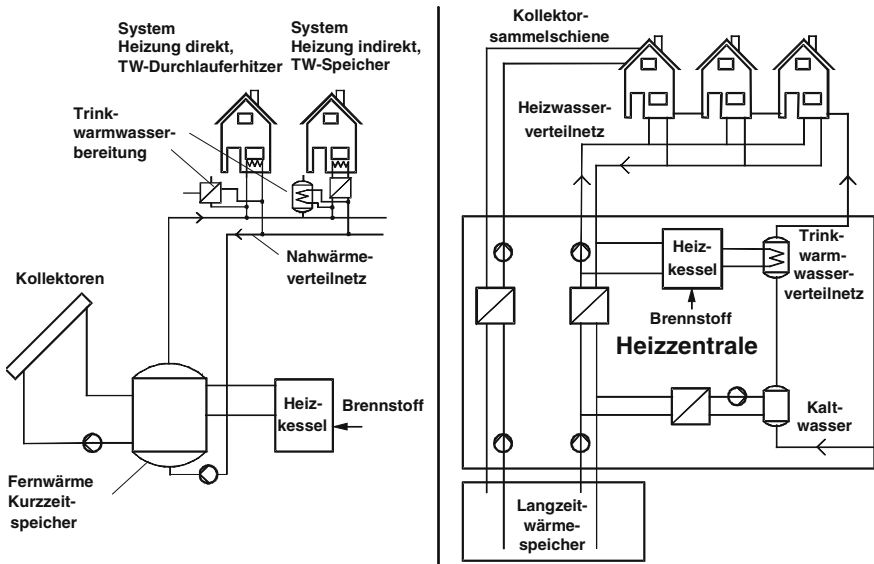


Abb. 4.15 Solare Nahwärmesysteme: Zwei-Leiter-System mit zentral unterstützter Heizwassererwärmung (links) (nach /4-26/) und Vier-Leiter-System mit Langzeitwärmespeicher (rechts) (TW Trinkwarmwasser; nach /4-12/)

Sonstige Anwendungen. Unter dem in Mittel- und Nordeuropa gegebenen Strahlungs- und Temperaturniveau bietet sich die solarthermische Wärmenutzung immer dann an, wenn Wärme auf einem vergleichsweise niedrigen Temperaturniveau benötigt wird und zusätzlich Wärmenachfrage sowie solares Strahlungsangebot gleichzeitig auftreten oder zumindest nicht eine gegenläufige Charakteristik aufweisen. Neben der Trinkwarmwasserversorgung in Haushalten ist dies vor allem in vielen öffentlichen Einrichtungen gegeben. Dazu zählt z. B. die Duschwasserbereitstellung in öffentlichen Sportanlagen, insbesondere dann, wenn diese Anlagen vorrangig oder ausschließlich im Sommer betrieben werden (z. B. Freilufttennisanlagen). Andere Beispiele, bei denen eine hohe Wärmenachfrage auch im Sommer auftritt, sind Campingplätze, Beherbergungsbetriebe, Krankenhäuser sowie Alten- und Pflegeheime /4-20/, /4-21/. Daneben gibt es weitere Anwendungsmöglichkeiten.

- Mit einem vergleichsweise geringen Aufwand können Flachkollektoren in bestehende Heiznetze zur Fernwärmeversorgung integriert werden. Die Kollektoren speisen dann direkt in den Rücklauf eines Fernheiznetzes ein und können somit vor allem im Sommer einen Teil der Wärmenachfrage decken /4-12/, /4-19/.
- Durch die Verwendung von hocheffizienten Flachkollektoren oder Vakuumröhrenkollektoren kann auch unter den in Mittel- und Nordeuropa gegebenen Strahlungsverhältnissen ohne Strahlungskonzentration Wärme mit Temperaturen von mehr als 90 °C (typischerweise zwischen 90 und 120 °C) für industrielle Anwendungen oder für GHD (d. h. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige; im Wesentlichen Kleinverbraucher) bereitgestellt werden.
- Viele industrielle Anwendungen benötigen warmes Wasser mit Temperaturen von bis zu 60 °C (z. B. Photolabor, Waschen von Teilen), die solar bereitgestellt werden könnten.
- Im Sommer geerntetes Heu oder Körnerfrüchte können solar getrocknet werden. Dabei können Luftkollektoren zur Anwendung kommen.
- Bei großen Gebäuden mit ganzjährigem Heizungs- und Kühlungsbedarf können Sonnenkollektoren im Sommer zur Erwärmung sowie Nachts und im Winter zur Kühlung verwendet werden.
- Sonnenkollektoren können auch über sorptionsgestützte Klimatisierungsprozesse zur Raumkühlung eingesetzt werden.

4.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Im Folgenden werden für ausgewählte solarthermische Anlagen, deren technische Kenndaten das derzeitige Marktspektrum wiedergeben, die Kosten und ausgewählte Umwelteffekte analysiert.

4.3.1 Referenzanlagen

Betrachtet werden für das Klima Würzburg (Deutschland) die folgenden fünf Anwendungsfälle, die zur Versorgung der in Kapitel 1 festgelegten Versorgungsaufgaben eingesetzt werden können und deren Systemkennwerte Tabelle 4.6 zeigt.

- Solarthermische Anlage zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (EFH-I) mit 25 m² Kollektorfläche. Hierbei handelt es sich um ein solares Kombisystem für ein Haus mit 5 kW Heizlast (bei –12 °C Außentemperatur). Hier werden etwa 62 % der durchschnittlichen Trinkwarmwassernachfrage von etwa 200 l/d mit einer Temperatur von 45 °C solar bereitgestellt; dies entspricht etwa der Nachfrage eines Vier-Personen-Haushaltes. Der solare Deckungsgrad beträgt rund 44 %.
- Gleiche Anlage (d. h. solares Kombisystem), jedoch für die Versorgung des EFH-II mit 8 kW Heizlast. Der solare Deckungsgrad beträgt rund 31 %.
- Solarthermische Anlage zur Unterstützung der Trinkwarmwasserbereitung in einem Haushalt (EFH-III) mit 7,4 m² Nettokollektorfläche. Zusätzlich wird die gleiche Trinkwarmwassernachfrage wie bei der ersten Variante unterstellt.
- Zentrale solarthermische Anlage mit Heizungsunterstützung und Trinkwarmwasserbereitung in Mehrfamilienhäusern (MFH) mit 60 m² Kollektorfläche und Zwei-Leiter-Netz mit direkter Einbindung der Heizung. Von der gesamten Energienachfrage für 10 Wohnungen (ca. 500 GJ/a) werden rund 10,4 % solar gedeckt. Die Solaranlage ist mit einem konventionellen Kessel kombiniert, der die restliche Wärmenachfrage für die Trinkwarmwasserbereitung und die Raumwärme in einer Heizzentrale für alle angeschlossenen Haushalte deckt.
- Solarthermisches Nahwärmesystem zur Raumwärme- und Trinkwarmwassernachfragedeckung mit Kurzzeitspeicher (NW-I). Das solarthermisch unterstützte Nahwärmesystem hat eine Kesselleistung von 1 MW und wärmeerzeugerseitig eine Wärmenachfrage von 9,9 TJ/a. Das Netz ist mit Vor-/Rücklauftemperaturen von 95/60 °C bei –12 °C ausgelegt. Der solare Deckungsgrad beträgt 6,2 %. Es handelt sich um ein Zwei-Leiter-Netz mit Trinkwarmwasserbereitung bei den Verbrauchern.

Als Kollektoren werden bis auf die Variante EFH-III (dezentrale Trinkwarmwasserbereitung), bei der aufdachmontierte Kupferabsorber mit Edelstahlwanne zum Einsatz kommen, indachmontierte, selektive Flachkollektoren (Kupferabsorber) mit mineralischer Dämmschicht und Holzrahmen gewählt. Bei dem solaren Nahwärmesystem (NW-I) kommen zusätzlich besonders großflächige Kollektormodule zur Anwendung.

Der Stahltank zur Speicherung der solar bereitgestellten Wärme bei der dezentralen Trinkwarmwasserbereitung (EFH-III) und beim Kombisystemen (EFH-I und EFH-II) ist im Keller des Gebäudes untergebracht. Bis auf die solare Trinkwarmwassererwärmung der Referenzanlage EFH-III werden die Speicher über einen externen Wärmeübertrager beladen. Bei der zentralen Wassererwärmung des Mehrfamilienhauses mit Zwei-Leiter-System (Variante MFH) befindet sich der Pufferspeicher aus Stahl in der Heizzentrale. Die Trinkwarmwasserspeicher bzw.

die Wärmeübergabestationen befinden sich dezentral in den Wohnungen und werden als Teil des Heizungssystems betrachtet. Beim Nahwärmenetz mit Kurzzeitspeicher (NW-I) ist der Speicher in der Heizzentrale und die Kollektorfläche auf der Heizzentrale und dieser benachbart untergebracht.

Der Kollektorkreislauf besteht bei der solarthermischen Trinkwarmwasserbereitung (EFH-III) und den solaren Kombisystemen (EFH-I und EFH-II) aus wärmedämmten Kupferrohren mit einer Gesamtlänge von 30 m. Beim Mehrfamilienhaus (MFH) wird von einer Leitungslänge von 120 m und beim solaren Nahwärmesystem mit Kurzzeitspeicher (NW-I) von einer Leitungslänge von 300 m ausgegangen. Die Solaranlagen für die Kombisysteme (EFH-I und EFH-II) und das Mehrfamilienhaus (MFH) werden als Low-Flow Anlage über einen Speicher mit externem Wärmeübertrager (Wärmeübertrager) und Schichtladung realisiert. Die Solaranlage des Systems EFH-III arbeitet im High-Flow Prinzip. Für das Nahwärmenetz NW-I gelten die Spezifikationen aus Tabelle 1.10 (Kapitel 1).

Tabelle 4.6 Technische Daten der untersuchten solarthermischen Anlagen

System ^a		EFH-I	EFH-II	EFH-III	MFH	NW-I
Raumwärmenachfrage	in GJ/a	22	45	108	432	8 000 (+1 900
Trinkwarmw.nachfr.	in GJ/a	10,7	10,7	10,7	64,1	Netzverluste)
Solaranlage						
Kollektortyp		Indachflachk. selektiv	Aufdachk. selektiv	Indachflachkollektor selektiv		
Inst. Netto-Kollektorfl.	in m ²	25	25	7,4	60	620
Kollektorleitung	in m	30	25	20	120	300
Lebensdauer	in a	20	20	20	20	20
Kollektornutzungsgrad	in % ^b	18,6	21,0	28,1	38,4	26,0
Spez. Kollektorertrag	in kWh/(m ² a) ^c	219	248	331	453	312
	in MJ/(m ² a) ^c	787	893	1 191	1 632	1 124
Nutzbare solare Wärme	in kWh/(m ² a) ^d	161	193	252	327	274/221 [§]
	in MJ/(m ² a) ^d	578	696	906	1 178	985/795 [§]
Solarer Deckungsgrad	in % ^e	44	31	63 (5,6) ^h	10,4	6,2
Systemnutzungsgrad	in % ^f	14	16	21	28	23/19 [§]
Speicher						
Speichertyp		Tank	Tank	Tank	Tank	Tank
Speichervolumen	in l	2 000	2 000	500	2 000	55 000
Wärmeübertrager		extern	extern	extern	extern	extern
Kollektorpumpe						
Anschlussleistung	in W	2 x 50	2 x 50	30	2 x 75	2 x 400
Laufzeit	in h/a	1 050	1 173	1 435	2 200	1 364

^a Systeme EFH-I, EFH-II, MFH und NW-I zur solarunterstützten Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitung; Systeme EFH-III ausschließlich zur solarunterstützten Trinkwarmwasserbereitung; ^b nutzbarer Anteil der eingestrahelten Sonnenenergie am Speichereingang bei einer jahresmittleren solaren Einstrahlung von 1 180 kWh/m² auf die Kollektorfläche (Testreferenzjahr Würzburg, Deutschland, Ausrichtung Süd, 45° Neigung); ^c Wärmeeintrag in den Speicher (ohne Speicherverluste); ^d effektiv nutzbare solare Wärme ab Speicherausgang; ^e bei System EFH-I und -II sowie MFH und NW-I bezogen auf Raumwärme- und Trinkwarmwassernachfrage, bei System EFH-III bezogen auf Trinkwarmwassernachfrage; ^f Anteil der am Speicherausgang nutzbaren solaren Wärme von der auf die Kollektorfläche eingestrahelten solaren Energie; alle Speicherverluste werden der Solaranlage zugerechnet; [§] ohne/mit Netzverluste (15 %) und Verluste der Hausübergabestation (5 %); ^h bezogen auf die Trinkwarmwasser- bzw. die gesamte Raumwärme- und Trinkwarmwassernachfrage.

Der Systemnutzungsgrad beinhaltet alle Energiewandlungsschritte von der Solarstrahlung auf die Kollektorfläche bis zur nutzbaren Wärme am Ausgang des Speichers (für das Nahwärmesystem werden die Werte ohne und mit den Wärmeverlusten von Nahwärmenetz und Hausübergabestationen angegeben). Der relativ hohe Nutzungsgrad der dezentralen Trinkwarmwasserbereitung (EFH-III) und des Nahwärmenetzes (NW-I) liegt in den fast vollständig nutzbaren solaren Sommererträgen. Der geringe Nutzungsgrad der Kombisysteme (EFH-I und EFH-II) resultiert daraus, dass die Anlage aufgrund der großen Kollektorfläche zur Trinkwarmwasserbereitung und Raumheizung im Sommer die Überschusswärme nicht nutzen kann und oft stillsteht. Der hohe Systemnutzungsgrad des Systems MFH ist auf den geringen solaren Deckungsgrad und der damit auch im Sommer durchgehend nutzbaren Solarstrahlung sowie niedrige Rücklauftemperaturen aus dem Wärmeverteilnetz zurückzuführen.

Bei der Berechnung des zugrunde gelegten Nutzungsgrades des zusätzlich zur Solaranlage benötigten konventionellen Heizkessels ist die saisonale Abhängigkeit des Kesselnutzungsgrades ebenso zu berücksichtigen wie der unterschiedliche Deckungsgrad der Solaranlage im Sommer und im Winter. Bei einem jährlichen Deckungsgrad von rund 60 % für eine solare Trinkwarmwassererwärmung (EFH-III) liegt beispielsweise der Deckungsgrad in den Sommermonaten zwischen 80 und 100 % und im Winter dagegen bei teilweise unter 20 %. Damit liegt der Nutzungsgrad des mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kessels für die Trinkwarmwassererwärmung im Sommer niedriger als im Winter. Folglich ist der mittlere Kesselnutzungsgrad in den Zeiten, in denen die Wärme auch durch eine Solaranlage bereitgestellt werden kann, niedriger als im Jahresdurchschnitt; daher wird bei der dezentralen solarthermischen Trinkwarmwasserbereitung (EFH-III) und bei den Kombisystemen (EFH-I und EFH-II), bei denen Öl substituiert wird, ein Nutzungsgrad von 80 % unterstellt. Bei der zentralen solarthermischen Anlage für Mehrfamilienhäuser (MFH) und dem solarunterstützten Nahwärmenetz (NW-I) wird als Zusatzsystem ein Brennkessel mit einem jahresmittleren Nutzungsgrad von 98 % unterstellt.

4.3.2 Ökonomische Analyse

Zur Abschätzung der mit einer solarthermischen Wärmenutzung verbundenen Aufwendungen werden im Folgenden zunächst die Investitionen und die Betriebs- und Wartungskosten solarthermischer Anlagen dargestellt. Anschließend werden auf dieser Basis die spezifischen solaren Wärmeegestehungskosten sowie die spezifischen äquivalenten Brennstoffkosten bestimmt; unter letzteren werden die Kosten der solaren Nutzenergie am Speicherausgang bewertet mit dem Nutzungsgrad des konventionellen Heizkessels verstanden, der in Verbindung mit der Solaranlage Wärme bereitstellt (d. h. die Kosten für den durch die solarthermische Wärmezeugung vermiedenen (fossilen) Brennstoff).

Investitionen. Die Investitionen für Anlagen zur solarthermischen Nieder-temperaturwärmegewinnung können sehr unterschiedlich sein. Im Folgenden können deshalb nur durchschnittliche Aufwendungen angegeben werden; im konkreten Einzelfall können die tatsächlichen Kosten von diesen Durchschnittswerten z. T. erheblich abweichen.

Kollektor. Die Aufwendungen für die heute auf dem Markt erhältlichen Kollektoren liegen etwa zwischen 50 und 1 200 €/m². Entscheidend ist dabei der Kollektortyp; einfache Absorbermatten weisen Kosten zwischen etwa 40 und 80 €/m² auf und einfachverglaste Flachkollektoren mit schwarzen oder selektiven Absorbern kosten dagegen zwischen 200 und 400 €/m². Bei Vakuumröhrenkollektoren, mehrfach abgedeckten Flachkollektoren oder mit transparenter Wärmedämmung verbesserten Kollektoren können die Aufwendungen auf über 700 €/m² und ggf. darüber ansteigen.

Neben der eigentlichen Technik hängen die Kollektorkosten auch von der Kollektorgröße ab. Großflächige Kollektormodule sind flächenspezifisch kostengünstiger als kleine Kollektoren; in Einzelfällen wurden beispielsweise schon großflächige Kollektormodule mit 220 €/m², ggf. bei sehr großen Kollektorflächen auch darunter (d. h. unter 200 €/m²), einschließlich Montage und Verrohrung angeboten /4-12/. Gängige Kosten liegen aber eher etwas darüber.

Die Kollektoren können u. a. auch als Bausatz geliefert und vom Betreiber zusammengesetzt werden. Dann liegen die Kosten erheblich niedriger. Selbstbaukollektoren verloren aber in den letzten Jahren zunehmend Marktanteile, da die fertig installierten Anlagen im Preis günstiger wurden.

Speicher. Die Aufwendungen für den Speicher hängen wesentlich vom Speichervolumen ab; bei kleinen Systemen mit Speichereinhalten zwischen 200 und 500 l liegen die Investitionen einschließlich Wärmeübertrager zwischen 2 und 4 €/l Speichervolumen bzw. 150 bis 350 €/m² Kollektorfläche..

Wärme gedämmte Stahltanks bis 200 m³ sind Stand der Technik; ein 100 m³ Speicher kostet beispielsweise 300 bis 400 €/m³. Noch größere Erdbeckenspeicher sind erheblich kostengünstiger. Für einen 12 000 m³ Erdbeckenspeicher wurden Gesamtkosten zwischen 75 und 80 €/m³ abgeschätzt; darin sind die Arbeits- und Materialkosten für die Baustelleneinrichtung, die Erdarbeiten und die Drainage sowie die Stahl und Betonarbeiten enthalten. Andere Quellen geben für wärme gedämmte Erdbeckenwärmespeicher mit Metallfolien als Abdichtmaterial und Volumina zwischen 7 000 und 40 000 m³ Kosten zwischen 50 und 80 €/m³ an.

Sonstige Systemkomponenten. Hierzu zählen die Rohrleitungen, die Mess- und Regeleinrichtungen, die Pumpe, das Frostschutzmittel sowie alle sicherheitstechnischen Einrichtungen (z. B. Sicherheits- und Absperrventile, Ausdehnungsgefäß). Bei dezentralen Trinkwarmwasserbereitstellungssystemen sind beispielsweise im Normalfall 20 bis 30 m Rohrleitungen zu verlegen. Dafür belaufen sich die Kosten für die Leitung einschließlich Wärmedämmung auf 40 bis 70 €/m² Kollektorfläche.

Insgesamt liegen die Kosten der sonstigen Komponenten bei etwa 90 bis 160 €/m² für dezentrale solarthermische Trinkwarmwassersysteme.

Bei zentralen solarthermischen Trinkwarmwassersystemen wurden für beispielhaft ausgelegte Systeme Kosten zwischen 65 und 130 €/m² bestimmt. Diese Bandbreite kann in einer ersten Abschätzung auch für größere solare Nahwärmesysteme als repräsentativ angesehen werden.

Montage und Inbetriebnahme. Solarthermische Systeme zur Trinkwarmwassererwärmung in Haushalten werden oft teilweise oder vollständig in Eigenleistung montiert. Dann treten für die potenziellen Anlagenbetreiber i. Allg. nur sehr geringe Kosten auf. Wird die Anlage demgegenüber von einer Installationsfirma montiert, liegen die spezifischen Montagekosten bei rund 70 bis 300 €/m² Kollektorfläche. Darin sind enthalten die Kollektormontage, die Leitungsverlegung, der Anschluss an den Solarspeicher, die Installation der Mess- und Regeleinrichtungen und der Pumpe, der Anschluss an die Nachheizung sowie die Befüllung und Inbetriebnahme. Dabei nimmt die Verlegung der Rohrleitungen den größten Anteil ein. Die Aufwendungen für die Kollektormontage liegen bei etwa 20 bis 30 % der Montagekosten.

Bei zentraler solarthermischer Trinkwarmwasserunterstützung und größeren solaren Nahwärmesystemen sind die spezifischen Kosten für Montage und Inbetriebnahme oft geringer. Die Montagekosten größerer Kollektorfelder liegen zwischen etwa 10 und 20 % der Kollektorkosten bzw. zwischen etwa 30 bis 50 €/m². Die gesamten Kosten für die Montage und Inbetriebnahme dürften bei etwa 50 bis 75 €/m² liegen.

Gesamtinvestitionen. Die Gesamtinvestitionen solarthermischer Systeme sind durch eine große Bandbreite gekennzeichnet. Für übliche marktgängige Trinkwarmwasseranlagen liegen sie in den meisten Fällen im Bereich von 5 000 bis 6 000 €. Verglichen damit sind Selbstbauanlagen für die ausschließliche Trinkwarmwasserbereitung deutlich kostengünstiger; hier liegen die Aufwendungen bei einem Großteil der Anlagen zwischen 3 000 und 5 000 €. Eine ähnliche Erhebung aus Österreich zeigte tendenziell niedrigere Kosten /4-23/. Anlagen mit größerer Kollektorfläche werden aufgrund des Economy of Scale entsprechend billiger.

Die Kollektoren nehmen bei Trinkwarmwasseranlagen mit rund 38 % des Gesamtaufwandes den größten Anteil an den Gesamtinvestitionen ein; der Speicher trägt mit etwa 25 % und Montage und Inbetriebnahme mit ca. 24 % zu den Gesamtkosten bei. Am geringsten ist mit rund 13 % der Anteil der Aufwendungen für die sonstigen Systemkomponenten. Letztgenanntes beinhaltet hier u. a. auch die Kosten für die Verrohrung und das Frostschutzmittel. Für größere Kollektorflächen erhöht sich der Anteil der Kollektorkosten an den Gesamtkosten auf bis zu 60 % beim Nahwärmenetz (NW-I).

Zusammengenommen kann im Durchschnitt für die solare Trinkwarmwasserbereitung für ein Einfamilienhaus (EFH-III) nach Tabelle 4.7 von Gesamtkosten in Höhe von rund 4 800 € (650 €/m² Kollektorfläche) ausgegangen werden, wenn

Montage und Inbetriebnahme vollständig von einem Fachbetrieb ausgeführt werden (Tabelle 4.7, EFH-III). Werden zusätzlich die Investition für einen konventionellen Trinkwarmwasserspeicher und bei dachintegrierten Anlagen die eingesparten Dachziegel abgezogen, reduzieren sich die Kosten für eine schlüsselfertige Anlage auf rund 3 800 € (520 €/m² Kollektorfläche). Erfolgt der Einbau der Anlage in Eigenmontage und wird die Anlage lediglich von einer Fachfirma befüllt und in Betrieb genommen, reduzieren sich die Gesamtinvestitionen auf etwa 3 500 € (550 €/m² Kollektorfläche).

Bei solarunterstützten dezentralen Raumheizungsanlagen (EFH-I und EFH-II) liegen die spezifischen Investitionskosten aufgrund der höheren Kollektorfläche mit ca. 500 €/m² Kollektorfläche (Speicher- und Dachziegelgutschrift inkludiert) etwas günstiger als bei kleinen Anlagen. Für ein Mehrfamilienhaus (MFH) reduzieren sich die Systemkosten aufgrund sinkender Kollektorkosten und reduziertem Verrohrungsaufwand auf rund 460 €/m² Kollektorfläche.

Für solare Nahwärmeversorgungsanlagen für Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitstellung kann derzeit von Gesamtkosten für den solarthermischen Teil bestehend aus Kollektoren, Kollektorkreislauf und Speicher von ca. 350 €/m² für Anlagen bis 150 m² und ca. 250 €/m² Kollektorfläche für Anlagen über 500 m² ausgegangen werden (Tabelle 4.7, Referenzanlage NW-I, Speicher- und Dachziegelgutschrift inkludiert). Die solaren Deckungsgrade können bei der Integration eines Kurzzeitspeichers zwischen einigen wenigen und 15 % betragen. Die anteiligen Investitionskosten des Nahwärmenetzes (Investitionskosten gewichtet mit dem solaren Deckungsgrad) betragen ca. 60 %.

Betriebskosten. Im Normalbetrieb einer solarthermischen Anlage fallen Wartungs- und Instandhaltungskosten nur für den Austausch des Wärmeträgermediums und für kleinere Reparaturen an (z. B. Austausch von Dichtungen). Für den Betrieb der solarthermischen Anlage wird außerdem Hilfsenergie benötigt, da das Wärmeträgermedium im Normalfall durch den Kollektorkreis gepumpt wird. Die Aufwendungen hierfür hängen wesentlich vom jeweiligen Strompreis ab. Bei Strompreisen von 0,10 bis 0,15 €/kWh und einer Stromnachfrage zwischen 0,008 bis 0,03 kWh je bereitgestellter Kilowattstunde thermischer Energie ergeben sich Betriebskosten von rund 4 bis 7 €/a bei dezentralen solarthermischen Systemen zur Trinkwarmwasserbereitung und von 11 bis 18 €/a bei solaren Kombisystemen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung der meisten Anlagenteile liegen bei rund 1 bis 2 % der Investitionen (ohne Montage und Inbetriebnahme) /4-6/. Damit bewegen sich die gesamten jährlichen Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb bei der solarthermischen Trinkwarmwasserbereitung und der Kombisysteme bei etwa 0,9 bis 1,8 % der Gesamtinvestitionen (einschließlich Montage und Inbetriebnahme). Bezogen beispielsweise auf die Referenzanlage EFH-III sind dies jährliche Kosten zwischen 60 und 80 € (vgl. Tabelle 4.7, EFH-III).

Bei einem größeren solaren Nahwärmesystem kann von gesamten jährlich anfallenden Kosten für Wartung, Instandhaltung und Sonstiges (z. B. ggf. Versicherung) in Höhe von etwa 1 % der Investitionen ausgegangen werden (ohne Montage

und Inbetriebnahme) /4-12/. Dazu addieren sich die Kosten für die jährliche Stromnachfrage der Kollektorkreispumpe sowie, falls mitberücksichtigt, die anteiligen Wartungs- und Instandhaltungskosten für das Nahwärmenetz (vgl. Tabelle 4.7, Referenzanlage NW-I).

Die in Tabelle 4.7 angeführten Kosten sind Durchschnittspreise für die jeweiligen Systemkomponenten bei gegebener Konfiguration der Referenzanlagen. Die Montage erfolgt dabei durch einen gewerblichen Betrieb; dies beinhaltet auch die Kollektor-, Speicher- und Heizkesselanbindung. Unter Regelung werden dabei die Mess- und Regeleinrichtungen, die Pumpe sowie alle sicherheitstechnischen Einrichtungen (z. B. Sicherheits- und Absperrventile, Ausdehnungsgefäß) zusammengefasst.

Tabelle 4.7 Investitionen, Instandhaltungs-, Wartungs- und Betriebskosten sowie spezifische Wärmegestehungskosten der untersuchten solarthermischen Referenzanlagen (technische Daten vgl. Tabelle 4.6)

System ^a		EFH-I	EFH-II	EFH-III	MFH	NW-I
Kollektorfläche	in m ²	25	25	7,4	60	620
Nutzb. sol. Wärmeabgabe	in GJ/a	14,4	17,4	6,7	70,7	610/490
Investitionen						
Kollektor	in €	6 100	6 100	1 800	13 430	96 000
Speicher ^b	in €	3 400	3 400	1 100	3 400	17 000
Regelung	in €	400	400	250	610	5 000
Montage, Kleinteile ^c	in €	3 700	3 700	1 700	13 100	40 000
Zwischensumme	in €	13 600	13 600	4 850	30 540	158 000
Gutschrift Dachziegel ^d	in €	-300	-300		-730	-6 500
Gutschrift Speicher ^e	in €	-1 000	-1 000	-1 000	-2 200	
Summe Solaranlage	in €	12 300	12 300	3 850	27 600	151 500
	in €/m ²	500	500	520	460	250
Nahwärmenetz	in €					1 360 000
Nahwärmenetz anteilig	in €					84 200
Übergabestation (EFH)	in €					6 000
Betriebskosten ^g	in €/a	215	217	70	460	1 700/4 000 ^h
Wärmegestehungs-	in €/GJ	80,4	67,0	54,6	36,5	21,8/45,8 ^h
kosten	in €/kWh	0,29	0,24	0,20	0,13	0,08/0,17 ^h
Äquivalente	in €/GJ	64,3	53,5	43,7	35,8	21,3/44,9 ^h
Brennstoffkosten	in €/kWh	0,23	0,19	0,16	0,13	0,08/0,16 ^h

^a Systeme EFH-I, EFH-II, MFH und NW-I zur solarunterstützten Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung, System EFH-III ausschließlich zur solarunterstützten Trinkwarmwasserbereitung; ^b Solarspeicher entsprechend Tabelle 4.6; ^c inklusive Verrohrung und Dämmung; ^d EFH-I, EFH-II, MFH und NW-I sind dachintegrierte Anlagen, EFH-III ist eine Aufdachanlage ohne Gutschrift für die Dachziegel; ^e Kosten Trinkwarmwasserspeicher ohne solare Trinkwarmwasserbereitung; ^f bei einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibung über die technische Anlagenlebensdauer; ^g u. a. Betrieb und Wartung; ^h Solaranlage des Nahwärmenetzes ohne/mit anteiligen Kosten für Netz und Hausübergabestation.

Der Solaranlage gutgeschrieben werden die aufgrund der Indachmontage er mögliche Einsparung an Dachziegeln sowie die Investitionskosten für einen Trinkwarmwasserspeicher ohne solare Unterstützung. Dadurch werden dem Solar-system nur jene Mehrkosten angerechnet, die sich aus der im Vergleich zu einer

konventionellen Trinkwarmwasserbereitung bedingten Speichervolumenvergrößerung ergeben.

Wärmegestehungskosten. Aus den dargestellten absoluten Investitionen und den Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb können die spezifischen Energiebereitstellungskosten bestimmt werden. Dabei werden die Investitionen über die technische Anlagenlebensdauer abgeschrieben (20 Jahre, Tabelle 4.7). Mit den bisherigen finanzmathematischen Annahmen (vgl. Kapitel 1) ergeben sich für die solarthermische Trinkwarmwasserbereitung und die Kombisysteme in privaten Haushalten (Referenzanlagen EFH-I, EFH-II und EFH-III, Tabelle 4.7) Kosten für die solar bereitgestellte Wärme zwischen ca. 55 und rund 80 €/GJ. Die solarthermische Anlage im Mehrfamilienhaus ist durch spezifische Wärmekosten von etwa 36 €/GJ gekennzeichnet (Tabelle 4.7, Referenzanlage MFH). Bei dem solaren Nahwärmesystem liegen diese Kosten bei Verwendung von Kurzzeitspeichern bei ca. 22 €/GJ ohne und bei 45 €/GJ mit anteiliger Berücksichtigung von Nahwärmenetz und Hausübergabestation (Tabelle 4.7, Referenzanlage NW-I). Die Verdoppelung der Wärmegestehungskosten durch die Berücksichtigung von Netz und Hausübergabestation ist einerseits durch die Erhöhung der Investitionskosten von 60 % und der Betriebskosten von 235 % und andererseits durch den Wirkungsgrad des Fernwärmenetzes gegeben. Damit sind von den hier untersuchten Beispielen die solarthermische Heizungs- und Trinkwarmwasserunterstützung von Mehrfamilienhäusern sowie die Nahwärme mit Kurzzeitspeicher bei vergleichsweise niedrigen solaren Deckungsgraden (hier 10,4 % und 6,2 %) unter ökonomischen Gesichtspunkten die günstigsten Optionen.

Neben diesen solaren Wärmekosten, also den Kosten, die sich durch die Investitionen und die Betriebskosten der Solaranlage ergeben, sind in Tabelle 4.7 auch die äquivalenten Brennstoffkosten dargestellt; darunter werden die Kosten der solaren Nutzenergie am Speicherausgang bewertet mit dem Nutzungsgrad des konventionellen Heizkessels verstanden, der in Verbindung mit der Solaranlage Wärme bereitstellt. Für die Entscheidung eines Hausbesitzers für oder gegen die Installation einer solarthermischen Anlage sind diese äquivalenten Brennstoffkosten maßgebend, da damit und mit der zu erwartenden jährlichen Brennstoffeinsparung direkt die jährliche Kosteneinsparung durch den Mindereinsatz an z. B. fossilen Energieträgern berechnet werden kann. Damit kann die solarthermische Wärmebereitstellung direkt mit den Brennstoffkosten für die vermiedenen fossilen und ggf. auch biogenen Energieträger verglichen werden.

Ein derartiger Vergleich mit den in Tabelle 4.7 dargestellten äquivalenten Brennstoffkosten verdeutlicht, dass derzeit alle betrachteten Varianten der solarthermischen Wärmebereitstellung im Regelfall deutlich teurer sind als die konventionelle Raumwärme- bzw. Trinkwarmwasserbereitstellung mit Öl oder Gas. Bei dem Vergleich einer elektrischen Trinkwarmwasserbereitung im Sommer mit einem Strompreis von etwa 40 €/GJ (Haushaltstarif) mit den spezifischen Wärmekosten sind aber die Varianten NW-I (ohne Berücksichtigung des Netzes) und MFH günstiger, die solarthermische Trinkwarmwasserbereitung (EFH-III) und

NW-I (mit Berücksichtigung des Netzes) annähernd gleich teuer und die dezentralen solaren Raumheizungsanlagen (EFH-I und EFH-II) teurer.

Jedoch sollten diese Werte nicht als allgemeingültige Mittel- oder Richtwerte angesehen werden. In speziellen Anwendungsfällen können unter den dann gegebenen Rand- und Rahmenbedingungen erhebliche Abweichungen auftreten. Beispielsweise liegt der solare Wärmepreis bei Freibädern zwischen 7 und 14 €/GJ. Damit ist in vielen Fällen eine solare Freibadwassererwärmung bereits heute kostengünstiger als eine konventionelle Beheizung. Ursache hierfür ist, dass bei Freibädern die Zeiten hohen Strahlungsangebots mit den Zeiten hoher Nachfrage nach Niedertemperaturwärme – unter Wegfall eines Speichersystems – zusammenfallen, da das Schwimmbadwasser als Wärmespeicher wirkt. Außerdem sind die bei Freibädern verwendeten unabgedeckten Absorber kostengünstiger als abgedeckte Kollektoren.

Um den Einfluss der verschiedenen Größen besser abschätzen und bewerten zu können, zeigt Abb. 4.16 eine Variation der wesentlichen sensitiven Parameter. Dabei wurde von einer dezentralen solarthermischen Trinkwarmwasserbereitungsanlage (EFH-III) ausgegangen. Demnach üben eine Veränderung der Investitionen sowie eine Zinssatzvariation den größten Einfluss auf die Wärmekosten aus. In dem dargestellten Beispiel bewirkt eine Verringerung der Investitionen um 30 % eine Reduzierung der spezifischen Wärmegestehungskosten von knapp 55 auf rund 41 €/GJ.

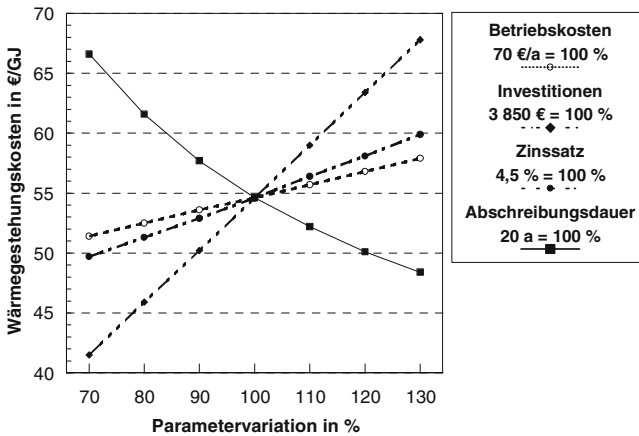


Abb. 4.16 Parametervariation der wesentlichen Einflussgrößen auf die spezifischen Wärmegestehungskosten bei dezentraler solarthermischer Trinkwarmwasserbereitstellung (Referenzanlage EFH-III, Tabelle 4.7)

4.3.3 Ökologische Analyse

Solarthermische Anlagen werden in den meisten Anwendungen mit Systemen auf der Basis fossiler Brennstoffe kombiniert, um eine Wärmebereitstellung auch in den Zeiten zu gewährleisten, in denen die Solaranlage keinen oder nur einen geringen Teil der gesamten Wärmenachfrage decken kann. Für solche kombinierten Systeme zu Deckung bestimmter Versorgungsaufgaben (vgl. Kapitel 1.2.4) wird im Folgenden eine Bilanzierung ausgewählter Umweltkenngößen im Verlauf des gesamten Lebensweges durchgeführt. Anschließend werden weitere mit einer Energiebereitstellung aus solarthermischen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert.

4.3.3.1 Lebenszyklusanalyse

Solarthermische Wärmebereitstellung. Für die in Tabelle 4.6 definierten Referenztechniken werden im Folgenden die Energie- und Emissionsbilanzen einschließlich aller vorgelagerten Prozesse ohne Berücksichtigung möglicher Zusatzheizsysteme erstellt und diskutiert. Bezugsgröße ist dabei 1 TJ bereitgestellte Wärme am Ausgang des Solarspeichers bzw. bei dem diskutierten Nahwärmesystem an der entsprechenden Hausübergabestation. Dabei werden die Verluste des Nahwärmenetzes ebenso wie die Verluste der Übergabestationen bzw. der Trinkwarmwasserspeicher berücksichtigt.

Da auch bei einer Wärmebereitstellung auf der Basis von Öl oder Gas ein, allerdings deutlich kleinerer, Trinkwarmwasserspeicher notwendig ist, werden nur die zusätzlichen, durch die Speichervolumenvergrößerung entstehenden Aufwendungen dem Solarsystem zugerechnet. Der Material- und Energieeinsatz für Bau, Betrieb und Abriss des Nahwärmenetzes, des Gebäudes für die Heizzentrale sowie die Hausübergabestationen wird entsprechend dem solaren Deckungsgrad, der Speicher hingegen voll dem Solarsystem angerechnet. Die Einsparung an Dachziegel aufgrund der Indachmontage wird dem jeweiligen solarthermischen System gutgeschrieben. Tabelle 4.8 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Energie- und Emissionsbilanzen einer solarthermischen Wärmebereitstellung.

Wichtige Einflussfaktoren auf die Bilanzergebnisse sind dabei die Anlagengröße sowie der solare Deckungsgrad. Mit zunehmender Anlagengröße sinken deshalb die spezifischen Verbräuche an erschöpflichen Energieträgern sowie die Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe. Umgekehrt sind Solaranlagen mit geringeren solaren Deckungsgraden aufgrund höherer spezifischer Kollektorerträge durch niedrigere Aufwendungen erschöpflicher Energieträger bzw. Emissionen gekennzeichnet.

Abb. 4.17 zeigt die Aufteilung der Treibhausgasemissionen der untersuchten Referenzanlagen auf Bau, Betrieb und Abriss. Mit Ausnahme der Referenzanlage NW-I verursacht demnach der Betrieb über 50 % der Treibhausgasemissionen. Nur bei der solarthermischen Versorgung des Nahwärmenetzes überwiegt der Anteil der Infrastruktur mit rund 70 %. Die Beiträge zu den kumulierten Klimagas-

emissionen durch den Abriss liegen um oder unter 1 % und sind damit näherungsweise vernachlässigbar.

Tabelle 4.8 Energie- und Emissionsbilanzen einer ausschließlichen solarthermischen Wärmebereitstellung zur Raumwärme und/oder Trinkwarmwasserbereitung

System ^a		EFH-I	EFH-II	EFH-III	MFH	NW-I ^b
Kollektorfläche	in m ²	25	25	7,4	60	620
solare Wärmeabgabe	in GJ/a	14,5	17,4	6,7	70,7	610/493
Energie	in GJ _{prim} /TJ ^c	432	366	463	176	139/167
SO ₂	in kg/TJ	91	76	88	45	58/63
NO _x	in kg/TJ	43	36	42	18	14/20
CO ₂ -Äquivalente	in t/TJ	27	23	30	11	8/10
SO ₂ -Äquivalente	in kg/TJ	182	153	180	78	89/107

^a Systeme EFH-I, EFH-II, MFH und NW-I zur solarunterstützten Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung; Systeme EFH-III ausschließlich zur solarunterstützten Trinkwarmwasserbereitung; ^b ohne/mit Berücksichtigung eines durchschnittlichen Nutzungsgrades des Nahwärmenetzes von 85 % und der Hausübergabestationen von 95 %; ^c primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

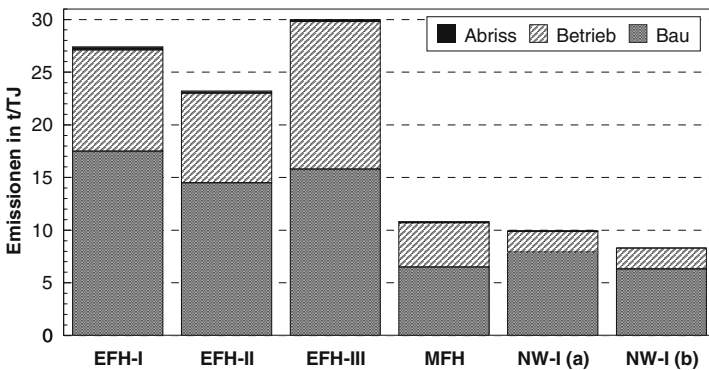


Abb. 4.17 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen der in Tabelle 4.8 dargestellten Bilanzergebnisse einer solarthermischen Wärmebereitstellung auf Bau, Betrieb und Abriss (NW-I (a) unter Berücksichtigung des Nahwärmenetzes; NW-I (b) ohne Berücksichtigung des Nahwärmenetzes)

Für die Referenzanlage EFH-II zeigt Abb. 4.18 zusätzlich detaillierter die Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf einzelne Verursacher. Demnach nimmt die Herstellung der Kollektoren einen Anteil von rund 14 %, die des Speichers einen Anteil von etwa 23 % und der Einsatz von elektrischer Energie zum Betrieb der Umwälzpumpe und der Regelung einen Anteil von rund 40 % an den gesamten Klimagasemissionen ein. Weiterhin tragen Leitungen, Kleinteile und Montage mit rund 22 % zu den CO₂-Äquivalenten bei. Verglichen damit ist der Anteil, der durch den Abriss der Anlage verursacht wird, vernachlässigbar gering.

Die zum Betrieb einer solarthermischen Anlage eingesetzte elektrische Energie kann das Gesamtergebnis merklich beeinflussen. Auch bei kleineren Anlagen zur

Trinkwarmwasserbereitung mit High-Flow Kollektorverschaltung (EFH-III) werden die Klimagasemissionen zu fast 50 % durch den Stromverbrauch verursacht. Dies liegt i. Allg. an den im Vergleich zu solaren Kombisystemen, welche im Sommer oft aufgrund mangelnder Wärmeabgabe in Stillstand gehen, wesentlich längeren Pumpenlaufzeiten. Bei größeren Anlagen mit drehzahlgeregelten Kollektorkreisumpen liegt der Anteil der elektrischen Energie an den CO₂-Äquivalent-Emissionen demgegenüber z. T. deutlich niedriger (z. B. NW-I etwa 24 %).

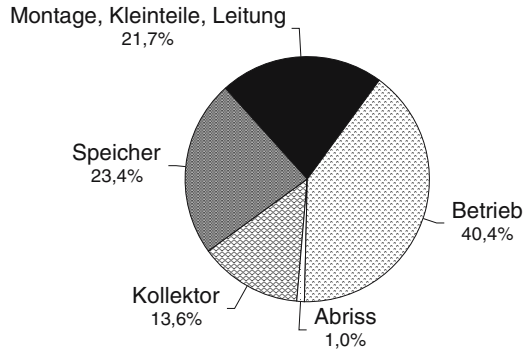


Abb. 4.18 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer solarthermischen Wärmebereitstellung durch das Referenzsystem EFH-II (Tabelle 4.8)

Ähnliche Zusammenhänge wie für die Klimagasemissionen gelten auch für den Verbrauch erschöpflicher Energieträger sowie die NO_x-Emissionen. Die SO₂-Emissionen werden demgegenüber durch die Bereitstellung der für den Bau der Anlagen benötigten Materialien dominiert. Speziell durch den hohen Kupferanteil der Kollektoren, Kollektorrohrleitungen und Wärmeübertrager ist die solarthermische Wärmebereitstellung mit vergleichsweise hohen SO₂-Emissionen von 45 bis 91 kg/TJ verbunden, wobei knapp 40 % dieser Emissionen dabei aus der Kupferproduktion stammen.

Versorgungssysteme. Zur Erfüllung definierter Versorgungsaufgaben müssen solarthermische Systeme mit einem Zusatzheizsystem kombiniert werden. Neben öl- bzw.- gasbefeuerten Heizkesseln können dafür auch Biomassekessel oder Wärmepumpen eingesetzt werden. Im Folgenden werden als Zusatzheizsysteme die in Kapitel 1.4 definierten Kleinanlagen auf Basis fossiler Energieträger betrachtet. Solarunterstützte Nahwärmesysteme werden aufgrund des geringen solaren Deckungsgrades nicht als Versorgungssystem bilanziert.

Für die Erstellung der Gesamtbilanzen werden neben den solarthermischen Anlagenkomponenten wie Kollektor, Kollektorrohrleitung oder Speicher auch die konventionelle Wärmeerzeugung berücksichtigt. Der Nutzungsgrad moderner Öl- oder Gaskessel ändert sich durch die Einbindung solarthermischer Anlage nur unwesentlich; dieser Effekt wird daher vernachlässigt. Tabelle 4.9 zeigt die Ergebnisse der Bilanzierung für eine Wärmebereitstellung auf solarthermischer bzw.

fossiler Basis. Bezugsgröße ist dabei 1 TJ bereitgestellte Wärmeenergie an der Schnittstelle zur Trinkwarmwasser- bzw. Raumwärmeverteilung innerhalb der versorgten Gebäude.

Tabelle 4.9 Energie- und Emissionsbilanzen einer Wärmebereitstellung auf der Basis kombinierter solarthermisch/fossil Systeme in Kleinanlagen zur Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung

System		EFH-I	EFH-II	EFH-II	EFH-III	EFH-III	MFH	MFH
Technik		Gas-BW ^a	Gas-BW ^a	Gas-NT ^b	Gas-BW ^a	HEL-NT ^c	Gas-BW ^a	HEL-NT ^c
Kesselleistung	in kW	5	8	9	18	20	60	67
Wärmenachfrage	in GJ/a	32,7	55,7	55,7	118,7	118,7	496,1	496,1
sol. Deckungsgrad	in %	44	31	31	5,6	5,6	10,4	10,4
Energie	in GJ _{prim} /TJ ^d	1 113	1 078	1 135	1 161	1 345	1 054	1 226
SO ₂	in kg/TJ	79	57	65	38	132	33	121
NO _x	in kg/TJ	74	66	69	63	113	56	103
CO ₂ -Äqu.	in t/TJ	71	68	72	73	99	65	90
SO ₂ -Äqu.	in kg/TJ	180	136	142	98	243	82	218

^a Erdgas-Brennwertkessel nach Tabelle 1.9; ^b Erdgas-Niedertemperatur-Kessel nach Tabelle 1.9; ^c Niedertemperaturkessel mit Heizöl extra leicht als Brennstoff nach Tabelle 1.9; ^d primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Wesentlichster Einflussfaktor auf die Bilanzergebnisse ist demnach der solare Deckungsgrad. Mit steigendem Deckungsgrad sinkt der Anteil konventionell bereitzustellender Wärme und damit der Verbrauch erschöpflicher Energieträger bzw. sinken die daraus resultierenden Schadstoffemissionen. Unterschiede im Systemnutzungsgrad der Zusatzkessel, in der Anlagengröße sowie in den brennstoffabhängigen Emissionsfaktoren sind weitere Einflussfaktoren auf die Ergebnisse. So liegen beispielsweise die spezifischen CO₂-Äquivalent-Emissionen für das Referenzsystem EFH-III bei 73 (Brennwertkessel Erdgas) und 99 t/TJ (Heizöl Extra Leicht). Die SO₂-Emissionen werden, wie bei den Bilanzergebnissen einer ausschließlichen solarthermischen Wärmebereitstellung ohne konventionelle Wärmeerzeugung, stark durch die produktionsbedingt hohen spezifischen SO₂-Emissionen der Rohmaterialien (vor allem Kupfer) beeinflusst.

Der Verbrauch an fossilen Energieträgern sowie die dargestellten Stofffreisetzungen werden im Wesentlichen vom Betrieb der Anlagen (direkte Emissionen aus dem Verbrennungsprozess bzw. Bereitstellung der benötigten elektrischen Energie) bestimmt. Die Bereitstellung der fossilen Brennstoffe frei Konversionsanlage zeigt bereits einen deutlich geringeren Beitrag zum Gesamtergebnis der Bilanzierung. Der Bau der Anlagen trägt lediglich bei Systemen zur solaren Raumwärmeunterstützung (EFH-I und EFH-II) nennenswert bei. Abb. 4.19 zeigt dies am Beispiel der CO₂-Äquivalent-Emissionen.

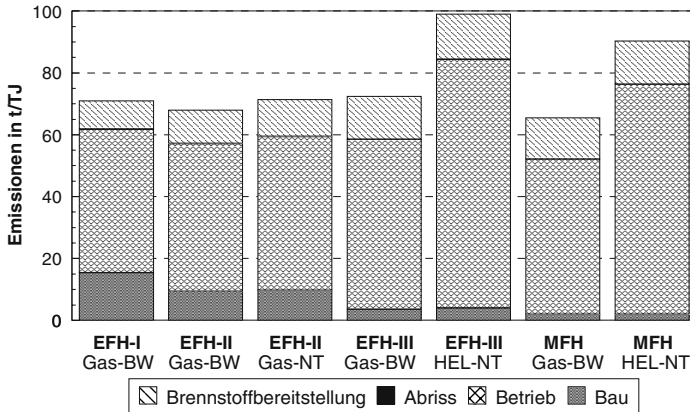


Abb. 4.19 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf Bau, Betrieb, Abriss und Brennstoffbereitstellung der in Tabelle 4.9 dargestellten Bilanzergebnisse (Gas Erdgas, HEL Heizöl extra leicht, BW Brennwertkessel, NT Niedertemperaturkessel)

4.3.3.2 Weitere Umwelteffekte

Solaranlagen sind durch einen geräuschlosen Betrieb ohne direkte Stofffreisetzungen gekennzeichnet. Bei der folgenden Analyse der lokalen Umweltaspekte wird zwischen Umweltaspekten bei Herstellung, Normalbetrieb und Störfall sowie bei Betriebsende unterschieden.

Herstellung. Die Umweltauswirkungen der Herstellung von Solaranlagen entsprechen weitgehend denen der verarbeitenden Industrie. Von besonderer Umweltrelevanz ist lediglich die Herstellung der Absorberstreifen. In der Vergangenheit kamen hier galvanische Beschichtungsverfahren zur Anwendung, die mit einem hohen Energieverbrauch und problematischen Abfällen verbunden waren. In jüngster Zeit gewannen jedoch Vakuumbeschichtungsverfahren an Bedeutung, die mit wesentlich geringeren Umweltbelastungen bei der Produktion einhergehen /4-27/, /4-28/. Auch können beispielsweise die seit kurzem zur Abdeckung des Solarkollektors verstärkt zum Einsatz kommenden Antireflexgläser nach einem ökologischen Herstellungsverfahren produziert werden /4-29/.

Bei der Herstellung von Solarspeichern kamen in den letzten Jahren verstärkt Materialien zum Einsatz, die mit nur geringen Umweltwirkungen produziert und verarbeitet werden können; beispielsweise wurden Polyurethan-Schäume (PU), die in Herstellung und Entsorgung unter Umweltgesichtspunkten nicht unproblematisch sind, vielfach durch Polypropylen (EPP) ersetzt /4-30/.

Damit treten bei der Herstellung von Solaranlagen keine signifikant über das derzeit übliche Maß hinaus gehende Umwelteffekte auf. Werden die entsprechenden Umweltschutz-Vorschriften eingehalten, ist i. Allg. eine sehr umweltverträgliche Produktion möglich.

Besondere Gefährdungen können eventuell auch bei der Dachinstallation von Kollektoren auftreten. Das Risiko eines tödlichen Absturzes eines Installateurs kann dabei mit dem Risiko eines Dachdeckers, Schornsteinfegers oder Zimmermanns verglichen werden und ist damit als klein zu bezeichnen.

Normalbetrieb. Da der Betrieb von Solarkollektoren nicht mit Stofffreisetzungen verbunden ist, lassen sie sich grundsätzlich sehr umweltfreundlich betreiben. Außerdem sind dachmontierte Kollektoren dem Absorptions- und Reflexionsverhalten der Dächer relativ ähnlich. Damit sind bei einer Dachinstallation kaum Beeinträchtigungen des lokalen Klimas zu erwarten. Auswirkungen haben die mit den z. T. weithin sichtbaren Kollektoren belegten Dachflächen lediglich hinsichtlich des bisher üblichen Erscheinungsbildes der Städte und Dörfer. Auch ist der Flächenverbrauch von Solarkollektorsystemen gering, da in der Regel bereits vorhandene Dachflächen genutzt werden.

Nur wenn Kollektoren auf Freiflächen installiert werden, ist eine Beeinträchtigung des Mikroklimas denkbar. Sie beschränkt sich aber im Wesentlichen auf den Schattenbereich und ist vernachlässigbar gering. Prinzipiell ist auch eine weitere extensive landwirtschaftliche Nutzung dieser verschatteten Flächen möglich.

Außerdem sollte durch die richtige Anlagenauslegung der Austritt von Dampf beim Stillstand der Kollektoren verhindert werden und damit auch kein Gesundheitsrisiko darstellen.

Störfall. Umweltauswirkungen durch größere Störfälle sind von Solarkollektoranlagen nicht zu erwarten. Gesundheitsrisiken für Menschen bzw. eine Belastung des Grundwassers oder des Bodens durch ein eventuelles Austreten des frostschutzmittelhaltigen Wärmeträgermediums sind durch die fortgeschrittene Technologie sehr unwahrscheinlich. Auch können derartige Probleme durch regelmäßige Inspektionen sowie durch die Verwendung von lebensmittelechten Wärmeträgermedien (z. B. Propylenglykol-Wasser-Gemischen) vermieden werden.

Grundsätzlich kann es durch Brände zu begrenzten Freisetzungen an luftgetragenen Spurengasen an die Umwelt kommen, die jedoch nicht spezifisch für solarthermische Anlagen sind; außerdem dürften Brände an den Kollektoren bauartbedingt nur dann zu erwarten sein, wenn das gesamte Gebäude, auf denen sie montiert sind, abbrennt.

Zusätzlich denkbare Verletzungsgefahren durch das Herabfallen unsachgemäß auf Dachflächen montierter Kollektoren können durch die Einhaltung der allgemein gültigen Arbeitssicherheitsstandards weitgehendst vermieden werden; hier ist ein Gefahrenpotenzial gegeben, das dem von Dachziegeln entspricht.

Legionellen können sich in Trinkwarmwassersystemen stark vermehren und dadurch zu einer Gesundheitsgefahr für den Menschen werden, wenn der Mensch mit diesem infizierten Wasser in Berührung kommt. Es handelt sich hierbei jedoch nicht um eine spezifische Problematik von Solaranlagen; dieses Problem ist aber in der Vergangenheit auch bei solarthermischen Systemen aufgetreten. Da Legionellen bei ca. 60 °C aber schnell absterben, ist es durch entsprechende technische Maßnahmen

leicht möglich, diese Gefahr zu begrenzen. Auch haben entsprechende Versuche gezeigt, dass erhöhte Aufenthaltszeiten in Speichern, die erheblich unter den DVGW-Anforderungen liegen, nicht zwingend zu einem verstärkten Legionellen-Wachstum führen müssen /4-31/. Auch kann durch Beachtung der entsprechenden Regelwerke des DVGW ein Legionellen-Wachstum sicher verhindert werden; diese Anforderungen sind deshalb auch bei modernen Solaranlagen ausnahmslos umgesetzt. Auch hat bei den hier untersuchten Anlagenschemata nur die Anlage EFH-III einen Trinkwarmwasserspeicher, bei dem das Problem grundsätzlich auftreten könnte. Alle anderen gezeigten Anlagen sind generell unbedenklich gegen Legionellenbildung.

Auch sind mehr als die Hälfte der in Deutschland am Markt angebotenen Solar Kollektoren mit dem Blauen Engel (RAL-ZU 73) ausgezeichnet. Damit wird dokumentiert, dass als Wärmeträgermedium keine halogenisierten Kohlenwasserstoffe eingesetzt werden dürfen und die zur Dämmung der Kollektoren verwendeten Stoffe nicht unter dem Einsatz halogenisierter Kohlenwasserstoffe hergestellt wurden /4-32/.

Zusammengenommen sind damit die potenziellen Umweltauswirkungen einer solarthermischen Wärmebereitstellung auch im Störfall gering.

Betriebsende. Grundsätzlich ist ein Recycling wesentlicher Bauteile von solarthermischen Anlagen (z. B. Solarkollektor, Speicher) möglich. Auch verpflichten sich im Rahmen der Blau-Engel-Anforderungen die Hersteller zur Zurücknahme der Kollektoren und Wiederverwertung der darin enthaltenen Materialien /4-32/. Damit treten hier die beim Recycling bestimmter Materialien üblichen Umwelteffekte auf, die jedoch nicht spezifisch für Solaranlagen sind.

4.4 Potenziale und Nutzung

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden auch die theoretischen und technischen Angebotspotenziale einer solarthermischen Wärmebereitstellung ermittelt. Sie werden nachfolgend – ebenso wie die derzeitige Nutzung – diskutiert.

4.4.1 Potenziale

Theoretisches Potenzial. Das theoretische Potenzial errechnet sich aus der insgesamt auf die Erdoberfläche Deutschlands eingestrahelten Solarenergie mit rund 1 285 EJ/a. Wird unterstellt, dass diese von der Sonne kommende Energie theoretisch vollständig nutzbar gemacht werden könnte, entspricht die eingestrahelte Sonnenenergie der theoretisch insgesamt bereitstellbaren solarthermischen Energie (Tabelle 4.10).

Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale). Das technische Angebots- oder Erzeugungspotenzial errechnet sich aus den für eine Kollektoranlage verfügbaren Dach- und Freiflächen mit den nach dem derzeitigen Stand der Technik möglichen Energieerträgen.

Das solare Dachflächenpotenzial auf Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland beträgt unter Berücksichtigung der gegebenen bau- und solartechnischen Restriktionen rund 838 Mio. m² /4-33/. Die Nutzung dieses Dachflächenpotenzials für eine solarthermische Wärmergewinnung steht aber grundsätzlich in Konkurrenz zu einer photovoltaischen Stromerzeugung (vgl. Kapitel 5.4).

Werden derzeit erreichbare mittlere Kollektorenergieerträge und Systemnutzungsgrade unterstellt (und damit ausgegangen von einem durchschnittlich technisch erreichbaren Energieertrag – je nach zugrunde gelegter Technik und Auslegung – zwischen 600 und 1 200 MJ/(m² a)) errechnet sich eine vom Solarsystem an das Wärmeverteilsystem in dem jeweils versorgten Gebäude gelieferte Energie zwischen 500 und 1 000 PJ/a (Tabelle 4.10).

Zusätzlich könnte eine solarthermische Nutzung auch auf einem Teil der landwirtschaftlichen Nutzflächen realisiert werden; aufgrund der gegenwärtigen Nahrungsmittelüberproduktion in der EU und in Deutschland wären hier – trotz der immer mit höherer Priorität zu realisierenden Nahrungsmittelerzeugung – durchaus Flächen verfügbar. Wird von diesen für eine landwirtschaftliche Nahrungsmittelproduktion nicht mehr benötigten Ackerflächen ausgegangen, und werden die technischen Restriktionen berücksichtigt, die einer Errichtung von solarthermischen Anlagen entgegenstehen, ergibt sich ein installierbares Kollektorflächenpotenzial von ca. 3 Mrd. m². Auf Basis dieser Fläche kann die auf gebäudenahen Freiflächen bereitstellbare Wärme errechnet werden. Die vom Solarsystem an das Wärmeverteilsystem gelieferte Wärmeenergie beträgt unter diesen Randbedingungen 1 800 bis 3 600 PJ/a (Tabelle 4.10).

Zusammengenommen errechnet sich daraus ein technisches Angebotspotenzial zwischen 2 300 und 4 600 PJ/a. Damit übersteigt diese solartechnisch bereitstellbare Wärme die solarthermisch deckbare Nachfrage nach Raum- und Prozesswärme sowie Trinkwarmwasser (d. h. mit Temperaturen, die durch Solaranlagen bereitgestellt werden können; vgl. /4-15/) erheblich.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Bei der Bestimmung der technischen Nachfragepotenziale wird unterschieden zwischen dezentralen Systemen zur Deckung der Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei Haushalten, GHD (d. h. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige; dies entspricht im Wesentlichen den Kleinverbrauchern) und der Industrie, zentralen Systemen zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei Haushalten, GHD und der Industrie (ohne saisonale Speicher) sowie zentralen Nahwärmesystemen zur Deckung der Trinkwarmwasser-, Raum- und Prozesswärmenachfrage bei Haushalten, GHD und der Industrie (mit saisonalen Speichern).

Dezentrale Systeme zur Deckung der Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei Haushalten, GHD und der Industrie (Konzept I). Die Nachfrage nach Trinkwarmwasser und Prozesswärme mit Temperaturen, die prinzipiell solarthermisch gedeckt werden können, liegt bei den Haushalten bzw. GHD bei 95 bzw. 81 PJ (d. h. rund die Hälfte der gesamten Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage von 190 bzw. 161 PJ /4-15/) und bei der Industrie bei ca. 82 PJ (d. h. 8 % der gesamten Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage von rund 160 PJ /4-15/).

Bei der Industrie ist häufig davon auszugehen, dass die gesamte solarthermisch deckbare Energienachfrage aufgrund der bei industriellen Nachfragern im Normalfall verfügbaren Dach- und Freiflächen auch solarthermisch gedeckt werden kann; Restriktionen bezüglich nicht verfügbarer Kollektoraufstellflächen bestehen daher so gut wie nicht.

Tabelle 4.10 Potenziale einer solarthermischen Wärmebereitstellung in Deutschland

Theoretisches Angebotspotenzial in EJ/a ^a		ca. 1 285		
Technisches Flächenpotenzial				
Dachflächen	in Mio. m ²	ca. 838		
Freiflächen	in Mio. m ²	ca. 3 000		
Technisches Angebotspotenzial ^{b,c}				
Dachflächen	in PJ/a	500 – 1 000		
Freiflächen	in PJ/a	1 800 – 3 600		
Summe	in PJ/a	2 300 – 4 600		
Technisches Nachfragepotenzial				
Konzept		I ^d	II ^e	III ^f
Haushalte	in PJ/a	49	251	431
GHD ^g	in PJ/a	47	166	214
Industrie	in PJ/a	52	85	125
Summe	in PJ/a	148	502	770

^a gesamtes solares Strahlungsangebot über der Gebietsfläche Deutschlands; ^b spezifischer Kollektorenergieertrag der solarthermischen Systeme zwischen 600 und 1 200 MJ/(m² a); ^c dabei handelt es sich um die von dem solarthermischen System nutzbar abgegebene Wärme; ^d solarthermische Systeme zur Deckung der Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage (unter 100 °C); ^e dezentrale solarthermische Systeme zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage; ^f solarthermisches Nahwärmesystem zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage mit saisonaler Speicherung; ^g Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige (d. h. im Wesentlichen Kleinverbraucher).

Bei GHD und insbesondere bei den Haushalten ist dies jedoch nicht notwendigerweise der Fall. Hier ist vielmehr davon auszugehen, dass es insbesondere in Ballungs- und Verdichtungsräumen (u. a. Dorfkern, Stadtzentren, Hochhaus-siedlungen) kaum möglich sein dürfte, die gesamte gegebene Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage aufgrund nicht vorhandener Flächen für eine potenzielle Kollektorstallung solarthermisch bereitzustellen. Deshalb wird hier unterstellt, dass in rund 90 % der insgesamt möglichen Fälle die gesamte Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei GHD dort anfällt, wo auch prinzipiell die

Möglichkeit besteht, Solarkollektoren zu installieren (d. h. rund 90 % der entsprechenden Wärmenachfrage kann auch solarthermisch gedeckt werden).

Bei den Haushalten wird unterstellt, dass Gebiete mit lockerer Bebauung (rund 2 % der gesamten Gebäudeflächen in Deutschland) vollständig, Gebiete mit Einfamilienhäusern und nicht sehr dicht bebaute Dorfkerne (ca. 50 % der gesamten Gebäudefläche) zu einem sehr hohen Anteil, Gebiete mit Randbebauung und Wohnblocks (ca. 40 % der Gebäudefläche) zu einem ebenfalls erheblichen Anteil und Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte (z. B. Stadtzentren, Sonderbauten; rund 8 % der Gebäudefläche) zu weniger als der Hälfte genutzt werden können. Bei den abgeschlossenen Flächen besteht nicht die Möglichkeit, Solarkollektoren aufzustellen und damit die gegebene Wärmenachfrage zu decken. Damit sind nur bei rund 80 % der gesamten Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei den Haushalten die Randbedingungen so, dass Solarkollektoren einen Beitrag zur Deckung dieser Wärmenachfrage leisten können.

Werden ausgehend davon Solarsysteme zur Trinkwarmwasser- und Prozesswärmebereitstellung nach dem gegenwärtigen Stand der Technik mit einem solaren Deckungsgrad von 65 % unterstellt, errechnet sich eine solarthermisch deckbare Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei der Industrie von 52 PJ/a, bei GHD von 47 PJ/a und bei den Haushalten von 49 PJ/a. Zusammengenommen könnte damit die Solarthermie einen Beitrag von rund 148 PJ/a und damit von rund 57 % zur Deckung der gesamten theoretisch solarthermisch deckbaren Nachfrage nach Trinkwarmwasser- und Prozesswärme von 258 PJ/a leisten. Bezogen auf den Endenergieverbrauch in Deutschland sind dies rund 1,6 %.

Zentrale Systeme zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei Haushalten, GHD und Industrie (ohne saisonale Speicher) (Konzept II). Die Nachfrage nach Trinkwarmwasser und Prozesswärme mit durch solarthermische Anlagen bereitstellbaren Temperaturen liegt bei 258 PJ. Zusätzlich dazu wird noch eine Nutzwärme zur Deckung der Raumwärmenachfrage von 1 629 PJ bei den Haushalten, von 530 PJ bei GHD und von 170 PJ bei der Industrie nachgefragt. Die gesamte theoretisch solarthermisch deckbare Niedertemperaturwärmenachfrage liegt damit bei 2 587 PJ (vgl. /4-15/).

Entsprechend dem bisherigen Vorgehen wird auch hier davon ausgegangen, dass bei der Industrie einer Deckung der gesamten solartechnisch deckbaren Raum-, Prozess- und Trinkwarmwassernachfrage aufgrund der bei Industriebetrieben im Regelfall verfügbaren Dach- und Freiflächen keine Flächenrestriktionen entgegen stehen.

Dies kann bei GHD und insbesondere bei Haushalten in Ballungs- und Verdichtungsräumen (u. a. Dorfkerne, Stadtzentren, Hochhaussiedlungen) nicht unterstellt werden. Deshalb wird bei GHD unterstellt, dass nur rund 80 % der gesamten Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage dort anfällt, wo sie infolge verfügbarer Flächen für eine Kollektorinstallation auch solarthermisch gedeckt werden kann. Der Prozentsatz ist im Vergleich zu den Systemen mit einer ausschließlichen Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfragedeckung deshalb

kleiner, weil die Raumwärmenachfrage deutlich höher liegt und damit erheblich mehr an (ggf. nicht verfügbaren) für eine Installation von Kollektoren geeigneten Flächen benötigt werden. Bei den Haushalten wird davon ausgegangen, dass Gebiete mit lockerer Bebauung vollständig, Gebiete mit Einfamilienhäusern und locker bebaute Dorfkerne zu einem hohen Anteil, Gebiete mit einer Randbebauung und Wohnblocks zu einem erheblichen Anteil und Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte zu deutlich weniger als der Hälfte genutzt werden können. Bei den abgeschlossenen Flächen können Solarkollektoren weder auf Dach- noch auf Freiflächen aufgestellt werden und damit keinen Beitrag zur Deckung der gegebenen Wärmenachfrage leisten. Zusammengenommen sind damit nur bei rund 60 % der gesamten Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei den Haushalten die Randbedingungen so, dass die Wärmenachfrage auch durch Solarkollektoren bereitgestellt werden könnte.

Werden Solarsysteme nach dem derzeitigen Stand der Technik mit einem solaren Deckungsgrad bei der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie Trinkwarmwasser von 34 % unterstellt, errechnet sich eine solarthermisch deckbare Wärmenachfrage bei der Industrie von 85 PJ/a, bei GHD von 166 PJ/a und bei den Haushalten von 251 PJ/a. Zusammengenommen könnte damit die Solarthermie 502 PJ/a (ca. 19,4 % der gesamten theoretisch solarthermisch deckbaren Niedertemperaturwärmenachfrage) zur Deckung der gesamten Niedertemperaturwärmenachfrage nach Raum- und Prozesswärme sowie Trinkwarmwasser von 2 587 PJ/a beitragen. Dies entspricht einem Anteil am gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland von rund 5,3 %.

Zentrale Nahwärmesysteme zur Deckung der Trinkwarmwasser-, Raum- und Prozesswärmenachfrage bei den Haushalten, GHD und der Industrie (mit saisonalen Speichern) (Konzept III). Die gesamte Nachfrage nach Trinkwarmwasser und Prozesswärme mit solarthermisch deckbaren Temperaturen liegt in Deutschland bei 258 PJ. Zusätzlich dazu ist eine Nutzwärmenachfrage für die Raumwärmebereitstellung von 2 329 PJ/a gegeben. Die gesamte solartechnisch deckbare Niedertemperaturwärmenachfrage liegt damit bei 2 587 PJ/a (vgl. /4-15/).

Wie bisher kann auch bei zentralen Nahwärmesystemen mit einer integrierten saisonalen Speicherung zur Trinkwarmwasser-, Raumwärme- und Prozesswärmenachfragedeckung bei der Industrie davon ausgegangen werden, dass die gesamte solartechnisch deckbare Energienachfrage aufgrund der hier im Normalfall verfügbaren Dach- und Freiflächen auch solarthermisch gedeckt werden kann.

Für GHD und Haushalte gilt dies jedoch nicht (u. a. Dorfkerne, Stadtzentren, Hochhaussiedlungen). Bei GHD wird daher unterstellt, dass nur rund 70 % der gesamten deckbaren Wärmenachfrage dort anfällt, wo sie auch durch solare Nahwärmesysteme mit einem entsprechenden saisonalen Speicher gedeckt werden kann; der Anteil ist im Vergleich zu den anderen untersuchten Varianten deshalb kleiner, weil für den saisonalen Speicher und zum Ausgleich der höheren Verluste bei Nahwärmesystemen mit saisonaler Speicherung für eine Kollektorinstallation mehr geeignete Flächen benötigt werden. Bei den Haushalten sind Gebiete mit

lockerer Bebauung vollständig, Gebiete mit Einfamilienhäusern und locker bebauten Dorfkerne zu einem hohen Anteil, Gebiete mit einer Randbebauung und Wohnblocks merklich und Gebiete mit einer hohen Bebauungsdichte zu erheblich weniger als der Hälfte nutzbar; zusammengenommen kann deshalb nur bei rund 50 % der gesamten Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage bei den Haushalten ein solarthermischer Beitrag geleistet werden.

Werden solare Nahwärmesysteme nach dem Stand der Technik mit einem solaren Deckungsgrad bei der Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme sowie Trinkwarmwasser von 50 % unterstellt, errechnet sich eine solarthermisch deckbare Wärmenachfrage bei der Industrie von 125 PJ/a, bei GHD von 214 PJ/a und bei den Haushalten von 431 PJ/a. Zusammengenommen könnte damit die Solarthermie rund 770 PJ/a (ca. 30 % der gesamten solartechnisch deckbaren Niedertemperaturwärmenachfrage) zu Deckung der theoretisch solarthermisch deckbaren Nachfrage nach Raum- und Prozesswärme sowie Trinkwarmwasser von rund 2 587 PJ/a beitragen. Bezogen auf den Endenergieverbrauch in Deutschland entspricht dies einem Anteil von rund 8,5 %.

4.4.2 Nutzung

Das technische Potenzial einer solarthermischen Wärmeerzeugung wird in Deutschland bisher kaum genutzt. Hauptsächlich Anwendungsgebiete sind derzeit die solare Freibad- und Schwimmbadbeheizung und die solare Trinkwarmwassererwärmung im Haushaltssektor. Abb. 4.20 zeigt die jährlich neu installierte Kollektorfläche in Deutschland im Zeitraum zwischen 1975 und 2003. Demnach wurden bis Ende der 1980er-Jahre insgesamt gesehen nur wenige solarthermische Anlagen installiert. Erst im Jahr 1991 hat sich die jährlich installierte Kollektorfläche dann erheblich erhöht; dieser Trend blieb auch die Folgejahre – unterstützt durch eine Reihe staatlicher Maßnahmen – erhalten und hat bis heute in der Tendenz nach wie vor zugenommen. Das Jahr 2001 war bislang durch die größte jährlich installierte Kollektorfläche gekennzeichnet.

Zusammengenommen dürften Ende 2004 knapp 6,5 Mio. m² Solarkollektoren (ca. 5,8 Mio. m² an verglasten Kollektoren und rund 0,7 Mio. m² an Schwimmbadabsorbern) installiert sein. Beispielsweise wurden im Jahr 2004 ca. 75 000 verglaste Solarkollektoren mit einer installierten Kollektorfläche von insgesamt 0,7 bis 0,75 Mio. m² neu errichtet; dabei handelt es sich bei etwa 90 % dieser Gesamtkollektorfläche um Flach- und bei ca. 10 % um Vakuumröhrenkollektoren. Abgeschätzt auf der Basis mittlerer Energieerträge errechnet sich für die gesamten derzeit in Deutschland installierten Solarkollektoren eine nutzbare Wärme von rund 9 PJ/a.

Bei der Mehrzahl der in der Vergangenheit installierten Kollektoranlagen handelt es sich um Kleinanlagen mit einer aktiven Solarfläche von unter 10 m². Von einigen Wohnungsunternehmen wurden jedoch in den letzten Jahren auch verstärkt große Solaranlagen, zumeist mit öffentlicher Unterstützung beispielsweise in Ver-

bindung mit öffentlichen Gebäuden, errichtet. Der Schwerpunkt der Anwendung liegt aber noch immer bei der solaren Trinkwarmwassererwärmung.

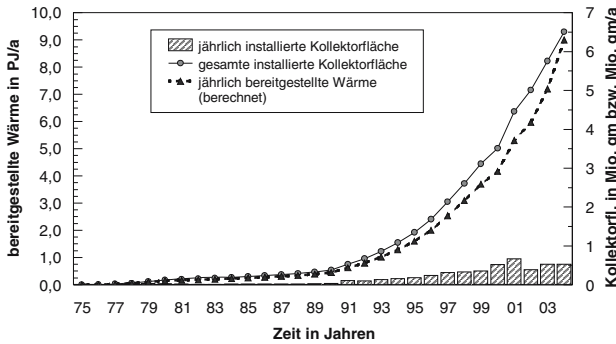


Abb. 4.20 Entwicklung der solarthermischen Nutzung in Deutschland (verschiedene Quellen, u. a. /4-34/, /4-35/)

Solare Systeme zur Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung (Kombisysteme) werden zwischenzeitlich in Deutschland immer häufiger realisiert. Es existiert bereits eine Anzahl von marktgängigen kompakten Kombisystemen sowie eine Vielzahl von mit Einzelkomponenten aufgebauten Anlagen. In Österreich und der Schweiz sind bereits 50 % aller neu installierten Solaranlagen Kombisysteme /4-18/. Auch wird die Kombination von größeren Solaranlagen mit Biomasseverbrennungsanlagen zur Verhinderung des Einschaltens des Biomassekessels im Sommer in Pilotprojekten in Deutschland und 14 Anlagen in Österreich erprobt.

5 Photovoltaische Stromerzeugung

5.1 Physikalische Grundlagen

Neben der solarthermischen Wärmegewinnung stellt die photovoltaische Stromerzeugung eine weitere Form der direkten Nutzung solarer Strahlungsenergie dar. Im Unterschied zur Solarthermie wird hier die solare Energie allerdings direkt in elektrische Energie gewandelt. Im Folgenden werden die wesentlichen physikalischen Grundlagen dieser Energiewandlungstechnik dargestellt (u. a. /5-1/, /5-8/, /5-15/, /5-26/, /5-27/, /5-28/, /5-29/, 5-40/, /5-55/, /5-10/).

5.1.1 Bändermodell

Neben den positiv geladenen Protonen und den nicht geladenen Neutronen im Kern besteht ein Atom aus negativ geladenen Elektronen. Sie nehmen dabei diskrete Energieniveaus („Schalen“ oder „Orbitale“) um den Kern ein. Die Anzahl der Elektronen, die ein bestimmtes Energieniveau besetzen können, ist beschränkt; nach dem sogenannten Pauli-Prinzip kann ein mögliches Energieniveau immer nur von höchstens zwei Elektronen besetzt werden, wobei sich diese noch durch einen antiparallelen „Spin“ (d. h. Eigendrehimpuls) unterscheiden müssen.

Bilden mehrere Atome einen Festkörper, überlappen sich die verschiedenen Energieniveaus der Einzelatome; sie weiten sich zu Energiebändern auf. Zwischen diesen „erlaubten“ Energiebändern liegen Energielücken (d. h. „verbotene“ Bänder). Den inneren, stark an die Kerne gebundenen Elektronen stehen schmale und den äußeren Elektronen breite erlaubte Bänder zur Verfügung. Die Breite der verbotenen Bänder variiert in umgekehrter Weise: nahe an den Kernen sind sie breit und nach oben in der Energieskala werden sie schmaler. Dies führt letztlich bis zu einer Überlappung der äußersten Bänder. Die energetischen Abstände der erlaubten Bänder bzw. die energetische Breite der Energielücken und die Verteilung der Elektronen auf die erlaubten Bänder ist bestimmend für die elektrischen und die optischen Eigenschaften eines Festkörpers.

Auch in den Bändern ist die Zahl der von Elektronen besetzbaren Energieniveaus, also die Zahl der Plätze, begrenzt. Man spricht daher von einer „endlichen Zustandsdichte“. Die inneren Schalen bei Atomen bzw. die Energiebänder der Festkörper mit niedrigen Energiezuständen sind vollständig mit Elektronen be-

setzt. Hier befindliche Elektronen sind deshalb nicht frei beweglich – nur ein Platztausch ist möglich. Diese Elektronen ergeben keine Leitfähigkeit. Das energiereichste voll besetzte Energieband wird als Valenzband bezeichnet; hier befinden sich die Elektronen, die den chemischen Bindungstyp des Materials festlegen.

Soll ein Festkörper elektrische Leitfähigkeit aufweisen, bedarf es frei beweglicher Elektronen. Frei beweglich sind Elektronen aber nur dann, wenn sie sich in einem nicht voll besetzten Energieband befinden. Aus energetischen Gründen kann dies nur in dem über dem Valenzband liegenden Band auftreten. Dieses Energieband wird deshalb auch als Leitungsband bezeichnet.

Die Energielücke zwischen dem Valenzband und dem Leitungsband wird als „Bandabstand“ oder „Bandlücke“ (auch „energy gap“, E_g) bezeichnet (Abb. 5.1) und entspricht gerade der aufzubringenden Mindestenergiemenge, um ein Elektron aus dem Valenzband in das Leitungsband zu befördern.

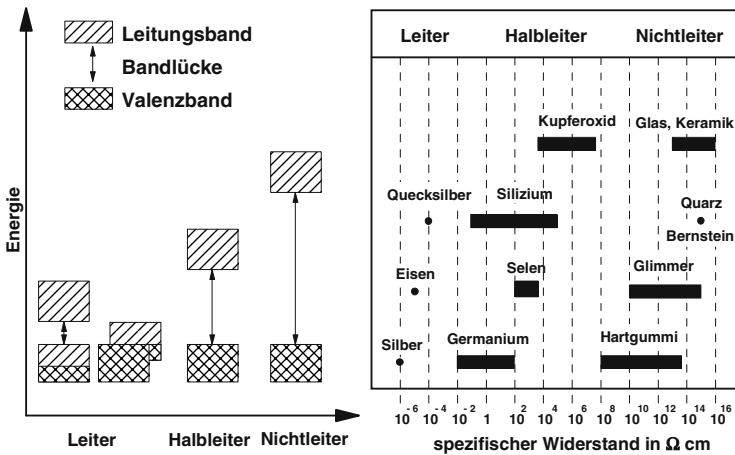


Abb. 5.1 Valenz- und Leitungsband sowie Bandlücke (links) und spezifische Widerstände (rechts) von Leitern, Halbleitern und Nichtleitern (u. a. /5-15/, /5-17/)

5.1.2 Leiter, Nichtleiter und Halbleiter

Der Unterschied zwischen Leiter, Halbleiter und Nichtleiter liegt in der Bandstruktur und in der Bänderbesetzung mit Elektronen begründet (Abb. 5.1).

Leiter. In Leitern (z. B. Metalle und ihre Legierungen) ist entweder

- das energiereichste Band (Leitungsband), in dem sich Elektronen aufhalten, nicht vollständig besetzt, oder
- das energiereichste, voll besetzte Band (Valenzband) und das darüber liegende Leitungsband überlappen sich, wodurch ebenfalls ein teilbesetztes Band (Leitungsband) vorliegt.

Der Stromtransport erfolgt somit durch frei bewegliche Elektronen, die im Kristallgitter unabhängig von der Temperatur in großer Zahl vorhanden sind. Damit sind elektrische Leiter durch sehr geringe spezifische Widerstände gekennzeichnet. Bei steigender Temperatur behindert die zunehmende thermische Schwingung der Atomrümpfe die Bewegung der Elektronen. Deshalb steigt der spezifische Widerstand bei Metallen mit der Temperatur an.

Nichtleiter. Nichtleiter (z. B. Gummi, Keramik) weisen ein mit Elektronen voll aufgefülltes Valenzband, einen großen Bandabstand ($E_g > 3 \text{ eV}$) und ein leeres Leitungsband auf. Sie besitzen daher praktisch keine frei beweglichen Elektronen. Erst bei sehr hohen Temperaturen (starke „thermische Anregung“) gelingt es wenigen Elektronen, die Energielücke zu überwinden. Deshalb zeigen Keramiken z. B. bei sehr hohen Temperaturen eine geringfügige Leitfähigkeit.

Halbleiter. Halbleiter (z. B. Silicium, Germanium, Gallium-Arsenid) sind im Prinzip Nichtleiter, jedoch mit einem relativ schmalen Bandabstand ($0,1 \text{ eV} < E_g < 3 \text{ eV}$). Deshalb ist bei tiefen Temperaturen ein chemisch reiner Halbleiter auch tatsächlich ein Nichtleiter. Elektronen werden erst durch die Zufuhr von thermischer Energie aus ihren Bindungen gelöst und ins Leitungsband angehoben. Daher werden Halbleiter bei höheren Temperaturen leitfähiger. Im Gegensatz zu den Metallen nimmt die Leitfähigkeit bei Halbleitern mit steigender Temperatur zu. Halbleiter liegen bezüglich des spezifischen Widerstands zwischen Leitern und Nichtleitern. Im Grenzbereich zwischen Halbleitern und Leitern, bei sehr kleinen Bandabständen ($0 \text{ eV} < E_g < 0,1 \text{ eV}$), spricht man auch von Halbmetallen. Die Leitfähigkeiten können im Bereich derjenigen von Metallen liegen. Charakteristisch ist jedoch die Abnahme der Leitfähigkeit mit sinkender Temperatur; dies steht im Gegensatz zu dem Verhalten „echter“ Metalle.

5.1.3 Leitungsmechanismen in Halbleitern

Eigenleitung. Halbleiter sind ab bestimmten Temperaturen leitfähig, da mit steigender Temperatur sich Valenzelektronen aus ihren Bindungen lösen können und ins Leitungsband gelangen (intrinsische Leitfähigkeit); sie werden zu Leitungselektronen, die sich frei im Kristall bewegen können (Elektronenleitung).

Andererseits kann auch die entstehende Lücke (d. h. das „Defektelektron“ bzw. das „Loch“) im Valenzband durch das Halbleitermaterial wandern, da in die Elektronenlücke ein Nachbarlektron nachrücken kann. Die Löcher oder Defektelektronen – sie können wie positive Teilchen betrachtet werden – liefern damit einen gleichwertigen Beitrag zur Leitfähigkeit (Löcherleitung oder Defektelektronenleitung). Da jedes freie Elektron ein Loch hinterlässt, sind in einem ungestörten Halbleiterkristall beide Sorten von Ladungsträgern in gleicher Zahl vorhanden.

Dieser Eigenleitung des Halbleiters wirkt die Rekombination entgegen. Darunter ist die Wiedervereinigung eines freien Elektrons mit einem positiven Loch zu verstehen. Trotz dieser Rekombination bleibt die Anzahl der Löcher und der freien

Elektronen aber gleich, weil bei einem bestimmten Temperaturniveau stets in gleicher Zahl neue Elektron-Loch-Paare gebildet werden wie rekombinieren. Für jede Temperatur existiert folglich ein thermischer Gleichgewichtszustand mit einer bestimmten Anzahl freier Löcher und freier Elektronen. Dabei nimmt die Anzahl dieser Elektron-Loch-Paare mit wachsender Temperatur zu.

Wird von außen eine Spannung an ein solches Kristallgitter gelegt, wandern die Elektronen zum Pluspol und die Löcher bzw. Defektelektronen zum Minuspol. Dieser Leitungsmechanismus der Eigenleitung in Halbleitern kann mit dem Bändermodell (Abb. 5.2, links) beschrieben werden.

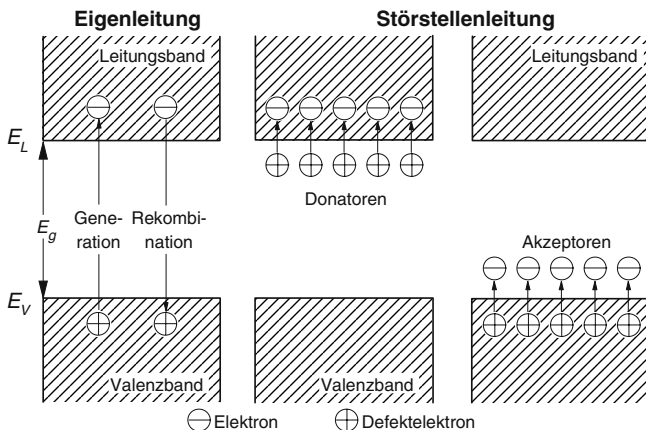


Abb. 5.2 Bändermodell für die Eigenleitung (links) und Störstellenleitung (Mitte, rechts) (E_V Energieniveau des Valenzbandes, E_L Energieniveau des Leitungsbandes, E_g Energielücke; nach /5-1/, /5-18/)

Störstellenleitung. Zusätzlich zur – geringen – Eigenleitfähigkeit der reinen, ungestörten Kristalle kann durch den gezielten Einbau von Fremdatomen („Dotierung“) eine Störstellenleitung erzeugt werden. Wirksam sind Fremdatome mit einer vom Grundmaterial abweichenden Valenzelektronenzahl. Ist beispielsweise die Valenzelektronenzahl des eingebauten Fremdatoms größer als die des Gitteratoms (z. B. fünfwertiges Arsen (As) zu vierwertigem Silicium (Si), Abb. 5.3), ist das überschüssige Elektron nur schwach an die Störstelle gebunden. Es kann sich infolge der thermischen Bewegung des Gitters leicht von der Störstelle lösen und damit als frei bewegliches Elektron die Leitfähigkeit des Kristalls erhöhen. Solche elektronenvermehrenden Fremdatome heißen Donatoren. Damit wird die Zahl der Elektronen deutlich größer als die Zahl der Löcher. Elektronen werden in diesem Falle Majoritätsträger genannt, Löcher sind Minoritätsträger; da die Leitfähigkeit hauptsächlich von negativ geladenen Teilchen verursacht wird, spricht man von n-Leitung.

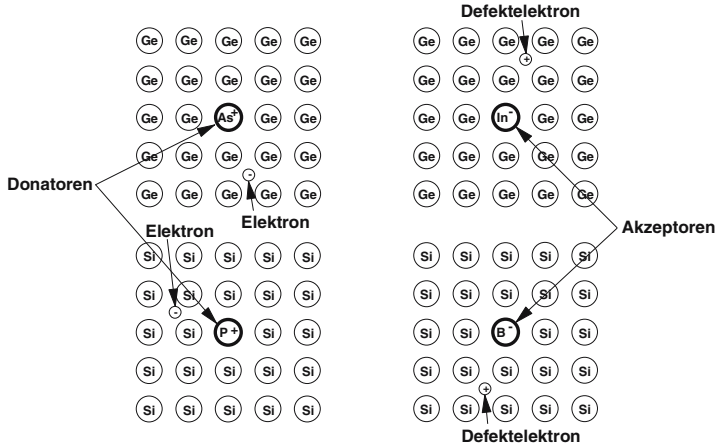


Abb. 5.3 Wirkungen von Donatoren (links) und Akzeptoren (rechts)

Besitzen die in das Halbleitergrundmaterial eingebauten Fremdatome dagegen weniger Valenzelektronen (z. B. dreiwertiges Bor (B) oder Aluminium (Al) in vierwertigem Silicium (Si), Abb. 5.3), haben diese Dotierstoffe die Tendenz, ein zusätzliches Elektron aus dem Valenzband des Grundstoffs aufzunehmen. Solche Fremdstoffe werden deshalb Akzeptoren genannt. Sie vermehren die Zahl der Löcher, der quasi positiven Ladungsträger; es entsteht also p-Leitfähigkeit. Unter diesen Bedingungen sind die Defektelektronen Majoritätsträger, während die Elektronen Minoritätsträger darstellen.

Diese Zusammenhänge können erneut im Bändermodell dargestellt werden (Abb. 5.2). Im undotierten Halbleitermaterial (Abb. 5.2, linke Seite) stellt sich aufgrund der stets stattfindenden Prozesse einer Entstehung von Elektron-Loch-Paaren und der Rekombination eine bestimmte Gleichgewichtskonzentration von frei beweglichen Ladungsträgern ein. Dabei ist die Konzentration von Löchern und Elektronen gleich. Außer von der Temperatur hängt die Ladungsträgerdichte bei Gleichgewichtskonzentration von der Mindestenergie zur Herauslösung eines Elektrons aus der Valenzbindung ab, also vom Bandabstand E_g . Dieser beträgt z. B. für Germanium 0,75 eV und für Silicium 1,12 eV. Die Elektronen- und die Löcherdichte bleibt relativ gering und demzufolge auch die Leitfähigkeit eines undotierten Halbleitermaterials.

Durch die Zugabe von Donatoren (Abb. 5.2, Mitte) lässt sich die Anzahl der Elektronen im Leitungsband deutlich erhöhen. Im Bändermodell sind diesen Donatoren Energieniveaus knapp unterhalb des Leitungsbands zuzuordnen. In entsprechender Weise steigt durch die Zugabe von Akzeptoren die Anzahl an Löchern im Valenzband (Abb. 5.2, rechte Seite). Die Energieniveaus von Akzeptoren liegen im Bändermodell knapp über dem Valenzband.

Mit dem Einbau von Akzeptoren (p-Dotierung) und Donatoren (n-Dotierung) lässt sich die Leitfähigkeit von Halbleitermaterialien über mehrere Größenordnungen steuern. Allerdings stellt das Produkt aus Elektronendichte und Löcherdichte

eines bestimmten Materials eine temperaturabhängige Materialkonstante dar. Wird also beispielsweise die Elektronendichte durch den Einbau von Donatoren erhöht, geht automatisch die Löcherdichte zurück. Es ergibt sich trotzdem ein Zugewinn an Leitfähigkeit. Man darf jedoch nicht beide Arten der Dotierung gleichzeitig anwenden, da sich dann Akzeptoren und Donatoren gegenseitig kompensieren (u. a. /5-26/, /5-27/).

Eine wichtiges Unterscheidungsmerkmal von Halbleitern ist die Einteilung in „direkte“ und in „indirekte“ Halbleiter. Während bei direkten Halbleitern für den Wechsel eines Ladungsträgers vom Valenz- in das Leitungsband nur die Zuführung von Energie notwendig ist, ist dafür bei indirekten Halbleitern auch die Übertragung eines Impulses auf den Ladungsträger notwendig. Dies liegt in der Struktur der Bänder begründet. Für die Funktion der Halbleitermaterialien als Solarzelle hat dies erhebliche Konsequenzen. Während bei einem direkten Halbleiter die Absorption eines einfallenden Photons ausreicht, um den Ladungsträger in das Leitungsband zu heben (d. h. ausschließliche Energieübertragung durch das Photon), muss beim indirekten Halbleiter zusätzlich ein Impuls geeigneter Stärke übertragen werden. Damit dies passieren kann, ist ein Drei-Körper-Prozess notwendig, bei dem der Ladungsträger (1. Körper) Energie ausreichender Menge vom Photon (2. Körper) und gleichzeitig den notwendigen Impuls durch ein Phonon (3. Körper) übertragen bekommt; als Phononen werden die Energiequanten der Gitterschwingung bezeichnet. Nur wenn diese drei Körper gleichzeitig zusammentreffen, kommt eine Anhebung des Ladungsträgers in das Leitungsband zustande. In der Konsequenz heißt dies aber, dass die Wahrscheinlichkeit des Eintretens eines solchen Falls wesentlich seltener ist, als dies bei direkten Halbleitern (2-Körper-Stoß) der Fall ist. Damit wird der Weg des Photons im Halbleiter bis zu seiner Absorption bei indirekten Halbleitern erheblich länger.

Kristallines Silicium ist ein derartiger indirekter Halbleiter und in der Konsequenz müssen kristalline Siliciumzellen relativ dick sein und/oder über einen Geometrie und Oberflächenbeschaffenheit verfügen, die eine Totalreflexion der Photonen im Festkörper zur Verlängerung der Weglänge ermöglicht. Amorphes Silicium, CdTe oder CIS (Kapitel 5.2.1) sind dagegen Beispiele direkter Halbleiter. Solarzellen aus diesen Materialien können daher deutlich unter 10 μm dick sein, während kristalline Silicium-Solarzellen Dicken von 200 bis 300 μm aufweisen. Dünnere kristalline Silicium-Solarzellen befinden sich in der Entwicklung, müssen dann aber über die genannten optischen Eigenschaften verfügen; dies macht deren Herstellung entsprechend aufwändiger.

5.1.4 Photoeffekt

Unter dem Photoeffekt wird die Übertragung der Energie von Photonen (oder Quanten elektromagnetischer Strahlung) auf Elektronen in Materie verstanden. Die Photonenenergie wird dabei in potenzielle und kinetische Energie von Elektronen umgewandelt. Das Elektron übernimmt dabei die gesamte Quantenenergie des Photons, die als das Produkt aus dem Planck'schen Wirkungsquantum und der

Photonenfrequenz definiert ist. Es wird dabei zwischen dem äußeren und dem inneren Photoeffekt unterschieden.

Äußerer Photoeffekt. Trifft elektromagnetische Strahlung im ultravioletten Bereich auf eine Festkörperoberfläche, können Elektronen bei ausreichender Photonenenergie so viel Energie aufnehmen, dass sie die zum Verlassen der Festkörperoberfläche erforderliche Austrittsarbeit überwinden, also aus dem Festkörper austreten. Man bezeichnet diesen Prozess als den äußeren Photoeffekt.

Im Bändermodell ist dieser Vorgang dadurch zu beschreiben, dass Elektronen über das Leitungsband hinaus energetisch so hoch angehoben werden, dass sie als nicht mehr zum Festkörper gehörig gelten können. Die entsprechende energetische Grenze ist bei Einzelatomen die Ionisierungsgrenze; bei Festkörpern wird sie als Vakuumniveau bezeichnet. Es ist die energetische Grenze, bei der das vom Festkörper abgelöste, sich also im Vakuum befindliche Elektron die kinetische Energie Null aufweist. Das Vakuumniveau ist somit identisch mit dem oberen Rand des Leitungsbands bzw. dem oberen Rand aller Bänder oberhalb des Valenzbands.

Innerer Photoeffekt. Beim inneren Photoeffekt werden durch Absorption elektromagnetischer Strahlung Elektronen nicht vom Festkörper abgelöst, sondern lediglich vom Valenzband ins Leitungsband angehoben. Es kommt also zur Bildung eines Elektron-Loch-Paares, das die elektrische Leitfähigkeit des Festkörpers erhöht (Kapitel 5.1.3).

Der innere Photoeffekt ist die Basis für den photovoltaischen Effekt und damit für die Solarzelle. Dazu ist aber noch eine Grenzschicht erforderlich, beispielsweise ein Metall-Halbleiter-Übergang, ein p-n-Übergang oder ein p-n-Heteroübergang (d. h. eine Grenzfläche zwischen zwei unterschiedlichen Materialien mit verschiedenem Leitfähigkeitstypus; Kapitel 5.1.6).

5.1.5 p-n-Übergang

Durch gezielte Zugabe von Donatoren bzw. Akzeptoren (Eindiffundieren, Legieren, Ionenimplantation) können in einem Halbleiterkristall aneinander angrenzende p- und n-Gebiete erzeugt werden (Abb. 5.4). Besonders abrupte Übergänge von einem Leitfähigkeitstyp zum anderen sind z. B. bei der Epitaxie (d. h. beim schichtweisen Aufbau von Halbleiterstrukturen) möglich. Hierbei werden durch die aufeinanderfolgende Überschichtung einer vorhandenen Struktur mit Schmelzen, die neben dem Halbleitergrundmaterial auch Dotierstoffe enthalten, und kontrolliertes Abkühlen der Schmelzen dünne Schichten definierter Dotierung aufeinander aufgebaut (Flüssig-Phasen-Epitaxie).

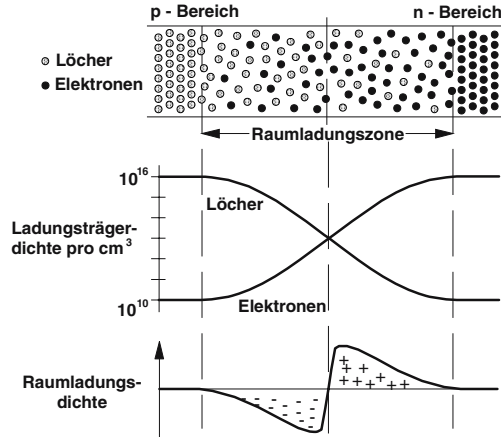


Abb. 5.4 Entstehung der Sperrschicht am p-n-Übergang

Bringt man p- und n-Material in engen Kontakt, existiert an der p-n-Grenzfläche zunächst ein starkes Konzentrationsgefälle von Elektronen im Leitungsband und Defektelektronen im Valenzband. Aufgrund dieses Konzentrationsgefälles diffundieren Löcher aus dem p- in das n-Gebiet und Elektronen aus dem n- in das p-Gebiet. Infolge dieses Diffusionsstroms kommt es auf beiden Seiten der Grenzschicht zu einer Verarmung der jeweiligen Majoritätsträger. Die an die ortsfesten Donatoren bzw. Akzeptoren gebundenen Ladungen erzeugen auf der p-Seite des Übergangs eine negative und auf der n-Seite eine positive Raumladung.

Als Folge dieses Konzentrationsausgleichs der frei beweglichen Ladungsträger baut sich über die Grenzfläche hinweg ein elektrisches Feld auf, welches den Diffusionsstrom hemmt und Feldströme in umgekehrter Richtung hervorruft. Auf diese Weise entsteht ein Gleichgewichtszustand, bei dem sich Diffusionsstrom und Feldstrom gegenseitig kompensieren. Die nicht mehr kompensierten ortsfesten Ladungen der Donatoren und Akzeptoren definieren nun eine Raumladungszone, deren Breite von der Dotierungskonzentration abhängt (Abb. 5.4, Abb. 5.5).

Abb. 5.5 zeigt die Verhältnisse idealisiert. Vereinfachend wird angenommen, dass die Majoritätsträgerdichte in der gesamten Raumladungszone vernachlässigbar ist und die Raumladungsdichte (Abb. 5.5 c) jeweils bis zu den Rändern der Raumladungszone konstant ist. Dies bedeutet auch, dass die Dotierungskonzentrationen jeweils bis zur p-n-Grenze konstant sind; es liegt also ein abrupter p-n-Übergang vor. Abb. 5.5 d zeigt den entsprechenden Potenzialverlauf für ein positiv geladenes Teilchen und die Diffusionsspannung, die sich an der Raumladungszone ausbildet.

Im Bändermodell ist die Energie der Elektronen nach oben aufgetragen. Deshalb ist die Diffusionsspannung im Bändermodell, und damit in Abb. 5.5 c, in entgegengesetzter Richtung dargestellt als in der Verteilungsfunktion darüber (Abb. 5.5 b).

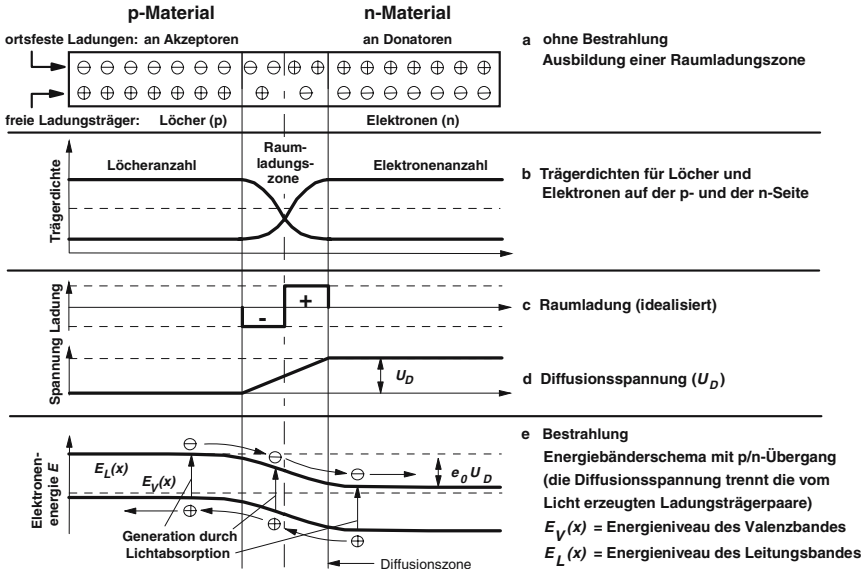


Abb. 5.5 p-n-Übergang in der Solarzelle (e_0 Elementarladung)

5.1.6 Photovoltaischer Effekt

Treffen Photonen und damit die Träger von Lichtenergie auf einen Halbleiter und dringen in ihn ein, können sie ihre Energie an ein Elektron im Valenzband abgeben (Abb. 5.5 e). Wird ein solches Photon in der Raumladungszone (RLZ) absorbiert, trennt das dort bestehende elektrische Feld unmittelbar das entstandene Ladungsträgerpaar. Das Elektron geht in Richtung n-Gebiet und das Loch in Richtung p-Gebiet. Entstehen bei einer derartigen Lichtabsorption Elektron-Loch-Paare außerhalb der Raumladungszone im feldfreien p- oder n-Gebiet, können sie durch Diffusion, also ohne Richtungsvorgabe durch ein elektrisches Feld, aufgrund thermischer Bewegungen ebenfalls die Grenze der Raumladungszone erreichen. Die jeweiligen Minoritätsträger (d. h. die Elektronen im p-Gebiet und die Löcher im n-Gebiet) werden dann vom Feld der Raumladungszone erfasst und auf die gegenüberliegende Seite beschleunigt. Im Gegensatz dazu stößt die Potenzialbarriere der Raumladungszone die jeweiligen Majoritätsträger zurück.

Insgesamt lädt sich also die p-Seite positiv und die n-Seite negativ auf. Zu dieser Aufladung tragen sowohl die innerhalb als auch die außerhalb der Raumladungszone absorbierten Lichtquanten bei. Man nennt diesen Vorgang der lichtinduzierten Ladungsträgertrennung den p-n-Photoeffekt oder den photovoltaischen Effekt.

Zu einem Beitrag zum photovoltaischen Effekt kommt es also grundsätzlich nur dann, wenn einer der beiden bei der Lichtabsorption generierten Ladungsträger die

p-n-Grenzfläche überschreitet. Dies ist bei einer Generation innerhalb der Raumladungszone mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit der Fall. Im feldfreien Bereich außerhalb der Raumladungszone steigt jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass lichtgenerierte Ladungsträgerpaare durch den Rekombinationsprozess verloren gehen, und zwar umso mehr, je weiter der Generationsprozess von der Raumladungszone entfernt ist. Quantifiziert wird dies durch die Angabe der „Diffusionslänge“ der Ladungsträger im Halbleitermaterial. Darunter wird die durchschnittliche Weglänge verstanden, die Elektronen oder Löcher in einem feldfreien Kristall aufgrund von Diffusion zurücklegen können, bevor es zu einer Rekombination kommt. Die Diffusionslänge wird vom Halbleitermaterial bestimmt und ist beim selben Material stark abhängig vom Fremdstoffgehalt – also auch von der Dotierung (je höher die Dotierung, desto kleiner ist die Diffusionslänge) – und von der Kristallperfektion. Bei Silicium liegt sie bei etwa 10 bis zu einigen 100 μm . Ist die Diffusionslänge kleiner als der Weg der Ladungsträger bis zum p-n-Übergang, rekombinieren die meisten Elektronen bzw. Löcher; mathematisch ausgedrückt, nimmt die Zahl der lichtinduzierten Ladungsträger nach Durchlaufen einer Strecke von einer Diffusionslänge auf $1/e$ ab, nach Durchlaufen von zwei Diffusionslängen auf $1/e^2$ usw. Deshalb sollte die Diffusionslänge ein Mehrfaches der Absorptionstiefe der auf eine Solarzelle auftreffenden Strahlung sein, um eine effektive Ladungsträgertrennung zu erreichen.

Durch diese bei Bestrahlung stattfindende Ladungstrennung kommt es zu einer Anreicherung von Elektronen im n-Bereich und von Löchern im p-Bereich. Dies ist so lange der Fall, bis die abstoßenden Kräfte der angesammelten Ladungen dies zu verhindern beginnen, d. h. bis das durch die Ansammlung gebildete elektrische Potenzial dem Diffusionspotenzial des p-n-Überganges das Gleichgewicht hält. Damit ist die Leerlaufspannung des Bauelements („Solarzelle“) erreicht.

Werden über eine äußere leitende Verbindung p- und n-Seite kurzgeschlossen, fließt der „Kurzschlussstrom“. In diesem Betriebszustand wird die Diffusionsspannung am p-n-Übergang, die sich im Leerlaufbetrieb abgebaut hat, wiederhergestellt. Der Kurzschlussstrom steigt dabei, wie aus der Funktionsweise der Solarzelle hervorgeht, proportional mit der Bestrahlungsstärke (vgl. /5-7/, /5-16/, /5-17/, /5-18/).

5.2 Systemtechnische Beschreibung

Im Folgenden werden die technischen Grundlagen der photovoltaischen Stromerzeugung dargestellt. Dabei wird, auch bei den im Einzelnen genannten spezifischen Kennzahlen, von dem derzeitigen Stand der Technik ausgegangen.

5.2.1 Photovoltaikzelle und -modul

Aufbau und Ersatzschaltbild. Abb. 5.6 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Solarzelle, bestehend aus p-leitendem Basismaterial und einer n-leitenden Schicht auf der Oberseite. Auf die Zellenrückseite wird ganzflächig ein metallischer Kontakt und auf der beschienenen Seite ein fingerartiges Kontaktsystem mit dem Ziel der Minimierung von Abschattungsverlusten aufgebracht. Auch vollflächige, transparente, leitfähige Schichten kommen zum Einsatz. Zur Reduktion von Reflexionsverlusten können auf die Zellenoberfläche zusätzlich Antireflexschichten aufgebracht werden. Dadurch erhält z. B. die Silicium-Solarzelle ihre charakteristische Blaufärbung. Eine weitere Reduktion der Reflexionsverluste wird durch das Einbringen inverser Pyramiden in die Oberfläche erreicht. Die Neigung der Flächen dieser Pyramiden ist derart, dass bei einer Reflexion die Photonen auf eine andere Pyramidenfläche reflektiert werden und sich damit die Chance des Eindringens des Photons in den Kristall erheblich vergrößert. Derartige Zellen haben ein so hohes Absorptionsvermögen, dass sie für den Betrachter schwarz erscheinen.

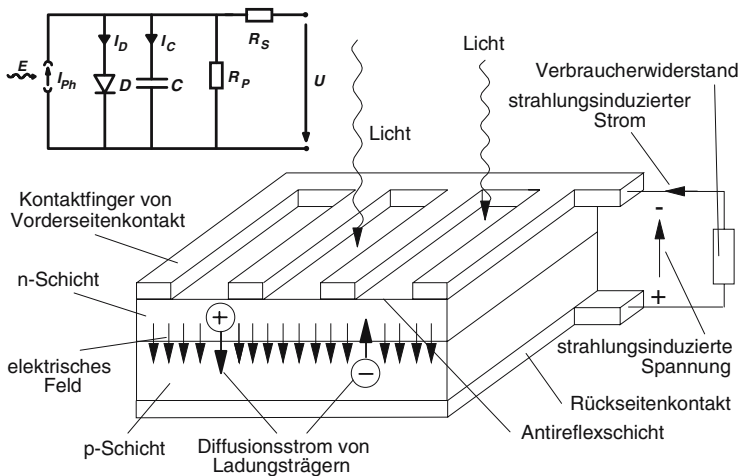


Abb. 5.6 Aufbau einer typischen Solarzelle und deren Ersatzschaltbild (oben links) (nach /5-1/, /5-17/)

Kennlinie. Eine Solarzelle kann im beleuchteten Zustand idealerweise als eine Stromquelle mit einer parallel liegenden Diode betrachtet werden. Der Photostrom I_{ph} kann als proportional zu dem auf die Zelle auftreffenden Photonenfluss angenommen werden. Näherungsweise beschreibt die Diodengleichung von Shockley (Gleichung (5.1) /5-26/) die Strom-Spannungs-Abhängigkeit („Kennlinie“) einer Solarzelle.

$$\begin{aligned}
 I &= I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{e_0 U}{k \theta}} - 1 \right) \\
 U &= \frac{k}{e_0} \cdot \theta \cdot \ln \left(1 - \frac{I - I_{ph}}{I_0} \right)
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

Dabei ist I der über die Kontakte fließende Strom, I_{ph} der Photostrom und I_0 der Sperrsättigungsstrom der Diode. e_0 stellt die Elementarladung ($1,6021 \cdot 10^{-19}$ As), U die Spannung und k die Boltzmann-Konstante ($1,3806 \cdot 10^{-23}$ J/K) dar. θ ist die Temperatur. In den Gleichungen (5.1) sind jedoch das Vorzeichen für den Strom I gegenüber der konventionellen Schreibweise vertauscht. Dadurch liegen auch die Kennlinien (Abb. 5.7) nicht im vierten, sondern im ersten Quadranten. Diese Darstellungsweise hat sich aber eingebürgert.

Unter realen Bedingungen kann das Verhalten einer Solarzelle durch ein Ersatzschaltbild gemäß Abb. 5.6, oben links, beschrieben werden. Ohne Bestrahlung stellt die Solarzelle eine normale Halbleiterdiode dar, deren Wirkung auch bei Lichteinfall erhalten bleibt. Daher ist im Ersatzschaltbild parallel zur Solarzelle eine Diode D geschaltet. Jeder p-n-Übergang besitzt auch eine bestimmte Sperrschichtkapazität. Mit zunehmender Sperrspannung verbreitert sich die Raumladungszone; dabei sinkt die Kapazität wie beim Auseinanderziehen der Elektroden eines Plattenkondensators. Solarzellen stellen somit variable Kapazitäten dar, deren Größe von der anliegenden Spannung abhängt. Dies wird durch den parallel zur Diode eingezeichneten Kondensator C berücksichtigt. Der Serienwiderstand R_S setzt sich zusammen aus dem Widerstand der Kontakte und der Zuleitungen sowie aus dem Widerstand des Halbleitermaterials selbst. Zur Minimierung von Verlusten sollten die Zuleitungen deshalb einen möglichst großen Leitungsquerschnitt aufweisen.

Der Parallel- oder Shuntwiderstand R_p berücksichtigt die „Leckströme“ an den Kanten der Solarzelle, an denen die ideale Sperrwirkung des p-n-Übergangs herabgesetzt werden kann. Bei guten monokristallinen Solarzellen liegt der Shuntwiderstand aber meist im k Ω -Bereich und hat damit kaum Auswirkungen auf die Kennlinie.

Der typische Verlauf einer Strom-Spannungs-Kennlinie für verschiedene Betriebszustände ist in Abb. 5.7 dargestellt. Die Schnittpunkte der Kennlinie mit den Achsen liefern bei $U = 0$ den Kurzschlussstrom I_K (er ist in erster Näherung gleich dem Photostrom I_{ph}) und bei $I = 0$ die Leerlaufspannung U_L . Mit zunehmender Spannung geht der Zellenstrom zunächst nur geringfügig zurück, bis er kurz vor Erreichen der Leerlaufspannung überproportional absinkt. Daraus resultiert der dargestellte charakteristische Verlauf (vgl. /5-7/, /5-15/, /5-28/).

Die elektrische Leistung ist definiert als das Produkt aus Spannung und Strom. Folglich wird die Leistung einer Solarzelle an einem bestimmten Punkt auf der Kennlinie maximal. Dieser Betriebspunkt wird als der Punkt maximaler Leistung

oder als MPP (Maximum Power Point) bezeichnet. Die Kennlinie und damit auch der MPP sind eine Funktion der solaren Einstrahlung und der Temperatur der Solarzelle.

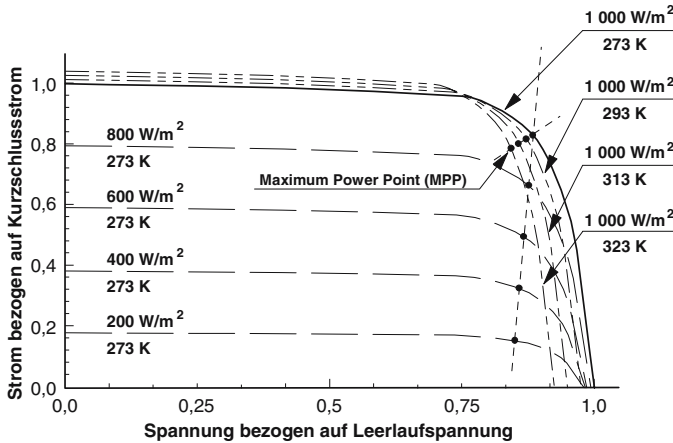


Abb. 5.7 Einfluss von Strahlung und Temperatur auf die Strom-Spannungs-Kennlinie unter Standardtestbedingungen (typischer Verlauf für eine Silizium-Solarzelle nach /5-21/)

- Der Photostrom bzw. der Kurzschlussstrom steigt linear mit steigender Bestrahlungsstärke der Solarzelle. Auch die Leerlaufspannung steigt gemäß Gleichung (5.1) an, allerdings logarithmisch. Die Strom-Spannungs-Kennlinie verschiebt sich damit parallel zur Vertikalachse (Abb. 5.7). Insgesamt steigt somit die Leistung der Zelle überproportional mit zunehmender Einstrahlung an; dies kommt in Abb. 5.7 in dem schrägen Verlauf der MPP-Verbindungsline zum Ausdruck.
- Dieser Zusammenhang gilt jedoch nur für den Fall, dass die Temperatur der Solarzelle konstant bleibt. Mit zunehmender Temperatur geht die Diffusionsspannung im p-n-Übergang zurück. Dadurch verändert sich die Leerlaufspannung einer Silicium-Solarzelle beispielsweise um rund $-2,1 \text{ mV/K}$. Gleichzeitig nimmt der Kurzschlussstrom aufgrund steigender Beweglichkeit der Ladungsträger im Halbleiter um ca. $0,01 \text{ %/K}$ zu. Demnach ist mit zunehmenden Temperaturen die Strom-Spannungs-Kennlinie einer marktgängigen Silicium-Solarzelle durch einen geringfügig steigenden Kurzschlussstrom und eine relativ stark fallende Leerlaufspannung gekennzeichnet (Abb. 5.7). Dies führt insgesamt zu einer Leistungsverminderung der Zelle bei zunehmenden Temperaturen (d. h. MPP-Verschiebung bei der obersten Kennlinienschar in Abb. 5.7).

Das Verhältnis zwischen der maximalen Leistung (Produkt aus dem Strom I_{MPP} und der Spannung U_{MPP} im MPP) und dem Produkt aus Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_K wird als Füllfaktor FF bezeichnet (Gleichung (5.2)).

$$FF = \frac{I_{MPP} U_{MPP}}{I_K U_L} \quad (5.2)$$

Der Füllfaktor stellt ein Maß für die „Güte“ der Solarzelle dar; hohe Werte für den Füllfaktor werden bei guter Sperrwirkung des p-n-Übergangs erreicht, d. h. bei kleinem Sperrsättigungsstrom I_0 , bei kleinem Serienwiderstand R_S und bei großen Werten des Parallelwiderstands R_p .

Wirkungsgrad und Verluste. Valenzelektronen benötigen zum Übergang vom Valenz- ins Leitungsband eine materialabhängige, genau definierte Mindestenergie, die durch die Energielücke E_g gegeben ist. Photonen mit geringerer Energie sind deshalb nicht nutzbar, da die Energie für ein Anheben der Valenzelektronen nicht ausreicht. Von Photonen mit einer über E_g hinausgehenden Energiemenge ist allerdings nur diese genau definierte Loslöseenergie E_g nutzbar. Die darüber hinausgehende Energie wird praktisch unmittelbar als Wärme an das Kristallgitter abgegeben. Pro Photon wird also nur ein Elektron-Loch-Paar generiert (vgl. Abb. 5.2).

Die Solarstrahlung ist durch eine breite Spektralverteilung (vgl. Abb. 2.8) gekennzeichnet, d. h. sie enthält Photonen recht unterschiedlicher Energie. Die Aufgabe einer Solarzelle besteht nun darin, einerseits möglichst viele dieser Photonen umzuwandeln – d. h. zu absorbieren – und andererseits die Photonenenergie möglichst gut umzusetzen.

Die erste Teilaufgabe kann um so besser erfüllt werden, je kleiner die Energielücke zwischen Valenz- und Leitungsband des für die Solarzelle eingesetzten Halbleiters ist. Silicium hat z. B. eine Energielücke E_g von ca. 1,1 eV und kann somit den größten Teil des Sonnenspektrums absorbieren. Da der Photostrom proportional zur Zahl der pro Zeiteinheit absorbierten Photonen ist, steigt der Photostrom einer Solarzelle mit sinkender Energielücke.

Die Energielücke legt jedoch gleichzeitig die Obergrenze der Potenzialbarriere im p-n-Übergang fest (vgl. Diffusionsspannung in Abb. 5.5). Eine kleine Energielücke führt damit auch zu einer kleinen Leerlaufspannung. Da die Leistung das Produkt aus Strom und Spannung ist, ergeben sehr kleine Energielücken nur kleine Wirkungsgrade. Bei großer Energielücke wird zwar die Leerlaufspannung hoch, jedoch wird hier nur ein geringer Teil des Sonnenspektrums absorbiert. Dadurch erreicht der Photostrom nur geringe Werte. Wieder bleibt das Produkt aus Strom und Spannung klein.

Diese Betrachtung der Extremfälle zeigt, dass es bei der Wahl des Halbleitermaterials für Solarzellen eine optimale Bandlücke gibt. Eine entsprechende Berechnung des theoretisch erreichbaren Solarzellenwirkungsgrads abhängig von der Energielücke E_g des Halbleitermaterials zeigt Abb. 5.8 /5-30/. Demnach lassen sich je nach eingesetztem Material für einfache Solarzellen (d. h. keine Tandem- oder andere kombinierte Zellen) maximale theoretische Wirkungsgrade von rund 30 % erreichen.

Die Wirkungsgrade realer Solarzellen liegen aufgrund weiterer Effekte deutlich unter diesen maximalen theoretischen Wirkungsgraden (u. a. /5-55/). Verantwortlich dafür sind u. a. folgende Mechanismen.

- Ein Teil des eingestrahlt Lichts wird von den auf der Vorderseite angebrachten Leiterbahnen reflektiert. Durch die Wahl kleiner Kontaktfinger mit möglichst großem Abstand werden diese Reflexionsverluste gering gehalten. Dem steht allerdings entgegen, dass der Übergangswiderstand zwischen Halbleiterschicht und Kontaktfinger niederohmig und dementsprechend die Kontaktfläche groß sein sollte. Auch dürfen die Abstände zwischen den Kontaktfingern nicht unzulässig groß werden, damit die Widerstandsverluste auf dem Weg der Ladungsträger durch die Halbleiterschicht gering bleiben.

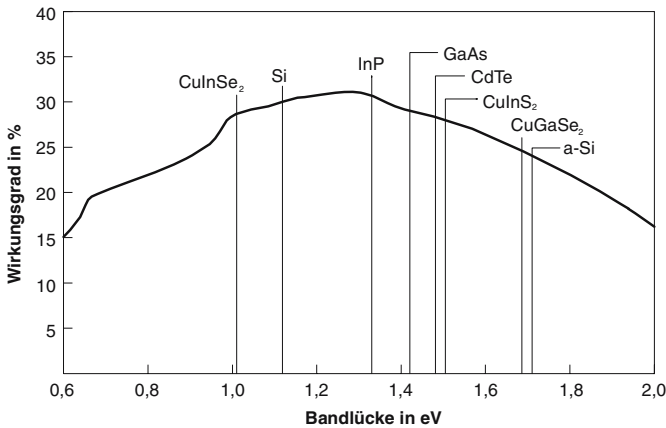


Abb. 5.8 Theoretische Wirkungsgrade für verschiedene einfache Solarzellen (nach /5-30/)

- Zusätzlich treten Reflexionsverluste beim Strahlungsübergang aus der Luft in das Halbleitermaterial aufgrund der unterschiedlichen Brechungsindizes auf. Diese Verluste lassen sich deutlich herabsetzen durch die Beschichtung der Oberfläche mit einer Antireflexschicht. Eine andere Möglichkeit stellt eine Strukturierung der Zellenoberfläche dar.
- Licht kürzerer Wellenlänge dringt in der Regel weniger tief in das Halbleitermaterial ein als langwelligeres Licht. Damit ist für die Ausnutzung des kurzwelligen Lichtanteils die Gestaltung der oberen Halbleiterschicht von Bedeutung. Je höher die Dotierung dieser Schicht, desto dünner sollte sie gehalten werden, da in derartigen Schichten die Ladungsträger sehr schnell rekombinieren. Das hier absorbierte Licht trägt dadurch nur wenig zum Photostrom der Solarzelle bei.
- Hohe Kurzschlussströme, Leerlaufspannungen und Füllfaktoren setzen eine möglichst große Diffusionslänge voraus. Ladungsträger rekombinieren aber bevorzugt an Störstellen, also an Gitterfehlern des Kristalls oder an Verunreinigungen. Daher muss das Ausgangsmaterial eine hohe kristallografische Qualität besitzen und höchsten Reinheitsansprüchen genügen.

- Auch die Oberfläche des Halbleitermaterials stellt eine großflächige Störung des Kristallgefüges dar. Mit verschiedenen Techniken können solche Störstellen an der Oberfläche wie auch im Volumen passiviert und damit die daraus resultierende Wirkungsgradreduktion vermindert werden.
- Weitere Verluste entstehen beim Transport der Energie aus der Solarzelle. Auf dem Weg der Ladungsträger zu den Kontakten und schließlich beim Abtransport durch die Anschlussleitungen entstehen Widerstandsverluste. Auch kann es durch Mängel bei der Herstellung der Solarzelle zu lokalen Kurzschlüssen zwischen Vorder- und Rückseite kommen.

Bei einer hocheffizienten Labor-Silicium-Solarzelle machen diese Verluste zusammen etwa 10 % aus. Bei einem theoretisch maximalen Wirkungsgrad einer Solarzelle aus Silicium von 28 % (Abb. 5.8) reduziert sich der reale Wirkungsgrad unter sonst optimalen Bedingungen auf 25 % (maximal erreichte Laborwerte, vgl. Tabelle 5.1).

Wirkungsgrad-Angaben für Solarzellen gelten in der Regel nur für ganz bestimmte genormte Messbedingungen, da die Leistungsabgabe einer Solarzelle von der spektralen Lichtzusammensetzung, der Temperatur und der Einstrahlungsintensität abhängt. Diese Normbedingungen beziehen sich im Regelfall auf die sogenannten Standardtestbedingungen („Standard Test Conditions“ (STC): Einstrahlung $1\,000\text{ W/m}^2$; Solarzellentemperatur 25 °C ; Spektralverteilung des Messlichtes gemäß AM (air mass) = 1,5 (die Angabe AM = 1,5 bedeutet eine effektive Atmosphärendicke vom 1,5-fachen des senkrechten Lichtdurchtritts; die Spektralverteilung der Sonnenstrahlung verändert sich dadurch auf charakteristische Weise; dieses AM 1,5-Spektrum ist genormt und das Messlicht für die Solarzellen- bzw. Modulkalibrierung muss diesem Spektrum entsprechen). Die unter diesen Bedingungen von der Solarzelle abgegebene Leistung nennt man die Spitzen- oder Peak-Leistung.

Standardtestbedingungen (STC-Bedingungen) treten allerdings im Feld nur äußerst selten auf. Wenn eine Einstrahlung von $1\,000\text{ W/m}^2$ vorliegt, erwärmen sich die Module je nach Einbauart zwischen 20 und 50 K. STC-Temperatur und -Einstrahlung können also nur bei idealen Bedingungen im Winter auftreten, wenn die Umgebungsluft 0 °C oder weniger beträgt. Dann steht aber die Sonne meist sehr flach über dem Horizont; es ergeben sich größere AM-Werte und damit eine Verschiebung im Spektrum.

Zur Beurteilung der Leistungsabgabe eines Moduls unter den standorttypischen meteorologischen Bedingungen wurde daher das sogenannte Jahreswirkungsgradkonzept entwickelt. Dabei werden die tatsächlich auftretenden Modultemperaturen, Einstrahlungen und Spektren entsprechend der Häufigkeit ihres Auftretens mit den produktspezifischen Parametern der Wirkungsgradabhängigkeit von Temperatur, Einstrahlung und Spektrum gewichtet. Daher kann die relative Einstufung des Ertrags verschiedener Solarmodule durchaus anders sein als dies allein aus der Angabe des STC-Wirkungsgrades hervorgehen würde. Für den Anlagenbetreiber ist aber letztlich nur dieser Jahreswirkungsgrad von Relevanz, da er den Ertrag bestimmt /5-6/.

Zellentypen. Kristallines Silicium repräsentiert, wie Abb. 5.8 zeigt, bezüglich des Bandabstandes nicht eben den idealen Halbleiter für Solarzellen. Nachteilig ist auch, dass Silicium zu den sogenannten indirekten Halbleitern gehört, deren Absorptionskoeffizient für Lichtstrahlung relativ niedrige Werte aufweist. Deshalb muss eine Solarzelle aus einem derartigen Halbleiter relativ dick sein; bei kristallinem Silicium sind bei einer einfachen planaren Struktur, wie sie Abb. 5.6 zeigt, mindestens 50 μm Schichtdicke erforderlich, um das einfallende Sonnenlicht näherungsweise vollständig zu absorbieren. Diese notwendige Schichtdicke bedingt einen hohen Materialeinsatz und entsprechend hohe Kosten. Trotzdem beherrscht das kristalline Silicium bis heute den Markt für Photovoltaikzellen. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass Silicium das meistgenutzte, das theoretisch am besten verstandene und das technologisch am besten beherrschte Halbleitermaterial ist.

Bereits in den sechziger Jahren gab es eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungs-Aktivitäten zur Realisierung von kostengünstigen Dünnschicht solarzellen (vgl. /5-54/). Dazu sind „direkte“ Halbleitermaterialien erforderlich. Diese Stoffgruppe findet sich hauptsächlich unter den II-VI-, den III-V- und den I-III-VI₂-Verbindungen. Auch das in den siebziger Jahren für die Photovoltaik entdeckte amorphe Silicium (a-Si) gehört zu den direkten Halbleitern; es zeigt ein hohes Absorptionsvermögen und erschien als Basismaterial für Dünnschicht solarzellen gut geeignet.

Wegen noch gegebener Schwierigkeiten bei der Umsetzung der konkurrierenden Halbleitermaterialien bzw. Technologien wird das kristalline Silicium seine dominierende Stellung in den nächsten Jahren jedoch nicht abgeben.

Da Solarzellen (bisher noch) teuer sind, liegt es nahe, die Sonnenstrahlung zu konzentrieren und damit die erforderliche Solarzellenfläche zu reduzieren. Hinzu kommt der Effekt, dass der Wirkungsgrad einer Solarzelle mit zunehmender Bestrahlungsstärke – bei konstanter Temperatur – ansteigt; für konzentrierende Systeme kann man sich deshalb eine teurere Solarzellentechnologie leisten. Zur Konzentration der Solarstrahlung kommen z. B. Spiegel- oder Linsensysteme zum Einsatz. Konzentrationssysteme müssen aber der Sonne nachgeführt werden. Dies ist zwar einerseits ein Nachteil (erhöhter Aufwand für die mechanische Aufständigung, bewegte Teile). Andererseits steigt dadurch aber die Energieausbeute pro Flächeneinheit entsprechend an. Solche Systeme zur Strahlungskonzentration sind jedoch vorrangig für direkte Strahlung geeignet und deshalb für Anwendungsfälle in Deutschland – wegen der hier im Jahresmittel überwiegenden Diffusstrahlung (vgl. Abb. 2.9) – nur bedingt sinnvoll einsetzbar.

Der heutige technische Stand der Solarzellenentwicklung – im Labor und in der Fertigung – ist in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Im Folgenden werden die einzelnen Technologien der verschiedenen Solarzellentypen kurz dargestellt.

Solarzellen aus kristallinem Silicium. Die Technologie dieser Zellen stützt sich in ihren wesentlichen Teilbereichen auf Verfahren, die in der Halbleiterindustrie zum

Einsatz kommen (vgl. /5-40/, /5-55/, /5-56/, /5-10/). Bei der Fertigung kristalliner Zellen werden drei Stufen unterschieden:

- Herstellung hochreinen Siliciums als Ausgangsmaterial,
- Fertigung von Scheiben bzw. Dünnschichten und
- Solarzellenproduktion.

Ausgangsmaterial für die Herstellung von hochreinem Silicium ist Quarzsand (SiO_2). Mit Hilfe eines Reduktionsverfahrens (Schmelzelektrolyse) wird daraus „metallurgisches Silicium“ gewonnen, das Reinheiten von bis zu 99 % aufweist; diese Reinheit reicht aber für die Solarzellenherstellung nicht aus.

Für die Herstellung von Silicium für die Halbleiterindustrie sind deshalb weitere aufwändige Reinigungsschritte erforderlich, da für Halbleiter-Silicium (Semiconductor-Grade Silicium; SeG-Si) der Fremdstoffanteil nur 10^{-9} betragen darf. Die daher notwendige weitere Reinigung des Siliciums erfolgt praktisch weltweit mit dem „Siemens-Prozess“, der mit der Umwandlung von metallurgischem Silicium in Trichlor-Silan mit Hilfe von Salzsäure beginnt. Eine anschließende fraktionierte Destillation dieser Verbindung ist dann die Basis für die Umsetzung der extremen Reinheitsanforderung. Aus dem derart gereinigten Trichlor-Silan erhält man dann durch eine Pyrolyse wieder Silicium. In entsprechenden Pyrolysereaktoren mit reduzierender Atmosphäre zerfällt Trichlor-Silan an heißen Stäben; es scheidet sich elementares Silicium in Form von polykristallinem Material ab. Dieses „Poly-Silicium“ erfüllt die Spezifikation „SeG-Si“ (Semiconductor-Grade Silicium); es weist Korngrößen im μm -Bereich auf.

Tabelle 5.1 Wirkungsgrade von Solarzellen (u. a. /5-39/; berücksichtigt sind nur Zellen mit einer Fläche größer als 1 cm^2)

Material	Typ	Wirkungsgrad		Stand der Technik ^a
		Labor	Produktion in %	
Silicium	einkristallin	24,7	14,0 – 18,0	1
Poly-Silicium, einfach	polykristallin	19,8	13,0 – 15,5	1
MIS-Inversionsschicht (Silicium)	einkristallin	17,9	16,0	2
Konzentratorzelle (Silicium)	einkristallin	26,8	25,0	2
Silicium auf Glassubstrat	Transfertechnik	16,6		4
Amorphes Silicium, einfach	Dünnschicht	13,0	8,0	1
Tandem 2-Schicht, amorphes Silicium	Dünnschicht	13,0	8,8	2
Tandem 3-Schicht, amorphes Silicium	Dünnschicht	14,6	10,4	1
Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Arsenid ^b	Tandemzelle	30,3	21,0	2
Cadmium-Tellurid ^c	Dünnschicht	16,5	10,7	2
Kupfer-Indium-Di-Selenid ^d	Dünnschicht	18,4	12,0	2/3

^a 1 Großtechnische Produktion, 2 Kleintechnische Produktion, 3 Pilotproduktion, 4 Entwicklung im Labormaßstab; ^b GaInP/GaAs; ^c CdTe; ^d CuInSe₂

Die Photovoltaikindustrie konnte bisher für die Produktion ihrer Standardprodukte ein Poly-Silicium nutzen, das zwar die Spezifikationen der Halbleiter-

industrie nicht erfüllt, für Solarzellen jedoch noch von ausreichender Qualität ist. Wegen der abnehmenden Wachstumsraten der Halbleiterindustrie einerseits und den hohen Produktionszuwächsen der Photovoltaik-Industrie andererseits ist jedoch eine Verknappung dieses „off-grade“-Materials zu erwarten. In einigen Ländern wird daher bereits an einem alternativen Verfahren der Reinigung metallurgischen Siliciums gearbeitet mit dem Ziel, ein preisgünstiges „Solar-Silicium“ zu produzieren. Derartige Entwicklungen liefen weltweit bereits in den frühen achtziger Jahren; sie wurden damals jedoch wegen der Konkurrenz des „off-grade“-Siliciums wieder eingestellt.

Poly-Silicium dient dann als Ausgangsmaterial für die Herstellung von Silicium-Einkristallen. Das hierfür eingesetzte Standard-Verfahren ist der Czochralski-Prozess (Cz-Prozess). Dabei wird unter Schutzgas Poly-Silicium in einem Tiegel eingeschmolzen (vgl. Abb. 5.9). In diese Schmelze wird ein Keimling eingetaucht und unter kontrollierten Temperaturbedingungen und unter ständigem Drehen langsam wieder aus der Schmelze herausgezogen; man erhält runde monokristalline Silicium-Stangen. Durch Zersägen dieser Stangen entstehen dünne (250 bis 300 μm) monokristalline Silicium-Scheiben; dieses Sägen verursacht jedoch erhebliche Materialverluste (ca. 50 % bei der Standardtechnik). Die Halbleiterindustrie fertigt auf diesen Silicium-Scheiben integrierte Schaltkreise und unterteilt die Scheiben dann in die einzelnen funktionalen „Chips“. Der Photovoltaik-Industrie dienen diese Scheiben zur Herstellung von einkristallinen (oder monokristallinen) Silicium-Solarzellen. Dazu werden die runden Scheiben zusätzlich noch beschnitten, um quadratische Platten zu erhalten. Dadurch lassen sich durch eine dann bessere Flächenausnutzung höhere Modulwirkungsgrade erzielen.

Für Solarzellen mit Rekord-Wirkungsgraden von 25 % sind Silicium-Scheiben aus dem Czochralski-Prozess qualitativ nicht hinreichend; sie weisen zu viele Kristallbaufehler und Verunreinigungen auf. Für solche Solarzellen sind Einkristalle notwendig, die nach dem Zonenschmelz-Verfahren hergestellt wurden. Dieses Verfahren ist wesentlich aufwändiger und damit teurer als der Czochralski-Prozess; es kann daher nicht die Basis einer Solarzellen-Massenfertigung bilden.

Neben ein- bzw. monokristallinen Scheiben verwendet die Photovoltaik-Industrie mit gutem Erfolg „multikristalline“ Platten. Hierzu wird Poly-Silicium aufgeschmolzen, dann in Kokillen gegossen und langsam und gerichtet erstarren lassen. Es entstehen multikristalline Blöcke (Korngrößen im mm- bis cm-Bereich), aus denen man – wieder über Sägeprozesse – quadratische multikristalline Platten herstellen kann. Die kostengünstigere Herstellung und die bessere Massennutzung der multikristallinen im Vergleich zur monokristallinen Technik wird jedoch erkaufte mit geringeren Wirkungsgraden, da die zahlreichen Korngrenzen des multikristallinen Materials Rekombinationszentren darstellen, die trotz Passivierungsmaßnahmen die Minoritätsträger-Diffusionslänge herabsetzen.

Seit etwa Mitte der sechziger Jahre sind Bestrebungen im Gange, Silicium-Scheiben für die Photovoltaik unter Umgehung der Einkristallzucht bzw. des Blockgießens und des nachträglichen Sägens direkt in Form von Bändern oder gegossenen bzw. gesinterten Platten herzustellen. Im Zuge dieser Entwicklungen

sind mehr als 20 verschiedene Bandzieh- bzw. Foliengießverfahren untersucht und fertigungstechnisch getestet worden /5-35/. Praktische Anwendung zur Solarzellenproduktion erreichte bisher jedoch nur das Verfahren des „Edge-defined Film-fed Growth (EFG-ribbon)“ /5-36/. Der Prozess liefert zunächst achteckige Silicium-Rohre, die dann mittels Laser in Bänder und in Platten zerschnitten werden. Solarzellen aus diesem Bandmaterial erreichen Wirkungsgrade von ca. 15 %.

Die Herstellung der eigentlichen Solarzelle aus einer Silicium-Scheibe erfordert in ihrer einfachsten Variante nur wenige Prozessschritte (Abb. 5.9). Ausgangsmaterial sind durch die Art ihrer Herstellung normalerweise schon p-dotierte (poly- oder einkristalline) Scheiben. Zunächst wird die Oberfläche dieser Scheiben durch ein chemisches Ätzen gereinigt. Anschließend wird der p-n-Übergang durch Diffusion von Phosphor mit dem Ziel der Herstellung einer n-dotierten Oberflächenschicht eingefügt (d. h. die p-Dotierung der Silicium-Scheibe wird durch eindiffundierende Phosphor-Atome bis zu einer Tiefe von 0,2 bis 0,5 μm überkompensiert). Diese n-Dotierung muss zunächst an den Rändern der Scheibe durch Plasmaätzen wieder entfernt werden. Zudem bildet sich bei der Diffusion von Phosphor auf der Oberfläche der Silicium-Scheibe ein Phosphorglas, das ebenfalls vor den folgenden Prozessschritten wieder entfernt werden muss.

Zur Beseitigung der n-Dotierung auf der Rückseite wird zunächst eine Aluminiumschicht per Siebdruck aufgebracht und getrocknet, bevor eine zusätzliche Rückseitenmetallisierung aufgebracht wird. Der anschließende Sinterschritt sorgt dafür, dass Aluminiumatome von hinten in die Silicium-Scheibe diffundieren und dadurch die unerwünschte n-Dotierung der Rückseite wiederum überkompensiert wird. Es verbleibt damit als p-n Übergang nur die Phosphor-diffundierte Schicht an der Vorderseite der Zelle.

Anschließend wird der Vorderseitenkontakt in Form eines Gitters aufgedruckt und getrocknet. Nach Aufbringen einer Anti-Reflexschicht zur besseren Lichteinkopplung erfolgt ein letzter Sinterschritt, bevor die Zelle abschließend elektrisch vermessen wird.

Diese Technologie kommt praktisch bei allen Herstellern als Standardtechnik für ein- und polykristalline Silicium-Scheiben zum Einsatz. Bei einkristallinen Czochralski-Scheiben liegen die in der Fertigung erzielten Wirkungsgrade bei 14 bis 18 % und bei multikristallinen Scheiben bei ca. 13 bis 15,5 %. Die beschriebene Prozessfolge ist dabei ein Kompromiss zwischen einerseits dem Wunsch, die Prozessführung möglichst einfach und damit kostengünstig zu gestalten, und andererseits die aus dieser Einfachheit resultierenden Wirkungsgradeinbußen möglichst zu minimieren.

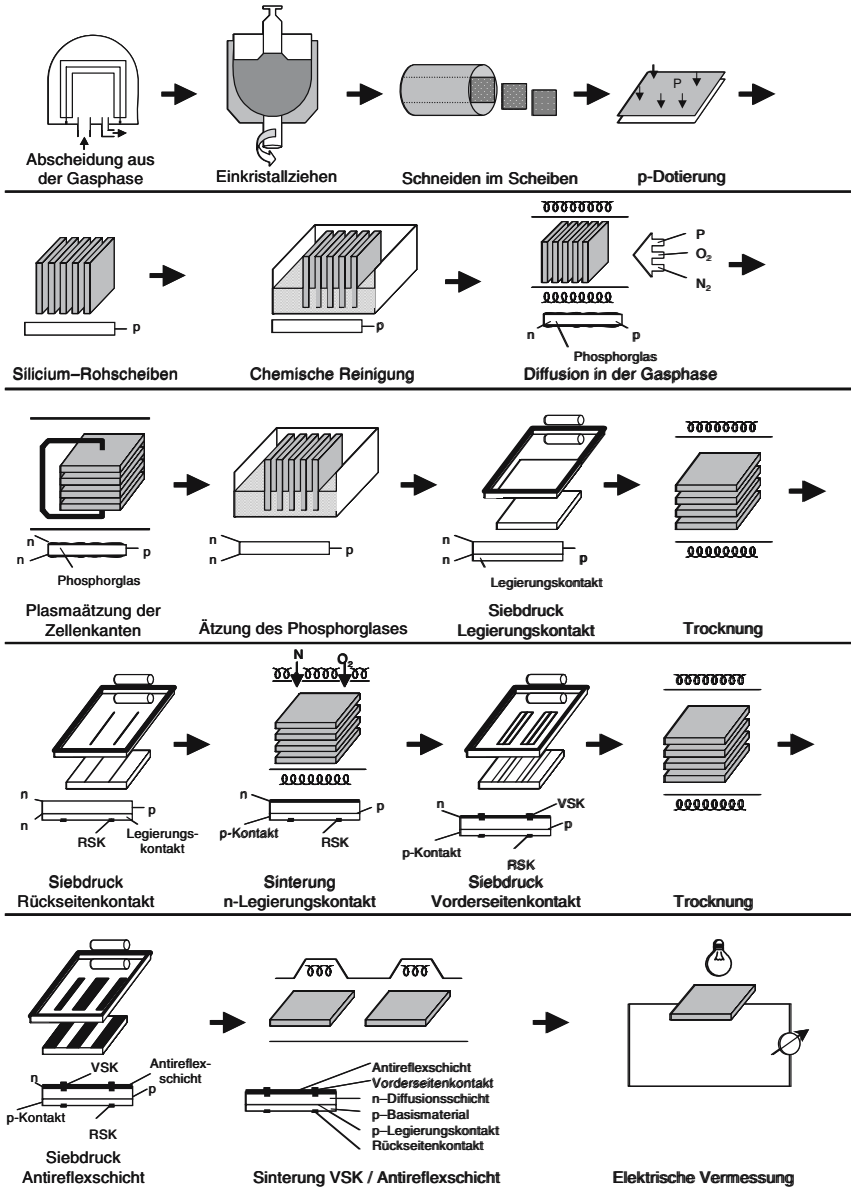


Abb. 5.9 Schematische Darstellung der Prozessschritte bei der Herstellung einer Silicium-Solarzelle nach dem Siebdruckverfahren (VSK Vorderseitenkontakt; RSK Rückseitenkontakt; nach /5-1/)

Sowohl mit ein- als auch mit polykristallinem Silicium sind wesentlich höhere Wirkungsgrade möglich und vereinzelt auch in der industriellen Fertigung realisiert (Tabelle 5.1). Für diese Wirkungsgradverbesserung bedarf es jedoch zusätzli-

cher Prozessschritte, die hauptsächlich eine bessere Lichteinkopplung und die Verbesserung der elektrischen Eigenschaften der Oberflächen und Grenzflächen der Solarzelle bewirken sollen. In Hocheffizienz-Solarzellen aus kristallinem Silicium kommt beispielsweise eine mehrstufige Phosphor-Diffusion für den p-n Übergang und eine Strukturierung des Rückseitenkontaktes (punkt- oder linienförmige Kontaktierung) zum Einsatz /5-40/, /5-55/. Diese Prozessvariationen bedingen eine Vielzahl von zusätzlichen (teuren) Prozessschritten (Schutzoxidationen, Photolithographie), so dass trotz erhöhter Wirkungsgrade diese Hochleistungstechniken gegenwärtig nicht wirtschaftlich darstellbar sind. Erst wenn die spezifischen Kosten bezogen auf das gesamte Photovoltaiksystem fallen, ist zu erwarten, dass sich Hocheffizienz-Zellen in der Fertigung durchsetzen können.

Ein anderes Konzept verfolgt die MIS (Metal-Insulator-Semiconductor)-Inversionsschicht-Solarzelle. Ihren Namen hat diese Solarzelle von der Auswirkung einer Schicht ortsfester positiver Ladungen an der Oberfläche einer p-dotierten Schicht. Man spricht von einer Inversionsschicht, da sich der oberflächennahe Teil der p-Schicht aufgrund des von den ortsfesten Ladungen an der Oberfläche ausgehenden elektrischen Feldes praktisch wie eine n-Schicht verhält – also quasi invertiert ist. Der Vorteil dieser Zellen ist, dass sie sich in nur sechs Arbeitsschritten bei relativ niedrigen Temperaturen herstellen lassen. In der großtechnischen Produktion liegt der Wirkungsgrad derzeit bei etwa 16 %.

Bei einem ähnlichen Konzept zur Prozessvereinfachung /5-50/ wird in der sogenannten HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer) Struktur der sperrende Frontkontakt zu einer einkristallinen Silicium-Scheibe (n-Leitungstyp) durch Deposition einer Doppelschicht aus undotiertem (intrinsischen) und p-Typ dotiertem amorphem Silicium hergestellt. Dies führt zu einem sperrenden p-n-Heterokontakt zwischen n-leitendem kristallinen und p-leitendem amorphem Silicium. Die Gesamtdicke dieser beiden Schichten sind wenige 10 nm, so dass das amorphe Silicium nicht zum Photostrom beiträgt. Das eigentliche photovoltaische Absorbermaterial ist nach wie vor die einkristalline Silicium-Scheibe. Die aufwändige und energieintensive Herstellung des p-n-Übergangs durch Diffusion wird jedoch ersetzt durch die vergleichsweise einfache und energie günstigere Deposition der amorphen Silicium-Doppelschicht. Mit dieser neuen Technologie lassen sich Wirkungsgrade über 20 % erzielen.

Insgesamt ist die Kostensenkung der Solarzellenproduktion unter Beibehaltung von möglichst hohen Wirkungsgraden das gegenwärtig primäre Entwicklungsziel. Hierzu werden die eingesetzten Materialien und die gesamte Prozesskette immer wieder im Hinblick auf Kostenreduktionspotenziale durchforstet. Neben den oben angesprochenen neuen Konzepten steht zur Zeit die Verwendung dünnerer Silicium-Scheiben (bis zu 80 μm) im Vordergrund. Gute Wirkungsgrade auf dünnen Wafern konnten bereits gezeigt werden. Probleme bereiten aber einerseits die Herstellung der dünnen Wafer und andererseits ihre mechanische Stabilität im industriellen Fertigungsprozess.

Dünnschichtsolarzellen aus amorphem Silicium (a-Si:H). Mitte der siebziger Jahre kam wasserstoffpassiviertes amorphes Silicium (a-Si:H) als Material für die Photovoltaik auf. Dieses Material wird bei Temperaturen zwischen 80 und 200 °C direkt aus der Zersetzung von Silan (SiH_4) mittels der plasmaunterstützten chemischen Gasphasendeposition gewonnen. Die direkte Nutzung von Silan, der bei einer Dicke der aktiven Schicht von weniger als 1 μm äußerst geringe Materialeinsatz und die niedrige zur Deposition benötigte Temperatur reduzieren die Kosten und den Energieeinsatz zur Herstellung der Solarzelle erheblich.

Eine a-Si:H-Solarzelle unterscheidet sich in ihrem strukturellen Aufbau grundsätzlich von einer kristallinen Silicium-Zelle. Anstatt eines p-n-Überganges kommt eine p-i-n-Struktur zum Einsatz; d. h. der Großteil der photovoltaisch aktiven Schicht mit einer Dicke von mehreren 100 nm besteht aus undotiertem (intrinsischen) wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) mit jeweils nur wenige 10 nm dicken p- bzw. n-dotierten Schichten darunter bzw. darüber. Das elektrische Feld in einer solchen Struktur erstreckt sich somit im Wesentlichen durch das gesamte Absorbergebiet. Somit wird die Trennung von Elektron-Loch-Paaren überall gewährleistet.

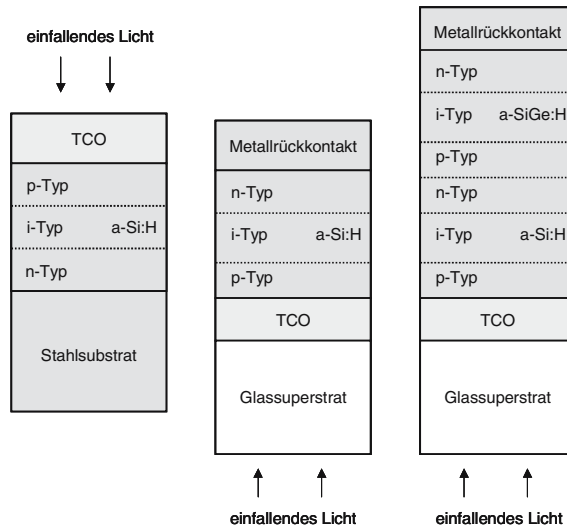


Abb. 5.10 Schichtfolge verschiedener p-i-n Zellstrukturen aus amorphem Silicium (a-Si:H) (links: Substratzelle auf rostfreiem Stahl, Mitte: Superstratzelle auf Glas, rechts: Tandemzelle aus a-Si:H und a-SiGe:H auf Glassuperstrat; die Depositionsreihenfolge der Einzelschichten beginnt für alle Zellen mit der untersten und endet mit der obersten Schicht)

Abb. 5.10 zeigt die Schichtfolge typischer a-Si:H Solarzellen. Hier kann zunächst unterschieden werden zwischen unterschiedlichen Substrattechnologien, wobei die später lichtabgewandten Schichten zuerst deponiert werden (Abb. 5.10,

links). Auf einem leitfähigen (nichttransparenten) Substrat wie z. B. einer Folie aus rostfreiem Stahl wird mittels plasmaunterstützter chemischer Gasphasendeposition eine Schichtfolge aus n-dotiertem, undotiertem und p-dotiertem wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) abgeschieden. Ein transparentes, leitfähiges Oxid (TCO) liefert schließlich den Kontakt auf der lichtzugewandten Seite. Superstrat-Technologien beginnen mit der Deposition auf der lichtzugewandten Seite; d. h. zunächst muss das leitfähige Oxid als transparenter Kontakt, dann die Schichtfolge aus wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) und zuletzt der metallische Rückkontakt aufgebracht werden (Abb. 5.10, Mitte).

Neben Solarzellen mit einem einzelnen p-i-n-Übergang sind auch Tandemsolarzellen oder sogar Tripelsolarzellen im Gebrauch. Hierbei werden zwei bzw. drei p-i-n-Strukturen übereinander gestapelt, wobei der direkte Übergang zwischen hoch n- und hoch p-dotiertem Material als sogenannter Tunnelkontakt diese beiden Schichten kurzschließt; die Spannungen der zwei bzw. drei übereinander gestapelten Zellen addieren sich dann. Um eine optimale Ausnutzung des solaren Spektrums zu gewährleisten wird oftmals die Bandlückenenergie einer dieser p-i-n-Strukturen durch Legieren des wasserstoffpassivierten amorphen Siliciums (a-Si:H) mit amorphem Kohlenstoff oder amorphem Germanium erhöht bzw. erniedrigt. Die der Lichtseite nächste Zelle soll hier die größte Energielücke haben. Diese absorbiert nur den kurzwelligen Anteil des Spektrums, nutzt jedoch die Photonenenergie dadurch besser aus, damit sie eine ihrer Energielücke entsprechend höhere Spannung liefert. Die Zelle auf der dem Licht abgewandten Seite hat die kleinste Energielücke und kann demzufolge noch einen Teil der niederenergetischen Photonen nutzen, die in der ersten Zelle nicht absorbiert werden. Abb. 5.10, rechts, zeigt exemplarisch eine Tandemzelle, die zwei p-i-n-Strukturen aus wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) und aus einer a-SiGe:H-Legierung kombiniert.

In der Praxis erreichte das amorphe Silicium auf dem Sektor der Kleinanwendungen im „Consumer-Electronics“-Bereich praktisch eine weltweite Monopolstellung (Armbanduhren, Taschenrechner usw.). Für den Einsatz im höheren Leistungsbereich stellt die mangelnde Stabilität seiner physikalischen Eigenschaften jedoch ein prinzipielles Problem dar. Beim Einsatz im Freien sinken die Wirkungsgrade in den ersten Betriebsmonaten z. T. erheblich. Bislang liegt der Wirkungsgradrückgang deutlich über einem Viertel und damit sinkt der Wirkungsgrad auf merklich unter 10 % (Degradation; Stäbler-Wronski-Effekt) /5-41/. Mittelfristig dürften jedoch Zellen aus amorphem Silicium mit stabileren Eigenschaften herstellbar sein; neuere Ergebnisse zeigen, dass ein Spitzenwirkungsgrad von 14,6 % erreicht werden kann und die Degradation bei 13 % zum Stillstand kommt /5-32/.

Dünnschichtsolarzellen auf der Basis von Chalkogeniden und Chalkopyriten, speziell CdTe und CuInSe₂ („CIS“). Während die Vorteile einer Dünnschichttechnologie im Falle von wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) durch, verglichen mit kristallinem Silicium, relativ geringe Wirkungsgrade bezahlt wer-

den müssen, erreichen polykristalline Dünnschichten aus direkten Halbleitern wie Cadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Di-Selenid (CuInSe_2) zumindest im Labormaßstab Wirkungsgrade, die mit 16 bis 18 % gegenüber der kristallinen Silicium-Technologie durchaus vergleichbar sind. Beide Materialien lassen sich bei Temperaturen um $600\text{ }^\circ\text{C}$ physikalisch auf Glas abscheiden. Da beide Materialien direkte Halbleiter sind, genügen photovoltaisch aktive Schichten einer Dicke von wenigen μm zur Absorption aller Photonen des Sonnenspektrums mit einer Energie oberhalb der Bandlückenenergie E_g des jeweiligen Absorbermaterials. Die Bandlücke von Cadmium-Tellurid (CdTe) beträgt ca. 1,45 eV, diejenige von Kupfer-Indium-Di-Selenid (CuInSe_2) 1,04 eV. Für Chalkopyrit-Solarzellen der neuesten Generation wird jedoch anstelle von reinem CuInSe_2 die Legierung $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ mit einem Gallium (Ga) Anteil von 20 bis 30 % bezogen auf die Gesamtmenge von Indium (In) und Gallium (Ga) verwendet. Die Bandlückenenergie dieser Legierung ist mit 1,12 bis 1,2 eV näher am Optimum des theoretischen Wirkungsgrads (vgl. Abb. 5.8; vgl. /5-31/, /5-32/).

Sowohl Cadmium-Tellurid (CdTe) als auch Kupfer-Indium-Di-Selenid (CuInSe_2) lassen sich für dünne Filme mit guter elektronischer Qualität nur als p-Leitungstyp herstellen. Deshalb ist für die Herstellung einer Solarzelle ein zweites n-leitendes Material erforderlich, das mit dem ersteren zu einem p-n-Halbleiter-Heteroübergang kombiniert werden kann. Als Partnermaterial wird in beiden Fällen n-leitendes Cadmium-Sulfid (CdS) verwendet. Solche Halbleiter-Heterostrukturen haben den – geringfügigen – Nachteil, dass an der Grenzfläche zwischen beiden Materialien eine erhöhte Rekombination von photogenerierten Ladungsträgern stattfindet. Dem steht aber als Vorteil gegenüber, dass durch die Wahl von Halbleitern mit großem Bandabstand (wie CdS : $E_g = 2,4\text{ eV}$) die obere Schicht als „Fenster“ ausgebildet werden kann; d. h. in dieser oberen Schicht wird nur ein sehr geringer Teil des Sonnenspektrums absorbiert, der damit für den Photostrom verloren ist. Der Großteil der einfallenden Strahlung wird nach Transmission durch die Fensterschicht sehr nahe am p-n-Übergang – also am Punkt des maximalen elektrischen Feldes – absorbiert. Die Trennung der photogenerierten Ladungsträger ist also äußerst effizient.

Abb. 5.11, links, zeigt die Schichtfolge einer CdS/CdTe Heterostruktur-Solarzelle. Bei dieser Zelltechnologie handelt es sich um eine Superstratstruktur; d. h. die transparente, dem Licht zugewandte, Frontelektrode aus Indium-Zinn-Oxid (ITO) wird, üblicherweise mit Hilfe der Kathodenzerstäubung, zuerst aufgebracht. Danach folgt die Deposition des Cadmium-Sulfids (CdS) als Fenster- oder Pufferschicht gefolgt von der eigentlichen photovoltaisch aktiven Absorberschicht aus Cadmium-Tellurid (CdTe). Üblicherweise werden beide Schichten (d. h. die Fensterschicht mit einer Dicke von 0,1 bis 0,2 μm und die Absorberschicht mit einer Dicke von ca. 3 μm) mit der selben Technologie aufgebracht (z. B. mit dem Sublimations-Kondensationsverfahren oder durch Siebdruck). Um diese Schichten in ausreichender photovoltaischer Qualität zu erhalten, ist nach der Deposition ein auf einer Temperaturbehandlung in Anwesenheit von Cadmium-Chlorid (CdCl_2) basierender Aktivierungsschritt notwendig. Die Zellherstellung endet mit dem

Aufbringen einer Metall-Rückelektrode aus Graphit, Kupfer (Cu) oder einer Mischung von beidem. Solarzellen auf der Basis von Cadmium-Tellurid (CdTe) erreichen im Labormaßstab auf kleinen Flächen Spitzenwirkungsgrade von fast 17 %. In den letzten Jahren sind mehrere Linien für die Pilot-Produktion von großflächige CdTe-Modulen mit einer Fläche von 0,5 m² und Wirkungsgraden von 8 bis 10 % in Betrieb gegangen.

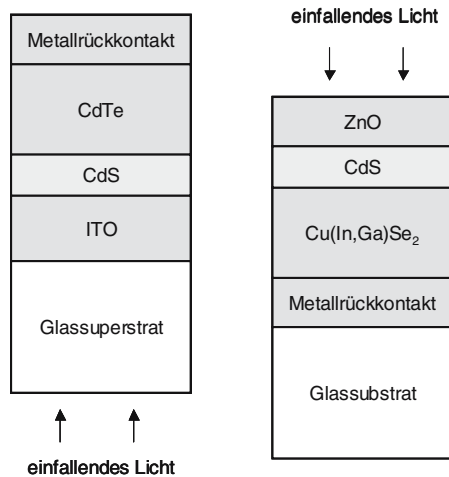


Abb. 5.11 Schichtfolge einer CdS/CdTe (links) und einer CdS/Cu(In,Ga)Se₂ (rechts) Heterostruktur-Solarzelle

Heterostruktur-Solarzellen aus CdS/Cu(In,Ga)Se₂ liefern mit über 18 % die höchsten Wirkungsgrade aller Dünnschicht-Solarzellen. Abb. 5.11, rechts, zeigt die Schichtfolge einer derartigen Heterostruktur-Solarzelle. Die Zellherstellung beginnt hier mit der Deposition eines Molybdänrückkontakts, gefolgt von der Abscheidung der photovoltaisch aktiven Cu(In,Ga)Se₂-Schicht einer Dicke von weniger als 2 µm. Für die industrielle Anwendung kommen hier zwei Abscheidemethoden in Betracht.

- Erstens die physikalische Ko-Verdampfung aller Elemente (d. h. Cu, In, Ga und Se) auf das geheizte Substrat, sodass sich die Verbindung Cu(In,Ga)Se₂ schon während des Aufdampfprozesses bildet.
- Zweitens die Deposition der Elemente auf das ungeheizte Substrat (z. B. durch Kathodenzerstäubung). Darauf folgt dann ein zweiter Heizschritt, der Selenisierung, zur Bildung der Verbindung Cu(In,Ga)Se₂.

Nach der Absorberherstellung durch eine der beiden Methoden wird eine ca. 0,05 µm dicke CdS-Schicht aus dem chemischen Bad deponiert, gefolgt von der ZnO-Frontelektrode durch Kathodenzerstäubung.

Auch Cu(In,Ga)Se₂ Solarmodule sind in der Pilotierungsphase. Erste Module mit Wirkungsgraden bis zu 10 % sind kommerziell erhältlich. Für beide Technolo-

gien (d. h. CdTe und Cu(In,Ga)Se₂) wird sich in den nächsten Jahren entscheiden, ob sie sich am Markt durchsetzen können.

Dünnschichtsolarzellen aus kristallinem Silicium. Die ökonomischen und verfahrenstechnischen Vorteile der Technologie von Dünnschicht-Solarzellen – geringer Materialeinsatz, Möglichkeit der integrierten Modulherstellung durch Strukturierung der Einzelschichten während des Prozessdurchlaufes – versucht man auch mit kristallinem Silicium zu nutzen. Wegen der indirekten Bandlücke von kristallinem Silicium sind Schichtdicken von mindestens 20 µm erforderlich, um das einfallende Sonnenlicht in ausreichendem Maße zu absorbieren. Mit der Methode der Lichtführung („Light-trapping“) ist es jedoch möglich, die Schichtdicke weiter herabzusetzen; bringt man an der Solarzellen-Rückseite einen die Lichtstrahlen in die Silicium-Schicht zurückstreuenden Diffusor oder eine schräg reflektierende Struktur an, oder beschichtet man ein pyramidisch strukturiertes Substrat mit einer Silicium-Dünnschicht, genügen auch bei kristallinem Silicium Schichtdicken von wenigen µm, um die einfallende Sonnenstrahlung nahezu vollständig zu absorbieren /5-37/. Für nur 2 µm dicke Silicium-Schichten mit optimiertem „Light-trapping“ wurde ein Wirkungsgrad-Potenzial von ca. 15 % berechnet /5-38/. Die praktische Realisierung solcher Silicium-Zellen wird mit verschiedenen Techniken der Filmabscheidung und Nachbehandlung angestrebt.

Die Variation der Abscheideparameter bei der plasmaunterstützten chemischen Gasphasendeposition erlaubt es, statt amorphem auch sehr feinkristallines, sogenanntes mikrokristallines, Silicium abzuschleiden. Obwohl die Größe der Silicium-Kristallite in diesem Material im Bereich von nur wenigen 10 nm liegt (z. T. wird deshalb auch von nanokristallinem Silicium gesprochen), lassen sich unter Verwendung von p-i-n-Strukturen im Labormaßstab Wirkungsgrade von über 10 % erzielen. Da die Abscheidebedingungen und die Abscheidetemperatur mit ca. 200 bis 300 °C von nanokristallinem Silicium denjenigen vom amorphem Silicium sehr ähnlich sind, lassen sich diese beiden Materialien wiederum zu Tandemzellen mit Wirkungsgraden für Laborzellen von knapp über 10 % kombinieren /5-42/. Höhere Wirkungsgrade für Silicium-Dünnschichtsolarzellen erfordern die Abscheidung von Silicium bei Temperaturen oberhalb von 700 °C, sodass kostengünstige Glassubstrate nicht mehr in Frage kommen /5-43/. Durch die höhere Wachstumstemperatur lassen sich Korngrößen von bis zu 100 µm und eine entsprechend höhere photovoltaische Qualität der polykristallinen Siliciumschichten erreichen. Eine elegante Möglichkeit, sogar einkristalline Dünnschichten für Solarzellen herzustellen, bieten die sogenannten Transfertechniken /5-44/, /5-45/. Hier wird eine typischerweise 20 bis 50 µm dicke einkristalline Siliciumschicht auf einem vorbehandelten einkristallinen Siliciumsubstrat hergestellt, anschließend abgelöst und auf ein beliebiges Fremdsubstrat transferiert. Das Siliciumsubstrat kann anschließend wiederverwendet werden. Solarzellen aus einkristallinem, transferiertem Silicium zeigen im Labormaßstab mit 16,6 % die höchsten Wirkungsgrade von Dünnschichtsilicium auf Fremdsubstraten.

Dünnschichtsolarzellen mit integrierter Serienverschaltung. Damit ein Solarmodul eine über die Spannung der Einzelzellen hinausgehende Spannung liefert – angestrebt werden typischerweise 12 oder 24 V – müssen Einzelzellen in einem Modul in Reihe geschaltet werden. Ein wesentlicher Vorteil aller Dünnschichttechnologien besteht in der Möglichkeit, diese Serienverschaltung von Einzelzellen zu einem Modul mit der Zellherstellung selbst zu kombinieren. Während die Serienverschaltung für die wafer- oder scheibenbasierte Silicium-Technologie ein von der Herstellung der Einzelzellen völlig losgelöstes und nachgeordneter Prozessschritt ist, bestehen Dünnschichtmodule aus einer streifenweisen Anordnung von Einzelzellen, die auf einem einzigen Substrat oder Superstrat angeordnet sind (Abb. 5.12).

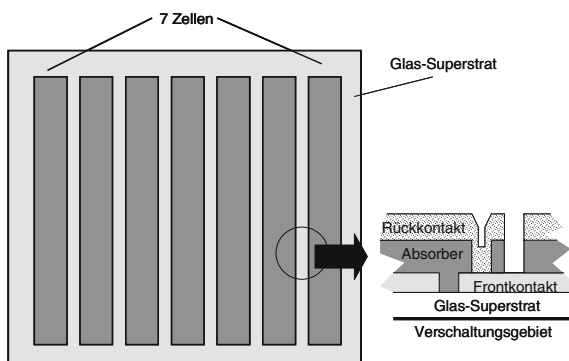


Abb. 5.12 Integrierte Verschaltung der Zellstreifen einer Dünnschichtsolarzelle auf dem Substrat (d. h. die Serienverschaltung verbindet die untere Elektrode eines Zellstreifens mit der oberen Elektrode des nächsten Streifens)

Die Serienverschaltung dieser Zellstreifen erfordert drei in die Zellherstellung integrierte Strukturierungsschritte. Abb. 5.13 illustriert die prinzipielle Herstellungsweise einer solchen integrierten Serienverschaltung am Beispiel einer wasserstoffpassivierten amorphen Silicium(a-Si:H)-Dünnschichtsolarzelle. Zunächst wird auf das Glassuperstrat ein leitfähiges, transparentes Oxid (Indium-Zinn-Oxid) aufgebracht. Dieser spätere Frontkontakt wird in einem ersten Strukturierungsschritt in regelmäßigen Abständen entfernt. Als Strukturierungsmöglichkeiten kommt Abtragen durch einen Laserstrahl oder einfaches mechanisches Abkratzen in Frage. Der nächste Präparationsschritt umfasst die Deposition der photovoltaisch aktiven Schicht („Absorber“). Im Fall einer Solarzelle aus wasserstoffpassiviertem amorphem Silicium (a-Si:H) umfasst dieser Herstellungsschritt die Deposition von drei Schichten (p-Typ, i-Typ und n-Typ a-Si:H) für eine einfache p-i-n-Typ Zelle bzw. einer Folge von sechs Schichten für die Herstellung einer Tandemzelle. Nach der Deposition des Absorbers erfolgt ein zweiter, leicht seitlich versetzter Strukturierungsschritt, der die Absorberschicht, nicht aber den Frontkontakt, entfernt. Schließlich wird der Rückkontakt aufgebracht, sodass mit Hilfe der zwei vorhergehenden Strukturierungsschritte der Frontkontakt eines Zellstreifens mit

dem Rückkontakt des nächsten Streifens verbunden ist. Ein dritter Strukturierungsschritt verhindert, dass der Rückkontakt die einzelnen Zellstreifen kurzschließt. Die Vorgehensweise bei substratbasierten Technologien ist analog.

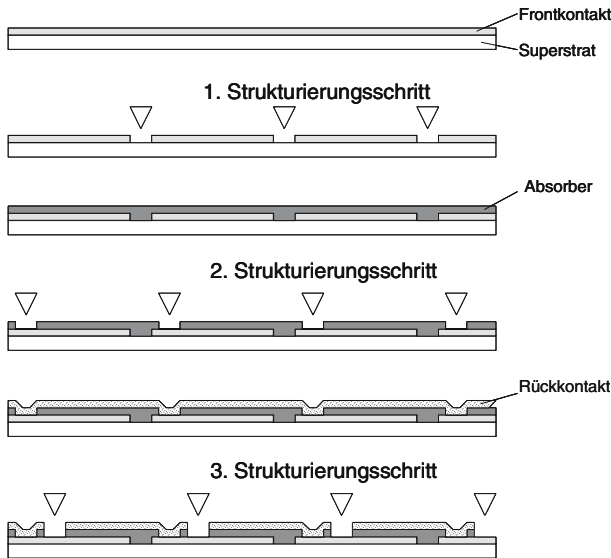


Abb. 5.13 Schichtdeposition und Strukturierungssequenz eines photovoltaischen Dünnschichtmoduls (erste Teilabbildung von oben: Deposition der transparenten Frontelektrode auf dem Glassuperstrat, zweite Teilabbildung von oben: erster Strukturierungsschritt, dritte Teilabbildung von oben: Deposition der photovoltaisch aktiven Absorberschicht, vierte Teilabbildung von oben: zweiter Strukturierungsschritt, fünfte Teilabbildung von oben: Abscheidung der Rückelektrode, sechste Teilabbildung von oben: dritter Strukturierungsschritt)

Solarzellen für konzentrierende Systeme. Konzentrierende Photovoltaik-Systeme stellen eine weitere Alternative dar. Die Solarzellen in diesen Systemen werden mit 20- bis 200-facher Lichtintensität beaufschlagt. Der bei erhöhter Strahlungskonzentration stärker ins Gewicht fallende Serienwiderstand stellt dabei aber ein Problem dar. Daher müssen Konzentrador-Zellen besonders hoch dotiert und mit sehr verlustarmen Kontakten versehen werden (u. a. /5-51/).

In terrestrischen konzentrierenden Systemen findet man fast ausschließlich Solarzellen auf Siliciumbasis. Ihr struktureller Aufbau gleicht dem der höchsteffizienten erwähnten Silicium-Solarzellen. Sie erreichen im Labormaßstab Wirkungsgrade von bis zu 29 % bei 140-facher Konzentration.

Entwickelt wurden auch Konzentrador-Zellen auf der Basis von Gallium-Arsenid (GaAs) und ternären III-V-Legierungen, die z. T. als Tandemstruktur aufgebaut wurden. Für epitaktisch hergestellte einkristalline Tandemstrukturen wurden Wirkungsgrade von bis zu 34 % bei 100- bis 300-facher Konzentration berichtet.

Farbstoffsolarzellen aus nanoporösem Titanoxid (TiO₂). Elektrochemische Solarzellen aus nanoporösem Titanoxid (TiO₂) /5-52/ verwenden eine Schicht aus TiO₂-Partikeln mit einer typischen Größe von 10 bis 20 nm. Der sperrende Kontakt zu diesen Nanopartikeln wird durch einen flüssigen Elektrolyten, normalerweise das Redox-Paar J₃⁻/J, hergestellt. Die eigentliche photovoltaische Aktivität verdankt diese Solarzelle einer einmolekularen Schicht eines Rubidium-Farbstoffes (RuL₂(NCS)₂), die auf der Oberfläche der TiO₂-Partikel adsorbiert ist. Durch die poröse, schwammartige Struktur des Titanoxids (TiO₂) wird seine Oberfläche ungefähr eintausend mal größer als die Zelloberfläche. Nur durch diese Flächenvergrößerung ist eine hinreichende Absorption des Sonnenlichts durch den Farbstoff möglich.

In die Solarzelle einfallende Photonen bringen ein Elektron in diesem Farbstoff aus dem Grundzustand in einen angeregten Zustand. Die Anbindung des adsorbierten Farbstoffs an das TiO₂ ist so stark, dass das angeregte Elektron innerhalb weniger Piko-Sekunden in das TiO₂ injiziert wird, während der Farbstoff durch den Elektrolyten regeneriert wird; d. h. ein Elektron aus dem Elektrolyten wird in den Grundzustand des Farbstoffs nachgeliefert. Die primäre Ladungstrennung erfolgt also zwischen dem Festkörper (TiO₂) und der Flüssigkeit (Elektrolyt). Abb. 5.14 gibt einen schematischen Überblick über den Aufbau einer solchen Solarzelle sowie ein vereinfachtes Energieschema für die primäre photovoltaische Aktivität.

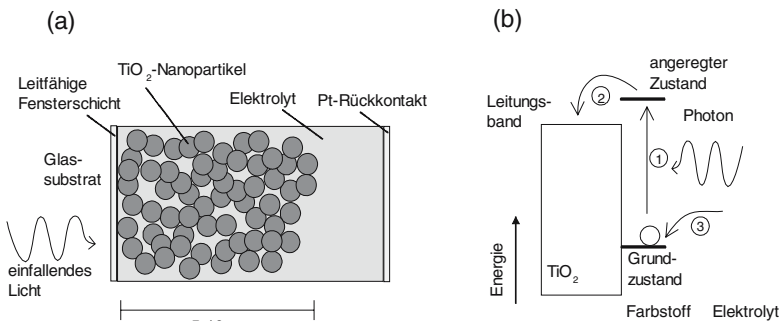


Abb. 5.14 (a) Schematische Darstellung einer Farbstoffsolarzelle aus nanoporösem TiO₂ (die auf den TiO₂-Nanopartikeln mit einem Durchmesser ca. 20 nm adsorbierte einmolekulare Farbstoffschicht ist nicht gezeigt); (b) Vereinfachtes Energieschema der primären Ladungstrennung durch einen Dreischritt-Prozess: 1. Anregung des Farbstoffs, 2. Injektion des Elektrons aus dem angeregten Zustand des Farbstoffs in das Leitungsband des TiO₂, 3. Regeneration des Farbstoffs aus dem Elektrolyten

Die primäre Ladungstrennung erfolgt über einen mehrstufigen Prozess. Die drei Stufen sind nachfolgend dargestellt.

1. Anregung des Farbstoffs.
2. Injektion des Elektrons aus dem angeregten Zustand des Farbstoffs in das Leitungsband des TiO₂.
3. Regeneration des Farbstoffs aus dem Elektrolyten.

Die endgültige Ladungstrennung erfolgt dann durch die Diffusion des photogenerierten Elektrons durch das gesamte TiO_2 -Netzwerk zum Frontkontakt, während der Elektrolyt an der gegenüberliegenden Platin(Pt)-Rückelektrode regeneriert wird.

Der Reiz dieser neuen Solarzellentechnologie liegt zum Einen darin, dass diese Farbstoffsolarzellen sehr einfach herzustellen sind und somit wiederum ein Kostenreduktionspotenzial bieten. Zum Anderen ist die Wirkungsweise der Farbstoffsolarzelle sehr von derjenigen aller anderen (Festkörper-)Solarzellen verschieden und im Einzelnen auch noch nicht endgültig erforscht. Tatsächlich weist der primäre Ladungstransfer in Farbstoffsolarzellen einige Ähnlichkeit zu den Ladungstransfervorgängen der Photosynthese auf.

Im Labormaßstab erreichen Farbstoffsolarzellen Wirkungsgrade von über 10 %; erste Kleinmodule zeigen Wirkungsgrade bis zu 5 %. Gegenstand intensiver Untersuchungen ist derzeit die Langzeitstabilität dieses Solarzellentyps /5-53/.

Solarmodul. Einzelne photovoltaische Zellen werden zu einem Photovoltaikmodul zusammengefasst. Es stellt die eigentliche Grundeinheit eines Solargenerators dar. Ein derartiges Modul besteht im Regelfall aus den elektrisch miteinander verbundenen Solarzellen, den Einbettungsmaterialien einschließlich Frontscheibe und Rückseitenabdeckung, den elektrischen Anschlusskabeln oder einer Anschlussbox und z. T. auch einem Rahmen, der zumeist aus Kunststoff oder Metall besteht. Zunehmend sind aber auch rahmenlose Module auf dem Markt. Bei diesen sind spezielle Maßnahmen zur Randversiegelung erforderlich. Durch einen derartigen Einbau der einzelnen Zellen in ein Modul werden die einzelnen Zellen gegen die Einflüsse der Atmosphäre geschützt, ein definiertes oberes Spannungsniveau bzw. eine maximale Stromstärke garantiert und damit der Aufbau von Generatoren mit beliebigen Strom-Spannungs-Spezifikationen ermöglicht.

Einbettung und Randversiegelung müssen hohen Anforderungen genügen. Beispielsweise muss innerhalb des im Jahresverlauf gegebenen Temperaturbereichs an der Zellenoberfläche von rund $-40\text{ }^\circ\text{C}$ bis etwa $+80\text{ }^\circ\text{C}$ für die gesamte technische Lebensdauer von 20 bis 30 und ggf. mehr Jahren sichergestellt sein, dass keine Feuchtigkeit (u. a. Regen, Kondenswasser) zu den Zellen vordringt. Auch muss einer mechanischen Zerstörung beispielsweise durch Hagelkörner von bis zu einigen Zentimetern Durchmesser und durch Windlasten infolge von Böen von bis zu 50 m/s und mehr vorgebeugt werden. Zusätzlich ist eine hohe Isolationsfestigkeit sicherzustellen. Außerdem dürfen die verwendeten Materialien nicht durch Bakterien befallen oder von Tieren (z. B. Vögeln) angefressen werden. Bei Überkopfinstallation sind weitere statische Sicherheitsaspekte zu beachten. Angebotene Module erfüllen alle diese Bedingungen und gewährleisten heute einen sicheren Betrieb.

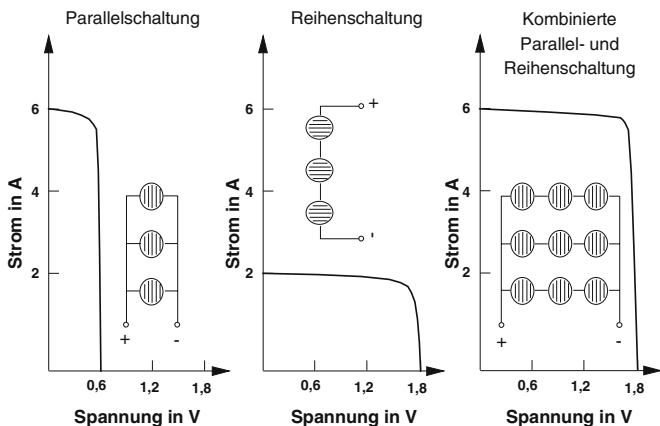


Abb. 5.15 Veränderung der Strom-Spannungs-Kennlinie bei der Zusammenschaltung verschiedener Photovoltaikzellen zu einem Modul exemplarisch für Zellen mit 2 A Kurzschlussstrom und einer Leerlaufspannung von 0,6 V (nach /5-23/)

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten sind Module sehr unterschiedlicher Leistung auf dem Markt. Über die Anzahl der in Reihe geschalteten Zellen wird dabei ausgehend von der Leerlaufspannung der eingesetzten Zellen die Leerlaufspannung des Moduls bestimmt (Abb. 5.15). Durch die Anzahl der parallel angeordneten Zellenstränge ist der Kurzschlussstrom des Moduls festgelegt. Entsprechend verändert sich auch die Strom-Spannungs-Kennlinie des Gesamtmoduls gegenüber der einer einzelnen Zelle.

Die Gesamtzahl der in einem Modul vorhandenen Zellen bestimmt die maximale Modulleistung. Für Normalanwendungen sind Leistungen von etwa 50 bis 75 W bei 36 in Serie verschalteten Zellen eine typische Baugröße. Insbesondere für netzgekoppelte Anlagen werden heute aber auch großflächige Solarmodule mit Leistungen bis 300 W standardmäßig angeboten.

Werden einzelne Zellen innerhalb eines im Betrieb befindlichen Moduls abgeschattet oder in ihrer Ausgangsleistung durch Defekte beeinträchtigt, wirkt sich dies dahingehend aus, dass sie im verschalteten Verbund nicht mehr als Generator, sondern als Last wirken. Sie werden dann, je nach Verschaltungsart, entweder in Sperrichtung (falsche Spannungsrichtung) oder bei Spannungen oberhalb ihrer Leerlaufspannung (falsche Stromrichtung) betrieben. In ungünstigen Fällen können sie sich dabei stärker als die Zellen in der Nachbarschaft aufheizen („hot spot“-Effekt).

Unabhängig von diesen schädigenden Effekten führt bei in Serie verschalteten Zellen auch eine Teilabschattung zu erheblichen Verlusten. In erster Näherung wird der Strom der Serienschaltung durch den Strom der schwächsten Zelle bestimmt. Eine partielle Abschattung führt daher zu erheblich höheren Verlusten, als es dem Verhältnis von abgeschatteter zu Gesamtfläche entspricht. Bei parallel geschalteten Strängen oder Zellen sind die Verluste dagegen nur proportional zur abgeschatteten Fläche.

Besondere Beachtung muss der Abschattung im Bereich gebäudeintegrierter Zellen geschenkt werden, da hier z. B. durch Fassadenelemente, Rahmen oder Fenster sehr häufig partielle Schattenbildung auftritt. Deshalb ist hier bei der Planung eine große Sorgfalt notwendig, um übermäßige Verluste sicher zu vermeiden.

Mögliche Schutzmaßnahmen für diese Fälle zeigt Abb. 5.16 für die Verschaltung mehrerer Module; prinzipiell gilt dies jedoch auch für die Verschaltung mehrerer Zellen zu einem Modul. Durch Bypassdioden (Freilaufdioden) parallel zu den Zellensträngen kann eine Überhitzung von möglicherweise abgeschatteten Solarzellen vermieden werden. Die Einführung von Blockierdioden (Sperrdioden) verhindert zudem Ausgleichsströme über Zellenstränge in der falschen Richtung, wenn durch partielle Abschattung oder durch Eigenschaftsänderungen der Solarzellen niedrigere Spannungen als in den Nachbarsträngen auftreten.

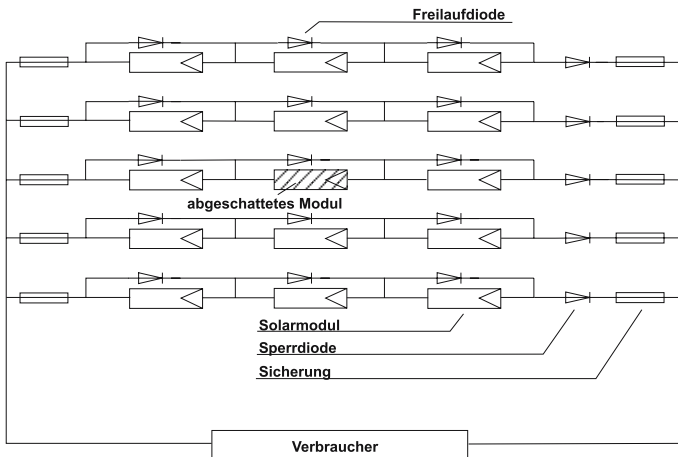


Abb. 5.16 Verschaltung von Solarmodulen in einem Photovoltaikgenerator (nach /5-17/)

Erfahrungsgemäß kann auf Bypassdioden innerhalb einzelner Zellenstränge eines Moduls und auf Sperrdioden am Ende eines jeden Strangs jedoch verzichtet werden. Schutzmaßnahmen dieser Art führen zu erhöhten Energieverlusten und damit auch zu erhöhten Kosten. Anders ist die Situation aber bei der Verschaltung mehrerer Module zu größeren Einheiten (Arrays, Array-Felder, Generatoren). Hier sind partielle Verschattungen sehr viel wahrscheinlicher (z. B. durch Wolkenzug, durch im Tagesverlauf auftretenden Schattenwurf von Gebäudeteilen, Bäumen usw. oder durch die unterschiedliche Ausrichtung von Generatorteilen). Hier sind die gleichen Effekte wie oben diskutiert zu berücksichtigen, lediglich auf Modul- anstatt auf Einzelzellen-Basis. Jedes Modul wird deshalb mit einer Freilaufdiode überbrückt, die z. T. herstellerseitig bereits in das Modul integriert ist. Auf Sperrdioden wird neuerdings zumeist verzichtet, da die Ausgleichsströme sicherheitstechnisch unkritisch sind. Zusätzlich werden jedoch noch Sicherungen an den plus- und minus-seitigen Enden der Modulstränge angebracht, die die Überlastung von Modulen und Zuleitungen im Falle eines Kurzschlusses in einem Modulstrang verhindern.

Die aus der Verschaltung von Einzelzellen zu Photovoltaik-Modulen resultierenden Verluste liegen bei etwa 2 bis 3 % der an den Anschlussklemmen oder -kabeln abgreifbaren elektrischen Energie. Bei der Verschaltung von Modulen zu größeren Gene­ratoreinheiten sind, je nach Größe des Generatorfeldes, weitere Verluste in dieser Größenordnung zu berücksichtigen.

5.2.2 Weitere Systemkomponenten

Wechselrichter. Solargeneratoren sowie Batteriespeicher geben prinzipiell Gleichspannungen bzw. Gleichströme (DC – direct current) ab. Viele der gängigen Kleinverbraucher (z. B. Uhren, Taschenrechner) sind zum direkten Betrieb mit Gleichspannungen geeignet. Die meisten handelsüblichen Geräte benötigen jedoch Wechselspannung (AC – alternate current) von 230 V und einer Frequenz von 50 Hz (teilweise auch 120 V bei 60 Hz wie z. B. in den USA). Auch in autonomen, nicht an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossenen, Photovoltaik-Systemen werden daher oft Wechselrichter zum Umwandeln der Gleichspannung in geeignete Wechselspannung eingesetzt, damit handelsübliche Geräte genutzt werden können. Zur Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Generatoren in das Wechselspannungsnetz der öffentlichen Versorgung ist demgegenüber grundsätzlich ein Wechselrichter erforderlich. Eine Sonderstellung nehmen sogenannte Pumpenwechselrichter ein, welche die gelieferte Gleichspannung in eine zum drehzahlvariablen Betrieb von Wasserpumpen geeignete Wechselspannung mit einstellbarer Spannung und Frequenz umsetzen /5-46/, /5-57/.

Der Leistungsbereich von Wechselrichtern für Photovoltaik-Anlagen erstreckt sich über einen Bereich von etwa 100 W bis zu mehreren 100 kW, wobei unterschiedlichste Schaltungstopologien und -komponenten zum Einsatz kommen. Der ständig wachsende Markt sowie neue Erkenntnisse lassen immer wieder neue Wechselrichterkonzepte und Produkte entstehen /5-10/, so dass nachfolgend nur grundsätzliche Prinzipien und Anforderungen an Wechselrichter dargestellt werden können.

Inselwechselrichter. Während das gewohnte 230 V/50 Hz Hausnetz eine sinusförmige Netzspannung liefert, werden bei Inselwechselrichtern entsprechend ihrer Ausgangsspannungsform drei Gruppen unterschieden: Rechteck-, Trapez- und Sinuswechselrichter (Abb. 5.17). Im Kleinleistungsbereich, z. B. zur lokalen Versorgung einzelner AC-Verbraucher in einem DC-Netz, werden oft Rechteck- oder Trapezwechselrichter eingesetzt. In größeren Systemen (> 1 kW) kommen demgegenüber überwiegend Sinuswechselrichter zum Einsatz. Die Tendenz geht dabei auch bei Kleinwechselrichtern zu sinusförmigen Ausgangsspannungen /5-46/.

Der Rechteckwechselrichter hat den Vorteil eines sehr einfachen Aufbaus. In dem in Abb. 5.18 dargestellten Beispiel wird die Batteriespannung von z. B. 12 oder 24 V über die aus den Schaltern S1 bis S4 gebildete Brückenschaltung im Rhythmus von 50 Hz mit wechselnder Polarität an die Primärseite des Ausgangstransformators gelegt. In der ersten Phase sind die Schalter S1 und S2 – üblicher-

weise bipolare Transistoren oder MOS-Feldeffekttransistoren – geschlossen. In der zweiten Phase gilt dies für S3 und S4. Die „zerhackte“ Gleichspannung wird anschließend durch den Transformator auf die notwendige Ausgangsspannung von 230 V hochtransformiert /5-46/.

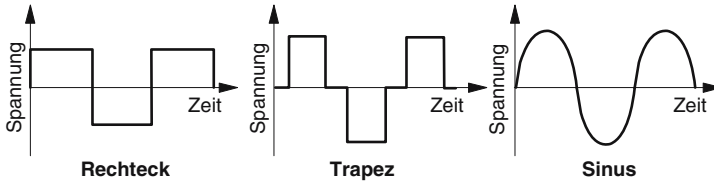


Abb. 5.17 Typische Ausgangsspannungsformen von Rechteck-, Trapez- und Sinuswechselrichtern

Ein Nachteil dieses Konzeptes ist, dass die Höhe der Ausgangsspannung mit der Batteriespannung zwischen der Entladeschluss-Spannung von z. B. 11 V und der Gasungs-Spannung von z. B. 15,5 V schwankt. Bei einem 12 V Bleiakкумуляtor ergibt sich bei einem konstanten Übersetzungsverhältnis des Transformators damit ein Ausgangsspannungsbereich von 210 bis 297 V.

Dies wird beim sogenannten Trapez- oder auch „Quasi-Sinus“-Wechselrichter, der schaltungstechnisch prinzipiell gleich aufgebaut ist, vermieden. Seine Ausgangsspannung enthält allerdings eine Austastlücke. Ein geeigneter Regelkreis stellt die Breite dieser Austastlücke deshalb so ein, dass auch bei unterschiedlichen Eingangsspannungen ein nahezu konstanter Effektivwert der Ausgangsspannung entsteht.

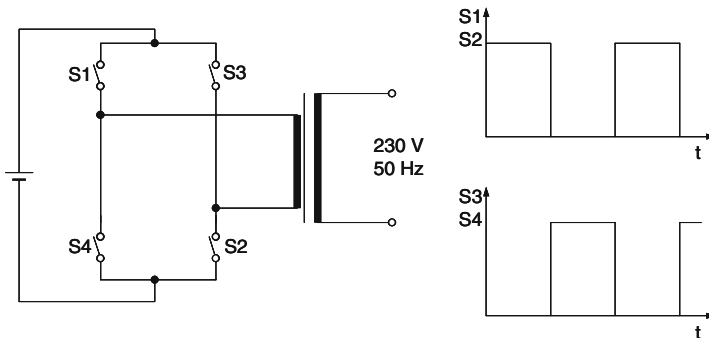


Abb. 5.18 Schaltungsprinzip eines Rechteckwechselrichters

Beim Betrieb derartiger Wechselrichtertypen ist immer zu prüfen, ob die vorgesehenen Verbraucher, die i. Allg. für sinusförmige Versorgungsspannungen konstruiert sind, mit diesen Spannungsformen zuverlässig arbeiten. Problemlos können i. Allg. Glühlampen, Bügeleisen oder einfache Verbraucher wie z. B. Bohrmaschinen versorgt werden. Besitzen die Geräte Transformatoren oder kapazitive Spannungsteiler im Eingang, treten häufig Geräusche, erhebliche zusätzliche Ver-

luste oder gar Zerstörungen der Geräte auf. Auch arbeiten einige elektronische Geräte (z. B. Waschmaschinen) nicht an diesen Wechselrichtern, da sie den definierten Nulldurchgang der sinusförmigen Spannung für ihre interne Steuerung benötigen.

Der Sinuswechselrichter liefert demgegenüber eine Ausgangsspannung wie das Netz der öffentlichen Versorgung, so dass alle Verbraucher problemlos betrieben werden können. Von den vielen möglichen Schaltungsvarianten zeigt Abb. 5.19 das Prinzip eines pulsweitenmodulierten (PWM) Wechselrichters.

Im Gegensatz zum Rechteckwechselrichter wird hier die Eingangsspannung mit einer wesentlich höheren Frequenz (einige 10 kHz) „zerhackt“. Für die positive Halbwelle der Sinusschwingung wird in dem in Abb. 5.19 gezeigten Beispiel der Schalter (Transistor) S1 dauernd durchgeschaltet, während der Schalter S2 hochfrequent mit variablen Puls/Pausen-Verhältnis ein- und ausgeschaltet wird (Pulsweitenmodulation, PWM). Bei geeignetem Pulsmuster ergibt sich am Ausgang der Brückenschaltung eine Rechteckspannung, deren zeitlicher Mittelwert einen sinusförmigen Verlauf hat. Ein nachgeschalteter Filter unterdrückt alle hochfrequenten Anteile dieses Signals, so dass am Ausgang nur noch die gewünschte sinusförmige Spannung auftritt. Ein nachgeschalteter Transformator bewirkt eine Anpassung auf die benötigten 230 V. Er kann bei genügend hoher Eingangsspannung (> 350 V) entfallen; dies führt zu Einsparungen am Wechselrichter selbst und insbesondere zu einem deutlich besseren Wirkungsgrad im unteren Teillastbereich.

Bei Inselnetzen kommen derart hohe Eingangsspannungen aber heute nur in sehr großen Anlagen zum Einsatz. Hauptgrund dafür ist, dass dann auch die Batterien zu sehr hohen Spannungen verschaltet werden müssen. Der Betrieb einer Batterie mit hoher Spannungslage ist aber durch die Gefahr der Individualisierung von einzelnen Zellen wesentlich schwieriger als bei geringeren Spannungen. Typisch sind heute Eingangsspannungen im Bereich 48 bis 60 V für Anlagen bis zu 10 kW Anschlussleistung.

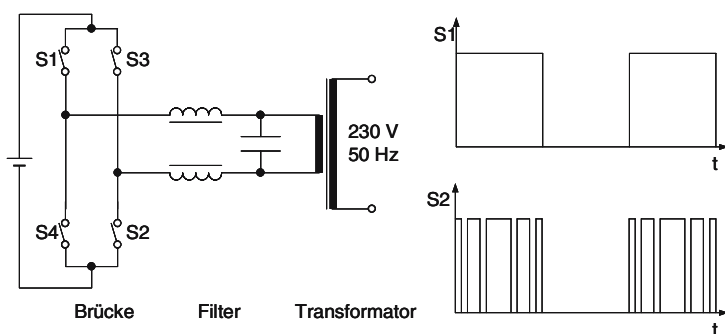


Abb. 5.19 Schaltungsprinzip eines pulsweitenmodulierten Wechselrichters

Abhängig vom Anwendungsfall sind an Inselwechselrichter folgende Forderungen zu stellen /5-46/.

- Hoher Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad derartiger Inselwechselrichter sollte möglichst hoch sein und bereits im unteren Teillastbereich schnell ansteigen. Wird jedoch der Wechselrichter in einem DC-Netz nur sporadisch eingeschaltet, um einen zugeordneten AC-Verbraucher zu versorgen, spielen Eigenverbrauch und Wirkungsgrad nur eine untergeordnete Rolle. Arbeitet der Wechselrichter hingegen im Dauerbetrieb, um z. B. ein Hausnetz zu versorgen, ist der Eigenverbrauch eine kritische Größe. Hier bedingt jedes Prozent Eigenverbrauch des Wechselrichters eine Verschlechterung des mittleren Jahresnutzungsgrades von rund 10 %. Deshalb sollte der Eigenverbrauch möglichst unter 1 % der Nennausgangsleistung liegen; dies ist gleichbedeutend mit einem Wirkungsgrad von über 90 % bei 10 % der Nennausgangsleistung. Ein Wirkungsgrad von 85 bis 90 % bei Nennleistung ist hingegen ausreichend, da der Wechselrichter nur zu einem Bruchteil seiner Betriebszeit mit Nennlast beansprucht wird. Von den beiden in Abb. 5.20 dargestellten Wirkungsgradverläufen stellt somit die Kurve „Guter Wirkungsgradverlauf“ den für netzunabhängige Photovoltaik-Anwendungen besseren Wirkungsgradverlauf dar [5-9].
- Geringer Eigenverbrauch. Die Energieverluste aufgrund eines hohen Eigenverbrauchs lassen sich reduzieren, wenn der Wechselrichter nur bei Bedarf automatisch eingeschaltet wird und die übrige Zeit einen deutlich niedrigeren Stand-by-Verbrauch hat. Hierbei muss jedoch sichergestellt sein, dass auch kleine Lasten wie Kompaktleuchtstofflampen sicher erkannt und gestartet werden. Eine Variante der Lasterkennung stellt das Master-Slave-Verfahren dar, bei welchem ein kleiner Wechselrichter (Master) die Dauerversorgung sicherstellt und der Slave nur bei einem entsprechenden Leistungsbedarf zugeschaltet wird.

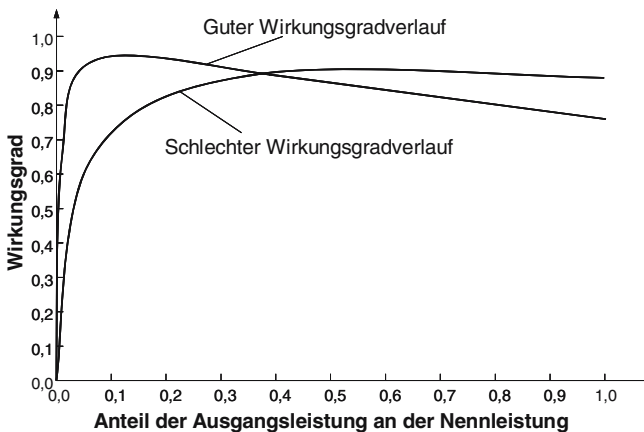


Abb. 5.20 Guter und schlechter Verlauf von Wirkungsgraden von Inselwechselrichtern (nach [5-46])

- Stabiles Betriebsverhalten. Die Ausgangsspannung von Inselwechselrichtern sollte möglichst stabil in Frequenz und Amplitude sein (Spannungsquelle). Dies gilt besonders für größere Anlagen, wenn eine Vielzahl von Verbrauchern

gleichzeitig betrieben wird. So sollte es beim Anlaufen eines größeren Verbrauchers (z. B. Waschmaschine, Kühlschrank) nicht zu einem kurzzeitigen Zusammenbruch der Netzspannung kommen, der beispielsweise einen gleichzeitig arbeitenden Computer „zum Absturz“ bringt.

- Sinusförmige Ausgangsspannung ohne Gleichanteil. Die Ausgangsspannung sollte möglichst sinusförmig sein (d. h. wenig Oberwellen bzw. Verzerrungen). Ein Maß hierfür ist der Klirrfaktor, der unter 5 % liegen sollte. Zusätzlich sollte die Ausgangsspannung keinen Gleichanteil enthalten, da dieser Transformatoren und Motoren vormagnetisiert und dadurch schädigen kann. Weiterhin sollte der Wechselrichter induktive und kapazitive Lasten betreiben können (z. B. Leuchtstofflampen, Wechselstrommotoren). Dies drückt sich in der Angabe des zulässigen Leistungsfaktors aus. Zum Anlauf von Motoren (z. B. in Kühlschränken, Waschmaschinen) sollte er kurzzeitig bis zum 2 bis 3-fachen überlastbar sein.
- Abdeckung des gesamten Spannungsbereichs. Der Wechselrichter sollte einseitig den gesamten Spannungsbereich des Batteriespeichers von -10 bis +30 % der Nennspannung zulassen. Beim Unterschreiten einer Mindesteingangsspannung sollte er entweder automatisch oder über einen Steuereingang abschalten, um die Batterie vor Tiefentladung zu schützen.

Inselwechselrichter werden zukünftig fast ausnahmslos als Sinuswechselrichter verfügbar sein. Auch werden mehr und mehr Geräte die diskutierten Anforderungen erfüllen, wobei aufgrund höherer Stückzahlen und des Einsatzes modernster Halbleiterbauteile weitere Kostenreduktionen wahrscheinlich sind.

Für größere Insel-Hybridsysteme werden vermehrt „rückwärtsleitende“ Wechselrichter eingesetzt, die einen bidirektionalen Energiefluss erlauben. So ist eine Ladung der Batterien über den Wechselrichter aus wechsellastseitig angeschlossenen Zusatzstromerzeugern wie Wind-, Wasser- oder Dieselgeneratoren ohne zusätzliche Ladegeräte möglich. Dies führt zu einer Vereinfachung des Systemaufbaus /5-10/.

Netzwechselrichter. Die Einspeisung von Solarstrom ins Netz der öffentlichen Versorgung erfordert generell einen Wechselrichter zur Umformung der erzeugten Gleichspannung in eine netzkonforme Wechselspannung /5-46/. Im Gegensatz zu den Inselwechselrichtern, die technisch gesehen im Wesentlichen gleichstromseitig aus einer Batterie gespeist werden, sind Netzwechselrichter direkt mit der Photovoltaikanlage verknüpft.

Bei den ersten netzgekoppelten Anlagen der achtziger Jahre wurden hierzu überwiegend modifizierte Thyristor-Geräte genutzt, die in großer Anzahl bereits in der Antriebstechnik eingesetzt wurden. Diese für einen Betrieb bei Nennlast optimierten Geräte sind bei dem in Photovoltaik-Anlagen häufig auftretenden Teillastbetrieb jedoch ungeeignet und erzielen deshalb sehr schlechte mittlere Wirkungsgrade.

Neuartige Halbleiterbauelemente wie MOS-Fets (Metal Oxide Semiconductor – Feldeffekt-Transistoren) oder IGBT's (Insulated Gate Bipolar-Transistoren) ver-

bunden mit optimierten Schaltungstopologien führten jedoch Anfang der 1990er-Jahre zur Entwicklung spezieller Solarwechselrichter mit deutlich verbesserten Eigenschaften. Insbesondere konnte der Eigenverbrauch der Geräte drastisch reduziert werden, wodurch die Forderung nach einem Wirkungsgrad von mehr als 90 % bei 10 % der Nenn-Ausgangsleistung erfüllt wurde. Während ein Inselwechselrichter typischerweise den größten Anteil der Energie bei etwa 20 % der Nennleistung umsetzt, ist die Belastung von Netzwechselrichtern unter mitteleuropäischen Einstrahlungsverhältnissen gleichmäßig über den gesamten Leistungsbereich verteilt. Neben einem geringen Eigenverbrauch sind daher hier auch die Wirkungsgrade bei hohen Auslastungen des Wechselrichters von Bedeutung. Zwischenzeitlich wird eine große Bandbreite von Geräten in einem Leistungsbereich von einigen 10 W bis zu einigen 100 kW angeboten. Anlagen im MW-Bereich werden in der Regel aus mehreren Wechselrichtern (z. B. 300 kW Geräten) im Master-Slave-Betrieb (oftmals mit rotierendem Master) ausgestattet. Hierbei kommen unterschiedlichste Funktionsprinzipien zum Einsatz, die nachfolgend exemplarisch diskutiert werden.

- Netzkommutierte Wechselrichter. Netzgeführte oder netzkommutierte Wechselrichter benötigen zur Funktion prinzipbedingt das elektrische Netz. Als elektronische Schaltelemente werden Thyristoren verwendet, die sich durch Robustheit und Kostengünstigkeit auszeichnen. Derartige Wechselrichter geben allerdings prinzipbedingt einen Ausgangsstrom mit starken Verzerrungen (Oberwellen) sowie einer Phasenverschiebung gegenüber der Netzspannung ab. Dies erfordert einen zusätzlichen Filter- und Kompensationsaufwand, der im kleineren Leistungsbereich andere Konzepte günstiger abschneiden lässt. Bei Leistungen von einigen 100 kW und mehr werden heute jedoch Thyristorwechselrichter nach wie vor eingesetzt.
- Selbstkommutierte Wechselrichter. Selbstkommutierte Wechselrichter werden mit abschaltbaren Leistungsschaltern aufgebaut und benötigen daher kein externes Netz. Ein häufig eingesetztes Funktionsprinzip ist die bereits beschriebene Pulsweitenmodulation, wobei eine Vielzahl von Schaltungstopologien möglich ist. Der Unterschied zum Inselwechselrichter besteht darin, dass der netzgekoppelte Wechselrichter sich mit dem vorhandenen „starren“ Netz synchronisieren muss; ein selbstständiges Weiterarbeiten beim Ausfall des führenden Netzes muss durch geeignete Maßnahmen unbedingt verhindert werden. Um die Gefahr der Ausbildung von Inselnetzen bei abgeschaltetem Versorgungsnetz zu begegnen, wird in Deutschland die Verwendung einer ENS (Einphasige Netzüberwachung für Solarwechselrichter) vorgeschrieben. Diese soll vor allem verhindern, dass bei Arbeiten am Netz Bereiche, die als freigeschaltet angesehen werden, noch unter Spannung stehen. In vielen anderen Ländern ist eine ENS nicht vorgeschrieben.

Wechselrichter können bei entsprechend hoher Eingangsspannung ohne den zur Spannungsanpassung erforderlichen Transformator direkt in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen. Dies bringt den Vorteil einer Kosten- sowie einer Gewichts- und Volumeneinsparung, aber insbesondere eine deutliche Reduzierung

des Eigenverbrauchs; letzteres wiederum trägt zum verbesserten Wirkungsgrad im Teillastbereich bei. Es zeichnet sich daher ein Trend zu transformatorlosen Konzepten ab.

Bei den Geräten mit Transformator unterscheidet man Systeme mit einem 50 Hz-Transformator und mit einem Hochfrequenztransformator. Letzterer bringt Gewichts- und Volumenvorteile mit sich, führt aber zu einer komplexeren Gesamtschaltung mit höheren Verlusten und höherer Ausfallwahrscheinlichkeit. Der Trend geht daher bei diesen Geräten zu möglichst einfachen und soliden Konzepten, wobei sich durch den Einsatz hochwertiger Komponenten – insbesondere beim 50 Hz-Transformator – ein guter Wirkungsgradverlauf erzielen lässt /5-46/.

Die ersten Generationen von netzgekoppelten Anlagen wurden mit zentralen Wechselrichtern ausgeführt. Hierbei werden die Module zur Erzielung der benötigten Spannung zunächst in Reihe verschaltet (Strings); diese Strings werden dann zur Sicherstellung der geforderten Leistung in einem Gleichspannungsverteiler parallel geschaltet. Der so zusammengesetzte Generator speist dann einen einzelnen Wechselrichter. Teilweise wird die jeweilige Leistung auch auf mehrere zentrale Wechselrichter aufgeteilt, die im Master-Slave-Verfahren betrieben werden.

Bedeutung gewinnen aber zunehmend dezentrale, modulare Wechselrichter. Hierbei unterscheidet man zwischen Wechselrichtern, die einer Gruppe von in Reihe oder parallel verschalteten Modulen zugeordnet sind und solchen, die mit einzelnen Modulen verschaltet sind oder bereits in deren Anschlussdose „integriert“ sind. Dieses Konzept bietet eine Reihe von Vorteilen.

- Jedes Modul oder jede Modulgruppe kann optimal betrieben werden.
- Verluste durch unterschiedliche Kennlinien der Module (Mismatch-Verluste) werden reduziert.
- Teilabschattungen wirken sich nur auf das betroffene Modul bzw. die Modulgruppe aus.
- Der Ausfall eines Wechselrichters betrifft nur den zugehörigen Teil des Generators.
- Die Verkabelung der Module untereinander erfolgt auf der Wechselspannungsseite, was eine konventionelle Technik mit vermindertem Gefahrenpotenzial (Gleichspannungs-Lichtbogen) darstellt.
- Die Massenfertigung vieler kleiner, gleicher Einheiten ermöglicht eine Kostenreduktion.

Neben diesen Vorteilen gibt es aber auch Nachteile, die durch ein aufwändigeres Design der Einzelgeräte wieder kompensiert werden müssen.

- Insbesondere modulintegrierte Wechselrichter unterliegen einem hohen thermischen Stress, der den Einsatz entsprechend ausgelegter Komponenten erforderlich macht. Für Module werden bereits bis zu 25 Jahre Leistungsgarantie gegeben – hier ist noch eine deutliche Lücke zwischen der Lebensdauer von modulintegrierten Wechselrichtern und den entsprechenden Modulen zu schließen.
- Der Austausch modulintegrierter Wechselrichter z. B. in Fassaden stellt einen erheblichen Aufwand dar.

- Die Funktion jedes Kleinwechselrichters muss von einer zentralen Überwachungsstelle überprüfbar sein. Dies ist z. B. durch eine Datenübertragung über die Netzleitung („Powerline“) ohne zusätzliche Verdrahtung möglich, erfordert allerdings in jedem Gerät einen zusätzlichen Aufwand und Energieverbrauch.
- Mit abnehmender Nennleistung eines Energiewandlers wird es immer schwieriger, einen für Photovoltaik-Anwendungen geeigneten Verlauf des Wirkungsgrades zu erzielen, da der Eigenverbrauch nicht im gleichen Maße reduziert werden kann. Dies führt bei sehr kleinen Einheiten eine Abnahme des Gesamtwirkungsgrades.

Insbesondere bei den heute errichteten Großanlagen geht der Trend zu größeren Wechselrichtereinheiten von wenigsten 5 kW bis hin zu einigen 100 kW. Es lassen sich hierdurch erheblich günstigere Wechselrichterkosten sowohl bezüglich der Erstinvestition als auch in Bezug auf die laufenden Kosten für Wartung, Überwachung und Reparatur erzielen.

Insgesamt gesehen sollten Netzwechselrichter die folgenden Anforderungen erfüllen /5-10/, /5-46/.

- Der Ausgangsstrom folgt synchron der anliegenden Netzspannung. Im Gegensatz zum Inselwechselrichter, der eine möglichst konstante Ausgangsspannung liefern soll (Spannungsquelle), verhält sich ein Netzwechselrichter wie eine Stromquelle, deren abgegebene Stromstärke von der Höhe der momentanen Eingangsleistung abhängig ist.
- Der Ausgangsstrom sollte möglichst sinusförmig sein. Die Verzerrungen und somit die Größe der spektralen Anteile bei Vielfachen der Netzfrequenz (Oberwellen) dürfen vorgegebene Grenzwerte (VDE 0838, EN 60555) nicht überschreiten.
- Der Ausgangsstrom sollte keinen Gleichanteil besitzen, da dieser Transformatoren im Netz vormagnetisieren und ggf. auch Fehlerstrom-(FI)-Schutzschalter in ihrer Funktion beeinträchtigen kann.
- Eingespeister Strom und Netzspannung sollten möglichst keine Phasenverschiebung haben ($\cos \varphi = 1$), damit keine Blindleistung zwischen Netz und Wechselrichter pendelt, die zusätzliche Verluste verursacht. Zukünftige Generationen von Wechselrichtern sollten zusätzlich in der Lage sein, eine aktive Blindleistungskompensation vorzunehmen. Dadurch können die Versorgungsqualität und die Leitungsverluste reduziert werden und es entsteht vor allem für die Versorgungsnetzbetreiber ein Mehrwert durch den Betrieb einer derartigen Anlage.
- Bei anomalen Betriebszuständen (fehlende oder zu hohe Netzspannung, starke Frequenzabweichungen von der Sollfrequenz, Kurzschlüsse oder Isolationsfehler) ist der Wechselrichter automatisch vom Netz zu trennen. Zur Überwachung der Netzgrößen Spannung und Frequenz wurde früher auch bei einphasig einspeisenden Wechselrichtern eine Vermessung aller drei Phasen gefordert. Eine wesentliche Vereinfachung ergibt sich hier für Photovoltaik-Anlagen bis 5 kW seit der Einführung der ENS (Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan in Reihe). Dieses Verfahren er-

kennt durch Messung der Netzimpedanz, der dynamischen Änderung der Netzimpedanz sowie der Netzspannung und der Frequenz den Ausfall des Netzes und trennt über zwei unabhängige Schaltorgane den Wechselrichter vom Netz. Die Überwachungsorgane müssen zur Sicherheit redundant ausgeführt sein. Je nach Anlagenkonzept kann eine derartige ENS in jedem Wechselrichter oder zentral für mehrere Wechselrichter vorhanden sein.

- Weitere Sicherheitskomponenten wie Isolationsüberwachung oder allstromtauglicher Fehlerstrom-(FI)-Schutzschalter sind abhängig vom Wechselrichterkonzept vorzusehen.
- Rundsteuersignale, die vom Energieversorgungsunternehmen der Netzspannung aufgeprägt werden, dürfen durch den Wechselrichter weder verfälscht werden noch ihn im Betrieb stören.
- Auf der Eingangsseite sollte eine möglichst gute Anpassung an den Solargenerator vorliegen, z. B. durch Maximum Power Point Tracking (MPPT). Üblicherweise eingesetzte MPPT-Algorithmen bestimmen den Punkt maximaler Solargeneratorleistung, indem sie in bestimmten Abständen von z. B. einigen Sekunden oder Minuten einen Suchvorgang durchführen. Hierbei wird die Arbeitspunktspannung des Solargenerators um einen kleinen Betrag verändert – vergrößert sich daraufhin der Ausgangsstrom des Wechselrichters, wird die Suchrichtung beim nächsten Schritt beibehalten, anderenfalls wird sie umgekehrt. Der so gefundene optimale Spannungswert wird dann bis zum nächsten Suchvorgang beibehalten. Bei diesem Verfahren schwankt die Arbeitspunktspannung mit einer gewissen Bandbreite um den tatsächlichen Punkt maximaler Leistung (MPP). Andere MPPT-Verfahren durchlaufen in regelmäßigen Abständen einen bestimmten Teil der Solargeneratorkennlinie und ermitteln hier den Punkt maximaler Leistung, der dann ebenfalls bis zum nächsten Suchvorgang beibehalten wird.
- Die Schwankung der Eingangsspannung (Spannungsripple) aufgrund der bei einphasigen Wechselrichtern mit 50 Hz ins Netz eingespeisten Energie sollte klein sein ($< 3\%$), damit der Wechselrichter möglichst in seinem optimalen Arbeitspunkt arbeitet. Dies erfordert einen genügend großen Pufferkondensator am Eingang des Wechselrichters.
- Überspannungen, hervorgerufen z. B. durch einen leerlaufenden Solargenerator bei niedrigen Temperaturen und hoher Einstrahlung oder auch durch entfernte Blitzeinschläge, dürfen nicht zu Defekten führen.
- Wechselrichter werden in ihrer Nennleistung i. Allg. etwas kleiner als der Solargenerator dimensioniert (z. B. Faktor 0,8 bis 0,9), da der Solargenerator aufgrund der bei voller Einstrahlung auftretenden Temperaturerhöhungen nur sehr selten seine Nennleistung erreicht. Zudem weisen kleinere Wechselrichter geringere Eigenverluste auf und somit gibt es ein Optimum bzgl. des Systemwirkungsgrades. Sollte dennoch eine Überlastung auftreten, sollte der Wechselrichter eine definierte Begrenzung der Eingangsleistung durch eine Verschiebung des Arbeitspunktes in Richtung Leerlauf vornehmen. Optimal ist es, die zugelassene Grenzleistung von der momentanen Kühlkörpertemperatur abhängig zu

machen. Eine andere, nicht optimale Möglichkeit besteht in einem Abschalten bei Überlast und einem periodischen Wiederanlaufen.

- Der Netzwechselrichter sollte sich möglichst aus dem Solargenerator selbst versorgen, so dass er nachts keine Energie aus dem Netz bezieht. Bereits bei geringen Einstrahlungen sollte er in Betrieb gehen und stabil arbeiten.
- Der Umwandlungswirkungsgrad sollte bereits bei kleinen Leistungen hoch sein (> 90 % bei 10 % der Nennleistung). Ein gutes Maß für den einfachen Vergleich unterschiedlicher Wechselrichter stellt der sogenannte „Europäische Wirkungsgrad“ dar, der die für zentraleuropäisches Klima typische Verteilung der vom Solargenerator gewonnenen Energie in verschiedenen Leistungsklassen berücksichtigt. Hierzu wird der Wirkungsgrad des Wechselrichters bei sechs verschiedenen Leistungen unterschiedlich gewichtet. Hierbei tragen die mittleren Leistungsbereiche besonders stark bei, da hier der Wirkungsgradsverlauf hohe Werte annehmen sollte. Bei kleineren Wechselrichtern (< 1 kW) sollte der europäische Wirkungsgrad über 90 % betragen und bei größeren ca. 95 bis 97 %.
- Netzwechselrichter sollten über ein integriertes Selbstüberwachungssystem mit nutzerfreundlichen Anzeigen und ggf. Schnittstellen zu Kommunikationssystemen verfügen. Diese ermöglichen eine ständige Überwachung und Ferndiagnose, welche durch den Nutzer nicht unbedingt gegeben ist.

Aufständigung. Die Energieerträge photovoltaischer Module sind proportional zur eingestrahnten Sonnenenergie. Deshalb kommt der Ausrichtung der Moduloberfläche auf die Sonne eine besondere Bedeutung zu. Hier ist zwischen einer starren Aufständigung und einer ein- bzw. zweiachsig dem aktuellen Sonnenstand nachgeführten Aufständigung zu unterscheiden. Bei konzentrierenden Photovoltaikmodulen, die nur die Direktstrahlungsanteile und nicht die diffusen Anteile verwerten können, ist eine derartige Nachführung unumgänglich; sie bringt aber auch bei nicht-konzentrierenden Systemen zusätzliche Energiegewinne.

Grundsätzlich zu berücksichtigen ist dabei der Energieverlust infolge erhöhter Erwärmung, wie er beispielsweise auch durch einen nicht-optimalen Einbau auftreten kann /5-13/, /5-14/. So ergeben sich z. B. bei einem Photovoltaik-Generator, der mit einem Abstand von etwa 10 cm auf einem Schrägdach montiert ist, zusätzliche Verluste durch Erwärmung gegenüber einem freistehenden Solargenerator gleicher Größe und Orientierung von etwa 1,5 bis 2,5 % bezogen auf den Jahresenergieertrag unter mitteleuropäischen Wetterbedingungen. Bei vollständiger Dachintegration ohne Hinterlüftung betragen die Verluste etwa 4 bis 5 % gegenüber dem freistehenden Generator und bei einem voll fassadenintegrierten Solargenerator sind es etwa 7 bis 10 %.

Aufständigungs- bzw. Modulmontagesysteme sind den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten anzupassen; dies gilt sowohl bezüglich des Materials (feuerverzinkter Stahl, Holz usw.) als auch hinsichtlich der Aufstellung in Abhängigkeit von der Bodenbeschaffenheit bei Freifeldaufstellung (Betonfundamente, Erdanker, eingrammte Profile, fundamentlose Aufstellung usw.). Für Dach- und Fassadenmon-

tage kommen spezielle Befestigungssysteme zum Einsatz. Bei der Dachmontage ist eine Auf-Dach-Montage mit einer gewissen Distanz zur Dachhaut möglich; aber auch eine Integration in das Dach ist realisierbar. Letzteres ist aus architektonisch-ästhetischen Gründen anzustreben und erspart die konventionelle Dachhaut, ist aber technisch anspruchsvoller, erschwert die Konvektionskühlung der Module und erhöht dadurch die Verluste (u. a. /5-34/).

Bei starrer Aufständerung liefert die Ausrichtung nach Süden den maximalen Energieertrag. Abweichungen von der Südrichtung von weniger als 30° sind meist unkritisch, da der Energieertrag dabei um weniger als 5 % zurückgeht /5-23/. Die optimale Neigung der Solarmodule hängt primär vom Breitengrad ab. Wählt man einen Neigungswinkel senkrecht zum mittleren mittäglichen Sonnenstand, entspricht dies genau der geografischen Breite des Standorts. Wird ein maximaler jährlicher Energieertrag angestrebt, ist wegen der im Sommer höheren Einstrahlung ein geringerer Neigungswinkel einzustellen. In mitteleuropäischen Breitengraden liefern deshalb Neigungswinkel zwischen etwa 25 und 45° den besten Jahresenergieertrag bei netzgekoppelten Anlagen. Bei Inselanlagen ist die Frage nach dem optimalen Neigungswinkel schwieriger zu beantworten. Systeme, die keine Zusatzstromerzeuger beinhalten und ganzjährig etwa die gleiche tägliche Energiemenge zur Verfügung stellen müssen, sollten einen deutlich steileren Winkel im Bereich von rund 60° aufweisen. Hier muss der Energieeintrag im Winter optimiert werden, während im Sommer die Überschüsse im Regelfall nicht verwendet werden können. Ist die Inselanlage mit einem Zusatzstromerzeuger ausgerüstet, der 20 % oder mehr der jährlichen Energienachfrage beisteuert, sind Anstellwinkel im Bereich 35 bis 45° – unter mitteleuropäischen Verhältnissen – eine gute Lösung. Technisch wenig aufwändig ist auch eine saisonale Veränderung des Neigungswinkels (Sommer: flacher Winkel; Winter: steiler Winkel).

Eine Nachführung der Solarmodule entsprechend dem aktuellen Sonnenstand erhöht die Energieausbeute. Dabei kann unterschieden werden zwischen

- der einachsigen Nachführung um die horizontale Drehachse,
- der einachsigen Nachführung um die Polarachse,
- der einachsigen Nachführung um die vertikale Drehachse mit schräg montierten Modulen und
- der zweiachsigen Nachführung.

Einachsige Nachführungen sind insgesamt mit einem geringeren anlagentechnischen Aufwand verbunden als eine zweiachsige Nachführung. Je nach Nachführmodus und Standort lassen sich dadurch die Energieausbeuten um 20 bis 30 % erhöhen. Durch zweiachsige Nachführsysteme sind zwar die größten Energieausbeuten erzielbar, jedoch liegen die beiden letztgenannten einachsigen Nachführverfahren nur knapp darunter. Der für die Nachführung notwendige Energieaufwand ist gering; er liegt im Jahresdurchschnitt zwischen etwa 0,03 und 3 % der insgesamt nutzbaren elektrischen Energie. Bei einem hohen Direktstrahlungsanteil liegt der Anteil im unteren Bereich und bei niedrigen Direktstrahlungsanteilen eher im oberen Bereich dieser Bandbreite.

Die Module netzgekoppelter photovoltaischer Systeme im kleinen Leistungsbereich werden im Regelfall starr auf Hausdächern installiert. Eine Modulnachführung kommt hier aus bautechnischen und ästhetischen Gründen normalerweise nicht zum Einsatz. Bei Flachdächern – z. B. auf Garagen und auf Industriegebäuden – liegt der Fall anders. Hier könnte die Kosten-Nutzen-Relation bei fortgeschrittener Technologie die Nachführung favorisieren. In der Entwicklung befindliche passive Nachführsysteme zeigen hier günstige Perspektiven auf.

Zu beachten ist dabei, dass Nachführsysteme mit fortschreitender Kostensenkung bei den Photovoltaikmodulen tendenziell unattraktiver werden, da – im Vergleich zu nicht nachgeführten Systemen – der Flächenverbrauch steigt, die Wartungskosten höher liegen und die Aufständerkonstruktionen teuer sind; und das bei einem unter mitteleuropäischen Verhältnissen nur geringen Kostensenkungspotenzial.

Bei Solarkraftwerken und damit bei großen Leistungen dominiert in Mitteleuropa ebenfalls die starre Aufständerkonstruktion. Wird der erzielbare Energieertrag den für die Nachführung aufzuwendenden Mehrkosten gegenübergestellt, ist in Deutschland bislang eine Nachführung mit höheren Kosten verbunden. Anders kann die Situation bei Standorten mit einem hohen Direktstrahlungsanteil sein. Unter diesen Bedingungen ist insbesondere bei stark konzentrierenden Systemen mit Linsen eine sehr präzise zweiachsige Nachführung notwendig. Dabei kann – wie bei allen konzentrierenden Systemen – nur der Direktstrahlungsanteil konzentriert wird. Daher kommt diese Technik unter den beispielsweise in Mitteleuropa gegebenen Randbedingungen mit einem aufs Jahre gerechneten Diffusstrahlungsanteil von rund 50 % kaum in Betracht. Für Südeuropa mit Direktstrahlungsanteilen im Bereich von 80% sehen die Betrachtungen aber bereits wesentlich günstiger aus.

Batterien und Laderegler. Während netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen nur in Spezialfällen mit einer Batterieanlage ausgerüstet werden, ist die Batterie in Inselanlagen eine zentrale Systemkomponente. Batterien (Akkumulatoren) speichern die elektrische Energie, die von der Photovoltaik-Anlage oder den Zusatzstromerzeugern bereitgestellt wird und stellen sie den Nachfragern dann zur Verfügung, wenn sie benötigt wird; typischerweise werden zwischen 70 und 100 % der Energie zunächst in der Batterie zwischengespeichert, bevor sie genutzt wird. Die Batterie ermöglicht zusätzlich auch den Anschluss von Verbrauchern mit höherer Anschlussleistung als die entsprechende Nennleistung des Photovoltaik-Generators, da die Energie konzentriert auch mit hoher Leistung abgegeben werden kann.

Batterien haben jedoch eine begrenzte Lebensdauer und müssen je nach Batterietechnologie mehrmals während der Lebensdauer des Photovoltaiksystems (definiert über die Lebensdauer des Photovoltaik-Generators von rund 25 Jahren) ausgetauscht werden. Die akkumulierten Kosten für die Batterien über die Systemlebensdauer liegen typischerweise bei 20 bis 40 % der Gesamtlebensdauerkosten, in einigen Fällen über 50%, und stellen damit die größte Einzelposition der Kosten

noch vor dem Photovoltaik-Generator dar. Da die Lebensdauer der Batterie zudem erheblich vom Belastungsprofil und der Betriebsführungsstrategie (d. h. Batteriemangement) abhängt, kommt der Beachtung der Batterie aus technischen und ökonomischen Gründen sowohl bei der Planung als auch beim Betrieb von Photovoltaik-Insel-Anlagen eine besondere Bedeutung zu /5-10/, /5-46/. Insbesondere unter ökonomischen Aspekten ist auch zu berücksichtigen, dass es sich bei den heute eingesetzten Bleibatterien um industrielle Massenprodukte handelt, bei denen im Gegensatz zur Photovoltaik kein signifikanter „Economy of scale“-Effekt zu erwarten ist. Durch die Verknappung auf den weltweiten Rohstoffmärkten und dem damit verbundenen Kostenanstieg ist mittelfristig bei den Bleibatterien eher mit einer Preissteigerung zu rechnen.

Bei direkt photovoltaisch versorgten Geräten kommen überwiegend Nickel-Cadmium-Akkumulatoren (NiCd-Akku) zum Einsatz. Aber auch Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulatoren, Bleibatterien, Lithium-basierte Batteriesysteme und Kondensatoren (sogenannte Doppelschicht-Kondensatoren oder SuperCaps) finden Anwendung. In photovoltaisch versorgten Kleinsystemen und Hybridsystemen werden demgegenüber nahezu ausschließlich Bleibatterien eingesetzt.

Damit hat – außer bei kleineren Konsumergeräten – nur die Bleibatterie Bedeutung /5-10/, /5-24/. Derartige Bleibatterien weisen aber eine schlechte gravimetrische Energiedichte von nur etwa 20 bis 30 Wh/kg auf. Dieser Nachteil ist allerdings i. Allg. von untergeordneter Bedeutung beim Einsatz in Photovoltaik-Anlagen, da die Batterien während des Betriebs stationär bleiben und nicht wie z. B. im Elektroauto bewegt werden müssen.

In einer derartigen Bleibatterie wird beim Laden elektrische Energie in Form chemischer Energie gespeichert und beim Entladen diese chemische Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt. Die chemische Energie ist dabei in zwei Elektroden (positiv und negativ) gespeichert, zwischen denen eine Potentialdifferenz besteht. Abb. 5.21 zeigt den schematischen Aufbau einer Bleibatterie. Im vollgeladenen Zustand bestehen die positive Elektrode aus porösem Bleidioxid (PbO_2) und die negative Elektrode aus porösem Bleischwamm (Pb). Die Porosität liegt in beiden Elektroden bei gut 50 % und die Aktivmassen müssen eine feinkristalline Struktur aufweisen, um eine hohe aktive Oberfläche zu erreichen. Einge-taucht sind die Elektroden in den Ionen-leitenden Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4). Die Elektroden sind durch einen für Ionen durchlässigen Separator voneinander getrennt, so dass ein Kurzschluss verhindert wird. Durch den elektrochemischen Prozess beim Laden und Entladen findet somit eine Umwandlung des elektronischen in einen ionischen Stromfluss statt.

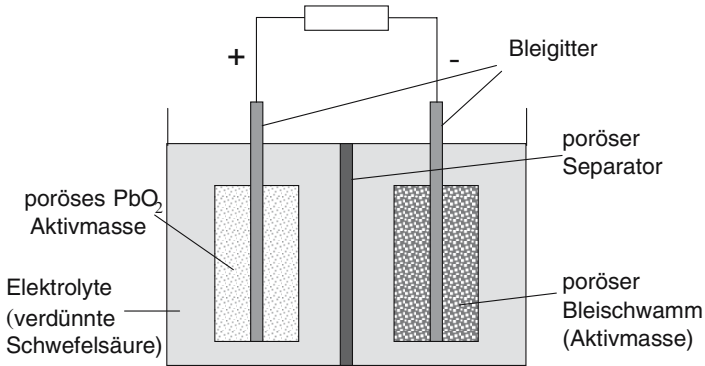
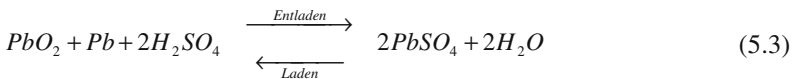


Abb. 5.21 Schematischer Aufbau einer Bleibatterie

Während der Entladung werden beide Aktivmassen unter Verbrauch der Schwefelsäure in Bleisulfat (PbSO_4) umgewandelt (Gleichung 5.3); dadurch sinkt die Konzentration des Elektrolyten. In der Konsequenz ändern sich die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Elektrolyten (u. a. Gefrierpunkt, Leitfähigkeit, Aggressivität bezüglich Korrosion und Löslichkeit von Bleisulfat). Es resultiert eine Verschlechterung des elektrischen Verhaltens einer Bleibatterie mit zunehmendem Entladegrad und die meisten Alterungseffekte beschleunigen sich.



Bleibatterien werden in einer großen Zahl verschiedener Bauformen mit unterschiedlichen Leistungsmerkmalen angeboten. Zu unterscheiden ist zwischen Batterien für eine sehr hohe Leistungsabgabe (wichtigster Vertreter ist hier die Starterbatterie für Kraftfahrzeuge), Batterien für hohe Lebensdauern im Bereitschaftsparallelbetrieb (vor allem für unterbrechungsfreie Stromversorgungen mit einer nur sehr seltenen Entladung der Batterie) und Batterien für starke zyklische Belastungen (z. B. Elektroautos, Gabelstapler, Rollstühle). Je nach Anforderungsprofil werden unterschiedliche Elektrodenbauformen und Elektrodengeometrien verwendet. Der wichtigste Unterschied sind die Elektrodenbauformen „Gitterplatte“ und „Röhrchenplatte“ (Abb. 5.22). In neuester Zeit kommen auch Batterien mit gewickelten Elektroden (nicht abgebildet) auf den Markt und zeigen in einigen Anwendungsbereichen sehr gute Eigenschaften, insbesondere auch eine sehr hohe Leistungsfähigkeit.

Bei Gitterplatten wird in ein Gitter aus Hartblei (Bleilegierung mit Antimon oder Kalzium mit weiteren Zusätzen) das aktive Material einpasstiert. Vorteile der Konstruktion sind eine kostengünstige Herstellung und die Möglichkeit, hohe Leistungsdichten zu realisieren. Bei Röhrchenplattenelektroden wird um einen zentralen Hartbleistab das aktive Material in ein poröses Röhrchen gefüllt. Mit dieser Plattentechnologie, die meist nur für die positive Elektrode verwendet wird

und durch höhere Kosten gekennzeichnet ist, lassen sich aufgrund des guten Zusammenhalts der Aktivmasse durch das Röhrrchen wesentlich höhere Zyklenlebensdauern erreichen. Damit ist dieser Elektrodentyp vor allem für Hybridsysteme mit hohem Ladungsumsatz sehr geeignet.

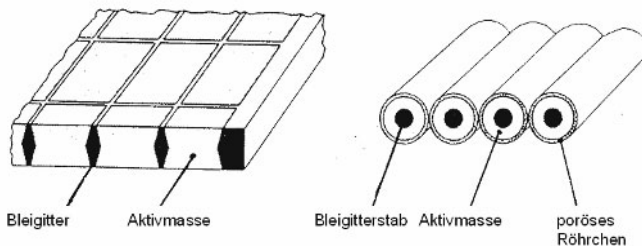


Abb. 5.22 Elektrodentypen für Batterien in Photovoltaik-Anlagen (links: Gitterplatten-
elektrode, rechts: Röhrrchenplatten-
elektrode)

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal ist der Zustand des Elektrolyten. In der klassischen Blei-Säure-Batterie liegt der Elektrolyt in flüssigem Zustand vor. Dadurch treten die als Nebenreaktion gebildeten Gase aus der Wasserelektrolyse (Sauerstoff an der positiven Elektrode, Wasserstoff an der negativen Elektrode) direkt aus der Batterie aus (Abb. 5.23, links). In der Konsequenz geht Wasser verloren, das regelmäßig nachgefüllt werden muss. Zusätzlich werden dadurch hohe Anforderungen an die Unterbringung in Batterieräumen mit guter natürlicher oder aktiver Belüftung gestellt, damit es nicht zu kritischen Konzentrationen von Wasser- und Sauerstoffgas kommt. Zudem sind elektronische Bauteile und Geräte von den Gasen abzuschirmen, da diese durch die Anfeuchtung mit Schwefelsäure korrosiven Charakter haben.

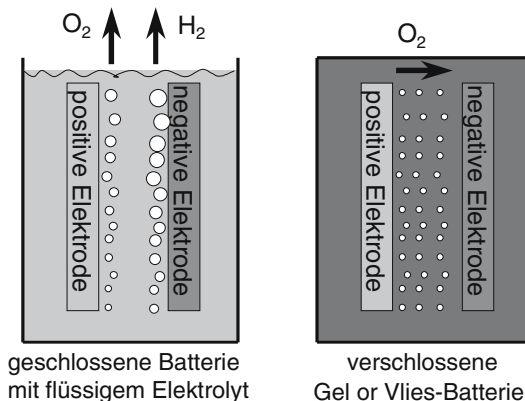


Abb. 5.23 Gasungsverhalten von Batterien mit flüssigem Elektrolyt (links) und verschlossener Batterien mit Gel- oder Vlies-Elektrolyt (rechts)

Als Alternative dazu werden auch sogenannte verschlossene Blei-Gel- oder Blei-Vlies-Batterien angeboten, die keine flüssige Schwefelsäure, sondern ein Gel oder Vlies beinhalten, in denen der Elektrolyt gebunden ist. Bei diesen Batterien kann das an der positiven Elektrode gebildete Sauerstoffgas durch Mikroporen im Gel oder Vlies zur negativen Elektrode diffundieren. An der negativen Elektrode wird der Sauerstoff wieder zu Wasser reduziert und in der Folge entsteht kein Wasserstoff. Dies gilt allerdings nur, wenn alle Reaktionen im Gleichgewicht sind. Wenn dies nicht der Fall ist, kommt es zu einem Überdruck in der Zelle und das Gas wird durch ein Überdruckventil abgelassen. Auf diese Weise verlorenes Wasser kann dann allerdings nicht mehr nachgefüllt werden. Vorteile dieser Batterietechnologie sind die reduzierte Ausgasung und die dadurch erheblich geringeren Anforderungen an den Aufstellungsort, eine größere Variabilität in der Einbaulage und Sicherheit gegen das Auslaufen des Elektrolyten. Nachteile sind die höheren Kosten, die hohen Anforderungen an den Überladeschutz und in vielen Fällen kürzere Lebensdauern als bei Batterien mit flüssigem Elektrolyten. Insbesondere Gel-Batterien mit Röhrenelektroden aus qualitativ hochwertiger Produktion zeigen in der Kombination mit geeigneten Ladeverfahren aber auch gute Lebensdauerwerte /5-33/.

Der Energieinhalt derartiger Batterien wird durch die Kapazität und die Nennspannung beschrieben. Die Kapazität ist jene Strommenge, die der Akkumulator bis zum Erreichen einer Entladeschlussspannung abgibt. Sie wird in Ampere-Stunden (Ah) (d. h. Stromstärke (Ampere, A) mal Zeit (Stunden, h)) gemessen und ist abhängig vom Entladestrom, der Temperatur und der definierten Entladeschlussspannung. Die Nennspannung ist definiert durch die an der elektrochemischen Reaktion beteiligten Materialien und kann mit Hilfe der Thermodynamik für den stromlosen Gleichgewichtszustand bestimmt werden. Während NiCd- und NiMH-Batterien nur eine Nennspannung von 1,2 V/Zelle aufweisen, sind dies bei Bleibatterien immerhin 2,0 V/Zelle und bei den heute in mobilen Anwendungen häufig eingesetzten Lithium-Ionen-Batterien 3,6 V/Zelle. Die Nennspannung bestimmt auch direkt, wie viele Zellen zum Erreichen des für die Verbraucher notwendigen Spannungsniveaus in Serie verschaltet werden müssen.

Die nutzbare Energie einer Batterie ist stark vom relativen Entladestrom abhängig. Ausgedrückt werden die Ströme in Einheiten der Dauer einer Entladung bei konstantem Strom bis zur definierten Entladeschlussspannung. Je schneller entladen wird, desto schneller fällt die Spannung. Die entnehmbare Ladungsmenge und damit auch die nutzbare Energie werden geringer; Abb. 5.24 zeigt dies für Entladekurven bei verschiedenen Entladeströmen. Die Stromstärke I ist ausgedrückt in Einheiten des zehnstündigen Entladestroms (I_{10}) und die entnommene Kapazität ist relativ zur Kapazität, die mit dem zehnstündigen Strom entnommen wird, dargestellt. Bei einer Verzehnfachung des Stroms kann demnach nur etwa 50 % der Kapazität entnommen werden; wird der Strom demgegenüber um einen Faktor zehn (jeweils relativ zum zehnstündigen Entladestrom) reduziert, können rund 30 % mehr Kapazität entnommen werden. Allerdings kann in aller Regel eine Bat-

terie nach einer Entladung mit hohem Strom bis zum Ladeende anschließend mit einem kleineren Strom weiter entladen werden.

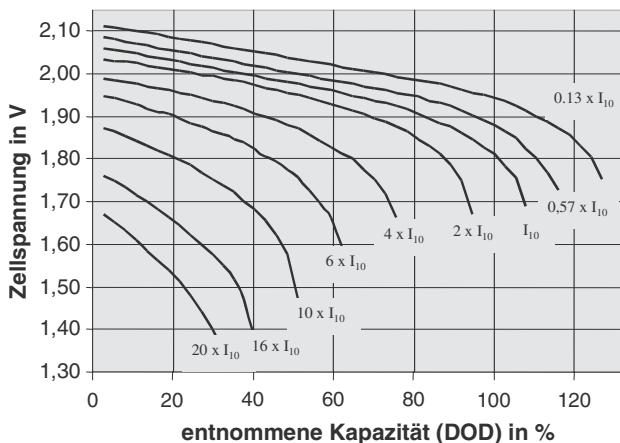


Abb. 5.24 Typische Entladekennlinien einer Batterie mit Röhrenelektroden als Funktion der entnommenen Kapazität (normiert auf Nennkapazität bei zehnstündigem Entladestrom, Entladeschlussspannung 1,8 V/Zelle, DOD: depth of discharge bzw. Entladetiefe)

Die Kapazität der Bleibatterie erhöht sich um etwa 0,6 % pro K Temperaturerhöhung (Bezugstemperatur je nach Hersteller oder Prüfstandard 20 bis 27 °C); sie reduziert sich entsprechend bei einer Abkühlung. Allerdings beschleunigen sich die Alterungsprozesse und die Selbstentladung mit zunehmender Temperatur. Eine optimale Betriebstemperatur von Bleibatterien in Photovoltaik-Anlagen liegt daher eher im Bereich von 10 °C.

Die Batterie speichert die zugeführte elektrische Energie mit einem Ah-Wirkungsgrad (Coulomb'scher Wirkungsgrad) von rund 95 bis 98 %. Wird die Batterie in mittleren Ladezuständen zyklisiert (< 80 % state of charge (SOC)), ist der Ah-Wirkungsgrad nahezu 100 %. Das Verhältnis von bezogener zu zugeführter Energie (typischer Wert 80 bis 90 %) ist der Wh-Wirkungsgrad, der sich aus der gegenüber der Entladespannung höheren Ladespannung ergibt. Die Selbstentladung liegt bei 25 °C bei etwa 2 bis 3 %/Monat.

Wesentlich für den Betrieb der Batterie ist der Laderegler. Laderegler müssen eine Tiefentladung der Batterie verhindern (je nach Batterietechnologie sollten nicht mehr als 60 bis 80 % der Kapazität ausgenutzt werden), um eine vorzeitige Alterung zu vermeiden. Zusätzlich ist der Laderegler für die Ladestrategie verantwortlich. Dabei wird die Spannung so begrenzt, dass einerseits eine schnelle Aufladung der Batterie möglich ist, andererseits aber die für die Batterie schädlichen Prozesse wie Gasung und Korrosion möglichst gering bleiben. Dazu muss die Spannung begrenzt werden. Insbesondere bei Batterien mit Gel- oder Vlies-Elektrolyt kann eine zu hohe Spannung zu übermäßiger Gasbildung führen, die dann nicht mehr intern reduziert werden kann und durch das Überdruckventil verloren

geht. Wichtig ist hier auch eine Anpassung der maximalen Ladespannung an die Batterietemperatur, da mit steigender Batterietemperatur die maximale Spannung abgesenkt wird, um die Gasbildung zu begrenzen.

Daher werden an den Laderegler hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit und die Algorithmen zum Tiefentlade- und zum Überladeschutz gestellt. Wichtig sind aber auch Kriterien wie der Eigenstromverbrauch, die Anzeigen des Batteriezustands für den Nutzer und die Sicherheit gegen fehlerhafte Verpolung. Gute Laderegler sollten zusätzlich in der Lage sein, den Ladezustand der Batterie bestimmen zu können /5-10/, /5-24/, /5-33/, /5-57/.

Sonstige Komponenten. Weitere Komponenten eines Photovoltaik-Systems und nicht unwesentliche Kostenfaktoren sind die Gleichstromverbindungskabel zwischen Modulen und Wechselrichter(n). Zusätzlich sind im Regelfall Sicherungen, Erdung, Blitzschutz, Freischaltinrichtungen, Zähler sowie Unter- bzw. Überspannungsüberwachungsrelais notwendig; einige dieser Komponenten sind aus rechtlichen Gründen notwendig, andere, wie z. B. der Blitzschutz, sind je nach Exposition der Anlage dringend zu empfehlen. Bei Photovoltaikkraftwerken erfordert die Einspeisung in eine höhere Netzebene außerdem einen Transformator. Die gesamten Verluste in diesen sonstigen Komponenten liegen etwa bei 5 bis 12 % der ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten elektrischen Energie.

5.2.3 Netzunabhängige Systeme

Bei den netzunabhängigen Anwendungen (zu Beispielen vgl. Tabelle 5.2) unterscheidet man zwischen netzfremen und netzfernen Anwendungen /5-46/.

- Als netzfrei werden Anwendungen bezeichnet, in denen eine photovoltaische Energieversorgung aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der Handhabbarkeit, der Sicherheit oder des Umweltschutzes als Alternative zum Netz der öffentlichen Versorgung eingesetzt wird, obwohl dieses in der Nähe verfügbar ist. Werden solche netzunabhängigen Systeme in Innenräumen eingesetzt (Tageslicht oder Kunstlicht), spricht man von Indoor-Anwendungen. Klassisches Beispiel dafür ist ein photovoltaisch versorgter Taschenrechner. Weiter kann unterschieden werden in Konsumeranwendungen (z. B. photovoltaisch versorgte Gartenleuchten) und industrielle bzw. professionelle Anwendungen (z. B. Parkscheinautomaten, Stadtmobiliar). Die Solargeneratorleistung liegt bei derartigen Anwendungen zwischen wenigen mW und einigen 100 W.
- Als netzfern werden photovoltaische Energieversorgungen bezeichnet, wenn ein Zugang zum Netz der öffentlichen Versorgung aus technischen oder ökonomischen Gründen in Folge der Entfernung zum nächsten Netzanschlusspunkt nicht realisiert werden kann (z. B. bei Alpenhütten, Haushalten in Gegenden mit fehlender Infrastruktur). Bei größeren Systemen sind hier auch die Bezeichnungen „Inselanlage“ oder „autonomes Energieversorgungssystem“ gebräuchlich. Auch hier kann zwischen industriellen Anwendungen einerseits (hier liegt der größte Marktanteil bei der Telekommunikationsinfrastruktur für drahtlose Kommuni-

kation) und der Versorgung von Haushalten andererseits unterschieden werden. Insbesondere in Entwicklungsländern sind die Grenzen aber fließend, weil die Stromversorgung eines Haushalts oftmals auch eine wirtschaftliche Aktivität ermöglicht.

Eine Sonderstellung unter den netzunabhängigen Systemen nehmen photovoltaische Pumpensysteme ein. Wesentlich bei solchen Systemen ist, dass sie über keinen Speicher für elektrische Energie verfügen. Gespeichert wird hier das gepumpte Wasser in einem Hochbehälter, das immer dann gefördert wird, wenn die solare Einstrahlung ausreicht, um die Pumpe zu betreiben. Obwohl es auch mit Gleichstrom betriebene Pumpen gibt, wird in der Mehrzahl derartiger Systeme ein spezieller Wechselrichter eingesetzt, der es ermöglicht, die Pumpe optimal zu betreiben.

Tabelle 5.2 Auswahl typischer Anwendungsbereiche der Photovoltaik (u. a. /5-1/)

Anwendungsbereich	Anwendungsbeispiele	Gängige Leistungen in W
Kleinstanwendungen	Uhren, Taschenrechner	0,001 bis 1
Gebrauchsgüter	Radios, PKW-Belüftung, Werkzeuge, Beleuchtungen	0,5 bis 100
Verkehrstechnik	Bojen, Warnfeuer, Notrufsäulen, Solarmobile, Verkehrsampeln, Baustellenbeschilderung, Informationstafeln	20 bis 500
Ernährung/Gesundheit	Kühltechnik, Bewässerung	50 bis 5 000
Raumfahrt	Satellitenversorgung	500 bis 5 000
Nachrichtentechnik	Relaisstationen, TV-Umsetzer, Sender, Mobilfunk	10 bis 7 000
Wassertechnik	Pumpen von Oberflächen- und Tiefenwasser, Wasseraufbereitung und -belüftung	400 bis 6 000
Umwelttechnik	Messstationen, Kläranlagen	10 bis 200 000
Landwirtschaft	Weidezäune, Freiland-Melkstationen, Viehtränken, Fischteichbelüftung	5 bis 20 000
Sonstige Inselsysteme	Hütten und Häuser, Medizinstationen, Kleinbetriebe, Dorfversorgung	40 bis 50 000
Netzgekoppelte dezentrale Anlagen	Ein- und Mehrfamilienhäuser, gewerbliche und kommunale Bauten	1 000 bis 20 000
Photovoltaik-kraftwerke	Einzelkraftwerke, Hybridsysteme	1 000 bis über 1 000 000

Systemkonzepte. Bei autonomen Stromversorgungssystemen kann unterschieden werden zwischen

- Photovoltaiksystemen mit Batteriespeicher und
- Photovoltaiksystemen mit Batteriespeicher und zusätzlichen Stromerzeugern (sogenannte Hybridsysteme).

Reine Photovoltaiksysteme können jeweils nur so viel Energie zur Verfügung stellen, wie die Photovoltaik-Anlage infolge der solaren Einstrahlung liefert. Somit ist die Menge der Nutzenergie – entsprechend der Jahreszeiten und den Großwetter-

lagen – Schwankungen ausgesetzt. Demgegenüber kann mit Hybridsystemen eine gleichmäßigere Energieversorgung sichergestellt werden.

Photovoltaiksysteme, die beispielsweise zur Versorgung eines Haushaltsgerätes bzw. eines Kleinverbrauchers eingesetzt werden, bestehen i. Allg. aus dem Solar-generator, einem Laderegler und einem Energiespeicher, die über eine Gleichstromschiene miteinander gekoppelt sind (Abb. 5.25). In den meisten Fällen werden mit einem derartigen System direkt Gleichstromverbraucher versorgt. Typische Beispiele sind Anwendungen aus dem Camping- und Freizeitbereich und zum Betrieb in Kraftfahrzeugen; hinzu kommen Solar Home Systeme zur Basisstromversorgung in ländlichen Gebieten von Schwellen- und Entwicklungsländern. Zusätzlich werden aber auch Systeme betrieben, bei denen zwischen der Gleichstromschiene und den Verbrauchern ein Wechselrichter installiert wird, um Standard-Wechselstromverbraucher zu versorgen.

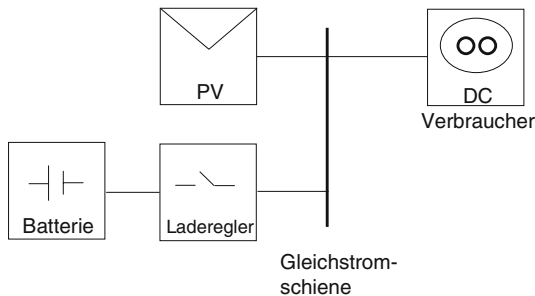


Abb. 5.25 Prinzipieller Aufbau eines Photovoltaik-Systems zur Versorgung eines Gleichstrom-Gerätes bzw. Gleichstrom-Kleinverbrauchers (PV – Photovoltaikgenerator, DC – Gleichstrom)

Wird eine zuverlässige Energieversorgung unabhängig von der Jahreszeit oder für größere Energiemengen benötigt, werden – insbesondere in geografischen Breiten wie in Mitteleuropa, die sich durch einen großen Unterschied in der solaren Einstrahlung zwischen Sommer- und Wintermonaten auszeichnen – Hybridsysteme eingesetzt. Dazu werden mehrere Stromerzeuger so miteinander gekoppelt, dass sie sich zeitlich und energetisch ergänzen. Der hierfür meistverwendete Zusatzstromerzeuger ist ein Dieselmotor mit Stromgenerator. Derartige Dieselmotoren werden immer dann eingeschaltet, wenn der Batterieladezustand infolge zu geringer solarer Einstrahlung oder zu hoher Energienachfrage absinkt. Dafür wird dann z. B. der fossile Energieträger Dieseldieselkraftstoff verwendet, der leicht bevorratet werden kann. Je nach Systemkonzept können nur die Batterie nachgeladen oder während der Batterienachladung auch die Verbraucher direkt mit Wechselstrom aus dem Dieselmotor versorgt werden. Abb. 5.26 zeigt exemplarisch ein verallgemeinertes Blockschaltbild, in dem neben dem Photovoltaikgenerator ein Motorgenerator (außer Dieselmotoren können auch gas- oder benzingetriebene Motoren eingesetzt werden) und beispielsweise auch eine Windkraftanlage (WKA) installiert sind. Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen zeigen an vielen Standorten eine gute

jahreszeitliche und wetterabhängige Ergänzung; so sind in Mitteleuropa die Windverhältnisse häufig im Herbst und Winter eine gute Ergänzung zur Sonne, und auch während lang anhaltender Schlechtwetterperioden ist oft ein erhöhtes Windaufkommen zu verzeichnen. Durch die gezielt bei einer entsprechenden Nachfrage einschaltbaren Motorgeneratoren ergeben sich zusätzliche Freiheitsgrade der Systembetriebsführung, die insbesondere zu einer schonenderen und damit lebensdauererweiternden Betriebsweise der Batterie genutzt werden können.

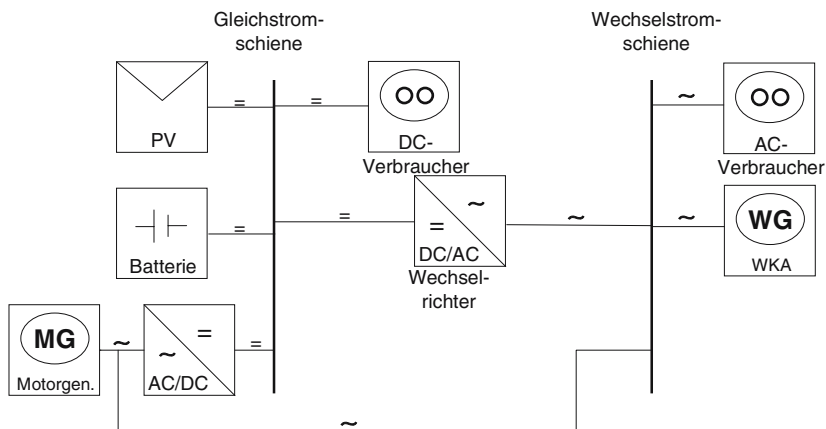


Abb. 5.26 Exemplarisches Blockschaltbild eines Hybridsystems mit Gleichstrom- und Wechselstromschiene (PV – Photovoltaikgenerator, MG – Motorgenerator, WG – Windgenerator, WKA – Windkraftanlage, DC – Gleichstrom, AC – Wechselstrom)

An solche Stromversorgungssysteme können auch direkt Gleichstromversorger angeschlossen und neben dem Wechselstromnetz betrieben werden. Neben Motor- und Windgeneratoren können in Hybridsystemen auch z. B. Kleinwasserkraftanlagen eingesetzt werden.

In Systemen entsprechend Abb. 5.26 kann ein unidirektionaler Wechselrichter oder ein bidirektionaler Wechselrichter eingesetzt werden. Im ersten Fall speist der Motorgenerator über einen Gleichrichter (AC/DC-Wandler) auf die Gleichstromschiene und kann dadurch die Batterie nachladen. Die Windkraftanlage kann dann in der in Abb. 5.26 gezeigten Konfiguration nur soviel Leistung abgeben, wie direkt von den Wechselstromverbrauchern aufgenommen werden kann. Wird ein bidirektionaler Wechselrichter eingesetzt, können alle Wechselstromerzeuger auf die Wechselstromschiene einspeisen. Dann kann auf den dem Motorgenerator zugeordneten Gleichrichter verzichtet werden und Leistungsüberschüsse auf der Wechselstromschiene werden über den bidirektionalen Wechselrichter zum Laden der Batterie verwendet. Der Einsatz derartiger bidirektionaler Wechselrichter erlaubt auch den Aufbau von Systemen, die nur eine Wechselstromschiene und keine Gleichstromschiene aufweisen. Hier werden dann auch Batterien und Photovoltaikgeneratoren direkt über einen jeweils eigenen Wechselrichter (unidirektional

für die Photovoltaik, bidirektional für die Batterie) an die Wechselstromschiene angeschlossen.

Die Spannung auf der Gleichstromseite orientiert sich vor allem an der Anschlussleistung der angeschlossenen Verbraucher. Die sich daraus ergebenden Ströme bestimmen den Aufwand für die Verkabelung und insbesondere für die notwendigen Gleichstromschalter und Sicherungen. Diese sind für hohe Stromstärken sehr aufwändig und teuer. Daher werden oft entsprechend angepasste Spannungen verwendet. Beispielsweise sind für wechselstromversorgte Systeme 100 A auf der Gleichstromseite eine vernünftige Obergrenze.

Beispiele. Nachfolgend werden exemplarisch einige typische Anwendungen für autonome, netzunabhängige Stromversorgungen mit Photovoltaik diskutiert, wie sie derzeit zum Einsatz kommen.

- Hausnummernbeleuchtung. Viele Informationen sollten auch in den Nachtstunden lesbar sein. So besteht z. B. seitens der Rettungsdienste, der Polizei, der technischen Hilfswerke usw. seit langem die Forderung nach beleuchteten Schildern für Straßennamen und Hausnummern. Deshalb wurde eine photovoltaisch versorgte Hausnummernbeleuchtung entwickelt. Sie speichert die tagsüber gewonnene elektrische Energie in einem NiCd- oder einem Blei-Akku. Ein derartiges System hat den Vorteil, dass ohne die Notwendigkeit der Verlegung eines Außenkabels die Hausnummer an jedem beliebigen Punkt des Gebäudes angebracht werden kann. Bei Eintritt der Dämmerung wird die Hausnummernbeleuchtung automatisch ein- und am nächsten Morgen wieder ausgeschaltet. Die gesamte Ablaufsteuerung sowie die Überwachung des Ladezustandes des Akkus erfolgt elektronisch, so dass das System bedienungs- und wartungsfrei arbeitet. Die beleuchtete Fläche besteht aus einem Fluoreszenzkollektor, der bedingt durch seinen Lichtsammeleffekt und durch Totalreflexion auch bei Tageslicht eine hervorragende Lesbarkeit ermöglicht. Als Lichtquelle wird eine Leuchtdiode verwendet. Derartige Beleuchtungssysteme lassen sich auch für großflächige Hinweisschilder, zur Beleuchtung von Namensschildern für Straßen sowie im Bereich der Werbung einsetzen.
- Informationstafel für ÖPNV-Haltestellen. Eine herkömmliche Erschließung der Haltestellen für den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) ist oft mit hohen Kosten für Energie- und Datenkabel verbunden. Die photovoltaisch versorgte Informationstafel empfängt Abweichungen vom Fahrplan per Funk. Die aktuellen Abfahrtszeiten bzw. Verspätungen werden online durch außertaugliche Haltestellenanzeigen auf LCD-Basis wartenden Fahrgästen weitergegeben. Zusätzlich hinterleuchten LED-Lichtleitplatten die Anzeigen bei Dunkelheit energiesparend. In Verbindung mit einem Bewegungsmelder kann in einstrahlungsarmen Zeiten die Beleuchtung nach Bedarf geschaltet werden.
- Repeater- und Basisstationen für Mobilfunknetze. Der wichtigste Markt für kommerzielle, industrielle Anwendungen für netzferne Photovoltaikanlagen ist die Telekommunikation. Mit der immer noch steigenden Verbreitung von Mobiltelefonen und anderen leitungsungebundenen Telekommunikationsdienstleis-

tungen und der gleichzeitigen Forderung nach möglichst flächendeckender Verfügbarkeit der Netze steigt die Nachfrage an autonomen Stromversorgungen für die Infrastruktur der Telekommunikationsnetze. Hier werden höchste Anforderungen an die Verfügbarkeit derartiger Versorgungssysteme gestellt. Dies wird durch eine entsprechende Überdimensionierung des Solargenerators und des Batteriespeichers erreicht. Um solche Anlagen zuverlässig und wirtschaftlich betreiben zu können, werden die Anlagen mit Algorithmen zur Selbstdiagnose und zur Fernüberwachung ausgerüstet, so dass eine gezielte Wartung der Anlagen bei Bedarf durchgeführt werden kann.

- Solar Home Systeme. Hohe Investitionskosten in die Netzinfrastruktur bei gleichzeitig niedriger Stromnachfrage verhindern einen Netzanschluss in abgelegenen und kaum besiedelten Gebieten insbesondere in Entwicklungsländern; dies gilt für rund 2 Mrd. Menschen, die keinen Zugang zum Stromnetz der öffentlichen Versorgung haben. Und diese Zahl dürfte in den nächsten Jahrzehnten nicht abnehmen. Daher gewinnen Insellösungen für eine Versorgung mit elektrischem Strom immer mehr an Bedeutung. Für eine derartige Basiselektrifizierung in ländlichen Gebieten von Entwicklungs- und Schwellenländern stellt das Solar Home System eine gute technische und oft auch wirtschaftliche Option dar, den Grundbedarf der Haushalte nach Beleuchtung und Information zu decken. Dabei besteht ein Solar Home System typischerweise aus einem Solarmodul mit 40 bis 70 W, einer 12 V-Batterie mit etwa 60 bis 120 Ah Kapazität, einem Laderegler sowie den Verbrauchern. Als Verbraucher werden energiesparende Lampen, Radio und Schwarz-weiß-Fernseher betrieben. Zentral im Ort kann es zusätzlich Gemeinschaftseinrichtungen wie Wasserpumpen, Kühleinrichtungen beispielsweise für Medikamente und Medizingeräte oder Funkanlagen geben. Bei solchen Systemen werden in den meisten Fällen Gleichstromverbraucher verwendet; dies hat den Vorteil hoher Energieeffizienz. Es werden aber auch Wechselrichter mit 150 bis 500 W Nennleistung eingesetzt; Vorteile sind hier die Möglichkeit des Einsatzes beliebiger kommerzieller Verbraucher und ein wirksamer Schutz der Batterie gegen Fehlnutzung, da ein direkter Anschluss der Verbraucher an die Batterie nicht möglich ist. Die Technologie für derartige Anwendung ist heute weitgehend zuverlässig und einsatzfähig, wenn bei den Komponenten auf eine hohe Qualität geachtet wird. Die Probleme einer nach wie vor eingeschränkten Verbreitung liegen mehr auf der sozio-ökonomischen und sozio-technischen Seite und stellen eine große Hürde bei der Einführung der Technologie da /5-47/.
- Dorfstromversorgungssysteme. Als eine technisch und wirtschaftlich interessante Alternative zu Solar Home Systemen kommen auch sogenannte Dorfstromversorgungssysteme in Frage. Hierbei wird in einem zentralen Stromversorgungssystem die elektrische Energie für die über ein Mini-Grid miteinander verbundenen Haushalte bereitgestellt. Die zentrale Anlage lässt sich einfacher warten und kann dem einzelnen Haushalt bei ähnlicher Energiemenge mehr Leistung zur Verfügung stellen. Die zentrale Stromversorgung ist typischerwei-

se als Hybridsystem aufgebaut und vereinigt die für den Standort optimal einsetzbaren Stromerzeuger.

- Energieversorgung von Wohngebäuden und Wandergaststätten. Auch in Deutschland gibt es noch eine Reihe von Wohngebäuden, Wandergaststätten und Alpenvereinshütten, die wegen der großen Entfernung vom Netz der öffentlichen Versorgung und den daraus resultierenden Anschlusskosten nicht an das Stromnetz angeschlossen sind; beispielsweise liegen in der EU-15 rund 300 000 Häuser abseits der Versorgungsnetze der öffentlichen Versorgung. Als einzige Lösung blieb den Gebäudebesitzern bisher die Installation eines eigenen Stromerzeugungsaggregats (d. h. Dieselgenerator), das direkt zur Versorgung der Verbraucher eingesetzt wird. Dies führt dazu, dass die Dieselgeneratoren häufig im Teillastbereich betrieben werden und dass während der Abschaltzeiten keine elektrische Energie zur Verfügung steht. Ein kontinuierlicher Betrieb verbietet sich nicht nur wegen des Problems der niedrigen Teillast-Wirkungsgrade, des Lärms und der Abgase, sondern auch wegen der beschränkten Lebensdauer von Verbrennungsmotoren. Das Beispiel Rotwandhaus zeigt, dass eine ganzjährig bewirtschaftete Wandergaststätte des deutschen Alpenvereins mit bis zu 1000 Tagesgästen mit einem Hybridsystem, bestehend aus Photovoltaikgenerator (5 kW), Windenergiekonverter (20 kW) und Dieselgenerator (30 kVA), zuverlässig mit etwa 11 MWh/Jahr elektrischer Energie bei 10 kW Anschlussleistung versorgt werden kann. Bei entsprechender Windstärke trägt der Windenergiekonverter zur Stromerzeugung bei. Sobald die Batterie voll geladen ist, wird der Windenergiekonverter bei starkem Wind zurückgeregelt. Ein Wechselrichter wandelt den Gleichstrom aus der Batterie in 230 V-Wechselstrom um, so dass alle handelsüblichen Elektrogeräte betrieben werden können. Ein Dieselgenerator gewährleistet auch bei extrem ungünstigen Witterungsbedingungen die notwendige Versorgungssicherheit. Um das Energienangebot so gut wie möglich auszunutzen, überwacht und steuert ein Leitrechner die gesamte Anlage.

5.2.4 Netzgekoppelte Systeme

Photovoltaik-Anlagen können über einen Wechselrichter den gewonnenen elektrischen Strom in das Stromnetz der öffentlichen Versorgung einspeisen (zu Beispielen vgl. Tabelle 5.2). Den prinzipielle Aufbau eines solchen Systems zeigt Abb. 5.27.

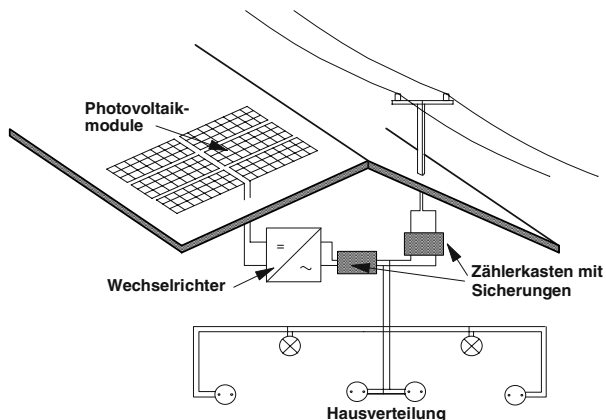


Abb. 5.27 Kleine Photovoltaik-Anlage mit direkter Einspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung (nach /5-16/)

Bei der Netzkopplung von Photovoltaikanlagen sind grundsätzlich verschiedene Anlagenkonzepte möglich (Abb. 5.28).

- Bei sogenannten dezentralen Systemen, bei denen die Solarmodule meist auf Hausdächern montiert sind, werden relativ kleine Photovoltaikanlagen mit Leistungen von wenigen kW über einen eigenen ihrer Leistung angepassten Wechselrichter mit dem Netz verbunden. Sie speisen meist einphasig ins Niederspannungsnetz der öffentlichen Versorgung ein. Die Verbraucher im zugehörigen Haushalt decken die Differenz zwischen Erzeugung der Photovoltaikanlage und der aktuellen Energienachfrage aus dem Versorgungsnetz der öffentlichen Versorgung.

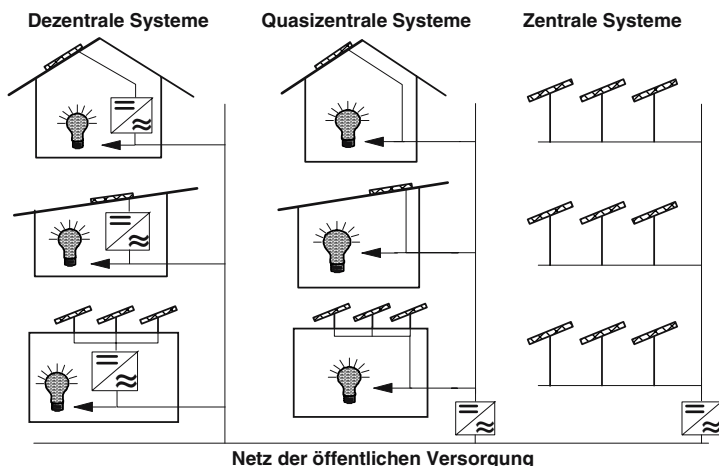


Abb. 5.28 Grundsätzliche Anlagenkonzepte für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen (u. a. nach /5-17/)

- „Quasizentrale“ Systeme stellen eine – sehr seltene – Mischform zwischen Kleinanlagen und großen Photovoltaikkraftwerken dar. Hier können ebenfalls vorhandene Tragstrukturen (z. B. Dächer) zur Aufstellung der Photovoltaikmodule genutzt werden. Die Einzelsolargeneratoren werden aber im Unterschied zu den dezentralen Systemen gleichstromseitig zu größeren Einheiten zusammengefasst, deren Leistung z. B. von einigen 100 kW bis zu Stadtunternetzgröße von etwa 20 MW reichen kann. Die Kopplung an das entsprechende Elektrizitätsversorgungsnetz erfolgt dann über einen größeren Wechselrichter. Dabei muss ein technisch-ökonomisches Optimum zwischen den zu überbrückenden Entfernungen und den damit verbundenen Leitungsverlusten einerseits sowie den mit höheren installierten Leistungen geringeren Wechselrichterverlusten andererseits gefunden werden. Da bei dieser Anlagenkonzeption ins Mittelspannungsnetz eingespeist wird, ist zusätzlich ein entsprechender Transformator notwendig. Quasizentrale Systeme haben bei der praktischen Umsetzung aber bisher keine Bedeutung erlangt.
- Zentrale Systeme wie beispielsweise Photovoltaikkraftwerke werden in der Regel auf Freiflächen oder sehr großen Dachflächen, wie sie z.B. auf Messehallen zu finden sind, aufgestellt. Dabei können die Solarmodule starr montiert oder dem Sonnenstand ein- oder zweiachsig nachgeführt werden. Über einen oder mehrere Wechselrichter und einen Transformator wird die photovoltaisch erzeugte elektrische Energie in die Nieder- oder Mittelspannungsebene eingespeist. Anlagen dieses Typs weisen derzeit Leistungen im Bereich von einigen 100 kW bis zu 5 MW auf. Noch größere Leistungen stellen aber aus technischer Sicht kein Problem dar.

5.2.5 Energiewandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie

Energiewandlungskette. Das Ziel einer netzgekoppelten photovoltaischen Stromerzeugung ist die Bereitstellung netzkompatiblen Wechselstroms. Dieser wird aus der eingestrahelten Sonnenenergie in mehreren Energiewandlungsstufen bereitgestellt; sie sind in Abb. 5.29 dargestellt.

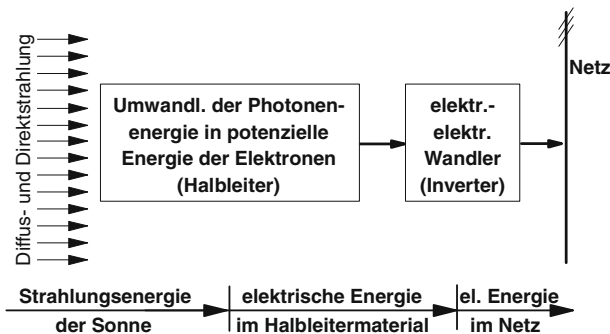


Abb. 5.29 Energiewandlungskette der photovoltaischen Stromerzeugung (nach /5-21/)

Demnach wird zunächst die Strahlungsenergie der Sonne (d. h. die Diffus- und die Direktstrahlung) und damit der Energieinhalt der Photonen in potenzielle Energie der Elektronen im Halbleitermaterial umgewandelt; sie können sich im Kristallgitter frei bewegen. Kommt es nicht unmittelbar zu einer Rekombination und damit einer Freisetzung dieser Energie im Kristallgitter in Form von Wärme, liefern die Solarzellen diese Energie in Form von Gleichstrom. Diesen wandelt bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen ein nachgeschalteter Wechselrichter unter Einhaltung der entsprechenden Spezifikationen für die Netzeinspeisung in Wechselstrom um. Bei kleineren Anlagen kann dann direkt in das Niederspannungsnetz der öffentlichen Versorgung eingespeist werden, während größere Anlagen in das Mittelspannungsnetz einspeisen.

Verluste. Die beschriebenen Verlustmechanismen bewirken, dass nur ein geringer Teil der solar eingestrahlten Energie als elektrischer Strom an der Einspeisestelle ins Netz abgegeben wird. Abb. 5.30 zeigt deshalb die wesentlichen Verluste im gesamten Energiefluss einer Photovoltaikanlage und ihre jeweilige Größenordnung. Die dargestellten Verluste sind dabei als Mittelwerte zu verstehen, die im realen Betrieb höher oder auch niedriger liegen können; sie beziehen sich auf die Einstrahlung auf die Moduloberfläche.

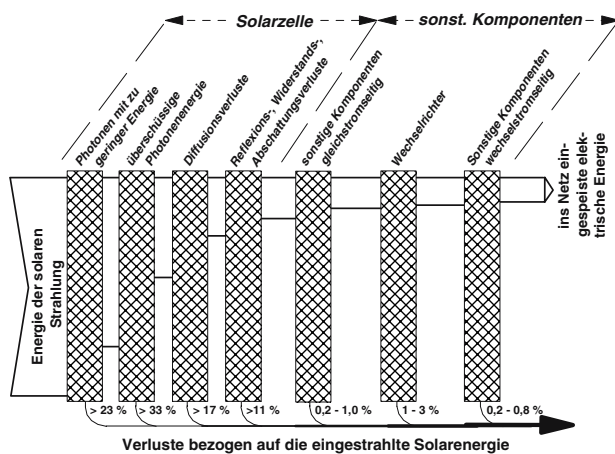


Abb. 5.30 Energiefluss einer photovoltaischen Anlage (Verluste der Solarzelle als Mindestverluste unter Standardtestbedingungen; nach /5-21/)

Demnach nehmen diejenigen Verluste, die bei der Umwandlung der solaren Strahlungsenergie in elektrischen Gleichstrom in der eigentlichen Photovoltaikzelle auftreten, den mit Abstand größten Anteil ein (vgl. /5-1/, /5-15/, /5-17/). Daraus resultiert bei dem dargestellten Beispiel, bezogen auf die ankommende Solarenergie, ein Wirkungsgrad der Solarzelle von rund 16 %; im Jahresmittel dürfte er jedoch nur zwischen 13 und 14 % liegen.

Die Verluste außerhalb der Zelle setzen sich im Wesentlichen aus den ohmschen Verlusten in den Gleichstromleitungen, dem Wechselrichter und den notwendigen Wechselstromleitungen zusammen. Bezogen auf die eingestrahlte Sonnenenergie sind diese Verluste gering und liegen zusammengenommen bei wenigen Prozent. Daraus ergeben sich Systemwirkungsgrade zwischen 12 und 14 % unter den hier unterstellten Standardtestbedingungen. Im Jahresmittel können daraus Gesamtsystemwirkungsgrade bei Silicium-Solarzellen zwischen 10 und 12 % resultieren. Moderne Anlagen können merklich bessere Wirkungsgrade, auch im Jahresmittel, aufweisen.

Leistungskennlinie. Durch die beschriebene Umwandlungskette wird die eingestrahlte Sonnenenergie in elektrische Energie umgewandelt. Hier besteht ein definierter Zusammenhang zwischen der auf das Zellenmaterial innerhalb eines bestimmten Zeitraumes auftreffenden Solarenergie und der von den Photovoltaikzellen bzw. vom Wechselrichter letztlich abgegebenen elektrischen Energie. Dabei nimmt die spezifische Ausgangsleistung bzw. der Zellenwirkungsgrad aufgrund der mit steigender Bestrahlungsstärke steigenden Zelltemperatur mit rund 0,5 %/K ab. Abb. 5.31 zeigt die entsprechenden Leistungskennlinien für zwei unterschiedliche Zellentypen bzw. Wechselrichterbauarten. Derartige Kennlinien entstehen durch eine zeitliche Aufsummierung der solaren Einstrahlung (kWh/m^2) und der eingespeisten Wechselstromerzeugung (kWh/m^2); in Abb. 5.31 sind jeweils Tagessummen der Solarstrahlung und der korrespondierenden Gleich- bzw. Wechselstromerzeugung dargestellt.

Berücksichtigt man die typische Korrelation zwischen hoher Einstrahlung und hoher Umgebungstemperatur, wird deutlich, warum der Wirkungsgrad bei hohen Einstrahlungen (primär in den Sommermonaten) im Mittel merklich unter dem bei geringen Einstrahlungen (primär im Winter) liegen; dies äußert sich in Abb. 5.31 in der leicht abknickenden Leistungskennlinie. Allerdings ist auch zu berücksichtigen, dass sich der Wirkungsgrad bei geringen Einstrahlungen mit steigender Einstrahlung durch die mit der Strahlung logarithmisch ansteigende Ruhespannung erheblich verbessert. Auch dies ist in Abb. 5.31 im Bereich kleiner Strahlungssummen gut zu sehen.

Gemäß Abb. 5.31 führt damit eine Zunahme der solaren Einstrahlung auf die Moduloberfläche bei den multikristallinen Zellen zu einem entsprechenden Anstieg der Gleichstromerzeugung. Bei einer Verdopplung der Bestrahlungsstärke ergibt sich jedoch aufgrund der damit verbundenen Temperaturerhöhung der Zellen – infolge der diskutierten Zusammenhänge – keine genaue Verdopplung der Gleichstromerzeugung. Ähnlich sind die Gegebenheiten bei den ebenfalls in Abb. 5.31 dargestellten Modulen auf der Basis monokristalliner Zellen; hier ist aber aufgrund der höheren Wirkungsgrade die flächenspezifische Stromerzeugung höher.

Aus Abb. 5.31 wird auch deutlich, dass bei gleicher Einstrahlung die jeweilige flächenspezifische Wechselstromerzeugung gegenüber der entsprechenden Gleichstromerzeugung geringfügig niedriger ist.

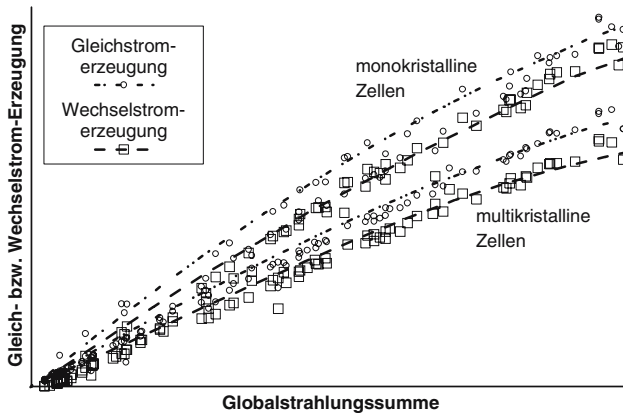


Abb. 5.31 Schematische Leistungskennlinie einer photovoltaischen Stromerzeugung für unterschiedliche Zellentypen (nach /5-21/)

5.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Sollen Photovoltaikanlagen Beiträge zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung leisten, müssen aufgrund der geringen Energiedichte der solaren Strahlung eine Vielzahl von Anlagen installiert werden. Damit resultiert ein entsprechend hoher Material- und Energieaufwand – mit allen damit verbundenen Emissionen – sowie entsprechende Kosten. Deshalb werden im Folgenden für ausgewählte photovoltaische Anlagen, die typisch für das derzeitige Marktspektrum sind, die spezifischen Stromgestehungskosten und ausgewählte kumulierte Umweltaufwendungen dargestellt und diskutiert.

Die ökonomische und ökologische Bilanzierung von Inselanlagen ist wesentlich schwieriger und hängt sehr stark von den jeweiligen Standortbedingungen ab. So hat bei Hybridsystemen die Verteilung der Stromerzeugung auf die verschiedenen Stromerzeuger einen erheblichen Einfluss auf ökonomische und ökologische Kenngrößen. Zudem fehlt auch ein fester, leicht festzustellender Vergleichsrahmen für die ökologische und ökonomische Bewertung. Während bei netzgekoppelten Systemen derartige Größen i. Allg. direkt mit anderen vorhandenen bzw. potenziellen Optionen im Strombereitstellungssystem verglichen werden können, ist dies bei Inselanlagen schwieriger. So werden z. B. bei Solar Home Systemen durch das photovoltaisch erzeugte Licht oftmals der Einsatz von Kerzen, Kerosinlampen und Primärbatterien ersetzt. Bei Inselanlagen kann daher im Wesentlichen davon ausgegangen werden, dass sie nur dort eingesetzt werden, wo sie einen ökonomischen Vorteil gegenüber einer Netzerweiterung bieten. Bei der ökonomischen Betrachtung wird dann auch schnell klar, dass weniger die Stromgestehungskosten selber als die Kosten für die Stromverteilung der relevante Anteil an

dem vom Endverbraucher zu zahlenden Preis ausmacht. Aus diesen Gründen werden derartige Systeme hier nicht näher betrachtet.

5.3.1 Referenzanlagen

Eine netzgekoppelte photovoltaische Erzeugung elektrischer Energie wird in Deutschland derzeit überwiegend mit dachmontierten Anlagen realisiert. Als typische Anlagenvariante wird daher eine auf einer schrägen Dachfläche installierte Photovoltaikanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 5 kW untersucht. Zusätzlich wird eine auf einer Freifläche auf Stahlgestellen installierte 1 000 kW-Anlage betrachtet. Bei beiden Anlagengrößen werden die Untersuchungen für jeweils zwei verschiedenen Solarzellentypen, die derzeit marktbestimmend sind, durchgeführt.

Von den gegenwärtig auf dem Markt verfügbaren Solarzellentypen werden ausschließlich mono- und multikristalline Silicium-Solarzellen mit Zellenwirkungsgraden unter Standardtestbedingungen (STC-Bedingungen) von 14,5 % (monokristalline Silicium-Solarzelle) und 13,5 % (multikristalline Silicium-Solarzelle) betrachtet.

Die durch eine derartige Photovoltaikanlage realisierbaren Volllastbenutzungsstunden werden durch das Produkt aus solarer Strahlung und dem Qualitätsfaktor (dieser Faktor ist hier definiert als der Quotient aus der bei den spezifischen Standortbedingungen und der gewählten Anlage real erreichbaren Stromerzeugung am Ausgang des Wechselrichters und der unter gleichen Randbedingungen maximal möglichen Stromerzeugung aus dem Photovoltaik-Generator bei dauerhaft angenommenen Wirkungsgrad wie bei STC-Bedingungen; in der Literatur auch als Performance ratio bezeichnet) des jeweiligen Systems definiert. Unter den in Deutschland gegebenen Randbedingungen liegen die Volllastbenutzungsstunden für eine Hausdachanlage derzeit bei rund 800 h/a und bei einer Großanlage bei etwa 860 h/a. Dies entspricht bei einer für Mitteleuropa typischen mittleren jährlichen Globalstrahlungssumme von 1 100 kWh/(m² a) einem Qualitätsfaktor von 73 % (Hausdachanlage) bzw. 78 % (Großanlage); moderne Großanlagen können heute bereits rund 80 % und ggf. mehr erreichen. Dabei wird u. a. berücksichtigt, dass Anlagen auf Schrägdächern, aufgrund der durch die Dachfläche vorgegebenen oft nicht optimalen Neigung und Ausrichtung sowie möglicher Abschattungseffekte durch z. B. Bäume, im Durchschnitt geringere Erträge aufweisen als Anlagen auf Freiflächen mit ebener Aufstandsfläche und optimaler Ausrichtung. Außerdem weisen Wechselrichter mit hohen installierten Leistungen in der Regel höhere Wirkungsgrade auf. Die Lebensdauer der Solarmodule wird mit 30 Jahren angesetzt. Die technischen Daten zu den Referenzanlagen sind in Tabelle 5.3 zusammenfassend dargestellt.

Als Ausgangsmaterial für die Solarzellenherstellung wird SeG-Silicium (Semiconductor-Grade Silicium) aus der Halbleiterindustrie verwendet. Das mit weniger Energie- und Materialaufwendungen verbundene Solar-Grade Silicium wird nicht betrachtet, da es derzeit noch nicht großtechnisch verarbeitet wird. Es kann aber

davon ausgegangen werden, dass zukünftig Photovoltaikzellen auf Solar-Grade Silicium-Basis hergestellt werden können. Dies wird erhebliche Auswirkungen auf die Energie- und Materialbilanzen – und damit auch die Emissionsbilanzen – haben.

Tabelle 5.3 Technische Daten der untersuchten Photovoltaik-Anlagen

	Dachanlagen		Photovoltaik-Kraftwerk	
Modulnennleistung in kW	5	5	1 000	1 000
Basismaterial	Silicium	Silicium	Silicium	Silicium
Solarzellentyp	mono	multi	mono	multi
Wirkungsgrad ^a in %	14,5	13,5	14,5	13,5
Qualitätsfaktor ^b in %	73	73	78	78
Lebensdauer in a	30	30	30	30
Volllaststunden ^c in h/a	800	800	860	860

^a unter STC-Bedingungen; ^b unterstellte technische Ausfallrate der Solarmodule von 2,5 % der installierten Solarzellen müssen im Verlauf der technischen Lebensdauer der Anlage ausgewechselt werden; ^c bei einer Globalstrahlungssumme von 1 100 kWh/(m² a) auf die horizontale Moduloberfläche.

Bei diesen Anlagen wird eine technische Verfügbarkeit von 99 % unterstellt; d. h. nur an 1 % des Jahres ist störungs- oder wartungsbedingt keine Stromerzeugung möglich. Dies ist auch deshalb realistisch, da die Wartungsarbeiten teilweise auch dann durchgeführt werden können, wenn aufgrund des nicht vorhandenen Strahlungsangebots keine elektrische Energie bereitgestellt werden kann.

5.3.2 Ökonomische Analyse

Im Folgenden werden die variablen und fixen Aufwendungen sowie die spezifischen Stromgestehungskosten exemplarisch für eine 5 kW- bzw. 1 000 kW-Photovoltaikanlage entsprechend der Anlagendefinition von Tabelle 5.3 dargestellt. Abhängig von der Anlagengröße und der eingesetzten Technologie können diese im Einzelfall z. T. erheblich davon abweichen.

Investitionen. Die Aufwendungen für die Errichtung photovoltaischer Systeme setzen sich aus den Modul- und Wechselrichterkosten, den Aufwendungen für die Gestelle, den Planungs- und Installationskosten sowie den sonstigen Aufwendungen zusammen. Tabelle 5.4 zeigt die entsprechende Kostenstruktur für die definierte 5 kW-Schrägdach- und die 1 000 kW-Freiflächenanlage.

Generell nehmen dabei die spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße ab. Beispielsweise liegen die gesamten spezifischen Anlageninvestitionen einer Komplettanlage mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 und 2 kW-Anlage auf Basis von multikristallinem Silicium etwa zwischen 5 100 und 7 300 €/kW. Bei der in Tabelle 5.3 definierten 5 kW-Anlage liegen sie unter sonst gleichen Randbedingungen noch bei rund 4 300 bis 5 900 €/kW. Bei einer 10 kW-Anlage liegen die Gesamtinvestitionen ebenfalls für multikristalline Systeme bei rund

5 000 €/kW und bei der untersuchten 1 000 kW-Anlage bei rund 3 800 bis 4 400 €/kW (u. a. /5-48/). Ursachen dieser Kostendegression sind neben sinkenden Modulpreisen bei größeren Abnahmemengen auch die mit höheren installierten Leistungen sinkenden spezifischen Wechselrichterkosten sowie sonstige spezifische Kosten (u. a. für die elektrischen Einrichtungen, Planung). Bei noch größeren Anlagen kommen diese Kostenvorteile noch stärker zum Tragen; allerdings werden diese bei auf Freiflächen installierten Photovoltaik-Kraftwerken durch höhere spezifische Aufwendungen für Montagegestelle sowie ggf. benötigte elektrische Einrichtungen wieder teilweise kompensiert.

Den Hauptteil der Kosten nehmen die Aufwendungen für die Module ein. Die Preise der gegenwärtig am Markt erhältlichen monokristallinen Photovoltaikmodule liegen im Mittel bei rund 3 400 bis 3 800 €/kW. In einer ähnlichen Größenordnung – jedoch auf einem geringfügig geringeren Niveau – liegen mit 3 100 bis 3 500 €/kW derzeit die Preise für multikristalline Module. Damit tragen die Aufwendungen für die Module zu etwa 55 bis 65 % zu den Gesamtinvestitionen für einen vollständigen Photovoltaikgenerator bei /5-58/.

Einen merklichen Anteil an den Gesamtkosten nehmen die auch in Tabelle 5.4 aufgeführten Wechselrichterkosten ein; sie liegen derzeit im Mittel zwischen 450 und 550 €/kW. Sie haben damit einen Anteil von rund 7 bis 12 % an den Gesamtinvestitionen eines Photovoltaiksystems.

Neben diesen Kosten für die photovoltaischen Module und den Wechselrichter fallen für die Befestigungsgestelle - je nach benötigter Technik (Schräg- oder Flachdachinstallation) - zwischen 10 und 15 % der Gesamtinvestitionen an. Zusätzlich fallen Aufwendungen für die Installation der Photovoltaikanlage an. Die Angaben in Tabelle 5.4 beinhalten dabei sowohl die komplette Dachmontage als auch die Elektroinstallation einschließlich Zählerkasten, Zählereinbau und Kabelkosten bis zur Kopplung an das Netz der öffentlichen Versorgung. Die Planungsaufwendungen können – ein bestimmtes Erfahrungspotenzial bei dem ausführenden Unternehmen vorausgesetzt – mit maximal 2 % der gesamten Anlageninvestitionen veranschlagt werden (u. a. /5-48/, /5-58/).

Betriebskosten. Die Betriebskosten errechnen sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten und den sonstigen Aufwendungen (z. B. Reparaturen, Modulreinigung, Zählermiete, Versicherung). Die jährlichen Betriebskosten liegen je nach Aufstellungsart und Größe der Anlage zwischen etwa 30 und 60 €/kW. Für die untersuchten Referenzanlagen auf Basis von multi- bzw. monokristallinem Silicium folgen daraus laufende Kosten (Tabelle 5.4) von etwa 280 €/a für die 5 kW-Anlage bzw. 42 000 €/a für die 1 000 kW-Anlage.

Stromgestehungskosten. Mit Hilfe der Annuitätenmethode können aus den Gesamtinvestitionen und den jährlich anfallenden Betriebskosten die Stromgestehungskosten ermittelt werden. Dabei wird ein realer Zinssatz von 4,5 % und von einer Abschreibung über die technische Lebensdauer von 30 Jahren ausgegangen.

In Tabelle 5.4 sind die für die untersuchten Referenzanlagen sich ergebenden Stromgestehungskosten dargestellt.

Tabelle 5.4 Mittlere Investitionen und Betriebskosten sowie Stromgestehungskosten für Photovoltaikgeneratoren (zur Definition der untersuchten Referenzanlagen vgl. Tabelle 5.3)

		Dachanlage		Photovoltaik-Kraftwerk	
		mono	multi	mono	multi
Leistung	in kW	5	5	1 000	1 000
Volllaststunden	in h/a	800	800	860	860
Investitionen					
Module	in k€	17,9	16,3	2 687	2 582
Wechselrichter	in k€	2,5	2,5	415	415
Sonstige Bauteile	in k€	2,7	2,7	486	486
Sonstiges	in k€	6,3	6,3	648	648
Summe	in k€	29,4	27,8	4 236	4 131
Betriebskosten ^a	in €/a	280	280	42 000	42 000
Stromgestehungskosten	in €/kWh	0,52	0,50	0,35	0,34

^a Betrieb, Wartung, Sonstiges.

Abb. 5.32 zeigt die resultierenden spezifischen Gestehungskosten für die photovoltaisch erzeugte elektrische Energie. Die Gestehungskosten nehmen demnach mit zunehmender installierter Anlagenleistung ab; besonders deutlich ist dies bei Leistungen zwischen 1 und 5 kW. Hier sinken die Stromgestehungskosten von rund 0,55 bis 0,60 €/kWh für eine 1,5 kW-Anlage mit multikristallinen Photovoltaikmodulen auf etwa 0,45 bis 0,55 €/kWh bei einem 5 kW-Generator. Mit zunehmenden Anlagenleistungen reduzieren sich die spezifischen Gestehungskosten weiter. Bei einer 1 000 kW-Anlage liegen sie bereits bei rund 0,35 €/kWh und damit um rund 30 % unterhalb denen eines 5 kW-Photovoltaikgenerators.

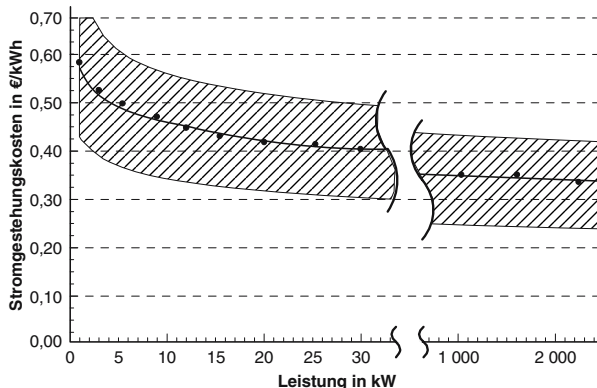


Abb. 5.32 Durchschnittliche spezifische Stromgestehungskosten derzeit marktgängiger multikristalliner Photovoltaikanlagen unter den in Deutschland gegebenen Strahlungsverhältnissen

Demnach kann für dachmontierte Anlagen mit multikristallinen Zellen derzeit im Mittel mit realen spezifischen Stromgestehungskosten zwischen etwa 0,45 und 0,60 €/kWh gerechnet werden. Die dargestellte Bandbreite ergibt sich durch die regionalen Unterschiede des Strahlungsangebots in Deutschland sowie infolge unterschiedlicher Investitionen für Anlagen gleicher Leistung.

Bei höheren Anlagenleistungen sinken die spezifischen Stromgestehungskosten weiter, wenn auch weniger deutlich. Bei einem 1 000 kW-Photovoltaikkraftwerk liegen sie im Mittel in einer Größenordnung zwischen rund 0,30 bis 0,40 €/kWh. Bei noch höheren Leistungen ist mit einer weiteren Reduzierung zu rechnen, die jedoch nur bei wenigen Prozent liegen dürfte. Ursache für diese z. T. deutlich geringeren spezifischen Stromgestehungskosten bei Photovoltaikkraftwerken im Vergleich zu dachmontierten Anlagen sind vor allem die geringeren spezifischen Gesamtinvestitionen, die oftmals höheren jahresmittleren Wirkungsgrade der Wechselrichter sowie die Tatsache, dass bei auf Freiflächen montierten Anlagen im Gegensatz zu vielen Dachanlagen im Regelfall eine optimale Neigung und Ausrichtung der Module unterstellt werden kann. Die beiden letztgenannten Gründe haben höhere Volllaststundenzahlen am gleichen Standort zur Folge.

Im konkreten Einzelfall können die Stromgestehungskosten jedoch von den in Tabelle 5.4 dargestellten Größenordnungen erheblich abweichen. Um den Einfluss derartiger möglicher Unterschiede auf die Stromgestehungskosten abschätzen zu können, zeigt Abb. 5.33 eine Variation der wesentlichen sensitiven Parameter am Beispiel der 5 kW-Photovoltaikanlage mit multikristallinen Zellen aus Tabelle 5.4 innerhalb einer Bandbreite von $\pm 30\%$. Demnach übt die Anzahl der Volllaststunden, die sich aus dem Systemnutzungsgrad und der solaren Strahlungsleistung im Jahresverlauf und damit den Standortbedingungen ergibt, neben den Anlageninvestitionen den wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten aus. Folglich könnten bei einer Reduzierung des Investitionsvolumens z. B. durch kostengünstigere Produktionsverfahren für die Zellen oder durch eine Verbesserung des Anlagenwirkungsgrads z. B. infolge des technischen Fortschritts die Gestehungskosten der photovoltaisch bereitgestellten Energie merklich vermindert werden. Verglichen damit haben die Betriebskosten und der Zinssatz einen untergeordneten Einfluss auf die Kosten der Photovoltaikstromerzeugung. Lediglich die Abschreibungsdauer hat noch einen bestimmten Effekt auf die spezifischen Gestehungskosten der photovoltaisch erzeugten elektrischen Energie.

Aus den dargestellten Zahlen lässt sich aber auch ersehen, dass die Stromgestehungskosten in den Gegenden der Erde, die im Vergleich zu Mitteleuropa durch eine höhere Solarstrahlung gekennzeichnet sind (z. B. Südeuropa, Nordafrika), bei einer etwa doppelt so hohen solaren Einstrahlung bei nur gut 50 % der Kosten liegen, wie sie in Deutschland gegenwärtig aufzubringen sind. Unter solchen Bedingungen können die photovoltaischen Stromgestehungskosten bereits heute unter 0,30 €/kWh bzw. bei Großanlagen unter 0,20 €/kWh fallen.

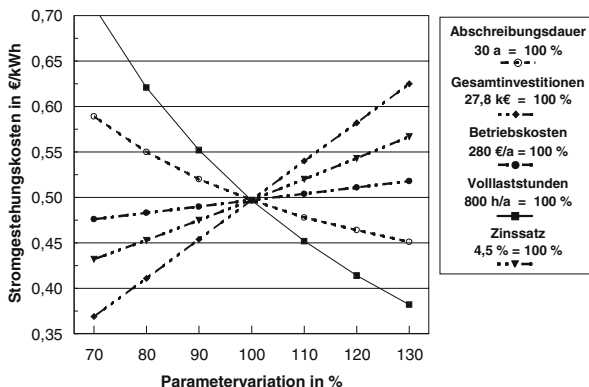


Abb. 5.33 Parametervariation der wesentlichen Einflussgrößen auf die spezifischen Stromgestehungskosten am Beispiel eines 5 kW-Photovoltaikgenerators mit multikristallinen Zellen nach Tabelle 5.3 und 5.4

5.3.3 Ökologische Analyse

Im Folgenden werden die Ökobilanzen einer photovoltaischen Stromerzeugung für die definierten Anlagen (Tabelle 5.3) und für beide Zellentypen einschließlich aller vorgelagerten Prozesse erstellt und diskutiert. Zusätzlich werden weitere Umwelteffekte diskutiert.

5.3.3.1 Lebenszyklusanalyse

Die vergleichsweise geringe Energiedichte der an der Oberfläche der Photovoltaikzellen auftretenden solaren Strahlungsenergie hat zur Folge, dass ein entsprechend hoher Aufwand an Anlagentechnik notwendig ist, um diese solare Energie technisch verfügbar zu machen. Dies ist zwangsläufig mit einem hohen Materialeinsatz und damit einem entsprechend hohen Ressourcenverbrauch verbunden. Dabei hat sowohl die Menge als auch die Art des jeweils eingesetzten Materials einen erheblichen Einfluss auf die jeweiligen Energieaufwendungen und die daraus resultierenden freigesetzten Emissionen.

Bei den folgenden Bilanzen werden sämtliche mit der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung der Anlagen verbundenen Energie- und Stoffströme berücksichtigt. Zusätzlich werden die für den Betrieb der Photovoltaikanlagen benötigten Betriebsmittel (z. B. Hilfsenergie) und die damit verbundenen Emissionen erfasst.

Tabelle 5.5 zeigt die resultierenden kumulierten Primärenergieaufwendungen einer photovoltaischen Stromerzeugung am Beispiel der beiden Referenzanlagen und der betrachteten Zellentypen. Der gesamte kumulierte Primärenergieaufwand wird dabei vom Herstellungsaufwand für die eigentlichen Photovoltaikzellen dominiert.

Im Durchschnitt ist der energetische Aufwand bei monokristallinen Zellen größer als bei multikristallinen Zellen; der höhere Wirkungsgrad der monokristallinen Zellen kann damit den höheren Energieaufwand bei der Herstellung im Verlauf des gesamten Lebensweges nicht vollständig kompensieren. Verglichen damit ist der energetische Aufwand für die sonstigen Komponenten eines Photovoltaiksystems (u. a. Kabel, Wechselrichter, Gestelle) relativ gering und liegt je nach Zellentechnologie und Installationsweise zwischen 10 und 20 % des gesamten kumulierten Primärenergieaufwands.

Tabelle 5.5 Energie- und Emissionsbilanzen einer photovoltaischen Stromerzeugung (zur Definition der untersuchten Referenzanlagen vgl. Tabelle 5.3)

		Dachanlage		Photovoltaik-Kraftwerk	
		mono	multi	mono	multi
Energie	in GJ _{prim} /GWh ^a	1 917	1 586	1 670	1 380
SO ₂	in kg/GWh	313	294	301	290
NO _x	in kg/GWh	247	222	214	196
CO ₂ -Äquivalente	in t/GWh	106	90	91	76
SO ₂ -Äquivalente	in kg/GWh	504	467	464	445

^a Primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Ähnlich den energetischen Aufwendungen können auch die mit der Herstellung, dem Betrieb und der Entsorgung photovoltaischer Anlagen verbundenen Emissionen bzw. Äquivalent-Emissionen ermittelt werden. Von der Vielzahl freigesetzter Stoffe werden dabei in Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise exemplarisch die Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxide (NO_x) sowie unter dem Aspekt „Anthropogener Treibhauseffekt“ die CO₂-Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt „Versauerung von Böden und Gewässern“ die SO₂-Äquivalent-Emissionen betrachtet (vgl. Kapitel 1).

Stofffreisetzungen in einer relevanten Größenordnung treten bei der Photovoltaik im Wesentlichen bei der Anlagenherstellung auf. Dabei handelt es sich zum Einen um die Emissionen, die durch den energetischen Aufwand für die Herstellung der Solarmodule verursacht werden. Zum anderen werden infolge des Energieeinsatzes für die Bereitstellung der benötigten Materialien Stoffe emittiert. Dazu kommen noch die Emissionen für die Bereitstellung der benötigten Hilfsenergie (z. B. elektrische Energie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung mit den damit verbundenen Emissionen des Kraftwerksparks). Mit den technischen Verfügbarkeiten, Lebensdauern und Volllaststundenzahlen sind daraus die auf die insgesamt erzeugte elektrische Energie bezogenen Emissionen bestimmbar. Neben diesen der Herstellung zuzuordnenden Stofffreisetzungen werden auch - allerdings in einem deutlich geringeren Umfang - beim Betrieb und bei der Entsorgung photovoltaischer Generatoren Stoffe emittiert. Abb. 5.34 zeigt für die in Tabelle 5.5 dargestellten Anlagen die Anteile an den CO₂-Äquivalenten, die beim Bau, Betrieb und Abriss der Anlagen freigesetzt werden. Obwohl während des Betriebs der Anlagen nahezu keine Emissionen freigesetzt werden, werden in der Darstellung doch Emissionen deutlich. Dies liegt in der Unterstellung begründet, dass im Durchschnitt der gesam-

ten technischen Lebensdauer rund 2,5 % der Module durch neue Module ersetzt werden müssen. Damit resultieren die in Abb. 5.34 unter Betrieb ausgewiesenen Emissionen letztlich wesentlich auch aus der Anlagenherstellung.

Nach Tabelle 5.5 liegen die spezifischen kumulierten SO₂-Emissionen unter den in Deutschland gegebenen Strahlungsverhältnissen bzw. Volllaststundenzahlen und für die zugrunde gelegten Referenztechniken zwischen 290 und 313 kg/GWh und die NO_x-Emissionen zwischen 196 und 247 kg/GWh. Die unter Klimaschutzaspekten bilanzierten CO₂-Äquivalent-Emissionen liegen je GWh erzeugter elektrischer Energie bei 76 bis 106 t und die SO₂-Äquivalent-Emissionen im Bereich zwischen 445 und 504 kg/GWh. Eine Strombereitstellung aus multikristallinen Zellen ist dabei i. Allg. durch die geringsten spezifischen Emissionen bzw. Äquivalent-Emissionen gekennzeichnet. Demgegenüber liegen die spezifischen Emissionen bzw. Äquivalent-Emissionen einer photovoltaischen Stromerzeugung aus monokristallinen Zellen immer etwas höher. Deutlich wird in Tabelle 5.5 auch, dass aufgrund u. a. der höheren Erträge die Stromerzeugung mit einer Großanlage – im Wesentlichen infolge der hier möglichen exakten Südausrichtung – etwas geringere Emissionen gegenüber den Hausdachanlagen aufweisen.

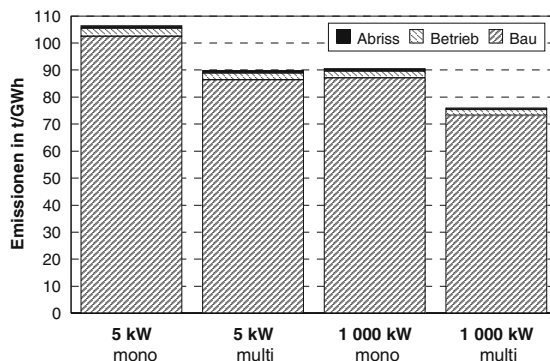


Abb. 5.34 Beiträge von Bau, Betrieb und Abriss an den gesamten CO₂-Äquivalent-Emissionen der Anlagen nach Tabelle 5.3 und 5.5

Exemplarisch für CO₂-Äquivalent-Emissionen zeigt Abb. 5.35 detaillierter die Aufteilung der Emissionen auf unterschiedliche Lebenswegabschnitte der untersuchten 1 MW-Photovoltaikanlage auf der Basis multikristalliner Zellen. Dabei bezieht sich der Anteil des elektrischen Stroms („PV-Modul elek. Energie“) ausschließlich auf die Zellen- und Modulfertigung (d. h. ohne EG-Silicium-Produktion). Demnach wird die Klimagasbilanz der photovoltaischen Stromerzeugung zu einem Fünftel bis einem Viertel durch den Verbrauch an elektrischer Energie für die Zellenfertigung mitbestimmt. Hinzu kommt, dass ein weiteres knappes Drittel der Gesamtklimagasemissionen durch den Einsatz an EG-Silicium verursacht werden. In der Summe werden damit die CO₂-Äquivalent-Emissionen zum überwiegenden Teil durch die Modulherstellung bestimmt. Im Vergleich dazu sind die Emissionen aus den sonstigen Komponenten – ggf. mit Ausnahme der Trage-

struktur – von untergeordneter Bedeutung. Dies gilt auch für den Betrieb sowie für Abriss und Entsorgung.

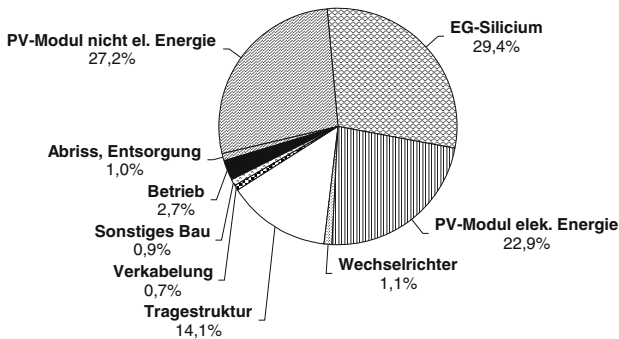


Abb. 5.35 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer Bereitstellung elektrischer Energie durch die in Tabelle 5.3 definierte 1 000 kW-Photovoltaikanlage mit multikristallinen Silicium-Zellen

5.3.3.2 Weitere Umwelteffekte

Die photovoltaische Bereitstellung elektrischer Energie ist – außer durch die schon diskutierten Umwelteffekte im Lebensweg – gekennzeichnet durch einen geräuschlosen Betrieb ohne Freisetzungen u. a. an toxischen Stoffen oder an Partikeln an der eigentlichen Konversionsanlage. Trotzdem können ggf. weitere Umweltauswirkungen auftreten; sie werden nachfolgend diskutiert. Dabei wird zwischen lokalen Umweltaspekten bei Herstellung, Normalbetrieb und Störfall sowie bei Betriebsende unterschieden.

Herstellung. Umwelteffekte bei der Herstellung von Photovoltaikanlagen können insbesondere bei der Solarzellenfertigung auftreten; sie wurden in der Vergangenheit insbesondere im Hinblick auf den Verbrauch knapper Ressourcen und Toxizitäten diskutiert.

Bei den mono- und multikristallinen sowie amorphen Silicium-Solarzellentechnologien liegt i. Allg. ein geringer und bei den Cadmium-Tellurid(CdTe)- und CIS-Zellentechnologien ein mittlerer Verbrauch knapper Ressourcen vor. Problematisch erscheint insbesondere die Verwendung von Germanium (Ge) bei den amorphen Silicium-Zellen, Indium (In) bei den CIS-Zellen und Tellur bei den CdTe-Zellen; diese Elemente sind auf unserem Planeten entsprechend des gegenwärtigen Kenntnisstandes nur in begrenztem Umfang vorhanden /5-19/.

Hinsichtlich der Toxizitäten kann bei kristallinen Siliciumtechnologien von geringen Umwelteffekten ausgegangen werden. Dabei sind aber die CdTe- und CIS-Zellen-Technologien aufgrund der relativ hohen Anteile an Cadmium (Cd), Selen (Se), Tellur (Te) und Kupfer (Cu) als problematischer einzuschätzen. Auch können

bei der CIS-Modulherstellung beispielsweise gasförmige toxische Stoffe (z. B. Selenwasserstoff (H_2Se)) entstehen, denen ein bestimmtes Umweltgefährdungspotenzial angelastet werden muss.

Zusammengenommen entsprechen aber die Umwelteffekte, die mit der Herstellung von Solarzellen verbunden sind, weitgehend denen der Halbleiterindustrie. Und diese sind infolge der geltenden Umweltschutzzorgaben – und der Notwendigkeit, bei der Solarzellenherstellung die geforderte Materialreinheit zu garantieren – gering. Dies gilt z. T. auch für das von der Herstellung ausgehende Gefahrenpotenzial bei einem Störfall.

Normalbetrieb. Dachmontierte Photovoltaiksysteme werden geräuschlos betrieben und sind mit keinen Stofffreisetzungen verbunden. Nur die derzeit eingesetzten Wechselrichter sind durch eine leichte Geräusentwicklung gekennzeichnet, die durch eine gezielte Anlagenauslegung jedoch weitgehend minimiert werden kann. Damit ist a priori eine sehr umweltfreundliche Strombereitstellung möglich /5-12/.

Außerdem sind Photovoltaikmodule dem Absorptions- und Reflexionsverhalten der Dächer relativ ähnlich. Damit sind keine wesentlichen Beeinträchtigungen des lokalen Klimas zu erwarten. Auswirkungen haben die mit den z. T. weithin sichtbaren Modulen belegten Schräg- und Flachdachflächen lediglich bezüglich einer visuellen Beeinflussung des bisherigen Erscheinungsbildes der Städte und Dörfer. Dies führt jedoch nicht zu einem entsprechenden zusätzlichen Flächenverbrauch bei solchen dachmontierten Photovoltaiksystemen.

Demgegenüber wird bei Photovoltaikanlagen, die auf freien Flächen (z. B. ehemalige landwirtschaftliche Nutzflächen, ehemalige Tagebaue) installiert werden (d. h. Photovoltaik-Kraftwerke) die benötigte Fläche anderen Nutzungen teilweise oder ganz entzogen. Zu einer Flächenversiegelung kommt es dabei jedoch i. Allg. nur zu einem sehr kleinen Teil (d. h. nur an den Fundamenten der Gestelle, auf denen die Solarmodule installiert werden). Der überwiegende verbleibende Rest kann begrünt und extensiv landwirtschaftlich genutzt werden (z. B. durch extensive Schafhaltung). Im Vergleich zur intensiven landwirtschaftlichen Pflanzenproduktion kann, z. B. durch eine Biotopentstehung, sogar eine Verbesserung der ökologischen Bedingungen erreicht werden /5-11/, /5-20/; sinngemäß kann dies auch der Fall sein, wenn Photovoltaikanlagen auf degradierten Tagebauflächen aufgestellt werden und die Installation mit einer Rekultivierung einhergeht. Aufgrund der relativ großen überdeckten Flächen und des im Vergleich zum Boden stark abweichenden Absorptions- und Reflexionsverhalten der Module sind jedoch Auswirkungen auf das Mikroklima denkbar. Eine Relevanz besitzt dieser Umwelteffekt jedoch nur bei einer sehr intensiven Nutzung der Photovoltaik, die aus gegenwärtiger Sicht in einem sehr dicht besiedelten Land wie dem der Bundesrepublik Deutschland eher unwahrscheinlich ist.

Auch ist der Betrieb von Photovoltaikanlagen mit der Aussendung elektromagnetischer Strahlung (Aspekt elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)) verbunden. Im Unterschied zu herkömmlichen Stromerzeugungsanlagen besitzen Photo-

voltaik-Anlagen in der Regel eine ausgedehnte Gleichstromverkabelung und mit dem Solargenerator eine entsprechend große Abstrahlfläche; außerdem befinden sie sich z. T. in unmittelbarer Nähe zum Wohnbereich /5-4/. Bei der Installation der Anlage wird jedoch darauf geachtet, dass die als Antennen wirkenden Stromschleifen so klein wie möglich gehalten werden. Dies ist einerseits eine Maßnahme gegen Abstrahlung elektromagnetischer Strahlung. Andererseits stellt dies aber auch einen Schutz gegen den Empfang elektromagnetischer Strahlung dar. Letzteres ist vor allem in Bezug auf Blitzeinschläge in der Nähe kritisch und könnte bei zu großer Empfangsfläche zu Überspannungen und Überströmen in der Anlage und damit der Zerstörung elektrischer Bauteile einhergehen. Jedoch sind die von Photovoltaik-Komponenten abgegebenen niederfrequenten magnetischen Felder nicht stärker als die von Haushaltselektrogeräten; auch treten z. B. gegenüber Fernsehgeräten deutlich geringere Ausstrahlungen auf. Weitere Anstrengungen der Hersteller bei der Konzipierung der Geräte werden die Emissionen weiter verringern, so dass von keiner großen Beeinträchtigung auszugehen ist.

Störfall. Um eine Gefährdung des Menschen und der Umwelt durch betriebliche Störungen von Photovoltaikanlagen weitgehend auszuschließen, müssen Fehler am Generator und unzulässige Fehlerströme sicher identifiziert und signalisiert werden. Auch müssen Netzabschaltungen vom Wechselrichter der Photovoltaik-Anlage erkannt und selbsttätig abgeschaltet werden. Eine Zuschaltung darf nur auf stabile Netze geschehen. In modernen Wechselrichtern sind jedoch entsprechende Schutzeinrichtungen integriert, so dass die vorher genannten Anforderungen in der Regel eingehalten werden.

Gebäudebrände, bei denen die Solarmodule zusammen mit der Gebäudehülle verbrennen, können zu Verdampfungen bestimmter Komponenten, die sich in den Zellen befinden, führen. Hier kann es z. B. bei Cadmium-Tellurid(CdTe)- und CIS-Dünnschichtsolarzellen zu kritischen Freisetzungen von Cadmium (Cd), Tellur (Te) und Selen (Se) kommen; beispielsweise zeigen Verbrennungsversuche bei einer Branddauer von einer Stunde Freisetzungen von 4 g/h an Selen (Se) und 8 g/h an Cadmium (Cd) und Tellur (Te) /5-5/, /5-19/. Diese Freisetzungen liegen aber unter den entsprechenden gesundheitsgefährdenden Schwellenwerten bzw. MAK-Werten dieser Stoffe. Deshalb ist zu erwarten, dass aufgrund der geringen Konzentrationen es selbst bei der Annahme einer vollständigen Freisetzung des Cadmiums (Cd) erst ab Anlagengrößen von mehr als 100 kW zu einer gesundheitsgefährdenden Cadmium-Konzentration in den umliegenden Luftschichten kommen kann /5-22/. Derartige Leistungen sind bei dachmontierten Anlagen jedoch nur in Ausnahmefällen (z. B. auf Fabrikgebäuden) umsetzbar. Zusätzlich kann es bei Bränden an den elektrischen Anlagenteilen (z. B. Kabel, Wechselrichter) zu weiteren begrenzten Stofffreisetzungen an die Umwelt kommen; sie sind allerdings nicht spezifisch für Photovoltaikanlagen.

Auch hat sich gezeigt, dass bei extremen, unter realen Bedingungen kaum denkbaren, Auswaschungen (z. B. infolge von Regen, Versenken eines Moduls in

einen Bach oder Fluss) die Grenzwerte der Trinkwasserverordnung nicht überschritten werden.

Verletzungsgefahren durch das Herabfallen unsachgemäß auf Dachflächen oder Fassaden montierter Solarmodule oder aufgrund elektrischer Spannungen zwischen den elektrischen Anschlüssen können durch die Einhaltung der allgemein gültigen Standards für den Bau und Betrieb elektrotechnischer Anlagen weitgehend vermieden werden.

Zusammengenommen ist damit das Störfallpotenzial der photovoltaischen Stromerzeugung gering und immer lokal begrenzt. Bei sachgemäßer Installation und vorschriftsgemäßem Betrieb sind kaum signifikante Umweltauswirkungen zu erwarten.

Betriebsende. Aus gegenwärtiger Sicht ist ein weitgehendes Recycling der Solarmodule möglich. Beispielsweise wird die Wiederverwertung des Glasanteils der Module bei einem nur geringen Aufwand als möglich angesehen. Für das Recycling der weiteren Modulkomponenten sind demgegenüber aufwändige chemische Trennverfahren erforderlich. Amorphe rahmenlose Module sind dabei am recyclingfreundlichsten, da sie sich ohne Vorbehandlung in ein Hohlglasrecycling überführen lassen. Mögliche Verfahren für das Recycling der „klassischen“ Photovoltaik-Module sind u. a. die Trennung der Solarwafer aus dem Verbund mit Säure, die Überführung von rahmenlosen Modulen in Ferrosilicium, das zur Stahlherstellung eingesetzt werden kann, sowie eine vollständige Trennung der Module in die Komponenten Glas, Metalle und Siliciumwafer /5-19/. Demgegenüber ist bei den Cadmium-Tellurid(CdTe)- und der CIS-Technologie bisher noch unklar, ob der Schwermetallgehalt eine Wiederverwertung ausschließt bzw. weitere Verfahrensschritte nötig sind /5-25/. Die damit verbundenen Umwelteffekte entsprechen im Wesentlichen den in dieser Industriebranche üblichen Auswirkungen auf die natürliche Umwelt. Da das Recycling von Photovoltaiksystemen noch relativ am Anfang der technischen Entwicklung steht, ist aber zu erwarten, dass die damit verbundenen Umweltauswirkungen zukünftig reduziert werden können.

5.4 Potenziale und Nutzung

Die grundsätzlichen Möglichkeiten einer photovoltaischen Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland werden durch die technischen Potenziale bestimmt. Diese werden deshalb im Folgenden auf der Basis des derzeitigen Standes der Technik dargestellt; dabei wird von dem theoretischen Potenzial ausgegangen. Zusätzlich wird auf die technischen Erzeugungs- und Endenergiepotenziale eingegangen. Die Ausführungen beschränken sich dabei auf eine netzgekoppelte photovoltaische Stromerzeugung; netzunabhängige Klein- und Kleinstanwendungen (z. B. photovoltaisch betriebene Armbanduhren, photovoltaisch versorgte Notrufsäulen) werden hier nicht betrachtet. Anschließend wird

auf die gegenwärtige Nutzung einer netzgekoppelten photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland eingegangen.

5.4.1 Potenziale

Theoretisches Potenzial. Über der Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland ist ein theoretisches solares Strahlungsangebot von rund 1 285 EJ/a gegeben; dieses theoretische Energiepotenzial übersteigt den derzeitigen Primärenergieverbrauch in Deutschland um rund das fünfzigfache. Diesem theoretischen Strahlungsangebot entspricht ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial – berechnet auf der Grundlage physikalisch maximaler Wirkungsgrade photovoltaischer Anlagen – von rund 100 PWh/a (Tabelle 5.6); es liegt um rund zwei Größenordnungen oberhalb der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung in Deutschland. Jedoch ist dieses theoretische Potenzial aufgrund technisch unvermeidbarer Verluste nicht erschließbar; aussagekräftiger ist deshalb das technische Potenzial, welches das letztlich „technisch Machbare“ beschreibt und im Folgenden diskutiert wird.

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale). Das technische Stromerzeugungspotenzial der Photovoltaik resultiert aus den für eine Installation von Solarmodulen verfügbaren Flächen, dem regional unterschiedlichen Strahlungsangebot und der jeweiligen Anlagentechnik. Das Flächenpotenzial ermittelt sich aus den existierenden Dachflächen, einem Teil der Fassadenflächen und dem Teil der landwirtschaftlichen Nutzflächen, der für die Nahrungsmittelproduktion nicht benötigt wird. Darüber hinausgehende potenziell nutzbare Flächen (z. B. an Gleisüberdachungen, an Parkplatzüberdachungen, über Arkaden, Vorgärten, über Hauseingängen) werden hier als für eine Energieerzeugung nicht verfügbar angesehen.

Die auf Dächern installierbaren Modulflächen leiten sich aus dem Gebäudebestand, der durchschnittlichen Dachfläche, der Dachform und -neigung sowie unter Berücksichtigung der bautechnischen (z. B. Kamine, Dachfenster) und solartechnischen Restriktionen (z. B. Abschattungseffekte, Sicherheitsabstände) ab. Das solare Dachflächenpotenzial auf Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland beträgt unter Berücksichtigung der gegebenen bau- und solartechnischen Restriktionen rund 838 Mio. m² (Tabelle 5.6) /5-3/, /5-48/. Ihre Nutzung für eine photovoltaische Stromerzeugung steht aber grundsätzlich in Konkurrenz zu einer solarmischen Niedertemperaturwärmegewinnung (Kapitel 4.4).

Neben den verfügbaren Dachflächen sind auch ca. 200 Mio. m² Fassadenflächen für die Photovoltaiknutzung verfügbar /5-49/.

Zusätzlich könnte eine solare Stromerzeugung auch auf dem Teil der landwirtschaftlichen Nutzflächen realisiert werden, die im Rahmen der laufenden staatlichen Maßnahmen stillgelegt wurden. Wird von diesen für eine Nahrungsmittelerzeugung nicht mehr benötigten Flächen ausgegangen und werden die technischen Restriktionen berücksichtigt, die einer Errichtung photovoltaischer Kraftwerke

entgegenstehen, ergibt sich ein installierbares Freiflächenpotenzial von ca. 4 100 Mio. m² (Tabelle 5.6) /5-48/

Mit den Wirkungsgraden der derzeit besseren marktgängigen amorphen und monokristallinen Solarmodule können daraus installierbare Anlagenleistungen zwischen 53 und 116 GW auf Dach-, zwischen 13 und 28 GW an Fassaden und zwischen 260 und 571 GW auf Freiflächen errechnet werden (Tabelle 5.6). Unter Berücksichtigung des mittleren, den Flächen zuzuordnenden Strahlungsangebots ergibt sich daraus ein technisches Stromerzeugungspotenzial zwischen 45 und 99 TWh/a auf solartechnisch nutzbaren Dachflächen, zwischen 7 und 14 TWh/a bei Fassadenanlagen und zwischen 263 und 577 TWh/a auf Freiflächen.

Diese großen Variationen der installierbaren Leistungen und der korrespondierenden Stromerzeugungspotenziale resultieren aus den unterschiedlichen zu Grunde gelegten Techniken; die untere Bandbreite errechnet sich dabei für Photovoltaiksysteme mit amorphen Siliciumzellen und die obere Grenze für Anlagen mit monokristallinen Siliciumzellen. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) entspricht dieses in Tabelle 5.6 dargestellte technische Stromerzeugungspotenzial auf Dachflächen einem Anteil von 7 bis 16 %, in Bezug auf Fassadenflächen von 1 bis 2 % und bezogen auf Freiflächen von 43 bis 95 %.

Abb. 5.36 zeigt die regionale Verteilung der Stromerzeugungspotenziale auf Dachflächen (multikristalline Technik) in Deutschland. Diese Energiepotenziale korrelieren demnach näherungsweise mit der Einwohnerzahl und damit mit der regionalen Verteilung der Nachfrage nach elektrischer Energie. Die Größe der Freiflächenpotenziale hängt im Unterschied dazu wesentlich von den verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzflächen ab. Da sich ländlich geprägte Gebiete oft durch einen unterdurchschnittlichen Energieverbrauch auszeichnen, ist dieses Potenzial tendenziell in Gebieten mit geringer elektrischer Energienachfrage überproportional hoch.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Aus den diskutierten technischen Stromerzeugungspotenzialen errechnen sich die technischen Endenergiepotenziale unter Berücksichtigung netz- und nachfrageseitiger Restriktionen. Dazu zählen die Netzverluste, die bei etwa 5 % liegen, und die Speicherverluste, die als Folge der Zwischenspeicherung einer über der augenblicklichen Nachfrage liegenden momentanen photovoltaischen Stromerzeugung auftreten. Durch das Netz der öffentlichen Versorgung in seiner derzeitigen Struktur kann außerdem nur in beschränktem Umfang fluktuierende, angebotsabhängig erzeugte elektrische Energie innerhalb Deutschlands ausgeglichen werden, wenn der gegenwärtige Stand der Frequenz- und Spannungsstabilität beibehalten werden soll.

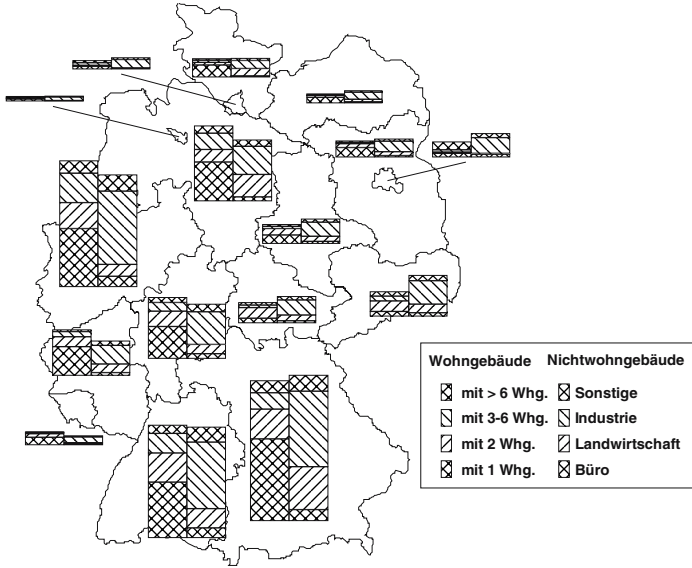


Abb. 5.36 Regionale Verteilung der technischen Potenziale einer photovoltaischen Stromerzeugung auf Gebäudedächern in Deutschland (nach /5-3/)

Tabelle 5.6 Theoretisches Potenzial, technische Stromerzeugungspotenziale sowie technische Endenergiepotenziale einer photovoltaischen Stromerzeugung /5-3/, /5-48/

	Dächer	Fassaden	Freiflächen
Theoretisches Potenzial in EJ/a ^a		ca. 1 285	
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial in PWh/a ^b		ca. 100	
Technisches Flächenpotenzial in Mio. m ²	838	200	4 100
Technisch installierbare Leistung in GW	53 – 116	13 – 28	260 – 571
Technisches Angebotspotenzial (Stromer.pot.) in TWh/a	45 – 99	7 – 14	263 – 577
Technisches Endenergiepotenzial	Ansatz I ^c	45 – 55	
(Nachfragepot.) in TWh/a	Ansatz II ^d	147 – 297	

^a gesamtes solares Strahlungsangebot über der Gebietsfläche Deutschlands; ^b unter Zugrundelegung eines theoretisch maximalen Umwandlungswirkungsgrads einer Siliciumsolarzelle von 28 %; ^c Ansatz I beinhaltet ausschließlich eine weitere Optimierung der Regelbarkeit des vorhandenen Kraftwerksparks einschließlich eines potenziellen Verkaufs überschüssigen Photovoltaikstroms; ^d Ansatz II beruht darauf, dass die basierend auf das technische Potenzial die über 45 TWh/a hinausgehende photovoltaische Stromerzeugung in Wasserstoffspeichern mit einem Wirkungsgrad von 40 % zwischengespeichert wird.

Der Einfluss dieser Restriktionen auf das photovoltaische Stromerzeugungspotenzial hängt u. a. vom Verhältnis der photovoltaischen Erzeugung zum gesamten elektrischen Energieaufkommen, von den durch das Strahlungsangebot vorgegebenen Fluktuationen sowie der Gegen- oder Gleichläufigkeit dieser Erzeugung mit der zeitabhängigen Nachfragecharakteristik ab.

Werden deshalb derartige Aspekte berücksichtigt und eine über das gegenwärtige Ausmaß hinausgehende Optimierung des Regelverhaltens des konventionellen

Kraftwerksparks unterstellt, kann eine Größenordnung an photovoltaisch erzeugter elektrischer Energie abgeschätzt werden, die ohne weitere signifikante Veränderungen des Stromerzeugungssystems in dasselbe integriert werden könnte (Ansatz I, Tabelle 5.6). Insgesamt ergibt sich auf der Basis derartiger Überlegungen ein technisches Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzial von 45 bis 55 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung (606 TWh im Jahr 2004) bzw. dem Endenergieverbrauch an elektrischer Energie (497 TWh im Jahr 2003) entspricht dies einem Anteil von rund 7 bis 9 bzw. 9 bis 11 % (Tabelle 5.6).

Weiterhin kann unterstellt werden, dass die über das Nachfragepotenzial des Ansatzes I hinausgehende Strommenge in Wasserstoffspeichern mit einem Wirkungsgrad von 40 % grundsätzlich zwischengespeichert werden könnte (Ansatz II). Unter diesen Rahmenannahmen errechnet sich ein Endenergiepotenzial von 147 bis 297 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung (606 TWh im Jahr 2004) entspricht dies einem Anteil von ca. 24 bis 49 % und bezogen auf den Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Deutschland (497 TWh im Jahr 2003) rund 29 bis 60 %.

5.4.2 Nutzung

In Deutschland wird – trotz der vergleichsweise hohen Einspeisevergütungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) – eine netzgekoppelte photovoltaische Stromerzeugung derzeit nur in einem untergeordneten Umfang realisiert; dies gilt sowohl im Vergleich zum sehr großen technischen Potenzial als auch verglichen mit der derzeitigen Nachfrage nach elektrischer Energie.

Ende 2004 waren netzgekoppelte Photovoltaikgeneratoren mit einer geschätzten Leistung von etwa 700 MW installiert (Abb. 5.37). Dies entspricht einer potenziell jährlich erzeugbaren elektrischen Energie von 0,6 bis 0,7 TWh/a. Die tatsächlich bereitgestellte elektrische Energie lag mit rund 0,5 TWh/a allerdings merklich niedriger, da viele Photovoltaik-Systeme erst im Jahresverlauf in Betrieb gegangen sind, und einige Anlagen de facto nur eine vergleichsweise geringe Volllaststundenzahl erreichten. Es ist davon auszugehen, dass im Jahr 2005 erstmals mehr als 0,1% des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland von Photovoltaikanlagen produziert wird. Der deutliche Anstieg der installierten Leistung in den letzten Jahren – und insbesondere im Jahr 2004 – ist dabei primär auf die vielversprechenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Deshalb ist auch in den nächsten Jahren – unterstellt, dass die derzeitigen Rahmenbedingungen beibehalten werden – mit einem weiteren merklichen Zuwachs der photovoltaischen Stromerzeugung zu rechnen.

Dabei war das Jahr 2004 in Deutschland bisher das Jahr, an dem mit ca. 300 MW mit Abstand die bisher meiste photovoltaische Leistung installiert wurde; 2004 wurde etwa doppelt so viel Leistung wie im Vorjahr (146 MW) zugebaut. Damit war Deutschland, noch vor Japan, weltweiter Spitzenreiter beim Neuinstallationsumfang. Insgesamt gingen damit eine Vielzahl von Anlagen insbesondere im Einfamilienhausbereich und bei landwirtschaftlichen Betrieben sowie einige große

Solarparks mit bis zur 5 MW installierter Leistung und partieller Erweiterbarkeit in Betrieb. Zu nennen sind hier beispielsweise die Projekte Leipziger Land (5 MW), Geiseltalsee (4 MW; Endausbau 6 MW), Flugplatz Lilienthal (2 MW), Höslwang (1,8 MW), Flughafen Saarbrücken (1,4 MW; Endausbau 3,9 MW), Merane (1,1 MW) und Sonnenfleck (2,4 MW; Endausbau 5 MW) /5-2/. Zusätzlich sind große Anlagen auf industriell genutzten Gebäuden entstanden (z. B. in Landau (1,4 MW) und Homburg (2,6 MW)) /5-2/. Derartige ebenerdig ausgeführte Anlagen trugen mit etwa 10 % zur neu installierten Photovoltaikleistung bei.

Neben den netzgekoppelten Systemen werden zunehmend auch nicht netzgekoppelte Anlagen (z. B. Parkscheinautomaten) betrieben. In solchen Photovoltaikanlagen waren Ende 2004 geschätzte 25 MW elektrischer Leistung installiert /5-2/.

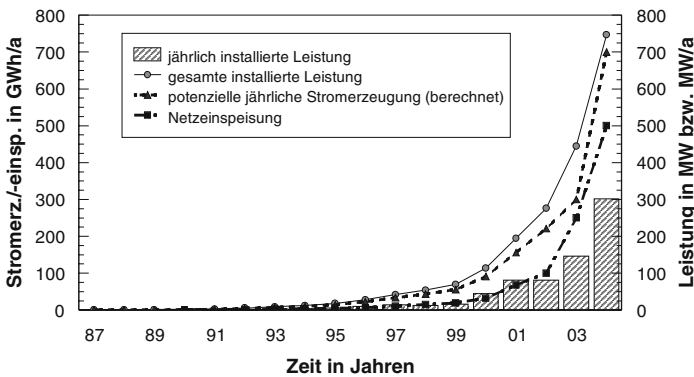


Abb. 5.37 Netzgekoppelte photovoltaische Strahlungsnutzung in Deutschland (nach /5-2/)

6 Stromerzeugung aus Windenergie

6.1 Physikalische Grundlagen

Windkraftanlagen (WKA) nutzen die in den strömenden Luftmassen enthaltene kinetische Energie. Die dieser Energieumwandlung zugrunde liegenden physikalischen Zusammenhänge werden im Folgenden dargestellt. Nicht behandelt wird die Windenergienutzung über z. B. Segelboote.

Die aus dem Wind durch eine Windkraftanlage entnommene Energie bezieht sich immer auf eine bestimmte Zeitdifferenz, in der sich die Wind- und Betriebsverhältnisse i. Allg. ständig verändern. Deshalb wird meist der „Augenblickswert der Energie“, also die Leistung, betrachtet und daraus der Betrag der Nutzenergie (Arbeit) durch eine zeitliche Aufsummierung (d. h. Integration) ermittelt. Die kinetische Leistung des Winds P_{Wi} ist dabei durch die Luftdichte ρ_{Wi} , die Winddurchtrittsfläche S und die Windgeschwindigkeit $v_{Wi,1}$ bestimmt. Dabei entzieht eine Windkraftanlage in einem Windenergiekonverter dem Wind einen Teil seiner Leistung, indem sie die Windgeschwindigkeit reduziert, also den Wind abbremst.

Windenergiekonverter der modernen Generation entziehen in den meisten Fällen dem Wind die Energie mit Rotoren, welche aus einem oder mehreren Rotorblättern bestehen. Die entzogene Windleistung wird durch den Windenergiekonverter in eine Drehbewegung des Rotors und damit in eine mechanische Leistung P_{Rot} an der Rotorwelle umgewandelt. Diese wird an der Welle als Moment bei einer bestimmten Drehzahl abgegriffen und an eine Arbeitsmaschine (z. B. Generator, Pumpe) übertragen. Die gesamte Windkraftanlage besteht somit aus dem Windenergiekonverter (Rotor), einem mechanischen Getriebe und einer Arbeitsmaschine.

Physikalisch ist es unmöglich, die gesamte Windenergie technisch zu nutzen, da in diesem Fall die durchströmende Luft bis zum Stillstand abgebremst werden müsste. Dies hätte zur Folge, dass keine Luft mehr durch die Windkraftanlage gelangen würde und somit auch keine Windleistung nutzbar wäre.

Der Leistungsentzug aus dem Wind kann durch zwei unterschiedliche physikalische Prinzipien technisch realisiert werden. Das weniger effiziente Widerstandsprinzip basiert auf der Windwiderstandskraft, die auf eine angeströmte Fläche wirkt. Das aerodynamische oder Auftriebs-Prinzip als weitere Möglichkeit, welches auf einer Strömungsumlenkung im Rotor basiert, ist demgegenüber heute die vorherrschende Methode der Windenergiekonvertierung. Die Leistungsausbeute ist

gegenüber dem Widerstandsprinzip bei gleicher durchströmter Querschnittsfläche etwa zwei- bis dreifach höher. Deshalb werden in Kapitel 6.2 auch ausschließlich Anlagen diskutiert, die auf der Basis des Auftriebsprinzips arbeiten. Trotzdem werden – um die grundsätzlichen Unterschiede deutlich werden zu lassen – beide Prinzipien nachfolgend – nach einer Diskussion der mit einem idealisierten Windenergiekonverter (am Beispiel des Rotors) physikalisch maximal dem Wind entziehbaren Leistung – diskutiert.

6.1.1 Zusammenhänge am idealisierten Windenergiekonverter

Für die im Rahmen dieses Kapitels dargestellten Überlegungen zur Abschätzung der theoretisch insgesamt von einem Windenergiekonverter (z. B. Rotor) aus dem Wind entziehbaren Leistung wird von den nachfolgend dargestellten Idealisierungen und Annahmen ausgegangen:

- reibungsfreie, stationäre Windströmung,
- gleichförmige, scherungsfreie Windströmung (d. h. an jedem Punkt der energieentziehenden Fläche (z. B. Rotorkreisfläche S_{Rot}) hat der Wind die gleiche Geschwindigkeit und wirkt in Achsrichtung),
- drallfreie Strömung (d. h. keine Ablenkung des Winds in Umfangsrichtung),
- inkompressible Strömung ($\rho_{wi} \approx \text{const.} = 1,22 \text{ kg/m}^3$) und
- frei umströmter Windenergiekonverter (keine äußeren Strömungsbeeinflussungen).

Mit diesen Voraussetzungen lässt sich die physikalisch maximal mögliche Windleistungswandlung mit Hilfe eines theoretischen Modells ableiten, das unabhängig von der technischen Realisierung einer Windkraftanlage ist.

Dazu wird von einem imaginären Windpaket mit Windteilchen ausgegangen, deren Stromfäden von einer Stromröhre umschlossen werden. Diese Stromröhre wird an drei charakteristischen Querschnitten (S_1 – weit vor dem Rotor der Windkraftanlage, S_{Rot} – Rotorkreisfläche, S_2 – weit hinter dem Rotor der Windkraftanlage) betrachtet. Es ergibt sich die in Abb. 6.1 schematisch dargestellte Stromröhre.

Infolge der Massenerhaltung muss der Luftdurchsatz (d. h. der Massenstrom \dot{m}_{wi}) in jedem Querschnitt i der Stromröhre (mit $i = 1$ weit vor dem Rotor, $i = Rot$ in der Rotorebene und $i = 2$ weit hinter dem Rotor) gleich groß sein. Dies gilt auch für die Flächen S_1 , S_{Rot} und S_2 . Unter diesen Bedingungen kann die Kontinuitätsgleichung (6.1) angewendet werden.

$$\dot{m}_{wi} = \rho_{wi} S_i v_{wi,i} = \text{const.} \quad (6.1)$$

Die in der Strömung an jeder Stelle i enthaltene Leistung setzt sich nach Bernoulli aus der kinetischen Leistung ($1/2 (\dot{m}_{wi,i} v_{wi,i}^2)$), der Druckleistung ($(\dot{m}_{wi,i} p_{wi,i})/\rho_{wi}$) und der potenziellen Leistung, die jedoch näherungsweise vernachlässigt werden kann, zusammen. Mit der Kontinuitätsbedingung kann dann die Leistungs-

bilanz des Windes an einer beliebigen Stelle i zwischen der betrachteten Stelle weit vor (S_1) und weit hinter dem Rotor (S_2) erstellt werden (Gleichung (6.2)).

$$P_{Wi,i} = const. = \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi} v_{Wi,1}^2 + \frac{\dot{m}_{Wi} P_{Wi,1}}{\rho_{Wi}} = \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi} v_{Wi,2}^2 + \frac{\dot{m}_{Wi} P_{Wi,2}}{\rho_{Wi}} + P_{Rot,th} \quad (6.2)$$

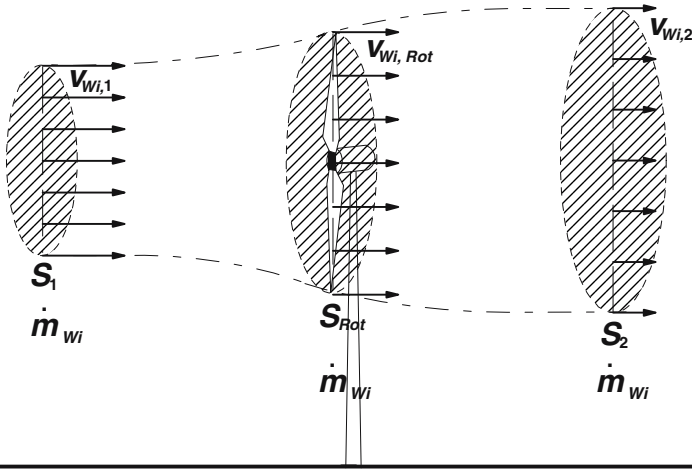


Abb. 6.1 Strömung durch einen idealisierten Windenergiekonverter (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text; nach /6-8/)

Unabhängig von den Verhältnissen am eigentlichen Windenergiekonverter wird dabei angenommen, dass weit vor und weit hinter ihm der selbe Winddruck ($P_{Wi,1} = P_{Wi,2}$) und die selbe Dichte ($\rho_{Wi,1} = \rho_{Wi,2}$) herrschen. Wird dies in Gleichung (6.2) berücksichtigt, kann die dem Wind durch den Windenergiekonverter (z. B. Rotor) entzogene Leistung $P_{Wi,ent}$, die infolge der Leistungserhaltung der theoretischen Rotorleistung $P_{Rot,th}$ entsprechen muss, nach Gleichung (6.3) aus der Differenz der Windleistung vor ($P_{Wi,1}$) und hinter ($P_{Wi,2}$) dem Windenergiekonverter errechnet werden.

$$P_{Wi,ent} = P_{Rot,th} = P_{Wi,1} - P_{Wi,2} = \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi} v_{Wi,1}^2 - \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi} v_{Wi,2}^2 = \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi} (v_{Wi,1}^2 - v_{Wi,2}^2) \quad (6.3)$$

Gleichung (6.3) macht deutlich, dass in einer freien Windströmung nur eine Abminderung der Windgeschwindigkeit Energie liefern kann; es kann also nur die kinetische Leistung des Windes genutzt werden.

Aufgrund des Massenerhalts (Gleichung (6.1)) muss sich bei diesem Leistungszug daher die Stromröhre – wie in Abb. 6.1 dargestellt – infolge dieser Windgeschwindigkeitsreduktion und damit wegen des Energieentzugs im Rotor aufweiten.

Die Vergrößerung des Querschnitts der Stromröhre ist dabei stetig, da die Windgeschwindigkeit nicht sprunghaft abgebremst werden kann.

Die im Wind enthaltene kinetische Leistung bezüglich der frei durchströmten Rotorkreisfläche S_{Rot} errechnet sich nach Gleichung (6.4). $\dot{m}_{Wi, frei}$ bezieht sich dabei auf den Massendurchsatz der ohne Energieentzug frei durchströmten Stromröhre ($\dot{m}_{Wi, frei} = \rho_{Wi} S_{Rot} v_{Wi,1}$) mit der Annahme, dass die Fläche S_{Rot} mit der unge störten Windgeschwindigkeit $v_{Wi,1}$ durchströmt wird.

$$P_{Wi} = \frac{1}{2} \dot{m}_{Wi, frei} v_{Wi,1}^2 = \frac{1}{2} \rho_{Wi} S_{Rot} v_{Wi,1}^3 \quad (6.4)$$

Hieraus wird deutlich, dass die Leistung des Windes von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt ($P_{Wi} \sim v_{Wi}^3$); dies ist für die Wahl eines Windkraftanlagen-Standorts und die Windkraftanlagentechnik von entscheidender Bedeutung.

Wird die Windströmung von weit vor dem Rotor (S_1) kontinuierlich bis weit hinter dem Rotor (S_2) verfolgt (Abb. 6.1 und 6.2), muss die Windgeschwindigkeit v_{Wi} nach Gleichung (6.2) stetig abnehmen. Damit muss umgekehrt der Winddruck entsprechend zunehmen. In der eigentlichen Rotorebene S_{Rot} wird der Windströmung die theoretische Rotorleistung $P_{Rot, th}$ annähernd sprunghaft entzogen. Die Windgeschwindigkeit kann sich an dieser Stelle aber nicht unstetig verändern; deshalb ist der Leistungsentzug mit einem Drucksprung Δp_{Wi} verbunden (Abb. 6.2). Unabhängig davon herrscht weit vor und weit hinter der Windkraftanlage der wetterbedingte Winddruck $p_{Wi,0}$.

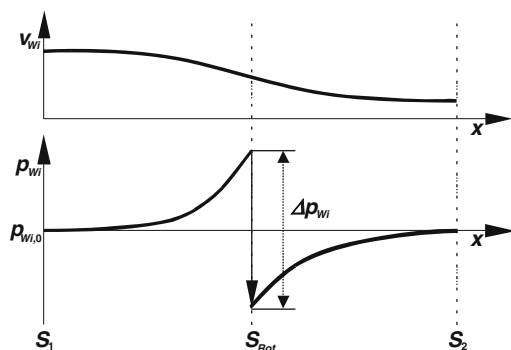


Abb. 6.2 Druck- und Geschwindigkeitsverlauf weit vor dem Windenergiekonverter, in der Windenergiekonverterebene (Rotorebene) und weit hinter dem Windenergiekonverter (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text)

Da nach Newton Aktio gleich Reaktio sein muss, folgt, dass die Kraftwirkung, die vom Wind auf den Windenergiekonverter ausgeübt wird ($F_{Wi, WKA}$), gleich der Kraft sein muss, mit welcher der Windenergiekonverter die Windströmung abbrems ($F_{Wi, Brems}$) (Gleichung (6.5)).

$$F_{Wi,WKA} = F_{Wi,Brems} = \dot{m}_{Wi} (v_{Wi,1} - v_{Wi,2}) \quad (6.5)$$

Die Kraft des Windes $F_{Wi,WKA}$ bewirkt in der Rotorebene S_{Rot} mit der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene $v_{Wi,Rot}$ eine Leistung, die der theoretischen Rotorleistung $P_{Rot,th}$ bzw. der durch den Rotor entzogenen Leistung $P_{Wi,ent}$ entsprechen muss (Gleichung (6.6)); es gilt $P = F v$ mit Leistung P , Kraft F und Geschwindigkeit v .

$$P_{Wi,ent} = P_{Rot,th} = F_{Wi,WKA} v_{Wi,Rot} = \dot{m}_{Wi} (v_{Wi,1} - v_{Wi,2}) v_{Wi,Rot} \quad (6.6)$$

Durch Gleichsetzen der Beziehungen (6.3) und (6.6) ergibt sich die Windgeschwindigkeit in der Rotorebene $v_{Wi,Rot}$ als arithmetisches Mittel aus $v_{Wi,1}$ und $v_{Wi,2}$ (Froude-Rankinsches Theorem; $v_{Wi,Rot} = (v_{Wi,1} + v_{Wi,2})/2$). Mit dem Massendurchsatz \dot{m}_{Wi} nach Gleichung (6.1) – bezogen auf die Rotorebene – ergibt sich daraus die theoretische Rotorleistung $P_{Rot,th}$ bzw. die durch den Rotor entzogene Leistung $P_{Wi,ent}$ nach Gleichung (6.7) aus der Windgeschwindigkeit weit vor ($v_{Wi,1}$) und weit hinter dem Rotor ($v_{Wi,2}$), der Rotorkreisfläche S_{Rot} und der Dichte der Luft ρ_{Wi} .

$$P_{Wi,ent} = P_{Rot,th} = \frac{1}{2} \rho_{Wi} \left(\frac{v_{Wi,1} + v_{Wi,2}}{2} \right) S_{Rot} (v_{Wi,1}^2 - v_{Wi,2}^2) \quad (6.7)$$

Die jeweils physikalisch maximale Umwandlung von Wind- in Rotorleistung und damit der Anteil der dem Wind theoretisch maximal entziehbaren zu der im ungestörten Wind enthaltenen Leistung wird durch den theoretischen Leistungsbeiwert $c_{p,th}$ ausgedrückt. Er ist definiert als das Verhältnis der entziehbaren Leistung ($P_{Wi,ent}$; Gleichung (6.7)) zur theoretisch maximalen Windleistung (P_{Wi} ; Gleichung (6.4)). Dieser Leistungsbeiwert kann nach Gleichung (6.8) berechnet werden aus der Windgeschwindigkeit weit vor und weit hinter dem Windenergiekonverter (Rotor). Das Geschwindigkeitsverhältnis ($v_{Wi,2}/v_{Wi,1}$) wird dabei als der Abminderungsfaktor der Windgeschwindigkeit bezeichnet.

$$c_{p,th} = \frac{P_{Wi,ent}}{P_{Wi}} = \left(\frac{v_{Wi,1} + v_{Wi,2}}{2 v_{Wi,1}} \right) \left(\frac{v_{Wi,1}^2 - v_{Wi,2}^2}{v_{Wi,1}^2} \right) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_{Wi,2}}{v_{Wi,1}} \right) \left(1 - \frac{v_{Wi,2}^2}{v_{Wi,1}^2} \right) \quad (6.8)$$

Das Ziel der Windkraftnutzung ist es, einen möglichst großen Anteil an Leistung aus dem Wind zu entziehen. Dabei ist zu beachten, dass die durch die Rotorebene strömenden Windmassen aus physikalischen Gründen dort nicht vollständig abgebremst werden können; dies hätte ein „Verstopfen“ des Rotors und damit keinen Energieentzug zur Folge. Andererseits muss die Windgeschwindigkeit redu-

ziert werden, soll den strömenden Luftmassen Leistung entzogen werden. Folglich muss es ein Geschwindigkeitsverhältnis zwischen der Windgeschwindigkeit weit vor und weit hinter dem Rotor (d. h. einen Abminderungsfaktor) geben, bei dem der theoretische Leistungsbeiwert $c_{p,th}$ maximal wird.

Um die maximal dem Wind durch den Windenergiekonverter (Rotor) einer Windkraftanlage entziehbare Leistung $P_{Wi,ent}$ zu bestimmen, bildet man die Ableitung von Gleichung (6.7) nach $v_{Wi,2}$ und setzt diese gleich Null (Gleichung (6.9)).

$$\frac{d \left(\frac{1}{2} \rho_{Wi} \left(\frac{v_{Wi,1} + v_{Wi,2}}{2} \right) S_{Rot} (v_{Wi,1}^2 - v_{Wi,2}^2) \right)}{d v_{Wi,2}} = 0 \quad (6.9)$$

Durch Auflösen von Gleichung (6.9) zeigt sich, dass die energetisch günstigste Windgeschwindigkeit $v_{Wi,2}$ nach dem Rotor bei einem Drittel der Windgeschwindigkeit $v_{Wi,1}$ vor dem Rotor liegt. Diesen Zusammenhang zeigt auch die in Abb. 6.3 aufgetragene Funktion. Demnach wird der theoretische Leistungsbeiwert $c_{p,th}$ bei einem Verhältnis der Windgeschwindigkeiten hinter und vor dem Rotor von einem Drittel maximal.

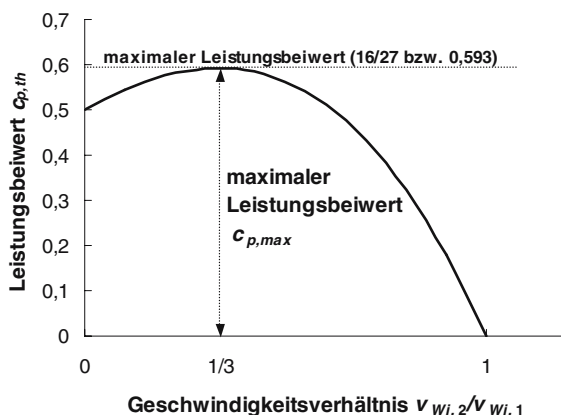


Abb. 6.3 Verlauf des Leistungsbeiwerts in Abhängigkeit des Geschwindigkeitsverhältnisses der Windgeschwindigkeit vor $v_{Wi,1}$ und hinter $v_{Wi,2}$ dem Rotor (d. h. des Abminderungsfaktors) nach Gleichung (6.8)

Mit diesem Verhältnis ergibt sich nach Gleichung (6.8) ein Maximum des theoretischen Leistungsbeiwertes von 16/27. Dies bedeutet, dass der theoretisch größte Wert der Leistungsentnahme aus dem Wind bei knapp 60 % der theoretischen Windleistung nach Gleichung (6.4) liegt; damit sind aufgrund grundsätzlicher physikalischer Restriktionen immer mindestens 40 % der Windleistung der ungestörten Strömung auf der von einem Windenergiekonverter überstrichenen Fläche nicht nutzbar. Der Verlust setzt sich zu etwa einem Viertel aus der nicht vollständigen

digen Windabbremung in der Rotorebene ($1-(v_{wi,1}^2/v_{wi,2}^2)$) und aus der Aufweitung der Stromröhre zwischen S_1 und S_2 zusammen.

Diese Umsetzung der Windabbremung auf ein Drittel der Ursprungswindgeschwindigkeit setzt aber selbst für einen idealen Rotor optimale Betriebsbedingungen (u. a. Rotordrehzahl in Relation zur Windgeschwindigkeit) voraus; deshalb spricht man vom idealen Leistungsbeiwert ($c_{p,ideal} = 0,593$).

Diese theoretische Herleitung der maximal dem Wind entziehbaren Leistung, die völlig unabhängig von der Art des Windenergiekonverters ist, wurde erstmals in den zwanziger Jahren des 20. Jahrhunderts von Albert Betz (u. a. /6-6/) veröffentlicht. Ausgehend von dieser „Betz'schen Theorie“ wurden die gemachten Idealisierungen und Annahmen in erweiterten Theorien genauer berücksichtigt; dies führte zu einer sukzessiven Verbesserung der Beschreibung realer Verhältnisse. Beispielsweise kann der Einfluss der Drallverluste (nicht nutzbare kinetische Energie durch Verwirbelung der Strömung) berücksichtigt werden, welche sich insbesondere bei niedrigen Schnelllaufzahlen leistungsmindernd auswirken.

Unter der Schnelllaufzahl λ ist dabei das Verhältnis der Geschwindigkeit der Rotorblattspitze ($v_u = d_{Rot} \pi n$; mit Rotordrehzahl n und Rotordurchmesser d_{Rot}) zur Windgeschwindigkeit in der Rotorebene $v_{Wi,Rot}$ zu verstehen (Gleichung (6.10)). Je geringer die Rotorblattanzahl ist, desto höher wird die Schnelllaufzahl.

$$\lambda = \frac{v_u}{v_{Wi,Rot}} \quad (6.10)$$

Außerdem wird der Leistungsbeiwert insbesondere bei modernen Windenergiekonvertern mit geringer Rotorblattanzahl (sogenannte Schnellläufer) von den Strömungsverlusten durch Drall und Reibung des Rotorblatts bestimmt. Der reale Leistungsbeiwert c_p moderner Dreiblattwindkraftanlagen erreicht heute im optimalen Betriebsbereich Werte bis zu 0,47.

Die mechanischen Verluste durch Lager- und Getriebereibung sowie alle Verluste im elektrischen Anlagenteil werden durch den entsprechenden Wirkungsgrad $\eta_{mech.-elek.}$ berücksichtigt, der bei den heute vorhandenen Anlagen im Bereich von rund 90 % liegen dürfte. Daraus kann schließlich die nutzbare Leistung einer Windkraftanlage P_{WKA} nach Gleichung (6.11) berechnet werden.

$$P_{WKA} = c_p \eta_{mech.-elek.} P_{Wi} \quad (6.11)$$

6.1.2 Widerstands- und Auftriebsprinzip

Bei der technischen Nutzbarmachung der in den bewegten Luftmassen enthaltenen Energie durch rotierende Windenergiekonverter können zwei unterschiedliche Prinzipien zum Einsatz kommen, die z. T. auch kombiniert werden. Eine Energie-

entnahme aus den strömenden Luftmassen ist mit Hilfe des Auftriebs- und des Widerstandsprinzips möglich; beide Prinzipien werden nachfolgend dargestellt.

Auftriebsprinzip. Das Auftriebsprinzip macht sich die Umlenkung des Windes zur Erzeugung der Umfangskraft im Rotor zunutze. Bei Schnellläufern werden die Rotorblätter hierbei zumeist nach der Tragflügeltheorie betrachtet. Wird ein Rotorblatt (in Abb. 6.4 schematisch als ebenes Profil dargestellt) symmetrisch mit der Geschwindigkeit v_{wi} angeströmt (Anströmwinkel $\alpha = 0$), entsteht infolge seines Form- und Reibungswiderstands eine Kraftwirkung in Strömungsrichtung, die als Widerstandskraft F_W bezeichnet wird (d. h. Widerstandsprinzip; Abb. 6.4, oben, und Abb. 6.9). Diese Widerstandskraft wird jedoch gering sein, wenn das Rotorblatt – wie in der Praxis üblich – strömungsgünstig gestaltet ist.

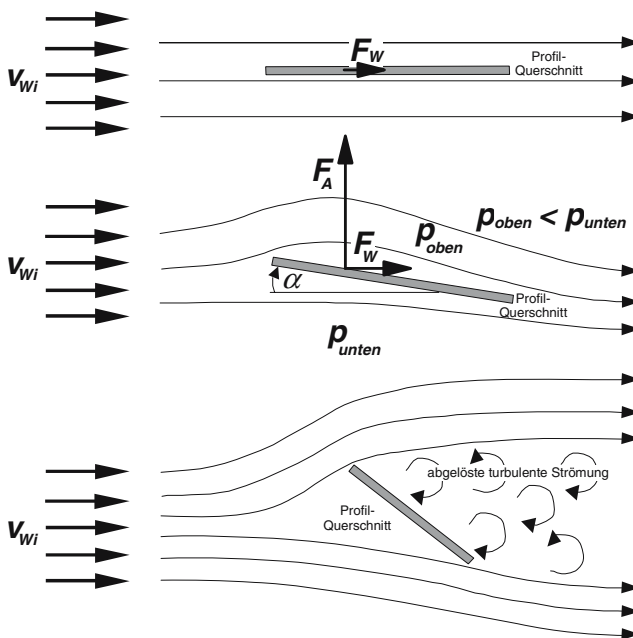


Abb. 6.4 Wirkung der Windgeschwindigkeit auf einen umströmten Profilquerschnitt (oben: Ausrichtung in Strömungsrichtung; Mitte: Ausrichtung mit einem bestimmten Anströmwinkel zur Windgeschwindigkeit mit anliegender Strömung; unten: Ausrichtung mit einem bestimmten Anströmwinkel zur Windgeschwindigkeit mit abgelöster turbulenter Strömung; zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text)

Erst bei unsymmetrischer Anströmung (d. h. wenn das Rotorblattprofil um einen Winkel α zur Windströmung angestellt wird; Anstellwinkel (bzw. Anströmwinkel) $\alpha > 0$) haben die Stromlinien oberhalb und unterhalb des Profils unterschiedlich lange Wege (Abb. 6.4, Mitte). Berücksichtigt man unter diesen Randbedingungen (d. h. $\alpha > 0$) in erster Näherung ein laminares, verlustfreies Strö-

mungsfeld (d. h. keine Wirbelbildungen und Reibungseffekte), müssen sich die Luftteilchen hinter dem Querschnitt trotzdem wieder vereinen. Das führt dazu, dass die Luftteilchen, die den längeren Weg zurücklegen müssen (in Abb. 6.4, Mitte, auf der Oberseite des umströmten schematisierten Profils), sich auch entsprechend schneller bewegen müssen. Aus einer Energiebetrachtung nach Gleichung (6.2) (d. h. nach Bernoulli ohne Berücksichtigung der potenziellen Leistung $(\rho_{wi} v_{wi}^2)/2 + p_{wi} = const.$) ohne Leistungsentnahme aus dem Wind kann geschlossen werden, dass dann die schnelleren Luftteilchen zu einem geringeren Druck führen müssen als die langsamen. Somit herrscht unterhalb des umströmten Querschnitts ein höherer Druck (Druckseite) als oben (Saugseite). Dies hat eine Kraft senkrecht zur Anströmung (die Auftriebskraft F_A) zur Folge. Neben dieser Auftriebskraft tritt am Profilquerschnitt auch die Widerstandskraft F_W auf, die wegen der Anstellung (Anströmwinkel $\alpha > 0$) größer ist als bei einer symmetrischen Anströmung (Abb. 6.4).

Die Auftriebskraft F_A (Gleichung (6.12) bzw. Abb. 6.5), die in eine Tangentialkomponente in Umfangsrichtung $F_{A,t}$ und eine Schub-(Axial-)Komponente $F_{A,s}$ bezüglich der Richtung der Anströmgeschwindigkeit v_A zerlegt werden kann, und die Widerstandskraft F_W (Gleichung (6.13) bzw. Abb. 6.5), die ebenfalls in eine Tangential- $F_{W,t}$ und Schub-Komponente $F_{W,s}$ zerlegt werden kann, hängen von der Luftdichte ρ_{wi} , der Anströmgeschwindigkeit v_A und der auf die Windangriffsfläche projizierten Querschnittsfläche (bei zweidimensionaler Betrachtung von der Profillänge l und der im Idealfall unendlich dünnen Profildicke b (Abb. 6.6, rechts)) sowie dem Auftriebs- c_a bzw. Widerstandsbeiwert c_w ab.

$$F_A = \frac{1}{2} \rho_{wi} v_A^2 l c_a(\alpha) b \quad (6.12)$$

$$F_W = \frac{1}{2} \rho_{wi} v_A^2 l c_w(\alpha) b \quad (6.13)$$

Die Anströmgeschwindigkeit v_A wird beim rotierenden (leistungserzeugenden) Windenergiekonverter aus der Windgeschwindigkeit in der Rotorebene $v_{wi,Rot}$ und der Umfangsgeschwindigkeit des jeweiligen Profilschnitts v_u vektoriell addiert (Abb. 6.5). Der Winkel γ wird aus dem Vektor v_A und der Drehrichtung des Rotors v_u gebildet. Die Differenz aus dem Winkel γ und dem Profilanstellwinkel δ bildet den Anströmwinkel α . Soll dieser Anströmwinkel an jeder Stelle des Rotorblatts in etwa gleich groß sein, muss der Profilanstellwinkel δ wegen der zur Drehachse hin geringer werdenden Umfangsgeschwindigkeit von der Blattspitze zur Nabe hin stetig größer werden (d. h. Rotorblattverwindung).

In Abb. 6.5 ist zudem die gesamte auf das Rotorblatt wirkende Kraft F_R als vektorielle Summe von F_W und F_A eingezeichnet. Auch zeigt die Darstellung, dass sich die effektive auf das Rotorblatt wirkende Tangentialkraft F_T aus der Differenz

zwischen den Tangentialkomponenten der Widerstandskraft $F_{W,t}$ und der Auftriebskraft $F_{A,t}$ berechnen lässt.

Die Beiwerte c_a und c_w in Gleichung (6.12) und (6.13) werden durch das Rotorprofil (Form, Oberfläche) vorgegeben. Sie sind zusätzlich vom Anströmwinkel α abhängig. Die entsprechenden Zusammenhänge können auch grafisch in Form der sogenannten Lilienthal'schen Polaren (Abb. 6.6, links) dargestellt werden. Zusätzlich ist hier auch die aufgelöste Polare (Abb. 6.6, Mitte) dargestellt. Demnach kann bei einem bestimmten betriebsbedingten Anströmwinkel $\alpha_{Betrieb}$ die Kombination dieser beiden Polaren zur Festlegung des Auftriebs- c_a und Widerstandsbeiwerts c_w herangezogen werden. Dies wird schematisch in Abb. 6.6, links und Mitte, verdeutlicht.

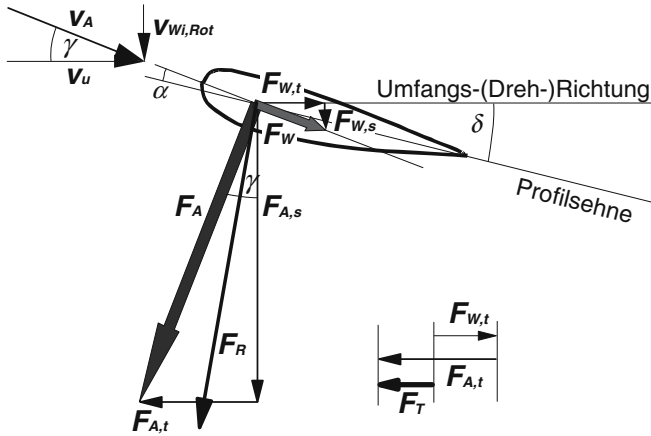


Abb. 6.5 Strömungsverhältnisse und Kräfte beim Auftriebsprinzip (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text)

Wird demgegenüber nicht von einem symmetrischen Profil des Rotorblatts ausgegangen, sondern von einer gewölbten Profilform (Abb. 6.6, rechts), entsteht bereits bei einem Anströmwinkel von 0° eine Auftriebskraft F_A und damit ein Auftriebsbeiwert $c_{a,0}$. Ein solches Abgehen von der Profilsymmetrie in Richtung stärkerer Strömungsumlenkung führt damit zu einer Auftriebsvergrößerung, die sich in der Profilpolaren durch eine Verschiebung der Kurve hin zu größeren Auftriebsbeiwerten auswirkt.

Der Auftriebsbeiwert c_a ergibt sich beispielsweise nach Gleichung (6.14) für ein Kreisbogenprofil der Wölbung f und der Länge l (Abb. 6.6, rechts) /6-34/. Er hängt demnach ab vom Anströmwinkel α und vom Winkel β zwischen der Kreissehne und dem Kreisbogen.

Der vereinfachte Zusammenhang nach Gleichung (6.14) kann in guter Näherung für gängige Profile verwendet werden, wenn der Anstellwinkel nicht zu groß wird. Demnach wächst der Auftrieb – und damit auch die aus Auftriebs- und Wi-

derstandskraft resultierende Kraft F_R – linear mit dem Anstellwinkel α und der relativen Wölbung f/l .

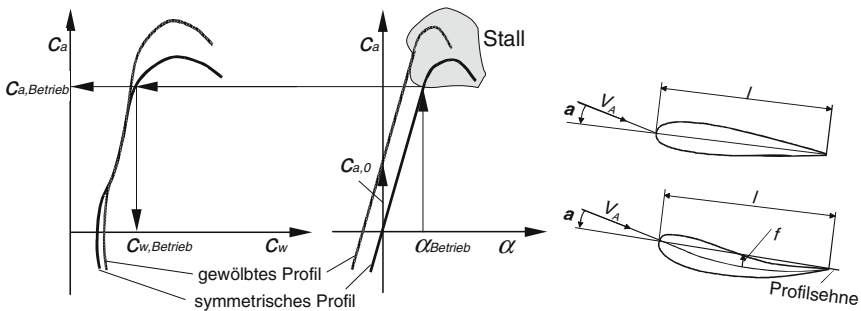


Abb. 6.6 Lilienthal'sche Polare (links) und aufgelöste Profilpolare (Mitte) eines symmetrischen (rechts, oben) und eines gewölbten Profils (rechts, unten) (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text)

$$c_a = 2\pi \sin(\alpha + \beta/2) \approx 2\pi(\alpha + 2f/l) \quad (6.14)$$

Bei Windkraftanlagen sind annähernd symmetrische Profile üblich. Sie lassen im nicht angestellten Bereich ($\alpha = 0^\circ$) nur eine geringe Widerstandskraft und folglich auch nahezu keine Auftriebskraft erwarten. Mit zunehmender Anstellung ($\alpha > 0^\circ$) nehmen Auftriebs- und Widerstandsbeiwert – und damit auch Auftriebs- und Widerstandskraft – zu. Ab einer bestimmten Grenze steigt der Auftrieb nicht mehr linear an, bis er schließlich ganz zusammenbricht (sogenannter „Stall-Effekt“; Abb. 6.4, unten, und Abb. 6.6, Mitte). Dies bedeutet, dass die am Profil anliegende Umströmung abreißt; die Stromlinien können dann nicht mehr der Kontur des Rotorblattprofils folgen (Abb. 6.4, unten). Dieser „Zusammenbruch“ des Auftriebs ist mit einer erheblichen mechanischen Belastung (d. h. einem starken „Schütteln“) des Rotors – und damit auch sämtlicher sonstiger Bauteile einer Windkraftanlage – verbunden; dies führt zu hohen Materialbeanspruchungen und kann in deren Folge ggf. ein mechanisches Versagen bedingen.

Abb. 6.7, links zeigt nochmals exemplarisch den mit Werten hinterlegten Zusammenhang zwischen dem Anstellwinkel α und dem Auftriebs- bzw. Widerstandsbeiwert (c_a bzw. c_w). Demnach nimmt in diesem Beispiel der Auftriebsbeiwert – und damit die Auftriebskraft – bis zu einem Anstellwinkel von etwa 13° linear zu, erreicht bei etwa 15° seinen Höhepunkt und nimmt dann infolge eines Abreißen der Strömung auf der Oberseite des Profils wieder ab. Im Unterschied dazu wird der Widerstandsbeiwert bei einem Anstellwinkel von -4° minimal und nimmt nach beiden Seiten annähernd quadratisch zu.

Abb. 6.7, rechts zeigt wiederum die Polare des Profils nach Abb. 6.7, links. Das Verhältnis von Widerstands- zur Auftriebsbeiwert (d. h. c_w zu c_a) ist definiert als die Gleitzahl des Profils. Je strömungsgünstiger das Profil ist, desto höher wird der

Auftriebsbeiwert gegenüber dem Widerstandsbeiwert. Der optimale Anstellwinkel ergibt sich bei minimaler Gleitzahl und liegt beim betrachteten Profil bei etwa 0° Anströmwinkel.

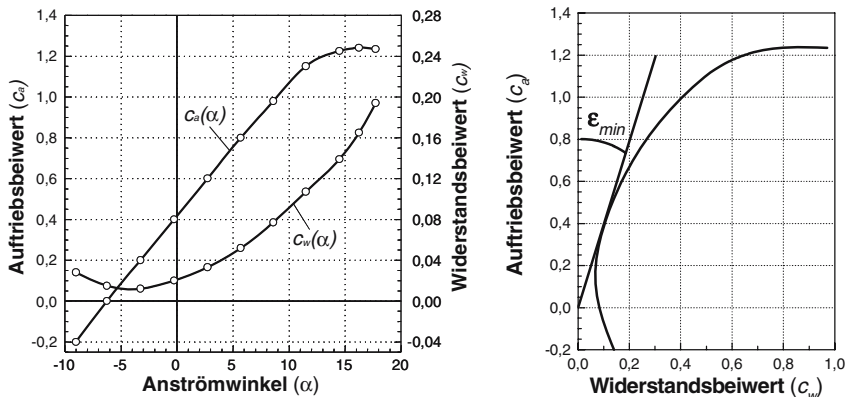


Abb. 6.7 Auftriebs- und Widerstandsbeiwert als Funktion des Anstellwinkels (links) und Profilpolare mit eingezeichneter minimaler Gleitzahl des Profils (rechts) (nach /6-34/)

Das Rotorblatt erhält seine antreibende Kraft F_T aus der Komponente der Auftriebs- und der Widerstandskraft in Umfangs-(Tangential-)Richtung ($F_{A,t}$ und $F_{W,t}$) (Abb. 6.5). Damit kann das Antriebsmoment aus $F_T = F_{A,t} - F_{W,t}$, multipliziert mit dem wirksamen Radius von der Drehachse, über das Rotorblatt gebildet werden (Abb. 6.8).

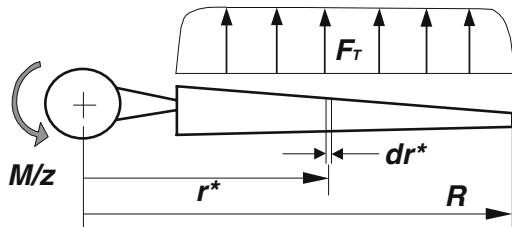


Abb. 6.8 Momentbestimmung an einem Rotorflügel (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text)

Mit der Rotorblattzahl z kann dann das Antriebsmoment M nach Gleichung (6.15) berechnet werden. R ist dabei der Radius des Rotors und r eine bestimmte Stelle innerhalb dieses Radius.

$$M = z \int_{r^*=0}^R F_T(r^*) r^* dr^* \tag{6.15}$$

Schließlich kann aus dem Antriebsmoment M mit der Rotordrehzahl n nach Gleichung (6.16) die Leistung des Rotors P_{Rot} errechnet werden. Der Wirkungsgrad η_{Rot} beschreibt dabei die Drall- und Reibungsverluste gegenüber der Leistung des idealen Rotors $P_{Rot,th}$.

$$P_{Rot} = 2 \pi n M = P_{Rot,th} \eta_{Rot} \quad (6.16)$$

Die Tangentialkraft F_T , die letztendlich für die Leistungsumsetzung verantwortlich ist, wird von der Größe der Tangentialkomponente der Widerstandskraft $F_{W,t}$ beeinflusst. Da der Winkel γ besonders im wirksamen Blattaußenbereich in der Regel unter 20° beträgt, geht annähernd der volle Betrag der Widerstandskraft abmindernd in die Tangentialkomponente ein (Abb. 6.5).

Deshalb ist für Windkraftanlagen mit einem guten Leistungsbeiwert in der Rotorauslegung und -fertigung darauf zu achten, dass Profilform und Oberflächenrauigkeit zu möglichst geringen Widerstandskräften führen. Für moderne Windkraftanlagen werden deshalb tropfenförmige Profile eingesetzt, die hinsichtlich ihrer Gleitzahl ($\varepsilon \approx \tan \varepsilon = c_w/c_a = F_W/F_A$) optimiert sind. Die Gleitzahlen aerodynamisch günstiger Profile liegen bei 0,02 bis 0,08. Beispielsweise reduziert die Verwendung eines aerodynamisch schlechteren Profils (z. B. $\varepsilon = 0,1$) die Werte der optimalen Schnelllaufzahlen und des maximalen Leistungsbeiwerts um etwa 50 %.

Mit dem dargestellten Auftriebsprinzip kann der Betz'sche Leistungsbeiwert nahezu erreicht werden. Dies ist der Grund, weshalb praktisch alle marktgängigen Windkraftanlagen nach diesem Prinzip arbeiten.

Widerstandsprinzip. Bei der Umwandlung der in den strömenden Luftmassen enthaltenen Energie nach dem Widerstandsprinzip (Abb. 6.9) trifft die Luft mit der Geschwindigkeit $v_{Wi,Rot}$ auf eine angeströmte Fläche S (d. h. die projizierte Windangriffsfläche). Die Leistungsaufnahme P_{Wi} dieser Anströmfläche errechnet sich aus der Widerstandskraft F_W und der Geschwindigkeit v_S , mit der sich diese angeströmte Fläche bewegt (Gleichung (6.17)). Die Beträge der Widerstandskraft F_W und der Reaktionskraft F_B , die bremsend auf die Strömung wirkt, sind dabei gleich (Abb. 6.9).

$$P_{Wi} = F_W v_S \quad (6.17)$$

Die Relativgeschwindigkeit zwischen der Windgeschwindigkeit v_{Wi} und der Geschwindigkeit der Anströmfläche v_S und damit die Geschwindigkeit $(v_{Wi} - v_S)$, mit der die Fläche S effektiv angeströmt wird, ist maßgebend für ihren Luftwiderstand. Mit dem Luftwiderstandsbeiwert c_w kann damit die Widerstandskraft F_W nach Gleichung (6.18) beschrieben werden. Demnach wird F_W wesentlich vom Quadrat der effektiven Anströmgeschwindigkeit $(v_{Wi} - v_S)$ bestimmt.

$$F_W = c_w \frac{\rho_{Wi}}{2} (v_{Wi} - v_S)^2 S \quad (6.18)$$

Daraus kann die dem Wind nach dem Widerstandsprinzip entzogene Leistung $P_{Wi,ent}$ nach Gleichung (6.19) berechnet werden.

$$P_{Wi,ent} = F_W v_S = c_w \frac{\rho_{Wi}}{2} (v_{Wi} - v_S)^2 v_S S \quad (6.19)$$

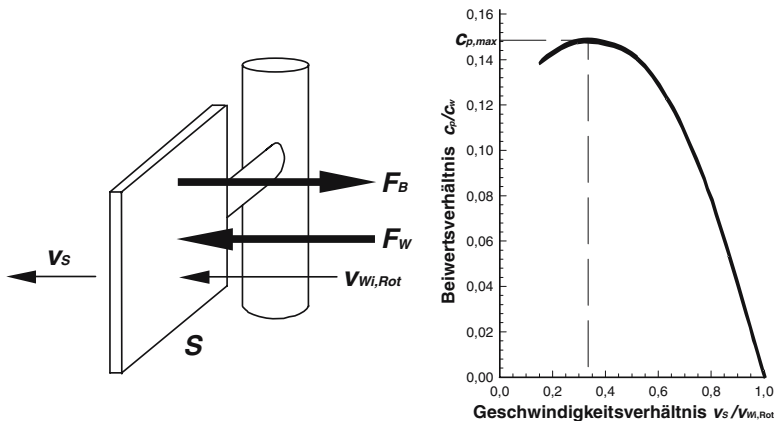


Abb. 6.9 Strömungsverhältnisse und Kräfte beim Widerstandsprinzip (links) und Verlauf des zugehörigen Leistungsbeiwerts (rechts) (zur Erklärung der Formelzeichen siehe Text; vgl. /6-1/, /6-2/, /6-4/)

Diese, den bewegten Luftmassen entzogene, Leistung kann in Relation zu der im Luftstrom enthaltenen Leistung P_{Wi} gesetzt werden (Gleichung (6.4)). Daraus ergibt sich der Leistungsbeiwert c_p (d. h. das Verhältnis der dem Wind entzogenen zu der im Wind enthaltenen Leistung) nach Gleichung (6.20).

$$c_p = \frac{P_{Wi,ent}}{P_{Wi}} = \frac{c_w (v_{Wi} - v_S)^2 v_S}{v_{Wi}^3} \quad (6.20)$$

Durch Differenzieren nach v_S und Nullsetzen kann die dem Wind nach dem Widerstandsprinzip maximal entziehbare Leistung ermittelt werden. Dabei zeigt sich, dass auch hier der Leistungsbeiwert c_p dann maximal wird, wenn sich die angeströmte Fläche mit einem Drittel der Windgeschwindigkeit bewegt (Abb. 6.9), da die Ableitung nach Betz unabhängig von der Art des Windenergiekonverters ist. Bei diesem Geschwindigkeitsverhältnis errechnet sich entsprechend Gleichung (6.21) ein maximaler Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ von 14,8 % des Widerstandsbeiwerts c_w .

$$c_{p,\max} = \frac{4}{27} c_w \quad (6.21)$$

Eine unendlich große Platte hat beispielsweise einen Widerstandsbeiwert von 2,01; unter diesen Bedingungen würde der maximale Leistungsbeiwert etwa 0,3 annehmen. Bei real ausgeführten Widerstandsläufern werden für die Rotorblätter Widerstandsbeiwerte von maximal 1,3 erreicht. Der korrespondierende Leistungsbeiwert beträgt dann maximal 0,2 bzw. 20 %. Mit dem Widerstandsprinzip kann demnach hier nur rund ein Drittel des idealen Betz'schen Wertes von 0,593 ausgenutzt werden.

Diese theoretische Betrachtung wird durch die konstruktive Umsetzung des Prinzips für praktische Anwendungen noch erheblich eingeschränkt. Um Arbeitsmaschinen anzutreiben, benötigt man i. Allg. eine drehende Bewegung. Folglich muss die angeströmte Fläche um eine Achse rotieren (Abb. 6.9). Üblich sind mehrere sternförmig angeordnete Rotorblätter. Bei der Drehung wird jedoch nur etwa die Hälfte des Rotors vom Wind voran bewegt; die andere Hälfte läuft dem Wind entgegen. Deshalb muss man entweder die gegenlaufende Hälfte abdecken oder mit einem deutlich kleineren Widerstandsbeiwert als die angetriebene Rotorblattseite auslegen. Nur dann entsteht eine resultierende Vorwärtskraft und daraus ein antreibendes Drehmoment. Dadurch wird die Güte der Leistungskonvertierung (d. h. der c_p -Wert) weiter vermindert. Daher kommt das Widerstandsprinzip nur für wenige Anwendungszwecke (z. B. Schalenkreuzanemometer) zur Anwendung.

6.2 Systemtechnische Beschreibung

Aufbauend auf den physikalischen Zusammenhängen der Windenergienutzung werden im Folgenden die technischen Grundlagen einer Stromerzeugung aus Windenergie dargestellt. Dabei wird vom derzeitigen Stand der Technik ausgegangen.

6.2.1 Bauformen

Das Spektrum der technischen Ausführungsformen konkreter Windkraftanlagen-typen ist groß. Wichtige Klassifikationsmerkmale unterschiedlicher Konzepte sind u. a. /6-3/:

- Stellung der Rotorachse (horizontal, vertikal),
- Anzahl der Rotorblätter (Ein-, Zwei-, Drei- oder Mehrblattrotoren),
- Schnellläufigkeit (Langsam- oder Schnellläufer),
- Rotordrehzahl (konstant oder variabel),
- Luv- oder Lee-Läufer,
- Möglichkeit der Leistungsregelung (Stall- oder Pitch-geregelt),

- Möglichkeit der Sturmsicherung (Aus-dem-Wind-drehen oder Blattverstellung),
- Vorhandensein eines Getriebes (Anlage mit Getriebe oder getriebe lose Anlage),
- Art des Generators (Synchron-, Asynchron- oder Gleichstromgenerator),
- Art der Netzkopplung bei Anlagen zur Stromerzeugung (direkt oder über einen Gleichstromzwischenkreis).

Eine Klassifikation der verschiedenen Typen ist in vier Gruppen möglich (Abb. 6.10). Bei den Windkraftanlagen, die das Auftriebsprinzip nutzen, wird unterschieden zwischen den Horizontalachsenanlagen (Abb. 6.10, z. B. Ein-, Zwei- oder Dreiblattrotoren als Schnellläufer oder Vielblattrotoren als Langsamläufer) und den Vertikalachsenmaschinen (Abb. 6.10, z. B. Darrieus-Rotor oder H-Rotor). Daneben gibt es Windkraftanlagen, die den Luftstrom konzentrieren (Abb. 6.10, z. B. Mantelturbine), sowie Windkraftanlagen, die das Widerstandsprinzip nutzen (Abb. 6.10, z. B. Savonius, Schalenkreuz).

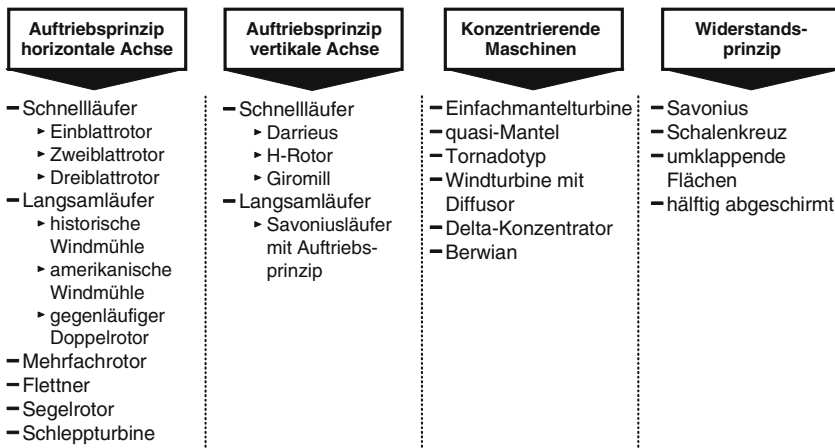


Abb. 6.10 Klassifizierung von Windkraftanlagen (nach /6-3/)

6.2.2 Systemelemente von Horizontalachsenkonvertern

Von der aufgezeigten Vielzahl möglicher Anlagenkonzepte sind derzeit und in absehbarer Zukunft fast ausschließlich Horizontalachsenkonverter für eine netzgekoppelte Stromerzeugung (Dreiblatt- und eingeschränkt Zweiblattrotoren) marktbestimmend. Dieses Anlagenkonzept ist mit seinem prinzipiellen Aufbau in Abb. 6.11 dargestellt. Eine netzgekoppelte Windkraftanlage besteht demnach aus den Rotorblättern, der Rotornabe, ggf. einem Getriebe, dem Generator, dem Turm, dem Fundament und dem Netzanschluss. Je nach Windkraftanlagentyp können weitere Komponenten hinzukommen. In Abb. 6.11 wird auch der Unterschied zwischen Anlagen mit und ohne Getriebe deutlich; erstere transformieren die Drehbe-

wegung des Rotors über ein Getriebe auf eine höhere Drehzahl, damit standardisierte und damit kostengünstige Generatoren eingesetzt werden können. Im Unterschied dazu kommen bei den getriebelosen Anlagen Generatoren zum Einsatz, die speziell für Windkraftkonverter hergestellt werden und die direkt mit der Rotordrehzahl betrieben werden können.

In der Vergangenheit hat eine Aufstellung von Windkraftanlagen in Deutschland nur auf dem Festland Bedeutung erlangt. Dies wird sich zukünftig ändern, da Standorte an Land zunehmend knapp werden und die mittleren Windgeschwindigkeiten bei einer Aufstellung auf See (d. h. Offshore) i. Allg. höher als auf Land sind. Dabei erfordern die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Windenergieanlagen auf See gegenüber einer Landaufstellung verschiedene Modifikationen der Anlagentechnik; so ist u. a. ein erhöhter Aufwand notwendig, um die Anlagen vor dem Hintergrund der ungünstigen Umweltbedingungen auf See zuverlässiger zu konstruieren und zu bauen, da Wartung und Service aufwändig – und damit teuer – sind. Auch deshalb findet heute die Nutzung der Windenergie in Deutschland nach wie vor fast ausschließlich an Land statt.

Im Folgenden wird deshalb primär die Technik von Windenergieanlagen, wie sie derzeit an Land aufgestellt werden, diskutiert. Die sich aber bereits heute abzeichnenden Entwicklungen in Bezug auf Windkraftanlagen für eine Offshore-Aufstellung werden jedoch einbezogen.

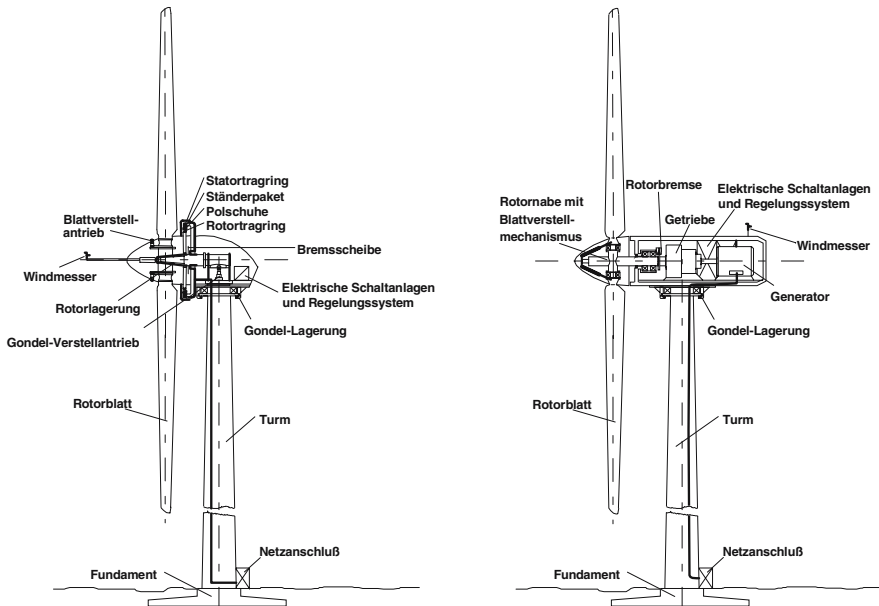


Abb. 6.11 Schematische Darstellung marktgängiger Horizontalachsenkonverter mit (rechts) und ohne Getriebe (links) (nach /6-3/, /6-8/)

Rotor. Das Systemelement, mit dem die im Wind enthaltene Energie in eine mechanische Drehbewegung umgewandelt wird, bezeichnet man bei einer modernen Windkraftanlage als Rotor. Er besteht aus einem oder mehreren Rotorblättern und der Rotornabe (vgl. Abb. 6.11). Mit Hilfe der Rotorblätter wird den bewegten Luftmassen ein Teil der Bewegungsenergie nach dem Auftriebsprinzip entzogen. Dies wird derzeit mit einem Wirkungsgrad bezogen auf die kinetische Energie der freien Strömung auf die Rotorfläche (vgl. Gleichung (6.8)) von maximal 50 % realisiert; im Regelfall liegt der sogenannte aerodynamische Wirkungsgrad im optimalen Betriebspunkt bei den heute üblichen Rotoren zwischen 42 und 48 %.

Zur Vermeidung hoher Getriebeübersetzungen wird der Rotor bezüglich Anzahl und Form der Blätter für relativ hohe Drehzahlen ausgelegt, damit bei konventionell ausgeführten Anlagen marktgängige schnelllaufende Generatoren mit Drehzahlen zwischen 1 000 und 1 500 U/min eingesetzt werden können. Als Alternative dazu können auch langsamlaufende Generatoren, die für einen direkten Antrieb durch den Rotor geeignet sind (d. h. getriebelose Anlagen) und die speziell für Windkraftanlagen ausgelegt werden, eingesetzt werden.

Für jede Windgeschwindigkeit gibt es eine optimale Rotordrehzahl, bei der die Rotorleistung maximal wird; bei größeren und kleineren Rotordrehzahlen nimmt die dem Wind entnommene Leistung – und damit auch der Leistungsbeiwert – jeweils ab (Abb. 6.12). Wird der Leistungsbeiwert über der Schnelllaufzahl (d. h. Verhältnis der Blattspitzengeschwindigkeit des Rotors zur Geschwindigkeit des anströmenden Windes) aufgetragen (Abb. 6.16) ergibt sich für jede Windenergieanlage eine charakteristische Kurve, dessen Maximum in etwa der Auslegung bei Nennleistung entspricht. Mit steigender Anzahl der Rotorblätter wächst dabei der maximale erzielbare Leistungsbeiwert; dieser zusätzliche Leistungsgewinn verringert sich jedoch absolut bei einer schrittweisen Erhöhung der Blattanzahl. So ist gemäß Abb. 6.16 die Differenz des maximalen Leistungsbeiwerts zwischen einem Dreiflügler und einem Zweiflügler bereits weitaus geringer als die Differenz des Leistungsbeiwerts zwischen einem Zwei- und einem Einflügler. Da mit steigender Blattanzahl aber auch die Materialkosten zunehmen, haben sich in den letzten Jahren Dreiblattroten als wirtschaftlich-technisches Optimum auf dem Markt durchgesetzt; Rotoren mit mehr als drei Blättern kommen zur netzgekoppelten Stromerzeugung praktisch nicht zum Einsatz.

Dreiblattroten haben zudem die geringste Blattanzahl, die noch dynamisch einfach beherrschbar ist. Aufgrund der günstigen Massenverteilung (dies ist z. B. beim Blattdurchgang vor dem Turm wichtig) resultieren deutlich geringere schwingungsdynamische Probleme als beispielsweise beim Zweiblatt- oder Einblattroten. Außerdem liegen, bedingt durch Schnelllaufzahlen zwischen 6 und 10, die Geschwindigkeiten an den Blattspitzen noch nicht sehr hoch; damit wird eine übermäßige Geräuscentwicklung vermieden, was zu einer besseren Akzeptanz in der Bevölkerung führt. Auch sinkt mit größer werdendem Rotordurchmesser – und damit steigender Anlagengröße – die Nenndrehzahl weiter ab, da zum Erzielen des optimalen Leistungsbeiwerts die Blattspitzengeschwindigkeit bei Nenndrehzahl möglichst konstant bleiben soll. Auch dieser Effekt trägt zu einer erhöhten Akzep-

tanz bei, da für den Betrachter ein wesentlich ruhigeres Laufbild entsteht. Bei mehr als 95 % der derzeit vorhandenen Anlagen handelt es sich deshalb um Windenergiekonverter mit Dreiblattrotoren. Die gegenwärtige Marktentwicklung lässt erwarten, dass sich daran in absehbarer Zukunft – auch bei den Multimegawatt-Anlagen, wie sie für eine Offshore-Aufstellung in der Diskussion sind – nichts ändern wird.

Bei Zweiblattrotoren wird gegenüber den Dreiflüglern ein Rotorblatt eingespart. Dadurch können einerseits die eingesetzten Materialien und damit die Kosten reduziert werden. Andererseits ist der Aufwand für die Rotornabe deutlich höher, da die Dynamik von Rotoren mit zwei Flügeln deutlich schwieriger zu beherrschen ist. Infolge der gegenüber dem Dreiblattrotor ungünstigeren Massenverteilung kommt es zu zusätzlichen Dreh- und Beugebewegungen, die u. U. auf die gesamte Anlage übertragen werden können; dies kann mit erhöhten dynamischen Belastungen verbunden sein. Zwar lassen sich derartige Einflüsse durch die Verwendung von Pendelnaben (siehe unten) reduzieren; dies ist jedoch mit einem höheren konstruktiven Aufwand und insofern mit zusätzlichen Kosten verbunden. Zweiblattrotoren zeichnen sich im Vergleich zu Dreiblattrotoren durch geringfügig höhere Schnelllaufzahlen von 8 bis 14 und damit höhere Blattspitzengeschwindigkeiten aus; trotzdem kann die Geräuschentwicklung an den Blattspitzen in Grenzen gehalten werden und stellt heute nur noch ein sekundäres Problem dar. Zweiblattrotoren werden aber in der Zwischenzeit – aufgrund dieser systemimmanenten Nachteile – im Leistungsbereich über 200 kW nicht mehr angeboten, und spielen bezogen auf das gesamte verfügbare Anlagenspektrum nur eine untergeordnete Rolle. Momentan sind nur wenige Prozent der in Deutschland installierten Konverter mit zwei Rotorblättern ausgerüstet sein; dies dürfte sich auch in Zukunft kaum ändern.

Bei Einblattrotoren wird zwar der Materialaufwand für den eigentlichen Flügel auf das absolute Mindestmaß reduziert. Dafür besteht aber die Notwendigkeit, durch ein Gegengewicht und eine entsprechend robuste Rotornabe die Exzentrizität des Rotors auszugleichen. Der dafür erforderliche konstruktive Aufwand ist aufgrund der dynamischen Effekte, die aus dieser Rotorexzentrizität resultieren, sehr hoch; dies führt letztlich zu einer Verteuerung und zu einer höheren Reparaturanfälligkeit. Auch wenn der notwendige technische Aufwand getrieben wird, ist der Lauf eines solchen Rotors konzeptionsbedingt vergleichsweise unruhig; dies wird im Landschaftsbild oft als störend empfunden. Die Blattspitzengeschwindigkeit ist bei maximalen Schnelllaufzahlen von 14 bis 16 außerdem relativ hoch; dies führt auch zu hohen Geräuschemissionen. Aus diesen Gründen konnten sich Einblattrotoren auf dem Markt bisher nicht durchsetzen. Es ist auch zu erwarten, dass aufgrund der großen mechanischen Beanspruchungen in der Rotornabe und des deshalb notwendigen erheblichen maschinentechnischen Aufwandes Einblattrotoren auch zukünftig keine Bedeutung haben werden; dies gilt auch wegen der verglichen mit Zwei- und Dreiblattrotoren geringeren Leistungsbeiwerte (Abb. 6.16).

Rotorblätter. Als Materialien für die Rotorblätter (Abb. 6.11) kommen meistens Kunststoff, in Einzelfällen auch Stahl oder ggf. Holz in Frage. Bei den Kunststoffen handelt es sich in der Regel um Faserverbundmaterial mit Glas-, Kohle- oder Aramidfasern /6-3/, /6-5/. Meistens kommen bisher glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) zum Einsatz. Mit zunehmender Baugröße ergibt sich aber derzeit der Trend, kohlenstofffaserverstärkte Kunststoffe (CFK) zu nutzen. Kenngrößen für die Materialauswahl sind vor allem die Dauerfestigkeit, aber auch das spezifische Gewicht, die zulässige Bruchspannung, der Elastizitätsmodul und die Bruchfestigkeit. Mitentscheidend sind aber auch die aus diesen technischen Beurteilungskenngrößen resultierenden Entwicklungs-, Material- und Herstellungskosten, die beispielsweise beim Einsatz von kohlenstofffaserverstärkten anstatt von glasfaserverstärkten Kunststoffen erheblich größer sind.

Je nach installierter Anlagenleistung haben Rotorblätter heute marktgängiger Windenergiekonverter zur Stromerzeugung üblicherweise Längen zwischen ca. 5 m bei sehr kleinen Anlagen und knapp über 60 m (das derzeit längste je gebaute Blatt für eine Windenergieanlage hat eine Länge von 61,5 m). Daraus resultieren vom Rotor überstrichene Flächen von ca. 80 bis über 12 000 m².

Rotornabe. Die Verbindung der Rotorblätter mit der Rotorwelle erfolgt über die Rotornabe (Abb. 6.11). Bei Anlagen mit Blattverstellung enthält diese auch die hierfür notwendige Mechanik sowie das Blattlager. Als Nabenmaterial bzw. als die damit verbundene Bauausführung kommen neben geschweißten Stahlblechkonstruktionen vorrangig Stahlgusskörper oder Schmiedeteile in Frage. Bei den möglichen Nabenbauarten werden drei verschiedene Typen unterschieden.

- Starre oder gelenklose Nabe. Derartige Naben werden beim Dreiblatt- und z. T. beim Zweiblattroter verwendet; es ist die typische Nabe Stall-geregelter Konverter (siehe unten). Vorteile sind der niedrige Herstellungs- und Wartungsaufwand sowie der geringe Verschleiß. Von Nachteil sind die relativ hohen Belastungen der Rotorblätter und der nachfolgenden Maschinenteile aufgrund der starren Kopplung.
- Pendelnabe. Bei der Pendelnabe handelt es sich um eine halbstarre Nabenkonstruktion, die z. T. bei Zweiblattrotern Anwendung findet. Bei dieser Bauart werden die Rotorblätter pendelnd (kardanisch) aufgehängt; sie können sich damit innerhalb einer bestimmten Bandbreite um die (starre) Rotorwelle bewegen, wodurch asymmetrische Rotorlasten stark reduziert werden. Eine mechanische oder hydraulische Dämpfung verhindert insbesondere bei einem Anlagenstillstand bzw. bei sehr geringen Rotordrehzahlen eine zu starke Pendelbewegung; dabei muss sichergestellt sein, dass diese Dämpfelemente die z. T. enormen Belastungen, die bei entsprechenden Windgeschwindigkeiten auftreten können, sicher abpuffern können. Durch eine solche Rotorblattaufhängung können die auch aus den gegenüber den Dreiblattrotern vermehrten Dreh- und Beugebewegungen resultierenden Belastungen besser ausgeglichen und damit reduziert werden.

- Schlag- und/oder Schwenkgelenknabe. Die Rotorblätter können auch einzeln mit Hilfe von Schlaggelenken an der Nabe befestigt werden; derartige Konstruktionen kommen bei Einblattsystemen auch im großen Leistungsbereich und bei Mehrblattausführungen nur bei kleineren Anlagen zur Anwendung. Die Rotorblätter sind damit relativ unabhängig voneinander aufgehängt und in ihrer Einspannung in Schlagrichtung frei von Biegemomenten. Das Gelenk muss lediglich die Fliehkräfte aufnehmen und das Drehmoment übertragen. Nachteil der Schlag- und Schwenkgelenke ist der vergleichsweise hohe Herstellungs- und auch Wartungsaufwand. Damit ist diese Aufhängungsart grundsätzlich unabhängig von der Anzahl der Rotorblätter; aufgrund des hohen konstruktiven Aufwands und des schwer beherrschbaren dynamischen Verhaltens finden derartige Nabenkonstruktionen jedoch kaum Anwendung.

Blattverstellmechanismus. Bei den gängigen Rotoren- bzw. Nabenkonstruktionen kann zwischen Systemen mit feststehenden und mit verstellbaren Blättern unterschieden werden. Zur Leistungs- und Drehzahlregelung (Abb. 6.11) verfügen Windkraftanlagen mit installierten Leistungen von einigen 100 kW und mehr heute meist über eine Blattwinkelleinstellung.

Außer zur Leistungsregelung dient der Blattverstellmechanismus auch dazu, die Rotorblätter im Falle eines erzwungenen Stillstands des Rotors in Fahnenstellung (Stellung ohne Tangentialkraft) und damit aus dem Wind zu bringen. Da Windkraftanlagen aus Sicherheitsgründen redundante Sicherheitssysteme (d. h. Abbremsmöglichkeiten) haben müssen, wird z. B. neben den mechanischen Bremsen der Blattverstellmechanismus auch hierfür eingesetzt (u. a. /6-1/, /6-2/, /6-3/, /6-4/).

Wesentliche Komponenten des Blattverstellmechanismus sind die Rotorblattlagerung, der Blattverstellantrieb, die Energieversorgung und ggf. ein Notverstellsystem.

- Rotorblattlagerung. Die Rotorblätter werden i. Allg. an der Blattwurzel an der Nabe drehbar gelagert. Grundsätzlich ist dabei zwischen einer Zapfenlagerung und einer Momentenlagerung zu unterscheiden. Die Lagerung ist hier nicht, wie bei anderen typischen Lageranwendungen, hinsichtlich der Überrollungen, sondern in Bezug auf die statischen und dynamischen Belastungen zu optimieren. Teilweise werden auch Rotorblätter gebaut, bei denen nur der äußere Blattbereich verstellbar ist (sogenannte Blattspitzenverstellung). Dann erfolgt die Lagerung entsprechend in den äußeren Blattbereichen.
- Blattverstellantrieb. Die Verstellung der Rotorblätter erfolgt derzeit elektromechanisch oder hydraulisch. Bei hydraulischen Systemen werden beispielsweise Stellzylinder in die Rotornabe montiert, die entweder direkt oder über entsprechende Umlenkhebel die Drehbewegung der Rotorblätter ermöglichen. Bei den elektro-motorischen Verfahren erfolgt die Blattverdrehung über eine durch einen zentralen Elektromotor angetriebene Mechanik (z. B. Drehspindeln, Zahnradgetriebe). Bei modernern Windenergieanlagen kommen für jedes Rotorblatt jeweils separate Antriebe zum Einsatz, die entweder in der Na-

be oder in jüngerer Zeit bei Anlagen im Multimegawatt-Bereich auch außen an der Nabe montiert sind; damit kann jedes einzelne Blatt direkt optimal auf den Wind ausgerichtet werden.

- Energieversorgung. Die Energieversorgung, die auch für die Blattverstellung genutzt wird, ist im Maschinenhaus (Gondel) untergebracht. Um auch im Störfall das sichere Abfahren der Anlage zu garantieren, sind entsprechende Energiespeicher (z. B. Druckspeicher bei hydraulischen Systemen, Batterien bei elektro-mechanischen Antrieben) in der Gondel oder der Nabe vorhanden (vgl. Abb. 6.11).
- Notverstellungssystem. Das Notverstellungssystem hat die Aufgabe, bei einem „Netzabwurf“ oder einer sonstigen Störung ein gefahrloses und sicheres Feststellen des Rotors zu gewährleisten. Dabei werden beispielsweise die Rotoren in Fahnenstellung gedreht, wodurch das „Durchgehen“ des dann lastlosen Rotors vermieden wird. Da solche Sicherheitssysteme immer redundant vorhanden sein müssen, ist üblicherweise zusätzlich noch eine mechanische Bremse eingebaut.

Getriebe. Zur Umwandlung der Bewegungsenergie des Rotors in elektrische Energie bei konventionellen Anlagen mit Hilfe marktgängiger vier- oder sechspoliger Synchron- oder Asynchron-Generatoren ist unter weitgehender Einhaltung der Netzspezifikationen (50 Hz) eine Drehzahl von rund 1 000 bzw. 1 500 U/min notwendig. Bei den derzeit üblichen Rotordrehzahlen von z. B. 10 bis 50 U/min bei Windkraftanlagen mit installierten Leistungen von einigen 100 kW bis in den Multimegawatt-Bereich wird deshalb – kommen keine speziellen Generatoren zum Einsatz – ein Umwandlungsgetriebe benötigt (Abb. 6.11).

Das Getriebe bildet dann im Regelfall einen Teil des Triebstrangs, welcher die Windturbinenwelle und die Generatorwelle verbindet. Es unterteilt das Antriebssystem in die „langsame“ Rotorwelle und die „schnelle“ Generatorwelle. Das Getriebe ist dabei in der Gondel der Windkraftanlage untergebracht und dient gleichzeitig oft noch als eines von zwei Hauptlagern für den Rotor.

Derzeit kommen ein- oder mehrstufige Stirnrad- oder Planetengetriebe bzw. auch Kombinationen beider Konzepte zur Anwendung. Stirnradgetriebe bieten die Möglichkeit, bei blattgeregelten Konvertern mit dem Stellgestänge bzw. den Versorgungsleitungen durch die Hauptwelle hindurch die Rotornabe zu erreichen. Von Nachteil sind die größeren Baumassen und die in der Regel notwendige breitere Gondel. Im Unterschied dazu sind Planetengetriebe kompakter und leichter; die konstruktive Umsetzung der Blattverstellung ist dann jedoch erheblich aufwändiger.

Der Wirkungsgrad liegt im Bereich von rund 98 % pro Getriebestufe. Energieverluste treten infolge der unvermeidlichen Reibung der Zahnräder auf und äußern sich durch eine Wärmeabgabe und durch entsprechende Schallemissionen. Letztere können zu einem begrenzenden Faktor der Windkraftnutzung infolge der auch dadurch verursachten Akzeptanzprobleme werden. Derartige Schallemissionen lassen sich jedoch durch konstruktive Maßnahmen reduzieren; insbesondere muss ein Übergang der Schallwellen vom Getriebe auf den Körper der Windkraftanlage

(d. h. Gondel, Turm) vermieden werden, damit diese Systemkomponenten nicht als Resonanzkörper wirken können. Dies ist – ähnlich wie auch im Automobilbau – z. B. durch eine entsprechende Gummipufferung der Getriebebefestigung möglich (sogenannte Schallentkopplung).

Zum Einsatz kommen auch getriebe lose Anlagen. Dabei wird ein vielpoliger Ringgenerator verwendet, der in Kombination mit einem Gleichstromzwischenkreises drehzahlvariabel betrieben werden kann. Unter diesen Bedingungen wird keine Drehzahlübersetzung mehr benötigt; bei solchen Windkraftanlagen kann daher auf das Getriebe verzichtet werden.

Generator. Der Generator wandelt die mechanische Energie der Drehbewegung des Triebstrangs in elektrische Energie um (Abb. 6.11). Dafür werden bei konventionellen Anlagen meist handelsübliche und bei getriebe losen Konvertern speziell konstruierte Drehstromgeneratoren verwendet. Die beiden hauptsächlich eingesetzten Generatortypen sind Synchron- und Asynchrongeneratoren /6-4/.

Synchrongenerator. Synchrongeneratoren besitzen außen einen feststehenden Stator und innen einen Rotor oder Läufer (Anker), der sich auf der drehbaren Welle befindet. Dem Läufer (Rotor) wird meistens über Schleifringe ein Gleichstrom zugeführt, der in der Läuferwicklung ein Magnetfeld aufbaut (Erregung). Wird die Welle angetrieben, erzeugt dieses umlaufende Magnetfeld im Stator eine Spannung mit einer Frequenz, die genau (synchron) der Umlaufgeschwindigkeit des Läuferdrehfeldes entspricht. Aus Wartungsgründen wird der Einsatz von Schleifringen häufig dadurch umgangen, dass sogenannte bürstenlose Synchrongeneratoren eingesetzt werden; hier ist auf der drehenden Welle eine kleine mitrotierende „Erregermaschine“ installiert.

Wird ein Synchrongenerator gekoppelt mit einem stabilen Netz betrieben, wie es z. B. in Deutschland mit einer Netzfrequenz von 50 Hz der Fall ist, kann er nur mit der Drehzahl laufen, die dieses Netz vorgibt; er verhält sich dadurch drehzahlsteif (Abb. 6.12). Dies ist beim Betrieb eines Windkraftkonverters nicht erwünscht, da dadurch insbesondere bei böigem Wind große Belastungen im Triebstrang bedingt werden. Über einen Gleichstromzwischenkreis entkoppelt oder im Inselbetrieb kann der Synchrongenerator demgegenüber mit variabler Drehzahl bzw. Frequenz betrieben werden.

Ein Vorteil des Synchrongenerators ist, dass er auch Blindleistung liefern kann, die zum Betrieb verschiedener Verbraucher (z. B. Motoren) benötigt wird. Der Synchrongenerator ist außerdem im Regelfall durch geringfügig höhere Wirkungsgrade als der Asynchrongenerator gekennzeichnet.

Asynchrongenerator. Asynchrongeneratoren besitzen ebenfalls einen feststehenden Stator und einen drehbaren Läufer bzw. Rotor. Die Erregung, d. h. der Aufbau des Läufermagnetfeldes, erfolgt jedoch anders. Beim Asynchrongenerator befindet sich im Läufer eine Wicklung, die direkt oder über einen Widerstand kurzgeschlossen ist. Wird eine stillstehende Asynchronmaschine an ein Drehstromnetz angeschlossen, wird in der Läuferwicklung – ähnlich wie bei einem Transformator

– eine Spannung induziert. Die hier anliegende Frequenz ist gleich der Frequenz der angelegten Spannung. Da diese Wicklung kurzgeschlossen ist, fließt ein kräftiger Strom; er hat ein Magnetfeld im Läufer (Rotor) zur Folge. Dieses Läufermagnetfeld will dem Ständermagnetfeld folgen und beschleunigt den Läufer. Je schneller sich der Läufer dreht, desto geringer wird die Relativgeschwindigkeit von Läuferwicklung und Drehfeld und damit die in seiner Wicklung induzierte Spannung. Im Motorbetrieb erfolgt diese Annäherung an die synchrone Drehzahl so lange, bis das immer schwächer werdende Magnetfeld des Läufers gerade noch ausreicht, um die Reibungsverluste des Läufers im Leerlauf auszugleichen. Die synchrone Drehzahl kann dabei aber nicht erreicht werden, weil dann kein Strom in den Wicklungen des Läufers induziert, daher dort kein Magnetfeld aufgebaut und somit kein Drehmoment mehr erzeugt wird. Die spezifische Differenz der beiden Drehzahlen von Rotor und Drehfeld bezogen auf das Drehfeld nennt man Schlupf. Die Maschine läuft also asynchron. Je mehr nun die Asynchronmaschine belastet wird, desto größer wird ihr Schlupf, weil sie für eine höhere Leistung ein stärkeres Magnetfeld – bedingt durch eine zunehmend asynchronere Drehzahl – benötigt. Mehr Schlupf heißt mehr induzierte Spannung, größeren Strom und ein kräftigeres Magnetfeld. Beim Motorbetrieb liegt die Betriebsdrehzahl immer unterhalb und beim Generatorbetrieb stets oberhalb der synchronen Drehzahl. Aufgrund dieser Zusammenhänge bei der Erregung sind bei Asynchrongeneratoren Spannung und Strom nicht in Phase; es wird also Blindleistung benötigt. Je nach Leistung sind deshalb entsprechende Kondensatoren zu- oder abzuschalten. Dieser Nachteil kann in Inselsystemen verstärkt zum Tragen kommen. Beim Betrieb am Netz der öffentlichen Versorgung in einem Land wie Deutschland kann der jeweilige Fehlbetrag an Blindleistung durch die dort laufenden Kraftwerke mit Synchrongeneratoren ausgeglichen werden.

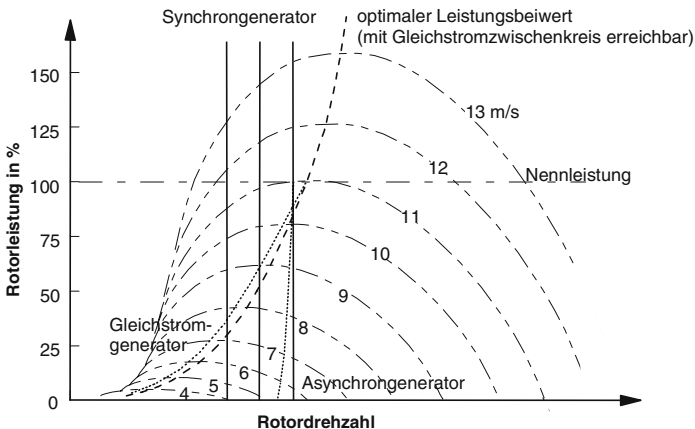


Abb. 6.12 Leistungs-Drehzahl-Kennfeld einer typischen Windkraftanlage einschließlich Generator kennlinien (nach /6-1/, /6-3/, /6-4/)

Dieses „weiche“ Betriebsverhalten (Abb. 6.12) ist für Asynchrongeneratoren am steifen Netz (z. B. 50 Hz-Netz in Deutschland bzw. Europa) wünschenswert, um die u. a. bei böigem Wind in der Windkraftanlage auftretenden Belastungen, insbesondere im Triebstrang, zu reduzieren. Jedoch haben ohne besondere Maßnahmen nur sehr kleine Asynchrongeneratoren einen Schlupf bis zu ca. 10 %. Mit zunehmender Maschinengröße nimmt der Schlupf ab. Die heutigen Generatoren mit Leistungen von einigen 100 kW bis in den Multimegawatt-Bereich haben nur noch einen Schlupf von 0,5 bis 1 % /6-4/ und sind damit fast so steif wie Synchrongeneratoren.

Durch Einbringen von Widerständen in den Läuferkreis kann jedoch der Schlupf bewusst vergrößert werden. Damit wird aber die dort anfallende Verlustwärme erhöht und dadurch der Gesamtwirkungsgrad reduziert. Werden die Widerstände des Läuferkreises direkt im Läufer untergebracht, muss dieser deshalb zwangsweise mit Luft durchströmt und dadurch gekühlt werden. Da die angesaugte Umgebungsluft insbesondere bei Küstenstandorten salzhaltig ist, kann diese Bauweise zu Korrosionsproblemen bei der Wicklungsisolierung führen. Derzeit laufen Entwicklungen mit außen liegenden Läuferwiderständen, bei denen der eigentliche Generator geschlossen bleibt.

Eine weitere Möglichkeit, den Schlupf von Asynchrongeneratoren zu beeinflussen, bietet der sogenannte doppelt gespeiste Asynchrongenerator. Hier wird die Schlupfleistung über einen Umrichter ins Netz eingespeist oder aus dem Netz bezogen, indem der Stator direkt und der Läufer oder Rotor über den Umrichter mit dem Netz verbunden wird. In Verbindung mit einem modernen IGBT-Umrichter (Insulated Gate Bipolar Transistor) ist eine dynamische Regelung des Schlupfes – und damit eine Variabilität der Drehzahl – und Erzeugung von Blindleistung möglich. Eine Zwischenlösung stellt der Asynchrongenerator als übersynchrone Stromrichtererkaskade dar. Hier wird die Schlupfleistung nur in eine Richtung, nämlich ins Netz, eingespeist (Tabelle 6.1) /6-4/.

Von Vorteil ist bei Asynchrongeneratoren auch, dass sie für den motorischen Anlauf einer Windkraftanlage verwendet werden können. Sie sind darüber hinaus im Regelfall billiger, robuster und wartungsärmer als Synchrongeneratoren.

Windrichtungsnachführung. Aufgabe dieser Systemkomponente ist die möglichst exakte Ausrichtung der Maschinengondel und damit des Rotors in die jeweilige Windrichtung. Die Windrichtungsnachführung bildet dabei den Übergang vom Maschinenhaus (Gondel) zum Turmkopf, da ihre Komponenten in beide Systemelemente integriert sind (Abb. 6.11).

Die Gondel wird im Normalfall mit Hilfe eines auf dem Turm angebrachten Zahnkranzes durch mechanisch, hydraulisch oder elektro-mechanisch betriebene Verstellgetriebe entsprechend der jeweiligen Windrichtung ausgerichtet. Bei kleineren und heute kaum noch gebauten Anlagen werden mechanische Nachführungen eingesetzt, die von Richtungsfahnen, Stellmotoren oder kleinen Windrädern angetrieben werden. Bei größeren Konvertern sind hydraulische oder elektromotorische bzw. elektro-mechanische Stellantriebe üblich; sie zeichnen sich durch nied-

rigere Kosten, kleinere Baugrößen und höhere Drehmomente bei vergleichbarem Bauaufwand aus.

Zusätzlich sind immer eine oder mehrere Haltebremsen zum Feststellen des jeweiligen Drehmechanismus vorhanden. Dadurch wird sichergestellt, dass geringe Schwankungen in der Windrichtung, die schlagende Belastungen auf die Zahnräder des Drehmechanismus ausüben und dadurch die technische Lebensdauer reduzieren, ausgeglichen werden. Damit ist auch ein Feststellen der Gondel zur Überbrückung längerer Stillstandszeiten (z. B. Wartung) möglich.

Das Azimut- oder Turmkopflager ist bei größeren Anlagen als Wälzlager, bei kleineren Konvertern teilweise auch als Gleitlager mit Gleitkörpern z. B. aus Kunststoff ausgeführt. Die gesamte Windrichtungsnachführung wird über ein spezielles Regelungssystem gesteuert, das mit einer Windrichtungsmessanlage, die meist außen auf der Gondel angebracht ist, mit den entsprechenden Daten versorgt wird.

Turm. Die Hauptaufgabe des Turms eines Horizontalachsenkonverters ist es, die Windenergienutzung in einer ausreichenden Höhe über Grund zu ermöglichen sowie die statischen und dynamischen Belastungen des Rotors, des Triebstrangs und des Maschinenhauses aufzunehmen und sicher in das Fundament – und damit den Untergrund – abzuleiten (Abb. 6.11). Weitere Bestimmungsgrößen für die Turmauslegung und die Turmkonstruktion sind vor allem die Eigenschwingungsgrößen des Turm-Gondel-Rotor-Gesamtsystems, um gefährliche Resonanzerscheinungen insbesondere beim An- und Abfahren des Rotors zu vermeiden. Hinzu kommen auch die für den Transport notwendigen Abmessungen und Gewichte sowie die damit nutzbaren Straßen und Wege, die Errichtungsmethode bzw. die zur Verfügung stehenden Krane sowie die Zugänglichkeit zur Gondel. Außerdem zählen die Langzeiteigenschaften bezüglich Witterungseinflüssen und Materialermüdung dazu.

Als Material für den Turm werden hauptsächlich Stahl und/oder Beton eingesetzt. Als mögliche Bauformen aus Stahl kommen – neben einer Gitterbauweise – abgespannte Türme und freitragende Stahlrohtürme in geschlossener, meist konischer Form zur Anwendung; letztere sind die heute primär eingesetzte Variante. Betontürme können als Spannbetonturm, Ortbetonturm in Gleitbauschalweise oder als Betonturm in Fertigteilbauweise ausgeführt sein.

Die Mindesthöhe des Turms ist durch den Rotorradius festgelegt. Die darüber hinausgehende Turmhöhe ergibt sich durch einen (ökonomischen) Kompromiss zwischen den mit größerer Höhe zum Einen steigenden Kosten und zum Anderen zunehmenden mittleren Windgeschwindigkeiten und damit ansteigendem Stromertrag. Folglich muss ein Optimum zwischen einem (möglichst) hohen Energieertrag und akzeptablen Turmkosten gefunden werden. In der Regel überwiegt dabei aber der zusätzliche Energieertrag gegenüber den größeren Kosten mit steigender Turmhöhe. Restriktionen können sich aber durch die Beeinträchtigung des Landschaftsbilds und den aufgrund von gesetzlichen Vorgaben einzuhaltenden Abständen zu Bauwerken der Umgebung ergeben, da hierbei die Bauwerkshöhe den Ausschlag gibt. Deshalb variieren die heute üblichen Turmhöhen je nach den gegeb-

nen Bedingungen am Standort erheblich; sie bewegen sich meist zwischen etwa 40 und 80 m. Dabei werden im Binnenland – infolge der hier geringeren Zunahme der Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund im Vergleich zu Küstenstandorten – zunehmend größere Turmhöhen (z. B. 90 oder sogar 100 m und ggf. darüber) realisiert.

Bei einer Offshore-Aufstellung der Windkraftanlage gestatten die auf dem Meer gegenüber einer Landaufstellung veränderten Windverhältnisse mit zunehmender Höhe über Grund (d. h. im Mittel nimmt Offshore die mittlere Windgeschwindigkeit mit ansteigender Höhe über Grund aufgrund der geringeren Rauigkeitslänge schneller zu als Onshore) bei gleicher Leistung meist eine Verringerung der Nabenhöhe im Vergleich zum Onshore-Fall von rund 25 %; dies hat eine entsprechende Reduktion der Kosten für den Windenergieanlagen-Turm zur Folge.

Fundament. Das Fundament, mit dem der Turm und damit die Windkraftanlage im Untergrund verankert wird, hängt von der Anlagengröße, den meteorologischen und betrieblichen Belastungen und von den örtlichen Bodenverhältnissen ab. Grundsätzlich ist zwischen einer Flach- und einer Tiefgründung zu unterscheiden. Beide Varianten sind Stand der Technik, unterscheiden sich jedoch erheblich bezüglich der Kosten. Durch eine entsprechende Baugrunduntersuchung wird die optimale Gestaltung des Fundaments festgelegt.

Aufwändiger wird eine Verankerung der Windkraftanlage vor der Küste (vgl. /6-13/, /6-14/). Um hier einen sicheren Stand zu gewährleisten, sind verschiedene Gründungstechniken möglich; darunter versteht man die Tragkonstruktion (d. h. Fundamentstruktur und Turm) sowie die Technik, die nötig ist, um sie am/im Meeresuntergrund zu verankern. Dabei wird grundsätzlich angestrebt, möglichst geringe Herstellungskosten (z. B. durch Serienfertigung, Materialauswahl), günstige Aufbaukosten (u. a. durch Logistik, Schnelligkeit) und eine hohe Nutzungsdauer (unter Berücksichtigung von u. a. Korrosion, Ermüdungsfestigkeit) zu erreichen.

Derzeit werden grundsätzlich bodenmontierte Tragkonstruktionen favorisiert; aber auch schwimmende Tragkonstruktionen sind technisch machbar. Die konkrete Dimensionierung derartiger bodenmontierter Tragkonstruktionen ist u. a. abhängig von den zu erwartenden Wind-, Wellen- und Eislasten sowie den geografischen und geologischen Gegebenheiten am Einsatzort (z. B. Wassertiefe, Beschaffenheit des Untergrundes).

Bei diesen bodenmontierten Tragkonstruktionen (Abb. 6.13) kann unterschieden werden zwischen Gravitationsfundamenten, Einpfahlfundamenten (Monopile), Dreibeinfundamenten (Tripod) und aufgelösten Fachwerksstrukturen (Jacket); sie werden nachfolgend kurz diskutiert.

Gravitationsfundament (Abb. 6.13, links). Das Prinzip des Gravitationsfundaments beruht auf der Nutzung der Gravitationskraft. Solche Fundamente können in Beton- oder in Stahlrahmenbauweise (Senkkästen) ausgeführt sein; letzteres wird am Einsatzort mit Ballast versehen. Das Fundament wird auf eine gebnete und mit einer Ausgleichsschicht versehene Fläche am Seeboden gesetzt. Dadurch kön-

nen keine Zugkräfte auf den Seeboden übertragen werden; somit ist dieses System sensibel gegenüber hydrodynamischen Extremlasten. Da die maximal mögliche Wellenhöhe, die für die auf die Anlage und damit das Fundament einwirkenden Kräfte mitverantwortlich ist, u. a. von der Wassertiefe abhängt, resultiert daraus eine starke Vergrößerung der Fundamente mit zunehmender Wassertiefe. Daher ist nach heutigem Erkenntnisstand der Einsatz dieser Technik mit zunehmender Wassertiefe begrenzt. Solche Gewichtsfundamente wurden beispielsweise bei den Offshore-Windparks Vindeby, Middelgrunden und Nysted (alle Dänemark) eingesetzt; die Masse eines solchen Fundamentes beträgt beispielsweise 1 800 t bei einer Wassertiefe von ca. 15 m und einer installierten Windenergieanlagen-Leistung von 2,3 MW (Offshore Windpark Nysted).

Einpahlfundament (Abb. 6.13, Mitte). Dieser Gründungstyp besteht aus einem einzigen Gründungspfahl (Monopile), der den Windenergieanlagen-Turm quasi bis in den Meeresboden fortsetzt. Er kann je nach Anlagengröße und Konfiguration der Tragkonstruktion einen Durchmesser von 3 bis 4,5 m (und zukünftig ggf. auch noch mehr) und eine Masse von etwa 100 bis 400 t aufweisen. Die Einbringung in den Meeresuntergrund erfolgt durch Rammen, Einrütteln, Bohren oder unter Verwendung eines sogenannten „suction buckets“ (Saugglocke); die Eindringtiefe beträgt etwa 18 bis 30 m. Der eigentliche Windkraftanlagen-Turm und der Gründungspfahl werden anschließend mittels eines Zwischenstücks (transition piece) verbunden, um etwaige Schräglagen des Gründungspfahles auszugleichen. Gleichzeitig dient das Zwischenstück in der Regel als Plattform zum Ablegen von Austauschteilen und Anbringen einer Zugangsmöglichkeit. Aus gegenwärtiger Sicht wird die maximale Wassertiefe, bis zu der ein Einsatz von Einpahlfundamenten sinnvoll erscheint, mit etwa 30 m angegeben. Die Monopile-Gründungstechnik ist bei Wassertiefen bis etwa 20 m und günstiger Beschaffenheit des Meeresuntergrundes eine vergleichsweise wirtschaftliche Option und wurde u. a. bei den Offshore-Windparks Bockstigen, Utgrunden (beide Schweden) und Horns Rev (Dänemark) eingesetzt.

Dreibeinfundament (Abb. 6.13, rechts). Das Dreibeinfundament (Tripod) besteht aus einem zentralen Säulenelement, das die Verbindung zum Windenergieanlagen-Turm herstellt, und einem dreischenkigen räumlichen Stahlfachwerk, das die Kräfte und Momente auf die Gründungspfähle, die sich an den Ecken der Struktur befinden, überträgt. Die Durchmesser der Gründungspfähle, die durch Rammen, Bohren oder Einrütteln in dem Meeresboden verankert werden, können in der Größenordnung von rund 0,9 m liegen. Die angestrebte Eindringtiefe in den Seeboden beträgt – je nach Bodenbeschaffenheit – etwa 10 bis 20 m. Das Tripod ist hauptsächlich für Wassertiefen von mehr als 20 m geeignet, da bei Wassertiefen unter 7 m eventuell anlandende Wasserfahrzeuge mit dem unter Wasser befindlichen Stahlfachwerk ggf. kollidieren könnten. Derartige Tripod-Gründungen werden derzeit bei Offshore-Windenergieanlagen noch nicht verwendet. Die Masse eines solchen Fundaments für die vorgesehenen Multi-Megawattanlagen liegt voraussichtlich bei rund 800 t.

Jacket. In jüngerer Zeit befinden sich vermehrt Jacketstrukturen in Planung und Entwicklung. Darunter werden aufgelöste Stahlfachwerkstrukturen verstanden, die ähnlich den Gittermasten für Windenergieanlagen an Land sind. Jackets werden mit dem Untergrund an den Ecken der Struktur durch vier Gründungspfähle verbunden. Das Gewicht ist im Vergleich zu Dreibeinfundamenten deutlich geringer; dadurch sind die Materialkosten erheblich niedriger. Dagegen ist jedoch – aufgrund der Vielzahl der erforderlichen Verbindungen – der Aufwand für die Herstellung entsprechend größer. Bei der Auswahl eines geeigneten Fundaments spielt folglich auch der aktuelle Stahlpreis eine nicht zu unterschätzende Rolle. Jacketstrukturen wurden, wie Dreibeinfundamente, bisher noch nicht für die Aufstellung von Offshore-Windenergieanlagen eingesetzt.

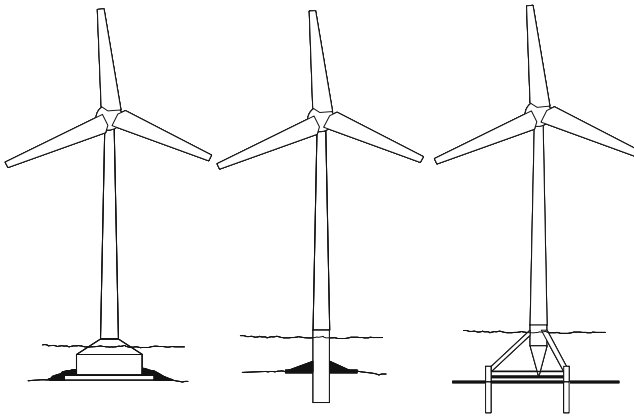


Abb. 6.13 Bodenmontierte Tragkonstruktionen von Offshore-Windenergieanlagen (Gewichtsfundament (links), Monopile (Mitte), Tripod (rechts); nach /6-13/, /6-14/)

Netzkopplung. Bei der Anbindung einer Windkraftanlage an das Netz der öffentlichen Versorgung oder ein beliebiges Inselnetz wird unterschieden zwischen einer direkten und indirekten Netzkopplung /6-4/; für beide Varianten sind jeweils Asynchron- bzw. Synchrongeneratoren einsetzbar (Tabelle 6.1).

- Bei der direkten Kopplung an ein frequenzstarrs Stromnetz, wie es z. B. bei der öffentlichen Versorgung in Deutschland gegeben ist, dreht der Synchrongenerator mit konstanter Drehzahl und der Asynchrongenerator mit nahezu konstanter Drehzahl entsprechend der Netzfrequenz (Abb. 6.12). Wegen der dadurch bedingten „harten“ Kopplung – insbesondere im Falle des Synchrongenerators – kann dies mit hohen dynamischen Belastungen im Triebstrang (Nabe, Welle, Getriebe und Generatorläufer) verbunden sein. Deshalb wird eine direkte Netzkopplung meist über einen Asynchrongenerator realisiert.

Tabelle 6.1 Vergleich von direkter und indirekter Netzkopplung in Abhängigkeit der verwendeten Generatorbauart (nach /6-4/, /6-5/)

	Synchrongenerator	Asynchrongenerator
Direkte Netzkopplung	$n_G = f$ konstante Drehzahl; harte Netzkopplung	$n_G = (1 - s)f; 0 \geq s \geq -0,01$ leicht nachgiebige Drehzahl, die mit zunehmender Konvertergröße abnimmt; einfache Netzsynchronisation; Blindleistungsverbraucher; relativ harte Netzkopplung
Indirekte Netzkopplung	$0,5 f \leq n_G \leq 1,2 f$ drehzahlvariabel; Netzkopplung über einen Gleichrichter mit anschließendem Wechselrichter (d. h. Gleichstromzwischenkreis oder Direktumwandler); weiche Netzkopplung	$0,8 f \leq n_G \leq 1,2 f$ drehzahlvariabel; Kurzschlussläufermaschinen über Gleichstromzwischenkreis oder Direktumrichter (Blindleistungsverbraucher); Schleifringläufermaschinen über dynamische Schlupfregelung, übersynchrone Stromrichtererkaskade (jeweils Blindleistungsverbraucher) oder als doppeltgespeister Asynchrongenerator mit direkter Stator- und indirekter Rotorkopplung (z. B. über Gleichstromzwischenkreis) (Blindleistungsabgabe); weiche Netzkopplung

n_G Generator Drehzahl; s Schlupf (Abweichung von der Nenn Drehzahl); f Netzfrequenz.

- Bei der indirekten Netzkopplung kann die Anbindung des Konverters über einen Gleichstromzwischenkreis erfolgen. Damit wird ein drehzahlvariabler Betrieb der Windkraftanlage möglich, der einen Wechselstrom mit variabler Frequenz erzeugt. Er wird dann zunächst über einen Gleichrichter in Gleichstrom und anschließend über einen Wechselrichter erneut in Wechselstrom mit den geforderten Netzspezifikationen bezüglich Spannung und Frequenz umgewandelt. Dadurch kann der Rotor innerhalb einer Drehzahlspanne von 50 bis 120 % der Nenn Drehzahl aerodynamisch optimal betrieben werden (Abb. 6.12). Durch die variable Drehzahl reduzieren sich die dynamischen Belastungen an der Anlage. Nachteilig sind die zusätzlichen Kosten für den Gleichstromzwischenkreis und die höheren elektrischen Verluste. Die Netzanbindung über einen Gleichstromzwischenkreis stellt bei mittleren bis großen Anlagen eine übliche Technik dar; vornehmlich kommen dabei Synchrongeneratoren zum Einsatz.

Bei älteren Anlagen mit einem Gleichstromzwischenkreis kamen oft Wechselrichter zum Einsatz, die je nach System z. T. erheblich Oberwellen erzeugten; dies kann in schwächeren Netzen den Betrieb anderer Geräte beeinträchtigen. Infolge neuerer Entwicklungen bei den Leistungshalbleitern werden heute jedoch Wechselrichter eingesetzt, die Wechselstrom mit sehr geringen Verzerrungen liefern und z. T. zusätzlich in einem gewissen Umfang Blindleistung bereitstellen können (z. B. IGBT-Wechselrichter mit Pulsweitenmodulation (PWM)).

Eine indirekte Netzkopplung einer Windkraftanlage ist – unter sicherer Einhaltung der geforderten Netzspezifikationen – auch über einen Direktumrichter technisch möglich.

Windkraftanlagen können als Einzelanlagen oder in Form von Windparks in das Netz der öffentlichen Versorgung eingebunden werden. Dazu ist am jeweiligen Netzverknüpfungspunkt die zu erwartende Netzbeeinflussung durch den Konverter bzw. den Windpark zu bestimmen. Hierbei sind sowohl die kurzzeitigen Leistungsschwankungen, die sich in Form von Flickern (für die das menschliche Auge sehr empfindlich ist) äußern, als auch länger andauernde Spannungsveränderungen und mögliche Oberwellen zu berücksichtigen. Ein Maß dafür ist das Verhältnis von Anlagenleistung zu Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt. Werden bestimmte Werte überschritten, ist ein Anschluss erst an einem Punkt mit höherer Netzkurzschlussleistung (z. B. an der Sammelschiene eines Umspannwerks) möglich, damit andere an das Netz angeschlossene Verbraucher nicht negativ beeinflusst werden.

Wesentliche Komponenten der Netzanbindung sind die Leitung der Windkraftanlage bzw. des Windparks zum u. U. benötigten Transformator, der ggf. notwendige Transformator einschließlich der Trafostation mit der Mittelspannungsschaltanlage sowie die Mittelspannungsanschlussleitung bis zur Netzkoppelstelle (vgl. auch /6-7/).

Jede Windkraftanlage ist mit ihrer Steuerung und ihrem Schutz dabei so auszugestalten, dass ihr Fehler im Netz (u. a. Ausfall des Netzes, Kurzschluss im Netz) keinen Schaden zufügen können. Durch eine vollständige Trennung muss auch ein sicheres Arbeiten des Bedien- und Wartungspersonals gewährleistet sein.

Bei der Einspeisung der von den Windkraftanlagen abgegebenen elektrischen Energie ins Netz entstehen Verluste. Sie werden vorrangig im Transformator durch Umwandlung in Wärme verursacht, sind jedoch vergleichsweise gering und liegen maximal im Prozentbereich.

Systemaspekte Offshore-Aufstellung. Aufgrund der veränderten Randbedingungen des Offshore-Betriebes von Windenergieanlagen im Vergleich zu einer Onshore-Aufstellung sind Anpassungen der bisher vorhandenen Technik nötig; zusätzlich sind auch Optimierungen möglich.

Da Onshore-Windenergieanlagen meist im Hinblick auf eine Minimierung der Schallemissionen optimiert werden und hier die Blattspitzengeschwindigkeit ein maßgeblicher Parameter für die Schallabstrahlung ist, ergeben sich hier mit zunehmendem Rotordurchmesser Beschränkungen für die maximale Drehzahl des Rotors. Reduzierte Anforderungen an die Schallcharakteristik, wie sie bei einer Offshore-Aufstellung zu erwarten sind, würden deshalb eine Erhöhung der Rotordrehzahl zulassen; dies wiederum würde sich aufgrund des verringerten Antriebsmoments reduzierend auf die Massen im Turmkopf (d. h. Masse des Triebstrangs) auswirken und könnte gleichzeitig zur Kostenreduzierung beitragen. Gleichzeitig kann aber eine zu starke Erhöhung der Blattspitzengeschwindigkeit zu einer Schädigung der Rotorblätter durch Erosionserscheinungen bei hoher Partikelkonzentration in der Luft führen. Ein hoher Gehalt an Wassertröpfchen und Salzpartikeln in Verbindung mit einer hohen relativen Luftfeuchtigkeit und Beaufschlagung mit Gisch, wie es bei einer Offshore-Aufstellung zu erwarten ist, erfordert deshalb zu-

sätzlich einen wirksamen Schutz aller Teile von Offshore-Windenergieanlagen gegen Korrosion und schädliche Ablagerungen. Gegenüber der Nutzung an Land ist die Körperschallübertragung, also die Übertragung von Schwingungen der Windenergieanlage über den Turm und das Fundament auf das Medium Wasser, von Bedeutung, da hiervon die Fauna betroffen ist. Abhilfe kann eine Körperschallentkopplung von beispielsweise Turm und Fundament im Bereich des Übergangsstücks leisten.

Die Komponenten des elektrischen und elektronischen Systems (z. B. Betriebsführung, Sensorik, Generator, Transformator) müssen zum Schutz vor Gischt und Ablagerungen besonders geschützt werden. Hierzu ist ein vollständiger Abschluss gegen die Außenluft oder – durch entsprechende klimatechnische Maßnahmen – die Unterbringung unter leichtem Überdruck denkbar. Dabei ist jeweils sicherzustellen, dass das Klima hinsichtlich Temperatur und Feuchte geregelt wird, um Überhitzung und Betauung der Anlagenkomponenten zu vermeiden. Dies gilt auch für den Turm.

Die Konzeptionen von Offshore-Windenergieanlagen – wenn es sich um vergleichsweise kleinere Parks handelt – sehen die Installation von an Bord befindlichen Hebezeugen vor. Damit können Komponenten der Anlage ohne kostenintensive externe Hebezeuge aus bzw. in die Gondel der Windkraftanlage bewegt werden. Bei großen Windparks auf See wird es dagegen nicht erforderlich sein, geeignete Hebewerkzeuge für den Austausch großer Komponenten, wie Getriebe und Generator, in jeder Windenergieanlage zu installieren, da die hierfür erforderlichen Investitionen nicht unerheblich sind. Ökonomisch sinnvoller scheinen Konzepte zu sein, bei denen beim Wechsel schwerer Komponenten ein Kranschiff oder ein auf einer Jack-Up-Plattform installierter Kran eingesetzt wird. Eine andere Möglichkeit besteht darin, dass ein mobiler „add on crane“ in mehreren Zügen von dem im Maschinenhaus fest montierten Kran geringer Traglast oder einer Seilwinde hochgezogen und anschließend zusammengebaut und montiert wird.

Zusätzlich sind zur Anlandung von Personal und Material Landungsplattformen an jeder Offshore-Windenergieanlage vorgesehen.

Um die Sicherheit der Anlagen zu gewährleisten, wird im Vergleich zur Onshore-Nutzung eine stärker dimensionierte unterbrechungsfreie Notstromversorgung (USV) benötigt, da aufgrund der beschränkten Zugänglichkeit die Befeuerung der Anlagen auch über einen längeren Zeitraum sicher gestellt sein muss. Möglichkeiten bieten Batterien oder Notstromaggregate für elektro-mechanische, Hydraulikspeicher für hydro-mechanische oder Federspeicher für ausschließlich mechanische Systeme.

Aufgrund der beschränkten Zugänglichkeit ist für die Belange der Sicherheit auch ein Notfallrettungsraum im Turm der Windenergieanlage erforderlich. Damit Unbefugten der Aufstieg in das Maschinenhaus verwehrt bleibt, muss eine entsprechende Zugangssperre vorhanden sein.

Damit Offshore, trotz der meteorologisch bedingten erschwerten Erreichbarkeit der Anlagen insbesondere in den Wintermonaten, eine mindestens ebenso hohe Anlagenverfügbarkeit wie Onshore ermöglicht wird, müssen alle Einflussgrößen,

welche die technische Verfügbarkeit bestimmen, optimiert werden. Mit „technischer Verfügbarkeit“ wird dabei an Land wie auf dem Meer das Verhältnis der über eine Periode aufsummierten Zeit, in der die Anlage mit dem Netz synchron läuft, zur aufsummierten Zeit, in der die Windgeschwindigkeit im Betriebswind-Geschwindigkeitsbereich (d. h. im Bereich zwischen der Einschalt- und der Abschaltwindgeschwindigkeit; Abb. 6.17) der Anlage liegt, bezeichnet. Die wesentlichen Einflussgrößen sind dabei:

- Zuverlässigkeit der Komponenten. Hiervon ist einerseits die Langlebigkeit und Robustheit einzelner Komponenten (z. B. ausgedrückt durch die Ausfallwahrscheinlichkeit (MTBF Mean Time Between Failure) wie auch das technische Gesamtkonzept betroffen. Andererseits kann die Zuverlässigkeit auch durch redundante Systeme und Sensoren verbessert werden.
- Anlagenzugänglichkeit. Der Übergang von Mensch und Material zu einer fest montierten Windenergieanlage auf hoher See stellt eine besondere Herausforderung dar. Sofern von einem Schiff oder einer Jack-up-Plattform operiert wird, stellt insbesondere die aktuelle Wellenhöhe den limitierenden Parameter dar. Seegangs-Folgeeinrichtungen können den Übergang von Material erleichtern, benötigen aber aufgrund der hohen Beschleunigungen auch eine entsprechend hohe Leistung. Je nach Standortbedingungen können die sich aus dem geplanten Einsatz von entsprechenden Wartungs- und Serviceschiffen ergebenden Zeitfenster zum Erzielen einer hohen Verfügbarkeit nicht ausreichend sein. Zusätzlich werden daher oft Hubschrauberabseilplattformen auf dem Maschinenhaus montiert.
- Wartungs- und Servicefreundlichkeit. Die Wartungsintervalle sollten beim Einsatz auf hoher See länger sein als an Land. Während Onshore meist zwei Wartungen pro Jahr durchgeführt werden, wird bei der Offshore-Nutzung nur eine Wartung alle zwei Jahre angestrebt. Hierfür müssen die Standzeiten von Verschleißteilen (z. B. die Bürsten im Generator) erheblich verlängert werden. Einfache Wartungsabläufe und ein Lager im Turm, welches Ersatzmaterial und Werkzeug vorhält, können die Wartungs- und Serviceeinsätze verkürzen. Weiterhin werden in der Regel Betriebsüberwachungssysteme (Condition-Monitoring (CM) Systeme) mit einer Datenfernübertragung installiert. Hiermit werden Frequenzanalysen einzelner Bauteile (z. B. Lager) durchgeführt, deren Auswertung es ermöglicht, frühzeitig den Ausfall eines Bauteils prognostizieren zu können. Letztlich sollte das Betriebsführungssystem nach möglichen Störungen des Netzes selbststartfähig sein und die Windenergieanlage wieder in den normalen Produktionsbetrieb setzen. Auch sollte es seitens der Onshore-Betriebswarte eine komplette Reprogrammierung und Reinitialisierung ermöglichen. Dazu ist eine wirkungsvolle Fernüberwachung mit leistungsfähigen und zuverlässigen Kommunikationstechniken notwendig. Auch eine geeignete Servicestrategie, also die Wahl des logistischen Standorts an Land oder auch auf festen Plattformen auf hoher See sowie die Planung der Einsätze innerhalb bestimmter Zeitfenster, trägt letztlich ebenso zum Erzielen hoher Verfügbarkeiten bei.

6.2.3 Energiewandlungskette, Verluste und Leistungskennlinie

Energiewandlungskette. Bei der Windkraftnutzung wird die den bewegten Luftmassen entzogene Energie über eine entsprechende Energiewandlungskette in elektrische Energie umgewandelt. Dies wird im Regelfall über mehrere Stufen realisiert, die in Abb. 6.14 dargestellt sind.

Demnach wird die kinetische Energie der bewegten Luftmassen mit Hilfe des Rotors zunächst in eine Rotationsbewegung (des Rotors) und damit in mechanische Energie des Triebstrangs umgewandelt. Bei konventionellen Anlagen ist ein mechanischer Drehzahlwandler (Getriebe) im Triebstrang zwischengeschaltet, durch den die Drehzahl erhöht wird, da der eingesetzte Synchron- oder Asynchron-Generator konstruktionsbedingt oft eine deutlich über der Rotordrehzahl liegende Drehzahl benötigt. Es sind aber auch Anlagen auf dem Markt, bei denen der Generator an die realisierbaren Rotordrehzahlen angepasst ist und deshalb auf ein Getriebe verzichtet werden kann (Abb. 6.14). Anschließend erfolgt die Umwandlung der mechanischen Energie des Triebstrangs in elektrische Energie in einem mechanisch-elektrischen Wandler (Generator). Da die Spezifikationen am Generatorausgang nicht notwendigerweise jenen des Netzes, in das die Windkraftanlage einspeist, entsprechen, ist meist ein weiterer elektrisch-elektrischer Wandler notwendig. Im einfachsten Fall kann dies ein Transformator sein; es ist jedoch auch eine indirekte Netzkopplung über einen Gleichstromzwischenkreis oder einen Direktumrichter möglich.

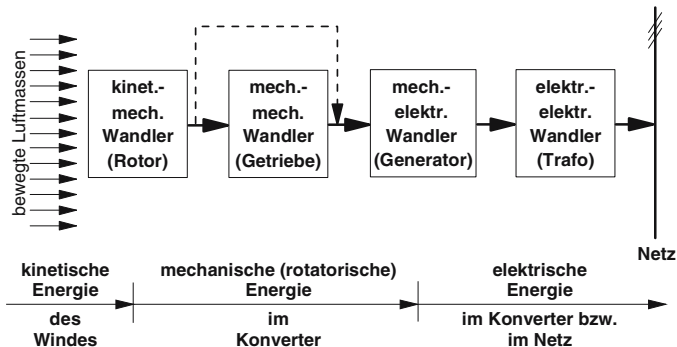


Abb. 6.14 Energiewandlungskette einer Windkraftanlage (nach /6-8/)

Verluste. Bei den in Abb. 6.14 dargestellten unterschiedlichen Umwandlungsschritten sind verschiedene Verlustmechanismen wirksam, die bewirken, dass der Gesamtsystemnutzungsgrad deutlich unter dem theoretisch maximalen Betz'schen Leistungsbeiwert von 59,3 % liegt. Gegenwärtig käufliche Windenergiekonverter können deshalb nur rund 30 bis maximal 45 % der im ungestörten Wind enthaltenen Energie in nutzbare elektrische Energie umwandeln. Ursache für die Diskrepanz zwischen dem physikalisch maximal möglichen Wirkungsgrad und den der-

zeit erreichbaren Werten sind eine Vielzahl unterschiedlicher und unvermeidbarer Verluste, durch die marktgängige Windenergiekonverter – wie alle anderen energetischen Konversionsanlagen auch – gekennzeichnet sind (Abb. 6.15).

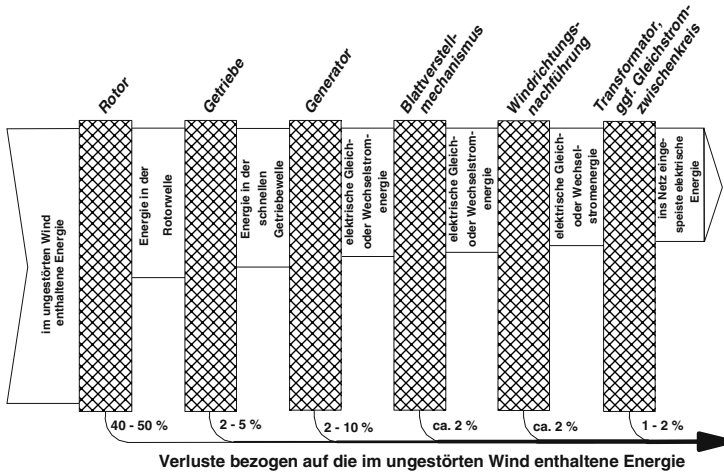


Abb. 6.15 Energiefluss einer Windkraftanlage (nach /6-8/)

Die am Generatorausgang einer Windkraftanlage letztlich abnehmbare elektrische Leistung resultiert damit also aus der im Wind enthaltenen Leistung abzüglich der aerodynamischen, der mechanischen und der elektrischen Verluste. Zusätzlich reduzieren die u. U. notwendigen Hilfsenergieaufwendungen für die Windrichtungsnachführung und den Blattverstellmechanismus den Nettoenergieertrag. Diese verschiedenen Verlustmechanismen werden im Folgenden näher diskutiert.

– Die aerodynamischen Verluste ergeben sich aufgrund der innerhalb der gesamten vom Rotor überstrichenen Fläche nie optimalen Flügelform; sie sind im realen Leistungsbeiwert enthalten (d. h. der Anteil der im Luftstrom enthaltenen Leistung, der unter Berücksichtigung des idealen Leistungsbeiwertes und der gegebenen Verluste von der Windkraftanlage dem Wind entzogen werden kann). Der Leistungsbeiwert ist im Wesentlichen von Anzahl und Form der Rotorblätter (und damit der Schnelllaufzahl) abhängig und somit bei verschiedenen Rotorbauarten z. T. sehr unterschiedlich. In Abb. 6.16 ist deshalb der Leistungsbeiwert c_p gegen die Schnelllaufzahl λ (d. h. das Verhältnis der Blattspitzengeschwindigkeit der äußeren Rotorrand zur aktuellen Windgeschwindigkeit) aufgetragen. Daraus ergeben sich die dargestellten typischen $c_p(\lambda)$ -Kennlinien von Windrotoren unterschiedlicher Bauart. Die hierbei wesentlichen Parameter sind u. a.

- die Anzahl der Rotorblätter,
- die aerodynamischen Profileigenschaften und
- der Verwindungslauf der Rotorblätter /6-1/, /6-2/, /6-3/.

Abb. 6.16 zeigt die großen Unterschiede in den Leistungsbeiwerten der dargestellten Rotorbauarten. Der dort deutlich werdende Unterschied zwischen dem maximalen Leistungsbeiwert nach Betz und dem maximalen Leistungsbeiwert eines idealen Windrades ergibt sich aus den Drallverlusten. Insbesondere werden in Abb. 6.16 auch die Vorteile der Schnellläufer (d. h. Windkraftanlagen mit hohen Drehzahlen und wenigen Rotorblättern; z. B. Ein-, Zwei- oder Drei-blattrotoren) im Vergleich zu den Langsamläufern mit wesentlich höheren Drallverlusten deutlich (d. h. Anlagen mit geringen Drehzahlen und hoher Blattzahl; z. B. Holländer-Windmühlen, amerikanische Westernrotoren). Günstig wirkt sich bei schnelllaufenden Anlagen die jeweils maximal erreichbare Höhe des Leistungsbeiwertes aus, der im Bestpunkt bei knapp 50 % liegen kann. Durch den im Vergleich zu den Langsamläufern flacheren Kurvenverlauf der $c_p(\lambda)$ -Kennlinien wird dieser relativ hohe Leistungsbeiwert außerdem innerhalb eines relativ breiten Bereichs der Schnelllaufzahl beibehalten. Damit führen bei Konvertern mit wenigen Rotorblättern Abweichungen von der maximalen Schnelllaufzahl zu einer nur geringfügigen Abnahme des Leistungsbeiwerts.

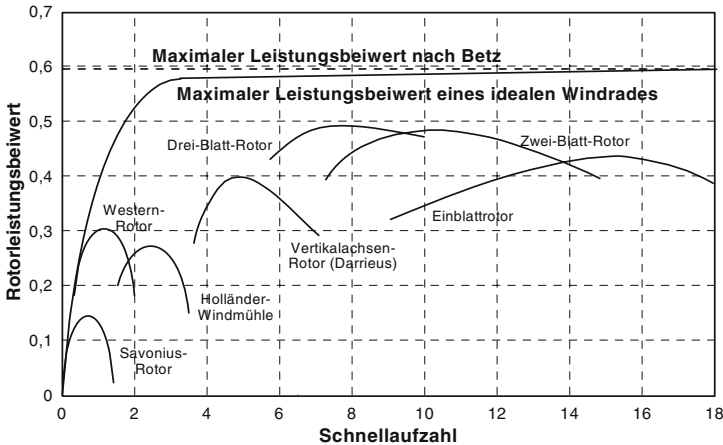


Abb. 6.16 Leistungsbeiwert-Schnelllaufzahl($c_p(\lambda)$)-Kennlinien von Windkraftanlagen unterschiedlicher Bauart (nach /6-3/)

- Die mechanischen Verluste ergeben sich im Wesentlichen aus den Reibungsverlusten und der damit verbundenen Wärmeentwicklung in den Lagern der Rotorwelle und – falls ein Getriebe vorhanden ist – der hier realisierten verlustbehafteten Umwandlung der Drehgeschwindigkeit.
- Die elektrischen Verluste beinhalten die Umwandlungsverluste im Generator, die Leitungsverluste im Netz sowie ggf. die Verluste bei der Stromumrichtung im Gleichstromzwischenkreis (Verluste in den Halbleitern, Drosseln usw.) bzw. im Direktumrichter. Je nach Anlagenauslegung treten zusätzlich Verluste auf bei der Umwandlung der elektrischen Energie im Transformator von der Gene-

ratorausgangsspannung auf das Spannungsniveau des Netzes, in das eingespeist wird.

Leistungskennlinie. Die Leistungsabgabe von Windkraftanlagen, beispielsweise im 10 Minuten-Mittel, kann durch die Leistungskennlinie bestimmt werden. Sie beschreibt damit die Abhängigkeit der vom Generator abgegebenen mittleren elektrischen Leistung vom jeweiligen Windgeschwindigkeitsmittel und folglich das Betriebsverhalten eines Konverters. Dabei lassen sich vier Phasen unterscheiden (Abb. 6.17).

Phase I. Liegt die Windgeschwindigkeit unterhalb einer anlagenspezifischen Mindestwindgeschwindigkeit, läuft der Windkraftkonverter nicht an. Dies gilt insbesondere für Schnellläufer, da dort die Anströmfläche im Stillstand gering ist. Die in der nutzbaren Geschwindigkeitsdifferenz enthaltene Energie reicht nicht aus, die Reibungs- und Trägheitskräfte der Anlage zu überwinden und damit einen Betrieb des Windenergiekonverters zu ermöglichen. Am Generatorausgang wird damit keine elektrische Leistung abgegeben.

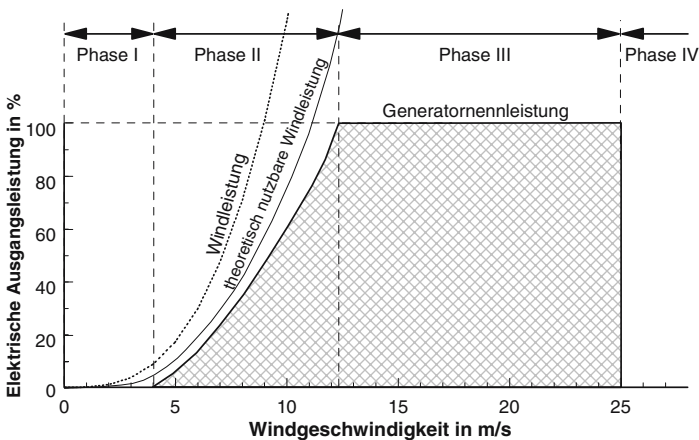


Abb. 6.17 Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der am Generator abnehmbaren Leistung bei typischen marktgängigen, pitch geregelten Horizontalachsenkonvertern (nach /6-1/, /6-2/, /6-3/, /6-8/)

Phase II. Steigt die Strömungsgeschwindigkeit der Luft über die Anlaufwindgeschwindigkeit, läuft der Windenergiekonverter an und gibt elektrische Energie ab. Dabei steigt die theoretisch nutzbare Windleistung proportional der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit an. Die am Generatorausgang abnehmbare elektrische Leistung ist allerdings nicht exakt proportional der theoretisch nutzbaren Leistung, da in diesem Kennlinienbereich Verluste auftreten, die nicht linear von der Geschwindigkeit abhängen (z. B. aerodynamische Reibungsverluste). Auch die Leistungsregelung spielt hierbei eine Rolle. Dies gilt, bis die Nennwindgeschwindigkeit des Windenergiekonverters und damit die Nennleistung des in der Anlage in-

stallierten Generators erreicht wird. In diesem Betriebszustand errechnet sich die elektrische Ausgangsleistung aus dem Produkt des aerodynamischen, mechanischen und elektrischen Wirkungsgrads sowie der gesamten im Wind enthaltenen Leistung. Diese Phase beginnt bei derzeit marktgängigen Anlagen bei einer Anlaufwindgeschwindigkeit von rund 3 bis 4 m/s und endet bei einer Nennwindgeschwindigkeit zwischen 12 bis 14 m/s.

Phase III. Aufgrund der Leistungsbeschränkung des Generators infolge der jeweiligen Anlagenauslegung darf die vom Rotor eines Windenergiekonverters aufgenommene Leistung in einem längeren Zeitraum nicht die installierte Generatorleistung übersteigen. Deshalb muss bei einem über der Nennwindgeschwindigkeit und unterhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit des Konverters liegenden Windenergieangebot, das theoretisch eine über die installierte Leistung hinausgehende Energieaufnahme erlauben würde, durch eine entsprechende Regelung sichergestellt werden, dass höchstens die installierte Generatorleistung von der Rotorachse an den Generator abgegeben wird (Kapitel 6.2.4). In diesem Windgeschwindigkeitsbereich entspricht somit die abgegebene elektrische Leistung näherungsweise der installierten Generatorleistung. Die Abschaltwindgeschwindigkeit, die diese Betriebsphase zu höheren Windgeschwindigkeiten hin begrenzt, liegt bei etwa 24 bis 30 m/s.

Die Verluste an Energie, die durch die beschränkte Generatorleistung verursacht werden, sind ein wesentliches Auslegungskriterium bei der Entwicklung einer Windenergieanlage. Hierbei ist die Anpassung von Rotordurchmesser und Nennleistung des Generators wesentlich. Wird die Nennleistung des Generators sehr hoch gewählt und wird die Anlage im Binnenland mit i. Allg. geringen Anteilen an hohen Windgeschwindigkeiten in der Windgeschwindigkeitsverteilung eingesetzt, kann der zusätzliche Energiegewinn durch eine höhere Einspeisung elektrischer Energie ins Netz die erhöhten Kosten für den Generator und den gesamten Triebstrang meist nicht kompensieren. Wird dagegen der Generator zu klein ausgelegt und die Windenergieanlage an der Küste mit großen Anteilen hoher Windgeschwindigkeiten in der Windgeschwindigkeitsverteilung betrieben, überwiegen im Regelfall die energetischen Verluste während des Betriebs gegenüber den geringeren Investitionskosten.

Die Anpassung von Rotordurchmesser und Nennleistung der Windenergieanlage ist also auch abhängig vom jeweiligen Einsatzgebiet der Anlage. Abb. 6.18 zeigt deshalb die spezifische Nennleistung, also die Nennleistung bezogen auf die Rotorfläche, für derzeit marktgängige Anlagen im Leistungsbereich oberhalb von 1 000 kW. Demnach bewegen sich die Werte in einem Band zwischen 300 und 500 W/m². Typische Anlagen, deren Absatzpotenzial primär im Binnenland liegt, haben Werte von 350 W/m² und darunter, während hohe Werte von über 400 W/m² charakteristisch für Anlagen sind, die bevorzugt in Gegenden mit einer hohen jahresmittleren Windgeschwindigkeit eingesetzt werden. Anlagen mit hoher Nennleistung von 3,5 MW und mehr haben derzeit bevorzugt eine spezifische Leistung von über 400 W/m², was auf das geplante Einsatzgebiet im Meer hin-

weist. Das breite Spektrum der spezifischen Leistung bei Windenergieanlagen um 2 000 kW, wie es in Abb. 6.18 deutlich wird, spiegelt die starke Differenzierung dieser Anlagen im Hinblick auf ihre derzeitige breite Nutzung sowohl im Binnenland als auch an der Küste wieder.

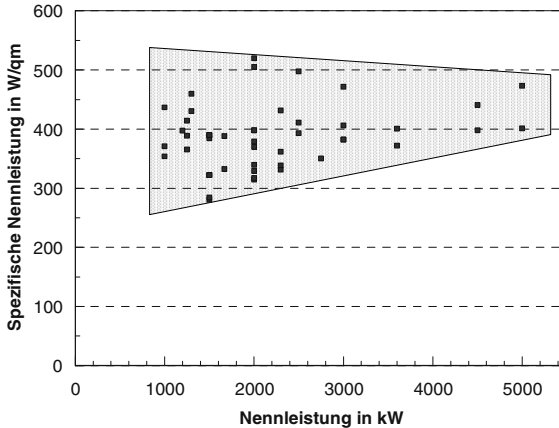


Abb. 6.18 Spezifische Leistungen von Windenergieanlagen (Verhältnis von Nennleistung zur Rotorfläche) in Abhängigkeit der Nennleistung für Windkraftanlagen mit einer Nennleistung von 1 000 kW und mehr (Datengrundlage nach /6-32/)

Phase IV. Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine von Konverteranlagenbauart und -typ abhängige obere Geschwindigkeitsgrenze, muss die Windkraftanlage zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung abgeschaltet werden. Unter diesen Witterungsbedingungen wird keine elektrische Leistung abgegeben. Neue Regelungssysteme sehen insbesondere vor dem Hintergrund der Windnutzung im Meer beim Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit ein mit steigender Windgeschwindigkeit langsames Absenken der Leistung vor. Hiermit wird ein abruptes Abfallen von großen Leistungseinheiten der Offshore-Windparks vom Netz vorgebeugt.

Energieertrag. Ausgehend von einer derartigen Leistungskennlinie (Abb. 6.17) kann die mit einer Windkraftanlage innerhalb einer bestimmten Zeitspanne zur Verfügung gestellte elektrische Energie (Abb. 6.19) dann bestimmt werden, wenn von dem potenziellen Standort die entsprechende Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Kapitel 2.3.2; Abb. 2.31) bekannt ist. Eine solche Häufigkeitsverteilung beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der eine bestimmte Windgeschwindigkeit bzw. ein definiertes Windgeschwindigkeitsintervall innerhalb einer festgelegten Zeitspanne auftritt.

Der elektrische Energieertrag einer Windkraftanlage E_{WKA} kann damit nach Gleichung (6.22) berechnet werden. h_i ist dabei die Auftrittswahrscheinlichkeit des Windes innerhalb eines bestimmten Geschwindigkeitsintervalls i im Verlauf der untersuchten Zeitspanne t . $P_{el,i}$ beschreibt die diesem definierten Windgeschwin-

digkeitsintervall i entsprechend der Leistungskennlinie zuzuordnende elektrische Leistung. Der gesamte Energieertrag bestimmt sich damit durch eine Aufsummierung des jeweiligen intervallspezifischen Produktes aus Windangebot und korrespondierender Leistung innerhalb einer bestimmten Zeitspanne über sämtliche betrachteten Windgeschwindigkeitsintervalle.

$$E_{WKA} = \sum_{i=1}^n h_i P_{el,i} t \quad (6.22)$$

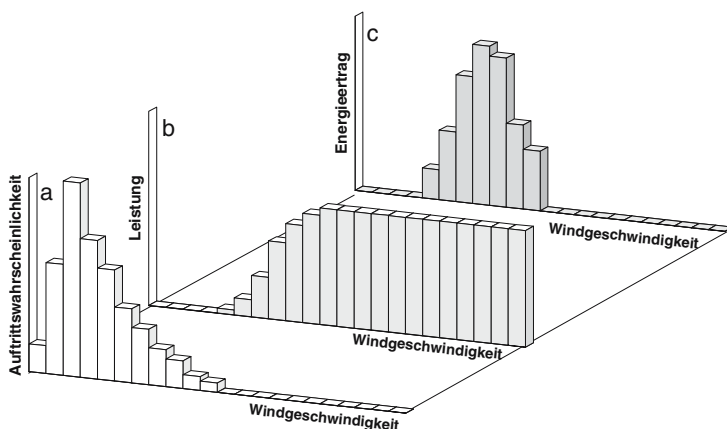


Abb. 6.19 Ermittlung des Energieertrags (c) für einen bestimmten Zeitraum aus der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (a; vgl. Abb. 2.31) und der Leistungskennlinie (b; vgl. Abb. 6.17) (nach /6-1/)

6.2.4 Leistungsregelung

Windkraftanlagen benötigen entsprechende Regel- und Steuereinrichtungen zur Begrenzung der dem Wind entnommenen Leistung bei höheren Windgeschwindigkeiten (Abb. 6.17). Dies ist einerseits zur Vermeidung einer mechanischen Zerstörung des Rotors und andererseits aufgrund der leistungsmäßigen (thermischen) Beschränkung des Generators (d. h. der entsprechend installierten elektrischen Leistung) notwendig.

Grundsätzlich ist dabei zwischen einer Leistungs- und einer Drehzahlregelung zu unterscheiden /6-3/. Muss die Drehzahl bei einer direkten Netzkopplung konstant oder nahezu konstant gehalten werden, ist die Leistung entsprechend zu regeln. Sie darf die installierte Leistung des Generators nicht übersteigen, da dieser sonst thermisch überlastet und damit letztlich zerstört würde. Ist demgegenüber bei einer indirekten Netzkopplung die Drehzahl innerhalb gewisser Grenzen variabel (Tabelle 6.1), muss das Überschreiten einer maximalen Drehzahl vermieden wer-

den, um einer mechanischen Zerstörung des Rotors bzw. anderer bewegter Teile vorzubeugen. Zudem muss die Leistung überwacht werden.

Derzeit kommen bei marktgängigen Windenergiekonvertern zwei Regelungsarten für die Begrenzung der aus dem Wind aufzunehmenden Leistung zum Einsatz. Es handelt es sich um die Stall- und die Pitch-Regelung. Mit beiden Möglichkeiten kann die Leistungsaufnahme des Rotors begrenzt werden.

Stall-Regelung. Die Leistungsaufnahme aus dem Wind kann durch den sogenannten „Stall-Effekt“ (bewusste Strömungsablösung an der Blatthinterkante) begrenzt werden (Kapitel 6.1). Voraussetzung dafür ist, dass die Windkraftanlage an ein ausreichend starkes Netz gekoppelt und damit unabhängig von der Windgeschwindigkeit mit konstanter Rotordrehzahl betrieben wird. Dadurch verändern sich bei wechselnden Windgeschwindigkeiten die Anströmverhältnisse am – mit konstanter Drehzahl drehenden – Rotor bzw. seinen einzelnen Blättern derart, dass die Strömung ab bestimmten (hohen) Windgeschwindigkeiten abreißt (Abb. 6.20); der Rotor bremst sich infolge der durch einen derartigen Strömungsabriss entstehenden Wirbel (Turbulenz) quasi selbst ab.

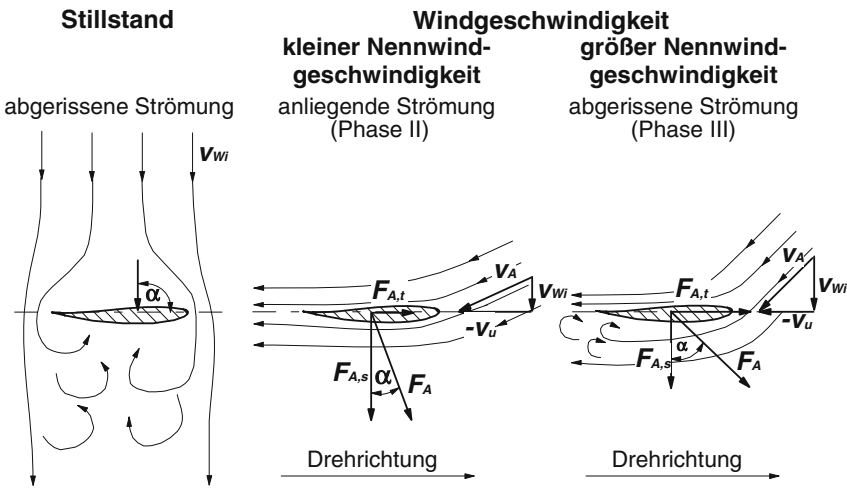


Abb. 6.20 Strömungsverhältnisse am Rotorblattprofil einer Stall-geregelten Windkraftanlage (die Phasen beziehen sich auf Abb. 6.17; nach /6-2/)

Bei Windgeschwindigkeiten oberhalb der Anlauf- und unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit wird der für den Antrieb des Rotors notwendige Auftrieb am Rotorblatt durch eine am Profil anliegende Strömung erreicht. Mit steigender Windgeschwindigkeit wird bei konstanter oder nahezu konstanter Rotordrehzahl der aerodynamische Anstellwinkel α zwischen der Anströmgeschwindigkeit v_A und der Blattprofilsehne immer größer.

Wird der Bereich der Nennwindgeschwindigkeit erreicht, nimmt der Anstellwinkel so hohe Werte an, dass die Strömung wegen der starken Ablenkung nicht mehr der Oberflächenkrümmung des Rotorblattprofils folgen kann. Sie löst sich vom Profil auf dessen Oberseite (Saugseite) ab. Die Ablösung wird auf Englisch mit Stall bezeichnet (Abb. 6.20). Infolge dieser Strömungsablösung wird der Auftrieb des Rotors reduziert und damit die Leistungsaufnahme aus dem Wind im Idealfall konstant gehalten.

Der Strömungsabriss an einem Rotorblatt tritt nicht immer bei dem Anstellwinkel auf, der im Windkanal bei stationärer Strömung für ein Profil gemessen wird (sogenannter statischer Stall). Das Phänomen des Strömungsabrisses ist vielmehr vom zeitlichen Verlauf des Anstellwinkels (z. B. bei Böen) und der dreidimensionalen Umströmung (z. B. Zentrifugalkraft-induzierte Radialströmung) des Rotorblatts abhängig (sogenannter dynamischer Stall). Durch beide kann es zu einem verzögerten Stall kommen, d. h. die Strömung reißt erst bei größeren Anstellwinkeln ab. Dies kann ein Überschreiten der angenommenen maximalen Luftkräfte bzw. der Nennleistung und damit eine Überlastung der Windkraftanlage und insbesondere des Generators zur Folge haben. Eine weitere Erscheinung stellt das sogenannte Abreißflattern dar; hier tritt der dynamische Stall kurzzeitig über einem bestimmten Winkelbereich der Rotordrehung mit einer Struktureigenfrequenz auf. Dadurch entsteht periodisch dynamischer Stall durch eine zyklische Änderung des Anstellwinkels (z. B. während eines Umlaufs in der Bodengrenzschicht). Die hierbei auftretenden periodischen Luftkräfte können eine Windkraftanlage derart „aufschaukeln“, dass es z. B. zum Bruch des Rotors kommen kann. Um im Verlauf der technischen Lebensdauer der Anlage eine derartige mechanische Zerstörung insbesondere der Rotorblätter zu verhindern (auch der gewollte Strömungsabriss und damit die Wirbelbildung zur Leistungsbegrenzung ist mit einer z. T. erheblichen mechanischen Belastung der Rotorblätter verbunden), müssen sie entsprechend dimensioniert werden. Auch kann infolge des diskutierten nicht vollständig deterministischen Auftretens des Stall-Effekts die Leistungsbegrenzung des Generators nur innerhalb eines bestimmten Bereichs eingehalten werden.

Daraus ergibt sich der charakteristische in Abb. 6.21 dargestellte Verlauf der Leistungskennlinie einer Stall-geregelten Windkraftanlage. Er ist typischerweise durch eine Leistungsabgabe gekennzeichnet, die bei Windverhältnissen knapp über der Nennwindgeschwindigkeit merklich über der installierten Generatornennleistung liegt (d. h. planmäßige Generatorüberlast bis rund 110 %). Demgegenüber wird eine knapp unterhalb der Nennleistung des Generators liegende elektrische Leistung bei Windgeschwindigkeiten abgegeben, die im Bereich der Abschaltwindgeschwindigkeit liegen.

Neben dieser Stall-Regelung hat sich auf dem Markt eine sogenannte Aktiv-Stall-Regelung etabliert, bei der mittels einer Blattwinkelverstellung der Rotor kontrolliert in den Stall gefahren wird (d. h. Verstellung der Blattwinkel β in Richtung kleinerer Anstellwinkel). Dadurch wird ein sanfter Verlauf der Leistungskurve erreicht, deren Form der einer pitch-geregelten Anlage nahe kommt.

Pitch-Regelung. Aufgrund der diskutierten Nachteile der Stall-Regelung wird insbesondere bei großen Windkraftanlagen die Verstellung des Blattwinkels (Anstellwinkel = Pitch) zur Regelung der dem Wind entnommenen Leistung eingesetzt. Hier werden durch eine Verdrehung des Rotorblatts die Anströmverhältnisse und damit wiederum die Luftkräfte auf die Rotorblätter gerade so beeinflusst, dass die Leistungsaufnahme des Rotors aus dem Wind bei Geschwindigkeiten oberhalb der Nenngeschwindigkeit weitgehend konstant ist (Abb. 6.21).

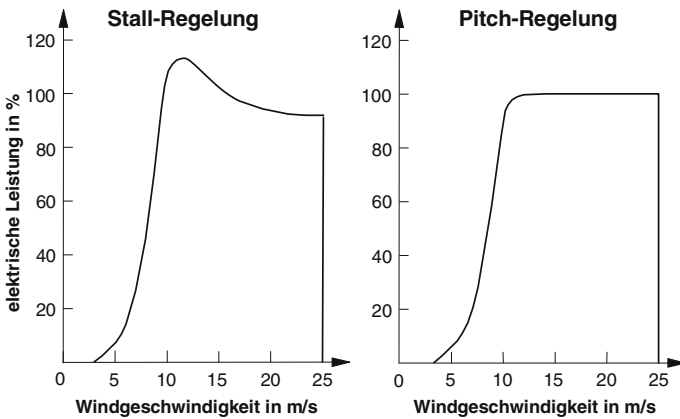


Abb. 6.21 Leistungskennlinie einer stall- (links) und einer pitch-geregelten Windkraftanlage (rechts)

Durch die Blattverstellung kann der Anstellwinkel des Rotorblatts in Bezug zur Anströmung kontinuierlich so verändert werden, dass die Leistungsaufnahme des Rotors gesteuert werden kann. Mit 0° Einstellwinkel wird dabei normalerweise die Winkelstellung des Blattes bezeichnet, bei der die Profilschneibe bei 70 % Blattradius in die Rotorebene fällt. Bei einem Einstellwinkel von rund 90° ist die sogenannte Fahnenstellung des Rotorblatts erreicht.

Innerhalb des normalen Betriebsbereichs einer Windkraftanlage liegt die Strömung immer am Blatt an; ein Strömungsabriss und damit die Ausbildung eines Stalls wird damit bei der Pitch-Regelung vermieden. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn der Blattwinkel zur Leistungsbegrenzung zu kleineren Anstellwinkeln hin verändert wird. Der Verstellbereich umfasst dabei meist eine Spanne von 90 bis 100° , um vom Betriebswinkel (nahe 0°) die sogenannte Fahnenposition zu erreichen, bei der das Blatt wie eine Fahne mit dem Wind ausgerichtet ist und deshalb keine oder eine nur sehr kleine Drehzahl des Rotors erzeugen kann.

Durch die Blattverstellung kann der Rotor dann in Rotation versetzt werden, wenn der Einstellwinkel in eine Anfahrposition gebracht wird (beispielsweise 45°). Der Blattwinkel muss mit zunehmender Drehzahl kontinuierlich zum optimalen Betriebswinkel hin verstellt werden, damit trotz Zunahme der Umfangsgeschwindigkeit ein positiver, auftriebserzeugender Anstellwinkel erhalten bleibt.

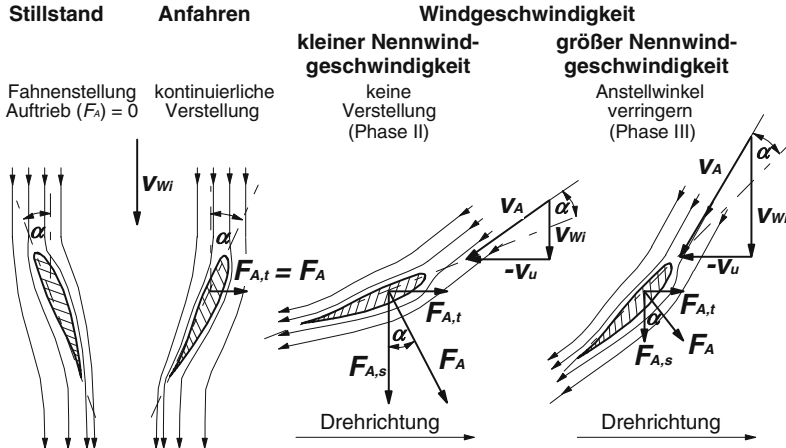


Abb. 6.22 Strömungsverhältnisse am Rotor einer pitch-geregelten Windkraftanlage (die Phasen beziehen sich auf Abb. 6.17; nach /6-2/)

Nach Erreichen des optimalen Betriebswinkels wird normalerweise bis hin zur Nennleistung keine Blattverstellung mehr vorgenommen, obwohl bessere Einstellwinkel vorhanden sein können. Anschließend wird – bei weiter steigenden Windgeschwindigkeiten – durch ein kontinuierliches Verdrehen der Rotorblätter dem Wind gerade die installierte Generatornennleistung entnommen. Dadurch kann die installierte Generatorleistung vergleichsweise gut eingehalten werden (Abb. 6.22).

Zusätzlich hat die Blattwinkelverstellung beim Einsatz in Inselnetzen, wo nicht, wie im netzgekoppelten Betrieb infolge der gesetzlichen Vorgaben in Deutschland (d. h. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)), notwendigerweise eine Maximierung der Energieausbeute angestrebt wird, den Vorteil, dass die bereitgestellte Leistung aufgrund der Blattwinkelverstellung entsprechend geregelt und damit an die aktuelle Nachfrage angepasst werden kann (d. h. eine nachfrageorientierte Fahrweise derartiger Anlagen bis hin zur Bereitstellung von Regelenergie ist grundsätzlich möglich; dies könnte bei großen Windparks beispielsweise im Meer zukünftig genutzt werden).

Manchmal kann es aus nachfrage- oder netzseitigen Gründen (z. B. bei Inselnetzen mit einem hohen Anteil an Windkraftanlagenleistung) der Fall sein, dass die vom Generator ins Netz abgegebene Leistung niedriger ist als die eigentlich gemäß der Leistungskennlinie bei der momentanen Windgeschwindigkeit mögliche Leistung. Dann kann bei abnehmender Luftströmungsgeschwindigkeit die Leistung durch Nachregeln in Grenzen konstant gehalten werden. Damit ist auch bei Windkraftanlagen grundsätzlich eine Regelfähigkeit wie auch bei anderen „angedrosselten“ Kraftwerken gegeben.

Auch hat die Pitch- im Gegensatz zur Stall-Regelung den Vorteil, dass bei einem Überschreiten der Abschaltwindgeschwindigkeit die Anlage gezielt und damit relativ „sanft“ abgefahren werden kann (Übergang Phase III zu Phase IV; vgl. Abb. 6.17). Damit wird der abrupte Übergang von der installierten Nennleistung

auf Null und die damit verbundene hohe mechanische Belastung der Windkraftanlage – und damit auch des Netzes bzw. der konventionellen Regelkraftwerke – vermieden.

6.2.5 Windparks

Windparkdesign. Windkraftkonverter können als Einzelanlagen an exponierten Stellen, beispielsweise auf frei angeströmten Kuppen in Mittelgebirgen, in einer reihenförmigen Anordnung (z. B. Aufstellung der Konverter entlang eines Deichs) oder zusammengefasst zu einer Gruppe (z. B. Aufstellung in hintereinander liegenden Reihen /6-9/) installiert werden. Dabei müssen bei den beiden letztgenannten Aufstellvarianten bestimmte, von den örtlichen Gegebenheiten abhängige Mindestabstände zwischen den jeweiligen Anlagen eingehalten werden, damit die wechselseitige Abschattung der einzelnen Konverter minimiert wird und für jede Anlage möglichst ungestörte Windverhältnisse gegeben sind. Unter einer Abschattung werden dabei u. a. Effekte subsummiert, durch die sich z. B. relativ nahe beieinander installierte Konverter gegenseitig den Wind „wegnehmen“ und die dynamische Belastung der stromab installierten Windkraftanlagen durch Zunahme der Turbulenz im Abstrom der vorgelagerten Anlage zunehmen können.

Grundsätzlich sind zwei unterschiedliche Aufstellanordnungen von Windkraftkonvertern in Windparks auf einer begrenzten Gebietsfläche unter Minimierung der Abschattungseffekte möglich. Neben einer optimierten Anlagenaufstellanordnung bei bevorzugter Windrichtung ist auch eine optimale Konverterinstallation ohne eine eindeutige Luftströmungsrichtung denkbar (Abb. 6.23), damit zwischen einzelnen Windkraftanlagen ein bestimmter Abstand eingehalten werden kann, um einem Ausgleich zwischen der durch den Energieentzug des Rotors verminderten Geschwindigkeit der strömenden Luftmassen und den ungestörten Luftströmungen zu ermöglichen. Damit kann beim nächsten Konverter wieder von näherungsweise ungestörten Windverhältnissen ausgegangen werden. Der jeweils notwendige Abstand zwischen einzelnen Anlagen hängt von den meteorologischen, topografischen und sonstigen Bedingungen (z. B. gesetzlichen bzw. administrativen Einschränkungen) am jeweiligen Standort und damit den örtlichen Gegebenheiten ab und kann in weiten Bereichen variieren.

Der zwischen zwei benachbarten Windenergiekonvertern minimal einzuhalten- de Abstand wird durch den sogenannten Abstandsfaktor k_A beschrieben. Er ist definiert als das Verhältnis zwischen Anlagenabstand und Rotordurchmesser. Der notwendigerweise einzuhaltende Abstand zwischen den einzelnen Konvertern wird damit beschrieben als ein Vielfaches des Rotordurchmessers.

Ist standortbedingt eine bevorzugte Windrichtung gegeben und sind die topografischen Gegebenheiten für die Aufstellung von Windkraftanlagen günstig (z. B. Flachland an der Küste), können die Konverter in mehreren, hintereinander liegenden Reihen aufgebaut werden (Abb. 6.23, rechte Seite). Da unter diesen Bedingungen der Wind hauptsächlich aus einer Richtung weht, müssen die Abschattungseffekte nur hinsichtlich dieser Hauptwindrichtung minimiert werden. In Abhängig-

keit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort schwankt der entsprechende Abstandsfaktor in Richtung der hauptsächlichen Windströmungsrichtung $k_{A,x}$ zwischen 6 und 8 und quer zur Hauptwindrichtung $k_{A,y}$ zwischen 3 und 5; aufgrund der Begrenztheit der Flächen und aus wirtschaftlichen Erwägungen sind aber z. T. auch geringere Abstandsfaktoren $k_{A,x}$ von etwa 4 möglich. Um die Standsicherheit der Anlagen und die Belastung des Rotors in Grenzen zu halten, müssen bei solch geringen Abständen basierend auf der Umgebungsturbulenz und des Park-Layouts Turbulenzanalysen durchgeführt werden.

Die um eine Windkraftanlage demnach minimal einzuhaltende Fläche A_{WKA} berechnet sich damit nach Gleichung (6.23). d_{Rot} ist der Rotordurchmesser des Konverters.

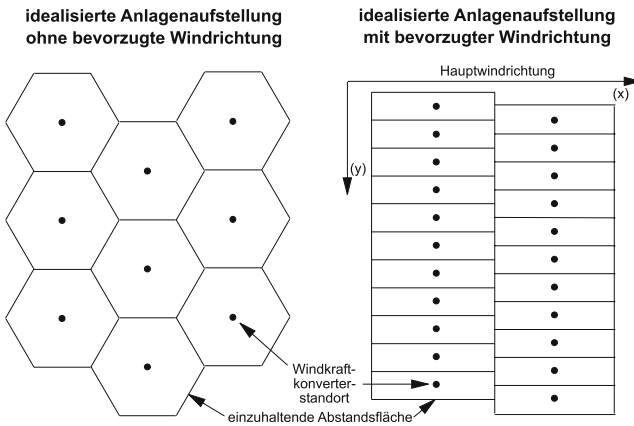


Abb. 6.23 Möglichkeiten der Windkraftanlagenaufstellung in Windparks (schematisch; nach /6-8/, /6-9/)

$$A_{WKA} = k_{A,x} k_{A,y} d_{Rot}^2 \tag{6.23}$$

Liegt, wie es beispielsweise im Binnenland der Fall sein kann, keine bevorzugte Windrichtung vor und stehen einer optimierten Anlagenaufstellung keine topografischen und sonstigen Einschränkungen entgegen, müssen die Abschattungseffekte hinsichtlich aller Himmelsrichtungen minimiert werden. Um jede Windkraftanlage sollte deshalb eine – näherungsweise – kreisförmige Gebietsfläche freigehalten werden. Sie kann vereinfachend durch ein regelmäßiges Sechseck beschrieben werden (Abb. 6.23, linke Seite). Der bei dieser Anlagenaufstellung einzuhaltende Abstandsfaktor k_A variiert im Regelfall innerhalb einer vergleichbaren Bandbreite wie bei der Anlagenaufstellung mit bevorzugter Windrichtung (d. h. je nach den lokalen Gegebenheiten und den Windverhältnissen zwischen 6 und 15). Die infolge dieser Zusammenhänge notwendigerweise freizuhaltende Fläche um eine Windkraftanlage errechnet sich nach Gleichung (6.24).

$$A_{WKA} = \sqrt{\frac{3}{4}} (k_A d_{Rot})^2 \quad (6.24)$$

Werden die standortspezifisch festzulegenden optimalen Abstände zwischen den einzelnen Konvertern eingehalten, minimieren sich die Abschattungsverluste bei gleichzeitiger Optimierung der Platzausnutzung. Die trotzdem noch im Vergleich zu einer einzelnen völlig ungestörten Anlage gegebenen Verluste werden durch den Windparkwirkungsgrad beschrieben; er liegt in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort zwischen 90 und 98 %. Trotz dieser Verluste infolge der ungeachtet der Einhaltung der Abstände gegebenen Abschattungseffekte ist eine Anlagenaufstellung in Windparks im Normalfall günstiger, da aufgrund der Kostenersparnis u. a. für den Netzanschluss, die Zuwegung und die durchschnittlich geringeren Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Überwachung diese Verluste im Regelfall bei einer ökonomischen Gesamtanalyse überkompensiert werden.

Im Offshore-Bereich fern der Küste wird – aufgrund der hohen Netzanbindungskosten – die optimale Windparkgröße deutlich über der von Onshore-Windparks liegen, da die Kosten der Netzanbindung stärker von der Länge der zu verlegenden Kabel als von der anzuschließenden Leistung bestimmt werden /6-10/. Bei der eigentlichen Windparkauslegung sind zusätzlich die in der Regel höheren Windgeschwindigkeiten und geringeren Turbulenzen im Vergleich zu einer Onshore-Aufstellung zu berücksichtigen. Dabei hat sich aber gezeigt, dass die Minderung der mittleren Windgeschwindigkeit und die Zunahme der Turbulenz im Abstrom einer Offshore-Windkraftanlage relativ stärker ausfällt und länger anhält als bei einer Onshore aufgestellten Anlage. Dies hat zur Folge, dass für Offshore-Windparks bei gleicher Auslegung wie Onshore ein geringerer Parkwirkungsgrad und eine relativ stärkere Ermüdung der Windenergieanlagen im Abströmbereich der Hauptwindrichtung zu erwarten sind. Beim Design von Offshore-Windparks wird deshalb – auch weil die Fläche hier i. Allg. nicht ein so begrenzender Faktor ist wie bei einer Onshore-Aufstellung darstellt – von im Mittel größeren Abstandsfaktoren als bei Onshore-Windparks ausgegangen.

Netzanbindung. Zur Anbindung der in einem Windpark installierten Windkraftkonverter an das Netz bietet sich entweder

- der Anschluss über eine Gleichstromsammelschiene oder
 - die direkte Netzkopplung über eine gemeinsame Drehstromsammelschiene an.
- Bei der erstgenannten Möglichkeit kommt der mit variabler Drehzahl betriebene Synchrongenerator mit Gleichstromzwischenkreis und netzgeführtem Wechselrichter zum Einsatz. Nachteilig wirken sich die im Vergleich zu anderen Konzepten größeren Netzrückwirkungen und Stabilitätsprobleme aus. Außerdem hat Gleichstrom keinen Nulldurchgang; dies kann z. B. bei Fehlern zu stabilen Lichtbögen führen. Deshalb kommt diese Art der Netzkopplung kaum zur Anwendung.

Synchron- oder Asynchrongeneratoren mit direkter Netzkopplung können auch auf einer gemeinsamen Drehstromsammelschiene zusammengefasst werden. Die Einspeisung in das Mittelspannungsnetz erfolgt je nach Nennleistung über einen oder mehrere Transformatoren. Sofern es die Belastbarkeit der Niederspannungskabel erlaubt, ist dabei eine gemeinsame Niederspannungssammelschiene möglich. Ansonsten ist alternativ der Anschluss der Generatoren über separate Transformatoren zu wählen; dies stellt das heute weitgehend übliche Verfahren dar. Derzeit verfügt im Regelfall jede Anlage über ihren eigenen Trafo und speist beispielsweise in ein 20 kV-Kabel, durch das die Netzkopplung realisiert wird.

Die technische Realisierung der Netzanbindung von Offshore-Windparks ist aufgrund der größeren zu überwindenden Entfernungen aufwändiger. Im Wesentlichen ist sie abhängig von der Entfernung zur Küste und der installierten Leistung. Beispielsweise müssen am Seeboden verlegten Kabel hinreichend sicher gegen Beschädigung z. B. durch Schleppnetze sein; das schließt die Ausführung der Kabel selbst wie auch ihre Verlegung mit ein. Deshalb werden die Kabel entweder im Seeboden vergraben oder eingespült.

Die einzelnen Windenergieanlagen eines Offshore-Windparks können über eine Mittelspannungs-Drehstromverbindung – wie im Onshore-Fall – oder auch eine Mittelspannungs-Gleichstromverbindung miteinander verbunden werden; letztere Option setzt voraus, dass jede Windkraftanlage ein geregeltes Gleichrichtersystem besitzt. Für die Übertragung der elektrischen Energie zum landseitigen Verknüpfungspunkt ist – neben einer konventionellen Wechselstromübertragung – eine Hochspannungs-Drehstrom-(HDÜ) oder eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) möglich; dazu werden zusätzlich entsprechende Umspannstationen mit entsprechenden Fundamenten im Meer benötigt. Je nach Leistung des Windparks und der Spannungsebene der Übertragung sind ein oder mehrere Seekabel zu verlegen. Der Vorteil der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) besteht darin, dass hohe Leistungen über weite Entfernungen ohne die bei der Drehstromübertragung nötigen Anlagen zur Kompensation von Blindleistung übertragen werden können. Allerdings sind bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zusätzliche technische Einrichtungen zum Gleich- und Wechselrichten von Strom bzw. Spannung nötig. Dabei sind zwei Umrichtertechniken möglich: die konventionelle Thyristor-Technologie und eine Technik, die auf Leistungstransistoren basiert (Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) mit Pulsweitenmodulation (PWM)); letztere hat den Vorteil, auch im Inselbetrieb ein eigenes Drehstromnetz bereitstellen zu können, wobei die Regelung von Strom, Spannung und Blindleistung leicht möglich ist. Aus gegenwärtiger Sicht wird von einer wirtschaftlichen Übertragung der elektrischen Energie mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ab etwa 60 km Entfernung ausgegangen.

6.3 Ökonomische und ökologische Analyse

In diesem Kapitel wird die Stromerzeugung mit Windkraftkonvertern näher anhand ökonomischer und ökologischer Aspekte untersucht. Dazu werden zuerst repräsentative Referenzanlagen definiert.

6.3.1 Referenzanlagen

Als repräsentative werden hier drei netzgekoppelte, auf dem Festland betriebenen Windkraftanlagen (d. h. Onshore-Aufstellung) unterschiedlicher Leistung (600, 1 500 und 2 500 kW) betrachtet. Diese Anlagen sind in einem Windpark mittlerer Größe (rund 10 Anlagen) aufgestellt.

Die Rotoren der Anlage verfügen über drei Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK). Die Türme sind aus Stahlrohr gefertigt. Bei der Herstellung der Windkraftanlagen wird eine Serienfertigung unterstellt. Die Konverter werden auf normal tragfähigem Boden installiert; damit sind Flachfundamente für einen sicheren Anlagenbetrieb ausreichend. Zusätzlich dazu zeigt Tabelle 6.2 weitere wichtige Kenngrößen für die Referenzwindkraftanlagen; diese Angaben beinhalten dabei typische Größen aus dem durch eine Vielzahl unterschiedlichster Ausführungsformen gekennzeichneten Spektrum der angebotenen Windkraftanlagen. Diese Referenzanlagen beschreiben dabei nur die derzeit gängigsten Techniken; deshalb können die folgenden Vergleiche für andere Windkraftanlagen mit z. B. anderen Materialien oder Herstellungsverfahren durchaus anders ausfallen.

Tabelle 6.2 Charakteristische Kenngrößen der Referenzwindkraftanlagen

		600 kW-Klasse	1,5 MW-Klasse	2,5 MW-Klasse
Nennleistung	in kW	600	1 500	2 500
Rotordurchmesser	in m	43	70	80
Turmhöhe	in m	65	85	100
Verfügbarkeit	in %	98	98	98
Parkwirkungsgrad	in %	92	92	92
Lebensdauer	in a	20	20	20
Volllaststunden	in h/a			
	5,5 m/s ^a	1 600	1 550	1 650
	6,5 m/s ^a	2 300	2 200	2 450
	7,5 m/s ^a	3 000	2 900	3 050

^a bezogen auf 50 m Höhe über Grund für typische Standorte in Deutschland.

Da die Windstromerzeugung stark vom Windenergieangebot abhängt, werden zusätzlich jeweils drei Referenzstandorte mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von 5,5, 6,5 und 7,5 m/s, jeweils bezogen auf eine Messhöhe von 50 m über Grund, betrachtet. Dabei spiegelt eine jahresmittlere Windgeschwindigkeit

von 7,5 m/s die Gegebenheiten an sehr guten Standorten an der Küste wider. Jahresmittel der Luftströmungsgeschwindigkeit von 6,5 m/s beschreiben gute Standorte ebenfalls in Küstennähe und optimale Standorte im Binnenland. Jahresmittlere Windgeschwindigkeiten von 5,5 m/s können als typisches Beispiel für gute Mittelgebirgslagen angesehen werden.

Die potenzielle Stromerzeugung für jeden Anlagentyp an einem der drei exemplarisch betrachteten Standorte errechnet sich aus der Leistungskurve der Windanlage und der Windverteilung (vgl. Kapitel 2.3) am Standort. Dabei wurde eine typische Weibull-Verteilung mit einem Formfaktor von 2 angenommen. Die daraus resultierenden Volllastbenutzungsstunden (d. h. der Quotient aus der jährlich potenziell erzeugbaren Strommenge und der Anlagen-Nennleistung) im Mittel über mehrere Windkraftanlagen der gleichen Leistungsklasse zeigt Tabelle 6.2. Eine technische Verfügbarkeit der Anlagen von 98 % und ein Windparkwirkungsgrad von 92 % ist dabei berücksichtigt.

Die in Tabelle 6.2 dargestellte Anlage der 1,5 MW-Klasse zeigt in allen drei Windgeschwindigkeitsklassen die geringsten Volllaststunden. Dies liegt darin begründet, dass die im Vergleich zur 600 kW-Anlage höhere mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe die leicht ungünstigere Leistungskennlinie der 1,5 MW-Anlage nicht ausgleichen kann. Deshalb zeigt aber die 2,5 MW-Anlage wieder höhere Volllaststunden, da hier bei einer noch größeren Turmhöhe eine leicht bessere Leistungskennlinie gegeben ist.

6.3.2 Ökonomische Analyse

Zur Abschätzung der mit der Windenergienutzung verbundenen Aufwendungen werden im Folgenden zunächst die variablen und fixen Aufwendungen der untersuchten Windkraftanlagen diskutiert. Daraus errechnen sich in Abhängigkeit des jeweiligen Windenergieangebots die spezifischen Stromgestehungskosten.

Investitionen. Die Investitionen setzen sich aus den Aufwendungen ab Werk, den Kosten für Transport und Montage, für das Fundament und für die Netzanbindung sowie den sonstigen Kosten (u. a. Planungskosten, Wegekosten) zusammen. Die Kostenstruktur wird dabei entscheidend von der Größe der Anlage sowie den örtlichen Gegebenheiten bestimmt. Sie werden im Folgenden näher analysiert.

Werden Kosten für markttypische Anlagen analysiert, ergeben sich die in Tabelle 6.3 dargestellten Größenordnungen. Sie wurden ermittelt auf der Basis eines repräsentativen Marktquerschnitts bezogen auf die Tabelle 6.2 festgelegte Turmhöhe. Demnach weist ein Konverter mit einer installierten Leistung von 600 kW im Mittel Gesamtkosten (d. h. Konverterkosten einschließlich Netzanbindung, Anlageninstallation und Sonstiges) um die 750 k€ (1 250 €/kW) auf; davon sind rund zwei Drittel für die Windkraftanlage selbst und der verbleibende Rest für sonstige Aufwendungen zu veranschlagen. Bei einer Anlage der 1,5 MW-Klasse liegen die Gesamtkosten bei rund 1,9 Mio. € (1 250 €/kW); auch hier resultiert mit einem Anteil von rund drei Viertel der größte Teil der Kosten aus der eigentlichen Wind-

kraftanlage. Bei dem Konverter mit 2,5 MW installierter elektrischer Leistung liegen die Gesamtinvestitionen bei ungefähr 2,8 Mio. € (1 120 €/kW).

Werden die spezifischen Kosten der eigentlichen Windkraftanlage je m^2 Rotorfläche betrachtet, wird deutlich, dass kleinere Anlagen günstigere Werte aufweisen als Großanlagen. Anlagen mit einer Leistung von 600 kW zeichnen sich beispielsweise durch Werte um 350 €/m^2 aus. Demgegenüber steigen bei größeren Anlagen im unteren MW-Bereich die spezifischen Kosten auf maximal ca. 430 €/m^2 (Abb. 6.24).

Auch bei der Betrachtung der spezifischen Kosten je kW installierter elektrischer Leistung wird sichtbar, dass kleinere Anlagen günstigere Werte als Großanlagen aufweisen. Die günstigste Anlage mit 600 kW Nennleistung weist z. B. spezifische Kosten von weniger als 800 €/kW auf. Die spezifischen Kosten der derzeit am häufigsten installierten Anlagen der 1,5 MW-Klasse liegen in einer Spannbreite von 800 bis etwa $1\,100 \text{ €/kW}$ (Abb. 6.24). Demgegenüber dürften bei Anlagen mit noch größeren Leistungen die spezifischen Investitionen wieder leicht zurück gehen. Diese Zusammenhänge sind im Wesentlichen auf die gegenwärtige Marktsituation zurückzuführen, nach der Anlagen im Bereich von rund 1,5 MW am stärksten nachgefragt werden und deshalb hier auch die höchsten Anlagenpreise zu erzielen sind.

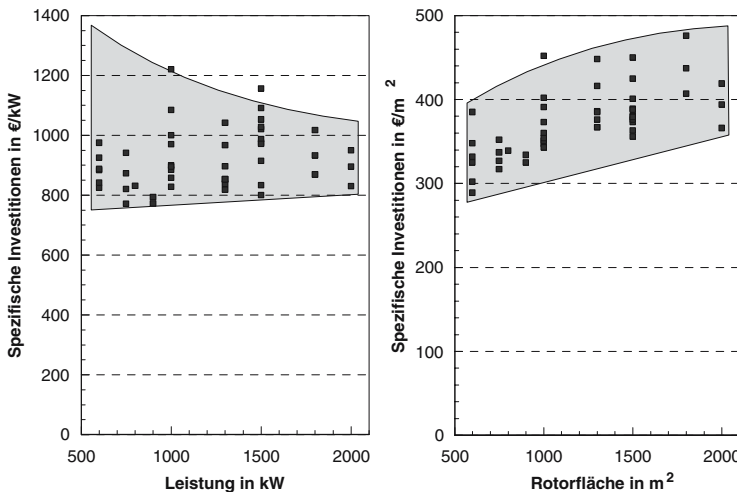


Abb. 6.24 Spezifische Investitionen von Windkraftanlagen (ohne Trafo, ohne Netzanbindung)

Die Investitionsnebenkosten beinhalten die Aufwendungen für die Netzanbindung, das Fundament sowie für Erschließung und Planung (d. h. Sonstiges). Derartige Aufwendungen variieren stark je nach Art des Projekts (Anlagenanzahl, -größe) und den örtlichen Gegebenheiten. Die Netzanbindungskosten stellen dabei in der Regel die größte Kostenposition dar. Sie liegen in einer Spannbreite von 5

bis 30 % der Anlagenkosten. Die Aufwendungen für die Fundamentierung betragen ca. 3 bis 9 %, die der Erschließung ca. 1 bis 5 % und die der Planung ca. 1,5 bis 3 % der Anlagenkosten. Sonstige Kosten belaufen sich auf 5 bis 8 % der Investitionskosten einer Windkraftanlage. Insgesamt liegen die Investitionsnebenkosten für Onshore-Standorte in einer Spannbreite von 16 bis 52 % bezogen auf die Anlagenkosten. Windparks mit Anlagen relativ kleiner Leistung weisen in der Regel deutlich geringere spezifische Kosten auf solche mit Anlagen merklich höherer Leistung. Bei sehr großen Windparks mit vielen Windkraftanlagen können durch erheblich höhere Aufwendungen für die Netzanbindung (z. B. Bau eines Umspannwerks und Ankopplung an eine höhere Spannungsebene) wiederum höhere spezifische Kosten entstehen.

Bei Offshore-Windparks ist zu erwarten, dass die Investitionsnebenkosten auf Grund der wesentlich höheren Kosten für Fundamentierung und Netzanbindung deutlich über denen der Onshore-Windparks liegen werden. Derzeit werden Angaben von 70 bis 105 % der eigentlichen Anlageninvestitionen genannt. Die Höhe der Kosten ist in hohem Maße von der Wassertiefe und der Entfernung zur Küste abhängig.

Die Gesamtinvestitionen pro kW installierter elektrischer Leistung lagen bei den im Jahr 2000 realisierten Windenergieprojekten im Mittel zwischen 920 und 1 430 €/kW, wobei der Großteil dieser Vorhaben durch spezifische Gesamtkosten zwischen 1 000 bis 1 250 €/kW gekennzeichnet war. Dabei geht jedoch der Trend aufgrund der langsamen Erschöpfung kostengünstig erschließbarer Standorte zu geringfügig höheren Kosten.

Tabelle 6.3 Mittlere Investitionen und Betriebskosten sowie durchschnittliche Stromgestehungskosten für die in Tabelle 6.2 definierten Referenzanlagen

Leistung	in kW	600	1 500	2 500
Investitionen				
Windkonverter	in k€	520	1 443	2 332
Netzanbindung	in k€	104	216	233
Sonstiges	in k€	130	216	233
Summe	in k€	754	1 876	2 800
Betrieb, Wartung, Sonstiges	in k€/a	18,2	50,5	81,6
Stromgestehungskosten				
5,5 m/s ^a	in €/kWh	0,079	0,084	0,072
6,5 m/s ^a	in €/kWh	0,055	0,059	0,048
7,5 m/s ^a	in €/kWh	0,042	0,045	0,039

^a bezogen auf 50 m Höhe über Grund für typische Standorte in Deutschland.

Betriebskosten. Die Betriebskosten setzen sich u. a. aus den Aufwendungen für Pacht, Versicherung, Wartung und Instandhaltung sowie für die technische Betriebsführung zusammen. Da zu den derzeit marktgängigen Anlagen Betriebserfahrungen nur über wenige Jahre vorliegen, schwanken die hierzu angegebenen Kostenansätze teilweise erheblich. Es kann jedoch insgesamt mit durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten von 2 bis 4 % bezogen auf die Gesamtinvestitionssumme

gerechnet werden (Tabelle 6.3). Den größten Anteil nehmen davon die Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Reparatur sowie die Pachtkosten ein. Auch die Kosten für die technische Betriebsführung sowie die Geschäftsbesorgung sind relevant. Im Unterschied dazu sind für Offshore-Windparks auf Grund erhöhter Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung sowie Versicherung deutlich höhere Aufwendungen zu erwarten.

Stromgestehungskosten. Die spezifischen Stromgestehungskosten können mit Hilfe der Annuitätenmethode aus den Gesamtinvestitionen und den jährlich anfallenden Aufwendungen sowie den zu erwartenden Energieerträgen berechnet werden. Dabei wird in Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise eine reale Diskontrate von 4,5 % und eine Abschreibdauer in Höhe der technischen Anlagenlebensdauer von 20 Jahren unterstellt. Bei den Betriebskosten wird davon ausgegangen, dass sie über die Lebensdauer der Anlage real konstant bleiben.

Tabelle 6.3 zeigt für die drei in Tabelle 6.2 definierten Anlagentypen an den drei betrachteten Referenzstandorten die entsprechenden Stromgestehungskosten für durchschnittliche Standortgegebenheiten. Demnach nehmen mit zunehmender mittlerer Windgeschwindigkeit die Stromgestehungskosten stark ab.

In Deutschland kommen Standorte mit jahresmittleren Windgeschwindigkeiten von rund 7,5 m/s in 50 m Höhe über Grund in größerem Umfang nur an der Küste vor. Die aus dem diesen Geschwindigkeiten entsprechenden Windangebot resultierenden spezifischen Stromgestehungskosten, die bei den hier untersuchten Anlagen zwischen 0,039 und 0,045 €/kWh liegen, sind daher – bezogen auf die durchschnittlich in Deutschland vorliegenden Gegebenheiten – eher als Ausnahme anzusehen. Im Normalfall liegt die Windgeschwindigkeit an potenziellen Anlagenstandorten zwischen 5,5 und maximal 6,5 m/s (bezogen auf 50 m Höhe über Grund). Da die Installation von Anlagen mit Leistungen unter 1 MW eher die Ausnahme geworden ist, kann demnach in Deutschland bei den meist vorliegenden Windgeschwindigkeiten an potenziellen Standorten mit durchschnittlichen realen spezifischen Stromgestehungskosten aus volkswirtschaftlicher Sicht zwischen etwa 0,05 und über 0,08 €/kWh ausgegangen werden. Insgesamt bewegen sich die spezifischen Stromgestehungskosten unter sonst günstigen Bedingungen damit in der Größenordnung der gesetzlich festgelegten Netzeinspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dies kann sich jedoch grundlegend ändern, wenn eine ökonomische Gesamtbetrachtung aus betriebswirtschaftlicher Sicht und damit aus der Sicht eines potenziellen Investors durchgeführt wird und – wie in der Praxis üblich – von dem aktuellen Bankzins und einer Abschreibungsdauer von beispielsweise 8 bis 10 Jahren ausgegangen wird.

Beim Vergleich der betrachteten Anlagentechniken untereinander werden keine signifikanten Unterschiede in den Stromgestehungskosten bei gleicher Windgeschwindigkeit deutlich. Aufgrund der derzeit marktbedingt höheren Konverterkosten der 1,5 MW-Klasse liegen hier die Stromgestehungskosten leicht über denen der untersuchten kleinen und sehr großen Anlagen.

Unabhängig davon ist aber insbesondere für Anlagen mit installierten Leistungen zwischen 50 und 500 kW, die jedoch heute in Deutschland kaum noch eine Bedeutung haben, ein deutlicher Rückgang der spezifischen Stromgestehungskosten festzustellen. Ursachen hierfür sind zum Einen die deutlich niedrigeren spezifischen Investitionen und zum Anderen die oft größeren Turmhöhen, die am gleichen Standort eine höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Jahresmittel in Nabenhöhe aufgrund der Zunahme der mittleren Luftströmungsgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund bedingen. Verglichen damit sind die hier konkret untersuchten Anlagen (Tabelle 6.2) deutlich kostengünstiger als solche kleinen Windkraftanlagen; deshalb haben letztere im Verlauf des letzten Jahrzehnts auch zunehmend an Bedeutung verloren.

Die Stromgestehungskosten werden von einer Vielzahl unterschiedlichster Parameter bestimmt. Um deren Einfluss besser abschätzen und bewerten zu können, zeigt Abb. 6.25 eine Variation der wesentlichen sensitiven Parameter und deren Auswirkungen auf die resultierenden Stromgestehungskosten. Dazu wird beispielhaft von einem Standort mit 6,5 m/s jahresmittlerer Windgeschwindigkeit (bezogen auf eine Höhe über Grund von 50 m) und einer 1,5 MW-Anlage ausgegangen (d. h. 2 200 Volllaststunden pro Jahr).

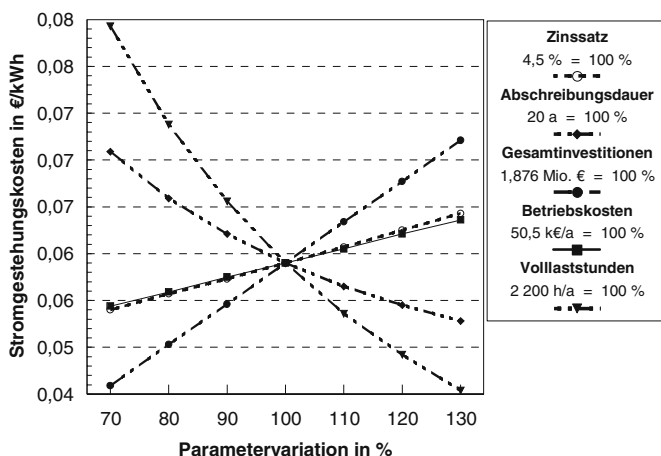


Abb. 6.25 Parametervariation der wesentlichen Einflussgrößen auf die spezifischen Stromgestehungskosten

Demnach üben die Volllaststunden – und damit das standortspezifische Jahresmittel der Windgeschwindigkeit – den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten aus. Daraus resultiert, aufgrund des Anstiegs der mittleren Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe über Grund, die Tendenz zu immer größeren Turmhöhen, um eine optimale Ausnutzung des vorherrschenden Windangebots an einem potenziellen Standort zu ermöglichen. Neben den jährlichen Volllaststunden sind die Investitionskosten der zweite wesentliche Einflussfaktor auf die spezifischen Stromgestehungskosten. Verglichen damit beeinflussen die Betriebskosten und der

Zinssatz sowie die Abschreibungsdauer die Stromgestehungskosten deutlich weniger.

6.3.3 Ökologische Analyse

Neben den technischen und ökonomischen Gegebenheiten sind für eine Technik zur Energiebereitstellung in zunehmendem Maße auch andere Kriterien bestimmend. Aufbauend auf den in Kapitel 6.3.1 getroffenen Definitionen werden daher im Folgenden die Ökobilanzen einer windtechnischen Stromerzeugung für die drei definierten Anlagen (Tabelle 6.2) für alle drei untersuchten unterschiedlichen Standorte einschließlich aller vorgelagerten Prozesse erstellt und diskutiert. Zusätzlich werden weitere Umwelteffekte diskutiert.

6.3.3.1 Lebenszyklusanalyse

Nachfolgend werden für die betrachteten Windkraftanlagen, die typisch für das derzeitige Marktspektrum sind, die Energie- und Emissionsbilanzen im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse bestimmt. Die Ökobilanzierung wird dabei ausschließlich für eine alleinige Stromerzeugung aus Windkraft durchgeführt.

Dabei ist immer zu beachten, dass aufgrund der Vielzahl unterschiedlichster Ausführungsformen von Windkraftanlagen sowie der für jede Anlage spezifischen Randbedingungen die dargestellten Bilanzergebnisse nur als mögliche – realistische – Größenordnungen der tatsächlichen Gegebenheiten angesehen werden können. Im Einzelfall ist deshalb zu erwarten, dass die Ergebnisse von den hier diskutierten sowohl zu größeren als auch niederen Werten abweichen können.

Tabelle 6.4 zeigt für die in Tabelle 6.2 definierten Anlagen die Energie- und Emissionsbilanzen einer Stromerzeugung aus Windkraft. Aus der Vielzahl von möglicherweise freigesetzten Stoffen werden in Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise neben dem Verbrauch erschöpflicher Primärenergieträger nur die toxikologisch relevanten Luftschadstoffe SO_2 und NO_x sowie zusätzlich unter Klimaschutzaspekten die CO_2 -Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt „Versauerung von Böden und Gewässern“ die SO_2 -Äquivalent-Emissionen betrachtet (Tabelle 6.4).

Nach Tabelle 6.4 bewegt sich der kumulierte fossile Energieaufwand einer Windstromerzeugung für die hier untersuchten Anlagen zwischen 311 und 649 $\text{GJ}_{\text{prim}}/\text{GWh}$. Anlagen der 600 kW-Klasse zeigen dabei die geringsten und Anlagen der 1,5 MW-Klasse die durchschnittlich höchsten Werte.

Unter den zugrunde gelegten Rahmenannahmen liegen die spezifischen kumulierten SO_2 -Emissionen zwischen 107 und 243 kg/GWh und die NO_x -Emissionen zwischen 42 und 88 kg/GWh . An klimarelevanten Emissionen werden – ausgedrückt in CO_2 -Äquivalent-Emissionen – je GWh erzeugter elektrischer Energie rund 23 bis 48 t und an Gasen mit versauernder Wirkung (SO_2 -Äquivalent-Emissionen) 151 bis 334 kg/GWh freigesetzt.

Tabelle 6.4 Energie- und Emissionsbilanzen einer windtechnischen Stromerzeugung für die in Tabelle 6.2 definierten Referenzanlagen

Nennleistung in kW	600			1 500			2 500		
Windgeschw. in m/s ^b	5,5	6,5	7,5	5,5	6,5	7,5	5,5	6,5	7,5
Energie in GJ _{prim} /GWh ^a	584	406	311	649	457	347	589	396	319
SO ₂ in kg/GWh	200	139	107	243	171	130	211	142	114
NO _x in kg/GWh	79	55	42	88	62	47	86	58	46
CO ₂ -Äqu. in t/GWh	42,4	29,5	22,6	48,1	33,9	25,7	45,9	30,9	24,9
SO ₂ -Äqu. in kg/GWh	282	196	151	334	235	179	299	201	162

^a primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger); ^b bezogen auf 50 m Höhe über Grund für typische Standorte in Deutschland.

Insgesamt gesehen nehmen der Verbrauch erschöpflicher Energieträger und die Emissionen pro bereitgestellter Einheit elektrischer Energie mit zunehmenden mittlerer Windgeschwindigkeit und damit zunehmenden Volllaststunden stark ab. Werden demgegenüber Windkonverter unterschiedlicher installierter elektrischer Leistung bei einer konstanten mittleren Windgeschwindigkeit miteinander verglichen, werden keine signifikanten Unterschiede bei den hier untersuchten Emissionen deutlich.

Insgesamt liegen die Werte für die Emissionen oder den Primärenergieverbrauch der 1,5 MW-Anlage bei einer gegebenen Windgeschwindigkeit immer leicht über denen der anderen Anlagen. Dies ist auf die im Mittel geringeren bei den zugrunde gelegten Turmhöhen mit diesen Anlagen erreichbaren Volllaststunden zurückzuführen.

Der Anteil der CO₂-Äquivalent-Emissionen, die durch die einzelnen Komponenten einer Windkraftanlage sowie durch Betrieb und Abriss bedingt werden, zeigt Abb. 6.26 exemplarisch anhand der 1,5 MW-Anlage bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s bezogen auf 50 m Höhe über Grund (Tabelle 6.4). Unter dem Begriff „Fundament“ werden dabei hier neben den eigentlichen Aufwendungen für die Verankerung der Windkraftanlage im Untergrund (u. a. Beton, Stahl, Aushub) auch der maschinentechnische Einsatz zur Aufstellung des Konverters subsummiert. Der Netzanschluss beinhaltet alle elektrotechnischen Aufwendungen zur Einbindung der Windkraftanlage in das Netz der öffentlichen Versorgung.

Aus Abb. 6.26 wird deutlich, dass der Abriss einschließlich der Entsorgung der Windkraftanlage mit unter 5 % nur relativ wenig zu den kumulierten CO₂-Äquivalent-Emissionen beiträgt. Der Betrieb, der mit einem Anteil von rund 14 % zu den Gesamtemissionen beiträgt, umfasst u. a. die Wartung und den Austausch defekter Komponenten. Der größte Teil der Emissionen an klimarelevanten Emissionen resultiert demnach aus dem Bau der Windkraftanlage (ca. 81 %); hierzu tragen die weiteren neben dem Generator, dem Getriebe und dem Rotor in der Gondel befindlichen Komponenten (insgesamt ca. 18 %), der Turm (insgesamt rund 20 %) und der Rotor (insgesamt etwa 19 %) am meisten bei.

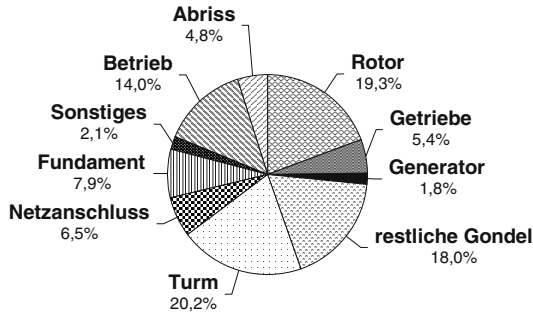


Abb. 6.26 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer 1,5 MW-Windkraftanlage

6.3.3.2 Weitere Umwelteffekte

Mit der Stromerzeugung aus Windenergie sind neben den herstellungsbedingten Energieaufwendungen sowie den daraus resultierenden Emissionen weitere Umwelteffekte verbunden. Dabei wird zwischen lokalen Umweltaspekten bei der Herstellung, dem Normalbetrieb und einem möglichen Störfall sowie bei Betriebsende unterschieden.

Herstellung. An der Herstellung von Windkraftanlagen sind konventionelle Industriebereiche des „klassischen“ Maschinenbaus und der Elektrotechnik beteiligt. Damit führt auch die Produktion von Windkraftanlagen zu ebensolchen Umweltwirkungen bezüglich Boden, Wasser und Luft, durch die diese Branchen i. Allg. gekennzeichnet sind. Aufgrund der schon sehr weit gehenden Umweltschutzvorgaben bewegen sich die entsprechenden Umwelteffekte jedoch auf einem vergleichsweise geringen Niveau. Auch das Störfallpotenzial bei der Herstellung ist i. Allg. – von Ausnahmen z. B. bei der Eisen- und Stahlherstellung abgesehen – relativ gering.

Normalbetrieb. Während des Betriebs von Windkraftanlagen kommt es nicht zu direkten Freisetzungen von toxischen Stoffen. Trotzdem ist der Windkraftanlagenbetrieb mit bestimmten Auswirkungen auf die natürliche Umwelt verbunden. Wesentliche derartige Effekte werden nachfolgend beschrieben.

Hörschall. Windkraftanlagen mit drehenden Rotoren sind Schallquellen. Der Schall entsteht vorrangig durch aerodynamische Geräusche an den Rotorblättern und durch eine Schallabstrahlung von Getriebe und Generator.

Letztere Schallquelle konnte durch eine Kapselung der Anlagen bzw. durch den Verzicht auf ein Getriebe in den letzten Jahren deutlich vermindert werden. Hinzu kommt, dass bei den modernen Anlagen zwischenzeitlich fast ausnahmslos eine konstruktive Trennung zwischen Getriebe und Generator einerseits und der Gondel der Windkraftanlage andererseits realisiert wurde; dadurch wirkt die Gondel nicht

länger als Resonanzkörper und die Körperschallbelastung wurde damit – im Vergleich zu Anlagen, die Anfang der neunziger Jahre angeboten wurden – signifikant reduziert.

Aerodynamische Geräuschemissionen von Windkraftanlagen resultieren aus der Strömung der bewegten Luftmassen um die Rotorblätter und aus dem Hindurchtreten des Rotorblatts durch den Turmstau; sie treten hauptsächlich bei mittleren und höheren Blattspitzengeschwindigkeiten auf. Für die Umwelt maßgeblich ist dabei meist nur die Geräuschentwicklung bei niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeiten, da bei höheren Luftströmungsgeschwindigkeiten das natürliche Windgeräusch dominiert. Der aerodynamisch erzeugte Schall wurde in der Vergangenheit durch eine Optimierung der Form der Rotorblätter und der Rotorblattspitze verringert. Insgesamt konnte durch diese und weitere Maßnahmen im Verlauf des letzten Jahrzehnts eine erhebliche Reduzierung der Geräuschemissionen (um ca. 5 bis 10 dB(A)) erreicht werden /6-13/. Deshalb sind Windkraftanlagen nur noch bei vergleichsweise geringen Windgeschwindigkeiten vom Hintergrundrauschen signifikant zu unterscheiden.

Die von Windkraftwerken ausgehenden Schallemissionen sind ein wesentlicher Planungsfaktor. Hier ist es beispielsweise durch eine günstige Anordnung der Windkraftanlagen und einer entsprechenden Typenauswahl möglich, bei konstanter Stromerzeugung eine Schallpegelminderung von ca. 10 dB(A) zu erreichen. Auch sind in der Technischen Anleitung zum Schutz vor Lärm (TA Lärm) konkrete Vorgaben für Geräuschpegel festgelegt, die in Wohn-, Misch- und Gewerbegebieten nicht überschritten werden dürfen. Um eine Genehmigung zum Bau einer Windkraftanlage oder eines Windparks zu erhalten, ist die Einhaltung dieser Grenzwerte durch ein entsprechendes Gutachten nachzuweisen. Damit ist sichergestellt, dass unvermeidbare Lärmbelastungen nicht auftreten.

Infraschall. Windkraftanlagen emittieren im Wesentlichen aerodynamisch bedingten Infraschall in einer Frequenzbreite von 0,6 bis 1,5 Hz. Bei diesen Frequenzen liegt die Wahrnehmungsgrenze beim Menschen mit 120 bis 130 dB(A) sehr hoch. Messungen ergaben z. B. in 120 m Entfernung einer 500 kW-Anlage 75 bis 85 dB(A), die in 300 m Entfernung auf 67 bis 77 dB(A) abgeklungen waren. Durch die ohnehin im Rahmen der Baugenehmigung einzuhaltenen Abstände infolge der Vorgaben der TA Lärm gehen damit keine Belastungen für den Menschen durch Infraschall aus. Auch die Tierwelt wird – nach gegenwärtigem Kenntnisstand – durch Infraschall nur wenig belastet.

Diskoeffekt. An Tagen mit einem hohen solaren Direktstrahlungsanteil können im Nahbereich von Windturbinen Lichtreflexe an den Rotorblättern auftreten, da das Sonnenlicht an der spiegelnden Oberfläche der Rotorblätter reflektiert wird. Sie sind jedoch nur zufällig und kurzzeitig wahrnehmbar, da sie an ganz bestimmte Sonnenstände gekoppelt sind und aufgrund der gewölbten Rotorenflächen ohnehin gering sind. Eine konstante Beeinträchtigung im Verlauf mehrerer Stunden kann weitgehend ausgeschlossen werden. Derartige Effekte lassen sich durch eine refle-

xionsarme Oberflächengestaltung der Rotorblätter weiter reduzieren, die zusätzlich zwischenzeitlich bei der Rotorblattfertigung praxisüblich geworden ist.

Schattenwurf. Schattenwurf ist die Bezeichnung des sich bewegenden Schlagschattens, der bei Sonnenschein von den Rotorblättern ausgeht /6-14/. Der Schattenwurf ist abhängig u. a. von den Witterungsbedingungen und dem Sonnenstand sowie der Größe und dem Betrieb der Anlage. Die maximale Schattenwurf-Reichweite beträgt bei einer 0,5 bzw. 1,5 MW-Anlage ca. 500 bzw. 1 000 m. Gemessen wird der Schattenwurf durch die theoretisch maximal mögliche Einwirkzeit (hier werden stets Sonnenschein, sich drehende Rotoren und eine ungünstige Windrichtung, welche die Stellung des Rotors zur Sonne beeinflusst, vorausgesetzt) und der realen Einwirkzeit (hier wird der Schatten unter realen Wetterbedingungen berechnet). Dabei liegt die reale Schattenwurfzeit bei rund 20 % der theoretisch möglichen absoluten Schattenwurfdauer.

Trotzdem kann der Schattenwurf insbesondere für die Anwohner ein Thema sein. Deshalb wurde im Rahmen einer Anwohnerbefragung die Wirkung von periodischem Schattenwurf auf Erleben, Verhalten und Bewältigung erfasst. In der Personengruppe, die einer gewichteten Schattendauer von 5 bis 10 h/a ausgesetzt war, zeigten sich einzelne Effekte auf diese drei untersuchten Wirkungsbereiche; beispielsweise traten bei mehr als 15 h/a gewichteter Schattendauer starke Effekte in allen drei Bereichen auf. Auch wurde untersucht, ob periodischer Schattenwurf als alleinige Einflussgröße bei einer Dauer von mehr als 30 min und einmaliger Darbietung zu Stresseffekten führt. Bei den Probanden kam es dabei zu keinen erheblichen Belastungen; die nachgewiesenen erhöhten Anforderungen an psychische und physische Ressourcen könnten jedoch ein Hinweis darauf geben, dass kumulative Langzeitwirkungen die Kriterien einer Belästigung ggf. erfüllen können /6-15/.

Durch entsprechende Planungen im Vorfeld eines Windkraftanlagenprojekts und entsprechende Standortfestlegungen ist es jedoch meist einfach möglich, die Schattenwurfzeiten deutlich zu verringern /6-16/ und dadurch alle damit verbundenen Probleme der Anwohner weitgehend zu minimieren.

Eisabwurfisiko. An den Flügeln einer Windkraftanlage können sich unter bestimmten meteorologischen Bedingungen Eisbrocken bilden, die sich z. B. beim Anlaufen der Windkraftanlage lösen und herabstürzen können. Die dadurch ausgehende Gefahr ist im Wesentlichen abhängig von den meteorologischen Randbedingungen und damit u. a. vom Standort (z. B. Mittel- oder Hochgebirge). Das Risiko, durch einen derartigen Eisbruch in z. B. 200 m Entfernung zur Anlage zu Tode zu kommen, ist jedoch vergleichsweise gering und entspricht etwa dem Risiko eines Blitzschlags /6-17/.

Landschaftsbild. Windkraftanlagen sind technische Bauwerke, die notwendigerweise eine Veränderung des Landschaftsbildes bewirken. Aufgrund der ständig steigenden Anlagengrößen und den zunehmenden Masthöhen im Verlauf der letz-

ten 10 bis 15 Jahre hat auch die Beeinflussung des Landschaftsbildes an Bedeutung gewonnen.

Dabei gehen von den Windkraftanlagen zwei Landschaftsbild-beinträchtigende Wirkungen aus; zum Einen werden die Dimensionen des Landschaftsbildes verändert und zum Anderen resultiert eine große Fernwirkung /6-18/.

Relevant wird dies insbesondere in flachen Landschaften und auf exponiert liegenden Standorten in den Mittelgebirgen; hier sind die Windkonverter weithin sichtbar. Anzahl und Turmhöhe der Windkraftanlagen spielen dabei eine entscheidende Rolle. Durch eine entsprechende Farbgebung, die Bauform des Turms sowie die Anzahl der Rotorblätter und deren Drehzahl kann jedoch die subjektiv von den Menschen empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbildes beeinflusst werden. Beispielweise passt ein massiver Turm oftmals besser in die Landschaft als ein Gittermast. Rotoren mit drei Rotorblättern werden i. Allg. aufgrund der größeren Laufruhe von einem Beobachter als angenehmer empfunden als Rotoren mit einem oder zwei Rotorblättern.

Dabei hängt die optische Beurteilung von Windkraftanlagen als etwas, das nicht durch objektiv definierbare Größen bestimmt ist, wesentlich von den Assoziationen ab, die der jeweilige Betrachter persönlich einbringt. Daneben spielt auch die landschaftliche Umgebung um die Anlage eine Rolle. Im Normalfall wird jedoch – zumindest in Deutschland – der Anblick einer Windkraftanlage nach wie vor oft als wenig störend empfunden. Auch ist es durch computergestützte Planungsmethoden möglich, im Vorfeld der Errichtung von Windkraftanlagen die Wirkungen auf das Landschaftsbild abzuschätzen und entsprechend zu minimieren. Dabei zeigt sich u. a., dass sich je nach Standort der Windkraftanlage die Sichträume um den Faktor 4 unterscheiden können; dies lässt auf ein deutliches Optimierungspotenzial schließen.

Vogelschutz. In Zusammenhang mit der Windkraftnutzung werden Störungen von fressenden und rastenden Vögeln, Beeinflussung von ziehenden/fliegenden Vögeln sowie Vogelschlag als Umwelteffekte genannt.

Rastvögel meiden jede Art von Windkraftanlagen bis zu einer Entfernung von mehreren hundert Metern. Dabei reagieren bestimmte Vogelarten (z. B. großer Brachvogel, Kampfläufer) sehr viel empfindlicher als z. B. Möwen /6-19/.

Bei vielen Vogelarten werden i. Allg. keine auffälligen Verhaltensänderungen gegenüber Windkraftanlagen beobachtet /6-19/. Jedoch sind auch gegenteilige Untersuchungsergebnisse bekannt; z. B. ist bei Weisstörchen von einer Empfindlichkeit in Brutplatznähe auszugehen /6-20/. Zusammengenommen reagieren verschiedene Vogelarten sehr unterschiedlich auf Windenergieanlagen. So werden Kiebitze und Austernfischer nicht von Windkraftanlagen beeinflusst, während bei Rot-schenkel und Uferschnepfe eine Beeinträchtigung nicht ausgeschlossen werden kann /6-21/.

Vogelschlag tritt in Zusammenhang mit Windkraftanlagen, vermutlich aufgrund der Rotorgeräusche, nur vereinzelt auf und hat im Vergleich mit anderen Bauwerken und dem Straßenverkehr nur eine geringe Bedeutung. In diesem Zusammen-

hang wurden über zwei Jahre 9 Windkraftanlagen-Standorte hinsichtlich der Vogel-schlagopfer kontrolliert. Beispielsweise gab es dabei an 7 Standorten 32 Vogel-schlagopfer von 15 Arten /6-19/.

Die negativen Auswirkungen der Windkraftnutzung auf die Vogelwelt lassen sich insgesamt vermindern, wenn, wie es mittlerweile auch planerische Praxis ist, bestimmte Gebiete von der Windenergienutzung gänzlich freigehalten werden (z. B. Naturschutzgebiete, Flora-Fauna-Habitat(FFH)-Gebiete).

Weitere Auswirkungen auf die Tierwelt. Ein Massenanflug von wandernden Insekten an Windkraftanlagen konnte bei Standortuntersuchungen bisher nicht festgestellt werden /6-19/. Auch gravierende Störwirkungen auf Wildtiere (z. B. Feldhase, Rehwild, Rotfuchs, Rebhuhn, Rabenkrähe) konnten nicht nachgewiesen werden /6-22/. Damit sind die potenziellen Auswirkungen auf die Tierwelt als gering zu bezeichnen.

Flächenverbrauch. Der Flächenverbrauch der Windkraftnutzung ist insgesamt als gering zu bezeichnen. Eine direkte Flächeninanspruchnahme ist nur durch Fundamente, Zuwegung und durch ggf. benötigte Betriebsgebäude gegeben; beispielsweise nimmt das Fundament einer 1,5 MW-Windkraftanlage eine Fläche von 100 bis 200 m² ein. Die Abstandsflächen, die beispielsweise innerhalb von Windparks einzuhalten sind, lassen sich auch weiterhin nahezu ohne Einschränkung landwirtschaftlich nutzen. Damit ist die Flächenversiegelung der Windkraftnutzung – auch im Vergleich mit anderen Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen und fossilen Energieträgern – sehr gering.

Offshore-Windenergienutzung. Im Offshore-Bereich spielen die Effekte Hörschall, Infraschall, Lichtreflexionen und Schattenwurf aufgrund des großen Abstandes zu Siedlungen keine Rolle. Dafür sind jedoch andere potenzielle Auswirkungen auf die natürliche Umwelt in der Diskussion. Dies gilt insbesondere für die folgenden Aspekte /6-23/, /6-24/:

- Schallabstrahlungen, auch ins Wasser, von Windkraftanlagen und dadurch mögliche Lärmbelästigung für Tiere,
- Auswirkungen auf Lebensgemeinschaften des Meeresbodens und auf die Fischfauna sowie
- Kollisionsrisiko von Schiffen und sich daraus ergebene Umweltwirkungen.

Hier müssen die Entwicklungen in den nächsten Jahren zeigen, inwieweit es durch eine Offshore-Windkraftnutzung zu signifikanten Umweltauswirkungen kommen wird. Aus gegenwärtiger Sicht ist tendenziell eher von geringeren Umwelteffekten im Vergleich zu einer Onshore-Windstromerzeugung auszugehen.

Akzeptanz. Der Grad der Akzeptanz von Windkraftanlagen kann als ein Indiz ihrer Wirkungen auf den Menschen und seine Umwelt angesehen werden. Vor diesem Hintergrund war die Analyse des Zusammenhangs zwischen einer Windkraftnutzung und dem Tourismus wiederholt Gegenstand wissenschaftlicher Untersuchungen. Demnach werden derzeit Urlaubslandschaften mit Windkraftanlagen emotio-

nal als weniger attraktiv eingeschätzt als solche ohne bzw. mit anderen Störungen; jedoch ist eine Windkraftnutzung nicht ein Grund, den Urlaubsort zu wechseln. Windturbinen besitzen außerdem oft ein positives Image als eine Form einer umweltfreundlichen und nachhaltigen Energieerzeugung, das den Attraktivitätsverlust mehr als aufwiegt /6-25/.

Störfall. Im Störfall sind aus gegenwärtiger Sicht keine negativen anlagenspezifischen Umwelteffekte zu erwarten; maximal kann es zu begrenzten lokalen Effekten kommen. Um selbst diese möglichst zu minimieren, sind beispielsweise bei Konvertern mit ölgeschmiertem Getriebe entsprechende Ölauffangeinrichtungen vorhanden.

Unabhängig davon kann es durch Brände an der Anlage z. B. an den elektrischen Anlagenteilen (u. a. Kabel) zu begrenzten Stofffreisetzungen an die Umwelt kommen, die allerdings nicht spezifisch für Windkraftanlagen sind. Sie entsprechen auch denen bei ähnlichen Störfällen in anderen Kraftwerken; außerdem sind derartige Störfälle durch Einhaltung der einschlägigen Vorschriften weitgehend vermeidbar.

Auch kann ein mechanisches Versagen (z. B. Rotorbruch) zu Schäden an der Vegetation (z. B. an der Grasnarbe) führen. Unter Einhaltung der Sicherheitsabstände zu bewohnten Gebieten sind die Verletzungsrisiken für den Menschen bei einem mechanischen Versagen jedoch als sehr gering zu bewerten, zumal davon auszugehen ist, dass – wenn überhaupt – ein Rotorbruch tendenziell bei Sturm auftreten dürfte; dann ist jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Personenschaden kommen kann, vergleichsweise gering.

Betriebsende. Windkraftanlagen bestehen größtenteils aus metallischen Werkstoffen, für die anerkannte Verwertungswege existieren. Offene Fragen existieren bisher noch bei der Entsorgung der Rotorblätter, die aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) bestehen. Besonders gute Ansatzpunkte bestehen hier durch stofflich-thermische Verwertungsverfahren /6-26/. Damit ist aber davon auszugehen, dass ein weitgehendes Recycling von Windkraftanlagen möglich ist; dies führt notwendigerweise zu allen damit verbundenen Umweltauswirkungen bzw. zur Vermeidung der entsprechenden Umwelteffekte, wenn dadurch die Herstellung von neuem Material vermieden werden kann.

6.4 Potenziale und Nutzung

Die Möglichkeiten einer Nutzung der Windenergie zur Energienachfragedeckung in Deutschland können durch die technischen Potenziale beschrieben werden. Diese werden im Folgenden unter Berücksichtigung des derzeitigen Standes der Technik aufbauend auf den theoretischen Potenzialen dargestellt. Die Ausführungen beschränken sich dabei auf die Potenziale einer netzgekoppelten, großtechni-

sehen Windstromerzeugung. Dieser Analyse schließt sich eine Darstellung der gegenwärtigen Nutzung an.

6.4.1 Potenziale

Theoretisches Potenzial. Über der Gebietsfläche Deutschlands ist ein theoretisches Potenzial der Windenergie zwischen 47 und 76 EJ/a gegeben; dieses theoretische Energiepotenzial übersteigt den derzeitigen Primärenergieverbrauch in Deutschland um das Drei- bis Fünffache. Diesem theoretischen Windenergieangebot entspricht ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial zwischen 8 und 12 PWh/a (Tabelle 6.5); es liegt ebenfalls erheblich oberhalb der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung in Deutschland. Jedoch ist dieses Potenzial aufgrund technisch unvermeidbarer Verluste nur teilweise erschließbar; aussagekräftiger ist deshalb das technische Potenzial, welches das letztlich „technisch Machbare“ beschreibt.

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) Onshore. Das technische Angebots- bzw. Stromerzeugungspotenzial der Windenergie auf dem Festland errechnet sich aus dem regional sehr unterschiedlichen Windenergieangebot in den bodennahen Atmosphärenschichten. Werden die einer technischen Nutzung entgegenstehenden Restriktionen (z. B. Siedlungsflächen, Naturschutzgebiete) berücksichtigt, ergibt sich, dass rund 0,81 Mio. ha in Deutschland durch jahresmittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 5,5 und 6 m/s, rund 0,29 Mio. ha durch 6 bis 7 m/s und etwa 0,08 Mio. ha durch mehr als 7 m/s, jeweils bezogen auf eine Messhöhe von 50 m über Grund, gekennzeichnet sind (Tabelle 6.5) /6-27/.

Ausgehend von diesen Flächenpotenzialen können die entsprechenden installierbaren Leistungen und daraus die erzeugbare elektrische Energie abgeschätzt werden. Dabei wird unterstellt, dass aufgrund ökonomischer Beschränkungen nur Gebiete mit Windgeschwindigkeiten über 5,5 m/s in 50 m Höhe über Grund für eine Windkraftnutzung sinnvollerweise auch genutzt werden würden. Mit einer durchschnittlichen Flächeninanspruchnahme von 10 ha pro MW, wie er für derzeit umgesetzte Projekte charakteristisch ist, kann daraus eine installierbare Windenergieleistung von rund 118 GW auf dem Festland der Bundesrepublik Deutschland abgeleitet werden (Tabelle 6.5). Unter Berücksichtigung des jeweiligen Windenergieangebots errechnet sich daraus ein technisches Stromerzeugungspotenzial von insgesamt rund 237 TWh/a (Tabelle 6.5). Bezogen auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) entspricht dieses Potenzial einem Anteil von knapp 40 %.

Ohne Berücksichtigung einer möglichen Offshore-Installation liegen rund zwei Drittel und damit der größte Anteil dieses Stromerzeugungspotenzials auf dem Festland in Gebieten, die durch ein Windgeschwindigkeitsmittel zwischen 5,5 und 6 m/s (bezogen auf 50 m Höhe über Grund) gekennzeichnet sind. Nennenswerte Potenziale sind aber auch noch bei mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 6 und 7 m/s (bezogen auf 50 m Höhe über Grund) gegeben; das bei diesem Wind-

energieangebot vorliegende Stromerzeugungspotenzial entspricht etwas mehr als einem Viertel des gesamten verfügbaren Potenzials. Bei noch höheren Windgeschwindigkeiten sind die technischen Potenziale mit unter 10 % der Gesamtpotenziale merklich kleiner.

Dieses technische Stromerzeugungspotenzial aus Windkraft ist innerhalb Deutschlands durch sehr große regionale Unterschiede gekennzeichnet. Die größten Stromerzeugungspotenziale liegen in den Küstenländern. Im Binnenland sind die Möglichkeiten der windtechnischen Stromerzeugung gering und beschränken sich häufig auf die Höhenlagen der Mittelgebirge und andere exponierte Standorte.

Dieses Stromerzeugungspotenzial errechnet sich auf der Basis der verfügbaren Windgeschwindigkeitsverteilung, die auf der Grundlage relativ weniger Messstationen und ohne Berücksichtigung lokaler Effekte ermittelt wurde. Da die regionale Topografie und die lokale Oberflächenbeschaffenheit insbesondere im Binnenland das Windenergieangebot wesentlich beeinflussen und damit de facto ein anderes Windenergieangebot gegeben sein kann als das, das in den zugänglichen Karten ausgewiesen ist, kann sich bei einer detaillierteren Betrachtung auch das korrespondierende Stromerzeugungspotenzial entsprechend ändern. Bei einer erheblich disaggregierteren Vorgehensweise ist deshalb zu erwarten, dass sich insbesondere im Binnenland die Potenziale u. U. deutlich verändern könnten.

Tabelle 6.5 Theoretische und technische Potenziale einer Windstromerzeugung in Deutschland /6-27/

Windgeschwindigkeitsklasse	in m/s ^a	5,5 – 6	6 – 7	> 7	Summe
Theoretisches Potenzial	in EJ/a ^b		47 – 76		
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in PWh/a ^c		8 – 12		
Technische Erzeugungspotenziale Onshore					
Technisches Flächenpotenzial	in Mio. ha	0,81	0,29	0,08	1,18
Technisch installierbare Leistung	in GW	81	29	8	118
Technisches Angebotspotenzial (Stromerzeugung)	in TWh/a	146	67	24	237
Raumordnerisch gesichertes Flächenpot.	in Mio. ha	0,15 – 0,20			
Raumordnerisch installierbare Leistung	in GW	15 – 20			
Raumordnerisches Angebotspot. (Stromerz.)	in TWh/a	27 – 36			
Technische Erzeugungspotenziale Offshore					
Technisches Angebotspotenzial (Stromerzeugung)	in TWh/a	237			
Technische Nachfragepotenziale in TWh/a	Ansatz I ^d	65 – 75			
	Ansatz II ^e	211			

^a jahresmittlere Windgeschwindigkeit in 50 m Höhe über Grund (auf der Basis eines Anlagenmixes entspricht dies 1 800 h/a bei der Klasse 5,5 bis 6 m/s, 2 300 h/a bei der Klasse 6 bis 7 m/s und 3 000 h/a bei über 7 m/s); ^b gesamtes Windenergieangebot über der Gebietsfläche Deutschlands; ^c berechnet auf der Basis „idealer Konverter“; ^d Ansatz I beinhaltet ausschließlich eine weitere Optimierung der Regelbarkeit des vorhandenen Kraftwerksparks und eines Verkaufs überschüssigen Windstroms; ^e Ansatz II beruht darauf, dass die basierend auf das technische Onshore- und Offshore-Potenzial über 35 TWh/a hinausgehende Windstromerzeugung in Wasserstoffspeichern mit einem Wirkungsgrad von 40 % zwischengespeichert wird.

Als Folge der baurechtlichen Privilegierung von Windkraftanlagen wurden auf Bundesländerebene, auf regionaler bzw. auf kommunaler Ebene vielfach Flächen

ausgewiesen, die, je nach Status, vorrangig oder vorzugsweise zur Errichtung von Windenergieanlagen genutzt werden sollen bzw. sich besonders dafür eignen (sogenannte raumordnerisch gesicherte Flächen). Teilweise sind derartige Planungen zur Gebietsfestlegung aber noch nicht abgeschlossen bzw. es erfolgt bereits eine Überarbeitung der Pläne; deshalb können die hier ausgewiesenen Flächen nur eine entsprechende Größenordnung aufzeigen.

In Deutschland sind – soweit bekannt – derzeit Flächen zur Windenergienutzung in einer Größenordnung von 150 000 bis 200 000 ha raumplanerisch gesichert. Insgesamt lässt sich auf dieser Basis eine installierbare Windenergieleistung von 15 bis 20 GW ableiten (Tabelle 6.5). Dies entspricht einem korrespondierenden Stromerzeugungspotenzial von 27 bis rund 36 TWh/a. Bezogen auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) sind dies 4,4 bis 5,9 %.

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale) Offshore. Zusätzlich zur Onshore-Anwendung ist eine Windkraftnutzung vor der Küste (Offshore) technisch möglich. Hier wären das Wattenmeer und Gebiete im flachen Wasser auf Grund der nur geringen Mehrkosten gegenüber einer Installation auf dem Festland prädestiniert. In Deutschland wurden jedoch wesentliche Teile des Wattenmeers vor der deutschen Nordseeküste bis zu einer mittleren Wassertiefe von rund 10 m zum Nationalpark erklärt. Deshalb ist hier auf Grund der rechtlichen Gegebenheiten eine Windkraftnutzung nicht möglich.

Unabhängig davon sind an der Nord- und Ostseeküste auch in geringen Wassertiefen Gebiete vorhanden, in denen eine Aufstellung von Windkraftkonvertern möglich erscheint. Bis zu einer mittleren Wassertiefe von 40 m und einer maximalen Entfernung von der Küste von 30 km sind dies bei mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen 6 und 7 m/s rund 572 km², zwischen 7 und 8 m/s ca. 3 544 km² und zwischen 8 und 9 m/s etwa 12 829 km² (die Windgeschwindigkeitsangaben sind jeweils bezogen auf eine Messhöhe von 10 m über Grund). Daraus ergibt sich ein technisches Stromerzeugungspotenzial von rund 237 TWh/a (Tabelle 6.5) /6-29/. Bezogen auf die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) entspricht dieses technische Offshore-Stromerzeugungspotenzial aus Windkraft einem Anteil von knapp 40 %.

Abb. 6.27 zeigt die entsprechenden Potenzialanteile in unterschiedlichen Wassertiefen bzw. Entfernungen von der Küste. Demnach ist der Großteil der technischen Stromerzeugungspotenziale in Wassertiefen zwischen 10 und 20 m bei einer Entfernung von bis zu 20 km von der Küste gegeben (96 TWh/a bzw. ca. 40 % des Gesamtpotenzials). Beachtliche Möglichkeiten der Windstromerzeugung sind auch bei Wassertiefen von bis zu 30 m und einer Küstenentfernung von maximal 10 km gegeben (d. h. hauptsächlich Gebiete im Bereich der Ostsee und außerhalb des Nationalparks Wattenmeer). Mit rund 95 TWh/a liegen hier weitere etwa 40 % des Gesamtpotenzials.

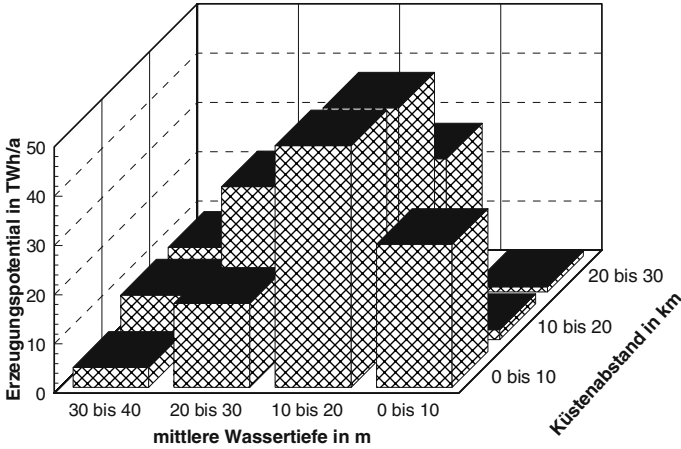


Abb. 6.27 Technische Stromerzeugungspotenziale einer windtechnischen Stromerzeugung vor der Küste (Offshore-Installation; Daten nach /6-29/)

Darüber hinaus ist derzeit bereits auch die Nutzung von Standorten in der sogenannten ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die sich an die 12 Seemeilen-Grenze anschließt, geplant, die durch eine deutlich größere Entfernung zur Küste gekennzeichnet sind. Dies führt dann in der Konsequenz zu einem deutlichen höheren Stromerzeugungspotenzial als die hier ausgewiesenen 237 TWh/a.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Aus den dargestellten technischen Stromerzeugungspotenzialen errechnen sich die technischen Endenergiepotenziale unter Berücksichtigung netz- und nachfrageseitiger Restriktionen. Dazu zählen die Netzverluste, die bei rund 5 % liegen, und die Speicherverluste; letztere treten bei einer über der augenblicklichen Nachfrage liegenden momentanen windtechnischen Stromerzeugung infolge der dadurch notwendigen Zwischenspeicherung auf. Zusätzlich kann durch das Netz der öffentlichen Versorgung in seiner derzeitigen Struktur bzw. den es speisenden Kraftwerkspark nur in beschränktem Umfang fluktuierende angebotsabhängig erzeugte elektrische Energie innerhalb Deutschlands ausgeglichen werden, wenn zusätzlich das gegenwärtige Maß der Frequenz- und Spannungsstabilität beibehalten werden soll.

Wie groß der Einfluss der diskutierten Restriktionen auf das windtechnische Potenzial im Einzelnen ist, hängt vor allem vom Verhältnis der Windstromerzeugung zum gesamten elektrischen Energieaufkommen, von den durch das Windenergieangebot vorgegebenen Fluktuationen und von der Gegen- oder Gleichläufigkeit dieser Erzeugung mit der zeitabhängigen Nachfragecharakteristik ab. Auch wird es durch das Einspeisemanagement der Windkraftanlagen, absehbaren Netzerweiterungen, sich abzeichnenden Kraftwerksneubauten und die Möglichkeiten eines Verkaufs von Windstrom auf den europäischen Strommärkten bestimmt.

Zur Abschätzung der Größenordnung, in der sich das technische Endenergiepotenzial derzeit in Deutschland bewegt, werden zwei Ansätze unterschieden.

- Ansatz I beinhaltet – ähnlich wie bei der Photovoltaikstromerzeugung (Kapitel 5.4.1) – die weitere Optimierung der Regelbarkeit des bestehenden Kraftwerksparks einschließlich weitergehender Maßnahmen auf der Netz- und Windstromerzeugungsseite (u. a. Export von überschüssigem Windstrom, Ertüchtigung und Nachrüstung Altanlagen bzw. zügiges Repowering, Errichtung von Einrichtungen für die Erzeugung von Blindleistung, Einspeisemanagement für Windstrom). Dadurch kann in Fällen, in denen die Windkraftanlagen einen deutlichen Beitrag zur Lastdeckung leisten, eine ausreichende Netzqualität gewährleistet werden. Insgesamt ergibt sich unter diesen Randbedingungen ein technisches Endenergie- bzw. Nachfragepotenzial von 65 bis 75 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung (606 TWh im Jahr 2004) entspricht dies 10 bis 12 % und bezogen auf den Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Deutschland (497 TWh im Jahr 2003) 13 bis 15 %.
- Ansatz II beruht darauf, dass eine über die in das Stromversorgungssystem weitgehend problemlos integrierbaren 65 bis 75 TWh/a hinausgehende Windstromerzeugung in Wasserstoffspeichern mit einem Wirkungsgrad von 40 % zwischengespeichert wird; eine Speicherung der hier zur Diskussion stehenden Energiemengen in Pumpspeicherkraftwerken ist aus gegenwärtiger Sicht kaum realistisch. Insgesamt errechnet sich unter diesen Rahmenannahmen ein technisches Nachfragepotenzial von rund 211 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung (606 TWh im Jahr 2004) entspricht dies knapp 35 % und bezogen auf den Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Deutschland (497 TWh im Jahr 2003) ca. 42 %.

6.4.2 Nutzung

Die Nutzung der Windenergie zur Bereitstellung elektrischer Energie hat ihre ersten Schritte bereits in den zwanziger Jahren des 20. Jahrhunderts gemacht; auch in den 1950er Jahren wurden verschiedene Prototypen errichtet und erprobt. Der kommerzielle Einsatz begann jedoch erst im Jahr 1982 in Folge der zweiten Ölpreiskrise. Bis zum Jahr 1986 wurden jedoch nur sehr vereinzelt Anlagen errichtet. Die Einrichtung des Breitentests 100 MW-Wind (Förderprogramm) in Deutschland im Jahr 1989, das anschließend auf 250 MW erweitert wurde, und das Stromeinspeisegesetz vom 1. Januar 1991, das später in das Erneuerbare-Energien-Gesetz überführt wurde, führten dann aber zu einem sprunghaften Anstieg der Windenergienutzung. Diese Entwicklung wurde durch eine wohlwollende gesetzliche und administrative Rahmensetzung weiter unterstützt (z. B. Privilegierung im Außenbereich).

Insgesamt waren Ende 2004 in knapp 16 550 netzgekoppelten Windkraftanlagen – dabei handelt es sich derzeit noch nahezu ausschließlich um Onshore-Anlagen – rund 16 630 MW installiert (Abb. 6.28) /6-30/. Von der Ende 2004 installierten windtechnischen Leistung liegen 0,2 % im Anlagenleistungsbereich von 5 bis 80 kW, 0,5 % zwischen 80 und 130 kW, 1,3 % der Anlagen zwischen 130 und 310 kW, 19,8 % zwischen 310 und 750 kW, 14,8 % der vorhandenen Konver-

terleistung zwischen 750 und 1 500 kW, 63,1 % zwischen 1 500 und 3 100 kW und 0,3 % darüber.

Der potenzielle Jahresenergieertrag dieses Anlagenbestandes liegt bei knapp 30 TWh/a (ca. 5,0 % bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland). Die tatsächlich von diesen Anlagen ins Netz eingespeiste elektrische Energie lag allerdings niedriger, da ein Teil der Anlagen erst im Jahresverlauf in Betrieb gegangen ist; Schätzungen gehen für 2004 von einer Windstromeinspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung rund 25 TWh/a aus, da 2004 zusätzlich durch vergleichsweise geringe mittlere Windgeschwindigkeiten gekennzeichnet war.

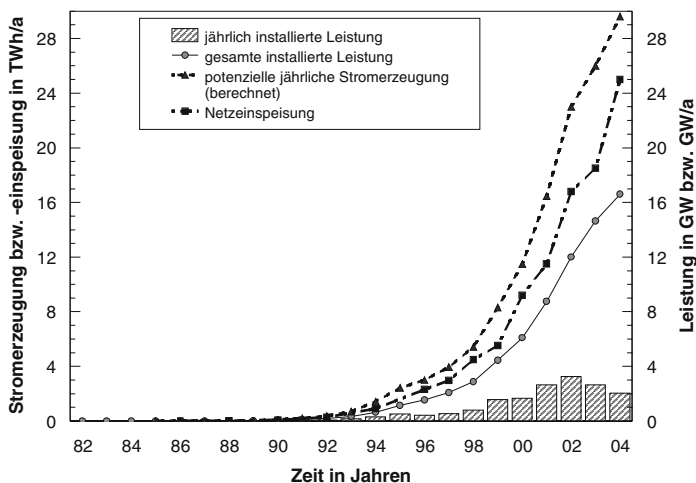


Abb. 6.28 Zeitliche Entwicklung der Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland (Daten nach /6-28/, /6-30/)

Im Jahr 2004 gingen insgesamt 1 201 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 2 037 MW neu in Betrieb /6-28/. Im Vergleich zu 2003 (Neuinstallationen von 2 644 MW) entspricht dies einem Rückgang der neu installierten Leistung von 23 %. Die durchschnittliche Anlagenleistung erhöhte sich auf knapp 1,7 MW (03: 1,55 MW). Regionale Schwerpunkte des Windenergieausbaus lagen wiederum in Niedersachsen (553 MW), Brandenburg (373 MW), Nordrhein-Westfalen (231 MW), Sachsen-Anhalt (222 MW) und Schleswig-Holstein (178 MW). Das Groß des Zubaus waren Neuerrichtungen; darunter befanden sich auch die beiden weltweit größten Windkraftanlagenprototypen mit jeweils 5 MW Nennleistung (d. h. REpower 5M und Multibrid M 5000). Das Repowering hat aufgrund einer Vielzahl von Hemmnissen nach wie vor nur geringe Bedeutung; 2004 wurden insgesamt 45 (alte) Anlagen (17 MW) durch 33 (neue) Anlagen mit 54 MW ersetzt /6-28/.

Die regionale Verteilung der derzeit installierten Windkraftanlagen orientiert sich weitgehend am vorhandenen Windangebot. Dementsprechend sind insbesondere die Küstenländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein aufgrund der dort

vorherrschenden mittleren Windgeschwindigkeiten bereits jetzt durch eine erhebliche Windkraftnutzung mit zusammengekommen knapp 7 000 Anlagen gekennzeichnet. Von den Binnenländern wird insbesondere in Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt derzeit Wind in einem vergleichsweise überproportionalen Ausmaß zur Stromerzeugung genutzt /6-30/. Demgegenüber hat die Windkraftnutzung in Bayern und Baden-Württemberg bisher nur eine geringe Bedeutung erlangt.

In 2004 wurden nach den Projekten „Borkum West“ (2001) und „Butendiek“ (2003) die Pilotphasen weiterer fünf Offshore-Vorhaben in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) genehmigt (Borkum Riffgrund, Borkum Riffgrund West, Nordsee-Ost, Amrumbank West und Sandbank 24); eine weitere Genehmigung erfolgte im Februar 05 (ENOVA Offshore NorthSea WindPower). Damit ist auch in Deutschland ein Trend hin zur Offshore-Windstromerzeugung deutlich erkennbar. In 2004 erfolgte auch die Umsetzung eines ersten Nearshore-Projekts in der Emsmündung; ein weiteres Nearshore-Projekt steht kurz davor (Standort Wilhelmshaven). Ende 2004 waren in Deutschland insgesamt 37 Offshore-Windenergieprojekte – 6 in der 12-Seemeilen-Zone und 31 in der AWZ – in Planung; davon liegen 29 in der Nordsee und 8 in der Ostsee /6-28/.

7 Stromerzeugung aus Wasserkraft

7.1 Physikalische Grundlagen

Eine Wasserkraftanlage dient dazu, die potenzielle Energie des Wassers nutzbar zu machen. Die theoretische im Wasser enthaltene Leistung $P_{Wa,th}$ zwischen zwei bestimmten Stellen im Fluss kann dabei nach Gleichung (7.1) berechnet werden (vgl. Kapitel 2.4.1).

$$P_{Wa,th} = \rho_{Wa} g \dot{q}_{Wa} (h_{OW} - h_{UW}) \quad (7.1)$$

Dabei ist ρ_{Wa} die Dichte des Wassers, g die Gravitationskonstante, \dot{q}_{Wa} der Durchfluss durch die Wasserkraftanlage. h_{OW} und h_{UW} beschreiben die geodätischen Höhen von Ober- bzw. Unterwasserspiegel.

Aufgrund der physikalisch unvermeidbaren Umwandlungsverluste in der Wasserkraftanlage kann aber nur ein Teil dieser theoretischen Leistung nutzbar gemacht werden. Zu dessen Veranschaulichung kann die Bernoulli-Gleichung (vgl. Kapitel 2.4.1) umgeformt werden. Dadurch haben alle Terme die Einheit einer geometrischen Länge und sind grafisch darstellbar (Abb. 7.1). Wird beispielsweise die Energiebilanz zwischen zwei Bilanzpunkten – vor und hinter einer Wasserkraftanlage – erstellt, kann die Bernoulli-Gleichung gemäß Gleichung (7.2) geschrieben werden.

$$\frac{p_1}{\rho_{Wa,1} g} + h_1 + \frac{v_{Wa,1}^2}{2g} = \frac{p_2}{\rho_{Wa,2} g} + h_2 + \frac{v_{Wa,2}^2}{2g} + \xi \frac{v_{Wa,2}^2}{2g} = const. \quad (7.2)$$

Die verschiedenen Terme von Gleichung (7.2) werden im Folgenden als Druckenergiehöhe $p/(\rho_{Wa} g)$, als geodätische Höhe h , als Geschwindigkeitsenergiehöhe $v_{Wa,2}/(2g)$ und als Verlustenergiehöhe $\xi v_{Wa,2}/(2g)$ bezeichnet. ξ ist der Verlustbeiwert und p bzw. v_{Wa} der Druck bzw. die Strömungsgeschwindigkeit des Wassers an dem jeweiligen Bilanzpunkt. Unter der Verlustenergiehöhe wird damit der Anteil der theoretischen Leistung verstanden, der durch Reibung in Umgebungswärme umgewandelt wird und sich dadurch einer technischen Nutzung entzieht.

Systemaufbau. Eine Wasserkraftanlage besteht üblicherweise aus einem Wehr und den Systemkomponenten Einlaufbauwerk, ggf. Triebwasserleitung sowie Turbinenhaus mit dem Auslauf (Abb. 7.1; vgl. auch Kapitel 7.2 und Abb. 7.2). Das Triebwasser wird der Turbine über das Einlaufbauwerk und die Leitung aus dem Oberwasser zugeführt und fließt anschließend über den Auslauf in das Unterwasser.

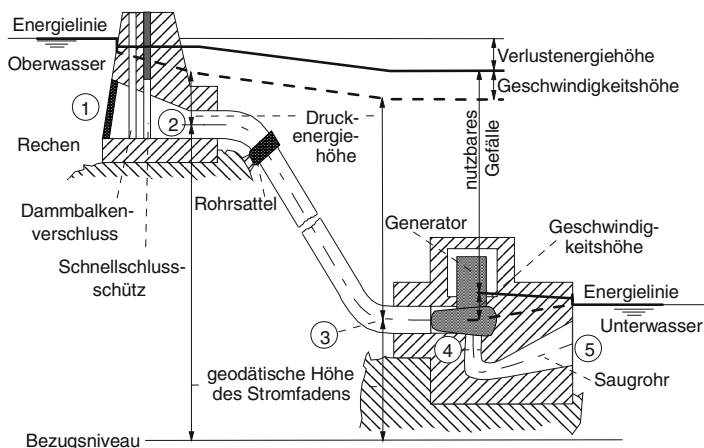


Abb. 7.1 Physikalische Zusammenhänge in einer Wasserkraftanlage

In Abb. 7.1 sind Linien eingezeichnet, anhand derer die Bernoulli-Gleichung grafisch dargestellt werden kann. Die strichpunktierte Linie stellt die geodätische Höhe des Wassers auf seinem Weg durch die Wasserkraftanlage dar. Am oberen Bildrand ist die sogenannte Energielinie eingezeichnet. An ihr lässt sich erkennen, wo und in welchem Umfang Energie verloren geht. Der Abstand zu der unter der Energielinie gezeigten gestrichelten Linie entspricht der kinetischen Energie des Wassers. Dies wird am Einlaufbauwerk deutlich, wo das Wasser aufgrund der Querschnittsverengung beschleunigt wird und demzufolge die kinetische Energie zunimmt. Die Differenz zwischen geodätischer Höhe und der gestrichelten Linie ist die Druckenergiehöhe.

Einlauf. Das Einlaufbauwerk stellt die Verbindung von Oberwasser und Turbinenzulauf her. Am Anfang des Einlaufbauwerks befindet sich im dargestellten Beispiel (Abb. 7.1) ein Rechen, der Schwemmgut von der Anlage fernhält. Weiterhin sind im Einlaufbauwerk ein Dammbalkenverschluss und ein Schnellschlussschütz vorhanden. Der Dammbalkenverschluss ist ein Verschlussorgan, durch das die Wasserkraftanlage bei Reparaturen abgedichtet werden kann. Das Schütz hat die Aufgabe, bei Störfällen den Wasserzufluss in die Wasserkraftanlage zu unterbinden.

Im Einlaufbauwerk findet eine teilweise Umwandlung der potenziellen Energie des Wassers in kinetische Energie statt (Bilanzpunkt 1 bis Bilanzpunkt 2; vgl.

Abb. 7.1). Aufgrund der Einlaufverluste und des Strömungswiderstands am Rechen geht dabei ein Teil der Energie vor der Nutzung in der Turbine verloren. Diese Verluste sind in Gleichung (7.3) zu dem Verlustbeiwert ξ_{EB} für das Einlaufbauwerk zusammengefasst. Da die Strömungsgeschwindigkeit im Oberwasser in guter Näherung vernachlässigt werden kann, entfällt der entsprechende Term auf der linken Seite von Gleichung (7.3). Auch kann die Dichte des Wassers ρ_{Wa} in guter Näherung als vor und hinter dem Einlaufbauwerk konstant angesehen werden. Demnach machen sich die Verluste im Einlaufbauwerk in einer Reduzierung der Druckhöhe bemerkbar. Sie sind in Abb. 7.1 durch den Absatz in der Energielinie am Bilanzpunkt 1 dargestellt.

$$\frac{P_1}{\rho_{Wa} g} + h_1 = \frac{P_2}{\rho_{Wa} g} + h_2 + (1 + \xi_{EB}) \frac{v_{Wa,2}^2}{2g} \quad (7.3)$$

Druckrohrleitung. Mit Hilfe der Druckrohrleitung wird der räumliche Abstand zwischen dem Oberwasser bzw. dem Einlaufbauwerk und der Turbine überbrückt (Bilanzpunkt 2 bis Bilanzpunkt 3; vgl. Abb. 7.1). Dabei findet eine weitere Umwandlung von potenzieller Energie in Druckenergie statt. Aufgrund der Rohrreibung geht hierbei ein Teil der Energie verloren. Die Bernoulli-Gleichung für die Rohrleitung kann entsprechend Gleichung (7.4) formuliert werden.

$$\frac{P_2}{\rho_{Wa} g} + h_2 + \frac{v_{Wa,2}^2}{2g} = \frac{P_3}{\rho_{Wa} g} + h_3 + (1 + \xi_{RL}) \frac{v_{Wa,3}^2}{2g} \quad (7.4)$$

Der Verlustbeiwert ξ_{RL} der Rohrleitung resultiert aus dem Reibungsfaktor, dem Durchmesser der Rohrleitung und steigt proportional zur Leitungslänge an. Der Reibungsfaktor selbst hängt wieder vom Durchmesser, der Geschwindigkeit des Wassers und der Oberflächenrauigkeit der Rohrleitung ab; für praktische Anwendungen kann er entsprechenden Diagrammen entnommen werden (u. a. /7-1/). Während die Länge der Druckrohrleitung von den anlagenspezifischen Gegebenheiten abhängt, kann der Durchmesser variiert werden. Wird er vergrößert, verringern sich die Reibungsverluste und die Leistung der Turbine nimmt zu. Gleichzeitig steigen aber die Kosten für die Rohrleitung. Deshalb wird hier immer ein technisch-ökonomisches Optimum angestrebt. Bei Flusskraftwerken mit geringen Fallhöhen entfällt diese Rohrleitung; das Wasser fließt vom Einlaufbauwerk direkt in die Turbine.

Turbine. In der Turbine findet die Umwandlung der Druckenergie in mechanische Energie statt (Bilanzpunkt 3 bis Bilanzpunkt 4; vgl. Abb. 7.1). Die Verluste dieser Umwandlung werden durch den Turbinenwirkungsgrad $\eta_{Turbine}$ beschrieben (Kapitel 7.2.3). Er beschreibt nach Gleichung (7.5) den Anteil der nutzbaren Leistung des Wassers, der in mechanische Leistung an der Turbinenwelle $P_{Turbine}$ umgewandelt werden kann.

$$P_{Turbine} = \eta_{Turbine} \rho_{Wa} g \dot{q}_{Wa} h_{nutz} \quad (7.5)$$

Dabei ist h_{nutz} die nutzbare Fallhöhe, die an der Turbine wirksam ist. Der Term $(\rho_{Wa} g \dot{q}_{Wa} h_{nutz})$ stellt die tatsächlich nutzbare Leistung des Wassers $P_{Wa,tat}$ dar.

Bei den Verlusten in der Turbine wird zwischen volumetrischen Verlusten, Strömungsverlusten und Lagerverlusten unterschieden. Sie haben zur Folge, dass in Gleichung (7.5) die Leistung an der Turbinenwelle $P_{Turbine}$ kleiner ist als die tatsächlich nutzbare Leistung des Wassers $P_{Wa,tat}$.

Auslauf. Bei Überdruckturbinen (z. B. Kaplan- und Francis- turbinen) besteht die Möglichkeit, durch ein Saugrohr die nutzbare Fallhöhe besser auszunutzen.

Die Wirkungsweise dieses Systemelements kann veranschaulicht werden, wenn man den Stromfaden entgegen der Strömungsrichtung vom Unterwasser bis an den Turbinenausritt verfolgt. Im Unterwasser ist die Energielinie durch die geodätische Höhe des Unterwassers und den Umgebungsdruck festgelegt (Abb. 7.1). Beim Eintritt in das Unterwasser verliert das Triebwasser die noch vorhandene kinetische Energie durch Verwirbelungen. Dies wird in Abb. 7.1 durch den Absatz in der Energielinie beim Bilanzpunkt 5 deutlich. Wenn sich – wie in Abb. 7.1 dargestellt – Turbinenausritt und Saugrohrausritt (Bilanzpunkt 4 und Bilanzpunkt 5) auf gleicher geodätischer Höhe befinden, kann die Bernoulli-Gleichung zwischen diesen beiden Punkten in vereinfachter Form entsprechend Gleichung (7.6) geschrieben werden.

$$\frac{p_4}{\rho_{Wa} g} + \frac{v_{Wa,4}^2}{2g} = \frac{p_5}{\rho_{Wa} g} + \frac{v_{Wa,5}^2}{2g} \quad (7.6)$$

Da der Fließquerschnitt am Ausgang des Saugrohrs zum Unterwasser größer ist als direkt hinter der Turbine, muss aufgrund der Massenerhaltung $v_{Wa,5}$ kleiner $v_{Wa,4}$ sein. Das Saugrohr bewirkt also eine Verzögerung des Triebwassers vor dem Eintritt in das Unterwasser. Daraus folgt, dass der Druck p_4 am Turbinenausritt kleiner als der durch das Unterwasser festgelegte Druck am Saugrohrausritt p_5 sein muss. Daraus folgt letztlich, dass die Verluste aufgrund von Verwirbelungen verringert werden und somit die nutzbare Fallhöhe besser ausgenutzt werden kann.

Gesamtsystem. Bei einer Wasserkraftanlage treten damit im Wesentlichen im Einlaufbauwerk, in der Druckrohrleitung und ggf. im Auslauf hydraulische Verluste auf (Bilanzpunkt 1 bis Bilanzpunkt 5; Abb. 7.1). Die tatsächlich nutzbare Leistung des Wassers $P_{Wa,tat}$ errechnet sich damit aus der theoretischen Leistung des Wassers abzüglich der verschiedenen Verlustterme (d. h. Verluste im Einlaufbauwerk, in der Druckrohrleitung, im Auslauf); dieser Zusammenhang kann mit Gleichung (7.7) beschrieben werden.

$$P_{Wa,tat} = \rho_{Wa} g \dot{q}_{Wa} \left[(h_{OW} - h_{UW}) - \xi_{EB} \frac{v_{Wa,2}^2}{2g} - \xi_{RL} \frac{v_{Wa,3}^2}{2g} - \frac{v_{Wa,5}^2}{2g} \right] \quad (7.7)$$

Die Verluste hängen somit von den Strömungsgeschwindigkeiten ab und können folglich durch eine optimierte Anlagengestaltung und -auslegung minimiert werden. Die letztlich an der Turbinenwelle abnehmbare Leistung folgt aus der tatsächlich verfügbaren Leistung des Wassers und dem Turbinenwirkungsgrad.

7.2 Systemtechnische Beschreibung

Aufbauend auf den diskutierten physikalischen Zusammenhängen der Wasserkraftnutzung werden im Folgenden die technischen Grundlagen einer Stromerzeugung aus Wasserkraft dargestellt. Dabei wird vom derzeitigen Stand der Technik ausgegangen (u. a. /7-2/, /7-3/, /7-4/, /7-5/, /7-6/).

7.2.1 Schematischer Aufbau

Zur technischen Umsetzung der im strömenden Wasser enthaltenen Energie in elektrischen Strom in Laufwasserkraftwerken werden die in Abb. 7.2 dargestellten Komponenten benötigt. Dazu gehören neben dem Wassereinlauf am Oberwasser das Staubbauwerk, die Zu- bzw. Ableitung des Wassers zur bzw. von der Turbine, der Auslauf am Unterwasser sowie das Krafthaus mit den maschinen- und elektrotechnischen Einrichtungen. Diese Systemelemente können als Wehr, mit dem die Nutzung der Fallhöhe erst ermöglicht wird, und Krafthaus zusammengefasst werden.

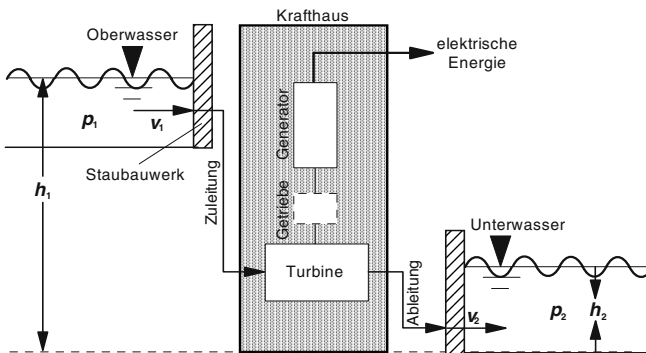


Abb. 7.2 Schematischer Aufbau einer Wasserkraftanlage (nach /7-7/)

An der eigentlichen Energiewandlung einer typischen Wasserkraftanlage sind im Wesentlichen zwei Systemkomponenten beteiligt. Neben der Turbine, die dem Wasser die Energie entzieht und in mechanische Energie umwandelt, ist dies der Generator. Durch ihn erfolgt die weitere Umwandlung in elektrische Energie und damit in das gewünschte Endprodukt. Je nach Anlagenkonfiguration ist zusätzlich ein Getriebe notwendig, wenn Turbinen- und Generator-drehzahl voneinander abweichen bzw. wenn beide Komponenten nicht auf einer Achse liegen. Bei kleineren Anlagen tritt anstelle eines Getriebes häufig eine einfache Riementransmission.

7.2.2 Systematisierung und Bauformen

Wasserkraftanlagen können nach ihrer Fallhöhe unterteilt werden in Niederdruck, Mitteldruck- und Hochdruckanlagen (Abb. 7.3); zusätzlich kann zwischen Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen unterschieden werden. Die Grenzen zwischen den unterschiedlichen Typen sind fließend; es gibt in der Praxis eine Vielzahl von Kombinationen und Mischformen. Im Folgenden werden jeweils die wesentlichen Kennzeichen der verschiedenen Möglichkeiten kurz diskutiert.

Zusätzlich wird häufig der Begriff der Kleinwasserkraft benutzt, der jedoch meist nicht eindeutig definiert ist. Beispielsweise wird in Deutschland oft 1 MW als Grenze zwischen der (Groß-)Wasser- und der Kleinwasserkraft genannt; in Russland dagegen werden Wasserkraftanlagen unter 10 MW und in der Schweiz unter 300 kW als Kleinwasserkraftanlagen bezeichnet.

Weiterhin kann noch zwischen klassischen und „nicht klassischen“ Kleinwasserkraftanlagen unterschieden werden.

Unter den sogenannten klassischen Kleinwasserkraftanlagen werden Lauf- und Speicherwasserkraftwerke mit entsprechend kleinen elektrischen Leistungen an natürlichen oder künstlichen Gewässern verstanden, bei denen die elektrische oder mechanische Energieerzeugung im Vordergrund steht (d. h. sie werden nicht im Nebenbetrieb einer übergeordneten anderen technischen Einrichtung betrieben). Beispiele für solche Anlagen sind Mühlen mit einem oder mehreren Mühlrädern zur Stromerzeugung oder kleine Wasserkraftwerke mit üblicherweise einer oder höchstens zwei Turbinen meist in Flussbauweise oder als Ausleitungskraftwerk. Insbesondere sehr kleine Anlagen werden auch häufig zum direkten Antrieb von Maschinen benutzt.

Neben diesen klassischen Kleinwasserkraftwerken, die sich in ihrer Funktionsweise kaum von großen Wasserkraftanlagen unterscheiden, gibt es noch sogenannte Nebenbetriebsanlagen (d. h. Stromerzeugung stellt ein Nebenprodukt der Gesamtanlage dar). Dieses ist beispielsweise dort der Fall, wo Wasser aus bestimmten Gründen auf ein niedrigeres Energieniveau reduziert werden muss. Anstelle einer Drossleinrichtung wird dann hier eine Turbine eingesetzt, welche die Strömungsenergie in elektrische Energie umwandelt. Beispiele für solche Anlagen sind Trinkwasserversorgungsnetze, Abwasser- und Brauchwassersysteme, Dotierturbinen an bestehenden Kraftwerken und die Wasserabgabe für die Lockströmung an Fischtreppen.

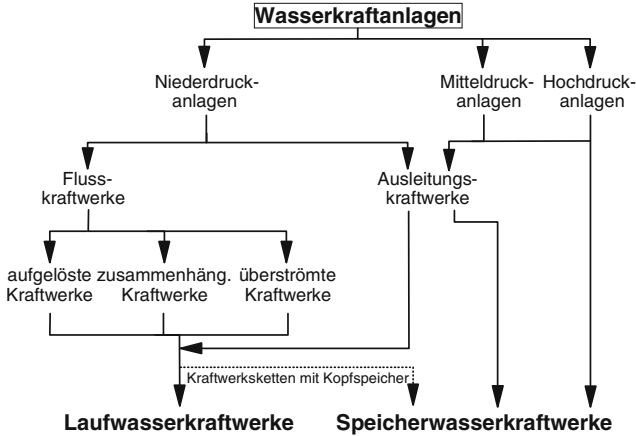


Abb. 7.3 Systematik der Wasserkraftnutzung

Niederdruckanlagen. Niederdruckanlagen verarbeiten das zuströmende Wasser eines Flusses praktisch ohne Speicherung; es handelt sich damit um typische Laufwasserkraftwerke. Charakteristisch ist der meist große Ausbaudurchfluss bei relativ geringen Fallhöhen bis ca. 20 m. Die meisten der in Deutschland vorhandenen Laufwasserkraftanlagen zählen zu den Niederdruckanlagen /7-8/.

Entsprechend der Anordnung der Anlage kann zwischen Ausleitungs- und Flusskraftwerken unterschieden werden.

Ausleitungskraftwerke. Bei Ausleitungskraftwerken steht das eigentliche Kraftwerk außerhalb des Flussbetts an einem Kanal oder am Ende einer Triebwasserleitung. Dem Fluss wird an einer Wehranlage ein Teil des Wassers (das sogenannte Triebwasser) entnommen, durch den Triebwasserkanal oder eine Rohrleitung dem Kraftwerk zugeführt und unterhalb des Kraftwerks wieder in das eigentliche Flussbett zurückgeführt (Abb. 7.4). Im ursprünglichen Flussbett verbleibt der sogenannte Mindestwasserabfluss, dessen Höhe sich an ökologischen bzw. ökonomischen Kriterien orientiert.

Zusätzlich kann bei Ausleitungskraftwerken zwischen einem Seitenkanalausbau und einem Schlingenausbau unterschieden werden. Bei ersterem wird durch einen künstlichen Kanal mit sehr geringem Gefälle das Gefälle von längeren Flussstrecken an einer Stelle zusammengezogen, an der das Wasserkraftwerk errichtet wird (sogenannte Kanalkraftwerke; Abb. 7.4). Bei dem Schlingenausbau von Flusskraftwerken, die im Durchstich einer Flusschleife eines mäandrierenden Gewässers gebaut werden, können geringere Beeinträchtigungen der Landschaft als bei Kanalkraftwerken erreicht werden.

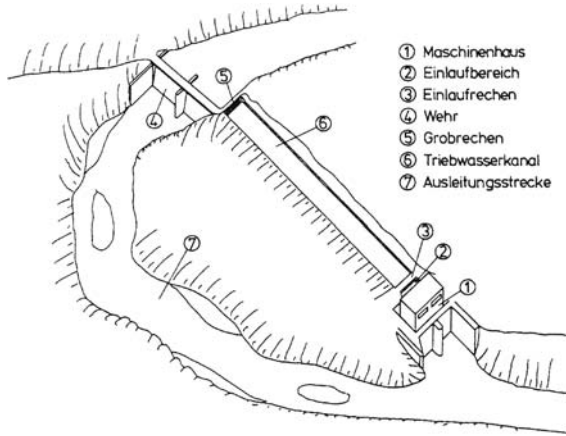


Abb. 7.4 Beispiel eines typischen Ausleitungskraftwerks

Flusskraftwerke. Flusskraftwerke werden in das eigentliche Flussbett hineingebaut (sogenannter Stromausbau). Dabei können je nach Anordnung der Wehranlage und des Turbinenhauses die oben beschriebenen Bauformen umgesetzt werden. Oftmals sind von den Flusskraftwerken zusätzlich im Zusammenhang mit Hochwasserschutz, Schifffahrtsbetrieb und Grundwasserstabilisierung weitere Aufgaben zu erfüllen (u. a. Schleusenbetrieb). Beispielhaft zeigt Abb. 7.5 eine mögliche Ausführungsvariante, wie sie für ein nicht zur Schifffahrtswasserstraße ausgebauten Fließgewässer typisch ist.

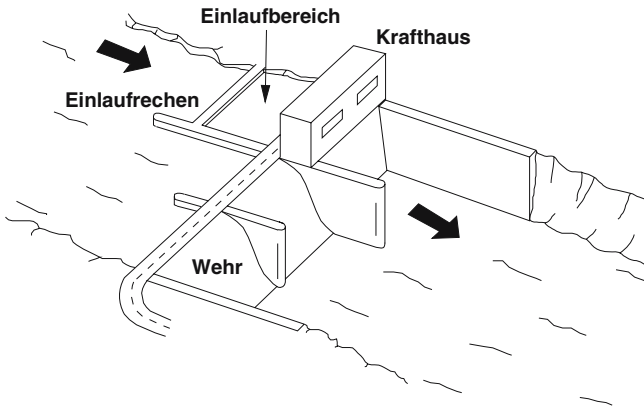


Abb. 7.5 Beispiel eines typischen Flusskraftwerks (nach /7-7/)

Bei Flusskraftwerken sind verschiedene Anordnungen von Krafthaus und Wehr im Flussbett möglich (Abb. 7.6). Grundsätzlich kann dabei unterschieden werden zwischen der aufgelösten und der zusammenhängenden Bauweise; diese Unterscheidung bezieht sich auf die Anordnung von Wehr und Krafthaus (Abb. 7.6).

Davon unabhängig ist als dritte Anordnungsvariante die überströmte Bauweise, bei der sich das Krafthaus unter dem Wehr befindet (Abb. 7.6). Diese verschiedenen Bauweisen können weiter unterteilt werden in die nachfolgend dargestellten Ausführungen.

- Konventionelle zusammenhängende Bauweise. In einer blockweisen Anordnung stehen Krafthaus und Stauwehr mit ihrer Längsachse quer zum Flusslauf. Dies ist nur möglich, wenn sich das größte Hochwasser ohne Verbreiterung des Flussquerschnitts störungsfrei über die Stauwehrfelder abführen lässt. In Flusskrümmungen liegt das Kraftwerk in der Regel wegen des hier geringeren Geschiebeaufkommens am Außenufer (Abb. 7.5, Abb. 7.6).
- Buchtenkraftwerk. Das Krafthaus wird außerhalb des eigentlichen Flussbetts in einer künstlich geschaffenen Bucht untergebracht (d. h. zusammenhängende Bauweise; Abb. 7.6). Diese Anordnung ist in sehr engen Flussläufen erforderlich, damit für das Stauwehr die gesamte Flussbreite zur Hochwasserabführung zur Verfügung steht.
- Zweigeteiltes Kraftwerk. Hier befindet sich ein Krafthaus an beiden Uferseiten eines Flusses (d. h. aufgelöste Bauweise; Abb. 7.6). Solche Anlagen werden vornehmlich an Grenzflüssen realisiert (z. B. am Oberrhein zwischen dem Bodensee und Basel), da dann eine getrennte Energieerzeugung durch die beiden Anrainerstaaten möglich ist.

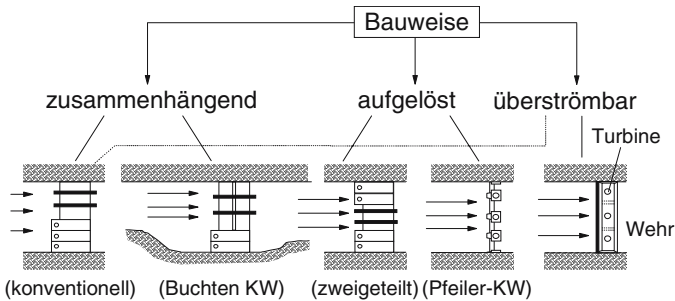


Abb. 7.6 Systematisierung der Bauweise von Flusskraftwerken (KW Kraftwerk)

- Pfeilerkraftwerk. Beim Pfeilerkraftwerk sind die maschinenbaulichen Einrichtungen und damit das Krafthaus mit den Pfeilern, die die Stauwehrfelder halten, identisch (d. h. aufgelöste Bauweise; Abb. 7.6). Dieser Kraftwerkstyp ist folglich durch eine günstige Anströmung und eine platzsparende Bauweise gekennzeichnet.
- Überströmtes Kraftwerk. Hier werden Kraftwerk und Stauanlage in einem einheitlichen Block übereinander angeordnet (Abb. 7.6). Dadurch wird der Raumbedarf für die aufzunehmenden Maschinensätze und die erforderliche Stauanlage auf ein Minimum reduziert; die Anlage fügt sich dadurch gut in das Landschaftsbild ein. Über dem Wasserspiegel sind oberwasserseitig kaum Bauwerksteile sichtbar.

Sind mehrere Laufwasserkraftwerke an einem Fluss direkt hintereinander errichtet, spricht man von einer Kraftwerkskette. Der Staubereich eines Kraftwerks reicht dabei im Extremfall bis in den Unterwasserbereich des oberhalb liegenden Kraftwerks; es gibt dann praktisch keine freien Fließstrecken mehr. In manchen Fällen sind derartige Kraftwerksketten mit einem Kopfspeicher oder mit Zwischenspeichern ausgestattet; darunter sind größere Stauräume zu verstehen, in denen das Wasser zur Betriebsoptimierung eine gewisse Zeitspanne zwischengespeichert werden kann. Ein Beispiel dafür ist der Lech mit dem Kopfspeicher Forgensee, der als Jahresspeicher und zum Hochwasserschutz dient.

Mitteldruckanlagen. Die ausschließlich als Stauwerke ausgebildeten Mitteldruckanlagen bestehen im Wesentlichen aus einer Talsperre und einem an deren Fuß angeordneten Krafthaus. Sie nutzen damit die durch die Staumauer geschaffene Fallhöhe zwischen rund 20 und ca. 100 m. Die erreichbaren mittleren Wasserdurchsätze werden teilweise durch eine entsprechende Speicherbewirtschaftung erreicht. Werden die Mitteldruckanlagen als Ausleitungskraftwerke ausgeführt, fassen sie das Wasser von einem oder mehreren Fließgewässern zusammen, führen es durch Kanäle oder Freilaufstollen zu einem Ausgleichsbecken bzw. Speicher und von dort in einem Druckstollen, einer Druckleitung oder einem Druckschacht zum Krafthaus. In Deutschland sind derartige Wasserkraftwerke aufgrund der nur in wenigen Fällen gegebenen topografischen Voraussetzungen jedoch selten.

Hochdruckanlagen. Hochdruckanlagen weisen Fallhöhen zwischen 100 und maximal 2 000 m auf. Sie sind in Mittel- und Hochgebirgen zu finden und fast immer mit einem Speicherbecken ausgerüstet, in dem das zulaufende Wasser gespeichert wird. Die Wasserdurchsätze sind relativ gering. Die erzielbare Leistung stammt also im Gegensatz zu den Niederdruckanlagen, bei denen die verfügbare Leistung aus großen Durchflüssen resultiert, hier aus den großen Fallhöhen. Da die verfügbaren Wassermengen oft nur aus kleinen Einzugsgebieten resultieren, ist der Aufwand für die Wassererfassung in den Speicherbecken z. T. erheblich. Häufig werden deshalb Bäche aus Paralleltälern in die Täler, in denen die Speicherseen liegen, übergeleitet.

Hochdruckanlagen sind als Ausleitungs- und Staukraftanlagen konzipierbar. Bei den Hochdruck-Ausleitungskraftwerken wird das Wasser durch Stollen aus dem Speicher über ein sogenanntes Wasserschloss (Druckstoßdämpfung) geleitet; von dort aus fließt es in Druckrohrleitungen oder Druckschächten zu den Turbinen. Die gesamten Anlagen können in den anstehenden Fels gebaut werden (Kavernenkraftwerke). Bei Staukraftanlagen befindet sich das Kraftwerk am Fuß der Staumauer. Bei den großen Speicherseen in den Alpen handelt es sich durchweg um Ausleitungskraftwerke. Die Kraftwerke selbst liegen häufig weit vom Speichersee entfernt im Tal des nächsten großen Vorfluters.

Aus den Speicherseen wird das Wasser entsprechend der jeweiligen Nachfrage dem Kraftwerk zur Stromerzeugung zugeführt. Man unterscheidet zwischen Ta-

ges-, Wochen-, Jahres- und Mehrjahresspeichern. Beispielsweise wird in Jahresspeichern das Wasser aus der Schneeschmelze im Frühjahr und Sommer gespeichert, um damit im folgenden Winter Strom zur Deckung der Spitzenlast erzeugen zu können. Je größer die verfügbare Fallhöhe ist, um so kleiner kann bei gleichem Arbeitsvermögen der bewirtschaftete Speicherraum sein.

Pumpspeicherkraftwerke können die gleichen Aufgaben wahrnehmen wie Speicherkraftwerke. Zusätzlich kann Wasser ins Oberbecken gepumpt und dadurch Strom aus Grundlastkraftwerken zwischengespeichert werden; diese gespeicherte Energie kann in Zeiten hoher Stromnachfrage über die Turbinen wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Der Speicherwirkungsgrad liegt bei ca. 80 % und ist somit der höchste Wirkungsgrad, den eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie derzeit erreicht. Pumpspeicherwerke dienen damit im Wesentlichen der Stromveredelung (d. h. „Umwandlung“ von Grund- in Spitzenlaststrom). Zusätzlich können sie auch zur Frequenzhaltung eingesetzt werden. Es wird dabei unterschieden zwischen Pumpspeicherkraftwerken mit und ohne natürlichem Zufluss. Beide Typen sind beispielsweise im Südschwarzwald zu finden.

Nebenbetriebsanlagen. Nebenbetriebsanlagen finden sich heute z. B. zunehmend in Trinkwasserversorgungsnetzen. In Falleitungen, die Wasser z. B. aus den Hochbehältern zu den Verbrauchern leiten, können Turbinen oder rückwärts laufende Pumpen eingesetzt werden, um die überschüssige Energie zurückzugewinnen. Damit kann jedoch nur ein Teil der Energie zurückgewonnen werden, der ursprünglich eingesetzt wurde, um das Wasser in die Hochbehälter zu pumpen (d. h. keine Nutzung regenerativer Energie). Nur bei natürlicherweise hoch gelegenen Brunnen oder Quellen wird tatsächlich regenerative Energie gewonnen. Der Vorteil solcher Anlagen ist, dass in ein vorhandenes System lediglich eine Turbine in Form einer rückwärts laufenden Pumpe oder eine spezielle Axialturbine eingebaut wird, die an einen Tauchgenerator angeschlossen ist. Weiterhin werden beispielsweise in Kläranlagen, wo die Wasserspiegel der Becken deutlich über dem Vorfluterniveau liegen, bereits vereinzelt rückwärts laufende Schneckenpumpen eingesetzt; damit kann auch hier einen Teil der eingesetzten Energie zurückgewonnen werden.

Ähnliches gilt für Anlagen, wo Talsperren für den Hochwasserschutz, die Niedrigwasseraufhöhung oder die Trinkwasserversorgung gebaut wurden. Auch hier kann das abzugebende Wasser über eine Turbine geleitet werden. Der Hauptzweck einer solchen Talsperre ist dann aber nicht die Energieerzeugung; daher sind auch die Anlagenleistungen solcher Wasserkraftanlagen im Vergleich zur Größe der Talsperren sehr klein.

Ein weiterer Bereich der Nebenbetriebsanlagen sind sogenannte Dotierturbinen, die an den Wehranlagen großer Ausleitungskraftwerke gebaut werden, um den aus ökologischen Gründen vorgeschriebenen Mindestwasserabfluss ins Mutterbett abgeben zu können (vgl. Abb. 7.4). Zwar ist hier nur die direkte Wehrhöhe als Fallhöhe nutzbar und nicht die am Kraftwerke selbst verfügbare Gesamtfallhöhe; dennoch lässt sich damit ein Teil der Energie zurückgewinnen, der sonst durch eine erhöhte

Mindestwasserabgabe verloren geht. Der Abfluss, der an dieser Stelle über eine (in Abb. 7.4 nicht eingezeichnete) Fischtreppe abzugeben ist, kann in dieser Turbine jedoch nicht genutzt werden. Aber der Abfluss, der aus der Dotierturbine kommt, sollte mit der Lockströmung für die Fischtreppe sinnvoll kombiniert werden. Der Vorteil bei konstanten oder jahreszeitlich gestaffelten Mindestwasserabgaben ist, dass aufgrund des konstanten Dotierabflusses vergleichsweise einfach gebaute – und damit preiswerte – Turbinen verwendet werden können.

7.2.3 Systemkomponenten

Im Krafthaus befinden sich neben der Turbine das ggf. benötigte Getriebe und der Generator (Abb. 7.2). Zusätzlich werden noch bautechnische, maschinentechnische, stahlwasserbauliche und sonstige Systemelemente benötigt. Sie werden im Folgenden entsprechend des derzeitigen Standes der Technik dargestellt und diskutiert. Diese technischen Angaben gelten i. Allg. für mittlere und größere Wasserkraftanlagen. Jedoch treffen sie meist auch für Kleinwasserkraftanlagen zu. Bei letzteren kann es allerdings eine Reihe spezieller Bauteile geben. Diese werden nachfolgend – soweit maßgeblich – gesondert erwähnt.

Staubauwerk. Das Staubauwerk hat die Aufgabe, das zufließende Wasser aufzustauen, so dass aus dem gestauten Wasserkörper eine kontrollierte Abgabe zum Kraftwerk möglich ist. Dadurch wird das natürliche Gefälle eines Fließgewässers aufgehoben und an einer Stelle konzentriert. Oberhalb des Staubauwerks befindet sich der Stauraum oder, bei Staudämmen oder -mauern, das Speicherbecken. Das Staubauwerk muss Hochwasserabflüsse abführen können und bei Niedrigwasser den Wasserspiegel auf dem gewünschten Niveau halten.

Staubauwerke können durch eine Vielzahl möglicher Bauweisen realisiert werden; sie lassen sich als Wehre, Erd- und Steindämme oder als Staumauern errichten. Wehre können als feste oder regulierbare Sperren konstruiert werden.

Bei kleinen Wasserkraftanlagen hängt die Auswahl des Typs des Staubauwerks davon ab, ob der Oberwasserspiegel konstant gehalten werden soll oder nicht. Bei sehr kleinen Fallhöhen und bei Anlagen in Flussbauweise ist ersteres praktisch immer der Fall. Dann müssen Stauwehre mit beweglichen Verschlüssen eingesetzt werden. Diese stauen den Oberwasserspiegel bis zum Erreichen des Ausbaubflusses auf die zulässige Staukote auf, während über die Turbinenöffnung oder den Einlaufapparat des Wasserrades der Abfluss reguliert wird. Steigt der Zufluss über den Ausbaubfluss der Wasserkraftanlage an, muss sich das Staubauwerk teilweise öffnen und den überschüssigen Teil des Zuflusses direkt in das Flussbett abgeben, ohne den Oberwasserspiegel weiter zu erhöhen.

Im Wesentlichen kommen hierfür feste Wehre mit aufgesetzter Klappe oder feste Wehre mit aufgesetztem Schlauchwehr zum Einsatz (Abb. 7.7). Aufgesetzte Klappen, aufgrund ihres Profils häufig Fischbauchklappen genannt, werden hydraulisch, über Zahnstangen oder Ketten angetrieben; sie werden bei Hochwasser auf den festen Wehrrücken abgesenkt. Schlauchwehre bestehen aus einer sehr festen, mehrla-

gigen Gummimembran und sind mit Luft oder Wasser gefüllt. Eine angeschlossene Pumpe regelt über den Innendruck die Höhe der Wehrkrone. Schlauchwehre haben sich in der jüngsten Vergangenheit zunehmend durchgesetzt und – sofern kein Vandalismus befürchtet werden muss – auch bewährt; hier ist jedoch die wenig ansprechende Ästhetik nicht überströmter Schlauchwehre ggf. zu berücksichtigen. Beide Varianten sind problemlos zu betreiben und überlastbar. Treibeis, Schwemmholz und Geschiebe können schadlos abgeführt werden.

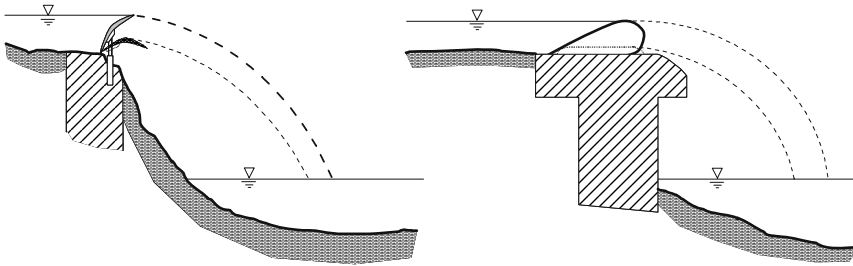


Abb. 7.7 Querschnitt durch eine Wehranlage mit aufgesetzter Fischbauchklappe (links) und mit aufgesetztem Schlauchwehr (rechts) (nach /7-9/)

Bei Anlagen, an denen der Oberwasserspiegel nicht konstant gehalten werden muss, kommen auch Wehranlagen ohne bewegliche Bauteile in Frage. Dies ist insbesondere bei Ausleitungskraftwerken mit größerer Fallhöhe häufig der Fall. Der leicht schwankende Oberwasserspiegel wirkt sich bei größeren Fallhöhen prozentual nur wenig auf die nutzbare Fallhöhe aus und kann hier daher akzeptiert werden. Der Einsatz einer solchen festen Wehranlage, welche hydraulisch so ausgelegt ist, dass sie das Bemessungshochwasser unter Einhaltung eines Stauziels abführen kann, führt zu einer wesentlichen Senkung der Investitionskosten. Als feste Wehranlagen sollten möglichst naturnahe Bauweisen gewählt werden (z. B. raue Rampen), die ggf. auch gleichzeitig als Fischweg dienen können.

In steileren Bächen und bei größeren Fallhöhen werden für die staulose Entnahme von Wasser über die Sohle Tirolerwehre eingesetzt. Hier wird über einen Rechen oder ein Lochblech, das in der Gewässersohle eingebaut ist, das Wasser in einen darunter liegenden Kanal abgeleitet. Tirolerwehre haben keine beweglichen Bauteile und sind gut überlastbar. Geschiebe, dessen Durchmesser den Rechenstababstand überschreitet, wird weitergeleitet. Wenn Tirolerwehre nicht über die gesamte Gewässerbreite reichen – und deshalb ein Teil des Wassers im Gewässer verbleibt – erfüllen sie gleichzeitig auch gewässerökologische Ansprüche.

Speicher. Gebirgige Regionen (z. B. Alpen) schaffen die Voraussetzungen für die Speicherung von Wasser. Solche natürlichen oder künstlichen Seen – als Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeicher bzw. ggf. auch als Mehrjahresspeicher – können einen Ausgleich zwischen dem schwankenden Wasserangebot und der sich ebenfalls zeitlich ändernden Nachfrage nach elektrischer Energie schaffen. In

Pumpspeicherkraftwerken kann zusätzlich ein Überangebot an Grundlaststrom aus thermischen Kraftwerken oder Laufwasserkraftwerken für eine Nutzung als Spitzenlaststrom zwischengespeichert werden.

Der zeitlich verzögerte Abfluss aus den Speichern während der wasserdargebotsschwachen Zeiten im Winter trägt auch zu einer Abflusserhöhung in den unterhalb gelegenen Flüssen und damit zur Erhöhung der Stromerzeugung dort installierter Kraftwerke bei.

Einlaufbauwerk. Das Einlaufbauwerk stellt die Verbindung von Oberwasser und Turbinenzulauf her. Am Anfang des Einlaufbauwerks befindet sich meist ein Rechen, der Schwemmgut von der Anlage fernhält. Auch sind im Einlaufbauwerk Verschlussorgane zur Abdichtung der Wasserkraftanlage bei Reparaturen bzw. zur schnellen Unterbindung des Wasserzuflusses in die Wasserkraftanlage bei Störfällen integriert. Bei Kleinanlagen können diese Sicherheitseinrichtungen entfallen bzw. werden als einfache Schieber ausgeführt.

Triebwasser-/Druckrohrleitung. Das Triebwasser aus dem Stauraum fließt entweder über einen Einlauf direkt oder zunächst über einen Triebwerkskanal oder eine Druckrohrleitung zur Turbine. Dabei kommt es auf eine möglichst verlustarme Strömung an, d. h. auf ausreichend große Querschnitte und auf eine hydraulisch günstige Ausformung.

Vor dem Übergang in die Druckrohrleitung befindet sich – falls erforderlich – das sogenannte Wasserschloss. Es dient zum Abbau von Druckschwankungen, wie sie beim An- und Abfahren der Anlage, aber auch bei jedem Lastwechsel aufgrund der Massenträgheit des Wassers auftreten.

Mit Hilfe des Stollens und der Druckrohrleitung wird der hydraulische Anschluss zwischen dem Oberwasser bzw. dem Einlaufbauwerk und der Turbine hergestellt sowie der räumliche Abstand zwischen diesen Anlagenkomponenten überbrückt. Aufgrund von Verlusten entlang des Triebwasserwegs (u. a. Einlaufbauwerk, Stollen, Druckrohrleitung) kann ein kleiner Teil der potenziellen Energie des Wassers allerdings nicht energietechnisch genutzt werden.

Je nach Topografie, aber auch ökologischen und ökonomischen Randbedingungen, sind vielfältige Kombinationen der Triebwasserführung möglich. So kann beispielsweise die Zuleitung aus dem Oberwasserbereich auch über einen offenen Triebwasserkanal oder als druckloser Freispiegelstollen realisiert sein. Bei Flusskraftwerken mit geringen Fallhöhen kann das Wasser vom Einlaufbauwerk auch direkt in die Turbine fließen. In diesem Fall sind Stollen, Wasserschloss und Druckrohrleitung nicht erforderlich.

Druckrohrleitungen sind meist aus einzelnen Rohrabschnitten von miteinander verschweißten Stahlrohren ausgeführt. Stollen werden i. Allg. bergmännisch aufgefahren und haben je nach den hydraulischen Anforderungen eine Stahlbetonauskleidung oder, speziell bei Hochdruckanlagen, auch eine Stahlpanzerung. Bei Kleinwasserkraftanlagen sind für die Triebwasserzuführung auch andere Materia-

lien (z. B. Kunststoffrohre aus PVC oder neuerdings auch Holzrohre mit Spannungen) im Einsatz.

Krafthaus. Im Krafthaus sind wesentliche Teile einer Wasserkraftanlage untergebracht. Dazu gehören die Turbinen, ggf. Getriebe, Generatoren, Regelungseinrichtungen, u. U. Transformator mit Umspannanlage und teilweise Verschlussorgane für die Rohrleitungen.

Turbine. Die hydraulische Maschine, welche die Energie des Triebwassers in eine Drehbewegung umwandelt, wird als Turbine bezeichnet. Vorläufer der Turbinen waren die Wasserräder, die heute jedoch nur noch vereinzelt eingesetzt werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Fallhöhen und Durchflussmengen und der daraus resultierenden unterschiedlichen Wasserdruck- und Geschwindigkeitsverhältnisse werden Turbinen in einer Vielzahl von Bauformen hergestellt. Eine Einteilung kann nach der energetischen Umsetzung in Gleichdruck- oder Aktionsturbinen sowie Überdruck- oder Reaktionsturbinen erfolgen.

- Überdruck- oder Reaktionsturbinen. Bei den Überdruckturbinen wird die potenzielle Energie des Wassers vor der Turbine hauptsächlich in Druckenergie umgewandelt, die anschließend an die Turbinenschaufeln abgegeben und hier in eine Drehbewegung umgeformt wird. Zu den Überdruckturbinen gehören u. a. Francis-, Propeller-, Kaplan- und Straflo-Turbinen. Die derzeit größten Leistungen liegen bei Kaplan-turbinen pro Einheit um die 500 MW und bei Francis-turbinen bei ca. 1 000 MW.
- Gleichdruck- oder Aktionsturbinen. Bei Gleichdruckturbinen wird die Lage- und Druckenergie des Wassers vor der Turbine durch die Wasserführung vollständig in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt, die dann an die Turbine abgegeben und dort in Rotationsenergie umgeformt wird; der Name Gleichdruck-turbine resultiert daraus, dass der Druck vor und hinter der Turbine gleich ist; er entspricht etwa dem Atmosphärendruck. Zu den Gleichdruckturbinen zählen Pelton- und Durchströmturbinen. Die größten heute möglichen Leistungen liegen bei Peltonturbinen pro Einheit bei rund 500 MW.

Mit solchen Turbinen werden heute Fallhöhen von 1 bis knapp 2 000 m ausgenutzt /7-10/, /7-11/, /7-12/. Die üblichen Einsatzbereiche für mittlere und größere Leistungen sind (Abb. 7.8):

- | | |
|-------------------------------------|---------------------|
| • Peltonturbinen | ca. 600 bis 2 000 m |
| • Durchströmturbinen | ca. 1 bis 200 m |
| • Francis-turbinen | ca. 30 bis 700 m |
| • Kaplan-turbinen, vertikalachsig | ca. 10 bis 60 m |
| • Kaplan-turbinen, horizontalachsig | ca. 2 bis 20 m |

Bei kleineren Leistungen werden Peltonturbinen auch schon ab 50 m und Francis-turbinen ab 6 m, bei alten Kleinwasserkraftwerken auch schon ab 2 m Fallhöhe eingesetzt.

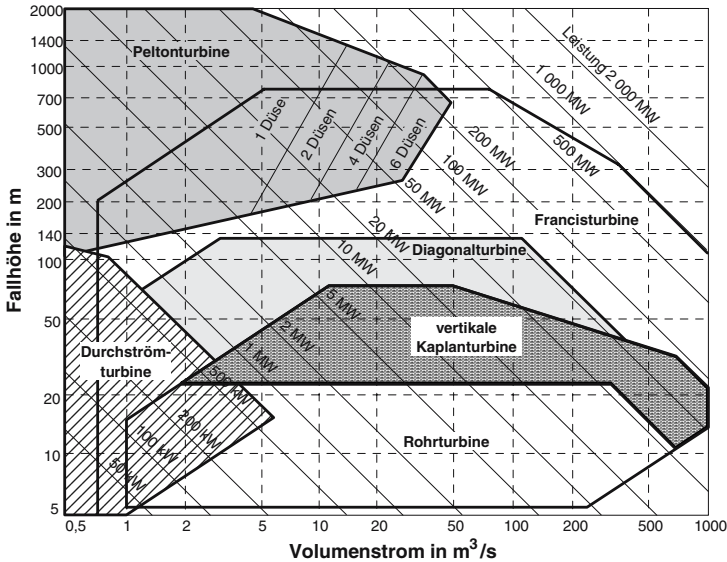


Abb. 7.8 Einsatzbereiche verschiedener Turbinentypen (nach /7-8/)

Je nach Turbinenart und -größe werden Wirkungsgrade bei Nennleistung zwischen etwa 85 und 93 % erreicht. Der Turbinenwirkungsgrad ist dabei definiert als das Verhältnis zwischen der Leistung an der Turbinenwelle und der verfügbaren hydraulischen Leistung zwischen Turbineneintritt und Saugrohraustritt einschließlich der Turbinenausstrittsverluste. Da die Turbine immer nur für einen bestimmten Wasserdurchsatz ausgelegt ist, ist der Wirkungsgrad vom jeweiligen Wasserangebot abhängig. Abb. 7.9 zeigt für die wichtigsten Turbinenbauarten die z. T. sehr unterschiedlichen typischen Wirkungsgradverläufe. Pelton turbinen arbeiten beispielsweise bereits bei 20 % ihrer maximalen Beaufschlagung mit einem sehr guten Wirkungsgrad. Propellerturbinen sollten dagegen nicht mit weniger als 70 bis 80 % ihres Ausbaudurchflusses betrieben werden, da sonst sehr große Verluste entstehen.

Aufbau und Funktionsweise verschiedener Turbinenbauarten werden im Folgenden näher diskutiert.

Kaplan-, Propeller-, Rohr-, Kegelrad-, S- und Straflo-Turbinen. Die Kaplan turbine und die aus ihr abgeleiteten Bauarten funktionieren im Prinzip wie eine revers arbeitende Schiffsschraube. Mit Ausnahme der Kaplan turbinen mit vertikaler Welle, die radial angeströmt wird, werden diese Turbinen axial durchströmt; das Wasser wird zuvor über einen stehenden und verstellbaren Leitapparat dem sich drehenden Laufrad zugeführt. Vertikale, horizontale und geneigte Achsenstellungen sind dabei möglich. Kaplan turbinen und ihre Abkömmlinge haben zusätzlich verstellbare Laufradschaufeln (sogenannte doppelt regulierbare Turbinen), durch die eine bessere Anpassung an unterschiedliche Beaufschlagungen

und somit eine Verbesserung des Wirkungsgrades bei Teilbeaufschlagung möglich ist.

Propellerturbinen haben starre Laufradschaufeln; sie sind damit nur schlecht an wechselnde Durchflüsse angepasst, zeichnen sich jedoch beim Auslegungsdurchfluss durch einen hohen Wirkungsgrad aus. Sie werden daher am ehesten eingesetzt, wenn mehrere Maschinen innerhalb einer Wasserkraftanlage zum Einsatz kommen; dadurch kann sichergestellt werden, dass die einzelnen Maschinen jeweils möglichst beim Auslegungsdurchfluss betrieben werden können.

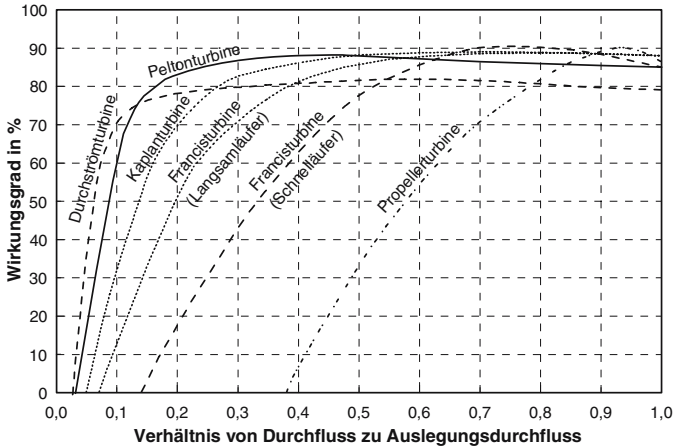


Abb. 7.9 Wirkungsgradverlauf unterschiedlicher Turbinenarten (nach /7-8/)

Rohrturbinen sind nahezu horizontal gelagerte Kaplan-turbinen, die ohne Strömungsumlenkung axial durchflossen werden. Das verringert die hydraulischen Verluste. Hier sitzt der Generator direkt vor der horizontal oder leicht geneigt eingebauten Turbine in einer umströmten Stahlbirne. Der Generator ist über einen Schacht zugänglich. Sie ähneln in ihrem Aufbau der in Abb. 7.10 dargestellten Straflo-Turbine; die Birne ist jedoch größer, da die Turbinenlagerung und der Generator dort untergebracht sind.

Kegelradturbinen sind ähnlich aufgebaut. In dem umströmten Gehäuse ist aber lediglich ein Kegelradgetriebe vorhanden, über das die Drehbewegung der Turbinenwelle an die senkrecht zur Turbinenachse stehende Achse des Generators weitergeleitet wird; er ist auf dem Gehäuse der Turbine angebracht und frei zugänglich.

Bei S-Turbinen ist der Saugschlauch direkt hinter der nahezu horizontalen Turbine stark nach unten gekrümmt. Die Turbinenwelle wird nach außen zum Generator geführt; dadurch ist dieser u. a. für Wartungsarbeiten frei zugänglich.

Straflo-Turbinen – Straflo ist die Abkürzung von straight flow – haben bei einem vergleichbaren Systemaufbau wie Kaplan-turbinen Außenkranzgeneratoren; d. h. der Rotor sitzt auf einem Ring, der um die Laufradschaufeln der Turbine angeordnet ist. Dieser Aufbau wird auch in Abb. 7.10 deutlich. In der Birne hinter

dem Laufrad befindet sich nur die Lagerung für die Turbine. Nachteil dieser Bauart ist die aufwändige Abdichtung zwischen dem Laufrad und dem Generator.

Infolge ihres Aufbaus ist bei Straflo-Turbinen ein flacher Wirkungsgradverlauf realisierbar, der insgesamt auf einem hohen Niveau liegt (Abb. 7.9). Alle Kaplan-turbinen und aus ihnen abgeleitete Bauarten können aufgrund ihrer doppelten Regulierbarkeit in einem breiten Teillastbereich (30 bis 100 % Leistung) mit vergleichsweise hohen Wirkungsgraden betrieben werden.

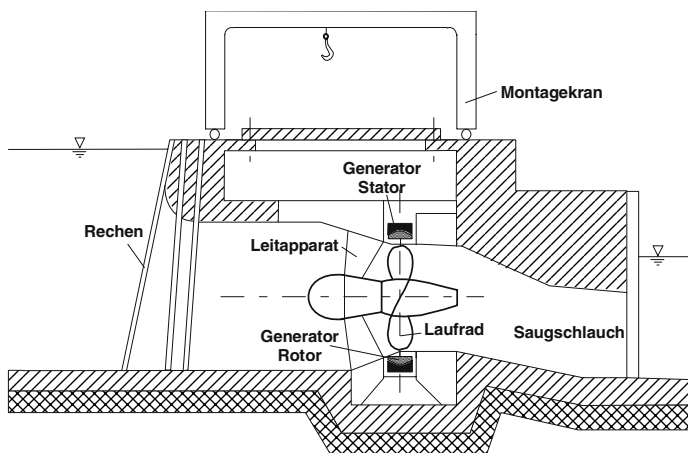


Abb. 7.10 Flusskraftwerk mit Straflo-Turbine (nach /7-13/)

Francisturbinen. Bei Francisturbinen – typischen Überdruckturbinen – strömt das Triebwasser radial aus dem Leitapparat in die Laufradschaufeln ein und axial wieder aus; es kommt damit zu einer Umlenkung der Fließrichtung des Wassers. Im Gegensatz zur Kaplan-turbine können bei der Francisturbine (Abb. 7.11) die Laufradschaufeln nicht verstellt werden. Eine Regulierung des Triebwassers erfolgt nur über den Leitapparat; dabei wird unterschieden zwischen langsam und schnell drehenden Turbinenrädern (sogenannte Langsam- und Schnellläufer). Bei größeren Maschinen und großen Fallhöhen erfolgt der Zulauf zum Leitapparat über eine Spirale, bei kleinen Maschinen über einen Schacht.

Im Regelfall sind bei Francisturbinen hohe Drehzahlen des Laufrads anzustreben, da sie kleine Drehmomente an der Turbinenachse und somit kleinere Maschinenabmessungen bedingen; dadurch können die Turbinenkosten und ggf. die Aufwendungen für andere Kraftwerkskomponenten reduziert werden. Francisturbinen können normalerweise ab 40 % der Maximalleistung betrieben werden (Abb. 7.9). Bei Schnellläufern sind hohe Wirkungsgrade erst bei etwa 60 % des maximalen Durchflusses gegeben.

Abb. 7.11 zeigt beispielhaft ein Laufwasserkraftwerk mit einer Francis-Schacht-turbine. Die Verstellung des Leitapparats erfolgt hier über eine drehbare Welle

hinter der Turbinenwelle, durch die der Leitapparat geöffnet und geschlossen werden kann.

Insbesondere bei älteren Kleinwasserkraftanlagen findet man auch Francis-Schachtturbinen bei Fallhöhen von noch unter 2 m (vgl. Abb. 7.8). Würden diese Anlagen heute neu gebaut, kämen jedoch sicherlich doppelt regulierte Kaplan-Rohrturbinen oder S-Turbinen zum Einsatz; mit ihrem sehr guten Wirkungsgradverlauf über einen breiten Abflussbereich gewährleisten sie eine optimale Energieausbeute. Bei einer Reaktivierung stillgelegter Anlagen muss dazu jedoch der gesamte Ein- und Auslaufbereich angepasst werden. Die dafür erforderlichen Arbeiten sind oft so kostenaufwändig, dass oft wieder Francismaschinen eingebaut werden, auch wenn diese geringfügig schlechtere Wirkungsgradverläufe haben.

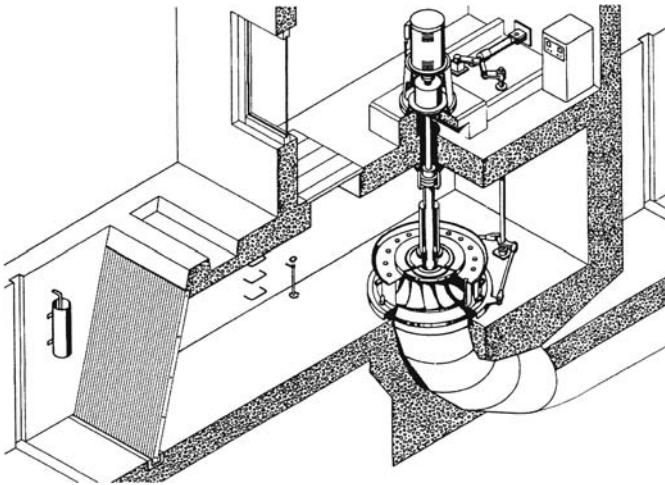


Abb. 7.11 Kraftwerk mit einer Francis-Schachtturbine (nach /7-14/)

Pelton turbinen. Die Pelton turbine – eine Gleichdruckturbine – hat ein starres, mit Schaufeln besetztes Laufrad. Die Regulierung erfolgt durch eine Ventilsteuerung des Triebwassers. Das Laufrad wird dabei in tangentialer Richtung angeströmt, indem das ankommende Wasser durch eine oder mehrere Düsen geleitet wird (Abb. 7.12). Dabei wird die gesamte im Wasser enthaltene Druckenergie beim Austritt aus der Düse in Geschwindigkeitsenergie umgewandelt. Diese wird anschließend durch den Aufprall auf die Laufradschaufeln in mechanische Energie des Laufrads gewandelt; das Wasser tropft danach weitgehend energielos in das unter dem Laufrad befindliche Auffangbecken.

Die Pelton turbine ist dabei durch einen relativ flachen Wirkungsgradverlauf gekennzeichnet (Abb. 7.9); sie ist deshalb gut für stark schwankende Zuflüsse geeignet, die zwischen ca. 10 und 100 % des Ausbaudurchflusses variieren können.

Pelton turbinen können auch in Kleinwasserkraftwerken eingesetzt werden – dann jedoch bei anderen Fallhöhenbereichen wie bei großen Wasserkraftwerken

(Abb. 7.8). Fallhöhen ab 30 m können hier bereits ausreichen, um kleine Pelton-turbinen anzutreiben. Bei größeren Abflüssen kommen auch mehrdüsige Ausführungen zum Einsatz.

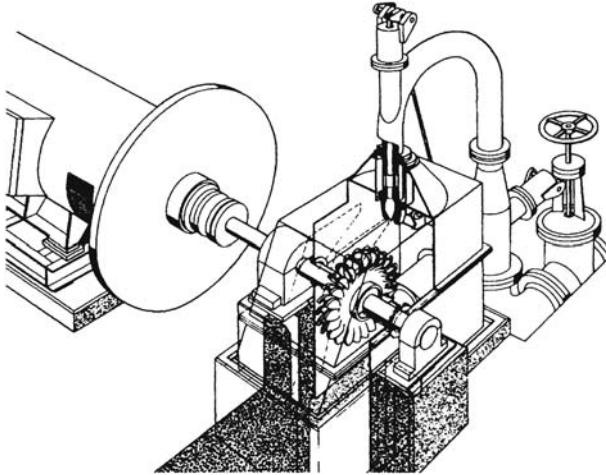


Abb. 7.12 Kraftwerk mit einer Pelton-turbine (nach /7-15/)

Durchströmturbinen. Bei der Durchströmturbine durchströmt das vom Leitapparat zugeführte Wasser das Laufrad von außen nach innen und nach Durchqueren des Radinnern von innen nach außen (Abb. 7.13). Das Laufrad ist walzenförmig ausgebildet und in Achsrichtung im Verhältnis zwei zu eins in zwei Kammern unterteilt.

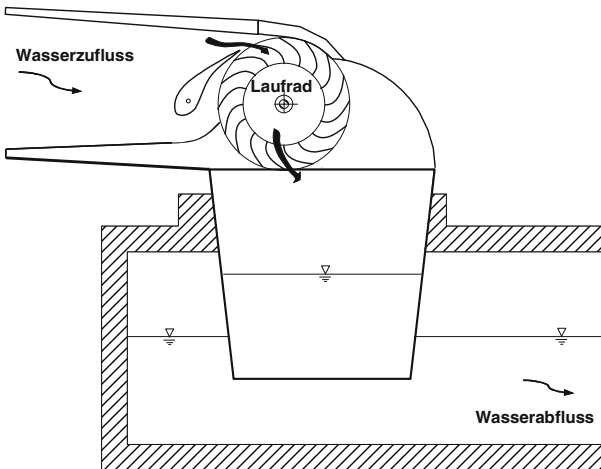


Abb. 7.13 Funktionsweise einer Durchströmturbine (nach /7-9/)

Ähnlich wie die Peltonturbine eignet sich die Durchströmturbine besonders gut für den Einsatz bei stark schwankenden Zuflüssen. Das walzenförmige Laufrad kann – je nach vorhandenem Triebwasser – durch Beaufschlagung der kleinen, der großen oder beider Kammern problemlos unter Teillast betrieben werden. Dadurch ergibt sich ein sehr flacher Verlauf des Turbinenwirkungsgrads (Abb. 7.9); allerdings sind die absoluten Wirkungsgrade nicht so hoch wie bei den anderen Turbinenbauarten. Zudem können sehr kleine Fallhöhen nicht vollständig genutzt werden. Wegen der guten Anpassungsmöglichkeiten an stark schwankende Zuflüsse und der einfachen und robusten – und damit preisgünstigen – Bauweise wird die Durchströmturbine häufig bei Kleinwasserkraftanlagen eingebaut. Bei mittleren und kleinen Fallhöhen ist dabei zur Verbesserung der Fallhöhenausnutzung ein Saugrohr notwendig.

Wasserräder. Da die Turbinen die teuersten Anlagenteile bei einer kleinen Wasserkraftanlage darstellen, können hier nach wie vor Wasserräder zum Einsatz kommen. Sie eignen sich für Fallhöhen bis maximal 10 m; zu kleineren Fallhöhen sind technisch gesehen praktisch keine Grenzen gesetzt. Die Abflüsse, die in einem konventionellen einzelnen Rad abgearbeitet werden können, reichen bis maximal ca. $2 \text{ m}^3/\text{s}$. Wasserräder können Wirkungsgrade bis 70 oder 80 % erreichen. Dabei werden unterschlächtige, mittelschlächtige und überschlächtige Wasserräder – entsprechende der vorhandenen Fallhöhe – eingesetzt (Abb. 7.14).

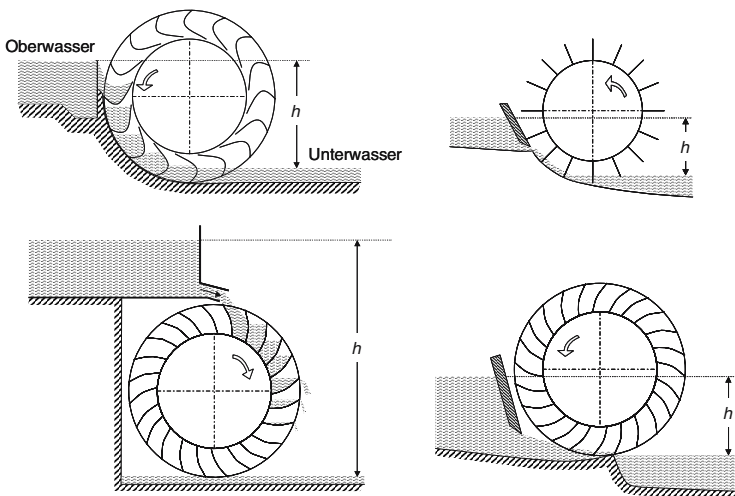


Abb. 7.14 Typen von Wasserrädern (nach /7-8/)

Wasserräder laufen mit geringen Umdrehungsgeschwindigkeiten von ca. 5 bis 8 Umdrehungen pro Minute. Daher sind Getriebe oder Riementriebe erforderlich, um die für den Generatorantrieb erforderlichen höheren Drehzahlen erreichen zu können.

Wasserräder wurden anfangs ausschließlich aus Holz gebaut. Bald setzten sich jedoch Achsen, Radkränze und Speichen aus Stahl durch. Die Schaufeln selbst werden jedoch auch heute noch oft aus Holz gefertigt. Sie sind üblicherweise beidseitig gelagert und sollten, falls die Gefahr starker Eisbildung besteht, in einer geschlossenen Radstube untergebracht sein. Eine neue Entwicklung stellen einseitig gelagerte Wasserräder da, die mit einem seriell hergestellten Getriebe und einer Generatoreinheit gekoppelt sind. Die komplette Rad-Generator-Getriebe-Einheit kann vorgefertigt zur Einbaustelle angeliefert werden. Bauseitig ist nur der Zulauf, das Radgerinne selbst und das Auflagerfundament herzustellen. Die komplette Einheit wird dann eingesetzt und kann praktisch unmittelbar den Betrieb aufnehmen.

Auslauf. Nach dem Austritt des Wassers aus der Turbine gelangt diese in den sogenannten Unterwasserbereich oder Auslauf. Bei Überdruckturbinen kann durch ein Saugrohr die nutzbare Fallhöhe besser und vor allem bis in das Unterwasser ausgenutzt werden. Der Fließquerschnitt des Saugrohrs wird dabei am Ausgang zum Unterwasser als Diffusor ausgeführt. Dadurch wird das Triebwasser vor dem Eintritt in das Unterwasser verzögert; dadurch kann ein Teil der kinetischen Energie des abfließenden Wassers im Laufrad energetisch genutzt werden.

Wellenkupplung und Getriebe. Die Wellenkupplung zwischen Turbine und Generator kann entweder direkt über eine Kupplung oder indirekt über ein Getriebe erfolgen. Bei kleineren Anlagen sitzen Turbine und Generator häufig auf einer Achse; hier kommt dann nur eine einfache Kupplung zum Einsatz. Bei größeren Anlagen wird demgegenüber meist ein Getriebe eingesetzt. Es ermöglicht aufgrund der Drehzahlanhebung den Einsatz genormter, schnelllaufender kleiner Generatoren. Zahnradgetriebe bei größeren und Zahnrad- oder Riemenantriebe bei kleinen Maschineneinheiten werden dabei am häufigsten verwendet. Der Getriebewirkungsgrad je Getriebestufe bei Nennleistung liegt bei ca. 95 bis 98 %. Er ist definiert als Quotient aus der Leistung an der Getriebeausgangswelle und der Leistung an der Turbinenwelle.

Turbinen bei Kleinwasserkraftanlagen laufen bei kleinen Fallhöhen mit relativ geringen Umdrehungszahlen mit z. B. 75 Umdrehungen pro Minute. Generatoren werden aus Kostengründen dagegen relativ klein gehalten; sie müssen daher mit wesentlich größeren Umdrehungszahlen laufen, so dass bei kleinen Wasserkraftanlagen zwischen Turbine und Generator praktisch immer ein Getriebe oder eine Riementransmission zwischengeschaltet werden muss.

Riementransmissionen haben sich bis ca. 50 kW elektrischer Leistung gut bewährt und werden heute auch für deutlich größere Leistungen eingesetzt. Sie sind etwas preisgünstiger als Getriebe; sie haben aber i. Allg. kürzere Standzeiten und einen höheren Wartungsaufwand. Da die Riemen heute von mobilen Wartungseinheiten aus innerhalb kürzester Zeit repariert oder ausgetauscht werden können, bieten sie jedoch oft die kostengünstigste Alternative.

Generator. Im Generator wird die mechanische Energie der Turbinen- bzw. Getriebewelle in elektrische Energie gewandelt. Dabei können Synchron- und Asynchrongeneratoren zum Einsatz kommen (Funktionsbeschreibung vgl. Kapitel 6.2.2). Synchrongeneratoren werden genutzt, wenn die Anlage im Inselbetrieb gefahren wird oder die Leistung der Wasserkraftanlage für das Netz bestimmend ist. Sie können die Netzspannung regeln und Blindstrom liefern. Asynchrongeneratoren können nur innerhalb eines Verbundnetzes betrieben werden, aus dem sie ihren Erregerstrom beziehen. Sie sind einfacher aufgebaut als Synchrongeneratoren und haben etwas geringere Wirkungsgrade. Grundsätzlich muss dabei beachtet werden, dass bei Netzabwurf Überdrehzahlen auftreten können, denen die Generatoren standhalten müssen.

Die Wirkungsgrade der zur Anwendung kommenden Standardgeneratoren für kleine Wasserkraftanlagen liegen bei Nennleistung etwa zwischen 90 und 95 %; bei Großanlagen sind Generatorwirkungsgrade zwischen 95 und 99 % möglich. Der Generatorwirkungsgrad ist dabei definiert als die Leistung an der Generator клемme bezogen auf die Leistung an der Getriebewelle.

Transformator. Ein Transformator, durch den elektrische Energie von einem auf ein anderes Spannungsniveau transformiert wird, kommt dann zum Einsatz, wenn die Ausgangsspannung des Wasserkraftwerks nicht mit der Spannung des Netzes übereinstimmt, in das eingespeist werden soll. Ein solches Bauelement ist durch Wirkungsgrade von bis zu 99 % gekennzeichnet.

Regelung. Je nach Betriebsweise der Wasserkraftanlage kommen verschiedene Regelungsarten in Frage. Bei Inselbetrieb ist immer eine Frequenzregelung erforderlich. Dabei hält ein Regler die Netzfrequenz bei veränderlicher Last konstant. Eine gleichzeitige Regelung des Durchflusses oder des Oberwasserspiegels ist dann nicht möglich.

Im Netzbetrieb sind Wasserstands- oder Durchflussregelungen üblich. Dazu wird die Turbinenöffnung, d. h. der Leitapparat und/oder die Laufradschaufeln so weit geöffnet, dass der gewünschte Oberwasserspiegel eingehalten oder der gewünschte Durchfluss durch die Turbinen abgeführt wird. Dabei drehen die Turbinen und Generatoren immer mit konstanter Drehzahl entsprechend der Netzfrequenz.

7.2.4 Insel- und Netzbetrieb

Wasserkraftanlagen werden in Deutschland i. Allg. gekoppelt mit dem Netz der öffentlichen Versorgung betrieben. Vereinzelt bilden Anlagen, die direkt Maschinen antreiben (d. h. Bereitstellung mechanischer Energie) oder kleinere Industrie- und/oder Handwerksbetriebe (z. B. Sägewerke) mit Strom versorgen.

Inselbetrieb erfordert eine genaue Übereinstimmung zwischen der Nachfrage nach und dem Angebot an elektrischer Energie. Dies ist mit einer Wasserkraft-

anlage allein nur dann erreichbar, wenn die Anlage einen so niedrigen Ausbaugrad hat, dass immer genügend Wasser zur Erzeugung der maximal nachgefragten Leistung vorhanden ist (d. h. die nachgefragte Leistung darf nicht größer werden als die installierte Erzeugerleistung). Demzufolge muss immer dann Wasser ungenutzt abfließen, wenn nicht die maximale Leistung nachgefragt wird. Dies ist i. Allg. unwirtschaftlich und in Deutschland kaum mehr zu finden.

Wie bei großen Wasserkraftanlagen können auch Kleinwasserkraftanlagen im Insel- oder im Netzbetrieb laufen; sie benötigen dafür ebenfalls entsprechende Synchron- oder Asynchrongeneratoren, die den erzeugten Drehstrom im Niederspannungsbereich in das Netz einspeisen. Bei solchen kleinen Anlagen sind dies praktisch immer Serienfertigungen.

Kleinste Wasserkraftanlagen werden häufig auch zur Versorgung abgelegener Unterkünfte oder Almen eingesetzt. Dafür sind heute auch für den Inselbetrieb komplett mit Spannungsregler und für die Erzeugung von Blindleistung ausgerüstete Synchrongeneratoren erhältlich. Die Frequenz ist dabei von der Drehzahl der Turbine abhängig und wird heute vor allem durch elektromechanische oder elektronische Frequenzregler konstant gehalten.

7.2.5 Energiewandlungskette, Verluste und Leistungsplan

Energiewandlungskette. Ein Wasserkraftwerk setzt sich aus den beschriebenen Komponenten (Kapitel 7.2.2) zusammen. Im Zusammenspiel dieser Systemelemente bildet es eine Energiewandlungskette, die schematisch in Abb. 7.15 dargestellt ist.

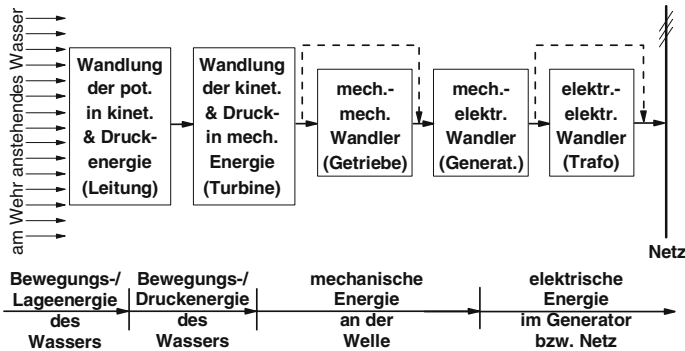


Abb. 7.15 Energiewandlungskette der Wasserkraftnutzung (nach /7-7/)

Demnach wird die Lage- und Bewegungsenergie des Wassers vor dem Wehr zunächst in dem Einlaufbauwerk und/oder der Druckrohrleitung in Druck- und Bewegungsenergie vor der Turbine umgewandelt. Das Wasser fließt dann durch die Turbine; hier wird die Energie des Wassers in eine Drehbewegung und damit in mechanische Energie des Laufrads bzw. der Turbinenwelle umgeformt. Diese

Bewegungsenergie wird ggf. in einem Getriebe auf eine andere Drehzahl transformiert und dem Generator zugeleitet. Hier folgt die Wandlung der mechanischen Drehbewegung in elektrische Energie. Anschließend kann eine zusätzliche elektrisch-elektrische Wandlung in einem Transformator realisiert werden, durch die eine Einspeisung der elektrischen Energie in das Netz der öffentlichen Versorgung auf dem dort vorherrschenden Spannungsniveau ermöglicht werden kann.

Verluste. Innerhalb dieser Energiewandlungskette treten zahlreiche technisch unvermeidbare Verluste auf; sie haben zur Folge, dass die am Anlagenausgang abnehmbare Energie geringer ist als die im Wasser verfügbare Energie zwischen Ober- und Unterwasser. Deshalb zeigt Abb. 7.16 die jeweiligen Verluste und deren durchschnittliche Bandbreiten in den einzelnen Energiewandlungsstufen bzw. Bauteilen.

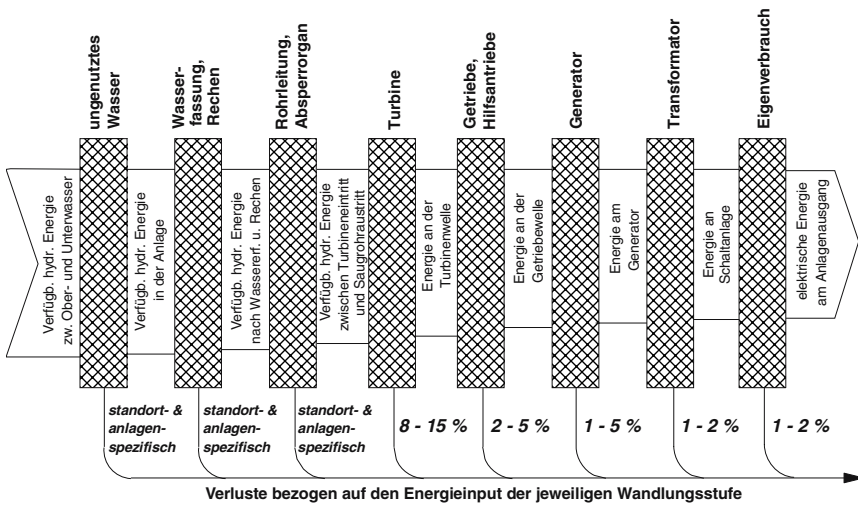


Abb. 7.16 Energiefluss in einer Laufwasserkraftanlage (nach /7-7/)

Demnach setzen sich die Verluste in der Anlage im Wesentlichen aus denen in der Wassererfassung und den Rechen, in den Rohrleitungen und den Absperrorganen (soweit vorhanden), in der oder den Turbinen, ggf. in dem oder den Getrieben und in dem oder den Generatoren zusammen. Bei größeren Anlagen kommen ggf. noch die entsprechenden Umwandlungsverluste im Transformator hinzu. Als weiterer Verlust addiert sich dazu die potenzielle Energie, die im über das Wehr geleiteten Wasser (z. B. in Hochwasserperioden) enthalten ist. Insbesondere die Energieverluste im hydraulischen Teil sind sehr standort- und anlagenspezifisch. Eine allgemein gültige und übertragbare Angabe der Größenordnung ist daher nicht möglich; günstigstenfalls liegen diese Verluste aber nur bei wenigen Prozent. Zusammengekommen sind mit den Verlusten in den anderen Systemkomponenten Gesamtwirkungsgrade im Volllastbereich von weit über 80 %

erreichbar; teilweise sind auch 90 % und mehr möglich. Unter dem Gesamtwirkungsgrad ist hier der Quotient aus der elektrischen Arbeit am Anlagenausgang und der momentan verfügbaren Arbeit zwischen Ober- und Unterwasser abzüglich des ggf. ungenutzt über das Wehr geleiteten Wassers innerhalb eines bestimmten Zeitraumes zu verstehen. Da Wasserkraftanlagen aber oft unter Teillast betrieben werden, liegen im Jahresdurchschnitt die Nutzungsgrade i. Allg. niedriger; bei modernen und richtig ausgelegten Wasserkraftanlagen liegen sie zwischen 70 und maximal 90 %; bei älteren Anlagen insbesondere im kleinen Leistungsbereich können sie mit 50 bis 70 % auch deutlich niedriger liegen. Bezogen auf das gesamte Arbeitsvermögen des Wassers sind die Nutzungsgrade wesentlich geringer, da ein Teil des ankommenden Wassers (u. a. Hochwasserabfluss) ungenutzt über das Wehr geleitet wird.

Betriebsverhalten und Leistungsplan. Das systemtechnische Verhalten und damit das Betriebsverhalten einer Laufwasserkraftanlage zur Bereitstellung elektrischer Energie im Jahresverlauf hängt wesentlich vom verfügbaren Wasserangebot und damit dem Abfluss sowie der jeweils aktuellen Fallhöhe ab. Abb. 7.17 zeigt das Zusammenspiel dieser Größen einschließlich des entsprechenden Turbinendurchflusses im Jahresverlauf.

Bei dem dargestellten Beispiel steigt die Fallhöhe in den Sommermonaten an, da bei sinkendem Wasserangebot der Unterwasserspiegel zurückgeht. Aufgrund der Gegebenheiten am Wehr wird der Oberwasserspiegel konstant gehalten. Entsprechend geht die Fallhöhe im Winter und Frühjahr zurück. Hier nimmt der Abfluss zu, und damit steigt der Unterwasserspiegel geringfügig an.

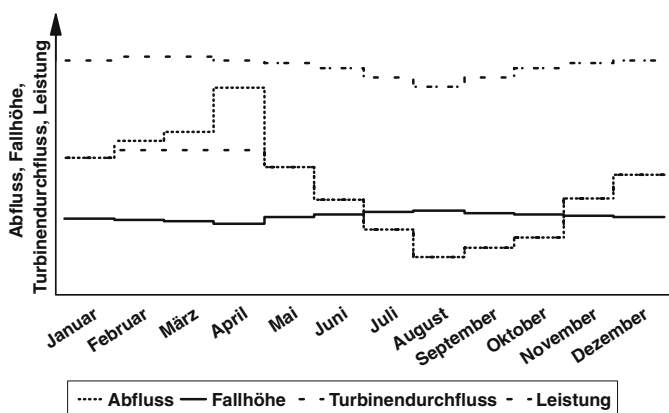


Abb. 7.17 Schematischer Betriebsplan eines Laufwasserkraftwerks (nach /7-7/)

Der Turbinendurchfluss ist an das Wasserangebot gekoppelt; er geht deshalb im Sommer entsprechend dem sinkenden Abfluss zurück. Da die Turbine nur auf einen maximalen Durchfluss (sogenannter Ausbauabfluss oder Schluckvermögen) ausgelegt ist, kann auch bei einem darüber liegenden Wasserangebot nur das maxi-

male Schluckvermögen verarbeitet werden. Das zusätzlich ankommende Wasser muss dann ungenutzt über das Wehr abgeleitet werden; dies ist bei dem in Abb. 7.17 dargestellten Beispiel im Februar, März und insbesondere im April der Fall.

Die Leistung der Wasserkraftanlage ist u. a. näherungsweise proportional zum Durchfluss (Gleichung (7.5)); deshalb geht sie in dem in Abb. 7.17 dargestellten Beispiel in den Sommermonaten, die durch sinkende Abflüsse gekennzeichnet sind, zurück. Weiterhin hängt sie aber auch von der nutzbaren Fallhöhe ab (Gleichung (7.5)); da diese sich i. Allg. jedoch nicht so stark ändert wie der Durchfluss, ist dieser Einfluss meist geringer. Diese Abhängigkeit der Leistung einer Wasserkraftanlage von der Fallhöhe ist jedoch für das leichte Absinken der Leistung beispielsweise im April – trotz eines entsprechend hohen Wasserangebots – verantwortlich.

Diese Zusammenhänge können auch durch den Leistungsplan beschrieben werden, der für ein typisches Laufwasserkraftwerk schematisch in Abb. 7.18 dargestellt ist. Demnach ist eine Laufwasserkraftanlage bei einer definierten Anlagenauslegung durch einen bestimmten Abfluss bei einer entsprechenden Fallhöhe gekennzeichnet; dies entspricht zusammengenommen einer gewissen Leistung. Ausgehend von diesen Auslegungsbedingungen verändern sich diese Größen mit fallendem und steigendem Abfluss.

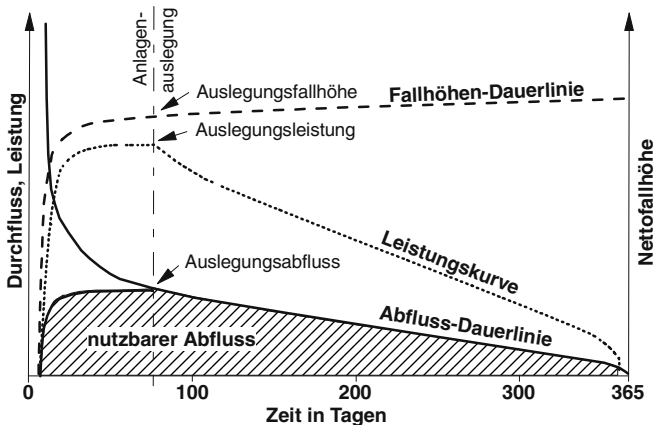


Abb. 7.18 Leistungsdiagramm eines Laufwasserkraftwerks (nach /7-2/, /7-11/, /7-12/)

- Mit sinkendem Abfluss geht die Stromerzeugung zurück. Die entsprechende Fallhöhe steigt an, da aufgrund des geringeren Wasseraufkommens der Unterwasserspiegel geringfügig absinkt. Wird das Wasserangebot sehr gering, muss – da die Turbinen erst bei einem gewissen Mindestdurchfluss arbeiten können – ab einem bestimmten Punkt die Anlage vollständig abgeschaltet werden. Unter diesen Bedingungen ist keine Stromerzeugung mehr gegeben; bei richtiger Turbinendimensionierung ist dies aber – wenn überhaupt – nur an wenigen Tagen im Jahr der Fall (Abb. 7.18).

- Bei zunehmendem Abfluss nimmt die Stromerzeugung ebenfalls ab. Die Turbine kann kein größeres Wasseraufkommen als das Schluckvermögen bei Auslegungsbedingungen verarbeiten. Da bei zunehmendem Wasserdurchfluss der Unterschied zwischen dem Ober- und Unterwasserspiegel abnimmt und damit die nutzbare Fallhöhe sinkt, geht die Leistung zurück. Das zusätzlich ankommende Wasser muss über das Wehr abgeleitet werden und ist damit energetisch nicht mehr nutzbar. Im Extremfall ist sogar keine Stromerzeugung mehr möglich, da der Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterwasser zu gering wird. Dies ist z. B. immer dann gegeben, wenn das Wehr geöffnet wird (d. h. bei Hochwasserereignissen).

7.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Wasserkraftanlagen tragen bereits seit über 100 Jahren zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland bei. Welche Kosten damit verbunden sind und wie die entsprechenden Umweltauswirkungen zu bewerten sind, wird nachfolgend analysiert. Zuvor werden jedoch ausgewählte Anlagen definiert, für die die folgenden ökonomischen und ökologischen Analysen durchgeführt werden. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei Laufwasserkraftwerken – im Gegensatz z. B. zu Windkraftkonvertern oder Photovoltaikanlagen – um Kraftwerke handelt, die erheblich von den jeweiligen Standortbedingungen bestimmt werden. Damit können die Materialeinsätze – und damit die Kosten – bei unterschiedlichen Laufwasserkraftanlagen z. T. stark voneinander abweichen. Übertragbare Aussagen sind deshalb hier nur begrenzt möglich.

7.3.1 Referenzanlagen

Wasserkraftanlagen sind durch eine Vielzahl möglicher Ausführungsformen gekennzeichnet. Deshalb können hier nur ausgewählte Referenzanlagen untersucht werden, die als Beispiele möglicher Anlagenkonfigurationen anzusehen sind, die durch die jeweiligen spezifischen örtlichen Gegebenheiten bestimmt werden. Dies gilt insbesondere für die baulichen Anlagenkomponenten (d. h. Wasserfassung, Triebwasserzuleitung, Krafthaus), die bei unterschiedlichen Wasserkraftanlagen z. T. stark voneinander abweichen.

Als für Deutschland typische Referenztechniken werden insgesamt die folgenden vier Wasserkraftanlagen näher betrachtet (Tabelle 7.1); demnach wird zwischen zwei Kleinwasserkraftanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 32 bzw. 300 kW und zwei größeren Anlagen mit 2,2 bzw. 28,8 MW Leistung unterschieden.

- 32 kW Niederdruck (Anlage I). Das Wasser wird über ein einfaches Wehr gefasst und bei einer nutzbaren Fallhöhe von 8,2 m über ein rund 110 m langes Kunststoffrohr in einer Kaplan turbine abgearbeitet. Die mittels eines direkt ge-

koppelten, synchronen Induktionsgenerators erzeugte elektrische Energie wird in das 220/380 V Netz eingespeist.

- 300 kW Niederdruck (Anlage II). Das Kraftwerk nutzt die durch eine Wehranlage aus Beton und Bruchsteinen sowie eine insgesamt 200 m lange Ausleitungsstrecke geschaffene Fallhöhe von 4,6 m. Vom Einlaufbauwerk führt der Oberwasserkanal zum Kraftwerk. Die mit einer Kaplan turbine sowie einem Getriebe und Synchrongenerator erzeugte elektrische Energie wird über einen Transformator in das am Kraftwerk vorbeiführende 10 kV Netz eingespeist.
- 2 200 kW Niederdruck (Anlage III). Diese Laufwasserkraftanlage ist als Flusskraftwerk konzipiert. Die nutzbare Fallhöhe von rund 6 m wird durch eine Wehranlage geschaffen. Der Rückstauereich von knapp 2 000 m ist durch entsprechende gewässerbautechnische Maßnahmen abgesichert. Die Energie des Wassers wird mit einer Kaplan turbine in mechanische und weiter über einen Synchrongenerator in elektrische Energie umgewandelt. Über einen Transformator wird diese in das am Kraftwerk vorbeiführende 25 kV Netz eingespeist.
- 28 800 kW Niederdruck (Anlage IV). Diese Laufwasserkraftanlage ist ebenfalls als Flusskraftwerk konzipiert; das Kraftwerk befindet sich im Flussbett. Auf einer Staulänge von ca. 8,8 km erreicht es eine Fallhöhe von 8,3 m. Das Wasserdargebot wird bei einer Ausbauwassermenge von 425 m³/s mit zwei Rohrturbinen-Maschinensätzen (Kaplan turbine und Synchrongenerator) in elektrische Energie umgesetzt und über 2 Transformatoren und einer vollgekapselten SF₆- (Schwefelhexafluorid)-Schaltanlage in das 110 kV Netz eingespeist.

Die Volllaststunden der untersuchten Anlagen orientieren sich dabei an für Deutschland typischen Größenordnungen. Die technische Lebensdauer der baulichen Anlagenteile wird mit 70 Jahren und die der maschinentechnischen Anlagenteile mit 40 Jahren unterstellt. Für den Eigenbedarf der Wasserkraftanlagen werden 1 % der erzeugten elektrischen Energie unterstellt.

Tabelle 7.1 Technische Kenngrößen der untersuchten Referenzsysteme

Referenzanlage		I	II	III	IV
Nennleistung	in MW	0,032	0,3	2,2	28,8
Kraftwerkstyp		Niederdruck	Niederdruck	Niederdruck	Niederdruck
Turbinenbauart		Kaplan	Kaplan	Kaplan	Kaplan
Fallhöhe	in m	8,2	4,6	5,95	8
Ausbauwassermenge	in m ³ /s	0,5	8	40	425
Volllaststunden	in h/a	4 000	5 000	5 000	6 000
Jahresarbeit (brutto)	in GWh/a	0,128	1,5	11	173

7.3.2 Ökonomische Analyse

Zur Abschätzung der mit der Wasserkraftnutzung verbundenen Aufwendungen werden zunächst die variablen und fixen Aufwendungen von Wasserkraftanlagen analysiert. Daraus errechnen sich die spezifischen Stromgestehungskosten. Dies wird nachfolgend für die definierten Referenzanlagen diskutiert.

Investitionen. Die Anlagenkosten setzen sich im Wesentlichen aus den Aufwendungen für die baulichen Anlagen (u. a. Krafthaus, Wehr, Wasserfassung, Wehrverschluss, Rechen- und Rechenreinigungsanlage), für die maschinenbaulichen Komponenten (u. a. Absperrorgane, Turbinen), für die elektrotechnischen Einrichtungen (u. a. Generator, Transformator, Energieableitung) und den sonstigen Nebenkosten (u. a. Grunderwerb, Planung, Genehmigung) zusammen.

Diese Kosten sind in sehr hohem Maße standortabhängig; pauschale und allgemeingültige Richtsätze lassen sich deshalb nicht festlegen. In vielen Fällen machen jedoch die Baukosten rund 40 bis 50 % der Gesamtaufwendungen aus. Der Maschinenbau (d. h. Turbinen, Getriebe, Regler) nimmt bei größeren Anlagen rund 20 bis 25 % und bei Kleinwasserkraftwerken bis zu 30 % der gesamten Kosten ein. Für die elektrotechnischen Einrichtungen sind rund 5 bis 10 % aufzubringen. Der verbleibende Rest sind sonstige Kosten (u. a. Planungskosten, Baunebenkosten, Gemeinkosten, Bauzinsen (d. h. Zinsen auf das Investitionskapital während der Bauzeit)). Davon unabhängig können die Kosten für die heute verstärkt geforderten ökologischen Ausgleichsmaßnahmen bei 10 bis 20 % der Anlagenkosten liegen. Insbesondere bei Flusskraftwerken mit einem großen Rückstaubereich können diese Aufwendungen (z. B. entsprechende Stauraumgestaltung, Fischtreppen) zu einer deutlichen Erhöhung der Gesamtkosten führen.

Dabei führt eine zunehmende Anlagengröße i. Allg. zu deutlich sinkenden Investitionen. So liegen beispielsweise bei neuen Anlagen im Bereich elektrischer Leistungen von unter 100 kW die spezifischen Investitionen zwischen 7 700 und 12 800 €/kW. Sie fallen bei Neuanlagen im Leistungsbereich von 1 bis 10 MW auf 4 100 bis 4 600 €/kW (Abb. 7.19).

Im Unterschied zum Zubau neuer Anlagen liegen die Kosten einer Revitalisierung von Altanlagen bzw. einer Modernisierung erheblich niedriger. Für die Revitalisierung von Anlagen zwischen 1 und 10 MW werden Kosten von etwa 1 500 €/kW und für die Modernisierung etwa 1 000 €/kW genannt. Die Revitalisierungskosten sind in hohem Maß davon abhängig, welche Anlagenteile noch vorhanden und nutzbar sind.

Außer von der Nennleistung sind die Kosten für Laufwasserkraftwerke ebenfalls von der Fallhöhe am potenziellen Standort abhängig. Demnach sind Anlagen mit gleicher Nennleistung in den allermeisten Fällen mit zunehmender Fallhöhe zwischen Ober- und Unterwasserspiegel durch geringere spezifische Investitionen gekennzeichnet.

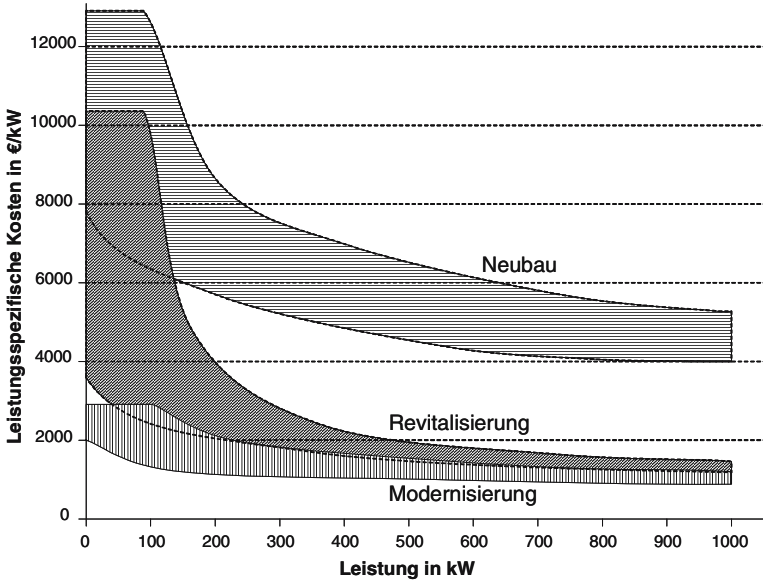


Abb. 7.19 Spezifische Investitionen von Wasserkraftwerken in Abhängigkeit von der Anlagenleistung (nach /7-34/)

Betriebskosten. Bei optimal ausgelegten und wartungsarmen Wasserkraftanlagen sind die Betriebskosten sehr niedrig. Variable Kosten fallen u. a. für Personal, Instandhaltung, Verwaltung, Rückstellungen für Anlagenerneuerungen, Rechengutbeseitigung und Versicherungen an. Die einzelnen Kostenanteile sind je nach den lokalen Gegebenheiten von Anlage zu Anlage sehr verschieden. Insgesamt liegt der jährliche Betriebsaufwand näherungsweise bei rund 1 bis 4 % der Investitionen. Er ist bei Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen tendenziell höher als bei Großanlagen.

Tabelle 7.2 Investitions- und Betriebskosten sowie Stromgestehungskosten der untersuchten Wasserkraftanlagen

Referenzanlage		I	II	III	IV
Nennleistung	in MW	0,032	0,3	2,2	28,8
Jahresertrag	in GWh/a	0,128	1,5	11	173
Investitionen					
baul. Komponenten	in %	63	57	60	52
elektr. Anlagen etc.	in %	37	43	40	48
Summe	in Mio. €	0,138	1,67	9,1	167
	in €/kW	4 310	5 570	4 140	5 800
Betriebskosten	in Mio. €/a	0,001	0,02	0,09	1,7
Stromgest.kosten	in €/kWh	0,065	0,073	0,049	0,058

Stromgestehungskosten. Aus den Gesamtinvestitionen errechnen sich die über die Abschreibungsdauer einer Wasserkraftanlage konstanten jahresmittleren realen Kosten. Dabei wird eine technische Lebensdauer der baulichen Anlagen von 60 bzw. 80 Jahren und der maschinellen und elektrischen Anlagenteile von 30 bzw. 40 Jahren bei kleineren Anlagen mit Leistungen unter 1 MW bzw. bei größeren Anlagen im Leistungsbereich über 1 MW unterstellt (Tabelle 7.2). In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise wird von einem Zinssatz von 4,5 % ausgegangen.

Ausgehend von diesen Rahmenannahmen können mit dem zu erwartenden Energieaufkommen die resultierenden Stromgestehungskosten für derzeit neu zu errichtende Wasserkraftwerke errechnet werden. Sie liegen bei der beispielhaft betrachteten Wasserkraftanlage (Tabelle 7.1) mit einer installierten elektrischen Leistung von 32 kW (Anlage I) bei rund 0,065 €/kWh; geringe Gestehungskosten sind – aufgrund der hohen Anlageninvestitionen – nur zu erzielen bei Volllaststunden, die die hier unterstellten übersteigen, und bei geringeren Betriebskosten (z. B. keine monetäre Bewertung des Anlagenbetriebs beispielsweise bei einem privaten Betreiber). Demgegenüber entstehen bei der untersuchten Kleinwasserkraftanlage mit 300 kW Nennleistung (Anlage II) Kosten für die bereitgestellte elektrische Energie von rund 0,073 €/kWh; diese Kleinwasserkraftanlage ist demnach – aufgrund der Standortbedingt höheren Investitionskosten – durch höhere spezifische Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Damit spiegelt diese Anlage nicht notwendigerweise den normalerweise erkennbaren Trend wieder, nach dem die Stromgestehungskosten von Anlagen mit zunehmender Anlagenleistung i. Allg. zurück gehen. Im Unterschied dazu zeigt aber die erste beispielhaft betrachtete Großanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 2,2 MW (Anlage III) diese Tendenz; sie ist durch spezifische Stromgestehungskosten von rund 0,049 €/kWh gekennzeichnet und weist damit von den hier betrachteten Anlagen die geringsten spezifischen Kosten für die erzeugte Kilowattstunde elektrischer Energie auf. Demgegenüber zeigt die untersuchte Anlage mit einer Leistung von 28,8 MW (Anlage IV) erneut höhere Stromgestehungskosten; dies liegt trotz der höheren Volllaststunden an den hohen Investitionen, die hier im Wesentlichen durch hohe Umweltschutzaufgaben verursacht wurden (Tabelle 7.2).

Die spezifischen Stromgestehungskosten sind meist dann niedriger, wenn bereits vorhandene Anlagen reaktiviert oder von Grund auf modernisiert werden können. Trotz der großen Standortabhängigkeit dürften unter solchen Bedingungen die Kosten zwischen 0,03 und 0,08 €/kWh liegen; die untere Grenze dieser Bandbreite bestimmen dabei wiederum die Anlagen im größeren Leistungsbereich und die obere Grenze die Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen. Müssen nur die Maschinensätze im Rahmen einer Generalüberholung erneuert werden, sind noch niedrigere Stromgestehungskosten möglich; sie dürften in Abhängigkeit der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort zwischen rund 0,025 €/kWh bei Anlagen im Megawattbereich und etwa 0,05 bis 0,08 €/kWh bei Klein- und Kleinstwasserkraftwerken im Bereich weniger 10 bis einiger 100 kW liegen.

Die Stromgestehungskosten werden von einer Vielzahl unterschiedlichster Einflussgrößen bestimmt. Um deren Einfluss zu veranschaulichen, sind in Abb. 7.20

die wesentlichen Parameter am Beispiel eines neu zu bauenden Laufwasserkraftwerks mit einer installierten Leistung von 300 kW (Anlage II; Tabelle 7.1 und 7.2) variiert. Dabei zeigt sich, dass die Investitionen und die Volllaststunden den größten Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten ausüben. Nehmen beispielsweise die Gesamtinvestitionen um 20 % zu, steigen die spezifischen Stromgestehungskosten von 0,073 auf 0,086 €/kWh und damit um rund 18 % an. Demgegenüber haben die Betriebskosten kaum einen Einfluss auf die spezifischen Stromgestehungskosten. Auch die Abschreibungsdauer hat nur vergleichsweise geringe Auswirkungen auf die spezifischen Kosten der bereitgestellten elektrischen Energie.

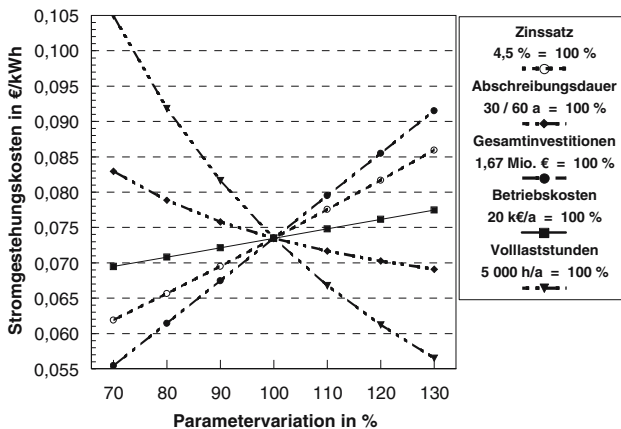


Abb. 7.20 Parametervariation wesentlicher Einflussgrößen auf die Stromgestehungskosten

7.3.3 Ökologische Analyse

Neben den technischen und ökonomischen Gegebenheiten sind für eine Technik zur Energiebereitstellung zunehmend auch andere Kriterien bestimmend. Aufbauend auf den in Kapitel 7.3.1 getroffenen Definitionen werden daher im Folgenden die Ökobilanzen einer wassertechnischen Stromerzeugung für die definierten Anlagen (Tabelle 7.1) einschließlich aller vorgelagerten Prozesse erstellt und diskutiert. Zusätzlich werden weitere Umwelteffekte diskutiert.

7.3.3.1 Lebenszyklusanalyse

Nachfolgend werden für die betrachteten Wasserkraftanlagen die Energie- und Emissionsbilanzen bestimmt. Die Ökobilanzierung wird dabei ausschließlich für eine alleinige Stromerzeugung aus Wasserkraft durchgeführt.

Dabei ist immer zu beachten, dass aufgrund der Vielzahl unterschiedlichster Ausführungsformen von Wasserkraftanlagen sowie der für jede Anlage spezifischen Randbedingungen – infolge der doch erheblichen Ortsabhängigkeit, durch die Wasserkraftanlagen gekennzeichnet sind – die dargestellten Bilanzergebnisse nur als mögliche – realistische – Größenordnungen der tatsächlichen Gegebenheiten angesehen werden können. Im Einzelfall ist deshalb zu erwarten, dass die Ergebnisse von den hier diskutierten sowohl zu größeren als auch niederen Werten abweichen können.

Tabelle 7.3 zeigt für die in Tabelle 7.1 definierten Anlagen die Energie- und Emissionsbilanzen einer Stromerzeugung aus Wasserkraft einschließlich aller vorgelagerten Prozesse. Aus der Vielzahl von möglicherweise freigesetzten Stoffen werden in Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise neben der Energie nur die toxikologisch relevanten Luftschadstoffe SO_2 und NO_x sowie zusätzlich unter Klimaaspekten die CO_2 -Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt „Versauerung von Böden und Gewässern“ die SO_2 -Äquivalent-Emissionen betrachtet (Tabelle 7.3).

Tabelle 7.3 Energie- und Emissionsbilanzen einer Stromerzeugung aus Wasserkraft für die in Tabelle 7.1 definierten Referenzanlagen

Referenzanlage		I	II	III	IV
Nennleistung	in MW	0,032	0,3	2,2	28,8
Energie	in $\text{GJ}_{\text{prim}}/\text{GWh}^a$	303	203	124	204
SO_2	in kg/GWh	55	32	19	30
NO_x	in kg/GWh	50	51	35	39
CO_2 -Äquivalente	in t/GWh	21,1	16,5	10,0	16,4
SO_2 -Äquivalente	in kg/GWh	119	86	54	67

^a primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Sowohl der spezifische fossile Energieaufwand als auch die betrachteten spezifischen Emissionen werden dabei von der Anlagengröße und von der Bauweise (u. a. Ausleitungs- oder Flusskraftwerk) des Kraftwerks beeinflusst. Generell sinken diese Kenngrößen bei Anlagen ähnlicher Bauweise mit zunehmender installierter Leistung aufgrund des geringeren spezifischen Material- und Energieeinsatzes für Bau, Betrieb und Abriss. Auch nehmen die fossilen Energieaufwendungen bzw. Emissionen bei Anlagen ähnlicher Leistung mit zunehmendem Druckniveau und damit steigender Fallhöhe ab. Große Durchflüsse bei kleinen Fallhöhen bedingen groß dimensionierte Turbinen bzw. Wehranlagen und deshalb große Kraftwerksbauten mit einem entsprechend hohen Material- (vor allem Beton und Stahl) und Energieeinsatz. Mit zunehmender Fallhöhe ergeben sich für Kraftwerke gleicher Leistung kleinere Durchflüsse und damit kleinere Kraftwerksbauten. Die Aufwendungen für die Druckrohrleitungen zur Triebwasserzuführung sind dabei i. Allg. wesentlich geringer als die Aufwendungen für den Bau einer Niederdruckanlage ähnlicher Leistung.

Bei allen betrachteten Anlagen stammt ein Großteil der mit der Bereitstellung von elektrischer Energie aus Wasserkraft verbundenen Verbräuche erschöpflicher Energieträger bzw. freigesetzter Schadstoffemissionen aus der Herstellung der Anlagenkomponenten. Betrieb sowie Abriss und Entsorgung zeigen hingegen einen vergleichsweise geringen Beitrag. Abb. 7.21 zeigt dazu exemplarisch die Verteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen für die Referenzanlage II auf unterschiedliche Anlagenkomponenten, auf Betrieb und auf Abriss der in Tabelle 7.3 dargestellten Bilanzergebnisse.

Demnach entfallen bei dieser Referenzanlage rund 87 % der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf den Bau der Anlagen. Die restlichen etwa 13 % verteilen sich auf den Betrieb (u. a. Wartung und Instandhaltung, Entsorgung von Rechengut) sowie den Abriss und die Entsorgung der Kraftwerkskomponenten.

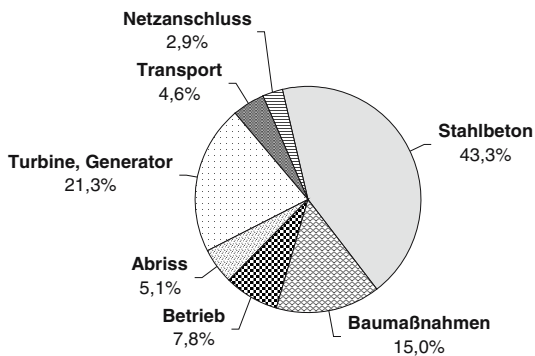


Abb. 7.21 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer Stromerzeugung aus Wasserkraft durch das Referenzkraftwerk II

Zusätzlich zeigt Abb. 7.21 die Anteile an den gesamten CO₂-Äquivalent-Emissionen, die bei Bau aus einzelnen Anlagenkomponenten dieses Wasserkraftwerks freigesetzt werden. Demnach tragen im Wesentlichen der Stahlbeton, Turbine und Generator sowie die baulichen Maßnahmen (u. a. Dammbaumaßnahmen, Abdichtung gegenüber dem Grundwasser, Erstellung der Baugrube, Bau des Krafthauses und der Wehranlage) zu den Stofffreisetzungen bei.

Auch die weiteren betrachteten Emissionen sowie der Verbrauch erschöpflicher Energieträger zeigen Tendenzen, wie sie in Abb. 7.21 dargestellt sind.

7.3.3.2 Weitere Umwelteffekte

Beim Bau, im Normalbetrieb und im Störfall sowie bei Betriebsende von Wasserkraftanlagen treten u. a. die nachfolgend diskutierten lokalen Umwelteffekte auf.

Herstellung. Wasserkraftanlagen sind – ähnlich wie Windkraftanlagen – zum Teil Produkte des „klassischen“ Maschinenbaus bzw. der Elektrotechnik. Damit kön-

nen z. B. bei der Herstellung von Turbinen oder Generatoren alle möglichen Umweltwirkungen bezüglich Boden, Wasser und Luft auftreten, die für diese Branchen typisch sind. Auf Grund der schon sehr weitgehenden Umweltschutzvorgaben bewegen sich die entsprechenden Umwelteffekte jedoch i. Allg. auf einem vergleichsweise geringen Niveau. Auch das Störfallpotenzial bei der Herstellung ist i. Allg. – von bestimmten Ausnahmen (z. B. Stahlverhüttung) abgesehen – relativ gering.

Hinzu kommen die Umwelteffekte, die mit dem Bau der Wasserkraftanlagen – und hier insbesondere von Speicherwasserkraftanlagen – am potenziellen Anlagenstandort verbunden sind. Hierunter sind u. a. folgende mögliche Umweltwirkungen im Zusammenhang mit dem Neubau, der Reaktivierung und der Modernisierung von Wasserkraftanlagen während der Bauphase zu nennen /7-16/.

- Gewässerverschmutzungen durch Wegspülen von Material, Verschmutzungen durch Erdarbeiten, unsachgemäßes Reinigen von Baumaschinen etc.
- Ölverluste durch falsche Handhabung bei Inbetriebsetzungs- und Montagearbeiten.
- Ölauslauf u. a. bei Hydrauliksystemen z. B. bei Demontgearbeiten.

Diese Umweltbelastungen lassen sich durch entsprechende betriebliche Abläufe und Einhaltung der Sicherheitsvorschriften vermeiden bzw. minimieren. Hinzu kommt ein entsprechendes Störfallpotenzial – auch mit überregionalen Umweltauswirkungen – insbesondere beim Bau von Speicherwasserkraftwerken (z. B. Damm, Staumauer) oder größeren Flusskraftwerken (z. B. im Hochwasserfall). Werden die einschlägigen Vorschriften jedoch eingehalten, sind keine signifikanten Umwelteffekte zu erwarten.

Normalbetrieb. Während des Betriebs von Wasserkraftanlagen kommt es mit Ausnahme möglicher Schmiermittelverluste zu keinen direkten Freisetzungen an toxischen Stoffen. Durch den Einsatz von biologisch abbaubaren Schmierstoffen bzw. bei Kleinwasserkraftanlagen auch durch schmierstofffreie Maschinensätze können die sich daraus ergebenden Umwelteinwirkungen gering gehalten bzw. ausgeschlossen werden.

Zusätzlich kann es durch eine Wasserkraftnutzung zu einer möglichen Befriedigung von weiteren Nutzungsinteressen (vor allem bei Speicherkraftwerken) kommen (z. B. Wassersport, Fischerei, Bewässerung, Hochwasserschutz, Trinkwasserspeicherung). Diese können ggf. auch ökologische Vorteile mit sich bringen wie z. B. die Beeinflussung des Grundwasserspiegels, die Schaffung aquatischer Lebensräume, die Anreicherung des Gewässers mit Sauerstoff durch den Turbinenbetrieb und/oder die Beseitigung von Unrat im Schwemmgut durch Rechenanlagen.

Darüber hinaus kann es zu weiteren Umweltwirkungen der Wasserkraftnutzung kommen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die nachfolgend beschriebenen drei Problembereiche (u. a. /7-16/, /7-17/, /7-19/, /7-20/, /7-21/).

Stauhaltungen. Bei Fluss- und bei Ausleitungskraftwerken wird aufgrund der Wehranlagen ein Aufstau erzeugt, der sich auf die Lebensbedingungen in den betroffenen Flussabschnitten und angrenzenden Naturräumen auswirkt. So kommt es z. B. in den Staubereichen zu einer deutlichen Verlangsamung der Fließgeschwindigkeit und damit zu einer Verminderung der Schleppkraft des Gewässers. Dies führt zu einer verstärkten Sedimentation feinkörniger mineralischer Schwebstoffe (z. B. Schluff, Ton). Bis dahin vorhandene Grobstrukturen des Flussbettes (wie Kolke, Furten und Stillwasserbereiche) und damit gleichzeitig die Habitate für Fische und Kleinlebewesen werden davon überdeckt. Den Organismen, die innerhalb solcher Kieslücken in der Sohle leben, wird dadurch der Lebens- und Rückzugsraum genommen; speziell hier laufen aber in Fließgewässern mittlerer und hoher Lagen die weitaus meisten biologischen Vorgänge ab. Das führt zum Verlust der Vielfalt der Standortbedingungen mit wichtigen Teillebensräumen.

Weitere Auswirkungen des Aufstaus sind eine Erhöhung der Wassertemperatur und damit ein Rückgang des Sauerstoffgehalts in tiefen Stauräumen. Darüber hinaus bedeutet jeder Staubereich eine Unterbrechung des Fließkontinuums, d. h. er stellt für die vielen aus vielfältigen Gründen wandernden Fließgewässerorganismen eine schwer oder nicht zu überwindende Barriere dar, da sie im strömungsarmen Stauraum nicht die erforderlichen Lebensbedingungen vorfinden. Es kommt dadurch zu einer Veränderung der bestehenden Fließgewässergesellschaft; dies kann z. B. durch das veränderte Nahrungsangebot für Räuber zu einer völligen Verschiebung der Artenzusammensetzung führen, die auch Säuger, Vögel und Amphibien einschließt. Im Extremfall können auch Faulgase aufgrund des anaeroben Abbaus von organischen Ablagerungen entstehen (d. h. Biogas).

Weiterhin kann es durch die bevorzugte Anlagerung von Schadstoffen (insbesondere Schwermetalle) an diese Feinfraktion zu einer verstärkten Schadstoffanreicherung im Staubereich kommen. Neben den sich daraus ergebenden ökotoxikologischen Gefahren ergeben sich Probleme bei der Entsorgung von Bagger-schlamm aus dem Staubereich.

Bei einer Spülung der Stauräume können innerhalb sehr kurzer Zeiträume große Mengen an solchem vorwiegend feinkörnigem Sedimentmaterial freigesetzt werden. In der Vergangenheit kam es dabei immer wieder zu einer starken Beeinträchtigung der Ökosysteme im Gewässerunterlauf. Durch eine Spülung während der Hochwasserperiode mit einer sich langsam verändernden Wasserführung, einem genügend hohen Sauerstoffgehalt im Wasser, einer Schweb- und Schadstoffkonzentration ohne Schädigungswirkung sowie einer Abstimmung des Spülzeitpunkts auf das Entwicklungsstadium der Fischfauna können diese Auswirkungen jedoch minimiert werden.

Neben der feinkörnigen Matrix wird im Staubereich auch das grobkörnige Geschiebe zurückgehalten. Auf Grund des dadurch unterhalb der Wehranlage fehlenden Sohlmaterials kann es dort zur Sohlerosion und damit zu einer Eintiefung des Flussbetts kommen. Das hat eine Spiegelabsenkung des mit dem Fließgewässer in Verbindung stehenden Grundwasserkörpers zur Folge, was z. B. zur Trockenlegung von Auenwäldern und zur Veränderung der Auenvegetation führen kann.

Besonders gravierend sind die Auswirkungen bei einer Hintereinanderschaltung mehrerer Kraftwerke (d. h. Kraftwerkskette). Dann verliert eine längere Flussstrecke ihre Fließgewässercharakteristik; die Stauwurzel der einen Wehranlage reicht oft bis zum nächsten flussabwärts gelegenen Kraftwerk. Dies ist u. a. an einigen Voralpenflüssen (z. B. Lech) der Fall.

Werden Staubereiche naturnah gestaltet, können sich dort wertvolle neue pflanzliche und tierische Lebensgemeinschaften einstellen. Das sind jedoch dann keine typischen Fließgewässerbiotope mehr; vielmehr stellen sich den Stillgewässern ähnliche Lebensgemeinschaften ein /7-17/.

Barrierenwirkung von Wehr- und Turbinenanlagen. Eine Vielzahl von im Wasser lebenden Tieren wandert flussauf- oder -abwärts; dies können Laichwanderungen von Fischen, Wanderungen von Kleintieren und Fischen in Abschnitte, die z. B. nach Hochwässern kaum besiedelt sind, oder Wanderungen auf der Suche nach einem besseren Nahrungsangebot sein. Staubereiche, Wehranlagen und Turbinen bilden Barrieren für sämtliche Migrationsbewegungen der Tier- und z. T. auch der Pflanzenwelt. Das passive Abtreiben mit der Strömung, auch als Drift bezeichnet, ist in Staubereichen nicht mehr möglich und findet nur noch bei Hochwasserereignissen statt. Dann werden Organismen auch über die Wehr- oder die Entlastungsanlage gespült.

Damit resultiert aus derartigen Bauwerken eine Unterbrechung der Durchgängigkeit des Fließgewässers. Folge ist eine Zerteilung und Verkleinerung des Gewässerlebensraumes und eine Be- oder Verhinderung von Laich-, Nahrungs-, Ausbreitungs- und Kompensationswanderungen. Insbesondere kann es dadurch zu den folgenden Auswirkungen einer Unterbrechung der Fischwanderung kommen /7-16/:

- die Fortpflanzung bestimmter Fischarten ist nur noch eingeschränkt möglich,
- die Artenvielfalt oberhalb des Wehres geht zurück,
- die Isolation verschiedener Fischpopulationen nimmt zu und
- die Neubesiedelung der durch Hochwasser oder Verschmutzung verarmten Regionen ist langsamer.

Für Wanderfische, die z. B. zum Laichen kleine Seitengewässer aufsuchen, stellen die Wehre die massivsten Barrieren dar; hier sind naturnahe Umgehungsgerinne oder Fischtreppe eine mögliche Gegenmaßnahme. Damit Fischtreppe ihre Wirkung voll entfalten können, müssen sie richtig angeordnet und dimensioniert werden. Da deren Funktionalität in der Vergangenheit oftmals nicht gegeben war, werden jetzt vermehrt Umgehungsgerinne gebaut, die trotz geringerer Wasserführung als das Hauptgewässer ähnliche Habitate wie dieses bieten können.

Der Verlust der Durchgängigkeit des Fließgewässers durch eine Wehranlage besitzt auch Auswirkungen auf die Abwanderung von Fischen. Beispielsweise können sich Fische, die in schnellströmenden Gewässern leben, auf Grund der geringeren Strömungsgeschwindigkeit in den Staubereichen schlechter orientieren. Auch kann es zu Fischerletzungen kommen, wenn die Wassertiefe unterhalb des Wehrabsturzes nicht genügend groß ist. Darüber hinaus ergibt sich für Fische beim

Durchgang durch die Turbine eine Gefährdung vor allem durch die dort vorherrschenden Druck- und Strömungsverhältnisse; zusätzlich kann es zu mechanischen Verletzungen am Fischkörper kommen. Dies kann durch enge Rechenstababstände vor den Turbineneinläufen bzw. durch entsprechend angeordnete Abweiser z. T. verhindert werden.

Ausleitungsstrecken. Bei Ausleitungskraftwerken wird das Wasser aus dem ursprünglichen Mutterbett ausgeleitet. Dabei kann es zu den folgenden Umweltwirkungen kommen /7-17, 7-18/.

- Verminderung des Abflusses im Mutterbett.
- Verlust der natürlichen jahres- und tageszeitperiodischen Abflussschwankungen.
- Verlängerung der Niedrigwasserperioden.
- Veränderung des Wasserhaushalts im Bereich der Aue.
- Veränderung der Temperaturregimes in der Ausleitungsstrecke.
- Schwall- und Sinkeffekte bei Hochwasser.
- Erhöhte Sedimentation.
- Schlechtere Wasserqualität.
- Abnahme der Pflanzen- und Tierwelt.
- Verringerung von Laichplätzen.
- Verstärktes Algenwachstum.

Insbesondere die Strömungsverhältnisse sind für Fließgewässerorganismen wesentlich; viele Arten benötigen als Lebensraum bestimmte Strömungszustände. Eine Verringerung der Fließgeschwindigkeiten bedeutet aber z. B. eine Verschlechterung der Sauerstoff- und Nahrungsversorgung und des Abtransports von Ausscheidungen; dadurch kommt es zu einer Veränderung des standorttypischen Artenspektrums. Daneben ist eine dem Gewässer entsprechende Mindestströmung zum Transport von Schwebstoffen und Feinsedimenten erforderlich, deren Ablagerung in der Ausleitungsstrecke ähnliche Auswirkungen hat wie im Staubereich.

Ein niedriger Wasserstand in den Ausleitungsstrecken birgt auch die Gefahr kritischer Wassertemperaturen im Sommer und im Winter. Mit der Erwärmung des Wassers bei starker Sonneneinstrahlung geht die Abnahme des Sauerstoffgehalts einher. Bei übermäßiger Algenbildung kann es dagegen tagsüber zu einer starken Übersättigung mit Sauerstoff kommen; sterben die Algenteppiche ab, kommt es zu massiver Sauerstoffzehrung.

Aufgrund des verringerten Abflusses liegt zusätzlich ein mehr oder weniger großer Teil des ursprünglichen Gewässerbetts trocken. Dadurch kann sich das Angebot an Fischunterständen oder Laichplätzen verringern. Eine zu starke Verkleinerung des aquatischen Lebensraums bedeutet in der Regel eine quantitative Abnahme von Fischen sowie i. Allg. eine Abnahme der Diversität bzw. die Ausbildung nicht naturraumtypischer Artenzusammensetzungen.

Die Abnahme der benetzten Fläche kann aber auch neue, wertvolle Sekundärbiootope entstehen lassen. Freiliegende Sand- und Kiesbänke beispielsweise werden von Spezialisten wie z. B. von Kiesbankbrütern, speziellen Laufkäfern, Heuschre-

cken oder Spinnen besiedelt, für die solche extremen Biotope oft letzte Rückzugsgebiete darstellen.

Die negativen Auswirkungen von Ausleitungskraftwerken können begrenzt werden, wenn Mindestabflüsse festgelegt werden, die sich auch an ökologischen Belangen orientieren. Neben der Mindestwasserabgabe gibt es eine Reihe von naturnahen Gestaltungsmöglichkeiten, um in einzelnen Fällen in einer Ausleitungsstrecke trotz des relativ geringen Wasseraufkommens eine Artenvielfalt zu erreichen, die derjenigen in unbeeinflussten Streckenabschnitten des Flusses ähnelt. Die Morphologie des Gewässerbetts spielt dabei eine entscheidende Rolle.

Insgesamt deuten neuere Untersuchungen darauf hin, dass Ausleitungskraftwerke bei entsprechender konstruktiver Gestaltung und mit einer ökologisch begründeten Mindestwasserregelung weniger schädlich für den Lebensraum „Fließgewässer“ sind als Flusskraftwerke mit großen Staubbereichen /7-30/.

Störfall. Im betrieblichen Störfall kann es zu einer Freisetzung von Schmierstoffen kommen. Durch den Einsatz biologisch abbaubarer Schmiermittel (z. B. Schmiermittel auf Pflanzenölbasis), den Einbau entsprechender Schutzvorrichtungen (z. B. Ölabscheider) sowie der Lagerung von Schmierstoffen außerhalb des hochwassergefährdeten Bereichs lassen sich die Risiken einer derartigen Umweltgefährdung jedoch auf ein Mindestmaß reduzieren. Weiterhin kann es durch Brände an den elektrischen Anlagenteilen (z. B. Kabel) zu entsprechenden, jedoch begrenzten Schadstofffreisetzungen an die Umwelt kommen, die allerdings nicht spezifisch für Wasserkraftanlagen sind. Mechanische Fehler innerhalb der maschinentechnischen Komponenten führen i. Allg. zu keiner bzw. nur zu einer räumlich sehr begrenzten Gefährdung von Mensch und Umwelt. Hingegen können die Auswirkungen eines Versagens von Staudämmen oder -mauern weiträumige Folgen für die Bevölkerung bzw. Flora und Fauna haben. Hier ist ein entsprechend großes Störfallgefahrenpotenzial gegeben, das jedoch durch die geltenden – sehr weitgehenden – Vorschriften begrenzt werden kann.

Betriebsende. Die eigentlichen Wasserkraftanlagen bestehen größtenteils aus metallischen Werkstoffen, für die anerkannte und weitgehend umweltverträgliche Verwertungswege existieren. Problematischer ist der Rückbau der bautechnischen Anlagenteile vor Ort (z. B. Wehre, Staudämme). Hier ist aber davon auszugehen, dass auch nach Überschreiten der technischen Lebensdauer einer Wasserkraftanlage der Anlagenstandort weiterhin energiewirtschaftlich genutzt werden wird. Vor diesem Hintergrund haben derartige Fragen bisher keine Bedeutung erlangt. Aber auch für den Rückbau von Wehranlagen können umweltverträgliche Verwertungs- bzw. Recyclingmöglichkeiten erarbeitet werden. Damit dürfte auch eine umweltfreundliche Entsorgung von Wasserkraftanlagen möglich sein.

7.4 Potenziale und Nutzung

Die theoretischen bzw. technischen Möglichkeiten einer Bereitstellung elektrischer Energie aus Wasserkraft in Deutschland können durch die theoretischen bzw. technischen Potenziale beschrieben werden. Diese werden im Folgenden unter Berücksichtigung des derzeitigen Standes der Technik diskutiert. Eine Darstellung der gegenwärtigen Nutzung schließt sich dieser Potenzialbeschreibung an.

7.4.1 Potenziale

Die Potenziale der Lauf- und Speicherwasserkraft können in das Niederschlags- und das Abflussflächenpotenzial, das Abflusslinienpotenzial, das technische sowie das ausbauwürdige Potenzial unterteilt werden. Diese sehr detaillierte Unterteilung hat sich in der Vergangenheit deshalb entwickelt, weil die Wasserkraft traditionell seit mehr als 100 Jahren genutzt wird und damit Potenzial-Analysen bereits vielfach angefertigt wurden. Nachfolgend werden diese unterschiedlichen Potenzialbegriffe kurz erläutert.

- Niederschlagsflächenpotenzial. Das Flächenpotenzial des Niederschlags ermittelt sich aus der mittleren jährlichen Niederschlagsfracht unter Berücksichtigung der topografisch bedingten Höhenunterschiede zu dem Punkt, an dem das dort niederfallende Wasser das betrachtete Gebiet verlässt.
- Abflussflächenpotenzial. Das Abflussflächenpotenzial bestimmt sich aus dem Niederschlagsflächenpotenzial unter zusätzlicher Berücksichtigung der Verdunstungsverluste.
- Abflusslinienpotenzial. Das Abflusslinienpotenzial ermittelt sich aus der mittleren Jahresfracht der Fließgewässer und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen ohne Berücksichtigung von Fließverlusten.
- Technisches Potenzial. Unter Berücksichtigung der Fließverluste und Wirkungsgrade bestimmt sich aus dem Abflusslinienpotenzial das technische Potenzial.
- Ausbauwürdiges Potenzial. Das ausbauwürdige Potenzial erfasst alle bestehenden Wasserkraftanlagen, die in Bau befindlichen sowie alle bekannten Projekte. Es berücksichtigt neben den aus technischer Sicht gegebenen Einschränkungen für die Errichtung einer Wasserkraftanlage zusätzlich noch wirtschaftliche Restriktionen, die aus gegenwärtiger Sicht den Betrieb eines Wasserkraftwerkes nicht rentabel erscheinen lassen.

Diese Begriffsdefinitionen decken sich allerdings nicht vollständig mit den in Kapitel 1 festgelegten Potenzialbegriffen. Um trotzdem eine Vergleichbarkeit der nachfolgend dargestellten Größen mit den weiteren Möglichkeiten einer Nutzung regenerativer Energien zu ermöglichen, orientieren sich die folgenden Ausführungen daher an den Potenzialdefinitionen von Kapitel 1. Dadurch kann es ggf. zu Abweichungen von den in Deutschland sonst üblichen Definitionen der Wasserkraftpotenziale kommen.

Theoretisches Potenzial. Das theoretische Potenzial der Wasserkraft lässt sich entweder als Flächen- oder als Linienpotenzial darstellen /7-22/. Niederschlags- bzw. Abflussflächenpotenziale stellen dabei die oberste Grenze des theoretischen Potenzials dar; sie ergeben sich aus dem mittleren jährlichen Niederschlag pro Flächeneinheit abzüglich ggf. der Verdunstung und Versickerung und dem Höhenunterschied der Flächeneinheit zu dem Punkt, an dem das dort niederfallende Wasser das betrachtete Gebiet verlässt. Linienpotenziale beinhalten die mittleren jährlichen Abflüsse der erfassten Fließgewässer und die Höhenunterschiede, die sie bis zum nächsten Vorfluter oder bis zum Verlassen des untersuchten Gebiets überwinden. Sie haben gegenüber den Flächenpotenzialen eine höhere Aussagekraft, da sehr kleine Gewässer unberücksichtigt bleiben können und Fremdwasseranteile, die über die Grenzen des Untersuchungsgebiets eingebracht werden, erfasst werden.

Das Linienpotenzial aller Gewässer in Deutschland wird auf ca. 380 PJ/a im Regeljahr geschätzt; davon entfallen rund 95 % auf die Gebietsfläche der alten und nur etwa 5 % auf das Gebiet der neuen Bundesländer (Tabelle 7.4).

Wird ein theoretisch maximaler Umwandlungswirkungsgrad der Wasserkraftwerke von 100 % und ein lückenloser Ausbau aller Gewässer in Deutschland unterstellt, resultiert aus dem Linienpotenzial ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von rund 106 TWh/a (Tabelle 7.4).

Tabelle 7.4 Theoretische Potenziale sowie technische Angebots- und technische Endenergiepotenziale einer Stromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraft in Deutschland

Theoretisches Potenzial in PJ/a	380
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial in TWh/a	106
Technisches Stromerzeugungspotenzial in TWh/a	24,7
Technisches Endenergiepotenzial in TWh/a	23,7

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale). Für die Gebietsfläche der alten Bundesländer wurden verschiedene Untersuchungen (/7-23/ bis /7-29/) durchgeführt, in denen die technischen Wasserkraftpotenziale ermittelt, Bestandsaufnahmen der vorhandenen Anlagen durchgeführt und die noch ausbaufähigen Potenziale abgeschätzt wurden. Demnach liegen die technischen Potenziale einer wassertechnischen Stromerzeugung in den alten Ländern zwischen knapp 21 und maximal 35 TWh/a. Die obere Grenze ermittelte eine Studie der Forschungszentrums Jülich /7-25/. Es handelt sich dabei um ein sehr hohes technisches Stromerzeugungspotenzial, das aus einem überdurchschnittlich hohen Anteil aus Klein- und Kleinstwasserkraftwerken (ca. 10 TWh/a in 10 000 bis 15 000 Klein- und Kleinstanlagen) resultieren soll. Wird davon ausgegangen, dass in dieser Untersuchung die Potenziale für Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen überschätzt wurden, errechnet sich ein Mittelwert aller anderen berücksichtigten Untersuchungen (d. h. ohne /7-25/) von rund 24 TWh/a. Für einige alte Bundesländer gibt es zusätzlich noch detailliertere Potenzialstudien. Die Potenzialsomme dieser Einzelstudien und weiterer Abschätzungen deckt sich mit den in den Globalstudien

ermittelten Angaben (ca. 24 TWh/a). Hinzu kommt noch das jährliche technische Regelarbeitsvermögen der Wasserkraft auf dem Gebiet der neuen Bundesländer mit ca. 1,2 TWh. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland (606 TWh im Jahr 2004) entspricht dieses technische Stromerzeugungspotenzial einem Anteil von rund 4,1 %.

Das gesamte technische Potenzial ermittelt sich aus der Summe der Einzelergebnisse und ist in Abb. 7.22 dargestellt. Es liegt in Deutschland bei knapp 25 TWh/a und ist durch große regionale Unterschiede gekennzeichnet. Im Norden Deutschlands gibt es nur wenige Möglichkeiten einer wassertechnischen Stromerzeugung. Demgegenüber sind im Süden beachtliche Potenziale gegeben; mehr als drei Viertel der Potenziale sind in Bayern (rund 55 % des Gesamtpotenzials) und Baden-Württemberg (etwa 25 % des Gesamtpotenzials) vorhanden.

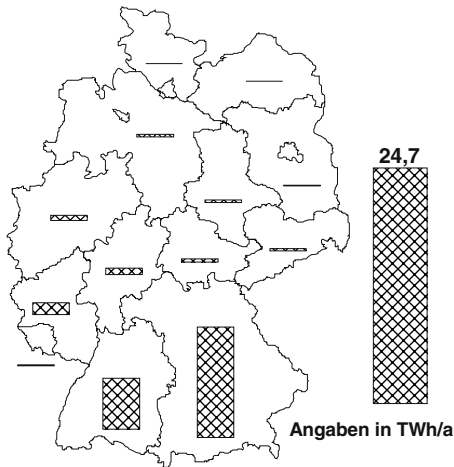


Abb. 7.22 Technisches Potenzial der Wasserkraft in Deutschland und in einzelnen Bundesländern (nach /7-30/)

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Die technischen Endenergiepotenziale der Wasserkraft errechnen sich aus den bereits diskutierten Stromerzeugungspotenzialen unter Berücksichtigung der gegebenen netz- und nachfrageseitigen Restriktionen. Dabei kann im großen Durchschnitt für die Überbrückung der Entfernung zwischen dem Standort des jeweiligen Wasserkraftwerks und dem des potenziellen Verbrauchers von Netzverlusten zwischen 3 und 5 % ausgegangen werden. Im Gegensatz zur Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung treten bei der Laufwasserkraft u. a. aufgrund der vergleichsweise niedrigen Durchdringung infolge der relativ geringen Potenziale und wegen der stetigeren Charakteristik keine nennenswerten Speicherverluste auf. Das technische Endenergiepotenzial liegt damit um 3 bis 5 % niedriger als die Stromerzeugungspotenziale. Damit ergibt sich innerhalb Deutschlands ein technisches Endenergiepotenzial der Wasserkraft von rund 24 TWh/a (Tabelle 7.4). Bezogen auf die Brut-

tostromerzeugung in Deutschland (606 TWh im Jahr 2004) bzw. auf den Endenergieverbrauch an elektrischer Energie (497 TWh im Jahr 2003) entspricht dies etwas knapp 4 bzw. 4,8 %.

7.4.2 Nutzung

Derzeitige Nutzung. Die Wasserkraft wurde schon vor mehr als 2 000 Jahren für die Bereitstellung mechanischer Energie genutzt. Damals wurde die in einem Flusslauf vorhandene Energie zunächst mit Hilfe von Wasserrädern direkt in mechanische Energie umgewandelt und diente zum Heben von Wasser oder zum Mahlen von Getreide. Zu Beginn des 19. Jahrhunderts wurden einfache Turbinen entwickelt, an die dann später Generatoren zur Stromerzeugung angeschlossen wurden. Die erzeugte elektrische Energie wurde zunächst nur in einem eng begrenzten Bereich um das Kraftwerk genutzt. Erst durch die Möglichkeit, Strom verlustarm über weite Strecken transportieren zu können, setzte sich die Nutzung der Wasserkraft in größerem Umfang durch. Dies gelang erstmals 1891, als die in einem Wasserkraftwerk bei Lauffen am Neckar erzeugte elektrische Energie bis nach Frankfurt/Main zur Weltausstellung transportiert wurde. Nun konnte auch die Versorgung der Bevölkerung mit elektrischer Energie aus Wasserkraft realisiert werden.

Seither hat sich die in Wasserkraftanlagen installierte Leistung in Deutschland kontinuierlich erhöht. Abb. 7.23 zeigt die Entwicklung der in Lauf- und Speicherwasserkraftanlagen der öffentlichen Versorgung in Deutschland installierten Leistungen sowie die korrespondierende Stromerzeugung in der Zeit von 1986 bis 2004.

Deutlich wird die nur geringe Veränderung der in Laufwasserkraftwerken der öffentlichen Versorgung installierten Leistung. Im Unterschied dazu schwankt die realisierte Stromerzeugung aufgrund des zwischen verschiedenen Jahren z. T. stark unterschiedlichen Wasserangebots teilweise erheblich.

Im Jahr 2004 wurden aus erneuerbarer Wasserkraft (d. h. Lauf- und Speicherwasserkraft ohne Erzeugung aus gepumptem Wasser in Pumpspeicherkraftwerken) rund 21 TWh/a eingespeist /7-31/. Damit lag der Anteil der eingespeisten elektrischen Energie aus erneuerbarer Wasserkraft an der gesamten Bruttostromerzeugung der öffentlichen Versorgung in Deutschland (606 TWh/a) im Jahr 2004 bei etwa 3,5 %. Davon stammt der überwiegende Anteil aus Anlagen der öffentlichen Versorgung und nur ein vergleichsweise geringerer Teil aus nicht EVU-Anlagen. Der entsprechende langjährige Mittelwert der regenerativen Stromerzeugung aus Wasserkraft liegt – aufgrund der Unterschiede zwischen Nass- und Trockenjahren – bei 20 bis 22 TWh/a. Bezogen auf die vorhandenen technischen Erzeugungspotenziale entspricht dies einer bereits heute realisierten Potenzial-Ausnutzung von über 80 %. Damit wird die Wasserkraft – bezogen auf die vorhandenen Potenziale – von allen Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien bisher am weitgehendsten genutzt.

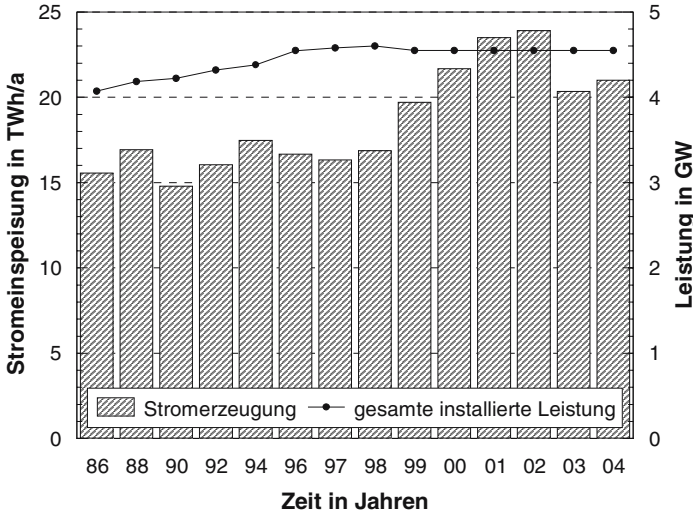


Abb. 7.23 Entwicklung der Wasserkraftnutzung in Deutschland zwischen 1986 und 2004 (Lauf- und Speicherwasserkraft ohne Erzeugung aus gepumptem Wasser in Pumpspeicherkraftwerken; u. a. nach /7-31/)

Von der insgesamt in Laufwasserkraftwerken der öffentlichen Versorgung und der Industrie installierten elektrischen Leistung befinden sich zwischen 80 und 90 % auf dem Gebiet der Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg. Hier werden damit der Löwenanteil an elektrischer Energie aus regenerativer Lauf- und Speicherwasserkraft der öffentlichen Versorgung und der Industrie erzeugt. Über 70 % der Stromerzeugung aus Laufwasserkraft wird dabei an wenigen großen Flüssen gewonnen; allein der Inn trägt dazu mit rund 18 % und die Flüsse Rhein und Donau mit 14 bzw. knapp 12 % bei (Abb. 7.24).

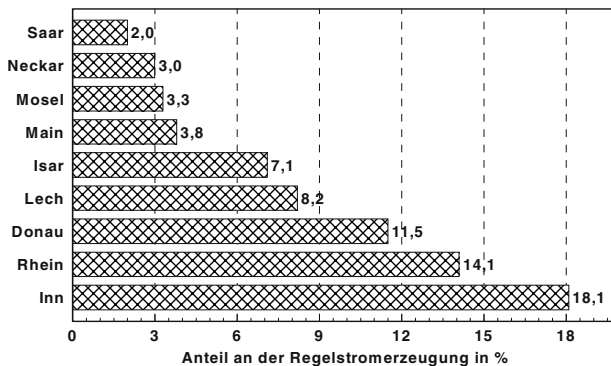


Abb. 7.24 Prozentualer Anteil einzelner Flüsse an der gesamten Regelstromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland (nach /7-30/)

Weitergehende Nutzungsmöglichkeiten. Eine weitergehende Nutzung der Wasserkraft in Deutschland und damit eine Erschließung der noch ungenutzten technischen Potenziale ist grundsätzlich möglich. Hier ist in einem geringen Umfang ein Anlagenneubau sowie eine Reaktivierung, Modernisierung und ein Um- und Ausbau bestehender Wasserkraftwerke möglich.

Neubau weiterer Anlagen. Der Neubau weiterer Wasserkraftanlagen beschränkt sich im dicht besiedelten Deutschland auf einige wenige ausbauwürdige Standorte insbesondere in den alten Bundesländern. Diese stellen oftmals aber die letzten noch verbliebenen freien Fließstrecken in den ansonsten lückenlos energie-technisch genutzten Flüssen dar, so dass gerade dort Ausbaupläne auf massive Widerstände in der Bevölkerung und bei Umweltschutzverbänden stoßen.

In Bayern gibt es noch verschiedene potenzielle Standorte für größere Anlagen am Lech, an der Donau zwischen Straubing und Vilshofen und an der Saalach. Weitere Möglichkeiten im Zusammenhang mit flussbaulichen Maßnahmen sind an der Donau im Bereich von Neustadt und an der Salzach zwischen Saalachmündung und Burghausen vorhanden. Zusammengenommen ließen sich hier noch rund 300 MW installieren; dies entspricht einem mittleren Stromerzeugungspotenzial von ca. 1 700 GWh/a /7-32/.

In Baden-Württemberg sind zusätzliche Standorte am Rhein unterhalb von Basel mit ca. 108 MW bzw. 648 GWh/a verfügbar. Diese setzen sich zusammen aus ca. 88 MW bzw. 530 GWh/a aus den Standorten Neuburgweier und Speyer und ca. 20 MW bzw. 118 GWh/a an Standorten zwischen Basel und Kehl /7-30/.

Am Hochrhein befindet sich noch ein letzter freier Fließabschnitt zwischen den Kraftwerken Reckingen und Abbruck-Dogern. Die Konzession für das dort ursprünglich geplante deutsch-schweizerische Kraftwerk Koblenz-Kadelburg mit einer Leistung von 39 MW und einer mittleren Stromerzeugung von 260 GWh/a wurde aber bereits in den sechziger Jahren zurückgegeben /7-33/.

An der oberen Donau vor Ulm sind noch sechs kleine Laufwasserkraftwerke mit rund 7 MW und knapp 40 GWh/a erschließbar. Dies gilt in einer ähnlichen Größenordnung auch für die Argen. Zusätzlich dazu sind einige weitere Standorte mit Ausbauleistungen deutlich unter 1 MW an verschiedenen Gewässern in Süddeutschland verfügbar.

In Mittel- und Norddeutschland ergeben sich aufgrund der wesentlich ungünstigeren topografischen und hydrologischen Verhältnisse wesentlich geringere Möglichkeiten für den Bau neuer Wasserkraftwerke. An der Mittel- und Oberweser dürften insgesamt knapp 100 MW an elektrischer Leistung installierbar sein. Weitere geringe Potenziale sind an Werra und Fulda vorhanden.

Die Realisierung dieser Potenziale hängt u. a. von den jeweiligen wirtschaftlichen Randbedingungen ab; eine Vielzahl der diskutierten Standorte wäre nur mit relativ hohen Kosten erschließbar. Aber auch der nur schwer erzielbare Konsens zwischen der Wasserkraftnutzung einerseits und ökologischen Belangen andererseits behindert eine weitergehende Erschließung. Da dies sehr wesentlich von gesellschaftlichen, energiepolitischen und -wirtschaftlichen Randbedingungen ab-

hängt, lässt sich derzeit über die Realisierungschancen dieser grundsätzlich noch erschließbaren Standorte nur wenig aussagen.

Reaktivierung, Modernisierung, Umbau und Ausbau bestehender Anlagen. Reaktivierbare Anlagen mit meist unter 1 MW Ausbauleistung existieren noch in verschiedenen Bundesländern. Insbesondere in Sachsen und Thüringen wurden in den vergangenen Jahren Hunderte ungenutzter oder lange nicht mehr genutzter Standorte an Fließgewässern für Klein- und Kleinstwasserkraftanlagen reaktiviert oder neu errichtet. Zusätzlich sind noch verschiedene Talsperren zur Trinkwasserversorgung vorhanden, an denen kleine Wasserkraftanlagen integriert werden könnten. Viele kleine Wasserkraftanlagen sind modernisierungsbedürftig, wobei sich im Zuge einer umfassenden Modernisierung i. Allg. auch wesentliche Steigerungen des Jahresarbeitsvermögens erzielen lassen. Dieser Trend wird sich – auch infolge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der in einigen Bundesländern zusätzlich gewährten Investitionskostenzuschüsse – weiter fortsetzen.

Bei der Reaktivierung alter Wasserrechte oder stillgelegter Kleinwasserkraftanlagen hat zwar das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Investitionssicherheit gebracht. Dennoch muss zunächst grundsätzlich geklärt werden, ob der Standort ein so großes Ausbaupotenzial hat, dass er innerhalb einer vertretbaren Amortisationszeit wirtschaftlich erschlossen werden kann. I. Allg. ist deshalb die Reaktivierung alter Wasserrechte oder stillgelegter Kleinwasserkraftanlagen nur dann wirtschaftlich realisierbar, wenn ein potenzieller Betreiber bereits im Besitz der stillgelegten Wasserkraftanlage bzw. der noch vorhandenen Anlagenteile ist. Die Planung einer derartigen Reaktivierung ist dabei auch bei vorhandenem Wasserrecht i. Allg. mit einem Planfeststellungsverfahren verbunden. Bei einer Erhöhung der Fallhöhe oder des genutzten Abflusses gegenüber dem bestehenden Recht ist häufig zusätzlich ein teures Plangenehmigungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsuntersuchung erforderlich.

Hemmnisse. Haupthemmnisse für einen weiteren Ausbau der Wasserkraft sind Umweltschutzprobleme und – infolge der hohen Investitionen – vergleichsweise sehr lange Amortisationszeiten, welche die Finanzierung erschweren bzw. unmöglich machen. Obwohl Wasserkraftnutzung die älteste, am längsten erprobte und eine sehr zuverlässige Möglichkeit darstellt, aus regenerativen Energien elektrischen Strom zu erzeugen, ist sie heute mehr denn je umstritten. Wasserkraftanlagen stellen immer einen bedeutsamen Eingriff in ein Fließgewässersystem dar und ziehen weitreichende ökologische Folgen nach sich.

Bei Ausleitungskraftwerken wird ein angemessener Mindestabfluss im bisher oft fast trockengelegten Mutterbett gefordert, um dort die ökologische Funktionsfähigkeit zu gewährleisten. Über die Größe von erforderlichen Mindestwasserabgaben, die dann für die technische Nutzung verloren gehen, herrscht bisher Uneinigkeit. Der Schwerpunkt aktueller Forschungs- und Entwicklungsvorhaben liegt daher bei der Minimierung ökologischer Auswirkungen von Wasserkraftanlagen und den damit verbundenen Eingriffen in die Natur und der Verbesserung unbefriedigender ökologischer Zustände im Rahmen technischer Modernisierungen.

8 Nutzung von Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme

Typisches Kennzeichen der Wärme, die in der Umgebungsluft und im oberflächennahen Erdreich enthalten ist, ist die Tatsache, dass sie auf einem sehr niedrigen Temperaturniveau anfällt. Dabei stammt diese Wärme im Wesentlichen aus der von der Sonne eingestrahelten Energie (Kapitel 2). Nur bei der Energie, die sich im oberflächennahen Erdreich befindet (d. h. oberflächennahe Erdwärme), resultiert ein Teil, der i. Allg. mit zunehmender Tiefe unter der Erdoberfläche zunimmt, originär nicht von der Sonne, sondern aus dem geothermischen Wärmefluss (d. h. geothermische Energie aus dem tiefen Untergrund). Trotzdem wird hier – unabhängig davon, wo die im oberflächennahen Erdreich enthaltene Energie letztlich herkommt (d. h. aus der eingestrahelten Sonnenenergie und/oder aus der im tiefen Untergrund gespeicherten geothermischen Energie; Kapitel 2) – diese Energie per Definition als Erdwärme bezeichnet (Abb. 8.1).

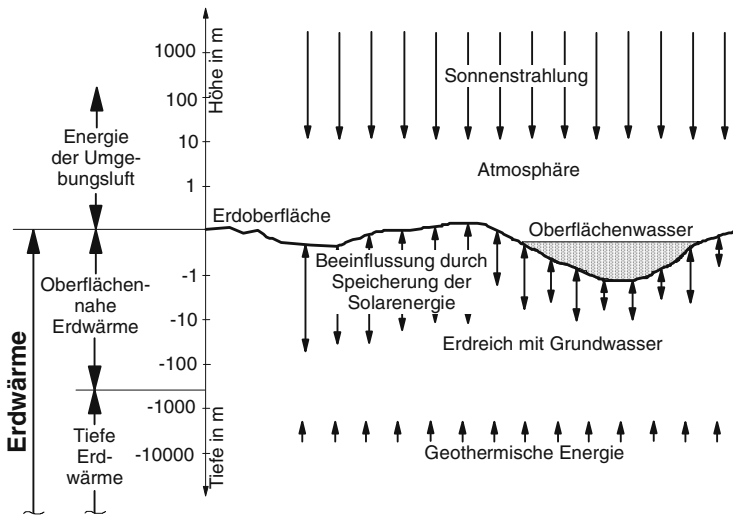


Abb. 8.1 Begriffsabgrenzungen

Vor dem Hintergrund dieser Begriffsabgrenzung beginnt die Nutzung der Erdwärme i. Allg. und die der oberflächennahen Erdwärme im Besonderen vereinbarungsgemäß an der Erdoberfläche (Abb. 8.1). Die Abgrenzung zwischen der Nut-

zung oberflächennaher Erdwärme und der geothermischen Energie aus tieferen Schichten (Kapitel 9) ist dabei willkürlich und geht ursprünglich auf eine administrative Festlegung in der Schweiz zurück. Demnach wurden Anlagen zur Nutzung der (tiefen) Erdwärme in mehr als 400 m Tiefe durch die Übernahme des Bohrrisikos gefördert; da es lange Zeit keine Anlagen mit Tiefen zwischen rund 200 und ca. 500 m gab, wurde deshalb hier eine Abgrenzung gesehen. Dieser Wert von 400 m als ungefähre Untergrenze der Nutzung der oberflächennahen Erdwärme ist inzwischen auch in andere Richtlinien eingegangen (z. B. VDI-Richtlinie 4640). Jedoch ist die Angabe einer derart exakten Grenze für den Übergang zwischen der oberflächennahen Erdwärmennutzung und der Nutzung der Energie des tiefen Untergrunds problematisch, da mit der zunehmenden technischen Entwicklung z. B. Erdwärmesonden in immer tiefere Bereiche vorstoßen; damit wird die Grenze zwischen der Nutzung der oberflächennahen und der tiefen Geothermie immer fließender.

Umgebungsluft und oberflächennahe Erdwärme kann durch eine Vielzahl unterschiedlicher Techniken, Verfahren und Konzepte nutzbar gemacht werden. Da die nutzbare Energie auf einem geringen Temperaturniveau (meist unter 20 °C) anfällt, wird, damit diese Wärme technisch sinnvoll nutzbar ist (z. B. zur Beheizung eines Wohnhauses), im Regelfall eine Einrichtung zur Temperaturerhöhung benötigt; d. h. eine Wärmepumpe ist notwendig. Alternativ dazu kann das Temperaturniveau im Untergrund durch das Einspeichern von Wärme (z. B. aus Sonnenenergie über Solarkollektoren, Abwärme aus Industrieprozessen) angehoben werden; diese Möglichkeit hat jedoch bisher kaum praktische Bedeutung erlangt. Für die Nutzbarmachung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme ist damit aber immer zusätzliche, von außen zugeführte Energie erforderlich (z. B. elektrischer Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung, Erd- oder Biogas, Kraftstoffe).

In der Konsequenz besteht ein System zur Nutz- bzw. Endenergiebereitstellung durch eine Nutzung von Umgebungsluft bzw. oberflächennaher Erdwärme im Regelfall aus den drei Systemelementen

- Wärmequellenanlage, mit welcher der Entzug der Energie aus der Umgebungsluft bzw. dem oberflächennahen Erdreich ermöglicht wird,
- Wärmepumpe oder eine andere technische Anlage, die zur Erhöhung des Temperaturniveaus zwingend benötigt wird und
- Wärmesenke; darunter wird die Anlage zur Einspeisung oder Verwendung der durch die Wärmepumpe auf ein höheres Temperaturniveau gebrachten Wärme verstanden.

Die Grundlagen und deren technische Umsetzung, die den beiden ersten wesentlichen Systemelementen zugrunde liegen, werden im Folgenden dargestellt. Wärmesenkenanlagen sind demgegenüber Standardanlagen für Heizzwecke und werden daher hier nicht gesondert behandelt. Dazu wird – nach einer Darstellung der physikalischen Grundlagen der Wärmepumpe, welche die Basis für die Nutzbarmachung dieser Niedertemperaturwärme bilden – zunächst auf die verschiedenen Varianten eingegangen, nach denen Wärmequellenanlagen technisch konzipiert und

gebaut werden können. Anschließend werden die technischen Grundlagen der Wärmepumpe dargestellt und daraus resultierende Gesamtsysteme erörtert. Aufbauend darauf werden dann solche Systeme aus ökonomischer und ökologischer Sicht analysiert und die Potenziale und deren Nutzung aufgezeigt.

8.1 Physikalische Grundlagen

Bei der isenthalpen Drosselung eines realen Gases nimmt i. Allg. die Temperatur ab, sofern keine Wärme von außen zugeführt wird. In der Umkehrung nimmt bei der isenthalpen Verdichtung eines realen Gases oder einer Flüssigkeit die Temperatur zu. Dieser als Joule-Thomson-Effekt bekannte Vorgang beruht auf den zwischenmolekularen Wechselwirkungen der Gasteilchen. Bei der Expansion muss gegen die Anziehungskraft der Teilchen Arbeit geleistet werden, welche die innere Energie reduziert, sodass die Temperatur sinkt. Der Joule-Thomson-Effekt ist somit ein Maß für die Abweichung von realen zu idealen Gasen.

Ein Wärmestrom kann ohne Hilfseinrichtungen nur von einer höheren Temperatur zu einer tieferen Temperatur fließen. Zur Nutzbarmachung der Wärme der Umgebungsluft bzw. der oberflächennahen Erdwärme muss diese Fließrichtung allerdings umgekehrt werden; Wärme wird hier bei geringen Temperaturen (d. h. aus der Umwelt) aufgenommen und dann bei höheren Temperaturen (z. B. an einem Radiator, zur Trinkwarmwassererwärmung) wieder abgegeben. Damit ein derartiger Vorgang des „Pumpens“ von Wärme von niedrigen auf höhere Temperaturen durchgeführt werden kann, ist ein entsprechender apparativer Aufwand und zusätzlich hochwertige Energie (z. B. elektrischer Strom) notwendig.

Hierzu wird ein Kältemittel zumeist unter Ausnutzung von Verdampfung und Kondensation zur annähernden Konstanthaltung der Temperatur während der Wärmeaufnahme und der Wärmeabgabe im Kreis geführt (Kaldampfprozess). Auf der Niederdruckseite wird in einem Verdampfer bei konstanter niedriger Temperatur Wärme durch das verdampfende Kältemittel aufgenommen (d. h. Energie aus der Umgebungsluft und/oder dem oberflächennahen Erdreich); hier fließt die Wärme dieser kühlen Wärmequelle zum noch kälteren Kältemittel. Anschließend wird das verdampfte Kältemittel durch einen Kompressor auf einen höheren Druck gebracht. Dadurch steigt die Temperatur sowohl infolge des Joule-Thomson-Effekts als auch durch die annähernd isentrope und nicht isenthalpe Verdichtung. Auf diesem höheren Druck- und Temperaturniveau kann die Wärme in einem Kondensator an die zu beheizende Wärmequelle abgegeben werden, wobei wieder Wärme von einem hohen zu einem etwas niedrigeren Temperaturniveau fließt. Im realen Wärmepumpenprozess wird das Kältemittel im Kondensator kondensiert und manchmal leicht unterkühlt. Anschließend wird es über eine Drossel geleitet, wo es isenthalp entspannt wird und durch den Joule-Thomson-Effekt abkühlt. Dann beginnt der Verdampfungsprozess von neuem.

Abb. 8.2 zeigt den diesen Überlegungen zugrunde liegenden thermodynamischen Kreisprozess in zwei unterschiedlichen Darstellungsformen. Anschaulicher

ist das rechts abgebildete $\lg p-h$ -Diagramm (Druck-Enthalpie-Diagramm), da hier die beiden Druckniveaus deutlich sichtbar sind. Unter Zugrundelegung eines stationären Kreisprozesses ändern sich die inneren Energien in den einzelnen Anlagenteilen nicht, sodass sich die Wärmeleistung \dot{Q} eines jeden Teils des Kreisprozesses aus dem über den gesamten Kreislauf konstanten Massenfluss \dot{m} und der Enthalpiedifferenz Δh des Teils des Kreisprozesses ergibt. Somit können die Leistungen der einzelnen Teilprozesse im $\lg p-h$ -Diagramm (Druck-Enthalpie-Diagramm) als Strecken auf der x-Achse (Enthalpie) abgelesen werden (Gleichung (8.1)).

$$\dot{Q} = \dot{m} \Delta h = \dot{m} T \Delta s \quad (8.1)$$

Im $T-s$ -Diagramm (Temperatur-Entropie-Diagramm) auf der linken Seite von Abb. 8.2 ist dagegen erkennbar, dass im Kompressoraustritt eine wesentlich höhere Temperatur als bei der anschließenden Kondensation herrscht. Ein Teil der Wärmesenke kann daher auf einem wesentlich höheren Temperaturniveau liegen als die Kondensationstemperatur. Durch die Ausnutzung von Kondensation und Verdampfung kann ein Großteil der Wärme bei konstanter Temperatur zugeführt bzw. abgeführt werden; dies ist bei den meisten Wärmequellen und Wärmesenken vorteilhaft. Die Wärmeleistungen müssen im $T-s$ -Diagramm (Temperatur-Entropie-Diagramm) als Flächen unter der Kurve ($T \Delta s$) abgelesen werden (Gleichung (8.1)).

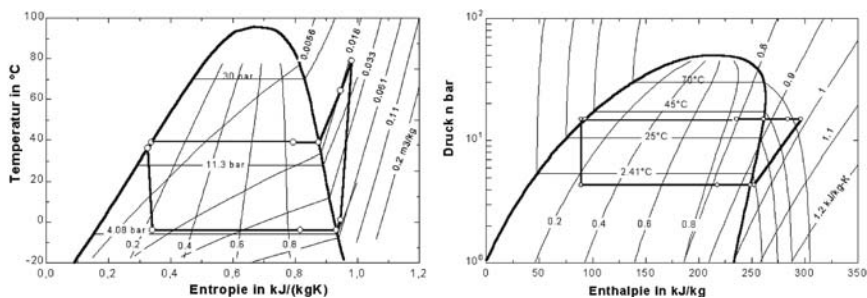


Abb. 8.2 Wärmepumpenprozess dargestellt im $T-s$ -Diagramm (Temperatur-Entropie-Diagramm) und im $\lg p-h$ -Diagramm (Druck-Enthalpie-Diagramm)

Wärmepumpenprinzip. Die Wärmepumpe ist ein „Gerät, welches bei einer bestimmten Temperatur Wärme aufnimmt (kalte Seite) und diese nach Zufuhr von Antriebsarbeit bei einem höheren Temperaturniveau wieder abgibt (warme Seite)“ [8-3]. Damit kann eine Wärmepumpe einer Wärmequelle thermische Energie auf einem niedrigen Temperaturniveau (z. B. Umgebungsluft) entziehen. Die aufgenommene Wärmeenergie einschließlich der – in Wärme umgewandelten – eingesetzten Antriebsarbeit wird dann in Form von thermischer Energie auf einem höheren Temperaturniveau zur Nutzung bereitgestellt.

Die notwendige Antriebsenergie kann je nach Funktionsprinzip der Wärmepumpe in Form von mechanischer Energie oder von Wärme zugeführt werden. Entsprechend wird hinsichtlich des daraus resultierenden Antriebsprinzips zwischen Kompressions- und Sorptionswärmepumpen unterschieden. Sorptionswärmepumpen werden zusätzlich unterteilt in Absorptions- und Adsorptionsanlagen; letztere haben jedoch für die hier betrachteten Anwendungsfälle bisher kaum Bedeutung erlangt. Die jeweiligen grundsätzlichen Funktionsprinzipien werden – mit Ausnahme der Adsorptionsanlagen – im Folgenden näher dargestellt. Für Kompressionswärmepumpen werden in weiterer Folge Kaltdampfprozesse angenommen.

Kompressionswärmepumpen. In Kompressionswärmepumpen findet in einem geschlossenen Kreislauf ein Dampfprozess statt, der im Wesentlichen aus den vier Schritten Verdampfung, Verdichtung, Kondensation und Expansion besteht. Derartige Anlagen bestehen damit aus

- einem Verdampfer,
- einem Verdichter mit Antrieb sowie
- einem Verflüssiger (Kondensator) und
- einem Expansionsventil (Abb. 8.3).

Neben den für den Betrieb notwendigen steuer- und regelungstechnischen Komponenten werden weitere Systembestandteile und Hilfseinrichtungen wie Ventile, Manometer, Sicherheitseinrichtungen und sonstige Armaturen benötigt.

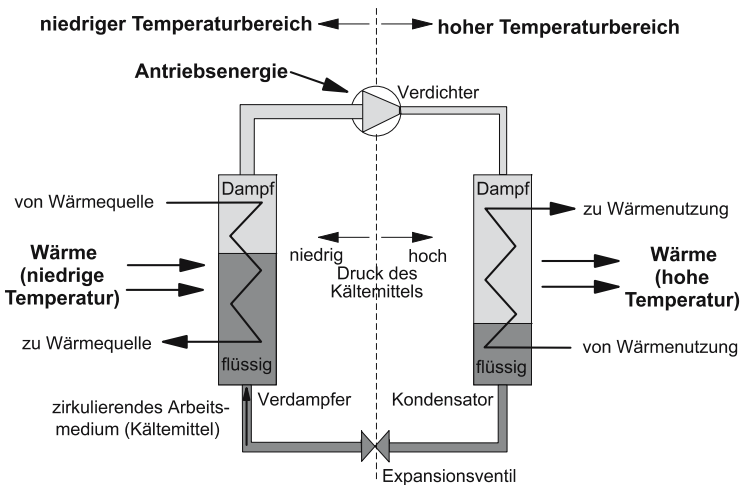


Abb. 8.3 Wärmepumpenprozess bei der Kompressionswärmepumpe (nach /8-3/)

Der mechanische Antrieb für den Kompressor erfolgt mit einem Elektro- oder Verbrennungsmotor. Bei verbrennungsmotorischen Antrieben kann die Wärme, die bei der Kühlung des Motors anfällt, in den Heizprozess ebenfalls eingekoppelt werden.

Im Verdampfer wird das im Wärmepumpenkreislauf zirkulierende Arbeitsmittel bei niedrigem Druck und niedriger Temperatur (bis unter 0 °C) durch Wärmezufuhr verdampft. Diese Wärme wird im vorliegenden Fall durch die Umgebungsluft oder die oberflächennahe Erdwärme über einen Wärmeträgerzwischenkreislauf oder – bei der Direktverdampfung – unmittelbar bereitgestellt. Das nach dem Energieentzug aus der Wärmequelle nunmehr gasförmige Arbeitsmittel wird vom Kompressor angesaugt und verdichtet; dabei wird es auf ein höheres Temperaturniveau gebracht, das über der Vorlaufemperatur der Wärmenutzungsanlage (z. B. Niedertemperatur-Hausheizungsanlage) liegt. Noch unter hohem Druck wird das Arbeitsmittel im Kondensator unter Wärmeabgabe an die Wärmenutzungsanlage verflüssigt und tritt anschließend durch das Expansionsventil in den Niederdruckteil über, wo der Kreislauf wieder von vorne beginnt. Verdampfer und Kondensator stellen als Wärmeübertrager die Schnittstellen der Wärmepumpe zu der übrigen Anlage dar.

Sorptionswärmepumpen. Absorptionswärmepumpen als wesentliche Vertreter der Sorptionswärmepumpen bestehen aus einem Verdampfer, einem Absorber sowie dem Austreiber und dem Verflüssiger. Für den Betrieb sind zwei Expansionsventile und eine Lösungsmittelpumpe erforderlich. Während bei der Kompressionswärmepumpe ein mechanischer Verdichter verwendet wird, befindet sich in der Absorptionswärmepumpe ein „thermischer Verdichter“. Hier wird die Antriebsenergie für den Verdichter damit nicht mechanisch (Kompressorantrieb), sondern vorwiegend thermisch (Austreiber) benötigt; diese thermische Antriebsenergie kann z. B. durch die Verbrennung von Gas oder Öl oder durch die Nutzung von (industrieller) Abwärme bereitgestellt werden. Neuerdings wird auch versucht, diese Wärme zumindest teilweise über thermische Sonnenkollektoren bereitzustellen.

Im Lösungsmittelkreislauf der Absorptionswärmepumpe zirkuliert ein Zweistoffgemisch (sogenanntes Arbeitsstoffpaar), dessen eine Komponente (Arbeitsmittel) ein hohes Lösungsvermögen in der zweiten Komponente (Lösungsmittel) aufweist. Klassische Kombinationen von Zweistoffgemischen sind Wasser/Lithiumbromid und Ammoniak/Wasser. Dabei stellt jeweils der erstgenannte Stoff das Arbeitsmittel und der zweitgenannte das Lösungsmittel dar.

Der Vorgang in Kondensator, Expansionsventil und Verdampfer bei der Absorptionswärmepumpe ist identisch mit dem der Kompressionswärmepumpe. Demgegenüber wird der Verdichtungsprozess aus zwei ineinandergreifenden Kreisläufen mit unterschiedlichen Druckniveaus gebildet (Abb. 8.4).

Die Lösungsmittelpumpe sorgt hier für die Verbindung zwischen den beiden Druckniveaus. Dazu kann sie mit wesentlich geringerer Antriebsenergie im Vergleich zu einer Kompressionswärmepumpe auskommen, da sich ein flüssiges Medium mit einem geringeren Energieaufwand auf ein höheres Druckniveau fördern lässt als ein gasförmiges.

Im Absorber wird der vom Verdampfer kommende, gasförmige Arbeitsmitteldampf (Wasser (Wasser(H₂O)/Lithiumbromid(LiBr)) bzw. Ammoniak

(Ammoniak(NH_3)/Wasser(H_2O)) von der abgereicherten Lösung absorbiert; dabei wird Wärme frei. Die angereicherte Lösung wird anschließend unter Druckerhöhung durch die Lösungsmittelpumpe in den Austreiber gepumpt, wo durch Wärmezufuhr (Antriebsenergie) das Arbeitsmittel wieder aus dem Lösungsmittel ausgetrieben wird und zum Kondensator (Verflüssiger) gelangt; es gibt dort unter Verflüssigung Wärme ab. Das Arbeitsmittel durchläuft nunmehr die gleichen Schritte mit Expansionsventil und Verdampfer wie bei Kompressionswärmepumpen. Es erreicht gasförmig wieder den Absorber, während das abgereicherte Lösungsmittel durch ein Drosselorgan vom Austreiber direkt wieder zum Absorber gelangt, um dort das Arbeitsmittel wieder aufzunehmen. Nutzwärme entsteht somit im Absorber und Kondensator.

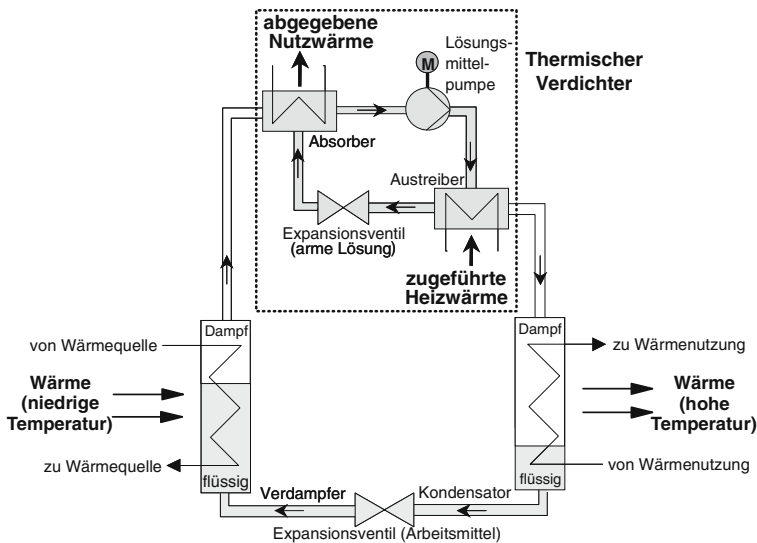


Abb. 8.4 Prinzipbild einer Absorptionswärmepumpe (nach /8-2/)

Die Reinheit des Arbeitsmittels nach dem Eintritt in den Arbeitskreislauf, durch die ein effizienter Wärmepumpenbetrieb sichergestellt werden kann, hängt vom Abstand des Siedepunktes der Partner des Stoffgemisches ab. Wird hier ein Salz und eine Flüssigkeit (z. B. Wasser/Lithiumbromid) eingesetzt, ist dieser Abstand sehr groß und das Arbeitsmittel Wasser liegt in sehr reiner Form vor. Beim Einsatz von Ammoniak und Wasser übernimmt das Ammoniak, da es durch den niedrigeren Siedepunkt gekennzeichnet ist, die Rolle des Arbeitsmittels. Hier sind deshalb weitere Baugruppen integriert, um hohe Reinheiten des Arbeitsmittels trotz des geringen Siedeabstandes sicherzustellen.

Zusammengenommen wird damit auch von der Absorptionswärmepumpe Wärme auf niedrigem Temperaturniveau (z. B. Wärme aus der Umgebungsluft oder dem oberflächennahen Erdreich) im Verdampfer aufgenommen. Antriebsenergie

muss hier im Austreiber und in der Lösungsmittelpumpe eingesetzt werden. Die maßgebliche Zufuhr von Antriebsenergie erfolgt dabei beim Absorber in Form von Wärme (d. h. „thermischer Verdichter“). Der Energieeinsatz zum Antrieb der Lösungsmittelpumpe, die zum Umpumpen und zur Druckerhöhung der flüssigen, angereicherten Lösung dient, ist dagegen vergleichsweise gering.

Kennzahlen. Nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik kann die Energiebilanz einer Kompressionswärmepumpe nach Gleichung (8.2) aufgestellt werden. $\dot{Q}_{Verd.}$ beschreibt dabei die verdampferseitige Wärmeleistung, $P_{Antr.}$ die Antriebsleistung des Prozesses (Verdichter) und $\dot{Q}_{Kond.}$ die kondensatorseitige Wärmeleistung.

$$\dot{Q}_{Verd.} + P_{Antr.} = \dot{Q}_{Kond.} \quad (8.2)$$

Die Leistungsfähigkeit einer derartigen Wärmepumpe kann durch eine Kennzahl quantifiziert werden, die dem Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad ähnelt. Dabei ist der Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad grundsätzlich definiert als das Verhältnis von „Nutzen“ zu „Aufwand“. Er ist damit immer kleiner als eins.

Bei dieser Definition stellt sich die Frage nach dem „Aufwand“ für die Wärmezufuhr an den Verdampfer der Wärmepumpe. Diese Wärmezufuhr erfolgt hier beispielsweise aus dem oberflächennahen Erdreich oder der Umgebungsluft. Als „Aufwand“ werden von der Wärmepumpe damit ansonsten meist ungenutzte Wärmemengen nutzbar gemacht. Diese werden daher nicht – wie bei einer Anlage zur Nutzung ausschließlich fossiler Energieträger – bei der Berechnung der energetischen Kenngröße berücksichtigt.

Damit können sich – da letztlich nicht die gesamte von der Wärmepumpe genutzte Energie bilanziert wird – für die resultierende Kenngröße (vergleichbar dem „Wirkungsgrad“ bzw. „Nutzungsgrad“) Werte größer als eins ergeben. Dies ist der Grund, weshalb für die Beschreibung des Wirkungs- bzw. Nutzungsgrades einer Wärmepumpe spezielle Kenngrößen definiert werden (d. h. die Leistungszahl, die Arbeitszahl und die Heizzahl sowie als Kehrwert von der Leistungs- bzw. Arbeitszahl die Aufwandszahl bzw. die Jahresaufwandszahl; Tabelle 8.1). Wesentliche derartige Kennzahlen werden im Folgenden näher erläutert.

Leistungszahl. Die Leistungszahl ist für Elektromotorwärmepumpen als das Verhältnis der abgegebenen Nutzwärmeleistung zur aufgenommenen elektrischen Antriebsleistung des Kompressors bei bestimmten Wärmequellen- und Wärmesenktemperatur definiert. Sie ist damit mit dem Wirkungsgrad konventioneller Heizungsanlagen zu vergleichen und abhängig von den Betriebsbedingungen der Anlagen. Damit wird aber auf der Seite des „Energieaufwandes“ nur diejenige Energiemenge berücksichtigt, die zum Antrieb der Wärmepumpe eingesetzt wird (z. B. die eingesetzte elektrische Energie zum Betrieb der Elektrowärmepumpe) (Gleichung (8.3)). ε beschreibt dabei die Leistungszahl, $\dot{Q}_{Verd.}$ die verdampf-

erseitige Wärmeleistung, $P_{Antr.}$ die Antriebsleistung des Prozesses (Verdichter) und $\dot{Q}_{Kond.}$ die kondensatorseitige Wärmeleistung.

Tabelle 8.1 Kennzahlen von Wärmepumpen

	Zeichen	Berechnung	Bemerkungen
Leistungszahl	ε	Heizleistung / elektrische Antriebsleistung	nur für bestimmte Betriebsbedingungen, kennzeichnet elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpe
Arbeitszahl	β	Heizarbeit / elektrische Antriebsarbeit	auch Jahresarbeitszahl (β_a), kennzeichnet elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpe
Heizzahl	ζ	Heizleistung / Energieinhalt des eingesetzten End- energieträgers	nur für bestimmte Betriebsbedingungen, für Absorptions- und Verbrennungsmotorwärmepumpen
Jahresheizzahl	ζ_a	Heizarbeit / Energieinhalt des eingesetzten Endenergieträgers	für Absorptions- und Verbrennungsmotorwärmepumpen
Aufwandszahl		Antriebsleistung/ Heizleistung	soll Leistungszahl ersetzen (z. B. VDI 4650)
Jahresauf- wandszahl		Antriebsarbeit/ Heizarbeit	soll Arbeitszahl ersetzen (z. B. VDI 4650)
Coefficient of Performance	COP	Heizleistung/ eingesetzte Leistung	englischer Sprachraum; kombiniert Leistungszahl ε und Heizzahl ζ
Seasonal Per- formance Factor	SPF	Heizarbeit / eingesetzte Arbeit	englischer Sprachraum; kombiniert Arbeitszahl β und Jahresheizzahl ζ_a

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{Kond.}}{P_{Antr.}} = \frac{\dot{Q}_{Verd.} + P_{Antr.}}{P_{Antr.}} = 1 + \frac{\dot{Q}_{Verd.}}{P_{Antr.}} \quad (8.3)$$

Wesentlichen Einfluss auf die Leistungszahl hat die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizungsanlage (d. h. Wärmenutzungsanlage); daneben spielt das eingesetzte Kältemittel und die Bauweise der Wärmepumpe eine Rolle. Mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmenutzungsanlage sinkt die Leistungszahl der Wärmepumpe. Dies kann auch in Abb. 8.2 aus dem lg p - h -Diagramm (Druck-Enthalpie-Diagramm) abgelesen werden. Steigt die Temperaturdifferenz zwischen Verdampfer und Kondensator, nimmt auch die Druckdifferenz zwischen diesen beiden Punkten zu. Damit muss der Kompressor ein höheres Druckverhältnis überwinden und hat somit eine höhere Enthalpiedifferenz bzw. spezifische Wärmeleistung einzubringen. Die Enthalpiedifferenz im Kondensator bleibt dagegen bei einer Druckerhöhung annähernd gleich. Um hohe Leistungszahlen und folglich eine hohe Effizienz zu erreichen, sollte die Wärme-

quellentemperatur daher möglichst hoch und die Vorlauftemperatur der Wärmenutzungsanlage möglichst niedrig liegen.

Arbeitszahl. Die Effizienz von Elektrowärmepumpen über einen längeren Zeitraum hinweg wird durch die Arbeitszahl beschrieben. Hier wird die abgegebene Nutzarbeit zur aufgewendeten Antriebsarbeit ins Verhältnis gesetzt. Zusätzlich zur Antriebsarbeit des Kompressors wird damit auch der Energieverbrauch peripherer der Wärmepumpe zugehöriger Komponenten (z. B. Pumpen) sowie Verluste durch den instationären Betrieb berücksichtigt. Hierdurch kann die Effizienz der Anlage für einen bestimmten Zeitraum (z. B. durch die Jahresarbeitszahl im Verlauf eines Jahres) beschrieben werden. Während die Leistungszahl unter vorgegebenen Betriebsbedingungen (Temperaturen) ermittelt wird, stellen sich diese Größen bei der Arbeitszahl durch den praktischen Betrieb im System ein; die Arbeitszahl (meist Jahresarbeitszahl) ist daher aussagekräftiger zur Beschreibung der Effizienz von Wärmepumpen-Anlagen.

Heizzahl. Für Absorptionswärmepumpen und verbrennungsmotorisch betriebene Wärmepumpen, die als Antriebsenergie Erdgas, Propan oder Diesel benutzen, wird statt der Leistungszahl die Heizzahl und statt der Jahresarbeitszahl die Jahresheizzahl angegeben. Hierbei wird für letztere über einen bestimmten Zeitraum (meist ein Jahr) die Nutzenergie mit dem Energieinhalt der eingesetzten fossilen Energieträger ins Verhältnis gesetzt.

Unter Berücksichtigung des primärenergetischen Wirkungsgrades der Stromerzeugung und -verteilung kann die Jahresarbeitszahl von elektrisch betriebenen Wärmepumpen mit der Jahresheizzahl verglichen werden.

8.2 Systemtechnische Beschreibung

Anlagen zur Nutz- bzw. Endenergiebereitstellung aus Umgebungsluft oder oberflächennaher Erdwärme bestehen – außer aus dem Wärmeverteilsystem (d. h. Wärmesenke) im Gebäude, das für viele gängige Energieversorgungssysteme vergleichbar ist und im weiteren nicht betrachtet wird – aus den Hauptkomponenten Wärmequellenanlage und Wärmepumpe. Diese einzelnen Systemelemente werden nachfolgend – ebenso wie die daraus resultierenden Gesamtsysteme – dargestellt und diskutiert.

8.2.1 Wärmequellenanlage zur Nutzung der Umgebungsluft

Luft als Wärmequelle ist generell überall verfügbar. Sie kann einen weiten Bereich an gewünschter Wärmemenge liefern, wenn auch bei sehr unterschiedlichen Temperaturen. Für die optimale Bemessung wird daher der jahres- und tageszeitliche Verlauf der Lufttemperatur und möglichst auch der Luftfeuchte, welcher durch

Kondensation latente Wärme entzogen werden kann, benötigt. Die Nutzung der Wärmequelle „Umgebungsluft“ ist jedoch mit einigen speziellen Problemen behaftet (u. a. /8-33/).

- Die geringe spezifische Dichte (das Verhältnis der Dichte des Wassers zu der Dichte der Luft ist 1 000; d. h. Wasser weist die 1 000-fache Dichte von Luft auf) und die um den Faktor 4 kleinere spezifische Wärmekapazität erfordern große Fördervolumen und damit große Apparate. Bei zu kleiner Dimensionierung können akustische Probleme auftreten. Auch ist eine entsprechende Hilfsenergie für die Ventilatoren notwendig.
- Stark schwankende Außentemperaturen während der Heizsaison, wobei sehr tiefe und sehr hohe Temperaturen nur selten auftreten und die größte Auftretswahrscheinlichkeit der Außentemperatur im Bereich von -3 bis $+11$ °C liegt, bedingen einen entsprechend hohen apparativen Aufwand.

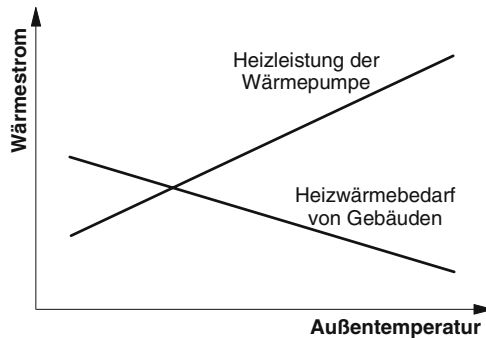


Abb. 8.5 Divergenz zwischen der Heizleistung von Wärmepumpen zur Nutzung der Umgebungsluft und der Heizwärmenachfrage eines Gebäudes (nach /8-33/)

- Für die Gebäudebeheizung als ein wesentlicher Anwendungsfall kommt die ausgeprägte Divergenz zwischen der durch die Außentemperatur beeinflussten Heizleistung der Wärmepumpe und der Heizwärmenachfrage eines Hauses hinzu. Je tiefer die Außentemperatur ist, desto größer ist die Heizwärmenachfrage eines Hauses. Gleichzeitig erhöht sich die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (hohe Vorlauftemperatur der Wärmenutzungsanlage wegen des hohen Heizwärmebedarfs des Hauses). Mit einer erhöhten Temperaturdifferenz ist eine geringere Heizleistung und eine geringere Leistungszahl der Wärmepumpe verbunden (8.5).

Der Umgebungsluft kann auf verschiedene Arten die Wärme entzogen werden. Am häufigsten umströmt die Außenluft direkt den Verdampfer der Wärmepumpe, welcher ihr Wärme entzieht. Der Verdampfer ist zumeist als Lammellenrohr-Wärmeübertrager als parallel von Kältemittel durchflossenes Rohrbündel mit Rippen auf der Luftseite ausgeführt. Der Luftdurchsatz von Wärmepumpenverdampfern sollte bei 300 bis 500 m³/kW Wärmequellenleistung (Verdampferleistung) liegen. Die Durchströmungsgeschwindigkeit der Luft durch den Wärmeübertrager sollte aus Gründen der Geräuschentwicklung und des Strombedarfs für

den Lüfter, der als integraler Bestandteil der Wärmepumpe deren Leistungszahl verschlechtert, unter 2 m/s betragen /8-31/. Wird die Luft an den Wärmeübertragungsflächen auf unter 0 °C abgekühlt, kondensiert die Luftfeuchtigkeit und setzt sich als Reif an den Verdampferwänden ab. Dies kann bereits bei Luft Eintrittstemperaturen unter 6 °C vorkommen. Um deshalb ein „Zuwachsen“ des Verdampfers zu verhindern, muss der Verdampfer bei einem solchen Betriebszustand periodisch abgetaut werden. Durch die damit einhergehenden Standzeiten ergeben sich Heizleistungsverluste, welche die Arbeitszahl verschlechtern.

Wird auf den Ventilator verzichtet, spricht man von „stillen Verdampfern“. Die Umgebungsluft wird hier nur durch freie Konvektion bewegt; dies hat einen geringeren Wärmeübergangskoeffizienten zur Folge. Solche stillen Verdampfer benötigen zwar infolge des dadurch bedingten geringeren luftseitigen Wärmeübergangs eine größere Oberfläche, arbeiten dafür aber völlig geräuschlos. Diese Verdampfervariante dürfte jedoch wegen des großen Bauvolumens mit Akzeptanzproblemen zu kämpfen haben. Problematisch ist auch das Abtauen eines stillen Verdampfers.

Für die Nutzung von Umgebungsluft als Wärmequelle können drei Varianten unterschieden werden.

- Außenaufstellung. Abb. 8.6, links, zeigt diese Art der Nutzung der Umgebungsluft mit Wärmepumpen. Demnach wird hier die Wärmepumpe komplett im Freien aufgestellt. Die Wärme wird über gut wärmegeämmte Rohre ins Haus gebracht. Ein genereller Vorteil einer derartigen Außenaufstellung der Wärmepumpe liegt bei der Geräuschminimierung im Inneren des Gebäudes. Diese Aufstellung ist auch mit einem geringen Flächenaufwand im Gebäude verbunden. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass die Heizungsrohre nicht unter 0 °C abkühlen, um ein Auffrieren zu vermeiden.

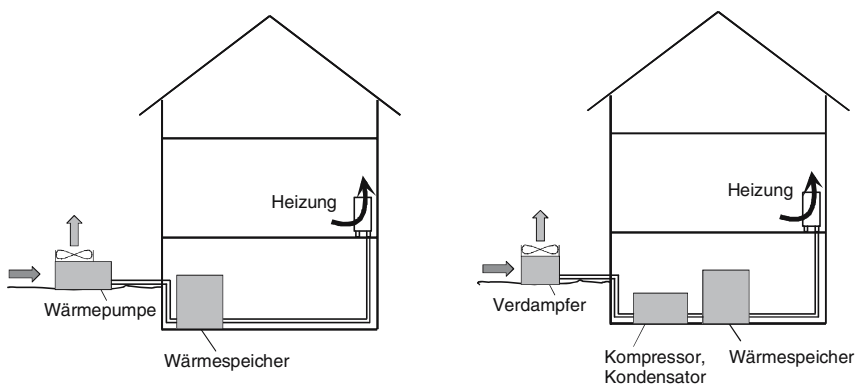


Abb. 8.6 Wärmepumpe mit Umgebungsluft als Wärmequelle (links: Außenaufstellung; rechts: Split-Aufstellung)

- Split-Aufstellung. Eine Möglichkeit, ein derartiges Auffrieren der Heizungsrohre zu vermeiden, ist die Split-Aufstellung. Hier wird der Verdampfer der Wärmepumpe im Freien aufgestellt, während der Kompressor und der Kondensator im Inneren des Gebäudes unterhalb der Heizungsrohre aufgestellt sind.

mepumpe außerhalb (Vorteil: Geräuschminimierung im Inneren des Gebäudes) und die restliche Wärmepumpe innerhalb des Hauses aufgestellt (Abb. 8.6, rechts). Beide Wärmepumpenteile sind über die Kältemittelleitungen verbunden. Diese Aufstellungsform benötigt im Vergleich zur Aufstellung im Freien mehr Platz im Inneren des Gebäudes; jedoch kann der Innenteil der Wärmepumpe auch platzsparend an der Wand aufgehängt werden. Die Split-Aufstellung ist auch bei Altbauten möglich, da i. Allg. kein großer Installationsaufwand anfällt; an baulichen Maßnahmen fallen nur Wanddurchbrüche für die Kältemittelleitungen an. Außerdem muss das anfallende Kondensat am Verdampfer so abgeführt werden, dass keine Vereisung unterhalb des Verdampfers auftreten kann.

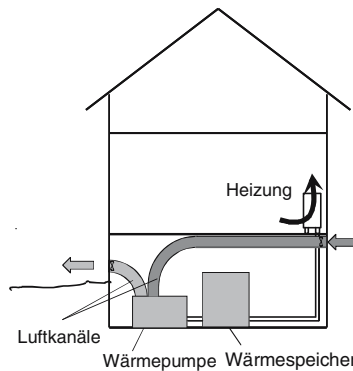


Abb. 8.7 Wärmepumpe mit Umgebungsluft als Wärmequelle (Innenaufstellung)

- Innenaufstellung. Eine weitere Form der Aufstellung ist der komplette Einbau der Wärmepumpe im Gebäude (8.7). In diesem Fall muss die Umgebungsluft über gut wärme- und schallgedämmte Luftkanäle zur Wärmepumpe gefördert und die abgekühlte Luft wieder nach außen gebracht werden. Ansaug- und die Abluftöffnung müssen so angebracht werden, dass ein „Kurzschluss“ zwischen abgekühlter Fortluft und Ansaugluft vermieden wird.

Eine kombinierte Form der Nutzung von Umgebungsluft und der Sonneneinstrahlung stellen Flächenabsorber mit integrierten Verdampferrohren dar. Oft wird auch ein Solekreis zwischen Absorber und Verdampfer geschaltet, da in den Flächenabsorbern die Ölrückführung im Kältemittelkreislauf nicht gewährleistet ist. Da Flächenabsorber die diffuse und die direkte Sonneneinstrahlung mitnutzen, sind Aufstellungsort und -richtung wichtig. Zudem muss das am Absorber anfallende Kondensat abgeführt werden.

Eine spezielle den Flächenabsorbern zuzuordnende Form des Umgebungs-wärmeübertragers stellen Massivabsorber dar. Bei diesem Absorbertyp sind die Wärmeübertragerrohre in massive Bauteile aus Beton eingebettet und nutzen somit indirekt die über die Betonaußenflächen aufgenommene Umweltwärme mit einem hohen Anteil an solarer Strahlungsenergie. Die Massivabsorber sind durch die großen Bauteilmassen in der Lage, große Mengen an Wärme zu speichern und damit

die Schwankungen der Umgebungsluft und der Sonnenstrahlung weitgehend auszugleichen. In der Regel übernehmen Massivabsorber auch eine bauliche Funktion des Hauses. So können z. B. Grundstückseinfriedungen, Schallschutzmauern, Außenmauern von Gebäuden oder Betongaragen als Massivabsorber ausgeführt werden.

8.2.2 Wärmequellenanlage zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme

Durch Wärmequellenanlagen zur Nutzung des oberflächennahen Erdreichs wird grundsätzlich die Wärme genutzt, die im Boden bzw. Gestein und in dessen Porenfüllung (meist Grundwasser) gespeichert ist. Unterschiedlich ist dabei vor allem die Art und Weise, wie diese Wärme aus dem Untergrund entnommen bzw. dorthin eingeleitet wird. Hier lassen sich zwei grundlegende Varianten unterscheiden (Tabelle 8.2).

- Geschlossene Systeme. Ein oder mehrere Wärmeübertrager werden - horizontal oder vertikal - im Erdreich installiert und von einem Wärmeträgermedium (z. B. Wasser (meist mit Frostschutzmittel), Wärmepumpen-Arbeitsmittel) in einem geschlossenen Kreislauf durchströmt. Dadurch wird dem Untergrund (d. h. der Gesteinsmatrix und der Porenfüllung) Wärme entzogen (bzw. zugeführt). Die Wärmeübertragung zwischen dem Wärmeträgermedium und dem Untergrund findet durch Wärmeleitung statt; das Wärmeträgermedium steht nicht in direktem Kontakt mit der Gesteinsmatrix und der Porenfüllung. Damit sind solche Systeme theoretisch fast überall einsetzbar.
- Offene Systeme. Bei der Grundwassernutzung wird das Grundwasser über Brunnen direkt aus grundwasserführenden Schichten (Aquiferen) abgepumpt. Das Grundwasser dient somit selbst als Wärmeträgermedium. Es wird anschließend abgekühlt (oder bei einer Raumkühlung im Sommer erwärmt) und über einen Schluckbrunnen wieder in die gleiche grundwasserführende Schicht zurückgeleitet. Im Untergrund findet eine Wärmeübertragung zwischen dem Grundwasser und der Gesteinsmatrix statt. Da der Wärmeträger Grundwasser nicht in einem definierten Kreislauf bewegt wird und außerdem direkten Kontakt zur grundwasserführenden Schicht hat, wird hier von offenen Systemen gesprochen (Tabelle 8.2). Voraussetzung für solche Systeme ist das Vorhandensein geeigneter grundwasserführender Schichten im Untergrund.
- Sonstige Systeme. Zusätzlich kommen weitere Varianten vor, die nicht exakt in die bisherige Einteilung einpassen. Dazu gehören Anlagen, die nicht vollständig vom Grundwasser abgeschlossen sind, Systeme, die Wasser aus künstlichen Hohlräumen unter Tage nutzen, und das System der Luftvorheizung, bei dem das Wärmeträgermedium gegenüber dem Untergrund zwar abgeschottet ist, jedoch nicht zirkuliert, da immer neue Luft angesaugt wird.

Diese unterschiedlichen Wärmequellenanlagen zur Nutzung des oberflächennahen Erdreichs werden nachfolgend dargestellt.

Tabelle 8.2 Varianten der Erschließung der Energie des flachen Untergrunds

	Tiefe	Wärmeträger	Bemerkungen
Geschlossene Systeme			
Erdwärmekollektoren (horizontal)	1,2 – 2,0 m	Sole ^a	Klimaeinfluss, große Fläche
Direktverdampfung (horizontal)	1,2 – 2,0 m	Wärmepumpen-Arbeitsmittel	Material Kupfer, ggf. beschichtet
Erdwärmesonden gerammt (vertikal oder schräg)	5 – 30 m	Sole ^a	Material Stahl, ggf. Kunststoff, nur in Lockergestein
gebohrt (vertikal)	25 – 250 m	Sole ^a , ggf. Wasser	Material HDPE ^b , ideal in Festgestein
Wärmeübertragerpfähle („Energiepfähle“; horizontal oder vertikal)	5 – 30 m	Wasser, ggf. Sole ^a	statische Funktion hat Vorrang, möglichst keine Frosttemperaturen
Offene Systeme			
Grundwasserbrunnen (Dublette)	4 – 100 m	Wasser	min. 2 Brunnen (Förder- & Schluckbrunnen), Unterwasserpumpe
Sonstige Systeme			
Koaxialbrunnen (vertikal)	120 – 250 m	Wasser	hohe Bohrkosten, nicht überlastbar
Gruben-/Tunnelwasser		Wasser	Möglichkeiten lokal begrenzt
Luftvorheizung/-kühlung (horizontal)	1,2 – 2,0 m	Luft	Rohre im Erdreich, durch welche Luft gesaugt wird

Die Tiefenangaben beziehen sich auf typische Mittelwerte; ^a Wasser-Frostschutz-Gemisch (früher Salze, heute eher Alkohole oder Glykole); ^b High Density Polyethylen .

Geschlossene Systeme. Bei den eingesetzten Erdreichwärmeübertragern für geschlossene Systeme wird zwischen horizontal und vertikal verlegten Wärmeübertragern unterschieden. Außerdem kommen Sonderformen vor, die nicht eindeutig zuzuordnen sind (d. h. erdberührte Bauteile) und grundsätzlich primär nicht zur Energiegewinnung errichtet werden (d. h. Doppelnutzung).

Horizontal verlegte Erdreichwärmeübertrager. Zwei in Europa gebräuchliche Verlegemuster horizontaler Wärmeübertrager für geschlossene Systeme (auch als Erdwärmekollektor bezeichnet) in Form von Rohrregistern zeigt Abb. 8.8. Die bei Direktverdampfungsanlagen aus Metall (beschichtet) und bei Anlagen mit Solezwischenkreis zumeist aus Kunststoff bestehenden Rohre werden in einer Tiefe von etwa 0,5 m unter der Frosttiefe (im Normalfall zwischen 1,0 und 1,5 m unter der Erdoberfläche) in das Erdreich eingebracht; der Abstand der einzelnen Rohre sollte dabei etwa 0,5 bis 1,0 m betragen. Um Beschädigungen zu vermeiden, werden diese in eine Sandschicht eingebettet.

Die genutzte Erdfläche sollte bei Gebäuden nach heutigen Wärmedämmvorschriften etwa das 1,5 bis 2,0-fache der zu beheizenden Fläche betragen, um auch bei längeren Kälteperioden dem Erdreich noch genügend Wärme entziehen zu können; bei Häusern mit Niedrigenergiehausstandard kann sie auch darunter

liegen. Je nach Bodenbeschaffenheit schwanken die entzogenen Wärmeleistungen zwischen 10 und 40 W/m² (Tabelle 8.3); damit lassen sich aus einem Quadratmeter Erdreich während der Heizperiode etwa 360 MJ Wärme gewinnen.

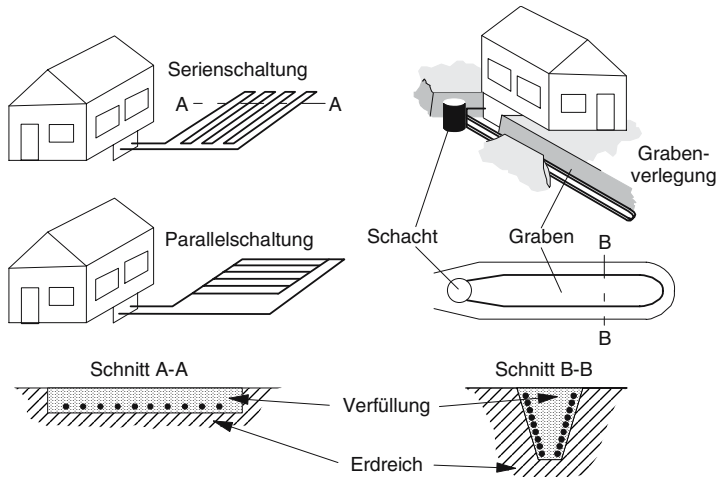


Abb. 8.8 Verlegemuster horizontaler Wärmeübertrager (nach /8-15/)

Eine deutliche Verringerung des Flächenbedarfs kann durch das ebenfalls in Abb. 8.8 dargestellte Verlegemuster eines Grabenkollektors erreicht werden. Bei diesem Konzept werden die Wärmeübertragerrohre an den Seitenwänden eines ca. 2,5 m tiefen und 3,0 m breiten Grabens verlegt. Die erforderliche Grabenlänge hängt von der Bodenbeschaffenheit und der Heizleistung der Wärmepumpe ab. Als Richtwert kann eine spezifische Grabenlänge von 2 m pro kW Heizleistung angesehen werden /8-17/.

Tabelle 8.3 Durchschnittlich entzogene Wärmeleistungen aus dem Erdreich (nach /8-16/ und VDI 4640, Blatt 2)

Bodenart	Entzogene Wärmeleistung
Trockener sandiger Boden	10 – 15 W/m ²
Feuchter sandiger Boden	15 – 20 W/m ²
Trockener lehmiger Boden	20 – 25 W/m ²
Feuchter lehmiger Boden	25 – 30 W/m ²
Wassergesättigter Sand/Kies	30 – 40 W/m ²

Ein weiterer Versuch zur Verringerung des Flächenbedarfs ist eine spiralförmige Rohrverlegung. Hier sind im Wesentlichen zwei Bauarten von Spiralkollektoren möglich, die vor allem in Nordamerika eingesetzt werden. Grundsätzlicher Nachteil derartiger Kollektoren sind mögliche Probleme mit der Entlüftung.

- Beim Slinky- oder Künettenkollektor /8-18/ wird eine handelsübliche Rolle Kunststoffrohr auf den Boden eines breiten Grabens gelegt und seitlich (senkrecht zur Wickelachse) so auseinandergezogen, dass die Windungen sich je-

weils überlappen. Anschließend wird der Graben wieder verfüllt. Ein solcher Kollektor kann auch senkrecht gestellt in einen schmalen, schlitzförmigen Graben eingelassen werden.

- Beim Svec-Kollektor /8-19/ wird ein Kunststoffrohr bereits bei der Herstellung auf eine Walze aufgewickelt. Beim Einbau in einen vorbereiteten Graben kann das Rohr dann wie eine Schraubenfeder (parallel zur Wickelachse) auseinandergezogen und fixiert werden; anschließend wird der Graben wieder verfüllt.

Bei all diesen kompakteren Erdwärmekollektoren besteht die Gefahr, dass im abschließlichen Heizbetrieb die notwendige Wärmeregeneration im Sommer nicht gegeben ist, da die Umgrenzungsfläche zum umgebenden Erdreich und zur Erdoberfläche relativ klein ist im Verhältnis zum erschlossenen Volumen. Eine derartige Konfiguration eignet sich daher eher zur Energiespeicherung; dementsprechend sind kompakte Erdwärmekollektoren auch besonders für Anlagen zum Heizen und Kühlen sinnvoll. Für Wärmepumpen, die ausschließlich zu Heizzwecken betrieben werden, eignen sich deshalb flächige Erdwärmekollektoren besser.

Für den Wärmeentzug aus dem Erdreich und den Wärmetransport von der Wärmequelle zur Wärmepumpe existieren zwei Möglichkeiten.

- Wärmeentzug und -transport kann mittels eines Zwischenkreislaufs durch ein Wärmeträgermedium („Sole“) erfolgen, das im Wärmeübertrager aus dem Erdreich Wärme aufnimmt und an den Wärmepumpenverdampfer abgibt. In Deutschland hat sich eine Mischung von Monopropylenglykol-Wasser (teilweise auch Monoethylenglykol) durchgesetzt, die bei 25 % Glykol bis ca. $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ und bei 38 % bis etwa $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ frostsicher ist. Für den Erdreichwärmeübertrager werden in diesem Fall Kunststoffschläuche mit Außendurchmessern von bis zu 40 mm eingesetzt. Diese Materialien weisen eine ausreichende Alters- und Korrosionsbeständigkeit auf und sind bei den auftretenden Temperaturen elastisch und chemisch stabil. Die Verbindung der einzelnen Rohrleitungen erfolgt durch Verschweißen oder durch Verschrauben.
- Wärmeentzug und -transport kann auch über die sogenannte „Direktverdampfung“ realisiert werden. Dann zirkuliert in den Rohren des Erdreichwärmeübertragers direkt das Arbeitsmittel der Wärmepumpe; es verdampft dort und entzieht dadurch dem Erdreich Wärme. Der Verdampfer der Wärmepumpe befindet sich damit im Erdreich. Es werden i. Allg. Kupferrohre verwendet, die mit einer Kunststoffhülle vor Korrosion geschützt werden. Der Vorteil der Direktverdampfung liegt in dem geringeren apparativen Aufwand und einer höheren erreichbaren Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe. Allerdings bedarf es einer kältetechnisch genau angepassten Anlagenausführung. Weiterhin sind die Füllmengen des Arbeitsmittels wesentlich höher als bei Anlagen mit Zwischenkreislauf.

Vertikal verlegte Erdreichwärmeübertrager. Vertikale Erdreichwärmeübertrager für geschlossene Systeme (sogenannte Erdwärmesonden) weisen gegenüber den horizontalen Wärmeübertragern einen wesentlich geringeren Flächenbedarf auf. Sie werden deshalb bevorzugt bei beengten Platzverhältnissen eingesetzt.

Erdwärmesonden werden in vertikale, bis über 250 m tiefe Bohrungen eingebracht; ihre grundsätzlichen Anordnungsvarianten zeigt Abb. 8.9. Dabei muss ein guter Wärmeübergang zwischen Erdreich und Sonde gewährleistet werden; dies kann beispielsweise durch das Verpressen mit einer Bentonit-Zement-Suspension oder durch das Hinterfüllen mit Quarzsand realisiert werden.

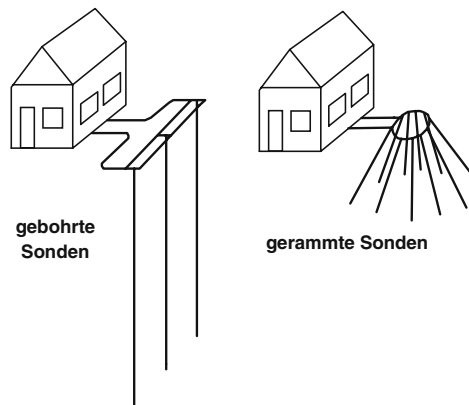


Abb. 8.9 Anordnungsvarianten von vertikal verlegten gebohrten und gerammten Erdreichwärmübertragern (nach /8-15/)

Durch gerammte Stahlsonden und durch Bohrungen mit kleinem Gerät (bis etwa 30 m Tiefe) lässt sich eine Anordnung nach Abb. 8.9, rechts, realisieren. Dabei wird das Ramm- bzw. Bohrgerät an einem Punkt drehbar aufgebaut und kann ohne weiteres Umsetzen die Erdwärmesonden einbringen. Meist werden beim Rammen Metall-Koaxialsonden verwendet; falls kein rostfreier Stahl eingesetzt wird, muss dann ein kathodischer Korrosionsschutz vorgesehen werden. Es wurden jedoch auch Verfahren entwickelt, U-förmige Schlaufen aus Kunststoffrohren mit entsprechenden Hilfsvorrichtungen direkt in einen weichen Untergrund einzudrücken.

Der Aufbau der gebräuchlichsten Erdwärmesonden ist in Abb. 8.10 im Querschnitt dargestellt. Einfach- oder Doppel-U-Sonden bestehen aus zwei bzw. vier Rohren, die an ihrem unteren Ende so verbunden sind, dass das Wärmeträgermedium in einem Rohr nach unten und im anderen nach oben strömen kann. Bei der koaxialen Grundform findet der Wärmeentzug aus dem Erdreich nur auf einer Fließstrecke (je nach System aufwärts oder abwärts) statt.

Als Material für die Erdwärmesonden wird meistens High-Density-Polyethylen (HDPE) eingesetzt (z. B. PE 80 oder PE 100 nach DIN 8074 bzw. DIN 8075); typische Rohrdimensionierungen sind hier 25 x 2,3 mm bei einer Baulänge der Sonde von 60 m und 32 x 2,9 mm bei 100 m. Bei Koaxial-Erdwärmesonden können grundsätzlich auch – bei jedoch hohen Kosten – kunststoffbeschichtete Edelstahl- oder Kupferrohre zum Einsatz kommen. Generell muss durch eine geeignete Materialauswahl die Gefahr einer Leckage infolge von Korrosion der Erdwärmesonde so gering wie möglich gehalten werden.

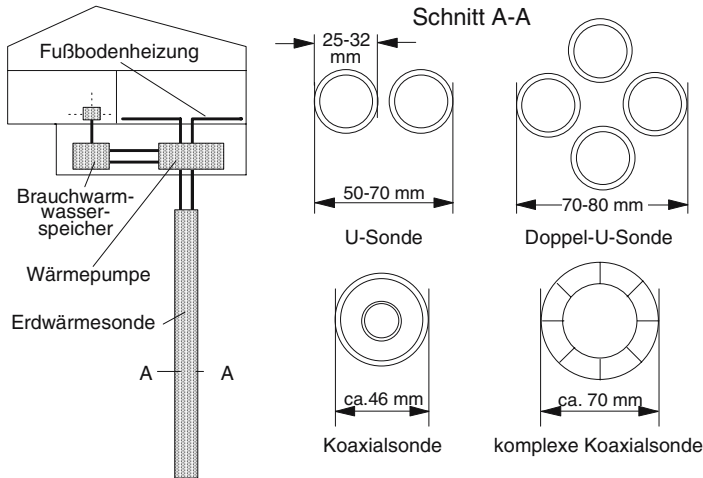


Abb. 8.10 Ausführungsvarianten von gebräuchlichen Erdwärmesonden (nach /8-15/)

Auch bei Erdwärmesonden besteht die Gefahr, dass durch Unterdimensionierung und einem entsprechend zu großen Wärmetzug das Erdreich zu stark abkühlt. Daraus resultieren tiefere Temperaturen des Wärmeträgermediums und damit eine Reduzierung der Leistungszahl der Wärmepumpe. Anders als bei den in 1,0 bis 1,5 m Tiefe verlegten horizontalen Wärmeübertragern können sich dann im Sommer die tieferen Schichten ggf. nicht mehr vollständig regenerieren; dann müsste eine künstliche Aufwärmung vorgesehen werden (z. B. durch Sonnenkollektoren oder aus industrieller Abwärme).

Tabelle 8.4 zeigt für kleinere Anlagen Richtwerte des möglichen Wärmetzugs für unterschiedliche Bodenarten. Um auch langfristig den Gleichgewichtszustand zu halten, darf – bei einer ausschließlichen Regeneration durch von der Erdoberfläche eindringende Sonnenenergie und von der Tiefe nachströmende Erdwärme je nach den jeweiligen Untergrundeigenschaften – eine jährlich entzogene Wärmemenge zwischen 180 und 650 MJ/(m a) nicht überschritten werden /8-20/.

Die in Tabelle 8.4 dargestellten Werte geben nur erste grobe Anhaltspunkte. Eine genauere Bestimmung der spezifischen Entzugsleistungen kann daher beispielsweise bei Kenntnis der thermischen Untergrundeigenschaften durch eine Berechnung erfolgen (Abb. 8.11). Für größere Erdwärmesondenanlagen kommen zur Anlagenauslegung demgegenüber nur Berechnungen in Frage, um die notwendige Anzahl und Länge der Erdwärmesonden zu bestimmen; entsprechende PC-Programme existieren. Für schwierige Fälle sollte die Simulation mit numerischen Modellen erfolgen, besonders wenn der Einfluss fließenden Grundwassers berücksichtigt werden muss. Um verlässliche Eingabeparameter für derartige Berechnungen zu erhalten, wurde der Thermal Response Test entwickelt. Dieser Test erlaubt die Bestimmung der thermischen Untergrundparameter am Standort.

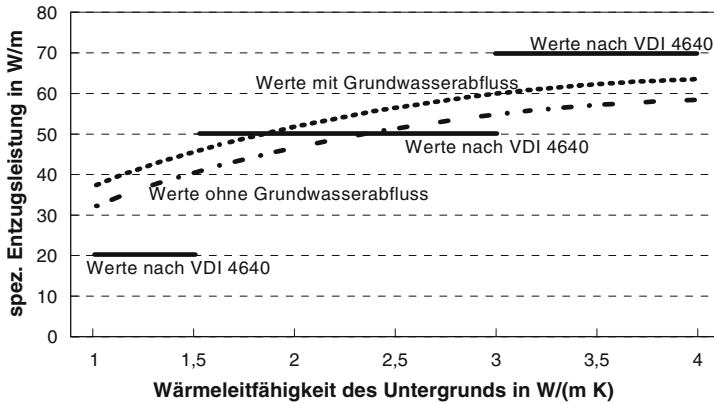


Abb. 8.11 Exemplarische spezifische Entzugsleistungen für kleine Erdsondenanlagen (berechnet für ein Einfamilienhaus mit 10 kW Heizbedarf, 2 Erdwärmesonden und 1 800 Volllaststunden pro Jahr, ohne Warmwasser; nach /8-33/)

Tabelle 8.4 Spezifische Entzugsleistungen für Erdwärmesonden in kleineren Anlagen für verschiedene Volllastbenutzungsstunden (in Anlehnung an VDI 4640, Blatt 2)

	1 800 h/a	2 400 h/a
Allgemeine Richtwerte		
Schlechter Untergrund (trockene Lockergesteine)	25 W/m	20 W/m
Festgesteins-Untergrund, wassergesät. Lockergesteine	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit	84 W/m	70 W/m
Einzelne Gesteine ^a		
Kies, Sand, trocken	< 25 W/m	< 20 W/m
Kies, Sand, wasserführend	65 – 80 W/m	55 – 65 W/m
Kies, Sand, starker Grundwasserfluss, für Einzelanl.	80 – 100 W/m	80 – 100 W/m
Ton, Lehm, feucht	35 – 50 W/m	30 – 40 W/m
Kalkstein (massiv)	55 – 70 W/m	45 – 60 W/m
Sandstein	65 – 80 W/m	55 – 65 W/m
Saure Magmatite (z. B. Granit)	65 – 85 W/m	55 – 70 W/m
Basische Magmatite (z. B. Basalt)	40 – 65 W/m	35 – 55 W/m
Gneis	70 – 85 W/m	60 – 70 W/m

Voraussetzung für die Anwendung der Tabelle: nur Wärmeentzug (Heizung einschl. Warmwasser); Länge der einzelnen Erdwärmesonden zwischen 40 und 100 m; kleinster Abstand zwischen zwei Erdwärmesonden mindestens 5 m bei Erdwärmesondenlängen 40 bis 50 m bzw. mindestens 6 m bei Erdwärmesondenlängen über 50 bis 100 m; als Erdwärmesonden kommen Doppel-U-Sonden mit Durchmessern der Einzelrohre von 25 oder 32 mm oder Koaxialsonden mit mindestens 60 mm Durchmesser zum Einsatz. Werte können durch die Gesteinsausbildung wie Klüftung, Schieferung, Verwitterung erheblich schwanken.

Das Bohrverfahren zum Abteufen der Erdwärmesonden richtet sich nach dem zu erwartenden Schichtenaufbau und den vorhandenen Platzverhältnissen /8-21/.

Im Lockergestein können die Bohrungen mit einer Hohlbohrschnecke niedergebracht werden. Hier wird das Bohrgut mit Hilfe von Wendeln aus dem Bohrloch nach Übertage transportiert und/oder verdrängt.

Beim ebenfalls im Lockergestein einsetzbaren Spülbohrverfahren wird mit der Spülung das Bohrgut kontinuierlich durch den Ringraum aus dem Bohrloch tiefsten ausgetragen. Außerdem wird durch die in das Bohrloch gepumpte Spülung die Bohrlochwand standfest und kalibergerecht gehalten, die Bohrwerkzeuge gekühlt und geschmiert sowie die Grundwasserleiter durch den bei einem Überdruck im Bohrloch gegenüber dem umgebenden Erdreich entstehenden Filterkuchen gegen die Bohrung abgedichtet. Als Spülung wird im Regelfall Wasser eingesetzt, dem ggf. bestimmten Stoffe zugesetzt werden (z. B. Bentonite; vgl. auch DVGW-Regelwerke W 115 und W 116); dies gewährleistet, dass die Spülung die beschriebenen Eigenschaften und Aufgaben besser erfüllen kann.

Im Festgestein hat sich die Imlochhammerbohrung weitgehend durchgesetzt. Als Spülung dient Luft, durch die der Bohrhammer angetrieben und das Bohrklein mit Aufstiegs geschwindigkeiten von 15 bis 20 m/s nach übertage transportiert wird. Je nach Imlochhammer sind Luftdrücke von mehr als 10 bar und Luftmengen von über 10 m³/min erforderlich /8-21/. Der Luft kann - falls erforderlich - auch ein Schäumungsmittel zum besseren Bohrkleinaustrag und zur Vermeidung von Nachfall beigemischt werden.

Nach dem Einbringen der Erdwärmesonden in die Bohrungen muss das Bohrloch wieder verfüllt werden, um einen guten Wärmeübergang zwischen dem Erdreich und der Sonde zu gewährleisten; hierzu kann eine Bentonit-Zement-Suspension zum Einsatz kommen.

Auch bei Erdwärmesonden gab es Versuche, statt eines Wärmeträgerkreislaufs die Methode der Direktverdampfung einzusetzen. So wurden um 1990 verschiedene derartiger Anlagen in Österreich und den USA gebaut. Probleme u. a. mit der Rückführung des Kompressoröls und die hohe Füllmenge der damals noch verbreiteten ozonschädigenden Arbeitsmittel haben diese Entwicklung beendet. In jüngster Zeit ist die Direktverdampfung wieder im Gespräch. Heute wird jedoch Ammoniak als Arbeitsmittel eingesetzt; eine derartige Versuchsanlage steht in Coswig bei Dresden.

Eine mehr Erfolg versprechende neue Entwicklung bei Erdwärmesonden ist die Ausbildung als Heat Pipe und der Einsatz von CO₂. Damit werden wassergefährdende Frostschutzmittel umgangen, durch die Funktion als Heat Pipe Energie in der Umwälzpumpe eingespart und durch die Trennung zwischen Heat Pipe und Kältemittelkreislauf die Nachteile der Direktverdampfung vermieden. In Oberösterreich laufen erdgekoppelte Wärmepumpen mit solchen Heat Pipes bereits erfolgreich.

Erdberührte Bauteile (Energiepfähle, Schlitzwände). Eine weitere Variante vertikaler Erdreichwärmeübertrager sind Wärmeübertragerpfähle, sogenannte „Energiepfähle“ /8-22/, /8-23/. Dabei handelt es sich um Gründungs pfähle, wie sie bei schlechten Untergrundverhältnissen für die Bauwerksgründung eingesetzt werden.

Diese Pfähle werden mit Wärmeübertragerrohren ausgestattet und erlauben an Standorten, wo eine Pfahlgründung sowieso erforderlich ist, mit geringen Mehrkosten die Installation von Erdreichwärmeübertragern.

Energiepfähle sind im Prinzip mit allen bekannten geotechnischen Pfahlbaumethoden zu kombinieren. Verwendet wurden bislang Ortbetonpfähle (Bohrpfähle) und Fertigpfähle (Ramppfähle) aus Stahlbeton mit Vollquerschnitt und als Hohlpfähle sowie aus Stahl. Jeder Pfahltyp hat spezifische Vor- und Nachteile. Ortbetonpfähle bieten eine große Flexibilität, sind aber aus technisch-ökonomischen Gründen erst ab einem Mindestdurchmesser von etwa 600 mm sinnvoll und bedürfen eines nicht unerheblichen Aufwandes und einer großen Sorgfalt bei der Herstellung. Ramppfähle sind in einer Fabrik einfach herzustellen; es ist jedoch ein ausreichender Schutz für die Rohranschlüsse während des Rammvorganges notwendig, und nur die vorgefertigte Pfahllänge kann mit Wärmeübertragerrohren belegt werden. Hohlpfähle, bei denen Wärmeübertragerrohre nachträglich in den Hohlraum im Pfahl eingebracht werden können, erlauben dagegen die Nutzung der gesamten Pfahllänge, schränken jedoch den verfügbaren Durchmesser für die Rohre ein.

Neben Gründungspfählen können noch andere Betonbauteile in der Erde als Wärmeübertrager benutzt werden (z. B. Baugrubenumschließungen aus Schlitzwänden oder Pfahlwänden), da diese Einbauten nach Fertigstellung des Gebäudes in der Regel nicht mehr statisch benötigt werden. Auch Stützwände, Kellerwände oder Fundamentplatten können als Wärmeübertrager eingesetzt werden. Dabei ist jedoch, ebenso wie bei Sammelleitungen von Energiepfahlanlagen unter der Bodenplatte, eine gute Isolierung zum Innenraum hin notwendig, damit die Wärme tatsächlich aus dem Untergrund entzogen wird und nicht z. B. der Keller kalt und feucht wird.

Offene Systeme. Bei offenen Systemen für die oberflächennahe Erdwärmenutzung handelt es sich um Grundwasserbrunnen. Sie werden nachfolgend diskutiert.

Grundwasser ist infolge seines relativ konstanten Temperaturniveaus von 9 bis 10 °C sehr gut als Wärmequelle für Wärmepumpen geeignet. Einschränkungen bestehen hier durch die Verfügbarkeit der Wärmequelle; ausreichend ergiebige Grundwasserleiter (Aquifere) mit geeigneter Wasserqualität in nicht zu großer Tiefe sind nicht überall vorhanden. Weitere Eingrenzungen können sich durch regionale wasserrechtliche Bestimmungen ergeben.

Die Wärmequellenanlage zur Grundwassernutzung besteht aus einem Förderbrunnen, aus dem das Grundwasser entnommen wird, und einem Schluckbrunnen, durch den das abgekühlte Wasser wieder den grundwasserführenden Schichten zugeführt wird (Dublette). Entnahme- und Schluckbrunnen müssen ausreichend weit voneinander entfernt niedergebracht werden, um einen thermisch-hydraulischen Kurzschluss zu vermeiden. Der Entnahmekostenbrunnen sollte sich außerdem nicht in der Kältefahne des Schluckbrunnens befinden, da sonst die Effizienz der Wärmepumpenanlage sinkt.

Die Brunnenleistung muss eine Dauerentnahme für den Nenndurchfluss der angeschlossenen Wärmepumpe gewährleisten; dies entspricht etwa 0,2 bis 0,3 m³/h für jedes kW Verdampferleistung. Die Ergiebigkeit eines Brunnens hängt dabei von den örtlichen geologischen Gegebenheiten ab. Auch sollte die Temperaturveränderung des in den bzw. die Schluckbrunnen zurückgeleiteten Grundwassers ± 6 K nicht überschreiten und die Entnahmemenge sowie die minimale Wiedereinbringtemperatur den jeweiligen Vorschriften entsprechen.

Abb. 8.12 zeigt die typische Ausführung einer Wärmepumpenanlage zur Grundwassernutzung. Übliche Brunnentiefen sind 4 bis 10 m (z. B. /8-3/, /8-5/), die bei größeren Anlagen aber auch deutlich tiefer liegen können (der Übergang zur hydrothermalen Erdwärmennutzung ist hier fließend; vgl. Kapitel 9). Die oberhalb der Kiesschüttung eingebrachte Tonsperre verhindert den Zutritt von Luft und Sickerwasser. Die Kiesschüttung zwischen Brunnenbohrung und Filterrohr sollte eine Stärke von 50 bis 70 mm aufweisen. Das Saugrohr bzw. der Einlauf der Unterwasserpumpe im Entnahmekbrunnen und das Fallrohr im Schluckbrunnen müssen in jedem Betriebszustand immer unterhalb der Wasseroberfläche enden.

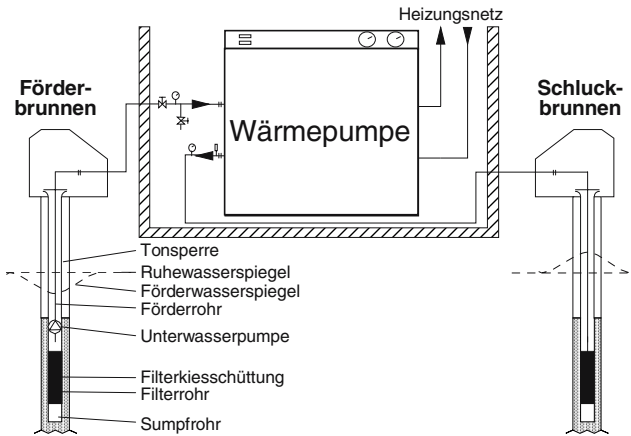


Abb. 8.12 Prinzipschema einer Grundwasser-Wärmepumpenanlage (nach /8-24/)

Vor der Brunnenauslegung sollte durch hydrogeologische Voruntersuchungen Klarheit geschaffen werden über die chemische Zusammensetzung des Grundwassers, die wasserführenden und wasserundurchlässigen Schichten sowie die Grundwasserspiegelhöhe und die Durchlässigkeit der wasserführenden Schichten. Hierzu muss meist eine Probebohrung durchgeführt werden, die ggf. später als Brunnen genutzt werden kann.

Ein besonderes Problem ist die Verockerung der Schluckbrunnen; sie tritt besonders bei sauerstofffreien Grundwässern mit niedrigem Redox-Potenzial auf. Ein solches Grundwasser darf nicht mit der Umgebungsluft in Kontakt kommen. Das gesamte System muss deshalb geschlossen sein und permanent unter Überdruck stehen; andernfalls ist eine Wasseraufbereitung durch Enteisenung und Entmanga-

nung notwendig. Im Unterschied dazu spielen Kalkausfällungen dagegen bei Temperaturänderungen von maximal ± 6 K keine Rolle.

Unter bestimmten Bedingungen sind Grundwasserwärmepumpen möglich, die ausschließlich aus einem oder mehreren Förderbrunnen bestehen; derartige Konzepte schließen mögliche Probleme mit Schluckbrunnen dann aus. Technische Voraussetzung ist, dass der Aquifer über eine ausreichende Grundwasserneubildung verfügt, und dass das geförderte Wasser in geeigneter Weise abgeführt oder versickert werden kann. In Deutschland werden derartige Anlagen jedoch in der Regel nicht genehmigt.

Sonstige Systeme. Unter sonstigen Systemen wird hier eine Nutzung des Grundwassers mit Koaxialbrunnen, eine Nutzung von Gruben- und/oder Tunnelwasser und eine Luftvorheizung bzw. -kühlung im oberflächennahen Erdreich verstanden.

Koaxialbrunnen. Koaxialbrunnen („Standing Column Wells“) /8-25/ nehmen eine Zwischenstellung zwischen Erdwärmesonden und Grundwasserbrunnen ein. In eine Bohrung wird ein Steigrohr eingebaut, das am unteren Ende einen Filter aufweist und von einer Kiespackung umgeben ist. Zum Gestein hin kann die Kiespackung mit einem Plastik-Liner abgegrenzt sein. Im Steigrohr wird mit einer Unterwasser-Tauchpumpe - vergleichbar wie in einem Grundwasserbrunnen - Wasser abgepumpt, in einer Wärmepumpe abgekühlt (oder erwärmt), und über die Kiespackung im Ringraum wieder versickert. Während des Absinkens nimmt das Wasser wieder Wärme aus dem umgebenden Untergrund auf oder gibt Wärme an diesen ab.

Wegen der fehlenden Abtrennung zum natürlichen Untergrund (auch ein Plastik-Liner ist kein sicherer Abschluss) kann bei Koaxialbrunnen kein Frostschutzmittel eingesetzt werden. Die Wärmepumpe muss deshalb - wie bei einer Grundwassernutzung - so gefahren werden, dass es nicht zum Gefrieren kommen kann; dazu wird meist eine maximale Jahresbetriebsstundenzahl festgelegt. Außerdem haben sich bei Koaxialbrunnen ein langer Sickerweg, große Wassermengen im Bohrlochringraum und eine erhöhte Temperatur an der Bohrlochsohle als sinnvoll erwiesen. Deshalb sind Koaxialbrunnen in der Regel über 100 bis 250 m tief.

Gemessene spezifische Entzugsleistungen von Koaxialbrunnen liegen im Normalbetrieb bei 36 bis 44 W/m und im kurzfristigen Volllastbetrieb bei rund 90 W/m /8-25/; sie bewegen sich damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die der Erdwärmesonden. Die Wärmequellentemperaturen sind aber im Schnitt etwas höher als bei Erdwärmesonden; dies ermöglicht eine bessere Leistungszahl der Wärmepumpe.

Gruben- und Tunnelwasser. Künstliche Hohlräume im Untergrund können als Grundwassersammler oder -reservoir dienen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Bergwerke (stillgelegt oder noch in Betrieb) oder Tunnel, bei denen die Hohlräume jedoch primär nicht für eine thermische Nutzung geschaffen wurden; die spezielle Schaffung von Hohlräumen scheidet meist aufgrund der hohen Kosten aus (Ausnahme: thermische Untergrundspeicher). Dabei wird bei Gruben und

Tunneln der Bereich der oberflächennahen Geothermie bereits teilweise verlassen; beispielsweise würde bei einer thermischen Nutzung das Wasser eines Kohlebergwerks im östlichen Ruhrgebiet aus Tiefen deutlich unter 1 000 m und bei einem Alpentunnel im Tunnelinneren ggf. von mehr als 2 000 m Tiefe kommen.

Wasser aus Bergwerken kann z. B. über Bohrungen von über Tage aus dem Grubenbau gewonnen werden. Bestimmend für die Art und Weise der Wärmeentnahme ist vor allem die Tiefenlage des Wasserspiegels in der Grube, die ggf. zu großen Förderhöhen mit entsprechend hohem Energieaufwand für den Betrieb der Pumpen führen kann. In der Regel muss das Wasser nach der Abkühlung über eine weitere Bohrung wieder in das Grubengebäude zurück geleitet werden; zwischen Entnahme- und Einleitbohrung sollte sich dabei ein möglichst langer Fließweg befinden (z. B. Bohrungen in verschiedene Sohlen). Bei Bergwerken in Mittelgebirgen, die durch Stollen aus Tälern aufgefahren werden, kann auch das natürlich ausfließende Wasser dieser Stollen als Wärmequelle genutzt werden.

Wasser aus großen Tunnelbauwerken fließt meist entsprechend dem Gefälle zu den Portalen und kann dort als Wärmequelle benutzt werden. Bei einigen Alpentunneln hat dieses Wasser Temperaturen erheblich über der Jahresmitteltemperatur.

Tabelle 8.5 Bauweisen und Konfigurationen von Rohren zur Luftvorwärmung im Erdreich

Bauweisen

Betonrohre (können Feuchtigkeit aufnehmen), PVC-Rohre (geringer Druckabfall)
 Rohre frei im Erdreich, Rohre nach oben gedämmt, Rohre unter der Fundamentplatte
 Einzelrohre oder Rohrregister

Betriebsweisen

Frischlufte wird immer über die Rohre geführt
 Frischluft wird nur dann über die Rohre geführt, wenn Austrittstemperatur über der Außentemperatur liegt
 Frischluft wird immer dann über die Rohre geführt, wenn Austrittstemperatur unter der Außentemperatur liegt, für Verdampfer jedoch immer Wärmequelle mit höherer Temperatur (Nachladen des Erdreiches)

Luftvorheizung/-kühlung. Anwendungen einer Luftvorwärmung im Untergrund gab es (ohne Wärmepumpe) bereits in den achtziger Jahren in der Landwirtschaft, wo die Zuluft für Schweineställe durch Rohre im Erdreich angesaugt wurde und so die Temperaturspitzen in Winter und Sommer gebrochen wurden. Als Weiterentwicklung wurden – zur Verlängerung der Betriebszeit von Wärmepumpen mit der Wärmequelle Luft im Winter – einige Anlagen in Betrieb genommen, bei denen Luft durch Rohre im Erdreich geführt, dort vorgewärmt und dann dem Wärmepumpenverdampfer zugeführt wurde /8-3/, /8-5/ (Tabelle 8.5). Bei derartigen Wärmequellen wird von Betonkollektoren und Luftbrunnen oder von Luft-Erdregistern gesprochen. Da Luft jedoch eine sehr geringe Wärmekapazität hat, müssen vergleichsweise große Luftmengen bewegt werden. In jüngster Zeit hat die Vorwärmung bzw. Vorkühlung der Zuluft in Rohren im Erdreich (ohne Wärme-

pumpe) in Zusammenhang mit der Lüftung von Gebäuden in Niedrigenergiehaus- und Passivhausstandard neue Bedeutung gewonnen.

8.2.3 Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe ist – wie jede andere technische Anlage – aus verschiedenen Systemelementen aufgebaut. Sie werden im Folgenden primär für elektrische Kompressionswärmepumpen, da sie den größten Marktanteil einnehmen, näher erläutert (u. a. /8-2/, /8-3/, /8-4/, /8-5/). Dabei wird unterschieden zwischen dem Wärmeübertrager, wie er im Verdampfer bzw. im Verflüssiger (Kondensator) eingesetzt wird, dem Verdichter, dem Expansionsventil sowie dem Schmier- und dem Arbeitsmittel.

Wärmeübertrager. Wärmeübertrager, früher auch als Wärmeaustauscher oder Wärmetauscher bezeichnet, sind Apparate, die Wärme in Richtung des Temperaturgefälles zwischen zwei oder mehreren Stoffen übertragen und gleichzeitig zur gezielten Zustandsänderung (Kühlen, Erwärmen, Verdampfen, Kondensieren) dieser Stoffe dienen. Sie werden bei Wärmepumpen hauptsächlich zur Wärmeübertragung zwischen Wärmequelle und Wärmepumpe (d. h. Verdampfer) bzw. zwischen Wärmepumpe und Wärmesenke (d. h. Verflüssiger) eingesetzt.

Die Baugröße der Wärmeübertrager und damit die Wärmeübertragungsfläche wird primär von der treibenden Temperaturdifferenz (d. h. der Grädigkeit) zwischen dem abgekühlten Wärmeträger und der Verdampfungstemperatur beim Verdampfer bzw. zwischen Verflüssigungstemperatur und der Temperatur des erwärmten Wärmeträgers beim Verflüssiger bestimmt.

Bei einer vorgegebenen Leistung des Wärmeübertragers erfordert eine kleine Grädigkeit und damit eine geringe Temperaturdifferenz eine große Wärmeübertragungsfläche; umgekehrt genügt bei einer großen Grädigkeit eine kleine Wärmeübertragungsfläche. Zur Erzielung einer hohen Leistungszahl der Wärmepumpe sollte die Grädigkeit im Verdampfer und Verflüssiger wiederum möglichst klein ausfallen, damit die Temperaturdifferenz zwischen dem Wärmeträger auf der Verflüssigerseite (z. B. Heizwasser) und dem Wärmeträger auf der Verdampferseite (z. B. Sole) nicht unnötig durch zu hohe Grädigkeiten vergrößert wird. Hier haben sich Werte von rund 5 K als ein vernünftiger Kompromiss erwiesen.

Wärmeübertrager können nach der Strömungsrichtung der beteiligten Stoffe in Gleichstrom-, Gegenstrom- und Kreuzstrom-Wärmeübertrager eingeteilt werden. Mischformen kommen vor. Wenn der Wärmeträger Sole oder Wasser ist, können Rohrbündel-, Platten- oder Koaxial-Wärmeübertrager verwendet werden.

- Rohrbündel-Wärmeübertrager bestehen aus mehreren Rohren, die an ihren Enden jeweils von einem kreisförmig ausgebildeten Rohrboden gehalten und in ein Mantelrohr eingeschoben werden. Die beiden beteiligten Medien befinden sich in den Rohren bzw. um die Rohre herum im Mantelrohr.
- Platten-Wärmeübertrager bestehen aus verschweißten, verlöteten oder verschraubten Platten, zwischen denen wechselweise je eines der beiden beteiligten

Medien fließt. Gegenüber Rohrbündel-Wärmeübertragern gleicher Leistung haben sie einen geringeren Platzbedarf.

- Koaxial-Wärmeübertrager bestehen aus einem Innen- und einem darüber geschobenen Außenrohr. Eines der beiden beteiligten Medien fließt durch das Innenrohr, das andere – meist im Gegenstrom – im Zwischenraum zwischen Außen- und Innenrohr.
- Lammellenrohr-Wärmeübertrager sind Luft-Flüssigkeits-Wärmeübertrager und bestehen aus mehreren parallelen Rohren, die zur Verlängerung des Weges mehrfach umgelenkt werden. Das gesamte Rohrpaket ist durch Rippen oder Lamellen verbunden. Die Luft strömt zumeist im Kreuzstrom zwischen den Rippen um die Rohre, die Flüssigkeit strömt in den Rohren.

Derartige Wärmeübertrager werden bei Wärmepumpen hauptsächlich zur Übertragung der Wärme zwischen Wärmequelle und Wärmepumpe (d. h. Verdampfer) bzw. zwischen Wärmepumpe und Wärmesenke (d. h. Verflüssiger) eingesetzt. Die jeweiligen Besonderheiten werden im Folgenden diskutiert.

- Der Verdampfer stellt das Verbindungsglied zwischen Wärmequelle und Wärmepumpe dar. Die Grädigkeit dieses Wärmeübertragers entspricht der Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und der Verdampfungstemperatur des Kältemittels und bestimmt damit seine Größe. Dabei kann zwischen Trockenverdampfung, Überflutungsverdampfung sowie Verdampfung im Pumpenbetrieb unterschieden werden.
 - Bei der Trockenverdampfung wird so viel Kältemittel in die Verdampferrohre gespritzt, wie gerade noch vollständig verdampft und zudem leicht überhitzt werden kann (unter Überhitzung wird eine über die Verdampfungstemperatur hinausgehende Erwärmung des Arbeitsmittels verstanden); die Überhitzung ist dabei ein Maß für die Kältemitteleinspritzung.
 - Im Überflutungsverdampfer wird ein Teil des Verdampfers mit flüssigem Kältemittel überflutet. Die Verdampfung findet um die Rohre herum statt. Der Dampf verlässt gesättigt den Wärmeübertrager; eine Überhitzung ist damit nicht möglich. In einem nachgeschalteten Abscheider müssen deshalb die bei der Verdampfung mitgerissenen Flüssigkeitströpfchen abgetrennt werden.
 - Bei der Verdampfung im Pumpenbetrieb wird das Kältemittel im Rohr verdampft; dabei wird ein erheblicher Flüssigkeitsüberschuss in einen Sekundärkreislauf abgepumpt und von dort in einen sogenannten „Pumpenbehälter“. Erst hier erfolgt die Trennung von Dampf und Flüssigkeit. Damit können auch große Wärmeübertragerflächen konstant belastet werden.
- Der Verflüssiger stellt die Schnittstelle von der Wärmepumpe zur Wärmesenke dar. Er gibt Nutzwärme an das flüssige oder gasförmige Betriebsmedium ab und wird, wie der Verdampfer, als Wärmeübertrager ausgeführt. Seine Grädigkeit stellt die Temperaturdifferenz zwischen Verflüssigung des Kältemittels und Wärmeverbraucher (Wärmesenke) dar. Je nach Bauart werden Flüssigkeitserhitzer (Rohrbündel-, Koaxial- oder Plattenwärmeübertrager, für Warmwasserheizungen) und Gaserhitzer (meist Blockbauweise mit Lamellen, für Luftheizungen) unterschieden.

Verdichter. Im Wärmepumpenverdichter wird das in einem geschlossenen Kreislauf zwischen Verdampfer und Verflüssiger bewegte, gasförmige Arbeits- oder Kältemittel verdichtet. Hierbei kann zwischen vollhermetischen, halbhermetischen und offenen Verdichtern unterschieden werden.

- In vollhermetischen Verdichtern werden Verdichter und Antriebsmotor gemeinsam in einer gasdicht geschweißten oder verlöteten Kapsel (d. h. gekapseltes Gehäuse) installiert. Die Antriebsleistungen reichen bis zu einigen kW.
- Bei halbhermetischen Verdichtern (auch als „sauggasgekühlte Maschinen“ bezeichnet) ist der Motor an den Verdichter angeflanscht; sie besitzen – wie die vollhermetischen Verdichter – eine gemeinsame Welle. Die Antriebsleistungen liegen bei 4 bis 150 kW.
- In offenen Verdichtern befindet sich der Antriebsmotor außerhalb des eigentlichen Verdichters; Motor und Verdichter sind hier über eine Welle und eine Kupplung verbunden. Offene Verdichter werden meist in größeren Anlagen eingesetzt. Der Antrieb kann elektro- oder verbrennungsmotorisch erfolgen.

Wichtige Bauformen von Verdichtern sind Hubkolben-, Scroll-, Schrauben- und Turboverdichter.

- Bei Hubkolbenverdichtern erfolgt die Druckerhöhung durch eine Verkleinerung abgeschlossener Verdichterräume (d. h. Verdrängermaschine). Sie werden als vollhermetische Verdichter mit Antriebsleistungen bis zu rund 25 kW, als halbhermetische bis zu rund 90 kW und als offene Maschinen für darüber hinausgehende Leistungen gebaut. Die Saugvolumenströme reichen bis 1 600 m³/h. Die Maschinen werden sowohl für kleinere als auch größere Leistungen mit 1 bis 16 Zylindern ausgeführt.
- Bei Scroll-Verdichtern bewegt sich eine Scheibe mit spiralförmigen Lamellen exzentrisch über einer feststehenden Scheibe mit entsprechenden Gegenlamellen, so dass die durch diese Lamellen begrenzten Räume kontinuierlich kleiner und wieder größer werden. Dadurch wird das eingeschlossene Gas verdichtet und über Öffnungen ausgestoßen, bevor sich der Zwischenraum wieder erweitert (d. h. Verdrängermaschine). Die Herstellung der Lamellen erfordert höchste Präzision, um die Verdichterräume möglichst gasdicht zu halten. Der Vorteil dieser Bauart liegt in der kreisenden Bewegung und den wenigen bewegten Teilen sowie dem guten Teillastverhalten.
- Bei Schraubenverdichtern unterscheidet man ölfreie und öleinspritzgekühlte Anlagen. Das Öl hat eine Kühl- und Schmierfunktion und soll die Spalte zwischen den Rotoren selbst und zu dem Gehäuse abdichten. Der Teillastwirkungsgrad derartiger Verdichter liegt meistens geringfügig unter dem von Hubkolbenverdichtern. Wärmepumpen mit Schraubenverdichter müssen zusätzlich mit einem Ölabscheider auf der Druckseite nach dem Verdichter ausgerüstet sein; das Öl steht aber nach der Abscheidung vom Arbeitsmittel und der Abkühlung im nachgeschalteten Ölkühler zur erneuten Einspritzung in den Schraubenverdichter wieder zur Verfügung. Schraubenverdichter haben eine vergleichsweise lange Lebensdauer, da sie wenig bewegliche Teile (d. h. keine Arbeitsventile) besitzen.

- Turboverdichter sind Strömungsmaschinen, die sich aus einer oder mehreren Verdichterstufen zusammensetzen. Eine Verdichterstufe besteht aus einem Laufrad mit fester Beschaufelung und Leitschaufeln zur Umwandlung kinetischer in potenzielle Energie. In einem Turboverdichter können bis zu 8 derartiger Laufräder installiert sein; damit lässt sich ein Druck von 8 bis 11 bar erreichen. Es kommen Radial- und Axialmaschinen zum Einsatz; vorwiegend werden aber Radialturboverdichter verwendet, da sie pro Verdichterstufe ein höheres Druckverhältnis erreichen und die spezifischen Herstellungskosten geringer sind als bei Axialmaschinen. Die Leistungsanpassung erfolgt über Gehäusegröße, Anzahl der Laufräder und die Laufradbreite. Zur stufenlosen Leistungsregelung kann die Drehzahl verändert werden, und/oder die Leitschaufeln im Ansaugstutzen können verstellt werden. Da beim Turboverdichter die Schmierölversorgung vom Arbeitsmittel völlig getrennt ist (schmierölfreie Verdichtung des Arbeitsmittels), spielt das Lösungsvermögen des Arbeitsmittels für das Schmieröl keine Rolle. Vorteile der Turboverdichter sind der geringe Verschleiß, bedingt durch die einfache Konstruktion, die stufenlose Leistungsregelung im Bereich von ca. 10 bis 100 % sowie der auch bei hohen Leistungen verhältnismäßig geringe Platzbedarf. Derartige Turboverdichter werden nur für große Leistungen angeboten.

Verdichter können, falls erforderlich, auf zweierlei Weisen miteinander gekoppelt werden. Bei der mehrstufigen Verdichtung werden mehrere Verdichter in Reihe geschaltet, wenn der Druckunterschied zwischen Verdampfungs- und Kondensationsdruck von einem Verdichter nicht mehr bewältigt werden kann. Bei der Wärmepumpenkaskade hingegen besitzt jeder Verdichter einen eigenen Kondensator und Verdampfer. In jeder Stufe kann somit das bei der dortigen Temperatur ideale Kältemittel eingesetzt werden. Allerdings entstehen bei dieser Schaltungsart höhere Anlagenkosten und Wärmeverluste (Grädigkeit) wegen der größeren Anzahl an Wärmeübertragern.

Für geringe Leistungen, die bei der Nutzung der Energie der Umgebungsluft bzw. der oberflächennahen Erdwärme dominieren, kommen in der Regel Hubkolben- und Scroll-Verdichter zum Einsatz, die meist in einer hermetisch verschweißten Kapsel zusammen mit dem Elektromotor eingebaut werden (d. h. vollhermetische Verdichter). Demgegenüber sind Schraubenverdichter, Turbokompressoren und ähnliche Kompressoren in halbhermetischer oder offener Bauweise i. Allg. größeren Leistungen vorbehalten.

Expansionsventil. Im Drossel- oder Expansionsventil wird das flüssige Kältemittel vom Kondensatordruck auf den Verdampferdruck entspannt. Zusätzlich wird der im Wärmepumpenkreislauf umlaufende Arbeitsmittelmassenstrom geregelt. Die Auswahl des Expansionsventils erfolgt in Abhängigkeit von Kältemittel sowie Verdichtergröße bzw. Wärmeleistung der Wärmepumpe. Mögliche Bauformen sind thermostatische bzw. elektronische Expansionsventile oder Kapillarrohre.

- Thermostatische Expansionsventile werden bei der trockenen Verdampfung eingesetzt und durch den Verdampfungsdruck und die Überhitzung des aus dem

Verdampfer austretenden Arbeitsmittels geregelt. Da die Überhitzung im Verdampfer erfolgt und eine entsprechende Wärmeübertragungsfläche benötigt, ist die Überhitzung hinsichtlich einer hohen Verdampferleistung möglichst klein zu wählen.

- Elektronische Expansionsventile werden über mathematische Algorithmen, welche die Stoffwerte des Kältemittels und relevante Kennwerte der Wärmepumpe wie Laufzeit des Kältemittels durch den Verdampfer, Regelcharakteristik, Kompressordaten etc. enthalten, angesteuert. Sie ermöglichen eine regelbare Verdampfungstemperatur und Überhitzung.
- Kapillarrohre finden ihren Einsatz in vollhermetischen Verdichtern. Sie sind sehr dünn (meist 1 bis 2 mm Innendurchmesser) und weisen eine Länge von bis zu 1 oder 2 m auf, um die erforderliche Drosselwirkung zu gewährleisten. Kapillarrohre können nur die Unterkühlung im Kondensator, nicht jedoch eine Überhitzung im Verdampfer, gewährleisten. Sie benötigen daher einen Niederdrucksammler, um zu gewährleisten, dass der Kompressor kein flüssiges Kältemittel ansaugt. Kapillaren werden auch zur Grobregelung in Kombination mit thermostatischen oder elektronischen Expansionsventilen eingesetzt. Kühlschränke werden beispielsweise fast ausschließlich mit Kapillaren gebaut.
- Neuere Entwicklungen, bei denen statt des Ventils eine kleine Turbine eingesetzt und so einen Teil der Verdichtungsenergie zurückgewonnen wird („Expander“), sind bislang nur von größeren Wärmepumpen bekannt, die z. B. zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme kaum zum Einsatz kommen.

Schmiermittel. Mit Hilfe des Schmiermittels soll der Verschleiß des Verdichters minimiert werden. Je nach Verdichterbauart kommen Schmiermittel (Öl) und Kältemittel unterschiedlich stark miteinander in Berührung.

- In Turboverdichtern ist die Trennung von Kältemittel und Öl am einfachsten durchführbar. Es können daher Öle verwendet werden, die mit dem Kältemittel nicht mischbar sind.
- Schraubenverdichter benötigen große Ölmengen zur Abdichtung; sie kommen direkt mit dem Kältemittel in Kontakt. Hier kommen Ölabscheider zum Einsatz, um Ölverluste zu vermeiden.
- Kolbenverdichterflächen werden durch die Kolbenbewegung permanent mit Öl benetzt. Auch hier kommt es zum Kontakt zwischen Schmiermittel und Kältemittel.
- Scrollverdichter werden ebenfalls ölgeschmiert; dabei kommt es ebenfalls zum Kontakt zwischen Schmiermittel und Kältemittel.

Außer bei Turboverdichtern kommt damit einer optimalen Abstimmung der Eigenschaften des Schmiermittels auf die des Kältemittels besondere Bedeutung zu. Da bei ölgeschmierten Verdichtern immer etwas Öl in den Kältekreislauf abgegeben wird, muss sichergestellt sein, dass es durch den gesamten Kältekreislauf durchgefördert wird.

Arbeitsmittel. Als Wärmepumpen-Arbeitsmittel in Kompressionswärmepumpen wurden in der Vergangenheit vorwiegend voll- und teilhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW und HFCKW) eingesetzt (Tabelle 8.6). Da Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe maßgeblich zum Abbau der stratosphärischen Ozonschicht beitragen, dürfen heute nur noch Kältemittel zur Anwendung kommen, die kein Ozonabbau Potenzial und ein möglichst geringes Treibhauspotenzial aufweisen.

Tabelle 8.6 Umweltrelevante Eigenschaften von Arbeitsmitteln (u. a. /8-26)

R-Nummer	Name	Formel	Siedetemp. ^a	WGK ^b	ODP ^c	GW ^d
FCKW ^e und FCKW-Gemische (nicht mehr zugelassen)						
R12	Dichlor-Difluor-Methan	CCl ₂ F ₂	-30 °C	2	0,9	8 500
R502	R22/R115 im Verh. 48,8 zu 51,2 % (R155 – Monochlor-Pentafluor-Ethan, C ₂ ClF ₅)		-46 °C	2	0,23	5 590
HFCKW ^f						
R22	Monochlor-Difluor-Methan	CHClF ₂	-41 °C	2	0,05	1 700
HFCKW ^g und HFCKW-Gemische						
R134a	Tetrafluor-Ethan	C ₂ H ₂ F ₄	-26 °C	1 – 2	0	1 300
R407C	R32/R125/R134a im Verh. 23 zu 25 zu 52 %		-44 °C	21	0	1 610
R410A	R32/R125 im Verh. 50 zu 50 % (R32 – Difluor-Methan, CH ₂ F ₂ ; R125 - Pentafluor-ethan, C ₂ HF ₅)		-51 °C	2	0	1 890
Halogen- und chlorfreie Arbeitsmittel (Propan und Propen sind brennbar)						
R290	Propan	C ₃ H ₈	-42 °C	0	0	3
R1270	Propen	C ₃ H ₆	-48 °C	0	0	3
R717	Ammoniak	NH ₃	-33 °C	2	0	0
R744	Kohlenstoffdioxid	CO ₂	-57 °C	0	0	1

Verh. Verhältnis; ^a Siedetemperatur; ^b Wassergefährdungsklasse; ^c stratosphärisches Ozonabbau Potenzial (relativ, R 11 entspricht 1,0); ^d Treibhauspotenzial (relativ, Zeithorizont 100 Jahre, CO₂ entspricht 1,0); ^e vollhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe; ^f teilhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe; ^g Fluor-Kohlenwasserstoffe.

Die eingesetzten Kältemittel werden häufig mit Kürzeln angegeben. Beispielsweise wurden in der Vergangenheit vorwiegend die Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe R12, R22 und R502 in Kompressionswärmepumpen verwendet; der teilhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff R22 wird teilweise noch heute eingesetzt. Diese Nomenklatur nach DIN 8962 bezieht sich auf die chemische Zusammensetzung der Stoffe. Die sich an den Buchstaben „R“, die Abkürzung für Refrigerant (Kältemittel), anschließenden Zahlen oder Buchstaben geben die atomare Zusammensetzung des Kältemittels wieder. Die erste Ziffer bezieht sich dabei auf die Anzahl der Kohlenstoff(C)-Atome vermindert um eins. Die zweite Ziffer benennt die Anzahl der Wasserstoff(H)-Atome erhöht um eins. Die dritte Ziffer beinhaltet die Anzahl der Fluor(F)-Atome. Die übrigen freien Valenzen des Kohlen-

stoffs sind als Chlor(Cl)-Atome anzusetzen. Bei Fluor-Chlor-Methan-Verbindungen (ein Kohlenstoff(C)-Atom) entfällt die erste Ziffer. Angehängte Kleinbuchstaben kennzeichnen Isomere. Beispielsweise wird demnach Tetrafluor-Ethan ($C_2H_2F_4$) als R134a und Difluor-Dichlor-Methan (CF_2Cl_2) als R12 bezeichnet. Die Methodik lässt sich auch auf chlor- und fluorfreie Kohlenwasserstoffe anwenden (z. B. Propan (C_3H_8) wird als R290 bezeichnet). Arbeitsmittel aus grundsätzlich anderen Stoffgruppen werden mit Nummern belegt, die mit sieben beginnen (z. B. Wasser (R718) oder Luft (R729)).

Nach den Bestimmungen der FCKW-Halon-Verbots-Verordnung dürfen in Deutschland seit 1995 keine FCKW (d. h. vollhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe) mehr als Kältemittel in Neuanlagen verwendet werden. R22, ein teilhalogenierter Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff, darf demnach beispielsweise seit dem 1. Januar 2000 nicht mehr in Neuanlagen verwendet werden. Ab dem 1. Januar 2015 dürfen teilhalogenierte Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe auch nicht mehr in bestehenden Anlagen verwendet werden (EU-Richtlinie).

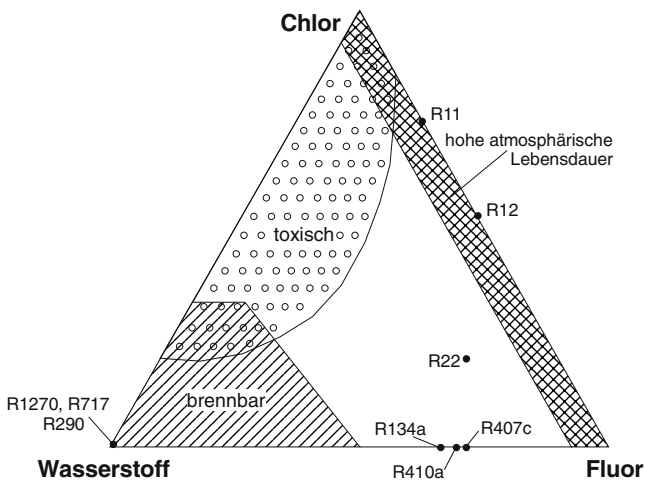


Abb. 8.13 Eigenschaften von Kältemitteln (nach /8-27/)

Aufgrund der vielen Anforderungen, die an Kältemittel gestellt werden, war es aufwändig, geeignete Ersatzstoffe für die bisher eingesetzten Mittel zu finden. Enthalten sie viele Wasserstoffatome, sind sie in der Regel brennbar. Bei hohen Anteilen von Chlor oder Fluor ist mit einer langen Lebensdauer in der Atmosphäre zu rechnen; das stratosphärische Ozonabbaupotenzial ist hoch. Die Einordnung nach diesen Kriterien für derzeit und in der Vergangenheit eingesetzte Kältemittel zeigt Abb. 8.13. Deshalb kommen aus gegenwärtiger Sicht neben halogen- und chlorfreien Arbeitsmitteln (z. B. Propan, Propen, Ammoniak) vor allem die folgenden zwei HFKW-Gemische in Frage.

- R407C als kurzfristiger Ersatz für R22.

- R410A als Ersatz für R22, das in Wärmepumpen aber nur nach entsprechenden Konstruktionsänderungen eingesetzt werden kann.

In neuen Wärmepumpenanlagen werden in Deutschland heute z. T. die Kältemittel Propan (R290) und Propen (R1270) genutzt. Diese Stoffe besitzen weder ein stratosphärisches Ozonabbau- noch ein Treibhauspotenzial und sind mit den bisher verwendeten Werkstoffen und Schmiermitteln gut verträglich. Auch kann die Füllmenge im Vergleich zu dem teilhalogenierten Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff R22 deutlich reduziert werden; beispielsweise liegen die benötigten Mengen bei kleinen Anlagen bis 10 kW nur noch bei etwa 1 kg. Wegen der Brennbarkeit der Kältemittel R290 und R1270 müssen abhängig von der Füllmenge besondere sicherheitstechnische Maßnahmen getroffen werden, die in der Praxis jedoch weitgehend problemlos umsetzbar sind. Für größere Anlagen wird derzeit als Ersatzkältemittel vorwiegend R134a eingesetzt.

8.2.4 Gesamtsysteme

Wärmequellenanlagen (Kapitel 8.2.1 und 8.2.2) und Wärmepumpen (Kapitel 8.2.3) werden in Gesamtsysteme integriert, mit denen die in der Umgebungsluft bzw. im oberflächennahen Erdreich befindliche Wärme zur Bereitstellung der benötigten Nutz- bzw. Endenergie verfügbar gemacht werden kann. Deshalb werden im Folgenden zunächst typische Systemkonfigurationen für charakteristische Anwendungsfälle dargestellt. Anschließend werden Aspekte diskutiert, die derartige Gesamtsysteme betreffen.

Systemkonfigurationen. Als typische Gesamtsystemkonfigurationen werden nachfolgend eine Heizungsanlage mit Abluftwärmerückgewinnung und Abluft-Zuluft Wärmepumpe, mit einer erdgekoppelten Wärmepumpe und mit einer Wärmepumpenanlage zum Heizen und Kühlen dargestellt.

Heizungsanlage mit Abluft-Zuluft Wärmepumpe. Speziell für Häuser mit einem sehr geringen Heizenergiebedarf und kontrollierten Lüftungssystemen wurden in den in den letzten Jahren Abluft-Zuluft Wärmepumpen entwickelt. Sie decken nicht nur die Heizenergienachfrage über die Erwärmung der Zuluft vollständig, sondern können auch den Trinkwarmwasserbedarf zu einem hohen Anteil bereitstellen. Abb. 8.14 zeigt exemplarisch eine solche Wärmepumpeneinheit. Die Zuluft wird nach der Abluftwärmerückgewinnung durch den Kondensator der Wärmepumpe weiter erwärmt; der Verdampfer ist im Abluftstrang nach der Abluftwärmerückgewinnung angeordnet. Um die Vereisung des Verdampfers auf der Fortluftseite zu reduzieren, kann wahlweise ein Erdreichwärmeübertrager zwischen Umgebungsluft und dem Wärmeübertrager für die Abluftwärmerückgewinnung angeordnet werden. Dies bewirkt, dass sich die Abluft im Wärmeübertrager nicht so stark abkühlen kann. Die Ventilatoren sind so angeordnet, dass ihre Abwärme zur Heizung beiträgt (d. h. im Abluftstrang vor dem Wärmeübertrager der Abluftwärmerückgewinnung und im Zuluftstrang nach dem Kondensator). Steht

genug Heizwärme für das Haus zur Verfügung, schaltet die Wärmepumpe auf den Kondensator der Trinkwarmwasserbereitung um. Außerdem kann wahlweise zusätzlich eine thermische Solaranlage für die Trinkwarmwasserbereitung zum Einsatz kommen. Für kalte und bewölkte Winterperioden steht eine Elektroheizpatrone als Backup-System für die Trinkwarmwasserbereitung zur Verfügung. Derartige Wärmepumpensysteme erreichen Jahresarbeitszahlen von bis zu 3,5 /8-34/.

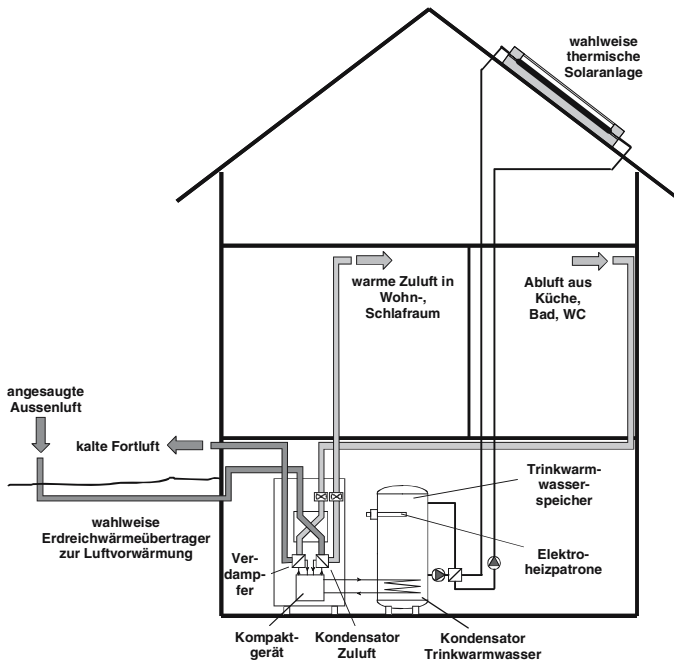


Abb. 8.14 Wärmepumpenheizungsanlage für Passivhäuser mit Abluftwärmepumpe für Luftheizung und Trinkwarmwasserbereitung sowie Erdreichwärmeübertrager zur Luftvorwärmung (nach /8-34/)

Heizungsanlage mit erdgekoppelter Wärmepumpe. Abb. 8.15 zeigt exemplarisch eine Wärmepumpenheizungsanlage mit horizontal verlegtem Erdreichwärmeübertrager. Hier wird durch die Wärmepumpe primär Raumwärme bereitgestellt; eine Trinkwarmwasserbereitung, die ein höheres Temperaturniveau erfordert, kann zwar grundsätzlich ebenfalls über die Wärmepumpe, aber auch mit einem separaten Wärmeerzeuger realisiert werden. Hier speist die Wärmepumpe direkt eine Niedertemperatur-Fußbodenheizung. Aufgrund der Speicherwirkung von Fußbodenheizungen kann dabei ggf. auf einen Pufferspeicher verzichtet werden. Nur bei erhöhten Anforderungen an den Heizungskomfort (z. B. Temperaturausgleich innerhalb eines Gebäudes beispielsweise bei entsprechender Sonneneinstrahlung) oder wenn einzelne Heizkreise weggedrosselt werden sollen, ist der

Einbau eines Pufferspeichers notwendig. Die Regelung der üblicherweise im Ein-Aus-Betrieb betriebenen Wärmepumpe wird dabei – in Abhängigkeit von der geforderten Heizungsvorlauf- und Außentemperatur – durch ein entsprechendes Regelgerät vorgenommen. Aufgrund der großen Speichermasse der beheizten Gebäudelflächen (Estrich, Betonboden) entstehen durch den taktenden Betrieb der Wärmepumpe keine Komforteinbußen.

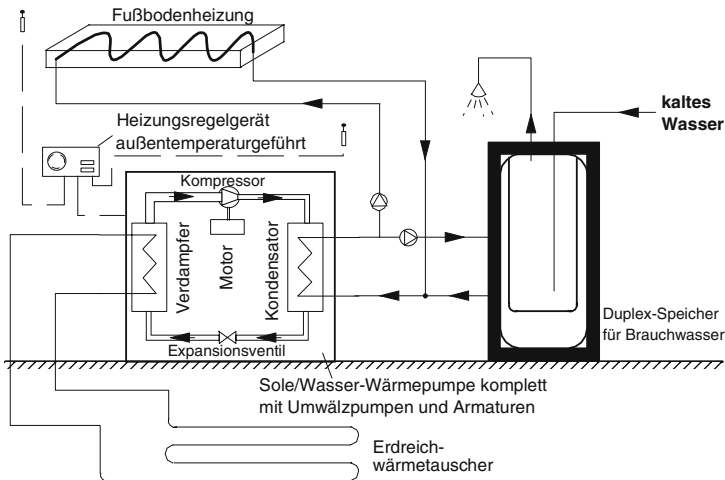


Abb. 8.15 Wärmepumpenheizungsanlage mit Erdreichwärmeübertrager (nach /8-3/)

Wärmepumpenanlagen zum Heizen und Kühlen. Außer zu Heizzwecken können erdgekoppelte Wärmepumpen auch zur Raumkühlung herangezogen werden, da der Wärmepumpenbetrieb grundsätzlich umgekehrt werden kann; hier wird dann Wärme aus dem Gebäude ins Erdreich transportiert. Durch die doppelte Nutzung des kostenintensiven Anlagenteils im Erdreich arbeiten solche Anlagen zur Heizung und Kühlung vergleichsweise kostengünstig. Durch den Wärmeeintrag in das Erdreich kann es bei senkrechten Sonden zu Hohlräumen um das Rohr durch die Wasserdampfdiffusion vom Rohr weg kommen. Dies muss durch eine geeignete Hinterfüllung des Rohres vermieden werden.

Unter den klimatischen Bedingungen Mitteleuropas ist es bei verhältnismäßig kleinem Kühlbedarf auch möglich, Raumkühlung ohne Betrieb der Wärmepumpe als Kälteaggregat zu betreiben (u. a. durch Kühldecken oder Gebläsekonvektoren). Abb. 8.16 zeigt deshalb drei mögliche Betriebsarten erdgekoppelter Wärmepumpen mit direkter Kühlung.

- Im Winter wird über die Wärmepumpe geheizt; dabei entsteht Kälte (bzw. ein Defizit an Wärme) am Wärmepumpenverdampfer. Der Untergrund kühlt sich ab (Heizmodus in Abb. 8.16).
- In der Übergangszeit oder – bei entsprechend ausgelegten Anlagen mit nicht zu großer Kühlleistung – während der ganzen Kühlperiode kann Wärme aus einem

Gebäude entsprechend des natürlichen Temperaturgefälles in den Untergrund eingeleitet werden; das Gebäude wird hierdurch gekühlt (direkte Kühlung; Kühlmodus 1 in Abb. 8.16). Die Temperatur des Wärmeträgermediums kann dabei über die ursprüngliche Temperatur des Erdreichs ansteigen. Dies ist möglich, solange sie niedrig genug ist, um die gewünschte Kühlung des Gebäudes noch sicherzustellen. Eine Entfeuchtung der Zuluft bei direkter Kühlung (Kühlmodus 1) ist meist nicht möglich, da die Taupunkttemperatur von 14 bis 16 °C in einem Luftregister in diesem Fall nur zu Beginn der Kühlperiode sicher unterschritten wird.

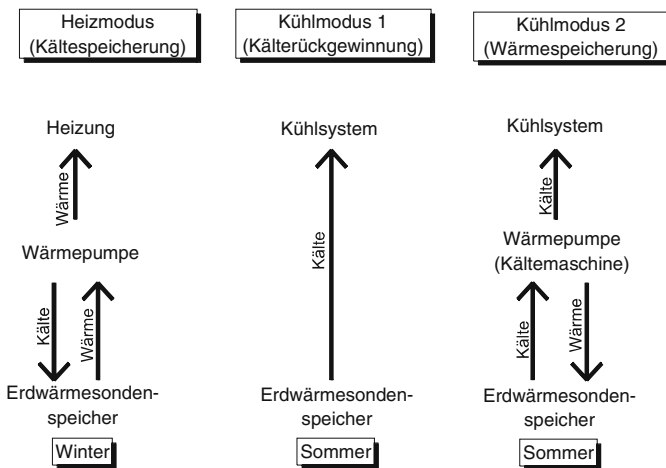


Abb. 8.16 Erdgekoppelte Wärmepumpe mit saisonaler Kältespeicherung /8-29/

- In Kühlmodus 2 (Abb. 8.16) arbeitet die Wärmepumpe als Kältemaschine; Raumluft wird über den Wärmepumpenverdampfer gekühlt, und die entstehende Wärme wird in den Untergrund eingeleitet. Bei dieser Betriebsart kann jede Betriebsbedingung – wie bei einer konventionellen Kühlanlage – erreicht werden (einschließlich Luftentfeuchtung). Von Vorteil ist die Einsparung an Antriebsenergie gegenüber herkömmlichen Kältemaschinen mit Abgabe der Kondensatorwärme an die Umgebungsluft.

Systemaspekte. Nachfolgend werden ausgewählte Gesamtsystemaspekte von Wärmepumpensystemen diskutiert.

Betriebsweise. Bezüglich der Betriebsweise einer Wärmepumpenanlage wird unterschieden zwischen folgenden Varianten.

- Monovalente Betriebsweise. Hier stellt die Wärmepumpe ausschließlich die erforderliche Heizwärme bereit. Zusätzlich kann unterschieden werden in eine Betriebsweise

- ohne Betriebsunterbrechungen (d. h. die Wärmepumpe stellt stets allein die erforderliche Heizwärme bereit),
 - mit Betriebsunterbrechungen (d. h. die Wärmepumpe kann vorübergehend vom Energieversorgungsunternehmen (EVU), das die Endenergie (d. h. elektrische Energie) zum Betrieb der Wärmepumpe liefert, außer Betrieb gesetzt werden; wenn das Wärmeverteilungssystem die erforderliche Wärmespeicherkapazität zur Überbrückung dieser Betriebsunterbrechungen nicht aufweist, muss der Wärmepumpe ein Pufferspeicher nachgeschaltet werden) und
 - mit zusätzlicher elektrischer Widerstandsheizung bei Elektrowärmepumpen zur Abdeckung von Bedarfsspitzen; diese sogenannte monoenergetische Betriebsweise kommt jedoch in Mitteleuropa bei erdgekoppelten Wärmepumpen nicht zum Einsatz.
- Bivalente Betriebsweise. Hier stellt die Wärmepumpe zusammen mit anderen Anlagen die zur Wärmebereitstellung benötigte Wärme bereit. Es wird unterschieden zwischen einer bivalent-alternativen und einer bivalent-parallelen Betriebsweise; zusätzlich kommen noch bivalente Mischformen vor. Die bivalente Betriebsweise hat jedoch für die Nutzung der Wärmequelle Erdreich nur eine sehr geringe Bedeutung; sie kann lediglich bei größeren Anlagen interessant werden.
- Beim bivalent-alternativen Betrieb deckt die Wärmepumpe bis zu einem bestimmten Umschaltzeitpunkt (d. h. bestimmte Außentemperatur) die vollständige Wärmenachfrage; anschließend übernimmt eine alternative Zusatzheizung die gesamte Wärmelieferung (z. B. ein mit Gas befeuerter Heizkessel). Die Wärmepumpenanlage wird dabei nur auf einen bestimmten Prozentsatz der maximalen Wärmenachfrage ausgelegt; die Zusatzheizung muss jedoch 100 % der Wärmenachfrage decken können.
 - Bei der bivalent-parallelen Betriebsweise wird ab einer bestimmten Temperatur die Wärmenachfrage gleichzeitig durch die Wärmepumpe und ein Zusatzheizsystem gedeckt.

Grundsätzlich lassen sich bei Beachtung der Rücklauftemperaturen und bei einem ausreichend großen Wärmespeicher verschiedene weitere Wärmequellen in eine Wärmepumpenanlage einbinden, wie etwa Sonnenkollektoren oder ein offener Kamin.

Erdgekoppelte Wärmepumpen werden in der Regel monovalent betrieben. Dieses ist möglich, da das Erdreich als Wärmequelle nur geringe jahreszeitliche Temperaturschwankungen aufweist und damit im Verlauf des gesamten Jahres verfügbar ist. Der bivalent-alternative Betrieb ist nur bei Anlagen mit nicht angepasstem Heizsystem (Hochtemperatur) sinnvoll. Beim bivalent-parallelen Betrieb wird der Vorlauf der Wärmepumpe in den Heizungsrücklauf eingespeist, wo das Heizungswasser weiter erwärmt wird. Gerade bei größeren Anlagen mit ausgeprägten Nachfragespitzen kann diese Betriebsweise wirtschaftlich sinnvoll sein. Auch bei der Nutzung von Umgebungsluft kann über einen bivalenten Betrieb eine entsprechende Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Anwendungsbereiche. Anwendung finden Wärmepumpensysteme überwiegend im Bereich der Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung. Die Erzeugung von gewerblicher und industrieller Prozesswärme – auch im Niedertemperaturbereich – hat bisher nur eine untergeordnete Bedeutung /8-1/.

- Raumwärme. Zur Raumheizung kommen nahezu ausschließlich elektromotorische Wärmepumpen zur Anwendung. Kompressionswärmepumpen mit verbrennungsmotorischem Antrieb sowie Absorptionswärmepumpen haben hier bisher eine vergleichsweise geringe Verbreitung gefunden. Als Wärmequelle können sowohl Umgebungsluft als auch das Erdreich (einschließlich Grundwasser) und ggf. Oberflächenwasser genutzt werden. Zur Erreichung von hohen Jahresarbeitszahlen ist dabei eine möglichst kleine Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizungsvorlauf anzustreben. Die in Abb. 8.17 dargestellte Abhängigkeit der Leistungszahl von der Vorlauftemperatur des Heizungssystems bzw. der Wärmequellentemperatur macht deutlich, dass sich Wärmepumpenanlagen bevorzugt für Niedertemperaturheizungen eignen. Ältere Heizungssysteme mit Vorlauftemperaturen von bis zu 70 °C sind deshalb aufgrund der daraus resultierenden niedrigen Jahresarbeitszahlen im Vergleich zu Niedertemperatursystemen für den Einsatz von Wärmepumpenanlagen unwirtschaftlich. Als Ersatz von bzw. Alternative zu Einzelöfen (z. B. Nachtspeicher- oder Kohleöfen) können auch Einzelraum-Wärmepumpen mit Umgebungsluft als Wärmequelle eingesetzt werden. Diese kompakten Geräte (Bautiefe um 20 cm) werden direkt an die Wand des zu beheizenden Raumes montiert.
- Trinkwarmwasser. Wärmepumpen zur Trinkwarmwasserbereitung werden als Kompaktgeräte angeboten und setzen als Wärmequelle i. Allg. Umgebungsluft ein. Die Aufstellung erfolgt meist in Kellerräumen, aus denen teilweise auch die Luft entnommen wird. Günstiger ist es jedoch, auch für Trinkwarmwasserwärmepumpen Erdreich oder Umgebungsluft als Wärmequelle heranzuziehen. Bei Lufttemperaturen unter 7 °C geht die Wärmepumpe außer Betrieb und die im Trinkwarmwasserspeicher vorzusehende Elektroheizung übernimmt die Wassererwärmung. Dadurch kann auch bei hoher Nachfrage genügend Trinkwarmwasser bereitgestellt werden. Zusätzlich können kurzfristig – zur Vermeidung von Legionellenbildung – auch höhere Wassertemperaturen erzeugt werden.
- Raumwärme und Trinkwarmwasser. Eine gemeinsame Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung über die Heizungswärmepumpe mit einem Wärmeübertrager ist aufgrund des i. Allg. höheren Temperaturniveaus des Trinkwarmwassers und den daraus resultierenden niedrigeren Arbeitszahlen für das Gesamtsystem nicht sinnvoll. Zweckmäßig ist daher eine Trennung von Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung. Dazu kann die Trinkwarmwasserbereitung mit einer eigenen Wärmepumpe bzw. einem elektrisch direkt beheizten Trinkwarmwasserspeicher erfolgen. Eine kostengünstigere Möglichkeit stellt allerdings die alternative Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung über die Heizungs-Wärmepumpe dar. Hier wird neben dem Wärmeübertrager für die Heizungsanlage ein zweiter Wärmeübertrager für die Trinkwarmwasser-

bereitung im Kondensatorteil der Wärmepumpe angebracht. Wird die erzeugte Wärme in den Heizungskreis abgegeben, ist eine geringere Kondensatortemperatur als bei einer Abgabe an den Trinkwarmwasserkreis notwendig. Die Wärmepumpe kann also unter den jeweils optimalen Bedingungen mit möglichst hoher Arbeitszahl betrieben werden. Eine weitere Möglichkeit zur kombinierten Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung stellt die Nutzung der bei hohen Temperaturen nach dem Kompressor bis zur Kondensation in der Enthitzung des Kältemittels bis zur Kondensation frei werdenden Wärme in einem eigenen Wärmeübertrager zur Trinkwarmwassererwärmung dar. Die eigentliche Kondensation dient zur Heizwassererwärmung.

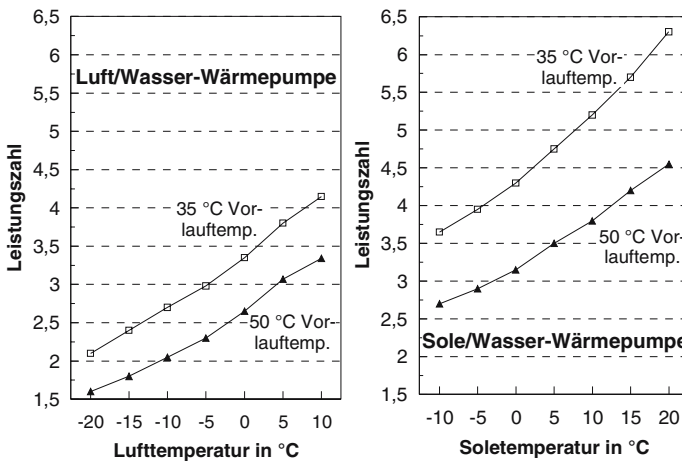


Abb. 8.17 Einfluss des Wärmequellen-Temperaturniveaus und der Heizungsvorlauftemperatur auf die Wärmepumpen-Leistungszahl (Sole mit 25 % Frostschutzmittel; nach /8-1/)

- Weitere Nutzungsmöglichkeiten. Neben der Raumheizung und Trinkwarmwassererwärmung können Wärmepumpenanlagen auch zur Raumkühlung herangezogen werden, da der Wärmepumpenbetrieb grundsätzlich umkehrbar ist. In Ländern, in denen Raumkühlung auch in Wohngebäuden zum Standard zählt (z. B. Nordamerika, Japan), haben solche Anlagen eine weite Verbreitung erfahren; die „Wärmepumpe“ arbeitet dort oft primär als Kältemaschine zur Raumkühlung und nur sekundär als eigentliche Wärmepumpe zur Raumbeheizung. Unter den klimatischen Bedingungen Mitteleuropas ist es bei verhältnismäßig kleinem Kühlbedarf auch möglich, Raumkühlung ohne Betrieb der Wärmepumpe als Kälteaggregat zu betreiben. Das Wärmeträgermedium aus Erdwärmesonden kann für eine einfache Kühlung mit Kühldecken oder Gebläsekonvektoren ausreichende Temperaturen von etwa 8 bis 16 °C und das Grundwasser von 9 bis 10 °C liefern.

Kenngrößen und Kennlinien. Die Güte von Wärmepumpenanlagen kann u. a. mit der Leistungszahl, der Arbeitszahl und der Heizzahl beschreiben werden (Kapitel 8.1). Nachfolgend werden heute erreichbare Größenordnungen diskutiert.

- Leistungszahl. Die vom Hersteller angegebenen Leistungszahlen beziehen sich immer auf bestimmte Betriebsbedingungen (Wärmequellen- und -senkentemperatur). Unter optimalen Bedingungen können dabei derzeit etwa 40 bis 65 % der durch einen verlustfreien Carnot-Prozess gegebenen Leistungszahlen erreicht werden /8-4/; dies lässt noch ein gewisses energetisches Entwicklungspotenzial des derzeitigen technischen Standes vermuten. Abb. 8.18 zeigt exemplarisch für die Nutzung der Wärmequelle Erdreich (Solekreislauf, keine Direktverdampfung) und Grundwasser Mittelwerte von heute erreichbaren und zukünftig zu erwartenden Leistungszahlen exemplarisch für eine Wärmenutzungsanlage mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 35 °C.

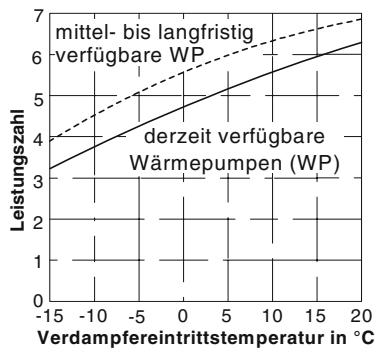


Abb. 8.18 Leistungszahlen erdgekoppelter Elektrowärmepumpen (Vorlauftemperatur der Heizungsanlage 35 °C; Verdampfeintrittstemperatur ca. -10 bis +10 °C bei Sole und ca. +5 bis +15 °C bei Wasser; nach /8-28/)

- Arbeitszahl. Bei Grundwasserwärmepumpen liegen die Jahresarbeitszahlen von Neuanlagen im Bereich von etwa 4,0 bis ggf. etwas über 4,5. Bei der Nutzung von Erdreich als Wärmequelle lassen sich derzeit Jahresarbeitszahlen von etwa 3,8 bis 4,3 erreichen /8-2/, /8-32/; bei Direktverdampfung liegt die Arbeitszahl der Anlage meist rund 10 bis 15 % höher. Maßgeblich für hohe Arbeitszahlen der Wärmepumpenanlagen sind dabei eine ausreichende Dimensionierung und eine möglichst niedrige Vorlauftemperatur der Wärmenutzungsanlagen (bei Fußbodenheizung z. B. 35 °C).
- Heizzahl. Je nach zugrunde gelegter Stromerzeugungstechnik und Arbeitszahl der Wärmepumpenanlage liegen derzeit erreichbare Heizzahlen zwischen 1,1 und 1,8.

Die Abhängigkeit der Leistungszahl von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und -senke stellt dabei eine wesentliche Charakteristik von Wärmepumpenanlagen dar. Abb. 8.19 zeigt dazu die im praktischen Betrieb derzeit er-

reichbaren Kennlinienverläufe von Wärmepumpen, die der Umgebungsluft bzw. dem oberflächennahen Erdreich die Energie entziehen.

Demnach erreicht z. B. eine Luft-gekoppelte Wärmepumpe bei einer Jahresmitteltemperatur der Wärmequelle von 0 °C derzeit eine Leistungszahl von etwa 3. Demgegenüber kann eine Erdreich-gekoppelte Wärmepumpe unter gleichen Bedingungen eine Leistungszahl von rund 4,5 erreichen. Dies ist mit ein Grund, dass die letzten Jahren immer mehr Wärmepumpenanlagen zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme installiert wurden und die Bedeutung der Luft-gekoppelten Systeme sukzessive zurück geht.

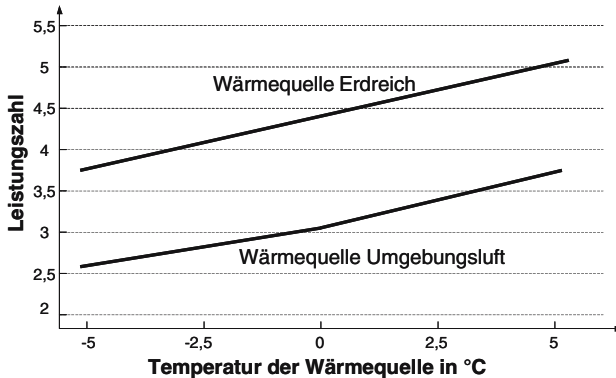


Abb. 8.19 Leistungszahlen von Wärmepumpen für Niedertemperaturheizungssysteme, die der Umgebungsluft und dem oberflächennahen Erdreich Wärme entziehen (nach /8-30/)

Wärmeregime im oberflächennahen Erdreich. Künstlicher Entzug und/oder Einleitung von Wärme in den oberflächennahen Untergrund führt zu einer Störung des Wärmeregimes im Erdreich; durch Wärmetransport muss deshalb das Wärmedefizit bzw. der Wärmeüberschuss wieder ausgeglichen werden. Während dies bei Anlagen mit näherungsweise ausgeglichener Energiebilanz im Untergrund (z. B. Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen) letztlich weitgehend durch die Anlage selbst gewährleistet wird, ist es bei erdgekoppelten Wärmepumpenanlagen mit einem ausschließlichen Wärmeentzug aus dem oberflächennahen Erdreich nicht der Fall. Hier muss das Wärmedefizit durch den natürlichen Wärmefluss aus der Umgebung (d. h. im Wesentlichen aus Sonnenenergie und der geothermischen Energie des tiefen Untergrunds) ausgeglichen werden.

Aus Messungen an einer Anlage und durch Extrapolationen mit numerischer Simulation wird deutlich, dass erdgekoppelte Wärmepumpen auch bei einem ausschließlichen Wärmeentzug (d. h. nur Heizbetrieb) auf Dauer betrieben werden können. Die entzogene Wärme wird durch den Wärmefluss aus der Umgebung wieder ausgeglichen (Abb. 8.20).

Insgesamt zeigt dies, dass mit Erdwärmesonden eine dauerhafte Wärmelieferung erreicht werden kann, wenn sie korrekt ausgelegt wird (z. B. nach VDI 4640). Besonders bei einer Vielzahl von Anlagen auf begrenzter Fläche ist aber auch auf

ausreichende Sondenlänge und im Extremfall künstliche Wärmezufuhr im Sommer zu achten.

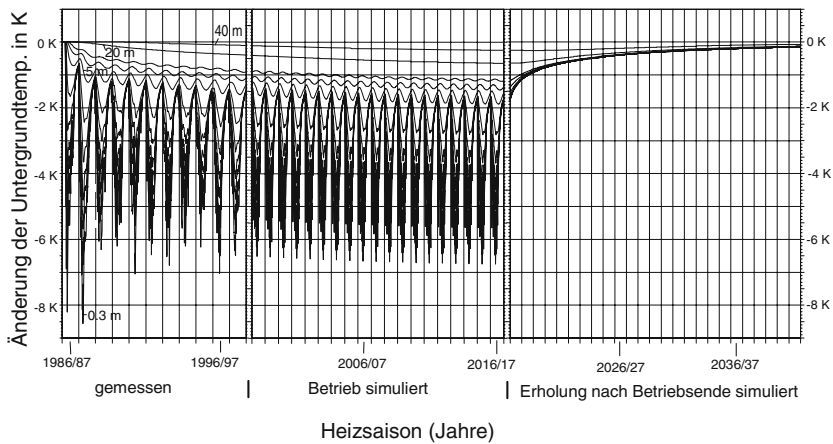


Abb. 8.20 Gemessene und simulierte Änderungen der Untergrundtemperatur (Abkühlung gegenüber der ungestörten Temperatur) in 50 m Tiefe in unterschiedlichen Entfernungen von der Erdwärmesonde für 30 Betriebsjahre und 25 Ruhejahre nach Betriebsende /8-28/

8.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Im Folgenden werden für ausgewählte Wärmepumpensysteme, deren technische Kenndaten das derzeitige Marktspektrum wiedergeben, die Kosten und ausgewählte Umwelteffekte analysiert.

8.3.1 Referenzanlagen

Wärmepumpen zur Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung werden in Deutschland hauptsächlich als monovalente elektromotorisch betriebene Kompressionswärmepumpen ausgeführt. Die folgenden Untersuchungen werden deshalb für solche Systeme durchgeführt, mit denen verschiedene Versorgungsaufgaben (drei unterschiedlich gedämmte Einfamilienhäuser (EFH) und ein Mehrfamilienhaus (MFH); vgl. Kapitel 1.3) mit einer jeweils unterschiedlichen Wärmenachfrage (Tabelle 8.7) gedeckt werden können. Dazu werden hier Systemkonfigurationen von Wärmepumpenanlagen mit Direktverdampfung, Solekreislauf mit horizontalem bzw. vertikalem Wärmeübertrager und Wärmepumpenanlagen mit Grundwasseranbindung definiert (Tabelle 8.7). Die Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung erfolgt bei den Wärmepumpensystemen über das selbe Wärmepumpenaggregat in Vorrangschaltung für das Trinkwarmwasser. Als Arbeitsmittel findet bei

allen Systemen R407C Verwendung. Immer wird die Wärmepumpe im Keller des zu versorgenden Gebäudes aufgestellt. Die erreichbaren Jahresarbeitszahlen werden dabei durch die Wärmepumpentechnik bzw. die Eigenschaften der Wärmequelle sowie durch den Anteil der Trinkwarmwasserbereitung an der gesamten Wärmenachfrage bestimmt. Aufgrund des höheren Temperaturniveaus ist die Trinkwarmwassererzeugung durch geringere Arbeitszahlen als die Raumwärmebereitung gekennzeichnet. Bei der Bestimmung der Jahresarbeitszahl mitberücksichtigt werden der Verbrauch an Hilfsenergie für u. a. Regelung oder Sole- bzw. Grundwasserpumpe.

Tabelle 8.7 Referenz-Konfigurationen der untersuchten Wärmepumpenanlagen

System		EFH-I ^a	EFH-II ^b	EFH-III ^c	MFH ^d
Raumwärmenachfrage	in GJ/a	22	45	108	432
Trinkwarmwassernachfrage	in GJ/a	10,7	10,7	10,7	64,1
Heizleistung	in kW	5	8	18	60
Wärmequelle					
Umgebungsluft (ohne Luftvorwärmung) (UO)		X	X		
Umgebungsluft (mit Luftvorwärmung) (UM)		X	X		
Erdwärmekollektor mit Solekreislauf (EK)		X	X	X	
Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (ED)		X	X	X	
Erdsonde mit Solekreislauf (ES)			X	X	X
Grundwasser (GW)			X	X	X

^a Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^b Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^c Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^d Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

Die im Folgenden unterstellten Jahresarbeitszahlen steigen dabei für die schlechter gedämmten Einfamilienhäuser an, da der relative Anteil der Trinkwarmwasserbereitung gegenüber der Heizung absinkt. Die Trinkwarmwasserbereitung benötigt dabei ein höheres Temperaturniveau als die Heizung. Dies bewirkt eine geringere Leistungszahl der Wärmepumpe.

- Umgebungsluft ohne/mit Vorwärmung (UO/UM). Bei den Systemen ohne Vorwärmung wird die Luft über gedämmte verzinkte Stahlblechkanäle der Wärmepumpe zu- bzw. von dieser abgeführt. Demgegenüber erfolgt bei dem System UM die Vorwärmung der Umgebungsluft über einen sogenannten Luftbrunnen; darunter ist hier eine ca. 60 m lange Betonröhre mit einem Durchmesser von 25 cm zu verstehen, die in einer Tiefe von 1,5 m im Erdreich verlegt ist. Die Jahresarbeitszahlen für die betrachteten Referenzanlagen werden für die Systeme ohne Luftvorwärmung (UO) mit 2,17 (EFH-I) bzw. 2,37 (EFH-II) und für Systeme mit Vorwärmung (UM) mit 2,40 (EFH-I) bzw. 2,65 (EFH-II) unterstellt.
- Erdwärmekollektor mit Solekreislauf (EK). Als Kollektor werden HDPE-Rohre in 1,2 m Tiefe verlegt. Das Wärmeträgermedium besteht – wie bei allen untersuchten Systemen mit Solekreislauf (Erdwärmekollektor und -sonde) – zu 30 % aus Propylenglykol und zu 70 % aus Wasser. Aufgrund des relativ hohen Flä-

chenbedarfs kommen Erdwärmekollektoren nur bei vergleichsweise geringen Leistungen (i. Allg. kleiner 20 kW) zum Einsatz. Deshalb können nur die Systeme EFH-I, -II und -III mittels Erdwärmekollektoren als Wärmequellenanlage betrieben werden. Für das Gesamtsystem aus Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung lassen sich dabei Jahresarbeitszahlen von 3,43 (EFH-I), 3,65 (EFH-II) bzw. 3,85 (EFH-III) erreichen.

- Erdwärmekollektor mit Direktverdampfung (ED). Bei den unterstellten Systemen mit Direktverdampfung werden Kupferrohre mit einem Kunststoffschutzmantel in 1,2 m Tiefe auf einer Sandschicht verlegt. Aufgrund des ähnlich großen Flächenbedarfs werden hier Wärmepumpenanlagen für die Versorgungsaufgabe EFH-I, -II und -III untersucht. Das Arbeitsmittel R407a dient direkt als Wärmetransportmedium vom Kollektor zur Wärmepumpe. Die Jahresarbeitszahlen dieser Systeme liegen bei 3,76 (EFH-I), 4,00 (EFH-II) bzw. 4,20 (EFH-III).
- Erdwärmesonde mit Solekreislauf (ES). Bei einer unterstellten Wärmeentzugsleistung von 50 W pro m Erdwärmesonde folgen für die untersuchten Systeme Erdwärmesondenlängen von 2 x 60 m (EFH-II), 3 x 90 m (EFH-III) sowie 12 x 75 m (MFH). Die HDPE-Sonden werden dabei als Doppel-U-Rohre ausgeführt und in Bohrungen eingebracht, die anschließend mit einer Suspension aus Bentonit, Zement und Wasser verfüllt werden. Die Jahresarbeitszahlen für die Bauchwarmwasser- und Raumwärmebereitung liegen bei 3,59 (EFH-II), 3,77 (EFH-III) bzw. 3,73 (MFH).
- Grundwasserbrunnen (GW). Für die Systeme EFH-II und -III bzw. MFH werden jeweils 20 m tiefe Förder- und Injektionsbohrungen abgeteuft. Der Ausbau der Bohrungen erfolgt entsprechend. Das geförderte Grundwasser, das als Wärmeträger dient, wird nach dem Wärmeentzug durch die Wärmepumpe über die Injektionsbohrung ins Erdreich zurückgeführt. Die Jahresarbeitszahlen liegen bei 3,95 (EFH-II), 4,20 (EFH-III) bzw. 4,15 (MFH).

8.3.2 Ökonomische Analyse

Zur Abschätzung der mit einer Bereitstellung von Niedertemperaturwärme durch Wärmepumpensysteme verbundenen monetären Aufwendungen werden nachfolgend die Investitions- und Betriebskosten sowie die spezifischen Wärmegeheimkosten für die in Tabelle 8.7 definierten Referenzanlagen dargestellt. Aufgrund der spezifischen geologischen Gegebenheiten vor Ort (u. a. Bodenbeschaffenheit, Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes, Abstand des Grundwasserleiters von der Geländeoberkante) kann es dabei zu deutlichen Unterschieden in der Auslegung der Wärmequellenanlage und damit in der Kostenstruktur des Gesamtsystems kommen. Zusätzlich zeigen die Kosten für elektrische Energie und Anschluss der Wärmepumpe an das Stromnetz eine, vom jeweiligen EVU abhängige, breite Streuung. Die nachfolgend diskutierten Kosten können daher nur Größenordnungen bzw. durchschnittliche Anhaltswerte darstellen. In Einzelfällen und

in Abhängigkeit der lokalen Rand- und Rahmenbedingungen sind deshalb durchaus günstigere, aber auch ungünstigere Wärmegestehungskosten möglich.

Investitionen. Die Höhe der spezifischen Investitionen für Wärmepumpensysteme werden im Wesentlichen von der eingesetzten Technik sowie der Systemgröße bestimmt. Generell sinken mit zunehmender Anlagengröße die spezifischen Kosten. Dies trifft vor allem für das Wärmepumpenaggregat inklusive der Trinkwarmwasserbereitung zu. Demgegenüber zeigen die Wärmequellenanlagen mit Ausnahme einer Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle eine geringe Kostendegression. So liegen etwa die spezifischen Investitionskosten der betrachteten Sole/Wasser- und Wasser/Wasser-Wärmepumpen zwischen 220 und 1 000 €/kW. Die Aufwendungen für Wärmepumpen von Direktverdampfungssystemen liegen etwas darunter. Für die Wärmequellenanlagen sind für Systeme mit Erdwärmesonden zwischen 540 und 600 €/kW, für Systeme mit Grundwassernutzung zwischen 240 und 600 €/kW und für Erdwärmekollektoren mit Sole oder Direktverdampfung zwischen 240 und 300 €/kW aufzuwenden. Werden bei der Grundwassernutzung anstelle der unterstellten Bohrbrunnen Schlagbrunnen eingesetzt, lassen sich speziell bei kleineren Anlagen die Kosten merklich reduzieren. Für Schlagbrunnen liegen die Investitionskosten für die gesamte Wärmequellenanlage der untersuchten Systeme bei rund 3 000 € bei einer 8 kW-Anlage, bei ca. 4 000 € bei einer 18 kW-Anlage bzw. bei 13 000 € bei einer 60 kW-Anlage (Tabelle 8.8 und 8.9).

Die spezifischen Investitionskosten von Umgebungsluft-Wärmepumpensysteme liegen mit 1 500 bis 2 400 €/kW über den Gesamtkosten der vergleichbaren erdgekoppelten Systeme.

Neben den Investitionskosten für die Wärmequellenanlage und die Wärmepumpe fallen noch Kosten für die Trinkwarmwasserbereitung und den Wärmespeicher an (Tabelle 8.8 und 8.9). Hinzu kommen Kosten für Montage und Installation, die anteiligen Aufwendungen für den Aufstellungsort im Keller der versorgten Gebäude sowie die Kosten, die sich aus der hydrologischen Einreichung bzw. Anzeige der das Grundwasser bzw. das Erdreich nutzenden Wärmepumpen-Anlage bei der zuständigen Behörde ergeben. Mit zunehmender Systemgröße verschiebt sich dabei der Hauptanteil der Kosten von der Wärmepumpe hin zur Wärmequellenanlage. Während z. B. bei den betrachteten Referenzanlagen des Systems EFH-I zwischen 51 und 68 % der Gesamtkosten für die Wärmepumpe zu veranschlagen sind, liegt dieser Anteil beim System MFH zwischen 26 und 29 %.

Betriebskosten. Die Betriebskosten beinhalten u. a. die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Wärmepumpenanlage (z. B. Wechsel des Wärmeträgermediums; Austausch von Dichtungen). Tabelle 8.8 und 8.9 zeigen die Aufstellung dieser Kosten für die in Tabelle 8.7 definierten Referenzanlagen. In Abhängigkeit von der Anlagengröße bewegen sich die Betriebskosten demnach zwischen rund 166 und 865 €/a. Nicht enthalten sind darin die Kosten für die elektrische Energie zum Antrieb der Wärmepumpenkompressoren sowie u. a. für Sole-

umwälzpumpe, Grundwasserförderung, Außenluftventilator oder Regelung. Diese sind in Tabelle 8.8 und 8.9 gesondert aufgeführt.

Die geringsten variablen Kosten weisen die erdreichgekoppelten Wärmepumpenanlagen auf. Die Umgebungsluft-Wärmepumpenanlagen zeigen dabei aufgrund ihrer geringeren Arbeitszahl höhere Energie- bzw. Stromkosten. Bei Grundwasser-gekoppelten Wärmepumpenanlagen sind die Betriebskosten (ohne Strom), die auch aus der Wärmequellenanlage resultieren, deutlich höher als bei den Erdreich-gekoppelten Wärmepumpen.

Tabelle 8.8 Investitions- und Betriebskosten sowie Wärmegestehungskosten von Wärmepumpenanlagen zur Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung für die Referenz-Konfigurationen EFH-I und EFH-II (Tabelle 8.7)

System	EFH-I ^m				EFH-II ⁿ					
	UO ^a	UM ^b	EK ^c	ED ^d	UO ^a	UM ^b	EK ^c	ED ^d	ES ^e	GW ^f
Wärmequelle	2,17	2,40	3,43	3,76	2,37	2,65	3,65	4,00	3,59	3,95
Jahresarbeitszahl ^g	2,17	2,40	3,43	3,76	2,37	2,65	3,65	4,00	3,59	3,95
Investitionen										
Wärmequelle in €	0	2 725	1 514	1 514	0	3 028	2 267	2 267	4 845	4 784
Wär.pumpe in €	6 662	6 056	4 966	4 542	8 660	7 500	6 056	5 450	6 056	5 753
Warmwasser ^h in €	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671	1 671
Sonstiges ⁱ in €	1 514	1 514	1 575	1 696	1 514	1 514	1 514	1 635	2 120	3 149
Summe in €	9 847	11 966	9 726	9 423	11 845	13 713	11 508	11 023	14 692	15 357
Betriebskost. ^j in €/a	197	212	172	166	237	243	196	187	221	307
Stromkosten ^k in €/a	450	404	287	263	684	608	445	407	452	412
Wärmegest.kosten ^l										
in €/GJ	47,6	50,3	40,5	38,7	36,1	36,3	29,8	28,2	35,0	37,5
in €/kWh	0,171	0,181	0,146	0,139	0,130	0,131	0,107	0,101	0,126	0,135

^a Umgebungsluft-Wärmepumpe ohne Luftvorwärmung; ^b Umgebungsluft-Wärmepumpe mit Luftvorwärmung; ^c Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole; ^d Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung; ^e Wärmepumpe mit Erdwärmesonde; ^f Wärmepumpe mit Grundwasser; ^g für Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung; ^h Trinkwarmwasserspeicher und Anbindung an die Wärmepumpe; ⁱ u. a. Kosten für Heizraum, hydrologische Einreichung bzw. Anzeige nach Wasserrechtsgesetz sowie Montage und Installation; ^j ohne Kosten der elektrischen Energie für u. a. Antrieb des Wärmepumpenkompressors, Regelung, Soleumwälzpumpe etc.; ^k Kosten der elektrischen Energie u. a. für den Antrieb des Wärmepumpenkompressors; ^l annuitätische Rechnung bei einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibung über die technische Anlagenlebensdauer (Wärmequellenanlagen 20 Jahre, Wärmepumpen, Trinkwarmwasserbereitung und Pufferspeicher 15 Jahre sowie für bauliche Einrichtungen 50 Jahre); ^m Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ⁿ Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; zur Definition von EFH-I und EFH-II vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

Wärmegestehungskosten. Ausgehend von einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibung über die technische Lebensdauer können – auf der Basis einer annuitätischen Betrachtung (vgl. Kapitel 1) – für die untersuchten Referenzanlagen aus Tabelle 8.7 die ebenfalls in Tabelle 8.8 und 8.9 dargestellten Wärmegestehungskosten berechnet werden. Für die Wärmequellenanlagen werden dabei 20 Jahre, für die Wärmepumpe, die Trinkwarmwasserbereitung und den Wärmespeicher 15 Jahre sowie für die baulichen Einrichtungen 50 Jahre als technische Anlagenlebensdauer unterstellt.

In Abhängigkeit von der Anlagengröße und Jahresarbeitszahl (Tabelle 8.8 und 8.9) liegen die Wärmegestehungskosten – je nach installierter Leistung – zwischen

16,3 und 50,3 €/GJ. Systeme zur Nutzung der Umgebungsluft zeigen dabei die höchsten, Systeme mit Erdwärmesonden als Wärmequelle mittlere und Systeme mit Erdwärmekollektoren und Direktverdampfung die niedrigsten Wärmegestehungskosten. Dies wird auch in Abb. 8.21 deutlich, die einen Vergleich der Wärmegestehungskosten der untersuchten Varianten nach Tabelle 8.8 und 8.9 zeigt.

Tabelle 8.9 Investitions- und Betriebskosten sowie Wärmegestehungskosten von Wärmepumpenanlagen zur Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung für die Referenz-Konfigurationen EFH-III und MFH (Tabelle 8.7)

System	EFH-III ^k				MFH ^l	
	EK ^a	ED ^b	ES ^c	GW ^d	ES ^c	GW ^d
Wärmequelle						
Jahresarbeitszahl ^e	3,85	4,20	3,77	4,20	3,73	4,15
Investitionen						
Wärmequelle in €	4 239	4 239	10 295	5 027	35 126	14 535
Wärmepumpe in €	9 266	9 266	9 266	9 266	17 442	17 442
Warmwasser ^f in €	1 671	1 671	1 671	1 671	3 634	3 634
Sonstiges ^g in €	2 846	2 846	3 452	4 179	7 328	7 631
Summe in €	18 022	18 022	24 684	20 143	63 530	43 242
Betriebskosten ^h in €/a	297	297	339	403	744	865
Stromkosten ⁱ in €/a	874	801	891	802	3 807	3 438
Wärmegestehungskosten ^j						
in €/GJ	22,9	22,3	28,1	25,1	19,9	16,3
in €/kWh	0,082	0,080	0,101	0,090	0,072	0,059

^a Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole; ^b Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung; ^c Wärmepumpe mit Erdwärmesonde; ^d Wärmepumpe mit Grundwasser; ^e für Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung; ^f Trinkwarmwasserspeicher und Anbindung an die Wärmepumpe; ^g u. a. Kosten für Heizraum, hydrologische Einreichung bzw. Anzeige nach Wasserrechtsgesetz sowie Montage und Installation; ^h ohne Kosten der elektrischen Energie für u. a. Antrieb des Wärmepumpenkompressors, Regelung, Soleumwälzpumpe, etc.; ⁱ Kosten der elektrischen Energie u. a. für den Antrieb des Wärmepumpenkompressors; ^j annuitätische Rechnung bei einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibung über die technische Anlagenlebensdauer (Wärmequellenanlagen 20 Jahre, für Wärmepumpen, Trinkwarmwasserbereitung und Pufferspeicher 15 Jahre sowie für bauliche Einrichtungen 50 Jahre); ^k Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^l Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

Nach Abb. 8.21 nehmen damit die Wärmegestehungskosten mit zunehmender Wärmenachfrage signifikant ab. Auch zeigen die Luft-gekoppelten Systeme immer vergleichsweise höhere und die Systeme mit einem Erdwärmekollektor in allen untersuchten Fällen vergleichsweise geringere Wärmegestehungskosten.

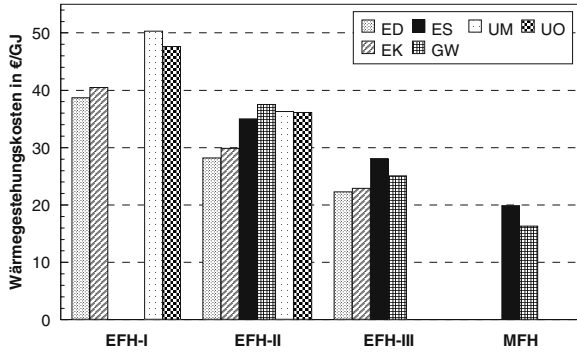


Abb. 8.21 Vergleich der Wärmegestehungskosten (vgl. Tabelle 8.8 und 8.9; UO Umgebungsluft-Wärmepumpe ohne Luftvorwärmung; UM Umgebungsluft-Wärmepumpe mit Luftvorwärmung; EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole; ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung; ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde; GW Wärmepumpe mit Grundwasser; EFH-I Einfamilienhaus I; EFH-II Einfamilienhaus II; EFH-III Einfamilienhaus III; MFH Mehrfamilienhaus; vgl. Tabelle 8.7)

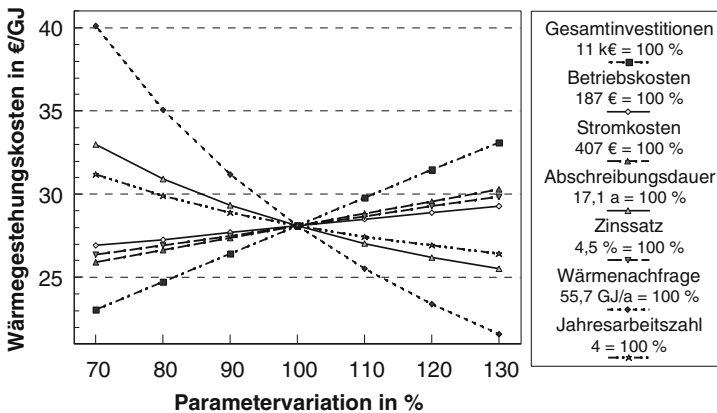


Abb. 8.22 Parametervariation der wesentlichen Einflussgrößen auf die spezifischen Wärmegestehungskosten am Beispiel einer 8 kW-Wärmepumpenanlage mit horizontalem Erdreichwärmeübertrager und Direktverdampfung (ED) (Referenzanlage EFH-II; Abschreibungsdauer von 17,1 Jahren entspricht dem gewichteten Mittel aller Anlagenkomponenten; vgl. Tabelle 8.8 und 8.9)

Um den Einfluss verschiedener Größen auf die Gestehungskosten besser abschätzen und bewerten zu können, zeigt Abb. 8.22 eine Variation der wesentlichen sensitiven Parameter einer 8 kW-Wärmepumpenanlage mit Erdwärmekollektor und Direktverdampfung (ED). Demnach zeigen die Investitionen sowie die nachgefragte Wärmemenge (entspricht den Vollastbenutzungsstunden) den größten Einfluss auf die Wärmekosten. Dabei wird unterstellt, dass sich die Leistung und

damit die Kosten der Wärmequellenanlage durch die Variation der Wärmeabgabe nicht verändern. Die Länge der Abschreibungsdauer beeinflusst ebenfalls – wie auch die vom System erreichte Jahresarbeitszahl – die Gesteungskosten für die Wärme erheblich. Einen geringeren Einfluss auf die Wärmegesteungskosten haben hingegen die Strom- und Betriebskosten sowie der zugrunde gelegte Zinssatz.

8.3.3 Ökologische Analyse

Für die bisher betrachteten Anlagen zur Nutzung der Umgebungsluft bzw. der oberflächennahen Erdwärme (Tabelle 8.7) wird im Folgenden eine Bilanzierung ausgewählter Umweltkenngößen im Verlauf des gesamten Lebensweges durchgeführt. Anschließend werden weitere mit einer Energiebereitstellung aus derartigen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert.

8.3.3.1 Lebenszyklusanalyse

Im Folgenden werden die bisher betrachteten Anlagen (Tabelle 8.7) für eine Bilanzierung der spezifischen kumulierten Energieströme und Stofffreisetzungen im Verlauf der gesamten Anlagenlebensdauer einschließlich aller vorgelagerten Prozesse – und damit bestimmt im Rahmen einer Lebenswegbetrachtung (Kapitel 1) – herangezogen. Bezugsgröße ist dabei 1 TJ bereitgestellte Wärme am Ausgang des Trinkwarmwasserspeichers bzw. an der Schnittstelle zum Wärmeverteilnetz der Gebäude.

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden dabei als Maß für den Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt die CO₂-Äquivalent-Emissionen, für Emissionen mit versauernder Wirkung die SO₂-Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt human- und ökotoxikologischer Auswirkungen die Emissionen an SO₂ und NO_x berechnet. Aufgrund der Vielzahl möglicher Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung von Wärmepumpenanlagen (u. a. geologische Bedingungen am potenziellen Standort) sind die hierbei untersuchten Referenzanlagen (Tabelle 8.7) nur als Beispiele einer Nutzung von Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme zu sehen.

Tabelle 8.10 zeigt die Ergebnisse der Bilanzierung für eine Wärmebereitstellung zur Trinkwarmwasser- und Raumwärmebereitung für die in Tabelle 8.7 definierten Wärmepumpensysteme. Für die elektrische Antriebsenergie wird der deutsche Stromerzeugungsmix des Jahres 2000 zugrunde gelegt.

Der Energieverbrauch und die spezifischen Emissionen werden bei allen Anlagen primär von der Jahresarbeitszahl und damit der Anteil der zugeführten elektrischen Antriebsenergie an der gesamten Wärmeherzeugung bestimmt. Wärmepumpenanlagen mit systembedingt niedrigeren Arbeitszahlen (z. B. Umgebungsluft-Wärmepumpensysteme) sind damit durch deutlich höhere Aufwendungen erschöpflicher Energieträger sowie Emissionen der betrachteten Schadstoffe gekennzeichnet; umgekehrt werden der Energieverbrauch und die Emissionen dann

gering, wenn die Arbeitszahlen entsprechend groß werden. Dies liegt primär darin begründet, dass rund 91 bis 98 % dieses Verbrauchs an erschöpflichen Energieträgern bzw. der hier untersuchten Emissionen bzw. Äquivalent-Emissionen aus dem Betrieb der Anlagen und hier wiederum aus der Bereitstellung der für den Betrieb benötigten elektrischen Energie stammen (Abb. 8.23 und 8.24).

Tabelle 8.10 Energie- und Emissionsbilanzen einer Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen zur Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung (Strombereitstellung entsprechend dem deutschen Strommix 2000) für die Referenz-Konfigurationen nach Tabelle 8.7

	Referenzsystem	Jahresarbeitszahl	Energie	SO ₂	NO _x	CO ₂ -Äqu.	SO ₂ -Äqu.
			in GJ/TJ [§]	in kg/TJ			
EFH-I	UO ^a	2,17	1 755	136	112	112 810	416
	UM ^b	2,40	1 609	129	106	104 320	387
	EK ^c	3,43	1 170	94	81	76 310	283
	ED ^d	3,76	1 080	94	76	70 630	269
EFH-II	UO ^a	2,37	1 532	112	96	97 520	357
	UM ^b	2,65	1 390	106	90	89 230	328
	EK ^c	3,65	1 037	77	71	66 670	244
	ED ^d	4,00	953	75	66	62 190	230
	ES ^e	3,59	1 082	81	83	68 540	260
	GW ^f	3,95	1 002	78	73	63 790	241
EFH-III	EK ^c	3,85	938	64	63	59 540	216
	ED ^d	4,20	864	65	60	56 430	207
	ES ^e	3,77	988	70	77	62 160	235
	GW ^f	4,20	873	61	59	55 230	203
MFH	ES ^e	3,73	965	62	71	60 510	223
	GW ^f	4,15	853	54	53	53 540	191

^a Umgebungsluftwärmepumpe ohne Luftvorwärmung; ^b Umgebungsluftwärmepumpe mit Luftvorwärmung; ^c Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole; ^d Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung; ^e Wärmepumpe mit Erdwärmesonde; ^f Wärmepumpe mit Grundwasser; [§] primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Der Bau der Anlagen hat bei Systemen mit Erdwärmesonden aufgrund der höheren baulichen Aufwendungen einen Anteil von 6 bis 12 % an den gesamten fossilen Energieaufwendungen bzw. hier betrachteten luftgetragenen Stofffreisetzungen; bei den anderen betrachteten Systemen (mit Ausnahme EFH-II GW und den kleinen Anlagen (EFH-I)) liegen diese Anteile darunter. Abriss und Entsorgung zeigen demgegenüber einen vernachlässigbaren Beitrag.

Abb. 8.23 zeigt diese Zusammenhänge für die in Tabelle 8.7 definierten und in Tabelle 8.10 dargestellten Referenzsysteme am Beispiel der CO₂-Äquivalent-Emissionen. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Wärmepumpengrößen bzw. -leistungen sind dabei durch voneinander abweichende spezifische bauliche Aufwendungen sowie unterschiedliche Anteile der Trinkwarmwasserbereitung am gesamten Wärmeverbrauch bestimmt. Auch die weiteren betrachteten Emissionen

sowie der Verbrauch erschöpflicher Energieträger zeigen Tendenzen, wie sie in Abb. 8.23 dargestellt sind.

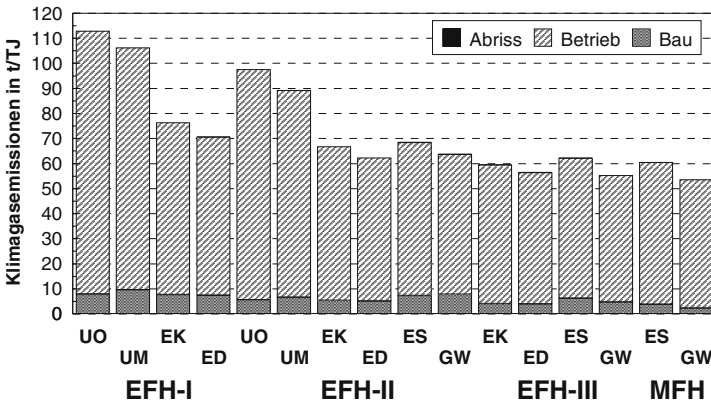


Abb. 8.23 CO₂-Äquivalent-Emissionen der untersuchten Wärmepumpensysteme (Tabelle 8.10) aufgeteilt nach Bau, Betrieb und Abriss (UO Umgebungsluft-Wärmepumpe ohne Luftvorwärmung; UM Umgebungsluft-Wärmepumpe mit Luftvorwärmung; EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole; ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung; ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde; GW Wärmepumpe mit Grundwasser; EFH-I Einfamilienhaus I; EFH-II Einfamilienhaus II; EFH-III Einfamilienhaus III; MFH Mehrfamilienhaus; vgl. Tabelle 8.7)

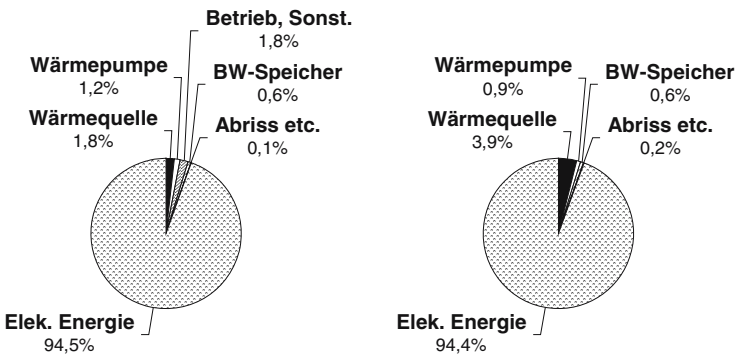


Abb. 8.24 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen für das Referenzsystem EFH-II (Tabelle 8.7) mit Erdwärmekollektor und Direktverdampfung (ED; links) bzw. Grundwasser als Wärmequelle (GW; rechts) (vgl. Tabelle 8.10; BW-Speicher Trinkwarmwasserspeicher)

Abb. 8.24 zeigt zusätzlich exemplarisch eine Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen für das Referenzsystem „Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (ED)“ für den Anwendungsfall EFH-II (8 kW Heizleistung; Tabelle 8.7) sowie den Fall „Wärmepumpe mit Grundwassernutzung“ ebenfalls für den

Anwendungsfall EFH-II auf Bau (Wärmepumpe, Wärmequelle, Trinkwarmwasserspeicher und sonstige bauliche Aufwendungen), Betrieb (primär elektrischer Strom) sowie Abriss und Entsorgung. Unter Wärmequelle werden hier die gesamten baulichen Aufwendungen und der Materialeinsatz für den Erdwärmekollektor mit Direktverdampfung bzw. die Grundwasserbrunnen (Förder- und Injektionsbohrung) verstanden. Beispielsweise wird in dieser Darstellung sehr deutlich, dass die Lebenswegbilanzen von Wärmepumpensystemen entscheidend von dem jeweiligen Stromerzeugungsmix bestimmt werden.

8.3.3.2 Weitere Umwelteffekte

Beim Bau, im Normalbetrieb und im Störfall sowie bei Betriebsende von Wärmepumpenanlagen zur Nutzung der Umgebungswärme können u. a. die nachfolgend diskutierten lokalen Umwelteffekte auftreten.

Herstellung. Die Umweltwirkungen bei der Installation einer Wärmepumpenanlage zur Nutzung der Umgebungswärme konzentrieren sich bei der Nutzung von Wasser als Wärmequelle sowie bei Erdwärmesonden auf das Einbringen der Bohrungen. Mögliche Umweltwirkungen bei Bohrarbeiten sind Schadstoffeinträge in den Untergrund durch Bohrgerät, Bohrgestänge und Zubehör sowie chemisch-biologische Veränderungen durch Spülmittelzusätze. Solche Schadstoffeinträge lassen sich aber durch Vorsichtsmaßnahmen (DIN 4021 und DVGW W 116) zur Verhinderung von Kontaminationen, bakteriologischen Verunreinigungen bzw. chemisch/biologischen Veränderungen im Untergrund u. ä. sowie ein angepasstes Bohrverfahren weitgehend verhindern /8-6/, /8-7/. Des Weiteren kann es zu Lärmeinwirkungen kommen, die sich jedoch bei Einhaltung der TA Lärm in den gesetzlich vorgegebenen Grenzen bewegen.

Die Installation der Wärmepumpenanlage selbst ist prinzipiell mit keinen anderen als den normalerweise auch bei der Montage einer konventionellen Heizung auftretenden Umweltbelastungen verbunden. Gefährdungsmomente, die früher durch die ozonschädigende Wirkung des Kältemittels z. B. bei der Befüllung bestanden, sind nach dem Verbot dieser Kältemittel weggefallen; ist das Kältemittel noch durch ein Treibhauspotenzial gekennzeichnet, kann es jedoch zu einer potenziellen Gefährdung des Klimas kommen. Auch die industrielle Herstellung der Wärmepumpe ist mit den in der Maschinenbauindustrie üblichen Umwelteffekten verbunden, die sich zwischenzeitlich infolge der z. T. weitgehenden gesetzlichen Vorgaben auf einem vergleichsweise geringen Niveau bewegen.

Normalbetrieb. Die Diskussion von Umweltwirkungen der Erdwärmenutzung im Normalbetrieb beinhaltet im Wesentlichen die folgenden Bereiche: Umweltwirkungen von Wärmepumpen-Arbeitsmitteln, thermische Auswirkungen auf Boden, Grundwasser und Atmosphäre, hydraulische Veränderungen im Untergrund durch die Entnahme von Grundwasser, Lärmwirkungen und Umwelteinflüsse durch Bohrungen. Diese Aspekte werden nachfolgend diskutiert.

Umweltwirkungen von Wärmepumpen-Arbeitsmitteln. Kältemittel besitzen einen Einfluss auf die globale und lokale Umwelt. Die globalen Wirkungen (u. a. Schädigung der Ozonschicht, Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt) sind abhängig von der Anwendung und Dichtheit der Anlage, der Anlagenart, der Kältemittel-Füllmenge, dem Umgang mit dem Kältemittel und der Art des Kältemittels. Kältemittel auf Basis von Fluor-Kohlenwasserstoffen besitzen beispielsweise eine ozonschädigende Wirkung, die durch den sogenannten ODP-Wert (Ozone Depletion Potential) beschrieben wird. Der Einsatz von ozonschädigenden Kältemitteln ist in Neuanlagen in Deutschland seit dem 1. Januar 2000 aber verboten /8-6/.

Bestimmte Kältemittel besitzen außerdem direkte Wirkungen auf das Klima. Der entsprechende Beitrag wird i. Allg. relativ zum CO₂ oft für einen Zeithorizont von 100 Jahren angegeben und als GWP-Wert (Globale Warming Potential) bezeichnet. Die heute eingesetzten Kältemittel besitzen einen GWP von 1 300 (R134a), 1 610 (R407C), 3 (R290), 0 (R717) und 1 (R744) (Tabelle 8.6). Die sich deutlich abzeichnende Tendenz geht aber zu Kältemitteln mit keinem oder nur einem sehr geringen GWP.

Werden im Normalbetrieb keine Leckagen unterstellt – und dies sollte mit moderner Anlagentechnik gut möglich sein –, dann kommt es auch zu keinen derartigen Umweltwirkungen.

Thermische Auswirkungen auf Boden, Grundwasser und Atmosphäre. Die Nutzung der im Boden, Grundwasser oder in den bodennahen Atmosphärenschichten enthaltenden Wärme durch Wärmepumpen führt zu einer entsprechenden Abkühlung.

Beispielsweise treten bei Erdwärmesondenanlagen Temperaturabsenkungen in beispielsweise 2 m Abstand von bis zu 2 K auf /8-7/. Bei korrekt dimensionierten Anlagen stellt sich langfristig aber ein thermisches Gleichgewicht ein; außerdem bleibt der Einfluss des Wärmeentzuges lokal begrenzt. Weiterhin hat eine gemäßigte Abkühlung des Bodens keinen bekannten Einfluss auf seine Struktur. Bei Eisbildung aufgrund übermäßigen Wärmeentzuges infolge falsch ausgelegter Anlagen und nachfolgenden Tauens können sich jedoch die Strukturen in feinkörnigen Böden (z. B. Ton) ändern, was Absenkungen des Bodens um die eingebrachten Erdwärmesonden zur Folge haben kann /8-8/. Da sich in den typischerweise genutzten Tiefen jedoch keine Lebewesen und Pflanzenteile befinden, führt die Abkühlung zu keinen bekannten ökologischen Beeinträchtigungen. Außerdem ist der Einfluss zur Erdoberfläche hin vernachlässigbar klein und wird von der Wärme aus der Sonneneinstrahlung überlagert. Ein negativer Einfluss auf das Grundwasser ist ebenfalls auszuschließen /8-7/.

Bei Erdwärmekollektoren kommt es zu einer gewissen Beeinflussung von Bodenfauna und Vegetation. Der Umfang der Einwirkungen ist ebenfalls wesentlich von der Anlagenauslegung abhängig. Bei Unterdimensionierung der Kollektoren verringert sich – infolge eines übermäßigen Abkühlens des Bodens – das Aktivitätsniveau der Bodenfauna (z. B. Regenwürmer) deutlich. Auch tritt dann eine deutliche Verspätung der Vegetation und eine Verringerung von Ernten, Blüten-

umfang usw. ein /8-7/. Bei der immer anzustrebenden sachgemäßen Auslegung solcher Systeme sind aber die Wirkungen vergleichsweise gering; so wurde beispielsweise keine systematische Änderung von bestimmten Käferpopulationen durch einen Wärmeentzug mit Wärmepumpen-gekoppelten Erdwärmekollektoren festgestellt /8-8/. Im Sommer wird das gleiche Temperaturniveau wie ohne Kollektoren erreicht. Ein wesentlicher Einfluss auf das Grundwasser kann – aufgrund der geringen Verlegetiefen – ebenfalls ausgeschlossen werden.

Ähnliches gilt auch für den Wärmeentzug aus der Atmosphäre. Hier ist jedoch – im Vergleich zu einem Wärmeentzug aus dem Boden bzw. Grundwasser – der Wärmeaustausch zwischen einzelnen Luftpartien in den oberflächennahen Atmosphärenschichten deutlich intensiver, so dass ein möglicher Einfluss einer Abkühlung sich unmittelbar wieder ausgleicht. Diesbezügliche Umwelteffekte sind deshalb bisher nicht bekannt geworden. Zudem wird die der Außenluft entzogene Heizwärme über das Haus wieder an die Umgebungsluft abgegeben.

Außerdem ist durch Kultureinflüsse die Temperatur des Bodens, des Grundwassers oder auch der bodennahen Atmosphärenschichten vielerorts angestiegen, so dass eine entsprechende Abkühlung einen positiven Effekt darstellen kann /8-7/. Bisher sind jedenfalls noch keine signifikanten negativen Aspekte einer Abkühlung von Boden, Grundwasser oder der bodennahen Atmosphärenschichten durch Wärmepumpenanlagen bekannt geworden.

Hydraulische Veränderungen im Untergrund durch die Entnahme von Grundwasser. Die Entnahme von Grundwasser und die darauf folgende Wiedereinleitung führt zur Grundwasserabsenkung um den Förderbrunnen und einer Grundwasseranreicherung um den Injektionsbrunnen. Es kommt zu einer Strömungsanpassung mit räumlich begrenzter Ausdehnung.

Lärmwirkungen. Umweltbeeinträchtigungen traten in der Vergangenheit vielfach durch die hohen Schallleistungspegel der Anlagen auf. Verglichen mit früheren Anlagengenerationen wurden bei den heute auf den Markt befindlichen Anlagen jedoch deutliche Reduzierungen der Schallabstrahlungen erreicht. Wärmepumpen mit einer Heizleistung um 10 kW erreichen teilweise Schallleistungen von weniger als 45 dB(A). Damit stellen die Schallemissionen heute praktisch kein Problem mehr dar.

Umwelteinflüsse durch Bohrungen. Gefährdungsmomente für das Grundwasser sind bei unzureichender Abdichtung der Bohrung an der Geländeoberkante durch die Möglichkeit des Eindringens von wassergefährdenden Stoffen von der Erdoberfläche aus gegeben /8-9/. Bei einer sachgerechten Abteufung und Komplettierung der Bohrungen kommen aber derartige Aspekte praktisch nicht zum Tragen.

Eine nachteilige Beeinflussung der Grundwasserfließverhältnisse kann aber dann gegeben sein, wenn Erschließungsbohrungen (z. B. für Erdwärmesonden) zwei oder mehrere Grundwasserstockwerke mit unterschiedlichem Druckniveau unkontrolliert durchteufen. Der hydraulische Kontakt verschiedener Grundwasserschichten ist dabei unerwünscht, insbesondere wenn eine der Schichten

hochmineralisiertes oder belastetes Grundwasser enthält. Durch einen Einbau von Sperren lässt sich eine mögliche Gefährdung des Grundwassers jedoch weitgehend verhindern /8-9/.

Störfall. Störfälle im Zusammenhang mit der Wärmepumpennutzung können auftreten, wenn die in den Untergrund eingebundenen Materialien leicht korrodierbar und den Beanspruchungen nicht gewachsen sind. Die Materialien für Erdwärmesonden müssen z. B. die vorkommenden Drücke bei Bohrungen in größerer Tiefe aushalten und eine hohe Reißfestigkeit besitzen. Es sind aber bislang bei Bohrungen bis rund 150 m Tiefe keine Rohrbrüche von z. B. PE-Rohren bekannt geworden /8-8/.

Das Ausmaß der im Störfall eintretenden Umweltbeeinflussung durch die Wärmepumpe bzw. den Wärmequellenteil ist abhängig von der Art der eingesetzten Kälte- bzw. Frostschutzmittel. Die derzeit am häufigsten eingesetzten Frostschutzmittel Ethylenglykol und Propylenglykol sind in der Wassergefährdungsklasse 1 eingeordnet. Die Umweltwirkungen, die sich beispielsweise durch Leckagen ergeben können, sind jedoch i. Allg. gering. Gleiches trifft für Wärmepumpenarbeitsmittel für Direktverdampfung zu, da die eingesetzten Kältemittel ebenfalls – mit Ausnahme von Ammoniak – nicht oder nur wenig wassergefährdend sind. Entsprechende Versuche mit R290 als Kältemittel haben gezeigt, dass nur relativ kleine, temporäre und räumlich stark begrenzte Boden- und Grundwasserbelastungen resultieren /8-10/. Die neuen Entwicklungen mit CO₂ Heat Pipes sind auf jeden Fall nicht wassergefährdend.

Umweltgefährdungen können im Falle eines Brandes oder einer Explosion der Wärmepumpe im Zusammenhang mit der Giftigkeit des Wärmemittels auftreten. Nach der DIN EN 378-1 werden Kältemittel in drei Gruppen unterteilt. Das häufig eingesetzte Kältemittel R290 gehört der Gruppe A3 (größere Brennbarkeit, geringere Giftigkeit), das R717 der Gruppe B2 (geringere Brennbarkeit, größere Giftigkeit) sowie die R407c, R134a und R744 der Gruppe A1 (keine Flammenausbreitung, geringere Giftigkeit) an. Kohlenstoffdioxid, welches möglicherweise zukünftig stärker als Kältemittel eingesetzt wird, gilt als das umweltfreundlichste Kältemittel (ODP = 0 (Ozonzerstörungs-Potenzial), GWP = 1 (Treibhauspotenzial), unbrennbar und nicht giftig). Gefährdungspotenziale bestehen hier hinsichtlich der Gesundheit nur infolge Berstens durch mechanische Explosionen und durch Leckagen von Anlagenteilen /8-11/, /8-12/.

Bei Einhaltung der vorliegenden Sicherheitsvorkehrungen (Aufstellungsanforderungen in Abhängigkeit vom Raumvolumen und der Kältemittelfüllmenge, Sicherstellungen von Lüftungen etc.) der UVV VBG 20, DIN EN 378 und der DIN 7003 E lassen sich Unfälle verhindern bzw. deren Auswirkungen minimieren.

Zusätzlich können Umweltbelastungen für Boden und Grundwasser im Störfall durch Schmiermittel hervorgerufen werden. Durch den Einsatz von synthetischen Ölen können durch ihre geringe Wassergefährdung und ihre gute biologische Abbaubarkeit jedoch derartige Umweltgefahren minimiert werden. Das spielt beson-

ders im Zusammenhang mit Direktverdampfungs-Systemen eine Rolle, da dort größere Mengen Öl zum Einsatz kommen.

Zusammengenommen sind damit auch im Störfall die potenziellen Umweltauswirkungen in Bezug auf das absolute Schadensausmaß begrenzt und kommen zudem nur am Anlagenstandort zum Tragen.

Betriebsende. Potenzielle Umwelteinflüsse im Zusammenhang mit dem Betriebsende sind bei der Nutzung des Grundwassers und tiefer Erdwärmesonden bei nicht ordnungsgemäßer Abdichtung der Bohrung denkbar. Des Weiteren kann es beim Abbau der Anlagen zum Austreten von Kühlmitteln kommen; dies ist aber bei Einhalten der gegebenen Vorschriften eher unwahrscheinlich. Die Entsorgung der Anlagenkomponenten ist mit keinen bisher bekannten besonderen Umwelteffekten verbunden.

8.4 Potenziale und Nutzung

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden nachfolgend die theoretischen und die technischen Potenziale einer Wärmebereitstellung aus Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme ermittelt. Auch wird auf die derzeitige Nutzung eingegangen.

8.4.1 Potenziale

Theoretisches Potenzial. Bei den theoretischen Potenzialen wird unterschieden zwischen denen einer Nutzung der Umgebungsluft sowie denen einer Nutzung der oberflächennahen Erdwärme.

Umgebungsluft. Das theoretische Potenzial der Nutzwärmebereitstellung aus Umgebungsluft kann unter der Annahme der Nutzbarkeit der untersten Luftschicht abgeleitet werden. Dort wird auf Grund des regen Luftaustauschs die Abkühlung der Luft durch Wärmepumpen i. Allg. schnell wieder ausgeglichen. Pro Meter Abstand von der Erdoberfläche könnten dabei einem theoretisch nutzbaren Luftvolumen von $0,357 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$ über Deutschland bei einer Abkühlung von 1 K rund 0,46 PJ entzogen werden. Wird z. B. eine Nutzung in einer Höhe bis zu 200 m über Grund unterstellt, ergibt sich ein theoretisches Potenzial an der Atmosphäre entziehbarer Energie von 93 PJ. Bei einer theoretisch ggf. erreichbaren Arbeitszahl einer Umgebungsluft-gekoppelten Wärmepumpe von 3,3 ergibt sich daraus eine bereitstellbare Nutzenergie von rund 133 PJ (Tabelle 8.11). Da die damit bereitstellbare Raum- und/oder Prozesswärme meist nach einer bestimmten Zeit wieder an die Umgebung abgegeben wird, kann dieses Potenzial im Verlauf des Jahres (theoretisch nahezu) beliebig oft erschlossen werden /8-13/.

Oberflächennahe Erdwärme. Für die Abschätzung des theoretischen Potenzials der oberflächennahen Erdwärmennutzung auf Basis von Erdwärmesonden wird eine Sondentiefe von 100 m angenommen sowie eine durchschnittliche spezifische Wärmeentzugsleistung von 40 W/m und ein Sondenabstand von 12 m unterstellt; daraus errechnet sich ein Flächenbedarf je Sonde von 144 m². Für die gesamte Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland ergibt sich daraus ein theoretisches Potenzial von rund 310 EJ/a (d. h. dem Untergrund entziehbare Wärme). Mit einer unterstellten theoretisch ggf. erreichbaren Arbeitszahl von 5 von erdgekoppelten Wärmepumpenanlagen errechnet sich daraus eine bereitstellbare Nutzenergie von rund 390 EJ/a.

Tabelle 8.11 Potenziale der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme in Deutschland

Theoretische Potenziale (Nutzenergie)	
Umgebungsluft	133 PJ ^a
Oberflächennahe Erdwärme	390 EJ/a
Technische Angebotspotenziale (Nutzenergie)	
Umgebungsluft	^b
Oberflächennahe Erdwärme	1 880 PJ/a
Technisches Nachfragepotenzial (Nutzenergie)	
Umgebungsluft	1 800 PJ/a
Oberflächennahe Erdwärme	3 052 PJ/a

^a Potenzial kann theoretisch beliebig oft aus der Umgebungsluft entzogen werden; ^b da der Umgebungsluft nur unter Berücksichtigung technischer Restriktionen nahezu beliebig viel Energie entzogen werden kann, ist bisher keine sinnvolle Angabe des technischen Angebotspotenzials möglich.

Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale). Das theoretische Potenzial ist auf Grund einer Vielzahl von Restriktionen in der aufgezeigten Größenordnung technisch nicht erschließbar. Beispielsweise sind Flächen, die von potenziellen Verbrauchern weit entfernt liegen, auf Grund zu hoher Verluste beim Energietransport für eine oberflächennahe Erdwärmennutzung nicht geeignet; damit sind z. B. nur die den Gebäuden unmittelbar zugeordneten Flächen (d. h. Gebäude- und Freiflächen) sinnvoll nutzbar, die aber nur etwa 5,8 % der Fläche Deutschlands ausmachen. Deshalb werden nachfolgend die technischen Angebotspotenziale aufgezeigt. Auch hier wird unterschieden zwischen einer Nutzung der Umgebungsluft und einer Nutzung der oberflächennahen Erdwärme.

Umgebungsluft. Aufgrund der Tatsache, dass die in der Umgebungsluft enthaltene Wärme aus technischer Sicht vielfach der Umwelt entzogen werden kann, ist das technische Angebotspotenzial einer Nutzwärmebereitstellung aus Umgebungsluft sehr groß. Es kann davon ausgegangen werden, dass die gesamte technisch deckbare Niedertemperaturwärmenachfrage auch mit der in der Umgebungsluft enthaltene Wärme gedeckt werden kann. Damit dürfte dieses Potenzial das technische Nachfragepotenzial um Größenordnungen übersteigen.

Oberflächennahe Erdwärme. Wird davon ausgegangen, dass nur Flächen, die in der Nähe potenzieller Verbraucher liegen und diese durch die Gebäude- und Freiflächen beschreibbar sind, lassen sich die sinnvoll mit Wärmepumpensystemen zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme nutzbaren Gebietsflächen eingrenzen. Zusätzlich können aufgrund der vorhandenen Gebäudestrukturen und sonstiger Restriktionen nur etwa 40 % der Gebäude- und Freiflächen auch technisch genutzt werden. Dabei wird u. a. berücksichtigt, dass eine Nutzung der oberflächennahen Wärme in Gebieten mit sehr hoher Bebauungsdichte (z. B. im Innenstadtbereich) nicht oder nur mit Einschränkungen möglich ist. Außerdem können Sonden zur Nutzung der oberflächennahen Erdwärme ggf. nicht bei jeder Bodenstruktur ohne weiteres abgeteuft werden. Durch Grundwasserschutzgebiete, in denen eine Nutzung aufgrund der gesetzlichen Vorgaben eingeschränkt ist, reduziert sich die verbleibende Fläche weiter. Damit ist nur knapp ein Drittel der Gebäude- und Freiflächen in Deutschland für eine Nutzung der oberflächennahen Erdwärme technisch verfügbar.

Außerdem kann eine lückenlose Erschließung dieser verbleibenden Flächen aufgrund von sich im Untergrund befindlichen Infrastrukturelementen (u. a. Versorgungsleitungen für Zu- und Abwasser, Gas, Strom, Kommunikation) und anderweitiger Nutzung (z. B. Garten, Lagerhallen, Kellerräume) teilweise zu technischen Problemen führen. Zudem kann bei der Erschließung der verbleibenden Flächen die technisch gewinnbare Niedertemperaturwärme die lokale Wärmenachfrage deutlich übersteigen; dies gilt insbesondere bei eher dünn besiedelten Gebäude- und Freiflächen (d. h. ländlichen Siedlungsstrukturen), die zwar durch optimale technische Bedingungen für eine Nutzung der oberflächennahen Erdwärme gekennzeichnet sind, aber nur eine geringe Wärmenachfrage aufweisen. Aufgrund des dann notwendigen Transports der niederthermalen Wärme und weiterer Effekte sind von den verbleibenden Flächen nur rund 40 % auch tatsächlich technisch nutzbar.

Damit ergibt sich ein nutzbares technisches Angebotspotenzial von 730 PJ/a bei den Haushalten, von 480 PJ/a bei GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) und bei der Industrie von 200 PJ/a. Insgesamt beträgt das gesamte technische Angebotspotenzial der oberflächennahen Erdwärme rund 1 410 PJ/a. Wird dieses technische Erzeugungspotenzial aller Nutzungsarten durch Wärmepumpenanlagen mit einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 4 erschlossen, lässt sich daraus eine Nutzwärme von rund insgesamt 1 880 PJ/a (d. h. Nutzenergie) bereitstellen.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Auf Grund ihrer Angebotscharakteristik kann durch Wärmepumpen, die Umgebungsluft bzw. oberflächennahe Erdwärme nutzen, in der Regel nur die Energienachfrage nach Raumwärme und nach Prozesswärme (z. B. Trinkwarmwasser) gedeckt werden, die auf einem niedrigen Temperaturniveau anfällt.

Umgebungsluft. Obwohl die Verfügbarkeit der Umgebungsluft in der Regel nicht beschränkt ist, ist eine vollständige Deckung des gesamten Nachfragepotenzials

nicht möglich. Zur Abschätzung der entsprechenden Größenordnung wird hier zwischen dezentralen und zentralen Systemen unterschieden /8-13/.

- Dezentrale Anlagen sind in den Räumen der Gebäude installiert und können als Wand-, Decken-, Truhen-, Kanal- oder Schrankgeräte ausgeführt sein. Sie sind meist als Luft-Luft-Geräte konzipiert. Der Einsatz derartiger Anlagen ist aus technischer Sicht nicht beschränkt. Beschränkungen können sich jedoch aus baulichen oder rechtlichen Gründen ergeben; z. B. lassen sich Umgebungsluft-Wärmeübertrager nicht überall anbringen (u. a. Denkmalschutz). Kann nur in 85 % aller Fälle Raumwärme durch derartige Geräte bereitgestellt werden, resultiert daraus ein technisches Nachfragepotenzial an Nutzenergie bei den Haushalten und Kleinverbrauchern von 1 620 PJ/a und in der Industrie von 156 PJ/a; dies entspricht bei einer Arbeitszahl von 3,3 (monovalenter Betrieb) einer aus der Umgebungsluft entzogenen Wärme von 1 235 PJ/a.
- Zentrale Umgebungsluft-gekoppelte Wärmepumpenanlagen können als Kompaktgeräte für die Innen- oder Außenaufstellung sowie als Splitgeräte ausgeführt sein. Voraussetzung dafür ist ein geeignetes Wärmeverteilungsnetz im Gebäude. Im Haushaltssektor werden 16 % der Wohnflächen durch Einzelöfen und 7 % durch Elektrospeicherheizungen beheizt. Da dann hier meist kein Wärmeverteilnetz existiert, reduziert sich die durch zentrale Wärmepumpenanlagen deckbare Nutzwärme auf 1 075 PJ/a. Auch wurden etwa 60 % der nicht einzelbeheizten Wohnflächen vor 1970 erbaut; in diesen Gebäuden wird die Heizungsanlage oftmals mit Vorlauftemperaturen von 70 bis 90 °C betrieben. Da im Haushaltssektor aufgrund des geringen Leistungsbedarfs fast ausschließlich Elektrowärmepumpen eingesetzt werden, diese jedoch nur Wärme bis maximal etwa 65 °C bereitstellen können, muss deshalb für die vor 1970 erstellten Gebäude ein bivalenter Betrieb (Arbeitszahl 3,5) unterstellt werden; hier wird von einem Deckungsanteil der Wärmepumpe an der gesamten Wärmenachfrage von 70 % ausgegangen. Für die restlichen 40 % der Wohnflächen wird ein monovalenter Wärmepumpenbetrieb (Arbeitszahl 3) unterstellt. Daraus ergibt sich für den Haushaltssektor ein Nachfragepotenzial an Nutzenergie von rund 880 PJ/a; dies entspricht einer der Umgebungsluft entziehbaren Wärme von 610 PJ/a. Im GHD- und Industriesektor werden die Gebäude vorwiegend zentralbeheizt; aufgrund der durchschnittlich größeren Wärmenachfrage der Einzelobjekte wird hier eine Versorgung mit gas- oder dieselmotorisch betriebenen Wärmepumpen unterstellt. Durch derartige Anlagen kann wegen der im Vergleich zu Elektrowärmepumpen deutlich höheren möglichen Vorlauftemperaturen die gesamte theoretisch deckbare Nutzenergienachfrage in diesen Sektoren von 941 PJ/a gedeckt werden; dies entspricht bei einer Heizzahl von 1,4 einer der Umgebungsluft entzogenen Wärme von 269 PJ/a. Sind zusätzlich aufgrund baulicher, administrativer und sonstiger Restriktionen nur rund 85 % dieses Potenzials bei den Haushalten, bei GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) und bei der Industrie erschließbar, errechnet sich ein gesamtes technisches Nachfragepotenzial an Nutzenergie durch zentrale Wärmepumpenanlagen von 1 550 PJ/a (d. h. 747 PJ/a aus der Umgebungsluft).

Wird unterstellt, dass bei einem vorhandenen Wärmeverteilnetz zentrale und ansonsten dezentrale Anlagen eingesetzt werden, ergibt sich eine durch Umgebungsluft nutzende Wärmepumpen aus technischer Sicht deckbare Nutzenergienachfrage von rund 1 800 PJ/a. Davon wird jeweils etwa die Hälfte durch elektrische und durch gasmotorisch betriebene Wärmepumpen bereitgestellt. Bei den unterstellten Arbeits- bzw. Heizzahlen von 3,0 und 3,5 (Elektrowärmepumpen monovalent und bivalent) bzw. 1,4 (Gasmotorwärmepumpe) wären davon 925 PJ/a aus der Atmosphäre gewinnbar.

Die genannten Potenziale können sich weiter verringern. Bei einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl der Wärmepumpen von 2 000 h/a und der Unterstellung, dass rund die Hälfte des Potenzials durch Elektrowärmepumpen erschlossen wird, ergibt sich eine durch die Stromversorgung zusätzlich bereitzustellende Leistung bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,9 im Winter von etwa 30 GW; dies entspricht etwas weniger als einem Drittel der derzeit installierten Brutto-Kraftwerksleistung in Deutschland.

Oberflächennahe Erdwärme. Die Nachfrage von prinzipiell durch Wärmepumpen bereitstellbarer Raum- und Prozesswärme in Deutschland liegt bei den Haushalten bei 1 629 bzw. 161 PJ/a; in der Summe sind hier insgesamt rund 1 790 PJ/a durch Wärmepumpen – unabhängig von der genutzten Wärmequelle – deckbar. Hinzu kommt der Bereich GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige). Hier liegt die durch Wärmepumpen deckbare Nachfrage an Raum- und Prozesswärme bei ca. 997 PJ/a. Zusätzlich kann auch im verarbeitenden Gewerbe die dort anfallende Niedertemperaturwärmenachfrage durch Wärmepumpen gedeckt werden. Hier liegt der prinzipiell durch Wärmepumpen abdeckbare Raum- und Prozesswärmebedarf bei ca. 265 PJ/a. Fasst man alle Verbrauchsbereiche zusammen, ergibt sich ein durch Wärmepumpenapplikationen technisch deckbares Nachfragepotenzial an Raum- und Prozesswärme von 3 052 PJ/a.

8.4.2 Nutzung

In Deutschland werden etwa seit 1978 elektrische Wärmepumpen zur Niedertemperaturwärmebereitstellung aus der in der Umgebungsluft und im oberflächennahen Erdreich vorhandenen Energie eingesetzt. Dem Boom Anfang der achtziger Jahre folgte ein starker Rückgang und erst seit etwa 1994 steigt die Anzahl an jährlich neu installierten Wärmepumpen wieder merklich an (Abb. 8.25). Beispielsweise wurden im Jahr 2004 rund 13 000 Wärmepumpenanlagen (nur Heizwasser) – bei auch zukünftig deutlich steigender Tendenz – neu errichtet /8-14/; zusätzlich wurden rund 4 000 Wärmepumpen zur ausschließlichen Trinkwarmwasserbereitstellung installiert. Insgesamt werden damit derzeit etwa 90 000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Anschlussleistung von ca. 510 MW betrieben (nur Heizwasser), die geschätzte 12 PJ/a zur Deckung der Nutzenergienachfrage beitragen; davon stammen etwa 9 PJ/a Wärme aus der Umgebungswärme bzw. der oberflächennahen Erdwärme. Das Gros der Wärmepumpen befindet sich im Haushaltsbereich;

einige werden jedoch auch im Bereich GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) und in der Industrie betrieben.

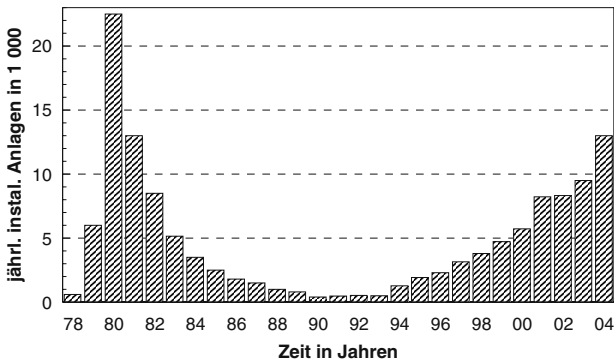


Abb. 8.25 Jährlich installierte Anzahl an Elektrowärmepumpen (nur Heizung; verschiedene Quellen, u. a. /8-14/)

Die Art der Wärmequelle von Wärmepumpenanlagen hat sich im letzten Jahrzehnt wesentlich verändert. Wurden anfangs im großen Maße Anlagen auf Basis von Grundwasser und bivalente Anlagen mit Umgebungsluft als Wärmequelle errichtet, dominieren nun die Sole/Wasser-Wärmepumpen und hier insbesondere Erdwärmesondenanlagen. Dabei geht der Trend eindeutig zu erdgekoppelten Systemen; im Jahr 2004 waren bereits rund zwei Drittel der neu installierten Anlagen erdgekoppelt. Die Dominanz der Erdwärmesondenanlagen erklärt sich aus dem geringen Flächenbedarf dieser Anlagen, der bei steigenden Grundstückspreisen und damit kleiner werdenden Baugrundstücken zunehmend an Gewicht gewinnt. Die Grundwassernutzung verliert demgegenüber an Bedeutung, da die Voruntersuchungen zur Analyse der Wasserqualität für kleinere Bauprojekte in der Regel zu teuer sind.

9 Nutzung tiefer Erdwärme

9.1 Hydrothermale Erdwärmebereitstellung

Unter hydrothormaler Erdwärmennutzung bzw. hydrothormaler Geothermie (oder Hydrogeothermie) versteht man die Nutzung des energetischen Potenzials niedrig- (40 bis 100 °C) oder hochthormaler (über 100 °C) Tiefenwässer. Im süddeutschen Molassebecken trifft man beispielsweise im Malmkarst, im Oberrheingraben und in Norddeutschland innerhalb der mächtigen Sedimentdecke auf niedrigthermale Wässer.

Das natürlich im tieferen Untergrund vorhandene Thermalwasser wird größtenteils über Bohrungen an die Erdoberfläche gefördert und gibt hier seine Wärme an einen potenziellen Verbraucher ab. Bis auf wenige Ausnahmen, bei denen das Wasser nicht nur thermisch, sondern auch stofflich genutzt wird, wird es anschließend über eine zweite Bohrung wieder in die Tiefe verbracht. Dies dient dem Erhalt der Mengenbilanz im Untergrund und damit der Vermeidung hydraulischer Probleme. Auch können vor allem hochmineralisierte Thermalwässer, wie sie z. B. im Norddeutschen Becken vorkommen, nach ihrer Verwendung aus Gründen des Umweltschutzes nicht oberirdisch entsorgt werden.

Im Folgenden werden die technischen Grundlagen, die mit einer Nutzung der heißen Tiefenwässer verbundenen Kosten und Umwelteffekte und die gegebenen Potenziale einschließlich deren Nutzung diskutiert.

9.1.1 Systemtechnische Beschreibung

Bei der systemtechnischen Beschreibung wird unterschieden zwischen dem Untertage teil des Thermalwasserkreislaufs, dem Übertage teil des Thermalwasserkreislaufs, dem Fernwärmenetz und der Einkopplung der geothermischen Wärme in Versorgungssysteme /9-18/, /9-19/. Abb. 9.1 gibt einen Überblick über den grundsätzlichen Aufbau einer derartigen Anlage. Deutlich wird die Dublette (d. h. der Kombination aus einer Förder- und einer Injektionsbohrung), durch die der hydrothermale Speicher im Untergrund erschlossen wird.

Untertage teil des Thermalwasserkreislaufs. Das heiße Tiefenwasser wird dem Trägergestein durch den sogenannten Untertage teil des Thermalwasserkreislaufs

entnommen und damit für eine energetische Nutzung der beihalteten Wärme verfügbar gemacht /9-1/.

Bohrtechnischer Aufschluss und Komplettierung. Geothermiespeicher werden mittels der aus der Erdöl-, Erdgas- und auch aus der Wassergewinnung bekannten Bohrtechnologien aufgeschlossen /9-2/. Die Bohrungen werden hauptsächlich im Rotary-Bohrverfahren niedergebracht /9-3/. Der notwendige Enddurchmesser der Bohrung im Bereich der thermalwasserführenden Schicht wird durch den geforderten Thermalwasser-Volumenstrom bestimmt und liegt im Bereich von 200 bis 300 mm.

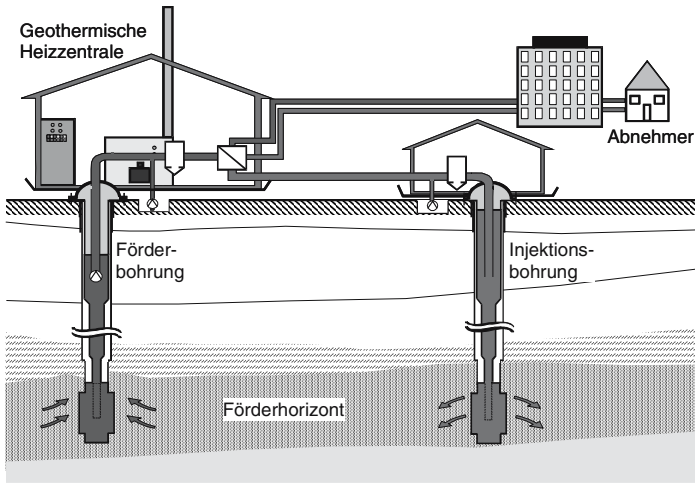


Abb. 9.1 Grundsätzliches Systemlayout einer geothermischen Heizzentrale zur Nutzung hydrothermaler Vorkommen im tiefen Untergrund (nach /9-14/)

Bereits während der Bohrphase ist es erforderlich, durch gezielte Tests (d. h. die Untersuchung der hydrodynamischen Eigenschaften von Geothermiespeichern), Messungen und Analysen die erbohrten Speicher auf ihre Eignung für eine geothermische Energiegewinnung zu untersuchen. Die entscheidenden Kriterien sind die mögliche Förderrate bei einer technisch beherrschbaren Spiegelabsenkung und die Schichttemperatur.

Nach dem ordnungsgemäßen Niederbringen wird die Bohrung komplettiert. Ausgangspunkt für die Endinstallation einer Geothermie-Bohrung im unmittelbaren Speicherbereich sind die beiden möglichen Varianten Open-Hole-Komplettierung und Cased-Hole-Komplettierung.

- Bei der Open-Hole-Komplettierung endet die letzte eingeführte Rohrtour oberhalb der Speicherschicht, so dass diese offen bleibt (d. h. die Speicherschicht wird nicht verrohrt).
- Bei der Cased-Hole-Komplettierung wird demgegenüber die Speicherschicht verrohrt und der Ringraum zwischen Rohr und Speicher zementiert. Die so ent-

standene Absperrung zwischen der Speicherschicht und dem Bohrloch muss anschließend dadurch aufgehoben werden, dass die Rohrwand und der dahinter befindliche Zementmantel perforiert werden.

Aufgrund der wesentlich besseren hydraulischen Eigenschaften wurden in den letzten Jahren Open-Hole-Komplettierungen für die Förder- und die Injektionsbohrungen verwendet. Bei geringer Verfestigung des Speichergesteins (z. B. Sandsteinspeicher, die bei hydraulischer Belastung zum Absanden neigen) sind spezielle zusätzliche Komplettierungsmaßnahmen notwendig. Beim Gravelpack – der typischen Komplettierungsvariante für Geothermie-Bohrungen – wird nach Erweiterung des Bohrlochs im Speicherbereich und Einbau eines Drahtwickelfilters der verbleibende Ringraum mit einem auf die Korngröße des Speichersandes abgestimmten Filterkies verfüllt. Bei guter Standfestigkeit des Speichers kann u. U. auf derartige zusätzliche Sandkontroll-Maßnahmen verzichtet werden. Ein typisches Beispiel dafür ist die Förderbohrung der geothermischen Heizzentrale in Neustadt-Glewe, die derzeit mit einer Open-Hole-Komplettierung ohne Filter betrieben wird /9-4/.

Nach Abschluss der Arbeiten im Speicherbereich und Bestätigung der hydraulischen Konditionen durch einen Leistungstest werden zur Sicherung des störungsfreien Betriebs Förder- bzw. Injektionsstränge in das Bohrloch eingebaut. Diese sind wichtiger Bestandteil des Korrosionsschutzsystems des gesamten Thermalwasserkreislaufs. Meist kommen dabei innenbeschichtete Stahl- oder Kunststoffrohre zum Einsatz. Abb. 9.2 zeigt eine typische Komplettierung für eine Förderbohrung.

Nach der Installation der Förderpumpe unterhalb des Wasserspiegels, der sich bei der Förderung einstellt, wird die Bohrung aus Korrosionsschutzgründen mit einem Schutzgas beaufschlagt.

Test und Modellierung. Die Untersuchung der hydrodynamischen Eigenschaften von Geothermie-Speichern wird als Test bezeichnet. Um die Eignung der Speicher für die geothermische Energiegewinnung durch gezielte Tests bereits während der Bohrphase ermitteln zu können, werden die Förderrate, die Permeabilität (d. h. Durchlässigkeit) der porösen Schicht, Schichttemperatur und -druck, der Chemismus und der Gasgehalt des Wassers sowie die Standfestigkeit des Gebirges bestimmt.

Aus den Erfahrungen der nordostdeutschen geothermischen Heizzentralen in Waren/Müritz, Neubrandenburg und Neustadt-Glewe sowie der bisher in dieser Region niedergebrachten und untersuchten Geothermie-spezifischen Bohrungen leitet sich ab, dass zur Realisierung der mit 50 bis 100 m³/h großen Förder- und Injektionsvolumenströme Sandsteinspeicher (Porenspeicher) mit einer Nutzporosität von mindestens 20 bis 25 %, einer Permeabilität von mindestens 0,5 bis 1,0 µm² und einer effektiven Mächtigkeit von 20 m und mehr erforderlich sind.

Untersuchungen in klastischen Sedimenten zeigen, dass aus den Ergebnissen der geowissenschaftlichen Untersuchungen und der durchgeführten Förderteste auf den möglichen Injektivitätsindex (d. h. den bei einem bestimmten Druck injizier-

baren Thermalwasservolumenstrom) geschlossen werden kann. Damit können Injektionsteste entfallen, die immer auch das Risiko einer Speicherschädigung in sich bergen /9-5/.

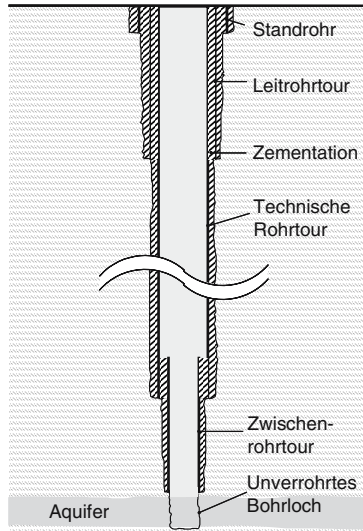


Abb. 9.2 Kompletierung einer Förderbohrung (nach /9-3/)

Die Auswahl der Testhorizonte erfolgt aufgrund der Ergebnisse von geophysikalischen Bohrlochmessungen und Kernuntersuchungen. Aus jedem dieser Testhorizonte wird eine definierte Thermalwassermenge gefördert. Ausgehend von diesen Ergebnissen wird eine bestimmte Förderschicht ausgewählt. Nach deren Festlegung und der Kompletierung der Förder- und Injektionsbohrung wird sie hinsichtlich der möglichen Förder- und Injektionsrate abschließend bewertet.

Mit Hilfe der während des Bohrprozesses gewonnenen und aus regionalgeologischen Untersuchungen vorhandenen Daten sowie der Parameter, die aus den Testen gewonnen werden, kann das hydro- und thermodynamische Verhalten des Geothermie-Speichers während des Betriebs einer geothermischen Heizzentrale modelliert werden. Die wichtigsten Aussagen sind die zu erwartenden maximalen Spiegeländerungen (mit dem Ziel des Nachweises der technischen Realisierbarkeit des Förder- und Injektionsvolumenstroms) und der Zeitpunkt des Beginns einer Temperaturabsenkung als Nachweis der geforderten Nutzungsdauer der Anlage bzw. die Temperaturentwicklung in der Förderbohrung.

Für die Simulation des Speichers im Betriebsprozess werden zahlreiche numerische Modelle angewendet. Die letztendlich erforderliche Modellierungstiefe hängt dabei nicht nur von der Problemstellung ab, sondern wird wesentlich auch vom Grad der Kenntnisse über den Speicher bestimmt. Diese sind in der Planungsphase einer geothermischen Heizzentrale zunächst sehr begrenzt. Erst durch die Erschließung des Speichers und durch die Auswertung der diskutierten Tests wer-

den detaillierte Kenntnisse gewonnen, die entscheidenden Einfluss auf die Modellauswahl haben.

Geologische Störungen als signifikante Randbedingungen, Wechselwirkungen mit benachbarten Aquiferen und Wechsellagerungen innerhalb des Aquifers erfordern eine detaillierte Modellierung, die nur noch durch eine örtliche Diskretisierung auf der Basis numerischer Lösungsverfahren durchgeführt werden kann. Insbesondere zur Beschreibung des Langzeitverhaltens sind kompliziertere Modelle unter Berücksichtigung komplexer geologischer Verhältnisse von Bedeutung.

Die 3-D-Modelle CFEST (Coupled Flow, Energy and Solute Transport) und TOUGH (Transport of Unsaturated Groundwater and Heat) haben sich dabei als geeignete Simulatoren für Geothermie-spezifische Probleme erwiesen. Für Aufgabenstellungen bei geringem geologischen Kenntnisstand in der Planungsphase bzw. bei homogener Schichtenausbreitung und Parameterverteilung kann auch das 2-D-Modell CAGRA (Computer-Aided Geothermal Reservoir Assistant) verwendet werden /9-6/.

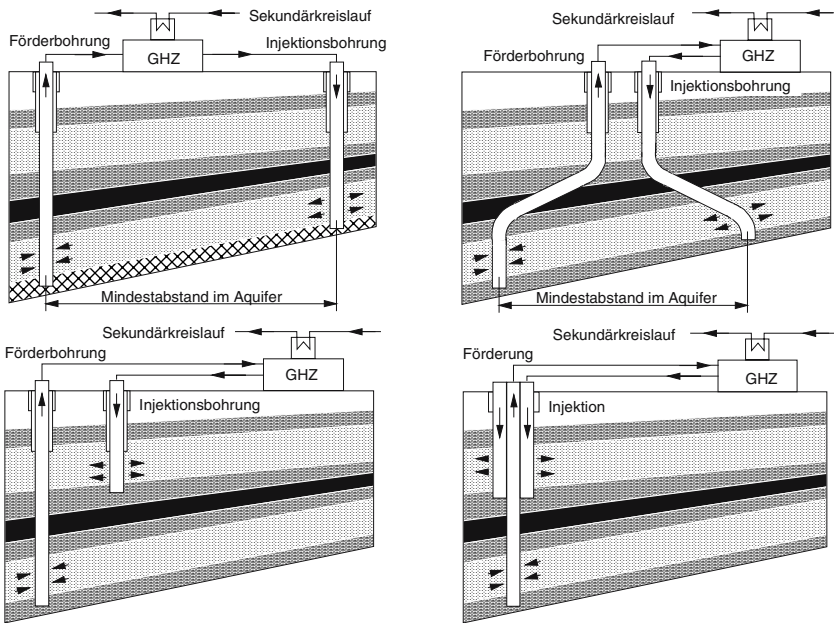


Abb. 9.3 Möglichkeiten der Thermalwassererschließung (GHZ – geotherm. Heizzentrale)

Gestaltung des Untertagebaus. Da der Thermalwasserkreislauf den maßgeblichen Anteil der Investitionen beansprucht, ist man bemüht, eine im Vergleich zur Dublette kostengünstigere Lösung zu finden (Abb. 9.3). Die überragige Trassenführung kann beispielsweise auf ein Mindestmaß reduziert werden, wenn Förder- und Injektionsbohrung als Ablenkbohrungen von einer Lokation aus niedergebracht wer-

den. Falls mehrere Speicher an einem Standort angetroffen werden, ist deren gleichzeitige Nutzung ebenfalls möglich. Einerseits kann dadurch der Abstand zwischen der Förder- und der Reinjektionsbohrung reduziert werden. Andererseits kann dann auch eine stoffliche Beeinflussung, wie sie z. B. bei einer zusätzlichen balneologischen Nutzung des Thermalwassers gegeben ist, ausgeschlossen werden. Beschränkungen für dieses sogenannte Zweischicht-Verfahren liegen im fehlenden Bilanzausgleich und damit im Druckverhalten der Speicher begründet. Für geringere Fördermengen von 30 bis 60 m³/h können Förderung und Injektion des Thermalwassers auch über eine Bohrung erfolgen.

Übertageteil des Thermalwasserkreislaufs. Der übertägige Thermalwasserkreislauf, und damit die eigentliche geothermische Heizzentrale, bildet das Bindeglied zwischen der vorhandenen geothermischen Energie im Untergrund und der zeitlich und örtlich variablen Wärmenachfrage für Heizung, Warmwasser und ggf. Prozesswärme. Der Übertageteil des Thermalwasserkreislaufs muss folgenden Anforderungen gerecht werden:

- Förderung des Thermalwassers und dessen Weiterleitung,
- Wärmeübertragung an ein Sekundärsystem,
- Thermalwasseraufbereitung zur Sicherung der Injektionswasserqualität,
- Druckerhöhung vor der Injektion,
- Injektion des Thermalwassers und
- Gewährleistung der Verfahrenssicherheit.

Im Folgenden werden anhand der wichtigsten Bauteile und Bauteilgruppen spezifische Aspekte der übertägigen Anlage, ihrer Auslegung und ihres Betriebs dargestellt. Abb. 9.4 zeigt schematisch, welche Bauteilgruppen i. Allg. in ein derartiges System eingebunden werden. Dabei ist zu beachten, dass die Systemauslegung in starkem Maße von den Charakteristika der geothermischen Lagerstätte – und damit des geförderterten Thermalwassers – abhängt.

Thermalwasserförderung. Oft herrschen geologische Bedingungen vor, die eine Förderung von Thermalwasser an die Zuführung von Pumpenergie binden. Die beiden grundsätzlichen Lösungsmöglichkeiten sind der Gaslift nach dem Syphonprinzip und der Einsatz mechanischer Pumpen.

Das Anwendungsgebiet von Lifttechnologien nach dem Syphonprinzip ist hauptsächlich wegen der damit verbundenen Belüftung des Thermalwassers auf Tests von Geothermie-Bohrungen beschränkt. Der ebenfalls mögliche Einsatz von inerten Treibgasen scheidet im Dauerbetrieb aus Kostengründen aus.

Deshalb werden für die Förderung des warmen bzw. heißen Wassers aus dem Untergrund ausschließlich Pumpen verwendet, deren Körper unter dem Wasserspiegel installiert werden.

Bei geringen Einbautiefen kommen dazu Bohrloch-Wellenpumpen zum Einsatz. Hier befindet sich das Antriebsaggregat übertage und ist über eine Welle mit der Pumpe verbunden. Nahezu der gesamte Bohrlochquerschnitt dient so der Förderung.

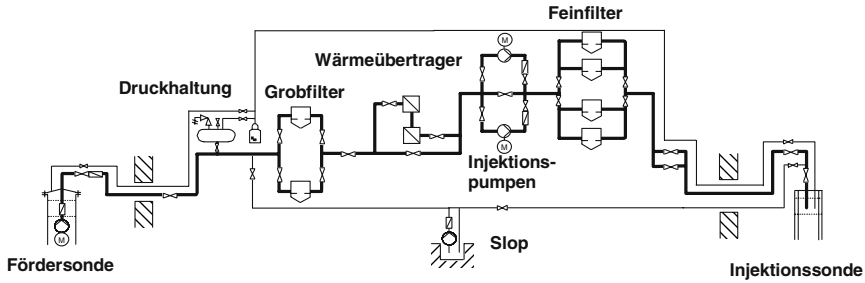


Abb. 9.4 Prinzipschema des Übertageteils des Thermalwasserkreislaufs

Bei großen Einbautiefen werden Bohrloch-Motorpumpen eingesetzt, die vorzugsweise mit einem Elektromotor angetrieben werden. Daneben sind auch Turbinenpumpen nutzbar, bei denen ein Teil des Thermalwasserförderstroms übermäßig komprimiert und als Treibstrom der untertägig installierten Turbinen-/Pumpeneinheit zugeführt wird. Hier dient der Ringraum um die Zuführungsleitung des Treibstroms zur Pumpe der Förderung.

Die als Standard-Gerät eingesetzte Bohrloch-Motorpumpe besteht aus den Hauptbaugruppen Pumpe, Protektor und Motor und wird an einer im Bohrungskopf abgehängten Steigleitung unterhalb des Thermalwasserspiegels installiert. Die notwendige elektrische Energie wird der Pumpe über ein Kabel im Ringraum zwischen der zementierten Rohrtour und der Pumpensteigleitung zugeführt.

Bei der Pumpe handelt es sich um eine vielstufige Kreiselpumpe, deren Stufenzahl die mögliche Förderhöhe und deren Laufradgestaltung den Volumenstrom beeinflussen. Die Motoren sind meist Drehstrom-Asynchronmotoren. Das darin enthaltene Spezialöl sorgt dafür, dass die Motorwicklungen isoliert und die Motorlager geschmiert werden und dass die beim Betrieb des Motors entstehende Wärme an das Gehäuse abgegeben wird. Der interne Öldruck schwankt infolge von Volumenänderungen der Motorfüllung bei unterschiedlichen Temperaturen (In- und Außerbetriebnahme). Damit kein Wasser in den Motor eindringen kann, ist die Pumpe mit einem System ausgerüstet, das einen Ausgleich zwischen dem Thermalwasser-Eintrittsdruck und dem internen Öldruck bewirkt. Üblicherweise enthält dieser Protektor ein Kaskadensystem, das durch Ausnutzung des Dichteunterschieds zwischen Thermalwasser und Öl ein Eindringen von Wasser in den Motor verhindert.

Die notwendige Einbautiefe der Pumpe hängt von der zu erwartenden maximalen Absenkung des Wasserspiegels bei Pumpenbetrieb und der notwendigen Mindest-Eintauchtiefe ab. Der Wasserspiegel sinkt bei Betrieb der Anlage volumenstromabhängig unter sein Niveau bei Stillstand. Der Grund hierfür sind die Reibungsdruckverluste in der Bohrung bis zum Pumpeneinlauf und der Druckabfall zwischen dem unbeeinflussten Speicherbereich und dem Inneren des Untertagefilters. Weiterhin sind Spiegeländerungen infolge temperaturbedingter Dichteänderungen der Flüssigkeitssäule zu beachten.

Die Pumpenauslegung orientiert sich an der notwendigen Förderhöhe bis zum Bohrungskopf einschließlich der Druckverluste in der Pumpensteigleitung und der zum Durchströmen der übertägigen Anlage notwendigen Förderhöhe. Enthält das Fördermedium größere Gasmengen, sollte der Gasentlösungspunkt nicht unterhalb der Pumpeneinbautiefe liegen. Entsprechend den geologischen Bedingungen, der Bohrungskomplettierung, dem Förderstrom und dem Pumpentyp sind Einbautiefen von 100 bis 400 m möglich.

Zur Anpassung der Thermalwasserförderung an die gegebene Wärmenachfrage wird die Pumpe durch Drehzahlstellung des Antriebsmotors geregelt. Obwohl Geothermieanlagen in der Grundlast und damit vorzugsweise mit konstantem Volumenstrom gefahren werden sollten, ist eine derartige Regelungstechnik empfehlenswert, um

- auf sich verändernde Speichereigenschaften reagieren zu können,
- ein speicherschonendes An- und Abfahren der Anlage zu gewährleisten,
- durch Kennfeldsteuerung einen sicheren und stabilen Betriebszustand der Pumpe zu erreichen, der geringsten Verschleiß sichert (hierzu muss die Pumpe mit geeigneten Schwingungsaufnehmern ausgerüstet sein, die ihre Signale an ein Diagnosesystem weiterleiten) und
- die sich mit der Beladung der Thermalwasserfilter ändernde Anlagenkennlinie des übertägigen Systems berücksichtigen zu können.

Sicherung der Qualität des Reinjektionswassers. Die Reinjektion des ausgekühlten Thermalwassers (d. h. das Abströmen des Wassers durch die Bohrungskomplettierung, den bohrungsnahen Bereich und das Durchströmen des Speichergesteins) kommt einem Filtrationsvorgang gleich. Deshalb muss auf jeden Fall eine Blockierung des Speichers durch Feststoffeintrag verhindert oder zumindest verzögert werden.

Primär stehen die Thermalwässer mit dem Speichergestein in einem chemischen Gleichgewicht. Im Thermalwasserkreislauf ist aber das geothermisch genutzte Wasser Druck- und Temperaturschwankungen unterworfen. Dadurch kommt es zu einer

- Druckentlastung (Entspannung) bei Förderung,
- Temperaturabsenkung und/oder einem möglichen Sauerstoffzutritt im übertägigen Thermalwasser-Kreislaufsystem,
- Druckerhöhung bei der Reinjektion,
- Vermischung mit „in situ-Schichtwasser“ und
- Erwärmung.

Durch die Druckentlastung während der Förderung sind auch Entgasungen möglich, die zu pH-Wert- und Redoxpotenzial-Veränderungen führen können. Sauerstoffzutritt führt zusätzlich zu einer Erhöhung des Redoxpotenzials.

Eine Sicherung der Qualität des Reinjektionswassers ist durch die weitgehende Vermeidung eventuell auftretender Verunreinigungen und durch die Filtration des Reinjektionswassers möglich. Beide Varianten werden im Folgenden kurz diskutiert.

- Vermeidung einer Verunreinigung des Reinjektionswassers. Die Thermalwässer sind meist komplex zusammengesetzte, hochsalinare untersättigte Lösungen mit einem geringen Anteil an gelösten Schichtgasen. Mit Ausfällungen leicht löslicher Salze ist meist nicht zu rechnen. Geochemische Modellierungen zeigen, dass – sofern eine Vermischung mit Fremdwässern vermieden wird – bei einer energetischen Nutzung derartiger Wässer lediglich mit Eisenausfällungen zu rechnen ist. Andere Mineralneubildungen sulfatischer, karbonatischer und silikatischer Art sind im übertägigen Thermalwasserkreislauf und im Speichergestein nicht zu erwarten. Diesem Bildungsmechanismus von Feststoffen muss, neben der Korrosion, durch eine strikte Gewährleistung der Sauerstofffreiheit des Systems Einhalt geboten werden. Sowohl im Betrieb als auch bei Stillstand ist das System daher unter einem permanenten Überdruck zu halten. Dazu werden aufwändige Schutzgassysteme installiert. Weiterhin sind chemische Veränderungen im Thermalwasserkreislauf durch mikrobiologische Aktivitäten bekannt, die ebenfalls zur Bildung von Feststoffen (d. h. Ausfällungen) führen können. Insbesondere bei bakteriell induzierter Schwefelwasserstoff(H_2S)-Bildung kommt es zu pH-Wert-Veränderungen und nachfolgender Sulfidausfällung. Daneben tragen die Bakterien selbst zur Feststoffbelastung bei. Beim Anfahrprozess können Spuren von Ölen und Fetten (z. B. aus der Bohrloch-Motorpumpe) in die Injektionsbohrung eingebracht werden; dies ist durch entsprechende Maßnahmen zu vermeiden.
- Filtration des Reinjektionswassers. Trotz aller präventiver Maßnahmen der Verfahrenstechnik muss der geologische Speicher durch Filtern des Injektionsfluids geschützt werden; dies ist als ein kontinuierlicher Prozess zu realisieren. Verfahren der Tiefenfiltration erreichen hier gute bis sehr gute Abscheideergebnisse und somit eine gute Klärwirkung. Oberflächenfiltrationsverfahren sind günstig, da die sichere Klassierung der Partikel bis zu einer festzulegenden maximalen Größe möglich ist. Für geothermische Anlagen sind Filter einzusetzen, die sowohl eine gute Klärwirkung als auch eine Klassierung gewährleisten.

Wärmeübertragung. Die Wärme des Thermalwassers muss energetisch effizient und möglichst kostengünstig an ein Heizsystem bzw. an einen Heizwasserkreislauf übertragen werden. Hierfür werden hauptsächlich geschraubte Platten-Wärmeübertrager eingesetzt. Sie bieten

- geringe Temperaturdifferenzen bis zu 1 K zwischen den beiden Medien,
- hohe Wärmeübergangskoeffizienten,
- geringes Bauvolumen und geringe Baumassen,
- ausreichende Druckstabilität für die in der Geothermie üblichen Drücke von 16 bar,
- geringen Wasserinhalt, der im Schadens- oder Revisionsfall aufbereitet bzw. entsorgt werden muss und
- gute Revisionsmöglichkeiten der Plattenoberfläche durch leichte Demontage.

Als Material hat sich vor allem Titan durchgesetzt, das weitgehend stabil gegenüber den meist hoch korrosiven Thermalwässern ist.

Um den Übertritt von Thermal- ins Heizungswasser bei Leckagen auszuschließen, wird der Wärmeübertrager mit Überdruck auf der Heiznetzseite betrieben. Wo das nicht möglich bzw. ineffizient ist, müssen andere Maßnahmen ergriffen werden (z. B. eine permanente Überwachung der elektrischen Leitfähigkeit des Heizungswassers oder der Einsatz von Wärmeübertragern mit doppelten Wänden zwischen den Medien; dies verschlechtert aber den Wärmeübergang beträchtlich).

Korrosionsschutz und Materialeinsatz. An die Ausrüstungen des Thermalwasserkreislaufs werden aus Gründen der Betriebssicherheit, des Umweltschutzes und der Wirtschaftlichkeit besondere Anforderungen gestellt.

- Ein korrosiv bedingter Wandungsdurchbruch und die damit verbundene Umweltbeeinflussung sind zu verhindern.
- Korrosionsprodukte schädigen den Injektionshorizont bzw. erhöhen den Filtrationsaufwand.

Neben der beschriebenen Verhinderung des Sauerstoffzutritts kommt deshalb der Materialauswahl eine besondere Bedeutung zu.

Thermalwässer sind teilweise sauerstoffarm bei einem hohen Gehalt an aggressiver Kohlensäure. Außerdem wird die Korrosion vorrangig durch Chloridionen bestimmt. In den bis Anfang der neunziger Jahre mit ungeschützten Rohrleitungen in Betrieb befindlichen Heizzentralen Waren/Müritz und Neubrandenburg weisen Schadensfälle darauf hin, dass ein geringer Sauerstoffeintrag nicht verhindert werden konnte. Dieser eingetragene Sauerstoff machte den Korrosionsverlauf unkontrollierbar. An un- und niedriglegierten Stählen treten z. B. strömungsabhängige maximale Abtragsraten von 0,05 bis 2,0 mm/a auf. Dieser Materialabtrag erfolgt aber nicht ebenmäßig; vielmehr lösen sich plättchenförmige Korrosionsprodukte ab, die eine narbige Oberfläche hinterlassen.

Eine breite Palette von geeigneten Materialien steht aber für den Einsatz im Thermalwasserkreislauf zur Verfügung. Die Auswahl hängt vom Typ und der Temperatur des Thermalwassers, dem Druck und der notwendigen Verarbeitungstechnologie der Materialien ab. Beispielsweise können Kunststoffe, Verbundmaterialien (Kunststoff/Glasfaser), beschichtete und gummierte Metalle sowie hochlegierte Stähle in verschiedenen Kombinationen eingesetzt werden. Neben den Hauptmedienleitungen ist dabei besonders auf Details wie Sensoren und deren Anschlusstechnik, Armaturen, Dichtungsmaterialien usw. zu achten.

Leckageüberwachung. Wichtig ist die Absicherung der Dichtheit des Systems bzw., als Folgeaktion bei auftretenden Schäden, die schnelle Eindämmung des austretenden Thermalwassers. Notwendig ist eine Kombination aus

- korrosionsresistenten Rohrleitungsmaterialien,
- sicherer Rohrleitungstechnologie (stabile Rohrverbindungen, Doppelrohrsysteme usw.) und
- Lecküberwachungsanlagen (sie müssen eine permanente Kontrolle garantieren und große Lecks sehr schnell sowie kleine Lecks örtlich präzise und zuverlässig identifizieren).

Neben den beschriebenen Verfahren am Wärmeübertrager erfordert die Überwachung der größtenteils erdverlegten Förder- und Injektionsleitungen besondere Aufmerksamkeit. Hier werden aus der Fernwärmetechnik stammende Kontrolldrahtsysteme, die allerdings eine Doppelrohrinstallation zur Verhinderung des Eindringens von Erdfeuchte in den Kontrollraum benötigen, oder kabellose Überwachungsverfahren eingesetzt.

Slopsystem. Das Slopsystem nimmt die außerhalb der Rohrleitungen anfallenden Thermalwässer auf und führt sie aufbereitet in den Kreislauf zurück. Slopwässer entstehen

- beim Spülen der Förderbohrung und des thermalwasserführenden Rohrleitungssystems bei der Erstinbetriebnahme und nach längeren Stillständen,
- beim Filterwechsel,
- bei Reparaturen,
- beim Entleeren des Leitungssystems,
- an den Stopfbuchsen der Pumpen und Armaturen und
- bei Undichtigkeiten im System.

Der Hauptslopbehälter befindet sich an der Injektionsbohrung. Er muss bei Anfahrvorgängen das zum Schutz der Injektionsbohrung zurückgehaltene Bohrungs- und Rohrleitungsvolumen an Thermalwasser aufnehmen können. Außerdem ist er mit einem Abscheidebecken (d. h. Sumpf) versehen, in dem Feststoffe sedimentieren können.

Weitere kleine Slopbehälter sind an jedem weiteren Betriebspunkt angeordnet. Sie dienen der Aufnahme von Leckströmen, die über Fußbodeneinläufe gesammelt werden.

Reinjektion des Thermalwassers. Bei der Reinjektion von Thermalwasser in das Trägergestein des geologischen Speichers sind die Druckverluste in den Rohrleitungen der Injektionsbohrung zu überwinden. Hinzu kommt der nötige Überdruck im Speicherbereich zwischen dem Inneren der Bohrung und dem unbeeinflussten Speicher. Diese beiden Größen sind für eine vorgegebene Konstellation Funktionen des Volumenstroms.

Im Anlagenstillstand befindet sich der Wasserspiegel in der Bohrung – abhängig von der Temperatur der Flüssigkeitssäule und damit deren Dichte – in einer bestimmten Höhe innerhalb der Bohrung. Bei Anlagenbetrieb steigt der Spiegel in der Bohrung in Abhängigkeit der Druckverluste an. Bis zu einem bestimmten Volumenstrom besteht also das Problem, dass am Bohrenskopf Unterdruck herrscht. Dem muss durch geeignete Maßnahmen (z. B. durch Fußventile in der Bohrung) abgeholfen werden.

Steigt der Volumenstrom weiter, kann der dazu nötige Bohrenskopfdruck bis zu einem gewissen Maß, das durch die Druckstufe des übertägigen Systems bestimmt wird (meist bis zu 5 bar), durch die Pumpe in der Förderbohrung aufgebracht werden. Erst danach werden installierte Injektionspumpen in Betrieb ge-

nommen, die mit der Injektionsbohrung über eine Leitung mit erhöhter Druckbeständigkeit verbunden sind.

Fernwärmenetze. Eine Nutzung der Erdwärme ist außer durch die Versorgung eines (großen) industriellen Abnehmers mit hoher Niedertemperatur-Wärmenachfrage nur durch eine Anbindung an Nah- bzw. Fernwärmenetze möglich. Hierfür kommen in Deutschland im Normalfall wasserbetriebene Verteilungssysteme zum Einsatz. Diese können als Ein-, Zwei-, Drei- oder Vierleitersystem ausgelegt werden; derzeit werden aber nahezu ausschließlich Zweileitersysteme eingesetzt. Sie dienen in der Regel zur Lieferung von Raumwärme und Brauchwarmwasser.

Die Struktur von Wärmeverteilungsnetzen wird vor allem durch städtebauliche Gegebenheiten (z. B. räumliche Anordnung der Häuser, Straßenführung), die Netzgröße und durch die Anzahl der (geothermischen) Heizzentralen bestimmt, die in das Netz einspeisen. Abb. 9.5 zeigt die für die Hauptverteilung der Wärme typischen Netzformen Strahlen-, Ring- und Maschennetz.

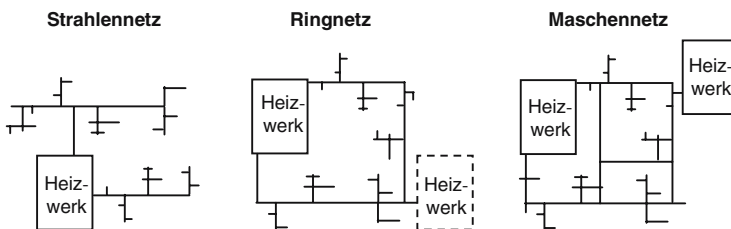


Abb. 9.5 Netzformen der Hauptverteilung in Fernwärmenetzen (nach /9-3/)

Ringnetze ermöglichen die Einbindung mehrerer Heizwerke; sie sind jedoch teurer als die anderen Netzformen, weil die Trassenlänge und der Nenndurchmesser der Ringleitungen verhältnismäßig groß sind. Diesem Nachteil steht jedoch eine hohe Versorgungssicherheit gegenüber. Maschennetze bieten ebenfalls eine hohe Versorgungssicherheit und gute Erweiterungsmöglichkeiten. Sie eignen sich jedoch aufgrund hoher Investitionen nur für große Wärmeverteilungsnetze. Bei kleinen und mittleren Fernwärmenetzen – und damit typischen Netzen für eine Verteilung hydrothermaler Erdwärme – sind wegen der geringen Trassenlänge aus Kostengründen Strahlennetze vorzuziehen /9-3/.

Bei der Unterverteilung und den Hausanschlüssen (Trassierung) sind ebenfalls verschiedene Systeme realisierbar. Zum einen kann jeder Kunde separat an die Hauptverteilung angeschlossen werden. Zum anderen ist eine Trassierung von Haus zu Haus möglich. Ersteres Verfahren bietet eine hohe Flexibilität und wird vor allem dann bevorzugt, wenn ein zu versorgendes Gebiet nur teilweise erschlossen ist. Bei dichter Bebauung bietet sich das Verlegeverfahren von Haus zu Haus an. Hierbei werden Häuser zu Gruppen zusammengefasst und nur ein Haus an die Verteilung angeschlossen. Von diesem aus werden die anderen Häuser angebunden, so dass insgesamt weniger Abzweige von der Verteilung notwen-

dig sind (Abb. 9.6). In der Regel wird eine Mischform aus den beiden Trassenführungssystemen gewählt, um die Vorteile beider Systeme zu kombinieren.

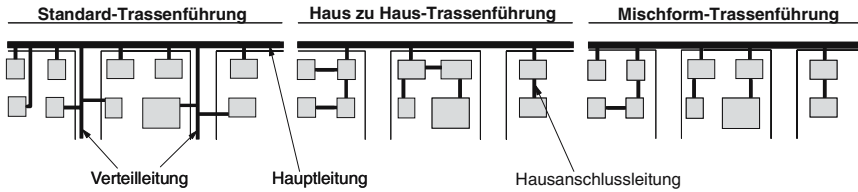


Abb. 9.6 Möglichkeiten der Trassenführung (nach /9-3/)

Die Hauptgruppen der Verlegeverfahren sind Freileitungssysteme sowie kanalgebundene und kanalfreie Systeme. Freileitungen werden in Deutschland wegen Sichtbelästigung und möglicher Nutzungseinschränkungen des Grundstücks kaum mehr verlegt. Kanalfreie oder auch direkt erdverlegte Systeme haben sich aus Kostengründen, wegen des geringeren Platzbedarfs und der kürzeren Bauzeiten gegenüber kanalgebundenen Systemen vor allem im Leistungsbereich unter 20 MW thermischer Leistung durchgesetzt.

Wegen des oft feuchten Erdreichs ist Korrosionsbeständigkeit die wichtigste Anforderung an das Leitungssystem. Auch ist eine Durchfeuchtung der Isolierung wegen daraus resultierender erhöhter Wärmeverluste zu vermeiden. In erster Linie kommen Kunststoffmantelrohre mit Stahlmediumrohr zum Einsatz. In Konkurrenz dazu stehen Kunststoffmediumrohre. Im Bereich der Unterverteilung und der Hausanschlussleitungen können flexible Metall- oder Kunststoffmediumrohre eingesetzt werden. Diese werden von „der Rolle“ verlegt; dadurch entfallen anfällige, erdverlegte Verbindungen. Dies beschleunigt die Verlegung und senkt die Schadensanfälligkeit.

Letztlich sind Hausübergabestationen als Bindeglieder zwischen dem Nah- bzw. Fernwärmenetz und der Hausanlage (Heizungsanlage) notwendig. Diese werden standardisiert und vorgefertigt inklusive aller Anlagenkomponenten geliefert und mit der Hausanlage verbunden. Dabei können direkte und indirekte Systeme unterschieden werden.

- Bei direkten Systemen durchströmt das Heizwasser die Anlagenteile der Hausstation; die Temperaturregelung erfolgt durch Zumischen von kälterem Wasser aus dem Hausanlagenrücklauf. Dies stellt meist die kostengünstigere Variante dar /9-3/.
- Bei indirekten Systemen wird ein Wärmeübertrager zwischen Fernwärmenetz und Hausanlage geschaltet. Für dieses System sprechen vor allem die Unabhängigkeit von den Druckverhältnissen im Netz und der Wasserbeschaffenheit.

Einkopplung in Versorgungssysteme. Geothermische Wärmeversorgungsanlagen sind aufgrund der hohen Investitionen für die Erschließung der Geothermiespeicher und die übertägigen Systemkomponenten an große Wärmeversor-

gungskomplexe gebunden. Deshalb sind zunächst die Möglichkeiten des Auf- bzw. Ausbaus einer zentralen Wärmeversorgung am geplanten Standort zu prüfen. Versorgungssysteme mit 5 MW thermischer Nennanschlussleistung müssen dabei als eine untere Grenze angesehen werden, sofern keine ausgesprochen günstige Jahresdauerlinie der Wärmenachfrage bei hoher Volllaststundenzahl vorliegt (z. B. industrielle Niedertemperaturwärmenachfrage im Dreischichtbetrieb) oder sonstige Möglichkeiten der Thermalwassernutzung (z. B. stoffliche Nutzung des Thermalwassers; ggf. Heilbad) gegeben sind.

Geothermische Heizzentralen sind Grundlastanlagen. Um die installierte thermische Leistung maximal zu nutzen, sind hohe Volllaststundenzahlen anzustreben. Außerdem sollte die Erdwärme weitestgehend im energetisch effizienten direkten Wärmeübergang vom Thermalwasser an das Heiznetzwater übertragen werden. Dazu sind aufgrund der Lagerstättentemperaturen von meist 40 bis 80 °C geringe Rücklauftemperaturen im Nah- oder Fernwärmenetz von unter 40 °C anzustreben. Erst danach sollten Wärmepumpen zur weiteren Auskühlung des Thermalwassers eingesetzt werden.

Abb. 9.7 zeigt Schaltungsbeispiele, wie eine geothermische Heizzentrale als Komplex von Grund- und Spitzenlastsystem gestaltet werden kann. Die Anlagen können demnach aus einem oder mehreren Wärmeübertragern für den direkten Wärmeübergang bestehen. Optional folgen Wärmepumpen; hier sind grundsätzlich Absorptionswärmepumpen, Elektrowärmepumpen und gasmotorische Kompressionswärmepumpen einsetzbar (Kapitel 8.2). Die Entscheidung für die jeweils zu nutzende Technik muss standortabhängig getroffen werden und wird maßgeblich von der Höhe der Energieträgerpreise und vor allem den Relationen zwischen den Strom- und den Brennstoffpreisen bestimmt.

Derzeit stellen die mit einem Heißwasserkessel angetriebenen Absorptionswärmepumpen eine zu bevorzugende Variante dar, da der Antriebskessel kostengünstig als Spitzenlastkessel dimensioniert werden kann. Er kann damit auch Aufgaben bei einer störungsbedingten Unterbrechung des Thermalwasserkreislaufs übernehmen.

Oft wird in einer geothermischen Heizzentrale ein Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Eigenstromversorgung installiert, da vor allem die zur Thermalwasserförderung und -injektion erforderliche Antriebsenergie von 80 bis 200 kW über lange Zeiträume und damit mit einer hohen Volllaststundenzahl benötigt wird.

Eine mit fossilen Brennstoffen befeuerte Spitzenlast- und Havariekesselanlage ergänzt i. Allg. das Gesamtsystem der Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Erdwärmelagerstätten; sie ist entsprechend der Maximallast des Heiznetzes ausgelegt.

Die Systemauslegung der geothermischen Heizzentrale erfolgt standortabhängig. Allgemein gültige Richtlinien können aufgrund der Vielzahl der gegebenen und möglichen Einflussgrößen (u. a. die Qualität der geologischen Ressource, die Thermalwassercharakteristik, die Größe und Nachfragecharakteristik des Abnehmersystems, die Heiznetzparameter, die regional bedingten Energieträ-

gerpreise bzw. anlegbaren Wärmepreise, die Organisationsstruktur des Anlagenbetreibers) nur in einem sehr begrenzten Umfang der Orientierung dienen.

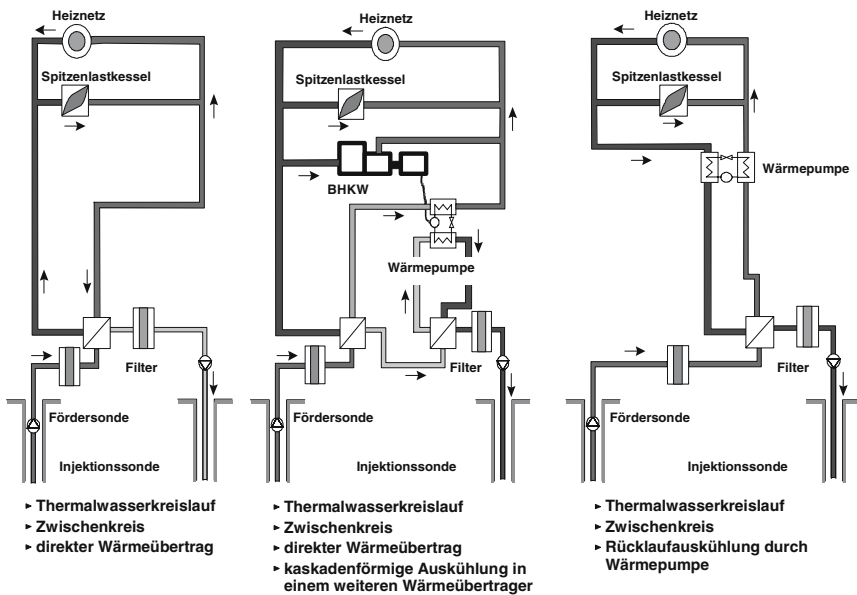


Abb. 9.7 Beispiele für Prinzipschemata geothermischer Heizzentralen (nach /9-3/)

9.1.2 Ökonomische und ökologische Analyse

Im Folgenden werden für ausgewählte Anlagen zur Nutzung der hydrothermalen Erdwärme, deren technische Kenndaten das derzeitige Marktspektrum wiedergeben, die Kosten und ausgewählte Umwelteffekte analysiert. Zuvor werden jedoch entsprechende Referenzanlagen definiert.

9.1.2.1 Referenzanlagen

Bei den hier untersuchten geothermischen Heizzentralen wird durch eine Bohrung das warme Thermalwasser gefördert und nach der Abkühlung durch eine weitere Bohrung erneut in das Trägergestein verpresst (Abb. 9.1). Die Wärmegewinnung aus dem Thermalwasser und damit die Erwärmung des Wassers des Heizkreislaufs erfolgt zunächst mit Hilfe von Direktwärmeübertragern. Anschließend wird, falls aufgrund der Lagerstättencharakteristik und der Verbrauchanforderungen notwendig, die Temperatur mit Hilfe von Wärmepumpen auf das jeweils notwendige Temperaturniveau angehoben. Deren Elektrizitätsnachfrage kann durch ein mit Erdgas oder leichtem Heizöl gefeuertes Blockheizkraftwerk (BHKW) bereitge-

stellt werden. Die dann zusätzlich anfallende Wärme wird ebenfalls in das Heiznetz eingespeist.

Zum Ausgleich von Nachfragespitzen und -tälern sind oft noch Wärmespeicher in Form von wärmeisolierten Wassertanks in das Gesamtsystem integriert. Zur Spitzenlastabdeckung und auch für den Fall des Ausfalls der Geothermieanlage ist in der Regel eine Spitzenlastanlage auf der Basis von leichtem Heizöl oder Erdgas eingebunden.

Geothermische Anlagen zur Raumwärme- und Brauchwarmwasserbereitstellung u. a. für Haushalte werden aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen i. Allg. erst ab thermischen Leistungen von etwa 5 MW realisiert. Von den in Kapitel 1 definierten Versorgungsaufgaben eignen sich daher die Systeme Nahwärme II (NW-II) und III (NW-III) für eine geothermische Wärmeversorgung. Als Wärmeabnehmer werden aber auch hier die definierten Versorgungsaufgaben für drei Einfamilienhäuser (EFH-I, -II und -III) und ein Mehrfamilienhaus (MFH) berücksichtigt.

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein Wärmenetz mit einer durchschnittlichen Vorlauftemperatur von 70 °C und einer Rücklauftemperatur von 50 °C. Die Nahwärmenetze werden als Kunststoffmantelrohre mit einem Mediumrohr aus Stahl, indirekter Netzanbindung und BrauchwarmwasserzwischenSpeicherung (Nutzungsgrad 80 %) in den versorgten Gebäuden ausgeführt.

- Referenzsystem NW-II. Die Geothermieanlage nutzt eine Förder- und eine Injektionsbohrung mit einer Endtiefe von 2 450 bzw. 2 350 m bei einem Abstand zwischen den beiden Bohrungen von 1 500 m (Tabelle 9.1). Das energetisch nutzbare Thermalwasser hat eine Temperatur von etwa 100 °C. Je nach Wärmelast werden 30 bis 60 m³/h gefördert. Die Förder- und Injektionsbohrung ist jeweils mit dem geothermischen Heizwerk durch erdverlegte Rohrleitungen aus glasfaserverstärktem Kunststoff verbunden. Die Wärmeauskopplung im Erdwärmeheizwerk erfolgt über zwei lastabhängig geschaltete Titan-Plattenwärmeübertrager mit einer maximalen thermischen Leistung von jeweils 1 700 kW. Die Einbindung über einen Zwischenkreislauf erlaubt eine optimale Anpassung der Thermalwasserparameter Temperatur und Mengenstrom an die benötigte Leistung des Nahwärmenetzes. Etwa 85 % der im Jahresverlauf bereitgestellten Wärme resultieren aus dem Thermalwasser und die verbleibenden rund 15 % werden über eine mit Heizöl Leicht befeuerte Spitzenlastanlage abgedeckt. Insgesamt ist in der geothermischen Heizzentrale eine thermische Leistung von ca. 5 MW installiert, wovon etwa 3,4 MW aus dem direkten Wärmeübertrag mit dem Thermalwasser stammen. Die Wärmeverteilung erfolgt über ein nach Tabelle 9.1 definiertes Wärmenetz.
- Referenzsystem NW-III. Bei diesem System wird 62 °C heißes Thermalwasser bei einem Volumenstrom von 72 m³/h aus einer Tiefe von etwa 1 300 m mit einer in 390 m Tiefe eingehängten Tauchkreiselpumpe gefördert (Tabelle 9.1). Das Wasser wird weiter zur Grundlastzentrale gepumpt, wo ihm über Wärmeübertrager – abhängig von den Betriebsbedingungen – zwischen 450 und 1 400 kW an thermischer Leistung direkt entzogen wird. Zwei Elektrowärmepumpen mit 1 450 kW thermischer Leistung kühlen das Thermalwasser an-

schließend auf etwa 25 °C ab und stellen dabei eine verbrauchsseitige Temperatur von 70 °C bereit. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend in eine Tiefe von rund 1 250 m verpresst. Die für den Betrieb der Wärmepumpen und der sonstigen Hilfsaggregate (z. B. Pumpen) benötigte elektrische Energie wird teilweise von zwei erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) mit 630 kW thermischer und 450 kW elektrischer Leistung bereitgestellt. Die in Kuppelproduktion gewonnene Wärme wird dem Verteilnetz zugeführt. Zur Deckung von Verbrauchsspitzen bzw. zur Gewährleistung der Wärmeversorgung bei Ausfall des geothermischen Anlagenteils werden zwei erdgasbefeuerte Heizkessel eingesetzt. Bei einer insgesamt in der Geothermieanlage installierten Heizleistung von 10 MW wird etwa die Hälfte (50,6 %) der jährlichen Wärmenachfrage durch die Nutzung des hydrothermalen Erdwärmevorkommens (direkter Wärmeübertrag und geothermischer Anteil der Wärmepumpe) abgedeckt. Zusammen mit dem BHKW und der Wärmepumpe deckt die Grundlastanlage knapp 85 % der nachgefragten Jahresgesamtwärmemenge ab. Die verbleibenden 15 % werden über die erdgasbefeuerte Spitzenlastanlage bereitgestellt. Die Wärmeverteilung erfolgt über zwei getrennt geführte, entsprechend Tabelle 9.1 definierte Wärmenetze.

Tabelle 9.1 Kenngrößen der geothermischen Referenzanlagen

Nahwärmesystem		NW-II	NW-III
Wärmenachfrage	in GJ/a ^a	26 000	52 000
Wärme ab Heizwerk	in GJ/a ^b	32 200	64 400
geothermischer Deckungsgrad	in %	85	50,6 ^c
Grundlastanlage			
geothermische Leistung	in MW	3,4	2,1 ^c
geothermische Wärme ab Heizwerk	in GJ/a	27 400	32 600 ^c
Fördertemperatur	in °C	100	62
maximaler Fördervolumenstrom	in m ³ /h	60	72
Tiefe Förder- und Injektionsbohrung	in m	2 450 / 2 350	1 300 / 1 250
Zusatzaggregate			BHKW/WP ^d
Spitzenlastanlage			
Brennstoff		Heizöl Leicht	Erdgas
Brennertechnik		Low-NO _x	Low-NO _x
Feuerungsleistung	in MW	5	2 x 5
Kesselnutzungsgrad		0,92	0,92
Wärmeverteilnetz			
Länge	in m	6 000	2 x 6 000
Vor-/Rücklauftemperatur ^e	in °C	70 / 50	70 / 50
Netznutzungsgrad		0,85	0,85
Nutzungsgrad Übergabestation ^f		0,95	0,95

^a Wärmenachfrage der an das Wärmeverteilnetz angeschlossenen Abnehmer (vgl. Kapitel 1.3); ^b unter Berücksichtigung der Verluste des Wärmeverteilnetzes sowie der Hausübergabestationen/Warmwasserspeicherspeicher; ^c direkter Wärmeübertrag und geothermischer Anteil an von Wärmepumpen bereitgestellte Wärme; ^d je zwei erdgasbefeuerte Blockheizkraftwerke (630 kW thermische bzw. 450 kW elektrische Nennleistung bei einem thermischen bzw. elektrischen Nutzungsgrad von 0,52 bzw. 0,38) und elektromotorisch betriebene Wärmepumpen (Arbeitszahl von 4 bei einer thermischen Leistung von 1 450 kW); ^e Jahresdurchschnitt; ^f durchschnittlicher Nutzungsgrad (Brauchwarmwasser 0,80 und Raumheizung 0,98).

9.1.2.2 Ökonomische Analyse

Im Folgenden werden die mit einer geothermischen Wärmenutzung verbundenen Investitions- und Betriebskosten sowie die spezifischen Wärmegestehungskosten dargestellt.

Die Abhängigkeit der Systemtechnik von Geothermieanlagen von den jeweiligen spezifischen Einflussgrößen bzw. Gegebenheiten vor Ort (u. a. Temperatur, Salinität, Förderraten der Tiefengrundwässer, lokale Abnehmerstruktur) führt zu deutlichen Unterschieden in der Auslegung und damit in der Kostenstruktur. Auf Grund dieser Unsicherheiten können die folgenden Kosten nur Größenordnungen bzw. Anhaltswerte darstellen. In Einzelfällen können damit durchaus günstigere, aber auch ungünstigere Wärmegestehungskosten erzielt werden.

Investitionen. Die Investitionen für geothermische Anlagen (Tabelle 9.2) werden neben der eingesetzten Technik auch wesentlich von der Systemgröße bestimmt. Generell sinken mit zunehmender Anlagengröße die spezifischen Kosten vor allem für Förder- und Injektionsbohrung, wobei bei den Bohrungen die Abhängigkeit von der Bohrtiefe von übergeordneter Bedeutung ist.

Die wesentlichen Komponenten geothermischer Heizzentralen sind neben Förder- und Injektionsbohrung Förder- und Injektionspumpe, Wärmeübertrager und Filter- sowie Slopsysteme. Auch werden meist Grob- und Feinfilter zur Aufbereitung der Thermalwässer eingesetzt. Ist die Thermalwassertemperatur im Vergleich zur notwendigen Heiznetzvorlauftemperatur zu gering, sind zusätzlich Wärmepumpen erforderlich.

Mit ca. 51 bzw. 31 % (NW-II bzw. NW-III) sind jeweils die beiden Bohrungen für den größten Teil der Investitionskosten verantwortlich. Richtwerte für die Kosten von Förder- und Injektionsbohrung liegen, in Abhängigkeit der Tiefe, bei ca. 1 000 bis 1 200 €/m.

Die Kosten für das Wärmeverteilnetz liegen in Abhängigkeit von der Rohrdimensionierung, den örtlichen Gegebenheiten (z. B. unbefestigtes oder befestigtes Gelände) sowie der Siedlungsstruktur innerhalb einer sehr großen Bandbreite. Näherungsweise kann für das Nahwärmenetz von rund 385 €/m ausgegangen werden. Die Investitionskosten für die Gebäudeanbindung schließen den Hausanschluss mit Übergabestation sowie die Aufwendungen innerhalb der versorgten Gebäude (z. B. Brauchwarmwasserspeicher) ein (Tabelle 9.2).

Das Wärmeverteilnetz sowie die unter „Sonstiges“ zusammengefassten Aufwendungen für u. a. Filter, Slopsystem, den übertägigen Thermalwasserkreislauf und die Anlagenplanung zeigen einen geringeren Einfluss auf die Investitionskosten. Die Kosten für Baumaßnahmen (Gebäude einschließlich Grundstück) sowie die Wärmeübertrager spielen hingegen nur noch eine vergleichsweise untergeordnete Rolle.

Die dargestellten Kosten einer Wärmebereitstellung aus Erdwärme und – zur Spitzenlastabdeckung – aus fossilen Energieträgern berücksichtigen zusätzlich die Aufwendungen für die Spitzenlastanlage (u. a. Kessel, Brenner, Brennstofflagerung bzw. Erdgasanschluss) sowie beim System NW-III die monetären Aufwen-

dungen für die Blockheizkraftwerke und die Wärmepumpen (Tabelle 9.2). Der Anteil dieser Kosten an den gesamten Aufwendungen ist mit knapp 4 bzw. 11 % relativ gering.

Betriebskosten. Die laufenden Kosten (Tabelle 9.2) umfassen u. a. die finanziellen Aufwendungen für Instandhaltung und Wartung, Personal, Versicherungen und elektrischen Strom (u. a. zur Umwälzung des Thermalwassers, zum Antrieb der Wärmepumpen). Sie sind verglichen mit den Investitionen jedoch vergleichsweise gering (Tabelle 9.2). Die Brennstoffkosten der geothermischen/fossilen Systeme sind dabei getrennt von diesen angeführt (Tabelle 9.2).

Wärmegestehungskosten. Auf Basis der in Kapitel 1 festgelegten finanzmathematischen Rahmenbedingungen (Zinssatz 4,5 %, Abschreibung über technische Lebensdauer) können für die betrachteten Referenzanlagen die in Tabelle 9.2 dargestellten Wärmegestehungskosten bestimmt werden. Als technische Anlagenlebensdauer werden dabei für die geothermischen Anlagenkomponenten 30 Jahre, die Gebäude und das Wärmeverteilernetz 50 Jahre, die Hausübergabestationen, die Wärmepumpen und den Spitzenlastkessel 20 Jahre sowie für die Blockheizkraftwerke (BHKW) 15 Jahre unterstellt.

Für eine geothermische Wärmebereitstellung liegen die Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit des geothermischen Deckungsgrades, der Anlagengröße sowie der Leistung der Hausübergabestation zwischen rund 22 und 46 €/GJ (Tabelle 9.2).

Diese Gestehungskosten stellen dabei die Gesamt-Wärmegestehungskosten einer geothermisch/fossilen Wärmebereitstellung innerhalb eines Gesamtsystems mit Spitzenlastabdeckung auf Basis fossiler Energieträger (NW-II und NW-III) und teilweiser Wärmebereitstellung durch Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen (NW-III) dar. In einem Versorgungssystem ohne diese zusätzlichen Systemkomponenten würden diese entsprechend höher liegen. Der geothermische Anlagenteil müsste in diesem Fall auch die Spitzenlast abdecken; dies würde zu einer Verringerung der Volllaststundenzahl des geothermischen Anlagenteils und damit auch der geothermisch bereitstellbaren Wärme führen.

Grundsätzlich kommt es dabei zu einer Abnahme der Wärmegestehungskosten mit steigender Anlagengröße. Anlagen mit einer geringen Leistungsgröße weisen aufgrund der relativ hohen Investitionen für die Erschließung der Wärmequelle entsprechend hohe Wärmegestehungskosten auf. Auch ergeben sich bei kleinen Heizzentralen höhere Wärmegestehungskosten für solche Systeme, die tiefe Bohrungen und direkten Wärmeübertrag nutzen, als für Systeme, die Wärme aus flacheren Bohrungen mit Hilfe zusätzlicher Wärmepumpen bereitstellen. Demnach ist der Einsatz einer Wärmepumpe günstiger als eine tiefere Bohrung.

Die Wärmegestehungskosten werden von vielen Einflussgrößen bestimmt, die je nach den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten im Sinne einer Minimierung der Gesamtsystemkosten zu optimieren sind. Außerdem erscheint durch eine Senkung

der Bohrkosten, durch eine Optimierung der Heiznetze sowie durch die Wahl der Anlagenkonfiguration eine Reduzierung der Wärmekosten möglich.

Tabelle 9.2 Investitions- und Betriebskosten sowie Wärmegestehungskosten geothermischer Anlagenkomponenten, Wärmeverteilung mit Nahwärmenetz sowie Gebäudeanbindung innerhalb eines geothermischen/fossilen Systems zur Brauchwarmwasser- und Raumwärmebereitung

System		NW-II				NW-III			
geoth. Leistung	in MW	3,3				1,45			
geoth. Wärmenachfr.	in GJ/a ^a	22 100				26 300			
ges. Wärmenachfr	in GJ/a	26 000				52 000			
geoth. Deckungsgrad	in %	85				50,6			
Versorgungsaufgabe		EFH-I ^a	EFH-II ^b	EFH-III ^c	MFH ^d	EFH-I ^a	EFH-II ^b	EFH-III ^c	MFH ^d
Wärmenachfrage	in GJ/a	32,7	55,7	118,7	496,1	32,7	55,7	118,7	496,1
Geothermische Heizzentrale									
Förderbohrung	in Mio. €	2,5				1,7			
Injektionsbohrung	in Mio. €	2,5				1,7			
Wärmetauscher	in Mio. €	0,07				0,03			
Wärmepumpe	in Mio. €					0,22			
BHKW	in Mio. €					0,25			
Spitzenlastanlage	in Mio. €	0,36				0,58			
Gebäude	in Mio. €	0,2				0,33			
Sonstiges	in Mio. €	1,74				1,6			
Nahwärmenetz	in Mio. €	2,31				4,6			
Summe	in Mio. €	9,68				11,01			
Betriebskosten	in Mio. €/a	0,13				0,16			
Brennstoffkosten	in Mio. €/a	0,04				0,22			
Übergabestation & Hausanschluss									
Investitionen	in €	5 520	5 810	7 120	13 440	5 520	5 810	7 120	13 440
Betriebskosten	in €/a	102	107	129	237	102	107	129	237
Wärmegest.kosten	in €/GJ	45,6	39,0	34,4	31,7	36,1	29,6	25,3	22,5
	in €/kWh	0,16	0,14	0,12	0,11	0,13	0,11	0,09	0,08

^a geothermischer Anteil an der gesamten Wärmebereitstellung ohne Verluste des Wärmeverteilnetzes sowie der Hausübergabestation/Warmwasserzwichenspeicher; ^b Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^c Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^d Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^e Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

Um den Einfluss verschiedener Größen auf diese Gestehungskosten besser abschätzen und bewerten zu können, zeigt Abb. 9.8 eine Variation der wesentlichen sensitiven Parameter einer geothermischen Wärmebereitstellung mit Spitzenlastabdeckung (NW-II) für einen Hausanschluss mit 8 kW Abnahmeleistung (EFH-II). Die monetären Aufwendungen der Hausübergabestation werden dabei als konstant unterstellt. Auch bleibt der geothermische Deckungsgrad unverändert bei 85 %.

Den größten Einfluss auf die Wärmekosten zeigen demnach die Investitionen sowie die Volllaststunden. Die Volllaststundenzahl und damit die nutzbare Wärme kann innerhalb eines, durch die thermische Leistung des Heizwerks bzw. die Wärmekapazität des Verteilnetzes vorgegebenen Systems über die Veränderung der Abnehmerstruktur variiert werden. Wird z. B. ein Teil der Wärme an Industrie- oder Gewerbeunternehmen mit einem jahreszeitlich ausgeglichenen Wärmever-

brauch (z. B. Molkerei) abgegeben, kann eine Erhöhung der Anlagenausnutzung (d. h. jährliche Volllaststunden) und damit Senkung der Wärmegestehungskosten erreicht werden. Zinssatz bzw. Abschreibungsdauer zeigen ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf die Gestehungskosten einer geothermischen Wärmebereitung. Die Betriebs- und Brennstoffkosten sind hingegen von vergleichsweise untergeordneter Bedeutung.

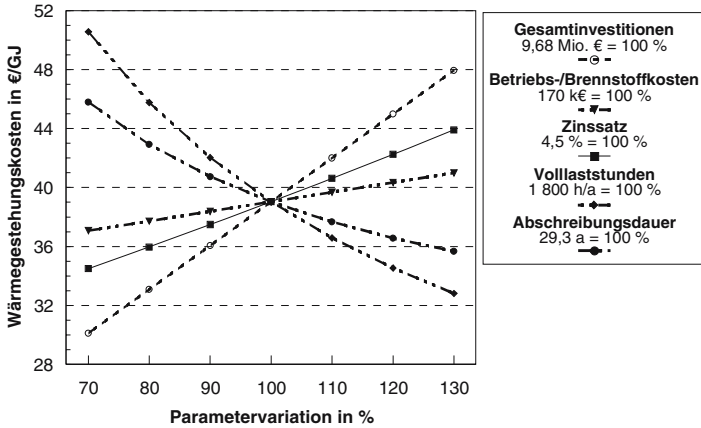


Abb. 9.8 Parametervariation der wesentlichen Einflussgrößen auf die Wärmegestehungskosten einer geothermischen/fossilen Wärmebereitstellung (NW-II) für die Versorgungsaufgabe EFH-II mit 8 kW Abnahmeleistung (Abschreibungsdauer von 29,3 Jahre entspricht dem gewichteten Mittel aller Anlagenkomponenten; vgl. Tabelle 9.2)

9.1.2.3 Ökologische Analyse

Für die bisher betrachteten Anlagen zur Nutzung der hydrothermalen Erdwärme wird im Folgenden eine Bilanzierung ausgewählter Umweltkenngrößen im Verlauf des gesamten Lebensweges durchgeführt. Anschließend werden weitere mit einer Energiebereitstellung aus derartigen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert.

Lebenszyklusanalyse. Für die bisher betrachteten Anlagen werden nun die spezifischen kumulierten Energieströme (d. h. Verbrauch fossiler Energieträger) und Stofffreisetzungen im Verlauf der gesamten Anlagenlebensdauer einschließlich aller vorgelagerten Prozesse im Rahmen einer Lebenswegbetrachtung (Kapitel 1) bilanziert. Bezugsgröße ist dabei einerseits die bereitgestellte Wärme aus geothermischer Energie und andererseits die gesamte Wärme zur Deckung der jeweiligen Versorgungsaufgabe an der Schnittstelle zum hausinternen Wärmeverteilnetz der durch ein Fernwärmenetz versorgten Gebäude.

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden dabei als Maß für den Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt die CO₂-Äquivalent-Emissionen, für Emissionen mit versauernder Wirkung die SO₂-Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt human- und ökotoxikologischer Auswirkungen die Emissionen an SO₂ und NO_x berechnet. Aufgrund der Vielzahl möglicher Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung von Anlagen zur Nutzung hydrothermalen Erdwärme stellen die hierbei untersuchten Referenzanlagen nur exemplarische Fälle dar.

Geothermische Wärmebereitstellung. Um den Anteil des geothermischen Anlagenteils am Verbrauch fossiler Energieträger bzw. an den diskutierten Emissionen aufzuzeigen, wird hier die Wärme frei Verbraucher aus der mit fossilen Brennstoffen befeuerten Spitzenlastanlage sowie aus dem Blockheizkraftwerk bzw. der Wärmepumpe nicht berücksichtigt. Die dargestellten Bilanzergebnisse repräsentieren demnach eine geothermische Wärmebereitstellung innerhalb des in Tabelle 9.3 definierten Gesamtsystems. Bezugsgröße ist 1 TJ bereitgestellte geothermische Wärme an der Sekundärseite des Wärmeübertragers der 5, 8, 18 und 60 kW-Hausübergabestation (EFH-I, EFH-II, EFH-III, MFH). Die Verluste des Nahwärmenetzes werden ebenso wie die Verluste der Übergabestationen bzw. der Brauchwarmwasserspeicher innerhalb der versorgten Gebäude berücksichtigt.

Die energetischen Aufwendungen für Bau, Betrieb und Abriss der gemeinsam mit der Spitzenlastanlage bzw. dem Blockheizkraftwerk genutzten Komponenten (u. a. Nahwärmenetz, Gebäude der Heizzentrale und Hausübergabestation) werden den geothermischen Systemkomponenten entsprechend dem geothermischen Anteil an der gesamten Wärmeabgabe angerechnet. Tabelle 9.3 zeigt die Ergebnisse der Energie- und Emissionsbilanzen.

Tabelle 9.3 Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermischen Wärmebereitstellung frei Verbraucher zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung (nur Anteil der Erdwärme)

System		NW-II				NW-III			
geoth. Ges.wärmenachfr. in GJ/a ^a		22 100				26 300			
Versorgungsaufgabe		EFH-I ^d	EFH-II ^e	EFH-III ^f	MFH ^g	EFH-I ^d	EFH-II ^e	EFH-III ^f	MFH ^g
geoth. Wärmenachfrage in GJ/a ^b		27,8	47,3	100,9	421,7	16,5	28,2	60,1	251,0
Energie in GJ _{prim} /TJ ^c		423	382	351	342	404	378	358	354
SO ₂ in kg/TJ		44	39	35	33	42	38	36	35
NO _x in kg/TJ		47	41	37	35	40	37	35	34
CO ₂ -Äq. in t/TJ		29,5	26,6	24,5	23,8	27,4	25,6	24,2	24,0
SO ₂ -Äq. in kg/TJ		117	103	93	89	109	101	94	93

^a NW-II 26 000 GJ/a und geothermischer Deckungsgrad von 0,85, NW-III 52 000 GJ/a und geothermischer Deckungsgrad von 0,506; ^b bei einem geothermischen Deckungsgrad von 0,85 (NW-II) bzw. 0,506 (NW-III) sowie einer Gesamtwärmenachfrage von 32,7 GJ/a (EFH-I), 55,7 GJ/a (EFH-II), 118,7 GJ/a (EFH-III) und 496,1 GJ/a (MFH); ^c primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger); ^d Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^e Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^f Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^g Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

Einflussfaktoren auf die Bilanzergebnisse sind neben den geologischen und geotechnischen Randbedingungen (u. a. Thermalwassertemperatur, Bohrtiefe) die Anlagenleistung (Gesamtanlage bzw. Hausübergabestation), der geothermische Anteil an der gesamten Wärmeabgabe der Heizzentrale sowie der Anteil des Wärmeverbrauchs zur Brauchwasserbereitung am gesamten Wärmeverbrauch.

Mit steigender Leistung der geothermischen Anlage bzw. der Hausübergabestation sinken die spezifischen Aufwendungen für deren Bau. Auch können bei geringeren geothermischen Deckungsgraden höhere Volllaststundenzahlen und dadurch eine bessere Ausnutzung der geothermischen Anlagenteile mit entsprechend sinkenden energetischen bzw. materiellen Aufwendungen erreicht werden. Unterschiede zwischen den einzelnen Abnahmeleistungen der Hausübergabestationen resultieren u. a. aus voneinander abweichenden spezifischen Aufwendungen für den Hausanschluss (u. a. Übergabestation, Brauchwasserspeicher) sowie unterschiedliche Wärmeverluste der Übergabestationen. Letztere sind eine Folge verschieden hoher Anteile des Wärmeverbrauchs zur Brauchwarmwasserbereitung am Gesamtverbrauch der diskutierten Referenzsysteme bei unterschiedlichen Nutzungsgraden der Brauchwarmwasser- (80 %) und Raumwärmebereitung (98 %).

Der Verbrauch erschöpflicher Energieträger sowie die Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe werden durch die Herstellung der Anlage (bzw. den eingesetzten Materialien) und durch die Bereitstellung der für den geothermischen Anlagebetrieb benötigten elektrischen Energie (d. h. den Betrieb) bestimmt. Abriss und Entsorgung der Anlagen tragen hingegen vergleichsweise wenig zu den Bilanzergebnissen bei; Abb. 9.9 verdeutlicht dies am Beispiel der CO₂-Äquivalent-Emissionen. Direkte Emissionen treten am Anlagenstandort nicht auf.

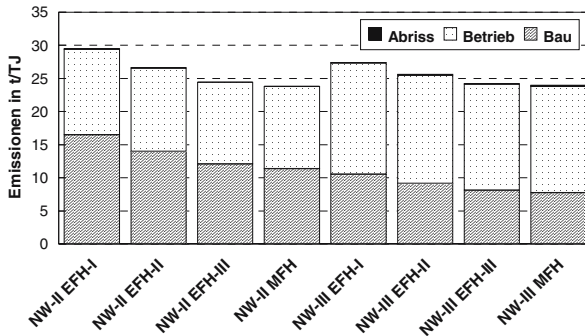


Abb. 9.9 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf Bau, Betrieb und Abriss der in Tabelle 9.3 dargestellten Bilanzergebnisse (zur Definition der Kürzel Tabelle 9.3)

Die durch den Betrieb der geothermischen Anlagen verursachten Verbräuche erschöpflicher Energieträger sowie Emissionen der betrachteten Luftschadstoffe werden nahezu ausschließlich durch den Verbrauch an elektrischer Energie (z. B. Förderpumpe) bestimmt. Damit spielt der zugrunde gelegte Stomerzeugungsmix eine wesentliche Rolle.

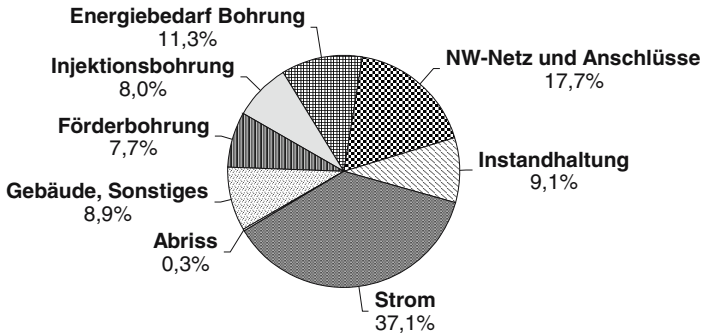


Abb. 9.10 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer geothermischen Wärmebereitstellung für das Referenzsystem NW-II (Versorgungsaufgabe EFH-II mit 8 kW Anschlussleistung; Injektions- und Förderbohrung: Materialeinsatz für die Komplettierung der Bohrungen; Strom: Einsatz elektrischer Energie für den Betrieb; Energiebedarf Bohrung: Dieleinsatz für das Abteufen der Bohrung; NW-Netz: Nahwärmenetz; vgl. Tabelle 9.3)

Abb. 9.10 zeigt zusätzlich eine Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen für die Referenzanlage NW-II mit 8 kW Anschlussleistung der Hausübergabestation auf Bau (Nahwärmenetz und Hausanschlüsse, Komplettierung der Injektions- und Förderbohrung, Energieeinsatz für das Abteufen der Bohrung, Gebäude und Sonstiges einschließlich sämtlicher technischer Anlagen wie Wärmeübertrager, Pumpen oder Rohrleitungen), Betrieb (Instandhaltung, elektrischer Strom) und Abriss.

Mit insgesamt rund 46 % nimmt dabei die für den Betrieb benötigte elektrische Energie und die Instandhaltung der Anlage fast die Hälfte an den freigesetzten CO₂-Äquivalent-Emissionen ein. Der Anteil der Emissionen aus dem Bau der geothermischen Heizzentrale liegen mit rund 54 % bei etwas über der Hälfte der Stofffreisetzungen. Damit hat der Abriss mit deutlich unter einem Prozent einen vergleichsweise geringen Beitrag zu den gesamten CO₂-Äquivalent-Emissionen. Auch die anderen betrachteten Emissionen sowie der Verbrauch erschöpflicher Energieträger zeigen Tendenzen, wie sie in Abb. 9.10 deutlich werden.

Gesamte Wärmebereitstellung. Zur Erfüllung der gegebenen Versorgungsaufgabe sind die geothermischen Referenzsysteme NW-II bzw. NW-III mit Spitzenlastkesseln auf der Basis fossiler Brennstoffe bzw. das Referenzsystem NW-III zusätzlich mit erdgasbefeuerten Blockheizkraftwerken sowie Wärmepumpen kombiniert. Für die Erstellung der Bilanzen der gesamten Wärmebereitstellung zur Deckung einer definierten Versorgungsaufgabe muss deshalb neben den geothermischen Anlagenkomponenten (u. a. Förder- und Injektionsbohrung, Wärmeübertrager, Filter) auch die Wärmeerzeugung auf Basis fossiler Energieträger berücksichtigt werden.

Neben den bereits bei der Diskussion der Bilanzergebnisse einer ausschließlichen geothermischen Wärmebereitstellung genannten Einflussfaktoren werden die Bilanzen einer kombinierten geothermischen/fossilen Wärmeerzeugung vor allem durch die Art und den Anteil der mit fossilen Energieträgern erzeugten Wärme bestimmt. Spitzenlastanlagen mit Heizöl als Brennstoff sind dabei generell

durch einen höheren Verbrauch erschöpflicher Energieträger und durch höhere Schadstoffemissionen als erdgasbefeuerte Anlagen gekennzeichnet. Da der Einsatz fossiler Energieträger direkt an den jeweiligen geothermischen Anteil an der bereitgestellten Wärme gekoppelt ist, steigt mit sinkendem geothermischen Anteil der Anteil fossiler Energieträger an der Wärmebereitstellung und damit steigen die kumulierten fossilen Energieaufwendungen bzw. Schadstoffemissionen.

Die Bilanzergebnisse der hier betrachteten Referenzanlagen (Tabelle 9.4) werden im Wesentlichen durch den Anlagenbetrieb bestimmt. Der Bau der Anlagen zeigt einen relativ geringen, Abriss und Entsorgung zeigen einen nahezu vernachlässigbaren Einfluss (Abb. 9.11). Dabei stammt der aus dem Bau der Gesamtanlage resultierende Verbrauch fossiler Energieträger bzw. stammen die durch den Anlagenbau verursachten Emissionen fast ausschließlich aus den geothermischen Systemkomponenten. Der Verbrauch erschöpflicher Energieträger bzw. die Emissionen aus dem Betrieb werden hingegen primär durch den Brennstoffeinsatz der mit fossilen Brennstoffen befeuerten Spitzenlastkessel bzw. bei System NW-III zusätzlich durch das Blockheizkraftwerk bestimmt. Durch den höheren Anteil an fossilen Energieträgern der Referenzanlage NW-III liegen damit z. B. die CO₂-Äquivalent-Emissionen mit 52,9 bis 60,6 t/TJ deutlich über jenen der Referenzanlage NW-II (39,6 bis 46,7 t/TJ). Die Unterschiede zwischen den einzelnen Abnahmeleistungen der Hausübergabestationen resultieren wiederum durch voneinander abweichende spezifische Aufwendungen für den Hausanschluss (u. a. Übergabestation, Brauchwarmwasserspeicher) sowie unterschiedliche Wärmeverluste der Übergabestationen.

Tabelle 9.4 Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermisch/fossilen Wärmebereitstellung frei Verbraucher zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung (d. h. Deckung einer bestimmten Versorgungsaufgabe)

System	NW-II				NW-III			
Spitzenlastanlage	Heizöl Leicht				Erdgas/BHKW und WP ^a			
Wärmenachfrage in GJ/a ^b	26 000				52 000			
geoth. Deckungsgrad in %	85				50,6			
Versorgungsaufgabe	EFH-I ^c	EFH-II ^f	EFH-III ^g	MFH ^h	EFH-I ^c	EFH-II ^f	EFH-III ^g	MFH ^h
Wärmenachfrage in GJ/a ^c	32,7	55,7	118,7	496,1	32,7	55,7	118,7	496,1
Energie in GJ _{prim} /TJ ^d	643	592	553	543	946	887	842	834
SO ₂ in kg/TJ	77	70	64	63	52	45	40	38
NO _x in kg/TJ	65	58	53	51	104	96	90	89
CO ₂ -Äq. in t/TJ	46,7	43,1	40,3	39,6	60,6	56,5	53,5	52,9
SO ₂ -Äq. in kg/TJ	165	148	135	131	165	148	136	131

^a BHKW Blockheizkraftwerk, WP Wärmepumpe; ^b ohne Verluste der Wärmeverteilnetze sowie der Hausübergabestation/Warmwasserzweischenspeicher; ^c ohne Verluste der Hausübergabestation/Warmwasserzweischenspeicher; ^d primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger); ^e Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^f Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^g Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^h Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

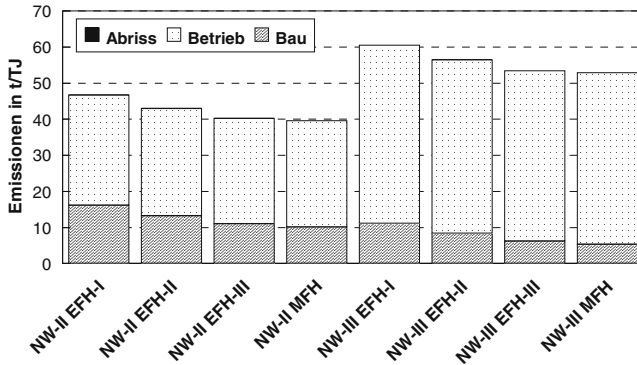


Abb. 9.11 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf Bau, Betrieb und Abriss der in Tabelle 9.4 dargestellten Bilanzergbnisse (zur Definition der Kürzel siehe Tabelle 9.4)

Abb. 9.12 zeigt zusätzlich die Anteile der CO₂-Äquivalent-Emissionen für die Referenzanlagen NW-II mit eine 8 kW Anschlussleistung der Hausübergabestation, die dem Bau (Energiebedarf zum Abteufen der Bohrung, Materialeinsatz für die Komplettierung der Injektions- und Förderbohrung, Gebäude und Sonstiges wie Wärmeübertrager, Pumpen oder Rohrleitungen, Spitzenlastanlage), dem Betrieb (Instandhaltung, elektrischer Strom, Heizölfeuerung) und dem Abriss anzulasten sind. Die CO₂-Äquivalent-Emissionen aus dem Betrieb der Spitzenlastkessel auf Heizöl-Basis setzen sich dabei aus den direkten Emissionen am Anlagenstandort sowie den aus der Bereitstellung der Brennstoffe resultierenden vorgelagerten Emissionen zusammen. Demnach dominieren die aus dem Betrieb der Anlagen resultierenden Emissionen mit etwas mehr als zwei Dritteln das Ergebnis.

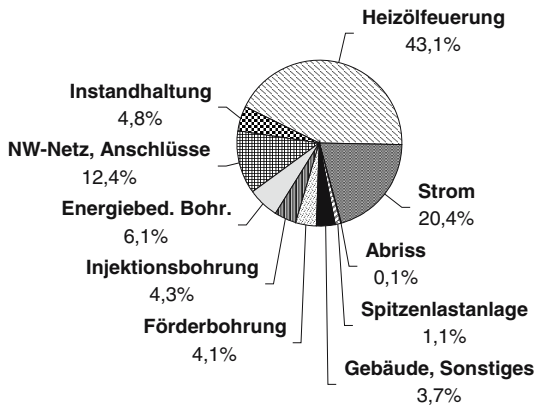


Abb. 9.12 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer geothermisch/fossilen Wärmebereitstellung für das Referenzsystem NW-II für die Versorgungsaufgabe EFH-II mit 8 kW Anschlussleistung

Weitere Umwelteffekte. Die hydrothermale Energiegewinnung stellt – wie jede andere Form der geotechnischen Nutzung auch – einen Eingriff in das natürliche Gleichgewicht der oberen Erdkruste dar. Dieser Eingriff wird hervorgerufen durch energetische und stoffliche Veränderungen, Bruchvorgänge sowie im geringeren Maße auch durch Massenverlagerungen /9-7/. Da die hydrogeothermische Nutzung jedoch keine Hohlräume hinterlässt, ist der Umfang der Wirkungen im Vergleich z. B. zu bergbaulichen Eingriffen signifikant geringer. Ausgehend davon lassen sich für die hydrothermale Erdwärmennutzung folgende Umwelteffekte identifizieren, die nicht im Rahmen einer Lebensweganalyse abgeschätzt werden können /9-8/. Dabei wird unterschieden zwischen der Errichtung einer geothermischen Heizzentrale, dem Normalbetrieb und möglichen Störfällen sowie dem Betriebsende.

Herstellung (Anlagenerrichtung). Für das Abteufen der Bohrungen werden die aus der Erdöl- und Erdgasexploration bzw. -exploitation sowie der Wassergewinnung bekannten Verfahren eingesetzt. Dies ist aber bei der Errichtung einer hydrothermalen Anlage der Arbeitsschritt, von dem die größten potenziellen Umweltgefahren ausgehen. Durch Bohrtiefen von bis zu 3 000 m und ggf. mehr besteht, verglichen mit Bohrtiefen, wie sie z. B. bei der Nutzung tiefer Erdwärmesonden auftreten, eine größere Gefahr z. B. eines hydraulischen Kurzschlusses unterschiedlicher Schichten im Untergrund; die diesbezüglichen Umweltbeeinträchtigungen lassen sich jedoch durch die Einhaltung der entsprechenden Bestimmungen minimieren. Die z. T. merklichen Lärmwirkungen durch das Abteufen der Bohrung beschränken sich dabei aber nur auf den Zeitraum der Bohrungsabteufung. Die zusätzlich auftretende Beeinflussung der Umwelt durch Geräteeinsatz, Spülungszwischenlagerung, Flächenbelegung usw. ist kurz und lokal begrenzt. Nach dem Abteufen und der Komplettierung der Bohrung wird auf dem Gelände um den Sondenkopf der ursprüngliche Zustand wiederhergestellt.

Normalbetrieb. Im ordnungsgemäßen Betrieb kommt es durch den geothermischen Anlagenteil eines hydrothermalen Erdwärmeheizwerks zu keinen direkten Freisetzen von Stoffen oder Partikeln. Mögliche während des Betriebs einer Heizzentrale freigesetzte Emissionen stammen ausschließlich aus den mit fossilen Brennstoffen befeuerten Zusatz- bzw. Spitzenlastanlagen.

Während des Betriebs einer geothermischen Heizanlage kann es theoretisch bei nicht sachgemäßer Reinjektion zu einer möglichen Störung des Wasserhaushalts im Untergrund und als denkbare Folge zu möglichen Veränderungen des Porendrucks und damit verbunden zu mikroseismischen Erscheinungen kommen. Derartige Effekte wurden jedoch bisher kaum beobachtet. Auch kann eine Abkühlung des Untergrunds zu möglichen Veränderungen der Chemie im Reservoir – mit allen damit verbundenen Effekten – führen. Da das Aquifer sich jedoch in entsprechender Tiefe befindet und i. Allg. mit der Biosphäre keine Verbindung hat, sind mögliche Umwelteffekte auf Flora und Fauna bisher nicht bekannt geworden.

Weiterhin kann es zu Emissionen von Gasen (CH_4 , NH_3 , H_2S , CO_2 usw.) und zu Freisetzungen von Mineralien kommen, die im Untergrund bei der Wasserzirkulation gelöst werden. Da jedoch das Thermalwasser z. B. bei geothermischen Heizzentralen in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird, kommt es im Normalbetrieb kaum zu derartigen Stofffreisetzungen. Dies könnte bei einer balneologischen Nutzung ggf. anders sein, wäre hier jedoch durch entsprechende technische Maßnahmen grundsätzlich vermeidbar. Auch müssen die in den Filtern abgeschiedenen festen Ausfällungen ordnungsgemäß entsorgt werden; damit bewegen sich hier mögliche Umweltauswirkungen in den gesetzlich vorgegebenen Grenzen.

Die Umweltwirkungen im Normalbetrieb konzentrieren sich damit im Wesentlichen auf die thermische Beeinflussung der Hangend- und Liegendschichten (d. h. die Gesteinsschichten im Untergrund, die sich oberhalb und unterhalb des genutzten Aquifers befinden) sowie der Bohrungsumgebung und auf geomechanische Einflüsse während des Langzeitbetriebes.

- Thermische Beeinflussung des Aquifers. Durch die systembedingte Injektion des abgekühlten Wassers in den Aquifer kommt es im Betriebsverlauf einer hydrothermalen Anlage zu einer kontinuierlichen Abnahme der initialen Speichertemperaturen und somit zu einem zeitlich variierenden Temperaturgradienten zwischen dem Speicher und dessen Umgebungsschichten /9-8/. Das hat einen konduktiven Wärmefluss aus den Deckschichten in das Reservoir zur Folge, der zu einer teilweisen Wiedererwärmung der injizierten Wässer und gleichzeitig zu einer Abkühlung der Deckschichten führt. Die analytische Berechnung von Eindringtiefen in die Umgebungsschichten in einem „Worst-Case“ Szenario zeigt, dass nach 30 Betriebsjahren maximal 160 m thermisch beeinflusst werden und Temperaturabnahmen von mehr als 10 K lediglich in Eindringtiefen von weniger als 70 m auftreten /9-8/. Außerdem sind bisher keine direkten Umwelteffekte auf die Biosphäre aufgetreten, die aus der Abkühlung des tiefen Untergrunds resultieren. Auch ist bisher kein organisches Leben, das unter diesen Lagerstättenbedingungen leben und dadurch geschädigt werden kann, bekannt geworden.
- Thermische Beeinflussung der Bohrungsumgebung. Die eigentliche Bohrung gibt Wärme an die Umgebung ab und beeinflusst diese thermisch. Beispielhaft für die Bohrung „GHZ Neustadt-Glewe“ wurde aufgezeigt, dass im Maximalfall zum Betriebsbeginn 230 kW und im 30. Betriebsjahr 180 kW an die unmittelbare Bohrungsumgebung abgegeben werden. Nach 30 Betriebsjahren und ununterbrochener Erwärmung würde dies zu einer thermischen Beeinflussung, die durch das Verhältnis der Fluidtemperatur zur ungestörten Gebirgstemperatur charakterisiert wird, von 60 m um die Bohrung kommen. Die thermische Störung wäre in einem Abstand von 10 m auf ca. 56 % und in einem Abstand von 20 m bereits auf ca. 34 % abgeklungen. Damit ist eine weitreichende thermische Beeinflussung durch geothermische Bohrungen nicht gegeben. Außerdem könnte dies nur in der Kreisfläche in unmittelbarer Umgebung um die Bohrung mögliche – geringe – Auswirkungen auf Flora und Fauna haben, die bisher jedoch nicht beobachtet wurden.

- Geomechanische Einflüsse. Um das Injektionsbohrloch herum breitet sich im Aquifer mit zunehmender Injektionsdauer ein Kaltwasserbereich aus, der zur Kontraktion der Speicherschichten führt. In dessen Folge kann es theoretisch zu einer Reduzierung der Schichtmächtigkeit kommen; eine Absenkung der Erdoberfläche wäre die Folge. Simulationen zeigen jedoch, dass solche Absenkungen, wenn sie überhaupt auftreten, nur sehr gering sind und nur innerhalb sehr langer Zeiträume gegeben sind. Sie liegen bei maximal wenigen Zentimetern bei Neigungen von ca. 1 bis 3 mm/100 m Aquifermächtigkeit. Verglichen mit Absenkungen, wie sie aus dem Steinkohle-, Erz- und Kalibergbau bzw. aus der Erdöl- und Erdgasförderung bekannt sind bzw. im Zusammenhang mit Baugrundsetzungen auftreten, sind diese Auswirkungen vernachlässigbar. Gebirgsmechanisch verursachte Folgeerscheinungen in der Nachbetriebsphase sind nicht zu erwarten /9-8/. Aufgrund des angestrebten Bilanzausgleichs im Dublettenbetrieb sind geomechanisch bedingte Auswirkungen auf die Oberfläche damit meist vernachlässigbar gering. Eine Beeinflussung der Erdoberfläche, die sich beispielsweise in einer Schädigung der Gebäudeinfrastruktur bemerkbar machen könnte, ist damit sehr unwahrscheinlich.

Zusammengenommen sind die Umweltauswirkungen im Normalbetrieb gering und liegen deutlich unter denen bzw. im Bereich der mit fossilen Energieträgern befeuerter Anlagen (u. a. in Bezug auf Beeinflussung des Landschaftsbildes, Flächenverbrauch).

Störfall. Im Störfall kann es zu einem Austreten der heißen Tiefenwässer an der Erdoberfläche kommen. Wegen der z. B. im Norddeutschen Becken meist hohen Salinität kann dies bei einer Einleitung in Oberflächengewässer zu einer Schädigung der dortigen Flora und Fauna führen. Durch entsprechende Planungen und Überwachungsmaßnahmen (Lecküberwachungssysteme, Druckbilanzierung, Slop-system usw.) lassen sich derartige Gefährdungen jedoch deutlich einschränken. Umweltbeeinflussungen sind außerdem theoretisch möglich, wenn aufgrund hoher Mineralgehalte des geförderten Wassers zur Beseitigung der Ausfällungen und Verstopfungen der Rohrleistungssysteme umweltschädigende Chemikalien eingesetzt werden müssen. Da diese dann i. Allg. wieder mit dem abgekühlten Thermalwasser in den Untergrund verpresst werden, halten sich die damit verbundenen Umweltauswirkungen jedoch in Grenzen. Weiterhin kann es durch Brände an den elektrischen Anlagenteilen (z. B. Kabel) zu begrenzten Stofffreisetzungen an die Umwelt kommen, die allerdings nicht spezifisch für geothermische Anlagen sind und bei einer Einhaltung der Brandschutzvorgaben vermeidbar sind.

Betriebsende. Zur Vermeidung von negativen Umweltwirkungen im Zusammenhang mit dem Betriebsende kommt der ordnungsgemäßen Bohrabdichtung eine besondere Bedeutung zu. Diese muss so erfolgen, dass Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche her in die Bohrung dauerhaft ausgeschlossen werden können und ein hydraulischer Kurzschluss unterschiedlicher Schichten im Untergrund vermieden werden kann. Die Entsorgung der eingesetzten Anlagenkomponenten ist mit

keinen größeren Umweltproblemen verbunden; hier sind einer Entsorgung konventioneller Maschinentekniken vergleichbare Umweltauswirkungen gegeben, die sich infolge der weitgehenden gesetzlichen Vorgaben auf einem vergleichsweise geringen Niveau bewegen.

9.1.3 Potenziale und Nutzung

Im Folgenden werden die Potenziale und die Nutzung einer hydrothermalen Erdwärmennutzung in Deutschland dargestellt und diskutiert.

9.1.3.1 Potenziale

Für die Nutzung hydrothermalen Erdwärme ist die Existenz von Aquiferen mit hinreichend großer Wasserführung in nicht zu großen Tiefen entscheidend. Solche geeigneten Aquifere finden sich mit hoher Wahrscheinlichkeit in Deutschland im Wesentlichen in den Sedimentstrukturen des Norddeutschen Beckens, des Oberrheingrabens und im Molassebecken (Abb. 9.13). Derartige geologische Bedingungen können aber auch in anderen Beckenstrukturen gegeben sein (d. h. Gebiete mit potenziellen Vorkommen). Die in diesen Gebieten gegebenen theoretischen und technischen Potenziale werden im Folgenden dargestellt.

Theoretische Potenziale. Das theoretische Potenzial hydrothermalen Erdwärme beschreibt die in den Aquiferen (Matrix und Thermalwasser) enthaltene Wärme. Es kann auf der Basis durchschnittlicher die Aquifer-Eigenschaften kennzeichnender Größen berechnet werden /9-3/, /9-20/, /9-21/, /9-22/, /9-23/, /9-24/.

Demnach weist das Norddeutsche Becken mit insgesamt etwa 1 019 EJ das größte Potenzial auf. Es folgt das Molassebecken mit insgesamt ca. 279 EJ, der Oberrheingraben mit rund 215 EJ und schließlich die Gebiete mit potenziellen Vorkommen mit etwa 61 EJ. Zusammengenommen liegt damit das theoretische Potenzial der hydrothermalen Erdwärme bei rund 1 574 EJ. Mit einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 100 Jahren folgt daraus ein Energieaufkommen von knapp 16 EJ/a.

Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale). Die in Gebieten mit hydrothermalen Vorkommen (Abb. 9.13) gegebenen technischen Erzeugungspotenziale lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Norddeutsches Becken. Das Norddeutsche Becken nimmt mit ca. 136 000 km² ein Viertel der deutschen Landesfläche und einen etwa viermal größeren Raum als das Molassebecken und der Oberrheingraben zusammen ein. Werden die aus dem Untergrund extrahierbaren Wärmemengen abgeschätzt, errechnet sich für dieses Becken ein technisches Erzeugungspotenzial von 328 EJ bzw. bei einer unterstellten 100 jährigen Nutzungsdauer von 3 280 PJ/a /9-3/.

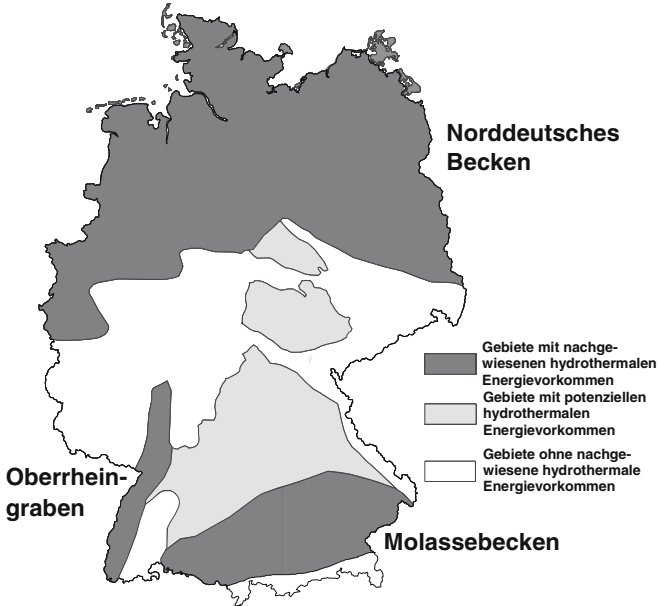


Abb. 9.13 Gebiete mit potenziellen hydrothermalen Energievorräten in Deutschland (nach /9-3/)

- Molassebecken. Aus den Aquiferen mit einer Temperatur von mindestens 30 °C und einer unterstellten Reinjektionstemperatur des Thermalwassers von 15 °C errechnet sich für die Schichten des oberen Jura (Malmkarst) eine technisch gewinnbare Wärmemenge von ca. 53,6 EJ /9-3/. Zusätzlich dazu könnten aus den Schichten des Tertiärs und der Kreide Wärmemengen von etwa 45,4 EJ gewonnen werden /9-3/. Insgesamt ergibt sich daraus ein technisch gewinnbares Erzeugungspotenzial von etwa 99 EJ. Mit einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 100 Jahren folgt daraus ein Energieaufkommen von 990 PJ/a.
- Oberrheingraben. Im Oberrheingraben liegen die interessantesten Aquifere im Buntsandstein und im oberen Muschelkalk sowie im Südteil im Jura (Hauptrogenstein). Das technische Erzeugungspotenzial liegt hier bei etwa 67 EJ /9-3/ bzw. bei einer unterstellten 100 jährigen Nutzungsdauer bei rund 670 PJ/a.
- Gebiete mit potenziellen Vorkommen. Weitere Vorkommen werden in der subherzynen Senke und in der süddeutschen Senke sowie im Thüringer Becken vermutet. Werden für diese geologischen Großräume auf der Basis der vorhandenen Informationen die technisch entziehbaren Wärmemengen konservativ abgeschätzt, errechnet sich ein technisches Erzeugungspotenzial von etwa 20 EJ bzw. 200 PJ/a bei einer unterstellten 100 jährigen Nutzungsdauer /9-3/.

Zusammengenommen ist damit in Deutschland ein technisches Erzeugungspotenzial an hydrothormaler Erdwärme von rund 514 EJ gegeben. Würde dieses Potenzial innerhalb von 100 Jahren genutzt, entspräche dies einer jährlich aus dem Untergrund bereitstellbaren Wärme von rund 5 140 PJ/a (Tabelle 9.5).

Tabelle 9.5 Technische Potenziale der Nutzung hydrothormaler Erdwärme bei einer unterstellten technischen Nutzungsdauer von 100 Jahren (GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) /9-3/

	Norddeutsches Becken	Molasse- becken	Oberrhein- graben	Potenzielle Vorkommen	Summe
	in PJ/a				
Erzeugungspotenzial	3 280	990	670	200	5 140
Nachfragepotenzial					
Haushalte, GHD	412	129	78	219	838
Industrie	217	29	41	50	337
Summe	629	158	119	269	1 175

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Aufgrund der im Untergrund gegebenen Temperaturen kann in Deutschland hydrothermale Erdwärme nur bis etwa 100 °C und damit ausschließlich für die Bereitstellung von Niedertemperaturwärme genutzt werden (d. h. primär für die Bereitstellung von Nutzwärme für Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Übrige (GHD)). Darüber hinaus können auch Industriebetriebe, die einen entsprechenden Bedarf an Niedertemperaturwärme haben, versorgt werden (z. B. Niedertemperaturtrocknung).

Zur Ermittlung der technischen Nachfragepotenziale im Bereich Haushalte und GHD muss die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme, die durch hydrothermale Wärmevorkommen deckbar ist, auf Landkreisebene bestimmt werden. Damit wird die räumliche Verteilung der nutzbaren Sedimentstrukturen adäquat berücksichtigt. Dabei dürfen aber nur solche Siedlungsgebiete betrachtet werden, die auch durch Nah- und Fernwärmenetze sinnvoll erschließbar sind (d. h. Wohngebiete ab einer bestimmten Besiedlungsdichte). Die derart erhobene Niedertemperaturnachfrage liegt auf dem Gebiet des Norddeutschen Beckens bei 412 PJ/a, dem des Molassebeckens bei 129 PJ/a, im Oberrheingraben bei 78 PJ/a und in den Gebieten mit potenziellen Vorkommen bei 219 PJ/a /9-3/.

Zusätzlich kann mit der Wärme aus hydrothermalen Vorkommen ein Teil der Energienachfrage der Industrie gedeckt werden. Dazu muss für die potenziellen Gebiete die entsprechende Niedertemperaturwärmefachfrage abgeschätzt werden. Wird sie anschließend für Gebiete mit nachgewiesenen bzw. potenziellen hydrothermalen Vorkommen zusammengefasst, errechnen sich etwa 217 PJ/a für das Norddeutsche Becken, rund 29 PJ/a für das Molassebecken, ca. 41 PJ/a für den Oberrheingraben und ca. 50 PJ/a für Gebiete mit potenziellen Vorkommen /9-3/.

Zusammengenommen ergibt sich daraus eine nachgefragte Wärmemenge auf einem Temperaturniveau unter 100 °C, das durch hydrothermale Erdwärmevorkommen deckbar ist, von ca. 1 175 PJ/a in Deutschland (Tabelle 9.5).

9.1.3.2 Nutzung

Thermale Tiefenwässer werden in Deutschland seit langem auch energetisch genutzt (z. B. Beheizung von Mineralbädern). Ende 2004 waren geothermische Anlagen mit einer thermischen Leistung des Erdwärmeteils der jeweiligen Anlage von rund 36 MW – d. h. ohne den mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Spitzenlastanlagen – installiert. Die mit diesen Anlagen bereitgestellte thermische Energie am Anlagenausgang (Endenergie) lag maximal bei geschätzten 0,6 PJ/a.

Die großtechnische Nutzung der hydrothermalen Erdwärme für die Fernwärmeversorgung begann 1984 mit dem ersten geothermischen Heizwerk in Waren/Müritz (5 MW). Eine weitere Anlage ging im April 1995 in Neustadt-Glewe in Betrieb; dieses geothermische Heizwerk versorgt bei einer installierten thermischen Gesamtleistung von 12 MW (rund 6,5 MW aus Erdwärme) über 1 500 Haushalte und gewerbliche Kunden.

Tabelle 9.6 Anlagen zur ausschließlichen tiefen geothermischen Wärmegewinnung in Deutschland (einschließlich tiefer Sonden; vgl. Kapitel 9.2)

	Install. Leistung in MW _{geo}	Temperatur in °C	Förderrate in l/s	Tiefe Bohrung in m	Art der Nutzung
Norddeutschland					
Arendsee		76		1 557	B, H
Bad Ems	0,16	43	1		B, H
Meppen	1,5	60	17	1 550	B, H
Prenzlau	0,12	65	1,7	2 786	H
Waren (Müritz)	1,6	62	17	1 566	H
Südwestdeutschland					
Bad Buchau	1,13	48	30		B, H
Bad Urach	1,00	58	10		B, H
Biberach	1,17	49	40		B, H
Wiesbaden	1,76	69	13		B, H
Süddeutschland					
Altötting		100		2 300	B, H
Bad Birnbach	1,4	70	16	2 400	B, H
Bad Füssing	1,0	56	60	ca. 2 000	H
Bad Waldsee	0,4	30	7		B, H
Erding	8,0	66	24	1 550	B, H, W
Griesbach	0,2	60	5	ca. 2 000	B, H
Krumbach	6	55	83	2 550	B, H, W
Markt Schwaben		80		2 550	B, H, W
München-Riem	12	90	50	3 275	B, H
Simbach-Braunau	5,4	80	74	1 848	B, H
Staffelstein	0,3	54	4	825	B, H
Straubing	4,1	38	40	825	B, H, W

B – Bad, Brauchwarmwasser; H – Heizung; W – Trinkwasser.

Einen Überblick über den gegenwärtigen Stand der Nutzung hydrothermaler Wärmevorkommen in Deutschland gibt Tabelle 9.6. Demnach befinden sich die

derzeit vorhandenen geothermischen Heizzentralen im Norddeutschen Becken, in Südwestdeutschland und in Süddeutschland.

Momentan ist ein Trend zur kombinierten Nutzung hydrothermalen Wässers für die Energiegewinnung und für einen Einsatz in der Balneologie – und jüngst insbesondere auch zur Stromerzeugung (Kapitel 9.3) – zu verzeichnen. Während in Norddeutschland aufgrund der hohen Salinität eine stoffliche Nutzung als Heilsole bzw. für Solebäder Nachfrage findet, ist im Bereich des Molassebeckens eine Verwendung der schwächer mineralisierten Wässers als Thermal-, Heil- bzw. Brauch- und Trinkwasser von Interesse.

9.2 Wärmebereitstellung mit tiefen Sonden

Wenn durch eine Tiefbohrung kein Thermalwasservorkommen erschlossen werden kann, besteht die Möglichkeit, die Bohrung durch Einbringung einer tiefen Erdwärmesonde zu nutzen; sie funktioniert prinzipiell wie eine Sonde zur Nutzung oberflächennaher Erdwärme (Kapitel 8.2). Im Folgenden wird zunächst kurz auf diese Technik der Erdwärmennutzung eingegangen. Anschließend wird diese Option aus ökonomischer und ökologischer Sicht analysiert und es werden die in Deutschland gegebenen Potenziale und die gegenwärtige Nutzung diskutiert.

9.2.1 Systemtechnische Beschreibung

Zur Nutzung der im tiefen Untergrund gespeicherten Wärme mit einer tiefen Sonde kann eine verrohrte Tiefbohrung genutzt werden. Sie muss zusätzlich mit einer doppelten, koaxialen Verrohrung, einem Tubing- oder Förderrohrstrang, komplettiert werden. Das von den übertägigen Einrichtungen kommende Wärmeträgermedium wird zur Verfügbarmachung der Wärme des tiefen Untergrunds über den Ringraum zwischen Tubingstrang und der Verrohrung der Bohrung in die Tiefe gepumpt (Abb. 9.14). Die Tiefbohrung selbst ist nach außen durch die eingebaute Verrohrung vollkommen gegenüber dem Grundgebirge abgedichtet.

Da mit zunehmender Teufe im Gebirge die Temperatur entsprechend dem geothermischen Gradienten ansteigt, erwärmt sich das Wärmeträgermedium auf dem Weg zum Bohrlochtieftsten und entzieht damit dem Gebirge Energie. Dabei kann langfristig aber nur so viel Wärme dem Untergrund entzogen werden, wie infolge des natürlichen Wärmestroms nachfließt; ein Stoffaustausch, wie es bei der hydrothermalen Erdwärmennutzung der Fall ist, findet wegen der für das Wärmeträgermedium undurchdringbaren Rohrwandung nicht statt.

Als Wärmeträgermedium wird meist Wasser verwendet. Es wird im Regelfall jedoch aufbereitet und mit Inhibitoren versehen, um eine Korrosion der untertägigen Einrichtungen möglichst weitgehend zu vermeiden. Hier wird auf Erfahrungen aus der Fernwärmetechnik zurückgegriffen.

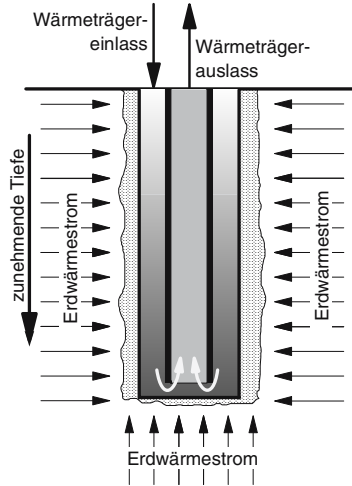


Abb. 9.14 Funktionsschema einer tiefen Erdwärmesonde

Über den Tubingstrang, die sogenannte Steigleitung, gelangt das Wärmeträgermedium – „beladen“ mit Erdwärme – anschließend vom Bohrlochtieftsten wieder nach oben. Damit eine möglichst hohe Temperatur beim Austritt am Bohrlochkopf erreicht werden kann und die Wärmeverluste weitgehend minimiert werden können, ist der Tubingstrang über die gesamte Länge wärmeisoliert.

Durch das durch die Bohrung fließende Wärmeträgermedium wird in unmittelbarer Umgebung um das Bohrloch eine Temperaturabsenkung erzeugt. Diese ermöglicht trotz der relativ geringen Wärmeleitfähigkeiten des Gesteins einen Wärmeeintrag in das Wärmeträgermedium, der bis zu 200 W/m betragen kann /9-3/. Das umgebende Gebirge steht damit auf Grund dieser Temperaturabsenkung nicht mit seiner initialen Temperatur zur Verfügung. Das Wärmeträgermedium kann daher nur eine Temperatur deutlich unterhalb derjenigen des ungestörten Gebirges erreichen.

Die thermische Leistung einer derartigen tiefen Erdwärmesonde wird beeinflusst durch

- geologische Parameter, wie den lokal gegebenen geothermischen Gradienten und die vorliegenden wärmephysikalischen Eigenschaften des in der jeweiligen Bohrungstiefe anstehenden Gesteins,
- den technischen Aufbau der Bohrung (u. a. Durchmesser und Materialien, Isolationseigenschaften der verwendeten Rohre, Wärmeübergang zwischen dem Grundgebirge und der Verrohrung) und vor allem
- die Betriebsweise des Gesamtsystems.

Für übliche Tiefenbereiche von Bohrungen im Bereich von 1 000 bis 4 000 m können geothermische Leistungen von 50 bis 400 kW bei durchschnittlichen geologischen Bedingungen erwartet werden.

Der Wärmeträgerumlauf wird mit Hilfe einer Pumpe realisiert; sie stellt das wesentliche Systemelement der übertägigen Installation einer tiefen Sonde dar. Die erforderliche Pumpenleistung ist dabei niedriger als im Falle der Umwälzpumpe bei der hydrothermalen Nutzung, da keine großen Druckverluste im eigentlichen Wärmeübertrager auftreten und – im Unterschied zur Thermalwasserförderung – eine geschlossene Rohrleitung durchströmt wird.

Da die Temperatur am Bohrungsausgang in der Regel weniger als 40 °C beträgt, ist der Einsatz einer Wärmepumpe zwingend erforderlich. Im Regelfall wird dabei aufgrund der relativ geringen thermischen Leistungen von einigen 100 kW eine elektrisch oder gasmotorisch betriebene Kompressionswärmepumpe eingesetzt. Damit kann das aus der Sonde geförderte Wärmeträgermedium möglichst weitgehend abgekühlt werden. Gleichzeitig wird die gewonnene Wärme auf ein für die Wärmeversorgung in einem Nahwärmenetz nutzbares Temperaturniveau transformiert. Um eine günstige Arbeitszahl der Wärmepumpe zu erhalten, sind dabei nicht zu hohe Temperaturen am Wärmepumpenausgang von Vorteil (d. h. geringe Vor- und Rücklauftemperaturen). Sollte die Heiznetzrücklauftemperatur deutlich geringer als die Bohrlochkopf-Temperatur sein, kann optional auch ein Direktwärmeübertrager – vor der Wärmepumpe – installiert werden. Abb. 9.15 zeigt beispielhaft, wie eine tiefe Erdwärmesonde in ein Wärmebereitstellungssystem eingebunden werden kann.

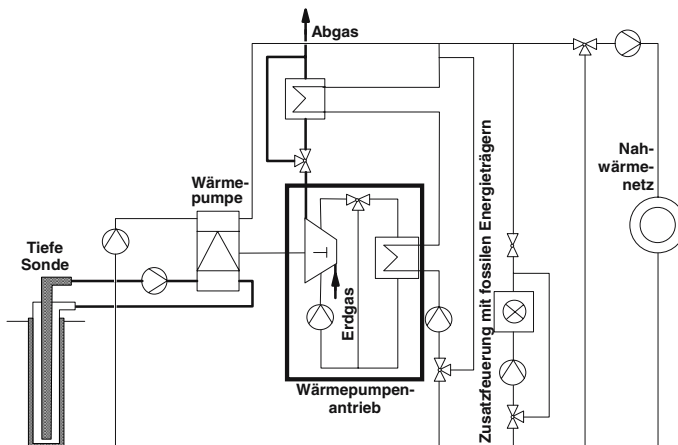


Abb. 9.15 Einbindung einer tiefen Erdwärmesonde in ein Wärmebereitstellungssystem

Der Einfluss der Betriebsweise auf die geothermische Leistung hängt wesentlich von der Temperatur des in die Sonde eingeleiteten Wassers ab. Die Leistung kann damit sowohl durch den obertägigen Anlagenaufbau als auch durch das Betriebsregime beeinflusst werden. Einerseits besteht hierdurch die Möglichkeit, bei hoher Wärmenachfrage des Abnehmers einen Betriebszustand der Sonde zu wählen, der zu hohen geothermischen Leistungen führt. Andererseits wird durch sehr niedrige Temperaturen am Sondeneintritt ein erhöhter Temperaturgradient über der Rohr-

wand und folglich auch im Gebirge erzeugt. Durch andauernden Betrieb unter solchen Betriebsbedingungen wird eine besonders starke Temperaturabsenkung im umgebenden Gebirge erzeugt; dies kann eine dauerhafte Leistungsabsenkung des Systems bedeuten. Der Betrieb muss daher sowohl auf eine möglichst hohe Leistungsausbeute als auch mit Rücksicht auf eine tolerable Beeinflussung der Langlebigkeit ausgelegt werden.

Aufgrund der hohen Kapitalintensität, durch die eine tiefe Erdwärmesonde gekennzeichnet ist, sollte sie in einem Wärmebereitstellungssystem nur zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden. Die Bereitstellung der Spitzenlast im Winter übernimmt dann ein konventioneller, mit fossilen Brennstoffen gefeuerter Heizkessel, durch den die Heiztemperatur weiter angehoben werden kann (Abb. 9.15). Daher ist die tiefe Erdwärmesonde aus ökonomischen Gründen sinnvollerweise dort einzusetzen, wo eine ausreichend große Leistungsnachfrage des angeschlossenen Wärmeverbrauchers (z. B. Nahwärmenetz, große Einzelabnehmer, Gewerbe, kommunale Einrichtungen) gegeben ist /9-10/, /9-11/, /9-12/.

9.2.2 Ökonomische und ökologische Analyse

Im Gegensatz zur hydrothermalen Erdwärmenutzung ist die Wärmegewinnung mit tiefen Sonden, da es sich bei Sondensystemen um einen geschlossenen Kreislauf handelt, weitgehend Standort-unabhängig. Ein solches System besteht aus der Bohrung einschließlich der entsprechenden Komplettierung, einem Wärmeübertrager meist einschließlich einer Wärmepumpe und einer mit fossilen Brennstoffen gefeueren Spitzenlastanlage. Je nach Abnehmerstruktur ist zusätzlich noch ein Wärmeverteilnetz notwendig. Im Folgenden werden für ausgewählte derartige Anlagen, deren technische Kenndaten das derzeitige Marktspektrum wiedergeben, die Kosten und ausgewählte Umwelteffekte analysiert. Zuvor werden jedoch zunächst entsprechende Referenzanlagen definiert.

9.2.2.1 Referenzanlagen

Hier wird ausgegangen von einer 2 800 m tiefen Erdwärmesonde mit einer thermischen Gesamtleistung (d. h. einschließlich des mit fossilen Brennstoffen gefeueren Spitzenlastkessels) von 4 MW. Es wird eine Wärmenachfrage entsprechend Nahwärmereferenzsystem II (NW-II; Kapitel 1.3) mit rund 26 TJ/a frei Verbraucher bzw. 32,2 TJ/a frei Anlage unterstellt. Der Leistungsanteil, der aus der Nutzung der Erdwärme resultiert, liegt damit bei rund 500 kW. Das Heizsystem ist mit einer Wärmepumpe ausgestattet, um die benötigte Vorlauftemperatur des Heiznetzes bereitstellen zu können. Die Wärmepumpe ist durch eine Arbeitszahl von 4 gekennzeichnet; sie hat eine Energienachfrage von rund 600 MWh/a. Der geothermische Deckungsgrad liegt einschließlich der Wärmepumpe bei knapp 44 %; die aus Erdwärme stammende Wärme liegt damit bei rund 14 TJ/a. Die Spitzen-

lastanlage hat eine thermische Leistung von 9 MW (zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit) und einen Wirkungsgrad von 92 %.

Dabei wird die Versorgung eines Neubaugebietes mittels Nahwärmereferenzsystem II (NW-II) (Heiznetztemperatur 70/50 °C, 15 % Netzverluste, 1 800 Volllaststunden; Kapitel 1.3) unterstellt. Untersucht wird eine neu abzuteufende Bohrung (Referenzsystem I) und die Nutzung einer bereits vorhandenen Alt- bzw. Fehlbohrung (Referenzsystem II). Dabei ist zu beachten, dass in Deutschland derzeit für den Einbau tiefer Erdwärmesonden nur vergleichsweise sehr wenige Alt- bzw. Fehlbohrungen überhaupt verfügbar und nutzbar sein dürften. Die technische Lebensdauer einer derartigen Anlage liegt bei rund 30 Jahren.

9.2.2.2 Ökonomische Analyse

Investitionen. Tabelle 9.7 zeigt die Investitionen für die untersuchten Referenzsysteme. Die Kosten werden dabei – außer für die Erstellung der ggf. nieder zu bringenden Neubohrung – im Wesentlichen durch die Aufwendungen für die Komplettierung der Bohrungen bestimmt (Untertageanteil). Verglichen damit sind die Kosten für Wärmeübertrager, Wärmepumpe und Spitzenlastanlage deutlich geringer. Zusätzlich fallen hohe Kosten insbesondere für das Wärmeverteilnetz an (Tabelle 9.7).

Betriebskosten. Die Betriebskosten resultieren vorwiegend aus dem Einsatz von Hilfsenergie (Pumpstrom zur Umwälzung des Wärmeträgermediums, Einsatz fossiler Energieträger in der Spitzenlastanlage sowie aus der Antriebsenergie für die Wärmepumpe). Dazu kommen noch Aufwendungen für Wartung, Instandhaltung und Sonstiges. Die jährlichen Kosten summieren sich bei der Versorgung des betrachteten Neubaugebietes auf rund 0,33 Mio. €/a (Tabelle 9.7).

Wärmegestehungskosten. Entsprechend der bisherigen Vorgehensweise errechnen sich die Wärmegestehungskosten im Rahmen einer annuitätischen Betrachtung mit einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibungsdauer über die technische Lebensdauer.

Die Versorgung von Wohngebieten mit Wärme aus tiefen Erdwärmesonden ist demnach mit relativ hohen Kosten verbunden (Tabelle 9.7); dies gilt insbesondere dann, wenn eine Bohrung neu abgeteuft werden muss. Auf Grund des hohen Fixkostenanteils sind bei steigender Auslastung der Anlage – wie auch bei der Nutzung hydrothormaler Erdwärme – deutlich sinkende spezifische Wärmekosten zu verzeichnen. Lediglich die Energiekosten für die Umwälzung des Wärmeträgermediums und den Betrieb der Wärmepumpen sind abhängig von der bereitgestellten Nutzenergie.

Tabelle 9.7 Investitions- und Betriebskosten sowie Wärmegestehungskosten von Wärmegewinnungsanlagen mit tiefen Sonden sowie der Wärmeverteilung mit Nahwärmenetz und Gebäudeanbindung zur Warmwasser- und Raumwärmebereitung

System	Altbohrung				Neubohrung			
Nahwärmenetz	NW-II				NW-II			
Systemkombination	HEL + Wärmepumpe				HEL + Wärmepumpe			
Gesamtwärmenachfr. in GJ/a ^a	26 000				26 000			
geoth. Deckungsgrad in %	43,6				43,6			
Versorgungsaufgabe	EFH-I ^d	EFH-II ^e	EFH-III ^f	MFH ^g	EFH-I ^d	EFH-II ^e	EFH-III ^f	MFH ^g
Wärmenachfrage in GJ/a ^b	32,7	55,7	118,7	496,1	32,7	55,7	118,7	496,1
Heizzentrale und Nahwärmenetz								
Investitionen								
Förderbohrung in Mio. €	1,7				3,0			
Wärmepumpe in Mio. €	0,22				0,22			
Spitzenlastanlage in Mio. €	0,36				0,36			
Gebäude, Sonstiges in Mio. €	0,8				0,8			
Nahwärmenetz in Mio. €	2,3				2,3			
Summe in Mio. €	5,38				6,68			
Betriebskosten in Mio. €/a	0,16				0,16			
Brennstoffkosten in Mio. €/a	0,16				0,16			
Übergabestation, Hausanschluss								
Investitionen in €	5 523	5 814	7 122	13 444	5 523	5 814	7 122	13 444
Betriebskosten in €/a	103	108	130	237	103	108	130	237
Wärmegest.kosten ^c in €/GJ	37,3	31,5	27,0	24,3	40,5	34,0	29,5	26,8
in €/kWh	0,14	0,11	0,10	0,09	0,15	0,12	0,11	0,10

^a ohne Verluste des Wärmeverteilnetzes sowie der Hausübergabestation/Warmwasserzweischenspeicher;

^b ohne Verluste der Hausübergabestation/Warmwasserzweischenspeicher; ^c bei einem Zinssatz von 4,5 % und einer Abschreibung über die technische Anlagenlebensdauer (geothermische Anlagenkomponenten 30 Jahre, Gebäude bzw. Wärmeverteilnetz 50 Jahre, Hausübergabestation, Wärmepumpe und Spitzenlastkessel 20 Jahre); ^d Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^e Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^f Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^g Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3; HEL Heizöl extra leicht.

Abb. 9.16 zeigt exemplarisch für eine tiefe Sonde mit einer Neubohrung und dem Nachfragefall EFH-II eine Variation der wesentlichen Größen, die die Wärmebereitstellungskosten bestimmen. Demnach haben die Volllaststunden und die Abschreibungsdauer einen großen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten. Aber auch die Betriebs-/Brennstoffkosten und die Gesamtinvestitionen beeinflussen die Wärmegestehungskosten merklich.

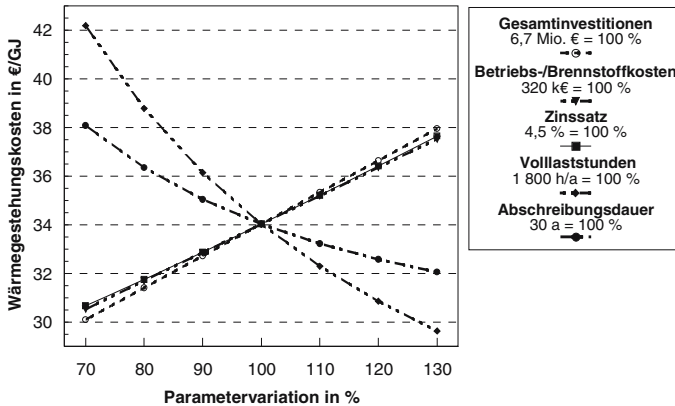


Abb. 9.16 Parametervariation einer Wärmebereitstellung mit einer tiefen Erdwärmesonde (Neubohrung, Nachfragefall EFH-II; vgl. Tabelle 9.7)

9.2.2.3 Ökologische Analyse

Für die bisher betrachteten Anlagen zur Nutzung der Erdwärme mit Hilfe tiefer Sonden werden nachfolgend ausgewählter Umweltkenngrößen bilanziert. Anschließend werden weitere mit einer Energiebereitstellung aus derartigen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert.

Lebenszyklusanalyse. Auch hier werden die spezifischen kumulierten Energieströme (d. h. Verbrauch fossiler Energieträger) und Stofffreisetzungen im Verlauf der gesamten Anlagenlebensdauer im Rahmen einer Lebenswegbetrachtung (Kapitel 1) erhoben. Ausgewiesen werden die Ergebnisse auf die gesamte zur Deckung der jeweiligen Versorgungsaufgabe (d. h. Erdwärme und Wärme aus der Spitzenlastanlage auf der Basis fossiler Energieträger) benötigte Wärme, da der Betrieb einer derartigen Anlage ohne ein Backup-System auf der Basis fossiler Energieträger nicht möglich ist. Sie werden ebenfalls bezogen auf 1 TJ bereitgestellte Wärme an der Sekundärseite des Wärmeübertragers der 5, 8, 18 und 60 kW-Hausübergabestation (EFH-I, EFH-II, EFH-III, MFH). Die Verluste des Nahwärmenetzes werden ebenso wie die Verluste der Übergabestationen bzw. der Brauchwarmwasserspeicher innerhalb der versorgten Gebäude berücksichtigt.

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden dabei die CO₂-Äquivalent-Emissionen (Aspekt anthropogenen Treibhauseffekt), die SO₂-Äquivalent-Emissionen (Aspekt Versauerung) und die SO₂- und NO_x-Emissionen (Aspekt Human- und Ökotoxizität) berechnet. Aufgrund der Vielzahl möglicher Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung derartiger Anlagen können auch hier die untersuchten Referenzanlagen nur exemplarische Beispiele darstellen.

Die Bilanzergebnisse der hier betrachteten Referenzanlagen (Tabelle 9.8) werden auch hier im Wesentlichen durch den Anlagenbetrieb bestimmt. Der Bau der

Anlagen zeigt einen relativ geringen, Abriss und Entsorgung einen nahezu vernachlässigbaren Einfluss (Abb. 9.17). Auch die Nutzung einer Altbohrung, die beim Bau der Anlage durch geringere Emissionen gekennzeichnet ist, wirkt sich demnach nicht grundsätzlich auf die Endergebnisse aus.

Tabelle 9.8 Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermisch/fossilen Wärmebereitstellung frei Verbraucher zur Raumwärme- und Warmwasserbereitung mit tiefen Sonden

System	Altbohrung				Neubohrung			
Nahwärmenetz	NW-II				NW-II			
Wärmenachfrage in GJ/a ^a	26 000				26 000			
geoth. Deckungsgrad in %	43,6				43,6			
Versorgungsaufgabe	EFH-I ^d	EFH-II ^c	EFH-III ^f	MFH ^g	EFH-I ^d	EFH-II ^c	EFH-III ^f	MFH ^g
Wärmenachfrage in GJ/a ^b	32,7	55,7	118,7	496,1	32,7	55,7	118,7	496,1
Energie in GJ _{prim} /TJ ^c	1 412	1 341	1 287	1 283	1 434	1 362	1 308	1 303
SO ₂ in kg/TJ	174	165	157	156	176	167	159	158
NO _x in kg/TJ	124	115	109	108	126	117	111	110
CO ₂ -Äq. in t/TJ	104,0	98,9	95,0	94,7	105,7	100,5	96,6	96,3
SO ₂ -Äq. in kg/TJ	331	310	294	291	335	314	298	295

^a ohne Verluste der Wärmeverteilnetze sowie der Hausübergabestation/Warmwasserzweischpeicher; ^b ohne Verluste der Hausübergabestation/Warmwasserzweischpeicher; ^c primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger); ^d Einfamilienhaus (EFH) mit Niedrigenergiebauweise; ^e Einfamilienhaus (EFH) nach heutigem Wärmedämmstandard; ^f Einfamilienhaus (EFH) als Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^g Mehrfamilienhaus (MFH); zur Definition von EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH vgl. Tabelle 1.1 bzw. Kapitel 1.3.

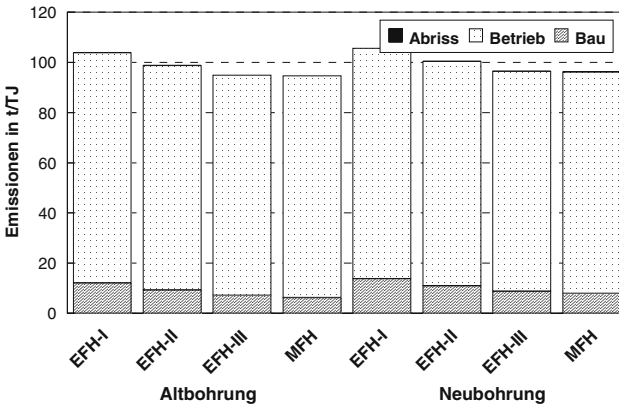


Abb. 9.17 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen auf Bau, Betrieb und Abriss der in Tabelle 9.8 dargestellten Bilanzergebnisse (zur Definition der Kürzel Tabelle 9.8)

Abb. 9.18 zeigt exemplarisch für den Fall EFH-II eine detailliertere Aufteilung der Freisetzungen an CO₂-Äquivalenten für eine Neubohrung. Demnach resultieren die durch den Bau verursachten Emissionen primär aus den geothermischen Anlagenkomponenten (d. h. primär dem Abteufen der Bohrung und deren Komplettierung) sowie dem Nahwärmenetz und den Hausanschlüssen. Die Emissionen aus dem Betrieb (rund 90 % der Gesamtemissionen) werden hingegen wesentlich

durch den Brennstoffeinsatz der mit fossilen Brennstoffen befeuerten Spitzenlastkessel (d. h. Heizöleinsatz) bzw. durch die von der Wärmepumpe benötigte elektrische Energie (knapp ein Fünftel der Gesamtemissionen) bestimmt. Alle anderen Einflussgrößen beeinflussen die gesamten Emissionen kaum.

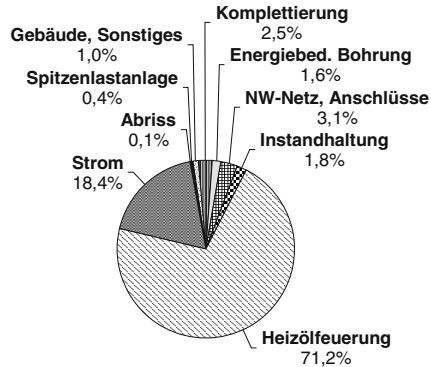


Abb. 9.18 Aufteilung der CO₂-Äquivalent-Emissionen einer geothermisch/fossilen Wärmebereitstellung durch eine tiefe Sonde für die Versorgungsaufgabe EFH-II mit 8 kW Anschlussleistung

Weitere Umwelteffekte. Bei den weiteren Umwelteffekten wird unterschieden zwischen den Umwelteffekten bei der Anlagenerrichtung, im Normalbetrieb und durch Störfälle sowie bei Betriebsende.

Herstellung (Anlagenerrichtung). Umwelteffekte bei der Herstellung tiefer Erdwärmesondensysteme können insbesondere beim Abteufen der Bohrung in Folge des unkontrollierten Durchteufens zweier oder mehrere Aquifere mit unterschiedlichem Druckniveau, durch Schadstoffeinträge in den Untergrund durch Bohrgestänge und Zubehör sowie chemisch-biologischen Veränderungen durch Spülungszusätze auftreten. Diese sind aber bei Einhaltung der gegebenen Bestimmungen weitestgehend vermeidbar. Ebenfalls können während der Bauphase größere Lärmemissionen auftreten, die aber zeitlich begrenzt sind.

Normalbetrieb. Die Umwelteffekte einer tiefen Erdwärmesonde, die vor Ort auftreten, sind mit denen jeder anderen Anlage zur Wärmebereitstellung vergleichbar. Da jedoch die bereitzustellende Wärme zu einem bestimmten Anteil durch Erdwärme gedeckt wird, die praktisch emissionsfrei ist, und damit fossile Energieträger ersetzt werden, reduzieren sich die luftgetragenen Stofffreisetzungen und alle sonstigen mit der Nutzung fossiler Energieträger verbundenen Umwelteffekte entsprechend dem jeweils genutzten Anteil an Erdwärme. Dabei muss jedoch zusätzlich der Energieaufwand für die Umwälzung des Wärmeträgermediums und für den Antrieb der Wärmepumpe berücksichtigt werden.

Theoretisch denkbar sind im Normalbetrieb der eigentlichen tiefen Sonde Umwelteffekte, die sich durch die Bohrung ergeben. Durch die systembedingt notwendige gute Abdichtung der Tiefbohrung mit dem umgebenden Gebirge erfolgt jedoch auch die hydraulische Abtrennung verschiedener Aquiferhorizonte, so dass dieses Gefährdungspotenzial als sehr gering einzustufen ist.

Als Wärmeträgermedium wird in der Regel nur Wasser, dem maximal ein Korrosionsschutzmittel zugesetzt wird, eingesetzt. Damit bestehen Umweltgefahren durch den Austritt eines glykolhaltigen Wärmeträgermediums und einem Eintritt ins Grundwasser – wie es z. B. bei der oberflächennahen Erdwärmenutzung der Fall sein kann – ebenfalls nicht.

Auch ist nicht mit geomechanischen Beeinflussungen und entsprechenden Spannungsveränderungen wie bei der hydrothermalen Erdwärmenutzung zu rechnen, da im Gegensatz dazu dem Erdinneren kein Stoff entzogen wird.

Hinzu kommen noch die potenziellen Umweltgefahren der Wärmepumpe, die sich jedoch – werden die gegebenen Vorschriften eingehalten – ebenfalls im Normalbetrieb auf einem sehr geringen Niveau bewegen.

Zusammengenommen sind damit Auswirkungen einer Nutzenergiebereitstellung mit Hilfe tiefer Sonden auf den Menschen und die natürliche Umwelt im Normalbetrieb gering; sie liegen im Regelfall unter denen bzw. im Bereich von mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen (u. a. in Bezug auf Beeinflussung des Landschaftsbildes, Flächenverbrauch).

Störfall. Umweltwirkungen im Störfall sind denkbar bei Beschädigung der Verrohrung und eines darauffolgenden hydraulischen Schlusses unterschiedlicher Aquifere bzw. durch mögliche Schadstoffeinträge.

Des weiteren können Umweltgefährdungen im Falle eines Brandes oder einer Explosion der Wärmepumpe in Zusammenhang mit der Giftigkeit des Wärmeträgermediums auftreten.

Das Auftreten derartiger Störfälle ist bei Einhaltung der entsprechenden Normen und Sicherheitsbestimmungen aber als sehr unwahrscheinlich anzusehen.

Betriebsende. Bezüglich der Umweltwirkungen beim Betriebsende trifft ebenfalls das im Zusammenhang mit der oberflächennahen Erdwärmenutzung mittels Erdwärmesonden Gesagte zu. Potenzielle Gefahren für die Umwelt konzentrieren sich im Wesentlichen auf den ordnungsgemäßen Abschluss der Bohrung und die sachgemäße Entsorgung der Wärmepumpe.

9.2.3 Potenziale und Nutzung

Nachfolgend werden die Potenziale und die gegenwärtige Nutzung einer Wärmebereitstellung mit tiefen Sonden in Deutschland diskutiert.

9.2.3.1 Potenziale

Entsprechend der bisherigen Vorgehensweise wird im Folgenden auch unterschieden zwischen den theoretischen Potenzialen, den technischen Angebotspotenzialen und den technischen Nachfragepotenzialen.

Theoretisches Potenzial. Wird unterstellt, dass aus gegenwärtiger Sicht eine Tiefe von ca. 10 000 m eine technisch-ökonomische Obergrenze einer Erdwärmennutzung mit tiefen Sonden darstellt, kann die im Untergrund Deutschlands gespeicherte Energie mit rund 1 200 000 EJ abgeschätzt werden. Dabei wird unterstellt, dass überall durchschnittliche Temperaturverhältnisse vorherrschen (d. h. ein Temperaturgradient von 3 K pro 100 m). Bei einer Erschließung im Verlauf von rund 1 000 Jahren entspricht dies einem theoretischen Potenzial von rund 1 200 EJ/a.

Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale). Bei der Abschätzung der technischen Potenziale wird unterstellt, dass der durch tiefe Sonden erschließbare Untergrund aufgrund der derzeit gegebenen technisch-ökonomischen Rand- und Rahmenbedingungen bei einer Tiefe von maximal 3 000 m liegt. Auch kann aus technischer Sicht nicht die gesamte Fläche Deutschlands durch tiefe Sonden genutzt werden; Gebiete, die von potenziellen Verbrauchern weit entfernt liegen, sind beispielsweise aufgrund der langen Transportentfernungen für die gewinnbare niedrigerthermale Wärme nicht sinnvoll nutzbar. Auch können in Gebieten mit sehr dichter Besiedlung wegen mangelnder Freiflächen und Zufahrtswege keine Bohrungen abgeteuft werden. Für eine Energiegewinnung kommen daher ausschließlich Gebiete mittlerer Siedlungsdichte in Frage.

Die Gebäudeflächen und die ihnen unmittelbar zugeordneten Freiflächen nehmen etwa 5,8 % der Fläche Deutschlands ein. Dabei handelt es sich jedoch nur bei etwa 55 % um Gebiete mit mittlerer Siedlungsdichte. Von der verbleibenden Fläche können die eigentlichen Gebäudeflächen sowie bestimmte anderweitig belegte Flächen (z. B. Scheunen) nicht genutzt werden; dadurch reduzieren sich die letztlich verfügbaren Flächen um weitere 30 %.

Außer auf Gebäude- und Freiflächen können tiefe Erdwärmesonden auch auf sogenannten Betriebsflächen abgeteuft werden; sie nehmen etwa 0,7 % der Fläche Deutschlands ein. Davon dürfte jedoch maximal nur die Hälfte für eine Nutzung durch tiefe Sonden verfügbar sein.

Damit wäre theoretisch eine technisch nutzbare Fläche von etwa 2,55 % der Fläche Deutschlands verfügbar. Diese Gebiete sind jedoch nur zu rund der Hälfte aufgrund von sich im Untergrund befindlichen Infrastrukturelementen (u. a. Versorgungsleitungen für Zu- und Abwasser, Gas, Strom, Kommunikation) sowie weiterer Hemmnisse (z. B. unzugängliche Gebiete für Bohrgeräte) nutzbar. Damit ist zusammengenommen letztlich eine Fläche von etwa $5 \cdot 10^9 \text{ m}^2$ für das Abteufen tiefer Erdwärmesonden verfügbar.

Mit der derzeit vorhandenen Technik können dem Erdreich etwa 200 W/m durch tiefe Erdwärmesonden entzogen werden. Um eine gegenseitige Beeinflussung zweier Sonden weitgehend zu vermeiden, muss zusätzlich ein Mindestab-

stand von etwa 100 m zwischen einzelnen Sonden eingehalten werden. Daraus errechnet sich ein technisches Erzeugungspotenzial für die Nutzung tiefer Erdwärmesonden von etwa 3 010 PJ/a (Tabelle 9.9).

Tabelle 9.9 Theoretische und technische Potenziale einer Erdwärmenutzung mit tiefen Sonden (GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige; u. a. /9-3/)

Theoretisches Potenzial	120 000 EJ
	1 200 EJ/a
Technisches Angebotspotenzial (Erdwärme)	3 010 PJ/a
Technisches Nachfragepotenzial (Nutzwärme)	
Haushalte, GHD	1 570 PJ/a
Industrie	491 PJ/a
Summe	2 061 PJ/a

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Auch durch tiefe Erdwärmesonden kann nur Wärme mit Temperaturen unter 100 °C bereitgestellt werden. Hierfür kommt die Versorgung von Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Übrige (GHD) mit Nutzwärme sowie von Industriebetrieben mit einer entsprechenden Niedertemperaturwärmenachfrage in Betracht.

Der Einsatz tiefer Erdwärmesonden bei Haushalten und GHD setzt eine regionale Infrastruktur mit einer mittleren Siedlungsdichte und einer entsprechenden Wärmenachfrage voraus. Daraus errechnet sich für Deutschland ein technisches Nachfragepotenzial von rund 1 570 PJ/a. Die in der Industrie nachgefragte Raum- und Prozesswärme im Niedertemperaturbereich liegt bei rund 491 PJ/a. Die gesamte nachgefragte Nutzwärme auf einem Temperaturniveau unter 100 °C, die durch tiefe Sonden auch gedeckt werden kann, beträgt damit 2 061 PJ/a (Tabelle 9.9).

9.2.3.2 Nutzung

Tiefe Erdwärmesonden werden aufgrund der hohen Kosten, durch die eine Wärmebereitstellung mit dieser Technologie gekennzeichnet ist, derzeit in Deutschland nur vereinzelt eingesetzt. Für die Demonstrationsanlage in Prenzlau (Tabelle 9.6) mit einer Tiefe von 2 800 m und einer thermischen Leistung im Geothermieteil zwischen 300 und 500 kW errechnet sich – wird von einer mittleren Erdwärmeleistung und von jährlich rund 4 000 Volllaststunden ausgegangen – eine bereitgestellte Energie aus Erdwärme von rund 5,8 TJ/a. Zusätzlich dazu sind weitere Projekte in der Entwicklung (z. B. Super-C in Aachen).

9.3 Geothermische Stromerzeugung

Derzeit sind weltweit geothermische Kraftwerke mit einer gesamten elektrischen Leistung von rund 8 000 MW installiert. Dies liegt nicht zuletzt an der hohen Verfügbarkeit der geothermischen Energie; im Unterschied zu anderen regenerativen Energien steht die geothermische Energie unabhängig von der Tages- und Jahreszeit zur Verfügung, so dass ihr Einsatz in der Grundlast möglich ist. Überwiegend werden Heißwasser- oder Heißdampfvorkommen mit Temperaturen über 150 °C genutzt. Sie finden sich häufig im Verbund mit Vulkanen vor allem in geologisch jungen Zerrungsgebieten der oberen Erdkruste wie etwa ozeanischen Riftsystemen, Grabensystemen und an den Rändern der Lithosphärenplatten. Die meisten dieser Vorkommen findet man in einem schmalen den Pazifik umspannenden Gürtel (sogenannter zirkumpazifischer Vulkangürtel). Die Wärmequelle sind beim Aufstieg in der oberen Kruste steckengebliebene und noch heiße Magmenkörper, die das Grundwasser in ihrer Umgebung aufgeheizt haben. Die hochwertigsten derartigen Lagerstätten sind Heißdampfvorkommen. Aber auch Heißwasser-dominierte Reservoirs gewinnen zunehmend an Bedeutung.

Solche Vorkommen zeichnen sich im Regelfall zum Einen durch Temperaturen von über 150 °C in relativ geringer Tiefe (oft unterhalb 1 000 m) und zum Zweiten durch eine hohe hydraulische Durchlässigkeit (Permeabilität) aus; i. Allg. kann Heißwasser oder Heißdampf in ausreichender Menge gefördert werden. In Deutschland sind solche Vorkommen jedoch nicht bekannt. Die geothermische Stromerzeugung in Deutschland steht damit vor zwei wesentlichen Herausforderungen. Zum Einen müssen Aquifere mit relativ niedriger Temperatur genutzt werden; technisch möglich ist eine Stromerzeugung bereits bei Temperaturen von rund 100 °C. Zum Anderen müssen Konzepte entwickelt werden, die es ermöglichen, Gesteinswärme aus großen Tiefen mit entsprechend hoher Temperatur kostengünstig zu erschließen.

Ausgehend von diesen Randbedingungen lassen sich die folgenden Grundsatzüberlegungen unterscheiden, mit denen elektrischer Strom aus geothermischer Energie bereitgestellt werden kann.

- Stromerzeugung aus Heißwasseraquiferen. Der Aufschluss eines Heißwasseraquifers durch Errichtung einer Dublette (Kapitel 9.1) kann, sofern genügend hohe Temperaturen im Aquifer vorliegen und eine ausreichende Förderate z. B. durch eine Stimulation realisierbar ist, auch zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder zur ausschließlichen Stromerzeugung genutzt werden.
- Stromerzeugung aus Störungszonen. Die in ganz Deutschland verbreiteten Tiefenstörungen sind potenzielle Fließwege für Thermalwasser und können bei ausreichender hydraulischer Leitfähigkeit ähnlich wie Heißwasseraquifere mittels Bohrloch-Dubletten erschlossen werden. Da sie meist bis in sehr große Tiefen reichen, lassen sich hierbei hohe Temperaturen erreichen.
- Stromerzeugung mit der HDR-Technologie im Kristallin. Bei der HDR (Hot-Dry-Rock)-Technologie wird ein großer Wärmeübertrager im Kristallin durch das Fracen des Grundgebirges künstlich geschaffen. Anschließend wird im

Kreislauf zirkulierendes Wasser in den dadurch geschaffenen bzw. verbundenen Klüften und Spalten erwärmt. Es kann dann für eine geothermische Strom- und/oder Wärmeerzeugung genutzt werden.

- Stromerzeugung mittels geschlossener untertägiger Wärmeübertrager. Auch die Schaffung eines untertägig geschlossenen Wärmetauschers durch eine entsprechend lange Horizontalbohrung, die dann wieder mit Übertage verbunden wird, zur Wärmeauskopplung und Stromproduktion ist möglich.
- Stromerzeugung mit einer tiefen Einzelsonde. Mit einer tiefen koaxialen Einzelsonde kann – wird als Kreislaufmedium z. B. Ammoniak eingesetzt – neben Wärme (Kapitel 9.2) auch Strom aus Erdwärme erzeugt werden.

Aus gegenwärtiger Sicht sind jedoch nur die ersten drei Konzepte für eine Nutzbarmachung geothermischer Energie zur Stromerzeugung vielversprechend. Deshalb werden nur diese Möglichkeiten nachfolgend näher dargestellt und zusätzlich aus ökonomischer und ökologischer Sicht analysiert sowie die entsprechenden Potenziale aufgezeigt.

9.3.1 Systemtechnische Beschreibung

Bei der systemtechnischen Beschreibung einer geothermischen Stromerzeugung wird unterschieden zwischen der Erschließung des untertägigen Speichers und der übertägigen Konversion der dem Untergrund entzogenen Energie in elektrischen Strom (vgl. /9-15/ bis /9-16/, /9-17/).

9.3.1.1 Aufschluss

Das größte technische Problem einer geothermischen Stromerzeugung ist die i. Allg. niedrige hydraulische Durchlässigkeit (Permeabilität) der nutzbaren tiefen Festgesteine. Nur wenige Gesteinsformationen wie etwa hochporöse Sandsteine oder Karstgesteine haben eine ausreichende Permeabilität, um die für eine kostengünstige Stromerzeugung benötigten Produktions-Fließraten zu erzielen. Dieser Reservoirtyp wird als Heißwasseraquifer bezeichnet. Nur sehr vereinzelt, wie etwa an einigen Stellen im Oberrheingraben oder in sehr großen Tiefen im Norddeutschen Becken, hat dieser Reservoirtyp Temperaturen über 150 °C; in der Regel muss man sich hier mit Temperaturen zwischen 100 und 150 °C begnügen. Höhere Temperaturen erreicht man in Deutschland i. Allg. erst in Tiefen ab etwa 5 000 m. Die Durchlässigkeit der dort vorkommenden Gesteine ist aber meist sehr gering und für die geothermische Stromproduktion nicht ausreichend. Zur Erschließung solcher heißer Tiefengesteine (Hot-Dry-Rocks) bieten sich zwei Wege an: Zum Einen das Erbohren tiefreichender Störungszonen, auf denen natürliche Wasserbewegungen möglich sind und zum Anderen die Schaffung künstlicher Wärmeaustauschflächen nach dem Hot-Dry-Rock(HDR)-Konzept. Zusammengefasst werden damit die drei Reservoirtypen Heißwasseraquifere, Störungszonen und kristalline Tiefengesteine unterschieden; sie werden nachfolgend diskutiert.

Heißwasseraquifere. Zu den für die geothermale Stromerzeugung nutzbaren Heißwasseraquiferen zählen vor allem die Sandsteine des Rotliegenden und des Buntsandsteins im Norddeutschen Becken und im Oberrheingraben. Hinzu kommt der Muschelkalk (vorwiegend im Oberrheingraben und vereinzelt im Norddeutschen Becken und im Süddeutschen Molassebecken) und die Karbonatgesteine des Oberen Jura (Malmkarst) im Süddeutschen Molassebecken.

Die Erschließung dieses Reservoirtyps erfordert in der Regel mindestens zwei Bohrungen (d. h. eine Produktions- und eine Reinjektionsbohrung), da die i. Allg. hochmineralisierten Thermalwässer nach ihrer thermischen Nutzung nicht in Oberflächengewässern entsorgt werden können und die Reinjektion z. T. auch aus Gründen der Druckhaltung im Nutzhorizont erforderlich ist. Produktions- und Reinjektionsbohrung müssen im Nutzhorizont einen Mindestabstand von ca. 1 km haben, um einen raschen Durchbruch der von der Reinjektionsbohrung ausgehenden Kaltfront zu verhindern und um eine hinreichend lange Lebensdauer des Systems zu garantieren.

Zur Erschließung dieses Reservoirtyps kann auf konventionelle Bohrtechnik und Bohrlochausbautechnik der Erdöl-Erdgas-Industrie zurückgegriffen werden (Kapitel 9.1.1). Wegen der höheren Fließraten für die geothermische Stromerzeugung können Ertüchtigungsmaßnahmen des untertägigen Trägergesteins notwendig sein. Hierzu zählen das Hydraulic-Fracturing, die Säureinjektion und die Richtbohrverfahren.

- Hydraulic-Fracturing. Bei diesem aus der Erdöl-/Erdgastechnik stammenden Verfahren werden durch Verpressen hochviskoser Flüssigkeiten im Nutzhorizont Gesteinsrisse erzeugt. Dadurch wird die Kontaktfläche zum Gebirge vergrößert. Um die Risse offen zu halten, wird der verpressten Flüssigkeit ein Stützmittel (z. B. Sand) zugemischt. Es verteilt sich in den Rissflächen und verhindert ein Schließen der Risse auch bei hohem äußeren Gebirgsdrucks. Mit diesem Verfahren werden typische Rissöffnungsweiten von einigen bis zu zehn Millimeter erreicht. Die Risslänge ist i. Allg. kleiner als 100 m. In hochporösen Sandsteinen kann damit eine Produktivitätssteigerung um den Faktor 2 bis 3 erreicht werden. In klüftigen oder verkarsteten Gesteinen ist bei niedriger Ausgangsproduktivität eine sehr viel höhere relative Produktivitätssteigerung möglich. Es ist bisher jedoch noch nicht nachgewiesen, ob mit diesem Verfahren die für eine geothermische Stromerzeugung benötigten hohen Fließraten von mindestens 20 l/s erreicht werden können. Insbesondere die Frage der Turbulenz in den Rissen und die Frage der Rückförderung des Stützmaterials aus den Rissen infolge der hohen Strömungsgeschwindigkeiten ist bisher nicht ausreichend untersucht.
- Säureinjektion. Säurebehandlungen (d. h. das Einleiten von Säure in die Formation) dienen vor allem der Beseitigung von Schädigungen der Formation in Bohrlochnähe, die durch den Bohrvorgang, während der Zementation oder durch hydraulische Tests hervorgerufen wurden. Als Erfolg kann schon gewertet werden, wenn dadurch die Produktivität der ungestörten Formation wieder hergestellt wird. Lediglich in klüftigen Karbonatgesteinen lässt sich durch das

Herausätzen von Fließwegen in bereits vorhandenen Klüften oder Rissen eine weiter ins Gebirge reichende Wirkung erzielen. Stehen in nicht allzu großer Entfernung von der Bohrung hochdurchlässige Karsthohlräume oder Kluftzonen an, kann auf diese Weise eine hohe Produktivitätssteigerung erreicht werden.

- Richtbohrtechnik. Die Richtbohrtechnik wurde im vergangenen Jahrzehnt vor allem bei der Erschließung von Offshore-Erdölfeldern und von Erdgasfeldern mit gering permeablen Speicherhorizonten technisch so weit entwickelt, dass heute mehrere Kilometer lange horizontale Bohrstrecken in Tiefen von z. B. 5 000 m möglich sind. Damit können heute Bohrungen im Aquiferbereich schichtparallel abgelenkt und über Entfernungen von mehreren hundert Metern bis zu einigen Kilometern innerhalb der Aquiferschicht vorangetrieben werden. Die Zulaufstrecke, die bei senkrechter Durchdringung der Aquiferschicht i. Allg. nur wenige zehn Meter beträgt, wird dadurch vervielfacht. In einem mehr oder weniger homogenen Aquifer (z. B. Sandstein) erhöht sich die Produktivität der Bohrung allein aufgrund dieses geometrischen Effekts deutlich. Sie nimmt jedoch nicht im Verhältnis der Zulaufstrecken zu, sondern deutlich schwächer. Größere Effekte können demgegenüber in Kluft- oder Karstaquiferen erreicht werden, insbesondere, wenn die Bohrung senkrecht zur Streichrichtung dieser Fließwege abgelenkt wird. Man erhöht dadurch die Chance beträchtlich, hochergiebigere Klüfte oder Karsthohlräume zu erbohren, und kann u. U. Produktivitätssteigerungen um eine Größenordnung oder mehr gegenüber einer Vertikalbohrung erreichen. Die Richtbohrtechnik kann auch als Sekundärmaßnahme nach dem Niederbringen und dem erfolglosen Testen einer Vertikalbohrung eingesetzt werden. Die Vertikalbohrung wird dazu i. Allg. im unteren Teil zementiert und meist aus der Verrohrung heraus seitlich abgelenkt.

Störungszonen. Solche Störungszonen regionalen Maßstabs (d. h. mit Längen von einigen zehn Kilometern) werden bisher in Deutschland nicht geothermisch genutzt. Der Vorteil dieses Reservoirtyps gegenüber den annähernd horizontal gelagerten Heißwassertaquiferen liegt darin, dass Störungszonen i. Allg. steil einfallen (meist steiler als 60°) und häufig bis in Tiefenbereiche von mehr als 10 km vorstoßen. Erschließungstiefe und damit Temperatur sind daher grundsätzlich wählbar.

Auch bei diesem Reservoirtyp wird man in der Regel mindestens eine Produktions- und Reinjektionsbohrung abteufen. Ihr Abstand muss in derselben Größenordnung liegen wie bei den Schicht-Wassertaquiferen. Hier kann ebenfalls auf konventionelle Technik zurückgegriffen werden. Von Bedeutung ist vor allem die Richtbohrtechnik, mit der steil stehende Störungszonen zielgenauer erbohrt werden können als mit Vertikalbohrungen. Ist die Lage der Störungszone, wie dies häufig der Fall ist, nur ungenau bekannt oder besteht sie aus einer Vielzahl von Einzelflächen, kann durch die Richtbohrtechnik die Wahrscheinlichkeit, die Störungszone oder eine große Anzahl der Einzelflächen zu erbohren, deutlich erhöht werden.

Mit dem Hydraulic-Fracturing kann zusätzlich ein besserer Anschluss der Bohrungen an die Störungszonen erreicht, oder in Fällen, wo die Störungszone von der Bohrung verfehlt wurde, auch nachträglich geschaffen werden.

In Hartgesteinen (z. B. Granit) bietet sich auch die Wasserfrac-Technik an, die in den Hot-Dry-Rock(HDR)-Projekten mit Erfolg entwickelt und angewandt wurde. Damit können Rissflächen bis zu mehreren Quadratkilometern Größe geschaffen bzw. vorhandene natürliche Bruchflächen, wie etwa die Störungszone selbst, aufgeweitet und durchlässiger gemacht werden.

Säurebehandlungen haben i. Allg. nur eine geringe Reichweite und versprechen nur dann Erfolg, wenn bohrlochnahe Fließwiderstände oder aber Fließwiderstände in röhrenartigen Verbindungswegen zwischen Bohrung und Störungszone beseitigt werden müssen. Erfolgversprechend sind sie bei Störungszonen in Karbonatgesteinen und in kristallinen Gesteinen.

Kristalline Tiefengesteine. Die kristallinen Gesteine des tiefen Untergrundes sind, obwohl sie auch in großen Tiefen von natürlichen Bruchflächen (d. h. Klüfte, Kluftzonen, Störungszonen) durchzogen sind, auf denen Wasserbewegungen möglich sind, i. Allg. zu gering durchlässig, um eine ausreichende Heißwasserproduktion zu ermöglichen. Grundlegendes Konzept der Hot-Dry-Rock(HDR)-Technik ist es daher, großflächige Riss-Systeme mit hoher Durchlässigkeit im Untergrund zu schaffen und damit mindestens zwei Bohrungen zu verbinden. Über eine der Bohrungen wird kaltes Wasser in den Untergrund eingeleitet. Dieses erwärmt sich beim Durchströmen des Riss-Systems auf Gesteinstemperatur und wird in der Produktionsbohrung wieder zutage gefördert. In diesem geschlossenen Primärkreislauf wird der Druck so hoch gehalten, dass das Wasser nicht siedet. Der Dampf für die Stromerzeugung wird erst in einem Sekundärkreislauf erzeugt, auf den die Wärme übertragen wird. Für ein Bohrlochpaar (Dublette) werden bei Bohrtiefen von 5 km und mehr thermische Leistungen zwischen 50 und 100 MW bzw. elektrische Leistungen von 5 bis 10 MW angestrebt. Dazu sind Zirkulationsfließraten von 50 bis 100 l/s erforderlich. Um eine Betriebsdauer von mindestens 20 Jahren zu garantieren, braucht man einen Bohrlochabstand von ca. 1 km und eine Gesamttrissfläche von 5 bis 10 km².

Diese hohe Zirkulationsfließrate muss bei einem Injektionsdruck erreicht werden, der niedriger ist als der kritische Druck für die Rissausbreitung, da sich sonst das HDR-System während des Betriebs unkontrolliert ausbreiten würde. Dieser kritische Druck hängt im Wesentlichen von den Spannungsbedingungen im Untergrund ab und ist von Standort zu Standort verschieden, liegt aber i. Allg. bei rund 10 MPa. Auch wirtschaftliche Gründe erzwingen eine Begrenzung des Drucks. Deshalb sollte aus gegenwärtiger Sicht der Fließwiderstand in einem HDR-System (d. h. die Differenz zwischen Einlass- und Auslassdruck dividiert durch die Auslassfließrate) nicht größer sein als 0,1 MPa s/l. Andernfalls würde die für die Zirkulation aufzubringende Pumpleistung zu hoch sein.

Bei einer Zirkulation auf einem Druckniveau, das höher ist als der hydrostatische Druck im Untergrund, treten Flüssigkeitsverluste auf. Dabei wird unterschieden zwischen Flüssigkeitsverlusten in die

- Gesteinsmatrix, die mit der Zeit abnehmen und für den Langzeitbetrieb nur eine untergeordnete Rolle spielen, und Flüssigkeitsverluste in
- offene natürliche Risse oder Risszonen; sie nehmen nicht notwendigerweise mit der Zeit ab, sind i. Allg. vor der Erzeugung des künstlichen Rissystems nicht abschätzbar und können beträchtliche Beträge annehmen.

Diese Flüssigkeitsverluste beeinträchtigen den Betrieb eines HDR-Systems nicht nur wegen des Materialverlustes, sondern auch durch die zusätzliche Pumpenleistung, die für das Einbringen der Ersatzflüssigkeit in den Kreislauf aufzuwenden ist. Sie sollten deshalb im Langzeitbetrieb nicht über 10 l/s liegen. Insbesondere wegen dieser Flüssigkeitsverluste wird für den Betrieb von HDR-Systemen heute nur Wasser als Wärmeträgermedium in Betracht gezogen. Im europäischen HDR-Projekt Soultz wurde das Problem der Wasserverluste im Untergrund beispielsweise dadurch vermieden, dass in der Produktionsbohrung mit Hilfe einer Unterwasser-Motorpumpe aktiv gefördert wurde. Dadurch wurde der Druck in weiten Teilen des Rissystems auf einen Wert unterhalb des Formationswasserdrucks abgesenkt.

In den vergangenen Jahren wurden unterschiedliche Typen von HDR-Systemen vorgeschlagen und teilweise bereits erprobt (Abb. 9.19).

- Das Basismodell (Los Alamos-Konzept, Abb. 9.19) besteht aus zwei Bohrungen, die durch einen großflächigen, planaren Einzelriss oder mehrere Parallelrisse miteinander verbunden sind. Zur Erstellung eines solchen Systems wird zunächst eine der Bohrungen als Ablenkbohrung in die projektierte Tiefe des HDR-Systems abgeteuft. Danach werden im Bohrlochtieftsten durch hydraulisches Spalten (Hydraulic-Fracturing) diese Risse erzeugt. Die Orientierung der Rissflächen – man nimmt einen annähernd vertikalen Verlauf an – wird ermittelt. Diese Risse werden anschließend möglichst an ihrer Peripherie mit der zweiten Bohrung durchörtet. Der Abstand zwischen Ein- und Auslass muss etwa 1 km oder mehr betragen.
- Das von Wissenschaftlern der Camborne School of Mines (Cornwall, England) vorgeschlagen (Camborne-Konzept, Abb. 9.19) geht davon aus, dass sich das überall vorhandene Netzwerk natürlicher Gesteinsrisse (Klüfte) so weit aufweiten lässt, dass ausreichend hohe Zirkulationsraten zwischen zwei Bohrungen erzielbar sind. Die Aufweitung geschieht durch Injektion von Wasser. Dies Verfahren erfordert bei vorwiegend vertikaler Klüftung des Gesteins ebenfalls einen geneigten Bohrlochverlauf im unteren Abschnitt. Es benötigt wegen der diffusen Durchströmung des Gebirges, die eine bessere Ausnutzung des Wärmeinhalts bewirkt, den geringsten Bohrlochabstand.
- Ein weiteres Konzept (Soultz-Konzept, Abb. 9.19) setzt auf die Existenz großflächiger Störungen im Untergrund. Diese werden mittels hydraulisch erzeugter Risse an die Bohrungen angeschlossen und durch Wasserinjektion aufgeweitet.

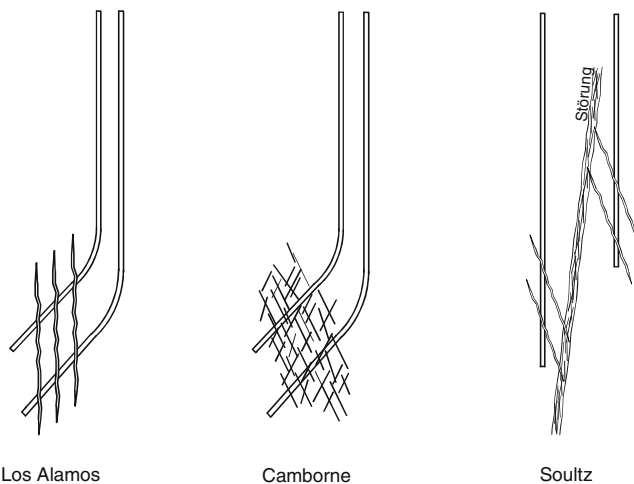


Abb. 9.19 HDR-Erschließungskonzepte

9.3.1.2 Erstellung von Wärmeübertrager(HDR)-Systemen

Nachfolgend werden die Möglichkeiten zur Erstellung von großflächigen Wärmeübertragern (d. h. HDR-Systemen) im Untergrund vertieft.

Risserzeugung. Die Erzeugung künstlicher Rissysteme in der Größenordnung von mehreren Quadratkilometern in mehreren tausend Metern Tiefe bei hohen Gebirgstemperaturen stellt eine große technische Herausforderung dar. Dabei verspricht derzeit nur das Verfahren des hydraulischen Spaltens (Hydraulic Fracturing) Aussicht auf Erfolg. Hier wird mit äußerst leistungsstarken Pumpen Flüssigkeit in die Bohrungen injiziert. Erreicht der Flüssigkeitsdruck einen bestimmten kritischen Wert, reißt das Gestein auf. In der Regel geschieht dies in Form eines axialen, also bohrlochparallelen Risses. Dieser Riss breitet sich bei anhaltender Injektion weiter ins Gebirge aus. Man nimmt an, dass sich der Riss dabei senkrecht zur Richtung des geringsten Gebirgsdrucks (der kleinsten kompressiven Hauptspannung) ausrichtet. Da der horizontale Gebirgsdruck i. Allg. kleiner ist als der Vertikaldruck, bildet sich im Normalfall ein vertikaler Riss, der senkrecht zur Richtung der kleineren der beiden horizontalen Hauptspannungen gerichtet ist. Bei Einsätzen in Erdöl- oder Erdgasbohrungen werden typischerweise mehrere hundert Kubikmeter Flüssigkeit mit Injektionsraten zwischen 10 und 100 l/s und Injektionsdrücken bis zu 100 MPa verpresst. Dabei entstehen Risse mit Längen von einigen hundert Metern. Um diese Risse nach Druckentlastung offen zu halten, werden Sand oder andere feinkörnige Substanzen als Stützmittel in die Risse gepresst. Dazu werden geeignete gelartige Flüssigkeiten eingesetzt, die das Stützmittel transportieren und nach der Frac-Operation wieder dünnflüssig werden, damit anschließend das Öl oder Gas gefördert werden kann. Gleichzeitig minimie-

ren diese Flüssigkeiten bei der Frac-Operation den Flüssigkeitsverlust in das Nebengestein, der letztendlich die zu erzielende Flächengröße begrenzt.

Die Anforderungen, die die HDR-Technologie an das Verfahren des hydraulischen Spaltens stellt, unterscheiden sich wesentlich von denen in der Erdölindustrie. Deshalb sind die dort vorhandenen Erfahrungen nur begrenzt übertragbar. Ein wesentlicher Unterschied liegt darin, dass das Verfahren hier im kristallinen Gestein angewendet werden muss, während die Erdöl- und Erdgas-Speicher Sedimentgesteine sind. Im Kristallin spielen die natürlichen Gesteinsrisse aber eine viel größere Rolle und man weiß nicht, in welcher Weise diese die Ausbreitung künstlicher Risse beeinflussen. Deshalb wird die Möglichkeit, großflächige künstliche Risse schaffen zu können, z. T. überhaupt ausgeschlossen und unterstellt, dass nur die vorhandenen Gesteinsrisse aufgeweitet werden. Auch sind bei HDR-Systemen wesentlich größere Rissflächen nötig als bei den Anwendungen in der Erdölindustrie, die zudem wegen der hohen Zirkulationsraten eine weitaus höhere Durchlässigkeit haben müssen. Es erscheint daher unwahrscheinlich, dass sich mit der heute gängigen Technik, ausreichend große und ausreichend durchlässige Risse im Kristallin schaffen lassen.

Die Erfahrungen in den bisherigen HDR-Projekten zeigen aber, dass sich auch mit einfacherer Technik, nämlich nur durch die Injektion von Wasser ohne Stützmittelzusatz, gute Ergebnisse im Hinblick auf die Flächengröße und die Durchlässigkeit der Risse erzielen lassen.

- Bei der Flächengröße wirkt sich die niedrige Matrixdurchlässigkeit der kristallinen Gesteine günstig aus. Diese hält die Flüssigkeitsverluste bei der Rissausbreitung, die letztlich die Flächengröße begrenzen, gering. Daher können auch mit einer niedrigviskosen Flüssigkeit wie z. B. Wasser große Rissflächen erzeugt werden.
- In Bezug auf die Durchlässigkeit der Risse ist offensichtlich die Rauigkeit und die Unebenheit der Rissoberflächen im kristallinen Gestein von Vorteil. Einmal geöffneten Risse schließen sich nicht mehr vollständig, sondern behalten eine beträchtliche Restdurchlässigkeit, die teilweise höher ist als die von künstlich gestützten Rissen in den Erdöl- oder Erdgas-Speichergesteinen.

Rissorientierung. Die Kenntnis der Rissgeometrie ist vor allem für das gerichtete Durchbohren mit der Zweitbohrung und für das Verständnis der Fließvorgänge und der Wärmeübertragung wichtig.

Zum Auffinden der Rissverschneidungen in den Bohrungen werden die Temperatur und die Strömungsgeschwindigkeit bei der Injektion von Wasser gemessen. Die Temperaturmessungen haben dabei die bessere Auflösung, so dass auch schwache Zu- oder Abflüsse detektiert werden können. Die Strömungsgeschwindigkeitsmessungen, die meist mit Impeller-Sonden ausgeführt werden, liefern unmittelbar quantitative Ergebnisse.

Für die Untersuchung der Riss Spuren in den Bohrungen werden heute primär zwei Verfahren angewendet, die beide mit einem Kompass ausgerüstet sind, damit die Riss Spuren orientiert vermessen werden können.

- Der akustische Bohrloch-Televiwer (BHTV) tastet die Bohrlochwandung mit einem Ultraschallstrahl ab. Während die glatte Bohrlochwand den Ultraschall gut reflektiert, wird er von Rissen mehr oder weniger stark absorbiert. Wandelt man die Stärke der Reflexion in eine Farbe um, erhält man beim Abscannen der Bohrlochwand ein optisches Bild ihrer Oberfläche, auf dem Risse bis zu einer Dicke von wenigen Zehntelmillimetern noch sichtbar sind.
- Beim Formation-Micro-Scanner schleifen mehrere Arrays elektrischer Elektroden an der Bohrlochwand entlang und messen den elektrischen Widerstand des Gesteins an den Kontaktstellen. Flüssigkeitsgefüllte Risse sind sehr viel leitfähiger als das Gestein und daher gut zu detektieren. Der elektrische Widerstand zwischen je zwei Elektrodenpaaren wird dabei ebenfalls in Farbe umgesetzt und zu einem Abbild der Bohrlochwandung montiert. Dieser Formation-Micro-Scanner hat eine noch höhere Auflösung als der akustische Bohrloch-Televiwer.

Zur Ermittlung der großräumigen Rissausbreitung wurden mehrere Methoden erprobt. Die besten Ergebnisse wurden durch ein seismo-akustisches Verfahren erzielt. Hier werden die bei der Rissausbreitung entstehenden Bruchgeräusche (mikroseismische Ereignisse) mit hochempfindlichen Geophonen in speziellen Lauschbohrungen aufgezeichnet. Daraus können dann die Herde der Bruchgeräusche lokalisiert werden; dies wiederum gibt Hinweise über die Orientierung und Größe der Rissflächen. Es bestehen allerdings Zweifel, ob damit tatsächlich die primären Rissflächen oder nur benachbarte Sekundärflächen detektiert werden.

Erfolgversprechend ist auch die seismische Tomografie. Hier wird der zwischen zwei Bohrungen befindliche Gebirgsbereich durchschallt. Die als seismische Absorber oder Reflektoren wirkenden Rissysteme können auf diese Weise geortet werden.

In der näheren Umgebung der Bohrung kann die Rissorientierung auch mit einem akustischen Bohrlochmessverfahren, dem VAL-Verfahren (Variable Acoustic Logging Tool), bestimmt werden. Dieses Verfahren basiert auf der Reflexion von Röhrenwellen an Rissflächen, welche die Bohrung schneiden.

9.3.1.3 Stromerzeugungssysteme

Die Anlagentechnik, die für die geothermische Stromerzeugung zum Einsatz kommt, lässt sich in drei Gruppen unterteilen, die nachfolgend diskutiert werden:

- offene Systeme, in denen das Thermalfluid selbst das Arbeitsmittel darstellt (d. h. direkte Nutzung des Thermalfluids),
- geschlossene Systeme, bei denen die Wärme des Thermalfluids auf ein anderes, meist organisches Arbeitsmittel übertragen wird (d. h. indirekte Nutzung des Thermalwassers) und
- kombinierte Systeme, bei denen eine Kombination zwischen offenen und geschlossenen Systemen realisiert wird.

In jedem Fall wird der Arbeitsmitteldampf in Arbeitsmaschinen (Dampfturbinen, Schrauben- oder Kolben-Expansionsmaschinen) entspannt und die so gewonnene

mechanische Energie der Drehbewegung in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Vergleichsprozess ist der Clausius-Rankine-Prozess aus der konventionellen Kraftwerkstechnik. Hierbei wird Wasserdampf isobar erhitzt und verdampft, unter Arbeitsleistung isentrop entspannt, dann isobar kondensiert und anschließend isentrop verdichtet.

Die unterschiedlichen Prozesse werden im Folgenden beschrieben. Sie unterscheiden sich u. a. im jeweils erreichbaren Wirkungsgrad und damit letztlich in der Ausnutzung der geologischen Ressource. Abb. 9.20 zeigt deshalb mittlere spezifische Daten.

Offene Systeme. In Abhängigkeit der Charakteristik der geothermischen Lagerstätte sind Systeme mit direkter Dampfnutzung oder Flash-Systeme möglich; bei letzteren wird weiter unterschieden in Single Flash-Systeme ohne Kondensation, Single Flash-Systeme mit Kondensation und Double Flash-Systeme. Sie werden nachfolgend diskutiert.

Direkte Dampfnutzung. Dieses Verfahren ist für Lagerstätten relevant, die überhitzten Dampf liefern bzw. deren Dampfanteil sehr hoch ist. Hierbei gelangt der geothermische Dampf im Anschluss an die Förderung und nach einer Tropfen- bzw. Feststoffabscheidung direkt auf die Turbine und wird hier entspannt. Ansonsten unterscheidet sich der Prozess nicht von Flash-Systemen außer dass auf eine Entspannungsverdampfung und damit auf die aus energetischen Gründen ungünstige Druckabsenkung verzichtet werden kann.

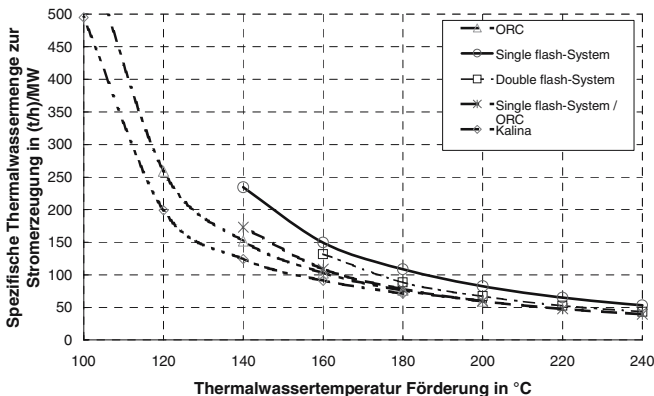


Abb. 9.20 Durchschnittliche spezifische Ressourcennutzung verschiedener Kreisprozesse, die zur geothermischen Stromerzeugung eingesetzt werden können

Single Flash-Prozess ohne Kondensation. Das geförderte heiße Wasser bzw. Wasser-Dampf-Gemisch wird hier in einem Flash-Behälter teilentspannt und dadurch der Dampfanteil erhöht. Anschließend wird die dampfförmige und die flüssige

Phase getrennt. Während die abgetrennte Flüssigkeit meist reinjiziert wird, gelangt der Dampf zur Turbine. Hier wird er unter Arbeitsleistung auf Atmosphärendruck entspannt und anschließend über einen Diffusor in die Atmosphäre abgegeben.

Durch die Entspannung auf Atmosphärendruck ist hier die Ausnutzung des Energieinhaltes des Thermalfluids sehr ungünstig. Die Anlagen können aber relativ kostengünstig hergestellt werden, da auf Kondensatoren und Kühltürme verzichtet wird.

Damit sind solche Single Flash-Prozesse dann sinnvoll einsetzbar, wenn hohe Thermalfluid-Mengenströme erzielbar oder die Thermalfluid-Temperaturen entsprechend hoch sind (oder die Beherrschung eines großen Anteils nichtkondensierbarer Gase auf keine andere Weise möglich ist). Dies ist jedoch unter den in Deutschland vorliegenden Randbedingungen aus gegenwärtiger Sicht nicht der Fall.

Single Flash-Prozess mit Kondensation. Das prinzipielle Schema eines Single Flash-Prozesses mit Kondensation zeigt Abb. 9.21.

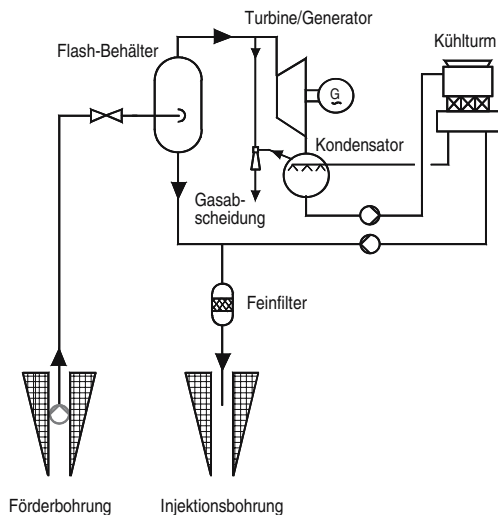


Abb. 9.21 Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem Single Flash-System

Demnach wird die siedende Flüssigkeit in einen Flash-Behälter hinein entspannt. Es entsteht dabei auf einem unter Förderniveau befindlichen Druck eine kleinere Menge trocken gesättigter Dampf und eine größere Menge siedendes Wasser. Nachdem der Dampf von der Flüssigkeit separiert wurde, wird er der Turbine zugeführt, wo er Arbeit leistet.

Die Temperaturparameter der Rückkühlung des Kondensators bestimmen das minimale Niveau des Enddrucks der Entspannung, der meist weit im Vakuumbereich liegt. Inwieweit dieses niedrige Druckniveau ausgenutzt werden kann, hängt

nicht zuletzt davon ab, mit welchem Aufwand nichtkondensierbare Gase aus dem Kondensator abführbar sind.

Die erreichbare Ressourcennutzung liegt zwischen ca. 150 (t/h)/MW bei rund 160 °C und etwa 50 (t/h)/MW bei rund 240 °C Thermalwassertemperatur (Abb. 9.20).

Neben dem technischen und ggf. Umwelt-Problem der Ableitung nichtkondensierbarer Gase haben Single Flash-Prozesse oft den Nachteil, dass beim Flashen Feststoffe ausfallen. Sie verbleiben als Beläge auf den Ausrüstungen und beeinflussen die Sicherheit negativ bzw. müssen entsorgt werden.

Gegenüber der direkten Nutzung von überhitztem Dampf wird ein beträchtlicher Teil der Energie des gefördert Thermalfluids (d. h. die separierte und wieder in den Untergrund verpresste Flüssigkeitsmenge) keiner energetischen Nutzung zugeführt. Dies bedingt vergleichsweise geringe Gesamtsystemnutzungsgrade.

Double Flash-Prozess mit Kondensation. Der Nachteil der nur geringen Ausnutzung der Energie des gesamten Förderstromes kann durch eine einfache Ergänzung des Single Flash-Systems gemindert werden. Dazu wird das aus dem ersten Flash-Behälter (Separator) ablaufende und siedende Wasser ein zweites Mal entspannt und der entstehende Dampf in einem weiteren Behälter erneut separiert. Der abgetrennte Dampf wird dann in einer zweiten (Niederdruck-)Turbine oder im einem ergänzenden Niederdruckteil der Hochdruck-Turbine entspannt (Abb. 9.22).

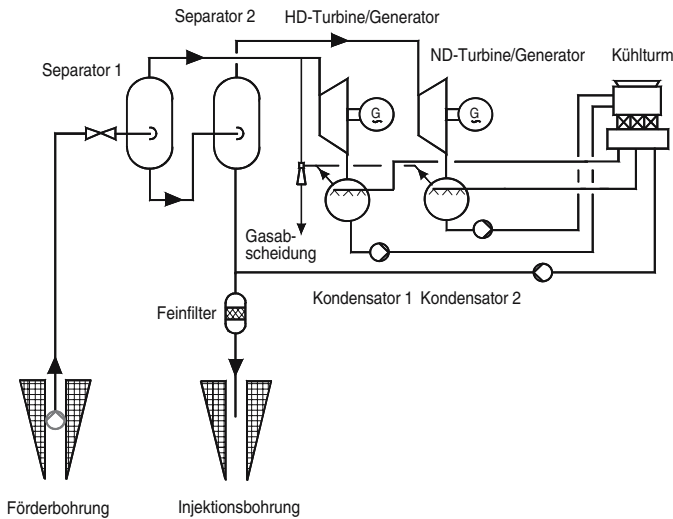


Abb. 9.22 Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem Double Flash-System

Der Umfang, mit dem die zusätzliche Entspannung wirksam wird, wird wiederum einerseits durch die Temperaturen im Kondensator bestimmt und andererseits dadurch, dass ihr Ausgangspunkt oberhalb des Atmosphärendruckes liegen sollte.

Die erreichbare Ressourcennutzung liegt zwischen ca. 130 (t/h)/MW bei rund 160 °C und etwa 40 (t/h)/MW bei rund 240 °C Thermalwassertemperatur (Abb. 9.20); sie liegen damit merklich höher als die von Single-Flash Anlagen.

Obwohl die Grenze des Einsatzes von Flash-Systemen i. Allg. bei 175 bis 180 °C gezogen wird, ist gerade der Double Flash-Prozess in der Lage, die bei niedrigen Ressourcentemperaturen auftretenden Probleme des geringen Flash-Druckes und des niedrigen spezifischen Volumens des Dampfes zu beherrschen. Double Flash-Anlagen zeigen damit auch bei geringen Temperaturen durch ihre einfache Bauart, ihre geringen Betriebs- und Instandhaltungskosten und ihre Fähigkeit, das eigene Kühlturmwasser zu erzeugen, Vorteile vor allem gegenüber binären Systemen. Unabhängig davon ist es aber ein ökonomisches Optimierungsproblem, da der höheren potenziellen Stromerzeugung von Double Flash-Anlagen im Vergleich zu alternativen Systemen höhere Investitionen durch die zusätzliche Turbine bzw. Turbinenstufen, die zusätzlichen Behälter, Rohrleitungen, Regelung, etc. gegenüber stehen.

Geschlossene Systeme. Hierunter werden Anlagen verstanden, die die geothermische Ressource – und damit den geförderten Wasserdampf – nicht direkt durch Entspannung in einer Turbine zur Stromerzeugung nutzen, sondern dazu ein zweites Medium verwenden. Auf dieses zweite Medium wird in entsprechenden Wärmeübertragern (Verdampfern) die geothermische Energie überführt. Das Medium muss, der geringen Temperatur des Thermalwassers oder Wasser-Dampf-Gemisches entsprechend, tiefsiedend sein.

Unter diesen Randbedingungen können der Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsmitteln und der Kalina-Prozess eingesetzt werden; sie werden nachfolgend näher erläutert.

Diese Prozesse werden angewendet, wenn das Primärmedium nicht heiß genug bzw. sein Druck zu gering ist, um ausreichend Dampf mit für eine Entspannung ausreichenden Parametern zu erzeugen. Darüber hinaus kann der Einsatz eines zweiten Arbeitsmediums dann sinnvoll sein, wenn das Thermalfluid ungünstige chemische Eigenschaften (Mineralisation, Gasgehalte usw.) aufweist, die auf direktem Wege nicht bzw. nur mit unverträglich hohem Aufwand beherrschbar sind.

Rankine-Prozess mit organischen Arbeitsmitteln. Der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle, ORC) unterscheidet sich, bis auf das verwendete Arbeitsmittel und damit die Temperatur- und Druckparameter, nur unwesentlich vom klassischen Rankine-Prozess für Wasserdampf.

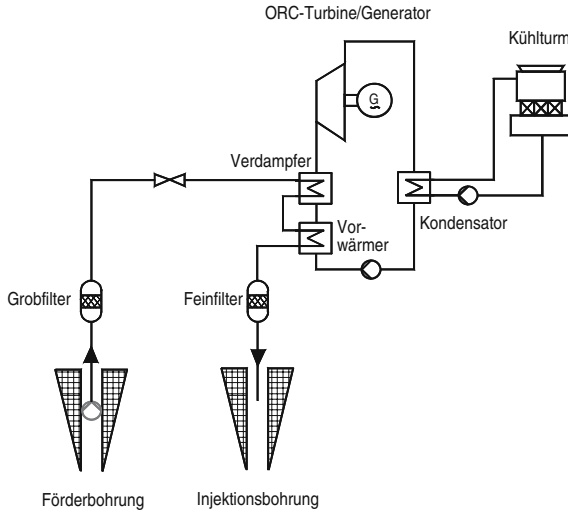


Abb. 9.23 Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung mit ORC (Organic Rankine Cycle)

Wie in den üblicherweise in Kraftwerken eingesetzten Kreisprozessen wird das Wärmeträgermedium – hier durch das Thermalfluid – vorgewärmt, verdampft, in einer Turbine entspannt, ggf. in einem rekuperativen Wärmeübertrager gekühlt (das Medium ist, im Gegensatz zur Wasserdampfentspannung, noch überhitzt), kondensiert und durch eine Pumpe wiederum auf Verdampferdruck befördert. Eine entsprechende Schaltung zeigt Abb. 9.23.

Als Arbeitsstoffe werden im betrachteten Temperaturbereich in der Regel Kohlenwasserstoffe (z. B. n-Pentan, Isobutan) eingesetzt. Bekannt ist auch die Anwendung von Fluorkohlenstoff-Verbindungen (z. B. C_3F_{12}). Auch wird überlegt, Gemische von Kohlenwasserstoffen einzusetzen; dies soll, wegen der gleitenden Verdampfungstemperaturen, zu höheren Wirkungsgrade führen.

Bei der Verwendung von organischen Medien sind verschiedene Probleme anlagentechnisch zu lösen. Die Turbinen unterscheiden sich von denen für Wasser u. a. wegen des differierenden Molekulargewichts und der geringeren spezifischen Wärmekapazität. Auch müssen Vorkehrungen gegen eine erhöhte Korrosivität an Turbine und Wärmeübertragern getroffen werden und der Abdichtung der Systeme ist ein hohes Augenmerk zu schenken.

Abb. 9.24 zeigt die Stromerzeugungswirkungsgrade exemplarischer Anlagen. Zusätzlich ist eine mittlere Wirkungsgradkurve dargestellt /9-13/; danach liegen die mittleren Wirkungsgrade zwischen rund 5,5 % bei etwa 80 °C und ca. 12 % bei 180 °C Thermalwassertemperatur. Das entspricht einer Ressourcennutzung von über 500 (t/h)/MW bei 80 °C und 80 (t/h)/MW bei 180 °C (Abb. 9.20).

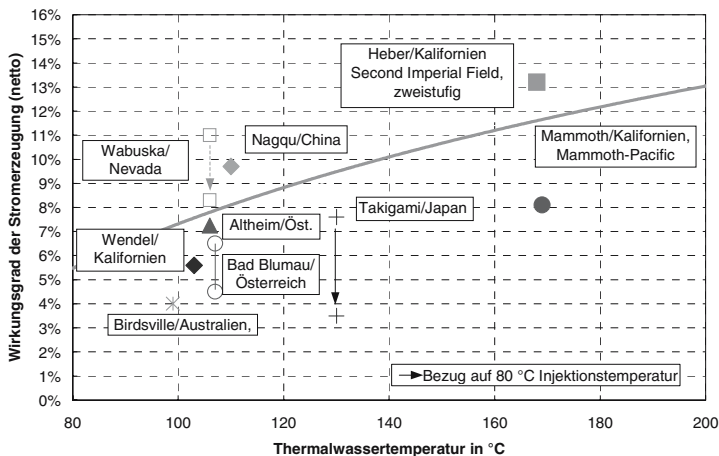


Abb. 9.24 Wirkungsgrade ausgeführter ORC-Systeme (Organic Rankine Cycle)

Die Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung ausgeführter Anlagen liegen bis zu Thermalfluid-Temperaturen von ca. 135 °C unterhalb etwa 10 %. Sie erreichen am oberen Ende des Betrachtungsfeldes (200 °C) einen Wert von rund 13 bis 14 %. Dies gilt jedoch nur unter der Voraussetzung einer weitgehenden Nutzung des Wärmeinhaltes des Fluids, also der Erreichung der angestrebten Auskühlungstemperatur.

Kalina-Prozess. Der Kalina-Prozess nutzt ebenso wie der ORC-Prozess ein Arbeitsmittel, das in einem vom Thermalfluid abgeschlossenen Kreislauf zirkuliert. Als Arbeitsmedium wird ein Gemisch von Ammoniak und Wasser verwendet. Abb. 9.25 zeigt den Prozess in seiner einfachsten Form.

Das Zwei-Stoff-Gemisch wird in einem Wärmeübertrager vom Thermalfluid vorgewärmt und verdampft. Wegen der Siedepunktstände der Komponenten entsteht ein Ammoniak-reicher Dampf und eine Ammoniak-arme Flüssigkeit, die anschließend voneinander getrennt werden. Der Dampf wird einer Turbine zugeführt und entspannt dort unter Abgabe von Arbeit. Im Anschluss daran werden Dampf und entspannte Flüssigkeit wieder zusammengeführt und gemeinsam zum Kondensator geleitet. Hier wird das Stoffgemisch verflüssigt und danach auf den Verdampferdruck gebracht. Zur Verbesserung der energetischen Effizienz werden in der Schaltung Rekuperatoren eingesetzt, von denen in Abb. 9.25 einer zwischen der heißen Ammoniak-armen Lösung und der kalten Grundlösung dargestellt ist.

Die erreichbaren Wirkungsgrade liegen zwischen ca. 8,5 % bei rund 80 °C und etwa 12 % bei rund 160 °C Thermalwassertemperatur. Die Ressourcennutzung erreicht also Werte zwischen 500 (t/h)/MW und 70 (t/h)/MW (Abb. 9.20). Diese vergleichsweise hohen Wirkungsgrade konnten jedoch bisher kaum durch einen praktischen Anlagenbetrieb verifiziert werden.

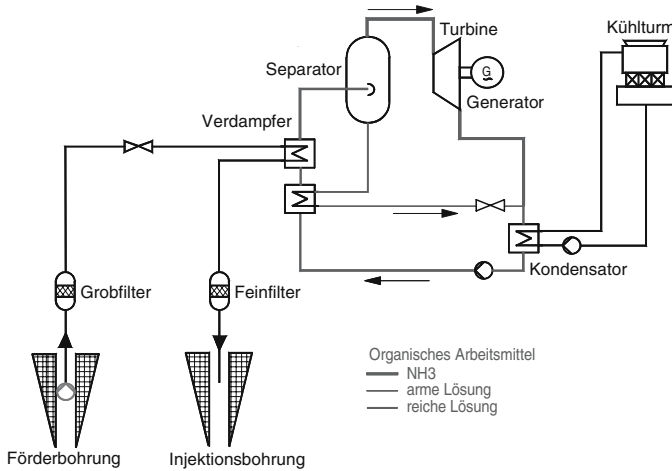


Abb. 9.25 Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung nach dem Kalina-Prozess

Der Vorteil dieses Prozesses liegt darin, dass die Verdampfung und die Kondensation des Arbeitsmediums nicht isotherm, wie bei reinen Stoffen (ORC-Prozess), vonstatten gehen, sondern dass gleitende Temperaturen auftreten.

- Die Temperaturverläufe des Thermalfluids auf der einen Seite (z. B. Abkühlung von 150 auf 85 °C) und die des auf der anderen Seite im Gegenstrom geführten verdampfenden Gemisches (bei geeigneter Konzentration der Grundlösung z. B. Erwärmung von 75 auf 145 °C) können dadurch einander angepasst werden. Das vermindert die mittlere Temperaturdifferenz zwischen beiden Stoffströmen und damit die Verluste der Wärmeübertragung.
- Gegenüber dem Einsatz reiner Stoffe erhöht sich die mittlere Temperatur der Verdampfung. Gleichzeitig vermindert sich die mittlere Temperatur der Kondensation. Dies führt zur Verbesserung des Carnot-Wirkungsgrades des Prozesses (d. h. des theoretisch maximalen Wirkungsgrades).

Neben den energetischen hat der Prozess auch bautechnische Vorteile. Wegen der Ähnlichkeit der entscheidenden Stoffeigenschaften von Wasser und Ammoniak für die Entspannung können Wasserdampfturbinen verwendet werden. Darüber hinaus finden Ammoniak-Wasser-Gemische seit langem in anderen Gebieten der Technik (z. B. Kältetechnik) breite Anwendung. Die technischen Probleme sollten deshalb lösbar sein.

Von Nachteil sind die wegen der geringeren Temperaturdifferenzen in den Wärmeübertragern und des schlechteren Wärmeübertragungsverhaltens deutlich größeren Apparate. Auch gibt es weltweit bisher nur sehr wenige derartiger Anlagen.

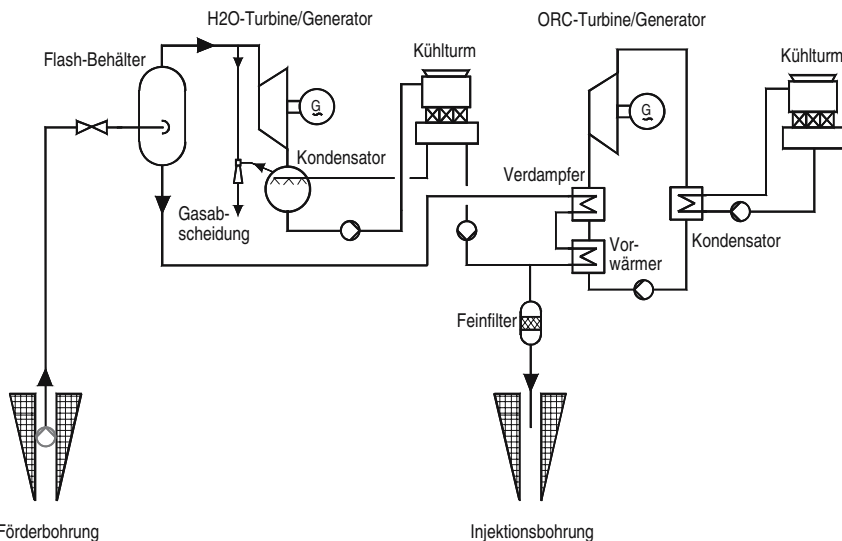


Abb. 9.26 Vereinfachtes Schaltschema einer Anlage zur geothermischen Stromerzeugung einer Kombination von Single Flash-System und ORC

Kombinierte Systeme. Hier kombiniert man einen Single Flash-Prozess beispielsweise mit einem binären Prozess. Dabei sind unterschiedliche Schaltungsvarianten denkbar. So kann der Entspannungsdruck nach der Dampfturbinenstufe als Wärmequelle des ORC-Prozesses dienen oder der Flüssigkeitsablauf der ersten Separationsstufe wird nicht ein zweites Mal entspannt, sondern heizt den Verdampfer der ORC-Anlage (Abb. 9.26). Der Vorteil derartiger Systeme sind vergleichsweise hohe Wirkungsgrade (Abb. 9.20).

9.3.2 Ökonomische und ökologische Analyse

Im Folgenden werden die ökonomischen und ökologischen Randbedingungen einer geothermischen Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung exemplarisch untersucht. Zuvor werden aber die zugrunde gelegten Randbedingungen diskutiert.

9.3.2.1 Referenzanlagen

Bei den folgenden Überlegungen wird von geothermischen Reservoiren mit Fördertemperaturen von 150 °C und einer Förderrate von 100 m³/h ausgegangen. Erschlossen werden diese mit einer Dublette aus einer senkrechten und einer abgelenkten Bohrung zum Einen in Gebieten mit einem normalen thermischen Gradienten (in ca. 4 600 m Tiefe wie z. B. im Norddeutschen Becken oder im Molassebe-

cken) und zum Anderen in Gebieten mit deutlich günstigerem thermischen Gradienten (in ca. 2 700 m Tiefe wie z. B. im Oberrheingraben). Der Förderhorizont kann erfolgreich stimuliert werden, so dass die Förderrate von 100 m³/h sichergestellt werden kann. Ausgehend davon werden zwei Anlagenkonfigurationen untersucht.

- Anlage A. Die hier unterstellte ausschließliche Strombereitstellung aus Erdwärme erfolgt in einer ORC-Anlage mit einem Wirkungsgrad von 11 % bei einer Leistung von 850 kW. Zusätzlich werden vier weitere übertägige Kreisprozessen untersucht (d. h. Kalina-Prozess, Single Flash-Prozess, Double Flash-Prozess und die Kombination aus dem Single Flash- und dem ORC-Prozess). Der Nutzungsgrad und die elektrische Leistung der Prozesse hängen ab von den Temperaturen und dem Fördervolumenstrom. Die Stromerzeugungsanlage wird in der Grundlast mit 7 500 h/a betrieben. Der Eigenbedarf an elektrischer Energie wird durch die Stromerzeugung selbst bereit gestellt.
- Anlage B. Hier wird eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung unterstellt. Hier wird ausschließlich von einem ORC-Prozess ausgegangen und wie bei der Anlage A die Strombereitstellung vollkommen ausgenutzt. Zusätzlich wird die anfallende Niedertemperaturwärme (ca. 70 °C) an Haushaltskunden, die in einer nach dem Niedrigenergiestandard gebauten Wohnsiedlung (EFH-I) leben, mit einer Volllaststundenzahl von 1 900 h/a über ein Nahwärmenetz (Rücklauftemperaturen ca. 45 °C) abgesetzt. Dazu werden die Stromgestehungskosten mit einer Gutschrift für die frei Heizkraftwerk abgegebene und mit 0,02 €/kWh vergütete Wärme (ca. 13 500 MWh/a) berechnet.

9.3.2.2 Ökonomische Analyse

Investitionen. Die Bohrlochkosten, d. h. hier die Kosten für die Herstellung der Bohrung inklusive der Verrohrung, sind erheblichen Variationen unterworfen. Im Mittel muss derzeit für Tiefen zwischen 4 000 und 5 000 m von Aufwendungen von ca. 1 150 €/m ausgegangen werden. Sie steigen nicht linear mit zunehmender Tiefe; beispielsweise werden bis 3 000 m Kosten von lediglich rund 1 000 €/m angegeben /9-26/.

Die Kosten einer derartigen Bohrung werden maßgeblich durch die Bohranlagenmiete (einschl. Personal- und Energiekosten) bestimmt, die durchschnittlich 36 % der Gesamtkosten einer Tiefbohrung ausmachen. Auf die Bohrplatzeinrichtung und dessen Wiedernutzbarmachung nach dem erfolgreichen Abteufen entfallen ca. 4 % der Gesamtkosten, auf Meißel und Richtbohrservice rund 15 %, auf Spülungs- und Zementationsservice etwa 12 %, auf Verrohrung einschl. Steigrohre ca. 20 % und auf die Sondenkopfkomplettierung ca. 12 %. Je nach den lokalen Gegebenheiten können sich diese Anteile aber z. T. merklich verschieben. Hinzu kommen noch rund 150 000 € für die benötigten Tiefpumpen.

Noch unsicherer sind die verfügbaren Kostenangaben für die Stimulation, da hier je nach den Gegebenheiten vor Ort u. a. mit unterschiedlichen Techniken, Drücken, Materialien und Verpressmengen gearbeitet werden muss. Außerdem

sind die angedachten Verfahren zwar Stand der Technik in der Erdöl- und Erdgas-Industrie, jedoch nicht im Bereich der Geothermie. Deswegen werden hier Kosten für einen Frac mit 250 m^3 Fluid und ungefähr 60 t Stützmittel direkt nach dem Abteufen der Bohrung konservativ mit rund 360 000 € abgeschätzt. Muss demgegenüber ein Bohrturm extra neu herangefahren und aufgebaut werden, können die Kosten bei bis zu 550 000 € liegen.

Die Kosten für den Thermalwasserkreislauf (u. a. Rohre, Ventile, Regelung) werden pauschal mit rund 390 000 € abgeschätzt. Für Systemelemente, die im direkten Zusammenhang mit der Thermalwasserleitung stehen (z. B. Slopssystem, Filter), werden wegen der stark unterschiedlichen Anordnungsvarianten pauschal 25 €/kW geothermischer Leistung angenommen.

Die Kosten für die ORC-Anlage mit 850 kW elektrischer Leistung liegen bei rund 1,5 Mio. €. Zusätzlich werden Wärmeübertrager benötigt, deren Kosten bei etwa 10 €/kW liegen. Das zusätzlich benötigte Gebäude, in dem auch die anderen Systemelemente untergebracht werden können, wird einschließlich Grundstück auf 150 000 € geschätzt.

Auch sind Kosten für die Planung und alle weiteren notwendigen Vorarbeiten (z. B. geologische Gutachten, Gebühren für Bergämter) sowie die Bauausführung zu berücksichtigen. Hier wird pauschal von 500 000 € ausgegangen.

Betriebskosten. Die jährlichen Betriebskosten setzen sich aus den Aufwendungen für Personal, Instandhaltung, Wartung und allgemeinen Geschäftsführungskosten zusammen. Hinzu kommen noch die Brennstoffkosten für die Spitzenlastanlage. Für die Anlage wird ein Betrieb ohne Beaufsichtigung (BoB) unterstellt (d. h. ein Angestellter).

Die Instandhaltungskosten für die einzelnen Anlagenteile werden für die Bohrungen mit 0,5 %, für die Rohrleitungen, die Wärmeübertrager und Sonstiges mit 4 % sowie die ORC- bzw. andere Konversions-Anlagen und das Gebäude mit 1 % der Investitionen unterstellt.

Stromgestehungskosten. Unter den diskutierten Randbedingungen errechnen sich für einen Volumenstrom von $100 \text{ m}^3/\text{h}$ und eine Bohrlochkopftemperatur von $150 \text{ }^\circ\text{C}$ bei einer Stromerzeugung mit einer ORC-Anlage die in Abb. 9.27 dargestellten Stromgestehungskosten. Sie liegen demnach im Bereich zwischen 0,13 und knapp 0,22 €/kWh.

Für eine ausschließliche Strombereitstellung (Anlage A) errechnet sich Stromgestehungskosten von knapp 0,17 (Oberrheingraben) bis knapp 0,22 €/kWh (Norddeutsches Becken; Abb. 9.27). Dazu tragen allein die Sondenkosten, die die Kosten für Bohrungen, Stimulation und Pumpen beinhalten, mit rund 70 % bei; die restlichen 30 % werden durch die ORC-Anlage, die Thermalwasserleitung und Sonstiges sowie die Betriebskosten verursacht.

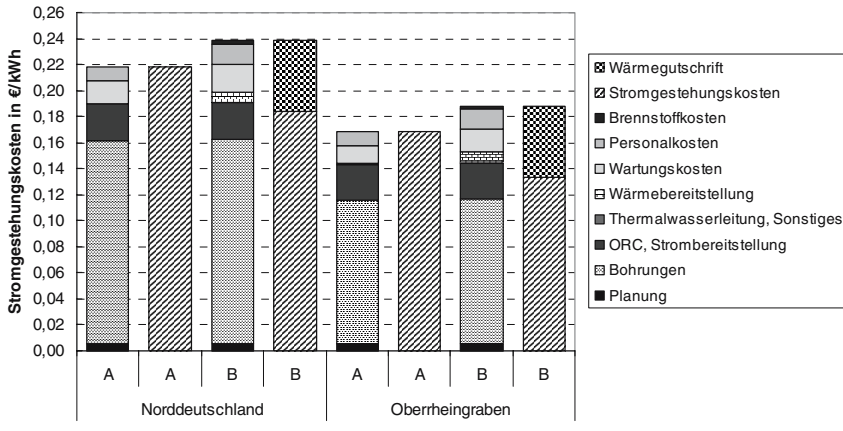


Abb. 9.27 Stromgestehungskosten der Referenzanlagen A und B (bei den jeweils linken Balken sind die gesamten Kosten auf die potenzielle Stromerzeugung bezogen (d. h. Gesamtstromgestehungskosten der vollständigen Anlage ohne Berücksichtigung möglicher Erlöse durch einen Wärmeverkauf); bei den jeweils rechten Balken wird die mögliche Wärmegutschrift berücksichtigt (d. h. Netto-Stromgestehungskosten))

Die Stromgestehungskosten werden dabei wesentlich durch die Temperatur des geförderten Thermalwassers beeinflusst. Abb. 9.28 zeigt dies am Beispiel einer ausschließlichen geothermischen Stromerzeugung unter den für ein Gebiet wie dem Norddeutschen Becken unterstellten Randbedingungen. Die minimalen Gestehungskosten liegen demnach für die ausschließliche Stromerzeugung bei rund 0,16 €/kWh bei einer Thermalwassertemperatur von rund 200 °C und einem kombinierten Flash-ORC-Prozess. Die ein- und zweistufige Flashprozesse können aufgrund der schlechteren Wirkungsgrade – bei gleichen Bohrkosten – nur kleinere Strommengen erzeugen und liegen daher bei den spezifischen Stromgestehungskosten höher.

Mit weiter zunehmenden Temperaturen ist ein Ansteigen der spezifischen Stromgestehungskosten zu beobachten. Erklärt werden kann dies durch den erheblichen Einfluss der Bohrtiefe auf die Bohrkosten. Der Einfluss der mit der Tiefe zunehmenden Temperatur auf den Wirkungsgrad des jeweiligen Prozesses (und damit der erzeugbaren Strommenge) wird durch die überproportionale Zunahme der Bohrkosten bei größeren Tiefen mehr als aufgewogen.

Eine deutliche Verbesserung der Gestehungskosten bewirkt die Errichtung der Erzeugungsanlage auf einer Temperaturanomalie (d. h. über dem durchschnittlichen geothermischen Gradienten liegender Temperaturanstieg). Muss, wie z. B. im Oberrheingraben, deutlich weniger tief gebohrt werden, um gleiche Temperaturen zu erreichen, sinken die Gestehungskosten der Stromerzeugung deutlich – aufgrund des erheblichen Einflusses der Bohrkosten auf die spezifischen Energiegestehungskosten (Abb. 9.29). Die minimalen Gestehungskosten liegen für die ausschließliche Stromerzeugung in diesem Fall bei ca. 0,13 €/kWh (ORC mit Was-

serkühlung und Kalina bei 180 °C oder beim Flash-ORC Prozess zwischen 200 und 230 °C).

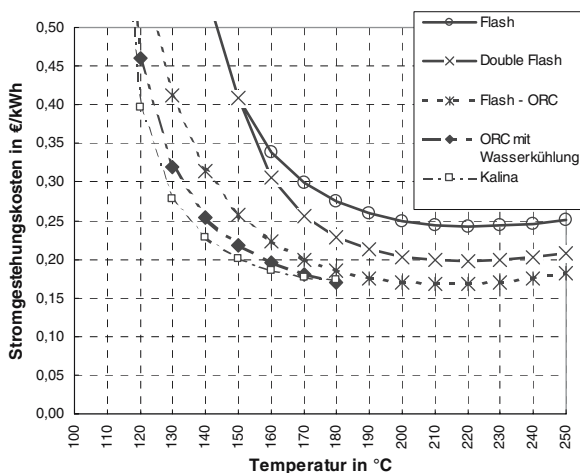


Abb. 9.28 Stromgestehungskosten im Norddeutschen Becken (Anlage A, unterschiedliche Temperaturen, 100 m³/h Fördervolumen)

Eine weitere Reduktion der Gestehungskosten kann durch eine Vergrößerung des Fördervolumens je Dublette auf z. B. 200 m³/h erreicht werden. Die minimalen Stromgestehungskosten liegen in diesem Fall für die ausschließliche Stromerzeugung unter den Bedingungen im Oberrheingraben bei ca. 0,08 €/kWh (ORC mit Wasserkühlung und Kalina bei 180 °C oder beim Flash-ORC Prozess zwischen 200 und 230 °C). Aber auch die ausschließlichen Flash-Prozesse können Strom mit 0,09 bzw. 0,10 €/kWh bei ca. 220 °C Thermalwassertemperatur erzeugen.

Wird zusätzlich Wärme bereitgestellt und kann sie frei Anlage zu den beschriebenen Konditionen verkauft werden (Anlage B), sinken die Stromgestehungskosten auf etwas mehr 0,18 €/kWh für die Bedingungen des Norddeutschen Beckens und rund 0,13 €/kWh für Standorte im Oberrheingraben (Abb. 9.27). Obwohl sich unter diesen Bedingungen die Investitionskosten im Vergleich zur ausschließlichen Strombereitstellung geringfügig erhöhen, verringert die zusätzliche, auf die bereitgestellte elektrische Energie umgelegte, Wärmegutschrift die jährlichen Stromgestehungskosten merklich. Dies ist auf die unterstellten Abnahmebedingungen für die Wärme zurückzuführen, durch die die potenzielle Strombereitstellung nicht tangiert wird. So sind bei relativ geringen Mehrkosten zusätzliche Wärmegutschriften erzielbar, die dann die Stromgestehungskosten merklich reduzieren.

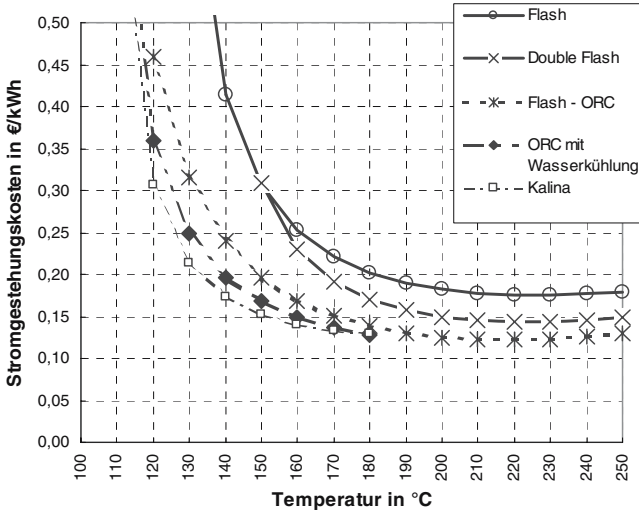


Abb. 9.29 Stromgestehungskosten im Oberrheingraben (Anlage A, unterschiedliche Temperaturen, 100 m³/h Fördervolumen)

Die Stromgestehungskosten werden wesentlich durch die Investitionskosten und die Fördertemperatur beeinflusst (Abb. 9.30). Beispielsweise sinken bei 30 % geringeren Investitionen die Stromgestehungskosten von rund 0,165 €/kWh auf rund 0,125 €/kWh.

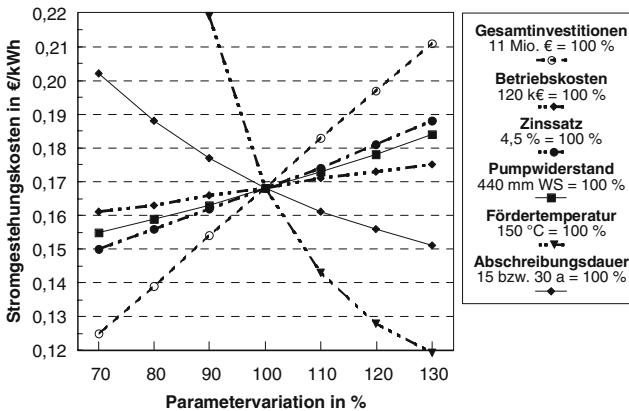


Abb. 9.30 Parametervariation für eine Strombereitstellung (Anlage A, Oberrheingraben)

9.3.2.3 Ökologische Analyse

Für die bisher betrachteten Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung wird im Folgenden eine Bilanzierung ausgewählter Umweltkenngrößen im Verlauf des ge-

samen Lebensweges durchgeführt. Anschließend werden weitere mit einer Energiebereitstellung aus derartigen Systemen verbundene Umwelteffekte diskutiert.

Lebenszyklusanalyse. Im Folgenden werden die bisher betrachteten Anlagen für eine Bilanzierung der spezifischen kumulierten Energieströme und Stofffreisetzungen im Verlauf der gesamten Anlagenlebensdauer einschließlich aller vorgelegten Prozesse – und damit bestimmt im Rahmen einer Lebenswegbetrachtung (Kapitel 1) – herangezogen. Bezugsgröße ist dabei 1 GWh bereitgestellte elektrische Energie frei Konversionsanlage.

In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise werden dabei als Maß für den Beitrag zum anthropogenen Treibhauseffekt die CO₂-Äquivalent-Emissionen, für Emissionen mit versauernder Wirkung die SO₂-Äquivalent-Emissionen und unter dem Aspekt human- und ökotoxikologischer Auswirkungen die Emissionen an SO₂ und NO_x berechnet. Aufgrund der Vielzahl möglicher Einflussfaktoren auf die technische Umsetzung von Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung (u. a. geologische Bedingungen am potenziellen Standort) sind die hierbei untersuchten Referenzanlagen nur als Beispiele zu sehen.

Bei Anlage B werden die beiden Produkte Strom und Wärme in Koppelproduktion bereitgestellt. Aus Vergleichsgründen müssen die Ergebnisse aber auf einen bestimmten Endenergieträger bezogen werden. Dies wird hier durch eine Allokation realisiert; darunter wird die Zuordnung von Inputs (z. B. Energieverbrauch) und Outputs (z. B. Emissionen) auf die verschiedenen Produkte, die durch den gleichen Prozess hergestellt werden, nach bestimmten Regeln verstanden. Dabei wird hier eine Allokation entsprechend der Energiemenge realisiert (d. h. Strom und Wärme werden gleich behandelt). Unberücksichtigt bleibt bei einer solchen üblicherweise realisierten Betrachtung jedoch, dass elektrische Energie – im Unterschied zu der in Koppelproduktion anfallenden Niedertemperaturwärme – ausschließlich Exergie darstellt.

Tabelle 9.10 Energie- und Emissionsbilanzen einer geothermischen Stromerzeugung für die beiden definierten Referenzanlagen

Standort Anlage	Norddeutsches Becken		Oberrheingraben	
	A	B	A	B
Energie in GJ _{prim} /GWh ^a	1 048	281	775	208
SO ₂ in kg/GWh	123	33	89	24
NO _x in kg/GWh	408	109	271	73
CO ₂ -Äquivalente in t/GWh	79	21	59	16
SO ₂ -Äquivalente in kg/GWh	474	127	324	87

^a primärenergetisch bewerteter kumulierter fossiler Energieaufwand (Verbrauch erschöpflicher Energieträger).

Tabelle 9.10 zeigt die Ergebnisse der Wirkungsabschätzungen für die beiden untersuchten Anlagen. Beispielsweise die CO₂-Äquivalente liegen demnach bei den beiden Anlagen zwischen minimal rund 16 t/GWh (Fall B, gute geologische Bedingungen) und maximal etwa 79 t/GWh (Fall A, durchschnittliche geologische

Bedingungen). Rund 85 bis 90 % dieser Emissionen werden dabei beim Bau der Anlagen freigesetzt.

Wird exemplarisch eine ausschließliche Strombereitstellung detaillierter betrachtet (Anlage A), wird deutlich, dass die CO₂-Äquivalente wesentlich durch den Energiebedarf zum Abteufen der Bohrung verursacht werden (ca. 36 % der CO₂-Äquivalente; Abb. 9.31). Ein weiterer signifikanter Anteil von knapp 43 % wird bei der Bereitstellung des für die Bohrungen benötigten Materials freigesetzt (u. a. Stahl-, Beton-, Bentonitbereitstellung; in Abb. 9.31 mit sonstige untertägige Anlage bezeichnet). Die verbleibenden Emissionen aus der untertägigen Anlage resultieren aus dem Antransport der Rohre und der Bohrgeräte, der Materialbereitstellung für die Thermalwasserpumpen, der Stimulation und der Errichtung des Bohrplatzes. Demgegenüber beeinflussen der Bau der überörtigen Anlage, der gesamte Betrieb und die Entsorgung die Klimagasemissionsbilanzen gering.

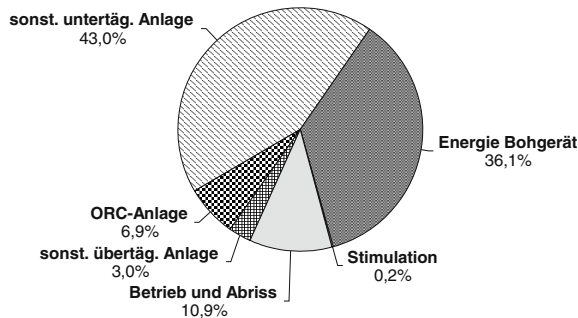


Abb. 9.31 Anteile der CO₂-Äquivalente beim Fallbeispiel A

Weitere Umwelteffekte. Bei den sonstigen Umwelteffekten wird auch hier unterschieden zwischen den Umwelteffekten bei der Anlagenerrichtung, im Normalbetrieb und durch Störfälle.

Herstellung (Anlagenerrichtung). Umweltauswirkungen können bereits bei der Exploration und beim Erbohren der heißen Gesteinsschichten im tiefen Untergrund auftreten. Sie sind in etwa denen der Erdöl- bzw. der Erdgassuche vergleichbar. Die Folgen auf die natürliche Umwelt infolge der Abteufung der Bohrungen sind jedoch – ggf. abgesehen von Lärmbelastigungen, die sich aber innerhalb der gesetzlich vorgegebenen Grenzen bewegen müssen – gering, da der Bohrplatz nach Abschluss der Bohrarbeiten bis auf den eigentlichen Bohrlochkopf rekultiviert werden kann. Außerdem sind die Belastungen der Umwelt durch die Bohrarbeiten selbst zeitlich eng begrenzt. Hierfür kann je nach Tiefe ein Zeitraum von 3 bis 6 Monaten angesetzt werden.

Normalbetrieb. Am Anlagenstandort kann es bei der Zirkulation des Wärmeträgermediums durch ein HDR-Wärmeaustauschersystem in einigen Kilometern

Tiefe zu geringen Lösungen von im Untergrund enthaltenen Salzen und Mineralien kommen. Schwermetall- und Schwefelverbindungen kommen demgegenüber außerhalb von Vulkangebieten nicht bzw. nur in kaum nachweisbaren Konzentrationen vor. Nachteile für die Umwelt entstehen auch bei gelegentlich auftretenden geringen Lösungsinhalten nicht; das mit derartigen Stoffen angereicherte Wasser wird, da das Wärmeträgermedium in einem geschlossenen Kreislauf geführt wird, anschließend erneut in den Untergrund verpresst /9-1/.

Bei der Auskühlung des Untergrundes treten Änderungen des mechanischen Spannungsfeldes auf; dies kann zu lokalen Entspannungen und damit grundsätzlich zu einer Mikroseismizität führen; bei den Versuchen in Soultz-sous-Forêts wurde Mikroseismizität bisher jedoch nur bei den Stimulationen und damit bei der Erzeugung des Wärmetauschers und nicht bei der Zirkulation beobachtet. In seismisch labilen Zonen könnten durch diese Mikroseismizität kleine Erdbeben vor dem Zeitpunkt des natürlichen Ereignisses angestoßen werden. Dies ist in der Praxis jedoch sehr unwahrscheinlich, da solche Lokationen entweder durch ihre Vorgeschichte bei einer Standortuntersuchung bzw. spätestens bei den in situ durchgeführten Spannungsmessungen auffallen würden. Bei der Stimulation des Untergrundes wurden daher bisher auch lediglich kleinste akustische Signale registriert, wie sie beim Aufbrechen der Gesteine aufgrund der Stimulation auftreten /9-1/.

Bei einer Erzeugung elektrischer Energie ist wegen der relativ niedrigen Temperaturen von 150 bis 250 °C der Wirkungsgrad im Vergleich zu konventionellen Wärmekraftwerken gering. Daraus resultieren hohe Abwärmemengen, die ggf. die Umwelt belasten können. Ist jedoch in der Nähe des Kraftwerks eine entsprechende Nachfrage nach Niedertemperaturwärme gegeben, ist eine Nutzung im Rahmen einer Wärme-Kraft-Kopplung denkbar. Außerdem ist es denkbar, die Abwärme wieder dem Untergrund zuzuführen.

Die Fördereinrichtungen, die sich über das Gebiet erstrecken, unter dem die Energie dem tiefen Untergrund entzogen wird, sind außerdem durch einen von den Lagerstätten- und Produktionsbedingungen abhängigen – im Regelfall jedoch geringen – Landverbrauch charakterisiert. Durch die Rohrleitungen für den Transport des Wärmeträgermediums zum Kraftwerk kommt es zu einem weiteren Flächenverbrauch und – bei einer übertägigen Installation – zu einer visuellen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Zusätzlich werden für die Errichtung von Kühltürmen und Kraftwerksanlagen Flächen benötigt. Diese Flächeninanspruchnahme unterscheidet sich aber nicht grundsätzlich von der, wie sie auch durch mit fossilen Energieträgern gefeuerte Kraftwerke gegeben ist.

Zusammengenommen sind die zu erwartenden Umweltauswirkungen vor Ort im Normalbetrieb jedoch gering. Es sind aus gegenwärtiger Sicht keine signifikanten negativen Auswirkungen auf den Menschen und die natürliche Umwelt zu erwarten.

Störfall. Bei der Förderung des Wärmeträgermediums (d. h. des heißen Wasser bzw. des Heißdampfes) kann es – aufgrund des Salz- und Mineralstoffgehalts – bei einem störungsbedingten Austritt an der Erdoberfläche zu geringen Umwelt-

belastungen kommen; die damit verbundenen Umwelteffekte sind aber wesentlich geringer als die aus den Vulkangebieten der Erde bekannten Belastungen. Auch kann es bei der Nutzung des heißen Wärmeträgermediums im Kraftwerk ggf. bei einer Druckentlastung (u. a. infolge einer Störung (z. B. Leck) am Oberflächenleitungssystem) zur Freisetzung sehr geringer Mengen gelöster Gase kommen; dies ist jedoch durch entsprechende Sicherheitsvorkehrungen vermeidbar /9-1/. Damit sind störungsbedingte Umweltauswirkungen – wie bei jeder anderen technischen Anlage auch – zwar durchaus möglich; sie sind jedoch immer nur lokaler Natur und ohne bisher erkennbare globale Auswirkungen. Außerdem sind sie dem derzeitigen Kenntnisstand zufolge vergleichsweise gering.

Betriebsende. Zur Vermeidung von unerwünschten Umweltwirkungen müssen bei Betriebsende die Bohrungen ordnungsgemäß abgedichtet werden, um die Schadstoffeinträge von der Erdoberfläche her in die Bohrung dauerhaft auszuschließen und einen hydraulischen Kurzschluss unterschiedlicher Schichten im Untergrund zu vermeiden. Demgegenüber dürfte die Entsorgung der eingesetzten Anlagenkomponenten mit keinen größeren Umweltauswirkungen verbunden sein; sie entsprechen weitgehend denen konventioneller Maschinentekniken, die sich infolge der gesetzlichen Vorgaben auf einem vergleichsweise geringen Niveau bewegen.

9.3.3 Potenziale und Nutzung

Nachfolgend werden die Potenziale und die gegenwärtige Nutzung einer geothermischen Stromerzeugung in Deutschland diskutiert

9.3.3.1 Potenziale

Aufgrund der derzeit noch nicht großtechnisch verfügbaren Technik zur Nutzbarmachung der in den heißen, tiefen Gesteinsschichten vorhandenen Energie ist eine Abschätzung der technisch nutzbaren Potenziale mit großen Unsicherheiten behaftet. Deshalb handelt es sich bei den folgenden Angaben nur um eine grobe Abschätzung der gegebenen Größenordnung.

Theoretisches Potenzial. Insgesamt dürfte bis in eine Tiefe von 10 000 m unter der Gebietsfläche Deutschlands eine Energie von rund 1 200 000 EJ gespeichert sein; dabei wurde unterstellt, dass dem Gestein die Wärme bis auf rund 20 °C entzogen werden könnte (d. h. bei einer Erschließung im Verlauf von rund 1 000 Jahren sind dies rund 1 200 EJ/a). Davon ist jedoch theoretisch nur der kleinere Teil zur Stromerzeugung aufgrund thermodynamischer Beschränkungen nutzbar; wird ein theoretischer Wirkungsgrad von im Mittel maximal 10 % unterstellt, errechnet sich ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von ca. 33 EWh bzw. 33 PWh/a im Verlauf der unterstellten 1 000 Jahre (Tabelle 9.11). Zusätzlich könnte theoretisch ein erheblicher Teil der dabei anfallenden Abwärme genutzt

werden. Damit ist das theoretische Potenzial einer geothermischen Stromerzeugung bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sehr hoch und übersteigt den Energieverbrauch in Deutschland um Größenordnungen.

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale). Zur Bestimmung der technischen Angebotspotenziale einer geothermischen Stromerzeugung wird ausgehend vom diskutierten Wärmeinhalt der oberen Erdkruste betrachtet, welcher Anteil dieses Wärmeinhalts technisch „abbaubar“ ist. Als obere räumliche Grenze wird dabei eine Temperatur von 100 °C (d. h. ca. 3 km Bohrtiefe) und als untere Grenze die derzeitige Grenze der Bohrbarkeit (d. h. ca. 7 km bzw. 220 °C) angenommen.

Schon ein Quadratkilometer Gestein, dessen Kenngrößen sich zwischen diesen beiden Grenzen bewegen, hat den Wärmeinhalt von ca. 500 PJ (d. h. rund ein Zehntel des Jahreswärmebedarfs Deutschlands). Der Anteil dieser Wärmemenge, der aus dem Gestein entzogen und technisch gewonnen werden kann, hängt von den geologischen Randbedingungen des Standortes ab. So können beispielsweise in Aquiferen rund 15 bis 20 % dieser Wärmemenge aus dem Untergrund entzogen werden. In Störungszonen und im Kristallin sind nur ca. 2,5 bis 5 % gewinnbar.

Unter Berücksichtigung eines mittleren Umwandlungswirkungsgrades in Anlagen nach dem derzeitigen Stand der Technik von 10 bis 13 % lässt sich daraus dann die damit bereitstellbare elektrische Energiemenge errechnen.

Durch Analyse sämtlicher Aquifere in Deutschland unter Berücksichtigung von Mindestabständen und Einordnen derselben in unterschiedliche Temperaturklassen errechnet sich ein technisches Stromerzeugungspotenzial von insgesamt ca. 2,6 PWh. Aus den Störungszonen, die Deutschland durchziehen, könnten weitere 12,2 PWh und aus dem Kristallin zusätzliche 306,6 PWh an elektrischer Energie erzeugt werden (Tabelle 9.11). Für Deutschland lässt sich somit in der Summe ein Stromerzeugungspotenzial der Geothermie von insgesamt ca. 321 PWh auf der Basis der sich heute abzeichnenden Technologie ableiten /9-25/.

Dabei kann dieses Stromerzeugungspotenzial innerhalb eines Zeitraums erschlossen werden, der eine Regeneration der geothermischen Ressourcen infolge des natürlichen Wärmestroms nicht erlauben würde. Aufgrund der geringen Eigenwärmeerzeugung des tieferen Untergrunds, des relativ kleinen Wärmestromes aus dem Erdinnern im Bereich von rund 65 mW/m² und der i. Allg. vergleichsweise schlechten Wärmeleitfähigkeit von Gesteinen benötigt eine einmal vollständig abgekühlte Gesteinforma-tion einige Jahrhunderte oder länger, um wieder die ursprüngliche Temperatur zu erreichen. Unter Nachhaltigkeitsaspekten sollte dieses Potenzial deshalb – auch vor dem Hintergrund der gewaltigen Dimensionen dieses Potenzials – nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums erschlossen werden.

Daher wird hier davon ausgegangen, dass das hier aufgezeigte technische Erzeugungspotenzial über einen Zeitraum von 1 000 Jahren sukzessive erschlossen werden kann; innerhalb eines derart langen Zeitraums sollten Modelle gefunden werden können, durch die sichergestellt werden kann, dass auch nach Ablauf dieser Zeit weiterhin eine geothermische Stromerzeugung möglich ist. Daraus ergibt

sich jährlich ein nachhaltiges (quasi regeneratives) Stromerzeugungspotenzial von ca. 321 TWh/a für Deutschland (Tabelle 9.11). Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) entspricht dieses technische Stromerzeugungspotenzial einem Anteil von knapp 53 %.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Bei der Bestimmung der technischen Nachfragepotenziale wird unterschieden zwischen einer ausschließlichen Stromerzeugung und einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.

Ausschließliche Stromerzeugung. Aufgrund der grundsätzlichen Unabhängigkeit einer geothermischen Stromerzeugung von möglichen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen, wie sie beispielsweise für die Windenergienutzung oder die photovoltaische Stromerzeugung typisch sind, kann diese – im Gegensatz zur Stromerzeugung aus anderen regenerativen Energien – Grundlaststrom bereitstellen. Somit lassen sich als Obergrenze für die im Strombereitstellungssystem von Deutschland integrierbaren Anteile einer geothermischen Grundlaststromerzeugung die rund 60 % Grundlaststromanteil an der jährlichen Stromproduktion, also ca. 288 TWh/a, abschätzen.

Wird demgegenüber unterstellt, dass derartige geothermische Kraftwerke theoretisch auch Strom in der Mittellast bereitstellen könnten, erhöht sich dieses Potenzial. Diese Annahme ist grundsätzlich gerechtfertigt, da geothermische Kraftwerke aus technischer Sicht prinzipiell auch wie mit fossilen Energieträgern gefeuerte Mittellastkraftwerke entsprechend der augenblicklichen Nachfrage im Netz gefahren werden können.

Daher könnte grundsätzlich auch ein Teil der Spitzenlast ebenfalls von solchen Anlagen bereitgestellt werden. Unter diesen Prämissen steigt das technische Nachfragepotenzial einer ausschließlichen Stromerzeugung weiter an auf etwa die Größenordnung der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung.

Ein derart hoher Anteil einer geothermischen Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland ist aber wenig sinnvoll, da eine sichere, umweltfreundliche und kostengünstige Deckung der Stromnachfrage immer einen sinnvollen und den jeweiligen Anforderungen der Nachfragecharakteristik adäquat Rechnung tragenden Stromerzeugungsmix voraussetzt. Auch sollten innerhalb eines derartigen Anlagenparks Anlagen vorhanden sein, die schneller auf mögliche Lastwechsel reagieren können als dies beispielsweise geothermische Kraftwerke mit der bisher diskutierten Technik können. Deshalb wird hier davon ausgegangen, dass durch geothermische Kraftwerke maximal die Grundlast bereitgestellt werden kann. Damit errechnet sich ein technisches Nachfragepotenzial von rund 288 TWh/a (Tabelle 9.11). Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) bzw. dem Endenergieverbrauch an elektrischer Energie (497 TWh im Jahr 2003) entspricht dies einem Anteil von 47 bis 48 % bzw. von rund 58 %.

Tabelle 9.11 Theoretische und technische Potenziale einer geothermischen Stromerzeugung

Theoretisches Potenzial	33 EWh 33 PWh/a ^a
Technisches Stromerzeugungspotenzial	
Aquifere	2,6 PWh
Störungszonen	12,2 PWh
Kristalline Gesteine	306,6 PWh
Summe	321,4 PWh 321 TWh/a ^a
Technisches Nachfragepotenzial	
Ausschließliche Stromerzeugung	288 TWh/a
Kraft-Wärme-Kopplung ^b	
Maximalabschätzung	5 250 PJ/a; 140 TWh/a
Nachfragepotenzial	2 530 PJ/a; 66 TWh/a
Minimalabschätzung	355 PJ/a; 10 TWh/a

^a Nutzungsdauer von 1 000 Jahren; ^b jeweils Wärme und Strom.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Demgegenüber kann auch ausschließlich eine gekoppelte Wärme- und Stromproduktion – zur besseren Nutzung der geothermischen Energie im Sinne einer Maximierung der Energieausbeute – realisiert werden. Dann bestimmt die maximal ins Energiesystem integrierbare bzw. in Deutschland nutzbare Wärmemenge die erzeugbare maximale Strommenge, da die bereitstellbare Wärme aus rein energetischer Sicht immer rund eine Größenordnung größer ist als die bereitstellbare elektrische Energie. Unter diesen Prämissen lassen sich die entsprechenden Nachfragepotenziale mit drei unterschiedliche Ansätze abschätzen (Tabelle 9.11).

- Maximalabschätzung. Im theoretischen Maximalfall könnte die gesamte genutzte Wärme in Deutschland durch Geothermie bereitgestellt werden (ca. 5 378 PJ im Jahr 2002). Dann könnten neben dieser Wärme maximal rund 140 TWh/a zusätzlich an damit gekoppelt erzeugtem Strom bereitgestellt werden (ca. 23 % der Bruttostromerzeugung bzw. ca. 28 % des Endenergieverbrauchs an elektrischer Energie in Deutschland). Im Vergleich zu einer ausschließlichen Stromerzeugung in geothermischen Kraftwerken entspricht dies ungefähr der Hälfte. Diese Betrachtung stellt damit die theoretisch maximal mögliche absolute Obergrenze einer geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung dar.
- Nachfragepotenzial. Eine geothermische KWK dürfte sich aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen – aus gegenwärtiger Sicht auch in Zukunft – immer nur in größeren Anlagen sinnvoll darstellen lassen. Damit fallen an einem potenziellen Standort einer KWK-Anlage große Wärmemengen im Niedertemperaturbereich an, die bisher meist nur über ein entsprechendes Verteilnetz zu potenziellen Verbrauchern aus Industrie, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Übrige) und Haushalten nutzbar gemacht werden können. Unter diesen Prämissen, die auch denen einer ausschließlichen geothermischen Wärmebereitstellung entsprechen, ist das technische Nachfragepotenzial einer geother-

mischen KWK durch die Wärmemengen determiniert, die sinnvoll durch Netze an die jeweiligen Endverbraucher aus der Industrie, den GHD und/oder den Haushalten verteilt werden können. Um diese Wärmemenge abzuschätzen wird ausgegangen von der im Haushalts-, im GHD- sowie im Industriesektor nachgefragten Wärmemenge in Deutschland (ca. 5 378 PJ im Jahr 2002). Die Wärmefachfrage der Haushalte und GHD liegt dabei i. Allg. in einem Temperaturbereich, der durch geothermische in KWK bereitgestellte Wärme darstellbar ist. Somit wird die in diesem Bereich mögliche nutzbare Wärme durch die technisch-ökonomischen Möglichkeiten einer Verteilung dieser Wärme mit entsprechenden Wärmeverteilnetzen bestimmt. Um diese abzuschätzen, können die in Deutschland vorhandenen Siedlungsstrukturen untersucht und bewertet werden. Im Ergebnis können – wird unterstellt, dass nur bestimmte Siedlungsstrukturen mit einer bestimmten Wärmenachfragedichte für eine Wärmeverteilung mit Verteilnetzen aus technischer und ökonomischer Sicht sinnvollerweise in Frage kommen – nur 63 bzw. 47 % der Wärmenachfrage der Haushalte und GHD in den alten bzw. neuen Bundesländern durch geeignete Verteilnetze gedeckt werden. Daraus ergibt sich eine über Verteilnetze an Haushalte und GHD aus technisch-ökonomischer Sicht transportierbare Wärmemenge von ca. 2 000 PJ/a. Im Industriesektor muss eine Abschätzung, welche Anteile der nachgefragten Wärmemenge durch Geothermie deckbar sind, durch eine Temperatureingrenzung erfolgen. Lediglich Wärme, die auf einem Temperaturniveau nachgefragt wird, welches durch in KWK bereitgestellte geothermische Wärme bereitstellbar ist (bis ca. 150 °C), kann abgesetzt werden. Werden diese anhand des Wärmeanteils des Industriesektors an der Gesamtendenergienachfrage und dem Anteil an Niedertemperaturwärme des jeweiligen Sektors durch Geothermie ersetzbaren Anteile errechnet, zeigt sich, dass im Industriesektor eine Wärmemenge von ca. 530 PJ/a durch Geothermie abgesetzt bzw. genutzt werden kann. Die Summe aus Haushalten, GHD und Industrie ergibt eine gesamte durch Verteilnetze sinnvoll nutzbare Wärmemenge von 2 530 PJ/a. Dies entspricht einer damit gekoppelten Stromproduktion von ca. 66 TWh/a. Bezogen auf die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2004 (606 TWh) bzw. dem Endenergieverbrauch an elektrischer Energie (497 TWh im Jahr 2003) entspricht dies einem Anteil von rund 11 % bzw. von etwas mehr als 8 %.

- Minimalabschätzung. Die Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, dass aus ökonomischen Gründen und wegen der weiter zunehmenden Nutzung von Erdgas als leitungsgebundenem Energieträger keine neuen Wärmenetze mehr gebaut wurden. Deshalb kann eine realistische untere Grenze der technischen Nachfragepotenziale durch die Unterstellung der Bereitstellung der Wärme in heutigen Fernwärmenetzen durch geothermische Anlagen abgeschätzt werden. Dabei lag der Endenergieverbrauch an Fernwärme im Jahr 2003 bei rund 330 PJ; unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzverluste wurde entsprechend mehr Wärme in die Fernwärmenetze eingespeist. Würde diese in die Netze eingespeiste Wärmemenge durch Geothermie bereitgestellt und gleichzeitig in KWK Strom produziert, entspricht dies einer Stromerzeugung von knapp

10 TWh/a. Damit könnten durch das Ersetzen aller mit fossilen Energieträgern betriebenen Heizkraftwerke Deutschlands, die in Nah- bzw. Fernwärmenetze einspeisen, rund 1,7 % der jährlichen Bruttostromerzeugung bzw. etwa 2 % des Endenergieverbrauchs an elektrischer Energie bereitgestellt werden.

9.3.3.2 Nutzung

Die geothermische Stromerzeugung befindet sich in Deutschland infolge der jüngsten Setzung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (d. h. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) auf dem Weg in die kommerzielle Anwendung, obwohl diese Option zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien noch durch erhebliche Forschungs- und Entwicklungsdefizite gekennzeichnet ist.

Seit Ende 2003 wird in Neustadt-Glewe die bisher einzige Anlage zur geothermischen Stromerzeugung betrieben. Diese Anlage mit einer installierten Leistung von 210 kW speiste 2004 ca. 0,5 GWh Strom ins Netz ein /9-9/.

Tabelle 9.12 Laufende und in der Entwicklung befindliche Projekte zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland

	Geoth. Leistung in MW	Elektr. Leistung in MW	Tempera- tur in °C	Förder- rate ^a in m ³ /h	Bohr- tiefe in m	Art der Nutzung	Lager- stätte	Inbetrieb- nahme Jahr
Norddeutschland								
Neustadt-Glewe ^c	6,5	0,21	97	118,8	2 250	B, H, O	A	2003
Groß Schönebeck ^c		ca. 1	150	<50	4 294		A/HDR	2006
Südwestdeutschland								
Bruchsal ^c	4	ca. 0,5	120	72	2 000	H, O	A	2006
Offenbach ^c	25 – 30	4,8	150	360 ^b	2 700	H, K	A	2006
Speyer ^c	24 – 50	5,4	150	120 ^b	2 500	H, O	A	?
Süddeutschland								
Unterhaching ^c	>30	3,9	122	ca. 540	3 350	H, K	A	2007

B – Bad, Brauchwasser; H – Heizung; O – ORC-Anlage; K – Kalina-Cycle-Anlage; A – Aquiferspeicher; HDR – HDR-Technologie.

^a Förderraten wurden zur Vergleichbarkeit auf eine Dublette normiert; ^b erwartete Zielstellung der Förderrate; ^c Nutzung klüftig poröser Speicher.

Weitere derzeit laufende Aktivitäten zur geothermischen Stromerzeugung in Deutschland konzentrieren sich im Rahmen konkreter Projekte auf den Oberrheingraben (nördlicher Teil) und auf das süddeutsche Molassebecken (Großraum München); Tabelle 9.12 zeigt einige der Projekte aus diesen Gebieten, die sich gegenwärtig in der Entwicklung befinden. In beiden Regionen erfolgte in den letzten Jahren eine umfassende bergrechtliche Sicherung potenzieller Nutzungsfelder. Auch wurden im Rahmen verschiedener z. T. öffentlich geförderter Projekte erste Bohrungen niedergebracht. Mit ersten Inbetriebnahmen und damit einer weitergehenden geothermischen Stromerzeugung in Deutschland ist aus gegenwärtiger Sicht ab 2006 zu rechnen /9-27/.

10 Zusammenfassender Vergleich

In den Kapiteln 3 bis 9 werden verschiedene Möglichkeiten zur Wärme- und/oder Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien detailliert diskutiert; dabei werden jeweils die physikalischen Grundlagen und die Technik bzw. Systemtechnik dargestellt sowie ausgewählte ökonomische und ökologische sowie energiewirtschaftliche Kenngrößen ermittelt. Damit ist noch keine Aussage darüber getroffen, wie die einzelnen Techniken für die Nutzbarmachung erneuerbarer Energien untereinander und im Vergleich zu den jeweiligen Möglichkeiten zur Nutzung fossiler Energieträger zu bewerten sind. Daher werden im Folgenden einzelne Möglichkeiten zur Nutzung erneuerbarer und fossiler Energien gegenübergestellt. Dabei können aber immer nur Techniken sinnvoll miteinander verglichen werden, welche die gleiche End- bzw. Nutzenergie bereitstellen (d. h. Stromerzeugungsoptionen und Wärmebereitstellungssysteme). Deshalb wird bei der folgenden Gegenüberstellung im Wesentlichen unterschieden zwischen den Möglichkeiten zur Stromerzeugung, ggf. auch im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung, und einer Wärmebereitstellung.

10.1 Bereitstellung elektrischer Energie

Die hier diskutierten Möglichkeiten einer photovoltaischen, wind- und wassertechnischen sowie geothermischen Bereitstellung elektrischer Energie, die – mit Ausnahme der Stromerzeugung aus Erdwärme – mehr oder weniger angebotsorientiert sind, werden im Folgenden untereinander verglichen und den substituierbaren Optionen auf der Basis fossiler Energieträger gegenübergestellt, soweit dies möglich und sinnvoll ist. Dabei wird zunächst auf das jeweils genutzte erneuerbare und damit im Wesentlichen das meteorologische Energieangebot und seine Charakteristik eingegangen. Anschließend werden ausgewählte technische, ökonomische und ökologische Kenngrößen von Anlagen zur Nutzung des Energieangebots von Sonne, Wind, Wasser und Erdwärme diskutiert. Darauf aufbauend erfolgt ein Vergleich der verfügbaren Potenziale und der gegebenen Nutzung. Zusätzlich ist eine Stromerzeugung aus regenerativen Energien auch mit Hilfe der Biomasse möglich; dies ist jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Ausführungen und wird deshalb nicht weiter betrachtet.

10.1.1 Energieangebot

Das meteorologische Energieangebot, das für die photovoltaische, die windtechnische und die wassertechnische Stromerzeugung bestimmend ist, unterscheidet sich sowohl bezüglich der zeitlichen Angebotscharakteristik als auch hinsichtlich der regionalen Verteilung erheblich. Dies gilt sowohl untereinander als auch im Vergleich zum geothermischen Energieangebot. Beides wird im Folgenden analysiert.

Zeitliche Angebotsvariationen. Bei den zeitlichen Angebotsvariationen müssen einzelne Zeitbereiche unterschieden werden. Im Folgenden werden deshalb die Variationen des erneuerbaren Energieangebots aus Sonne, Wind und Wasser sowie Geothermie im Jahres-, im Monats- und im Tagesverlauf analysiert.

Variationen im Jahresverlauf. Bei der Angebotscharakteristik im Jahresverlauf zeigen sich zwischen den regenerativen Energien Wasserkraft, Windenergie und Solarstrahlung deutliche Unterschiede (Abb. 10.1, links).

Die Solarstrahlung zeichnet sich durch einen deutlich ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf mit einem maximalen Strahlungsangebot in den Sommermonaten und sehr geringer Strahlung im Winter aus.

Fast umgekehrt ist es bei dem Energieangebot der bewegten Luftmassen. Hier sind die höchsten mittleren Windgeschwindigkeiten im Winter bis Frühjahr gegeben (d. h. Frühjahrsstürme); an bestimmten Standorten bzw. in verschiedenen Gegenden in Deutschland können zusätzlich auch im Herbst hohe mittlere Windgeschwindigkeiten auftreten (d. h. Herbststürme).

Unabhängig von der deutlich stärkeren Abhängigkeit des Energieangebots des Laufwassers von den spezifischen Gegebenheiten vor Ort treten bei den in den deutschen Mittelgebirgen entspringenden Flüssen und Bächen die höchsten Abflüsse meistens im Frühjahr auf; dies liegt oft in der Schneeschmelze begründet. Im Verlauf des Sommers geht dann i. Allg. der Abfluss zurück und nimmt erst gegen Ende des Kalenderjahres erneut zu. Im Unterschied zu diesem typischen Verhalten sind der Rhein und teilweise auch die Donau durch eine deutlich andere Charakteristik gekennzeichnet; der Rhein weist aufgrund der späten Schneeschmelze in den Höhenlagen der Alpen sehr hohe Abflüsse im Hochsommer auf.

Im Unterschied dazu ist die Nutzung der Erdwärme durch keine saisonalen Unterschiede gekennzeichnet. Die Energie aus dem tiefen Untergrund steht im gesamten Jahresverlauf uneingeschränkt zur Verfügung.

Dieser deutlich unterschiedliche zeitliche Verlauf des Energieangebots der solaren Strahlung, der bewegten Luftmassen und des Wasserabflusses kann bei einer kombinierten Nutzung zu einer Verstärkung der aus diesen regenerativen Energien bereitstellbaren elektrischen Energie führen. Im Jahresverlauf betrachtet trifft dies insbesondere für eine Stromerzeugung aus Windenergie und solarer Strahlung zu.

Variationen im Monatsverlauf. Bei einer Analyse der Variationen des Windes, der Solarstrahlung, des Wasserabflusses und der Erdwärme zwischen verschiedenen

Tagen (beispielsweise im Verlauf eines Monats) wird deutlich, dass die Windgeschwindigkeiten und die solare Strahlung im Vergleich zum Wasserabfluss und insbesondere zur Erdwärme durch deutlich größere Schwankungen gekennzeichnet sind. Im Normalfall ist demgegenüber der Wasserabfluss vergleichsweise ausgeglichen und kaum durch schnelle Änderungen gekennzeichnet; größere Schwankungen gibt es nur bei Hochwasserereignissen und damit in Ausnahmesituationen, die zudem im Regelfall mit einer Einstellung der Stromerzeugung verbunden sind. Noch ausgeglichener ist das Energieangebot aus der Erde. Dies ist bei der Windgeschwindigkeit grundsätzlich anders. Hier kann es zu erheblichen Geschwindigkeitsunterschieden der bewegten Luftmassen an verschiedenen Tagen kommen. Dies gilt grundsätzlich auch für das solare Strahlungsangebot. Die Strahlungssumme kann an unterschiedlichen aufeinanderfolgenden Tagen aufgrund des großen Einflusses der teilweise erheblich variierenden Bedeckung ebenfalls deutlich schwanken.

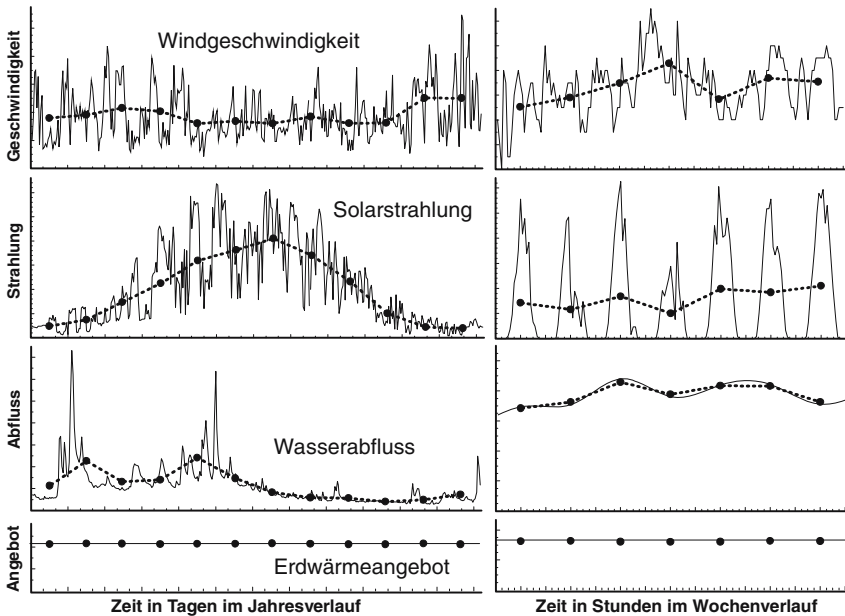


Abb. 10.1 Beispielhafte Jahressgänge aus Monats- und Tagesmitteln sowie Wochengänge aus Tages- und Stundenmitteln der Windgeschwindigkeit, der Solarstrahlung, des Wasserabflusses und des Erdwärmeangebots

Variationen im Tagesverlauf. Wird der zeitliche Verlauf des Angebots dieser verschiedenen regenerativen Energien während eines Tages betrachtet, zeigen sich ähnliche Zusammenhänge (Abb. 10.1, rechts). Auch hier sind das solare Strahlungsangebot und insbesondere die Windgeschwindigkeit durch erheblich größere Schwankungen charakterisiert als der Abfluss und insbesondere die Erdwärme.

Dabei können die Angebotsunterschiede an zwei aufeinanderfolgenden Stunden beim Wind noch erheblich größer sein als bei der Solarstrahlung; dies gilt insbesondere bei böigem Wind. Bei der Sonneneinstrahlung kommt es aber infolge des deterministisch sich verändernden Sonnenstands über dem Horizont ohnehin zu entsprechenden Variationen, die jedoch i. Allg. nicht sehr sprunghaft verlaufen; außer bei durchziehenden Wolkenfeldern verändert sich die Bedeckung und damit die Solarstrahlung meist nur langsam.

Ähnliche Aussagen gelten auch für die Betrachtung noch kürzerer Zeitintervalle. Im Minutenbereich ändert sich beispielsweise der Abfluss im Normalfall nur unwesentlich. Dies trifft jedoch nicht für die Solarstrahlung und auch nicht für die Windgeschwindigkeit zu; beide Größen können, wenn entsprechende meteorologische Bedingungen vorliegen, z. T. erheblichen Variationen unterworfen sein (z. B. böiger Wind, Schlagschatten infolge durchziehender Wolkenfelder).

Räumliche Angebotsvariationen. Auch regional betrachtet ist das Energieangebot der betrachteten erneuerbaren Energien auf der Gebietsfläche Deutschlands unterschiedlich.

Im langjährigen Mittel schwankt das solare Strahlungsangebot an unterschiedlichen Orten in Deutschland nur innerhalb vergleichsweise enger Grenzen. Relativ geringe Strahlungssummen werden in Norddeutschland und die relativ höchsten Strahlungssummen in Süddeutschland – aufgrund der hier größeren Äquatornähe – gemessen.

Verglichen damit weisen die langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten deutlich stärkere regionale und lokale Unterschiede auf. In Deutschland sind die höchsten Durchschnittsgeschwindigkeiten der bewegten Luftmassen an der Küste gegeben. Im Süden der Bundesrepublik Deutschland sind demgegenüber hohe mittlere Windgeschwindigkeiten vorwiegend nur noch auf exponierten Hügel- und Kammlagen der Mittelgebirge vorzufinden.

Demgegenüber ist das Energieangebot des Wassers bzw. der Abfluss erheblich stärker von den lokalen Gegebenheiten abhängig, da es sich im Wesentlichen auf den Verlauf der Bäche und Flüsse beschränkt. Hinsichtlich der geografischen Verteilung ist in Süddeutschland aufgrund der Mittelgebirge und der hier hohen Abflüsse das höchste Wasseraufkommen gegeben. Damit sind die Möglichkeiten einer potenziellen Wasserkraftnutzung im Vergleich zu den in Norddeutschland vorliegenden Gegebenheiten groß.

Im Unterschied dazu ist das geothermische Energieangebot a priori keinen Angebotsvariationen unterworfen, da es grundsätzlich mit zunehmender Tiefe gegeben ist. Aber der Temperaturanstieg mit zunehmender Tiefe ist nicht überall in Deutschland gleich; in Gebieten mit geothermischen Anomalien (z. B. Oberrheingraben) ist er vergleichsweise hoch und in Gegenden mit einen normalen oder unterdurchschnittlichen geothermischen Gradienten (z. B. Norddeutsches Becken) relativ niedriger.

Die Zusammenhänge bei der Wasserkraft sind damit genau umgekehrt wie bei der Windenergie. Sie unterscheiden sich wiederum von der Geothermie und der

Solarstrahlung; letztere ist innerhalb Deutschlands ohne signifikante örtliche Variationen, wie sie bei der Geothermie und insbesondere Windenergie und – in einem besonderen Maße – bei der Wasserkraft vorkommen, verfügbar. Trotzdem kann es auch bei der Solarstrahlung infolge mikroklimatischer Einflüsse zu entsprechenden regionalen Variationen kommen (z. B. durch starke Nebelneigung). Während das solare Strahlungsangebot und das geothermische Energieangebot im Jahresverlauf damit auf einer lokal begrenzten Gebietsfläche kaum variiert, kann sich die jahresmittlere Windgeschwindigkeit bei entsprechenden geografischen und topologischen Bedingungen schon innerhalb weniger Meter ggf. erheblich ändern. Noch größere Unterschiede – auf kleinstem Raum – gibt es beim Wasserangebot.

10.1.2 Systemtechnische Beschreibung

Der derzeitige Stand der Technik für die Bereitstellung elektrischer Energie aus Solarstrahlung, Windenergie, Wasserkraft und Geothermie und damit die ihn beschreibenden technischen Kenngrößen unterscheiden sich z. T. erheblich. Tabelle 10.1 zeigt einen Vergleich typischer, die jeweilige Energiewandlungstechnik derzeit charakterisierender Größen.

Anlagenleistungen. Die Anlagenleistung ist eine typische Kenngröße, mit der Konversionsanlagen beschrieben werden können; sie werden im Folgenden entsprechend dem gegenwärtigen Stand der Technik diskutiert (Tabelle 10.1). Auch wird der Bezug zu den Techniken zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hergestellt.

Tabelle 10.1 Vergleich technischer Kenngrößen einer netzgekoppelten photovoltaischen, wind- und wassertechnischen sowie geothermischen Stromerzeugung

	Photovoltaik	Windenergie ^c	Wasserkraft	Geothermie
Leistungen in kW ^a	1 – > 3 000	100 – > 5 000	10 – > 100 000	100 – > 5 000
Nutzungsgrad in % ^d	10 – 15 ^b	25 – 35	ca. 70	max. 12 – 15 ^e
Verfügbarkeit in %	96 – 98	97 – 99	> 99	^g
Volllaststunden in h/a	800 – 1 020	1 400 – 3 200 ^f	4 500 – 6 500	max. 8 760

^a Jeweils bezogen auf eine Anlage zur netzgekoppelten Stromerzeugung (d. h. nicht Windpark und nicht die Zusammenschaltung mehrerer Photovoltaikanlagen); ^b Untere Grenze bei der Verwendung amorpher, oberer Wert für monokristalline Solarzellen; ^c nur Onshore-Aufstellung; ^d bezogen auf das regenerative Energieangebot; ^e ausschließliche Stromerzeugung unter sehr guten Bedingungen in Deutschland (d. h. keine Kraft-Wärme-Kopplung); ^f bei ausgewählten Offshore-Standorten ggf. höher; ^g aufgrund fehlender Anlagen nicht spezifizierbar.

Tabelle 10.1 zeigt einen Vergleich der Nennleistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Windenergie, Wasserkraft und Geothermie. Diese werden nachfolgend kurz diskutiert.

– Netzgekoppelte und nicht netzgekoppelte Photovoltaikanlagen sind derzeit durch Anlagenleistungen gekennzeichnet, die sich in einem weiten Leistungsbe-
reich von wenigen Milliwatt (u. a. Taschenrechner, Armbanduhren) bis hin zu

einem Megawatt und ggf. darüber (d. h. Photovoltaikkraftwerke) bewegen. Bei einer netzgekoppelten Stromerzeugung mit auf Dachflächen montierten Photovoltaiksystemen liegen die Anlagennennleistungen im Regelfall zwischen 1 und rund 5 kW; selten kommen dachmontierte Anlagen auch mit größeren installierten Leistungen zum Einsatz (z. B. auf Fabrikgebäuden). Werden Anlagen zur solaren Stromerzeugung dagegen auf Freiflächen installiert, sind höhere Anlagenleistungen üblich; sie bewegen sich derzeit i. Allg. im oberen kW-Bereich, können aber auch bis in den Bereich einiger Megawatt reichen. Insbesondere bei Photovoltaikkraftwerken wurden in den letzten Jahren zunehmend Anlagen mit immer größeren installierten elektrischen Leistungen installiert.

- Im Unterschied dazu sind Windkraftanlagen derzeit mit elektrischen Leistungen zwischen wenigen 100 kW bei älteren Anlagen und z. T. bis zu knapp 5 MW bei Anlagen der kommenden Generation (z. B. Windkraftanlagen zur Stromerzeugung) auf dem Markt verfügbar. Netzgekoppelt werden in Deutschland momentan hauptsächlich Anlagen zwischen rund 500 kW und dem unteren Megawatt-Bereich (z. B. Anlagen der 1,5 MW-Klasse) betrieben. Neu zu installierende Anlagen weisen heute zum überwiegenden Teil elektrische Leistungen von mehr z. T. deutlich mehr als 1 MW auf – bei einem nach wie vor klar erkennbaren Trend zu Konvertern mit zunehmend höheren installierten Leistungen. Dabei ist es bereits in den letzten Jahren zu einem deutlichen Anstieg der mittleren installierten Anlagenleistungen gekommen; Ende der achtziger Jahre waren Konverter mit Leistungen von nur 30 bis 80 kW Stand der Technik. Demgegenüber sind heute die Anlagen im Megawatt-Bereich marktgängig und haben sich auf dem Markt durchgesetzt; vor kurzem wurden die ersten Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von rund 5 MW installiert.
- Wasserkraftanlagen sind durch eine erheblich größere Bandbreite der installierten Leistungen gekennzeichnet, die sich zwischen wenigen 10 kW bei Kleinstwasserkraftanlagen und über 100 MW bei Großanlagen bewegen. Aufgrund der höheren Energiedichte des Wassers und des schon weit fortgeschrittenen Standes der Technik wurden und werden für praktisch jeden wassertechnisch nutzbaren Standort Anlagen mit entsprechenden Nennleistungen entwickelt und gebaut.
- Geothermieanlagen sind ebenfalls durch eine erhebliche Bandbreite der grundsätzlich installierbaren elektrischen Leistungen gekennzeichnet. Ausgehend von den derzeit in Deutschland sich abzeichnenden Marktentwicklungen bewegen sich die üblichen elektrischen Anlagenleistungen zwischen einigen 100 kW für eine kleine Anlage, mit der neben Fernwärme auch elektrische Energie bereitgestellt wird, und einigen Megawatt für ein geothermisches Kraft- oder Heizkraftwerk.

Anlagen zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sind durch Anlagenleistungen gekennzeichnet, die sich in den allermeisten Fällen zwischen einigen 100 kW und maximal 1 500 MW pro Kraftwerksblock bewegen. Anzahlmäßig machen dabei kleinere Anlagen im einigen 10 bis insbesondere einigen 100 MW den größeren Anteil aus. Der überwiegende Teil der aus fossilen Brennstoffen be-

reitgestellten elektrischen Energie wird in Deutschland jedoch in Kraftwerken mit installierten Leistungen von einigen 100 MW und z. T. deutlich darüber erzeugt. Hier ist jedoch eine große Bandbreite der installierten Leistungen zu beobachten.

Zusammengenommen weisen demnach alle diskutierten Strombereitstellungstechniken auf der Basis erneuerbarer Energien im Regelfall deutlich geringere Leistungen im Vergleich zu mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Stromerzeugungsanlagen auf.

Diese Zusammenhänge können sich – wie es auch in der Vergangenheit der Fall war – in den nächsten Jahren ändern.

- Die Wasserkraftnutzung hat bereits eine technische Entwicklung von mehr als 100 Jahren hinter sich. In Verlauf dieser Zeitspanne wurden Anlagen entwickelt und optimiert, die praktisch alle in der Praxis vorkommenden Einsatzfelder abdecken können. Hier ist somit zukünftig nicht von einer weiteren Veränderung der Anlagenleistungen auszugehen.
- Demgegenüber war die kommerzielle Windkraftnutzung in den letzten 20 Jahren durch erhebliche technische Weiterentwicklungen charakterisiert. Diese Entwicklung nahm ihren Ausgangspunkt bei Anlagen mit installierten Leistungen von wenigen 10 kW; heute sind Anlagen mit einer installierten Leistung von 5 MW in Betrieb. Auch zukünftig ist – insbesondere im Hinblick auf eine Offshore-Installation – tendenziell zu erwarten, dass die Anlagenennleistungen weiter zunehmen werden. Dabei ist aus gegenwärtiger Sicht diese Entwicklung offen; eine Obergrenze der in Windkraftanlagen installierbaren Anlagenleistungen ist kaum nicht erkennbar.
- Im Unterschied zu Windkraftkonvertern und Wasserkraftwerken sind Anlagen zur photovoltaischen Stromerzeugung durch einen modularen Aufbau gekennzeichnet, der eine Installation von Photovoltaiksystemen zur netzgekoppelten und nicht netzgekoppelten Stromerzeugung mit fast beliebigen Leistungen ermöglicht. An dieser sehr großen Bandbreite möglicher Nennleistungen dürfte sich zukünftig nichts grundsätzliches ändern; es ist lediglich davon auszugehen, dass – falls sich die Kosten signifikant reduzieren lassen – die pro Kraftwerk installierte Nennleistung weiter zunehmen könnte.
- Im Gegensatz dazu ist die Entwicklung bei den in geothermischen Kraftwerken installierten Leistungen weitgehend offen. Die Tatsache, dass diese Möglichkeit einer geothermischen Stromerzeugung noch sehr am Anfang der technischen Entwicklung steht, erlaubt bisher keine belastbaren Aussagen. Aufgrund zu erwartender ökonomischer Grenzen in bezug auf die erreichbare Bohrtiefe und die Anzahl der abzuteufenden Bohrungen pro Geothermie-Kraftwerk ist aber aus gegenwärtiger Sicht nicht davon auszugehen, dass solche Anlagen elektrische Blockleistungen um zweistelligen Megawatt-Bereich erreichen dürften.

Wirkungs- und Systemnutzungsgrade. Anlagen zur Stromerzeugung aus Windkraft, Solarstrahlung, Wasserkraft und Geothermie sind aufgrund der unterschiedlichen physikalischen Eigenschaften des Energieangebots und der physikalisch-

technischen Grundlagen der Energiewandlung durch unterschiedliche Wirkungs- und Systemnutzungsgrade gekennzeichnet (Tabelle 10.1).

Die Wirkungs- und Systemnutzungsgrade liegen – jeweils bezogen auf das vorhandene erneuerbare Energieangebot – derzeit im Mittel unter den in Deutschland gegebenen Randbedingungen bei der photovoltaischen Stromerzeugung bei 10 bis 15 %, bei der Windstromerzeugung bei 25 bis 35 %, bei der Bereitstellung elektrischer Energie aus Wasserkraft bei rund 70 % und bei der geothermischen Stromerzeugung – je nach geologischen Bedingungen und erreichbarer Tiefe – bei maximal 12 bis 15 %. Diese erheblichen Unterschiede resultieren aus den voneinander abweichenden theoretisch maximalen Wirkungs- und Systemnutzungsgraden der verschiedenen Technologien und damit aus den physikalisch maximalen Beschränkungen der Energiewandlung.

- Werden physikalisch maximale Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade der heute vorhandenen Photovoltaikzellen unterstellt und wird davon ausgegangen, dass eine Wandlung des solaren Gleichstroms in Wechselstrom theoretisch weitgehend verlustfrei realisierbar wäre, ergeben sich maximale theoretische Systemnutzungsgrade einer photovoltaischen Energiewandlung von rund 30 %. Dies liegt darin begründet, dass aufgrund physikalisch unvermeidbarer Verluste in der Solarzelle beispielsweise der maximale Wirkungsgrad bei einfachen Siliciumzellen bei rund 28 % liegt; bei anderen Zellenmaterialien kann er ggf. noch einige Prozentpunkte höher liegen, dürfte aber die 30 %-Marke nicht signifikant übersteigen. Aufgrund der tatsächlich im realen Betrieb aber gegebenen Verluste in den Zellen, dem Wechselrichter und den sonstigen Systemkomponenten liegen die Gesamtsystemnutzungsgrade von derzeit marktgängigen und in der Praxis installierten Photovoltaiksystemen maximal bei rund 15 %. Kommt nicht die beste verfügbare Technologie zum Einsatz, sind die Systemnutzungsgrade entsprechend geringer.
- Theoretisch liegt der physikalisch maximale Wirkungsgrad eines nach dem Auftriebsprinzip arbeitenden Windrotors bei knapp 60 %. Aufgrund physikalisch unvermeidbarer Verluste im Rotor, im Getriebe und im Generator sowie aufgrund des Eigenenergieverbrauchs zur Anlagenregelung bewegen sich die derzeit tatsächlich in der Praxis erreichbaren Nutzungsgrade zwischen etwa 25 und 35 %; in den letzten Jahren konnte hier eine leicht steigende Tendenz festgestellt werden.
- Im Unterschied zu diesen beiden oben genannten Techniken ist eine Umwandlung der im Wasser enthaltenen potenziellen und kinetischen Energie in elektrische Energie theoretisch nahezu vollständig möglich; Verluste treten u. a. nur durch praktisch unvermeidbare Verwirbelungen im Wasser und durch mechanische Reibung in den benötigten Anlagenteilen (z. B. Turbine, Generator) auf. Wird deshalb ein theoretisch maximaler Systemnutzungsgrad von 100 % unterstellt, werden davon durch die derzeit verfügbaren Anlagen rund 60 bis 80 % – bei jedoch erheblichen standortabhängigen Unterschieden – erschlossen.
- Der Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad der geothermischen Stromerzeugung – als eine Option, die elektrische Energie über einen konventionellen Kreisprozess

bereitstellt – ist durch die nutzbare Temperaturdifferenz begrenzt. Bei aus gegenwärtiger Sicht potenziell aus technisch-ökonomischer Sicht erreichbaren Temperaturen des aus dem Untergrund entziehbaren Wärmeträgermediums von 150 bis 180 °C ergeben sich – unter Berücksichtigung der weiteren Verluste und des Energieaufwandes für das Hochpumpen des Geofluids – daraus theoretisch erreichbare Wirkungsgrade von maximal 12 bis 15 % unter sehr guten geologischen Bedingungen und technisch realisierbare Nutzungsgrade von unter 10 bis 12 %. Ist die anfallende Wärme zusätzlich nutzbar, sind erheblich höhere energetische Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade möglich.

Im Vergleich dazu liegen die Wirkungs- und Systemnutzungsgrade von Anlagen zur Wandlung der in fossil biogenen und fossil mineralischen Energieträgern enthaltenen Energie in elektrischen Strom zwischen rund 33 % bei vorhandenen Kernkraftwerken und älteren mit Brennstoffen fossil biogenen Ursprungs gefeuerten Kraftwerken (z. B. ältere Braunkohlekraftwerke), etwa 43 bis 45 % bei modernen mit Stein- oder Braunkohle gefeuerten Anlagen und rund 55 bis knapp 60 % bei mit Erdgas betriebenen GuD-Kraftwerken.

Damit liegen die Wirkungs- und Systemnutzungsgrade von Anlagen zur Nutzung der Wasserkraft über und bei der Photovoltaik und Geothermie unter denen von Anlagen zur Konversion fossiler Energieträger in elektrische Energie. Die Werte einer Stromerzeugung aus Windenergie liegen ebenfalls unterhalb derjenigen der konventionellen Kraftwerke; allerdings ist die Differenz geringer als bei Anlagen zur photovoltaischen Stromerzeugung.

Die Wirkungs- und Systemnutzungsgrade von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien haben sich in der Vergangenheit deutlich zu höheren Werten hin entwickelt. Auch zukünftig ist davon auszugehen, dass die Wirkungs- und Nutzungsgrade – in einem unterschiedlichen Ausmaß – weiter ansteigen werden.

- Aufgrund der zunehmenden Erfahrung mit dem Bau und Betrieb von Photovoltaikanlagen und wegen der zu erwartenden Forschungserfolge ist zukünftig mit einer weiteren Zunahme der Nutzungsgrade derartiger Strombereitstellungssysteme zu rechnen. Werden die derzeit absehbaren Entwicklungen umgesetzt, dürfte in übersehbarer Zukunft ein Systemnutzungsgrad zwischen 12 und 17 % bei marktgängigen Anlagen – mit weiter steigender Tendenz – erreichbar sein.
- Infolge der laufenden technischen Weiterentwicklungen – insbesondere für einen Einsatz im Offshore-Bereich – ist auch bei der Windkraftnutzung zu erwarten, dass zukünftig die Konvertertechnik weiter verbessert werden wird; damit wird es auch zu höheren Systemnutzungsgraden kommen. Hier könnten – lassen sich die erkennbaren innovativen Ansätze auch erfolgreich technisch umsetzen – in übersehbarer Zukunft Nutzungsgrade zwischen 30 und knapp 40 % erreicht werden.
- Aufgrund der im Verlauf der letzten 100 Jahre schon weit fortgeschrittenen Anlagenoptimierung von Wasserkraftanlagen ist zukünftig nicht davon auszugehen, dass sich die Wirkungs- und Nutzungsgrade einer Stromerzeugung aus Wasserkraft erheblich verbessern lassen. Trotzdem wird es bei neu zu bauenden oder grundlegend zu renovierenden Anlagen zu einer Verbesserung der Wir-

kungs- und Systemnutzungsgrade kommen; dies liegt im Wesentlichen in der zunehmend strömungsgünstigeren Gestaltung der wasserseitigen Anlagenteile.

- Auch bei der geothermischen Stromerzeugung dürften sich – wenn derartige Anlagen kommerziell installiert werden – die Wirkungs- und Nutzungsgrade verbessern lassen. Zwar sind die maximalen Wirkungsgrade aufgrund der vergleichsweise geringen nutzbaren Temperaturdifferenzen aus thermodynamischen Gründen grundsätzlich begrenzt. Aber die Anlagentechnik wurde – da es in den vergangenen Jahren kaum einen Markt z. B. für ORC-Anlagen gab – noch nicht optimiert. Deshalb ist zukünftig beim Durchlaufen der Lernkurve bei einer zunehmenden Anlagenneueinrichtung zu erwarten, dass solche Anlagen aus technischer Sicht effizienter arbeiten werden.

Technische Verfügbarkeiten. Die Verfügbarkeit ist ein Maß für die Anlagenzuverlässigkeit und damit letztlich die Betriebssicherheit bzw. die Störungsanfälligkeit von Konversionsanlagen (Tabelle 10.1).

Die Verfügbarkeit ist bei der Photovoltaik sowie bei der Windenergie- und Wasserkraftnutzung – im Unterschied zu Anlagen zur Nutzung der Erdwärme – gegenwärtig bereits sehr hoch.

- Die Wasserkraft ist aufgrund der langen Entwicklungsgeschichte und dem daraus resultierenden hohen Erfahrungspotenzial durch Verfügbarkeiten von über 99 % gekennzeichnet; ein störungsbedingter Anlagenstillstand kommt bei den heute betriebenen Anlagen damit kaum vor. Dies gilt jedoch nur für den Normalbetrieb; werden jedoch nicht planungsgemäße Betriebsstillstände (z. B. bei Hochwasser) berücksichtigt, die aber in nicht technischen Ursachen begründet liegen, können diese Werte deutlich niedriger liegen.
- Auch bei Anlagen zur Nutzung der Windenergie ist die technische Verfügbarkeit mit 97 bis 99 % sehr hoch. Infolge der in den letzten Jahren gewonnenen Erfahrungen konnten die Anlagen so weit optimiert werden, dass trotz der teilweise komplexen Anlagentechnik und der Vielzahl der bewegten Teile nur an sehr wenigen Stunden des Jahres mit einem störungsbedingten Anlagenausfall gerechnet werden muss.
- Photovoltaische Systeme weisen eine ähnlich hohe Verfügbarkeit auf. Dies liegt u. a. an den Erfahrungen, die im Rahmen der in den letzten Jahren realisierten Anlagen gewonnen wurden und die zu einer deutlichen Verbesserung der Systemtechnik geführt haben. Zusätzlich weisen Photovoltaiksysteme keine bewegten Teile – und damit praktisch keinen Verschleiß – auf. Dadurch können Zuverlässigkeiten einer photovoltaischen Bereitstellung elektrischer Energie erreicht werden, die – trotz der Tatsache, dass diese Technik noch vergleichsweise am Anfang der technischen Entwicklung steht – nur wenig unterhalb der einer Windstromerzeugung liegen.
- Geothermische Kraftwerke existieren in Deutschland bisher noch nicht. Deshalb sind Aussagen über die technische Verfügbarkeit kaum möglich. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Zuverlässigkeit bei den ersten Demonstrationsanlagen bereits relativ hoch sein werden (es liegen bereits Erfahrungen mit dem Betrieb

geothermischer Heizanlagen und von Kraftwerken auf Niedertemperatur-Basis vor). Sie dürften – so jedenfalls die bisher vorliegenden Erfahrungen – dann mit zunehmender Marktdurchdringung und dadurch verbesserter Technik sukzessive weiter ansteigen.

Im Vergleich dazu liegen die technischen Verfügbarkeiten der mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Kraftwerke etwa bei 95 bis 98 %. Sie bewegen sich somit in einer Größenordnung, die mit der von Anlagen zur Nutzung der Windkraft und der solaren Strahlung vergleichbar ist und die etwas unterhalb der von Anlagen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft liegt. Damit sind bezüglich der technischen Verfügbarkeiten keine wesentlichen Unterschiede zwischen Anlagen zur Nutzung fossiler und regenerativer Energien gegeben, wenn die geothermische Stromerzeugung außer Acht gelassen wird; letztere steht jedoch noch sehr am Anfang der technischen Entwicklung, sodass ein derartiger Vergleich schwierig und letztlich auch nicht fair ist.

Aufgrund dieser bereits gegenwärtig sehr hohen technischen Verfügbarkeiten der solar-, wind- und wassertechnischen Stromerzeugung sind zukünftig nur noch geringfügige Verbesserungen zu erwarten. Deshalb ist bei der Wasserkraftnutzung auch in Zukunft unverändert von technischen Verfügbarkeiten von über 99 % auszugehen. Bei neu zu installierenden Anlagen zur photovoltaischen und insbesondere zur windtechnischen Stromerzeugung erscheint demgegenüber zukünftig eine geringfügige Verbesserung der durchschnittlichen Anlagenverfügbarkeit infolge des technischen Fortschritts und des ansteigenden Erfahrungshorizonts möglich, so dass langfristig hier ähnliche Werte, wie sie bei Wasserkraftwerken derzeit gegeben sind, erreicht werden können.

Volllaststunden. Entsprechend dem unterschiedlichen erneuerbaren Energieangebot und den verschiedenen Systemnutzungsgraden unterscheiden sich die Volllaststunden einer wind- und wassertechnischen sowie einer photovoltaischen und geothermischen Stromerzeugung erheblich (Tabelle 10.1).

Derzeit liegen die Volllaststunden einer photovoltaischen Bereitstellung elektrischer Energie zwischen 800 und 1 020 h/a. Demgegenüber bewegen sie sich bei der windtechnischen Stromerzeugung grob zwischen 1 400 und 3 200 h/a (und ggf. deutlich darüber, wenn die Windkraftanlagen z. B. Offshore installiert werden). Im Unterschied dazu liegen sie bei der wassertechnischen Stromerzeugung im Mittel zwischen 4 500 und 6 500 h/a und bei der geothermischen Bereitstellung elektrischer Energie bei maximal 8 760 h/a; realistischerweise ist zu erwarten, dass geothermische Kraftwerke mit rund 6 500 bis 8 000 h/a betrieben werden dürften. Diese doch erheblichen Unterschiede resultieren im Wesentlichen aus dem verschiedenartigen jeweils genutzten regenerativen Energieangebot.

– Die Volllaststunden einer Solarstromerzeugung sind am geringsten. Dies liegt darin begründet, dass die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen auf eine Einstrahlung von rund $1\,000\text{ W/m}^2$ bezogen wird. Diese „Bezugsleistung“ liegt nur wenig unterhalb der im Sommer (teilweise auch im Winter) zur Mittagszeit maximal erreichbaren Einstrahlung auf der horizontalen Empfangsfläche. Da im

verbleibenden Rest des Jahres die solare Einstrahlung entsprechend geringer ist resultieren daraus die in Tabelle 10.1 dargestellten relativ geringen Volllaststunden.

- Demgegenüber kann die installierte elektrische Leistung von Windkraftanlagen bei einer Nennwindgeschwindigkeit erreicht werden, die erheblich unter der meteorologisch maximal möglichen Windgeschwindigkeit liegt. Außerdem ist – da im Unterschied zur Solarenergie Windkraft auch in der Nacht verfügbar sein kann – eine Windstromerzeugung zu jeder Stunde des Jahres grundsätzlich möglich. Daher liegen die Volllaststundenzahlen von Windkraftanlagen deutlich über denjenigen von photovoltaischen Stromerzeugungsanlagen. Aufgrund der stark schwankenden Windgeschwindigkeiten, einer gewissen Flautenwahrscheinlichkeit und der Tatsache, dass Windkraftkonverter erst ab einer bestimmten Mindestwindgeschwindigkeit anlaufen, existieren hier aber ebenfalls maximale Obergrenzen. Diese werden jedoch in einem erheblichen Ausmaß vom jeweiligen Windenergieangebot beeinflusst und sind damit u. a. abhängig vom Standort und von der Tages- und Jahreszeit.
- Die Wasserkraftnutzung weist aufgrund des deutlich gleichmäßigeren Wasserangebots und dem Bezug der Anlagenleistung auf einen Nenndurchfluss, welcher unter dem maximalen Abfluss des jeweiligen Fließgewässers liegt, im Durchschnitt erheblich höhere Volllaststunden auf; vorhandenen Anlagen erreichen Volllaststunden von 4 500 h/a und z. T. deutlich mehr. Andererseits können – jedoch weniger unter den Bedingungen, wie sie in Deutschland gegeben sind – auch deutlich geringe Volllaststunden vorkommen (z. B. bei einem saisonalen Austrocknen des Wasserlaufs).
- Im Vergleich dazu sind Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung aufgrund des keinen tages- oder jahreszeitlichen Angebotsvariationen unterworfenen Energieangebots bezüglich der im Jahresverlauf erreichbaren Volllaststunden keinen grundsätzlichen Beschränkungen unterworfen. Derartige Kraftwerke können damit theoretisch im gesamten Jahresverlauf mit der installierten elektrischen Leistung betrieben werden (maximal 8 760 h/a). Realistischerweise dürften die Anlagen mit rund 6 500 bis 8 000 h/a betrieben werden.

Die Volllaststunden von Stromerzeugungsanlagen, die mit fossilen Brennstoffen (bzw. Biomasse) betrieben werden, sind – im Unterschied zu denen von Anlagen zur Nutzung der Solarstrahlung, der Windenergie und der Wasserkraft – nicht von der Primärenergieverfügbarkeit abhängig. Bei solchen konventionellen Kraftwerken ist davon auszugehen, dass der Brennstoff infolge der einfachen Transport- und Lagermöglichkeit jederzeit verfügbar ist; damit besteht diesbezüglich kein Unterschied zu Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie. Damit können derartige Anlagen (d. h. Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger, zur Nutzung der Erdwärme und auch zur Nutzung biogener Festbrennstoffe) abhängig von der jeweiligen Nachfrage im Netz elektrische Energie bereitstellen. Folglich sind bei derartigen Anlagen fast beliebige Volllaststunden möglich (maximal 8 760 h/a); realistischerweise werden derartige Anlagen aber mit maximal 7 000 bis 8 000 h/a betrieben.

Die Volllaststunden einer Stromerzeugung aus Wasserkraft sind derzeit schon hoch; hier ist auch langfristig von keiner wesentlichen Steigerung auszugehen. Infolge zunehmender gesetzlich geforderter Restwassermengen muss an einigen Standorten vielmehr mit einem Rückgang der Volllaststunden gerechnet werden. Demgegenüber ist bei der Windkraftnutzung infolge besserer Technik und größerer Höhe über Grund tendenziell von einer leichten Zunahme der Volllaststunden auszugehen.

Zusätzlich ist die Bandbreite, innerhalb der die Volllaststundenanzahl aufgrund des regenerativen Energieangebots variiert, bei der Solarstromerzeugung derzeit und zukünftig im Unterschied zu der der wind- und wassertechnischen Erzeugung vergleichsweise klein. Dies liegt darin begründet, dass das Wind- und Wasserangebot im Gegensatz zu dem solaren Strahlungsangebot zwischen verschiedenen Standorten erheblich größeren Unterschieden unterworfen sein kann.

Stromerzeugungscharakteristiken. Aufgrund der bei der Energie der solaren Strahlung, der bewegten Luftmassen, der Wasserkraft und der Erdwärme erheblich unterschiedlichen Angebotscharakteristik im Jahresverlauf (Abb. 10.1) unterscheidet sich auch die korrespondierende Stromerzeugung erheblich. Abb. 10.2 zeigt deshalb beispielhaft den zeitlichen Verlauf der tages- und monatsmittleren Stromerzeugung aus Windenergie, Wasserkraft, Solarstrahlung und Erdwärme an exemplarisch ausgewählten Einzelstandorten. Zusätzlich ist der stunden- und tagesmittlere Verlauf am Beispiel einer Maiwoche dargestellt.

- Variationen im Jahresverlauf. Bei der dem regenerativen Energieangebot (Abb. 10.1) entsprechenden Stromerzeugung bleibt der typische Jahresgang im Wesentlichen erhalten (Abb. 10.2, links). Damit ist eine Stromerzeugung in Photovoltaikanlagen durch einen sehr ausgeprägten Jahresgang gekennzeichnet. Er ist bei der windtechnischen Stromerzeugung weniger signifikant ausgeprägt, jedoch an vielen Standorten im Regelfall deutlich erkennbar. Dies gilt auch für eine Elektrizitätsgewinnung aus Wasserkraft; in Abhängigkeit des Standorts und der typischen Charakteristik des entsprechenden Flusses kommen sehr ausgeprägte Jahresgänge vor (Tabelle 10.2). Im Unterschied dazu ist ein Jahresgang bei der geothermischen Stromerzeugung nicht vorhanden.
- Variationen im Monatsverlauf. Entsprechend dem regenerativen Energieangebot variiert die windtechnische und photovoltaische Stromerzeugung auch zwischen verschiedenen Tagen und damit beispielsweise im Verlauf eines Monats erheblich; hier sind bei der Nutzung der Windenergie größere Variationen als bei der der Solarstrahlung möglich. Verglichen damit ist die wassertechnische Stromerzeugung durch eine vergleichsweise gleichmäßige und nur in Grenzen schwankende Stromerzeugung und die geothermische Stromerzeugung durch keine Variationen an unterschiedlichen Tagen gekennzeichnet (Tabelle 10.2).
- Variationen im Tagesverlauf. Abb. 10.2 (rechts) zeigt, dass die stundenmittlere Stromerzeugung aus Wasserkraft im Verlauf der dargestellten Maiwoche nur durch sehr geringe Unterschiede und die geothermische Stromerzeugung durch keine Variationen gekennzeichnet ist. Demgegenüber schwankt die photovolta-

sche Stromerzeugung zwischen verschiedenen Stunden im Tagesverlauf erheblich; diese deutlichen Unterschiede korrelieren dabei weitgehend mit dem Strahlungsangebot. Im Vergleich dazu ist die Stromerzeugung aus Windkraft noch größeren Unterschieden unterworfen (Tabelle 10.2). Infolge der notwendigen Anlaufwindgeschwindigkeit von Windkraftkonvertern und der Abhängigkeit der Windleistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ist der zeitliche Verlauf der Windstromerzeugung bei entsprechenden Windgeschwindigkeiten tendenziell noch größeren Variationen als die Windgeschwindigkeit unterworfen. Nur bei höheren durchschnittlichen Geschwindigkeiten kann die windtechnische Stromerzeugung auch deutlich geringer schwanken als die Windgeschwindigkeit; variiert beispielsweise die Windgeschwindigkeit ständig zwischen der Nennwindgeschwindigkeit und der Abschaltwindgeschwindigkeit, bleibt die Generatorleistung trotz Windgeschwindigkeitsvariation näherungsweise konstant, da der Generator nur mit der installierten Nennleistung ins Netz einspeisen kann.

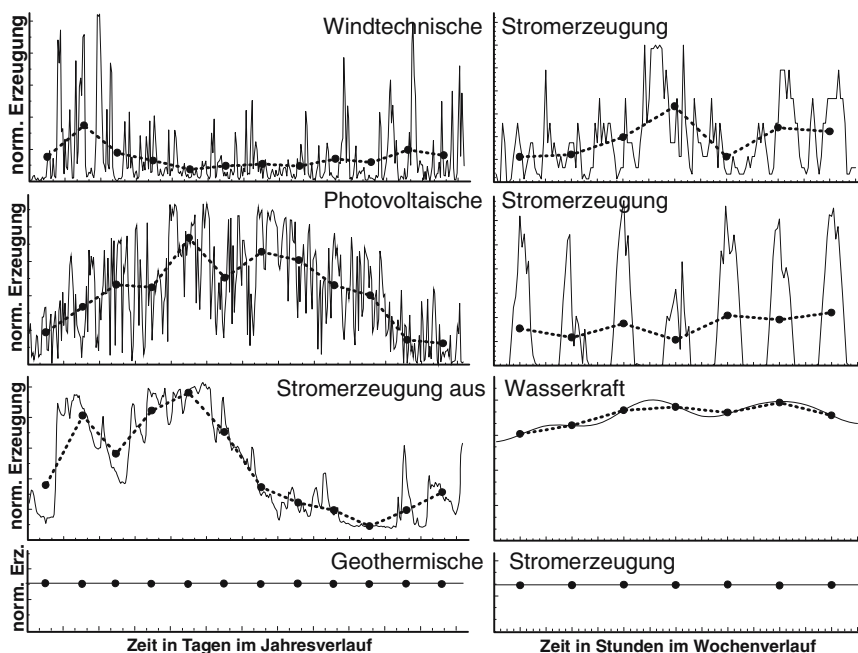


Abb. 10.2 Beispielhafte Jahres- und Wochengänge einer wind- und wassertechnischen sowie einer photovoltaischen und geothermischen Stromerzeugung

- Variationen im Stundenverlauf. Ähnliche Zusammenhänge liegen auch vor, wenn noch kürzere Zeitintervalle (d. h. der Stunden- und Substundenbereich) betrachtet werden. Beispielsweise kann es bei der Windkraftnutzung insbesondere bei stark böigem Wind und bei der photovoltaischen Stromerzeugung z. B. bei durchziehenden Wolkenfeldern zur Mittagszeit zu erheblichen Variationen

der minutenmittleren Stromerzeugung kommen. Demgegenüber schwankt die Stromerzeugung aus Wasserkraft in diesem Zeitbereich praktisch kaum und die geothermische Stromerzeugung überhaupt nicht.

Zusammengenommen variiert damit im Normalfall an einem potenziellen Standort die Jahressumme der möglichen Stromerzeugung bei einer Photovoltaikanlage nur wenig und – werden keine technischen Ausfälle unterstellt – bei einem geothermischen Kraftwerk überhaupt nicht. Bei einem Windkraftkonverter und einer Wasserkraftanlage schwankt sie dagegen deutlicher (Tabelle 10.2).

Im Unterschied dazu sind bei Anlagen zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern derartige Variationen nicht gegeben. Konventionelle Kraftwerke können – infolge der immer gegebenen Primärenergieverfügbarkeit aufgrund der einfachen Speichermöglichkeit und damit vergleichbar zu Geothermie-Kraftwerken – angepasst an die jeweils gegebene Nachfrage gefahren werden. Damit ergibt sich ein Jahres-, Monats- bzw. Tagesgang, der nicht durch das Kraftwerk und damit die Primärenergieverfügbarkeit, sondern durch die Nachfrage nach elektrischer Energie vorgegeben wird.

Tabelle 10.2 Vergleich der zeitlichen Charakteristik einer photovoltaischen, wind- und wassertechnischen sowie geothermischen Stromerzeugung

	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft	Geothermie
Kurzfristige Fluktuationen ^a	sehr hoch	extrem hoch	kaum	keine
Mittelfristige Fluktuationen ^b	sehr hoch	extrem hoch	gering	keine
Langfristige Fluktuationen ^c	hoch	sehr hoch	meist gering	keine
Variationen Jahresstromerz.	gering	hoch	hoch	keine
Tagesgang	sehr ausgeprägt	wenig ausgeprägt	nicht vorhanden	keine
Jahresgang	sehr ausgeprägt	kaum ausgeprägt	teilweise ausgeprägt	keine

^a im Minutenbereich; ^b im Stundenbereich; ^c im Tagesbereich.

Zukünftig dürfte sich an diesen Zusammenhängen nichts ändern, da die physikalischen Grundlagen und Zusammenhänge selbst bei einem merklichen technischen Fortschritt gleich bleiben. Auch ist aus gegenwärtiger Sicht nicht davon auszugehen, dass sich das Energieangebot von Sonne, Wind, Wasser und Erdwärme, das ja letztlich für die Stromerzeugungscharakteristik primär verantwortlich ist, zukünftig ändern wird.

10.1.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Ausgehend von den Analysen in den einzelnen Kapiteln ist es das Ziel der nachfolgenden Ausführungen, die bei den einzelnen Optionen zur Nutzung regenerativer Energien diskutierten Ergebnisse zusammen zu fassen. Außerdem werden sie im energiewirtschaftlichen Kontext diskutiert.

Referenzanlagen. Nachfolgend werden kurz die Referenzanlagen dargestellt, die den nachfolgenden Analysen zugrunde liegen.

- Photovoltaik. Hier werden zwei Systeme mit 5 bzw. 1 000 kW Anlagennennleistung – jeweils mit mono- und multikristallinen Siliciumsolarzellen – betrachtet. Die Volllaststunden liegen bei 800 bzw. 860 h/a (Kapitel 5.3).
- Windkraft. Bei der windtechnischen Stromerzeugung werden drei Anlagengrößen mit 600, 1 500 und 2 500 kW Nennleistung betrachtet. Als Volllaststunden werden – je nach mittlerer Windgeschwindigkeit – zwischen 1 550 h/a für die 1 500 kW-Anlage (5,5 m/s bezogen auf 50 m Höhe über Grund) sowie 3 050 h/a für die 2 500 kW-Anlage (7,5 m/s bezogen auf 50 m Höhe über Grund) unterstellt (Kapitel 6.3).
- Wasserkraft. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft werden vier Wasserkraftwerke in Niederdruckbauweise (32, 300, 2 200 und 28 800 kW Nennleistung) untersucht. Die Volllaststunden schwanken zwischen 4 000 h/a (32 kW-Anlage), 5 000 h/a (300 und 2 200 kW-Anlage) und 6 000 h/a (28,8 MW-Anlage) (Kapitel 7.3).
- Geothermie. Hier werden zwei Anlagen mit einer installierten Leistung von 850 kW und Volllaststunden von 7 500 h/a betrachtet; bei der zweiten Anlage wird zusätzlich eine Wärmeauskopplung (d. h. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) realisiert (Kapitel 9.3.2).

Zusätzlich werden ein Steinkohle- und ein Erdgas-GuD-Kraftwerk (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk) mit jeweils 600 MW elektrischer Nennleistung, 5 000 h/a sowie Systemnutzungsgraden von 45 % (Steinkohle) bzw. 58 % (Erdgas-GuD) untersucht (Kapitel 1.4).

Ökonomische Analyse. Die Kosten stellen ein wesentliches Kriterium für die energiewirtschaftliche Bewertung einer Strombereitstellung aus regenerativen Energien dar. Werden die Stromerzeugungskosten für eine photovoltaische, eine wind- und eine wassertechnische sowie eine geothermische Stromerzeugung vergleichbar auf der Basis einer volkswirtschaftlichen Kostenrechnung (realer Zinssatz 4,5 %, Abschreibungsdauer entspricht der technischen Anlagenlebensdauer) und den derzeitigen Gegebenheiten bestimmt, ergeben sich die in Abb. 10.3 dargestellten Stromgestehungskosten.

- Eine Stromerzeugung aus Photovoltaikgeneratoren ist durch vergleichsweise hohe spezifischen Stromgestehungskosten gekennzeichnet. Sie bewegen sich bei auf Dächern montierten Kleinanlagen im Leistungsbereich von rund 5 kW – je nach eingesetzten Zellenmaterialien – etwa zwischen 0,50 und 0,52 €/kWh. Bei größeren Anlagen mit Leistungen von wenigen 100 kW und darüber gehen die Kosten für die bereitgestellte Kilowattstunde elektrischer Energie infolge der gegebenen Kostendegressionen deutlich zurück; sie können für solche Anlagengrößen unter günstigen Bedingungen – je nach Systemkonfiguration – bei rund 0,34 bis 0,35 €/kWh (Anlagengröße rund 1 000 kW) liegen (Abb. 10.3). Bei sehr geringen Aufwendungen für den Anlagenbetrieb resultieren diese insgesamt vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten im Wesentlichen aus den hohen Investitionen. Sie liegen derzeit bei Kleinanlagen im Mittel zwischen 5 500 und 6 000 €/kW (Leistungsbereich rund 5 kW) und bei Großanlagen bei

rund 3 900 bis 4 400 €/kW (Leistungsbereich rund 1 000 kW). Zusätzlich haben die Gegebenheiten vor Ort und das solare Strahlungsangebot einen gewissen, jedoch verglichen mit den Investitionen geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

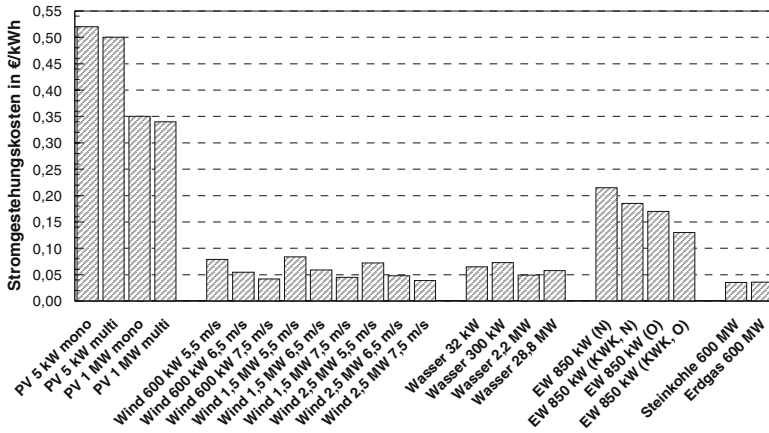


Abb. 10.3 Stromgestehungskosten von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und fossiler Energieträger (PV photovoltaische Stromerzeugung (Kapitel 5.3); Wind windtechnische Stromerzeugung (Kapitel 6.3); Wasser Stromerzeugung aus Wasserkraft (Kapitel 7.3); EW Stromerzeugung aus Erdwärme im Norddeutschen Becken (N) bzw. im Oberrheingraben (O) z. T. mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Kapitel 9.3); Steinkohle Stromerzeugung aus Steinkohle (Kapitel 1.4); Erdgas Stromerzeugung aus Erdgas (Kapitel 1.4))

- Verglichen damit sind die spezifischen Kosten einer windtechnischen Bereitstellung elektrischer Energie deutlich geringer. Sie liegen derzeit bei mittleren Windgeschwindigkeiten von rund 6,5 m/s bezogen auf 50 m über Grund zwischen 0,048 und 0,059 €/kWh (Abb. 10.3). Bei geringerem Windangebot und damit Durchschnittswindgeschwindigkeiten von rund 5,5 m/s (bezogen auf 50 m über Grund) steigen sie auf 0,072 bis 0,084 €/kWh. Sind demgegenüber höhere mittlere Windgeschwindigkeiten im Bereich von 7,5 m/s (bezogen auf 50 m über Grund) gegeben, liegen die Stromgestehungskosten mit 0,039 bis 0,045 €/kWh merklich niedriger (Abb. 10.3). Die Kosten steigen dabei mit sinkender mittlerer Windgeschwindigkeit – infolge der Abhängigkeit der Windleistung von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit – überproportional an. Sie werden somit erheblich von den jeweiligen Gegebenheiten vor Ort und damit den standortspezifischen Einflüssen, dem lokal sehr unterschiedlichen Windenergieangebot und von der Anlagengröße beeinflusst. Bei kommerziell verfügbaren Anlagen sinken i. Allg. mit zunehmender installierter Konverterleistung die spezifischen Stromgestehungskosten. Ebenso wie bei der photovoltaischen Stromerzeugung werden die Kosten pro erzeugter Kilowattstunde an elektrischem Strom bei geringen Wartungs- und Betriebskosten im Wesentli-

chen von den Investitionen bestimmt, die für die Aufstellung von Windkraftanlagen zu tätigen sind. Sie liegen bei Konvertern mit installierten elektrischen Leistungen von mehr als 500 kW zwischen 800 und 1 050 €/kW; das entspricht weniger als einem Fünftel bis einem Sechstel der für eine Installation photovoltaischer Generatoren aufzubringenden Gesamtinvestitionen.

- Die Stromgestehungskosten der Wasserkraft liegen i. Allg. im Bereich der einer windtechnischen Stromerzeugung. Wird eine Errichtung neuer Anlagen unterstellt, bewegen sich die spezifischen Stromerzeugungskosten in Wasserkraftwerken – bei jedoch einer erheblichen Standortabhängigkeit, die verallgemeinerbare Aussagen nur schwerlich zulässt – im Durchschnitt zwischen 0,049 und 0,073 €/kWh (Abb. 10.3). Die tendenziell untere Grenze repräsentieren dabei größere Anlagen im Megawatt-Bereich bei günstigen Bedingungen und einem hohen Wasserkraftangebot am potenziellen Kraftwerksstandort. Die Obergrenze stellen Kleinanlagen mit einigen 10 bis wenigen 100 kW unter weniger optimalen Standortbedingungen dar. Wird demgegenüber nur eine Renovierung bzw. eine Installation neuer Anlagenteile zur Erhöhung der Nennleistung an vorhandenen Kraftwerksstandorten unterstellt, wie es beispielsweise im Erzgebirge oder im Schwarzwald durch die Ertüchtigung bzw. den Umbau z. B. von vorhandenen Kleinwasserkraftwerken möglich wäre, können die Stromgestehungskosten deutlich niedriger sein. Unter diesen Bedingungen können sie sich zwischen 0,03 und 0,08 €/kWh bewegen. Wird im Unterschied dazu davon ausgegangen, dass eine bereits vorhandene Anlage mit einem neuen Maschinensatz ausgerüstet wird, der ggf. auf eine geringere Volllaststundenzahl ausgelegt ist, sind meist noch geringere Kosten möglich. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass bei der Wasserkraft in einem deutlich stärkeren Ausmaß wie bei der Windenergie oder sogar der Solarstrahlung diese Kosten von den jeweiligen Gegebenheiten am potenziellen Kraftwerksstandort beeinflusst werden. Obwohl damit die Stromgestehungskosten aus Wasserkraft im Bereich der Kosten einer Windkraftnutzung liegen, sind die Investitionen für eine neu zu errichtende Wasserkraftanlage mit installierten elektrischen Leistungen von einigen 100 kW derzeit zwischen 6 000 und 10 000 €/kW und für Anlagen im Megawattbereich bei 4 000 bis 5 000 €/kW deutlich höher. Diese hohen Investitionen sind u. a. darauf zurückzuführen, dass die bautechnischen Komponenten von Wasserkraftwerken oft auf eine technische Lebensdauer von 60 bis 80 Jahren und die maschinentechnischen Systemkomponenten auf etwa 30 bis 40 Jahre ausgelegt werden.
- Die Stromgestehungskosten der geothermischen Stromerzeugung im Bereich installierter elektrischer Leistungen von mehreren 100 kW bis in den unteren Megawatt-Bereich liegen bei rund 0,13 bis 0,22 €/kWh (Abb. 10.3). Diese Kosten sind – außer von den geologischen Randbedingungen (z. B. überdurchschnittlicher geothermischer Gradient wie im Oberrheingraben oder durchschnittlicher Gradient wie im Norddeutschen Becken) – in einem erheblichen Ausmaß von der Vergütung für die zusätzlich bereitstellbare Wärme abhängig, wenn eine Kraft-Wärme-Kopplung realisiert werden kann. Außerdem werden

die Gesteungskosten – ähnlich wie bei den bisher betrachteten Optionen einer angebotsorientierten Stromerzeugung aus den regenerativen Energieströmen der Sonne, des Windes und des Wassers – wesentlich durch die Volllaststunden beeinflusst. Sie können jedoch – im Unterschied zu einer Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Wind und Wasser – im theoretischen Maximalfall 8 760 h/a erreichen; in der Regel dürften sie bei kommerziell betriebenen Anlagen bei rund 7 000 bis 8 000 h/a liegen. Ähnlich wie die bisher betrachteten Möglichkeiten wird auch die geothermische Stromerzeugung wesentlich durch die Anlageninvestitionen bestimmt; insbesondere der Aufschluss der geothermischen Ressource ist i. Allg. sehr kapitalintensiv.

Sollen regenerative Energien einen größeren Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland leisten, müssen sie – wenn keine energiepolitischen Maßnahmen bzw. keine administrativen Vorgaben gemacht werden – aus ökonomischer Sicht mit denen aus fossilen Energieträgern konkurrieren. Deshalb zeigt Abb. 10.3 zusätzlich Stromgestehungskosten in heute neu zu errichtenden mit Steinkohle bzw. Erdgas gefeuerten konventionellen Kraftwerken.

Bei einem Vergleich der Kosten einer photovoltaischen, einer wind- und einer wassertechnischen Stromerzeugung mit der einer geothermischen und einer aus fossilen Energieträgern ist zu beachten, dass die ersten drei Optionen nur in einem eingeschränkten Ausmaß zur Deckung einer definierten Versorgungsaufgabe beitragen können. Nur Anlagen zur Nutzung der Erdwärme und zur Nutzung fossiler Energieträger können – ebenso wie Anlagen zur Nutzung der Biomasse – die Nachfrage nach elektrischer Energie jederzeit decken. Demgegenüber können Anlagen zur Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Wind und Wasser – aufgrund des fluktuierenden Energieangebots – nur ansatzweise dann elektrische Energie liefern, wenn auch eine entsprechende Nachfrage im Netz gegeben ist. Sie sind – um der gesetzlich verankerten Vorgabe einer jederzeit sicheren und zuverlässigen Stromversorgung gerecht zu werden – deshalb nur im Kontext von Kraftwerken sinnvoll einzusetzen, die nachfrageorientiert betrieben werden können. Dieses sogenannte Backup-System, das damit zwingend benötigt wird, verursacht ebenfalls Kosten, die u. a. von der Angebotscharakteristik des regenerativen Energieangebots, der Struktur des Backup-Systems und vom Anteil der Stromerzeugung aus diesen angebotsorientierten Energieströmen am gesamten Stromaufkommen abhängt. Diese Kosten wären im Rahmen eines fairen Vergleichs zwischen den einzelnen Optionen den in Abb. 10.3 ausgewiesenen Stromgestehungskosten der Optionen einer angebotsorientierten Stromerzeugung aus regenerativen Energien grundsätzlich noch anzulasten.

Infolge der technischen Weiterentwicklung wird es zukünftig zu entsprechenden Veränderungen der spezifischen Stromgestehungskosten kommen. Dabei sind die zu erwartenden Kostenänderungen zwischen den betrachteten Möglichkeiten einer Energiebereitstellung aus Solarstrahlung, Wind, Wasser und Erdwärme jedoch unterschiedlich.

– Bei der Wasserkraft kann auch langfristig nicht von wesentlichen Kostensenkungen ausgegangen werden, da diese Technik seit Jahrzehnten weitgehend

ausgereift ist. Es ist deshalb damit zu rechnen, dass die spezifischen Stromgestehungskosten der Wasserkraft auch zukünftig real weitgehend auf dem gegenwärtigen Niveau bleiben bzw. infolge zunehmender Umweltschutzvorgaben tendenziell ansteigen werden.

- Dies gilt nicht für die Windkraftnutzung. Aufgrund zu erwartender weiter sinkender spezifischer Investitionen (bzw. konstanten spezifischen Investitionen bei zunehmend verbesserter Technik) und tendenziell ansteigenden Systemnutzungsgraden ist von einer weiteren Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten auszugehen. Diese weitergehenden Kostenreduktionen dürften aber – aufgrund der schon realisierten erheblichen Verminderungen der Investitionskosten und des hohen technischen Standes, den Windkraftanlagen heute schon erreicht haben – nicht mehr in der in den letzten 5 bis 10 Jahren bereits realisierten Größenordnung möglich sein. Trotzdem erscheinen mittel- bis langfristig Reduktionen bei den spezifischen Stromgestehungskosten insbesondere aufgrund des erkennbaren Trends zu immer höheren installierten elektrischen Leistungen möglich, die durchaus beachtlich sein könnten.
- Im Unterschied dazu sind bei der photovoltaischen Erzeugung elektrischer Energie zukünftig deutlich größere Kostensenkungen zu erwarten; dies gilt sowohl bezüglich der derzeit noch sehr hohen Investitionen als auch hinsichtlich der noch erschließbaren Optimierungspotenziale sowohl bei der Technik der einzelnen Systemelemente als auch bei der Systemtechnik und damit beim optimalen Zusammenspiel der einzelnen Systemelemente. Hier dürften Reduktionen der Stromgestehungskosten bei dachmontierten Anlagen bzw. bei Photovoltaikkraftwerken möglich sein, die mittelfristig durchaus bei über der Hälfte der gegenwärtigen Stromgestehungskosten liegen könnten. Langfristig müssen zusätzliche Reduktionen realisiert werden, damit die Photovoltaik im netzgekoppelten Betrieb einen kostengünstigen Beitrag zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland leisten kann. Damit ist aber auch zu erwarten, dass die photovoltaische Stromerzeugung – unter den hier betrachteten Möglichkeiten einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien – mittel- und ggf. auch langfristig die teuerste Option einer Bereitstellung elektrischer Energie bleiben dürfte, obwohl sie durch das größte Kostensenkungspotenzial gekennzeichnet ist. Dies könnte dann anders werden, wenn es gelingen sollte, eine – derzeit jedoch nicht absehbare – Basisinnovation, die mit erheblichen Kostenreduktionen verbunden sein müsste, auch am Markt umzusetzen.
- Ähnlich ist die Situation auch bei der geothermischen Stromerzeugung. Hier sind die Kosten bisher noch vergleichsweise hoch, da sich diese Technologie noch am Anfang der technischen Entwicklung befindet und noch kaum entsprechende übertragbare Erfahrungen mit der erfolgreichen, problemlosen und sicheren Anlagenerrichtung sowie einem konkreten langfristigen Anlagenbetrieb vorliegen. Deshalb ist auch hier zu erwarten, dass die Stromgestehungskosten in den nächsten Jahren – wenn die sich abzeichnenden Entwicklungen erfolgreich am Markt umgesetzt werden können – sinken dürften. Jedoch wird aufgrund des hohen technischen Aufwandes zum Aufschluss der geothermischen Ressource

immer von hohen Investitionen auszugehen sein; sie müssen dann, um spezifisch gering zu werden, auf eine möglichst hohe Volllaststundenzahl und möglichst eine zusätzliche Wärmenutzung (d. h. Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) umgelegt werden.

Ökologische Analyse. In den letzten Jahren haben die mit der End- bzw. Nutzenergiebereitstellung verbundenen Umwelteffekte in den öffentlichen Diskussionen erheblich an Bedeutung zugenommen; heute wird kaum eine energietechnische oder gar energiepolitische Entscheidung ohne Berücksichtigung der mit der Energiebereitstellung jeweils verbundenen Umwelteffekte getroffen. Deshalb werden im Folgenden ausgewählte Umweltkenngößen – jeweils unter Berücksichtigung vor- und nachgelagerter Prozesse – für die bisher untersuchten Möglichkeiten einer Strombereitstellung diskutiert.

Erschöpfliche Energieträger. Bei den untersuchten Stromerzeugungstechniken aus regenerativen Energien ist der primärenergetisch bewertete kumulierte Energieaufwand an erschöpflichen (fossilen) Energieträgern bei der Solarstromerzeugung am höchsten und bei der wassertechnischen Erzeugung am geringsten. Der Energieaufwand der windtechnischen und der geothermischen Stromerzeugung liegt zwar dazwischen, bewegt sich jedoch nur wenig über dem Niveau einer Stromerzeugung aus Wasserkraft (Abb. 10.4). Verglichen damit sind die Unterschiede infolge unterschiedlicher Anlagen (z. B. klein- oder großtechnische Wasserkraftnutzung) gering. Dies gilt jedoch nicht für die photovoltaische Stromerzeugung (hier resultieren die merklichen in Abb. 10.4 deutlich werdenden Unterschiede aus unterschiedlichen Produktionsverfahren) und die geothermische Stromerzeugung (hier werden die Unterschiede aus Abb. 10.4 durch den größeren Ausnutzungsgrad der geothermischen Energie bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) verursacht).

Werden die kumulierten erschöpflichen Energieaufwendungen aller in Abb. 10.4 dargestellten Anlagen miteinander verglichen, zeigt sich, dass diese Umweltkenngroße bei konventionellen, mit fossilen Energieträgern gefeuerten Kraftwerken auf einem gegenüber den Stromerzeugungstechniken auf der Basis regenerativer Energien merklich höheren Niveau liegen. Dies ist vor allem auf die zum Betrieb der mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Anlagen eingesetzte Brennstoffenergie, die aus fossilen Energieträgern stammt, zurückzuführen.

Infolge des technischen Fortschritts dürften sich diese Bilanzen zukünftig zu tendenziell geringeren Werten hin entwickeln. Dies gilt sowohl für die Stromerzeugungsoptionen auf der Basis regenerativer Energien als auch aus fossilen Energieträgern. Tendenziell ist aber davon auszugehen, dass auch in der Zukunft eine Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern durch den höchsten Verbrauch an erschöpflichen Energieträgern gekennzeichnet sein wird.

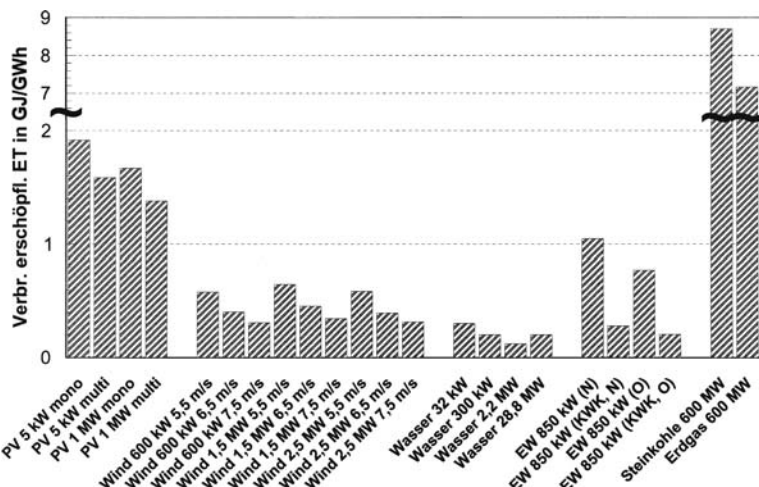


Abb. 10.4 Verbrauch erschöpflicher (fossiler) Energieträger (ET) von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien und fossilen Energieträgern (PV photovoltaische Stromerzeugung (Kapitel 5.3); Wind windtechnische Stromerzeugung (Kapitel 6.3); Wasser Stromerzeugung aus Wasserkraft (Kapitel 7.3); EW Stromerzeugung aus Erdwärme im Norddeutschen Becken (N) bzw. Oberrheingraben (O) z. T. mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Kapitel 9.3); Steinkohle Stromerzeugung aus Steinkohle (Kapitel 1.4); Erdgas Stromerzeugung aus Erdgas (Kapitel 1.4))

CO₂-Äquivalente. Diese zuvor aufgezeigten Relationen der energetischen Kenngrößen der einzelnen Techniken finden sich näherungsweise auch in den im Verlauf des gesamten Lebensweges kumulierten Klimagas-Emissionen wieder. Dementsprechend ist die photovoltaische Stromerzeugung durch spezifische kumulierte Emissionen an Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) – umgerechnet in CO₂-Äquivalente – gekennzeichnet, die etwa zwei- bis dreifach über denen der Stromerzeugung aus Windenergie liegen. Die spezifischen kumulierten Emissionen der Stromerzeugung aus Wasserkraft sind nochmals merklich geringer als diejenigen der Windenergienutzung. Die Emissionen der geothermischen Stromerzeugung liegen verglichen damit etwa im Bereich der Stromerzeugung aus Wasserkraft (bei KWK) bzw. zwischen den kumulierten Klimagasemissionen einer windtechnischen und einer photovoltaischen Stromerzeugung (ausschließliche Stromerzeugung, Abb. 10.5).

Abb. 10.5 verdeutlicht auch, dass die im Verlauf des gesamten Lebensweges freigesetzten Klimagasemissionen bei den Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien im Wesentlichen bestimmt werden durch die Herstellung bzw. den Bau der Anlagen. Betrieb und Abriss haben i. Allg. nur einen untergeordneten Einfluss auf die Klimagasfreisetzungen.

Im Vergleich dazu sind die Emissionen an Treibhausgasen – ebenfalls im Verlauf des gesamten Lebensweges – bei einem Steinkohlekraftwerk auf einem deutlich und bei einem Erdgas-GuD-Kraftwerk auf einem merklich höheren Niveau.

Dies resultiert im Wesentlichen aus den Stofffreisetzungen während des Betriebs derartiger mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke. Hinzu kommen die Klimagas-Emissionen, die zur Bereitstellung der fossilen Energieträger frei Kraftwerk anfallen. Bei der Steinkohle sind dies z. B. die Emissionen der Steinkohleförderung und die Ausgasung an Methan bei der übermäßigen Lagerung. In Abb. 10.5 wird auch deutlich, dass bei den Stromerzeugungsanlagen auf der Basis fossiler Energieträger die Emissionen primär durch den Betrieb und die Brennstoff-Bereitstellung bestimmt werden. Der Anlagenbau bestimmt hier das Bilanzergebnis – im Unterschied zu Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien – kaum.

Infolge des technischen Fortschritts dürften die CO_2 -Äquivalente zukünftig tendenziell geringere Werte annehmen. Dies gilt für sämtliche der hier betrachteten Stromerzeugungsoptionen. Dabei dürfte aber auch zukünftig eine Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern durch die höchsten Freisetzungen an CO_2 -Äquivalenten gekennzeichnet sein.

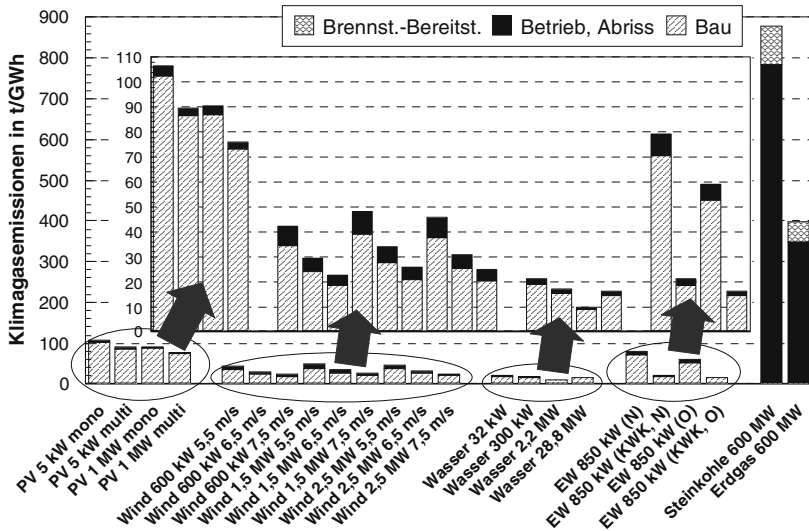


Abb. 10.5 CO_2 -Äquivalent-Emissionen von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien und fossilen Energieträgern aufgeteilt nach Bau, Betrieb und Abriss sowie Brennstoff-Bereitstellung (nur bei fossilen Energieträgern) (PV photovoltaische Stromerzeugung (Kapitel 5.3); Wind windtechnische Stromerzeugung (Kapitel 6.3); Wasser Stromerzeugung aus Wasserkraft (Kapitel 7.3); EW Stromerzeugung aus Erdwärme im Norddeutschen Becken (N) bzw. Oberrheingraben (O) z. T. mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Kapitel 9.3); Steinkohle Stromerzeugung aus Steinkohle (Kapitel 1.4); Erdgas Stromerzeugung aus Erdgas (Kapitel 1.4))

SO_2 -Äquivalente. Dieses Verhältnis der CO_2 -Äquivalent-Emissionen zwischen einer Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Windenergie, Geothermie und Wasser-

kraft gilt annähernd auch für die SO_2 -Äquivalent-Emissionen. Dementsprechend ist die photovoltaische Stromerzeugung durch spezifische kumulierte Emissionen an Schwefeldioxid (SO_2), Stickstoffoxiden (NO_x), Ammoniak (NH_3) und Chlorwasserstoff (HCl) gekennzeichnet, die über denen einer Stromerzeugung aus Windenergie liegen. Im Unterschied dazu sind die spezifischen kumulierten Emissionen der Wasserkraftstromerzeugung im groben Durchschnitt nochmals geringer als diejenigen einer Bereitstellung elektrischer Energie aus Windkraft. Und die SO_2 -Äquivalent-Emissionen der geothermischen Stromerzeugung liegen grob zwischen denen einer Nutzung der Wasserkraft und der Photovoltaik (Abb. 10.6).

Verglichen damit sind die Freisetzungen an SO_2 -Äquivalenten bei der Kohlestromerzeugung deutlich höher; sie übersteigen die Emissionen einer Bereitstellung elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen und aus den anderen hier betrachteten Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien merklich. Bei der Erdgasverstromung sind die SO_2 -Äquivalent-Freisetzungen demgegenüber etwas geringer und liegen im Bereich einer Solarstromerzeugung bzw. im oberen Bereich einer geothermischen Stromerzeugung.

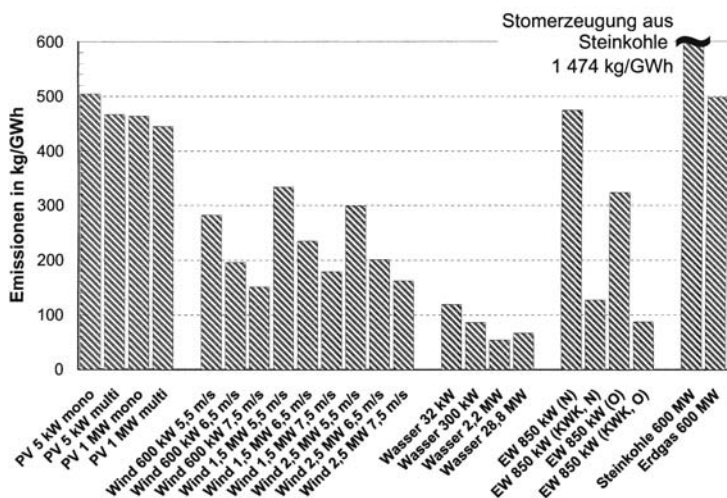


Abb. 10.6 SO_2 -Äquivalent-Emissionen von Anlagen zur Nutzung regenerativer und fossiler Energien (PV photovoltaische Stromerzeugung (Kapitel 5.3); Wind windtechnische Stromerzeugung (Kapitel 6.3); Wasser Stromerzeugung aus Wasserkraft (Kapitel 7.3); EW Stromerzeugung aus Erdwärme im Norddeutschen Becken (N) bzw. Oberrheingraben (O) z. T. mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (Kapitel 9.3); Steinkohle Stromerzeugung aus Steinkohle (Kapitel 1.4); Erdgas Stromerzeugung aus Erdgas (Kapitel 1.4))

Infolge des technischen Fortschritts dürften auch die SO_2 -Äquivalente zukünftig tendenziell bei allen betrachteten Stromerzeugungsoptionen zurückgehen. Dabei ist aus gegenwärtiger Sicht aber wahrscheinlich, dass die aufgezeigte Relation – bei jedoch insgesamt sinkendem Niveau – auch in den kommenden Jahren weitge-

hend erhalten bleiben dürfte, wenn nicht durch administrative Vorgaben Emissionsgrenzwerte z. B. für SO_2 und NO_x verändert werden.

SO_2 - und NO_x -Emissionen. Dieses Verhältnis der SO_2 -Äquivalent-Emissionen zwischen einer Stromerzeugung aus Solarstrahlung, Windenergie, Geothermie und Wasserkraft gilt annähernd auch für die SO_2 - und die NO_x -Emissionen. Dementsprechend zeigt die Photovoltaikstromerzeugung Emissionen, die über denen der Windstromerzeugung liegen. Im Unterschied dazu sind die kumulierten Emissionen der Stromerzeugung aus Wasserkraft geringer als diejenigen der Nutzung der Windenergie. Und die Emissionen der geothermischen Stromerzeugung liegen in etwa dazwischen.

Verglichen damit sind die Freisetzungen bei der Kohlestromerzeugung deutlich höher. Bei der Erdgasverstromung sind die SO_2 - und NO_x -Freisetzungen etwas geringer und liegen im unteren Bereich einer Solarstromerzeugung.

Bezüglich der möglichen zukünftigen Veränderungen ist auch hier zu erwarten, dass die Emissionen tendenziell – infolge des technischen Fortschritts und damit einer weiter zunehmenden Effizienz im gesamten Energiesystem – langsam sinken werden.

10.1.4 Potenziale und Nutzung

Potenziale. Entsprechend der bisherigen Vorgehensweise wird auch bei dem Vergleich der Potenziale unterschieden zwischen dem theoretischen Potenzial, den technischen Stromerzeugungs- sowie den Endenergiepotenzialen.

Theoretisches Potenzial. Die theoretischen Potenziale der Solarstrahlung, der Windenergie, der Wasserkraft und der Geothermie unterscheiden sich erheblich. Beispielsweise wird auf die Gebietsfläche Deutschlands ein Energiepotenzial von rund 1 285 EJ/a von der Sonne eingestrahlt. Demgegenüber liegt der Energieinhalt der bewegten Luftmassen über Deutschland nur bei 47 bis 76 EJ/a; dieser deutlich geringere Wert resultiert letztlich auch aus den Verlusten bei der Umwandlung der solaren Strahlungsenergie in die Energie der bewegten Luftmassen. Im Unterschied dazu beträgt das Linienpotenzial und damit das gesamte in den Flüssen Deutschlands verfügbare Energiepotenzial nur 0,38 EJ/a. Bis in eine Tiefe von 10 000 m ist unter der Gebietsfläche Deutschlands eine Energie von rund 1 200 000 EJ gespeichert; bei einer Erschließung im Verlauf von rund 1 000 Jahren sind dies rund 1 200 EJ/a. Damit ist das geothermische und solare Energieangebot sehr hoch. Etwas geringer ist das Wind- und insbesondere das Wasserenergieangebot; letzteres ist aber durch eine entsprechend höhere Energiedichte gekennzeichnet.

Aus diesem theoretischen Energiepotenzial kann auf der Grundlage physikalisch maximaler Umwandlungswirkungsgrade das theoretische Stromerzeugungspotenzial abgeschätzt werden. Aufgrund des erheblichen solaren Strahlungsangebots ist es bei der Photovoltaik mit rund 100 PWh/a sehr groß. Aber auch die geo-

thermische Stromerzeugung ist ca. 33 EWh bzw. 33 PWh/a im Verlauf der unterstellten 1 000 Jahre durch ein sehr hohes theoretisches Stromerzeugungspotenzial gekennzeichnet; zusätzlich dazu könnte ein erheblicher Teil der bei der Stromerzeugung anfallenden Niedertemperaturwärme genutzt werden. Doch auch die Windenergienutzung ist durch ein relativ hohes theoretisches Erzeugungspotenzial von rund 8 bis 12 PWh/a gekennzeichnet. Bei der Wasserkraft ist es mit knapp 0,11 PWh/a vergleichsweise gering; dies resultiert aus dem geringen Linienpotenzial der Energieangebots des Wassers in Deutschland (Tabelle 10.3). Zusammengekommen sind damit die theoretischen Potenziale eine Stromerzeugung in Deutschland sehr groß; aufgrund unüberwindbarer technischer Restriktionen sind sie jedoch in dieser Größenordnung technisch nicht erschließbar.

Technische Angebotspotenziale (Stromerzeugungspotenziale). Aus dem theoretischen Erzeugungspotenzial kann unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen (u. a. Flächenverfügbarkeit für eine Anlageninstallation, derzeit erreichbare Systemnutzungsgrade) das technische Stromerzeugungspotenzial abgeschätzt werden. Dabei wird unter diesem technischen Stromerzeugungspotenzial die unter Berücksichtigung der gegebenen technischen und strukturellen Randbedingungen – jedoch ohne Einbeziehung nachfrageseitiger Restriktionen – jährlich im Mittel bereitstellbare elektrische Energie am Ausgang der Kraftwerke zur Wandlung der regenerativen Energien verstanden (Tabelle 10.3).

- Auf solartechnisch nutzbaren Dach-, Fassaden- bzw. Freiflächen ist ein photovoltaisches Erzeugungspotenzial zwischen 45 und 99 TWh/a, zwischen 7 und 14 TWh/a bzw. zwischen 263 und 577 TWh/a gegeben; die dafür zu installierenden Leistungen liegen zusammengekommen zwischen 326 und 715 GW.
- Wird ein Anlagenmix aus marktgängigen Windkraftkonvertern unterstellt, errechnet sich auf dem Festland der Bundesrepublik Deutschland für eine windtechnische Stromerzeugung ein Potenzial von rund 237 TWh/a; dies entspricht einer zu installierenden Leistung zwischen 118 GW. Zusätzlich ist eine Offshore-Aufstellung von Windkraftanlagen vor der Nord- und Ostsee-Küste möglich. Hier wären bis zu einer mittleren Wassertiefe von rund 40 m und einer Entfernung vom Festland von maximal 30 km weitere etwa 237 TWh/a bereitstellbar (47 bis 79 GW).
- Das technische Erzeugungspotenzial aus Laufwasserkraft liegt bei knapp 25 TWh/a. Bei unterstellten 3 000 bis 7 000 Volllaststunden entspricht dies einer zu installierenden Leistung von rund 3,5 bis etwas mehr als 8 GW.
- Aus der im tiefen Untergrund in Aquiferen gespeicherten Wärme könnten ca. 2,6 PWh, aus Störungszonen weitere 12,2 PWh und aus dem Kristallin zusätzliche 306,6 PWh an elektrischer Energie erzeugt werden. Für Deutschland folgt daraus ein geothermisches Stromerzeugungspotenzial von ca. 321 PWh. Wird unterstellt, dass dieses Potenzial im Verlauf von 1 000 Jahren nachhaltig erschlossen werden kann, resultiert daraus ein jährliches technisches Stromerzeugungspotenzial von rund 321 TWh/a. Bei unterstellten Volllaststunden von

7 000 bis 8 000 h/a entspricht dies einer zu installierenden Leistung zwischen 40 und 46 GW.

Die Photovoltaik ist damit durch ein sehr großes, die Windenergie und die Geothermie durch ein ebenfalls großes und die Wasserkraft durch ein deutlich kleineres technisches Stromerzeugungs- bzw. Angebotspotenzial gekennzeichnet.

Zusammengenommen liegt das technische Erzeugungspotenzial einer Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windenergie, Solarstrahlung und Geothermie zwischen rund 1 100 und etwa 1 500 TWh/a; dabei werden definitionsgemäß ausschließlich technische Aspekte berücksichtigt und nachfrageseitige Restriktionen sowie sonstige Beschränkungen (z. B. nicht verfügbare Produktionskapazitäten für Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien, Konkurrenz um die nicht unbegrenzt verfügbaren Landflächen) außer acht gelassen. Dieses Erzeugungspotenzial übersteigt die Bruttostromerzeugung in Deutschland (606 TWh im Jahr 2004) um mehr als das Doppelte.

Bei einem regionalen Vergleich der technischen Potenziale wird deutlich, dass der Süden der Bundesrepublik Deutschland durch hohe wassertechnische und geringe windtechnische Stromerzeugungspotenziale gekennzeichnet ist. Im Norden kehren sich diese Verhältnisse gerade um; aufgrund der hohen mittleren Windgeschwindigkeiten sowie der flachen und im Vergleich zum Süden weniger bewaldeten Landschaft sind hier hohe Potenziale einer Windstromerzeugung gegeben. Demgegenüber ist ein photovoltaisches Stromerzeugungspotenzial fast auf der gesamten Gebietsfläche Deutschlands vorhanden. Die regionale Verteilung der technischen Erzeugungspotenziale dachmontierter Photovoltaikgeneratoren wird dabei im Wesentlichen von der Siedlungs- bzw. der Gebäudebestandsdichte bestimmt; in Großstädten (u. a. Berlin, Hamburg) und Verdichtungsräumen (z. B. Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet, Mittlerer Neckarraum) sind höhere und in den eher ländlich strukturierten Gebieten (z. B. Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein) geringere technische Potenziale gegeben. Die Stromerzeugungspotenziale auf Freiflächen korrelieren demgegenüber näherungsweise mit der landwirtschaftlichen Nutzfläche als potenzielle Kraftwerksgrundfläche. Ackerflächen sind zwar nahezu überall in Deutschland verfügbar, nehmen aber in eher ländlichen Gegenden mit geringem Waldanteil überdurchschnittlich hohe Anteile ein; hier sind deshalb die technischen Stromerzeugungspotenziale von Photovoltaikkraftwerken überdurchschnittlich hoch. Vergleichbar damit ist eine geothermische Stromerzeugung grundsätzlich auf der gesamten Gebietsfläche Deutschlands möglich. Jedoch ist insbesondere der Oberrheingraben, das Molassebecken und ggf. das Norddeutsche Becken durch vergleichsweise günstigere Bedingungen gekennzeichnet als der Rest von Deutschland.

Zukünftig können sich diese Stromerzeugungspotenziale dann verändern, wenn im Zuge des technischen Fortschritts die Wirkungs- und damit auch die Systemnutzungsgrade ansteigen. Da dies bei der Wasserkraft kaum zu erwarten ist, kann hier auch langfristig von einem technischen Potenzial von rund 25 TWh/a ausgegangen werden. Dies ist bei der Photovoltaik und – eingeschränkter – bei der Windenergie und der Geothermie aufgrund der z. T. noch erheblichen technischen

Entwicklungspotenziale nicht der Fall. Bei einer Windstromerzeugung ist – infolge der Tendenz zu immer größeren installierten Anlagenleistungen – auf dem Festland Deutschlands langfristig von einem Anstieg der technischen Erzeugungspotenziale auszugehen. Dies gilt auch für die photovoltaische und die geothermische Stromerzeugung; gelingt es bei letzterer, den Untergrund einfacher und kostengünstiger – und vor allem sicher – zu erschließen und dadurch effizienter der Erde mehr Wärme zu entziehen und diese Übertage mit einem höheren Systemnutzungsgrad in elektrische Energie zu wandeln, könnten sich die Potenziale deutlich erhöhen.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Aus dem technischen Erzeugungspotenzial kann unter Berücksichtigung nachfrageseitiger Restriktionen und unterstellten Netzverlusten von rund 5 % das technische Nachfrage- oder Endenergiepotenzial in Deutschland abgeschätzt werden. Zusätzlich kann im Netz der öffentlichen Versorgung in seiner derzeitigen Struktur nur in beschränktem Umfang fluktuierende angebotsabhängig erzeugte elektrische Energie innerhalb Deutschlands ausgeglichen werden, wenn das gegenwärtige Maß der Frequenz- und Spannungsstabilität beibehalten werden soll.

Welche dieser Restriktionen bei der jeweiligen Option zur Strombereitstellung aus regenerativen Energien primär bestimmend ist, hängt bei den angebotsorientierten Stromerzeugungsoptionen vor allem vom Verhältnis des erneuerbaren Erzeugungspotenzials zum gesamten elektrischen Energieaufkommen, von den durch das meteorologische Energieangebot vorgegebenen Fluktuationen und von der Gegen- oder Gleichläufigkeit dieser Erzeugung mit der jeweiligen Nachfragecharakteristik im Netz ab. Hinzu kommen die Möglichkeiten des Ausgleichs der fluktuierenden Erzeugung durch den vorhandenen konventionellen Kraftwerkspark, die ggf. vorhandenen bzw. nicht verfügbaren überregionalen Verteil- bzw. Ausgleichsleitungskapazitäten und die Optionen eines Verkaufs überschüssiger elektrischer Energie auf den europäischen Energiemärkten. Damit sind bei der Bestimmung der technischen Endenergie- bzw. Nachfragepotenziale der Wasserkraftstromerzeugung näherungsweise nur die Netzverluste zu berücksichtigen, während bei der photovoltaischen und windtechnischen Stromerzeugung auch andere Restriktionen zu beachten sind (Tabelle 10.3). Dies gilt auch für die geothermische Stromerzeugung, die – trotz der grundsätzlich Nachfrage-orientiert möglichen Stromerzeugung aus Erdwärme – durch Restriktionen begrenzt wird, die aus der derzeitigen Charakteristik der Nachfrage nach elektrischer Energie im Netz der öffentlichen Versorgung resultieren.

- Aus den im Vergleich zum gesamten Stromaufkommen geringen Erzeugungspotenzialen errechnet sich bei der Wasserkraft aufgrund des vergleichsweise stetigen Energieangebots ein technisches Nachfrage- oder Endenergiepotenzial von ca. 23,5 TWh/a.
- Das durch stochastische Einflüsse gekennzeichnete technische Potenzial einer Windstromerzeugung kann nur teilweise zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Wird deshalb u. a. vereinfacht unterstellt, dass eine weitere Optimierung der Regelbarkeit des bestehenden Kraftwerksparks einschließlich weitergehen-

der Maßnahmen auf der Netz- und Windstromerzeugungsseite (u. a. Export von überschüssigem Windstrom, Ertüchtigung und Nachrüstung Altanlagen bzw. zügiges Repowering, Errichtung von Einrichtungen für die Erzeugung von Blindleistung, Einspeisemanagement für Windstrom) realisiert wird, errechnet sich ein technisches Nachfrage- oder Endenergiepotenzial einer windtechnischen Stromerzeugung von 65 bis 75 TWh/a.

- Ähnlich dem windtechnischen Stromerzeugungspotenzial ist auch das Erzeugungspotenzial aus photovoltaischen Systemen aufgrund der Charakteristik des Strahlungsangebots erheblichen Variationen unterworfen. Mit ähnlichen vereinfachten Annahmen wie bei der Abschätzung des windtechnischen Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzials errechnet sich ein Nachfragepotenzial der photovoltaischen Stromerzeugung von 45 bis 55 TWh/a.

Tabelle 10.3 Potenziale und Nutzung regenerativer Energien zur Stromerzeugung (Stand Ende 2004; zur Einordnung: Bruttostromerzeugung bzw. –verbrauch in Deutschland 606 bzw. 600 TWh im Jahr 2004; Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Deutschland im Jahr 2003 497 TWh)

	Theoretische Potenziale in PWh/a	Technische Erzeugungspotenziale in TWh/a (in GW)	Technische Nachfragepotenziale in TWh/a (in PJ/a)	Nutzung (Netzeinspeisung) in TWh/a (in GW)
Wasserkraft	ca. 0,11	ca. 25 (3,5 – 8,2)	ca. 23,5	21,0 (4,6)
Windenergie	8 – 12	237 (118) ^d ca. 237 (47 – 79) ^e	65 – 75	25,0 (16,6)
Solarstrahlung ^a	ca. 100	45 – 99 (53 – 116) ^f 7 – 14 (13 – 28) ^g 263 – 577 (260 – 571) ^h	45 – 55	0,5 (0,7)
Erdwärme ^b	ca. 33 ^c	ca. 321 (40 – 46) ⁱ	ca. 288 ^j 66 (2 530) ^k	0,0005 (0,0002)

^a Photovoltaische Stromerzeugung (Kapitel 5); ^b Stromerzeugung mit ORC-Anlagen (Kapitel 9.3); ^c unterstellte Nutzungsdauer 1 000 Jahre; ^d Onshore-Aufstellung; ^e Offshore-Aufstellung; ^f Systeme auf Dachflächen; ^g Systeme an Fassaden; ^h Systeme auf Freiflächen; ⁱ Summe aus Aquiferen, Störungszonen und Kristallin; ^j ausschließliche Stromerzeugung in der Grundlast; ^k ausschließliche Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unter Deckung der gesamten deckbaren Niedertemperatur-Wärmenachfrage in Deutschland.

- Bei einer geothermischen Bereitstellung elektrischer Energie kann zwischen einer ausschließlichen Stromerzeugung und einer Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unterschieden werden.
 - Aufgrund der grundsätzlichen Unabhängigkeit einer geothermischen Stromerzeugung von möglichen tages- und jahreszeitlichen Schwankungen kann diese Grundlaststrom bereitstellen. Somit lassen sich als Obergrenze für die im Strombereitstellungssystem von Deutschland integrierbaren Anteile die rund 60 % Grundlaststromanteil an der jährlichen Stromproduktion, also ca. 288 TWh/a, abschätzen.
 - Eine geothermische KWK lässt sich nur in größeren Anlagen sinnvoll darstellen. Damit fallen an einem potenziellen Anlagenstandort große Niedertemperatur-Wärmemengen an, die nur über entsprechende Verteilnetze von poten-

ziellen Verbrauchern nutzbar gemacht werden können. Damit ist das technische Nachfragepotenzial an elektrischer Energie durch die verteilbaren Wärmemengen determiniert; bei einer gekoppelten Stromproduktion entspricht dies einem technischen Stromerzeugungspotenzial von ca. 66 TWh/a.

Aufgrund der angebotsorientierten Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung können die diskutierten Nachfragepotenziale nicht ohne weiteres aufaddiert werden. Wird deshalb vereinfachend unterstellt, dass aufgrund der Angebotsunterschiede zwischen einer windtechnischen und photovoltaischen Stromerzeugung und des damit möglichen Ausgleichs 80 bis 100 TWh/a im Netz genutzt werden können, errechnet sich ein technisches Nachfragepotenzial der hier untersuchten Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien zwischen 170 und 410 TWh/a; zusätzlich könnte in einem z. T. erheblichen Ausmaß Niedertemperaturwärme bereitgestellt werden. Damit liegen die Nachfrage- oder Endenergiepotenziale einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien im Vergleich zur Bruttostromerzeugung (606 TWh im Jahr 2004) bzw. zum Endenergieverbrauch an elektrischer Energie (497 TWh im Jahr 2003) im Jahr 2003 mit 28 bis 68 % bzw. 34 bis 82 % durchaus in einer energiewirtschaftlich relevanten Größenordnung.

Zukünftig werden sich die technischen Nachfragepotenziale ebenfalls – ähnlich wie die technischen Erzeugungspotenziale – verändern. Resultierend aus den steigenden Systemnutzungsgraden einer photovoltaischen sowie windtechnischen und ggf. einer geothermischen Stromerzeugung ist eine Zunahme der technischen Endenergiepotenziale zu erwarten. Da bei der Wasserkraft die Stromerzeugungspotenziale zukünftig näherungsweise konstant bleiben dürften, ist aber hier auch in Zukunft von einem technischen Endenergiepotenzial von knapp 24 TWh/a auszugehen.

Nutzung. Die gegenwärtige photovoltaische, wind- und wassertechnische sowie geothermische Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland unterscheidet sich erheblich (Tabelle 10.3).

- Im Jahr 2004 wurden aus erneuerbarer Wasserkraft (d. h. Lauf- und Speicherspeicherkraft ohne Erzeugung aus gepumptem Wasser in Pumpspeicherkraftwerken) rund 21 TWh/a eingespeist; insgesamt lag die installierte Leistung bei rund 4,6 GW.
- Insgesamt waren Ende 2004 in knapp 16 550 netzgekoppelten Windkraftanlagen – dabei handelt es sich nahezu ausschließlich um Onshore-Anlagen – rund 16,6 GW installiert; der gesamte potenzielle Jahresenergieertrag liegt bei knapp 30 TWh/a. Die tatsächlich von diesen Anlagen ins Netz eingespeiste elektrische Energie lag allerdings niedriger, da ein Teil der Anlagen erst im Jahresverlauf in Betrieb gegangen ist; Schätzungen gehen für 2004 rund 25 TWh/a aus.
- Ende 2004 waren netzgekoppelte Photovoltaikgeneratoren mit einer geschätzten Leistung von etwa 700 MW installiert; dies entspricht einer potenziell jährlich erzeugbaren elektrischen Energie von rund 0,6 bis 0,7 TWh. Die tatsächlich bereitgestellte elektrische Energie lag mit rund 0,5 TWh/a allerdings niedriger, da

u. a. viele Photovoltaikanlagen erst im Jahresverlauf in Betrieb gegangen sind und einige nur eine vergleichsweise geringe Volllaststundenzahl erreichten. Neben den netzgekoppelten Systemen werden zunehmend auch nicht netzgekoppelte Systeme (z. B. Parkscheinautomaten) betrieben, in denen 2004 geschätzte 25 MW an photovoltaischer Leistung installiert waren.

- Bisher wird in Deutschland nur mit dem in Neustadt-Glewe installierten Erdwärme-Heizkraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 210 kW geothermisch elektrische Energie erzeugt und ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist; zusätzlich wird mit einer installierten thermischen Leistung von 12 MW (davon 6,5 MW aus Erdwärme) thermische Energie zur Versorgung von über 1 500 Haushalten und Gewerbekunden bereitgestellt. Diese Anlage speiste 2004 ca. 0,5 GWh Strom ins Netz ein.

Zusammengenommen trägt damit die Windenergie und die Wasserkraft von den hier untersuchten Optionen zur Strombereitstellung aus regenerativen Energien bisher am weitgehendsten zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland bei. Jedoch wird das technische Stromerzeugungspotenzial der Wasserkraft schon zu über 80 % genutzt; im Unterschied dazu ist das technische Erzeugungspotenzial der Windenergie – wird eine On- und Offshore-Nutzung unterstellt – erst in Ansätzen erschlossen. Die photovoltaische Stromerzeugung ist – im Vergleich dazu – in Deutschland bisher nahezu und die geothermische Erzeugung elektrischer Energie fast völlig bedeutungslos.

Zukünftig können sich diese Zusammenhänge verändern. Dabei ist bei der Wasserkraftnutzung nur von einem geringen Anstieg der Nutzung auszugehen. Selbst wenn sich die bei der Windenergie abzeichnenden geringeren Zuwachsraten auch zukünftig fortsetzen, muss von einem weiteren merklichen Anstieg der windtechnischen Stromerzeugung in den kommenden Jahren ausgegangen werden. Auch die photovoltaische Stromerzeugung wird weitergehend genutzt werden, verglichen mit der Windenergie jedoch nach wie vor auf einem geringeren Niveau. Ähnliches gilt auch für die geothermische Stromerzeugung, von der jedoch in den kommenden Jahren – verglichen mit der Photovoltaik und insbesondere mit der Windenergie – nur relativ geringe Beiträge zur Deckung der Stromnachfrage – u. a. aufgrund der z. T. noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsdefizite, durch welche die bisher vorliegenden Konzepte zur geothermischen Stromerzeugung trotz erster vielversprechender Erfolge nach wie vor gekennzeichnet sind – erwartet werden kann. Zusammengenommen wird aber die weitergehende Nutzung der hier untersuchten Optionen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien bestimmt durch die Setzung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und damit derzeit im Wesentlichen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG); letzteres hat durch die Festlegung garantierter Vergütungssätze erst die Möglichkeiten z. B. für den Ausbau der Wind-, Photovoltaik- und Erdwärmestromerzeugung in den vergangenen Jahren geschaffen. Ohne diese gesetzliche Maßnahme wäre heute die Windkraft- ebenso wie die Solarstrahlung- und Geothermienutzung zur Stromerzeugung vernachlässigbar gering.

10.2 Bereitstellung thermischer Energie

Neben den bisher betrachteten Strombereitstellungsoptionen wurden auch verschiedene Möglichkeiten zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien untersucht. Hierbei werden in den Kapiteln 4, 8 und 9 ausgewählte technische, ökonomische und ökologische Kenngrößen sowie die vorhandenen Potenziale und die derzeitige Nutzung ermittelt und diskutiert. Damit ist aber weder eine Aussage darüber getroffen, wie die einzelnen Techniken untereinander zu bewerten sind noch wo sie im Vergleich zu den Techniken zur Nutzung fossiler Energieträger stehen. Im Folgenden werden daher die hier betrachteten Wärmebereitstellungssysteme – für definierte Versorgungsaufgaben (Kapitel 1.3) – einander vergleichend gegenüber gestellt (d. h. solarthermische Wärmebereitstellung, Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme, Nutzung der hydrothermalen Erdwärme und Nutzung tiefer Sonden) und mit den jeweils substituierbaren Optionen zur Nutzung fossiler Energieträger (d. h. öl- bzw. erdgasgefeuerte Heizungsanlage) verglichen. Zusätzlich dazu ist zur Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien auch eine energetische Nutzung von Biomasse möglich; dieser Energieträger ist aber nicht Gegenstand der vorliegenden Ausführungen und wird deshalb auch nicht näher betrachtet.

Für diese verschiedenen Optionen wird im Folgenden zunächst das jeweilige regenerative Energieangebot diskutiert. Dann werden ausgewählte technische Kenngrößen der Konversionsanlagen gegenübergestellt. Anschließend werden die Ergebnisse der ökonomischen und der ökologischen Analyse vergleichend diskutiert. Darauf aufbauend erfolgt eine Gegenüberstellung der jeweiligen Potenziale und der entsprechenden gegenwärtigen Nutzung.

10.2.1 Energieangebot

Das Energieangebot, das für die Wärmebereitstellung aus Solarenergie, Umgebungsluft sowie oberflächennaher und tiefer Erdwärme bestimmend ist, unterscheidet sich sowohl bezüglich der zeitlichen Angebotscharakteristik als auch hinsichtlich der regionalen Verteilung. Beides wird nachfolgend analysiert.

Zeitliche Angebotsvariationen. Die zeitlichen Angebotsvariationen zwischen den unterschiedlichen hier betrachteten Möglichkeiten einer Wärmebereitstellung unterscheiden sich sowohl im Kurz- als auch im Langzeitbereich (Tabelle 10.4).

Bei der Solarstrahlung sind sowohl im Stunden- als auch im Tages- und Jahresbereich erhebliche Variationen des Energieangebots gegeben. Dabei zeichnet sich die Solarstrahlung durch einen deutlich ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf mit einem maximalen Strahlungsangebot in den Sommermonaten und vergleichsweise geringer Strahlung im Winter aus. Dieser typische Jahresgang ist zwischen unterschiedlichen Jahren im Grundsatz vergleichbar; er kann jedoch – je nach den aktuellen meteorologischen Bedingungen eines konkreten Jahres – durchaus bestimm-

ten Veränderungen unterworfen sein. Die von der Sonne eingestrahlte Energie kann aufgrund des großen Einflusses der an verschiedenen Tagen erheblich variierenden Bedeckung deutlich schwanken; zusätzlich hat hier die unterschiedliche mittlere Sonnehöhe über dem Horizont im Jahresverlauf einen deutlichen Einfluss. Aber auch während eines Tages ist das solare Strahlungsangebot durch z. T. erhebliche Schwankungen charakterisiert. Dabei kommt es infolge des sich deterministisch verändernden Sonnenstandes über dem Horizont zu entsprechenden Variationen, die jedoch i. Allg. nicht sehr sprunghaft verlaufen; diese Unterschiede können jedoch durch Einflüsse infolge von durchziehenden Wolkenfeldern überlagert werden.

Tabelle 10.4 Vergleich der räumlichen und zeitlichen Angebotscharakteristik des solaren Strahlungsangebots, des Energieangebots der Umgebungsluft und des geothermischen Wärmeangebots

	Solar- thermie	Umgebungs- luft	Geothermie			
			Oberflächennahe Erdwärme	Nutzung klüftig- poröser Speicher ^a	Nutzung des Kristallin ^a	Tiefe Erd- wärmesonden
Substd.ber.	ausgeprägt	kaum ausgepr.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.
Std.gang	ausgeprägt	ausgeprägt	kaum vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.
Tagesgang	ausgeprägt	ausgeprägt	kaum ausgepr.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.
Jahresgang	ausgeprägt	ausgeprägt	schw. ausgepr.	nicht vorh.	nicht vorh.	nicht vorh.
Lokal	vorhanden	vorhanden	schw. ausgepr.	ausgeprägt	vorhanden	vorhanden
Regional	vorhanden	vorhanden	schw. ausgepr.	ausgeprägt	vorhanden	vorhanden

Sp. Speicher; Substd.ber. Substundenbereich; Std.gang Stundengang; vorh. vorhanden; schw. schwach; ausgepr. ausgeprägt; ^a ermöglicht in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auch eine Stromerzeugung.

Auch die in der Umgebungsluft befindliche Energie ist sowohl im Stunden- als auch im Tages- und Jahresbereich erheblichen Variationen unterworfen. Dabei zeichnet sich diese Energiequelle – ähnlich wie die der Solarstrahlung – durch einen deutlich ausgeprägten jahreszeitlichen Verlauf mit einem maximalen Energieangebot in den Sommermonaten und einem vergleichsweise geringen im Winter aus. Auch ist dieser typische Jahresgang zwischen unterschiedlichen Jahren grundsätzlich ähnlich. Die von der Sonne eingestrahlte Energie – und damit auch die Energie in der Umgebungsluft – kann aufgrund der an verschiedenen Tagen erheblich variierenden Bedeckung schwanken. Hinzu kommen die Einflüsse der meteorologischen Großwetterlage. Aber auch während eines Tages kann die Energie der Umgebungsluft erhebliche Schwankungen aufweisen. Der sich deterministisch verändernde Sonnenstand über dem Horizont führt zu entsprechenden Variationen, die jedoch i. Allg. durch die Speicherwirkung der Erdoberfläche z. T. gepuffert werden. Dadurch verändert sich die Temperatur der Umgebungsluft meist nicht sehr sprunghaft. Deshalb ist die Veränderung der Temperatur der Umgebungsluft i. Allg. ausgeglichener wie die der Solarstrahlung.

Bei der Nutzung der oberflächennahen Erdwärme mit Hilfe von horizontal verlegten Erdreichwärmeübertragern sind Fluktuationen bzw. Variationen des erneuerbaren Energieangebots zu einem erheblich eingeschränkteren Maße als bei der solarthermischen Wärmegegewinnung und zu einem ebenfalls deutlich geringeren

Ausmaß wie bei der Energie der Umgebungsluft gegeben. Obwohl es sich auch bei dieser Art der oberflächennahen Erdwärmennutzung grundsätzlich weitgehend um eine, wenn auch indirekte, Nutzung der Sonnenenergie handelt, werden infolge der Speicherwirkung des Bodens die stündlichen und täglichen Angebotsunterschiede der eingestrahelten Sonnenenergie in den obersten Metern der Erdkruste weitgehend ausgeglichen. Dadurch ergibt sich im Regelfall ein Jahresgang, der mit einer bestimmten Zeitverzögerung und unter Ausgleich der Extremwerte dem mittleren Jahresgang der Lufttemperatur an der Erdoberfläche des entsprechenden Standortes folgt. Dieser Jahresgang ist mit zunehmender Tiefe immer weniger ausgeprägt. Deshalb macht er sich bei einer Nutzung der oberflächennahen Erdwärme mit Hilfe von Erdwärmesonden bzw. mit einer Grundwassernutzung nur noch sehr eingeschränkt bemerkbar.

Im Unterschied zu der Nutzung der Solarenergie, der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme ist eine Energiebereitstellung aus dem tiefen Untergrund durch keine zeitlichen Angebotsvariationen gekennzeichnet; dies gilt für alle Möglichkeiten zur Erschließung des Untergrunds. Unabhängig von der Tages- und Jahreszeit ist beispielsweise in Thermalwasseraquiferen Wärme in einem gleichen Maße verfügbar. Jedoch kann es bei der Nutzung des tiefen Untergrunds mit offenen Systemen (z. B. hydrothermale Erdwärmennutzung) im Verlauf mehrerer Jahrzehnte zu einer langsamen Abnahme der Temperatur des geförderteten Geofluids kommen; geothermische Lagerstätten können schneller „abgebaut“ werden, als sie sich infolge des natürlichen Wärmestroms aus dem Erdinnern erneut erwärmen. Grundsätzlich kann damit bei derartigen offenen Systemen mehr Energie aus dem tiefen Untergrund entnommen werden als infolge des natürlichen Erdwärmestroms zufließt. Werden im Unterschied dazu geschlossene Systeme (z. B. tiefe Sonden) richtig dimensioniert, ist hier die Erdwärme im Verlauf der gesamten technischen Lebensdauer einer derartigen Anlage in einem gleichen Ausmaß verfügbar; vom Grundsatz her wird durch solche Anlagen nur die Energie gewonnen, die auch durch den natürlichen Wärmestrom zufließt.

Zusammengenommen ist damit im Unterschied zur solaren Strahlung und der Energie der Umgebungsluft die Erdwärme keinen tages- oder jahreszeitlichen Variationen unterworfen. Dies gilt jedoch für die oberflächennahe Erdwärme nur eingeschränkt, da hier teilweise eine jahreszeitliche Abhängigkeit infolge des Einflusses der solaren Strahlung gegeben ist. Kurz- oder mittelfristige Fluktuationen, wie sie bei der Solarstrahlung sehr ausgeprägt gegeben sind und ein typisches Kennzeichen dieses Energieangebots darstellen, sind bei der Erdwärme jedoch nicht vorhanden.

Räumliche Angebotsvariationen. Die betrachteten regenerativen Energien sind innerhalb der Gebietsfläche Deutschlands teilweise sehr unterschiedlich verfügbar.

Im langjährigen Mittel schwankt das solare Strahlungsangebot an unterschiedlichen Orten in Deutschland nur innerhalb vergleichsweise enger Grenzen. Die höchsten Strahlungssummen werden dabei in Süddeutschland u. a. aufgrund der relativ größeren Äquatornähe gemessen; Ausnahmen stellen Gebiete mit einem un-

günstigen Mikroklima (z. B. starke Neigung zur Nebelbildung) dar. Damit sind durchaus regionale Angebotsunterschiede gegeben, die zusätzlich auch bestimmten lokal bedingten Variationen unterworfen sein können. Im groben Durchschnitt ist jedoch das solare Strahlungsangebot innerhalb der Gebietsgrenzen Deutschlands durch keine wesentlichen Unterschiede gekennzeichnet.

Ähnlich sind die Zusammenhänge auch bei dem Energieangebot der Umgebungsluft. Sie ist näherungsweise korreliert mit der Solarstrahlung und folglich auch nicht durch signifikante regionale Unterschiede gekennzeichnet. Jedoch kann es auch hier zu regionalen Unterschieden kommen, die i. Allg. jedoch eher lokaler Art sind.

Die Nutzung der oberflächennahen Erdwärme ist, da auch dieses Energieangebot näherungsweise an das solare Strahlungsangebot gekoppelt ist, ebenfalls nur sehr geringen räumlichen Angebotsunterschieden unterworfen. Sie resultieren im Wesentlichen aus der jeweiligen Bodenbedeckung und dem lokal unterschiedlichen Sonnenenergieeintrag durch Oberflächen- bzw. Grundwasser. Zusätzlich dazu kann es lokal bedingte Energieeinträge durch anthropogene Quellen geben (z. B. durch Fernwärmeleitungen, Abwasserleitungen) und es können weitere Restriktionen vorkommen, die eine Nutzung nicht oder nur eingeschränkt erlauben (z. B. Grundwasserschutzgebiete). In der Summe sind aber – trotz derartiger Effekte – die räumlichen Angebotsvariationen der oberflächennahen Erdwärme innerhalb Deutschlands gering.

Im Unterschied zu der Sonnenenergie, der Umgebungswärme und der oberflächennahen Erdwärme sind Erdwärmevorkommen auf der Basis klüftig-poröser Speicher (d. h. offene Systeme wie z. B. hydrothermale Erdwärmenutzung) durch erheblich größere räumliche Angebotsunterschiede gekennzeichnet. Eine Nutzung beispielsweise der hydrothermalen Erdwärme ist – entsprechend dem gegenwärtigen Kenntnisstand – mit einer hohen Wahrscheinlichkeit nur im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken möglich; hinzu kommen noch Gebiete mit potenziellen Vorkommen (z. B. Thüringer Becken). Zusammengenommen entspricht die Fläche, auf der derartige Sedimentbecken vorkommen, etwa 35 % der Gesamtfläche Deutschlands. Aber auch in den Gebieten, in denen solche hydrothermalen Vorkommen mit hoher Wahrscheinlichkeit gegeben sind, kann es infolge von geologisch bedingten Unregelmäßigkeiten im Trägergestein, in dem sich die warmen bzw. heißen Tiefenwässer befinden, zu signifikanten Angebotsunterschieden auch auf engem und engstem Raum kommen (z. B. kann sich die Porosität und die Permeabilität (d. h. Durchlässigkeit) des Thermalwasser-führenden Trägergesteins innerhalb weniger Meter entscheidend ändern). Unabhängig davon können aber auch in anderen Gebieten, die außerhalb dieser Bereiche liegen, geologische Bedingungen gegeben sein, die eine Nutzung klüftig-poröser Vorkommen möglich erscheinen lassen.

Im Unterschied dazu ist eine Nutzung des kristallinen Untergrunds mit der HDR-Technologie (d. h. offene Systeme) prinzipiell auf der gesamten Gebietsfläche Deutschlands möglich. Regionale Unterschiede sind aber auch hier infolge unterschiedlicher geologischer Strukturen und durch eine unterschiedliche Tempera-

turzunahme mit zunehmender Tiefe im Untergrund gegeben. Deshalb ist der Aufschluss des Untergrunds in Gebieten mit geothermischen Anomalien in bezug auf eine überdurchschnittliche Temperaturzunahme mit zunehmender Tiefe, wie es z. B. im Oberrheingraben der Fall ist, besonders vielversprechend. Damit gibt es sehr wohl regionale Angebotsunterschiede, die in der aus geologischen Gründen unterschiedlichen Zunahme der Temperatur mit der Tiefe begründet liegen.

Grundsätzlich ist auch eine Nutzung der Erdwärme mit Hilfe tiefer Sonden (d. h. geschlossene Systeme) auf der gesamten Gebietsfläche Deutschlands möglich. Regionale Unterschiede im jeweils vorliegenden Temperaturniveau sind nur insofern gegeben, als dass innerhalb Deutschlands die Temperaturzunahme mit der Tiefe variieren kann (z. B. ist der Oberrheingraben durch eine überdurchschnittliche Zunahme der Temperatur mit zunehmender Tiefe beispielsweise im Vergleich zum Norddeutschen Becken gekennzeichnet). Daraus resultiert ein regional teilweise unterschiedliches Energieangebot.

Zusammengenommen ist damit die bei der solarthermischen Technik genutzte Primärenergie (d. h. die solare Strahlung) prinzipiell überall in Deutschland nutzbar. Dies gilt auch für das Energieangebot der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme sowie den Möglichkeiten einer Erdwärmenutzung mit tiefen Sonden bzw. geschlossenen Systemen; mit wenigen Einschränkungen aufgrund geologischer Unterschiede und des bisher z. T. noch geringen Kenntnisstandes trifft dies vom Grundsatz her auch für die Nutzung der Energie des tiefen Untergrunds beispielsweise mit der HDR-Technologie zu, obwohl es hier Gebiete gibt, die infolge überdurchschnittlich hoher Temperaturen für eine Nutzung eher prädestiniert sind als andere. Weniger trifft dies auf die Nutzung klüftig-poröser Speicher (z. B. hydrothermale Erdwärmenutzung) zu, da die entsprechenden geologischen Strukturen nicht auf der gesamten Gebietsfläche der Bundesrepublik Deutschland gegeben sind.

10.2.2 Systemtechnische Beschreibung

Die technischen Kenngrößen der hier betrachteten Optionen zur Bereitstellung von Wärme, ggf. auch unter gleichzeitiger Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, unterscheiden sich erheblich. Nachfolgend werden daher wesentliche technische Größen, bei denen ein Vergleich möglich und sinnvoll ist, gegenüber gestellt. Dies wird sowohl im Quervergleich der einzelnen Optionen untereinander als auch im Vergleich zu den entsprechenden Alternativen zur Nutzung fossiler Energieträger realisiert.

Anlagenleistungen. Die installierte thermische Nennleistung ist eine typische Kenngröße einer primär zur Wärmebereitstellung genutzten Konversionsanlage.

Eine Bestimmungsgröße für die Größenordnung der jeweils in einer einzelnen Anlage zur Nutzung des regenerativen Energieangebots installierten thermischen Leistung ist – außer der gegebenen Nachfrage – die entsprechend nutzbare Energiedichte. Hier unterscheiden sich das Energieangebot der Erde, der Umgebungs-

luft und der Solarstrahlung deutlich. Beispielsweise steht der mittleren Leistung bzw. Leistungsdichte des Erdwärmestroms von rund 65 mW/m^2 eine etwa 1 500 mal höhere jahresmittlere solare Strahlungsleistung bzw. solare Leistungsdichte (im Mittel rund 100 W/m^2), ebenfalls bezogen auf die Erdoberfläche, gegenüber. Dieser Vergleich ist aber kaum von nutzungstechnischer Relevanz, denn es müssen zusätzlich die jeweiligen Energiedichten der genutzten Erdwärmequellen mit der solaren Strahlung verglichen werden; aber auch sie unterscheiden sich von denjenigen des mittleren Erdwärmestroms erheblich. Vor allem variieren sie innerhalb einer großen Bandbreite, die deutlich größer ist als die Variationsbreite der jahresmittleren Energiedichte der solaren Strahlung in Deutschland. Bei der oberflächennahen Erdwärmennutzung und der Nutzung der Umgebungsluft wird eine Wärmequelle mit vergleichsweise geringer Energiedichte genutzt. Deutlich höhere Energiedichten treten in Heißwasser-führenden Aquiferen auf; dafür ist die Erschließung derartiger Thermalwasseraquifere entsprechend aufwändiger (Bohr- und Erschließungsaufwand). Diese unterschiedlichen jeweils nutzbaren Energiedichten bedingen im Normalfall verschiedene installierte Leistungen der eingesetzten Konversionsanlagen.

Typische Kleinanlagen mit Leistungen von einigen kW bis maximal einige 100 kW thermischer Leistung sind dezentrale und zentrale solarthermische Anlagen, die im Regelfall mit einem mit fossilen Energieträgern (oder Biomasse) gefeuerten Heizungssystem gekoppelt sind. Hinzu kommen mit vergleichbaren Leistungen Wärmepumpensysteme zur Nutzung der Energie oberflächennaher Erdschichten oder der Umgebungsluft ebenfalls für die Deckung der Trinkwarmwasser- und Raumwärmennachfrage. Grundsätzlich können auch tiefe Erdwärmesonden zu dieser Leistungskategorie gezählt werden, auch wenn derartige Anlagen eher an der oberen Grenze dieses Leistungsbereichs anzusiedeln sind.

Im Unterschied dazu weisen Anlagen zur Nutzung klüftig-poröser Speicher (z. B. hydrothermale Erdwärmennutzung) und – deutlich eingeschränkter – auch zur Nutzung des kristallinen Untergrunds beispielsweise mit der HDR-Technologie installierte thermische Leistungen auf, die bei einigen Megawatt bis mehreren 10 MW liegen. Die in derartige Anlagen installierten thermischen Leistungen liegen damit rund eine Größenordnung über denen zur Nutzung der Energie der Solarstrahlung, der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme.

Anlagen zur Nutzung fossiler Energieträger zur Wärmebereitstellung sind in praktisch allen für einen konkreten Anwendungsfall benötigten thermischen Leistungen verfügbar. Damit sind für alle hier diskutierten Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien entsprechende mit fossilen Energieträgern gefeuerte Anlagen mit vergleichbarer Leistung verfügbar, mit denen die gleiche Wärmemenge bereitgestellt werden kann. Typische Unterschiede in den installierten Leistungen, wie es bei den Techniken zur Stromerzeugung der Fall ist, gibt es bei den hier betrachteten Möglichkeiten zur Wärmebereitstellung – ggf. in Kraft-Wärme-Kopplung – nicht.

Zukünftig ist davon auszugehen, dass die diskutierten Wärmebereitstellungstechniken zur Nutzung der Sonnenenergie, der Umgebungsluft und der Erdwärme

weiter verbessert werden. Da die installierten Leistungen bereits heute optimal auf die jeweiligen Anwendungsfälle und damit die jeweilige Nachfrage angepasst sind, ist nicht davon auszugehen, dass die typischen installierten Leistungen sich zukünftig wesentlich verändern werden. Infolge steigender Wirkungsgrade und weiter verbesserter Wärmedämmstandards dürften vielmehr zukünftig eher die installierten thermischen Leistungen für Anlagen zur Versorgung einzelner Wohnungen oder Gebäude im Mittel geringfügig zurückgehen; die damit sinkende Nachfrage nach Raumwärme und ggf. Trinkwarmwasser kann dann mit entsprechend geringeren installierten Leistungen bereitgestellt werden.

Wirkungs- und Systemnutzungsgrade. Mit solarthermischen Anlagen lassen sich je nach Anwendungsbereich etwa 15 bis 40 % der im Jahresverlauf eingestrahlten Sonnenenergie nutzen. Verluste ergeben sich dabei insbesondere durch die Wärmeabstrahlung des Absorbers, der Leitungen und des Speichers an die Umgebung sowie bei Kollektorstillstand (d. h. wenn der Speicher bereits auf seine Maximaltemperatur aufgeheizt wurde oder die zum Speicherladen notwendige Temperatur im Kollektor noch nicht erreicht ist).

Bei der Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme durch Wärmepumpensysteme bzw. der Nutzung des tiefen Untergrunds ist i. Allg. das verfügbare regenerative Energieangebot wesentlich größer als die jeweils am Anlagenstandort gegebene Nachfrage; außerdem ist das Energieangebot z. B. der oberflächennahen Erdschichten, der Umgebungsluft oder von klüftig-porösen Speichern absolut kaum sinnvoll quantifizierbar. Ein Systemnutzungsgrad im üblichen Sinne (d. h. bezogen auf die hauptsächlich genutzte Primärenergie) ist damit ebenfalls nicht sinnvoll darstellbar. Deshalb wird i. Allg. z. B. bei Wärmepumpen der Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad bezogen auf die zum Betrieb der Wärmepumpe eingesetzte Fremdenergie angegeben; d. h. das hauptsächlich genutzte regenerative Primärenergieangebot wird nicht berücksichtigt bzw. der Wirkungs- oder Nutzungsgrad wird bezogen auf einen quantifizierbaren Energieträger. Daraus folgt, dass die daraus resultierenden Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade dann konsequenterweise auch größer als eins sind (Kapitel 8.1). Die energetische Effizienz von Wärmepumpen wird daher z. B. durch die Arbeitszahl oder die Jahresarbeitszahl beschrieben werden, die das Verhältnis von zugeführter Antriebsarbeit zu abgegebener Wärme darstellt (Kapitel 8.1). In Abhängigkeit u. a. von der Wärmequelle werden im praktischen Betrieb Jahresarbeitszahlen von beispielsweise über 4 erreicht.

Unabhängig davon können aber die Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade bestimmter Teilsysteme bzw. Systemelemente der entsprechenden Konversionsanlagen angegeben werden. Beispielsweise können mit Anlagen zur Nutzung hydrothermalen Erdwärme von der gefördert Wärme – u. a. aufgrund von Wärmeverlusten an die Umgebung – nur etwa 50 bis 70 % als Nutzwärme letztlich auch verfügbar gemacht werden.

Die Wirkungsgrade von mit Heizöl bzw. Erdgas befeuerten Systemen liegen im Bereich von etwa 88 bis 91 % und ggf. darüber. Hier ist durch eine zusätzliche

Ausnutzung der im Abgas enthaltenen fühlbaren Wärme (d. h. durch Brennwerttechnik) eine Steigerung des Wirkungsgrads auf über 100 % – bezogen auf den unteren Heizwert – möglich.

Ein Vergleich zwischen den betrachteten Wandlungstechniken zur Nutzung regenerativer Energien und fossiler Energieträger ist nur sehr eingeschränkt möglich, da sich die Wirkungsgradangaben auf unterschiedliche Systemgrenzen beziehen. Würden z. B. bei den mit Heizöl oder Erdgas befeuerten Anlagen die Verluste der Öl- bzw. Gasbereitstellung berücksichtigt oder die Wirkungsgrade auf die vor Jahrtausenden eingestrahlte Sonnenenergie bezogen, ergäben sich völlig andere Werte.

Unabhängig von dieser grundsätzlichen Problematik dürften sich die jeweiligen Wirkungs- und Systemnutzungsgrade aller betrachteten Optionen einer Wärmebereitstellung zukünftig zu effizienteren Werten hin entwickeln. Dies liegt an dem sich bereits in den vergangenen Jahren abzeichnenden technischen Fortschritt begründet, der zu immer höheren Wirkungs- und Systemnutzungsgraden geführt hat. Da bei heute marktgängigen Konversionsanlagen zur Wärmebereitstellung bereits z. T. sehr hohe Wirkungs- und Systemnutzungsgrade üblich sind und diese aus physikalischer Sicht nach oben grundsätzlich begrenzt sind, dürften sich die weiteren Verbesserungen jedoch auf einem vergleichsweise geringen Niveau bewegen.

Technische Verfügbarkeiten. Die technische Verfügbarkeit als ein Maß für die Anlagenzuverlässigkeit ist bei allen hier untersuchten Techniken gegenwärtig bereits sehr hoch; dies gilt jedoch nur eingeschränkt für die Techniken und Verfahren, die sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden.

Die hohe technische Verfügbarkeit aller hier untersuchten Optionen zur Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien liegt im Wesentlichen an den erfolgreichen Entwicklungsarbeiten der letzten Jahrzehnte begründet. Dadurch konnten die anfänglichen technischen und systemtechnischen Probleme weitgehend überwunden werden. Heute sind voll funktionsfähige Anlagen auf dem Markt verfügbar, die eine Versorgungsaufgabe mit einer hohen Wahrscheinlichkeit decken können.

Bei der Solarthermie ist die hohe technische Verfügbarkeit ein wesentliches Ergebnis sowohl der Verbesserungen an einzelnen Systemelementen als auch der Systemtechnik und damit des optimalen Zusammenspiels der einzelnen Systemelemente untereinander bzw. miteinander. Damit sind heute technische Verfügbarkeiten möglich, die im Bereich von mit fossilen Brennstoffen gefeuerter Anlagen liegen.

Die geringe Störungsanfälligkeit marktgängiger Wärmepumpensysteme zur Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme hat ihre Ursache primär in der deutlich verbesserten Wärmepumpentechnik im Vergleich zu den Anlagen, die Anfang bis Mitte der achtziger Jahre angeboten wurden und noch zahlreiche „Kinderkrankheiten“ aufwiesen. Zusammen mit dem ebenfalls zwischenzeitlich optimierten Zusammenspiel der einzelnen Systemelemente (d. h. der Wärmequellenanlage und der Wärmepumpe in optimaler Abstimmung mit der

Wärmesenkencharakteristik) zeigen Anlagen zur Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme heute Verfügbarkeiten, die denen von Anlagen nahe kommen, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Dies gilt grundsätzlich auch für Anlagen, welche Erdwärme mit Hilfe tiefer Sonden nutzen.

Auch bei Anlagen zur Nutzung der Energie des tiefen Untergrunds (z. B. hydrothermale Erdwärmevorkommen) ist eine hohe technische Verfügbarkeit gegeben. Hier kann es aber u. a. infolge der insbesondere im Norddeutschen Becken oft korrosiven Thermalwässer zu entsprechenden Materialabzehrungen und/oder bei Sauerstoffzutritt in den Thermalwasserkreislauf zu Ausfällungen kommen. Auch die Tiefpumpe ist ein relativ stark beanspruchtes Bauteil, das ggf. in bestimmten Abständen innerhalb der Lebensdauer der Gesamtanlage auszutauschen ist. Trotz erheblicher technischer Fortschritte in den letzten Jahren kann es deshalb auch bei entsprechenden Wartungsarbeiten zu (sehr seltenen) Anlagenausfällen kommen. Unabhängig davon wird aber auch bei derartigen Anlagen ein sehr hohes Maß an Betriebssicherheit realisiert, das nahezu in der Größenordnung von vergleichbaren mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Anlagen liegt.

Im Unterschied dazu liegen bisher noch kaum Erfahrungen über die technische Zuverlässigkeit von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme vor. Hier werden die derzeit laufenden Aktivitäten neue Erkenntnisse und entsprechende Erfahrungen bringen.

Zukünftig wird es bei allen Möglichkeiten zur Energiebereitstellung aus Solarstrahlung, Umgebungsluft und Erdwärme zu einer weiteren Zunahme der technischen Verfügbarkeit kommen. Aufgrund der z. T. schon erreichten sehr hohen Standards erscheint dies bei vielen Optionen jedoch nur noch in einem entsprechend geringem Ausmaß möglich.

Volllaststunden/Wärmebereitstellungscharakteristiken. Die Wärmebereitstellungscharakteristik sowie die Volllaststunden der hier betrachteten Systeme sind – mit Ausnahme der solarthermischen Wärmenutzung – keinen angebotsseitigen Beschränkungen unterworfen. Sie können eine gegebene Wärmenachfrage nachfrageorientiert ohne physikalisch oder technisch bedingte Einschränkungen decken. Damit zeigen Anlagen zur Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme, der Erdwärme aus dem tiefen Untergrund sowie fossiler Energieträger keine angebotsabhängige Wärmebereitstellungscharakteristik. Diese Systeme könnten – zumindest theoretisch – 8 760 h/a mit Volllast betrieben werden. Solarthermische Anlagen sind demgegenüber im Jahresverlauf durch eine ähnlich ausgeprägte Erzeugungscharakteristik wie Photovoltaikanlagen gekennzeichnet. Hier kann jedoch durch die einfache Speichermöglichkeit solarthermisch bereitgestellter Wärme ein tageszeitlich insgesamt ausgeglichener und damit innerhalb bestimmter Zeitfenster angebotsunabhängiger Verlauf der Wärmebereitstellung realisiert werden. An diesen Zusammenhängen dürfte sich in Zukunft wenig ändern, da nicht davon auszugehen ist, dass das regenerative Energieangebot signifikanten Variationen unterworfen sein wird.

10.2.3 Ökonomische und ökologische Analyse

Ausgehend von den Analysen in den Kapiteln 4, 8 und 9 ist es das Ziel der nachfolgenden Ausführungen, die bei den einzelnen Optionen zur Wärmebereitstellung mit regenerativen Energien diskutierten Ergebnisse zusammenzufassen. Außerdem werden sie im energiewirtschaftlichen Kontext diskutiert.

Versorgungsaufgaben. Als Versorgungsaufgaben, auf deren Basis die unterschiedlichen Optionen zur Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien ggf. in Kombination mit fossilen Energieträgern verglichen werden können, werden drei Einfamilienhäuser (EFH-I, EFH-II und EFH-III) mit unterschiedlicher Wärmenachfrage sowie ein Mehrfamilienhaus (MFH) definiert. Die Versorgungsaufgaben sind entsprechend Tabelle 10.5 durch eine bestimmte Nachfrage nach Trinkwarmwasser und Raumwärme gekennzeichnet (Kapitel 1.3).

Tabelle 10.5 Definierte Versorgungsaufgaben für Raumwärme und Trinkwarmwasser

System		EFH-I ^a	EFH-II ^b	EFH-III ^c	MFH
Trinkwarmwassernachfrage	in GJ/a ^d	10,7	10,7	10,7	64,1
Heizwärmernachfrage	in GJ/a ^d	22	45	108	432
Gebäudeheizlast	in kW	5	8	18	60

^a entspricht Niedrigenergiebauweise; ^b entspricht heutigem Wärmebaustandard; ^c entspricht Altbau mit durchschnittlicher Wärmedämmung; ^d ohne Verluste des Heizkessels und Warmwasserspeichers bzw. der Wärmeverteilung (Nahwärmenetz und Hausstationen).

Die untersuchten Einfamilienhäuser entsprechen dabei Gebäuden mit einer Wärmenachfrage eines Niedrigenergiehauses (EFH-I), eines nach dem heutigen Wärmedämmstandard errichteten Gebäudes (EFH-II) sowie einem Einfamilienhaus mit durchschnittlicher Gebäudedämmung (EFH-III). Das Mehrfamilienhaus entspricht einem Gebäude mit etwa 15 Wohneinheiten, das nach dem heutigen Wärmedämmstandard errichtet wurde. Als Systemgrenzen gelten die jeweiligen Einspeisestellen in das Hausverteilungsnetz für Warmwasser (z. B. Ausgang Speicher) bzw. Raumheizung (z. B. Ausgang Heizkessel). Nicht berücksichtigt werden damit die Verluste der Wärmeverteilung in den Gebäuden sowie der Stromverbrauch der Heizungsumwälzpumpen und der ggf. vorhandenen Trinkwarmwasser-Zirkulationspumpen in den Gebäuden. Diese werden für alle betrachteten Fälle als gleich unterstellt und liegen damit außerhalb des Betrachtungsrahmens; die Relationen der untersuchten Optionen untereinander ändern sich dadurch nicht.

Bei der Definition bzw. Festlegung der jeweiligen Referenztechniken wird die derzeit gängige Praxis abgebildet; d. h. es werden von den grundsätzlich möglichen Varianten nur die näher untersucht, denen auch praktische Relevanz zukommt. Konkret werden die folgenden Referenztechniken analysiert.

- Solarthermische Wärmebereitstellung. Für den Fall EFH-I wird eine solarthermische Anlage zur Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung als solares Kombisystem (Heizungsunterstützung und Trinkwarmwasserbereitung) mit 25 m² Kollektorfläche untersucht. Der solare Deckungsgrad beträgt rund

44 %. Für das EFH-II wird die gleiche Anlage unterstellt, jedoch mit einem solaren Deckungsgrad von 31 %. Die solarthermische Anlage zur Unterstützung der Trinkwarmwasserbereitung im EFH-III ist mit 7,4 m² Nettokollektorfläche ausgerüstet. 62 % der Trinkwarmwassernachfrage werden mit einer Temperatur von 45 °C solar bereitgestellt. Für das MFH wird eine Anlage mit Heizungsunterstützung und Trinkwarmwasserbereitung mit 60 m² Kollektorfläche unterstellt (solarer Deckungsgrad 10,4 %). Außerdem wird ein solarthermisches Nahwärmesystem zur Raumwärme- und Trinkwarmwassernachfragedeckung mit Kurzzeitspeicher betrachtet (solarer Deckungsgrad 6,2 %). Hinzu kommen jeweils die entsprechenden mit fossilen Energieträgern gefeuerten Backup-Systeme, damit die definierte Versorgungsaufgabe sicher gedeckt werden kann (Kapitel 4.3).

- Nutzung von Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme. Hier werden insgesamt fünf unterschiedliche Wärmepumpensysteme mit ausschließlich elektromotorisch betriebenen Aggregaten zur Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung untersucht. Zunächst wird die Nutzung von Umgebungsluft ohne/mit Vorwärmung für das System EFH-I und EFH-II untersucht. Auch wird ein Erdwärmekollektor mit Solekreislauf für die Systeme EFH-I, -II und -III betrachtet. Weiterhin wird ein Erdwärmekollektor mit Direktverdampfung für die Versorgungsaufgabe EFH-I, -II und -III untersucht. Hinzu kommt eine Erdwärmesonde mit Solekreislauf für die Systeme EFH-II, -III sowie MFH. Zusätzlich wird ein Grundwasserbrunnen für die Systeme EFH-II und -III bzw. MFH analysiert (Kapitel 8.3).
- Hydrothermale Erdwärmennutzung. Hier werden zwei Systeme mit Heizöl-Spitzenlastkessel (NW-II) bzw. Erdgas-Spitzenlastkessel, Blockheizkraftwerk und Wärmepumpe (NW-III) betrachtet. Als Versorgungsaufgaben werden die Systeme EFH-I, -II, -III und das MFH angenommen (Kapitel 9.1.2).
- Tiefe Sonde. Hier wird ausgegangen von einer 2 800 m tiefen Erdwärmesonde mit einer thermischen Gesamtleistung (d. h. einschließlich des mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Spitzenlastkessels) von 4 MW. Der geothermische Leistungsanteil liegt damit bei rund 500 kW. Das Heizsystem ist mit einer Wärmepumpe ausgestattet. Versorgt werden Verbraucher mit der Charakteristik der EFH-I, -II, -III und MFH über ein Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.2.2).

Diese Techniken zur Nutzung des regenerativen Energieangebots werden einer kleintechnischen Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern (d. h. Heizöl extra leicht und Erdgas) mittels Erdgas-Brennwert- sowie Erdgas- und Heizöl-Niedertemperaturkesseln ebenfalls für die Systeme EFH-I, EFH-II, EFH-III und MFH gegenübergestellt (Kapitel 1.4).

Ökonomische Analyse. Die Wärmegestehungskosten stellen ein wesentliches Kriterium für die energiewirtschaftliche Bewertung einer Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien dar. Deshalb werden nachfolgend die Kosten einer solarthermischen Wärmeerzeugung, einer Wärmebereitstellung aus Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme sowie aus hydrothermalen Erdwärme und aus tiefen

Sonden zur Deckung definierter Versorgungsaufgaben ermittelt. In Anlehnung an die bisherige Vorgehensweise erfolgt dies auf der Basis einer volkswirtschaftlichen Kostenrechnung (realer Zinssatz 4,5 %, Abschreibungsdauer entspricht der technischen Anlagenlebensdauer) und den derzeitigen technischen und ökonomischen Gegebenheiten. Abb. 10.7 zeigt die entsprechenden Ergebnisse exemplarisch für den Fall EFH-II. Zu beachten ist bei diesem Vergleich der Wärmegestehungskosten, dass es sich hier oft um Mischsysteme zur Nutzung fossiler Energieträger und regenerativer Energien handelt, da viele Optionen zur Nutzung regenerativer Energien alleine eine definierte Versorgungsaufgabe nicht sicher im Jahresverlauf decken können.

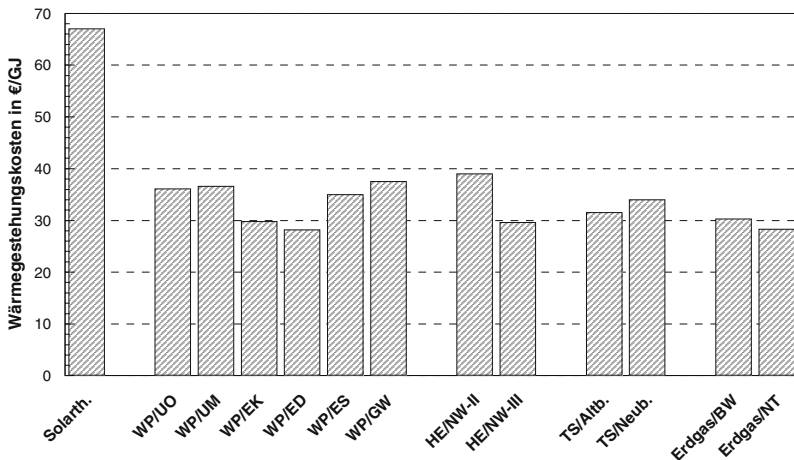


Abb. 10.7 Wärmegestehungskosten von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und fossiler Energieträger als Backup-System für den Anwendungsfall EFH-II (zur Definition vgl. Kapitel 1.3) (Solarth. solarthermische Trinkwarmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung (Kapitel 4.3); WP/ÜO Umgebungsluftwärmepumpe ohne Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/UM Wärmepumpe mit Umgebungsluft und Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole (Kapitel 8.3); WP/ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (Kapitel 8.3); WP/ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde (Kapitel 8.3); WP/GW Wärmepumpe mit Grundwasser (Kapitel 8.3); HE/NW-II hydrothermale Erdwärmennutzung mit Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.1.2); HE/NW-III hydrothermale Erdwärmennutzung mit Nahwärmenetz (NW-III) (Kapitel 9.1.2); TS/Altb. tiefe Sonde mit Altbohrung (Kapitel 9.2.2); TS/Neub. tiefe Sonde mit Neubohrung (Kapitel 9.2.2); Erdgas/BW Brennwertkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4); Erdgas/NT Niedertemperaturkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4))

- Eine solarthermische Wärmebereitstellung ist demnach mit 65 bis 70 €/GJ durch die höchsten Wärmegestehungskosten charakterisiert. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass bei einer solarthermischen Trinkwarmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung auf das mit fossilen Brennstoffen gefeuerte Backup-System nicht verzichtet werden kann und damit die Kosten ei-

ner solaren Wärmebereitstellung zu denen einer Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern hinzukommen.

- Deutlich günstiger sind die Wärmebereitstellungskosten einer Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme; sie bewegen sich unter den zugrunde gelegten Randbedingungen zwischen rund 28 und etwa 36 €/GJ. Besonders günstig sind die Wärmegestellungskosten bei Systemen mit Erdkollektoren und vergleichsweise teuer ist eine Nutzung des Grundwassers (u. a. wegen vergleichsweise hoher Betriebskosten) und der Umgebungsluft (u. a. wegen der relativ geringen erreichbaren Jahresarbeitszahlen).
- Verglichen damit sind die spezifischen Kosten einer Bereitstellung thermischer Energie aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen etwa in einer vergleichbaren Größenordnung. Sie werden wesentlich beeinflusst durch die geologischen Bedingungen, die u. a. für die Bohrtiefe (und damit die Bohrkosten, die hier vergleichsweise gering angesetzt wurden) und die Thermalwassertemperatur verantwortlich sind, und die Systemkonzeption (Integration einer Wärmepumpe und/oder eines BHKW's). Auch sind hier die Kosten für die Wärmeverteilnetze, die vergleichsweise gering angenommen wurden, und die Wärmenachfragedichte ergebnisbestimmend. Würden deshalb höhere Bohrkosten und insgesamt höhere Wärmeverteilungskosten unterstellt, würden die Wärmegestellungskosten frei Verbraucher merklich ansteigen und die einer Wärmebereitstellung mit Wärmepumpen deutlich übersteigen.
- Die Wärmegestellungskosten der tiefen Sonden liegen ebenfalls in einer ähnlichen Größenordnung. Kann eine schon vorhandene Altbohrung genutzt werden, sind sie günstiger als wenn extra eine Bohrung erstellt werden muss. Auch hier wurden günstige Rahmenbedingungen sowohl in bezug auf die Bohrkosten als auch die Wärmeverteilungskosten unterstellt. Sind diese sehr vielversprechenden Randbedingungen nicht gegeben, können sich die Wärmegestellungskosten deutlich erhöhen und unter ungünstigen Bedingungen ggf. auch das Niveau einer solarthermischen Wärmebereitstellung erreichen.

Sollen diese Optionen zu Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien einen größeren Beitrag im Energiesystem in Deutschland leisten, müssen sie – wenn keine energiepolitischen Maßnahmen getroffen bzw. keine administrativen Vorgaben gemacht werden – aus ökonomischer Sicht mit denen aus fossilen Energieträgern konkurrieren. Deshalb zeigt Abb. 10.7 zusätzlich die Gestehungskosten von Wärme aus Systemen, die mit den fossilen Energieträgern Heizöl extra leicht und Erdgas betrieben werden. Bei einem Vergleich der Kosten wird deutlich, dass eine Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern unter den hier zugrunde liegenden Randbedingungen im Bereich der kostengünstigsten Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energieträger liegt. Deutlich wird auch, dass gegenwärtig nur eine Nutzung der oberflächennahen Erdwärme Wärmegestellungskosten aufweist, die sicher im Bereich der von Systemen zur Nutzung fossiler Energieträger liegen. Eine Wärmebereitstellung aus Erdwärme (d. h. hydrothermale Erdwärme und tiefe Sonden) kann kostengünstig, aber auch sehr viel teurer sein. Diese Zusammenhänge spiegeln sich auch am Markt wieder. Systeme zur Nutzung der oberflächennahen

Erdwärme haben in den letzten Jahren – infolge dieser vergleichsweise günstigen Wärmegestehungskosten – eine deutlich weitergehende Verbreitung gefunden. Dies gilt aus den diskutierten Kostengründen nicht für Wärmepumpenanlagen zur Nutzung des Grundwassers und der Umgebungsluft und nicht für Systeme zur Nutzung der tiefen Erdwärme. Trotzdem ist die solarthermische Wärmebereitstellung – unabhängig von den hohen Kosten – durch erhebliche Zuwächse gekennzeichnet; dies dürfte – außer an den hier nicht betrachteten staatlichen Stützungsmaßnahmen – auch daran liegen, dass diese Art der Wärmebereitstellung für einen Hausbesitzer i. Allg. nicht mit so hohen absoluten Mehrkosten verbunden ist, dass er es sich aus Umwelt- und/oder Prestige Gründen nicht leisten kann.

Zusätzlich können die Wärmegestehungskosten auch für den Fall MFH miteinander verglichen werden (Abb. 10.8). Demnach ergibt sich hier grundsätzlich eine vergleichbare Tendenz, wenngleich sich die Systeme zur Nutzung fossiler Energieträger – infolge der höheren Wärmenachfrage und damit geringeren spezifischen Investitionskosten – deutlich kostengünstiger als die Varianten mit erneuerbaren Energieträgern darstellen. Demnach werden auch bei diesem Nachfragefall die bereits diskutierten Kostenrelationen deutlich. Infolge der höheren Wärmenachfrage verschieben sich dabei die Kosten einer Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Vorkommen und aus tiefen Sonden zu höheren Werten. Dies unterstreicht die bereits beim Nachfragefall EFH-II gemachten Aussagen.

Infolge der technischen Weiterentwicklung wird es zukünftig zu entsprechenden Veränderungen der spezifischen Wärmegestehungskosten kommen. Dabei sind die zu erwartenden Kostenänderungen zwischen den betrachteten Möglichkeiten jedoch unterschiedlich.

- Bei der Solarthermie sind keine signifikanten Kostenreduktionen zu erwarten. Trotzdem werden sich – wie in den vergangenen Jahren auch – im Zuge des technischen Fortschritts weitere Kostensenkungen realisieren lassen, sodass in den kommenden Jahren von tendenziell leicht fallenden solarthermischen Wärmegestehungskosten auszugehen sein wird.
- Ähnliches gilt auch für eine Wärmebereitstellung aus Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme mit Wärmepumpen. Auch hier sind die Kosten in den letzten Jahren tendenziell gefallen – bei weiter verbesserter Technik. Deshalb ist hier auch in den kommenden Jahren davon auszugehen, dass geringe Reduktionen der Investitionskosten am Markt realisiert werden können, die sich dann auch in entsprechend geringeren Wärmegestehungskosten bemerkbar machen dürften.
- Grundsätzlich vergleichbare Aussagen können auch in bezug auf eine Wärmebereitstellung aus hydrothormaler Erdwärme und aus tiefen Sonden gemacht werden. Solche Systeme sind – bei jedoch erheblichen Einflüssen der jeweiligen Gegebenheiten vor Ort – noch durch bestimmte Kostenreduktionspotenziale gekennzeichnet, die bei einer Marktausweitung ggf. in den kommenden Jahren erschlossen werden könnten. Diese Kostensenkungsmöglichkeiten dürften jedoch deutlich geringer sein als der durch die Standortgegebenheiten vorgegebene Kostenrahmen.

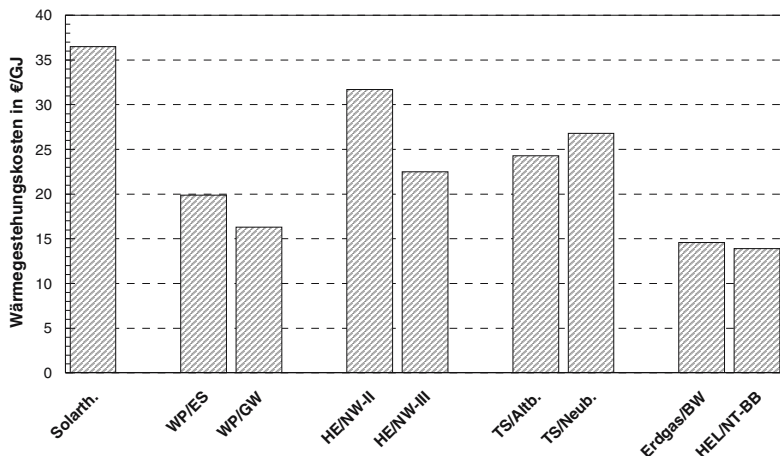


Abb. 10.8 Wärmegestehungskosten von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien und fossiler Energieträger als Backup-System für den Anwendungsfall MFH (zur Definition vgl. Kapitel 1.3) (Solarth. solarthermische Trinkwarmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung (Kapitel 4.3); WP/ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde (Kapitel 8.3); WP/GW Wärmepumpe mit Grundwasser (Kapitel 8.3); HE/NW-II hydrothermale Erdwärmennutzung mit Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.1.2); HE/NW-III hydrothermale Erdwärmennutzung mit Nahwärmenetz (NW-III) (Kapitel 9.1.2); TS/Altb. tiefe Sonde mit Altbohrung (Kapitel 9.2.2); TS/Neub. tiefe Sonde mit Neubohrung (Kapitel 9.2.2); Erdgas/BW Brennwertkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4); HEL/NT-BB Niederkessel mit Blaubrenner mit Heizöl extra leicht (Kapitel 1.4))

Ökologische Analyse. Nach wie vor bestimmen die mit der End- bzw. Nutzenergiebereitstellung verbundenen Umwelteffekte die öffentlichen Diskussionen. Deshalb werden im Folgenden ausgewählte Umweltkenngößen – jeweils unter Berücksichtigung vor- und nachgelagerter Prozesse – für die untersuchten Optionen einer Wärmebereitstellung exemplarisch für den Anwendungsfall EFH-II diskutiert.

Erschöpfliche Energieträger. Bei den untersuchten Wärmebereitstellungsmöglichkeiten aus regenerativen Energien – jeweils in Kombination mit fossilen Energieträgern, soweit deren Einsatz zur Deckung der definierten Versorgungsaufgabe zwingend notwendig ist – variiert der primärenergetisch bewertete kumulierte Energieaufwand an erschöpflichen (fossilen) Energieträgern innerhalb der einzelnen hier untersuchten Optionen (Abb. 10.9).

- Die solarthermisch unterstützte Wärmebereitstellung ist durch einen geringeren Verbrauch an erschöpflichen Energieträgern gekennzeichnet als eine ausschließliche Wärmebereitstellung durch konventionelle Anlagen auf der Basis fossiler Energieträger. Dieser Minderverbrauch an erschöpflichen Energieträgern einer solarthermisch unterstützten Wärmeerzeugung ist u. a. abhängig vom solaren Deckungsgrad (d. h. welcher Einsatz fossiler Energieträger durch Solar-

energie ersetzt wird) und vom zusätzlichen Materialeinsatz für die Solaranlage (d. h. vom Energieeinsatz für die Herstellung der Solaranlage).

- Die Nutzung von Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme ist durch einen stark variierenden Verbrauch an erschöpflichen (fossilen) Energieträgern gekennzeichnet. Er wird – bei ansonsten näherungsweise vergleichbaren Wärmepumpensystemen und aufgrund der Tatsache, dass die Energiebilanz hier durch den Anlagenbetrieb dominiert wird – primär von der jeweils erreichbaren Jahresarbeitszahl bestimmt. Beispielsweise liegt die Jahresarbeitszahl bei Außenluftwärmepumpen bei 2,37 bis 2,65; dies ergibt unter Berücksichtigung des Einsatzes erschöpflicher Energieträger für die Strombereitstellung nach dem deutschen Strommix (Kapitel 1.3) einen insgesamt höheren Verbrauch erschöpflicher Energieträger als bei einer Wärmebereitstellung aus mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen. Dies ist bei einer höheren Jahresarbeitszahl, wie sie beispielsweise bei Erdreich- und Grundwasser-gekoppelten Systemen mit 3,59 bis 4,00 erreicht werden kann, nicht mehr der Fall; hier kann im Vergleich zu einer Wärmebereitstellung aus fossilen Energieträgern in der Tat fossile Primärenergie eingespart werden.
- Die Bereitstellung thermischer Energie aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen ist durch einen geringen Aufwand an erschöpflichen Energieträgern für Betrieb (Stromnachfrage für den Betrieb der Umwälzpumpen) und einen etwa gleich großen Anteil für Bau und Betrieb gekennzeichnet. Bei der Betrachtung der gesamten Wärmebereitstellung wird damit die Abhängigkeit vom geothermischen Deckungsgrad (d. h. dem Anteil der Wärme, die aus dem Untergrund stammt, zu der gesamten gelieferten Wärme) ersichtlich (NW-II 85 %, NW-III 50,6 %). In Summe ist deshalb – durch den Ersatz fossiler Energieträger durch Erdwärme, der durch den Mehrenergieeinsatz zur Erstellung der geothermischen Heizzentrale nicht aufgewogen wird – der Verbrauch an erschöpflichen Energieträgern im Vergleich zu den ausschließlich mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen geringer.
- Der Aufwand an erschöpflichen Energieträgern ist bei den tiefen Sonden durch den Energieverbrauch im Betrieb (Wärmepumpe, Umwälzpumpe, Zusatzheizung) geprägt. Die über den Deckungsgrad von 43,6 % hinausgehende Energienachfrage wird mit Heizöl extra leicht (HEL) gedeckt. Der Gesamtaufwand an erschöpflichen Energieträgern liegt hier in der gleichen Größenordnung wie der für die konventionellen mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen, da die Einkopplung der Erdwärme in das Versorgungssystem nur mit Hilfe einer Wärmepumpe möglich ist; sie wird mit elektrischer Energie betrieben, die wiederum durch einen vergleichsweise hohen Verbrauch erschöpflicher Energieträger gekennzeichnet ist.

An diesen grundsätzlichen Zusammenhängen und Relationen wird sich in Zukunft wenig ändern. Jedoch ist zu erwarten, dass infolge zunehmend effizienterer Energiesysteme und verbesserter Wärmebereitstellungsanlagen der Verbrauch erschöpflicher Energieträger bei allen Optionen insgesamt merklich zurück gehen wird. Ersteres gilt insbesondere für die Wärmepumpenoptionen, deren Energiebi-

lanz primär durch die zum Betrieb eingesetzte elektrische Energie dominiert werden; wird die Strombereitstellung effizienter (wie es in der Vergangenheit der Fall war), dann verbessert sich auch die entsprechende Energiebilanz. Letzteres kommt dann zum tragen, wenn – wie in der Vergangenheit – die Anlagen zur Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien weniger materialintensiv – und damit letztlich auch kostengünstiger – mit verbesserten Wirkungs- bzw. Systemnutzungsgraden hergestellt werden.

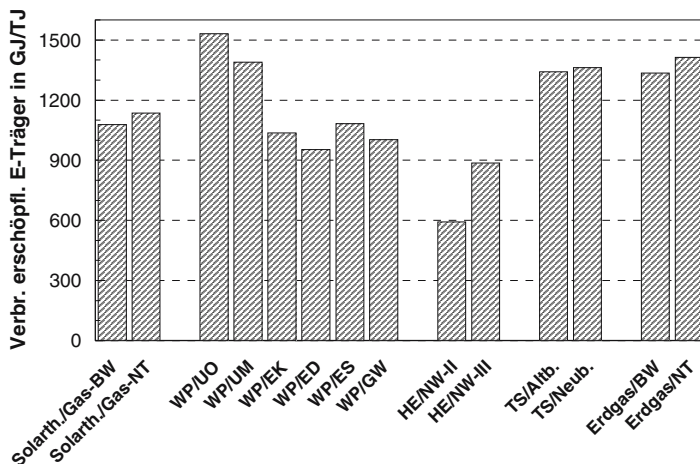


Abb. 10.9 Verbrauch erschöpflicher Energieträger von Anlagen zur Wärmebereitstellung zur Deckung der Versorgungsaufgabe EFH-II (zur Definition vgl. Kapitel 1.3) (Solarth. solarthermische Trinkwarmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung mit Erdgas-Brennwertkessel (Gas-BW) bzw. Erdgas-Niedertemperaturkessel (Gas-NT) als Backup-System (Kapitel 4.3); WP/ÜO Umgebungsluftwärmepumpe ohne Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/UM Wärmepumpe mit Umgebungsluft und Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole (Kapitel 8.3); WP/ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (Kapitel 8.3); WP/ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde (Kapitel 8.3); WP/GW Wärmepumpe mit Grundwasser (Kapitel 8.3); HE/NW-II hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.1.2); HE/NW-III hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-III) (Kapitel 9.1.2); TS/Altb. tiefe Sonde mit Altbohrung (Kapitel 9.2.2); TS/Neub. tiefe Sonde mit Neubohrung (Kapitel 9.2.2); Erdgas/BW Brennwertkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4); Erdgas/NT Niedertemperaturkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4))

CO₂-Äquivalente. Diese Relationen der energetischen Kenngrößen der einzelnen Techniken finden sich auch in den im Lebenswegverlauf spezifischen kumulierten Emissionen an Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) – umgerechnet in CO₂-Äquivalente wieder (Abb. 10.10).

- Die solarthermisch unterstützte Wärmebereitstellung zeigt infolge der eingekoppelten Sonnenenergie etwas geringere Klimagasemissionen als die ausschließlich mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen.

- Die Wärmepumpensysteme liegen in Abhängigkeit von der Jahresarbeitszahl bei Anlagen zur Nutzung der Umgebungsluft über und bei Anlagen zur Nutzung von Erdreich und Grundwasser unter den Emissionen der mit fossilen Energieträgern betriebenen Wärmebereitstellungssystemen.

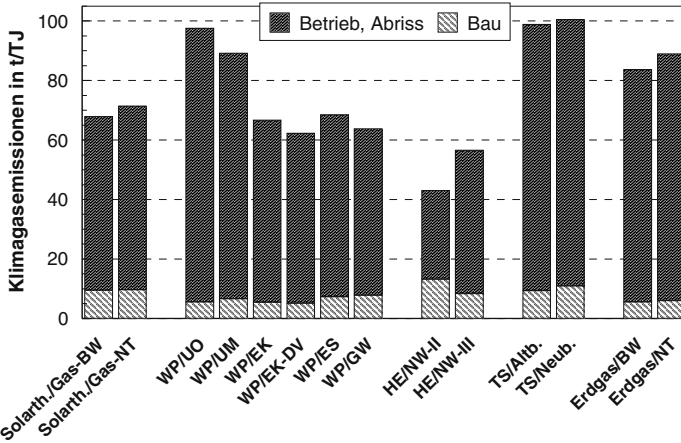


Abb. 10.10 CO₂-Äquivalent-Emissionen zur Deckung der Versorgungsaufgabe EFH-II (zur Definition vgl. Kapitel 1.3) (Solarth. solarthermische Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit Erdgas-Brennwertkessel (Gas-BW) bzw. Erdgas-Niedertemperaturkessel (Gas-NT) als Backup-System (Kapitel 4.3); WP/Umgebungsluft Wärmepumpe ohne Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/UM Wärmepumpe mit Umgebungsluft und Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole (Kapitel 8.3); WP/ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (Kapitel 8.3); WP/ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde (Kapitel 8.3); WP/GW Wärmepumpe mit Grundwasser (Kapitel 8.3); HE/NW-II hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.1.2); HE/NW-III hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-III) (Kapitel 9.1.2); TS/Altbo. tiefe Sonde mit Altbohrung (Kapitel 9.2.2); TS/Neub. tiefe Sonde mit Neubohrung (Kapitel 9.2.2); Erdgas/BW Brennwertkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4); Erdgas/NT Niedertemperaturkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4))

- Im Vergleich mit allen anderen hier untersuchten Optionen weist die Bereitstellung thermischer Energie aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen bei den untersuchten geothermischen Deckungsgraden von 85 bzw. 50,6 % die geringsten CO₂-Äquivalent-Emissionen auf.
- Bei den Wärmebereitstellungssystemen auf der Basis tiefer Sonden wird elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpe und zur Deckung der Spitzenlast Heizöl extra leicht benötigt. Demgegenüber werden die mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen mit Erdgas betrieben, das durch spezifisch geringe CO₂-Emissionen gekennzeichnet ist. Deshalb liegen die Klimagasemissionen einer Erdwärmenutzung hier höher.

Deutlich wird in Abb. 10.10 auch, dass die Klimagasemissionen der hier untersuchten Systeme dominiert werden durch den Betrieb der jeweiligen Anlage. Der

Bau trägt i. Allg. nur wenig zu den gesamten freigesetzten CO₂-Äquivalenten bei. Diese Dominanz der Emissionen aus dem Betrieb liegt im Wesentlichen darin begründet, dass alle hier betrachteten Systeme zu einem mehr oder weniger großen Anteil fossile Energieträger (einschließlich elektrischer Energie, die ebenfalls u. a. aus fossilen Energieträger bereitgestellt wird) einsetzen.

Diese aufgezeigten Größenordnungen und Zusammenhänge werden sich zukünftig im Zuge des technischen Fortschritts hin zu geringeren Freisetzungen an CO₂-Äquivalenten verändern. Zum Einen werden fossile Energieträger (einschließlich elektrische Energie) zunehmend mit geringeren Klimagasfreisetzungen bereitgestellt. Zum Anderen werden die Wärmebereitstellungssysteme selbst effizienter.

SO₂-Äquivalente. Das Verhältnis der CO₂-Äquivalent-Emissionen zwischen den betrachteten Anlagen zur Wärmebereitstellung gilt eingeschränkt auch für die SO₂-Äquivalent-Emissionen (kumulierte Emissionen an Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x), Ammoniak (NH₃) und Chlorwasserstoff (HCl)). Wärmebereitstellungssysteme mit einer entsprechenden Stromnachfrage liegen dabei aufgrund der im Vergleich zu den betrachteten Erdgas-befeuerten konventionellen Anlagen höheren SO₂-Äquivalent-Emissionen der Stromerzeugung relativ höher. Deshalb weisen die ausschließlich gasbefeuerten Anlagen – u. a. aufgrund fast nicht gegebener SO₂-Emissionen im Betrieb – die geringsten SO₂-Äquivalent-Emissionen auf (Abb. 10.11).

- Die solarthermisch unterstützte Wärmebereitstellung ist daher durch geringfügig höhere Emissionen als die ausschließlich mit Erdgas befeuerten Anlagen gekennzeichnet.
- Die Wärmepumpensysteme zeigen aufgrund der Stromnachfrage alle merklich höhere SO₂-Äquivalent-Emissionen als die mit Erdgas betriebenen Vergleichssysteme.
- Die Bereitstellung thermischer Energie aus hydrothermalen Erdwärmeverkommen weist bei den unterstellten geothermischen Deckungsgraden ähnliche SO₂-Äquivalent-Emissionen auf wie die solarthermisch unterstützten Anlagen.
- Bei den tiefen Sonden liegen die SO₂-Äquivalent-Emissionen – aufgrund der Emissionen aus dem Einsatz des Heizöls (Spitzenlastkessel) und der Stromnachfrage der Wärmepumpe – merklich höher als bei den mit fossilem Erdgas befeuerten Anlagen.

An diesen grundsätzlichen Zusammenhängen dürfte sich auch zukünftig wenig ändern, wenn auch – aus Gründen, wie sie bereits diskutiert wurden – zu erwarten ist, dass das Emissionsniveau insgesamt zurück gehen wird.

SO₂- und NO_x-Emissionen. Dieses Verhältnis der SO₂-Äquivalent-Emissionen aller betrachteten Varianten zur Wärmebereitstellung gilt annähernd auch für die SO₂- und die NO_x-Emissionen. Dementsprechend liegen die solarthermisch und hydrothermal unterstützten Systeme auf einem ähnlich tiefen Niveau wie die konventionellen mit Erdgas befeuerten Systeme. Wärmepumpen und tiefe Sonden weisen dagegen wesentlich höhere Emission auf.

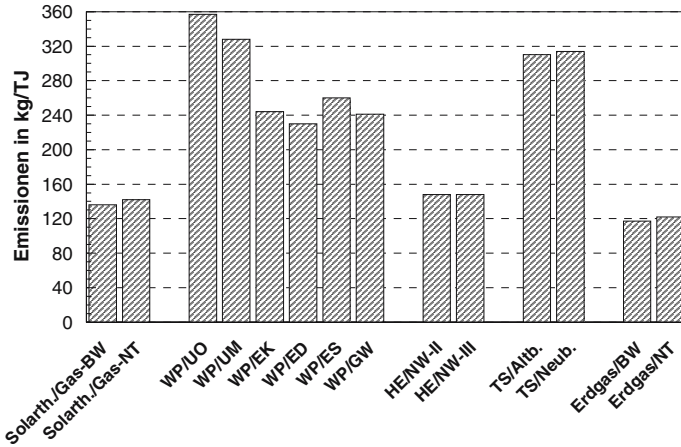


Abb. 10.11 SO₂-Äquivalent-Emissionen zur Deckung der Versorgungsaufgabe EFH-II (zur Definition vgl. Kapitel 1.3) (Solarth. solarthermische Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit Erdgas-Brennwertkessel (Gas-BW) bzw. Erdgas-Niedertemperaturkessel (Gas-NT) als Backup-System (Kapitel 4.3); WP/EO Umgebungs-luftwärmepumpe ohne Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/UM Wärmepumpe mit Umgebungs-luft und Luftvorwärmung (Kapitel 8.3); WP/EK Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Sole (Kapitel 8.3); WP/ED Wärmepumpe mit Erdwärmekollektor-Direktverdampfung (Kapitel 8.3); WP/ES Wärmepumpe mit Erdwärmesonde (Kapitel 8.3); WP/GW Wärmepumpe mit Grundwasser (Kapitel 8.3); HE/NW-II hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-II) (Kapitel 9.1.2); HE/NW-III hydrothermale Erdwärmenutzung mit Nahwärmenetz (NW-III) (Kapitel 9.1.2); TS/Altb. tiefe Sonde mit Altbohrung (Kapitel 9.2.2); TS/Neub. tiefe Sonde mit Neubohrung (Kapitel 9.2.2); Erdgas/BW Brennwertkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4); Erdgas/NT Niedertemperaturkessel mit Erdgas (Kapitel 1.4))

10.2.4 Potenziale und Nutzung

Potenziale. Entsprechend der bisherigen Vorgehensweise wird auch bei dem folgenden Vergleich der Potenziale zwischen dem theoretischen Potenzial, dem technischen Angebots- bzw. Wärmeerzeugungspotenzial und dem technischen Nachfrage- bzw. Endenergiepotenzial unterschieden.

Theoretisches Potenzial. Die theoretischen Potenziale einer solarthermischen Wärmebereitstellung, einer Wärmebereitstellung aus Umgebungsluft und oberflächennahem Erdreich sowie einer Wärmebereitstellung aus hydrothormaler Erdwärme, mit tiefen Sonden und mit der HDR-Technologie in Kraft-Wärme-Kopplung zeigt Tabelle 10.6.

Tabelle 10.6 Potenziale verschiedener Wärmebereitstellungsoptionen (zur Einordnung: Nachfrage nach Raumwärme, Warmwasser und sonstige Prozesswärme in Deutschland ca. 5 378 PJ im Jahr 2002)

	Theoretisches Potenzial in EJ/a	Technisches Angebotspotenzial in PJ/a	Technisches Nachfragepotenzial in PJ/a	Nutzung in PJ/a
Solarthermische Wärmegegewinnung	ca. 1 285	2 300 – 4 600	148 (Konzept I ^a) 502 (Konzept II ^b) 770 (Konzept III ^c)	9
Umgebungsluft	(133 PJ ^d)	°	1 800	3 ⁱ
Oberflächennahe	390	1 880	3 052	6 ⁱ
Erdwärmenutzung				
Hydrothermale	16 ^f	5 140	1 175	0,4
Erdwärmenutzung				
Erdwärmenutzung mit tiefen Sonden	1 200 ^g	3 010	2 061	0,006
Erdwärmenutzung mit HDR-Technik	1 200 ^g	12 300 (321 TWh/a ^h)	2 530 (66 TWh/a ^h)	

^a solarthermische Systeme zur Deckung der Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage (unter 100 °C); ^b dezentrale solarthermische Systeme zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage; ^c solarthermisches Nahwärmesystem zur Deckung der Raumwärme-, Trinkwarmwasser- und Prozesswärmenachfrage mit saisonaler Speicherung; ^d Potenzial kann theoretisch beliebig oft aus der Umgebungsluft entzogen werden; ^e da der Umgebungsluft nur unter Berücksichtigung technischer Restriktionen nahezu beliebig viel Energie entzogen werden kann, ist bisher keine sinnvolle Angabe des technischen Angebotspotenzials möglich; ^f unterstellte Nutzungsdauer von 100 Jahren; ^g unterstellte Nutzungsdauer von 1 000 Jahren; ^h bei stromgeführtem Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Niedertemperaturwärme; ⁱ nur regenerativer Anteil (d. h. gesamte Wärmebereitstellung um etwa 30 bis 35 % höher), Aufteilung zwischen Umgebungsluft und oberflächennaher Erdwärme geschätzt.

Demnach wird auf die Gebietsfläche Deutschlands ein Energiepotenzial von rund 1 285 EJ/a eingestrahlt, das mit solarthermischen Anlagen theoretisch genutzt werden könnte. Geringer ist das theoretische Potenzial der oberflächennahen Erdwärme; es liegt bei rund 390 EJ/a. In einer ähnlichen Größenordnung würde sich auch das theoretische Potenzial der Umgebungsluft bewegen, wenn unterstellt wird, dass die 133 PJ entziehbare Wärme in Deutschland acht mal pro Tag im Verlauf des Jahres entzogen werden würde.

Demgegenüber beträgt der zugängliche Energievorrat der Erde unter der Fläche Deutschlands bis zu einer Tiefe von 10 000 m etwa 1 200 000 EJ bzw. 1 200 EJ/a bei einer unterstellten (nachhaltigen) Nutzungsdauer von 1 000 Jahren; dieses Energiepotenzial könnte sowohl mit der HDR-Technologie (hier in Kraft-Wärme-Kopplung) als auch mit tiefen Sonden erschlossen und genutzt werden. Verglichen damit ist das theoretische Potenzial einer hydrothermalen Erdwärmenutzung geringer, da nutzbare Heißwasseraquifere nur unter rund 35 % der Gebietsfläche Deutschlands sicher vermutet werden und mit hydrothermalen Heizwerken nur ein Teil der insgesamt im Untergrund vorhandenen Wärme auch genutzt werden kann.

Technische Angebotspotenziale (Wärmeerzeugungspotenziale). Aus dem theoretischen Potenzial können unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen (u. a. Flächenverfügbarkeit für eine Anlageninstallation, derzeit erreichbare Systemnutzungsgrade, realisierbare Bohrtiefen) die in Tabelle 10.6 ebenfalls dargestellten technischen Angebots- bzw. Wärmeerzeugungspotenziale abgeschätzt werden.

Demnach verfügen alle hier untersuchten Optionen einer Wärmebereitstellung über technische Angebotspotenziale in einer beachtlichen Größenordnung. Die in Kraft-Wärme-Kopplung bei der HDR-Technik anfallende Niedertemperaturwärme in der Größenordnung von etwa 12,3 EJ/a übersteigt dabei die entsprechende Nachfrage in Deutschland um mehr als den Faktor 2. Aber auch die hydrothermale Erdwärmenutzung, die Erdwärmenutzung mit tiefen Sonden und die solarthermische Wärmeengewinnung sind durch durchaus erhebliche Potenziale gekennzeichnet. Das Potenzial einer hydrothermalen Erdwärmenutzung übersteigt das der tiefen Sonden, da bei letzteren – obwohl sie grundsätzlich auf der gesamten Fläche Deutschlands genutzt werden könnten – der Wärmeentzug aus dem Untergrund sich auf den natürlichen Wärmestrom beschränkt; bei Systemen zur Nutzung hydrothermalen Erdwärme kann – da es sich grundsätzlich um offene Systeme handelt – aus technischer Sicht deutlich mehr Wärme dem Untergrund entzogen werden.

Verglichen damit sind die technischen Angebotspotenziale der oberflächennahen Erdwärmenutzung etwas geringer, aber immer noch vergleichsweise hoch. Dabei kann bei der oberflächennahen Erdwärmenutzung grundsätzlich ebenfalls die gesamte Fläche Deutschlands genutzt werden; jedoch ist hier die flächenspezifisch jeweils gewinnbare Energie gegenüber der mit Hilfe tiefer Erdwärmesonden gewinnbaren Energie geringer.

Bei einer regionalen Betrachtung der technischen Angebotspotenziale wird deutlich, dass innerhalb der gesamten Bundesrepublik Deutschland hohe Potenziale fast aller untersuchten Optionen gegeben sind. Trotzdem gibt es regionale Unterschiede. Dies begründet sich primär durch die Potenziale hydrothermalen Erdwärme, die hauptsächlich nur im Norddeutschen Becken, im Molassebecken sowie im Oberrheingraben sicher vorkommen. Zusätzlich dazu ist zwar das solare Strahlungsangebot innerhalb der gesamten Bundesrepublik Deutschland verfügbar; jedoch sind die Strahlungsleistungen im Süden der Republik im Durchschnitt geringfügig höher. Daraus resultiert bei einem regional ungefähr gleich verteiltem Dach- bzw. Freiflächenpotenzial eine entsprechend (geringfügig) höhere potenzielle Wärmebereitstellung in Süddeutschland. Im Unterschied dazu sind die anderen betrachteten Optionen grundsätzlich nicht regional beschränkt; dies gilt prinzipiell auch für die HDR-Technik, obwohl es Gebiete gibt, die infolge eines überdurchschnittlichen geothermischen Gradienten (z. B. Oberrheingraben) für den Einsatz dieser Technologie prädestinierter sind als Gebiete mit einem durchschnittlichen oder sogar unterdurchschnittlichen Gradienten. Die regionale Verteilung des technischen Angebotspotenzials tiefer und oberflächennaher Erdwärmesonden sowie dach- und gebäudenah freiflächenmontierter Solarthermieanlagen wird dabei im Wesentlichen durch die Siedlungs- bzw. Gebäudebestandsdichte bestimmt. In

Großstädten (u. a. Berlin, Hamburg) und Verdichtungsräumen (z. B. Ruhrgebiet, Rhein-Main-Gebiet, Mittlerer Neckarraum) sind i. Allg. hohe und in den eher ländlich strukturierten Gebieten (z. B. Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein) tendenziell geringe technische Potenziale gegeben. Für die Nutzung von Erdwärmesonden und für die Nutzung hydrothormaler Erdwärme muss dabei aber berücksichtigt werden, dass ausreichend Platz für das Niederbringen der Bohrungen gegeben sein muss. Stadtkerne, Altstädte und andere urbane Verdichtungsräume sind demnach für eine Erdwärmenutzung weniger gut geeignet. Die solarthermischen Wärmeergezeugungspotenziale auf Freiflächen korrelieren dabei näherungsweise mit der gebäudenahen landwirtschaftlichen Nutzfläche als potenzielle Gebiete für eine Kollektorinstallation. Ackerflächen sind zwar nahezu überall in Deutschland verfügbar, nehmen aber in eher ländlichen Gegenden mit geringem Waldanteil überdurchschnittlich hohe Anteile ein; dies führt in solchen Gebieten zu einem entsprechend hohen technischen Angebotspotenzial.

Zusammengenommen liegt das technische Angebotspotenzial einer Wärmeergezeugung aus Solar- und Erdwärme zwischen rund 24 600 PJ/a und ca. 26 900 PJ/a. Dieses Erzeugungspotenzial übersteigt damit die Nachfrage nach Niedertemperaturwärme in Deutschland um rund eine Größenordnung.

Dieses Potenzial wird sich in Zukunft infolge steigender Wirkungs- und Systemnutzungsgrade tendenziell zu geringfügig höheren Werten verschieben. An der Größenordnung, durch die dieses Wärmebereitstellungspotenzial insgesamt gekennzeichnet ist, dürfte sich aber nur wenig ändern.

Technische Endenergiepotenziale (Nachfragepotenziale). Aufgrund der hohen Angebotspotenziale, die zusammengenommen die derzeitige Niedertemperaturwärmenachfrage in Deutschland deutlich übersteigen, ist die jeweils aus technischer Sicht deckbare Nachfrage (d. h. das Nachfragepotenzial) eine Größe, der eher energiewirtschaftliche Relevanz zukommt. Deshalb zeigt Tabelle 10.6 zusätzlich das jeweilige technische Nachfragepotenzial. Dabei muss beachtet werden, dass die ausgewiesenen Potenziale die gleiche Wärmenachfrage decken und damit nicht addiert werden dürfen; die gegebene Niedertemperaturwärmenachfrage kann z. B. nur geothermisch oder nur solarthermisch (oder in Kombination der beiden Möglichkeiten) – und damit nur einmal – gedeckt werden.

Von den dargestellten Optionen ist die Solarthermie durch die geringsten Potenziale gekennzeichnet; dies liegt begründet an der weitgehenden Antikorreliertheit von solarem Energieangebot und Energienachfrage und den bisher nur eingeschränkten (technisch und ökonomisch darstellbaren) saisonalen Speichermöglichkeiten für Niedertemperaturwärme. Durch die Möglichkeiten zur Nutzung der Umgebungsluft und der Erdwärme könnte demgegenüber eine Wärmemenge in Deutschland bereitgestellt werden, die bei allen untersuchten Optionen z. T. deutlich über 1 000 PJ/a liegt; auch ist diese Wärme (nahezu) im Verlauf des gesamten Jahres verfügbar. Damit kommt diesen Optionen eine erhebliche energiewirtschaftliche Relevanz zu.

Die Unterschiede zwischen den Nachfragepotenzialen zwischen der Wärmebereitstellung mit hydrothormaler Erdwärme und mit tiefen Sonden liegen darin begründet, dass letztere innerhalb der gesamten Fläche der Bundesrepublik Deutschland genutzt werden könnten. Im Unterschied dazu ist eine hydrothermale Erdwärmennutzung nur auf einem (kleineren) Teil der Gebietsfläche Deutschlands nutzbar. Dabei bedienen eine oberflächennahe Erdwärmennutzung, eine Erdwärmennutzung mit tiefen Sonden und beispielsweise mit der HDR-Technik jeweils unterschiedliche Wärmemärkte (d. h. oberflächennahe Erdwärmennutzung: dezentrale Lösungen tendenziell für Ein- und Mehrfamilienhäuser; tiefe Sonden: Lösungen mit Nahwärmenetzen; HDR-Technik: Lösungen mit Fernwärmenetzen im MW-Bereich). Daraus resultieren die in Tabelle 10.6 deutlich werdenden Unterschiede in der absoluten Höhe der technischen Nachfragepotenziale.

Zusammengenommen erreichen damit diese Optionen eine durchaus energie-wirtschaftlich relevante Größenordnung. Grundsätzlich kann die gesamte deckbare Niedertemperaturwärmennachfrage durch die hier analysierten Möglichkeiten einer Wärmebereitstellung aus regenerativen Energien in Deutschland auch gedeckt werden.

Zukünftig werden sich diese Nachfragepotenziale verändern, sofern es zu einem Anstieg – oder einem Rückgang – der Niedertemperaturwärmennachfrage in Deutschland kommt. Dabei sind zwei unterschiedliche und gegenläufige Tendenzen zu beobachten. Einerseits nimmt die statistisch pro Einwohner bewohnte (Wohn-)Fläche nach wie vor zu; damit steigt auch die entsprechende Nachfrage nach Niedertemperaturwärme. Andererseits nimmt die spezifische Wärmennachfrage des vorhandenen Gebäudebestandes infolge zunehmend besserer Wärmedämmung aufgrund verschärfter gesetzlicher Vorgaben (d. h. Wärmeschutzverordnung) ab. Wird unterstellt, dass sich die Auswirkungen dieser gegenläufigen Trends auf die Nachfragepotenziale weitgehend ausgleichen, ist zukünftig von keinen wesentlichen Veränderungen beim technischen Nachfragepotenzial auszugehen.

Nutzung. Verglichen mit den durchaus erheblichen technischen Potenzialen ist die Nutzung der betrachteten Optionen nach wie vor relativ gering.

Die solarthermische Wärmegewinnung trägt zu einem sehr geringen Teil zur Deckung der Niedertemperaturwärme in Deutschland bei. Ende 2004 lag die gesamte installierte Kollektorfläche – bei deutlich steigender Tendenz – etwa bei rund 6,5 Mio. m². Werden mittlere Energieerträge für die entsprechenden Anlagen unterstellt, errechnet sich eine nutzbar abgegebene Wärme von etwa 9 PJ/a (Tabelle 10.6).

Die Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme mithilfe von Wärmepumpen leistet einen etwa vergleichbaren Beitrag zur Deckung der Niedertemperaturwärmennachfrage. In Deutschland wurden 2004 etwa 90 000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Anschlussleistung von ca. 510 MW betrieben (nur Heizwasser). Diese Anlagen stellen geschätzte 12 PJ/a zur Deckung der Nutzenergienachfrage bereit; davon stammen etwa 9 PJ/a aus regenerativer Wärme

(und davon rund zwei Drittel aus dem oberflächennahen Erdreich und etwa ein Drittel aus der Umgebungsluft).

Auch der Beitrag der hydrothermalen Erdwärmennutzung im Energiesystem Deutschland ist gering. Ende 2004 waren geothermische Anlagen mit einer thermischen Leistung des Erdwärmeteils der jeweiligen Anlage von knapp 50 MW – d. h. ohne den mit fossilen Brennstoffen gefeuerten Spitzenlastanlagen – installiert. Die mit diesen Anlagen bereitgestellte thermische Energie am Anlagenausgang (Endenergie) lag maximal bei geschätzten 0,6 PJ/a.

Auch tiefe Erdwärmesonden werden derzeit in Deutschland kaum genutzt. Zu Demonstrationszwecken wurde beispielsweise in Prenzlau eine tiefe Erdwärmesonde mit einer thermischen Leistung im Geothermieteil zwischen 300 und 500 kW in eine ehemalige Hydrothermalbohrung eingebaut. Wird von einer mittleren Geothermieleistung und von rund 4 000 Volllaststunden ausgegangen, errechnet sich eine bereitgestellte Energie aus Erdwärme von rund 5,8 TJ/a.

Erdwärme mit Hilfe der HDR-Technik wird aufgrund der noch nicht großtechnisch verfügbaren Technik bisher nicht genutzt.

Diese derzeit geringe Nutzung dürfte sich – wie auch in der Vergangenheit – in den nächsten Jahren erhöhen. Dabei sind aber signifikante Unterschiede zu erwarten.

- Die Nutzung solarthermischer Wärme wird zukünftig infolge der staatlichen Unterstützung einerseits und des für einen potenziellen Betreiber mit dem Betrieb einer Solaranlage verbundenen Prestigegewinnns andererseits weiter zunehmen. Damit setzt sich der Trend der vergangenen Jahre fort. Dies wird auch dadurch unterstützt, dass die Mehrkosten der solarthermischen Wärmegewinnung für einen potenziellen Anlagenbetreiber dann moderat sind, wenn Anlagen zur Trinkwarmwassererwärmung installiert werden.
- Ähnliches gilt grundsätzlich auch für Anlagen zur Nutzung der Umgebungsluft und der oberflächennahen Erdwärme. Auch hier ist – ähnlich wie in den letzten Jahren – von einer weiteren Zunahme der installierten Wärmepumpenanlagen auszugehen. Dies liegt u. a. an den in den letzten Jahren deutlich gesunkenen Preisen für Wärmepumpen. Dabei wird sich der bereits deutlich erkennbare Trend fortsetzen, dass Neuanlagen tendenziell eher die oberflächennahe Erdwärme und weniger die Umgebungsluft nutzen, da erstere Wärmequelle durch technische, ökonomische und ökologische Vorteile gekennzeichnet ist.
- Bei der hydrothermalen Erdwärme ist in der nahen Zukunft nicht von einer deutlich weitergehenden Nutzung zur ausschließlichen Wärmebereitstellung auszugehen. Dies liegt außer an den hohen Energiebereitstellungskosten auch an der Anlagengröße im MW-Bereich, welche i. Allg. die Notwendigkeit eines (teuren) Wärmeverteilnetzes bedingt. Deshalb erscheint eine weitergehende hydrothermale Erdwärmennutzung nur dann sinnvoll, wenn ein Verteilnetz vorhanden oder eine Wärmeverteilung nicht benötigt wird (z. B. industrieller Nachfrager); derartige Anwendungsfälle sind jedoch selten. Demgegenüber könnte Niedertemperaturwärme, die als Abwärme an geothermischen Heizkraftwerken anfällt, – bewahrheiten die sich derzeit abzeichnenden Entwicklungen –

in Zukunft zumindest einen kleinen Beitrag zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland leisten. Dazu muss jedoch die Technik zur Kraft-Wärme-Kopplung aus Erdwärme weiterentwickelt und deutlich verbessert werden.

- Demgegenüber werden tiefe Erdwärmesonden zukünftig keinen signifikant weitergehenden Beitrag zur Deckung der Energienachfrage in Deutschland leisten können. Dies liegt primär an den relativ hohen Kosten, durch die diese Möglichkeit einer Energiebereitstellung – auch bei günstigen Rahmenbedingungen – gekennzeichnet ist.

Anhang A – Nutzung der Energien des Meeres

A.1 Wellennutzung

Eine hauptsächlich von der Windenergie induzierte Energieform ist die Wellenenergie. Wellen enthalten damit sowohl potenzielle als auch kinetische Energie. Dabei ist für idealisierte Tiefwasserwellen ohne Bodenreibung die Gesamtleistung einer auf 1 m Breite normierten Welle direkt proportional dem Produkt aus Wellenhöhe zum Quadrat und der Wellenperiode.

Wird für diese Verknüpfung von Wellenhöhe und -periode ein sogenanntes Standardspektrum zugrunde gelegt, kann die Leistung bzw. die Energie der Wellen in Abhängigkeit von Höhe bzw. Frequenz ermittelt werden. Beispielsweise sind an der deutschen Nordseeküste Wellenhöhen von 1,5 m bei einer mittleren Wellenperiode von 6,2 s typisch. Daraus ergibt sich eine signifikante Wellenhöhe von 2,11 m und eine Gesamtleistung der Welle von etwa 14 kW/m Wellenfront. Gelingt es also im theoretischen Maximalfall, die gesamte Energie einer Wellenfront von der Länge der deutschen Nordseeküste (ca. 250 km) zu nutzen, könnten diesen modellhaften theoretischen Überlegungen zufolge ca. 3,6 GW Leistung bereitgestellt werden /A-1/.

Aufgrund dieses doch erheblichen Energiepotenzials wird die Nutzung der Wellenenergie zur Stromerzeugung seit vielen Jahrzehnten erforscht. Dabei wurden eine Vielzahl unterschiedlicher Vorschläge erarbeitet, die diese Möglichkeit zur Nutzung regenerativer Energien in der öffentlichen Wahrnehmung teilweise in den Bereich des Unseriösen hat abdriften lassen. Konsequenter und langjähriger Einsatz einiger Forscherteams und erste technische Erfolge führen hier jedoch allmählich zu einem Umdenken.

Bei Systemen zur Nutzung der Wellenenergie ist grundsätzlich zu beachten, dass sie sich auch zum Schutz der Küste einsetzen lassen. Da die Energie bei solchen Systemen nicht nur reflektiert bzw. dissipiert, sondern dem Meer entnommen und in Strom umgewandelt wird, ließe sich so auch der Küstenschutz verbessern. Eine derartige Kopplung von Energiegewinnung und Küstenschutz könnte eine Möglichkeit darstellen, die Wellenenergienutzung auch ökonomisch attraktiv zu machen.

Prinzipiell ist die Umsetzung der Bewegung der Meereswellen in eine mechanisch nutzbare Bewegung trivial. Wird das Prinzip des Kolbenmotors „umgedreht“, kann die Bewegung eines Schwimmkörpers auf den Wellen (der den Kol-

ben ersetzt) über einen Pleuelantrieb eine Welle in Drehung versetzen, die dann einen Generator antreibt.

Die grundsätzliche Umsetzbarkeit dieses Grundprinzips wurde bereits demonstriert /A-3/, /A-4/. Ziel von Anlagen zur Wellenenergienutzung ist damit nicht zu zeigen, dass man Wellenenergie in Strom umwandeln kann. Vielmehr muss elektrische Energie zu moderaten Kosten technisch zuverlässig bereitgestellt werden. In der Realität scheidet das bisher meist an einer Vielzahl von Anforderungen, die sich wie folgt zusammenfassen lassen.

- Die hydraulische Optimierung im Hinblick auf einen optimalen Wirkungsgrad ist unumgänglich. Wird z. B. nur die Auf- und Abbewegung genutzt, werden 50 % der in der Welle enthaltenen Energie verschenkt. Hier gibt es bereits Konstruktionsprinzipien, die grundsätzlich die Gesamtenergie nutzen könnten.
- Auch eine Optimierung auf Überlebensfähigkeit ist für eine derartige Anlagen notwendig, um auch die „Jahrhundertwelle“ zu überleben. Ein Wellenenergie-wandler ist z. B. auf die Nutzung von Wellen mit 1 m Höhe ausgelegt und erzeugt hiermit vermarktbareren Strom. Gleichzeitig muss er aber darauf ausgelegt werden, Wellen zu überstehen, die etwa zehn Mal so groß sind wie die genutzten Wellen. Das wäre in diesem Fall eine 10 m hohe Welle, die das 100-fache an Wellenenergie enthält. Dies bedingt entsprechende Konstruktionskosten.
- Die Konstruktion muss betriebssicher sein. In der Zeit, in der Wellenenergie-wandler ihren größten Nutzen haben („Herbststürme“), ist eine Wartung oder Reparatur oft über Wochen hinweg unmöglich. Fällt ein System hier aus, verschlechtert sich der Nutzen gravierend, da sich lange Stillstandzeiten ergeben.

Bei den folgenden Ausführungen wird eine Auswahl unterschiedlicher Systeme zur Nutzung der Wellenenergie diskutiert /A-5/, /A-6/. Dabei wird kein Unterschied zur Nutzung der Brandungsenergie gemacht, da sie letztlich auch aus der Wellenenergie resultiert.

A.1.1 TAPCHAN-System

Bei dem TAPCHAN (tapered channel wave energy conversion device) wird das durch die Brandung auf den Strand auflaufende Wasser über einen ansteigenden, spitz zulaufenden Kanal (TAPered CHANnel; spitz zulaufender Kanal), eine sogenannte Keilrinne, in ein erhöht liegendes Sammelbecken geleitet (Abb. A.1). Durch diese Keilrinne wird eine Konzentration der Wellen und zusätzlich eine Optimierung des Sammelwirkungsgrads für Wellen verschiedener Frequenz und aus verschiedenen Richtungen erreicht. Gleichzeitig wird in der Keilrinne die kinetische Energie der Wellen in potenzielle Energie umgewandelt; die Wellenhöhe nimmt dabei wegen der abnehmenden Breite zu und das Wasser strömt schließlich über den Keilrinnenrand in das Sammelbecken, dessen Wasserspiegel einige Meter über dem mittleren Meeresspiegel liegt. Aus diesem Speicherbecken kann das – im Vergleich zum mittleren Meeresniveau – auf einem höheren potenziellen Energieniveau gesammelte Meereswasser anschließend durch eine Turbine wieder in das Meer zurücklaufen.

Das System benötigt aufgrund des Speicherbeckens mehr Platz als die meisten anderen Wellenenergiewandlersysteme. Es kann auch aufgrund der Einlaufverluste (einschließlich der Flachwassereffekte) nur einen begrenzten Teil der anfänglich (d. h. im tiefen Wasser) zur Verfügung stehenden Energie der Welle nutzen. Durch die Abflussvergleichmäßigung des Speicherbeckens und die einsetzbare Niederdruckwasserturbine, die eine verfügbare Technologie darstellt, ist dieses System jedoch wesentlich problemloser zu betreiben als andere Systeme zur Brandungs- bzw. Wellenenergienutzung. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die Systemkomponenten, die zur Energieproduktion letztlich eingesetzt werden, nicht den Bedingungen des offenen Meeres ausgesetzt sind; dies bedingt für eine solche Anlage u. a. eine längere Haltbarkeit und bessere Wartungsmöglichkeiten. Außerdem kommen keine beweglichen Teile mit den Wellen in Kontakt und die Umwandlung von kinetischer in potenzielle Energie findet durch Stahlbetonelemente statt; dadurch hält die Anlage auch schwerem Wetter stand. Vorteilhaft ist auch, dass die gesamte Anlage von Land aus zugänglich ist. Wegen der ständigen Zufuhr frischen Meerwassers besteht zusätzlich die Möglichkeit, in dem Becken eine Fischfarm zu betreiben. Ein wesentlicher Vorteil eines derartigen Wellen- oder Brandungsenergiekraftwerks mit einem spitz zulaufenden Einlaufkanal anstelle einer zu den Wellenkämmen parallelen, geraden Überlaufkante ist, dass praktisch alle Wellen irgendwann die notwendige Höhe erreichen, um über die Wände hinweg das erhöht liegende Becken zu füllen.

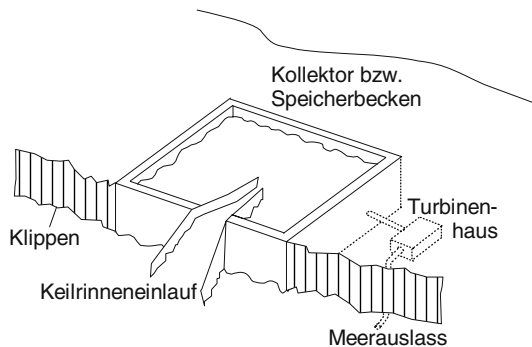


Abb. A.1 Prinzipskizze des TAPCHAN (nach /A-1/)

Die grundsätzliche Funktionsweise einer derartigen Anlage wurde bei der bereits 1986 auf Toftestallen in der Nähe von Bergen realisierten norwegischen TAPCHAN-Anlage demonstriert.

A.1.2 OWC-System

Ein weiteres System zur Nutzung der Wellen- oder Brandungsenergie wird i. Allg. als oszillierende Wassersäule bezeichnet und mit OWC (Oscillating Water Co-

lumn) abgekürzt. Es ist der aus gegenwärtiger Sicht (zumindest kurzfristig) vielversprechendste Wellenenergiewandler. Das OWC-System fand bereits 1910 Anwendung und dürfte damit vermutlich das erste genutzte Wellenenergiekraftwerk überhaupt sein. Damals wurde die Luftkompression in der Höhle einer Felsküste genutzt. Heute wird demgegenüber versucht, die Wellenbewegung in künstlich erzeugten Kammern zu nutzen. Auch wird die Technik der oszillierenden Wassersäule zur Stromerzeugung aus Meereswellen seit Jahrzehnten bei geringem Leistungsbedarf für die Energieversorgung von Leuchtbojen eingesetzt. Nachfolgend werden zunächst diese Bojen und anschließend eine auf diesem Prinzip arbeitende großtechnische Stromerzeugung diskutiert.

OWC-Boje. Die OWC-Boje basiert auf einem vertikalen Rohr, das so weit unter Wasser reicht, dass es in die nicht mehr von den Wellen bewegten Wasserschichten einmündet. Die darin eingeschlossene Wassersäule kann deshalb der Bojen- und Wellenbewegung nicht folgen; dadurch oszilliert sie gegenüber dieser. Eine im oberen über dem Wasserspiegel liegenden Bereich des Rohres eingebaute Wasser- oder Luftturbine wird durch diese Auf- und Abbewegung in Drehung versetzt und kann einen Generator zur Stromerzeugung antreiben (Abb. A.2).

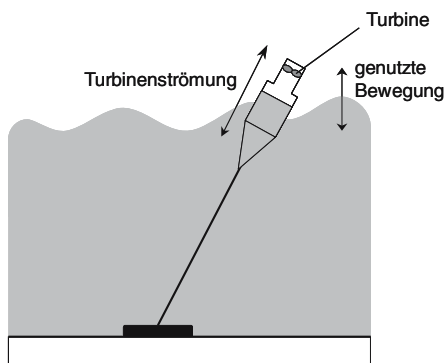


Abb. A.2 Prinzipskizze der OWC-Boje (nach /A-2/)

Ein grundsätzliches Problem von OWC-System ist die Übersetzung der langsamen Wellenbewegung in eine schnellere Bewegung, die zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Dies ist mit entsprechenden mechanischen und hydraulischen Konstruktionen sehr aufwändig und deshalb zumindest für kleine Leistungen unwirtschaftlich. Die Übersetzung der Wellenbewegung beim OWC-System erfolgt daher über die Luft; es werden i. Allg. Wells-Turbinen verwendet.

Derartige nach dem OWC-System arbeitende Leuchtbojen haben bereits mehr als 20 Jahre Einsatz auf See überstanden. Die in den Bojen eingesetzten kleinen Luftturbinen haben sich als sehr langlebig und sehr kostengünstig herausgestellt. Das Wesentliche dabei ist, dass sich infolge der hohen Drehzahl der Turbine kein Wasser an den Kugellagern der Turbine anlagern kann und somit keine Korrosion auftritt.

OWC-Brandungsenergiekraftwerke. Bei der Suche nach Lösungen zur großmaßstäblichen Nutzung der Wellenenergie werden derzeit OWC-Wellen- bzw. OWC-Brandungsenergiekraftwerke am intensivsten erforscht. Dazu wird ein derartiges OWC-System üblicherweise als eine auf dem Meeresboden z. B. an einer Steilküste stehende Konstruktion ausgeführt. Die Energie fortschreitender Wasserwellen dringt durch eine unter dem Wasserspiegel liegende Öffnung in eine große Kammer ein und versetzt die eingeschlossene Wassersäule mit der Frequenz der Wellen in Bewegung. Die Luftmasse über dem Wasser wird durch dieses Auf und Ab des Wasserspiegels „ein- und ausgeatmet“. Die Strömungsenergie der angesaugten bzw. ausgeblasenen Umgebungsluft wird in einer geeigneten Turbine dann teilweise in elektrische Energie umgewandelt. Die Stromerzeugung ist optimal, wenn die natürliche Eigenfrequenz des Schwingungssystems, das durch Einlass, Wassersäule, Luftmasse, Turbine und Auslass gebildet wird, mit der Frequenz der ankommenden Wellen übereinstimmt.

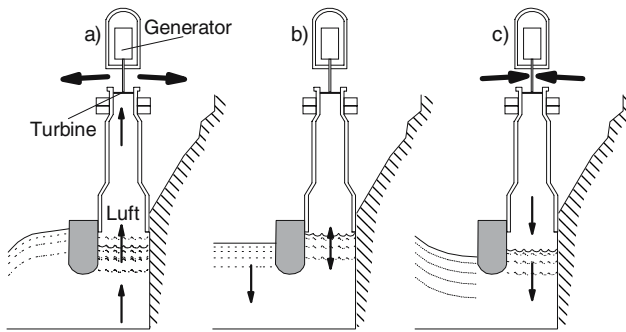


Abb. A.3 Prinzipskizze eines OWC-Brandungsenergiekraftwerks (a) ankommende Welle; b) Wellenkamm; c) ablaufende Welle; nach /A-1/)

Abb. A.3 zeigt exemplarisch eine derartige Anlage, wie sie in Nordschottland errichtet wurde. Oberhalb und unterhalb des Wasserspiegels wurde an einem geeigneten Steilküstenabschnitt der Fels teilweise weggesprengt. In die so entstandene Höhlung wurde die Luftkammer mit einem Querschnitt von 50 m^2 einbetoniert. Zwischen 3,5 und 7 m unter der normalen Seehöhe liegt die Öffnung, durch die das Wasser in die Luftkammer eindringen kann. Der Oszillationsspielraum der Wellen in der Kammer, d. h. die Differenz des Wasserstandes zwischen Wellenberg und Wellental, beträgt rund 3,5 m. Der Betonkörper der Luftkammer wurde nach oben durch einen geschlossenen Stahlzylinder verlängert. In seiner Spitze ist die mit einem Generator gekoppelte Wells-Turbine installiert. Zur Erhöhung der Energieausbeute sind dieser Anlage zwei Molen vorgelagert. Sie führen zu einer Verstärkung des Wellengangs durch Resonanz.

Für die Turbinen, die in OWC-Brandungsenergiekraftwerken Verwendung finden können, gibt es zwei konkurrierende Lösungsansätze.

- Die Turbine wird nur in einer Richtung durchströmt: Die OWC-Konstruktion muss also in der Lage sein, eine zyklisch oszillierende in eine zyklisch pulsierende Strömung umzuwandeln. Praktisch alle früh entwickelten Systeme basierten auf einer derartigen Strömungsgleichrichtung, sie wurden dann durch die Entwicklung der Turbinen, die bei wechselnder Strömungsrichtung den gleichen Drehsinn behalten, verdrängt.
- Die Turbine wird mit wechselnder Richtung durchströmt: Es muss also eine Konstruktion gefunden werden, die trotzdem gleichbleibend in eine Richtung angetrieben wird. Der schlechte Wirkungsgrad der wechselnd durchströmbaren Turbinen – bei denen heute praktisch nur noch die nach ihrem Erfinder benannte Wells-Turbine verwendet wird – war bisher trotz hohen Aufwands nur begrenzt zu steigern. Dennoch sind heute alle derartigen Kraftwerke mit einer solchen Wells-Turbine ausgestattet, da die dauerhafte Funktion von Ventilen, die unter Meeresbedingungen mit einer Periode von rund 10 s öffnen und schließen müssen, für problematisch erachtet wird.

A.1.3 Weitere Ansätze

In der Vergangenheit wurden eine Reihe weiterer Systeme konzipiert, mit denen die Wellenenergie grundsätzlich nutzbar sein sollte. Sie konnten sich aber bisher nicht am Markt durchsetzen. Trotzdem werden einige dieser Überlegungen nachfolgend kurz diskutiert.

Das Cockerell-Floß besteht aus gelenkig gekoppelten, pontonähnlichen Schwimmkörpern. Dazu sind zwischen jeweils zwei dieser miteinander verbundenen Körper, gewissermaßen die Gelenkverbindung überbrückend, Kolbenpumpen angeordnet, mit denen ein Arbeitsmedium – Wasser oder Luft – verdichtet wird. Dieses treibt dann einen Turbinengenerator zur Erzeugung von elektrischer Energie an (Abb. A.4). Anlagen dieses Typs sind bisher nur in der Entwurfsphase bzw. als Minimodell bekannt geworden /A-6/. Aus gegenwärtiger Sicht ist nicht zu erwarten, dass derartige Überlegungen jemals eine großtechnische Bedeutung erlangen könnten.

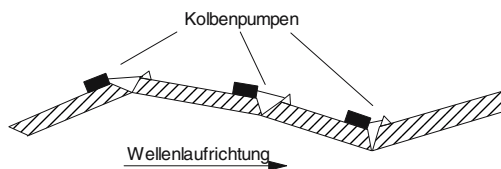


Abb. A.4 Prinzipskizze eines Cockerell-Floßes (nach /A-5/, /A-6/)

Beim Salter-Wellenenergiewandler sollen zahlreiche, um eine horizontale Achse drehbar gelagerte, schwimmfähige Körper mit Schaufelform nebeneinander aufgereiht werden (Abb. A.5). Das gesamte System wird mittels Trägerstrukturen so auf dem Meeresboden verankert, dass die Schaufeln im halbgetauchten Zustand

arbeiten. Sie werden von den anlaufenden Wellen in deren Fortpflanzungsrichtung bewegt, wobei sie sich aufrichten. Ist die Welle unter ihnen hindurchgelaufen, kehren sie in ihre Ausgangsposition zurück. Die Schaufeln führen also im Rhythmus der Wellenperiode eine ständige Nickbewegung aus. Über die in ihrem Inneren angeordneten gratartigen Erhebungen, die sich abwechselnd auf der Außenfläche eines Zylinders und auf der Innenfläche eines diesen Zylinder umhüllenden Hohlkörpers befinden, wird diese Bewegung auf ein Arbeitsmedium übertragen. Dieses wird verdichtet und treibt eine Turbine und damit einen Generator an /A-6/. Auch hier ist aus gegenwärtiger Sicht nicht absehbar, dass dieses System jemals eine weitgehende Bedeutung erlangen oder gar großtechnisch eingesetzt werden könnte, zumal das TAPCHAN- und das OWC-System deutlich vielversprechender sind.

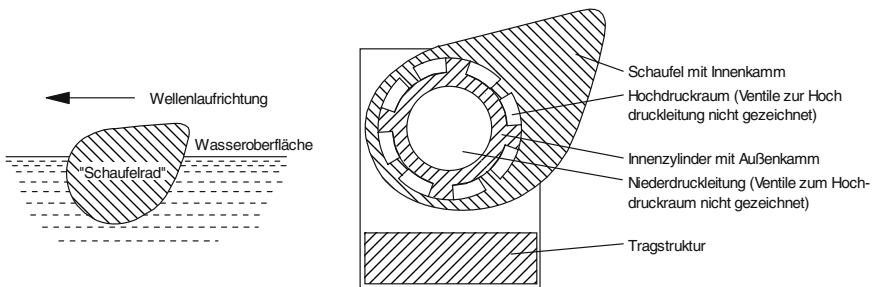


Abb. A.5 Prinzipskizze eines Salter-Wellenenergiewandlers (links: Prinzip; rechts: grundsätzlicher Aufbau; nach /A-5/, /A-6/)

A.2 Gezeitennutzung

Die auf die Erde einwirkenden Massenanziehungskräfte des Mondes und der Sonne führen, verbunden mit der Erdrotation (d. h. Planetenbewegung und –gravitation; vgl. Kapitel 2), zu periodischen Wasserstandsänderungen der Weltmeere. Die Gezeitenwelle macht im offenen Meer aber nur wenig mehr als 1 m Höhenunterschied aus. Die Festlandmassen hingegen wirken bremsend auf die Gezeitenwelle und erzeugen an den Ufergebieten einen Aufstau, sodass in Extremfällen Wasserstandsänderungen von 10 m und mehr zustande kommen können. An bestimmten Küstenregionen wie Meeresbuchten oder Flussmündungen kann es deshalb zu einem Tidenhub – u. a. infolge von Resonanzerscheinungen und Trichterwirkungen – von z. T. bis zu 20 m kommen.

Grundsätzlich sind damit zwei Arten der Energiegewinnung aus dem Meer denkbar: die Nutzung der potenziellen Energie eines Aufstaus durch Gezeitenkraftwerke und die Nutzung der Strömungsenergie. Beide Varianten werden nachfolgend kurz diskutiert.

A.2.1 Gezeitenkraftwerke

Die Nutzung der potenziellen Gezeitenenergie, also des Tidenhubs, kann auf verschiedene Weise erfolgen.

Die einfachste Methode ist das Ein-Becken-System mit Einwegnutzung (Abb. A.6, oben). Hierzu wird eine Bucht durch einen Damm vom Meer abgetrennt; sie ist sowohl durch eine Schleuse als auch durch eine Turbine mit dem Meer verbunden. Die Regelung von Turbine und Schleuse ist derart, dass das Wasser nur durch die Schleuse in die Bucht einströmt und nur durch die Turbine des Krafthauses wieder aus der Bucht herausströmen kann; in einem derartigen Krafthaus wird die Energie des Wassers mit Hilfe der Turbine in mechanische Energie und dann mit einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Nachteil dieser Konstruktion ist die nur im Verlauf vergleichsweise kurzer Zeiträume mögliche Energieproduktion (Abb. A.6, oben). Vorteil ist demgegenüber die einfache Turbinenkonstruktion.

Alternativ dazu kann aber auch eine Turbine verwendet werden, die in beiden Richtungen durchströmt werden kann und hierbei Strom produziert (Abb. A.6, Mitte). Die ebenfalls vorhandene Schleuse dient hier dazu, das Ein- und Ausströmen des Wassers in den Zeiten, in denen nahezu kein Höhenunterschied zwischen Becken und Meer besteht, zu beschleunigen. Dadurch kann über wesentlich längere Zeiträume Strom erzeugt werden. Die insgesamt erzeugte Energie wird jedoch durch den bei Ein- und Ausströmung durch die Turbine vergrößerten Widerstand verringert.

Als weitere mögliche Konstruktion eines Gezeitenkraftwerkes ist auch eine Zwei-Becken-Lösung denkbar (Abb. A.6, unten). Hierbei befindet sich die Turbine in einem Damm oder in einem Verbindungskanal zwischen zwei Becken, die mit dem Meer in Verbindung stehen. Das Ein- und Ausströmen des Wassers in die beiden Becken wird so geregelt, dass das Wasser durch die Tide in ein Becken einströmt und bei Ebbe aus dem anderen Becken ausströmt, nachdem es zwischenzeitlich die entsprechenden Turbinen passiert hat. Hierdurch kann die Energieproduktion noch weiter gleichmäßig gemacht werden. Dem steht jedoch ein erhöhter Platzbedarf für die Erstellung der beiden Becken gegenüber.

Die Errichtung derartiger Anlagen mit Speicherbecken, in denen die Wassermassen zwischengespeichert werden, bis sich außerhalb des Beckens wieder ein niedrigerer Wasserstand eingestellt hat, scheidet meist an den Kosten und den zu großen Umweltauswirkungen dieser sehr flächenintensiven Konstruktionen. Derzeit werden deshalb weltweit nur wenige Gezeitenkraftwerke betrieben; u. a. sind ein Kraftwerk an der Rance-Mündung bei St. Malo in Frankreich seit 1966, ein russisches Kraftwerk in Koslogubsk, eine kanadische Prototypanlage von 20 MW an der Fundy-Bay seit Ende 1984 sowie zwei Anlagen in China in Betrieb. Nur das erstgenannte kann als Prototyp eines größeren Gezeitenkraftwerks angesehen werden. Bei einem mittleren Tidenhub von rund 8,5 m sind hier 240 MW installiert.

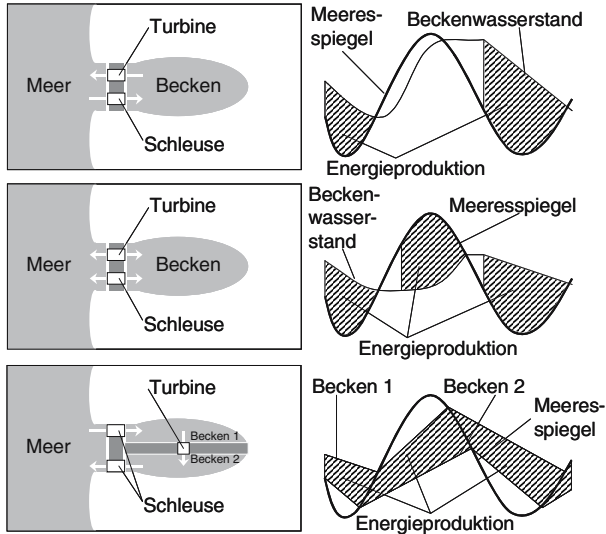


Abb. A.6 Prinzipien von Gezeitenkraftwerken (oben: Ein-Becken-Gezeitenkraftwerk mit Nutzung einer Strömungsrichtung; Mitte: Ein-Becken-Gezeitenkraftwerk mit Nutzung gegenläufiger Strömungsrichtungen; unten: Zwei-Becken-Gezeitenkraftwerk; nach /A-2/)

Insgesamt erscheint das technische Potenzial von Gezeitenkraftwerken weltweit gesehen zu gering, als dass sie jemals wesentlich zur globalen Energieversorgung beitragen könnten; lokal könnte dies unter günstigen Bedingungen jedoch anders sein. In Deutschland ist die Errichtung derartiger Anlagen aus technischen Gründen nicht möglich (zu geringer mittlerer Tidenhub an der Nordseeküste).

A.2.2 Nutzung von Ebb- und Flutstrom

Da die Nutzung der Gezeitenenergie unter Abschluss z. B. eines Meeresteils oder einer Bucht durch ein Dammbauwerk einen großen Eingriff in die natürliche Umwelt darstellt, werden jüngst Varianten verfolgt, die auf der Nutzung von Meeresströmungen – und damit der Wasserbewegungen, die mit Ebbe und Flut einhergehen – basieren. Solchen Systemen steht jedoch die vergleichsweise geringe Energiedichte derartiger Strömungen entgegen.

Da nur geringe Druckunterschiede, relativ geringe Strömungsgeschwindigkeiten, aber große Strömungsquerschnitte zu nutzen wären, müssen zur Nutzung von Ebb- und Flutstrom Turbinen entwickelt werden, wie z. B. in der Art von großen Savonius- oder Darrius-Rotoren, die unter diesen Bedingungen zufriedenstellend arbeiten. Abb. A.7 zeigt exemplarisch einer entsprechende Projektstudie im Vergleich zu einer Offshore-Windkraftanlage (vgl. Kapitel 6.2).

Für die Gezeitenströmung, wie für jede andere Strömung, kann die Leistung P_{wa} des durch einen bekannten Querschnitt (hier den Rotorquerschnitt) strömen-

den Meerwassers nach Gleichung (A.1) analog wie bei einer Windkraftanlage aus der Dichte des Wassers ρ_{Wa} , dem Strömungsquerschnitt S_{Rot} und der Strömungsgeschwindigkeit des Wassers v_{Wa} in der dritten Potenz berechnet werden.

$$P_{Wa} = \frac{1}{2} \rho_{Wa} S_{Rot} v_{Wa}^3 \tag{A.1}$$

Demnach ist es immer dann sinnvoll, die Leistung eines Ebb- und Flutstroms auszunutzen, wenn ausreichende Strömungsgeschwindigkeiten zur Verfügung stehen. Danach steigt beispielsweise die Leistung der Wasserströmung von $0,5 \text{ W/m}^2$ bei einer Geschwindigkeit von $0,1 \text{ m/s}$ auf $4\,000 \text{ W/m}^2$ bei 2 m/s .

Die Nutzung der reinen durch die Tide erzeugten Gezeitenströmungen scheiterten bis jetzt an der Unausführbarkeit der geplanten riesigen Turbinen.

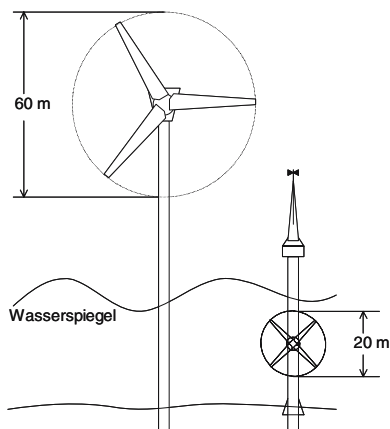


Abb. A.7 Prinzip eines Meeresströmungsrotors im Vergleich zu einer Offshore-Windkraftanlage (nach /A-7/)

A.3 Weitere Nutzungsmöglichkeiten

Neben den bisher diskutierten Optionen sind grundsätzlich weitere Möglichkeiten vorhanden, die in den Meeren gespeicherte Energie zur Stromerzeugung nutzbar zu machen. Diese werden nachfolgend kurz diskutiert.

A.3.1 Unterschiedliche Wassertemperaturen

Der größte Teil solarer Strahlungsenergie wird in der Atmosphäre und in den festen und flüssigen Bestandteilen der Erdoberfläche in Form von Wärme gespeichert. Etwa 20 % der gesamten eingestrahelten Solarenergie wird allein in den tro-

pischen Weltmeeren in Wärme umgewandelt. Diese Wärme ist grundsätzlich technisch nutzbar zu machen. Infolge der erheblichen Wasserflächen, die im Äquatorialgürtel der Erde liegen, ist das theoretische Potenzial dieser Option jedoch vergleichsweise hoch.

Abb. A.8 zeigt den typischen Verlauf der Wassertemperaturen in den äquatorialen Ozeanen über die Wassertiefe. Demnach schwankt die Temperatur (im Jahresverlauf) nur in oberflächennahen Bereichen. In den tieferen Wasserschichten ist die Temperatur über das Jahr konstant und gegenüber der Oberfläche relativ niedrig.

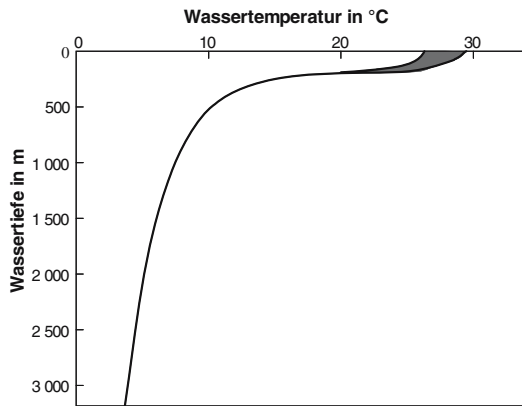


Abb. A.8 Temperaturverlauf über die Meerestiefe, vereinfachte Darstellung (nach /A-2/)

Diese Wärmeenergie könnte dabei grundsätzlich über offene oder geschlossene Rankine-Prozesse (ORC-Prozesse) zur Stromerzeugung genutzt werden. Damit ist die Temperaturdifferenz zwischen dem warmen Oberflächenwasser von maximal 22 bis rund 28 °C und dem kalten Tiefenwasser von rund 4 bis 7 °C nutzbar (Abb. A.9). Dabei ist der Wirkungsgrad von Kreisprozessen abhängig von der nutzbaren Temperaturdifferenz. Deshalb sind mit derartigen Anlagen – wegen der geringen verfügbaren Temperaturdifferenzen von etwa 20 K – nur sehr kleine Wirkungsgrade von 1 bis maximal 3 % technisch möglich. Dazu sind aber sehr große Volumenströme umzuwälzen. Zudem muss das Wasser aus großen Tiefen an die Meeresoberfläche transportiert werden bzw. umgekehrt; dies bedingt aufwändige Konstruktionen.

Der Einsatz von Meereswärmekraftwerken ist aus Energietransportgründen zudem meist auf küstennahe Gebiete eingeschränkt; dabei muss jedoch auch ein nahegelegener Zugang zum kalten Tiefenwasser gegeben sein, das für den Kreisprozess benötigt wird.

Die relativ geringe Energieausbeute bei den großen zu bewegenden Energieströmen ist mit der wesentliche Grund, weswegen diese Technik, die i. Allg. als OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) bezeichnet wird, bis heute nicht wirtschaftlich einzusetzen ist. Auch gibt es für den erfolgreichen Betrieb derartiger

Meereswärmekraftwerke noch eine Fülle technischer Probleme zu lösen, die ihren Einsatz in den sonnenbegünstigten Zonen der Erde in absehbarer Zeit nicht erwarten lassen.

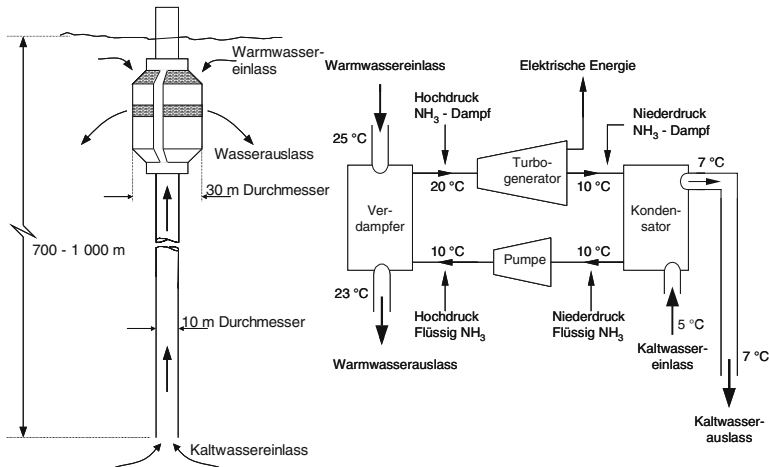


Abb. A.9 Beispiel für eine OTEC-Anlage (nach /A-1/)

Eine Abwandlung dieser Techniken für Landschaften, in denen sowohl kalte Meeresströme als auch geothermale Energie zur Verfügung stehen, wurde in jüngerer Zeit vorgestellt; hier wird die warme Umgebung vulkanischer Strukturen gegenüber dem kalten Meerwasser ausgenutzt. Aber auch hier ist eine schnelle Umsetzung vor dem Hintergrund der doch erheblichen technischen Probleme eher unwahrscheinlich.

A.3.2 Meeresströmungen

Die Nutzung der durch die unterschiedliche Wärmebilanz der Ozeane erzeugten Meeresströmungen ist ebenfalls möglich; dies erscheint insbesondere an entsprechenden Meerengen sinnvoll, wo entsprechende Strömungsgeschwindigkeiten gegeben sind.

Beispielsweise weist der Floridaström an seiner schmalsten Stelle eine Breite von 80 km auf. Hier beträgt der Wasserdurchsatz zwischen 20 und 30 Mio. m³/s bei einer mittleren Geschwindigkeit von 0,9 m/s. Aus einem derartigen Meeresstrom von 50 km mittlerer Breite und einer mittleren Tiefe von 120 m bei einer Geschwindigkeit im Kern der Strömung von etwa 2 m/s könnte durch entsprechende Umwandlungsanlagen eine elektrische Leistung von etwa 2 000 MW erschlossen werden /A-6/. Aus der geringen Geschwindigkeit der Meeresströmung ergibt sich jedoch auch eine geringe Energiedichte. Sie liegt selbst in dessen Kern nicht über 2,2 kW/m². Daraus folgt, dass entsprechende Konversionsanlagen be-

trächtliche Ausmaße aufweisen müssen. Grundsätzlich entspricht die Nutzung dieser regenerativen Energie damit der zur Nutzung von Tideströmungen.

Da nur geringe Druckunterschiede, aber relativ große Strömungsgeschwindigkeiten zu nutzen wären, müssen hierfür Turbinen entwickelt werden (z. B. in der Art von Rotoren von Windkraftanlagen; Abb. A.7), die unter diesen Bedingungen zufriedenstellend arbeiten. In der Funktionsweise ähneln deshalb die meisten der bisher für Meeresströmungskraftwerke konzipierten Turbinen riesigen Windkraftanlagen. Der Wind wird durch die Meeresströmung ersetzt, wobei die Turbinenflügel, bedingt durch die geringe Strömungsgeschwindigkeit, nur zwei bis drei Umläufe pro Minute ausführen. Infolge der geringen Energiedichte beinhalten fast alle bisherigen Vorschläge Turbinen von 150 m Durchmesser oder mehr, die aber technisch noch nicht realisiert wurden.

Abweichend von diesen Konzepten wurde vor längerer Zeit bereits ein „Energiewandler für langsame Wasserströmungen“ vorgelegt mit „Seefallschirmen“ aus hochfestem Material, die in großer Zahl an einer umlaufenden Seilschleife angeordnet sind /A-8/. Das Seil mit den Schirmen läuft am unteren Ende über eine auf dem Meeresboden verankerte Seilscheibe, die mit dem Generator gekoppelt ist. Die Fallschirme mit einem Kappendurchmesser bis zu 100 m sollen durch die Meeresströmung aufgebläht und dann mit dieser vorangetrieben werden. Ist der obere Scheitelpunkt der bei großen Anlagen z. B. etwa 18 km langen Seilschleife überschritten, klappen die Schirme wegen des nun fehlenden Staudrucks der Strömung zusammen und werden in dieser Lage, gegen die Strömung, zum unteren Ende der Seilschleife gezogen. Allerdings müssen sie dazu durch eine entsprechende Vorrichtung in ihrer zusammengeklappten Position gehalten werden, da sie sich sonst beim Zurückziehen, wegen des Strömungsstaus in der Schirmkappe, wieder öffnen und damit das gesamte System abbremsen würden. Nach Durchlaufen der Seilscheibe kommen die Schirme wieder in die Strömung, blähen sich auf, und der eben beschriebene Ablauf beginnt erneut. Eine Versuchsanlage existiert bisher noch nicht und es ist fraglich, ob sich dieses Konzept aufgrund grundsätzlicher technischer Probleme jemals durchsetzen wird.

Für die Nutzung der vergleichsweise hohen Meeresströmungsgeschwindigkeit in der Straße von Messina (Meerenge zwischen Süditalien und Sizilien) zwischen Ganzirri und Punta Pezzo wurde der in Abb. A.10 dargestellte Vorschlag erarbeitet. Insgesamt geht man hier von der Installation von 100 Turbinen des dargestellten Typs aus, die etwa 100 m unter der Wasseroberfläche installiert werden sollen; hier erreicht die Strömung die höchsten Geschwindigkeiten. Bisher ist aber auch hier noch nicht klar, ob die damit verbundenen technischen Probleme gelöst werden können.

Aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen muss jedoch generell bezweifelt werden, ob jemals ein Meeresströmungskraftwerk in Betrieb gehen wird. Zum Einen gehen die bisher vorliegenden Projektstudien von sehr hohen Investitionen aus. Zum Anderen sind die möglichen Umweltfolgen, die sich aus dem Betrieb eines großen Meeresströmungskraftwerks ergeben könnten, beachtlich; z. B. könnte dadurch der entsprechende Meeresstrom umgeleitet werden (z. B. könnte sich

durch eine Umleitung des Golfstroms das Klima in Europa grundlegend ändern). In Anbetracht der zusätzlich sehr großen technischen Schwierigkeiten, die mit einer Nutzung von Meeresströmungen verbunden sind, dürfte deshalb diese regenerative Energie aus gegenwärtiger Sicht kaum jemals zur Energiebedarfsdeckung herangezogen werden.

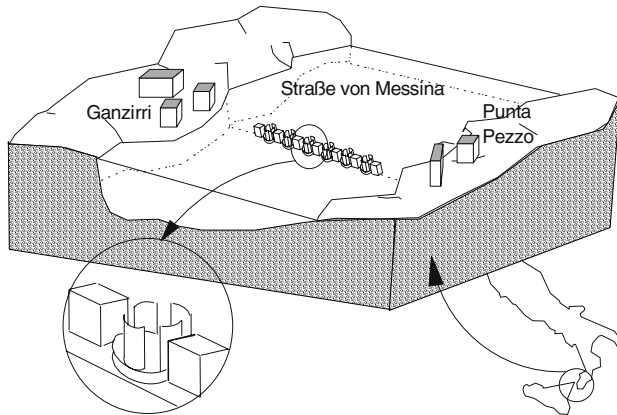


Abb. A.10 Konzeptstudie eines Meeresströmungskraftwerks für die Straße von Messina (nach /A-1/)

A.3.3 Salzgehaltsunterschiede

Der globale Wasserkreislauf führt zur Erzeugung von großen Mengen Süßwassers, die sich zuletzt, wenn sich bei der Mündung der Flüsse ins Meer der Wasserkreislauf schließt, wieder mit Salzwasser vermischen. Die Abtrennung des Süßwassers vom Salzwasser erfordert Energie, die in den entmischten Wassermengen gespeichert ist. Es gibt Vorschläge, diese an den Mündungen der Flüsse ins Meer durch die Vermischung von Salz- und Süßwasser wieder frei werdende Energie zu nutzen. Im Prinzip kann man (über den Effekt des osmotischen Drucks) diese chemische Energie in potenzielle Energie umsetzen und diese (durch Wasserkraftwerke) in elektrische Energie umwandeln. Trotz des an sich einfachen Prinzips ist das bisher technisch jedoch eine Utopie, da die dazu notwendigen semipermeablen Membranen nicht verfügbar sind.

A.3.4 Wasserverdunstung

Im Rahmen des globalen Wasserkreislaufs verdunstet Wasser auf Meeresniveau und steigt in große Höhen, wo es bei niedrigeren Temperaturen zu Tropfen kondensiert und wieder herabfällt. Bei diesem System zur Energiegewinnung wird

dieser Kreislauf in einem gigantischen, auf dem Meer installierten Turm realisiert (sogenannter Mega-Power-Tower /A-9/). Dabei wird das Wasser durch eine andere Flüssigkeit ersetzt; beispielsweise eignet sich dazu Ammoniak (NH_3), da dieser Stoff schon bei niedrigeren Temperaturen als Wasser verdunstet und außerdem weniger Wärmeenergie zum Aufrechterhalten des Kreislaufs benötigt wird. Durch die Verdunstung nimmt das Ammoniak Wärmeenergie aus dem Meer auf und verdunstet. Der Ammoniakdampf steigt im Turm hoch und kondensiert an der Turmspitze in der Kälte der oberen Atmosphäre. Das jetzt flüssige Ammoniak fällt wieder zu Boden, wobei es entsprechende Turbinen antreibt, die elektrischen Strom liefern.

In der einfachsten Version ist der Turm 5 km hoch, hat einen Basisdurchmesser von 200 m und eine aufsteigende Röhre von 50 m Durchmesser. Diese große Höhe ist notwendig, um einen ausreichenden Temperaturunterschied zwischen Basis und Spitze zu erhalten, damit der Flüssigkeitskreislauf in Gang kommt und erhalten werden kann. An der Basis und der Spitze des Turms fangen riesige Behälter die niedergefallene bzw. verdunstete Flüssigkeit auf.

Um das Gewicht des Turms zu minimieren, möchte man einen Baustoff verwenden, der aus einem Plastikkern mit beidseitigem Aluminiummantel besteht. Eine solche Konstruktion wäre zwar rund 400 000 t schwer, würde aber dennoch nur etwa 1,5 m in das Meer eintauchen. Denn riesige, mit Wasserstoff gefüllte Tanks, die in verschiedenen Höhen in den Turm integriert werden, sollen – ähnlich gasgefüllten Luftballons – dem Turm Auftrieb verleihen und ihn aufrecht halten. Mittels 30 cm dicken und bis zu 8 km langen Tauen ließe sich die Konstruktion dann an drei Stellen „sicher“ fixieren.

In einer zweiten Version wurde das Modell eines 7,5 km hohen Turms entworfen. Die Durchmesser der einzelnen Abschnitte wären bei einer solchen Dimensionierung an der Basis rund 2 500 m, an der Röhre etwa 750 m und am Kondensatorteller an der Spitze ca. 1 200 m.

Beide Konstruktionen können auch starken Winden standhalten. Modelluntersuchungen zeigen, dass bei der kleineren bzw. größeren Version Abweichungen von etwa 344 bzw. rund 57 m an der Turmspitze auftreten. Dies liegt in dem enormen Gewicht des Kondensatortellers begründet, der die darunter liegende Röhre stabilisiert (vgl. /A-9/).

Bisher ist diese Idee jedoch noch nicht über das Konzeptstadium hinausgekommen. Es ist auch nicht zu erwarten, dass diese Option in der übersehbaren Zukunft einen merklichen Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage wird leisten können.

Anhang B – Solarthermische Stromerzeugung

Unter dem Begriff „solarthermische Kraftwerke“ werden hier Anlagen zusammengefasst, die Solarstrahlung in Wärme wandeln, diese dann in einem thermodynamischen Kreisprozess nutzen und damit elektrische Energie bereitstellen. Dabei wird unterschieden zwischen Anlagen, die das Sonnenlicht konzentrieren (Turm-Solkraftwerke, Dish/Stirling- bzw. Dish/Brayton-Anlagen, Parabolrinnen- bzw. Farmanlagen) und Anlagen, welche die Sonnenenergie nicht konzentrieren (Aufwindkraftwerke, Solarteiche) /B-3/, /B-61/.

Allen konzentrierenden solarthermischen Stromerzeugungstechnologien ist gemeinsam, dass der letzte Schritt der Energiewandlung weitgehend wie bei mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken abläuft: Heißes Gas oder Dampf wird verwendet, um eine Turbine, einen Stirlingmotor, oder allgemein eine Wärme-Kraft-Maschine zu betreiben, welche wiederum einen Generator antreibt, der die letztlich gewollte elektrische Energie bereitstellt. Deshalb wird hier nur auf den solarspezifischen Teil solcher Kraftwerke detaillierter eingegangen. Eine Beschreibung der konventionellen Kraftwerkstechnik bleibt außerhalb der hier diskutierten Betrachtungen.

B.1 Grundlagen und Einteilung

Grundlagen der Energiewandlung. Die typischen Schritte der Energiewandlung in solarthermischen Anlagen können wie folgt zusammengefasst werden.

- Sammeln der solaren Strahlung mit Hilfe eines Kollektorsystems.
- Ggf. Konzentrieren der Strahlung auf einen Strahlungsempfänger (Receiver).
- Umwandeln der Strahlungsenergie in Wärme im Receiver.
- Transport der thermischen Energie zur Energiewandlereinheit.
- Umwandeln der thermischen Energie in mechanische Energie mit Hilfe einer Wärme-Kraft-Maschine (z. B. Dampfturbine, Stirlingmotor).
- Umwandeln der mechanischen Energie in elektrische Energie durch einen Generator.

In Abb. B.1 ist die beschriebene grundsätzliche Energiewandlungskette der solarthermischen Stromerzeugung dargestellt.

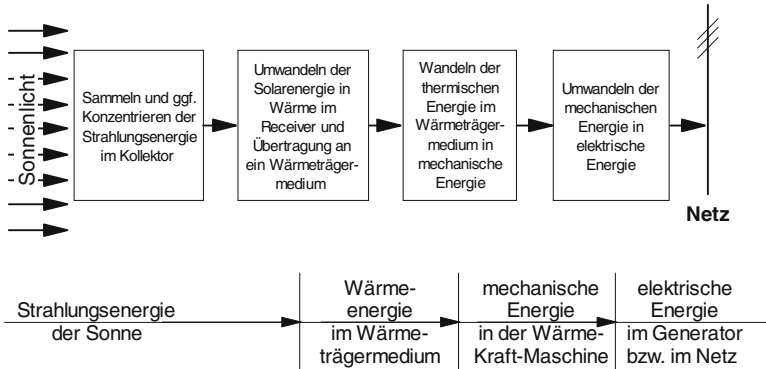


Abb. B.1 Energiewandlungskette bei der solarthermischen Stromerzeugung

Einteilung. Solarthermische Kraftwerke lassen sich nach der Art der Konzentration in konzentrierende und nicht konzentrierende Systeme unterteilen. Erstere werden weiter untergliedert in punkt- und linienkonzentrierende Anlagen. Zusätzlich ist eine weitere Unterteilung z. B. nach Art der verwendeten Strahlungsempfänger, den eingesetzten Wärmeübertragermedien, den ggf. verwendeten Speichern oder der Zusatzfeuerungen auf der Basis fossiler Energieträger möglich; aus Übersichtlichkeitsgründen wird darauf hier verzichtet.

Tabelle B.1 Kennzahlen ausgewählter solarthermischer Stromerzeugungstechniken

	Turm-Solar-KW	Dish/Stirling-KW Dish/Brayton-KW	Parabolrinnen-KW	Solarteich-KW	Aufwind-KW
Typ. elektr. Leistung in MW	30 – 200 ^a	0,01 – 1 ^b	30 – 100 ^c	0,2 – 5	30 – 200 ^d
Konzentrationsfaktor	600 – 1 000	1 500 – 3 000	50 – 90	1	1
Typ. Wirkungsgrad ^e in %	13 – 15	15 – 17	13 – 15	1	0,7 – 1,2
Typ. Betriebsart	netzgekoppelt	Inselbetrieb (oder netzgekoppelt)	netzgekoppelt	netzgekoppelt	netzgekoppelt
Flächenbindung in m ² /kW ^f	20	20	17	50 – 200	125 – 200
Entwicklungsstand ^g	+	+	++	+	+

^a größte bisher realisierte Anlage 10 MW; ^b durch Zusammenschalten vieler Einzelanlagen zu einer Farm; ^c größte bisher realisierte Anlage 80 MW; ^d bisher nur Versuchsanlage mit 50 kW; ^e Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie, Jahresmittelwert vom Standort abhängig; ^f stark abhängig von Volllaststundenzahl bzw. solarem Vielfachen (hier 1 (Richtwert); solares Vielfaches: um diesen Faktor ist die Konzentratorfläche größer als bei maximaler Einstrahlung für das Erreichen der Nennleistung erforderlich; dadurch wird die Nennleistung bereits bei geringerer Einstrahlung erreicht); ^g + erfolgreicher Betrieb von Demonstrationsanlagen, ++ kommerzielle Anlagen in Betrieb; KW Kraftwerk.

Unter den konzentrierenden Systemen werden im Wesentlichen die folgenden Kraftwerkskonzepte zusammengefasst (Tabelle B.1):

- Turm-Solkraftwerk als punktkonzentrierende Anlage,
- Dish/Stirling- bzw. Dish/Brayton-Systeme als punktkonzentrierende Anlage und
- Parabolrinnen- oder Farmkraftwerk als linienkonzentrierende Anlage.

Zu den nicht konzentrierenden Anlagen werden das Aufwindkraftwerk und der Solarteich gezählt. Tabelle B.1 zeigt Kennzahlen dieser unterschiedlichen Stromerzeugungstechniken /B-2/, /B-3/, /B-21/, /B-42/, /B-52/, /B-61/. Demnach unterscheiden sich die einzelnen Systeme erheblich bezüglich u. a. der installierten Leistungen, der Konzentrationsfaktoren und des gegenwärtigen Standes der Technik.

B.2 Turm-Solarkraftwerke

Bei solarthermischen Turmkraftwerken (Abb. B.2) reflektieren zweiachsig dem Lauf der Sonne nachgeführte Spiegel, sogenannte Heliostaten, die direkte Solarstrahlung (d. h. nur den direkten Strahlungsanteil der Globalstrahlung) auf einen zentral auf einem Turm angebrachten Strahlungsempfänger. Dort wird die Strahlungsenergie in Wärme umgewandelt und an ein Wärmetransportfluid (z. B. Luft, flüssiges Salz, Wasser/Dampf) übertragen. Diese Wärme wird verwendet, um eine Turbine und damit einen Generator über einen konventionellen Dampfprozess anzutreiben /B-35/. Um konstante Dampfparameter und einen konstanten Dampfmassenstrom auch bei schwankender solarer Einstrahlung zu gewährleisten, kann entweder ein Wärmespeicher in das System integriert oder eine Zufeuerung mit fossilen Energieträgern (z. B. Erdgas) realisiert werden.

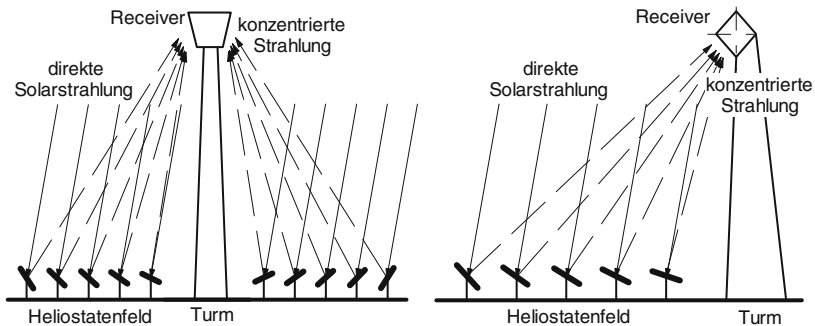


Abb. B.2 Funktionsprinzip eines Turm-Solarkraftwerkes (links: Zentralfeld, rechts: Nordfeld bzw. Südfeld auf der südlichen Erdhalbkugel; Darstellung nicht maßstäblich)

Ein Turm-Solarkraftwerk besteht grundsätzlich aus den folgenden Systemkomponenten:

- Heliostatenfeld mit vielen einzelnen Heliostaten,
- Strahlungsempfänger auf einem meist zentral innerhalb des Heliostatenfeldes angeordneten Turm,
- Wärmeträgerkreislauf mit Turbosatz (Dampferzeuger, Turbine und Generator) und Kondensator,
- Steuerung und Regelung, sowie ggf.

– Energiespeicher und/oder Zusatzfeuerung auf der Basis fossiler Energieträger. Diese verschiedenen Komponenten werden nachfolgend diskutiert. Ausgehend davon wird dann auf daraus resultierende Gesamtsysteme eingegangen.

B.2.1 Komponenten

Heliostatenfeld. Das Heliostatenfeld besteht aus einer Vielzahl (mehrere hundert bis einige tausend) von einzelnen Heliostaten. Heliostaten sind Spiegel, die durch ihre zweiachsige Nachführung immer so ausgerichtet werden, dass sie das Sonnenlicht auf einen definierten Punkt im Raum – normalerweise den Receiver – konzentrieren. Sie bestehen aus einer das Sonnenlicht reflektierenden (und üblicherweise konzentrierenden) Fläche, einer Nachführeinheit mit den Antriebsmotoren, dem Fundament und einer Steuerelektronik. Der jeweilige Sollwinkel für Azimut und Elevation wird üblicherweise von einem Rechner basierend auf dem aktuellen Sonnenstand, der räumlichen Position der Heliostaten und des Zielpunktes bestimmt. Dieser Sollwert wird dann über eine Kommunikationsleitung an die jeweiligen Stellmotoren übermittelt. Die Aktualisierung erfolgt im Abstand von jeweils einigen Sekunden. Übliche Heliostaten haben heute Konzentratorflächen zwischen 20 und 150 m² /B-1/, /B-9/, /B-23/, /B-58/, /B-59/, /B-61/; bisher wurden maximal 200 m² realisiert /B-50/.

Das Heliostatenfeld verursacht über die Hälfte der Kosten des solaren Anlagenteils. Deshalb wurden und werden große Anstrengungen unternommen, Heliostaten mit guter optischer Qualität, hoher Zuverlässigkeit, langer Lebensdauer und gleichzeitig niedrigen flächenspezifischen Kosten zu entwickeln. Aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen dabei geht der Trend zu großen Heliostaten mit Flächen zwischen 100 und 200 m² und ggf. darüber. Es gibt aber auch Ansätze, kleinere Heliostaten zu fertigen, um die Kosten durch die rationellere Fertigung großer Stückzahlen senken zu können.

Ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre kann zwischen facettierten Glas-Metall- und Membran-Heliostaten als wesentliche Haupttypen unterschieden werden.

Facettierte Glas-Metall-Heliostaten. Ein derartiger Konzentrator besteht üblicherweise aus einer auf einem Trägerrohr montierten Fachwerkstruktur, an der sich eine Vielzahl von typischerweise etwa 2 bis 3 m² großen rechteckigen Einzelspiegeln, den sogenannten Facetten, befindet. Die Nachführeinheit besteht aus einem am Fundament angeschraubten Stahlrohr mit darauf montiertem Azimut-/Elevationsgetriebe, an welchem wiederum das Trägerrohr befestigt ist. Man spricht deshalb in diesem Fall auch von T-Typ Heliostaten (Abb. B.3, links, Torsionsrohr zur Sonnenhöhenachführung von Facetten verdeckt).

Bei dem exemplarisch in Abb. B.3 abgebildeten Heliostaten /B-38/ beträgt die Breite des Konzentrators 12,8 m und die Höhe 8,94 m. Die Größe der 32 einzelnen Facetten ist jeweils 3 auf 1,1 m. Das Gesamtgewicht ohne Fundament beträgt knapp 5,1 t.

Die Einzelfacetten sind entsprechend der Brennweite sphärisch gekrümmt. Dabei entspricht der Krümmungsradius dem zweifachen der Brennweite. Die Facetten sind so ausgerichtet, dass sich die Einzelbilder zu einem gemeinsamen Brennpunkt des Heliostaten überlagern. Dieser Vorgang des Facettenausrichtens wird als Canting bezeichnet.

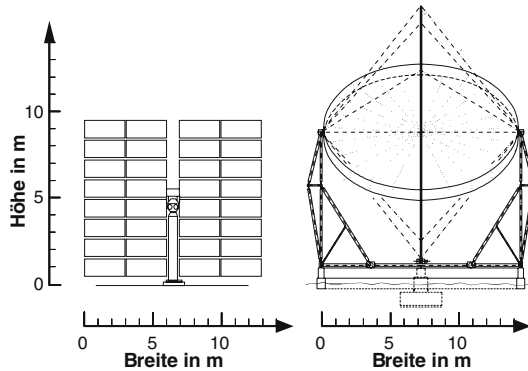


Abb. B.3 Facettierter Glas-Metall Prototyp-Heliostat (links; nach /B-38/) und Metallmembran (Advanced Stretched Membrane) Heliostat (rechts; nach /B-58/)

Membran-Heliostaten. Um den mit Einzelfacetten verbundenen Fertigungs- und Montageaufwand zu vermeiden und gleichzeitig eine hohe optische Qualität zu erreichen, wurden Heliostaten auf der Basis vorgespannter Membranen („Stretched Membrane“ Heliostaten) entwickelt. Ihr Konzentrator besteht aus einer oder mehreren „Trommeln“, welche wiederum aus einem metallischen Druckring und gespannten Membranen auf der Vorder- und Rückseite bestehen (Abb. B.3, rechts). Dafür werden Kunststofffolien und Metallmembranen eingesetzt. Bei Verwendung von Metallmembranen, die eine wesentlich höhere Dauerhaltbarkeit aufweisen, werden die Vorderseitenmembranen mit Dünnglasspiegeln beklebt, um die gewünschte hohe Reflektivität zu erzielen. Im Konzentratorinneren wird nun durch ein Gebläse oder eine Vakuumpumpe ein geringer Unterdruck (wenige mbar) eingestellt. Dadurch verformt sich die Membran, und aus dem ebenen Spiegel wird ein Konzentrator /B-1/, /B-9/. Bei anderen Konstruktionen dient ein mittig angebrachter mechanischer oder hydraulischer Stempel dazu, die Membran zu verformen.

Die mit großen Metallmembran-Heliostaten erzielte optische Güte ist deutlich höher als die, die bei Glas-Metall-Heliostaten vergleichbarer Größe mit vertretbarem Aufwand zu erreichen ist. Ein weiterer Vorteil ist, dass mit dem Unterdruck im Konzentrator auch die Brennweite leicht variiert werden kann. Es müssen also nicht, wie bei konventionellen Glas-Metall-Heliostaten, verschiedene Facetten für unterschiedlich weit vom Receiver entfernte Heliostate gebaut werden. Bei den Metallmembran-Heliostaten reicht es aus, nur den Unterdrucksollwert bzw. die Sollkrümmung entsprechend einzustellen. Das Canting entfällt folglich bei Heliostaten.

staten mit einem einzigen Membrankonzentrator völlig. Nachteilig ist der Energiebedarf für das Aufrechterhalten des Unterdrucks im Konzentrator.

Abb. B.3 zeigt exemplarisch einen Metallmembran-Heliostat mit Fachwerk-Drehstandnachführung /B-58/. Bei dieser Art der Nachführung werden die Kräfte weit entfernt von der Drehachse (beim gezeigten Heliostaten ca. 7 m) in den stabilen Druckring eingeleitet. Durch diese Untersetzung des Antriebsmoments können die Getriebeeinheiten klein und damit preiswert gehalten werden. Der Konzentratordurchmesser des abgebildeten Heliostaten (ASM 150) mit 150 m^2 Spiegelfläche beträgt 14 m, die Konzentratordicke 750 mm und das Gewicht ohne Fundament etwa 7,47 t.

Strahlungsempfänger (Receiver). Receiver von Turm-Solarkraftwerken dienen dazu, die vom Heliostatenfeld umgelenkte und konzentrierte Strahlungsenergie in Wärme umzuwandeln. Die heute üblichen Strahlungsflussdichten am Receiver liegen bei 600 bis $1\,000 \text{ kW/m}^2$. Derartige Receiver können nach dem verwendeten Wärmeträgerfluid (Luft, Salz, Wasser/Dampf, Flüssigmetall) und der Receivergeometrie (eben, Hohlraum (Cavity), zylindrische oder kegelförmige Rundum-Receiver) unterteilt werden, /B-4/, /B-61/. Heute favorisierte Wärmeträgermedien sind Luft /B-19/, /B-23/, /B-45/, /B-53/ und Salzschnmelzen /B-15/, /B-32/, /B-54/.

Wasser/Dampf-Receiver. Die ersten ausgeführten Turm-Solarkraftwerke (z. B. Solar One in Kalifornien, CESA-I in Spanien /B-22/) wurden mit Rohrreivern ausgeführt. Ihr Aufbau entspricht weitgehend dem in Abb. B.6 gezeigten Salz-Rohrreivern. In einem derartigen Wärmeübertrager (Rohrreivern) wird das Wasser eines konventionellen Dampfprozesses verdampft und ggf. überhitzt. Aufgrund der im Zusammenhang mit der Zweiphasenströmung Wasser-Dampf verbundenen Schwierigkeiten beim Wärmeübergang, wegen der Materialermüdung durch solare Transienten sowie aufgrund des ungünstigen Teillast- und Anfahrverhaltens solcher Systeme wird diese Technik heute nicht mehr verfolgt.

Offene volumetrische Luftreivern. Die konzentrierte Solarstrahlung trifft hier auf ein Absorbermaterial, das aus Stahldrahtgestrick oder poröser Keramik besteht. Es dringt in das Material ein und wird größtenteils erst in der Tiefe absorbiert und in Wärme umgewandelt. Ein Gebläse saugt Umgebungsluft von außen durch das bestrahlte Absorbermaterial (Abb. B.4). Der Luftstrom nimmt die Wärme auf, wobei die dem Heliostatenfeld zugewandten und damit am stärksten bestrahlten Absorberregionen durch die einströmende kalte Luft gekühlt werden. Da die Oberfläche des Absorbers durch diese durchströmende Luft gekühlt und dadurch kälter ist als die innenliegenden Bereiche des Absorbers – und damit auch kälter ist als die Luft, die das Gestrick wieder verlässt und zum Dampferzeuger strömt – hat diese Receiverbauart vergleichsweise geringe thermische Rückstrahlverluste. Dieser geschilderte Temperaturverlauf ist beispielhaft in Abb. B.4, links unten, dargestellt. Als offene Receiver arbeiten diese Anlagen bei Umgebungsdruck.

Die auf Temperaturen von $700 \text{ }^\circ\text{C}$ und mehr erhitzte Luft wird nun in einen als Abhitzekeessel ausgeführten Dampferzeuger – wie beim Gas- und Dampfturbinen

(GuD)-Prozess – geleitet; mit dem dort erzeugten Dampf wird dann eine Turbine und damit letztendlich ein Generator angetrieben. Die Luft verlässt den Abhitze-kessel mit etwa 200 °C und wird über Luftkanäle dem Receiver wieder zugeführt. Da es sich um einen offenen Receiver handelt, ist die Lufrückführung nicht voll-ständig (u. a. wegen Wind); typischerweise werden jedoch rund 60 % der Luft im Kreislauf geführt.

Eine weitere Möglichkeit stellt der inverse Gasturbinenprozess dar, bei wel-chem ein offener volumetrischer Luftreceiver eingesetzt wird und die Luft direkt in eine Gasturbine geführt wird, welche in einen Unterdruck hinein entspannt /B-12/. Der Vorteil gegenüber dem Dampfprozess und dem unten beschriebenen geschlos-senen (druckbeaufschlagten) Luftreceiver liegt im einfacheren Aufbau. Solche An-lagen wurden jedoch bisher nur theoretisch untersucht, sind aber bisher sehr weit von der Realisierung entfernt.

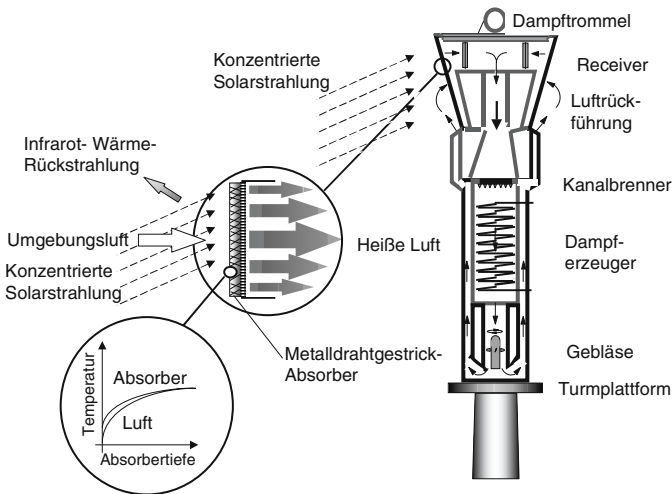


Abb. B.4 Funktionsprinzip eines offenen volumetrischen Luftreceivers nach dem Phoebus-Prinzip (nach /B-26/)

Ein derartiger Luftreceiver ist durch eine Vielzahl von Vorteilen gekennzeich-net; Luft als Wärmeträgermedium ist ungiftig, nicht korrosiv, unbrennbar, überall verfügbar sowie leicht zu handhaben. Sie hat aber eine vergleichsweise niedrige Wärmekapazität. Deshalb sind große Wärmeträgerflächen erforderlich, wie sie bei volumetrischen Receivern jedoch vorhanden sind. Durch die geringen thermischen Massen sorgen diese auch für ein günstiges Anfahrverhalten der An-lage.

Bisher existieren derartige Anlagen nur als Prototypen. Der Aperturdurchmes-ser (d. h. der Durchmesser der dem Feld zugewandten, bestrahlten Öffnung des Receivers) des ab 1993 betriebenen TSA-Strahlungsempfängers mit einer thermi-schen Leistung von 3 MW beträgt beispielsweise 3,4 m /B-17/. Der näherungswei-se zylindrische Strahlungsempfänger der projektierten Phoebus-Anlage mit einer

elektrischen Leistung von 30 MW soll eine Höhe von etwa 10 m und einen mittleren Durchmesser von rund 7 m haben.

Geschlossene (druckbeaufschlagte) Luftreceiver. Die Apertur derartiger Receiver ist durch ein Quarzglasfenster geschlossen. Die Luft wird hier bei Überdruck (einigen bar) erhitzt. Damit kann die erhitzte Luft direkt in die Brennkammer einer Gasturbine eingespeist werden; dadurch entfällt im Vergleich zum Dampfturbinenprozess der Wärmeübertrager. Außerdem wird durch das höhere Temperaturniveau ein höherer Wirkungsgrad erreicht.

Bisher wurden geschlossene Luftreceiver mit einer thermischen Leistung bis etwa 450 kW bei 15 bar erprobt. Die erzielten Luftaustrittstemperaturen liegen bei über 800 °C und die Receiverwirkungsgrade bei 80 % /B-5/. Aufgrund der hohen Anforderungen an das temperatur- und druckbeaufschlagte Fenster werden voraussichtlich auch die Receiver möglicher zukünftiger kommerzieller Turmanlagen nach diesem Konzept aus Einzelmodulen mit thermischen Leistungen von rund 300 kW bis maximal etwa 1 MW bestehen. Dies entspricht bei der Verwendung von Sekundär-Konzentratoren (Abb. B.5) Durchmessern der Receiverapertur von bis rund einem Meter.

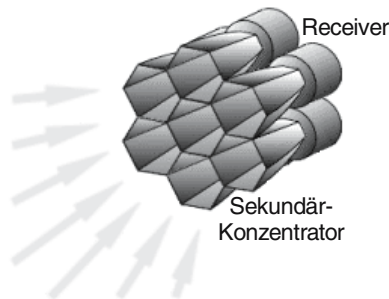


Abb. B.5 Receivercluster mit Sekundär-Konzentratoren (nach /B-60/)

Salzreceiver. Bei Salzreceivern können (eutektische) Salzschnmelzen aus Natrium- und Kaliumnitrat (NaNO_3 , KNO_3) eingesetzt werden. Bei beiden kann die Salzschnmelze infolge ihrer hohen Wärmekapazität – im Gegensatz zu Luft – zusätzlich direkt als Wärmespeichermedium verwendet werden (Abb. B.6). Damit entfallen die Wärmeübertrager zwischen Wärmeträgermedium und Wärmespeichermedium. Wie bei den Luftreceivern, und im Unterschied zu den Wasser-Dampf-Anlagen, liegt der Wärmeträger im gesamten während des regulären Betriebs vorkommenden Temperaturbereichs in der flüssigen Phase vor; es kommt keine problematisch technisch zu beherrschende Zwei-Phasen-Strömung vor. Über einen Salz-Wasser/Dampf-Wärmetauscher wird die solare Wärme dann in einen Dampfprozess eingekoppelt.

Ein alternatives Konzept zu den Salz-Rohrreceivern sind die Salz-Filmreceiver. Bei ihnen wird ein dünner Salzfilm entweder direkt (externer Filmreceiver, Direkt-

absorptionsreceiver (DAR)) oder durch eine Edelstahlplatte hindurch (interner Film) von der konzentrierten Solarstrahlung erhitzt /B-32/. Man verspricht sich davon einfache und damit kostengünstige Receiver.

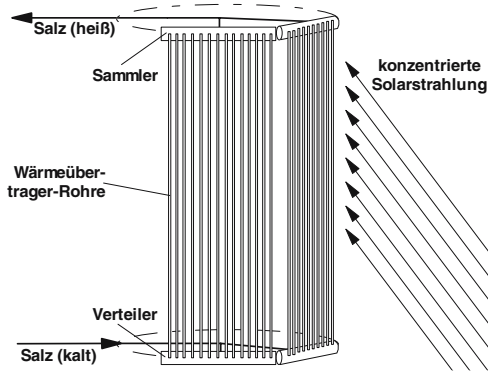


Abb. B.6 Darstellung des bei der Anlage Solar Two verwendeten Prinzips eines Salzrohrreceivers

Ein Nachteil aller Salzreceiver ist die Notwendigkeit, das Salz während der Betriebspausen (z. B. im Verlauf der Nachstunden) flüssig zu halten. Dafür ist die Beheizung des gesamten salzbefüllten Anlagenteils (u. a. Tanks, Rohre, Ventile) erforderlich. Dies geschieht mit Hilfe von elektrischen Widerstandsheizungen; sie stellen jedoch sehr hohe Anforderungen an Montage und Regelung. Zusätzlich erhöhen sie den Eigenenergieverbrauch der Anlage. Ein weiterer Nachteil ist die hohe Korrosivität der Gasphase der verwendeten Salze, da bei bestimmten Betriebszuständen das unerwünschte Verdampfen von kleinen Salzmenigen durch lokale Übertemperaturen nicht immer vollständig auszuschließen ist.

Weitere Receiver Typen. Im Rahmen des Small Solar Power Systems (SSPS) Projektes wurden auch zwei Natrium-Rohrreceiver gebaut und erprobt /B-18/. Probleme mit diesem Medium wie u. a. ein Natriumbrand durch unsachgemäß durchgeführte Reparaturarbeiten führten aber dazu, dass diese Technologie im Turm-Solkraftwerksbereich wegen der dort erforderlichen großen Natriummengen trotz der sehr guten thermodynamischen Eigenschaften dieses Stoffes heute nicht mehr verfolgt wird.

Konventioneller Kraftwerksteil. Beim konventionellen Kraftwerksteil handelt es sich weitgehend um eine Technik, wie sie bereits seit Jahren in konventionellen mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken zum Einsatz kommt. Der für Turm-Solkraftwerke relevante Leistungsbereich (10 bis 200 MW) kann demnach mit großtechnisch verfügbaren Turbinen und Generatoren – einschließlich sämtlicher benötigter Nebenaggregate – abgedeckt werden; derartige Systemkomponenten sind Stand der Technik (z. B. /B-51/).

Steuerung und Regelung. Die Heliostaten werden durch einen zentralen oder mehrere verteilte lokale Computer gesteuert. Die Heliostatfeld-Steuerungstechnik mit zentralem Rechner und über serielle Leitungen angebotenen Heliostaten stammt noch aus den achtziger Jahren, als die Rechenleistung teuer war. Heutige Entwicklungen verwenden Bussysteme bzw. intelligente, lokale Controller, die gleichzeitig die Aufgabe der Fehlerdiagnose übernehmen und das Kommunikationsaufkommen so weit reduzieren, dass sogar eine Funkfernsteuerung möglich ist.

Während des Betriebs zielen nicht alle Heliostaten auf dieselbe Stelle des Receivers. Um die gewünschte Strahlungsintensitätsverteilung auf der Absorberoberfläche des Receivers zu erzielen, ist es erforderlich, das Heliostatfeld in Gruppen einzuteilen, welche jeweils auf eigene, relativ zueinander versetzte, Zielpunkte gerichtet sind. Während des Startvorgangs und auch im Betrieb müssen die Anzahl der Heliostaten pro Zielpunkt und die Koordinaten der Zielpunkte ständig nachge-regelt werden, um die gewünschte Verteilung aufrecht zu erhalten. Dies geschieht automatisch /B-55/, /B-56/.

Weitere Regelsysteme sind für das An- und Abfahren und den Betrieb des Dampferzeugers, des Energiespeichers bzw. der Zusatzfeuerung auf der Basis fossiler Energieträger und des gesamten konventionellen Kraftwerksteils erforderlich.

B.2.2 Anlagen

In der Vergangenheit wurden eine Reihe derartiger Anlagen im Rahmen von entsprechenden Forschungs- und Entwicklungsvorhaben realisiert. Tabelle B.2 zeigt ausgewählte derartige Versuchs- und Pilotanlagen. Auf die wichtigsten wird im Folgenden näher eingegangen.

Solar One. Solar One, ein Turm-Solkraftwerk mit 10 MW elektrischer Leistung in der kalifornischen Mojave-Wüste, wurde von 1982 bis 1988 betrieben. Mit dieser Anlage konnte die grundsätzliche Machbarkeit der solarthermischen Stromerzeugung mit Turmanlagen im Megawatt-Maßstab demonstriert werden. Als Wärmeträgermedium im Receiver wurde hier Wasser eingesetzt /B-61/. Bei der Anlage zeigten sich u. a. Probleme, den Betrieb bei Wolkendurchgängen aufrecht zu erhalten. Die hierdurch verursachten Verluste führten dazu, dass Solar One hinter den Erwartungen zurückblieb.

Abb. B.7 zeigt die Leistungskennlinie der Solar One Anlage als Beispiel für den Kennlinienverlauf von Solar-Turmkraftwerken. Demnach wird elektrische Leistung ab einer Tagessumme der Direktstrahlung von etwa 4 bis 5 kWh/(m² d) abgegeben. Mit steigender Direktstrahlung nimmt die abgegebene elektrische Leistung näherungsweise linear mit der eingestrahnten Solarenergie zu. Die Schwelle, ab der elektrische Leistung abgegeben wird, wird weitgehend durch die Wasser-Dampf-Rohrreceiver-Technologie bestimmt. Durch die Verwendung von Salzschnmelzen oder insbesondere von volumetrischen Receivern kann dieser Schwellenwert gesenkt werden.

Tabelle B.2 Solarthermische Versuchs- und Pilotanlagen

Anlage	Prinzip	Leistung	Standort	Status
CESA-I	Wasser/Dampf Rohrreceiver	1 MW _{el}	Almería (Spanien)	Betrieb 1983 – 84, seitdem Versuchsanlage für versch. Experimente (z. B. GAST, TSA)
Eurelios	Wasser/Dampf	1 MW _{el}	Adrano (Italien)	Betrieb 1981 – 84
GAST	Luft-Rohrreceiver		Almería (Spanien)	demontiert
PS10	Wasser/Dampf	10 MW _{el}	Spanien	Im Bau (Grundsteinlegung 2004)
Refos II/ Solgate	drei geschlossene volumetrische Receiver als Cluster	1 MW _{th} / 250 kW _{el}	Almería (Spanien)	Versuchsanlage
Sandia	Teststand für diverse Receiver	5 MW _{th}	Albuquerque, NM (USA)	Versuchsanlage der Sandia National Solar Thermal Test Facility
Solar One	Wasser/Dampf-Rohrreceiver	10 MW _{el}	Barstow, CA (USA)	Betrieb 1982 – 88, umgebaut zu Solar Two
Solar Two	Salz-/Rohrreceiver	10 MW _{el}	Barstow, CA (USA)	Inbetriebnahme 1996, Betrieb bis 1999
Solar Tres	Salz-/Rohrreceiver	10 MW _{el}	Spanien (geplant)	Projektentwicklung vorangeschr.
SSPS	Natrium-Rohrreceiver, ab 1987 kleine volum. Luftreceiver	0,5 MW _{el}	Almería (Spanien)	seit September 1981 System- und Komponententests
Themis	Salzreceiver	2,4 MW _{el}	Targassone (Frankreich)	Betrieb 1983 – 86, jetzt Versuchsanlage für Gammastrahlen-Astronomie
TSA/Solair/ Kosmosol	offener volumetrischer Luftreceiver	3 MW _{th}	Almería (Spanien)	Versuchsanlage, 1993 – 97 regelmäßig in Betrieb, Receiver 2003 durch Solair-Receiver ersetzt (selbes Prinzip, aber keramische Absorber)
Weizmann Institut		3 MW _{th}	Rehovot (Israel)	Testanlage für Solarthermie sowie Solarchemie

Solar Two. Mit dem Ziel, die bei der Anlage Solar One aufgetretenen Probleme zu lösen, wurde das Kraftwerk zur Anlage Solar Two umgebaut. Als Wärmeträger- und Wärmespeichermedium wurde nun eine Salzschnmelze aus 40 % Kalium- und 60 % Natriumnitrat eingesetzt. Durch die Verwendung dieses thermischen Energiespeichers können Strahlungsangebot und Energienachfrage (weitgehend) entkoppelt werden.

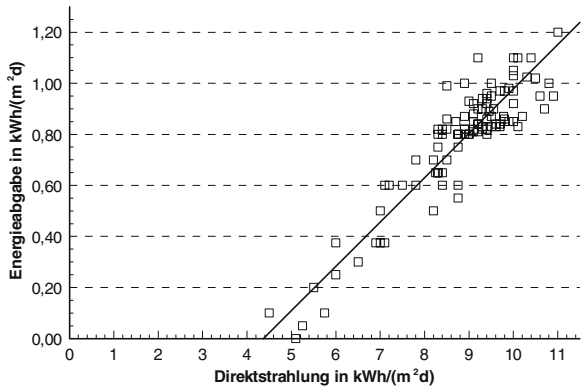


Abb. B.7 Leistungskennlinie von Solar One (nach /B-2/)

Das Prinzip des Kraftwerkes Solar Two zeigt Abb. B.8. Salz wird aus einem „kalten“ Salzspeicher auf den Turm und dort durch den Receiver gepumpt, wo es sich erwärmt. Es gelangt dann in den „heißen“ Tank. Von dort aus wird bei Bedarf Salz – und damit Energie – entnommen und durch einen Dampferzeuger geleitet, der Frischdampf für einen konventionellen Dampfturbinen-Kreisprozess erzeugt. Das im Dampferzeuger abgekühlte Salz gelangt anschließend in den „kalten“ Salzspeicher.

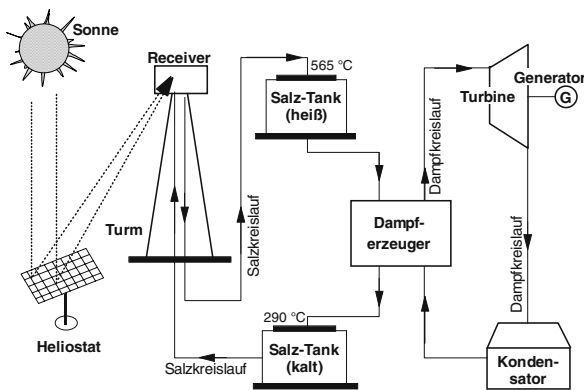


Abb. B.8 Prinzipskizze eines Turm-Solkraftwerkes mit einer Salzschnmelze als Wärmeträger- und -speichermedium (Temperaturen beziehen sich auf die Anlage Solar Two) (nach /B-15/)

Grundsätzlich lässt sich mit diesem Konzept nicht nur tagsüber, sondern bei entsprechender Größe des Energiespeichers und des Solarfeldes auch 24 Stunden am Tag Strom bereitstellen. Solar Two produziert eine elektrische Leistung von 10 MW, die durch den in der Anlage vorhandenen Energiespeicher bis zu drei Stunden nach Sonnenuntergang aufrechterhalten werden kann.

Phoebus/TSA/Solair. Phoebus/TSA/Solair ist ein Kraftwerkskonzept mit einem offenen volumetrischen Luftreceiver, durch den heiße Luft bereitgestellt wird. Die Heißluft strömt anschließend durch einen Dampferzeuger, in dem überhitzter Dampf bereitgestellt wird, der dann zum Antrieb der Turbine – und damit des Generators – eingesetzt werden kann. Dies ist in Abb. B.9 schematisch dargestellt.

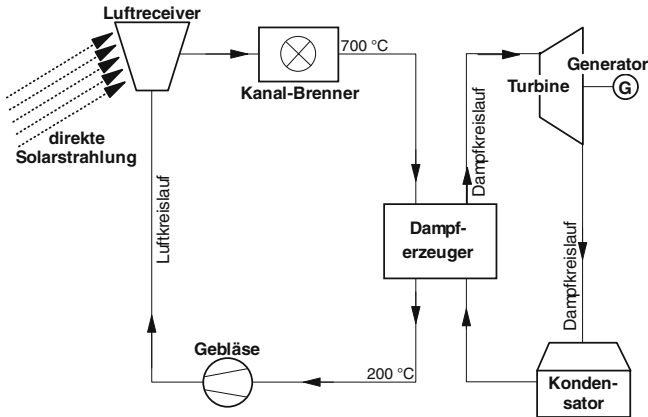


Abb. B.9 Schaltung eines offenen volumetrischen Receivers nach dem Phoebus-Prinzip mit Kanalbrenner zur Zuführung fossiler Brennstoffe (nach /B-45/)

Ein erdgasbefuener Kanalbrenner zwischen Receiver und Dampferzeuger führt der Luft zusätzliche Wärme zu, wenn die Sonnenstrahlung zur Erzeugung der gewünschten Dampfmenge nicht ausreicht. Die Phoebus-Anlage kann auf diese Weise nicht nur dann Strom erzeugen, wenn die Sonne scheint, sondern auch während Schlechtwetterperioden oder ggf. in der Nacht. Das Kraftwerk kann somit – bei einer entsprechenden Zuführung fossiler Energieträger (z. B. Erdgas) – als Mittelast- oder sogar als Grundlastkraftwerk betrieben werden. Damit ist die Strombereitstellung nicht ausschließlich vom solaren Strahlungsangebot abhängig, und Stromlieferungsverpflichtungen können auch zu Zeiten unzureichenden Solarstrahlungsangebots eingehalten werden.

Die Phoebus-Anlage ist ein im Wesentlichen konventionelles Kraftwerk. Durch das beschriebene Konzept der Einkopplung solarer Energie kann eine derartige Anlage aber mit einem sehr hohen Anteil an Solarenergie an der gesamten erzeugten Energie betrieben werden. Durch die ebenfalls mögliche Integration eines thermischen Energiespeichers in das Gesamtsystem kann die Menge des benötigten fossilen Brennstoffs weiter reduziert werden.

Von 1993 bis 1997 wurde ein derartiger Kreislauf mit Luftreceiver mit einer thermischen Leistung von 3 MW ständig betrieben, der grundsätzlich alle Komponenten eines zukünftigen Phoebus-Kraftwerks beinhaltet (sogenanntes TSA-System (Technology Program Solar Air Receiver)). Die Versuchsergebnisse zeigen das sehr gute Zusammenspiel der Komponenten sowie eine geringe thermische Trägheit eines derartigen Systems, die ein schnelles Anfahren ermöglicht. Der ein-

fache Aufbau und der unproblematische Wärmeträger Luft zeichnen diese Technik zusätzlich aus /B-19/.

Aktuelle Entwicklungen. Vor dem Hintergrund der seit mehreren Jahren angekündigten erhöhten Einspeisungsvergütung für Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Spanien haben sich eine Reihe von Konsortien gebildet, die entsprechende Projekte entwickeln. Im August 2002 wurde schließlich diese Einspeisungsvergütung verabschiedet und im März 2004 erhöht. Nachfolgend werden einige ausgewählte derartige Projektansätze dargestellt.

Phoebus/TSA/PS10. Aufgrund der guten Erfahrungen mit dem Phoebus/TSA/PS10-System wurde von einem von Spanien geführten europäischen Konsortium der Bau und Betrieb einer 10 MW-Anlage mit dem Namen PS10 mit volumetrischem Receiver in Südwestspanien geplant /B-62/. Mitte 2004 erfolgte die Grundsteinlegung. Zwischenzeitlich wurde das Konzept geändert, die Anlage wird einen Rohr-Sattdampfreceiver erhalten, der Dampf mit 40 bar und 250 °C liefern soll. Das als Nordfeld ausgeführte Heliostatenfeld soll aus 624 Heliostaten bestehen. Dabei werden facettierte Glas/Metall-Heliostaten (T-Typ) Sanlúcar 120 mit jeweils ca. 121 m² Spiegelfläche eingesetzt. Der Cavity- (Hohlraum) Receiver wird auf einem rund 100 m hohen Turm angebracht. Er besteht aus vier 5,36 mal 12,0 m großen Rohrpanels. Der in die Anlage integrierte thermische Speicher soll eine nutzbare Wärmeenergie von 15 MWh aufweisen, womit die Anlage 50 Minuten lang mit 50 % Last betrieben werden kann. Die Entwicklung des Konzept mit offenem volumetrischen Receiver wird parallel von deutschen Forschungseinrichtungen und der Industrie im Rahmen der Solair- und KOSMOSOL-Projekte vorangetrieben.

Solar Tres. Hier wird aufgebaut auf dem Know-How aus Bau und Betrieb der Anlage Solar Two (Salz als Wärmeträger und Wärmespeichermedium). Entsprechend heißt dieses Projekt „Solar Tres“ (spanisch für „Solar Drei“). Dieses Turm-Solkraftwerk mit Flüssigsalz-Rohrreceiver, das eine elektrische Leistung von 15 MW aufweisen soll, wird auch auf einen ausschließlichen Solarbetrieb ausgelegt. Das Heliostatenfeld ist als Nordfeld mit 2 494 Heliostaten mit einer Fläche von je 96 m² konzipiert. Als einzusetzende Heliostatentypen sind facettierte Glas/Metall-Heliostaten (T-Typ) mit hochreflektierenden Spiegeln und vereinfachter Konstruktion vorgesehen (solares Vielfaches von 3). Der 120 MW_{th} Receiver ist als zylindrischer Flüssigsalz-Rohrreceiver geplant. Der in das Konzept integrierte Speicher (600 MWh_{th}) soll es ermöglichen, die Anlage mit Wärme aus dem Speicher 16 Stunden lang zu betreiben.

Solgate. Bei Solgate handelt es sich um eine Versuchsanlage unabhängig von der spanischen Einspeisungsvergütung. Diese Pilotanlage eines Turm-Solkraftwerks mit geschlossenem volumetrischen Receiver mit Sekundärkonzentrator und keramischem Absorber mit einer elektrischen Nennleistung von 250 kW wird im Hybridbetrieb (d. h. kombinierter Betrieb mit Erdgas und Solarstrahlung) betrieben.

Die im PSA-Nordfeld angeordneten facettierten Glas/Metall-Heliostaten (T-Typ) weisen eine Spiegelfläche von je ca. 40 m^2 auf (solares Vielfaches von 1). Auf einen Speicher kann hier verzichtet werden.

B.3 Dish/Stirling- und Dish/Brayton-Systeme

Dish/Stirling- und Dish/Brayton-Systeme sind punktkonzentrierende solarthermische Stromerzeugungsanlagen. Sie bestehen im Wesentlichen aus drei Komponenten: einem parabolisch gekrümmten Konzentrator (Dish), einem Receiver und einer Wärmekraftmaschine (Stirlingmotor bzw. Gasturbine) mit angeschlossenem Generator (Abb. B.10).

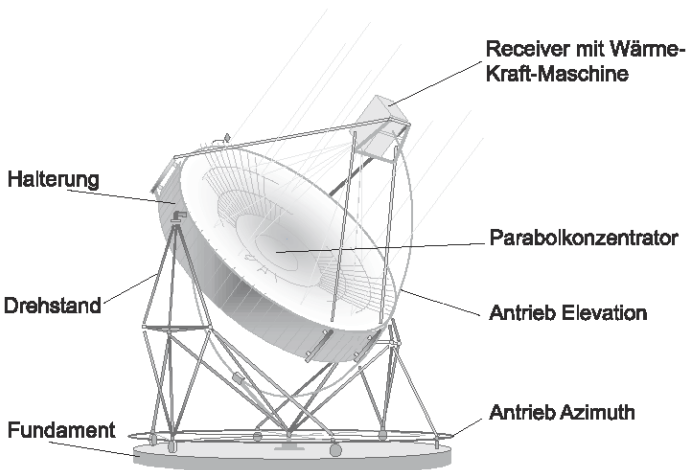


Abb. B.10 Funktionsprinzip eines Dish/Stirling- bzw. Dish/Brayton-Systems

Der Parabolkonzentrator wird zweiachsig der Sonne nachgeführt, so dass er die direkte Solarstrahlung auf einen im Fokus angeordneten Receiver reflektiert. Die im Receiver in Wärme umgewandelte Strahlungsenergie wird einer Stirlingmaschine oder einer Gasturbine zugeführt, die als Wärme-Kraft-Maschine die Wandlung in mechanische Energie vornimmt. Direkt an die Welle der Stirlingmaschine bzw. an die der Gasturbine ist ein Generator gekoppelt, der die mechanische Energie in die letztlich gewollte elektrische Energie überführt. Beide Systeme können parallel oder alternativ zusätzlich zur solaren Beheizung mit einem Gasbrenner (z. B. mit Erdgas oder Biogas) beheizt werden /B-29/, /B-46/. Nachfolgend werden zunächst wesentliche Komponenten derartiger Systeme diskutiert. Anschließend wird auf entsprechende Gesamtsysteme eingegangen.

B.3.1 Komponenten

Parabolkonzentrator (Dish). Der parabolisch gekrümmte Hohlspiegel (Dish) konzentriert das Sonnenlicht, abhängig von der Genauigkeit seiner Formgebung, seiner Oberflächenbeschaffenheit und seiner Brennweite, in einem mehr oder weniger großen Brennfleck. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems wird entscheidend vom Konzentrationsverhältnis beeinflusst, das bei heute üblichen Konzentratoren zwischen 1 500 und 4 000 liegt. Für einen hohen Systemwirkungsgrad ist ein hohes Konzentrationsverhältnis förderlich.

Bei der Konstruktion der Konzentratoren kann zwischen einem facettierten Aufbau und einer flächenhaften Gestaltung der Konzentratorenfläche unterschieden werden. Bei ersterem werden mehrere Spiegelsegmente auf eine tragende Struktur aufgebracht, einzeln gestützt und ausgerichtet. Bei letzterem wird die ganze Konzentratorenfläche in einem Formgebungsprozess in eine parabolisch gekrümmte Form gebracht.

Die Spiegelsegmente können dabei direkt aus verspiegeltem Glas bestehen. Sie können aber auch aus Facetten gefertigt werden, die mit einer verspiegelten Folie oder Dünnglasspiegeln belegt sind. Diese Facetten werden meist mit vorgespannten Membranen aus Metall oder Kunststoff (Stretched Membrane Technologie) ausgeführt. Diese Membranen sind beidseitig auf einem Ring befestigt. Sie werden mittels eines Formgebungsprozesses in ihre gewünschte Gestalt gebracht und in der Regel mit Unterdruck stabilisiert. Mit der Metallmembran-Konstruktion werden bei den flächenhaft gestalteten Konzentratoren hohe Steifigkeiten und eine gute optische Leistungsfähigkeit bei geringem Gewicht erzielt. In einer neueren Entwicklung werden die Facetten aus Sandwichelementen aus glasfaserverstärktem Epoxidharz aufgebaut und anschließend mit Dünnglasspiegeln beklebt. Die Konzentratorengrößen liegen bei etwa 6,5 bis maximal 25 m im Durchmesser.

Nachführung. Die punktkonzentrierenden Parabol-Konzentratoren müssen kontinuierlich über zwei Achsen dem Lauf der Sonne nachgeführt werden, damit die Sonnenstrahlen stets parallel zur Konzentratorenachse einfallen. Dabei wird zwischen azimuthaler und polarer Nachführung unterschieden.

- Bei der azimuthalen Nachführung wird der Konzentrator über eine Achse parallel zur Erdoberfläche (Elevationsachse) und einer zweiten senkrecht zur Erdoberfläche (Azimut) bewegt.
- Bei der polaren (oder parallaktischen) Nachführung verläuft eine Achse parallel zur Erdrotationsachse (polare Achse) und die andere senkrecht dazu (Deklinationsachse).

Beide Systeme werden über eine Computersteuerung automatisch der Sonne nachgeführt.

Receiver. Der Receiver ist das Bindeglied zwischen Parabol-Konzentrator und der Wärme-Kraft-Maschine. Seine Aufgabe ist es, einen möglichst hohen Anteil der vom Konzentrator reflektierten Strahlungsenergie zu absorbieren und diese in

Form von Wärme an das Arbeitsgas der Wärme-Kraft-Maschine zu übertragen. Hier treten die höchsten Temperaturen des Systems auf; derzeit übliche Betriebstemperaturen liegen im Bereich von 600 bis 800 °C für das Arbeitsmedium. Dabei ist die Intensitätsverteilung der konzentrierten Strahlung im Brennfleck aufgrund von unvermeidbaren Spiegelfehlern nie ganz gleichmäßig. Auf der Absorberfläche können daher große Temperaturgradienten auftreten. Die auftretenden Drücke in Receivern bewegen sich für Stirlingmaschinen zwischen 40 und 200 bar /B-46/ und für Gasturbinen bei einigen bar.

Receiver für Dish-Systeme werden als Hohlraum-Receiver (Cavity-Receiver) ausgeführt. Die konzentrierte Strahlung fällt hier durch eine kleine Öffnung, die als Apertur bezeichnet wird, in einen Hohlraum. Der Apertur-Durchmesser wird dabei so optimiert, dass der größte Teil der konzentrierten Strahlung durch diese Öffnung hindurch tritt und gleichzeitig Konvektions- und Strahlungsverluste möglichst begrenzt werden. Die Absorberfläche ist hinter der Apertur und damit hinter dem Brennfleck angeordnet, um die auftreffende Strahlungsintensität zu vermindern. Bei Dish/Stirling-Systemen ist die Apertur dabei offen; bei den volumetrischen Receivern für Gasturbinen wird sie demgegenüber durch ein Quarzglasfenster geschlossen.

Im Folgenden werden die wesentlichen Receiver Typen, die in der Vergangenheit entwickelt wurden und von denen auch für die Zukunft eine gewisse Bedeutung erwartet werden kann, kurz beschrieben.

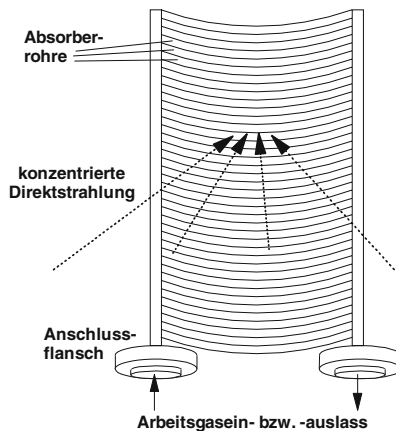


Abb. B.11 Rohrreceiver für einen solarbetriebenen Stirlingmotor

Rohrreceiver. Die einfachste Bauweise eines Solar-Receiver für den Stirlingmotor stellt der direkt bestrahlte Rohrreceiver dar (Abb. B.11). Hier dienen die vom Arbeitsmedium durchströmten Erhitzerrohre des Stirlingmotors als Absorberfläche; sie werden direkt mit der konzentrierten Solarstrahlung beaufschlagt. Dazu muss die Geometrie der Stirling-Erhitzerrohre so gestaltet werden, dass bei mög-

licht geringem Totvolumen möglichst gleichmäßige und nicht zu hohe Strahlungsflussdichten auf die Absorberfläche auftreffen /B-39/, /B-41/, /B-46/.

Heat Pipe Receiver. Im Heat Pipe (Wärmerohr) Receiver (Abb. B.12) wird ein flüssiges Metall (in der Regel Natrium) als Wärmeträgermedium eingesetzt. Durch einen Verdampfungs- und Kondensationskreislauf, in dem dieses Wärmeträgermedium im Kreislauf bewegt wird, erfolgt der Transport der latenten Verdampfungswärme von der bestrahlten Absorberfläche bei fast konstanter Temperatur zum Stirling-Erhitzer. Das Kondensat wird nach der Wärmeabgabe an den Erhitzer von der Kapillarstruktur aufgenommen und durch die kapillare Saugwirkung zur Heizzone zurück transportiert. Der fertigungstechnische Aufwand des Heat Pipe Prinzips ist deshalb vergleichsweise hoch. Dem steht der Vorteil gegenüber, dass hohe und auch extrem unterschiedliche Wärmestromdichten gleichförmig auf den Stirling-Erhitzer übertragen werden; dadurch sind relativ hohe Maschinenwirkungsgrade und eine lange Lebensdauer möglich. Vorteilhaft ist auch, dass der Heat Pipe Receiver vergleichsweise einfach hybridisiert werden kann; d. h. er kann zusätzlich zur Solarstrahlung auch mit flüssigen oder gasförmigen, fossilen oder biogenen Brennstoffen betrieben werden /B-4/, /B-14/, /B-25/, /B-26/.

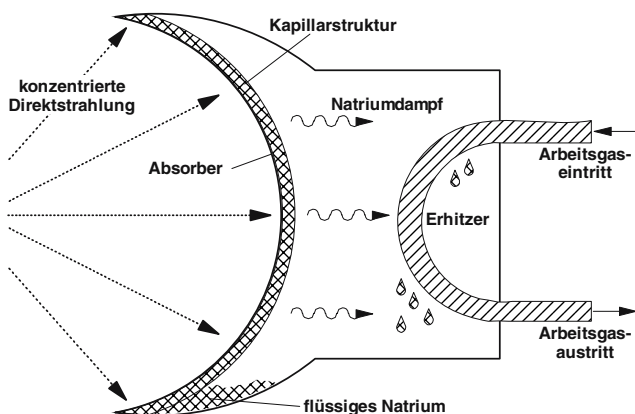


Abb. B.12 Heat Pipe Receiver für Dish/Stirling-Systeme (nach /B-46/)

Volumetrische Receiver. Bei den Dish/Brayton-Systemen wird als Wärmeträgermedium Luft verwendet. Aufgrund der geringen Wärmekapazität von Luft können konventionelle Rohrreceiver nur kleine Wärmestromdichten auf den Rohren ertragen; dies führt zu großen Receivern und entsprechend hohen Druckverlusten. In volumetrischen Receivern (Abb. B.13) wird die konzentrierte Solarstrahlung deshalb im Innern (d. h. also im Volumen) einer hochporösen Struktur absorbiert und die entstehende Wärme direkt durch Konvektion an das Gas, das diese poröse Struktur durchströmt, abgegeben. Der Vorteil liegt in den kleineren charakteristischen Längen des Wärmeübertragers und der daraus resultierenden größeren

Wärmeübertragungszahl. Dadurch ist die zur Übertragung einer bestimmten Leistung erforderliche Temperaturdifferenz und damit auch die Oberflächentemperatur des Wärmeübertragers bei gleicher Arbeitsmitteltemperatur niedriger; außerdem sind die thermomechanischen Beanspruchungen geringer. Der Absorber kann folglich bei höheren Strahlungsflussdichten und Luft-Austrittstemperaturen betrieben werden.

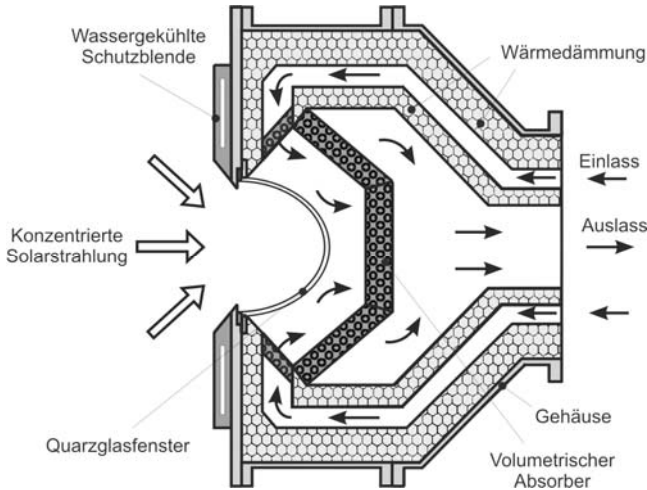


Abb. B.13 Volumetrischer Receiver für ein Dish/Brayton-System (nach /B-7/)

Die Absorberstruktur besteht entweder aus Drahtgeflecht oder aus Keramikschaum. Der Druckverlust durch den Absorber ist vernachlässigbar; dies ist eine wichtige Voraussetzung für gute Turbinenwirkungsgrade. Die Apertur wird durch ein Quarzglasfenster geschlossen; es hat eine hyperbolische Form, damit die Reflexionsverluste klein gehalten werden können. Hinter dem Absorber im Gasaustrittsbereich kann zusätzlich ein mit fossilen oder biogenen Brennstoffen betriebener Brenner integriert werden /B-6/, /B-7/, /B-20/.

Wärme-Kraft-Maschine. Die derart bereitgestellte thermische Energie kann dann mit Hilfe einer Wärme-Kraft-Maschine in elektrische Energie umgewandelt werden. Hierzu können der Stirlingmotor und die Gasturbine zum Einsatz kommen. Sie werden nachfolgend kurz diskutiert.

Stirlingmotor. Der Stirlingmotor gehört zu der Gruppe der Heißgas-Maschinen und arbeitet mit einem geschlossenen System; d. h. im Arbeitsspiel wird immer das selbe Arbeitsgas benutzt. Die Energiezufuhr erfolgt im Unterschied zu Otto- oder Dieselmotoren durch eine äußere Wärmezufuhr; dies macht den Stirlingmotor auch für Solarbetrieb tauglich.

Das grundlegende Prinzip des Stirlingmotors basiert auf dem Effekt, dass ein Gas bei einer Temperaturänderung eine entsprechende Volumenänderungsarbeit

verrichtet. Der Arbeitsprozess wird durch isotherme Verdichtung des kalten und isotherme Entspannung des heißen Mediums bei Wärmezufuhr bei konstantem kleinen und Wärmeabfuhr bei konstantem großen Volumen (isochor) dargestellt. Eine periodische Temperaturänderung – und damit ein kontinuierlicher Betrieb – kann dabei erreicht werden, indem das Arbeitsgas zwischen einem Raum mit konstant hoher Temperatur und einem Raum mit konstant niedriger Temperatur hin- und herbewegt wird.

Wird der Kompressionskolben zur geschlossenen Seite bewegt, strömt das kalte Arbeitsgas durch den Regenerator in den warmen Raum. Dabei gibt der Regenerator isochor die zuvor aufgenommene Wärme an das Arbeitsgas ab (isochorer Heiztakt (1); Abb. B.14). Es wird dadurch auf die Temperatur des warmen Raums aufgewärmt und der Regenerator kühlt sich auf die Temperatur des kalten Raums ab. Das sich im warmen Raum befindende Arbeitsgas dehnt sich nun isotherm aus und nimmt dabei Wärme von dem warmen Raum auf (isothermer Expansionstakt (2); Abb. B.14). Durch das expandierende Arbeitsgas wird der Arbeitskolben zur offenen Seite hin bewegt und verrichtet dabei Arbeit. Durchläuft der Arbeitskolben den unteren Totpunkt und wird nun zur geschlossenen Seite hin bewegt, muss das heiße Arbeitsgas durch den Regenerator in den kalten Raum. Dabei wird isochor Wärme vom Arbeitsgas an den Regenerator abgegeben (isochorer Kühltakt (3); Abb. B.14). Das Gas kühlt sich auf die Temperatur des kalten Raums ab und der Regenerator wird auf die Temperatur des warmen Raums erwärmt. Das Arbeitsgas wird anschließend isotherm komprimiert und gibt die dabei entstehende Wärme an den kalten Raum ab (isothermer Kompressionstakt (4); Abb. B.14) /B-60/.

Grundlegende Systemelemente sind damit der erhitzte Arbeitszylinder, der gekühlte Kompressionszylinder und ein Regenerator, der zur Energiezwischenspeicherung dient. Der Regenerator ist meist ein hochporöser Körper mit einer hohen Wärmekapazität; dieser poröse Körper weist i. Allg. eine Masse auf, die bedeutend größer ist als die Gasmasse, die ihn durchströmt. Je vollständiger der wechselnde Wärmeübergang im Regenerator erfolgt, um so größer ist die mittlere Temperaturdifferenz zwischen Arbeits- und Kompressionszylinder, und damit der Wirkungsgrad des Stirlingmotors.

Wird der Verdrängerkolben über ein Triebwerk oder ein schwingfähiges System im richtigen Phasenwinkel zum Arbeitskolben gekoppelt, kann das gesamte System als Wärme-Kraft-Maschine arbeiten.

Bei den mechanischen Ausführungen wird zwischen den kinematischen Stirling-Maschinen und den Freikolben-Stirling-Maschinen unterschieden. Weiterhin sind einfach- und doppelt-wirkende Maschinen verfügbar. Bei einfach-wirkenden Stirling-Maschinen erfährt nur eine Seite des Kompressions- bzw. des Expansionskolbens die Druckschwankungen im Arbeitsraum. Bei doppelt-wirkenden Maschinen wirkt der Druck des Arbeitsgases auf beide Seiten der Kolben; sie sind dann zugleich Kompressions- und Expansionskolben /B-46/, /B-57/, /B-60/.

– Kinematische Stirling-Maschinen. Bei den kinematischen Stirling-Maschinen erfolgt die Kraftübertragung – wie auch bei konventionellen Verbrennungsmo-

toren – über ein Kurbelgetriebe. Über eine nach außen führende Welle kann an diesem Getriebe ein Generator angeschlossen werden.

- Freikolben-Stirling-Maschinen. Bei dieser Ausführung bestehen keine mechanischen Verbindungen zwischen dem Arbeitskolben, dem Verdränger und der Umgebung. Beide Kolben können sich frei bewegen. Die umgewandelte Energie wird also nicht auf einen Kurbeltrieb übertragen, sondern kann z. B. über einen Axialgenerator nach außen geführt werden. Die mechanischen Verbindungen sind durch ein inneres Feder-Dämpfungssystem ersetzt; dadurch werden nur zwei bewegte Teile benötigt. Die Maschine ist hermetisch verschlossen, wodurch Dichtungsprobleme umgangen werden. Freikolben-Stirling-Maschinen haben die theoretischen Vorteile eines einfachen Aufbaus und damit hoher Zuverlässigkeit, liegen aber im Entwicklungsstand derzeit noch hinter den kinematischen Maschinen zurück.

Die für Dish/Stirling-Systeme eingesetzten Maschinen arbeiten mit Helium oder Wasserstoff als Arbeitsgas bei Temperaturen von 600 bis 800 °C.

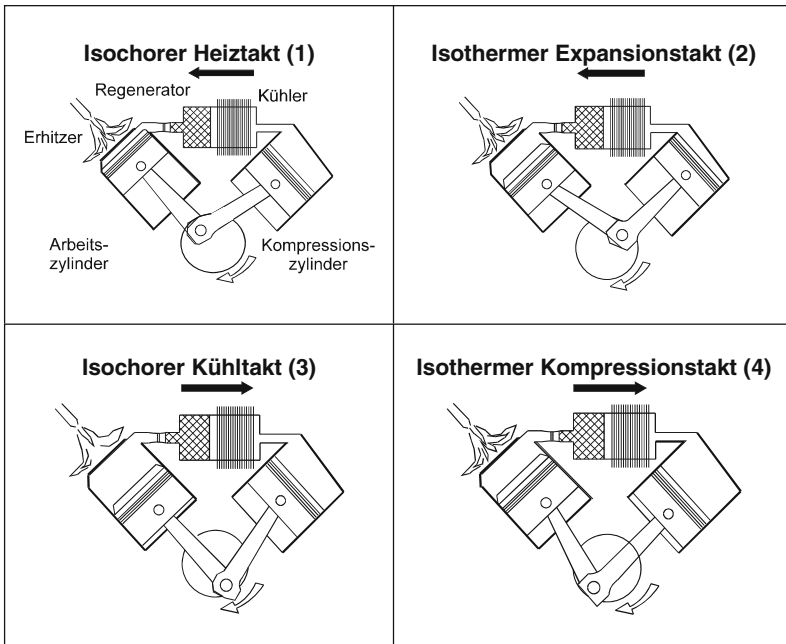


Abb. B.14 Arbeitsweise eines Stirlingmotors (nach /B-36/)

Gasturbine. Der Brayton-Prozess wird in einer Gasturbine realisiert (Abb. B.15). Die komprimierte Luft (z. B. 3 bar) wird in einem Wärmeübertrager (Rekuperator) auf rund 650 °C vorgeheizt und im Receiver durch die konzentrierte Solarstrahlung weiter auf etwa 900 °C erwärmt /B-6/. Anschließend strömt das Heißgas

durch eine Brennkammer; hier kann die Luft bei ungenügender Solarstrahlung mit Hilfe fossiler oder biogener Energieträger zusätzlich erhitzt werden. Nun wird die heiße Luft in einer zweistufigen Turbine entspannt, deren erste Stufe den Kompressor und deren zweite Stufe über ein Getriebe den Generator antreibt. Nach dem Verlassen der Turbine wird das Abgas zur Wärmerückgewinnung durch den Rekuperator geleitet.

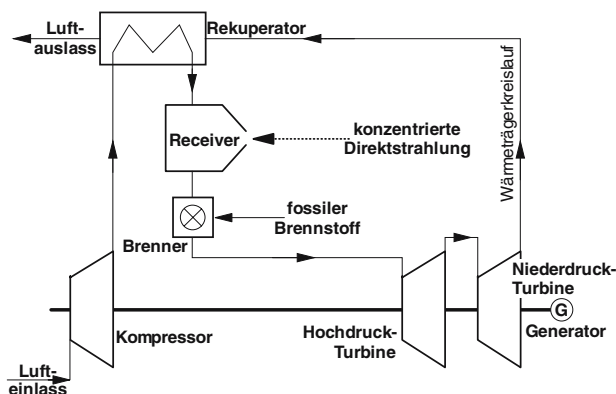


Abb. B.15 Funktionsschema des solaren Brayton-Prozesses

Industriell gefertigte Gasturbinen werden derzeit mit Leistungen zwischen 500 kW und 300 MW angeboten; eine mögliche untere Leistungsgrenze wird gegenwärtig bei ca. 30 kW gesehen. Neuere Entwicklungen gehen dabei hin zum Einsatz von Hochgeschwindigkeitsgeneratoren. Dadurch entfällt das Getriebe; die Bauweise wird mit nur einem rotierenden Bauelement sehr kompakt und einfach.

Steuerung und Regelung. Dish-Systeme werden computergesteuert dem Lauf der Sonne nachgeführt. Bei den Metallmembran-Konzentratoren wird beispielsweise eine Unterdruckpumpe über einen Druckwächter angesteuert, um den gewünschten Unterdruck im Konzentratorinneren zu gewährleisten und damit die Krümmung der Spiegelfläche aufrecht zu erhalten. Die Leistungsregelung erfolgt ebenfalls automatisch; bei den Stirlingmotoren wird dies durch eine Variation des Arbeitsgasmitteldrucks realisiert.

B.3.2 Anlagen

In den letzten Jahren wurden insgesamt sechs Arten von Dish/Stirling-Prototypen entwickelt, die teilweise zu mehreren Einheiten gebaut und getestet wurden. Tabelle B.3 zeigt wesentliche Kenngrößen dieser aktuellen Dish/Stirling-Anlagen.

Die im vorherigen Kapitel diskutierten Systemelemente können zu entsprechenden Gesamtsystemen kombiniert werden (vgl. Abb. B.10). Exemplarisch zeigt Abb. B.16 eine typische Leistungskennlinie mit Wirkungsgraden der 9 kW Anla-

gen, die seit 1991 im Dauerbetrieb (Sonnenauf- bis Sonnenuntergang) eingesetzt werden und insgesamt bisher ca. 40 000 Stunden betrieben wurden /B-41/ (Energie- und Leistungsdaten normiert gemäß IEA Richtlinie /B-47/). Die durchgezogene Linie zeigt den bei optimalen Bedingungen (insbesondere Außentemperatur) erreichbaren Verlauf der Kennlinie.

Tabelle B.3 Solarthermische Versuchs- und Pilotanlagen

	MDAC	SES/ Boeing	SunDish	ADDS Mod2	SBP	EuroDish/ EnviroDish
Jahr	84 – 88	ab 98	ab 94	ab 99	1990 – 2000	ab 2000
Leistung in kW _{netto}	25	25	22	9	9	10
Wirkungsgrad in %	29 – 30 ^a	27	18 – 23	22	18 – 21	22
Anzahl	6	3	3	2	9	2/4
Betriebsstunden in h	12 000	8 350	900	5 000	40 000	>13 000
Verfügbarkeit in %	40 – 84	94			50 – 90	
Status	beendet	Testbetrieb	Testbetrieb	Testbetrieb	3 Systeme Testbetrieb	Dauerbetrieb
Konzentrator						
Durchmesser in m	10,57	10,57	12,25	7,5	7,5 – 8,5	8,5
Bauart	1 ^b	1 ^b	2 ^c	3 ^d	2 ^c	3 ^d
Zahl der Facetten	82	82	16	24	1	12
Facettengröße in cm	91 x 122	91 x 122	∅ 300		∅750 – 850	
Spiegelträger/ Reflektor	Glas/ Silber	Glas/ Silber	Glas/ Silber	Glas/ Silber	Glas/ Silber	Glas/ Silber
Reflektivität in %	91	>90	>90	94	94	94 (neu)
Konzentrationsfaktor	2 800	2 800			3 000	3 000
Betriebsstunden in h	175 000	13 200	18 000	54 000	100 000	>13 000
Wirkungsgrad in %	88,1		90 (design)		88	
Maschine						
Hersteller	USAB	USAB/SES	STM Corp.	SOLO	SOLO	SOLO
Leistung in kW _{el}	25	25	20 – 25	10	9	10
Arbeitsgas	H ₂	H ₂	H ₂	He	He	He
Mitteldruck in MPa _{max}	20	20	12	15	15	15
max. Gas-Temperatur in °C	720	720	720	650	650	650
Betriebsstunden in h	80 000	17 900		80 000	350 000	80 000
Wirkungsgrad in % ^c	38,5		33,2 (design)	33	30 – 32	33
Receiver						
Typ	Rohr	Rohr	Rohr	Rohr	Rohr	Rohr
Aperturdurchmesser in cm	20	20	22	15	12 – 15	15
Rohrtemperatur in °C	810	810	800	850	850	850
Wirkungsgrad in %	90			90	90	90

^a Bei 760 °C Gastemperatur; ^b Facettiert Glas-Spiegel; ^c Stretched Membrane; ^d Sandwich-Struktur

In Deutschland arbeiten mehrere Firmen an der Weiterentwicklung des SBP 9 kW Systems, das derzeit in allen Komponenten den höchsten Entwicklungsstand aufweist (Tabelle B.3). Deutsche und spanische Partner haben sich zu dem EuroDish Konsortium zusammengeschlossen und die 10 kW EuroDish/EnviroDish-Anlage entwickelt. Die weiterentwickelte Stirling-Maschine (Solo 161) zeigt eine Leistungssteigerung (Wellenleistung) von fast 15 % von 9,5 auf 11 kW bei gleichzeitiger Wirkungsgradsteigerung und einer Kostenreduktion um 50 % bei Einzel-

fertigung. Der bewährte Rohrreceiver wurde an die neue Maschine angepasst; gleichzeitig wurde eine Leistungsabregelung für den Überlastbereich bei hohen Einstrahlungen über 800 W/m^2 eingeführt. Der Konzentrator wurde mit dem Ziel der Optimierung für kleinere Stückzahlen völlig überarbeitet. Er besteht nun nicht mehr aus einer einzelnen Stretched Membrane Facette, sondern aus Sandwichelementen aus glasfaserverstärktem Epoxidharz. Diese Segmente werden zu einer geschlossenen Schale zusammengefügt, die auf einem ringförmigen Fachwerkträger gelagert ist und eine hohe Steifigkeit und Formtreue aufweist. Auf die Vorderseite der Schale sind Dünnglasspiegel aufgeklebt, um eine dauerhaft hohe Reflektivität von ca. 94 % zu erreichen.

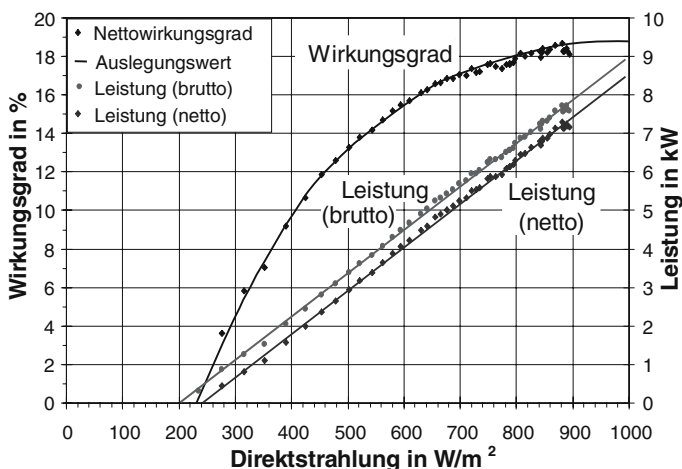


Abb. B.16 Kennlinie und Wirkungsgradverlauf der 9 kW Dish/Stirling Systeme

In den USA wird von drei Gruppen an verschiedenen Dish/Stirling Entwicklungen gearbeitet (Tabelle B.3). Die Gruppe um SES/Boeing hat das Mitte der achtziger Jahre sehr erfolgreich getestete 25 kW Dish/Stirling System von McDonnell Douglas (MDAC, heute Boeing) wieder in Betrieb genommen; derzeit werden die einzelnen Komponenten in Bezug auf eine Kostenreduktion für eine spätere Kommerzialisierung überarbeitet /B-48/, /B-49/. Das SunDish System, als weiteres Projekt, setzt den doppeltwirkenden STM 4-120 Stirlingmotor ein /B-30/. Der Konzentrator besteht hier aus 16 einzelnen Metall-Membran-Facetten, die auf eine tragende Stahlstruktur aufgesetzt sind. Als Bindeglied zwischen Konzentrator und Motor wird dabei ein direkt bestrahlter Rohrreceiver verwendet. Die aktuellen Prototypen sind als hybride Systeme ausgeführt (Zufuehrung von Deponiegas). Bei dem dritten Projekt, dem Advanced Dish Development System (ADDS), liegt der Schwerpunkt auf dem automatischen, unbewachten Betrieb, der sowohl netzgekoppelt als auch netzunabhängig realisierbar sein soll /B-10/. Hierfür wurde der Stirlingmotor Solo 161 für den netzunabhängigen Betrieb umgerüstet. Der Konzentrator besteht aus 24 einzeln parabolisch gekrümmten Glas/Metall Facetten mit

einer azimutalen Aufhängung, die aneinandergesetzt ein fast vollständiges Paraboloid bilden. Ein Prototyp wird im Süd-Westen der USA betrieben.

Bei den Dish/Brayton-Systemen gibt es noch keine Prototyp-Anlagen. Volumetrische Receiver für Dish/Brayton-Systeme mit 30 kW elektrischer Leistung wurden jedoch bereits entwickelt und erfolgreich getestet.

B.4 Parabolrinnen-Kraftwerke

Parabolrinnen-Kraftwerke gehören zu den linienfokussierenden solarthermischen Stromerzeugungsanlagen.

Bei dieser solarthermischen Stromerzeugungstechnologie konzentriert die reflektierende Oberfläche einer parabolisch gekrümmten Spiegelfläche das Sonnenlicht auf ein entlang der Brennlinie einer Parabel angebrachtes Absorberrohr (Abb. B.17). Das darin befindliche Wärmeträgermedium (Heat Transportation Fluid (HTF)) wird durch die konzentrierte Solarstrahlung erhitzt und durch Rohre zu einem Dampferzeuger gepumpt, dem eine Dampfturbine mit Generator nachgeschaltet ist.

Der Großteil des derzeit kommerziell erzeugten solarthermischen Stroms wird in derartigen Parabolrinnen-Anlagen produziert. Die in der Mojave-Wüste Kaliforniens errichteten neun SEGS-Anlagen (Solar Electricity Generation Systems) haben eine elektrische Gesamtnennleistung von 354 MW. Die erste Anlage (SEGS I) mit 14 MW elektrischer Leistung wurde bereits 1984 in Betrieb genommen und die zuletzt gebaute Anlage (SEGS IX) im Oktober 1990.

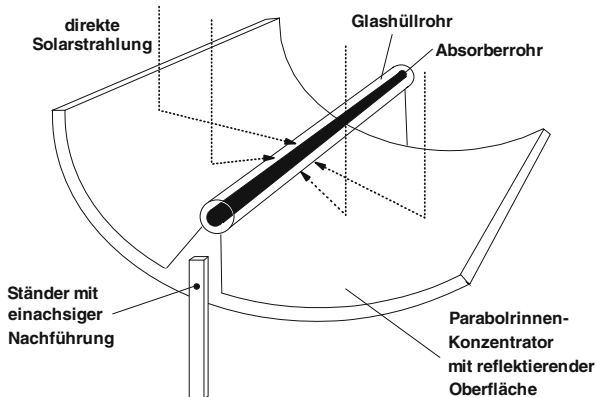


Abb. B.17 Funktionsprinzip der Strahlungssammlung bei einer Parabolrinne

B.4.1 Komponenten

Parabolrinnen-Kraftwerke setzen sich ebenfalls im Wesentlichen aus den Systemkomponenten Kollektor und dem konventionellen Kraftwerksteil zusammen. Diese Elemente werden nachfolgend diskutiert.

Kollektor und Absorber. Da es sich bei den Kollektoren um einachsige gekrümmte Parabolrinnen (parabolic troughs) handelt (Abb. B.17), müssen sie auch einachsige der Sonne nachgeführt werden. Die geometrische Konzentration des Sonnenlichts (d. h. Verhältnis Aperturfläche zu Absorberquerschnittsfläche) derartiger Parabolrinnen ist etwa 50 bis 90-fach; typisch ist ein Wert von 82 für die aktuelle Generation der EuroTrough und der LS-3 Kollektoren. Die Aperturweite eines einzelnen EuroTrough-Kollektors beträgt beispielsweise 5,76 m bei einer Länge von 99 m (EuroTrough I) bzw. von 149 m (EuroTrough II) /B-28/.

Für die Kollektoren werden Weißglasspiegel mit sehr niedrigem Eisenanteil verwendet. Der gewichtete solare Reflexionsgrad beträgt etwa 94 % im sauberen Zustand. Das Glas ist rückseitig mit einer Silberschicht verspiegelt und mit einer Epoxy-Farbschicht gegen Witterungseinflüsse geschützt. Keramikscheiben mit eingelassenen Gewindemuttern sind als Halterung auf die Spiegelseite aufgeklebt.

Je nach Ausrichtung der Kollektoren ist die Leistung im Jahresverlauf nicht konstant. Bei einer Ost-West-Ausrichtung erhält man eine über das Jahr gleichmäßigere Energieausbeute. Eine Nord-Süd-Ausrichtung bedingt eine höhere Leistungsspitze im Sommer und im Winter und – wegen der höheren Kosinusverluste – einen wesentlich geringeren Ertrag.

Die einzelnen Kollektoren werden zu mehrere hundert Meter langen parallelen Strängen zusammengeschaltet. Bei den Kraftwerken SEGS III und SEGS V sind dies z. B. 70 parallele Stränge mit jeweils 14 Kollektoreinheiten.

Die Kollektoren werden einachsige der Sonne nachgeführt. Jede Kollektoreinheit verfügt über einen Sonnensensor, der zusammen mit einer Stelleinheit die Lage des Kollektors regelt. Als Antrieb kamen zunächst Schrittmotoren mit Zahnradgetriebe und später bei den moderneren LS-3 Kollektoren kostengünstigere hydraulische Antriebe zum Einsatz. Alle Kollektoren werden von einem zentralen Rechner überwacht und gesteuert.

Diese Kollektoren reflektieren das eintreffende direkte Sonnenlicht auf eine Brennlinie. Hier befindet sich das Absorberrohr, in dem die Umwandlung in Wärme und die Übertragung dieser Energie an ein Wärmeträgermedium realisiert wird. Vor allem wegen der über Umfang und Länge nicht gleichmäßigen Wärmezufuhr ist das Absorberrohr hohen thermomechanischen Belastungen ausgesetzt. Um Verluste durch Wärmeabstrahlung zu minimieren, werden die metallischen Absorberrohre in evakuierte und selektiv beschichtete Glasrohre montiert.

Als Wärmeträger wird ein synthetisches Thermoöl eingesetzt, dessen Temperaturobergrenze durch die optischen Verhältnisse und die chemische Stabilität auf

etwa 400 °C beschränkt ist. Mit Hilfe dieses Thermoöls wird die Solarenergie zum konventionellen Kraftwerksteil transportiert.

Konventioneller Kraftwerksteil. Bei den Farm-Solaranlagen kommt – ähnlich wie bei den Turm-Solarkraftwerken – für die Umwandlung der solaren Wärme in elektrische Energie im Wesentlichen konventionelle Kraftwerkstechnik zum Einsatz. Sie wird lediglich an die hier vorliegenden Randbedingungen angepasst. Bei den SEGS-Anlagen werden beispielsweise Turbinen mit und ohne Zwischenüberhitzung eingesetzt. Bei den mit einer Thermoöltemperatur von 390 °C arbeitenden neueren SEGS-Anlagen wird durch eine derartige Zwischenüberhitzung der Wirkungsgrad der Turbine im ausschließlichen Solarbetrieb von 30,6 auf 37,7 % gesteigert /B-3/, /B-8/.

B.4.2 Anlagen

Das Anlagenschema einer Solar-Parabolrinnenanlage zeigt Abb. B.18. Hier ist zunächst der Kollektorkreis zu erkennen. Er arbeitet üblicherweise mit synthetischem Thermoöl, das bis über 400 °C und bei einem geringen Überdruck von etwa 5 bar flüssig bleibt und nicht verdampft. Der gesamte Kollektorkreislauf und die Absorberrohre werden dabei für einen kleinen Volumenstrom bei einem geringen Druckverlust ausgelegt. Der Nachteil des eingesetzten synthetischen Öls liegt in der hohen Viskosität bei niedrigen Temperaturen; dies führt insbesondere morgens beim Hochfahren der Anlage zu erhöhten Pumpverlusten. Außerdem erstarrt das verwendete Thermoöl bei etwa 12 °C.

Der Transport dieses Wärmeträgermediums erfolgt mit durch Frequenzumformer angesteuerte Pumpen. Damit können im Vergleich zu den früher eingesetzten zweistufigen Pumpen die Verluste reduziert und das Regelverhalten verbessert werden.

Das Thermoöl gibt die solare Wärme direkt oder ggf. über einen Speicher an einen Dampferzeuger ab. Eine Wärmeabgabe über einen Speicher bzw. der Einsatz einer Zusatzheizung auf der Basis fossiler Energieträger, die letztlich den gleichen Effekt haben kann, hat folgende Vorteile:

- Der Arbeitskreis wird, unabhängig von kurzzeitigen Sonnenscheinschwankungen, mit Wärme von praktisch konstantem Temperaturniveau aus dem Speicher bzw. durch den Einsatz der Zusatzheizung auf der Basis fossiler Energieträger versorgt.
- Der Kollektorkühlkreislauf und der Arbeitsmittelkreislauf können unabhängig voneinander und damit einfacher geregelt werden.
- Der Speicher bzw. die Zusatzheizung auf Basis fossiler Energieträger erhöhen die Versorgungssicherheit. Sie beeinflussen das Anlagenverhalten insgesamt positiv, da ein Teillastbetrieb mit durchschnittlich niedrigerem Wirkungsgrad weitgehend vermieden werden kann.

Nachteilig sind insbesondere bei einem Speicher der höhere anlagentechnische Aufwand und damit die entsprechenden Kosten.

Im Dampferzeuger wird aus der solaren Wärme Dampf erzeugt, mit dem in einem konventionellen Dampfkreislauf über eine Turbine und einen Generator elektrische Energie bereitgestellt werden kann. Bei den letzten realisierten Anlagen diesen Typs tritt beispielsweise der überhitzte Wasserdampf mit rund 100 bar und 371 °C in den Hochdruckteil der Turbine.

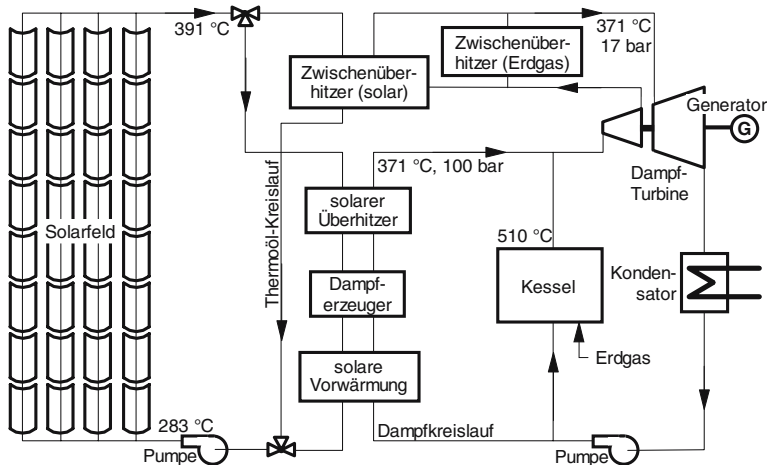


Abb. B.18 Funktionsprinzip einer Farm-Solaranlage (SEGS VI, VII) (nach /B-8/)

Tabelle B.4 zeigt wichtige Kenndaten der in Kalifornien betriebenen Farm-Solkraftwerke SEGS I bis IX /B-8/. Diese SEGS-Kraftwerke verfügen über einen gasbeheizten Kessel für Zeiten niedriger Einstrahlung.

Tabelle B.4 Solarthermische Versuchs- und Pilotanlagen

SEGS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Leistung in MW	14	30	30	30	30	30	30	80	80
LS-1 (128 m ²)	560	536							
LS-2 (235 m ²)	48	518	980	980	992	800	400		
LS-3 (545 m ²)					32		184	852	888
Spiegelseg. in 1 000	41,60	96,46	117,60	117,60	126,21	96,00	89,22	190,85	198,91
Apertur in 1 000 m ²	82,96	190,34	230,30	230,30	250,56	188,00	194,28	464,34	483,96
Feldeintr.-Temp. in °C	240	231	248	248	293	293	293	293	293
Feldaustr.-Temp. in °C	307	321	349	349	349	390	390	390	390

Abb. B.19 zeigt beispielhaft die Leistungskennlinie von SEGS VI basierend auf den Messwerten des Jahres 1994 /B-8/. Der Zusammenhang zwischen Direktstrahlungssumme und produzierter Elektrizität ist demnach im Wesentlichen linear. Die Anlagenverluste machen sich allerdings in Form eines Schwellenwertes bemerkbar, welcher überschritten werden muss, bis netto Strom produziert wird.

Die SEGS-Anlagen sind mittlerweile technisch ausgereift und arbeiten zuverlässig. Innerhalb von wenigen Jahren wurde die Stromproduktion durch verbesser-

te Wartungs- und Betriebsverfahren wesentlich erhöht und die Kosten merklich gesenkt /B-8/. Neben weiteren Detailverbesserungen stehen derzeit folgende wesentliche technologische Weiterentwicklungen an.

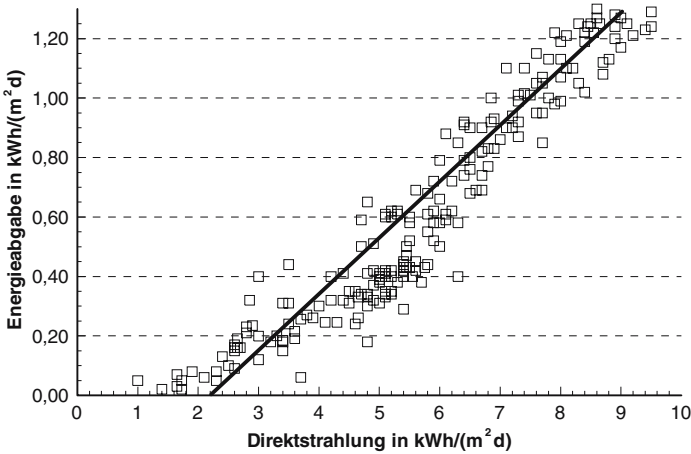


Abb. B.19 Leistungskennlinie von SEGS VI (nach /B-9/)

- Um höhere Dampfparameter zu erreichen, wird eine Direktverdampfung des Wassers in den Absorberrohren angestrebt. Sollte dies gelingen, kann der Wärmeübertrager zwischen Öl- und Wasser-Dampf-Kreislauf eingespart und gleichzeitig der Wirkungsgrad erhöht werden /B-31/.
- Zusätzlich werden auch verbesserte Absorber und Konzentratoren benötigt, die – zusammen mit fortschrittlichen Reinigungstechniken für die Kollektoren – sicherstellen sollen, dass ein maximaler Anteil der eintreffenden Solarstrahlung – bei einem reduzierten anlagentechnischen Aufwand – auch kostengünstig genutzt werden kann.
- Die Integration der Parabolrinnen-Anlagen in GuD-Systeme als sogenannte Integrated Solar Combined Cycle Systems ist ein weiteres Entwicklungsziel, um den solaren und konventionellen Kraftwerksteil zukünftig besser aufeinander anzustimmen /B-13/.

B.5 Aufwindkraftwerke

Das Aufwindkraftwerk ist eine nichtkonzentrierende solarthermische Stromerzeugungsanlage, dessen grundsätzlicher Aufbau in Abb. B.20 dargestellt ist. Bei einer derartigen Anlage erwärmt sich der Boden unter einem Glasdach durch die direkte und diffuse Strahlung. Aufgrund des Treibhauseffekts und der konvektiven Wärmeabgabe des Bodens erwärmt sich die Luft unter dem Glasdach und strömt zur

Mitte der Anlage, wo sie infolge der Dichteverringerung durch die Erwärmung in einer Turmröhre aufsteigt (Kaminwirkung). Die Umwandlung dieser in den infolge der Solarstrahlung bewegten Luftmassen enthaltenen Energie erfolgt mit Hilfe einer Axialturbine am Fuß der Turmröhre in Bewegungsenergie der Turbine und danach über einen Generator in elektrischen Strom.

Charakteristisch für das Aufwindkraftwerk ist die Turmröhre. Zu ihren Füßen erstreckt sich ein rundes Folien- oder Glasdach. Rund 90 % der sichtbaren kurzwelligeren Sonnenstrahlung werden von diesem strahlungsdurchlässigen Dach durchgelassen und vom Erdboden absorbiert. Der erhitzte Boden strahlt einen Teil dieser Energie mit größerer Wellenlänge wieder ab; aber diese Wärmestrahlung kann die Folie bzw. das Glasdach nicht passieren. Durch den so entstehenden Treibhauseffekt – vergleichbar einem Gewächshaus – wird die unter ihr befindliche Luftmenge um etwa 20 K erwärmt. Der andere Teil der Energie des Bodens wird durch konvektiven Wärmeübergang an die Luft abgegeben. Die Dichte der Luft nimmt durch die Erwärmung ab. In ihrem Bestreben, nach oben zu steigen, bewegt sich die erwärmte Luft in Richtung der unteren Öffnung des Turms und strömt in diesen hinein. Die wärmere und deshalb leichtere Luftsäule im Turm erfährt einen Auftrieb und strömt im Turm nach oben. Es entsteht eine Druckdifferenz zwischen dem Lufteinlass am Turm und der Umgebung. Der dabei entstehende Aufwind, in etwa vergleichbar mit der natürlichen Thermik, treibt die in der Fußzone des Kamins eingebaute Axialturbine an, die mit einem Generator gekoppelt ist. Da das Folien- bzw. Glasdach nach den Seiten hin offen ist, strömt, bedingt durch den Sog der Kaminwirkung der hohen Turmröhre, ständig Luft von außen nach, wird erwärmt und gelangt in den Turm.

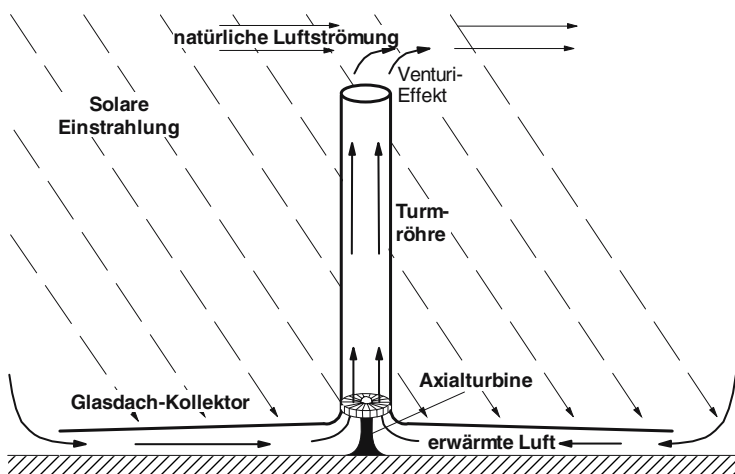


Abb. B.20 Funktionsprinzip des Aufwindkraftwerks

B.5.1 Komponenten

Kollektor. Die warme Luft für das Aufwindkraftwerk wird in einem einfachen Luftkollektor erzeugt, der aus einem Glas- oder Kunststoffdach besteht. Bei der Pilotanlage in Manzanares (Spanien) zeigte sich, dass die Glasdachvariante insbesondere bezüglich der Witterungsbeständigkeit und der technischen Lebensdauer vielversprechender ist. Um die Strömungsverluste innerhalb des Kollektors niedrig zu halten, nimmt die Kollektorhöhe zum Kamin hin zu. Damit nimmt der Strömungsquerschnitt nur radial vergleichsweise wenig ab.

Im Unterschied zu den solarthermischen Parabolrinnen- und Turmkraftwerken kann dieser Kollektor sowohl die direkte als auch die indirekte Solarstrahlung nutzen; allerdings ist der Systemwirkungsgrad um eine Größenordnung niedriger.

Der Kollektorboden wirkt dabei als natürlicher Wärmespeicher. Er nimmt im Tagesverlauf einen Teil der Strahlungsenergie auf und gibt ihn am Abend und in der Nacht wieder ab. Dadurch werden nicht nur mögliche Einstrahlungsschwankungen z. B. durch wechselnde Bewölkung ausgeglichen, sondern auch ein Teil der Stromproduktion in die Abend- und Nachtstunden verlegt (Abb. B.21). Am Abend sinkende Umgebungstemperaturen begünstigen diesen Effekt weiter, da die treibende Kraft des Kraftwerks die Temperaturdifferenz zwischen der warmen Luft im Inneren der Kaminröhre und der kühleren Umgebungsluft ist. Das Vergrößern der Wärmespeicherkapazität durch Integration eines einfachen Wasserspeichers in den Kollektor führt dazu, dass ein Aufwindkraftwerk im Grundlastbetrieb gefahren werden kann. Bei Anlagen ohne vergrößertes Wärmespeichervermögen müssen demgegenüber Turmröhre, Turbine und Generator für eine kurzzeitige Leistungsspitze ausgelegt werden, während die Anlage den größten Teil der Zeit im Teillastbereich läuft. Eine Anpassung der Stromerzeugung an Strahlungsangebot oder auch Stromnachfrage ist ebenfalls durch eine Verstellung der Turbinenschaufeln möglich.

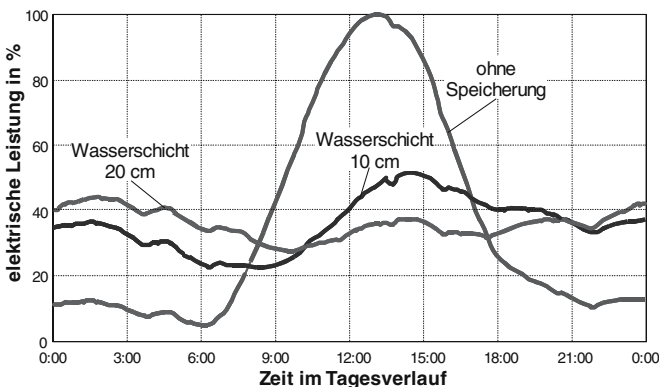


Abb. B.21 Leistungscharakteristik eines Aufwindkraftwerks als Funktion des Kollektor-Wasserspeichers (nach /B-43/)

Solche thermischer Speicher können in Form wassergefüllter Folienschläuche ausgeführt werden, die auf dem Boden unter dem Glasdachkollektor ausgelegt werden. Diese werden einmal gefüllt und dann bleibend verschlossen, so dass keine Verdunstungsverluste auftreten. Unterstellt man eine gleichmäßige Verteilung, dann entspricht die Wassermenge in den Schläuchen einer Wassertiefe zwischen 5 und 20 cm, je nach gewünschter Energieerzeugungscharakteristik /B-43/. Eine derartige Wärmespeicherung in wassergefüllten Schläuchen ist deshalb besonders vielversprechend, weil

- der Wärmeübergangskoeffizient zwischen den Schläuchen und dem Wasser schon bei geringer Strömungsgeschwindigkeit des Wassers (z. B. durch natürliche Konvektion) viel größer ist als der von schwarzer Folie ins Erdreich und
- die Wärmekapazität von Wasser etwa fünfmal so groß ist wie die des Erdbodens.

Schon bei geringen Mengen an Wassers in solchen Speicher-Schläuchen ergeben sich die in Abb. B.21 dargestellten Verläufe der Energieerzeugung im Vergleich zur ausschließlichen Bodenspeicherung.

Bei 20 cm Schichttiefe ist die Energieerzeugung in der Nacht bereits größer als am Tage. 10 cm reichen bereits aus, insbesondere wenn die Energieabgabe zusätzlich gezielt gesteuert wird. Das kann durch kleine Pumpen in den Schläuchen erreicht werden, welche die Wassergeschwindigkeiten (zwischen 2 und 10 cm/s) regeln. Der Eigenverbrauch der Pumpen dafür bleibt unter 1 % der erzeugten Strommenge /B-43/.

Turmröhre. Der Turm stellt die eigentliche Wärmekraftmaschine des Aufwindkraftwerkes dar. Der Wirkungsgrad des Kraftwerks bezüglich der Umwandlung von Wärme in kinetische Energie ist dabei eine direkte Funktion der Turmhöhe; die von den Windturbinen genutzte Druckdifferenz hängt nämlich linear von der Turmhöhe ab, wenn Reibungsverluste vernachlässigt werden. Für die abgegebene elektrische Leistung ist also die Turmhöhe mitentscheidend.

Für eine kommerzielle Anlage der 100 bzw. 200 MW-Klasse wird von einer Turmhöhe von rund 1 000 m ausgegangen. Die favorisierte Konstruktion ist ein freistehender Stahlbetonturm; es sind aber auch andere Ausführungen denkbar. Der Bau eines solchen 1 000 m hohen Turmes aus Stahlbeton gilt heute als technisch beherrschbar; es handelt sich um eine u. a. vom Kühlturmbau bekannte Bauweise.

Turbine. Grundsätzlich werden zwei Hauptvarianten der Integration der Turbine in den Turm unterschieden. Zum Einen kann eine einzelne Turbine (oder mehrere) mit vertikaler Achse in den Turmschaft eingebaut werden. Zum Anderen können auch mehrere Turbinen mit horizontaler Achse am Umfang des Turmfußes montiert werden.

Bei den verwendeten Turbinen handelt es sich i. Allg. um ummantelte druckgestufte Axialturbinen. Im Gegensatz dazu sind die zur Nutzung der Windenergie eingesetzten Windenergiekonverter geschwindigkeitsgestuft. Dabei ist der Wir-

kungsgrad einer gemantelten, druckgestuften Turbine höher als der eines offenen geschwindigkeitsgestuften Windenergiekonverters; die Mantelung verhindert ein Aufweiten der Stromröhre und erlaubt es damit, einen höheren Leistungsbeiwert zu erreichen. Dabei werden blattwinkelgeregelte Systeme verwendet. Die Strömungsverhältnisse im Aufwindkraftwerk sind aufgrund der großen thermischen Trägheit des Systems im Gegensatz zu den böenbelasteten freistehenden Windenergiekonvertern sehr gleichmäßig. Man rechnet deshalb aufgrund der günstigeren Betriebsbedingungen mit einer entsprechend deutlich längeren Turbinenlebensdauer.

B.5.2 Anlagen

Tabelle B.5 zeigt die wichtigsten Daten für die ausgeführte Pilotanlage in Manzanares in Spanien und zwei projektierte kommerzielle Kraftwerke.

Die Funktionsweise eines derartigen Aufwindkraftwerks wurde während des Betriebs einer 50 kW Pilotanlage in Manzanares, Spanien, demonstriert. Im Rahmen des neunjährigen Test- und Demonstrationsbetriebs wurde die Anlage zwischen 1986 und 1989 auch 32 Monate im Dauerbetrieb mit durchschnittlich 8,9 Stunden am Tag gefahren /B-42/, /B-43/.

Die Leistungskennlinie einer derartigen Anlage folgt im Wesentlichen dem Verlauf der anderen solarthermischen Kraftwerke. Nach der Überwindung eines bestimmten Schwellenwertes steigt die Stromerzeugung proportional mit der eingestrahlten Sonnenenergie an (Abb. B.22). Der solarelektrische Wirkungsgrad derartiger Anlagen liegt zwischen 0,1 und 1 %.

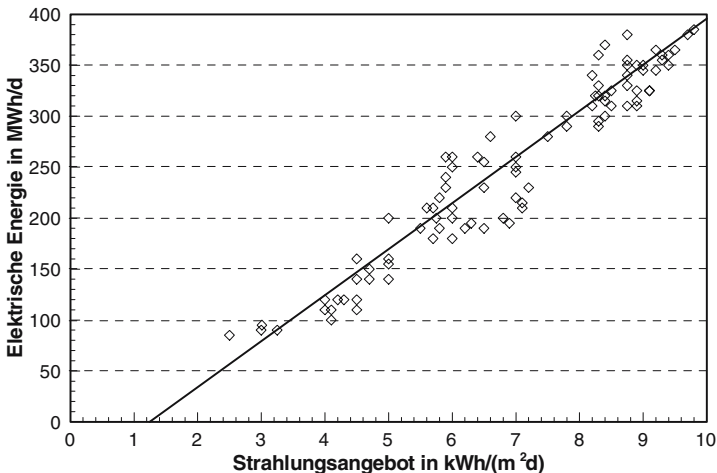


Abb. B.22 Leistungskennlinie eines Aufwindkraftwerks (berechnet für 750 m Turmhöhe, 42 m Turmradius, 1 100 m Kollektorradius und 30 MW-Anlagenleistung; nach /B-3/)

Nach Tabelle B.5 geht die Tendenz bei den geplanten Anlagen – im Vergleich zu der Pilotanlage in Manzanares – hin zu größeren Turmhöhen und damit auch deutlich höheren Leistungen. Daraus resultiert dann auch ein entsprechend größerer anlagentechnischer Aufwand. Zusammengenommen hat sich dabei aber an dem grundsätzlichen Aufbau derartiger Anlagen wenig geändert (Abb. B.20).

Tabelle B.5 Daten verschiedener Aufwindkraftwerke

	Pilotanlage Manzanares	Projekt Solar- Millennium AG	Projekt EnviroMission AG
Elektrische Leistung in MW	0,05	100	200
Turmhöhe in m	195	1 000	1 000
Turmdurchmesser in m	10	130	120
Kollektordurchm. in m	240	4 000 / 7 000 ^a	5 000 / 7 000 ^a
Turbinenanzahl	1 im Turm	1 im Turm	32 am Übergang Kollektor zu Turm
Turbinenachsenanord.	vertikal	vertikal	horizontal
Status	Betrieb bis 1989	Planung	Detailplanung

^a Kollektorgroße variiert je nach letztlich gewünschtem Kapazitätsfaktor; dieser ist hier definiert als das Verhältnis der bereitgestellten elektrischen zur maximal möglichen elektrischen Jahresenergie.

B.6 Solarteich-Kraftwerke

Bei Solarteichen handelt es sich um Anlagen zur solarthermischen Wärme- und Strombereitstellung. Als Kollektor und Wärmespeicher dient ein mit Sole gefülltes Becken. Vom Grund dieses sogenannten Solarteichs wird die Wärme entnommen und einer Wärmekraftmaschine zugeführt, die einen Generator antreibt und dadurch elektrische Energie bereitstellt.

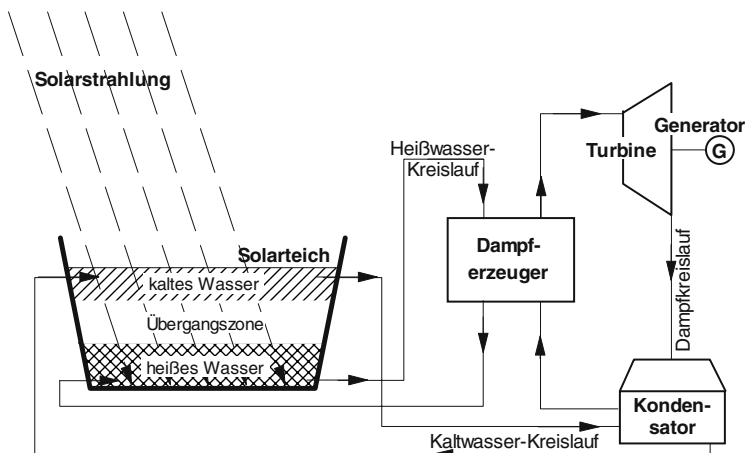


Abb. B.23 Anlagenschema eines Solarteiches

Der grundsätzliche Aufbau eines derartigen Solarteiches zeigt Abb. B.23. Demnach absorbiert das Wasser ähnlich wie der Absorber eines üblichen Solarkollektors die eintreffende direkte und diffuse Solarstrahlung und erwärmt sich infolgedessen. Die Salzkonzentration wird so eingestellt, dass sie zum Grund hin stark zunimmt. Dadurch wird die natürliche Konvektion und der damit verbundene Wärmeverlust an der Oberfläche infolge Verdampfung, Konvektion und Strahlung wirksam unterdrückt. Aus der Speicherzone am Grund kann daher Wärme bei etwa 80 bis 90 °C (Stagnationstemperatur ca. 100 °C) entnommen werden. Mit Hilfe geeigneter thermodynamischer Kreisprozesse (z. B. organischer Rankine-Prozess) kann die Wärme dann zur Stromerzeugung genutzt werden.

B.6.1 Komponenten

Teichkollektor. Beim Teichkollektor handelt es sich um natürliche oder künstlich angelegte Seen, Teiche oder Becken, die durch Wasserschichtung infolge unterschiedlichen Salzgehaltes wie ein solarthermischer Kollektor wirken. Die der Sonnenstrahlung zugewandten Schichten relativ geringeren Salzgehalts werden zur Unterdrückung von Wellen oft mit Kunststoffgittern oder -netzen versehen. Diese obere Durchmischungszone eines derartigen Teichkollektors ist üblicherweise ca. 0,5 m dick. Die sich daran anschließende Übergangszone hat eine Dicke von etwa 1,0 bis 2,0 m und die untere Speicherzone von 1,5 bis 5 m.

Wenn in einem gewöhnlichen Teich oder See die tieferen Wasserschichten von der Sonne erwärmt werden, steigt das erwärmte Wasser zur Oberfläche auf; es weist eine geringere Dichte als kälteres Wasser auf. An der Wasseroberfläche wird dann die von der Sonne zugeführte Wärme an die Atmosphäre abgegeben. Dadurch entspricht die Wassertemperatur im Mittel meist in etwa der Umgebungstemperatur. In einem Solarteich wird diese Wärmeabgabe an die Atmosphäre demgegenüber durch in den tieferen Wasserschichten gelöstes Salz verhindert. Durch das im Wasser gelöste Salz ist die Dichte des Wassers am Boden des Teichs so groß, dass es nicht an die Oberfläche aufsteigen kann, selbst wenn es von der Sonne aufgeheizt wird.

Die Salzkonzentration muss deshalb gezielt so eingestellt werden, dass sie mit der Tiefe zunimmt (Abb. B.24). Dadurch stellt sich eine zunächst stabile Wasserschichtung ein. Die Sonnenenergie, die als Licht am Teichboden ankommt und dort in Wärme umgewandelt wird, bleibt dort „gefangen“. Die obere, nahezu salzlose Wasserschicht wirkt dabei nur als transparente, wärmeisolierende Abdeckung der wärmeabsorbierenden und -speichernden tieferen Wasserschichten.

Damit die Schichtung des Solarteichs stabil bleibt, darf die Temperaturzunahme mit der Tiefe (Temperaturgradient) nicht größer sein als die Zunahme der Dichte (d. h. des Salzgehalts) mit der Tiefe. Deshalb müssen die relevanten Parameter kontinuierlich überwacht werden, um bei Bedarf rechtzeitig entsprechende Maßnahmen (Wärmeentnahme, Salzzufuhr) ergreifen zu können.

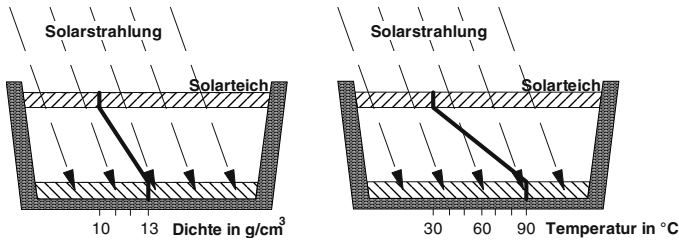


Abb. B.24 Dichte- (links) und Temperaturgradient (rechts) eines Solarteiches

Wärmeübertrager. Grundsätzlich stehen zwei Verfahren zur Wärmeentnahme aus dem Solarteich zur Verfügung.

- Mit Rohrbündel-Wärmeübertragern, durch die das Arbeitsfluid der Wärme-Kraft-Maschine strömt, kann beispielsweise der heißen Speicherzone Wärme entzogen werden.
- Der Wärmeübertrager kann auch außerhalb des Solarteiches installiert werden. Diese Konfiguration ist für Wartungsarbeiten günstiger. Hier wird die heiße Sole dann mittels eines Ansaugdiffusors aus der Speicherzone abgepumpt; die abgekühlte Sole, die den Wärmeübertrager verlässt, wird dann über einen weiteren Diffusor dem Teich in etwas größerer Tiefe wieder zugeführt. Dies bringt mehrere Vorteile mit sich: Erstens kann die Position des Ansaugdiffusors auf die Tiefe eingestellt werden, in der die Temperatur am höchsten ist. Zweitens werden die Wärmeverluste durch den Teichboden reduziert, indem das abgekühlte Wasser nahe am Grund dem Teich wieder zugeführt wird.

Eine ausreichend dimensionierte Wärmeübertragereinheit ist für den erfolgreichen Betrieb eines Solarteiches unumgänglich. Insbesondere zu Zeiten sehr hoher Einstrahlung muss nämlich gewährleistet sein, dass dem Teich genug Wärme entzogen werden kann, damit er nicht zu kochen beginnt oder die Schichtung instabil wird.

Wärme-Kraft-Maschine. Zur Wandlung der thermischen Solar-Energie in mechanische und weiter in elektrische Energie werden üblicherweise ORC-Systeme eingesetzt. Dies sind Dampfturbinenprozesse, in denen ein niedrigsiedendes Kreislaufmittel meist organischen Ursprungs eingesetzt wird. Derartige Kreisprozesse erlauben es, auch bei den geringen hier nutzbaren Temperaturdifferenzen noch elektrische Energie bereitzustellen. Die damit erreichbaren Wirkungsgrade liegen bei rund 1 % bezogen auf die eingestrahelte Sonnenenergie.

Steuerung und Regelung. Damit der Solarteich funktioniert, muss die Solarstrahlung die Speicherzone erreichen. Daraus muss ein ausreichendes Transmissionsvermögen der darüber liegenden Wasserschichten gegeben sein; dies sicher zu stellen ist eine ständige Aufgabe beim Betrieb eines Solarteiches.

Durch Diffusion erfolgt zudem ein ständiger Ausgleich der Salzkonzentration im Solarteich. Wellenbewegungen durch Wind verstärken diesen Ausgleich im oberflächennahen Bereich. Deshalb muss ständig Salz aus den oberflächennahen

Wasserschichten entnommen und tieferen Zonen wieder zugeführt werden. Dazu wird Oberflächenwasser in separaten flachen Becken (Salinen) verdampft. Das zurückbleibende Salz wird dann den tieferen Zonen wieder zugeführt.

Wird bei solarer Einstrahlung nicht genügend Wärme aus dem Speicherbereich des Solarteichs entnommen, kann die Erwärmung der tieferen Wasserschichten zu Instabilitäten der Schichtungen führen. Dies hätte die Zerstörung der für das Funktionieren des Solarteichs unbedingt erforderlichen Gradientenzone zur Folge.

Damit muss während des Betriebs eines Solarteichs der Transmissionsgrad, der Salzgehalt und die Temperatur regelmäßig überwacht werden. Dazu ist jeweils der Verlauf dieser Größen von der Wasseroberfläche bis zum Grund zu messen, damit bestimmt werden kann, wie viel Wärme dem Teich wo entnommen werden kann bzw. muss, welche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der jeweils erforderlichen Salzkonzentration erforderlich sind, und welche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Wasserqualität (Verhindern von Trübung durch Partikelimmission sowie durch Algen und Bakterien) erforderlich sind.

B.6.2 Anlagen

Ausgeführt sind Solarteich-Kraftwerke mit elektrischen Leistungen von wenigen zehn kW bis zu wenigen MW u. a. in Israel, Texas, Australien und Indien (zur Prozesswärmebereitstellung). Die solarelektrischen Wirkungsgrade sind mit rund einem Prozent klein; die mittleren spezifischen Leistungen liegen bei 5 bis 10 W/m² je nach Einstrahlung, Salzgehalt und Maximaltemperatur. Kurzfristig können höhere Leistungen entnommen werden, dabei kühlt sich der Solarteich entsprechend schneller ab. Tabelle B.6 zeigt typische Beispiele derartiger Anlagen.

Tabelle B.6 Daten verschiedener Solarteich-Kraftwerke

	El Paso Texas, USA	Beit Ha'Arava Israel	Pyramid Hill Australien
Leistung	300 kW _{th} 70 kW _{el}	5 MW _{el} max. 570 kW _{el} Mittelwert	60 kW _{th}
Teichfläche in m ²	3 350	250 000	3 000

Anhang C – Energetische Nutzung von Biomasse

Unter dem Begriff „Biomasse“ werden Stoffe organischer Herkunft (d. h. kohlenstoffhaltige Materie) zusammengefasst. Biomasse beinhaltet damit

- die in der Natur lebende Phyto- und Zoomasse (Pflanzen und Tiere),
- die daraus resultierenden Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle (z. B. tierische Exkrememente),
- abgestorbene (aber noch nicht fossile) Phyto- und Zoomasse (z. B. Stroh) und
- im weiteren Sinne alle Stoffe, die beispielsweise durch eine technische Umwandlung und/oder eine stoffliche Nutzung entstanden sind bzw. anfallen (z. B. Schwarzlauge, Papier und Zellstoff, Schlachthofabfälle, organische Hausmüllfraktion, Pflanzenöl, Alkohol).

Die Abgrenzung der Biomasse gegenüber den fossilen Energieträgern beginnt beim Torf, dem fossilen Sekundärprodukt der Verrottung. Damit zählt Torf im strengeren Sinn dieser Begriffsabgrenzung nicht mehr zur Biomasse; dies widerspricht der in einigen Ländern (u. a. Schweden, Finnland) üblichen Praxis, wo Torf durchaus als Biomasse bezeichnet wird.

Biomasse kann zusätzlich in sogenannte Primär- und Sekundärprodukte unterteilt werden /C-1/.

- Primärprodukte sind durch direkte photosynthetische Ausnutzung der Sonnenenergie entstanden; dazu zählt im Wesentlichen die gesamte Pflanzenmasse wie z. B. land- und forstwirtschaftliche Produkte aus einem Energiepflanzenanbau (u. a. schnellwachsende Bäume, Energiegräser) oder pflanzliche Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Weiterverarbeitungsindustrie (u. a. Stroh, Wald-, Industrierest- und Altholz).
- Sekundärprodukte beziehen dagegen ihre Energie nur indirekt von der Sonne; sie werden durch den Ab- oder Umbau organischer Substanz in höheren Organismen (z. B. Tiere) gebildet. Zu ihnen gehören z. B. die gesamte Zoomasse, deren Exkrememente (z. B. Gülle, Festmist) und Klärschlamm.

C.1 Aufbau typischer Bereitstellungsketten

Eine Bereitstellungs- oder Versorgungskette, mit der Energie aus Biomasse bereitgestellt werden kann, umfasst alle Prozesse beginnend mit der Produktion der Energiepflanzen bzw. der Verfügbarmachung von Rückständen, Nebenprodukten oder Abfällen organischer Herkunft bis zur Bereitstellung der Endenergie (z. B. Fernwärme, Strom). Sie beschreibt damit den „Lebensweg“ der organischen Stoffe

von der Produktion und damit der Primärenergie bis zur Bereitstellung der entsprechenden End- bzw. Nutzenergie (Abb. C.1).

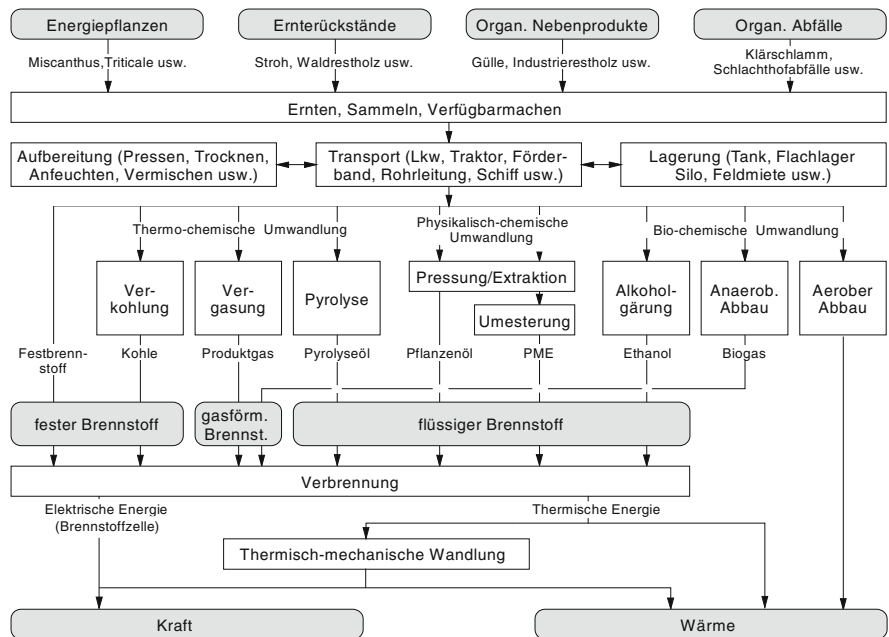


Abb. C.1 Möglichkeiten einer Energiebereitstellung aus Biomasse (grau unterlegte Kästen: Energieträger, nicht grau unterlegte Kästen: Umwandlungsprozesse; vereinfachte Darstellung ohne Licht als Nutzenergie; PME Pflanzenölmethylester; die in Brennstoffzellen ablaufenden Reaktionen werden dabei als eine „kalte“ Verbrennung angesehen) (nach /C-1/)

Das Ziel einer derartigen Biomasse-Bereitstellungs- bzw. Versorgungskette besteht darin, eine gegebene, ggf. schwankende End- bzw. Nutzenergienachfrage zu decken und die dazu erforderliche(n) Konversionsanlage(n) mit der benötigten Menge und Qualität der jeweils eingesetzten organischen Stoffe zu versorgen /C-1/.

Jede Bereitstellungskette besteht aus den Lebenswegabschnitten Biomasseproduktion bzw. -verfügbarmachung, Bereitstellung, Nutzung sowie Verwertung bzw. Entsorgung der anfallenden Rückstände, Nebenprodukte bzw. Abfälle. Jeder einzelne Abschnitt setzt sich im Regelfall wiederum aus zahlreichen Einzelprozessen zusammen. Beispielsweise erfordert die Biomasseproduktion u. a. eine Saatbettbereitung, die Ausbringung von Düngemitteln und bestimmte Pflegemaßnahmen. Da die verschiedenen Lebenswegabschnitte im Normalfall nicht am gleichen Ort angesiedelt sind, müssen die jeweiligen Entfernungen durch entsprechende Transporte (z. B. mit Lkw, über Rohrleitungen) überbrückt werden.

Eine bestimmte Bereitstellungskette wird damit letztlich durch die Randbedingungen festgelegt, die von der Biomasseproduktion (Angebotsseite) einerseits und

der Endenergiebereitstellung (Nachfrageseite) andererseits vorgegeben werden. Dazu kommen als weitere wesentliche Bestimmungsgrößen ökonomische und technische (und administrative) Randbedingungen, welche die praktische Umsetzung bzw. Realisierung einer bestimmten Kette signifikant beeinflussen. Beispielsweise wird die Wahl der Konversionstechnologie u. a. durch den oder die bereitzustellenden Endenergieträger (z. B. thermische Energie, elektrische Energie) bzw. die entsprechende Nutzenergie (z. B. Wärme, Kraft) und – ganz wesentlich – auch durch die gesetzlichen Umweltschutzvorgaben beeinflusst. Zusätzlich kann die erforderliche Entsorgung von Stoffen, die im Verlauf der Bereitstellung und/oder bei der Nutzung anfallen (z. B. ausgefaulte Gülle bei der Biogasgewinnung, Asche bei der Verbrennung von Festbrennstoffen), für eine bestimmte Bereitstellungskette bestimmend sein. Aus den möglichen Entsorgungswegen für die entstehenden Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle und/oder der Konversionstechnologie leiten sich wiederum Anforderungen an die Eigenschaften der Biomasse ab (z. B. Stückigkeit, Wassergehalt), die im Regelfall durch eine vorherige Aufbereitung bereitgestellt werden müssen. Hier ist es u. U. erforderlich, zunächst einen entsprechenden Sekundärenergieträger mit definierten Eigenschaften zu produzieren (z. B. Holzpellets, Hackschnitzel, Strohballen); dies kann mit technischen, energetischen, ökonomischen und/oder ökologischen Vorteilen verbunden sein. Daneben sind Art (z. B. holz- oder halmgutartig) und Qualität (z. B. Wassergehalt, Zusammensetzung) der verfügbaren Biomasse von Bedeutung sowie der zeitliche Verlauf der Energienachfrage bzw. des Biomasseangebots vor dem Hintergrund der jahreszeitlichen Unterschiede. Daraus resultieren wiederum möglicherweise bestimmte Lagernotwendigkeiten; u. U. kann auch eine Trocknung der Biomasse notwendig werden, damit eine Lagerstabilität gewährleistet werden kann. Zusätzlich muss die letztlich gefundene Kombination unter den gegebenen Randbedingungen vor Ort ökonomisch tragfähig, genehmigungsfähig sowie sozial akzeptabel sein /C-1/.

C.2 Wandlungsmöglichkeiten in End- bzw. Nutzenergie

Die verfügbare Biomasse kann im Verlauf einer Bereitstellungskette auf sehr unterschiedliche Weise aufgearbeitet und letztlich in die gewünschte End- bzw. Nutzenergie umgewandelt werden; hierfür sind eine Vielzahl unterschiedlichster Möglichkeiten und Optionen gegeben /C-1/.

Im einfachsten Fall wird beispielsweise lignocellulosehaltige Biomasse im Anschluss an eine mechanische Aufbereitung (u. a. Zerkleinerung, Verdichtung) direkt in einer Feuerungsanlage verbrannt. Für zahlreiche vielversprechende Anwendungen (z. B. die mobile Kraftbereitstellung im Pkw- oder Lkw-Motor, die hocheffiziente Stromerzeugung in einer Gasturbine) ist es aber sinnvoll oder sogar notwendig, flüssige oder gasförmige Sekundärenergieträger aus der Biomasse herzustellen. Der eigentlichen Umwandlung in End- bzw. Nutzenergie werden somit spezifische Veredelungsprozesse vorgeschaltet, bei denen die Energieträger hin-

sichtlich einer oder mehrerer der folgenden Eigenschaften aufgewertet werden: Energiedichte, Handhabung, Speicher- und Transporteigenschaften, Umweltverträglichkeit der energetischen Nutzung, Potenzial zur Substitution fossiler Energieträger, Verwertbarkeit von anfallenden Rückständen, Nebenprodukten oder Abfällen.

Bei den heute verfügbaren Verfahren zur Umwandlung organischer Stoffe in feste, flüssige oder gasförmige Sekundärenergieträger als Zwischenstufe vor der Umwandlung in die letztlich gewünschte End- bzw. Nutzenergie kann zwischen thermo-chemischen, physikalisch-chemischen und bio-chemischen Veredelungsverfahren unterschieden werden (Abb. C.1).

C.2.1 Thermo-chemische Umwandlung

Durch thermo-chemische Veredelungsverfahren (Vergasung, Pyrolyse und Verkohlung) werden feste Bioenergieträger in erster Linie unter dem Einfluss von Wärme in feste, flüssige und/oder gasförmige Sekundärenergieträger transformiert /C-1/.

Vergasung. Bei der thermo-chemischen Vergasung werden biogene Festbrennstoffe bei hohen Temperaturen möglichst vollständig in brennbare Gase umgewandelt. Dabei wird dem Prozess unterstöchiometrisch ein sauerstoffhaltiges Vergasungsmittel (z. B. Luft) zugeführt, durch das u. a. der in der Biomasse enthaltene Kohlenstoff in Kohlenstoffmonoxid umgewandelt und damit in einen gasförmigen Energieträger überführt werden kann. Gleichzeitig wird durch die teilweise Verbrennung des Einsatzmaterials die erforderliche Prozesswärme bereitgestellt, damit der Vergasungsprozess, der Energie benötigt, überhaupt stattfinden kann. Das entstandene niederkalorische Brenngas kann in Brennern zur Wärmebereitstellung und u. a. in Gasmotoren oder -turbinen sowie ggf. in Brennstoffzellen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Alternativ dazu kann das erzeugte Produktgas durch weitere Umwandlungen auch in flüssige Sekundärenergieträger (z. B. Methanol) umgewandelt werden, die dann außer u. a. in Blockheizkraftwerken (BHKW) ggf. auch im Verkehrsbereich einsetzbar sind.

Pyrolyse. Bei der Pyrolyse werden biogene Festbrennstoffe unter dem ausschließlichen Einfluss von thermischer Energie mit dem Ziel einer möglichst hohen Ausbeute an flüssigen Komponenten veredelt bzw. verflüssigt. Derartigen Verfahren liegt der pyrolytische Abbau der Biomasse und damit ihre Zersetzung bei hohen Temperaturen unter Sauerstoffabschluss zugrunde, durch den die Biomasse in gasförmige (z. B. Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid), flüssige (z. B. Bioöl) und feste Komponenten (z. B. Holzkohle) aufgespalten wird. Die entstandenen flüssigen Sekundärenergieträger können – wenn die dafür benötigte Technologie verfügbar ist – anschließend als Brennstoff in entsprechenden Feuerungsanlagen oder als Treibstoff in Motoren zur Kraft- (u. a. für die Stromerzeugung) bzw. gekoppel-

ten Wärme- und Kraft-Bereitstellung und u. U. auch im Traktionsbereich eingesetzt werden.

Verkohlung. Unter der Verkohlung von fester Biomasse wird eine thermo-chemische Umwandlung mit dem Ziel einer möglichst hohen Ausbeute an veredeltem Festbrennstoff (Holzkohle) verstanden. Auch dazu wird die organische Masse thermisch zersetzt. Die erforderliche Prozesswärme wird dabei häufig durch Teilverbrennung des Rohstoffs (d. h. durch die bei der thermischen Zersetzung freigesetzten gasförmigen und flüssigen Zersetzungsprodukte) bereitgestellt. Die Verkohlung unterscheidet sich damit nicht grundsätzlich von der Vergasung oder der Pyrolyse; die Bedingungen, unter denen die thermo-chemische Umwandlung hier realisiert wird, werden nur so gesetzt, dass bei den Reaktionsprodukten der Feststoffanteil maximiert wird. Die dadurch gewonnene verkohlte Biomasse kann anschließend in entsprechenden Anlagen zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Alternativ ist auch eine stoffliche Nutzung möglich (z. B. Aktivkohle).

C.2.2 Physikalisch-chemische Umwandlung

Zu den Verfahren der physikalisch-chemischen Umwandlung zählen alle Möglichkeiten zur Bereitstellung von Energieträgern auf Pflanzenölbasis. Ausgangsmaterial stellen jeweils ölhaltige Biomassen dar (z. B. Rapssaat, Sonnenblumensaat). Dabei muss zunächst immer die flüssige Ölphase von der festen Phase abgetrennt werden. Beispielsweise kann dies durch ein mechanisches Auspressen realisiert werden, bei dem z. B. das Rapsöl von dem Rapskuchen (d. h. dem festen Pressrückstand) abgetrennt wird. Bei der alternativ oder additiv möglichen Extraktion wird der ölhaltigen Saat oder dem ölhaltigen Presskuchen der Ölinhalt mit Hilfe eines Lösemittels entzogen. Öl und Lösemittel werden anschließend durch Destillation getrennt. Als Feststoff bleibt nach der Extraktion das sogenannte Extraktionschrot zurück, das beispielsweise stofflich (z. B. als Futtermittel) genutzt werden kann. Das derart gewonnene Pflanzenöl ist sowohl in seiner Reinform als auch nach einer chemischen Umwandlung (d. h. Umesterung) zu Pflanzenölmethylester (PME) in Motoren und Heiz- bzw. Heizkraftwerken (d. h. Blockheizkraftwerken) als Treib- oder Brennstoff energetisch nutzbar /C-1/.

C.2.3 Bio-chemische Umwandlung

Bei den bio-chemischen Veredelungsverfahren erfolgt die Umwandlung der Biomasse in Sekundärenergieträger bzw. in End- oder Nutzenergie mit Hilfe von Mikroorganismen und damit durch biologische Prozesse /C-1/.

Alkoholgärung. Zucker-, stärke- und cellulosehaltige Biomasse kann – nach einer entsprechenden Aufbereitung – durch eine alkoholische Gärung mit Hilfe z. B. von Hefen in Ethanol überführt werden; damit wird hier die organische Masse im

wässrigen Milieu mit Hilfe biologischer Prozesse abgebaut. Der entstandene Alkohol kann anschließend durch eine Destillation abgetrennt und im Anschluss daran – da er mit Wasser ein azeotropes Gemisch bildet – durch eine Absolutierung mit einem Schleppmittel in Reinform gewonnen werden kann. Reines Bioethanol kann dann als Treib- und Brennstoff in Motoren oder Verbrennungsanlagen zur End- bzw. Nutzenergiebereitstellung eingesetzt werden. In einigen Ländern wird das Ethanol auch konventionellem Otto-Kraftstoff im Bereich weniger Prozent zugemischt; dieses Gemisch kann dann weitgehend problemlos in vorhandenen Fahrzeugen mit Ottomotor eingesetzt werden.

Anaerober Abbau. Beim anaeroben Abbau organischer Stoffe (d. h. dem Abbau unter Sauerstoffabschluss) entsteht durch die Tätigkeit bestimmter Bakterien – und damit durch biologische Abbauprozesse – ein wasserdampfgesättigtes Mischgas (Biogas), das zu rund zwei Dritteln aus Methan (CH_4) besteht. Dieser Prozess läuft natürlich z. B. auf dem Grund von Seen und technisch u. a. in Bio- oder Klärgasanlagen bzw. in Deponien ab. Das entstandene Gasgemisch kann – nach einer ggf. notwendigen Aufbereitung – in Gasbrennern oder Motoren als Energieträger genutzt werden. Grundsätzlich ist – nach einer entsprechenden Aufbereitung und Verdichtung – auch ein Einsatz im Traktionsbereich möglich.

Aerober Abbau. Beim aeroben Abbau wird die Biomasse mit Luftsauerstoff unter Wärmefreisetzung ebenfalls mit Hilfe von Bakterien im Wesentlichen zu Kohlenstoffdioxid oxidiert (Kompostierung). Die freiwerdende Wärme kann beispielsweise mit Hilfe von Wärmepumpen gewonnen und in Form von Niedertemperaturwärme verfügbar gemacht werden. Derartige Möglichkeiten haben bisher jedoch noch keine praktische Relevanz erlangt.

Anhang D – Energieeinheiten

Vorsätze und Vorsatzzeichen

Atto	a	10^{-18}	Trillionstel
Femto	f	10^{-15}	Billiardstel
Piko	p	10^{-12}	Billionstel
Nano	n	10^{-9}	Milliardstel
Mikro	μ	10^{-6}	Millionstel
Milli	m	10^{-3}	Tausendstel
Zenti	c	10^{-2}	Hunderstel
Dezi	d	10^{-1}	Zehntel
Deka	da	10^1	Zehn
Hekto	h	10^2	Hundert
Kilo	k	10^3	Tausend
Mega	M	10^6	Million
Giga	G	10^9	Milliarde
Tera	T	10^{12}	Billion
Peta	P	10^{15}	Billiarde
Exa	E	10^{18}	Trillion

Umrechnungsfaktoren

	kJ	kWh	kg SKE	kg RÖE	m ³ Erdgas
1 Kilojoule (kJ)		0,000278	0,000034	0,000024	0,000032
1 Kilowattstunde (kWh)	3 600		0,123	0,086	0,113
1 kg Steinkohleneinheit (SKE)	29 308	8,14		0,7	0,923
1 kg Rohöleinheit (RÖE)	41 868	11,63	1,486		1,319
1 m ³ Erdgas	31 736	8,816	1,083	0,758	

Die Zahlenangaben beziehen sich grundsätzlich auf den Heizwert (H_u).

Literatur

- /1-1/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Stromerzeugung I, II; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, WS 00/01 und SS 01
- /1-2/ Hulpke, H. u. a. (Hrsg.): Römpf Umwelt Lexikon; Georg Thieme, Stuttgart, New York, 2000, 2. Auflage
- /1-3/ BP (Hrsg.): BP Statistical Review of World Energy 2004; BP, London, Juni 2005 (www.bp.com)
- /1-4/ Hall, D.O.; Rosillo-Calle, F.; Woods, J.: Biomass Utilization in Households and Industry – Energy Use and Development; Chemosphere 29 (1994), 5, S. 1099-1119
- /1-5/ International Energy Agency (IEA) (Hrsg.): Energy statistics and balances of non-OECD countries for 1995/96; International Energy Agency (IEA), Paris, 1998
- /1-6/ Woods, J.; Hall, D.O.: Bioenergy for Development – Technical and Environmental Dimensions; FAO Environment and Energy Paper 13; Food and Agriculture Organisation (FAO), Rom, 1994
- /1-7/ NN: Energiedaten; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005 (www.bwma.bund.de)
- /1-8/ Kleemann, M.; Meliß, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /1-9/ Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse; Springer, Berlin, Heidelberg, 2001
- /1-10/ Wöhe, G.: Einführung in die Allgemeine Volkswirtschaftslehre; Franz Vahlen, München, 1978, 13. Auflage
- /1-11/ Eyerer, P. (Hrsg.): Ganzheitliche Bilanzierung - Werkzeug zum Planen und Wirtschaften in Kreisläufen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1996
- /1-12/ Kaltschmitt, M.; Reinhardt, G.A. (Hrsg.): Nachwachsende Energieträger – Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung; Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 1997
- /1-13/ Marheineke, T.: Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Stromerzeugungstechniken. Dissertation. Universität Stuttgart 2002
- /1-14/ Houghton, J. T. u. a.: Climate Change 1995 – The Science of Climate Change; Contribution of WGI to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1996
- /1-15/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland; Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1993
- /1-16/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S.87 - 96

- /1-17/ Frischknecht, R., Hofstetter, P.; Knoepfel, I.; Dones, R.; Zollinger, E.: Ökoinventare für Energiesysteme. Zürich 1996, 3. Aufl.
- /1-18/ GEMIS: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Version 4.12. Ökoinstitut 2002
- /1-19/ Borken, J.; Patyk, A.; Reinhardt, G. A.: Basisdaten für die ökologische Bilanzierung. Vieweg Braunschweig/Wiesbaden 1999
- /1-20/ Schulz, W.: Energiereport IV, Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose, Prognos, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2005
- /1-21/ Strauss, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1998, 4. Auflage
- /1-22/ Wittke, F.; Ziesing, H.-J.: Primärenergieverbrauch in Deutschland von hohen Energiepreisstärkerungen und konjunktureller Belebung geprägt; DIW-Wochenbericht 7/05, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, 2005
- /1-23/ ISO 14040: Ökobilanz - Prinzipien und allgemeine Anforderungen, Deutsche Fassung der EN ISO 14040; Beuth, Berlin, 1997
- /1-24/ Sontow, J.; Kaltschmitt, M.: Kapazitätseffekte einer Windstromerzeugung – Quantifizierung und ökonomische Bewertung; BWK 51(1999), 11/12, S. 68 – 73
-
- /2-1/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Stromerzeugung I; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, WS 00/01
- /2-2/ Schäfer, H.; Rouvel, L.: Nutzung regenerativer Energien; Schriftenreihe IfE, Heft 1, Resch, München, 1992
- /2-3/ Flemming, G.: Einführung in die angewandte Meteorologie; Akademie, Berlin, 1991
- /2-4/ Kleemann, M.; Meliö, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /2-5/ DWD (Hrsg.): Deutsches Meteorologisches Jahrbuch; Deutscher Wetterdienst, Offenbach a. M., verschiedene Jahrgänge
- /2-6/ Köthe, H. K.: Praxis solar- und windelektrischer Energieversorgung; VDI, Düsseldorf, 1982
- /2-7/ Liljequist, G. H.; Cehak, K.: Allgemeine Meteorologie; Vieweg, Braunschweig, Wiesbaden, 1984, 3. Auflage
- /2-8/ Troen, I.; Petersen, E. L.: European Wind Atlas; Risø National Laboratory, Roskilde, Dänemark, 1989
- /2-9/ Vischer, D.; Huber, H.: Wasserbau; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 5. Auflage
- /2-10/ Liu, B. Y. H.; Jordan, R. C.: The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation; Solar Energy 4 (1960), 3, S. 1 - 19
- /2-11/ Malberg, H.: Meteorologie und Klimatologie; Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1983
- /2-12/ Häckel, H.: Meteorologie; Eugen Ulmer, Stuttgart, 1985
- /2-13/ Hoth, P.: Persönliche Mitteilung; GeoForschungsZentrum, Potsdam, März 1997

- /2-14/ Bußmann, W. u. a.: Geothermie - Wärme aus der Erde; C. F. Müller, Karlsruhe, 1991
- /2-15/ Collares-Pereira, M.; Rabl, A.: The Average Distribution of Solar Radiation Correlation between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values; *Solar Energy* 22(1977), 2, S. 155 - 164
- /2-16/ Schulz, R. u. a.: Geothermische Energie; C. F. Müller, Karlsruhe, 1992
- /2-17/ Fricke, J.; Borst, W. L.: Energie - Ein Lehrbuch der physikalischen Grundlagen; R. Oldenburg, München, Wien, 1981
- /2-18/ Duffie, J. A.; Beckman, W. A.: Solar Engineering of Thermal Processes; John Wiley and Sons, New York, Brisbane, 1991
- /2-19/ Rummel, F. u. a.: Erdwärme - Energieträger der Zukunft?; MeSy, Bochum, 1991
- /2-20/ Hellmann, G.: Über die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre; *Meteorologische Zeitschrift* 32(1915), 1
- /2-21/ DWD (Hrsg.): Karte der Windgeschwindigkeitsverteilung in der Bundesrepublik Deutschland; Deutscher Wetterdienst, Offenbach a. M., 2001
- /2-22/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland; Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1993
- /2-23/ Wood, J. A.: Das Sonnensystem; Ferdinand Enke, Stuttgart, 1984
- /2-24/ Kippenhahn, R.: Der Stern, von dem wir leben; Deutsche Verlags-Anstalt, Stuttgart, 1990
- /2-25/ Cralle, H. T.; Vietor, D. M.: Solar Energy and Biomass; in: Kitani, O.; Hall, C. W. (Hrsg.): Biomass Handbook; Gordon and Breach Saina Publishers, New York, USA, 1989
- /2-26/ Knauer, N.: Grundlagen der Futterproduktion auf Weidegrünland; Schriftenreihe der Landwirtschaftlichen Fakultät der Universität Kiel, Heft 47, 1970
- /2-27/ Larcher, W.: Ökophysiologie der Pflanzen; Eugen Ulmer, Stuttgart, 1994, 5. Auflage
- /2-28/ Lerch, G.: Pflanzenökologie; Akademie, Berlin, 1991
- /2-29/ Lieth, H.: Phenology and Seasonality Modelling; *Ecol Studies* 8, Heidelberg, 1974
- /2-30/ Ludlow, M. M.; Wilson, G. L.: Photosynthesis of Tropical Pasture Plants, II; Illuminance, Carbon Dioxide Concentration, Leaf Temperature and Leaf Air Pressure Difference; *Australian Journal of Biological Science* 24 (1971), S. 449 - 470
- /2-31/ Strasburger, E.: Lehrbuch der Botanik; Gustav Fischer, Stuttgart, New York, 1983, 32. Auflage
- /2-32/ Sauer, N.; Reymann, D.: Standarddeckungsbeiträge 1991/92 und Rechenwerte für die Betriebssystematik in der Landwirtschaft; KTBL-Arbeitspapier 181; Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 1993
- /2-33/ Christoffer, J.; Ulbricht-Eissing, M.: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland; Berichte des Deutschen Wetterdienstes Nr. 147; Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach a. M., 1989
- /2-34/ Bundesanstalt für Gewässerkunde (Hrsg.): Deutsches Gewässerkundliches Jahrbuch; Bundesanstalt für Gewässerkunde, Bonn, verschiedene Jahrgänge
- /2-35/ Brehm, D. R. u. a.: Ergebnisse von Temperaturmessungen im oberflächennahen Erdreich; *Zeitschrift für angewandte Geowissenschaften* 15 (1989), 8, S. 61 - 72

- /2-36/ Kuchling, H.: Taschenbuch der Physik; Harri Deutsch, Thun und Frankfurt/Main, 1989, 12. Auflage
- /2-37/ Haenel, R. (Hrsg.): Atlas of Subsurface Temperatures in the European Community; Th. Schäfer, Hannover, 1980
- /2-38/ Hurlig, E. u. a. (Hrsg.): Geothermal Atlas of Europe; Geographisch-Kartographische Anstalt, Gotha, 1992
- /2-39/ Haenel, R.; Staroste, E. (Hrsg.): Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland; Th. Schäfer, Hannover, 1988
- /2-40/ BP (Hrsg.): BP Statistical Review of World Energy 2004; BP, London, Juni 2005 (www.bp.com)
- /2-41/ Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse; Springer, Berlin, Heidelberg, 2001
- /2-42/ Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- /2-43/ DWD (Hrsg.): Leitfaden für die Ausbildung im deutschen Wetterdienst; Nr. 1: Allgemeine Meteorologie; Deutscher Wetterdienst, Offenbach a. M., 1987
- /2-44/ Streicher, W.: Sonnenenergienutzung; Vorlesungsskriptum; Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 2005
- /2-45/ Möller, F.: Einführung in die Meteorologie; Band 2; Bibliographisches Institut, Mannheim, 1973
- /2-46/ Hsu, S. A.: Coastal Meteorology; Academic Press, London, 1988
- /2-47/ Edling, D.: Theoretische Meteorologie; Vieweg & Sohn, Braunschweig/Wiesbaden, 1996
- /2-48/ Tangermann-Dlugi, G.: Numerische Simulationen atmosphärischer Grenzschichtströmungen über langgestreckten mesoskaligen Hügelketten bei neutraler thermischer Schichtung; Wissenschaftliche Berichte des Meteorologischen Institutes der Universität Karlsruhe Nr. 2, Karlsruhe, 1982
- /2-49/ Hoff, A. M.: Ein analytisches Verfahren zur Bestimmung der mittleren horizontalen Windgeschwindigkeiten über zweidimensionalen Hügeln; Schriftenreihe des Meteorologischen Instituts der Universität Hannover, Band 28, Hannover, 1987
- /2-50/ Stull, R. B.: An Introduction to Boundary Layer Meteorology; Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1988
- /2-51/ Taylor, P. A.; Teunissen, H. W.: The Askervein Project: Overview and Background Data; Boundary-Layer Meteorology 39(1987), S. 15 – 39
- /2-52/ Albiger, J. u. a.: Windkraftnutzung im Binnenland - Potential- und Standortevaluierung; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44(1994), 10, S. 669 - 675
- /3-1/ Hammer, G.: Die neue Wärmeschutzverordnung für Architekten; Weka Baufachverlage, Augsburg, 1993
- /3-2/ Kerschberger, A.: Transparente Wärmedämmung zur Gebäudeheizung: Systemausbildung, Wirtschaftlichkeit, Perspektiven; Institut für Bauökonomie, Universität Stuttgart, Bauök-Papiere Nr. 56, Stuttgart, 1994

- /3-3/ Platzer, W.: Eigenschaften von transparenten Wärmedämmmaterialien; Tagungsband: Transparente Wärmedämmung, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, Gleisdorf, 1995
- /3-4/ Heimrath, R.: Sensitivitätsanalyse einer Wärmeversorgung mit Erdreich-Direktverdampfungs-Wärmepumpen; Diplomarbeit am Institut für Wärmetechnik, TU Graz, 1998
- /3-5/ Treberspurg, M.: Neues Bauen mit der Sonne; Springer, Wien, 1994
- /3-6/ Streicher, W.: Sonnenenergienutzung; Vorlesungsskriptum am Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 2005
- /3-7/ Streicher, W.: Informatik in der Energie- und Umwelttechnik; Vorlesungsskriptum am Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 2004
- /3-8/ Heimrath, R.: Dokumentation - Dynamische Simulation Betonkernkühlung mit Hilfe eines Erdwärmetauschers, Institut für Wärmetechnik; TU Graz, 2000
- /3-9/ Hahne, E.; Drück, H.; Fischer, S.; Müller-Steinhagen, H.: Manuskript zur Vorlesung Solartechnik (Teil 2), Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Universität Stuttgart, 2003
- /3-10/ Feist, W.: Das Niedrigenergiehaus, Neuer Standard für energiebewusstes Bauen; C.F. Müller, Heidelberg, 1998
- /3-11/ EN 13790: Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden, Berechnung des Heizenergiebedarfs, Wohngebäude, Beuth-Verlag, Berlin, 2004
- /3-12/ EN 410: Glas im Bauwesen – Bestimmung der lichttechnischen und strahlungsphysikalischen Kenngrößen von Verglasungen, Beuth-Verlag, Berlin, 2004
- /4-1/ Kleemann, M.; Meliö, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /4-2/ Fisch, N.: Solartechnik I und II; Skriptum zur Vorlesung; Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, Universität Stuttgart, 1993
- /4-3/ Duffie, J. A.; Beckman, W. A.: Solar Engineering of Thermal Processes; John Wiley and Sons, New York, Brisbane, 1991
- /4-4/ Ladener, H.: Solaranlagen; Ökobuch, Staufen, 1993
- /4-5/ FIZ (Hrsg.): Sonnenenergie zur Warmwasserbereitung und Raumheizung; TÜV Rheinland, Köln, 1988
- /4-6/ VDI (Hrsg.): VDI-Richtlinie 2067: Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Wärmeverbrauchsanlagen, Blatt 4: Brauchwassererwärmung; VDI, Düsseldorf, 1974
- /4-7/ Gerthsen, C. u. a.: Physik; Springer, Berlin, Heidelberg, 1982, 14. Auflage
- /4-8/ Peuser, F. A.: Zur Planung von Solarkollektoranlagen und zur Dimensionierung der Systemkomponenten; Wärmetechnik 31(1986), 7, 10, 12 und 32(1987), 2
- /4-9/ Themeßl, A.; Weiß, W.: Solaranlagen Selbstbau; Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Gleisdorf, Österreich, 1999
- /4-10/ Jenni Energietechnik (Hrsg.): Solaranlagen Planung und Bau; Oberburg, Österreich, 1989
- /4-11/ Streicher, W.: Sonnenenergienutzung; Skriptum, Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, Österreich, 2005

- /4-12/ Fisch, M. N. u. a.: Integrale Wärmeversorgungskonzepte und solare Nahwärme - Pilotprojekte in Deutschland; ASEW-Tagung, Bremen, 1994, Tagungsband
- /4-13/ Nast, M.; Nitsch, J.: Solare Wärmespeicherung einschließlich Großwärmespeicher in Baden-Württemberg; Arbeitsbericht Nr. 18, Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg, Stuttgart, 1994
- /4-14/ VDI (Hrsg.): VDI Wärmeatlas; VDI, Düsseldorf, 2002
- /4-15/ NN: Energiedaten; Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, 2005 (www.bwma.bund.de)
- /4-16/ Clairent: Stoffwertprogramm von Antifrogenen; Clairent GmbH, Frankfurt, 1998
- /4-17/ Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE (Hrsg.): Heizen mit der Sonne; Gleisdorf, Österreich, 1997
- /4-18/ Frei, U.; Vogelsanger, P.: Solar thermal systems for domestic hot water and space heating; SPF Institut für Solartechnik Prüfung Forschung, Schweiz, 1998
- /4-19/ Streicher, W.; Oberleitner, W.: Betriebsergebnisse der größten Solaranlage Österreichs, Solarunterstütztes Biomasse-Nahwärmenetz Eibiswald; 9. Symposium Thermische Solarenergie, Staffelstein, Deutschland, 1999
- /4-20/ Thür, A.: Sonnige Herbergen, Markteinführung von Solaranlagen in Beherbergungsbetrieben; Erneuerbare Energie, 1/97, 1997
- /4-21/ Themessl, A.; Kogler, R.; Reiter, H.: Erneuerbare Energie für die Stadt Villach; Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Gleisdorf, Österreich, 1995
- /4-22/ Fa. Solid: Firmenmitteilung
- /4-23/ Purkarthofer, G.: Marktübersicht Thermische Solaranlagen; Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE, Gleisdorf, Österreich, 1998
- /4-24/ Mittelbach, W.: Sorptionsspeicher – Neue Perspektiven für Solare Raumheizung; Gleisdorf Solar 2000
- /4-25/ Streicher, W.: Minimizing the Risk of Water Hammer and Other Problems at the Beginning of Stagnation of Solar Thermal Plants – a Theoretical Approach; Solar Energy, Volume 69, Number 1-6, 2001
- /4-26/ Fink, Ch.; Heimrath, R.; Riva, R.: Forschungsprojekt Solarunterstützte Wärmenetze, Projektteil Thermische Solaranlagen für Mehrfamilienhäuser; Endbericht, Institut für Wärmetechnik, TU Graz
- /4-27/ o.V.: Vakuum-Beschichtungen von Solarabsorbern – Dünne Schichten, die es in sich haben; Sonnenenergie (2000), 6, S. 20 – 23
- /4-28/ o.V.: Markenzeichen: Dunkelblau; Sonne, Wind und Wärme 24(2000), 1, S. 18
- /4-29/ o.V.: Schlummerndes Potenzial genutzt; Sonnenenergie (2000), 6, S. 24 – 25
- /4-30/ Siegemund, A.: Neue Materialien in der Solar-Wärmespeichertechnik; 10. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein, 2000, Tagungsband, S. 72 – 76
- /4-31/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schuhmacher, J.; Weiss, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen; Jülich, 1997
- /4-32/ Umweltbundesamt (www.umweltbundesamt.de)

- /4-33/ Hartmann, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien; Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 3, Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 2002, vollständige Neubearbeitung
- /4-34/ NN: Statistik der in Deutschland installierten PV-Anlagen und Kollektorflächen; Deutscher Fachverbund Solarenergie (DFS), Berlin, Februar 2005
- /4-35/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96
- /4-36/ Weiß, W.: Solare Raumheizungsanlagen im europäischen Vergleich; Erneuerbare Energie 4/2000
- /5-1/ Kleemann, M.; Meliß, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /5-2/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96
- /5-3/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland; Springer, Berlin, Heidelberg, New York, 1993
- /5-4/ Degner, A. u. a.: Elektromagnetische Verträglichkeit und Sicherheitsdesign für photovoltaische Systeme - Das europäische Verbundprojekt ESDEPS; Ostbayrisches Technologie-Kolleg (OTTI), Regensburg (Hrsg.): 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 1999; S. 425 – 429
- /5-5/ Moskowitz, P. D.; Fthenakis, V. M.: Toxic Materials Released from PV-Modules during Fires; Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, USA, 1993
- /5-6/ Raicu, A.; Heidler, K.; Kleiß, G.; Bücher, K.: Realistic reporting conditions for site-independent energy rating of PV devices, 11th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, 1992
- /5-7/ Akademie der Wissenschaften zu Berlin (Hrsg.): Sonnenenergie; Walter de Gruyter, Berlin, New York, 1991
- /5-8/ Meissner, D. (Hrsg.): Solarzellen - Physikalische Grundlagen und Anwendungen in der Photovoltaik; Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 1993
- /5-9/ Schmidt, H.; Sauer, D.U.: Wechselrichter-Wirkungsgrade – Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung; Sonnenenergie, Heft 4, 1996, S. 43-47
- /5-10/ Luque, A.; Hegedus, S. (eds.): Handbook of Photovoltaic Sciences and Engineering; Wiley 2003, ISBN 0-471-49196-9
- /5-11/ Bernreuter, J.: Strom von der grünen Wiese; Photon 6 (2001), 2, S. 28 – 32
- /5-12/ Hulpke, H. u. a. (Hrsg.): Römpf Umwelt Lexikon; Georg Thieme, Stuttgart, New York, 2000, 2. Auflage
- /5-13/ Sauer, D.U.; Kaiser, R.: Der Einfluß baulicher und meteorologischer Bedingungen auf die Temperatur des Solargenerators – Analyse und Simulation; 9. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein 1994, S. 485 – 491
- /5-14/ Sauer, D.U.: Untersuchungen zum Einsatz und Entwicklung von Simulationsmodellen für die Auslegung von Photovoltaik-Systemen; Diplomarbeit, TH Darmstadt / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE Freiburg, 1994
- /5-15/ Schmid, J. (Hrsg.): Photovoltaik - Strom aus der Sonne; C. F. Müller, Karlsruhe, 1993, 3. Auflage

- /5-16/ Ladener, H.: Solare Stromversorgung; Ökobuch, Staufen, 1986
- /5-17/ Köthe, H. K.: Stromversorgung mit Solarzellen; Franzis, München, 1991, 2. Auflage
- /5-18/ Lehner, G. (Hrsg.): Solartechnik; Kontakt + Studium Band 21; Lexika, Grafenau, 1978
- /5-19/ Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): Photovoltaikanlagen – Untersuchungen zur Umweltverträglichkeit; BINE Projekt Info Nr. 6, September 1998
- /5-20/ Diefenbach G.: Photovoltaikanlagen als Naturschutzzonen - Landnutzung in Harmonie mit der Natur bei zentralen Photovoltaikanlagen am Beispiel der 340 kW-Anlage in Kolben-Gondorf; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44(1994), S. 41 – 64
- /5-21/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Stromerzeugung I; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, WS 00/01
- /5-22/ Moskowitz, P. D.; Fthenakis, V. M.: Toxic Material Release from PV-Modules during Fires; Brookhaven National Laboratory, Upton, New York, 1993
- /5-23/ Götzberger, A.; Stahl, W.: Global Estimation of Available Solar Radiation And Costs of Energy for Tracking And Non-Tracking PV-Systems; Proceedings, 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, Nevada, USA, Oktober 1985, Tagungsband
- /5-24/ Jossen, A. (Hrsg.): Wiederaufladbare Batterien – Schwerpunkt: stationäre Systeme; Seminarband OTTI-Technologiekolleg, Ulm 2004
- /5-25/ Möller, J.; Heinemann, D.; Wolters, D.: Integrierte Betrachtung der Umweltauswirkungen von Photovoltaik-Technologien; Ostbayerisches Technologie-Kolleg (OTTI), Regensburg (Hrsg.): 13. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 11. – 13. März 1998. S. 549 – 553
- /5-26/ Shockley, W.: Electrons and Holes in Semiconductors; D. Van Nostrand, Princeton, New York, USA, 1950
- /5-27/ Sze, S. M.: Physics of Semiconductor Devices; J. Wiley & Sons, New York, USA, 1981
- /5-28/ Fonash, S. J.: Solar Cell Device Physics; Academic Press, New York, USA, 1981
- /5-29/ Coutts, T. J.; Meakin, J. D. (Hrsg.): Current Topics in Photovoltaics; Academic Press, London, UK, 1985
- /5-30/ Henry, C. J.: J. Appl. Phys. 51, 4494 (1980)
- /5-31/ Bonnet, D.: Cadmium Telluride Solar Cells; in: Archer, M. D.; Hill, R.: Clean Electricity from Photovoltaics; Imperial College Press, London, 2001
- /5-32/ Rau, U.; Schock, H. W.: Cu(In,Ga)Se₂ Solar Cells; in: Archer, M. D.; Hill, R.: Clean Electricity from Photovoltaics; Imperial College Press, London, 2001
- /5-33/ Wagner, R.; Sauer, D.U.: Charge strategies for valve-regulated lead/acid batteries in solar power applications, J. Power Sources 95(2001), S. 141 – 152
- /5-34/ Bloss, W. H. u. a.: Grid-connected Solar Houses; Proc. 10th EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisbon, April 1991, Tagungsband
- /5-35/ Shaped Crystal Growth 1986; J. Crystal Growth 82(1987)

- /5-36/ Chao, C.; Bell, R. O.: Effect of Solar Cell Processing on the Quality of EFG Nonagon Growth; 19th IEEE Photovoltaic Spec. Conference, New Orleans, USA, 1987; Tagungsband
- /5-37/ Werner, J. H.; Bergmann, R.; Brendel, R.: Advances in Solid State Physics; in: Helbig, R.: Festkörperprobleme; Vieweg, Braunschweig, 1994, Band 34, S. 115
- /5-38/ Bergmann, R. B. u. a.: Crystalline Silicon Films by Chemical Vapor Deposition on Glass for Thin Film Solar Cells; 25th IEEE Photovoltaic Spec. Conference, Washington, D.C., USA, 1996; Tagungsband
- /5-39/ Green, M. A.; Emery, K.; King, D. L.; Igari, S.; Warta, W.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 19), Progr. in Photovoltaic Research & Applications 10(2002), 55
- /5-40/ Goetzberger, A.; Voß, B.; Knobloch, J.: Sonnenenergie: Photovoltaik; Teubner, Stuttgart, 1997
- /5-41/ Stäbler, D. L.; Wronski, C.: Optically induced conductivity changes in discharge-produced amorphous silicon; J. Appl. Phys. 51(1980), 3262
- /5-42/ Keppner, H.; Meier, J.; Torres, P.; Fischer, D.; Shah, A.: Microcrystalline Silicon and Micromorph Tandem Solar Cells; Applied Physics A (Materials Science Processing) A69, 169(1999)
- /5-43/ Catchpole, K. R.; McCann, M. J.; Weber, K. J.; Blakers, A. W.: A Review of Thin-Film Crystalline Silicon for Solar Cell Applications. II. Foreign Substrates; Solar Energy Materials and Solar Cells 68(2001), 173
- /5-44/ Brendel, R.: Review of Layer Transfer Processes for Crystalline Thin-Film Silicon Solar Cells; J. Appl. Phys. 40(2001), 4431
- /5-45/ Werner, J. H.; Dassow, R.; Rinke, T. J.; Köhler, J. R.; Bergmann, R. B.: From Polycrystalline to Single Crystalline Silicon on Glass; Thin Solid Films 383(2001), 95 – 100
- /5-46/ Roth, W. (Hrsg.): Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, Juni 2001
- /5-47/ Schweizer, P.; Shresta, J. N.: What can Solar Electricity provide for the Himalayan Society? The case of Nepal; 13. European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nizza, 1995
- /5-48/ Hartmann, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien; Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 3, Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 2002, vollständige Neubearbeitung
- /5-49/ Hanisch, R. u. a.: Einsatzmöglichkeiten der Photovoltaik für eine zukunftsfähige Elektrizitätsversorgung in Deutschland; In: Ostbayerisches Technologie-Kolleg (OTTI), Regensburg (Hrsg.): 14. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Staffelstein, 1999; 526 – 530
- /5-50/ Taguchi, M.; Kawamoto, K.; Tsuge, S.; Baba, T.; Sataka, H.; Morizane, M.; Uchihasi, K.; Nakamura, N.; Kyiama, S.; Oota, O.: HITM Cells – High Efficiency Crystalline Si Cells with novel structure, Progr. in Photovoltaic Research & Applications 8(2000), 503

- /5-51/ Luque, A.: Solar Cells and Optics for Photovoltaic Concentration; Adam Hilger, Bristol and Philadelphia, 1989
- /5-52/ O'Regan, B.; Graetzel, M.: A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO₂ films; Nature 353(1991), 737
- /5-53/ Hinsch, A.; Kroon, J. M.; Kem, R.; Uhlendorf, I.; Holzbock, J.; Meyer, A.; Ferber, J.: Long-term Stability of Dye-sensitised Solar Cells; Progr. in Photovoltaic Research & Applications 9(2001), 425
- /5-54/ Archer, M. D.; Hill, R.: Clean Electricity from Photovoltaics; Imperial College Press, London, 2001
- /5-55/ Green, M. A.: High Efficiency Silicon Solar Cells; Trans Tech Publications, Aedermannsdorf, Schweiz, 1987
- /5-56/ Green, M. A.: Silicon Solar Cells: Advanced Principles and Practice; Bridge Printery, Sydney, 1995
- /5-57/ Roth, W. (Hrsg.): Dezentrale Stromversorgung mit Photovoltaik; Seminarhandbuch Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg, 2002
- /5-58/ NN: Kostendaten zu Photovoltaiksystemen bzw. Systemkomponenten; Photon Special 2005, Solar Verlag, Aachen, 2005
- /6-1/ Gasch, R.; Twele, J.: Windkraftanlagen; Teubner, Stuttgart, 2005, 4. Auflage
- /6-2/ Molly, J. P.: Windenergie - Theorie, Anwendung, Messung; C. F. Müller, Heidelberg, 1997, 3. Auflage
- /6-3/ Hau, E.: Windkraftanlagen; Springer, Berlin, Heidelberg, 2002
- /6-4/ Heier, S.: Windkraftanlagen; Teubner, Stuttgart, 2005, 4. Auflage
- /6-5/ Kleemann, M.; Meliß, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /6-6/ Betz, A.: Das Maximum der theoretischen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren; Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen, 20. 9. 1920
- /6-7/ Klosse, R.: Flickererzeugung durch Windkraftanlagen; DEWI-Magazin 6(1996), 10, S. 30 - 38
- /6-8/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Stromerzeugung I; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, WS 00/01
- /6-9/ Jarras, L.: Strom aus Wind; Springer, Berlin, Heidelberg, 1981
- /6-10/ Krohn, S.: Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead; www.windpower.org/articles/offshore.htm
- /6-11/ Niedersächsische Energie-Agentur, Deutsches Windenergie-Institut, Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung (Hrsg.): Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen; Projekt-Nr. 2930, Hannover, 2001
- /6-12/ Greenpeace (Hrsg.): Zukunft Windkraft – Die Energie aus dem Meer. Technische Möglichkeiten und ökologische Randbedingungen; Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven, 2000

- /6-13/ Landesumweltamt Brandenburg (Hrsg.): Geräuschemissionen und Geräuschmissionen im Umfeld von Windkraftanlagen; Fachbeiträge des Landesumweltamtes, Potsdam, 1997
- /6-14/ Osten, T.; Pahlke, T.: Schattenwurf von Windenergieanlagen: Wird die Geräuschabstrahlung der MW-Anlagen in den Schatten gestellt?; DEWI Magazin 7(1998), 13, S. 6 – 12
- /6-15/ Pohl, J.; Faul F., Mausfeld, R.: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen, Untersuchung im Auftrag des Landes Schleswig-Holstein; Institut für Psychologie, Christian-Albrechts-Universität Kiel, Juli 1999
- /6-16/ Michalak, J.: Schattenwurf des Rotors einer Windkraftanlage; Windenergie aktuell 5(1995), 2, S.17 – 23
- /6-17/ Imrie, S. J.: The Environmental Implications of Renewable Energy Technology - Full Report. DG Research, The STOA Programme; Luxembourg, Selbstverlag, 1992
- /6-18/ Galler, C.: Auswirkung der Windenergienutzung auf Landschaftsbilder einer Mittelgebirgsregion – Optimierung der Standortplanung aus landschaftsästhetischer Sicht; Schriftenreihe des Institutes für Landschaftspflege und Naturschutz am Fachbereich für Landschaftsarchitektur und Umweltentwicklung der Universität Hannover, Arbeitsmaterialien 43, Hannover, August 2000
- /6-19/ Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): Windenergie und Naturschutz; BINE-Projektinfo Nr. 2, März 1996
- /6-20/ Loske, K.-H.: Einfluss von Windkraftanlagen auf das Verhalten der Vögel im Binnenland; in: BWE (Hrsg.): Vogelschutz und Windenergie – Konflikte, Lösungsmöglichkeiten und Visionen; BWE, Osnabrück, 1999
- /6-21/ Vögel brüten auch in der Nähe von Windparks; Neue Energie 10(2001), 4, S. 25
- /6-22/ Menzel, C.: Mehr Hasen gezählt – Wildtiere lassen sich durch Windturbinen nicht stören; Neue Energie 10(2001), 4, S. 24
- /6-23/ Bundesamt für Naturschutz (BfN): Empfehlungen des Bundesamtes für Naturschutz zu naturschutzverträglichen Windkraftanlagen; BfN, Bonn-Bad Godesberg, 2000
- /6-24/ Umweltbundesamt (UBA): Hintergrundpapier zum Forschungsprojekt: Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Belastungen der Meeresumwelt durch Offshore-Windenergieparks im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee (FKZ 200 97 106); UBA, Berlin, 2001
- /6-25/ Institut für Tourismus- und Bäderforschung in Nordeuropa (Hrsg.): Touristische Effekte von On- und Offshore-Windkraftanlagen in Schleswig-Holstein; Institut für Tourismus- und Bäderforschung in Nordeuropa, Kiel, September 2000
- /6-26/ Kehrbaum R.; Kleemann, M.; Erp van, F.: Windenergieanlagen – Nutzung, Akzeptanz und Entsorgung; Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 10, Jülich 1998
- /6-27/ Hartmann, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse im Kontext der übrigen erneuerbaren Energien; Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 3, Landwirtschaftsverlag, Münster-Hiltrup, 2002, vollständige Neubearbeitung
- /6-28/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96

- /6-29/ Matthies, H. G.; Garrad, A. D.: Study of offshore wind energy in the EC; Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, 1994
- /6-30/ Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31. 12. 2004; DEWI Magazin Nr. 26, Februar 2005, S. 24 – 36
- /6-31/ Beitz, W.; Küttner, K.H. (Hrsg.): Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau; Springer, Berlin, Heidelberg, 1981, 14. Auflage
- /6-32/ Bundesverband Windenergie e.V. (Hrsg.): Windenergie 2005, Marktübersicht; BWE Service GmbH, Osnabrück, April 2005
- /7-1/ Schröder, W. u. a.: Grundlagen des Wasserbaus; Werner, Düsseldorf, 1999, 4. Auflage
- /7-2/ Giesecke, J.: Wasserbau; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart, 2000
- /7-3/ Laufen, R.: Kraftwerke; Grundlagen, Wärmekraftwerke, Wasserkraftwerke; Springer, Berlin, Heidelberg, 1984
- /7-4/ Rotarius, T. (Hrsg.): Wasserkraft nutzen - Ratgeber für Technik und Praxis; Rotarius, Cölbe, 1991
- /7-5/ Rouvel, L.; Schaefer, H.: Nutzung regenerativer Energien; Schriftenreihe IfE, Band 1; Resch, München, 1992
- /7-6/ Pucker, N.: Physikalische Grundlagen der Energietechnik; Springer, Wien, New York, 1986
- /7-7/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Stromerzeugung I; Skriptum zur Vorlesung, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, WS 00/01
- /7-8/ Giesecke, J.; Mosony, E.: Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb; Springer, Berlin, Heidelberg, 2005, 4. Auflage
- /7-9/ Bundesamt für Konjunkturfragen (Hrsg.): Einführung in Bau und Betrieb von Kleinwasserkraftanlagen, Bern (Schweiz), 1993
- /7-10/ Vischer, D.; Huber, A.: Wasserbau; Springer, Berlin, Heidelberg, 2002, 6. Auflage
- /7-11/ König, F.: Bau von Wasserkraftanlagen; C. F. Müller, Karlsruhe, 1985
- /7-12/ Denzel, P.: Dampf- und Wasserkraftwerke; Bibliographisches Institut Mannheim, Mannheim, 1968
- /7-13/ Wasserwirtschaftsverband Baden-Württemberg (Hrsg.): Leitfaden für den Bau von Kleinwasserkraftwerken; Frankh Kosmos, Stuttgart, 1994, 2. Auflage
- /7-14/ Voith (Hrsg.): Francis-Schachtsturbinen in standardisierten Baugrößen; Werkschrift 2519, Voith, Heidenheim, 1985
- /7-15/ Voith (Hrsg.): Peltonsturbinen in standardisierten Baugrößen; Werkschrift 2517, Voith, Heidenheim, 1985
- /7-16/ Zaugg, C.; Leutewiler, H.: Kleinwasserkraftwerke und Gewässerökologie; Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern, 1998, 2. Auflage
- /7-17/ Bunge, T. et al.: Wasserkraft als erneuerbare Energiequelle – rechtliche und ökologische Aspekte; UBA Texte 01/01, Berlin, 2001

- /7-18/ Jorde, K.: Ökologisch begründete dynamische Mindestwasserregelungen in Ausleitungsstrecken; Mitteilungen des Instituts für Wasserbau, Universität Stuttgart, Heft 90, Stuttgart, 1997
- /7-19/ Tönnsmann, F.: Umweltverträglichkeitsuntersuchungen bei der Modernisierung von Wasserkraftwerken; In: Wasserbau und Wasserwirtschaft Nr. 75: Betrieb, Unterhalt und Modernisierung von Wasserbauten; Lehrstuhl für Wasserbau, Technische Universität München, 1992
- /7-20/ Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft (Hrsg.): Grundzüge der Gewässerpflege; Fließgewässer; Schriftenreihe Heft 21, Bayerisches Landesamt für Wasserwirtschaft, München, 1987
- /7-21/ Strobl, T. u. a.: Ein Beitrag zur Festlegung des Restabflusses bei Ausleitungskraftwerken; Wasserwirtschaft 80(1990), 1, S. 33 - 39
- /7-22/ Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie Baden-Württemberg (Hrsg.): Wasserkraft in Baden-Württemberg; Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart, 1991
- /7-23/ Frohnholzer, J.: Systematik der Wasserkräfte in der Bundesrepublik Deutschland; Bayerische Wasserkraftwerke, München, 1963
- /7-24/ BMFT (Hrsg.): Nutzung der Wasserenergien; Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen, KFA, Jülich, 1976
- /7-25/ Bostel, J. u. a.: Möglicher zukünftiger Beitrag regenerativer Energiequellen zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland; KFA (Jül-156), Jülich, Juni 1982
- /7-26/ DIW, ISI (Hrsg.): Erneuerbare Energiequellen, Abschätzung des Potentials in der Bundesrepublik Deutschland; DIW und ISI, Berlin und Karlsruhe, 1984
- /7-27/ Rhode, F.: Nutzung regenerativer Energie; Handbuchreihe erneuerbarer Energie; Band 13; TÜV Rheinland, Köln, 1988
- /7-28/ Enquete-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ (Hrsg.): Studienkomplex A 2.3: Wasserkraft; DIW und Institut für Wasserbau, Berlin und Stuttgart, 1989
- /7-29/ Ludwig, M.: Die Wasserkraftpotentiale des Freistaates Sachsen und der anderen neuen Bundesländer; VDI-Kolloquium, Dresden, Juni 1994, Tagungsband
- /7-30/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993
- /7-31/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96
- /7-32/ Bayerisches Staatsministerium des Innern (Hrsg.): Wasserkraftausbau in Bayern; Schriftenreihe „Wasserwirtschaft in Bayern“, Heft 20, Bayerisches Staatsministerium des Innern, München, 1988
- /7-33/ Giesecke, J.; Jorde, K.: Nutzung der Wasserkraft in der Region Hochrhein-Bodensee; in Boysen, B. u. a.: Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb; Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 5, Universität Stuttgart, Juli 1990

- /7-34/ BMWi (Hrsg.): Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom (Erfahrungsbericht zum EEG); Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 2002
- /8-1/ Neubarth, J.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich – Systemtechnik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Wien, 2000
- /8-2/ Pomhoff, C. u. a.: Technik und Einsatzmöglichkeiten für Wärmepumpen (Untersuchung für Bayern); Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Verkehr, München, 1993
- /8-3/ Halozan, H.; Holzappel K.: Heizen mit Wärmepumpen, TÜV Rheinland, Köln, 1987
- /8-4/ Hackensellner, T.; Dünnwald, G.: Wärmepumpen; Teil VIII der Reihe Regenerative Energien, VDI, Düsseldorf, 1996
- /8-5/ Günther-Pomhoff, C.; Pfitzner, G.: Wärmepumpen; Forschungsbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 1995
- /8-6/ Europäisches Komitee für Normung (Hrsg.): Kälteanlagen und Wärmepumpen - Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen, EN 378-1, Juni 2000
- /8-7/ Sanner, B., Knoblich K.: Umweltverträglichkeit der Wärmeträgermedien und Kältemittel verschiedener erdgekoppelter Wärmepumpensysteme; Zeitschrift für angewandte Geowissenschaften 16(1991), 10, S. 67 – 90
- /8-8/ SIA (Hrsg.): Grundlagen zur Nutzung der untiefen Erdwärme für Heizsysteme. Serie „Planung, Energie und Gebäude“; SIA-Dokumentation D0136, Zürich, 1996
- /8-9/ Österreichischer Wasser- und Abfallwirtschaftsverband (Hrsg.): Anlagen zur Gewinnung von Erdwärme (AGE); ÖWAV-Regelblatt 207, Wien, 1993
- /8-10/ Ingerle, K.; Becker, W.: Ausbreitung von Wärmepumpen-Kältemitteln im Erdreich und Grundwasser; Studie im Auftrag der Elektrizitätswerke Österreichs, Wien, 1995
- /8-11/ Kraus, W. E.: Sicherheit von CO₂-Kälteanlagen, Kohlendioxid – Besonderheiten und Einsatzchancen als Kältemittel; Statusbericht des Deutschen Kälte- und Klimatechnischen Vereins, Nr. 20, Stuttgart, November 1998
- /8-12/ Fachinformationszentrum Karlsruhe (Hrsg.): CO₂ als Kältemittel für Wärmepumpe und Kältemaschine; BINE-Projektinfo 10/00, 2000
- /8-13/ Kaltschmitt, M; Lux, R.: Außenluft- und erdreichgekoppelte Wärmepumpen; Zeitschrift für Energiewirtschaft 21(1997), 1, S. 69 - 77
- /8-14/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96
- /8-15/ Sanner, B.: Erdgekoppelte Wärmepumpen, Geschichte, Systeme, Auslegung, Installation; Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 1992
- /8-16/ Stiebel-Eltron (Hrsg.): Warmes Wohnen mit Umweltenergie, Wärmepumpenanlagen, Planung und Installation; Ausgabe 1989/1991
- /8-17/ Gerbert H.: Vergleich verschiedener Erdkollector-Systeme; Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Fachinformationszentrum Karlsruhe, 1991
- /8-18/ Sanner, B.; Rybach, L.; Eugster, W.J.: Erdwärmesonden Burgdorf – ein Programm und viele Missverständnisse; Geothermie CH 1/97, S. 4-6

- /8-19/ Eugster, W.J.; Rybach, L.: Langzeitverhalten von Erdwärmesonden – Messungen und Modellrechnungen am Beispiel einer Anlage in Elgg (ZH), Schweiz; IZW-Bericht 2/97, S. 65-69, Karlsruhe 1997
- /8-20/ Sanner, B.; Knoblich K.: Umwelteinfluss erdgekoppelter Wärmepumpen; Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, FIZ Karlsruhe, Karlsruhe, 1991
- /8-21/ Sanner, B.: Erdgekoppelte Wärmepumpen, Geschichte, Systeme, Auslegung, Installation; IZW-Bericht 2/92, FIZ, Karlsruhe 1992
- /8-22/ Gerbert, H.: Vergleich verschiedener Erdkollektor-Systeme; - IZW-Bericht 3/91, S. 75-86, FIZ, Karlsruhe 1991
- /8-23/ Messner, O. H .C.; De Winter, F.: Umweltschutzgerechte Wärmepumpenkollektoren hohen Wirkungsgrades; IZW-Bericht 1/94, FIZ, Karlsruhe 1994
- /8-24/ Bukau, F.: Wärmepumpentechnik, Wärmequellen – Wärmepumpen – Verbraucher - Grundlagen und Berechnungen; Oldenbourg, München, 1983
- /8-25/ Hellström, G.: PC-Modelle zur Erdsondenauslegung; IZW Bericht 3/91, FIZ, Karlsruhe 1991
- /8-26/ Fehr, A.: Risikodeckung des Bundes für Geothermie-Bohrungen; Geothermie CH 1/91, S. 2, Biel 1991
- /8-27/ ASUE (Hrsg.): Gas-Wärmepumpen; Broschüre der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V., Hamburg, 1996
- /8-28/ Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- /8-29/ Katzenbach, R.; Knoblich, K.; Mands, E.; Rückert, A.; Sanner, B.: Energiepfähle – Verbindung von Geotechnik und Geothermie; IZW-Bericht 2/97, FIZ, Karlsruhe 1997
- /8-30/ NN: Der harte Winter deckt bei Wärmepumpen manche Schwachstellen auf; VDI Nachrichten 9/2002, S. 15 (1.3.2002)
- /8-31/ Cube, H. L.; Steimle, F.: Wärmepumpen – Grundlagen und Praxis; VDI-Verlag GmbH, 1984
- /8-32/ Gilli, P. V.; Streicher, W.; Halozan, H.; Breembroeck, G.: Environmental Benefits of Heat Pumping Technologies; IEA Heat Pump Centre, Analysis Report HPC – AR6, März 1999
- /8-33/ Kruse, H.; Heidelck, R.: Heizen mit Wärmepumpen; Verlag TÜV Rheinland, Köln, 2002, 3. erweiterte und völlig überarbeitete Auflage
- /8-34/ Streicher, W. u. a.: Benutzerfreundliche Heizungssysteme für Niedrigenergie- und Passivhäuser, Endbericht zum Projekt in der Forschungsausschreibung „Haus der Zukunft“, BMVIT, Hrsg.: Institut für Wärmetechnik, TU Graz, 2004
- /9-1/ Schön, M.; Rockel, W.: Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer - Geologische Grundlagen; in: Bußmann, W. u. a.: Geothermie - Wärme aus der Erde; C. F. Müller, Karlsruhe, 1991
- /9-2/ Förster, S.: Bohrtechnischer Aufschluss thermalwasserführender Schichten und Herrichten des Bohrloches für die Förderung; in: Bußmann, W. u. a.: Geothermie - Wärme aus der Erde; C. F. Müller, Karlsruhe, 1991

- /9-3/ Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- /9-4/ Seibt, P.: 100 °C ein Grenzwert? - Hydrothermale Energiegewinnung in Neustadt-Glewe; 3. Geothermische Fachtagung, Schwerin, 1994
- /9-5/ Seibt, P. u. a.: Untersuchungen zur Verbesserung des Injektivitätsindex in klastischen Sedimenten; Studie im Auftrag des BMBF; GTN - Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg, 1997
- /9-6/ Poppei, J.: Entwicklung wissenschaftlicher Methoden zur Speicherbewertung und Abbauüberwachung; Bericht zum BMFT-Vorhaben 0326912A, Bonn, 1994 (unveröffentlicht)
- /9-7/ Rummel, F.; Kappelmeyer, O.: Erdwärme – Energieträger der Zukunft? Fakten, Forschung, Zukunft; C.F. Müller, Karlsruhe, 1993
- /9-8/ GFZ (Hrsg.): Evaluierung geowissenschaftlicher und wirtschaftlicher Bedingungen für die Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen; Geothermie Report 99-2, Abschlussprojekt zum BMBF-Projekt BEO 0326969, Potsdam, 1999
- /9-9/ Schneider, S.; Kaltschmitt, M.: Erneuerbare Energien; BWK 57(2005), 4, S. 87 – 96
- /9-10/ Brandt, W.; Kabus, F.: Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen zur Nutzung geothermischer Energie – Beispiele aus Norddeutschland; VDI Bericht 1236, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996
- /9-11/ Meyer, P. u. a.: Möglichkeiten der Nutzung des geothermischen Potentials an ausgewählten Standorten im Bundesland Sachsen-Anhalt; GTN Geothermie Neubrandenburg GmbH, Neubrandenburg, 1993
- /9-12/ Poppei, J.: Tiefe Erdwärmesonden; Geothermische Energie-Nutzung, Erfahrung, Perspektive; Geothermische Fachtagung in Schwerin, Oktober 1994
- /9-13/ Rafferty, K.: Geothermal Power Generation - A Primer on Low-Temperature, Small-Scale Applications; Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, Klamath Falls, OR, 2000
- /9-14/ Huenges, E.: Persönliche Mitteilung; GeoForschungsZentrum (GFZ), Potsdam, 2002
- /9-15/ Baumgärtner, J.; Jung, R.: Nutzung trockener Formationen; in: Kaltschmitt, M.; Huenges, E.; Wolff, H. (Hrsg.): Energie aus Erdwärme; Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart, 1999
- /9-16/ Ura, K.; Saitou, S.: Geothermal Binary Power Generation System; World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, 2000
- /9-17/ Bresee, J. C.: Geothermal Energy in Europe - The Soultz Hot Dry Rock Project; Gordon and Breach Science Publishers, Philadelphia, USA, 1992
- /9-18/ Rummel, F.; Kappelmeyer, O. (Hrsg.): Erdwärme; C. F. Müller, Karlsruhe, 1993
- /9-19/ Schulz, R. u. a. (Hrsg.): Geothermische Energie - Forschung und Anwendung in Deutschland; C. F. Müller, Karlsruhe, 1992
- /9-20/ Frisch, H. u. a.: Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken; in: Schulz, H. u. a.: Geothermische Energie; C. F. Müller, Karlsruhe, 1992

- /9-21/ Haenel, R. u. a.: Geothermisches Energiepotential; Pilotstudie zur Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland; Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung; Hannover, 1988
- /9-22/ Schulz, R. u. a.: Geothermie Nordwestdeutschland - Endbericht; Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover, 1995
- /9-23/ Jobmann, M.; Schulz, R.: Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt im süddeutschen Molassebecken, Teilgebiet: Hydrogeothermik; Bericht, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover, 1989 (unveröffentlicht)
- /9-24/ Haenel, R.; Staroste, E. (Hrsg.): Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland; Th. Schäfer, Hannover, 1988
- /9-25/ Jung, R.: Persönliche Mitteilung; Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben (GGA), Hannover, 2002
- /9-26/ Rogge, S.; Kaltschmitt, M.: Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – Eine ökonomische Analyse; Erdöl – Erdgas – Kohle 118(2002), 1, S. 34 – 38
- /9-27/ Kaltschmitt, M.; Müller, M.: Geothermische Stromerzeugung in Deutschland – Stand und Perspektiven; 8. Geothermische Fachtagung „Die neue Rolle der Geothermie“, Landau, November 2004, Tagungsband
- /A-1/ Boyle, G.: Renewable Energy; Oxford University Press, Oxford, 1996
- /A-2/ Graw, K.-U.: Nutzung der Tideenergie – Eine kurze Einführung; Geotechnik – Wasserbau – Wasserwirtschaft: Materialien No. 2, Professur Grundbau und Wasserbau, Universität Leipzig, 2001
- /A-3/ Graw, K.-U.: Wellenenergie – Eine hydromechanische Analyse; Bericht Nr. 8 des Lehr- und Forschungsgebietes Wasserbau und Wasserwirtschaft, Bergische Universität - GH Wuppertal, 1995
- /A-4/ www.uni-leipzig.de/welle/index.html
- /A-5/ Laughton, M. A.: Renewable Energy Sources; Elsevier Applied Science, London, 1990
- /A-6/ Kleemann, M.; Meliß, M.: Regenerative Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1993, 2. Auflage
- /A-7/ Hoppe-Kilpper, M.: Persönliche Mitteilung; Institut für Solare Energieversorgungssysteme (ISET), Kassel, 2002
- /A-8/ Hoffmann, W.: Energie aus Sonne, Wind und Meer; Harri Deutsch, Thun und Frankfurt/Main, 1990
- /A-9/ Ziegler, T.: Wolkenkratzer für die Nordsee; Die Welt, 27. 01. 1996
- /B-1/ Alpert, D. J. u. a.: An Assessment of Second-Generation Stretched-Membrane Mirror Modules (SAND 90-0183); Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1990
- /B-2/ Becker, M.; Klimas, P. (Hrsg.): Second Generation Central Receiver Technologies - A Status Report; C. F. Müller, Karlsruhe, 1993

- /B-3/ Becker, M.; Meinecke, W. u. a. (Hrsg.): Solarthermische Anlagen - Technologien im Vergleich; Springer, Berlin, Heidelberg, 1992
- /B-4/ Brost, O.; Mack, H.; Wierse, M.: Heat Pipe Technology - a Technology to improve Solar-Thermal Power Systems; Proceedings, 8th International Heat Pipe Conference, Peking, China, 1992, Tagungsband
- /B-5/ Buck, R.; Bräuning, T.; Denk, T.; Pfänder, M.; Schwarbözl, P.; Tellez, F.: Solar-Hybrid Gas Turbine-based Power Tower System (REFOS); Journal of Solar Energy Engineering 124(2002), 3
- /B-6/ Buck, R.; Heller, P.; Koch, H.: Receiver Development for a Dish/Brayton System; ASME Solar Energy Conference 1996, San Antonio, TX, USA, 1996; Tagungsband, S. 91 - 96
- /B-7/ Buck, R.; Laing, D.; Schiel, W.: Solarthermie für dezentrale Stromerzeugung; Forschungsverbund Sonnenenergie, Jahrestagung 1996; DLR, Köln, 1996, Tagungsband
- /B-8/ Cohen, G. u. a.: Recent Improvements and Performance Experience at the Kramer Junction SEGS Plants; ASME Solar Energy Conference, San Antonio, TX, USA, 1996; Tagungsband, S. 479 - 485
- /B-9/ Cordes, S. u. a.: Test and Evaluation of the Schlaich, Bergermann und Partner Heliostat Prototype Concentrator; SolarPACES Technical Report III-4/94, DLR, Köln, 1994
- /B-10/ Diver, R.; Andracka C.; Rawlinson, K., Sandia National Laboratories Thomas, G.; Goldberg, V., WG Associates: The Advanced Dish Development System Project; ASME Solar 2001 Conference - The Power to Choose, April 21 -25, Washington D.C, USA
- /B-11/ Energy Technology Engineering Center (Hrsg.): Performance of the Vanguard Solar Dish-Stirling Engine Module AP-4608 (Research Project 2003-5); EPRI, Palo Alto, CA, USA, 1986
- /B-12/ Fesharaki, M.: Industrielle Anwendungen inverser Gasturbinenprozesse - Biomasse - Sonnenenergie und Industrielle Abgase; Dissertation, Institut für Thermische Turbomaschinen, TU Graz, 1997
- /B-13/ Garg, S.: Mathania Integrated Combined Cycle Project (Status Note on the 140 MW first ISCCS Project); SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Sydney, 2001
- /B-14/ Goebel, O.; Laing, D.: Second Generation Sodium Heat Pipe Receiver for a USAB V160 Stirling Engine: Development and On-sun Test Results; 28th IECEC, Atlanta, GA, USA, 1993; Tagungsband Vol. 2, S. 539
- /B-15/ Gould, W. R. u. a.: The Solar Two Power Tower Project Status and Experience to Date; ASME Solar Energy Conference, San Antonio, TX, USA, 1996; Tagungsband, S. 119 - 124
- /B-16/ Grasse, W. (Hrsg.): IEA-Solar Power and Chemical Energy Systems; SolarPACES Annual Report 1994, DLR, Köln, 1995
- /B-17/ Grasse, W. (Hrsg.): Solar Power and Chemical Energy Systems; SolarPACES Annual Report, 1995; DLR, Köln, 1995

- /B-18/ Grasse, W.: SSPS Results of Test and Operation 1981-1984; DLR, Köln, 1985
- /B-19/ Haeger, M. u. a.: Operational Experiences with the Experimental Set-Up of a 2,5 MWth Volumetric Air Receiver (TSA) at the Plataforma Solar de Almeria; PSA Internal Report; CIEMAT, Almeria, Spanien, 1994
- /B-20/ Heller, P.; Buck, R.; Biehler, T.: Development of a Volumetric Receiver for a Dish/Brayton System; ASME Solar Energy Conference, San Francisco, CA, USA, 1994; Tagungsband S. 561 - 566
- /B-21/ IEA - SolarPACES Program (Hrsg.): Solar Thermal Power and Solar Chemical Energy Systems; IEA, Birmingham, 1994
- /B-22/ Instituto de Energías Renovables (IER) (Hrsg.): Central Electrosolar de Almería Proyecto CESA 1 - Descripción General del Proyecto (CESA-84-1-2); CIEMAT, Madrid, 1984
- /B-23/ Interatom (Hrsg.): Gasgekühltes Sonnenturm-Kraftwerk; Schlußbericht Technologieprogramm GAST; Interatom, Bergisch-Gladbach, 1988
- /B-24/ Klaiß, H.; Staiß, F. (Hrsg.): Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum; Springer, Berlin, Heidelberg, 1992
- /B-25/ Laing, D., Goebel, O.: Sodium Heat Pipe Receiver for a SPS V160 Stirling Engine: Second Generation Design; 6th International Symposium on Solar Thermal Technologies, Mojacar, Spanien, 1992; Tagungsband
- /B-26/ Laing, D.; Goebel, O.: Natrium Heat Pipe Receiver der 2. Generation für ein 9 kWel Dish/Stirling System; 9. Internationales Sonnenforum, Stuttgart, 1994, Tagungsband
- /B-27/ Lopez, C. W.; Stone, K. W.: Design and Performance for the Southern California Edison Stirling Dish; ASME Solar Energy Conference, Maui, HW, USA, 1992; Tagungsband Vol. 2
- /B-28/ Lüpfert, E.; Geyer, M., Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Germany; Schiel, W., Schlaich Bergermann und Partner (SBP), Germany; Esteban, A.; Osuna, R., INABENSA, Spain; Zarza, E., CIEMAT-PSA, Spain Nava, P., Flabeg Solar International, GERMANY: Eurotrough Design Issues and Prototype Testing at PSA; ASME Solar 2001 Conference - The Power to Choose, April 21 -25, Washington D.C, USA
- /B-29/ Mancini, T.: Dish/Stirling Development program in the USA; Fifth Task III-Meeting within IEA Solar Paces on Solar Technology and Applications, DLR, Köln, 1995; Tagungsband
- /B-30/ Mayette, J., Salt River Project; Davenport R. ; Forristall, R., Science Applications International Corporation: The Salt River Project SunDish Dish-Stirling System; ASME Solar 2001 Conference - The Power to Choose, April 21 -25, Washington D.C, USA
- /B-31/ Müller, M.: Direct Solar Steam in Parabolic Trough Collectors (DISS); PSA, Almería, Spanien, 1994
- /B-32/ Pacheco, J. E.: Results of Molten Salt Panel and Component Experiments for Solar Central Receivers (SAND 94-2525); Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1995

- /B-33/ Persönliche Mitteilung; Steinmüller, Gummersbach, 1997
- /B-34/ Pilkington Solar International (Hrsg.): Solar Thermal Power - Now; Pilkington Solar International, Köln, 1996
- /B-35/ Pitz-Paal, R. u. a.: Solarturmkraftwerke; Jahrestagung Forschungsverbund Sonnenenergie, Kassel, 1996, Tagungsband
- /B-36/ Raggam, A.: Ökologie-Energie, Skriptum zur Vorlesung; Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz, 1997
- /B-37/ Romero, M. et al.: Design and Implementation Plan of a 10 MW Solar Tower Power Plant Based on Volumetric-Air Technology in Seville (Spain); Proceedings of the ASME Solar 2000 Conference, 17.-22. Juni 2000, Madison, USA
- /B-38/ Romero, M.: Desarrollo de Heliostatos de Vidrio de 100 m²: Especificacion Tecnica Para el Diseño de Dos Prototipos a Instalar en la Plataforma Solar de Almería (CIEMAT-IER/R2B/DO/DHA-2/0); CIEMAT, Madrid, Spanien, 1994
- /B-39/ Schiel, W. u. a.: Long Term Testing of three 9 kW Dish/Stirling Systems; ASME, San Francisco, CA, USA, 1994; Tagungsband
- /B-40/ Schiel, W.; Keck, T.; Schweizer, A.: Technical and Economical Potential of a Dish-Stirling System; 6th International Symposium on Solar Thermal Technologies, Mojacar, Spanien, 1992; Tagungsband
- /B-41/ Schiel, W.; Schweizer, A.; Stine, W.: Evaluation of the 9-kW Dish/Stirling System of Schlaich, Bergermann and Partner Using the Proposed IEA Dish/Stirling Performance Analysis Guidelines; 29th IECEC, Monterey, CA, USA, 1994; Tagungsband
- /B-42/ Schiel, W. u. a.: Aufwindkraftwerk; Schlußbericht zum Auftrag Übertragbarkeit der Ergebnisse des Aufwindkraftwerkes in Manzanares auf größere Anlagen, BMFT-Förderkennzeichen 0324249D; SBP, Stuttgart, 1990
- /B-43/ Schlaich, J. u. a.: The Solar Updraft Tower; Bauwerk Verlag, Berlin, 2005
- /B-44/ Schlaich, J.; Schiel, W.: Persönliche Mitteilung; SBP, Stuttgart, 1997
- /B-45/ Steinmüller (Hrsg.): PHOEBUS Solar Power Tower; Steinmüller, Gummersbach, 1995
- /B-46/ Stine, W. B.; Diver, R. E.: A Compendium of Solar Dish/Stirling Technology (SAND 93-7027); Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1994
- /B-47/ Stine, W. B.; Powell, M. A.: Proposed Guidelines for Reporting Performance of a Solar Dish/Stirling Electric Generation System; Proceedings, 28th IECEC, Atlanta, GA, USA, 1993; Tagungsband Vol. 2, S. 2 503 - 2 510
- /B-48/ Stone, K.; Leingang, E., The Boeing Company; Liden, B.; Ellis, E.; Sattar, T., Stirling Energy Systems; Mancini, T., Sandia National Laboratories; Nelving, H., Kockums, Sweden: SES/Boeing Dish Stirling System Operation; ASME Solar 2001 Conference - The Power to Choose, April 21 -25, Washington D.C, USA
- /B-49/ Stone, K.; Leingang, E., The Boeing Company; Rodriguez, G.; Paisley J.; Nguyen, J., Stirling Energy Systems; Mancini, T., Sandia National Laboratories; Nelving, H., Kockums, Sweden: Performance of the SES/Boeing Dish Stirling System; ASME Solar 2001 Conference - The Power to Choose, April 21 -25, Washington D.C, USA

- /B-50/ Strachan, J. W.; Houser, R. M.: Testing and Evaluation of Large-Area Heliostats for Solar Thermal Applications (SAND 92-1381); Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1992
- /B-51/ Strauss, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen; Springer, Berlin, Heidelberg, 1998, 4. Auflage
- /B-52/ Trieb, F.: Solar Electricity Generation, Description and Comparison of Solar Technologies for Electricity Generation; DLR, Stuttgart, 1995
- /B-53/ TSA Consortium (Hrsg.): PHOEBUS - A Solar Tower Plant with Volumetric Air Receiver, Post-Feasibility Study 1C; D & M Energietechnik, FDE, Steinmüller, DLR, Fricker, Wiesbaden, Stuttgart, Gummersbach, Köln, 1994
- /B-54/ Tyner, C. u. a.: Solar Power Tower Development: Recent Experiences; 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, DLR, Köln, 1996; Tagungsband
- /B-55/ Valverde, A.; Weinrebe, G.: Implementation of an Automatic Aiming-Point Strategy for a Volumetric Receiver in PSA's CESA-1 Heliostat Field; 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, DLR, Köln, 1996; Tagungsband
- /B-56/ Vant-Hull, L. u. a.: Assessment of the Real-Time Receiver Excess-Flux-Density Protection Software at Solar Two; 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, DLR, Köln, 1996; Tagungsband
- /B-57/ Walker, G.: Stirling Engines; Clarendon, Oxford, 1980
- /B-58/ Weinrebe, G. u. a.: On the Performance of the ASM150 Stressed Membrane Heliostat; 1996 ASME Solar Energy Conference, San Antonio, TX, USA, 1996; Tagungsband S. 113 - 117
- /B-59/ Weinrebe, G. u. a.: The ASM-150 Stressed Membrane Heliostat: Test Results and Operational Experiences; 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, DLR, Köln, 1996; Tagungsband
- /B-60/ Werdich, M.: Stirling-Maschinen – Grundlagen, Technik, Anwendung; Ökobuch, Staufen, 1994
- /B-61/ Winter, C.-J. u. a.: Solar Power Plants; Springer, Berlin, Heidelberg, 1991
- /B-62/ Zarza, E. u. a.: Project DISS: Development of a new Generation of Solar Thermal Power Stations; 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, DLR, Köln, 1996; Tagungsband
- /C-1/ Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse; Springer, Berlin, Heidelberg, 2001

Sachwortverzeichnis

- 2-D-Modelle 461
- 3-D-Modelle 461
- Abbewegung 592
- Abdeckung
 - Absorber 140
- Abdeckungstransmissionskoeffizient 151
- Abfluss 85, 88
- Abflusscharakteristik 95
- Abflussflächenpotenzial 387
- Abflussgeschehen 86, 87
- Abflusshöhe 86, 93
- Abflusskoeffizient 86
- Abflusslinienpotenzial 387
- Abflussmessung 89
- Abflussregime 86
- Abflussvariationen 94
- Abflussverhalten 93, 94
- Abgekoppelte Solarsysteme 128, 134
- Ablenkbohrung 461
- Abluft-Zuluft Wärmepumpe 427
- Abminderungsfaktor 125, 282
- Absanden 459
- Abschaltwindgeschwindigkeit 317
- Abschattungseffekte 325
- Abschattungsverluste 207
- Abscheidebecken 467
- Abscheidebedingung 225
- Abscheidemethode 225
- Abscheideparameter 225
- Abscheidetemperatur 225
- Absenkung 485
- Absorber 127, 138, 400, 401, 625
 - Definition 145
 - Rohrleitungssystem 146
- Absorberfläche 116
- Absorberfunktion 128
- Absorbergebiet 221
- Absorberherstellung 225
- Absorbermaterial 145, 146
- Absorbermatte 148
- Absorberoberfläche 127
- Absorberquerschnittsfläche 632
- Absorberrohr 632
- Absorberschichten, selektive 139
- Absorbertyp 407
- Absorption 48, 137
- Absorptionsanlagen 399
- Absorptionsgrad 137
- Absorptionskoeffizient 116, 137, 139
- Absorptionstiefe 206
- Absorptionsverhalten, Solarzellen 273
- Absorptionsvermögen 137
- Absorptionswärmepumpe 400
- Abstandsfaktor 325
- Abstandsfläche, Windkraftanlage 326
- Abstrahlungsverluste 142
- Abwärme 526
- Adsorptionsanlage 399
- Advanced Dish Development System 630
- Aerober Abbau 650
- Aerodynamische Verluste 315
- Aggregatzustandsänderung 158
- Akkumulator 245, 250
- Aktionsturbine 361
- Aktive Systeme 115
- Aktivierungsschritt 224
- Aktiv-Stall-Regelung 322
- Akzeptanz Windenergie 342
- Akzeptoren 201, 202
- Albedo 53
- Alkoholische Gärung 649
- Alkylenglykol 162

- Aluminiumbereitstellung 25
- Ammoniak 400
- Ammoniakdampf 605
- Amorphes Silicium 214, 221
- Anaerober Abbau 650
- Anemometer 73
- Angebotscharakteristik
 - Jahresverlauf 534
 - Monatsverlauf 534
 - Tagesverlauf 535
- Angebotsvariationen
 - räuml. Vergl. 536, 566
 - zeitl. Vergl. 534, 564
- Angströmsche Kompensations-
Pyrheliometer 54
- Anlagenaufstellung
 - Hauptwindrichtung 326
 - keine Hauptwindrichtung 326
- Anlagenbestand
 - Photovoltaik 279
 - Solarthermie 198
 - Windenergie 349
- Anlagenkennlinie (Strom)
 - Photovoltaik 208
 - Windenergie 316
- Anlagenleistungen, Vergleich 537, 568
- Anlaufwindgeschwindigkeit 317
- Annuität 18
- Ansaugdiffusor 642
- Anschlussbox 230
- Anstellwinkel 288
- Anströmwinkel 284, 289
- Antireflexschicht 212, 218
- Antitriptische Winde 68
- Antizyklone 67
- Antriebsmoment 289
- Antriebsprinzip, Wärmepumpe 399
- Anwendungsbereiche
 - Photovoltaik 251, 257
 - Wärmepumpe 432
- Apertur 614, 623
- Aperturdurchmesser 613
- Aperturfläche 125
- Aphel 39
- Aquifer 118, 408, 416, 502
- Aquiferbeeinflussung 484
- Aquiferspeicher 159
- Äquivalenter *U*-Wert 119
- Äqui. Wärmedurchgangskoeffizient 119
- Aramidfaser 297
- Arbeitskreis 633
- Arbeitsmaschinen 510
- Arbeitsmittel 400, 401, 420, 425
- Arbeitsmitteldampf 400, 510
- Arbeitsmittelkreislauf 633
- Arbeitsprozess 625
- Arbeitsstoffe 515
- Arbeitsstoffpaar 400
- Arbeitsvermögen, Wasser 87
- Arbeitszahl 402, 404, 434
- Array-Felder 232
- a-Si:H-Solarzelle 221
- Assimilation 101
- Asynchrongenerator 301, 369
- Äthylenglykol 162
- Atmosphäre, Zusammensetzung 43
- Atmosphärenbewegung 64
- Atmosphärenrand 39
- Atmosphärische Gegenstrahlung 50
- Atmung 100
- Ätzen 217
- Auf- und Abwinde 68
- Aufbewegung 592
- Auf-Dach-Montage 147, 243
- Aufdampfprozess 225
- Aufgelöste Polare 286
- Aufschluss 503
- Aufständigung 242
 - nachgeführte 244
 - starre 243
- Aufständigungssysteme 243
- Aufstau 383
- Auftriebsbeiwert 286, 287
- Auftriebskraft 286
- Auftriebsprinzip 284, 290
- Aufwandszahl 402
- Aufwindkraftwerk 635
- Ausbau, Wasserkraftanlagen 393

- Ausbaudurchfluss 353
- Ausbauwürdiges Potenzial 387
- Ausdehnungsgefäß 160
- Ausgangsspannung 237
- Ausgangstransformator 233
- Auslauf 368
- Auslegungsdurchfluss 363
- Ausleitungskraftwerke 353, 356
- Ausleitungsstrecken 385
- Außenaufstellung, Wärmepumpe 406
- Äußerer Photoeffekt 203
- Austreiber 400, 401
- Auswaschung 275
- Autonome Anlagen 251
- Axialmaschinen 423
- Axialturbine 636, 638
- Azimutale Nachführung 622
- Azimuthwinkel 51
- Azimuthlager 304
- Baggerschlämme 383
- Bandabstand 198
- Bändermodell 197, 200
- Bandlücke 198, 211
- Bandziehverfahren 217
- Batterie 245, 250
- Baugröße, Wärmeübertrager 420
- Bauweise
 - aufgelöste 354
 - überströmte 354
 - zusammenhängende 354
- Beckenabdeckung 170
- Begriffsabgrenzung, Erdwärme 395
- Bentonit-Zement-Suspension 412, 415
- Bereitstellungskette 646
 - Bestimmungsgrößen 646
 - Definition 645
 - Ziel 646
- Bergwerk 418
- Bergwinde 68
- Bernoulli-Gleichung 87, 285, 347
- Bestrahlungsstärke 207
- Betonbauweise 306
- Betonbereitstellung 25
- Betonkollektor 419
- Betonkörper 595
- Betriebskosten
 - geoth. Stromerz. 520
 - hydroth. Erdwärme 475
 - konv. Wärmesysteme 35
 - Kraftwerke 30
 - Photovoltaik 266
 - Solarthermie 183
 - tiefe Sonde 494
 - Wärmepumpe 439
 - Wasserkraft 377
 - Windenergie 333
- Betriebsverhalten
 - Generatoren 303
 - Wasserkraftanlage 372
- Betz'sche Leistungsbeiwert 283, 290
- Betz'sche Theorie 283
- Bilanzausgleich 462
- Bio-chemische Umwandlung 649
- Biogaserzeugung 650
- Biomasse 97
 - Abgrenzung 645
 - Definition 645
 - Wandlungsmöglichkeiten 647
- Biomasseangebotscharakteristik 105
- Biomasseertragspotenzial 102
- Biomasseproduktivität 106
- Biotope 386
- Bivalent-alternativer Betrieb 431
- Bivalent-parallel-er Betrieb 431
- Bivalent-paralleler Betrieb 431
- Blattlager 298
- Blattspitzengeschwindigkeit 297
- Blattspitzenverstellung 299
- Blattverdrehung 299
- Blattverstellantrieb 299
- Blattverstellmechanismus 299
- Blattverstellung 298, 323
- Blattwinkel 323
- Blattwinkelleinstellregelung 299
- Blattwinkelverstellung 324
- Blaubrenner 34
- Blei 246
- Bleibatterie 245

- Blei-Gel 248
- Bleioxid 246
- Bleisulfat 246
- Blei-Vlies 248
- Blindleistung 301, 302
- Blitzschutz 250
- Blockierdiode 231
- Bodenart, Wärmeentzug 413
- Bodentyp 79
- Bohrarbeiten 446
- Bohrlochausbautechnik 504
- Bohrloch-Dublette 502
- Bohrlochkopf 491
- Bohrloch-Motorpumpe 463
- Bohrloch-Televiewer 510
- Bohrlochwandung 510
- Bohrloch-Wellenpumpe 462
- Bohrpfähle 416
- Bohrphasen 458
- Bohrtechnologie 458
- Bohrungskopf 463
- Bohrungsumgebungsbeeinflussung 484
- Bohrverfahren, Erdwärmesonde 414
- Boltzmann-Konstante 208
- Brandungsenergie 592
- Brandungsenergiekraftwerk 593
- Braunkohlekraftwerk 27
- Brayton-Prozess 627
- Brenner 33
- Brennfleck 622
- Brennstoffversorgung 33
- Brennwertkessel 33
- Bruchgeräusche 510
- Brunnenanordnung 159
- Brunnenleistung 417
- Bruttostromerzeugung, Deutschland 10
- Buchtenkraftwerk 355
- Buntsandstein 504
- Bussysteme 616
- Bypassdiode 231, 232
- C₃-Pflanzen 101
- C₃-Typ der Photosynthese 99
- C₄-Pflanzen 101
- C₄-Typ der Photosynthese 99
- Cadmium-Tellurid 223
- CAGRA 461
- Camborne-Konzept 507
- Canting 611
- Cased-Hole-Komplettierung 458
- Cavity-Receiver 623
- CdTe-Modul 224
- CFEST 461
- CFK 297
- Chalkogenid-Solarzelle 223
- Chalkopyrit-Solarzelle 223
- Chips 216
- Chloroplaste 98, 99
- Clausius-Rankine-Prozess 511
- CO₂-Äquivalente
 - Definition 21
 - geoth. Stromerz. 524
 - hydroth. Erdwärme 478
 - konv. Wärmesysteme 37
 - Kraftwerke 31
 - Photovoltaik 270
 - Solarthermie 188, 190
 - Strombereitstellung 554
 - tiefe Sonde 496
 - Vergleich 554, 580
 - Wärmebereitstellung 580
 - Wärmepumpe 444
 - Wasserkraft 380
 - Windenergie 337
- CO₂-Assimilation 101
- Cockerell-Floß 596
- Corioliskraft 64, 65
- Coulomb'scher Wirkungsgrad 250
- $c_p(\lambda)$ -Kennlinien 315
- Czochralski-Prozess 216
- Dachflächenpotenzial
 - Photovoltaik 276
 - Solarthermie 194
- Dachintegration 147, 148
- Dachmontage 243
- Dammbalkenverschluss 348
- Dammbauwerk 599
- Dämmschicht 132
- Dämmsysteme 121

- Dampferzeuger 633
- Dampfkraftwerke 27
- Dampfprozess 399
- Dampfturbine 510
- Dämpfung 298
- Darrius-Rotor 293, 599
- Deckungsgrad, solarer 144, 166
- Deckungsrate, solare 172
- Defektelektron 200
- Degradation 222
- Deklinationsachse 622
- Deposition 220, 225, 227
- Dezentrale Systeme, Photovoltaik 258
- Dezentraler Wechselrichter 239
- Diffuser Energiedurchlassgrad 118
- Diffuser g -Wert 118
- Diffusionslänge 206
- Diffusionspotenzial 207
- Diffusionsstrom 204
- Diffusor 225, 368, 512
- Diffusstrahlung 50
- Diffusstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen 53
- Diode 209
- Diodengleichung von Shockley 208
- Direktabsorptionsreceiver 615
- Direkte Dampfnutzung 511
- Direkte Netz-Kopplung:
 - Windkraftanlage 308
- Direkte Systeme 469
- Direktgewinnsystem 127, 130
- Direktstrahlung 50
- Direktstrahlung auf geneigte, ausgerichtete Flächen 51
- Direktumrichter 310
- Direktverdampfung 400, 409, 411, 415
- Direktwärmeübertrager 492
- Discoeffekt 339
- Dish/Brayton-Systeme 621
- Dish/Stirling-Systeme 621
- Diskontrate 18
- Diskretisierung 461
- Donatoren 201, 202
- Donau 93
- Doppelglasscheibe 120
- Doppelmantelwärmeübertrager 163
- Doppelrohrinstallation 467
- Doppelrohrsysteme 466
- Doppel-U-Sonde 412
- Dorfstromversorgungssysteme 256
- Dotierabfluss 358
- Dotierstoffe 201
- Dotierturbine 352, 357
- Dotierung 201, 212
- Double Flash-System 513
- Drahtgeflecht 625
- Drahtwickelfilter 459
- Drain-Back Kollektorsystem 161
- Drallverluste 283, 290
- Drehspindel 299
- Drehstrom-Asynchronmotor 463
- Drehstromsammelschiene 328
- Drehzahlregelung 320
- Drehzahlstellung 464
- Dreibeinfundament 307
- Dreiblattrotor 296
- Dreileitersystem 468
- Drift 384
- Druckenergie 349
- Druckenergiehöhe 347
- Druck-Enthalpie-Diagramm 398
- Druckleistung 279
- Druckleitung 356
- Druckplatten-Anemometer 73
- Druckring 611
- Druckrohrleitung 349, 360
- Druckschacht 356
- Druckspeicher 155
- Druckstollen 356
- Druckstoßdämpfung 356
- Druckunterschiede 603
- Druckverlust 625
- Dublette 416, 457, 461, 502, 506
- Düngung 104
- Dunkelatmung 100
- Dunkelreaktion 98
- Dünnglasspiegel 622, 630
- Dünnschichtsolarzelle 214, 225

- Durchfluss 373
 Durchflussmessung 90
 Durchflussregelung 369
 Durchmischungszone 641
 Durchsichtige Abdeckungen 120
 Durchstich 353
 Durchströmturbine 366
 Durchwurzelbarkeit 104
 Duschwasserbereitstellung 176
 Dynamischer Stall 322
 Ebbstrom 599
 EFG-Ribbon 217
 Eigendrehimpuls 197
 Eigenfrequenz 595
 Eigenleitung 199
 Einbautiefe 463
 Ein-Becken-System 598
 Einbettung 230
 Einblattrotor 297
 Eindiffusion 217
 Einfach-U-Sonden 412
 Einkristalle 217
 Einlaufapparat 358
 Einlaufbauwerk 348, 360
 Einlaufkanal 593
 Einlaufverluste 349, 593
 Einleitersystem 468
 Einfahlfundament 306
 Einsatzbereiche, Turbinen 361
 Einschalttemperaturdifferenz 160
 Einspeichersystem 173
 Einteilung, solath. Kraftwerke 608
 Eintiefung 383
 Einwegnutzung 598
 Einzelanlagen 310
 Einzelanlagenaufstellung 325
 Einzelfacette 611
 Einzelspiegel 610
 Einzelzellen-Basis 232
 Einzugsgebiet 86
 Eisabwurfisiko 340
 Eisenausfällung 465
 Ekliptik 40
 Elektrische Verluste 316
 Elektromagnetische Strahlung 37, 38
 Elektromagnetische Verträglichkeit 274
 Elektromotorwärmepumpe 402
 Elektronenleitung 199
 Elektronische Expansionsventile 424
 Elektron-Loch-Paar 200, 211
 Elevationsachse 622
 Elevationsgetriebe 610
 Emissionsgrad 142
 Emissionskoeffizient 139
 Emissionsvermögen 137
 Endenergieträger 3
 Endenergieverbrauch, Deutschland 9
 Energie, Definition 2
 Energiebänder 197
 Energiebasis 3
 Energiebegriffe 2
 Energiebilanz
 Absorber 141
 allgemeine 140
 Erde 37, 46
 geoth. Stromerz. 524
 hydroth. Erdwärme 478
 Kollektor 140
 Photovoltaik 269
 Solarthermie 189
 Strombereitstellung 553
 tiefe Sonde 496
 Vergleich 553, 578
 Wärmebereitstellung 578
 Wärmepumpe 443
 Wasserkraft 380
 Windenergie 335, 336
 Energiedurchlassgrad 118
 Energieeinheiten 635
 Energieertrag, Windkraftanlage 319
 Energiefluss
 Gebäude 115
 Photovoltaik 260
 Windenergie 314
 Energieinhalt, Batterie 249
 Energielinie 349, 350
 Energielücke 197, 198, 211
 Energieniveau 202

- Energiepfähle 415, 416
- Energiequellen 4, 12
- Energiequellen 44
- Energiespeicher 252
- Energieströme 37
- Energieträger 2
- Energieträgerpreise 26
- Energieversorgung, Windkraftanlage 299
- Energievorkommen, geothermische 113
- Energievorrat
 - Definition 4
 - fossil 4
 - rezent 4
- Energiewandlung, solath. Kraftwerke 607
- Energiewandlungskette
 - Photovoltaik 259
 - Solaranlage 164
 - Wasserkraft 370
 - Windenergie 313
- ENS 241
- Entgasung 464
- Entladeschutzdiode 250
- Entnahmebrunnen 416, 417
- Entzugsleistung, Koaxialbrunnen 418
- Epitaxie 204
- Erdatmosphäre 42
- Erdaufbau 108
- Erdberührte Betonbauteile 415
- Erddamm 358
- Erdentstehung 41
- Erdkern 109
- Erdkruste 108, 109
- Erdmantel 109
- Erdreichwärmeübertrager 409, 428
- Erdung 250
- Erdwärme 108, 395
- Erdwärmekollektor 409
- Erdwärmesonde 411
- Erdwärmesondenmaterial 412
- Erhitzerrohre 623
- Erneuerbare Energien
 - Definition 4
 - Nutzungsmöglichkeiten 12
 - Quellen 11
 - untersuchte Möglichkeiten 13
- Ernteverfahren 105
- Erregung 301
- Ersatzkältemittel 427
- Ersatzschaltbild 208
- Erschließungspotenzial 24
- Ertragsniveau 106
- Erzeugungspotenziale
 - geoth. Stromerz. 528
 - hydroth. Erdwärme 486
 - oberfl. Erdwärme 452
 - Photovoltaik 276
 - Solarthermie 194
 - Strombereitstellung 558
 - tiefe Sonde 500
 - Umgebungsluft 451
 - Vergleich 558, 585
 - Wärmebereitstellung 585
 - Wärmepumpe 451
 - Wasserkraft 388
 - Windenergie Offshore 346
 - Windenergie Onshore 344
- Ethanol 650
- EuroDish-Anlage 629
- Europäischer Wirkungsgrad 242
- EuroTrough 632
- Expander 424
- Expansion 399
- Expansionsventil 399, 400, 420, 423
- Extinktion 48
- Extraktion 649
- Fahnenposition 323
- Fahnenstellung 299
- Fallhöhe 350, 373
- Fallrohr 417
- Farbstoffsolarzelle 228, 229
- Fassadenmontage 243
- Faulgase 383
- FCKW 425
- FCKW-Halon-Verbots-Verordnung 426
- Fehlerstrom-(FI)-Schutzschalter 241
- Felskavernenspeicher 159
- Fenster 130
- Fenster I 47

- Fenster II 47
- Fernwärmenetze 468
- Fernwärmetechnik 490
- Ferrosilicium 275
- Fertigpfähle 416
- Feststoffabscheidung 511
- Feststoffbildung 465
- Feststoffspeicher 157
- Feuchtigkeit 230
- Filterkies 459
- Filtration 465
- Fischbauchklappen 358
- Fischfarm 593
- Fischtreppe 358, 384
- Fischunterstände 385
- Fischweg 359
- Flächenabsorber 407
- Flächenpotenzial 344, 387
- Flächenverbrauch
 - Photovoltaik 273
 - Windkraftnutzung 342
- Flachgründung 305
- Flächiger Erdwärmekollektor 411
- Flachkollektor 148, 152
- Flachwassereffekte 593
- Flash-Behälter 511, 513
- Fließgeschwindigkeit 385
- Fließgewässerbiotope 384
- Fließgewässergesellschaft 383
- Fließgewässerorganismen 385
- Fließkontinuum 383
- Fließwiderstand 506
- Floridastrom 602
- Flügelrad-Anemometer 73
- Fluidsysteme 114
- Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe 425
- Fluoreszenzkollektor 255
- Flussbett 353
- Flüssigkeitserhitzer 421
- Flüssigkeitskollektor
 - Kenndaten 153
 - nichtstrahlungskonzentrierend 148
 - strahlungskonzentrierend 150
- Flüssigkeitssäule 463, 467
- Flüssigkeitsspeicher 155
- Flüssigkeitsverluste 507
- Flusskraftwerke 354
- Flussschleife 353
- Flusssysteme 93
- Flutstrom 599
- Foliengießverfahren 217
- Folienschläuche 637
- Förderbohrung 461
- Fördereinrichtung 526
- Förderhöhe 464
- Förderrohrstrang 490
- Förderstränge 459
- Formation-Micro-Scanner 510
- Formparameter 81
- Fossil biogene Energieträger 4
- Fossil mineralische Energieträger 4
- Fossile Energieträger 4
- Frac-Operation 508
- Francisturbinen 364
- Freie Atmosphäre 67
- Freiflächenpotenzial 277
- Freikolben-Stirling-Maschine 626
- Freilaufdiode 231, 232
- Freilaufstollen 356
- Freileitungssysteme 469
- Freischalteinrichtungen 250
- Freispiegelstollen 360
- Fremdwasseranteil 93
- Frostschutzmittel 162
- Froude-Rankinsches Theorem 281
- Fruchtfolge 104
- Füllfaktor 210
- Fundament 305
- Fundamentplatten 416
- Funktionsprinzip: Wärmepumpe 399
- Gallium-Arsenid 228
- Gas- und Dampfturbinenprozess 28
- Gasabsorption 48, 49
- Gasbrenner 33
- Gasentlösungspunkt 464
- Gaserhitzer 421
- Gasgebläsebrenner 33
- Gaslift 462

- Gasmengen 464
- Gasphasendeposition 221, 225
- Gasturbine 621, 627
- Gasturbinenkraftwerke 28
- Gebäudeaußenhülle 115
- Gebirgsdruck 508
- Gegenstromwärmeübertrager 163
- Geländestruktur 71
- Gelbbrenner 34
- Gelenklose Nabe 298
- Generator 301, 369, 511, 637
- Generatorwirkungsgrad 369
- Geodätische Höhe 347
- Geomechanische Einflüsse 485
- Geophone 510
- Geostrophischer Wind 65
- Geothermie-Bohrung 458
- Geothermiespeicher 458
- Geothermische Energie 40, 108
- Geothermische Heizzentrale 462
- Geothermische Systeme 113
- Geothermischer Gradient 110
- Geräuschemissionen 297
 - Hörschall 338
 - Infraschall 339
- Geröllspeicher 134
- Gesamtmodul 231
- Gesamtniederschlag 83
- Gesamtsystemkonfig., Wärmepumpe 427
- Geschiebe 383
- Geschiebeaufkommen 355
- Geschlossene Luftreceiver 614
- Geschlossene Naturumlaufsysteme 168
- Geschlossene Systeme, Solaranlage 167
- Geschlossene Zwangsumlaufsysteme 169
- Geschwindigkeitsenergiehöhe 347
- Geschwindigkeitsverhältnis 282
- Gesteinsmatrix 507
- Gesteinsspeicher 157
- Getriebe 300, 368
- Getriebebefestigung 301
- Getriebestufe 300
- Gewichtsfundament 306
- Gezeiten 42
- Gezeitenkraftwerk 598
- Gezeitenströmung 599
- Gezeitenwelle 597
- GFK 297
- Glasdachkollektor 637
- Glasfaser 297
- Glas-Metall-Heliostate 610
- Glassuperstrat 227
- Glattröhrwärmeübertrager 163
- Gleichdruckturbinen 361
- Gleichstromsammelschiene 328
- Gleichstromzwischenkreis 301, 309
- Gleitzahl 288, 290
- Globalstrahlung 50
 - auf geneigte, ausgerichtete Flächen 54
 - Jahresgang 51
 - Strahlungsanteile 51
- Gondel 299, 300, 304
- Grabenkollektor 410
- Grabensysteme 502
- Gradientenzone 643
- Gradientkraft 64, 65
- Gradientwind 66
- Grädigkeit 420, 423
- Gravitationsenergie 40, 111
- Grenzschicht, planetarische 68
- Grubenwassernutzung 418
- Grundbauarten, Kollektoren 148
- Grundlastanlage 470
- Grundprinzip, Wärmepumpe 398
- Gründungspfahl 306, 415
- Grundwasserbrunnen 416
- Grundwasserleiter 416
- Grundwassernutzung 416, 417
- Grundwassersammler 418
- Grundwasserstabilisierung 354
- GuD-Kraftwerke 28
- Gülle 647
- Gummimembran 359
- Gummipufferung 301
- g-Wert 118
- GWP-Wert 447
- Hackschnitzel 647
- Hagel 85

- Halbhermetische Verdichter 422
 Halbleiter 199
 Halbleitermaterial 214
 Halbleiter-Silicium 215
 Halbwertlänge 72
 Haltebremse 304
 Hartgestein 506
 Häufigkeitsverteilung 80
 Hauptmedienleitungen 466
 Hauptnährelemente 104
 Hauptslopbehälter 467
 Hauptspannung 508
 Hausanlage 469
 Hausanschluss 468
 Hausnummernbeleuchtung 255
 Hausübergabestation 469
 Havariekesselanlage 470
 HDR-System 506
 HDR-Technologie 502
 Heat Pipe 415
 Heat Pipe Receiver 623
 Hebezeuge 311
 Heilbad 470
 Heißdampf 502
 Heißdampfvorkommen 114, 502
 Heißgas-Maschine 625
 Heißwasseraquifere 502, 504
 Heißwasservorkommen 114, 502
 Heizkessel 33
 Heizzahl 402, 404, 434
 Heizzentrale, Systemauslegung 470
 Heliostate 610
 Heliostatenfeld 610
 Heliostatenfeld-Steuerungstechnik 616
 Helium 44
 Hellmann-Exponent 70, 71
 Hellmann'sche Höhenformel 70
 Hemmnisse, Wasserkraftnutzung 393
 Herbststürme 592
 Heterojunction, Intrinsic Thin-Layer 220
 Heterokontakt 220
 Heterostruktur-Solarzelle 223, 224
 Heteroübergang 223
 Heuschrecken 386
 HFCKW 425
 HFKW-Gemisch 426
 High-Density-Polyethylen 412
 High-Flow-Prinzip 154
 Himmelskörper 39
 Hochdruckanlagen 352, 356
 Hochdruck-Ausleitungskraftwerk 356
 Hochdruckseite 397
 Hochdruck-Turbine 513
 Hochdruckzellen 67
 Hocheffizienz-Solarzelle 220
 Hochfrequenztransformator 239
 Hochspannungs-Drehstrom-Übertr. 328
 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertr. 328
 Hochwasserereignis 374
 Hochwasserschutz 354
 Höhenabhängigkeit, Wind 70
 Höhentyp 79
 Hohlbohrschnecke 415
 Hohldecke 134
 Hohlglasrecycling 275
 Hohlpfähle 416
 Hohlraum-Receiver 623
 Hohlspiegel 621
 Holzpellets 647
 Horizontaler Erdwärmekollektor 409
 Hörschal 338
 Hot spot-Effekt 231
 Hot-Dry-Rock-Technologie 502
 H-Rotor 293
 Hubkolbenverdichter 422
 Hybridansatz 20
 Hybridsysteme 115
 Hydraulic-Fracturing 504, 507
 Hydraulischer Kurzschluss 483
 Hydraulisches Spalten 508
 Hydrodynamische Druckgleichung 87
 Hydrogeothermie 457
 Hydrothermale Erdwärmennutzung 457
 Hydrothermale Hochdrucklagerst. 114
 Hydrothermale Niederdrucklagerst. 114
 Hypokausten 157
 Ideale Gase 397
 IGBT's 238

- IGBT-Umrichter 303
- IGBT-Wechselrichter 309
- Imlochhammerbohrverfahren 415
- Impeller-Sonde 509
- Indachkollektor 147
- Indirekte Gewinnsysteme 128, 131
- Indirekte Netzkoppl., Windkraftanl. 309
- Indirekte Systeme 469
- Indoor-Anwendungen 251
- Infraschall 339
- Inhibitoren 490
- Injektionsbohrung 461
- Injektionsstränge 459
- Injektionsteste 460
- Injektivitätsindex 459
- Innenaufstellung, Wärmepumpe 407
- Innerer Photoeffekt 203
- Input-Output-Analyse 20
- Inselanlagen 251
- Inselbetrieb 369
- Inselwechselrichter 233, 235
- Installierbare Anlagenleistungen
 - Photovoltaik 277
 - Windenergie 344
- Inversionsschicht 220
- Investitionen
 - geoth. Stromerz. 519
 - hydroth. Erdwärme 474
 - konv. Wärmesysteme 35
 - Kraftwerke 30
 - Photovoltaik 265
 - Solarthermie 180
 - tiefe Sonde 494
 - Wärmepumpe 439
 - Wasserkraft 376
 - Windenergie 331
- Ionenimplantation 204
- Isenthalpe Drosselung 397
- Isenthalpe Verdichtung 397
- Isobare 66
- Isolationsfehler 241
- Isolierverglasung 120
- Isotope 41
- Jahresarbeitszahl 404
- Jahresaufwandszahl 402
- Jahresdauerlinie 470
- Jahresgang
 - Biomassebildung 107
 - tagesmittlere Strahlungsleistungen 56
 - Windgeschwindigkeiten 78
- Jahresheizzahl 404
- Jahresmittel Windgeschwindigkeit 77
- Jahresniederschlagsmittel 84
- Jahresspeicher 96, 357
- Jahressummen Globalstrahlung 57
- Jahrhundertwelle 592
- Jalousie 125
- Joule-Thomson-Effekt 397
- Jura 118
- Kabellose Überwachungsverfahren 467
- Käferpopulation 448
- Kalina-Prozess 514, 516
- Kaltdampfprozess 397, 399
- Kältemittel 397, 425, 447
- Kanalbrenner 619
- Kanalfreie Systeme 469
- Kanalgebundene Systeme 469
- Kanalkraftwerke 353
- Kanalsystem 134
- Kapazität 248
- Kapillarrohre 424
- Kaplanturbine 362
- Kapselung 338
- Karstaquifere 505
- Kaskadensystem 463
- Kathodenzerstäubung 224
- Kegelradturbinen 363
- Keilrinne 592
- Keramikschaum 625
- Kernfusion 37
- Kiesbankbrüter 385
- Kies-Wasserspeicher 159
- Kinematische Stirling-Maschine 626
- Kinetische Leistung 278
- Kirchhoffsche Gesetz 137
- Klärwirkung 465
- Klassierung 465
- Klassifikation, Windkraftanlagen 293

- Kleinwasserkraft 352
- Kleinwasserkraftanlagen
 - klassisch 352
 - nicht klassisch 352
- Kleinwechselrichter 233, 240
- Klimagasemissionen 21
- Klirrfaktor 237
- Kluftaquifere 505
- Koaleszenz 84
- Koaxialbrunnen 418
- Koaxialsonde 412
- Koaxialwärmeübertrager 163, 421
- Kohlebefeuerte Kraftwerke 27
- Kohlefaser 297
- Kohlenstoffdioxid 43
- Kohlenwasserstoffe 515
- Kokille 217
- Kolben-Expansionsmaschine 510
- Kollektor
 - Abdeckung 145, 146
 - Absorber 145
 - Bauteile 145
 - Definition 145
 - Gehäuse 145, 147
 - Montage 147
 - sonstige Anwendungen 176
 - strahlungskonzentrierend 151
 - Wärmedämmung 145
- Kollektorabsorptionskoeffizient 151
- Kollektorbauarten 145, 148
- Kollektorbestandteile 145
- Kollektorboden 637
- Kollektorgleichung 152
- Kollektorkosten 180
- Kollektorkühlkreislauf 633
- Kollektorstillstand 160
- Kollektorverschaltung 153
- Kollektorwirkungsgrad 151
- Kollisionsrisiko 342
- Kompakter Erdwärmekollektor 411
- Kompensationswanderungen 384
- Komplettierungsmaßnahmen 459
- Komponenten, Wasserkraftanlagen 351
- Kompressionswärmepumpe 399, 492
- Kompressorantrieb 400
- Kondensator 209, 399, 401, 512
- Kondensatorteller 605
- Konduktiver Wärmestromanteil 111
- Konsumeranwendungen 251
- Kontaktfinger 212
- Kontaktsystem 207
- Kontinuitätsbedingung 279
- Kontinuitätsgleichung 278
- Kontrolldrahtsysteme 467
- Konvektionsverluste 140
- Konvektiver Wärmestromanteil 111
- Konvergenzzone 66
- Konzentrationsausgleich 205
- Konzentrationsverhältnis 150
- Konzentrator 610, 611, 621, 622
- Konzentrator-Systeme 214
- Konzentrator-Zellen 228
- Kopfspeicher 96, 356
- Korrosionsbeständigkeit 469
- Korrosionsschutz 466
- Korrosionsschutzmittel 162
- Korrosionsschutzsystem 459
- Korrosionsverlauf 466
- Koslogubsk 598
- Ko-Verdampfung 225
- Krafthaus 361
- Kraftwerkskette 356, 384
- Kreiselpumpe 463
- Kreisprozess 515
- Kristallbaufehler 217
- Kristalline Gesteine 502, 506
- Krümmungsradius 611
- Krypton 44
- Kühlbedarf 429
- Künettenkollektor 410
- Kunststoffdach 636
- Kunststofffolie 146, 611
- Kunststoffmediumrohre 469
- Kunststoffplatte 146
- Kupferbereitstellung 25
- Kupfer-Indium-Di-Selenid 223
- Kurzschlussstrom 207, 209
- Kurzzeitspeicher 159

- Laderegler 250, 252
- Ladungsträgerdichte 202
- Ladungstrennung 207
- Lagerverluste 350
- Laichplätze 385
- Laichwanderungen 384
- Lammellenrohr-Wärmeübertr. 405, 421
- Landschaftbild, Beeinträchtigung 340
- Landwinde 68
- Langsamläufer 293, 315
- Langzeitbetrieb 507
- Langzeitwärmespeicherung 174
- Lärmbelästigung 339, 525
- Lärmemissionen 338, 498
- Lärmwirkung 483
- Lastabwurfschaltung 250
- Latentwärmespeicher 158
- Läufer 301
- Läuferkreis 303
- Läufermagnetfeld 302
- Läuferwicklung 302
- Läuferwiderstände 303
- Laufkäfer 385
- Laufrad 366
- Laufradschaufel 362, 364
- Laufwasserkraftanlagen 352
- Lebenszyklusanalyse
 - Definition 19
 - geoth. Stromerz. 524
 - hydroth. Erdwärme 477
 - konv. Wärmesysteme 36
 - Kraftwerke 31
 - Photovoltaik 269
 - Solarthermie 186
 - Solarthermie 189
 - Strombereitstellung 553
 - tiefe Sonde 496
 - Vergleich 553, 578
 - Wärmebereitstellung 578
 - Wärmepumpe 443
 - Wasserkraft 379
 - Windenergie 336
- Leckageüberwachung 466
- Leckströme 209
- LED-Lichtleitplatten 255
- Leerlaufspannung 207, 209, 231
- Legionellen 174, 192
- Leistung, Wind 277
- Leistungsbeiwert 282, 283, 291, 315
- Leistungsbeschränkung 317
- Leistungsentnahme 283
- Leistungsentzug, Wind 277
- Leistungsfaktor 237
- Leistungskennlinie
 - Aufwindkraftwerk 639
 - Dish/Stirling-Systeme 630
 - Phase I/Windkraftanlage 316
 - Phase II/Windkraftanlage 317
 - Phase III/Windkraftanlage 317
 - Phase IV/Windkraftanlage 319
 - Photovoltaik 261
 - Solarfarm 634
 - Solarturm 628
- Leistungskonvertierung 292
- Leistungsplan 373
- Leistungsregelung 320
- Leistungszahl 402, 434
- Leitapparat 364, 365
- Leiter 198
- Leitfähigkeit 198, 199
- Leitungen, Solaranlage 162
- Leitungsband 198, 199
- Leitungssystem 469
- Leuchtboje 594
- lg p - h -Diagramm 398
- Lichtatmung 100
- Lichtdurchlässigkeit 117
- Lichtkompensationspunkt 101
- Lichtreaktion 98
- Lichtreflexe 339
- Lifttechnologie 462
- Light-trapping 225
- Lilienthal'sche Polare 286
- Linienpotenzial 388
- Lithiumbromid 400
- Lithium-Ionen-Akku 245
- Lithosphärenplatte 110
- Löcherleitung 200

- Los Alamos-Konzept 507
- Loslöseenergie 211
- Lösungsmittelkreislauf 400
- Lösungsmittelpumpe 400
- Low ϵ -Beschichtungen 121
- Low-Flow-Prinzip 153
- LS-3 Kollektor 632
- Luft, Zusammensetzung 43
- Luftballons 605
- Luftbrunnen 419
- Luftdurchsatz 405
- Luft-Erdregister 419
- Luftkammer 595
- Luftkanäle 613
- Luftkollektor
 - nichtstrahlungskonzentrierend 150
 - strahlungskonzentrierend 150
- Luftkompression 594
- Luftmassenstrom 72
- Luftreceiver 612, 613, 619
- Luftturbine 594
- Luftvorheizung 418
- Luftvorkühlung 419
- Luftvorwärmung 419
- Luftwiderstandsbeiwert 290
- Luftzirkulationssysteme
 - global 66
 - lokale 67
- Magmavorkommen 114
- Majoritätsträger 201
- Malm 118
- Malmkarst 457, 504
- Mantelturbine 293
- Mantelung 638
- Manzanares 637
- Maschennetz 468
- Maschinenhaus 299, 304
- Massenanziehungskraft 42
- Massendurchsatz 281
- Massenerhaltung 278, 280
- Massenstrom 278
- Massivabsorber 407
- Master-Slave-Verfahren 236
- Materialabtrag 466
- Materialauswahl 466
- Materialien, Rotorblatt 297
- Materiestrahlung 37, 38
- Maxau 95
- Maximum Power Point 209
- Maximum Power Point Tracking 241
- Mechanische Verluste 316
- Meeresniveau 592
- Meeresstrom 603
- Meeresströmung 602
- Meeresströmungskraftwerke 603
- Meereswärmekraftwerke 601
- Mega-Power-Tower 605
- Mehrjahresspeicher 357
- Mehrstufige Verdichtung 423
- Membran-Heliostat 611
- Mesosphäre 43
- Messeinrichtungen 159
- Messina 603
- Messung, Fließgeschwindigkeit 89
- Messung, Tracerkonzentration 90
- Metal-Insulator-Semiconductor 220
- Metallmembran 611
- Metallmembran-Konstruktion 622
- Metallurgisches Silicium 215
- Michelson-Marten-Aktinometer 54
- Mie-Streuung 48, 49
- Migrationsbewegung 384
- Mikroseismizität 526
- Mindestabflüsse 386
- Mindestdurchfluss 373
- Mindest-Eintauchtiefe 463
- Mindestenergiemenge 198
- Mindestwasserabfluss 353
- Mindestwasserabgabe 386
- Mindestwasserregelung 386
- Mindestwindgeschwindigkeit 316
- Minoritätsträger 201
- MIS-Inversionsschicht-Solarzelle 220
- Mismatch-Verluste 239
- Mitteldruckanlagen 352, 356
- Mittelspannungs-Drehstromverb. 328
- Mittelspannungs-Gleichstromverb. 328
- Mittelspannungsschaltanlage 310

- Mittelwertmesser 73
 Modellauswahl 461
 Modellierungstiefe 460
 Modernisierung, Wasserkraftanlagen 393
 Modulintegrierte Wechselrichter 240
 Molassebecken 118, 487
 Moll-Gorcynsky-Pyranometer 54
 Molybdänrückkontakt 224
 Momentanwertmesser 73
 Momentenlagerung 299
 Monatssummen, Globalstrahlung 58
 Monopile 306
 Monopile-Gründungstechnik 307
 Monopropylenglykol 411
 Monovalente Betriebsweise 430
 Montage, Kollektor 148
 MOS-Feldeffekttransistor 233
 MOS-Fets 238
 MPP 209
 MPPT-Algorithmen 241
 MPP-Verbindungsline 210
 Mühle 352
 Nebenbauarten 298
 Nebenmaterial 298
 Nachfragepotenziale
 geoth. Stromerz. 529
 hydroth. Erdwärme 488
 oberfl. Erdwärme 454
 Photovoltaik 277
 Solarthermie 194
 Strombereitstellung 560
 tiefe Sonde 501
 Umgebungsluft 452
 Vergleich 560, 586
 Wärmebereitstellung 586
 Wärmepumpe 452
 Wasserkraft 389
 Windenergie 347
 Nachführeinheit 610
 Nachführung
 einachsig 244
 passive 244
 zweiachsig 244
 Nachregeln, Windkraftanlage 324
 Nahwärmenetz 468, 492
 Nanoporöses Titanoxid 228
 Nassdampfvorkommen 114
 Nassjahr 94
 Natrium-Rohrreceiver 615
 Naturumlaufanlagen 167
 Naturumlaufsystem 168
 n-Dotierung 202
 Nebenbetriebsanlagen 352, 357
 Neigungswinkel 51, 243
 Nennwindgeschwindigkeit 317
 Neon 44
 Nettobiomassegewinn 100
 Nettophotosynthese 101
 Netzaufwurf 369
 Netzanbindung 310, 328
 Netzbetrieb 370
 Netzferne Anwendungen 251
 Netzfremde Anwendungen 251
 Netzgeführte Wechselrichter 238
 Netzgekoppelte Anwendungen 257
 Netzimpedanz 241
 Netzkommutierte Wechselrichter 238
 Netzkoppelstelle 310
 Netzkopplung 258, 308
 Netzkurzschlussleistung 310
 Netzurückwirkung 328
 Netzunabhängige Anwendungen 251
 Netzwechselrichter 237, 240
 Neubau, Wasserkraftanlagen 392
 Neubrandenburg 459
 Neustadt-Glewe 459, 489
 Nichtleiter 199
 Nickel-Cadmium-Akkumulator 245
 Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulator 245
 Niederdruckanlagen 352, 353
 Niederdruckseite 397
 Niederdruck-Turbine 513, 593
 Niederschlag 84
 Niederschlagsaufkommen 87
 Niederschlagsflächenpotenzial 387
 Niederschlagshöhen 86, 91
 Niederschlagsjahressummen 92
 Niederschlagsmessung 89

- Niederschlagsmonatssummen 92
- Niederschlagsschreiber 89
- Niederschlagsvariationen 91
- Niederschlagsverteilung 91
- Niedertemperatur-Fußbodenheizung 428
- Niedertemperaturkessel 33
- Niederungstyp 79
- Niedrigwasseraufhöhung 357
- Nieselregen 84
- Norddeutsches Becken 118, 486
- Nordostpassate 67
- Nord-Süd-Ausrichtung 632
- Notenergieversorgung 311
- Notverstellungssystem 299, 300
- NT-Kessel 33
- Nutzenergie 3
- Nutzenergieverbrauch, Deutschland 10
- Nutzhorizont 504
- Nutzung
 - Definition 24
 - geoth. Stromerz. 532
 - hydro. Erdwärme 489
 - passive Sonnenenergienutzung 138
 - Photovoltaik 279
 - Solarthermie 198
 - Strombereitstellung 562
 - tiefe Sonde 501
 - Vergleich 562, 587
 - Wärmebereitstellung 587
 - Wärmepumpe 454
 - Wasserkraft 390
 - Windenergie 348
- Nutzungsgrad 15
- Oberfl. Erdwärme 116
 - Definition 396
 - Geschlossene Systeme 409
 - Offene Systeme 416
 - Sonstige Systeme 418
- Oberlichter 130
- Obertheingraben 118, 457, 487
- Oberwasserspiegel 374
- Oberwellen 238
- ODP-Wert 447
- Offene Luftreceiver 612
- Offene Naturumlaufsysteme 167
- Offene Systeme, Solaranlage 167
- Offene Verdichter 422
- Offene Zwangsumlaufsysteme 169
- Offener Receiver 612
- off-grade-Material 216
- Offshore-Aufstellung 311
- Offshore-Betrieb 310
- Offshore-Flächenpotenziale 346
- Offshore-Stromerzeugungspot. 346
- Offshore-Windenergieanlage 311
- Offshore-Windpark 327
- Ökobilanz 19
- Ölbrenner 34
- Olivin 109
- Ölpresen 649
- Onshore-Windpark 327
- Opak 117
- Open-Hole-Komplettierung 458
- Optische Fenster 47
- ORC-Prozess 514, 601, 642
- Organic Rankine Cycle 514
- Orografie 71
- Ortbetonpfähle 416
- Ost-West-Ausrichtung 632
- Oszillationsspielraum 595
- Oszillierende Wassersäule 594
- OTEC 601
- OWC-Boje 594
- OWC-Brandungsenergiekraftwerke 595
- OWC-System 594
- OWC-Wellenkraftwerke 595
- Ozon 44
- Ozonabbaupotenzial 425
- Parabolkonzentrator 621
- Parabollinnen 631
- Parabollinnen-Kraftwerke 631
- Parallaktische Nachführung 622
- Parallelwiderstand 209
- Parkwirkungsgrad 327
- Partikelabsorption 48, 49
- Passate 67
- Passive Solarenergienutzung 115
- Passive Systeme 115

- Passivierung 213
- Passivierungsmaßnahmen 217
- Pauli-Prinzip 197
- p-Dotierung 202
- Peak-Leistung 213
- Peltonturbine 365
- Pendelnabe 298
- Peridotit 109
- Perihel 39
- Pfahllänge 416
- Pfeilerkraftwerk 355
- Pflanze
 - Aufbau 97
 - Zusammensetzung 97
- Pflanzenbauliche Maßnahmen 104
- Pflegemaßnahmen 105
- Phasenwechsel 158
- Phoebus-Anlage 614, 619
- Phosphorglas 218
- Photoeffekt 203
- Photolithographie 220
- Photostrom 210, 211
- Photosynthese 98
- Photosyntheseaktivität 102
- Photosyntheseprozess 99
- Photosynthetisch fixierte Energie 97
- Photosynthetische Effizienz 99
- Photovoltaikmodul 229
- Photovoltaischer Effekt 204, 206
- Physikalisch-chemische Umwandlung 649
- Phytomasse 645
- p-i-n-Struktur 222
- p-i-n-Übergang 222
- Pitch-Regelung 322
- Planck'schen Wirkungsquantum 203
- Planetarische Grenzschicht 67
- Planetengeräte 300
- Planetengravitation und -bewegung 42
- Plasmaätzen 217
- Plattentektonik 109
- Plattenwärmeübertrager 163, 420, 465
- Pluviografen 89
- PME 649
- p-n-Grenzfläche 204
- p-n-Photoeffekt 206
- p-n-Übergang 204, 205
- Polare 288
- Polare Nachführung 622
- Poly-Silicium 215, 216
- Potenzialbarriere 206, 211
- Potenziale
 - Definition 22
 - geoth. Stromerz. 527
 - hydroth. Erdwärme 486
 - passive Sonnenenergienutzung 138
 - Photovoltaik 276
 - Solarthermie 193
 - Strombereitstellung 557
 - tiefe Sonde 500
 - Vergleich 557, 583
 - Wärmebereitstellung 583
 - Windenergie 344
- Potenzielle Leistung 279
- Powerline 240
- Prandtl-Schicht 69
- Präparationsschritt 227
- Prenzlau 501
- Primärenergiequellen 45
- Primärenergieträger 2
- Primärenergieverbrauch
 - Deutschland 8
 - Welt 5
- Primärprodukte 645
- Produktivitätssteigerung 504, 505
- Profilanstellwinkel 286
- Profildicke 286
- Profilsymmetrie 287
- Propellerturbinen 363
- Propylenglykol 162
- Protector 463
- Prozesskettenanalyse 19
- PS10-System 619
- Pulsmuster 235
- Pulsweitenmodul. Wechselrichter 235
- Pumpe 164, 462, 463, 492
- Pumpenantrieb 164
- Pumpenauslegung 464
- Pumpeneinlauf 463

- Pumpenleistung 492
- Pumpensteigleitung 463
- Pumpenwirkungsgrade 164
- Pumpspeicherkraftwerke 357
- Punkt maximaler Leistung 209
- PWM-Wechselrichter 235
- Pyranometer 55
- Pyrheliometer 54
- Pyrolyse 648
- Pyrolysereaktor 215
- Quarzglasfenster 623
- Quasi-Sinus-Wechselrichter 234
- Quasizentrale Systeme 259
- Radialmaschinen 423
- Radstube 368
- Ramppfähle 416
- Rankine-Prozess 514, 601, 641
- Rauigkeit 69
- Rauigkeitsexponent 70
- Rauigkeitslänge 69, 305
- Raumheizung 432
- Raumkühlung 429, 433
- Raumladungsdichte 205
- Raumladungszone 205, 206
- Rayleigh-Streuung 48, 49
- Rayleigh-Verteilung 81
- Reaktionsturbinen 361
- Reaktivierung, Wasserkraftanlagen 393
- Reale Gase 397
- Receiver 610, 612, 622
- Receiverwirkungsgrade 614
- Rechen 360
- Rechteckwechselrichter 233, 235
- Recycling, Solarmodule 275
- Redoxpotenzial 417
- Redoxpotenzial-Veränderung 464
- Referenzanlagen
 - Definition 16
 - geoth. Stromerz. 518
 - hydroth. Erdwärme 471
 - konv. Wärmesysteme 34
 - Kraftwerke 28
 - Photovoltaik 263
 - Solarthermie 177
 - tiefe Sonde 493
 - Vergleich 547, 573
 - Wärmepumpe 436
 - Wasserkraft 374
 - Windenergie 329
- Reflektierte Strahlung 50
- Reflektivität 630
- Reflexion 138
- Reflexionsgrad 632
- Reflexionskoeffizient 101, 138, 139
- Reflexionsstrahlung auf geneigte,
 - ausgerichtete Flächen 53
- Reflexionsverhalten, Solarzellen 273
- Reflexionsverluste 140, 207, 212
- Refrigerant 425
- Regeleinrichtungen 159
- Regelkreis 234
- Regelung, Wasserkraftanlage 369
- Regen 84
- Reibungsdruckverluste 463
- Reibungsfaktor 349
- Reibungsverluste 290
- Reif 85
- Reinitialisierung 313
- Reinjektion 464
- Reinjektionswasser 464
 - Filtration 465
 - Verunreinigung 465
- Rekombination 200, 201
- Rekombinationsprozess 206
- Rekombinationszentren 217
- Rekuperator 516, 627
- Reprogrammierung 313
- Reservoirtyp 504, 505
- Resonanz 595
- Ressourcennutzung 511, 513, 515, 516
- Restdurchlässigkeit 509
- Retention 85
- Rhein 93
- Richtbohrtechnik 505
- Riemenantriebe 368
- Riementransmission 368
- Riftsysteme 502
- Ringgenerator 301

- Ringnetz 468
 Ringraum 490
 Rippenrohrwärmeübertrager 163
 Rissausbreitung 506, 509
 Risserzeugung 508
 Rissfläche 506
 Rissgeometrie 509
 Risslänge 504
 Rissorientierung 509
 Rissrauigkeit 509
 Rissspuren 509
 Rissysteme 506
 Rissverschneidung 509
 Risszone 507
 Rockenau 95
 Rohrbündel 405
 Rohrbündelwärmeübertr. 163, 420, 642
 Rohrleitung 349
 Rohrleitungsnetz 163
 Rohrreceiver 612
 Rohrregister 409
 Rohrreibung 349
 Rohrturbinen 363
 Rohrwandung 490
 Rollladen 125
 Rotary-Bohrverfahren 458
 Rotliegende 504
 Rotor 295
 Rotorblätter 295
 Rotorblattlagerung 299
 Rotorblattmaterialien 297
 Rotorblattverwindung 286
 Rotorblattzahl 289
 Rotordrehzahl 295
 Rotorflächen 298
 Rotornabe 295, 298
 Rubidium-Farbstoff 228
 Rückkühlung 512
 Rücklauftemperatur 470
 Rückseitenkontakt 220
 Rückstrahlverluste 612
 Rundsteuersignal 241
 Sägeprozesse 217
 Saisonale Wärmespeicher 159
 Salter-Wellenenergiewandler 596
 Salz-Filmreceiver 615
 Salzgehalt 641
 Salzgehaltsunterschiede 604
 Salzkonzentration 641
 Salzreceiver 614
 Salz-Rohrreceiver 615
 Salzschnmelze 614
 Salzwasser 604
 Sammelbecken 592
 Sandkontroll-Maßnahmen 459
 Sandwichelemente 629
 Sauerstoffeintrag 466
 Saugrohr 350, 368, 417
 Saugrohraustritt 350
 Säulenelement 307
 Säurebehandlung 504, 506
 Säureinjektion 504
 Savonius-Rotor 599
 Schadstoffanreicherung 383
 Schadstoffeinträge 446
 Schalenaufbau, Erde 108
 Schalenkreuz-Anemometer 73
 Schallabstrahlung 342, 448
 Schallcharakteristik 310
 Schallemissionen 300, 448
 Schallquelle 338
 Schaltungsbeispiele, Photovoltaik 229
 Schattenwurf 339
 Scheibenverschmutzung 123
 Scheibenzwischenräume 120
 Schichtfolge 222
 Schichtgase 465
 Schichtladeeinheit 157
 Schichttemperatur 458
 Schichtungsstabilität 70
 Schicht-Wasseraquifer 505
 Schieber 360
 Schifffahrtsbetrieb 354
 Schifffahrtswasserstraße 354
 Schiffsschraube 362
 Schlaggelenkknabe 298
 Schlauchwehr 358, 359
 Schleifringe 301

- Schleuse 598
 Schleusenbetrieb 354
 Schlingenausbau 353
 Schluckbrunnen 416, 417
 Schluckvermögen 374
 Schlupf 302
 Schmelzelektrolyse 215
 Schmiermittel 420, 424
 Schneeausstecher 89
 Schneegriesel 85
 Schnellläufer 284, 315
 Schnelllaufzahl 283, 315
 Schrauben-Expansionsmaschine 510
 Schraubenverdichter 422
 Schutzgassysteme 465
 Schutzoxidation 220
 Schwächung der Solarstrahlung 60
 Schwächungseffekte 49
 Schwebstoffe 383
 Schwemmgut 360
 Schwenkgelenkknabe 298
 Schwingungssystem 595
 Scroll-Verdichter 422
 Seefallschirmen 603
 Seekabel 328
 Seewinde 68
 SEGS-Kraftwerke 631, 634
 Seismo-akustische Verfahren 510
 Seitenkanalausbau 353
 Sekundärbiotope 385
 Sekundäre Wärmeabgabe 118
 Sekundär-Konzentrator 614
 Sekundärprodukte 645
 Selbstkommutierte Wechselrichter 238
 Selbstüberwachungssystem 242
 Selektive Schichten 138
 Selenisierung 225
 Semiconductor-Grade Silicium 215
 Semi-passive Systeme 134
 Separator 513
 Serienverschaltung 227
 Shuntwiderstand 209
 Sicherheitssysteme 299
 Sicherungen 250
 Siebdruck 224
 Siemens-Prozess 215
 Silicium-Doppelschicht 220
 Silicium-Dünnsolarzelle 226
 Silicium-Dünnschicht 225
 Silicium-Rohre 217
 Silicium-Scheibe 216
 Silicium-Solarzelle 207
 Silicium-Stange 216
 Silikagel 158
 Single Flash-Prozess 512
 Sinterschritt 218
 Sinuswechselrichter 233, 235
 Skalierungsfaktor 81
 Slinkykollektor 410
 Slopsystem 467
 Slopwässer 467
 SO₂-Äquivalente
 geoth. Stromerz. 524
 hydroth. Erdwärme 478
 Photovoltaik 270
 Solarthermie 188, 190
 Strombereitstellung 556
 tiefe Sonde 496
 Vergleich 556, 582
 Wärmebereitstellung 582
 Wärmepumpe 444
 Wasserkraft 380
 Windenergie 337
 Sohlerosion 383
 Sohlmaterial 383
 Solar Home Systeme 256
 Solar One 616
 Solar Tres 620
 Solar Two 617
 Solaranlage ohne Umlauf 167
 Solare Aperturfläche 117
 Solare Brauchwarmwasserbereitung 171
 Solare Freibadbeheizung 169
 Solare Nahwärmesystem 174
 Solarer Deckungsgrad 144
 Solares Kombisystem 171
 Solargenerator 229, 252
 Solarkonstante 39

- Solarmodul 229
- Solar-Receiver 623
- Solar-Silicium 216
- Solarstrahlung 47
- Solarsteich 640, 641
- Solarthermische Kraftwerke 607
- Solarwafer 275
- Solarwandsysteme 131
- Solarwechselrichter 238
- Solarzelle 207, 230
- Solarzellenwirkungsgrad 211, 213
- Sole 411, 642
- Solebäder 490
- Solezwischenkreis 409
- Solgate 620
- Sollfrequenz 241
- Sollwert 610
- Sondenspeicher 159
- Sonne 37
- Sonnendeklination 52
- Sonnenscheinautographen nach Campbell-Stokes 55
- Sonnenschutzvorrichtung 125
- Sonnensensor 632
- Sonnenstand 59, 60
- Sonnenweg-Diagramm 62, 124
- Sorben 158
- Sorptions-Speicher 158
- Sorptionswärmepumpe 399, 400
- Soultz-Konzept 507
- Spannungsbedingung 506
- Spannungsripple 241
- Speed-Up 71
- Speicher 127, 359, 633
- Speicherbauteil 131
- Speicherbecken 358, 593, 598
- Speicherbewirtschaftung 356
- Speicherkapazität 157
- Speicherkollektor 149, 167
- Speicherkosten 181
- Speichermasse 116, 128
- Speicher-Schläuche 638
- Speichersee 96, 356
- Speichertemperatur 160
- Speicherung von Wasser 96
- Speicherverluste 144
- Speichervolumen 157, 159
- Speicherwand 132
- Speicherwasserkraftanlagen 352
- Speicherzone 642
- Spektralverteilung 211
- Spektrum der Sonnenstrahlung 49
- Sperrdiode 232
- Sperrschichtkapazität 209
- Spiegel 610
- Spiegelabsenkung 383, 458
- Spiegelfehler 622
- Spiegelsegmente 622
- Spin 197
- Spinnen 386
- Spiralkollektor 410
- Spitzenlastkesselanlage 470
- Spitzen-Leistung 213
- Split-Aufstellung 406
- Spülbohrverfahren 415
- Spülungszusätze 446, 498
- Spurennährelemente 104
- St. Malo 598
- Stabilitätsproblem 328
- Stähler-Wronski-Effekt 222
- Stahlbetonelemente 593
- Stahlbetonturm 638
- Stahldrahtgestrick 612
- Stahlfachwerk 307
- Stahlmediumrohre 469
- Stahlrahmenbauweise 306
- Stahlsonde 412
- Stall-Effekt 288, 321, 322
- Stall-Regelung 321
- Standardgenerator 369
- Standardspektrum 591
- Standardtestbedingungen 213
- Stand-by-Verbrauch 236
- Standing Column Wells 418
- Starre Nabe 298
- Statischer Stall 322
- Stator 301
- Staubauwerk 358

- Staubereich 356
- Staudruckmesser 73
- Staukraftanlagen 356
- Staumauer 358
- Stauraum 358
- STC-Bedingungen 213
- Stefan-Boltzmann-Konstante 142
- Stefan-Boltzmann Strahlungsgesetz 142
- Steigleitung 463, 491
- Steigrohr 157
- Steilküste 595
- Steindamm 358
- Stellmotor 610
- Steuerung, Windkraftanlage 310
- Stiller Verdampfer 406
- Stimulation 526
- Stirling-Erhitzer 624
- Stirling-Maschine 621, 625
 - doppelt wirkend 626
 - einfach wirkend 626
- Stirnradgetriebe 300
- Stochastik, Solarstrahlung 61
- Störfallpotenzial, Photovoltaik 275
- Störstellen 212
- Störstellenleitung 200
- Störungzone 502, 505
- Straflo-Turbine 363
- Strahlennetz 468
- Strahlung
 - deterministischer Anteil 61
 - stochastischer Anteil 61
- Strahlungsangebot 55, 56
- Strahlungseinfallswinkel 53
- Strahlungsempfänger 614
- Strahlungsleistung, Sonne 38
- Strahlungsmessung 54
- Strahlungsschwächung 48
- Strahlungsspektrum 49
- Strahlungstransmissionsgrad 117
- Strahlungsundurchlässigkeit 138
- Strahlungsverteilung 55
- Strangreguliertventil 154
- Stratosphäre 43
- Stretched Membrane Facette 629
- Stretched Membrane Heliostat 611
- Stretched Membrane Technologie 622
- Streuung 48
- Strohballen 647
- Stromausbau 354
- Stromerzeugungsscharak., Vergleich 545
- Stromerzeugungspotenziale
 - geoth. Stromerz. 530
 - Photovoltaik 277
 - Vergleich 555
 - Wasserkraft 388
 - Windenergie 344
- Stromerzeugungssysteme
 - geschlossene 514
 - kombinierte 518
 - offene 511
- Stromgestehungskosten
 - geoth. Stromerz. 520
 - Photovoltaik 266
 - Vergleich 548
 - Wasserkraft 378
 - Windenergie 333
- Stromröhre 280
- Strom-Spannungs-Kennlinie
 - Zelle 209, 210
 - Modul 231
- Stromtransport 199
- Strömungsablösung 322
- Strömungsabriss 321, 322, 323
- Strömungsumlenkung 287
- Strömungsverluste 350
- Strömungswiderstandsmessung 90
- Strukturierung 212
- Strukturierungsmöglichkeit 227
- Strukturierungsschritt 227
- Stufenzahl 463
- S-Turbinen 363
- Stützmittel 504, 508
- Stützwände 416
- Subherzynyen Senke 487
- Sublimations-Kondensationsverf. 224
- Substrat 226
- Substrattechnologie 222
- Süddeutschen Senke 487

- Südostpassate 67
- Sulfidausfällung 465
- Sumpf 467
- SunDish System 630
- Superstrat 226
- Superstratstruktur 223
- Superstrat-Technologie 222
- Süßwasser 604
- Svec-Kollektor 411
- Synchrongenerator 301, 369
- Syphonprinzip 462
- Systemelemente, Wasserkraftanlage 351
- Systemnutzungsgrad
 - Photovoltaik 260
 - Solaranlage 165
 - Vergleich 540, 570
 - Wasserkraft 371
- TA Lärm 339
- Tagesgang
 - Solarstrahlung 58
 - Windgeschwindigkeit 79
- Tageslichtsysteme 130
- Tagesspeicher 159, 357
- Tageszeitliche Rhythmus 106
- Talwinde 68
- Tandemsolarzellen 222
- Tandemstruktur 228
- Tangentialkraft 286, 290
- Tankmaterial 156
- TAPCHAN-Anlage 593
- Tau 85
- Tauchgenerator 357
- Teichkollektor 641
- Teilabschattung 239
- Teilbeaufschlagung 363
- Teilverschattungsfaktor 124
- Temperatur, oberflächennah. Erdreich 116
- Temperaturabsenkung, Wärmepumpe 447
- Temperatur-Entropie-Diagramm 398
- Temperaturgleichgewicht 112
- Temperaturgradient 110, 641
- Temperaturmesssignale 160
- Temperaturoptimum 102
- Temperaturprofil 110, 156
- Temperaturverteilung
 - flacher Untergrund 115
 - tiefer Untergrund 117
- Terrestrische Wärmestromdichte 111
- Teste 459
- Testhorizont 460
- Theoretische Potenziale
 - geoth. Stromerz. 527
 - hydroth. Erdwärme 486
 - oberfl. Erdwärme 451
 - Photovoltaik 276
 - Solarthermie 193
 - Strombereitstellung 557
 - tiefe Sonde 500
 - Umgebungsluft 450
 - Vergleich 557, 583
 - Wärmebereitstellung 583
 - Wärmepumpe 450
 - Wasserkraft 388
 - Windenergie 344
- Theoretisches Stromerzeugungspotenzial
 - Photovoltaik 276
 - Windenergie 344
- Thermal Response Test 413
- Thermalfluid 515
- Thermalwasserförderung 462
- Thermalwasserkreislauf 459
 - übertägig 462
 - untertägig 457
- Thermalwasserreinjektion 467
- Thermalwasser-Volumenstrom 458
- Thermische Anemometer 73
- Thermischer Verdichter 402
- Thermo-chemische Umwandlung 648
- Thermoöl 632
- Thermosphäre 43
- Thermostatische Expansionsventile 423
- Thermosyphon-Speicher 156
- Thermosyphon-System 167
- Thüringer Becken 487
- Thyristor-Geräte 237
- Thyristorwechselrichter 238
- Tichelmann Verschaltung 154
- Tidenhub 597

- Tideströmung 603
 Tiefe Sonde 490
 Tiefentladung 250
 Tiefenwasser 601
 Tiefgründung 305
 Tiefwasserwellen 591
 Tirolerwehr 359
 Toftestallen 593
 Tomografie 510
 Torf 645
 Torsionsrohr 610
 TOUGH 461
 Tragflügeltheorie 284
 Transfertechnik 226
 Transformator 239, 310, 369
 Transistor 233
 Transluzent 117
 Transmission 138
 Transmissionsfaktor 49
 Transmissionskoeffizient 117, 138
 Transmissionsverluste 119
 Transparente Abdeckung 119
 Transparente Wärmedämmstoffe 121
 Transparente Wärmedämmung 131
 Transpirationskoeffizient 102
 Trapezwechselrichter 233, 234
 Trassenführungssysteme 469
 Trassierung 468
 Treibhauseffekt 636
 Treibhauspotenzial 425
 Trichlor-Silan 215
 Triebstrang 300, 304
 Triebwasser 353, 360
 Triebwasserkanal 353, 360
 Triebwasserleitung 353
 Triebwerkskanal 360
 Trinkwarmwasserdruckspeicher 173
 Tripelsolarzellen 222
 Tripod 307
 Tripod-Gründung 307
 Trockendampfvorkommen 114
 Trockenjahr 94
 Trockenverdampfung 421
 Tropfenabscheidung 511
 Troposphäre 42, 43
 TSA-System 619
 T-s-Diagramm 398
 T-Typ Heliostat 610
 Tubingstrang 490
 Tunnelbauwerk 419
 Tunnelwassernutzung 418
 Turbine 349, 361
 Turbine 603, 637, 638
 einfach durchströmbar 596
 wechselnd durchströmbar 596
 Turbinenaustrittsverluste 362
 Turbinenhaus 354
 Turbinenlebensdauer 639
 Turbinenpumpe 463
 Turbinenwirkungsgrad 349, 362
 Turbokompressoren 423
 Turboverdichter 423
 Turm 304
 Turmauslegung 304
 Turmfuß 638
 Turmhöhe 305, 638
 Turmkopflager 304
 Turmkraftwerk 609
 Turmmaterialien 305
 Turmröhre 636, 637
 Turmschaft 638
 Turm-Solarkraftwerk 609
 TWD-Wand 132
 Überdruckturbinen 361, 364
 Überflutungsverdampfer 421
 Übergangstyp 80
 Überspannung 242
 Überspannungsüberwachungsrelais 250
 Überströmtes Kraftwerk 355
 Übertageteil 462
 Umbau, Wasserkraftanlagen 393
 Umesterung 649
 Umgebungsluft 396
 Umrechnungsfaktoren 635
 Umrichter 303
 Umwälzpumpe 154, 160, 492
 Unterdruck 467
 Untergrundeigenschaften 413

- Unterspannungsüberwachungsrelais 250
- Untertagefilter 463
- Untertageteil 457
- Unterwasser-Motorpumpe 507
- Unterwasserspiegel 374
- Ursprungswärme 40, 111
- U-Wert 118
- Vakuum-Flachkollektor 149
- Vakuumniveau 203
- Vakuumpumpe 611
- Valenzband 198, 199
- VAL-Verfahren 510
- Venturi-Rohr 90
- Verbindungskanal 598
- Verdampfer 399, 420, 421
- Verdampferdruck 515
- Verdampferrohre 407
- Verdampfung im Pumpenbetrieb 421
- Verdampfungsvorgang 397
- Verdichter 399, 420, 422
- Verdrängermaschine 422
- Verdunstungsverluste 637
- Veredelungsprozesse 647
- Verflüssiger 399, 400, 420, 421
- Vergasung 648
- Verglasung
 - Elektrochrome 127
 - Holografische 127
 - Thermotrope 126
- Vergleich
 - Stromerzeugung 533
 - Wärmebereitstellung 564
 - Zusammenfassung 533
- Verkohlung 649
- Verlegemuster 409, 410
- Verlegeverfahren 469
- Verluste
 - aerodynamische 315
 - elektrische 316
 - mechanische 316
 - Photovoltaik 260
 - Solaranlage 165
 - Wasserkraft 371
 - Windenergie 314
- Verlustenergiehöhe 347
- Verockerung, Schluckbrunnen 417
- Verschaltungsvarianten, Kollektoren 153
- Verschattung 124
- Verschattungseinrichtung 123, 125, 131
- Verschattungselemente 123
- Verschattungsfaktor 124
- Verschlussorgane 360
- Versorgungskette 645
- Verspiegelte Folie 622
- Verstellgetriebe, Gondel 304
- Vertikalachsenmaschine 293
- Vertikaldruck 508
- Vertikale Erdreichwärmeübertrager 411
- Vielblattrotoren 293
- Vier-Leiter-Netze 174
- Vierleitersystem 468
- Vogelschlagwahrscheinlichkeit 341
- Vollhermetische Verdichter 422
- Volumetrische Verluste 350
- Volumetrischer Receiver 613, 624
- Vorderseitenmembran 611
- Vorlauftemperatur 470
- Vorsätze 635
- Vorsatzzeichen 635
- Wanderfische 384
- Wandlungsmöglichkeiten, Biomasse 647
- Waren/Müritz 459, 489
- Wärmebereitstellungscharak., Vergl. 572
- Wärmebilanz, Erdoberfläche 112
- Wärmedämmmaterial 155
- Wärmedämmstoffe 132
- Wärmedefizit 435
- Wärmedurchgangskoeffizient 118, 142
- Wärmeentzug 413
 - Bodenart 413
 - Erdreich 411
 - Wärmepumpe 448
- Wärmefluss 128
- Wärmegehaltungskosten
 - hydroth. Erdwärme 475
 - Solarthermie 184
 - tiefe Sonde 495
 - Vergleich 574

- Wärmepumpe 440
- Wärmekapazität 116, 141, 155
- Wärme-Kraft-Maschine 625, 642
- Wärmeleistungen, Erdwärmekollektor 410
- Wärmeleitfähigkeit, Gestein 111
- Wärmeleitung 115
- Wärmeleitungsverluste 140
- Wärmeleitzahl 143
- Wärmelieferung, Untergrund 435
- Wärmeproduktion, radiogene 112
- Wärmeproduktionsrate 112
- Wärmepumpe 404, 420, 470, 492
 - Definition 396, 398
 - Energiebilanz 402
 - Grundprinzip 398
 - Systemelemente 420
 - technische Umsetzung 420
- Wärmepumpen-Arbeitsmittel 425
- Wärmepumpen-Heizungsanlage 427, 428
- Wärmepumpenkaskade 423
- Wärmepumpenkreislauf 400
- Wärmepumpenprozess 397
- Wärmepumpensysteme 428
- Wärmepumpenverdampfer 405, 411
- Wärmepumpenverdichter 422
- Wärmequellenanlage 404
 - Definition 396
 - geschlossene Systeme 408
 - offene Systeme 408
 - sonstige Systeme 408
 - Varianten 408
- Wärmeregime 435
- Wärmerohr 149
- Wärmerohrreceiver 623
- Wärmeschutzverglasungen 121
- Wärmesenke 396
- Wärmespeicher 154
- Wärmespeicherkapazität 637
- Wärmespeichermedium 155
- Wärmespeicherungsart 155
- Wärmespeichervermögen 637
- Wärmestrom 112, 141
- Wärmestromdichte 111
- Wärmeträgermedium 161, 411, 490
- Wärmeträgerumlauf 492
- Wärmeträgerzwischenkreislauf 400
- Wärmetransport 411
- Wärmeüberschuss 435
- Wärmeübertrager 156, 163, 420, 466
 - externer 163
 - interner 163
- Wärmeübertragerfläche 406
- Wärmeübertragerpfähle 415
- Wärmeübertragerrohre 407
- Wärmeverluste 115, 139, 142, 151
- Wärmevork., oberste Erdschichten 113
- Wärmegewinne 115
- Warmwasservorkommen 114
- Wasserangebotsunterschiede 94
- Wasseraufbereitung 417
- Wasser-Dampf-Gemisch 511
- Wasserfrac-Technik 506
- Wasserhaushaltsgleichung 85
- Wasserkraftanlage, Systemaufbau 348
- Wasserkreislauf 82, 83, 604
- Wasserräder 361, 367
 - mittelschlächtinge 367
 - oberschlächtinge 367
 - unterschlächtinge 367
- Wasserrechte 393
- Wasserschloss 356, 360
- Wasserspeicher 134, 155
- Wasserspiegel 592
- Wasserspiegelabsenkung 463
- Wasserstandsmessung 90
- Wasserstandsregelung 369
- Wassertemperaturunterschiede 600
- Wasserverdunstung 605
- Wasservorräte 82
- Wattenmeer 346
- Wechselrichter 232, 309
- Wechselrichter mit Transformator 239
- Wehr 358
- Wehranlage 354
- Weibull-Verteilung 81
- Weißglasspiegel 632
- Weitere Umwelteffekte
 - geoth. Stromerz. 525

- hydroth. Erdwärme 483
- Photovoltaik 272
- Solarthermie 191
- tiefe Sonde 498
- Wärmepumpe 446
- Wasserkraft 381
- Windenergie 338
- Welkepunkt 102
- Wellenberg 595
- Wellenenergie 591, 592
- Wellenenergiekraftwerk 593
- Wellenenergiewandler 592
- Wellenfront 591
- Wellenhöhe 591
- Wellenkupplung 368
- Wellenperiode 591
- Wellental 595
- Wells-Turbine 594
- Westwindbereich 67
- Wh-Wirkungsgrad 250
- Widerstandsbeiwert 286
- Widerstandskraft 284, 286, 290
- Widerstandsprinzip 290
- Widerstandsverluste 213
- Wind, Höhenabhängigkeit 70
- Winddruck 279
- Winddurchtrittsfläche 277
- Windenergieangebot 64
- Windenergiekonverter 277
- Windentstehung 64
- Windfahnen 73
- Windgeschwindigkeitsmessung 73
- Windgeschwindigkeitsreduktion 280
- Windgeschwindigkeitsverteilung 75
- Windkraftanlagen, Aufstellanord. 325
- Windleistung 72, 73
- Windpark 310
- Windparkaufstellung 325
- Windparkwirkungsgrad 327
- Windprofil 70
- Windrichtungsmessung 73, 304
- Windrichtungsnachführung 304
- Windverteilung 73
- Winkelfaktor 123
- Wintergarten 135
- Winterniederschläge 93
- Wintersonnenwende 40
- Wirkungsgrade
 - aerodynamischer 295
 - Kalina-Prozess 516
 - Kollektor 143
 - ORC-Prozess 516
 - Photovoltaiksystem 261
 - Receiver 614
 - Solarzelle 213
 - Solarzellen 212
 - Turbinen 362
 - Vergleich 540, 570
 - Wärmepumpe 402
 - Wechselrichter 236
 - Zelle 261
- Wirkungsgradgleichung 152
- Wirkungsgradkennlinie, Kollektor 152
- Wirkungsgradverlauf 152
- Wochenspeicher 357
- Wölbung 287
- Xenon 44
- Zähler 250
- Zahnradantriebe 299, 368
- Zapfenlagerung 299
- Zellstreifen 227
- Zentrale Systeme, Photovoltaik 259
- Zentraler Wechselrichter 239
- Zentrifugalkraft 66
- Zerfall radioaktiver Isotope 40, 111
- Zirkulationsfließrate 506
- Zirkumpazifischer Vulkangürtel 502
- Zonenschmelz-Verfahren 217
- Zoomasse 645
- Zusatzheizung 633
- Zwangsumlaufanlagen 167
- Zwei-Becken-System 598
- Zweiblattroter 296
- Zweigeteiltes Kraftwerk 355
- Zwei-Leiter-Netze 174
- Zweileitersystem 468
- Zweiphasenströmung 612
- Zweischalige Wand 134

Zweischicht-Verfahren 462
Zweischichtschaltung 173
Zweistoffgemisch 400, 516

Zwischenspeicher 356
Zyklone 67