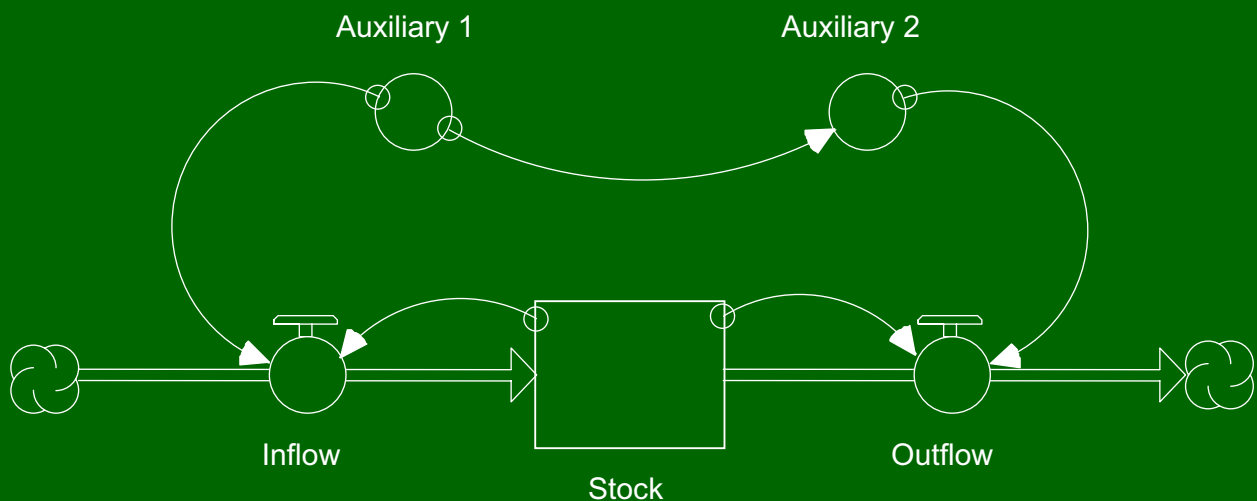


Maik Hollmann

---

**Ein systemdynamischer Modellierungsansatz zur  
Untersuchung des technischen und ökologischen  
Potenzials dezentraler Energieversorgung**

---



Cuvillier Verlag Göttingen



# **Ein systemdynamischer Modellierungsansatz zur Untersuchung des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Energieversorgung**

Zur Erlangung des akademischen Grades

**DOKTORINGENIEUR (Dr.-Ing.)**

der Fakultät für Elektrotechnik, Informatik und Mathematik  
der Universität Paderborn

vorgelegte Dissertation

von

**Dipl.-Ing. Maik Hollmann**

aus Bielefeld

Referent: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Voss  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Joachim Böcker

Tag der mündlichen Prüfung: 14. Dezember 2006

Paderborn, Dezember 2006  
Diss. 14/225

### **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.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2007

Zugl.: Paderborn, Univ., Diss., 2006

ISBN 10: 3-86727-103-8

ISBN 13: 978-3-86727-103-5

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2007

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2007

Gedruckt auf säurefreiem Papier

ISBN 10: 3-86727-103-8

ISBN 13: 978-3-86727-103-5

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand an der Universität Paderborn während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte von Herrn Professor Dr.-Ing. Jürgen Voss. Diese Niederschrift ist das Ergebnis eines langen Forschungs- und Erkenntnisprozesses. Zu diesem hat eine Vielzahl von Menschen in unterschiedlichster Form beigetragen.

Mein Dank gilt zunächst Herrn Professor Dr.-Ing. Jürgen Voss, der mir die Gelegenheit zur Durchführung dieser Arbeit gab und das Hauptreferat übernahm. Ferner danke ich Herrn Professor Dr.-Ing. Joachim Böcker für die Übernahme des Korreferats.

Allen Kolleginnen und Kollegen am Fachgebiet Nachhaltige Energiekonzepte danke ich für die gute Zusammenarbeit und das angenehme Arbeitsklima. Die zahlreichen klärenden Diskussionen trugen wesentlich zum Erfolg bei.

Ebenso möchte ich allen Studierenden danken, die mit ihren Arbeiten engagiert die Thematik begleitet haben und damit einen Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit geleistet haben.

Abschließend gilt mein besonderer Dank meiner Familie, speziell meiner geliebten Frau Grit und meinen herzlichen Kindern Jana und Nils. Ohne ihre unaufhörliche Geduld und geistigen Beistand wäre diese Arbeit nicht möglich gewesen. Es ist nur schwer vorstellbar, welche zusätzlichen Belastungen sie in dieser Zeit auf sich nehmen mussten.

Bielefeld, im Dezember 2006

M. Hollmann



	<b>Seite</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung .....1</b>
1.1	Anforderungen an die Energieforschung .....2
1.2	Ziel dieser Arbeit .....3
1.3	Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit.....4
<b>2</b>	<b>Aspekte zentraler Energieversorgung .....5</b>
2.1	Aufbau zentraler Energieversorgung .....5
2.2	Begriffe der Versorgungssicherheit .....7
2.3	Ökologie .....8
2.3.1	Emissionen und Klimawandel .....8
2.3.2	Ressourcenverbrauch .....10
2.4	Politik.....11
2.4.1	Liberalisierung und Entbündelung .....11
2.4.2	Importabhängigkeit.....12
2.4.3	Gesetzgebung und Änderung der Kraftwerksstruktur .....13
2.5	Ökonomie .....14
2.5.1	Energiepreise und Bruttoinlandsprodukt .....14
2.5.2	Externe Kosten .....15
2.6	Gesellschaft .....16
2.6.1	Demographie und Energieverteilung .....16
2.6.2	Die Rolle der Gesellschaft .....18
2.7	Nachhaltigkeit.....19
2.8	Notwendigkeit zur Energiewende.....21
<b>3</b>	<b>Dezentrale Energieversorgung .....23</b>
3.1	Begriffsbestimmungen.....23
3.2	Dezentrale Energieumwandlung.....24
3.2.1	Blockheizkraftwerke.....26
3.2.2	Betriebsführung von Blockheizkraftwerken .....28
3.2.3	Verbrennungsmotor .....31
3.2.4	Brennstoffzellensysteme.....32
3.2.5	Gasturbine.....36
3.2.6	Stirlingmotor.....37
3.2.7	Vergleich der KWK-Anlagentechnologien .....38
3.2.8	Windenergieanlagen .....40
3.2.9	Photovoltaikanlagen .....41
3.2.10	Solarthermische Anlagen.....44
3.2.11	Geothermische Anlagen.....48
3.2.12	Zentralheizungen, Heizkraftwerke und Spitzenlastkessel .....50
3.2.13	Wärmespeicher .....51
3.3	Verteilte Kraftwerke .....52
3.3.1	Begriffsbestimmung .....52

3.3.2	Dezentrales Energiemanagement.....	53
3.3.3	Betriebsführung eines verteilten Kraftwerks .....	56
3.3.4	Systemdienstleistungen.....	56
3.3.5	Energie und Kommunikation.....	57
3.4	Versorgungsqualität und Systemsicherheit.....	58
3.4.1	Anschluss von DEA an das elektrische Netz.....	61
3.4.2	Netzverluste .....	61
3.4.3	Netzführung und Systemdienstleistungen.....	62
3.5	Vorteile und Nachteile dezentraler Energieversorgung .....	65
3.6	Vorteile und Nachteile eines verteilten Kraftwerks .....	66
3.7	Herausforderungen für Energieversorgungsunternehmen .....	68
<b>4</b>	<b>System Dynamics .....</b>	<b>69</b>
4.1	Systeme und Modelle.....	69
4.1.1	Begriffe aus dem Bereich der Systemtheorie.....	69
4.1.2	Holismus versus Reduktionismus .....	70
4.1.3	Systemtheoretische Analysewerkzeuge .....	71
4.2	Die System Dynamics Modellierungskonzeption.....	72
4.2.1	Modellaufbau.....	73
4.2.2	Modellelemente.....	74
4.2.3	Das System Dynamics Modell.....	76
4.2.4	Software .....	77
4.3	Vorteile und Nachteile von System Dynamics .....	78
4.4	Anwendungen von System Dynamics .....	78
4.5	Schlussfolgerung.....	80
<b>5</b>	<b>Das Modell DEV.....</b>	<b>81</b>
5.1	Modellierungsziel .....	81
5.2	Entwicklung und Aufbau des SD Modells.....	81
5.2.1	Struktur des Modells .....	81
5.2.2	Verbrauchermodelle.....	83
5.2.3	Bedarfsmodell .....	85
5.2.4	Anlagenmodelle .....	86
5.2.5	Erzeugungsmodell.....	95
5.2.6	Energiemodell .....	99
5.2.7	Emissionsmodell.....	100
5.2.8	Charakteristische Kenngrößen .....	104
5.2.9	Hilfssysteme und sonstige Besonderheiten.....	112
5.3	Realisation mit iThink™ .....	113
5.4	Modellvalidierung und -verifikation.....	114
5.5	Möglichkeiten in der Anwendung.....	116
<b>6</b>	<b>Einschränkungen und Grenzen des Modells .....</b>	<b>119</b>
6.1	Einschränkungen.....	119
6.1.1	Genauigkeit der Modellierung .....	119



6.1.2	Auswirkungen von Parameterstreuungen .....	120
6.1.3	Modellierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen.....	121
6.1.4	Grenzen der Referenztage.....	121
6.1.5	Übertragbarkeit der Ergebnisse .....	122
6.2	Grenzen in der Anwendung.....	122
<b>7</b>	<b>Fallstudien und Auswertung.....</b>	<b>123</b>
7.1	Die Verbraucherstruktur .....	123
7.2	Die Erzeugerstrukturen und die Versorgungsszenarien.....	124
7.2.1	Referenzszenario .....	124
7.2.2	Ausbauszenario.....	125
7.2.3	Nahwärmeszenario .....	125
7.2.4	BHKW-Szenario.....	126
7.3	Wahl der Referenztage .....	126
7.4	Technisches Potenzial.....	127
7.4.1	Energiebedarf.....	127
7.4.2	Elektrische Energiebereitstellung .....	127
7.4.3	Deckung elektrischer Energie.....	128
7.4.4	Thermische und elektrische Energiereserve .....	129
7.4.5	Volllaststunden .....	132
7.5	Ökologisches Potenzial.....	133
7.5.1	Brennstoffenergiebedarf .....	133
7.5.2	Systemwirkungsgrad .....	134
7.5.3	Absolute Emissionen .....	134
7.5.4	Spezifische Emissionen .....	136
7.5.5	Einsparung von Emissionen .....	137
7.5.6	Wahl der Brennstoffe.....	139
7.5.7	Wettereinfluss.....	140
7.5.8	Variation von Stromkennzahlen .....	141
7.6	Fazit .....	142
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>145</b>
	<b>Literatur.....</b>	<b>149</b>
	<b>Anhang A: Emissionsstoffe.....</b>	<b>167</b>
	<b>Anhang B: Emissionsdaten.....</b>	<b>170</b>
	<b>Anhang C: Lastprofile .....</b>	<b>174</b>
	<b>Anhang D: Parametersätze der Versorgungsszenarien.....</b>	<b>180</b>
	<b>Anhang E: Zahlentafeln für die Ergebnissauswertung .....</b>	<b>184</b>



**Abbildungsverzeichnis****Seite**

Bild 1.1: Energieversorgung im Spannungsfeld der Energiepolitik.....	1
Bild 2.1: Struktur zentral geführter elektrischer Energieversorgung .....	5
Bild 2.2: Gleichgewicht zwischen eingespeister und umgesetzter Energie, nach [Röthig, 97] .....	6
Bild 2.3: Begriffswelt der Versorgungssicherheit, nach [Schwan, 05] .....	7
Bild 2.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2004, Datenquelle: [BMWI, 06] .....	8
Bild 2.5: Korrelation zwischen CO <sub>2</sub> -Konzentration und Temperaturunterschied, nach [Watson, 01] ....	9
Bild 2.6: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs weltweit ohne Biomasse, nach [Gerling, 02].....	11
Bild 2.7: Statische Reichweite fossiler Energieträger bei gegenwärtiger Förderung, Datenquellen: [BMWI, 05], [BMWI, 06].....	11
Bild 2.8: Entbündelung entsprechend der Versorgungsaufgabe, nach [Theobald, 03] .....	12
Bild 2.9: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands 2004, Datenquelle: [Gerling, 05].....	13
Bild 2.10: Entkopplung von Primärenergieverbrauch und BIP .....	15
Bild 2.11: Demographische Entwicklung weltweit seit Beginn der Industrialisierung, nach [Haberl, 02] .....	17
Bild 2.12: Anteil der verschiedenen Gruppierungen an der Weltbevölkerung und dem Verbrauch von Energierohstoffen, nach [Gerling, 05].....	17
Bild 2.13: Entwicklung von Märkten, nach [Weller, 01].....	18
Bild 2.14: Energiepolitisches Zieldreieck der Nachhaltigkeit.....	20
Bild 2.15: Energieversorgung als Teil eines übergeordneten Systems .....	21
Bild 2.16: Die Säulen der Energiewende .....	22
Bild 3.1: Struktur integraler Energieversorgung .....	24
Bild 3.2: Anteil dezentraler Energieumwandlung an elektrischer Erzeugungskapazität, nach [Ropenus, 05].....	26
Bild 3.3: Prinzipieller Aufbau eines BHKWs .....	26
Bild 3.4: Einsatz von Mikro-BHKW bis 2010 in der EU (Prognose), nach [ASUE, 01] .....	27
Bild 3.5: Aufbau eines Verbrennungsmotors, nach [ASUE, 01] .....	31
Bild 3.6: Aufbau einer Brennstoffzelle .....	32
Bild 3.7: Elektrischer Systemwirkungsgrad eines Erdgas-BHKW mit PEFC, nach [Bard, 05] .....	35
Bild 3.8: Wirkungsgrade einer PEFC, nach [Henle, 03].....	35
Bild 3.9: Wirkungsgrade einer SOFC, nach [Henle, 03].....	35
Bild 3.10: Aufbau einer Mirkogasturbine, nach [ASUE, 01].....	36
Bild 3.11: Aufbau eines Stirlingmotors, nach [ASUE, 01] .....	38
Bild 3.12: Elektrischer Wirkungsgrad von KWK-Systemen auf Erdgasbasis, nach [Pehnt, 02] .....	39
Bild 3.13: Elektrischer Wirkungsgrad von KWK-Systemen im Teillastbetrieb, nach [Voigt, 04] .....	39
Bild 3.14: Energiewandlungskette einer Windenergieanlage, nach [Kaltschmitt, 95].....	40
Bild 3.15: Abgegebene elektrische Leistung einer WEA.....	41
Bild 3.16: Bestrahlungsstärke abhängig von der Jahreszeit für einen Sonnentag .....	42
Bild 3.17: Bestrahlungsstärke abhängig von der Jahreszeit für einen diffusen Sonnentag .....	42
Bild 3.18: Prinzipieller Aufbau einer PV-Anlage .....	43
Bild 3.19: Solarthermische Anlage, üblich für Ein- und Zweifamilienhäuser, nach [Marko, 97] .....	45
Bild 3.20: Monatlicher solarer Deckungsgrad (Jahreswert 65 %), nach [Solarserver, 06] .....	46
Bild 3.21: Monatliche Antriebsleistung (Jahresdeckungsgrad 65 %) .....	47

---

Bild 3.22: Prinzip der Wärmepumpe, nach [Beuth, 97] .....	48
Bild 3.23: Prinzip des dezentralen Energiemanagements.....	54
Bild 3.24: Einflussfaktoren auf die Leistungsprognose und den Lastverlauf.....	55
Bild 3.25: Aufbau eines verteilten Kraftwerks.....	58
Bild 3.26: Dezentrale Energieversorgung und Versorgungsqualität, nach [Buchholz, 05a] .....	59
Bild 4.1: Grundlegende Systembegriffe .....	69
Bild 4.2: Bestandteile der System Dynamics Methode, nach [Größler, 04].....	73
Bild 4.3: Struktur der Stock-and-Flow Diagramme .....	73
Bild 4.4: Stocks in unterschiedlichsten Varianten.....	74
Bild 4.5: Flows (Uniflow und Biflow) .....	74
Bild 4.6: Zu- und Abfluss eines Stocks .....	75
Bild 4.7: Entscheidungsraute.....	76
Bild 4.8: Modellierungsebene (links) und Simulationsebene (Regiepult, rechts) in iThink™ .....	77
Bild 5.1: Dezentrale Energieversorgung in einem Versorgungsgebiet.....	81
Bild 5.2: Reduktion des Netzes auf ein Punktnetzmodell .....	82
Bild 5.3: Struktur des Simulationsmodells .....	82
Bild 5.4: Grafische Eingabemaske .....	85
Bild 5.5: SF-Diagramm des Verbrauchermodells, Beispiel private Haushalte .....	85
Bild 5.6: SF-Diagramm des Bedarfsmodells, Beispiel Haushaltsnetz .....	86
Bild 5.7: SF-Diagramm einer Energieversorgungseinheit EVE, technisches Teilsystem.....	87
Bild 5.8: SF-Diagramm der Energieversorgungseinheit EVE, Fahrplanlogik .....	90
Bild 5.9: Windeinspeiseprofil für 24 Stunden .....	91
Bild 5.10: SF-Diagramm einer Windenergieanlage WEA .....	91
Bild 5.11: SF-Diagramm einer PV-Anlage .....	92
Bild 5.12: SF-Diagramm einer solarthermischen Anlage STA .....	93
Bild 5.13: SF-Diagramm einer geothermischen Anlage GTA .....	94
Bild 5.14: SF-Diagramm einer Zentralheizungseinheit ZHE .....	95
Bild 5.15: SF-Diagramm des Erzeugungsmodells, Beispiel Haushaltsnetz.....	96
Bild 5.16: Berücksichtigung von solarthermischen Anlagen STA, Beispiel.....	98
Bild 5.17: Startfenster des Regiepults des Modells DEV .....	114
Bild 6.1: Simulationsfehler bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung eines Lastgangs, nach [Sander, 04].....	120
Bild 7.1: Szenariovergleich elektrischer Energiebedarf.....	127
Bild 7.2: Szenariovergleich elektrische Energiebereitstellung .....	128
Bild 7.3: Szenariovergleich Überdeckung mit elektrischer Energie .....	128
Bild 7.4: Szenariovergleich Unterdeckung mit elektrischer Energie .....	129
Bild 7.5: Elektrische Leistungsdeckung im Referenzszenario .....	129
Bild 7.6: Szenariovergleich thermische Energiereserve.....	130
Bild 7.7: Szenariovergleich elektrische Energiereserve .....	130
Bild 7.8: Elektrische Leistungsreserve eines Winterwerktags, Szenariovergleich.....	131
Bild 7.9: Elektrische Leistungsreserve eines Sommerwerktags, Szenariovergleich .....	131
Bild 7.10: Tagesvolllaststunden der BHKW, Szenariovergleich .....	132
Bild 7.11: Jahresvolllaststunden je Teilnetz .....	133
Bild 7.12: Brennstoffenergiebedarf, Szenarienvergleich.....	134
Bild 7.13: Mittelwert Systemwirkungsgrad, Szenarienvergleich .....	134

Bild 7.14: Bruttoemissionen SO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich.....	135
Bild 7.15: Bruttoemissionen CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	135
Bild 7.16: Nettoemissionen SO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	136
Bild 7.17: Nettoemissionen CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich.....	136
Bild 7.18: Spezifische Bruttoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	137
Bild 7.19: Spezifische Nettoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	137
Bild 7.20: Absolute Einsparung der Bruttoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich.....	138
Bild 7.21: Relative Einsparung der Bruttoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich.....	138
Bild 7.22: Absolute Einsparung der Nettoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	139
Bild 7.23: Relative Einsparung der Nettoemissionen, CO <sub>2</sub> -Äquivalent, Szenarienvergleich .....	139
Bild 7.24: SO <sub>2</sub> -Äquivalent in Abhängigkeit vom Brennstoff im BHKW-Szenario.....	140
Bild 7.25: CO <sub>2</sub> -Äquivalent in Abhängigkeit vom Brennstoff im BHKW-Szenario .....	140
Bild 7.26: Einsparung CO <sub>2</sub> -Äquivalent in Abhängigkeit vom Wetter im Ausbauszenario .....	141
Bild 7.27: SO <sub>2</sub> -Äquivalent in Abhängigkeit von der Stromkennzahl .....	141



<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>Seite</b>
Tabelle 2.1: Externe Kosten der Stromerzeugung [EU, 03a].....	16
Tabelle 3.1: Klassifizierung der Energieumwandlung, nach [Ramesohl, 02].....	25
Tabelle 3.2: Eigenschaften der Brennstoffzellentypen [Pehnt, 03], [Heinzel, 06].....	33
Tabelle 3.3: Globalstrahlung und Diffusanteil an Abhängigkeit des Bewölkungszustands [Marko, 97].....	43
Tabelle 3.4: Wirkungsgrade von Solarzellen [Kruck, 04].....	43
Tabelle 3.5: Auslegungsrichtwerte solarthermischer Anlagen, nach [Staiß, 03] .....	47
Tabelle 4.1: Gegenüberstellung von analytischem Ansatz und Systemansatz, nach [Vester, 99] .....	71
Tabelle 7.1: Endenergiebedarf der Verbrauchergruppen bezogen auf Deutschland 2004 .....	123
Tabelle 7.2: Verbraucherstruktur für die Fallstudien .....	124
Tabelle 7.3: Anzahl der Energieumwandlungsanlagen in den Szenarien .....	126
Tabelle 7.4: Zuordnung der Referenztage.....	126





## Abkürzungen

<b>Abkürzungen</b>	<b>Bedeutung</b>
AFC	Alkaline Electrolyte Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CO	Kohlenstoffmonooxid
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
DEM	Dezentrales Energiemanagement
DEV	Dezentrale Energieversorgung
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direktmethanol-Brennstoffzelle)
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EFH	Einfamilienhaus
EnEV	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung)
EnWG	Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EUA	Energieumwandlungsanlage
EVE	Energieversorgungseinheit
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FK	Flachkollektor
GHD	Gewerbe - Handel - Dienstleistung
GTA	Geothermische Anlage
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
HH	Haushalt
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
IND	Industrie
ISST	Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKModG	Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
LWS	Landwirtschaft

MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle)
NO <sub>x</sub>	Stickstoffoxid
OPEC	Organisation der Erdöl exportierenden Länder
ORC	Organic Rankine Cycle
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsäure-Brennstoffzelle)
PEFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Membran-Brennstoffzelle)
PEV	Primärenergieverbrauch
PV	Photovoltaik
SD	System Dynamics
SF-Diagramm	Stock-and-Flow Diagramm
SLK	Spitzenlastkessel
SLP	Standardlastprofil
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
SOFC	Solide Oxide Fuel Cell (Oxidkeramische Brennstoffzelle)
STA	Solarthermische Anlagen
THG	Treibhausgas
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V. beim VDEW
VG	Versorgungsgebiet
VK	Verteiltes Kraftwerk
WBGU	Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WEA	Windenergieanlage
ZHE	Zentralheizungseinheit

## Formelzeichen

<b>Formelzeichen</b>	<b>Bedeutung</b>
$A$	Fläche einer PV-Anlage
$A_k$	Auslastung einer Energieumwandlungsanlage $k$
$AP$	Versauerungspotenzial (acidification potential)
$AP_{\ddot{A}qui}$	SO <sub>2</sub> -Äquivalent
$D_S$	solarer Deckungsgrad
$E$	Bestrahlungsstärke
$E_{norm}$	normierte Bestrahlungsstärke
$i$	Index für die Verbraucher
$j$	Index für den Emissionsstoff
$k$	Index für die Energieumwandlungsanlagen
$P$	Leistung
$P_{Bedarf,el}$	elektrischer Leistungsbedarf des Versorgungsgebiets
$P_{Bedarf,th}$	thermischer Leistungsbedarf des Versorgungsgebiets
$P_{Bereitstellung,el}$	elektrische Betriebsleistung des Versorgungsgebiets
$P_{Bereitstellung,th}$	thermische Betriebsleistung des Versorgungsgebiets
$P_{Br}$	Brennstoffleistung
$P_{Br,k}$	Brennstoffleistung der EUA $k$
$P_{el}$	elektrische Leistung
$P_{GHD,el}$	elektrischer Leistungsbedarf der Verbrauchergruppe GHD
$P_{HH,el}$	elektrischer Leistungsbedarf der Verbrauchergruppe HH
$P_{IND,el}$	elektrischer Leistungsbedarf der Verbrauchergruppe IND
$P_{LWS,el}$	elektrischer Leistungsbedarf der Verbrauchergruppe LWS
$P_{Modul}$	spezifische Modulleistung eines PV-Moduls (bezogen auf 1 m <sup>2</sup> Modulfläche)
$P_{N,k,th}$	thermische Nennleistung der EUA $k$
$P_{N,Modul}$	Nennleistung pro PV-Modulfläche
$P_{N,PV}$	PV-Anlagennennleistung
$P_{PV}$	PV-Anlagenleistung
$P_{Res,k,el}$	elektrische Leistungsreserve einer Energieumwandlungsanlage $k$
$P_{Res,k,th}$	thermische Leistungsreserve einer Energieumwandlungsanlage $k$
$P_{th}$	thermische Leistung
$S$	Stromkennzahl
$THP$	Treibhauspotenzial
$THP_{\ddot{A}qui}$	CO <sub>2</sub> -Äquivalent
$t_{voll}$	Volllaststundenzahl

$t_{voll,k}$	Volllaststundenzahl einer Energieumwandlungsanlage $k$
$W$	Energie
$W_{Bedarf,t}$	elektrischer und thermischer Energiebedarf pro Zeiteinheit $t$
$W_{Bedarf,t,el}$	elektrischer Energiebedarf pro Zeiteinheit $t$
$W_{Bedarf,t,th}$	thermischer Energiebedarf pro Zeiteinheit $t$
$W_{Br,k,t}$	Brennstoffenergieinhalt pro Zeiteinheit $t$ der EUA $k$
$W_{k,t,el}$	von der EUA $k$ abgegebene elektrische Energie pro Zeiteinheit $t$
$W_{k,t,th}$	von der EUA $k$ abgegebene thermische Energie pro Zeiteinheit $t$
$W_t$	von allen EUA abgegebene elektrische und thermische Energie pro Zeiteinheit $t$
$W_{t,el}$	von allen EUA abgegebene elektrische Energie pro Zeiteinheit $t$
$W_{t,th}$	von allen EUA abgegebene thermische Energie pro Zeiteinheit $t$
$\alpha$	Leistungszahl einer geothermischen Anlage
$\beta$	Arbeitszahl einer geothermischen Anlage
$\Delta\mathcal{E}$	absolute Gesamtemissionseinsparung
$\Delta\mathcal{E}_{el}$	absolute elektroenergiebezogene Emissionseinsparung
$\Delta\mathcal{E}_{rel}$	prozentuale Gesamtemissionseinsparung
$\Delta\mathcal{E}_{rel,el}$	prozentuale elektroenergiebezogene Emissionseinsparung
$\Delta\mathcal{E}_{rel,th}$	prozentuale wärmeenergiebezogene Emissionseinsparung
$\Delta\mathcal{E}_{th}$	absolute wärmeenergiebezogene Emissionseinsparung
$\mathcal{E}_{be,j,H,k}$	spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen bei der Brennstoffherstellung einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{be,j,N,k}$	spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen bei der Anlagennutzung einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,H,Br,k,t}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ einer EUA $k$ für die Brennstoffherstellung für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,k,t}$	Gesamtemissionen pro Zeiteinheit $t$ einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,k,t,el}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für die Bereitstellung elektrischer Energie einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,k,t,th}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für die Bereitstellung thermischer Energie einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,N,Br,k,t}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ einer EUA $k$ für die Anlagennutzung für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,t}$	Gesamtemissionen pro Zeiteinheit $t$ aller EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,t,el}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für die Bereitstellung elektrischer Energie aller EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\mathcal{E}_{j,t,th}$	Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für die Bereitstellung thermischer Energie aller EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$

$\varepsilon_{ref,j,t}$	Gesamtemissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{ref,j,t,el}$	absolute elektroenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{ref,j,t,th}$	absolute wärmeenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{ref,z,j,t}$	spezifische zielenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{ref,z,j,t,el}$	spezifische elektroenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{ref,z,j,t,th}$	spezifische wärmeenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$ des Referenzszenarios
$\varepsilon_{z,j,N,k}$	spezifische zielenergiebezogene Emissionen bei der Anlagennutzung einer EUA $k$ für den Emissionsstoff $j$
$\varepsilon_{z,j,t}$	spezifische zielenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$ für den Emissionsstoff $j$
$\varepsilon_{z,j,t,el}$	spezifische elektroenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$
$\varepsilon_{z,j,t,th}$	spezifische wärmeenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit $t$
$\eta_{el}$	elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{ges}$	Gesamtwirkungsgrad
$\eta_{k,th}$	thermischer Wirkungsgrad der EUA $k$
$\eta_{th}$	thermischer Wirkungsgrad
$\eta_{WR}$	Wirkungsgrad des Wechselrichters
$\tau_{el}$	prozentualer Anteil der Emissionen bezogen auf die Bereitstellung elektrischer Energie
$\tau_{th}$	prozentualer Anteil der Emissionen bezogen auf die Bereitstellung thermischer Energie

## Einheiten

Einheiten	Bedeutung
%	Prozent
°C	Grad Celsius
EJ	Exajoule = $10^{18}$ Joule
GHz	Gigahertz = $10^9$ Hertz
J	Joule = 1 Wattsekunde
kg	Kilogramm = $10^3$ Gramm

kW	Kilowatt = $10^3$ Watt
kWh	Kilowattstunde = $10^3$ Wattstunden
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
MB	Megabyte = $2^{20}$ Byte = 1.048.576 Byte
mg	Milligramm = $10^{-3}$ Gramm
MWh	Megawattstunde = $10^6$ Wattstunden
PJ	Petajoule = $10^{15}$ Joule
ppmv	parts per million volume, Volumen-Mischungsverhältnis in Millionstel Teilen
SKE	Steinkohleeinheit, 1 Tonne SKE = 29,3076 GJ = 8,141 MWh
TWh	Terrawattstunde = $10^{12}$ Wattstunden
W	Watt = 1 Joule pro Sekunde
WÄ	Wasseräquivalent (Wassermenge in mm, die man erhalten würde, wenn man eine Schneedecke mit bekannter Höhe und Dichte schmelzen würde: 1 m Schneedecke mit einer Dichte von 100 kg pro m <sup>3</sup> ergibt ein WÄ von 10 cm)
WE	Wohneinheit
Wh	Wattstunden
W <sub>p</sub>	Watt-peak, Einheit für die Spitzenleistung (Nennleistung) einer Solarzelle oder eines PV-Moduls

## 1 Einleitung

Das heutige Energieversorgungssystem ist geprägt von einigen wenigen großen, zentralen Energieumwandlungsanlagen, die eine große Anzahl räumlich verteilter Verbraucher mit elektrischer Energie versorgen. Ausgelöst durch EU Richtlinien zur Deregulierung der Energiemärkte und anknüpfende nationale Gesetzgebungen wurden durch Aufhebung der Gebietsmonopole und die unternehmerische Trennung entsprechend der Versorgungsaufgaben erste Schritte zur Umstrukturierung unseres Energieversorgungssystems unternommen. Gestiegenes Umweltbewusstsein, der Ausstieg aus der Kernenergie, nationale und internationale Klimaschutzvereinbarungen und Nachhaltigkeitsaspekte sind weitere politisch bedingte Einflussfaktoren auf die Energiewirtschaft, die den Prozess der Umstrukturierung unterstützen (Bild 1.1).

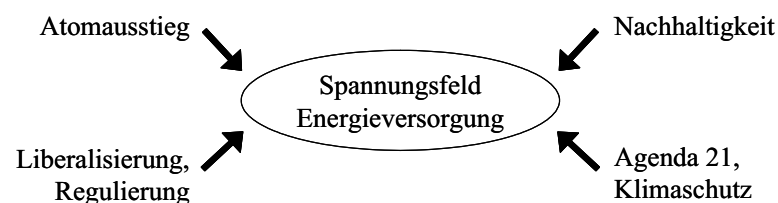


Bild 1.1: Energieversorgung im Spannungsfeld der Energiepolitik

Dezentrale Energiesysteme halten mehr und mehr Einzug in die Energiewirtschaft. Damit hat ein struktureller Wandel in der Energieversorgung begonnen, dessen Ende noch nicht abzusehen ist. Viele Fragen bezüglich der technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen und die ökologischen Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung bleiben zu diesem Zeitpunkt noch unbeantwortet. Dabei hängen der Erfolg und die Marktdurchdringung dezentraler Energiesysteme von dem Zusammenspiel vieler miteinander vernetzter Einflussgrößen ab. Dementsprechend ist die Energieversorgung als ein System bestehend aus technischen, ökologischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Einflussfaktoren ganzheitlich zu verstehen. Dies ist wesentlich für das Verständnis der Dynamik und der zukünftigen Entwicklung dezentraler Energieversorgungsstrukturen.

Die Energiewende hin zu einem neuen Energiesystem ist in ihrer Größenordnung mit einer industriellen Revolution vergleichbar und wird für lange Zeit eine enorme technologische und gesellschaftliche Herausforderung bleiben. Sie kann nur dann gelingen, wenn erheblicher Forschungsaufwand betrieben wird, um den Übergang zu dezentralen Versorgungsstrukturen vorzubereiten und zu begleiten. Beim Übergang stellen sich ökonomische, politische, ökologische und gesellschaftliche Aufgaben, die durch geeignete Forschungsansätze vorbereitet und begleitet werden müssen. Zu diesen Aufgaben gehören u. a. die Markteinführung neuer Technologien, die vergleichende Analyse sozioökonomischer Instrumente, das Management eines Technologietransfers oder der Übergang zu nachhaltigen Lebensstilen [WBGU, 03].

## 1.1 Anforderungen an die Energieforschung

Energieforschung muss sich an gesellschaftlichen Leitbildern wie zum Beispiel die Nachhaltigkeit orientieren. Sie sollte stets das gesamte Energiesystem im Blick haben. Der Systemforschung kommt dabei besondere Bedeutung zu. Die Systemforschung definiert und bewertet Optionen der Energieversorgung nach technischen, wirtschaftlichen und / oder ökologischen Kriterien. Energieforschung muss sich ebenso der Analyse und Bewertung von Visionen zukünftiger Energieversorgung wie zum Beispiel „Dezentrale Energieversorgung“, „Solare Vollversorgung“ oder „Wasserstoffwirtschaft“ stellen. Hieraus können Risiken und Chancen bezüglich eines Wechsels des Energiesystems erkannt werden [Hake, 05].

Auch der ehemalige Präsident der Helmholtz-Gemeinschaft, Prof. Walter Kröll, sieht die Energieforschung interdisziplinär aufgestellt: „Denn Energieforschung muss nach unserer Überzeugung in einen Gesamtzusammenhang eingebettet sein, der die vielfältigen Implikationen berücksichtigt, die mit Energiegewinnung und -verbrauch verbunden sind“ [Kröll, 05]. Zur Bewältigung der vielfältigen Aufgaben sind neben der Erforschung und Weiterentwicklung innovativer Energieumwandlungstechnologien, der Materialforschung und der Untersuchung der Integrationsfähigkeit neuer Energietechniken in das vorhandene Energiesystem auch neue Systemforschungsansätze erforderlich, wie sie zum Beispiel der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinem Jahresgutachten 2003 formuliert hat: „Erheblicher Forschungsbedarf besteht in der methodischen Weiterentwicklung der bestehenden Modelle, wie zum Beispiel der Kopplung, Regionalisierung, Sektoralisierung und Integration von Klima-, Landnutzungs- und makroökonomischen Energiesystemmodellen (Integrated-Assessment-Modelle). Außerdem sollten neuartige Modellierungstechniken (qualitative, semiquantitative und Hybridmodelle) entwickelt werden, die den inhärenten Unsicherheiten besser Rechnung tragen können“ [WBGU, 03].

In der Vergangenheit wurden oftmals Analysewerkzeuge eingesetzt, die diesen Anforderungen nicht gerecht werden. So gibt es eine Reihe von computergestützten Modellierungs- und Simulationswerkzeugen zur Durchführung von statischen oder dynamischen Simulationen, die eine Integration von Modellen anderer Wissenschaftsdisziplinen im Sinne einer interdisziplinären Betrachtungsweise nicht ermöglichen. Obwohl Tabellenkalkulationsprogramme für Systemanalysen nur in sehr begrenztem Umfang geeignet sind, erfreuen sie sich wegen ihrer weiten Verbreitung und einfacher Handhabung auch für Systemsimulationen einer immer größeren Beliebtheit. Oftmals wird bei der Modellbildung reduktionistisch vorgegangen, was allerdings einer ganzheitlichen Betrachtung des Untersuchungsproblems entgegensteht. Werkzeuge aus dem Bereich der Szenariotechnik lassen zwar eine qualitative und systemisch orientierte Bewertung von zukünftigen Energieversorgungsszenarien zu, sind für detaillierte Systemanalysen jedoch ungeeignet.

Bereits vorhandene Modelle sind vielfach für individuelle Untersuchungsziele entwickelt und auf spezielle Fragestellungen angepasst. Sie haben häufig einen sehr engen Blickwinkel, meist aus technischer oder ökonomischer Sicht mit geringer zeitlicher Auflösung. So gibt es eine Vielzahl von Modellen zur Untersuchung der ökonomischen Auswirkungen verschiedener Energieversorgungsszenarien, von denen an dieser Stelle beispielhaft drei genannt werden. Das WEsER-Modell bezieht sich auf die rein ökonomische Betrachtung von Windenergieausbauszenarien [Krämer, 03]. Green-X ist ein Simulationswerkzeug, welches sich primär der



ökonomischen und ökologischen Analyse des Ausbaus erneuerbarer Energien in Europa widmet [Faber, 05]. Invert ist ein Modellierungsrahmen, der dem Benutzer die Möglichkeit gibt, Förderstrategien für Energie auf der Erzeuger- und Verbraucherseite ökonomisch zu bewerten [Stadler, 05]. Bei diesen Modellierungsansätzen und Simulationswerkzeugen gibt es oftmals keine Schnittstellen zu anderen Softwaretools wie zum Beispiel SAP, die in Industrieunternehmen eingesetzt werden. Ferner gibt es zahlreiche Arbeiten, die sich mit speziellen Fragen der technischen Systemintegration von dezentralen Energieumwandlungstechnologien, des Energiemanagements oder der Kraftwerkseinsatzplanung unter technischen, ökonomischen oder ökologischen Gesichtspunkten beschäftigen, zum Beispiel [Kaltschmitt, 95], [Hübert, 95], [Fischedick, 95], [Navratil, 98], [Wiesner, 01], [Henle, 03].

Alle oben genannten Modelle und Arbeiten können nicht flexibel und individuell auf Fragestellungen des dezentralen Energieversorgungskonzepts adaptiert bzw. übertragen werden. Das liegt an den unterschiedlichen Zielen der Arbeiten und an der oftmals speziell für den Untersuchungszweck entwickelten Simulationssoftware. Viele benutzte Modellierungskonzepte sind rein für den analytischen Modellierungsansatz ausgelegt und bieten keinerlei Möglichkeit der Erweiterung oder Kombination mit anderen Modellen oder Schnittstellen zu praxisüblichen Informations- und Softwareplattformen. Dabei spielen die praxisrelevanten Möglichkeiten der Anbindung und Integration der Werkzeuge in vorhandene Unternehmensprozesse eine immer größere Rolle. Insbesondere kommt die konzeptuelle Betrachtung der dezentralen Energieversorgung als ein neues Energiesystem - vergleichbar mit dem „Blick von oben“ - bislang zu kurz. Doch gerade dies ist im Bereich der konzeptionellen Systemforschung wichtig und für Unternehmen in der Energiebranche für ihre langfristige strategische Planung interessant.

## 1.2 Ziel dieser Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, ein geeignetes und praxisorientiertes Analysewerkzeug für die konzeptionelle Systemforschung im Energiebereich zu beschreiben und auf die dezentrale Energieversorgung zur Untersuchung des technischen und ökologischen Potenzials anzuwenden. Dabei wird die dezentrale Energieversorgung als ein Energiesystem verstanden, das das heutige Energieversorgungssystem zumindest ergänzen kann. Folgende zentrale Fragestellungen dienen in dieser Arbeit als Leitfaden:

- Kann und darf die Energieversorgung als ein rein technisches System bei der Lösung zukünftiger Energieversorgungsprobleme verstanden werden?
- Was sind dezentrale Energieversorgungsstrukturen und welchen Beitrag können sie zur Lösung zukünftiger Energieversorgungsaufgaben leisten?
- Wie können Untersuchungsaufgaben im Bereich der konzeptionellen Systemforschung für den Energiebereich methodisch sinnvoll bearbeitet werden?
- Welche Parameter und Wechselwirkungen sind für eine technische und ökologische Potenzialabschätzung von dezentralen Energieversorgungsstrukturen wichtig?
- Welches technische und ökologische Potenzial bietet die dezentrale Energieversorgung?

### 1.3 Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit

Das nachfolgende Kapitel dient der Vorstellung der heutigen Situation der Energieversorgung. Problemfelder werden aufgezeigt, die die Beschäftigung mit dieser Thematik rechtfertigen. Gleichzeitig wird in diesem Kapitel der Grundstein für die nachfolgenden Betrachtungen der dezentralen Energieversorgung gelegt. Die Einteilung in die vier Umfelder Ökologie, Politik, Ökonomie und Gesellschaft dient der Darstellung der Komplexität des Themas und zur Verdeutlichung, dass die Energietechnik nicht allein als eine technische Disziplin verstanden werden kann. Es wird gezeigt, dass eine Energiewende mittel- bis langfristig unumgänglich ist.

In Kapitel 3 wird die dezentrale Energieversorgung als ein möglicher Lösungsansatz vorgestellt. Dafür wird die dezentrale Energieversorgung definiert, der Aufbau und wichtige technische Aspekte werden ausführlich beschrieben. Hierbei orientieren sich die Ausführungen bereits an den Erfordernissen für den Modellbildungsprozess. Zur Vervollständigung und Systemabgrenzung wird auch der Begriff des „verteilten Kraftwerks“ näher erläutert und Aspekte der Versorgungsqualität und Systemsicherheit betrachtet. Die Herausforderungen für Unternehmen im Geschäftsfeld der dezentralen Energieversorgung und daraus abgeleitete Notwendigkeiten der Systemanalyse werden dargestellt.

Das Kapitel 4 dient der Herleitung und Beschreibung der möglichen Analysemethoden. Es werden verschiedene Analysewerkzeuge vorgestellt und vor dem Hintergrund des Anwendungsbereichs der konzeptionellen Systemforschung bewertet. System Dynamics wird als ein geeignetes computergestütztes Modellierungskonzept eingeführt.

Das darauf folgende Kapitel beschäftigt sich mit der konkreten Anwendung von System Dynamics im Kontext der dezentralen Energieversorgung zur Untersuchung des technischen und ökologischen Potenzials. Hierzu werden die Entwicklung und der Aufbau des Modells DEV beschrieben. Modellierungsziel, Rahmenbedingungen und Voraussetzungen werden erläutert, die Systemelemente und -parameter werden definiert und dargestellt. Betrachtungen zu Modellvalidierung und -verifikation und den Anwendungsmöglichkeiten runden das Kapitel ab.

In Kapitel 6 werden die Einschränkungen und Grenzen des Modells diskutiert. Kapitel 7 beschäftigt sich mit der Erklärung und Auswertung von Simulationsergebnissen, die auf Basis von zuvor definierten Versorgungsszenarien berechnet werden. Dies dient der Darstellung der Leistungsfähigkeit des Modells und der Diskussion technischer und ökologischer Potenziale des Konzepts der dezentralen Energieversorgung.

In der Zusammenfassung werden die gewonnenen Ergebnisse und Erkenntnisse resümiert. Dabei wird auf die zentralen Fragestellungen aus Kapitel 1.2 Bezug genommen. Der Ausblick vermittelt einen Eindruck über mögliche weiterführende Arbeiten und Forschungsansätze.

## 2 Aspekte zentraler Energieversorgung

Das bisherige Energieversorgungssystem wurde für die Aufgabe entwickelt, mit wenigen großen, zentral orientierten Energieumwandlungsanlagen (EUA) eine große Zahl von räumlich verteilten Verbrauchern zuverlässig und kostengünstig mit Energie zu versorgen. Dieses zentrale Energieversorgungssystem ist historisch gewachsen und hat in den zurückliegenden Jahrzehnten seine Zuverlässigkeit unter Beweis gestellt. Bis vor einigen Jahren noch wurde dieses System von Energieversorgungsunternehmen (EVU) betrieben und unterhalten, die in geschützten, monopolistischen Märkten für die gesamte Versorgungskette zuständig waren, von der Erzeugung und Übertragung bis hin zur Verteilung an den Endkunden. Für den Transport der Energieträger wurden entsprechende Infrastrukturen aufgebaut, zum Beispiel das elektrische Übertragungs- und Verteilungsnetz für den Transport elektrischer Energie, oder die Beförderungstechnologien für Kohle, Gas und Kraftstoffe. Die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung wurde durch technische Vorkehrungen und konstruktive Maßnahmen garantiert.

Nachfolgend wird die zentrale Energieversorgung näher vorgestellt. Ausgewählte Problemfelder dieses Energiesystems werden beschrieben.

### 2.1 Aufbau zentraler Energieversorgung

Das zentrale Energieversorgungssystem ist durch Großkraftwerke gekennzeichnet, die eine Vielzahl räumlich verteilter Verbraucher mit elektrischer und bei vorhandenem Wärmenetz auch mit thermischer Energie versorgen. Dabei kommen fossil befeuerte Dampfkraftwerke wie zum Beispiel Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, GuD-Kraftwerke (Kombination von Gas- und Dampfkraftwerk) sowie Wasserkraftwerke zum Einsatz. Die Wärme kann über eventuell vorhandene Fern- und Nahwärmenetze übertragen werden. Der Strom wird mittels elektrischer Übertragungs- und Verteilnetze über viele Kilometer zu den Endkunden transportiert (Bild 2.1).

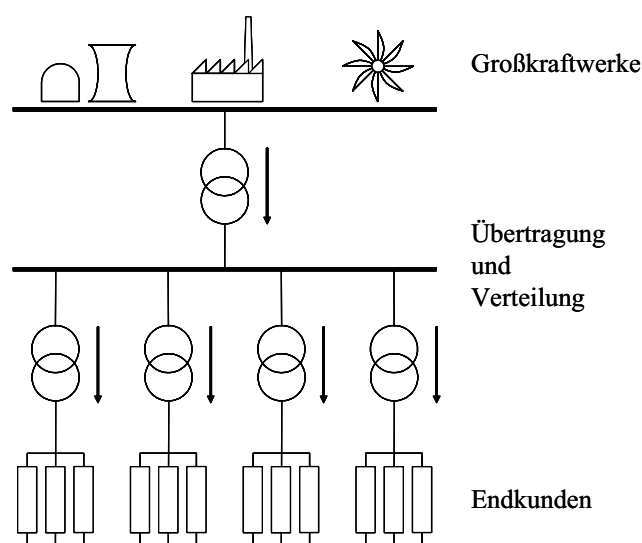


Bild 2.1: Struktur zentral geführter elektrischer Energieversorgung

Das elektrische Übertragungs- und Verteilnetz besteht dabei aus dem Höchst- (220 und 380 kV), Hoch- (60 bis 110 kV), Mittel- (6 bis 60 kV) und Niederspannungsnetz (0,4 kV) mit einer Gesamtlänge von über 1,6 Mio. km bezogen auf Deutschland [VDN, 05a]. Es herrscht eine klar definierte Energieflussrichtung (Einbahnstraßenprinzip), von den Kraftwerken zum Endkunden. Die zentrale Energieversorgung ist gekennzeichnet durch eine vertikale Netznutzung.

Der Inlandsverbrauch an elektrischer Energie über alle Verbrauchergruppen in Deutschland liegt bezogen auf das Jahr 2004 bei 527,7 TWh. Berücksichtigt man die Verluste, Eigenverbrauch der Kraftwerke und Pumpstromverbrauch in Höhe von 74,4 TWh, die Ausfuhr elektrischer Energie (51,5 TWh), sowie den Import elektrischer Energie (44,2 TWh), so lässt sich eine Inlandserzeugung von 609,4 TWh errechnen [BMWI, 06]. Da eine großtechnische Speicherung elektrischer Energie in diesen Größenordnungen aus ökonomischen und technischen Gründen nicht möglich ist, wird das elektrische Energieversorgungssystem unter der Randbedingung eines ständigen Gleichgewichts zwischen eingespeister und entnommener Energie betrieben (Bild 2.2). Das bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt nur soviel elektrische Leistung in das Netz eingespeist werden darf, wie einschließlich der Verluste umgesetzt wird. Um dieses zu gewährleisten werden die Arbeitspunkte der Kraftwerke unter Berücksichtigung der Stabilität des Gesamtsystems ständig dem aktuellen Leistungsbedarf angepasst, einzelne Kraftwerke fahren im Teillastbetrieb oder werden ganz abgeschaltet.

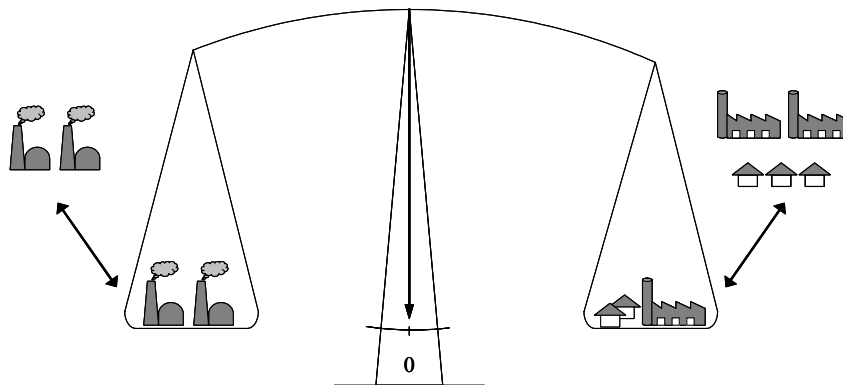


Bild 2.2: Gleichgewicht zwischen eingespeister und umgesetzter Energie, nach [Röthig, 97]

Weitere Merkmale der zentralen elektrischen Energieversorgung sind:

- optimale Auslastung der Netze
- hohe Produktqualität (das Produkt ist hierbei die elektrische Leistung bzw. die elektrische Energie)
- Schutztechnik mit hohem Sicherheitsanspruch existent
- ausreichend Redundanz bei vertretbarem Aufwand vorhanden
- entspricht weitgehend allen heutigen Anforderungen
- geringe Transportverluste (die elektrischen Netzverluste lagen im Jahr 2003 in Deutschland bei durchschnittlich 3,7 % über alle Netzebenen [Schröppel, 05])

## 2.2 Begriffe der Versorgungssicherheit

Obschon es in den letzten Jahren vermehrt Versorgungsunterbrechungen gegeben hat, gilt die zentral geführte Energieversorgung nach wie vor als ein System mit sehr hoher Versorgungssicherheit und Produktqualität. Weil eine Umstrukturierung des Energiesystems nicht einhergehen darf mit einem Verlust der Versorgungssicherheit, werden in diesem Abschnitt kurz Begriffe aus dem Bereich der Versorgungssicherheit näher erläutert (Bild 2.3).

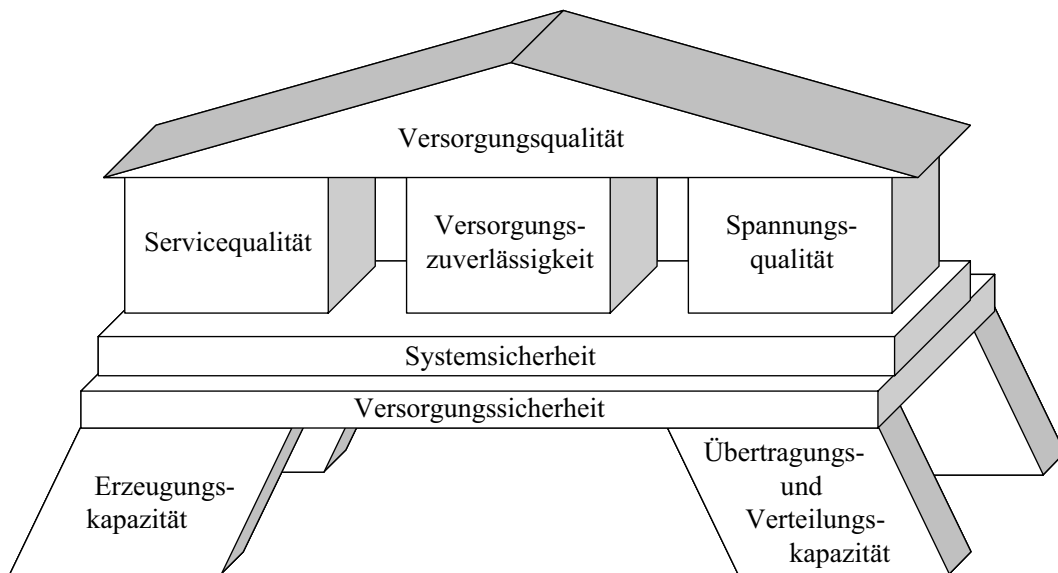


Bild 2.3: Begriffswelt der Versorgungssicherheit, nach [Schwan, 05]

Die Versorgungsqualität der Energieversorgung ist die Gesamtheit aller qualitätsbestimmenden Faktoren aus Kundensicht. Sie wird definiert über drei Komponenten [VDE, 06]:

- Versorgungszuverlässigkeit
- Spannungsqualität
- Servicequalität

Eine einheitliche Definition der Versorgungszuverlässigkeit existiert bisher nicht. An dieser Stelle wird die Beschreibung aus [VDE, 06] herangezogen: Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Versorgungssystems, unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter Energie an den Endkunden zu liefern. Die Versorgungszuverlässigkeit wird überwiegend über die Unterbrechungshäufigkeit (Einheit: 1/Jahr), die Unterbrechungsdauer (Einheit: Minuten) und die Nichtverfügbarkeit von elektrischer Energie (Einheit: Minuten/Jahr) auf Grund von Betriebsstörungen charakterisiert. Diese Werte werden üblicherweise als Jahresmittelwerte angegeben. Die Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik des Verbands der Netzbetreiber e. V. beim VDEW (VDN) zeigt, dass im Jahr 2004 in Deutschland die durchschnittliche Ausfallzeit wegen stochastischer Versorgungsunterbrechungen für einen Niederspannungskunden von zuvor rund 15 Minuten auf 22,9 Minuten pro Jahr und pro Kunde angestiegen ist. Störungen in Mittelspannungsnetzen führten zu Nichtverfügbarkeiten von 18,2 Minuten pro Kunde im Jahr 2004 [VDN, 05b]. Für das Jahr 2005 ist ein weiterer Anstieg zu erwarten. Damit liegt Deutschland im internationalen Vergleich auf Platz 1. Die Spannungsqualität wird durch die Einhaltung der Spannung in normbestimmten Bändern bei der Spannungshöhe und den

zeitlichen Verlauf der Spannung in einem festgelegten Muster gemäß DIN EN 50160 [DIN, 00] gekennzeichnet. Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität bestimmen die so genannte Produktqualität. Neben der Produktqualität ist die Servicequalität entscheidend für die umfassende Befriedigung der Kundenbedürfnisse. Die Servicequalität umfasst alle Phasen des Kundenkontaktes. Die Definition von Servicequalität ist somit abhängig von den individuellen Kundenbedürfnissen und von den Geschäftsprozessen des zuständigen Energieversorgers.

Grundlage für eine qualitativ hochwertige Versorgung ist der sichere Betrieb des gesamten Energieversorgungssystems. Dies wird gewöhnlich als Systemsicherheit bezeichnet. Danach sind jegliche Störeinflüsse auf das Gesamtsystem der Energieversorgung in jedem Last- und Erzeugungszustand sicher zu beherrschen, um signifikante Großstörungen zu vermeiden [Mittendorf, 05].

Im Hinblick auf die Bereitstellung elektrischer Energie müssen die Kraftwerke in der Lage sein, den Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Demgemäß bilden ausreichende Erzeugungskapazitäten sowie die Übertragungs- und Verteilungskapazitäten das Fundament der Versorgungssicherheit.

## 2.3 Ökologie

### 2.3.1 Emissionen und Klimawandel

91 % der Stromerzeugung in Deutschland basierte im Jahr 2004 auf fossilen Energieträgern. Dazu gehören im Wesentlichen Kernenergie (Uran), Stein- und Braunkohle sowie Erdgas (siehe Bild 2.4). Die Nutzung von Wasser- und Windenergie als wichtigste erneuerbare Energien lag bei 8,6 %. Der Anteil der fossilen Energieträger an der Wärmebereitstellung lag über 95,9 % [BMWI, 06]. Hauptursache für den bisher geringen Anteil erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung sind die geringe Energiedichte und die eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit. Dem stehen Vorteile wie eine nach menschlichem Ermessen unbegrenzte mengenmäßige Verfügbarkeit, geringe Umweltbelastung, dezentrale Nutzbarkeit vor Ort und geringere Brennstoffkosten gegenüber.

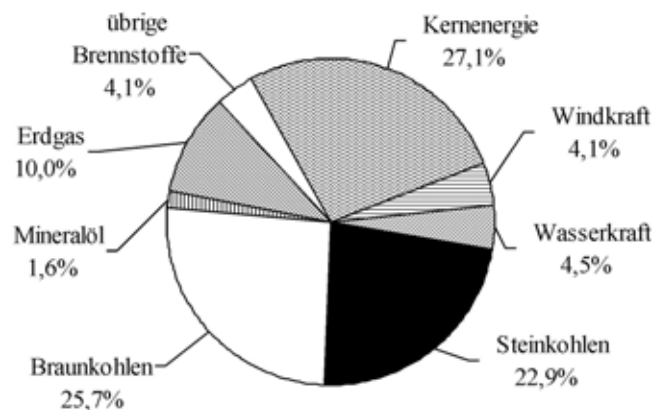


Bild 2.4: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 2004, Datenquelle: [BMWI, 06]

Die Nutzung dieses auf fossilen Energieträgern aufgebauten Energieversorgungssystems führte zusammen mit dem gestiegenen Energieverbrauch und anspruchsvollen Endnutzerverhalten in den letzten Jahrzehnten nachweislich zu einem dramatischen Anstieg der Treibhausgas-Konzentration in der Atmosphäre. Beispielhaft sei an dieser Stelle das Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) genannt. Aufgrund der starken Korrelation zwischen CO<sub>2</sub>-Konzentration und Temperatur gilt unter Klimaforschern der globale Temperaturanstieg als Folge der CO<sub>2</sub>-Anreicherung (Bild 2.5). Prognosen sagen einen weiteren eklatanten Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentration voraus. Heutige Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Reduzierung können bestenfalls eine Stagnation der CO<sub>2</sub>-Konzentration bewirken [Watson, 01].

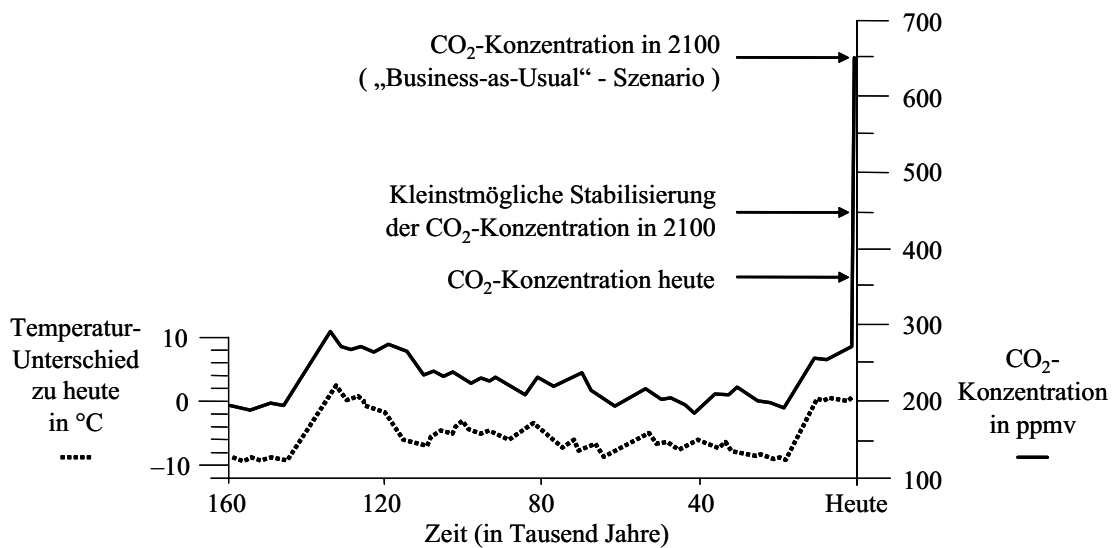


Bild 2.5: Korrelation zwischen CO<sub>2</sub>-Konzentration und Temperaturunterschied, nach [Watson, 01]

Der Temperaturanstieg der Atmosphäre hat enorme Konsequenzen für das Klima. So nahmen die Wetterextreme und Naturkatastrophen in den letzten Jahrzehnten drastisch zu. Mittlerweile konnten Wissenschaftler vom britischen Hadley Centre for Climate Prediction and Research nachweisen, dass ein direkter Zusammenhang zwischen der CO<sub>2</sub>-Konzentration der Luft und einem Anstieg der Meeresspiegel in der Pflanzenwelt begründet liegt [Haas, 06]. In CO<sub>2</sub>-reicher Luft sinkt die Verdunstungsrate der Pflanzen. Es bleibt mehr Wasser im Boden zurück und fließt in der Folge über die Flüsse ins Meer. Ebenso nehmen Gletscherschwund [VDI, 06] und Sommerstürme stetig zu, der Prozess der Desertifikation in Afrika scheint unaufhaltsam [GTZ, 03]. Der Klimawandel schreitet schneller voran, als viele Meteorologen vorausberechnet haben. Katastrophen wie das Elbhochwasser im August 2003 oder im April 2006 und weitere Wetterextreme sind auch in Deutschland keine Seltenheit mehr. Die Münchner Rückversicherungsgesellschaft verzeichnet aufgrund von Naturkatastrophen für das Jahr 2005 einen volkswirtschaftlichen Schaden in Höhe von 212 Mrd. US-Dollar, Tendenz steigend. Während der letzten 10 Jahre sind bei 57 registrierten Ereignissen Gesamtschäden in Höhe von 575,2 Mrd. US-Dollar entstanden. Im Vergleich dazu liegen diese Werte für die Jahre 1950 bis 1959 bei 21 Ereignissen und 48,1 Mrd. US-Dollar [Münchener, 06]. Alle Regionen der Erde werden mit massiven Auswirkungen auf ihre Wirtschafts- und Ökosysteme konfrontiert sein.

Nicht nur CO<sub>2</sub>-Emissionen sind verantwortlich für die gestiegenen Umweltbelastungen. Neben weiteren Treibhausgasen und Luftschadstoffen reihen sie sich ein in eine lange Liste von Umweltbelastungsfaktoren. So spielen ebenso Flächenverbrauch, chemische Belastungen, physikalische Beeinträchtigungen, verschiedenartige Strahlungen, Stör- oder Unfälle, Ressourcenverbrauch und andere anthropogene Einflüsse auf die Ökosphäre eine entscheidende Rolle bei der Bewertung der Umweltbelastungen durch den Betrieb des bisherigen Energieversorgungssystems.

Durch die Festlegung von CO<sub>2</sub>-Minderungszielen im Kyoto-Protokoll vom Dezember 1997 [Kyoto, 97] ist ein erster Schritt getan, dem Klimawandel zu begegnen. Weitere Schritte folgen, wie zum Beispiel die nationalen und internationalen Richtlinien zum Emissionshandel. Zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist eine Umstrukturierung des Energiesystems unerlässlich. Neben rationellere Energieverwendung und Energieeinsparung auf Verbraucherseite müssen langfristig kohlenstoffreiche fossile Energieträger durch CO<sub>2</sub>-neutrale Energieformen wie erneuerbare Energien ersetzt werden. Höhere Brennstoffnutzungsgrade bzw. reduzierte Primärenergieaufwände bei verminderten Übertragungsverlusten müssen ein weiteres Ziel sein.

### 2.3.2 Ressourcenverbrauch

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ist in den letzten Jahrzehnten enorm angestiegen. Während im Jahr 1950 der weltweite PEV bei etwa 100 EJ lag, ist er bis heute (2001) um den Faktor 4,5 angestiegen (Bild 2.6). Im Jahr 2003 betrug der weltweite PEV 442,9 EJ, Deutschland liegt mit 14,5 EJ innerhalb Europas vorne [BMWI, 06]. In den letzten drei Jahrzehnten stieg der weltweite PEV um ca. 70 %. Dabei war der Zuwachs bei Erdöl und Erdgas besonders stark ausgeprägt, während der Verbrauch von Kohle stagnierte. Die International Energy Agency (IEA) erwartet in ihrer Prognose (Referenz-Szenario, Business-as-Usual-Szenario) bis zum Jahr 2030 einen weiteren Anstieg des PEV um 51 % [IEA, 05]. Nach einer Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln in Zusammenarbeit mit der Prognos AG steigt der Weltenergiebedarf bis zum Jahr 2030 sogar um 60 % [Schulz, 05].

Bei Betrachtung der statischen Reichweiten fossiler Energieträger (Bild 2.7) gelangt man zu der Erkenntnis, dass gerade in der Europäischen Union (EU) und in Deutschland ein Nachdenken über das heutige Energieversorgungssystem unumgänglich ist. Auch der Rohstoff Uran für die Nutzung der Kernenergie hat eine statische Reichweite von nur 42 Jahren [Gerling, 02].

Demgemäß stellt sich die Frage, wie lange die fossilen Rohstoffreserven, also die zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte, noch zur Deckung des stetig wachsenden Energiebedarfs herangezogen werden können. Die Ungewissheit der Reichweiten und Verfügbarkeiten von fossilen Energieressourcen zwingt zu neuem Denken in der Energieversorgung und -nutzung. Die Reserven fossiler Energieträger wie Kohle, Erdgas oder Erdöl sind endlich und müssen auch schon aus wirtschaftlichen Gründen in naher Zukunft durch Alternativen substituiert werden, da die Schere aus steigender Nachfrage und sinkendem Angebot immer weiter auseinander geht.



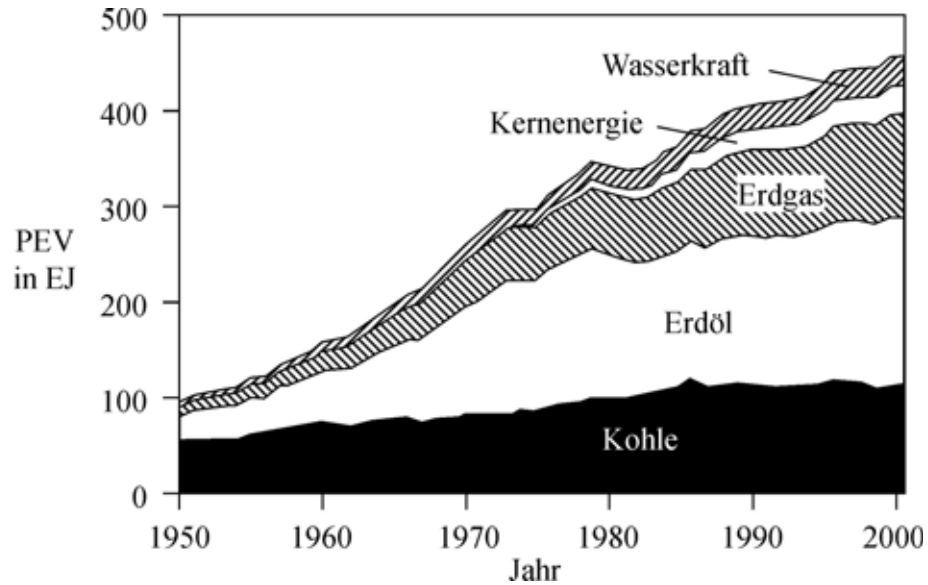


Bild 2.6: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs weltweit ohne Biomasse, nach [Gerling, 02]

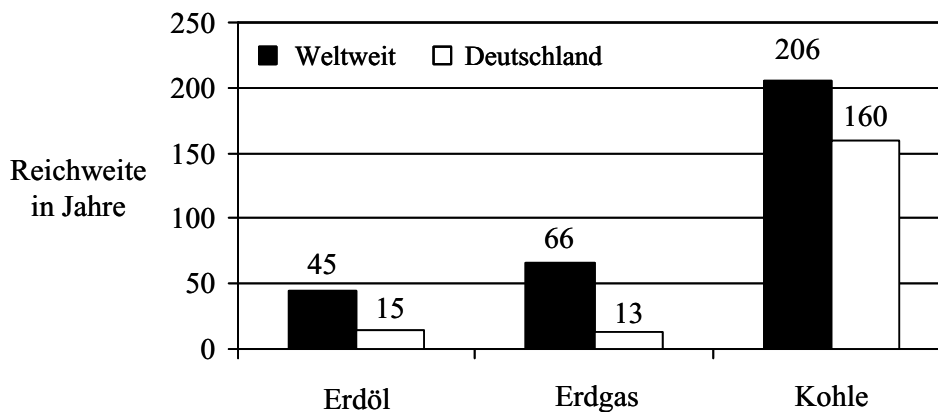


Bild 2.7: Statische Reichweite fossiler Energieträger bei gegenwärtiger Förderung, Datenquellen: [BMWI, 05], [BMWI, 06]

## 2.4 Politik

### 2.4.1 Liberalisierung und Entbündelung

Geänderte politische Rahmenbedingungen auf nationaler und internationaler Ebene führte zur Aufhebung der Gebietsmonopole und die unternehmerische Trennung entsprechend der Versorgungsaufgaben Erzeugung, Übertragung und Verteilung (Entbündelung, Unbundling). Damit wurden erste Schritte zur Umstrukturierung des Energieversorgungssystems unternommen. Die Liberalisierung führte zu einem Wettbewerb auf dem Energiemarkt, es bildeten sich Marktplätze und Börsen für Energie. Mit der Einführung des Wettbewerbs steht damit jedem Endkunden das Recht auf freie Wahl seines Energielieferanten zu. Den Netzbetreiber kann der Endkunde hingegen nicht frei wählen. Die Netze bilden ein natürliches Monopol, da es volkswirtschaftlich ineffizient ist, die Leitungen zur Belieferung eines Endkunden zu duplizieren. Bild 2.8 zeigt die Entbündelung der einzelnen Aktivitäten eines

Energieversorgers. Im gültigen Netzzugangsmodell, das zum Beispiel im nationalen Energierecht für Deutschland [Energierecht, 06] fixiert ist, wird die Bereitstellung der Netzinfrastruktur (Netznutzung) vollständig vom gelieferten Produkt getrennt. Das bedeutet eine vollständig entkoppelte Betrachtung von geliefertem Produkt (Energie und Leistung) und dem Transportweg (Netz) bzw. Entkopplung von Lieferant und Netzbetreiber.

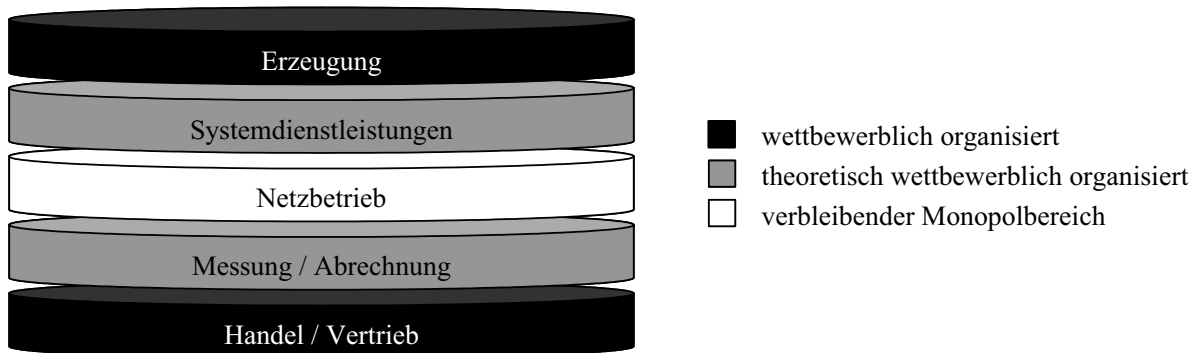


Bild 2.8: Entbündelung entsprechend der Versorgungsaufgabe, nach [Theobald, 03]

Seit Beginn der Liberalisierung sahen sich die EVU betriebswirtschaftlichen Randbedingungen ausgesetzt, die zum Rückgang von Investitionen führte. Der daraus resultierende mangelnde Ausbau von Übertragungsnetzen und ausbleibende Investitionen in neue Großkraftwerke führten in der jüngeren Vergangenheit bei wachsender Energienachfrage immer öfter zu Versorgungsengpässen. Mit weniger Kraftwerksreserven werden die Übertragungssysteme immer häufiger an ihrer Stabilitätsgrenze betrieben. In letzter Konsequenz kommt es zu Blackouts, wie zum Beispiel im September 2003 in Italien [Berger, 04] und weitere in USA, Kanada, Dänemark, Schweden und Großbritannien [VDE, 03].

### 2.4.2 Importabhängigkeit

Eine Konsequenz aus dem Energieträgerdefizit in Deutschland und in der EU war in den vergangenen Jahren die Erhöhung der Energieimporte. Die derzeitige Importabhängigkeit der EU liegt bei 50 %. Die EU geht davon aus, dass unter derzeitigen Bedingungen der Energiebedarf der EU in den nächsten 25 Jahren zu 70 % durch Importe gedeckt werden muss. Die Abhängigkeit von Erdgaseinfuhren soll sich dabei auf 80 % erhöhen, der Erdölimport wird mit 90 % geschätzt [EU, 06], [ew, 06].

Die Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung ist im Zeitablauf beständig gestiegen. Im Jahr 2004 lag die Importabhängigkeit Deutschlands bei 73 %, Tendenz steigend [Gerling, 05]. Je nach Energieträger ist dieser Prozentsatz unterschiedlich. Bei Mineralöl liegt die Importabhängigkeit bei 97 %, Erdgas wird zu 82 % eingeführt, Steinkohle liegt bei 60 % und Uran wird vollständig importiert (Bild 2.9).

Eine hohe Abhängigkeit von Energieträgerimporten ist angesichts steigender Rohstoffpreise für eine Volkswirtschaft äußerst unvorteilhaft. Ferner liegen viele Energierohstoff-Lagerstätten in politisch instabilen Ländern. Der Aufbau eines sich selbst tragenden Energieversorgungssystems ist langfristig für einen funktionierenden Wirtschaftsstandort unerlässlich.

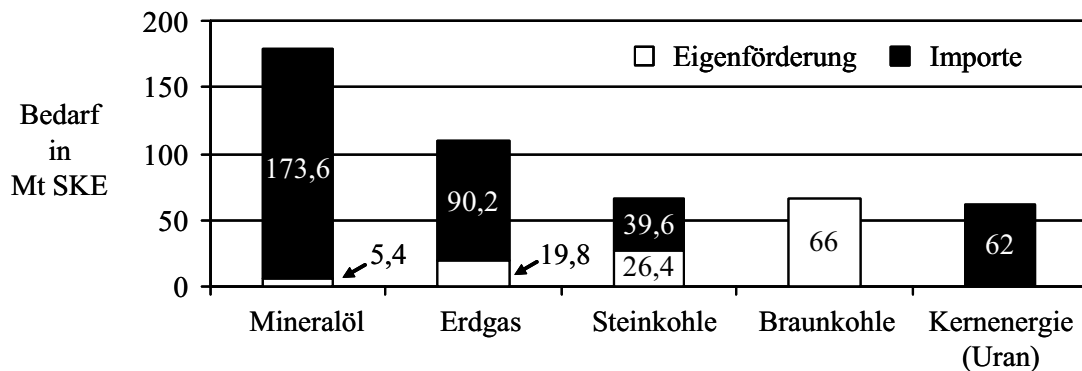


Bild 2.9: Importabhängigkeit und Selbstversorgungsgrad Deutschlands 2004, Datenquelle: [Gerling, 05]

### 2.4.3 Gesetzgebung und Änderung der Kraftwerksstruktur

Bereits im Jahr 1997 wurde durch die EU-Kommission in der Direktive KOM(1997) 514 festgelegt, dass der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung von 9 % im Jahr 1994 auf 18 % im Jahr 2010 steigen soll. 2001 vereinbarte die EU, dass bis 2010 der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen am gesamten Stromverbrauch 22,1 % betragen soll. Als Richtziel für den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten PEV wurden 12 % vereinbart [EU, 01]. 2003 wurde weiter festgelegt, dass bis 2010 mindestens 5,75 % aller Otto- und Dieselmotoren für den Verkehrssektor durch Biokraftstoffe gedeckt werden sollen [EU, 03b]. Jedes Land der EU hat dazu konkrete Vorgaben bekommen. Dennoch wird die EU bei einer Fortsetzung der bisherigen Trends alle Ziele um 1-2 Prozentpunkte verfehlen [EU, 06].

In Deutschland liegt der Anteil der erneuerbaren Energien (Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Photovoltaik und Geothermie) an der Stromerzeugung im Jahr 2004 bei 9,07 %, ihr Anteil beim PEV liegt bei 3,6 % [BMWI, 06]. Die Bundesregierung in Deutschland hat sich für den Ausbau der erneuerbaren Energien folgende Ziele gesetzt [Böhme, 06], [Krewitt, 06a]:

- Verdopplung ihres Anteils am Stromverbrauch von rund 6,25 % im Jahr 2000 auf mindestens 12,5 % im Jahr 2010. Bis zur Mitte des Jahrhunderts soll der Anteil bei rund 50 % liegen.
- Verdopplung ihres Anteils am gesamten PEV von rund 2,1 % im Jahr 2000 auf mindestens 4,2 % im Jahr 2010.

Bei der Erfüllung dieser Ziele sollen nationale Gesetzgebungen helfen. Durch die Verabschiedung des Gesetzes für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWModG) im Jahr 2002, des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) im Jahr 2004 und die Novellierung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Energiewirtschaftsgesetz EnWG) im Jahr 2005 wurde in Deutschland der Netzzugang von kleinen Energieumwandlungsanlagen, vorwiegend basierend auf erneuerbaren Energieträgern und KWK, bei garantierten Einspeisevergütungen ermöglicht und gefördert. Der von der

Bundesregierung Deutschland in Abstimmung mit den Energieversorgungsunternehmen eingeleitete Ausstieg aus der Kernenergie als Konsequenz aus gesellschaftlichen Bedürfnissen und Prozessen wirft zusätzliche Fragen bezüglich der zukünftigen Energieversorgung auf. Bis Mitte der 2020er Jahre soll die installierte Kernkraftwerksleistung von über 21.000 MW vollständig vom Netz gehen [Ziesing, 03].

Ferner wird es altersbedingt zu umfangreichen Stilllegungen konventioneller Wärmekraftwerke kommen. Bei Stilllegung nur des ältesten Teils der installierten Kraftwerksleistung beträgt bis 2010 der Ersatzbedarf etwa 35.000 MW. Bis 2030 werden voraussichtlich weitere konventionelle Kraftwerkskapazitäten mit einer Gesamtleistung von bis zu 30.000 MW das Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer erreichen. Zusammen mit den wegfallenden Kernkraftwerkskapazitäten besteht also bis 2030 ein Substitutionsbedarf von etwa 80.000 MW. Bei einer im Jahr 2000 insgesamt in Deutschland installierten Kraftwerksleistung von etwa 120.000 MW entspricht das immerhin 66 % [Ziesing, 03].

## 2.5 Ökonomie

### 2.5.1 Energiepreise und Bruttoinlandsprodukt

Die Preise für Energierohstoffe steigen. In der EU haben sich die Preise für Erdöl und Erdgas in den letzten zwei Jahren fast verdoppelt. Die Strompreise folgen dieser Entwicklung. Ende 2005 lag der Preis für Weltmarktrohöl bei 55 US-Dollar pro Barrel, der Gaspreis lag bei 23 Euro pro MWh. Ende 2005 kostete Weltmarktkohle 52 US-Dollar pro Tonne [Scherbeck, 05]. Dies bereitet den Endkunden erhebliche wirtschaftliche Schwierigkeiten. Angesichts der steigenden weltweiten Nachfrage nach fossilen Brennstoffen, stark beanspruchter Versorgungsketten und der zunehmenden Importabhängigkeit ist weiter mit steigenden Erdöl- und Erdgaspreisen zu rechnen.

Die wirtschaftliche Produktivität eines Landes ist gekoppelt mit dem Bedarf an Energie. Schließlich erfordert die Herstellung von Investitionsgütern Energie, allgemein Rohstoffe. Die Rechnung ist einfach: Je höher die Kosten für Energie und Rohstoffe sind, umso teurer werden die Produktionsgüter. Maß für die wirtschaftliche Produktivität eines Landes ist das Bruttoinlandsprodukt (BIP), also der Wert aller Waren und Dienstleistungen, die in einem Jahr innerhalb der Landesgrenzen einer Volkswirtschaft durch In- und Ausländer produziert wurden [Heinloth, 03]. 2005 betrug in Deutschland im Mittel bei einem BIP von 2.138 Mrd. Euro der Primärenergieverbrauch 3,95 Mrd. kWh [BMWI, 06], also 1,85 kWh pro 1 Euro. Das bedeutet, dass die Produktion von Gütern und Dienstleistungen im Mittel 1,85 kWh Primärenergie pro ein Euro des erwirtschafteten BIP benötigt.

In den letzten Jahren hat eine Entkopplung von Primärenergiebedarf und BIP eingesetzt. Konkret bedeutet das, dass die Produktion von Gütern und Dienstleistungen weniger Primärenergie pro BIP benötigt. Im Vergleich zum Jahr 2005 betrug der Quotient aus Primärenergieverbrauch und BIP im Jahr 1990 noch 2,41 kWh pro Euro (Bild 2.10). Wichtigste Triebkraft für diese Entkopplung ist die wachsende Energieproduktivität als Folge einer gestiegenen Energieeffizienz im Bereich Energiebereitstellung und -nutzung. Pro Nutzeneinheit wird weniger Energie benötigt.

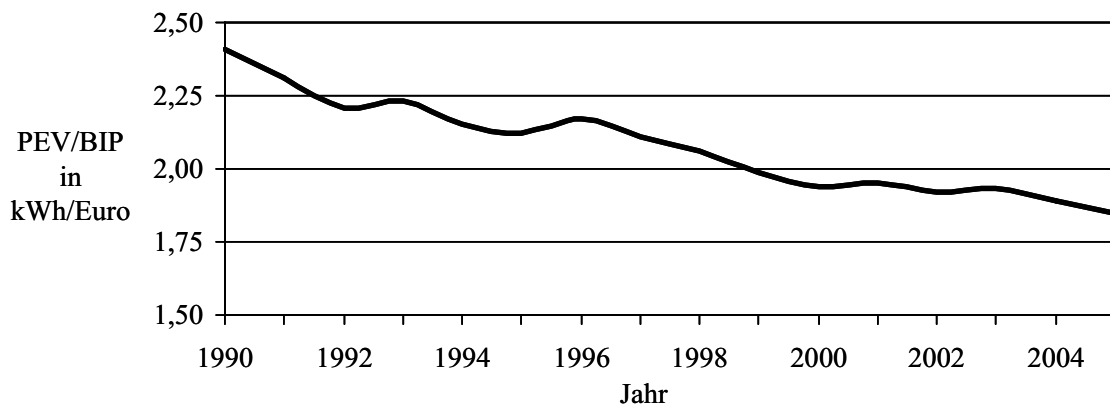


Bild 2.10: Entkopplung von Primärenergieverbrauch und BIP

Wie intensiv die Preise der Energierohstoffe auch auf politischer Ebene beobachtet werden, zeigen zum Beispiel in der Vergangenheit zahlreiche Bemühungen verschiedener Länder, bei stark gestiegenen Rohölpreisen bei der Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC) zu intervenieren. Dies verdeutlicht trotz der Entkopplung zwischen Primärenergieverbrauch und Wirtschaftswachstum die Bedeutung der Energiepreise für einen Wirtschaftsstandort.

### 2.5.2 Externe Kosten

Schon heute stehen kriegerische Auseinandersetzungen zur militärischen Sicherung von Rohstoff- und Energiereserven auf der Tagesordnung [Follath, 04]. Gerne werden riesige Kosten - nicht selten zu Lasten der Bevölkerung eines Staates - auf sich genommen, um dem Bedürfnis nach Wohlstand in der heutigen Definition gerecht zu werden. Dabei übersteigen die Kosten für die militärischen Maßnahmen den wirtschaftlichen Wert der Rohstoffe um ein Vielfaches. Die gesellschaftlichen und politischen Auswirkungen einer solchen Entwicklung sind heute noch nicht absehbar.

Der ökonomische Aspekt ist dabei nicht zu unterschätzen. Externe Kosten der Energiebereitstellung sind Kosten, die bei der Energiebereitstellung entstehen, jedoch nicht in den allgemein üblichen Marktpreisen enthalten sind. Zu den externen Kosten gehören die Folgen von Gesundheits-, Umwelt- und Klimaschäden, aber auch die Kosten für die sichere Förderung und den ungehinderten Transport der fossilen Energieträger in die Industriestaaten und Bergbauschäden [BWE, 03]. Zu den externen Kosten zählen zum Beispiel:

- soziale Kosten (Gesundheitsschäden, Materialschäden und Ernteverluste)
- politische Kosten (politische und militärische Sicherung der Rohstoffzugänge, Kriege um Rohstoffreserven, Abhängigkeit vom Weltmarkt)
- Umweltkosten (Versauerung und Eutrophierung von Ökosystemen, Treibhauseffekt, Klimawandel, weltweite Umweltzerstörung, Smog, Naturkatastrophen)
- nukleare Kosten (Endlagerung von Altmüll für 25.000 Jahre, Gefahr atomarer Unfälle, Verbreitung spaltbaren Materials)

Externe Kosten werden nicht vom eigentlichen Verursacher sondern von der Allgemeinheit getragen und tauchen daher nicht in den üblichen Stromgestehungskosten auf. Bis heute wurden verschiedene Ansätze verfolgt, die externen Kosten zu beziffern [Friedrich, 97], [Krewitt, 02], [BEE, 05], [Bickel, 05], [Krewitt, 06b]. Bei der Abschätzung und Bewertung von externen Kosten führen noch vorhandene Wissenslücken an vielen Stellen zu erheblichen Unsicherheiten. Diese sind besonders dort groß, wo mit potentiell großen Schäden zu rechnen ist. Insofern gibt es variierende, sicherlich auch interessengebundene Angaben über die externen Kosten von Energieversorgungssystemen. Es werden jedoch große Anstrengungen unternommen, die Berechnung von externen Kosten transparenter zu gestalten und methodisch fundierter durchzuführen, um verlässliche Aussagen zu erhalten.

Zum Beispiel werden die Militärkosten für den Golf-Krieg 1991 auf 102 Mrd. US-Dollar geschätzt, davon hat Deutschland 17 Mrd. US-Dollar getragen. Eine monetäre Bewertung der externen Kosten des Treibhauseffektes ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, Schätzungen geben eine Bandbreite von 25 bis 600 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> an [BEE, 05].

In Tabelle 2.1 sind die externen Kosten einiger Energieumwandlungstechnologien nach [EU, 03a] dargestellt. Bei der Kernenergienutzung ist die Versicherung von Reaktorkatastrophen nicht mit einbezogen. Würden diese Kosten berücksichtigt, so erhält man für die Kernenergienutzung externe Kosten von 180 Cent pro kWh [Enquete, 95], [BEE, 05]. Zusätzlich entstehen Kosten durch weitere anthropogene Umwelt- und Gesundheitsschädigungen, die sich noch gar nicht beziffern lassen.

Tabelle 2.1: Externe Kosten der Stromerzeugung [EU, 03a]

Technologie	Kern-energie	Kohle	Öl	Erdgas	Photo-voltaik	Wind-energie
externe Kosten in Cent pro kWh	0,2	3-6	5-8	1-2	0,6	0,05

Die Bedeutung der externen Kosten wird in Zukunft weiter zunehmen. So wurden zum Beispiel seit Anfang 2005 durch die Einführung des Emissionshandels mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten erste Schritte unternommen, die externen Kosten zu internalisieren. Gemäß Kyoto-Protokoll sind in Zukunft Zertifikatehandel mit weiteren klimaschädlichen Gasen geplant.

## 2.6 Gesellschaft

### 2.6.1 Demographie und Energieverteilung

Die demographische Entwicklung der Weltbevölkerung hat sich in den letzten Jahrhunderten grundlegend geändert (Bild 2.11). Während die Anzahl der auf der Erde lebenden Menschen in den letzten Jahrtausenden annähernd konstant niedrig geblieben ist, explodiert sie seit Beginn der Industrialisierung im 18. Jahrhundert.

Mit der demographischen Entwicklung korrespondiert auch der Energiebedarf der Weltbevölkerung (vgl. Bild 2.6). Betrachtet man ferner die momentane Verteilung der

Energierohstoffe auf die Weltbevölkerung, so ist bemerkenswert, dass der Großteil des Energiebedarfs auf die Industrieländer mit der geringsten Bevölkerungszahl entfällt (Bild 2.12).

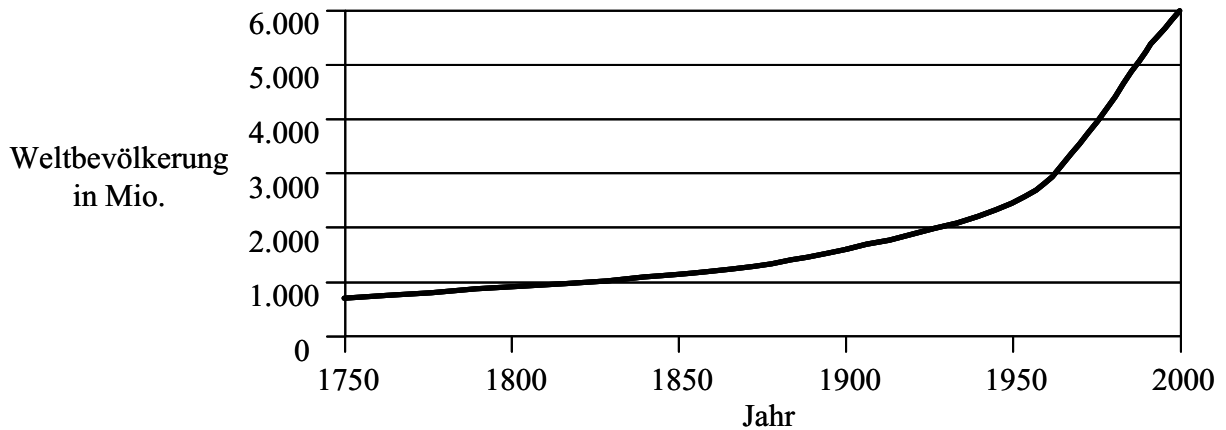


Bild 2.11: Demographische Entwicklung weltweit seit Beginn der Industrialisierung, nach [Haberl, 02]

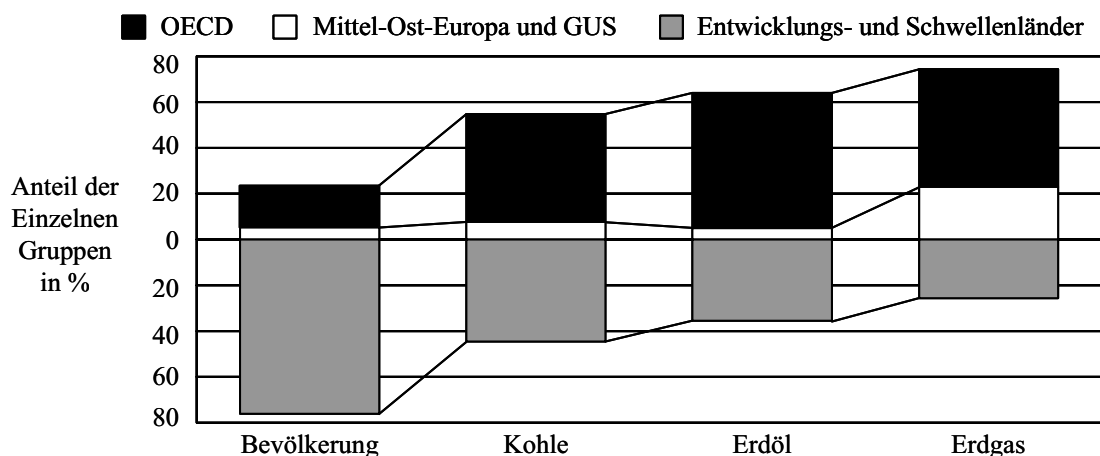


Bild 2.12: Anteil der verschiedenen Gruppierungen an der Weltbevölkerung und dem Verbrauch von Energierohstoffen, nach [Gerling, 05]

Auf die Entwicklungs- und Schwellenländer mit einem Bevölkerungsanteil von fast 80 % entfallen nur gut 40 % des Kohleverbrauchs, ein Drittel des Erdölverbrauchs und nur 13 % des Erdgasverbrauchs der Welt. Hingegen verbrauchen die OECD-Länder mit einem Bevölkerungsanteil von lediglich 17 % etwa 60 % des Erdöls, die Hälfte des Erdgases und über 40 % der Kohle [Gerling, 05].

Eine gesellschaftliche und wirtschaftliche Weiterentwicklung der Entwicklungs- und Schwellenländer vorausgesetzt, kann man angesichts der verbleibenden Rohstoffreserven erahnen, was dies für Auswirkungen auf die Energieversorgung der Weltbevölkerung haben wird.

## 2.6.2 Die Rolle der Gesellschaft

Die Unterstützung beziehungsweise die Ablehnung einer Technologie durch die Politik kommt in der Ausgestaltung von Gesetzen und Förderprogrammen zum Ausdruck. Die Werteorientierung innerhalb der Gesellschaft wird vor allem durch die allgemeine öffentliche Diskussion bestimmt. Im Bereich der Energieversorgung ist die öffentliche Diskussion stark von den Themen Schutz des Ökosystems und Sicherheit geprägt. Technologien, die als umweltgefährdend, risikoreich, sozial unverträglich oder als wenig nachhaltig angesehen werden, stoßen in der Umsetzung auf erhebliche Hindernisse. Die Akzeptanz von Energieformen durch die Bevölkerung ist zu einem wichtigen Kriterium geworden.

Als Beispiel wäre die Kernenergie zu nennen, die in erster Linie auf Grund von Akzeptanzproblemen zukünftig in Deutschland abgeschafft werden soll. So ergab eine vom Institut für Demoskopie Allensbach durchgeführte Studie zu Energieversorgung und Energiepolitik in Deutschland, dass Kernenergie als zukunftsfähige Energieform abgelehnt wird. Zwar glauben 45 % der Deutschen, dass Atomkraftwerke jederzeit genügend Strom liefern können, doch die Angst vor den Gefahren der Atomkraftwerke ist groß. Vor den unkalkulierbaren Abfällen und Atommüll fürchten sich jedoch 81 % der Deutschen, die Entsorgung von Atommüll sehen 71 % als Risiko und vor einem atomaren Unfall haben 49 % Angst [BPA, 03].

Auch Großprojekte im Bereich der Wasserkraft, zum Beispiel große Staudämme mit erheblichen Auswirkungen auf Bevölkerung, Umwelt und Klima, fallen in die Kategorie mangelnder Akzeptanz. Hier zeigen sich die Wechselwirkungen zwischen Gesellschaft und Politik [Mayrhuber, 02].

Ebenso hat der Einzelne Wünsche, Bedürfnisse und Ziele, die er gerne verwirklichen möchte und welche das Bild in der Gesellschaft prägen. In Bezug auf die Energieversorgung bedeutet dies eine lokale Versorgungssicherheit zu möglichst günstigen Konditionen. Drastischer als durch den amerikanischen Blackout im August 2003 oder durch die Versorgungsunterbrechung im Münsterland im Herbst 2005 konnte kaum die Bedeutung einer sicheren Energieversorgung in den Medien unterstrichen werden. Die Entkopplung von Wohlstand und Energieverbrauch ist unbedingt notwendig. Möglicherweise wird sogar in ferner Zukunft der Wohlstands begriff neu definiert werden müssen.

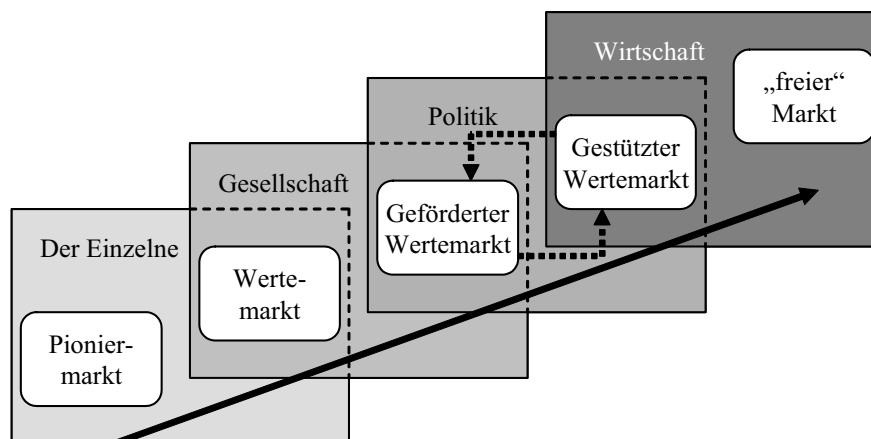


Bild 2.13: Entwicklung von Märkten, nach [Weller, 01]



Die Rolle der Gesellschaft wird bei der Einführung neuer Technologien am Markt besonders deutlich. Hierbei müssen verschiedene Stufen durchlaufen werden, bis sich neue Technologien endgültig durchgesetzt haben und wettbewerbsfähig sind (Bild 2.13). Ohne eine entsprechende Unterstützung seitens Einzelner und der Gesellschaft kann sich eine neue Technologie nicht etablieren.

## 2.7 Nachhaltigkeit

Der Begriff der Nachhaltigkeit entstammt ursprünglich der Forstwirtschaft des 18. Jahrhunderts. Er bezeichnete eine Form der Bewirtschaftung, bei der nicht mehr Holz genutzt wird als gleichzeitig wieder nachwachsen kann. Das Ziel der nachhaltigen Forstwirtschaft ist die Erhaltung des Grundbestandes zur Sicherung der zukünftigen Nutzung. In einer ökonomischen Deutung heißt dies, dass von den Zinsen und nicht vom Kapital gelebt werden muss.

Der Begriff der Nachhaltigkeit ist durch die Brundtland-Kommission 1987 das erste Mal in jüngerer Zeit aufgenommen worden und auf der UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro konkretisiert worden. Nachhaltigkeit ist eine Art des Wirtschaftens, bei welcher derzeitige Bedürfnisse befriedigt werden, ohne zukünftigen Generationen die Lebensgrundlagen zu entziehen [Walter, 01]. Nachhaltigkeit bedeutet eine ganzheitliche Sichtweise, nämlich den Blick zu öffnen vom Speziellen zum Weiten [Majer, 04]. Nachhaltigkeit ist gekennzeichnet durch langfristig orientiertes Denken und Handeln, um ein Fließgleichgewicht der natürlichen Ressourcen zu erreichen. Es wird ein gesellschaftlicher Wandlungsprozess angestrebt, der zu neuen Wertevorstellungen und Konsumgewohnheiten führen soll. Dabei müssen folgende Dinge beachtet werden:

- Die Nutzung einer Ressource darf auf Dauer nicht größer sein als ihre Regenerationsrate oder die Rate der Substitution aller ihrer Funktionen.
- Die Freisetzung von Stoffen darf auf Dauer nicht größer sein als die Tragfähigkeit der Umweltmedien oder als deren Assimilationsfähigkeit.
- Gefahren und unvermeidbare Risiken für den Menschen und die Umwelt durch anthropogene Einwirkungen sind zu vermeiden.
- Das Zeitmaß anthropogener Eingriffe in die Umwelt muss in einem ausgewogenen Verhältnis zu der Zeit stehen, die die Umwelt zur selbst stabilisierenden Reaktion benötigt.

Wie in den vorigen Ausführungen beschrieben, zeigt die heutige Energieversorgung deutliche Nachhaltigkeitsdefizite:

- globale Klimaerwärmung
- Wetterextreme und Naturkatastrophen
- steigende Umweltbelastungen
- Verknappung und Verteuerung der Reserven fossiler Energieträger
- nukleare Gefährdung

- sehr starkes Gefälle des Energieverbrauchs zwischen Industrie- und Entwicklungsländern
- Gefahr kriegerischer Auseinandersetzungen
- hohe externe Kosten

Der Ausstieg aus der Kernenergie, die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union, nationale und internationale Klimaschutzziele sowie die Ausrichtung der Energieversorgung am Leitbild der Nachhaltigkeit bilden große Herausforderungen. Nur eine Kombination von rationeller Energieverwendung und der Nutzung aller erneuerbaren Energiequellen zu wirtschaftlich sinnvollen Anteilen erlaubt ein gleichzeitiges Angehen aller Nachhaltigkeitsdefizite der heutigen Energieversorgung. Das Ergebnis wird ein neues Energiesystem sein, welches sich an Nachhaltigkeitskriterien, wie sie zum Beispiel in [Walter, 01] definiert wurden, messen lassen muss.

Es hat sich eine Interpretation von Nachhaltigkeit durchgesetzt, die - als „Drei Säulen-Konzept“ bezeichnet - eine Entwicklung versteht, die gleichrangig ökologische, ökonomische und gesellschaftliche Ziele in den Blick nimmt. Im Bereich der Energieversorgung spricht man vom energiepolitischen Zieldreieck (Bild 2.14), dessen Fläche im Sinne der Nachhaltigkeit optimalerweise maximiert werden sollte.

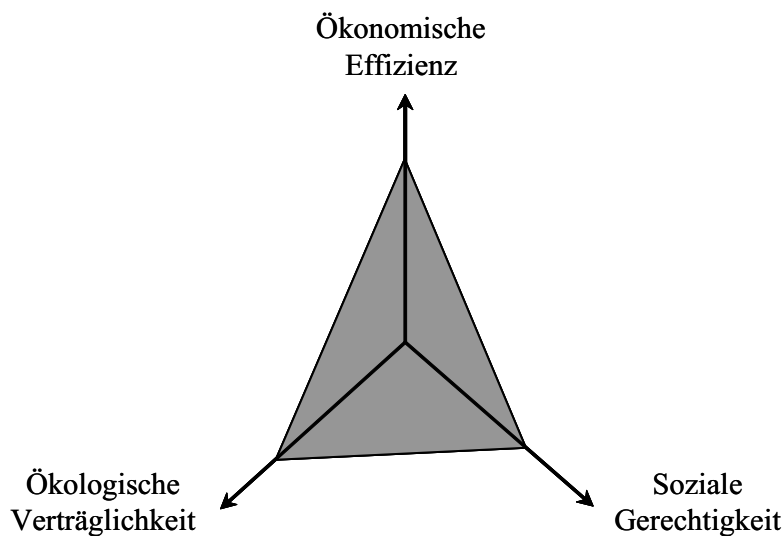


Bild 2.14: Energiepolitisches Zieldreieck der Nachhaltigkeit

Diesen energiepolitischen Zielen lassen sich grundsätzlich folgende Strategien zuordnen:

#### 1. Versorgungssicherheit (Gesellschaft):

- einheimische Ressourcen stärken und Ausbauen
- Importrisiken mildern / Importe langfristig sichern
- Energie sparsamer und rationeller nutzen (auch durch neue Technologien)
- technische Sicherheit der Leitungsnetze wahren

#### 2. Wirtschaftlichkeit (Ökonomie):

- kostengünstige und effiziente Energiebereitstellung für Industrie und Verbraucher schaffen
- Energieerzeugungsstandort Deutschland sichern
- Unternehmen der deutschen Energiebranche Chancen auf Auslandsmärkten öffnen

### 3. Umweltverträglichkeit (Ökologie):

- umweltbelastende durch umweltschonende Energieträger ersetzen, insbesondere zur Erreichung der Klimaschutzziele (vor allem erneuerbare Energien)
- Energie sparsamer und rationeller nutzen (auch durch neue Technologien)
- externe Kosten internalisieren

Eine Energiepolitik, die das Prädikat „Nachhaltigkeit“ verdient, wird sich daran messen lassen müssen, inwieweit es ihr gelingt, den Strategiemix in Maß und Zeit so zu gestalten, dass das energiepolitische Zieldreieck optimiert, nicht aber ein Ziel zu Lasten eines anderen maximiert wird.

## 2.8 Notwendigkeit zur Energiewende

Die vorangegangenen Ausführungen verdeutlichen, wie komplex das Fachgebiet der Energieversorgung ist. Wie keine andere technische Disziplin ist die Energieversorgung verknüpft mit Parametern aus Wirtschaft, Politik, Gesellschaft und Umwelt. Man kann ein Energiesystem nicht allein als eine rein technische Disziplin verstehen. Das Verhalten und die Prozesse dieses Systems können nur verstanden werden, wenn es in Verbindung mit seiner Umwelt, als Teil eines umfassenderen Systems gesehen wird. Dementsprechend ist die Energieversorgung als ein System, bestehend aus technischen, ökologischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Einflussfaktoren, ganzheitlich zu betrachten (Bild 2.15).

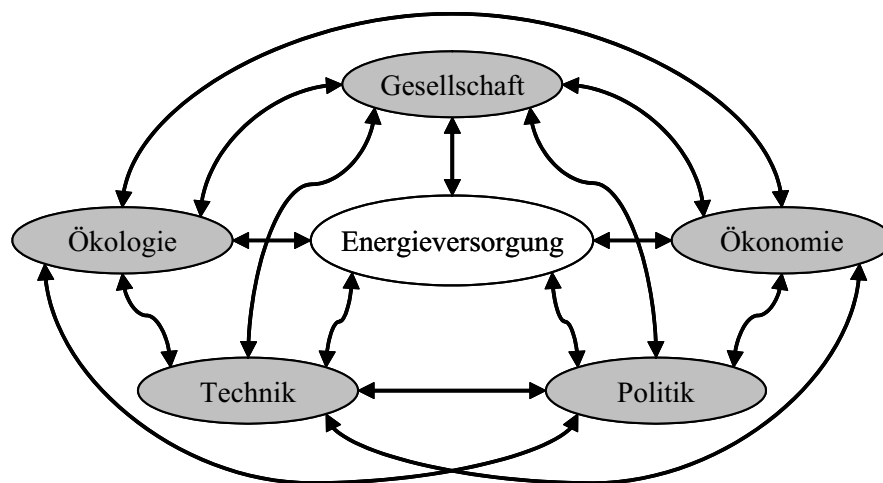


Bild 2.15: Energieversorgung als Teil eines übergeordneten Systems

Ferner wird durch die dargestellten Problemfelder und Entwicklungen offensichtlich, dass der Wandel zu einem neuen Energiesystem unumgänglich und von vielen Seiten bereits eingeleitet ist. Selbst wenn der Zeithorizont noch fern erscheint, so muss man sich schon heute mit der konzeptionellen Ausgestaltung dieses neuen Energiesystems beschäftigen. Es sind von Beginn an die Weichen in eine energiepolitische Richtung zu stellen, die unter heutigen Maßstäben als die richtige angesehen wird und auch sämtliche Möglichkeiten der Ausgestaltung und Weiterentwicklung bietet. Die heutigen Entscheidungen bestimmen, wie das Energiesystem in Deutschland und Europa bis zum Jahr 2050 aussehen wird.

Die Schaffung eines neuen Energiesystems sollte sich dabei an Nachhaltigkeitskriterien gemäß den energiepolitischen Zielen orientieren. Notwendig ist hierfür eine Energiewende, deren hauptsächliche Elemente mehr Energieeinsparung, mehr Energieeffizienz, der Ausbau erneuerbarer Energien und die Substitution fossiler Energieträger sind (Bild 2.16). Die Liberalisierung des Energiemarktes, der deutsche Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, die Förderung von erneuerbaren Energien und KWK müssen für die Durchsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung genutzt werden.

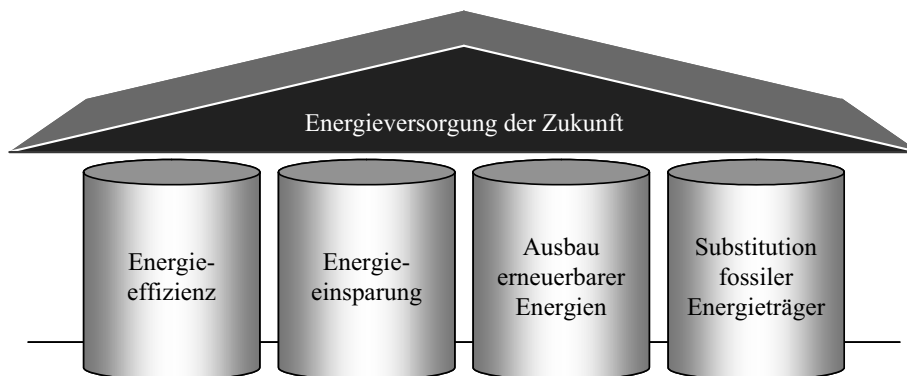


Bild 2.16: Die Säulen der Energiewende

So hat zum Beispiel der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) in seinem Jahresgutachten 2003 eine Transformationsstrategie für ein neues Energiesystem definiert [WBGU, 03]. Dieser Transformationsstrategie hin zu global nachhaltigen Energiesystemen liegen zwei zentrale Ziele zugrunde:

- Natürliche Lebensgrundlagen schützen
- Zugang zu moderner Energie weltweit für alle Menschen sichern

Szenarien für die Energiezukunft müssen auf Nachhaltigkeit getestet werden. Prinzipiell sind viele Entwicklungen denkbar, die das gegenwärtige Energiesystem fortwährend und tiefgreifend umgestalten würden. Eine dieser Entwicklungen stellt die dezentrale Energieversorgung dar.

### 3 Dezentrale Energieversorgung

Wie sieht nun die Zukunft der Energieversorgung aus? Das ideale Energiesystem, das Nachhaltigkeitskriterien zu 100 % erfüllt, ist unerreichbar, da man in diesem Fall wieder ein unkontrolliertes Solarenergiesystem wie zu Zeiten der Jäger- und Sammlergesellschaften einführen müsste. Der Mensch müsste sich passiv in die natürlichen Energieflüsse der Erde eingliedern. Zur Energieversorgung würde das eine ausschließliche Entnahme von Biomasse aus natürlichen Ökosystemen bedeuten, ohne aktiv in diese einzugreifen.

Aber einige Komponenten, die dem Nachhaltigkeitsideal schon etwas näher liegen, sind bekannt. Hierzu zählen zum Beispiel die Nutzung von erneuerbaren Energien oder die Kraft-Wärme-Kopplung zur Verbesserung der Energieeffizienz. Die konzeptionelle Ausgestaltung und die Realisierung eines neuen Energiesystems obliegen den heutigen und zukünftigen Nutzern. In den letzten Jahren ist ein Systemkonzept vermehrt in der Diskussion, welches als ein kurz- bis mittelfristiger Lösungsansatz auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem angesehen wird: Die dezentrale Energieversorgung.

#### 3.1 Begriffsbestimmungen

Bisher gibt es in der Versorgungswirtschaft keine eindeutige Definition für den Begriff der „dezentralen Energieversorgung“. Es stellt sich hierbei zum Beispiel die Frage, welche Energieumwandlungsanlagen als zentral oder dezentral einzustufen sind. Es gibt keine klare Abgrenzung über Anlagenparameter wie etwa die Nennleistung oder den eingesetzten Primärenergieträger. Dies ist auch nicht sinnvoll, da die Dezentralität in der Energieversorgung mehrere Dimensionen hat. So sind sich Energiefachleute häufig uneinig, ob zum Beispiel ein Windpark zum dezentralen System gezählt werden kann, oder ob es sich hierbei um ein zentrales Großkraftwerk handelt. Aus der Sicht eines großen Energieversorgungsunternehmens ist zum Beispiel die Versorgung einer einzelnen Stadt bereits eine dezentrale Energieversorgung, während ein Stadtwerkeunternehmen erst die Versorgung einer Siedlung als eine dezentrale Versorgungsvariante ansieht.

Der Begriff „dezentral“ bedeutet allgemein, dass ein System jedweder Art auf mehrere Standorte verteilt ist. Beispiele hierfür sind dezentrale Organisationsstrukturen in Wirtschaftsunternehmen oder verteilte Intelligenz in der Automatisierungstechnik.

Das EnWG definiert in Paragraph 3 Absatz 11 „dezentrale Erzeugungsanlagen“ als an das Verteilnetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlagen [Energiericht, 06]. Die dezentrale Erzeugung umfasst also jene Erzeugungsanlagen, die an öffentliche Mittel- oder Niederspannungsverteilstetze verbrauchsnahe angeschlossen sind (Bezugspunkt Übergabestelle), sowie alle Erzeugungsanlagen, die der Eigenversorgung dienen. Aus der Sicht des Übertragungsnetzes kann man also von einer heute bereits praktizierten Normalsituation sprechen. Bezogen auf das Verteilnetz handelt es sich um kleinere Einspeisungen parallel zur zentralen Energieversorgung durch Großkraftwerke.

Unter „dezentraler Energieversorgung“ (DEV) versteht man nun die Energiebereitstellung durch kleine modulare Energieumwandlungsanlagen (EUA) in Verbrauchernähe. Die DEV umfasst sowohl den netzparallelen als auch den autonomen Betrieb der EUA [Hoppe-Klipper,

02]. Diese Definition hat eine quantitative und eine geographische Dimension. Die Energie wird nicht durch vereinzelte, zentral orientierte Großkraftwerke, sondern durch wesentlich kleinere, dafür aber zahlenmäßig mehr EUA zur Verfügung gestellt, um den Energiebedarf der Endkunden zu decken. Die dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) stehen unmittelbar dort, wo der Primärenergieträger zur Verfügung steht (zum Beispiel bei Windenergie, Photovoltaik oder Erdwärmenutzung) und/oder die Energie durch den Endkunden gebraucht wird. Die Folge ist eine sich verändernde Kraftwerksstruktur. Dabei schließen sich die zentrale und die dezentrale Energieversorgung keinesfalls aus. Beide Energiesysteme können nebeneinander bestehen und sich gegenseitig ergänzen (integrale Energieversorgung, Bild 3.1). Da die Energieflussrichtung nicht mehr eindeutig ist, handelt es sich nun um eine horizontale Netznutzung. In naher Zukunft wird es darauf ankommen, einen optimalen Strukturmix aus beiden Energiesystemen bereitzustellen. Dies ist eine ideale Voraussetzung für einen langfristig angelegten Transformationsprozess hin zu einem neuen Energiesystem.

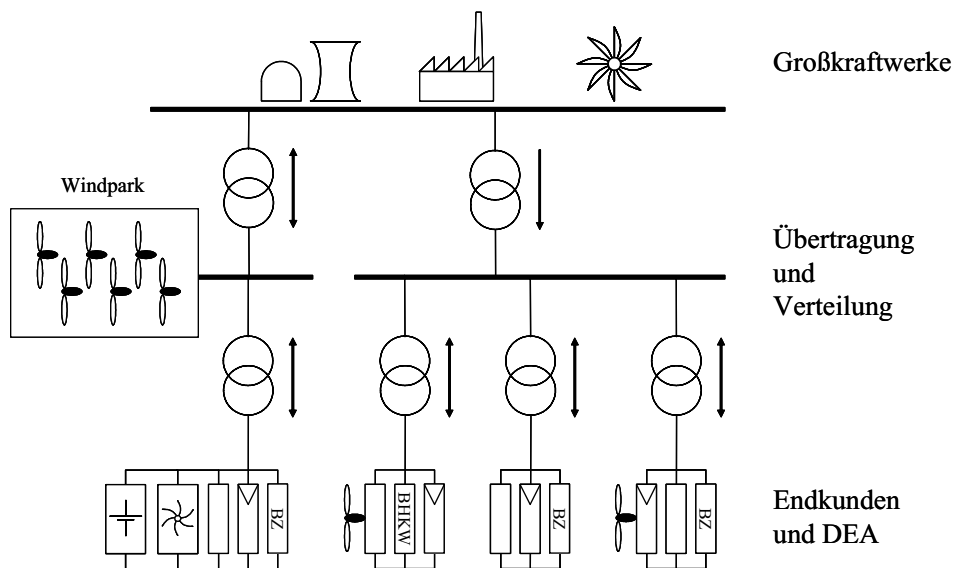


Bild 3.1: Struktur integraler Energieversorgung

### 3.2 Dezentrale Energieumwandlung

Zur dezentralen Bereitstellung von elektrischer Energie und Wärme steht eine Vielzahl von Anlagentechnologien zur Verfügung. In einer Kette von mehreren Wandlungsschritten wird ein Primärenergieträger in die gewünschte Endenergieform umgewandelt. Bezüglich des Bestimmungszwecks unterscheidet man zwischen Energieumwandlungsanlagen, die ausschließlich elektrische Energie zur Verfügung stellen, Anlagen für die reine Wärmebereitstellung und Anlagen zur gekoppelten Produktion von elektrischer Energie und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK). Je nach Primärenergieträger wird weiterhin zwischen konventionellen Energieträgern wie Kohle, Öl oder Erdgas und erneuerbaren Energien (Tabelle 3.1) differenziert. Mit Ausnahme des Großkraftwerks zur reinen Stromversorgung würden alle anderen Anlagen bereits in den Bereich der DEA fallen.

Besonders KWK-Technologien und Energieumwandlungsanlagen, die erneuerbare Energien als Primärenergieträger verwenden, bieten ein enormes Potential für die DEV. Zu den KWK-

Anlagen innerhalb kleiner Leistungsbereiche zählen in erster Linie der Verbrennungsmotor, Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen und auch der Stirlingmotor. Neben den fossilen Energieträgern stehen auch die erneuerbaren Energieträger zur Verfügung. Die wesentlichen erneuerbaren Energien, die entweder direkt oder nach entsprechender Umwandlung technisch genutzt werden können, sind die solare Strahlung, die Biomasse, die Windenergie, die geothermische Energie und die Wasserkraft. Durch die Umwandlung dieser Energieformen lässt sich elektrischer, thermischer oder chemischer Energiebedarf decken.

Tabelle 3.1: Klassifizierung der Energieumwandlung, nach [Ramesohl, 02]

Primär-energeträger	reine Stromversorgung	reine Wärmeversorgung	gekoppelte Versorgung mit Strom und Wärme
konventionelle Energieträger (Erdgas, Öl, Kohle)	(zentrales Großkraftwerk)	Konventionelle Wärmeerzeugung, Nah- und Fernwärmeversorgung, Stromwärmepumpen	Motor-BHKW, Klein-BHKW, Stirlingmotor, Mikrogasturbine, Brennstoffzellen-BHKW
erneuerbare Energien	Windenergie, Photovoltaik, (Klein-) Wasserkraft	Biomasse (zum Beispiel Pelletheizung, Holzhackschnitzel, ...), Solarthermie	Biomasse KWK, Biogas BHKW, Geothermie

Ferner lassen sich die Energieumwandlungstechnologien nach ihrer Verfügbarkeit bzw. Regelbarkeit einteilen. So gibt es dargebotsabhängige Energieformen, wie zum Beispiel die Wind- und Solarenergie. Hierbei entscheiden die Wetterverhältnisse und Tageszeiten über die Energiebereitstellung. Der zeitliche Verlauf der Momentannutzleistung hat bei dargebotsabhängigen Energien einen stochastischen Charakter. Im Gegensatz dazu zählen fossil befeuerte Blockheizkraftwerke (BHKW) und Technologien zur Biomassenutzung zu den steuerbaren EUA. Die Brennstoffbereitstellung erfolgt hier kontinuierlich bzw. ist ein rein logistischer Prozess. Daher können diese EUA im Rahmen einer Kraftwerkseinsatzplanung bzw. mit Hilfe eines Erzeugermanagements über den gesamten Leistungsbereich individuell geregelt werden. Die Leistungsbereitstellung kann in Abhängigkeit des Leistungsbedarfs oder anderer technischer oder ökonomischer Randbedingungen auf- bzw. abgeregelt werden.

Im europäischen Vergleich ist der Anteil dezentraler Energieumwandlung gemessen an der gesamten elektrischen Erzeugungskapazität äußerst unterschiedlich (Bild 3.2). Dänemark hat mit rund 38 % den größten Anteil an dezentraler Energieumwandlung. Etwa 24 % der dort installierten Kraftwerkskapazität stammt aus regelbaren dezentralen Einheiten. Spanien liegt mit 23 % an zweiter Stelle. Deutschland hat einen Gesamtanteil an dezentraler Energieversorgung von 20 %. Schlusslichter im europäischen Vergleich bilden Griechenland mit 3 % und Frankreich mit 2 % [Ropenus, 05].

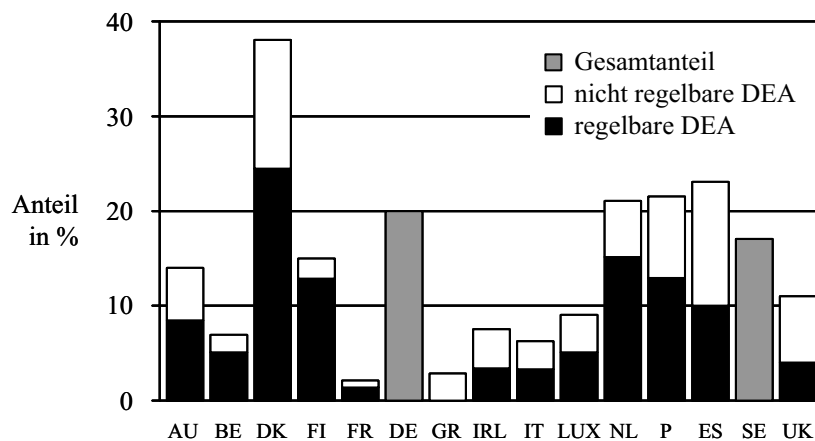


Bild 3.2: Anteil dezentraler Energieumwandlung an elektrischer Erzeugungskapazität, nach [Ropenus, 05]

Da die Energieumwandlungsanlagen für die Modellbildung im Rahmen dieser Arbeit eine große Rolle spielen, werden im Folgenden wichtige Wandlertechnologien näher erläutert. Dabei sind die Ausführungen schon für die Modellbildung in Kapitel 5 angepasst.

### 3.2.1 Blockheizkraftwerke

Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage. KWK-Anlagen im Sinne des KWKModG sind Dampfturbinen-Anlagen, Gasturbinen-Anlagen, Verbrennungsmotoren-Anlagen, Stirling-Motoren, Dampfmaschinen-Anlagen, ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle: Verfahren des Betriebs von Dampfturbinen mit organischen Flüssigkeiten als Arbeitsmedium mit einer niedrigen Verdampfungstemperatur) sowie Brennstoffzellen-Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme produziert werden [Energierrecht, 06]. Ein BHKW ist eine kleine KWK-Anlage. Die wesentlichen Komponenten eines BHKWs mit Verbrennungskraftmaschine sind in (Bild 3.3) dargestellt.

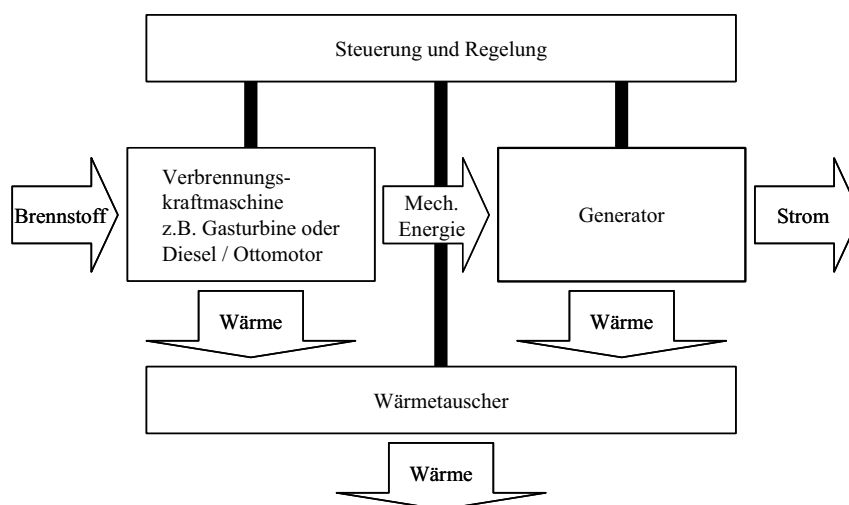


Bild 3.3: Prinzipieller Aufbau eines BHKWs



Die in einer Verbrennungskraftmaschine freigesetzte mechanische Energie wird mit Hilfe eines Generators in elektrische Energie umgewandelt. Während des Verbrennungsprozesses entsteht Wärme, welche für Heizzwecke verwendet werden kann. Die Auskopplung der Wärme erfolgt mit einem Wärmetauscher zur Wärmeabfuhr aus dem Motorkühlkreislauf, zur Abkühlung des Abgases oder auch zur Nutzung der Abwärme des Generators. Hauptaufgabe der Steuerung ist die Regelung der Brennstoffzufuhr, des Heizwasserkreislaufes, der Leistung des Motors und Generators sowie die Überwachung der einzelnen Bauteile. Als Brennstoffe kommen je nach BHKW-Anlage Kohle, Erdgas, Heizöl oder Abfälle, aber auch Biogas, Holz, Pflanzenöl, oder Bioethanol zum Einsatz.

Bei einem Brennstoffzellen-BHKW sind der Aufbau und die Umwandlungsprozesse etwas anders. Die im Brennstoff chemisch gebundene Energie wird unmittelbar in elektrische Energie umgewandelt, es wird keine mechanische Energie als Zwischenschritt benötigt.

Mikro-BHKW sind Blockheizkraftwerke kleinerer Leistung. Eine allgemein akzeptierte Definition des Leistungsbereiches für Mikro-KWK existiert zurzeit noch nicht. In der Literatur finden sich jedoch Abgrenzungen für motorisch betriebene Anlagen und Brennstoffzellen bei 10 kW elektrische Leistung und für Gasturbinenanlagen bei 100 kW elektrische Leistung. Mikro-BHKW werden überall dort eingesetzt, wo ihre elektrische und thermische Nutzenergie möglichst zeitgleich und über mindestens 5.000 Stunden pro Jahr zur Versorgung des Betreibers dient. Dies sind im Leistungsbereich um 1 kW elektrische Leistung der private Einzelhaushalt, im Leistungsbereich um 5 kW elektrische Leistung das Mehrfamilienhaus und der Kleingewerbebetrieb sowie im Leistungsbereich ab 30 kW elektrische Leistung größere Wohn- und Nutzgebäude [ASUE, 01].

Bei günstigen politischen und ökonomischen Randbedingungen soll sich die Mikro-KWK in den nächsten Jahren sehr positiv entwickeln. Laut einer Studie der Unternehmensberatung Frost & Sullivan sollen sich die Anlagen als Alternative zu konventionellen Heizungsanlagen etablieren und einen echten Massenmarkt bilden. Weiter sollen bis zum Jahr 2010 in Europa Mikro-BHKW mit einer Gesamtleistung von 3,5 GW elektrische Leistung installiert sein (Bild 3.4). Grundlage einer solchen optimistischen Prognose ist die Annahme weiterer anhaltender staatlicher KWK-Förderungen zur Erreichung der vereinbarten Klimaschutzziele [ASUE, 01].

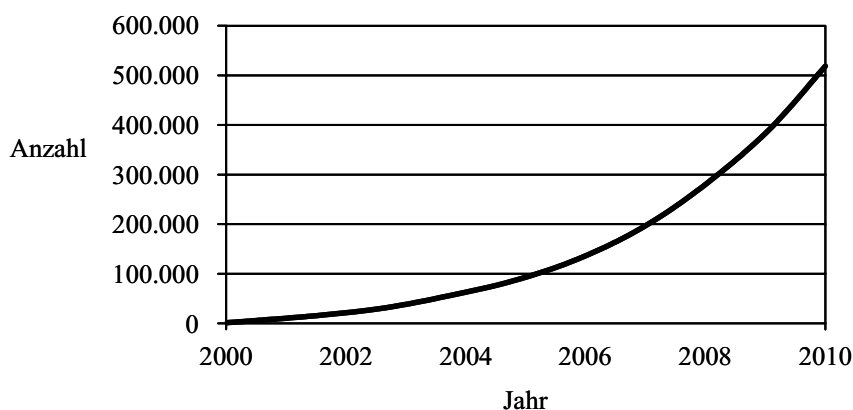


Bild 3.4: Einsatz von Mikro-BHKW bis 2010 in der EU (Prognose), nach [ASUE, 01]

Obwohl die KWK auch in Deutschland politisch gewollt ist, zeigen die Beispiele anderer Länder, dass sich durchaus günstigere politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für einen zügigen Ausbau schaffen lassen. So lag zum Beispiel der Anteil aller KWK-Anlagen an der Stromerzeugung im Jahr 2000 in Dänemark bei 53 %, gefolgt von den Niederlanden mit 38 % und Finnland mit 36 %. Der KWK-Anteil in Deutschland wird mit 11 % für das Jahr 2000 angegeben [Ritter, 06].

### 3.2.2 Betriebsführung von Blockheizkraftwerken

Wichtige Kenngrößen einer KWK-Anlage sind der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$ , der thermische Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  und die Stromkennzahl  $S$ . Bei KWK-Anlagen werden die Wirkungsgrade meist als Nettowirkungsgrade angegeben. Das sind die Wirkungsgrade nach Abzug des Eigenbedarfs und der Verluste. Die Nettoleistung ist die von einer Anlage in das Netz eingespeiste Leistung. Sie ergibt sich aus der Bruttoleistung vermindert um den elektrischen Leistungsbedarf aller Hilfs- und Nebenanlagen, auch wenn diese nicht aus der Anlage selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. Bei KWK-Anlagen muss bei der Betrachtung von elektrischen und thermischen Nettoleistungen eine Aufteilung des Leistungsbedarfs der Hilfs- und Nebenanlagen vereinbart werden. Wegen des relativ kleinen Anteils kann die aus dem Netz bezogene elektrische Hilfsleistung von der elektrischen Nettoleistung abgezogen werden [VDI, 03].

Im Folgenden wird für KWK-Anlagen stets von Nettobetrachtungen ausgegangen. Daher werden die entsprechenden Parameter nicht mehr gesondert als Nettogrößen gekennzeichnet.

Die Stromkennzahl ist definiert als Quotient aus elektrischer Leistung  $P_{el}$  und dem Wärmestrom, der thermischen Leistung  $P_{th}$  [VDI, 03]. Sie ist gleichzeitig das Verhältnis von elektrischem Wirkungsgrad zum thermischen Wirkungsgrad:

$$S = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \quad (3.1)$$

Je höher die Stromkennzahl eines Kraftwerks ist, umso besser wird der Brennstoff für die Stromerzeugung ausgenutzt. Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{ges}$  einer KWK-Anlage ist die Summe der Teilwirkungsgrade:

$$\eta_{ges} = \eta_{el} + \eta_{th} \quad (3.2)$$

Die unterschiedlichen KWK-Systeme lassen sich in zwei Gruppen einteilen: KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad und KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden. Bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad ist die Stromkennzahl für jeden Betriebspunkt der Anlage konstant. Elektrische und thermische Energie werden also immer in einem festen Verhältnis zueinander bereitgestellt. Bei Anlagen mit zwei Freiheitsgraden ist die Stromkennzahl in gewissen Grenzen variabel. Neben der gekoppelten Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie erlauben KWK-Anlagen mit zwei Freiheitsgraden in der Regel auch eine alleinige Stromerzeugung [Voß, 01].

In Abhängigkeit des Lastverhaltens eines BHKW kann dessen Betriebsweise in die Klassen wärme-, strom- oder netzgeführt gegliedert werden [Karl, 06], [Suttor, 06].

Bei einer wärmegeführten Betriebsweise steht die thermische Bedarfsdeckung des Verbrauchers am Einsatzort im Vordergrund. Diese Betriebsweise kann durch eine jahreszeitlich schwankende Wärmenachfrage und somit auch durch eine schwankende Stromeinspeisung charakterisiert werden. Die Bereitstellung elektrischer Energie durch das BHKW entspricht nicht dem elektrischen Energiebedarf. Daher wird der produzierte Strom entweder in ein übergeordnetes Netz eingespeist, oder er wird als Eigenbedarf zur Reduzierung des Strombezugs aus dem übergeordneten Netz eingesetzt. Im Winter kann wegen des höheren thermischen Bedarfs von einem kontinuierlichen Nennbetrieb der Anlage ausgegangen werden. Während der Sommermonate bzw. in thermischen Schwachlastzeiten kommt es zu kompletten Abschaltungen der BHKW. Die benötigte Wärme muss dann durch Spitzenlastkessel bereitgestellt werden.

Etwas anders sieht die Situation beim Einsatz eines BHKWs zur Prozesswärmebereitstellung zum Beispiel in Industrienetzen aus. Da Prozesswärme häufig an den Herstellungsprozess eines Produktes gekoppelt ist, wird wegen des jahreszeitunabhängigen Wärmebedarfs auch im Sommer ein kontinuierlicher Betrieb möglich. Insgesamt bietet der wärmegeführte Betrieb einen hohen Gesamtnutzungsgrad und eine geringe Lastdynamik.

Wird das BHKW stromgeführt betrieben, so erfolgt die Regelung des BHKWs in Abhängigkeit des elektrischen Leistungsbedarfs eines Verbrauchers. Hierbei kann das BHKW zur elektrischen Eigenbedarfsdeckung oder zur Lastspitzenabsenkung verwendet werden. Wegen der fehlenden Korrelation zwischen elektrischem Leistungsbedarf als Führungsparameter und thermischem Leistungsbedarf kann es besonders in thermischen Schwachlastzeiten (zum Beispiel im Sommer) zu Wärmeüberschüssen kommen. Diese müssen dann zum Beispiel durch Absorptionskältemaschinen oder zusätzliche Kühlsysteme umgewandelt bzw. abgeleitet werden. Bei einer engen Kopplung der elektrischen Leistungsbereitstellung an den elektrischen Leistungsbedarf muss das BHKW außerdem hohe Lastdynamiken bewältigen.

Sowohl die wärmegeführte als auch die stromgeführte Betriebsweise wird überwiegend in Eigenregie betrieben. Es gibt keine informationstechnische Vernetzung zum Verteilnetzbetreiber. Bei der netzgeführten Betriebsweise steuert der Netzbetreiber die Leistungsabgabe des BHKWs nach bestimmten Kriterien, die sich zum Beispiel aus Anforderungen an das Lastmanagement oder der Regelenergiebereitstellung ableiten lassen. Der netzgeführte Betrieb weicht ereignisorientiert von der anfänglichen Strom- oder Wärmeführung ab, er ist einem wärme- oder stromgeführten Betrieb überlagert [Lang, 04].

Die bedarfsseitigen Anforderungen an eine KWK-Anlage für einen wirtschaftlichen Einsatz beschreiben die Energiebedarfssituation des Versorgungsobjekts. Das BHKW soll im Regelfall die Grundlast an Wärme erbringen. Hierfür wird das BHKW wärmegeführt betrieben, welches oftmals auch die ökonomisch und ökologisch sinnvollere Regelart ist.

Das BHKW sollte möglichst kontinuierlich betrieben werden, das heißt viele Betriebsstunden pro Jahr (Volllaststunden) aufweisen. Die Volllaststundenzahl  $t_{voll}$  gibt die Anzahl der Stunden an, die eine EUA im Nennbetrieb (Volllast) laufen muss, um die gleiche Energie über den Betrachtungszeitraum abzugeben:

$$t_{\text{voll}} = \frac{\text{abgegebene elektrische Energie}}{\text{Nennleistung}} \quad (3.3)$$

Wärmespitzen werden von einer zusätzlichen Kesselanlage gedeckt. Grundlage der Planung eines BHKWs bildet die thermische Jahresdauerlinie, also die Jahressummen von Heizwärmebedarf, Warmwasserbedarf und Prozesswärmebedarf. Die Jahresdauerlinie gibt Auskunft darüber, wie viel Stunden pro Jahr eine bestimmte thermische Leistung in dem Versorgungsobjekt benötigt wird. Zusätzlich müssen noch die Tagesganglinie des Strom- und Wärmeleistungsbedarfs erhoben werden, um dadurch den gleichzeitigen Strom- und Wärmebedarf abschätzen zu können [Suttor, 06].

Bei den derzeitigen ökonomischen und politischen Randbedingungen ergibt sich für die Betriebsweise einer KWK-Anlage häufig folgende Priorisierung [Görner, 05]:

- Höchste Priorität: Eigenverbrauch des produzierten Stroms bei gleichzeitigem Verbrauch oder Speicherung der produzierten Wärme, gegebenenfalls Deckung von Wärmebedarfs-  
spitzen über einen Spitzenlastkessel. Somit ergibt sich eine maximale Einsparung elektrischer Leistung gegenüber dem Netzbezug. Die KWK-Anlage ist also stets so auszulegen, dass ein Großteil der produzierten elektrischen Leistung zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet wird.
- Zweithöchste Priorität: Bezug von Strom aus dem Netz und Deckung des Wärmebedarfs aus einem Speicher. In diesem Fall sind die Kosten für den Strom zwar höher als bei der Eigenproduktion, jedoch wird durch die Leerung des Wärmespeichers die Möglichkeit geschaffen, später erneut Strom zum Eigenverbrauch zu produzieren.
- Mittlere Priorität: Einspeisung von Strom in das Netz bei gleichzeitigem Verbrauch der produzierten Wärme.
- Niedrigste Priorität: Einspeisung von Strom in das Netz bei gleichzeitiger Speicherung der produzierten Wärme.

Die Umsetzung der Energieeinsparverordnung führt insbesondere im Neubausektor zu einem immer geringeren Heizwärmebedarf. Daher werden kleine thermische Leistungen benötigt. Um dennoch einen hohen Nutzungsgrad zu erreichen, wird von den KWK-Anlagen ein großer Leistungsstellbereich gefordert. Dies nimmt durch die enge Kopplung zwischen thermischer und elektrischer Leistungsbereitstellung der KWK-Anlagen entsprechenden Einfluss auf die Stromproduktion [Görner, 05].

Die anlageseitigen Anforderungen für einen wirtschaftlichen Einsatz der KWK-Anlage beschreiben die eingesetzte Anlagentechnologie und deren Nebenaggregate sowie die Anbindung an die Infrastruktur des Gebäudes. Neben der thermischen und elektrischen Leistung der KWK-Anlage zählen auch die thermische Leistung einer möglicherweise verfügbaren Kesselanlage, die Art der Warmwasserbereitung sowie die Größe eines unter Umständen vorhandenen Wärmespeichers. Auch die Laständerungsgeschwindigkeit, elektrische Einbindung, die Frischluftzufuhr und die Abgasabführung sind wichtige Parameter [Görner, 05].



05]. Die Stromkennzahl variiert je nach Anlage zwischen 0,4 und 1,1 [Suttor, 06]. Speziell für die Gebäudeenergieversorgung werden Klein-BHKW im monovalenten Betrieb mit Erdgas als Brennstoff eingesetzt. Das BHKW ist in diesem Fall die alleinige Heizquelle des Gebäudes. Bedarfsschwankungen werden mit Hilfe eines Wärmespeichers ausgeglichen, Lastspitzen über eine zusätzlich Kesselanlage aufgefangen. Klein-BHKW eignen sich auch für den Netzersatzbetrieb. In diesem Fall arbeitet das BHKW parallel zum Netz und übernimmt bei einer Störung die Stromversorgung alleine. Hierfür ist eine Leistungsregelung erforderlich. Für einen reinen Inselbetrieb sind erfahrungsgemäß Gasmotoren besser geeignet als Dieselaggregate. Gasmotoren haben sich im Betrieb bisher als robust und langlebig erwiesen. Dabei wurden schon Laufzeiten von über 80.000 Stunden erreicht.

Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 350 und 3.800 Euro pro kW elektrische Leistung. Durch lange Wartungsintervalle bis 4.000 Stunden liegen die Instandhaltungskosten im Bereich von etwa 0,7 bis 5 Cent pro kWh elektrische Energie. Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 11,5 bis 13,8 Cent pro kWh elektrische Energie. [ASUE, 05] [Suttor, 06].

### 3.2.4 Brennstoffzellensysteme

Das Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle ist mit der Umkehrung der Elektrolyse des Wassers vergleichbar (Bild 3.6). In einer Brennstoffzelle wird chemische Energie direkt in elektrische Energie umgewandelt. Dabei reagiert Wasserstoff ( $H_2$ ) zusammen mit Sauerstoff ( $O_2$ ) unter Abgabe von elektrischer und thermischer Energie zu Wasser. Zwischen zwei Elektroden (Anode und Kathode) befindet sich ein gasundurchlässiger Elektrolyt, der nur für bestimmte Ladungsträger durchlässig ist. Während des Betriebes werden an der Anode Wasserstoff und an der Kathode Sauerstoff vorbeigeführt. Zuerst wird ein Teil des Wasserstoffes in Wasserstoff-Protonen und Elektronen aufgespalten. Die bei diesem Vorgang frei werdenden Elektronen fließen über den metallischen Leiter zur Kathode und können dabei elektrische Arbeit verrichten [ASUE, 01].

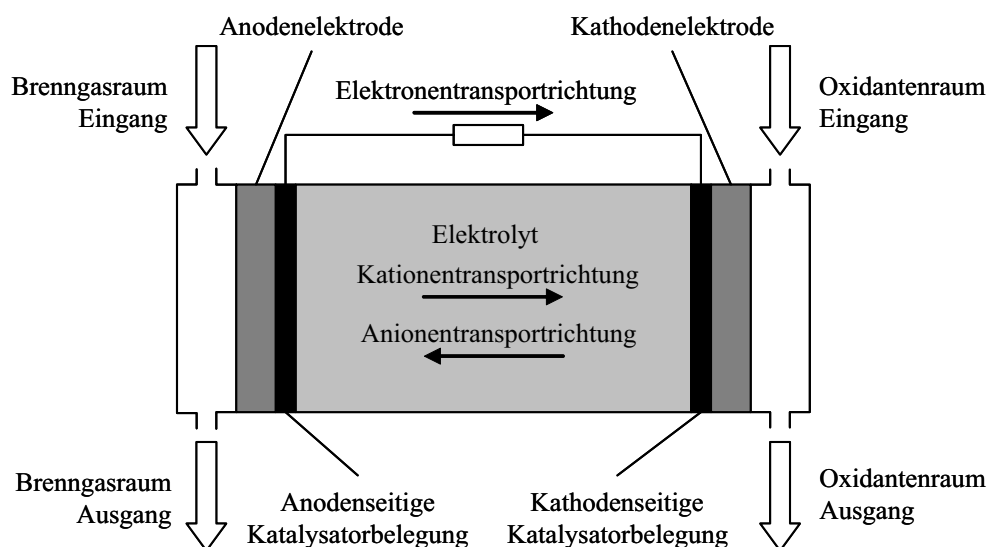


Bild 3.6: Aufbau einer Brennstoffzelle

Es gibt verschiedene Brennstoffzellentypen, die sich hinsichtlich ihres Elektrolyten und ihrer Betriebstemperatur voneinander unterscheiden. Ebenso können einige Brennstoffzellentypen auch mit anderen Brennstoffen und Oxidanten als Wasserstoff und Sauerstoff betrieben werden. In Tabelle 3.2 sind die Brennstoffzellentypen nach ihrer Betriebstemperatur aufsteigend sortiert.

Tabelle 3.2: Eigenschaften der Brennstoffzellentypen [Pehnt, 03], [Heinzel, 06]

Brennstoffzelle	Elektrolyt	Temperatur in °C	Elektrischer Wirkungsgrad in %	Brenngas / Oxidant	Anwendung
AFC (Alkaline Electrolyte Fuel Cell)	Kalilauge	60 - 90 typisch: 80	Zelle: 60 - 70; System (Wasserstoffbetrieb): 60	Reinstwasserstoff / Reinstsauerstoff	Raumfahrt, Militär
PEFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell)	Protonenleitende Membran	60 - 90 typisch: 80	Zelle: 50 - 68; System (Erdgasbetrieb): 30 - 50	Wasserstoff / Luftsauerstoff	Fahrzeuge, BHKW, Batterieersatz, Militär, Raumfahrt
DMFC (Direct Methanol Fuel Cell)	Protonenleitende Membran	80 - 130	Zelle: 20 - 30	Methanol / Luftsauerstoff	Fahrzeuge, Batterieersatz, portable Anwendungen
PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)	Konzentrierte Phosphorsäure	200	Zelle: 55; System (Erdgasbetrieb): 38 - 42	Wasserstoff / Luftsauerstoff	BHKW zur stat. Energieversorgung
MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell)	Alkali-karbonat-schmelzen	650	Zelle: 65; System (Erdgasbetrieb): 45 - 55	Wasserstoff / Kohlenwasserstoffe / Luftsauerstoff	BHKW zur stat. Energieversorgung
SOFC (Solide Oxide Fuel Cell)	Yttrium-stabilisiertes Zirkonoxid	800 - 1.000	Zelle: 60 - 65; System (Erdgasbetrieb): 45 - 55	Wasserstoff / Kohlenwasserstoffe / Luftsauerstoff	BHKW zur stat. Energieversorgung

Bei den Betriebstemperaturen werden drei Bereiche unterschieden. Die AFC, PEFC und DMFC gehören mit Temperaturen bis zu 100 °C zu den Niedertemperatur-Brennstoffzellen. Die PAFC ist mit einer Temperatur von 200 °C eine Mitteltemperatur-Brennstoffzelle. Die MCFC und SOFC werden mit Temperaturen von über 600 °C als Hochtemperatur-Brennstoffzellen bezeichnet [Oertel, 01].

Die Erzeugung von Wasserstoff ist sehr aufwendig und teuer. Daher wird häufig Erdgas als Brennstoff verwendet. Als Sauerstoffquelle kommt vorwiegend Luft zum Einsatz. Für die meisten Anwendungen muss das Erdgas allerdings in einer vorhergehenden Reformierung in Wasserstoff umgewandelt werden. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzelle wird durch ihre Betriebstemperatur beeinflusst. Je höher die Betriebstemperatur ist, desto geringer ist der Aufwand für die Brenngasaufbereitung und der Wirkungsgrad erhöht sich.

Für die dezentrale Energieversorgung werden die PEFC und die SOFC favorisiert. Die Gründe liegen u. a. in den dynamischen Eigenschaften, den zeitlichen Änderungen der Last folgen zu können, und in den im Vergleich zu den anderen Brennstoffzellentypen geringen An- und Abfahrzeiten. Weil Brennstoffzellen modular in jeder Größe aufgebaut werden können, eignen sie sich vor allem für zwei Anwendungen, zum einen für die Hausenergieversorgung (Leistungsbereich etwa 1 kW bis 5 kW elektrisch), zum anderen für die Anwendung in größeren BHKW mit elektrischen Leistungen von mehreren MW. Gerade kleinste Leistungen lassen sich mit Brennstoffzellen einfacher realisieren als mit anderen KWK-Systemen. Für kleinere Anwendungen ist gegenwärtig die PEFC am weitesten entwickelt, obschon sie nicht das Potenzial zu haben scheint, um die notwendigen Kostenziele im Hausenergiebereich zu erreichen. Deshalb denkt man auch für die Hausenergieversorgung über den Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen nach. Die Entwicklung im Bereich der Hausenergieversorgung ist derzeit weiter fortgeschritten als die Entwicklung für größere KWK-Anwendungen. So weiten zum Beispiel die Firmen Vaillant und Elco (MTS-Group) ihre Entwicklungsaktivitäten auf Brennstoffzellen-Kleinkraftwerke für Ein- und Zweifamilienhäuser aus [Donnerbauer, 06].

Aus technischer Sicht erfüllen Brennstoffzellen-Anlagen bereits heute die Anforderungen bezüglich der Regelgeschwindigkeit und Mindesteinsatzdauer, die auch an konventionelle Regelkraftwerke gestellt werden [Fischedick, 03]. Wichtiger als die Regeldynamik ist für die Nutzung der Leistungsreserven der mögliche Leistungsstellbereich der Anlage. Für derzeit in Entwicklung befindliche Brennstoffzellen-Anlagen auf Basis einer PEFC werden Teillastfähigkeiten bis 20 % der Nennlast angegeben [Lang, 04]. Bei Brennstoffzellen-Anlagen sind also untere Schwellwerte zu berücksichtigen. Maßgeblich hierfür ist der mit sinkender Auslastung der Brennstoffzelle sich verschlechternde Wirkungsgrad des Reformers (Bild 3.7).

Die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade eines Brennstoffzellen-BHKW mit PEFC in Abhängigkeit der relativen Leistung sind beispielhaft in Bild 3.8 dargestellt. Hier wird eine Teillastfähigkeit bis 30 % der Nennlast erreicht. Ferner ist zu erkennen, dass die PEFC über gutes Teillastverhalten verfügt. Die Wirkungsgrade schwanken für relative Leistungen zwischen 30 % und 100 % der Nennleistung nur in sehr engen Bereichen.

Für größere Leistungsbereiche kommen insbesondere Hochtemperaturbrennstoffzellen wie die SOFC zum Einsatz. Mit größeren KWK-Anlagen lassen sich auch hohe elektrische Wirkungsgrade erzielen.

Die elektrischen und thermischen Wirkungsgrade eines Brennstoffzellen-BHKW mit SOFC in Abhängigkeit der relativen Leistung sind beispielhaft in Bild 3.9 dargestellt. Hier wird eine Teillastfähigkeit bis 20 % der Nennlast erreicht. Ferner ist zu erkennen, dass auch die SOFC über gutes Teillastverhalten verfügt. Die Wirkungsgrade schwanken für relative Leistungen zwischen 20 % und 100 % der Nennleistung nur in sehr engen Bereichen.



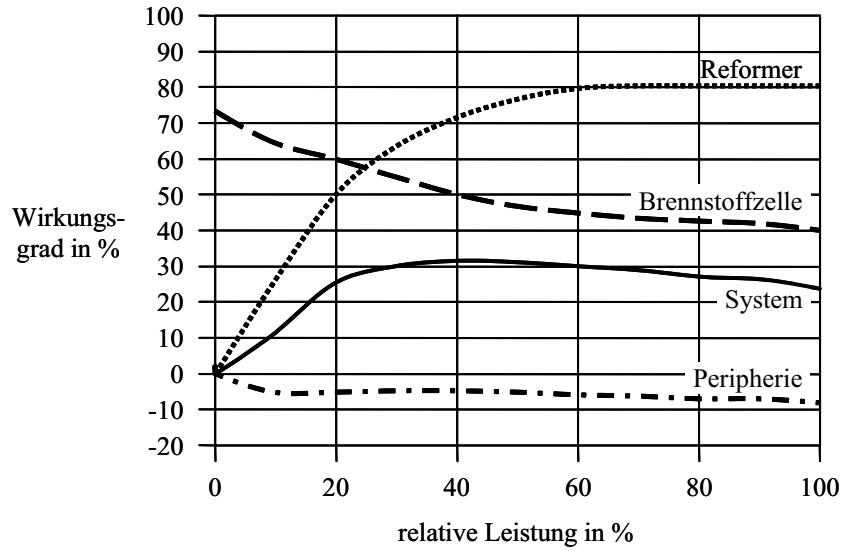


Bild 3.7: Elektrischer Systemwirkungsgrad eines Erdgas-BHKW mit PEFC, nach [Bard, 05]

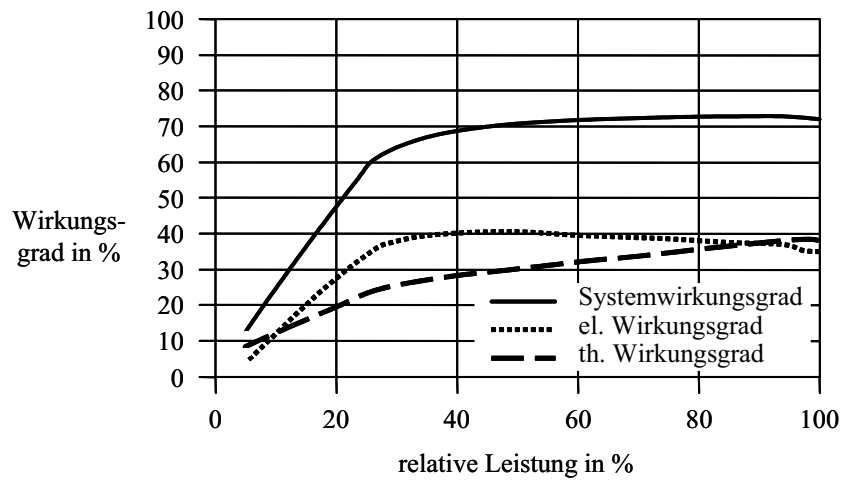


Bild 3.8: Wirkungsgrade einer PEFC, nach [Henle, 03]

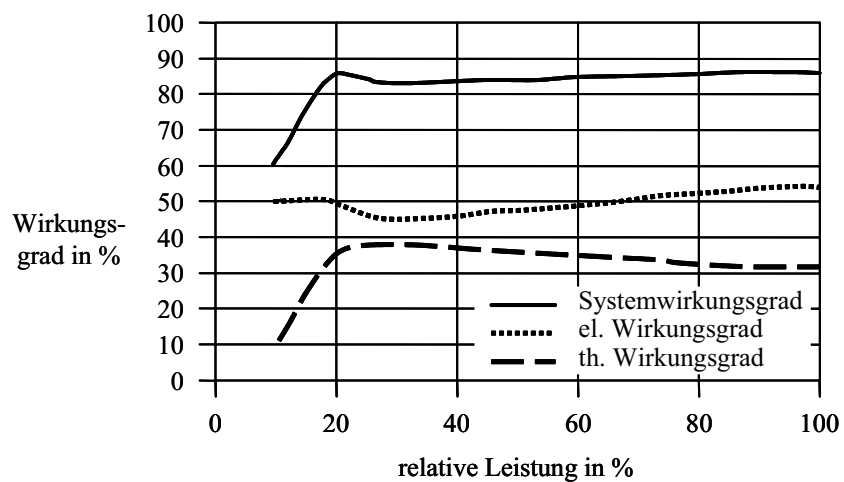


Bild 3.9: Wirkungsgrade einer SOFC, nach [Henle, 03]

Brennstoffzellen werden normalerweise wärmegeführt ausgelegt. Die Stromkennzahl variiert je nach Anlage zwischen 0,3 und 1,1 [Heinzel, 06]. Die spezifischen Investitionskosten liegen für die PEFC bei 5.000 Euro pro kW elektrische Leistung und für die SOFC zwischen 1.000 und 1.500 Euro pro kW elektrische Leistung. Die Instandhaltungskosten werden mit 2,5 Cent pro kWh elektrische Energie angegeben [Henle, 03].

### 3.2.5 Gasturbine

Gasturbinen eignen sich wegen der geringen Baugröße und Leistungsdichte sehr gut für den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die dezentrale Energieversorgung. Der zur Gasturbine gehörende Luftverdichter saugt Luft an, verdichtet und leitet sie zur Brennkammer, in der Brennstoff (Erdgas) zugemischt und verbrannt wird. Das erzeugte heiße Abgas wird zunächst auf eine Arbeitsturbine geleitet, die den Luftverdichter antreibt. Anschließend wird das heiße Abgas in einer zweiten Arbeitsturbine, die über eine Welle den Generator zur Stromerzeugung antreibt, weiter entspannt. Die Restenergie der noch heißen Abgase könnte danach noch in einem Abhitzekegel zur weiteren Wärmenutzung eingesetzt werden.

In der Turbine wird also die chemisch im Brennstoff gebundene Wärme in mechanische Energie zum Antrieb eines Verdichters (Luftverdichter der Gasturbine) und Generators umgewandelt. Die Abgaswärme kann gleichzeitig als Heizwärme verwendet werden. Eine Mikrogasturbine besteht im Wesentlichen aus den Komponenten Luftverdichter, Brennkammer, Arbeitsturbine, Generator und Rekuperator (Bild 3.10).

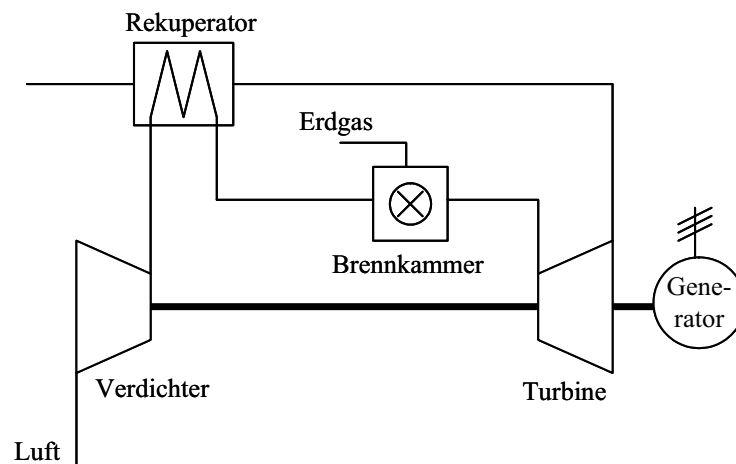


Bild 3.10: Aufbau einer Mikrogasturbine, nach [ASUE, 01]

Unter Mikrogasturbinen versteht man Gasturbinen in Leistungsbereichen von etwa 30 kW bis 1 MW elektrische Leistung. Sie arbeiten bei sehr niedrigen Drücken (etwa 3,8 bis 8,5 bar), was den gegenüber großen Gasturbinen geringeren Wirkungsgrad begründet, und hohen Drehzahlen (zwischen 7.000 und 100.000 Umdrehungen pro Minute).

Gasturbinen größerer Leistungsklasse (von 1 MW bis über 200 MW elektrische Leistung) sind sehr weit ausgereift und am Markt verfügbar. Dabei wird über die Bauweise zwischen schweren Industriegasturbinen und leichten Gasturbinen unterschieden. Industriegasturbinen zeichnen sich neben der sehr schweren Bauweise durch ein geringeres Verdichtungsverhältnis

und einen relativ schlechten elektrischen Wirkungsgrad von etwa 25 % bis 30 % aus, der durch den Rekuperator zur Luftvorwärmung auf etwa 35 % verbessert werden kann. Leichte Gasturbinen, die aus Flugtriebwerken mit sehr hohem Verdichtungsverhältnis abgeleitet werden, weisen bei Einheiten mit elektrischen Leistungen von bis zu 30 MW elektrische Wirkungsgrade von bis zu 40 % auf. Da bei diesen Maschinen die Lufttemperatur nach der Verdichtung etwa auf Höhe der Abgastemperatur nach der letzten Arbeitsturbine liegt, lässt sich systembedingt ein Rekuperator nicht mehr sinnvoll einsetzen. Mikrogasturbinen liegen in ihrer Entwicklung weit hinter den großen leichten Gasturbinen zurück. Der Gesamtwirkungsgrad von Mikrogasturbinen mit Abwärmenutzung geht zurzeit bis 85 % [Suttor, 06].

Mikrogasturbinen haben sehr gute Teillastfähigkeiten. So hat zum Beispiel eine im Markt erhältliche Capstone-Mikrogasturbine mit geringen Wirkungsgradverlusten von 2 Prozentpunkten einen elektrischen Leistungsstellbereich von 0 bis 30 kW, also eine Teillastfähigkeit von 0 % der elektrischen Nennleistung [Capstone, 03]. Weiterhin zeichnen sie sich durch eine kompakte Bauweise aus. Die Stromkennzahl variiert je nach Anlage zwischen 0,3 und 0,6. Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 800 und 3.600 Euro pro 1 kW elektrische Leistung. Durch lange Wartungsintervalle bis 8.000 Stunden liegen die Instandhaltungskosten im Bereich von 0,5 bis 0,75 Cent pro kWh elektrische Energie [ASUE, 01], [Suttor, 06], [Karl, 06], [Henle, 03].

### 3.2.6 Stirlingmotor

Stirlingmotoren haben bisher keine weite Verbreitung gefunden, da sie sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden. Ein Stirlingmotor arbeitet mit einem Arbeitsgas, das sich in einem geschlossenen Kreislauf befindet. Das Gas wird mit einem Verdrängerkolben zwischen einem Raum mit konstant hoher Temperatur und einem Raum mit konstant niedriger Temperatur hin und her bewegt. Um die Wärmeverluste zu reduzieren befindet sich zwischen beiden Räumen ein Regenerator. Der Arbeitskolben setzt sich durch den entstehenden Unter- bzw. Überdruck in Bewegung und verrichtet Arbeit. Mittels eines Brenners wird die Wärme von außen über einen Wärmetauscher zugeführt. Das hat den Vorteil, dass beliebige Brennstoffe (Ergas, Öl, Holz) bzw. Wärmequellen verwendet werden können. Am meisten favorisiert wird Gas oder Holz. Da das Arbeitsmedium eine Temperatur von üblicherweise 650 °C erreichen muss, ist es erforderlich den Wärmetauscher mit sehr hohen Temperaturen zu betreiben. Damit die Verlustwärme im Prozess reduziert wird, kommt ein Rekuperator zum Einsatz, der die Ansaugluft vorwärmt (Bild 3.11).

Die Vorteile des Stirlingmotors sind im vergleichsweise hohen Verbrennungswirkungsgrad und den geringen Emissionen zu sehen. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt 20 % bis 30 %. Ein mit Holzpellets betriebener Stirlingmotor der Firma Sunmaschine erreicht eine untere Abschaltchwelle von 50 % der elektrischen Nennleistung [Sunmaschine, 05]. In [SOLO, 06] wird die untere Abschaltchwelle eines gasbetriebenen Stirlingmotors mit 22 % angegeben. Der elektrische Leistungsbereich derzeitiger Systeme liegt etwa zwischen 1 kW und 10 kW. Die Stromkennzahl variiert je nach Anlage zwischen 0,2 und 0,4. Die Wartungsintervalle liegen zwischen 5.000 und 8.000 Stunden. Größtes Hindernis sind die zurzeit noch sehr hohen Anlagenkosten, weshalb Stirlingmotoren noch nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 1.500 und 2.200 Euro pro kW elektrische Leistung [Bard, 02], [ASUE, 01], [Karl, 06].

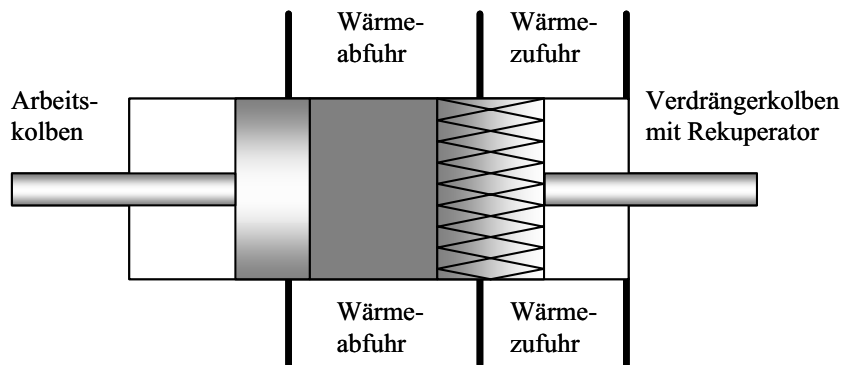


Bild 3.11: Aufbau eines Stirlingmotors, nach [ASUE, 01]

### 3.2.7 Vergleich der KWK-Anlagentechnologien

Der Verbrennungsmotor ist die bisher am weitesten entwickelte Technologie unter den KWK-Anlagen. Sie ist bestens geeignet für den Einsatz in dezentralen BHKW in unterschiedlichen Leistungsklassen und bereits in unzähligen Anlagen erprobt und Stand der Technik. Der Stirlingmotor hat zurzeit vor allem wegen der sehr hohen Kosten nur Anwendung in Nischenbereichen gefunden und befindet sich somit noch weitgehend im Entwicklungsstadium. Mikrogasturbinen sind eine Weiterentwicklung der ausgereifteren Gasturbinentechnologie in Großanlagen, allerdings für wesentlich kleinere Leistungsbereiche und mit Nachholbedarf in der technischen Reife. Auch hier ist noch Entwicklungsbedarf erforderlich, wenngleich diese Systeme im Gegensatz zum Stirlingmotor, sich in einer frühen Markteinführung befinden. Die Brennstoffzellentechnologie ist je nach Brennstoffzellentyp und Anwendung unterschiedlich weit fortgeschritten. Gerade in kleinen Leistungsbereichen, die besonders für die Hausenergieversorgung interessant sind, befindet sich die Technik in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium, so dass die Markteinführung in einigen Jahren erwartet wird.

Im Bereich der Hausenergieversorgung wird sich die Kraft-Wärme-Kopplung in den nächsten Jahren vermutlich erst noch auf den kommerziellen Verbrennungsmotor beschränken. Erreichen Klein-Brennstoffzellen die Marktreife, können diese ebenfalls eine interessante Option für eine dezentrale Hausenergieversorgung darstellen. Im Siedlungsbereich ist der Verbrennungsmotor am besten geeignet, weil er quasi in jeder Anlagengröße zusammengestellt werden kann. Der Wirkungsgradvergleich (elektrisch) der einzelnen Anlagen in Bild 3.12 zeigt deutlich die Vorteile der Brennstoffzellentechnologie gegenüber den anderen Anlagentechnologien. Die elektrischen Wirkungsgrade von Brennstoffzellen sind in jedem Leistungsbereich besser als die der konventionellen Konkurrenten.

In Bild 3.13 ist das Teillastverhalten der KWK-Anlagen beispielhaft dargestellt. Man erkennt, dass bei allen KWK-Technologien bis zu einer Teillast von mindestens 50 % der Nennleistung die Effizienz aufrechterhalten werden kann. Die elektrischen Wirkungsgrade schwanken in diesem Bereich nur in engen Grenzen. Bei 50 % Leistung werden etwa um 2 bis 6 Prozentpunkte geringere elektrische Wirkungsgrade erzielt.

Das dynamische elektrische Verhalten von motorbetriebenen BHKW und Mikrogasturbinen ist durchgängig positiv zu bewerten, da sehr hohe Laständerungsgeschwindigkeiten realisiert werden können. Bei motorgetriebenen BHKW wird die elektrische Nennleistung häufig

bereits 5 Sekunden nach Start erreicht, die thermische Leistung nach etwa einer halben Stunde. Mikrogasturbinen erreichen Kaltstartzeiten im Bereich von zwei Minuten. Für einen Stirlingmotor gibt [SOLO, 06] eine Startzeit von 8 Minuten an, eine Laständerung auf 50 % kann der Stirlingmotor in 30 Sekunden folgen. Der Startvorgang bei Brennstoffzellensystemen dauert wesentlich länger. So benötigen Hochtemperaturbrennstoffzellen wie die SOFC 6 bis 8 Stunden, die PEMFC erreicht nach wenigen Minuten ihren Nennbetriebspunkt. Ein Großteil der Anfahrzeiten wird dabei durch die Peripherie (Reformer, Gasreinigung) hervorgerufen. Für Brennstoffzellen sollten also entsprechende Einsatzbereiche vorliegen, die einen Dauerbetrieb zulassen. Brennstoffzellen eignen sich für einen Betrieb, der schnelle Lastanpassungen erfordert, nicht aber zu vermehrten Starts führt [Henle, 03].

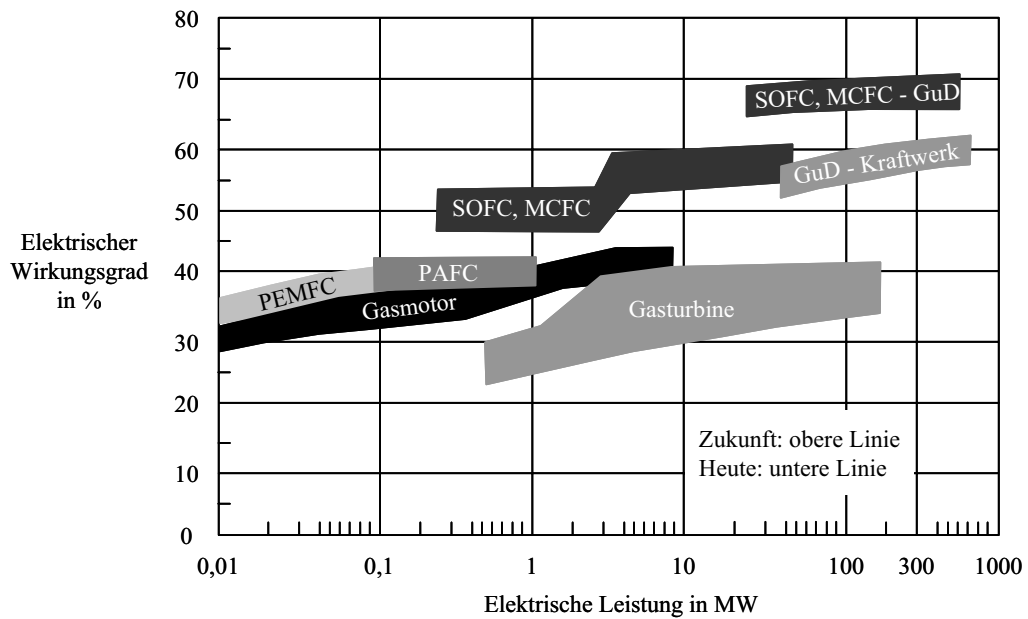


Bild 3.12: Elektrischer Wirkungsgrad von KWK-Systemen auf Erdgasbasis, nach [Pehnt, 02]

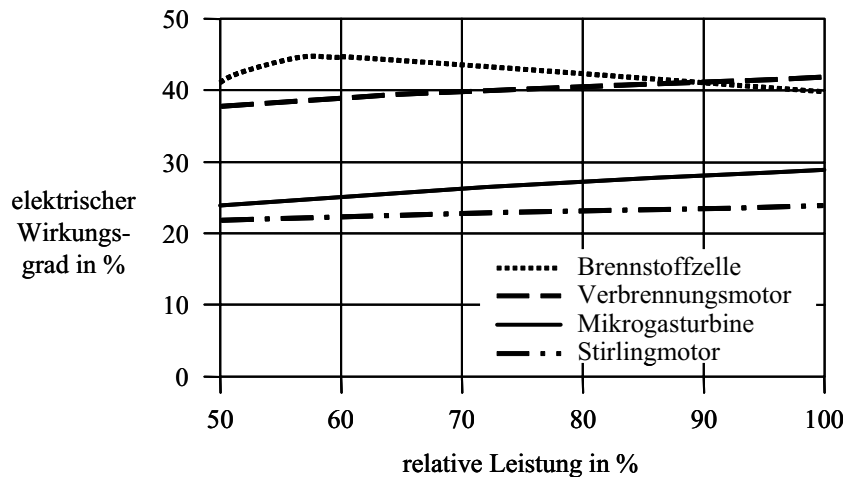


Bild 3.13: Elektrischer Wirkungsgrad von KWK-Systemen im Teillastbetrieb, nach [Voigt, 04]

### 3.2.8 Windenergieanlagen

Windenergie ist die kinetische Energie des Windes. Sie kann in Windenergieanlagen (WEA) in technisch nutzbare Energieformen umgewandelt werden.

Die WEA sind technische Anlagen, in der die Windenergie zur Bereitstellung von Antriebsleistung ausgenutzt wird. Heute werden Rotoren und Propeller großer Abmessungen gebaut, die nach dem Tragflügelprinzip funktionieren. Durch die von den Rotorblättern überstrichene Kreisfläche strömt die Luft und wird dabei abgebremst. Der Rotor treibt über Welle und Getriebe einen Motor an. Eine WEA kann maximal 59,26 % der kinetischen Energie der Luftströmung in Rotationsenergie umwandeln [Heier, 06].

Zur Bereitstellung elektrischer Energie können die WEA als kleinere Anlagen im Kilowattbereich entlegene Gebiete dezentral mit Energie versorgen aber auch mit größeren Leistungen bis in den Megawattbereich Strom in Versorgungsnetze einspeisen. Dies geschieht, indem die kinetische Energie des Windes den Rotor in eine Drehbewegung versetzt, welcher die Rotationsenergie über ein Getriebe an einen Generator weitergibt. Dort wird die Rotationsenergie in elektrische Energie umgewandelt und über einen Transformator bzw. Wechselrichter in das Netz eingespeist (Bild 3.14).

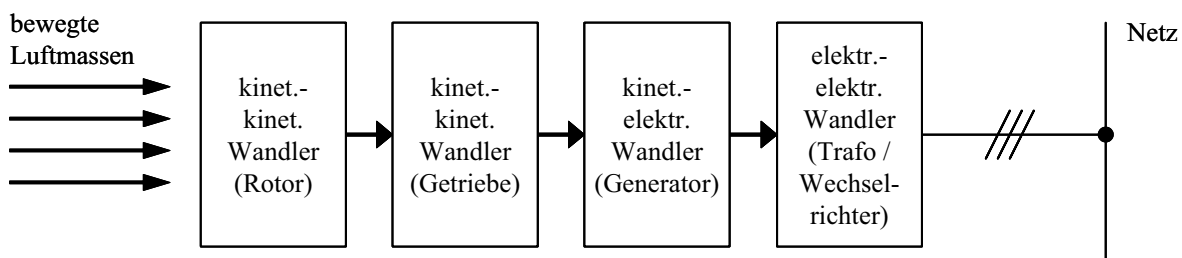


Bild 3.14: Energiewandlungskette einer Windenergieanlage, nach [Kaltschmitt, 95]

Für den sinnvollen Einsatz von WEA sollte erfahrungsgemäß die Windgeschwindigkeit 10 m über dem Boden 5 Meter pro Sekunde überschreiten. Dies ist in Deutschland besonders in den Küstenregionen sowie windbegünstigten Lagen der Mittelgebirge und Alpen der Fall. Neben Rotoren mit horizontaler Achse, wie sie in WEA überwiegend gebraucht werden, gibt es auch Energiewandler mit vertikaler Achse wie zum Beispiel den Darrieus-Rotor [Quaschnig, 06].

Bei der Nutzung der Windenergie handelt es sich grundsätzlich um einen stochastischen Prozess, der keinen mathematischen Gesetzmäßigkeiten unterliegt. Es gibt zwar jahreszeitlich bedingte Regelmäßigkeiten, da in den Sommermonaten Juni bis August häufig Flaute herrscht und ein Großteil des Energieertrags in den Wintermonaten anfällt, die jedoch an dieser Stelle nicht weiter betrachtet werden. Der Betrieb einer WEA ist dargebotsabhängig. Je nach Windangebot schwankt die Momentanleistung im Bereich zwischen Null und Nennleistung. Die typischen Schwankungsintervalle liegen im Minutenbereich, auch wenn kurzfristige Schwankungen nicht ausgeschlossen sind. Einzelne WEA zeigen Leistungsschwankungen im Bereich bis zu 75 % pro Minute bzw. 90 % pro 5 Minuten bezogen auf die installierte Leistung [Kaltschmitt, 95]. Bei räumlich verteilten Standorten ist wegen der Ausgleichseffekte mit Schwankungen im Bereich 3 % bis 6 % pro Minute zu rechnen [Fischedick, 95]. In

Bild 3.15 ist beispielhaft der zeitliche Verlauf der abgegebenen elektrischen (Netto-)Leistung einer 1.500 kW WEA für eine Woche dargestellt.

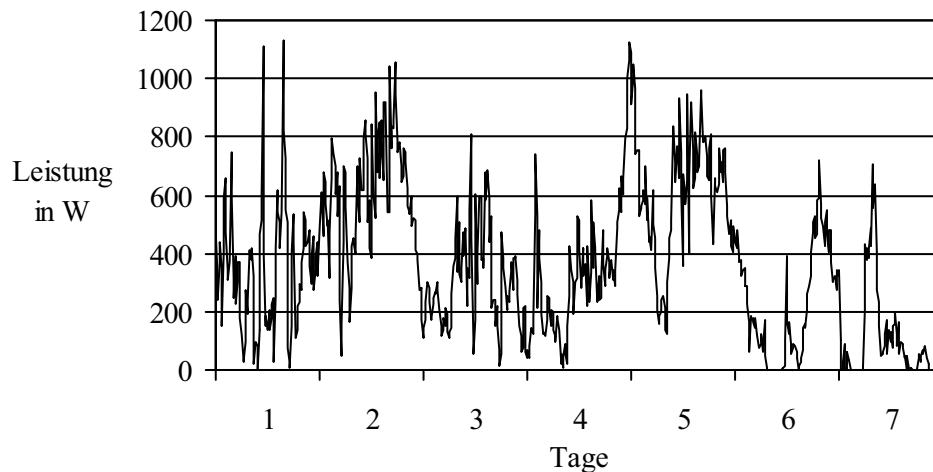


Bild 3.15: Abgegebene elektrische Leistung einer WEA

Derzeitige Entwicklungsanstrengungen richten sich vornehmlich auf die offshore-Windenergienutzung. Für die dezentrale Energieversorgung ist allerdings eine Installation auf dem Land interessant (onshore). Bis Ende Dezember 2005 waren in Deutschland insgesamt 18.428 MW elektrische Leistung mit 17.574 WEA installiert. Die durchschnittliche Leistung bestehender WEA liegt bei 770 kW, für neu installierte Anlagen liegt der Wert bei 1.280 kW. Insgesamt wurden 2005 rund 26,5 TWh Strom aus Windenergie produziert, ihr Anteil an der Stromerzeugung lag bei 4,3 %. WEA haben sich im Betrieb bisher als robust und langlebig erwiesen. Sie erreichen eine Lebensdauer von 20 Jahren. Die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten liegen bei 969 Euro pro kW elektrische Leistung. Die Investitionsnebenkosten (Netzanbindung, interne Verkabelung, Gutachten, Planung, Genehmigung, Sonstiges) belaufen sich auf 26 % bis 30 % der Investitionssumme, die durchschnittlichen Instandhaltungskosten betragen 5,7 % der Investitionskosten pro Jahr. Die Stromgestehungskosten belaufen sich bei einer Volllaststundenzahl von 1.700 Stunden pro Jahr auf 4,0 bis 9,7 Cent pro kWh elektrische Energie [Böhme, 06], [Staiß, 03], [Kruck, 04].

### 3.2.9 Photovoltaikanlagen

Die Photovoltaik (PV) ist eine Technologie, die auf dem Prinzip der Solarzelle beruht. Dabei wird in einem Halbleiterbauelement durch Lichteinfall eine elektrische Spannung erzeugt [Goetzenberger, 94]. Kenngröße eines PV-Moduls ist die Nennleistung  $P_{N,Modul}$  pro Modulfläche. Sie ist bezogen auf 1 m<sup>2</sup> Modulfläche und auf die normierte Bestrahlungsstärke

$$E_{norm} = 1.000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (3.4)$$

Das bedeutet, dass ein PV-Modul bei einer Bestrahlungsstärke von  $E_{norm}$  die Nennleistung abgibt. Die spezifische Modulleistung ist die auf  $1 \text{ m}^2$  Modulfläche bezogene abgegebene elektrische Leistung. Für sie gilt:

$$P_{Modul} = P_{N,Modul} \cdot \frac{E}{E_{norm}} \quad (3.5)$$

$E$  ist die Bestrahlungsstärke in Watt pro  $\text{m}^2$  und unterliegt einer räumlichen und zeitlichen Variation. Je nach Standort, Wetterlage und Uhrzeit ist die Bestrahlungsstärke unterschiedlich. In Bild 3.16 und Bild 3.17 sind beispielhaft für den Standort Kassel (Deutschland) gemessene Tagesverläufe der Bestrahlungsstärke dargestellt.

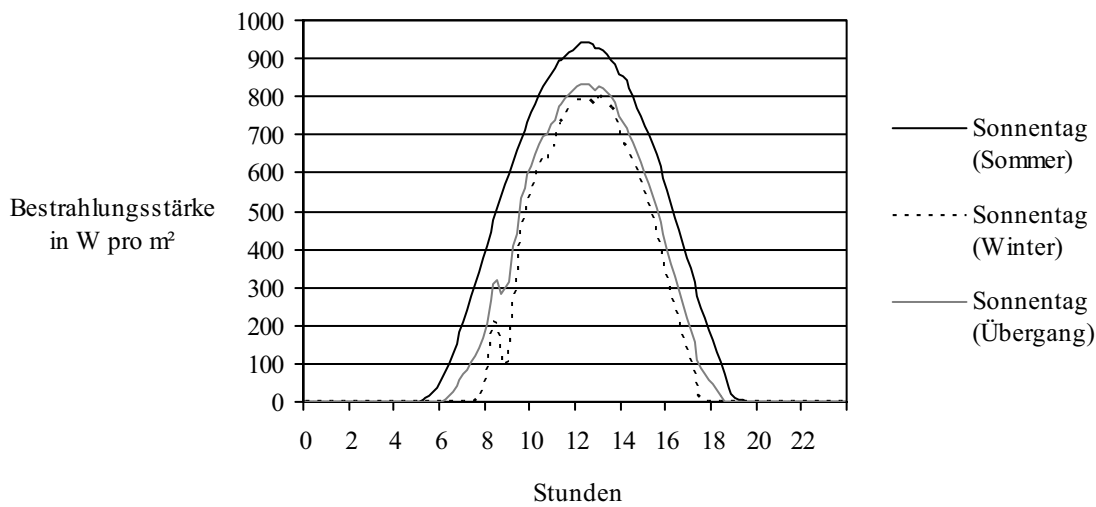


Bild 3.16: Bestrahlungsstärke abhängig von der Jahreszeit für einen Sonnentag

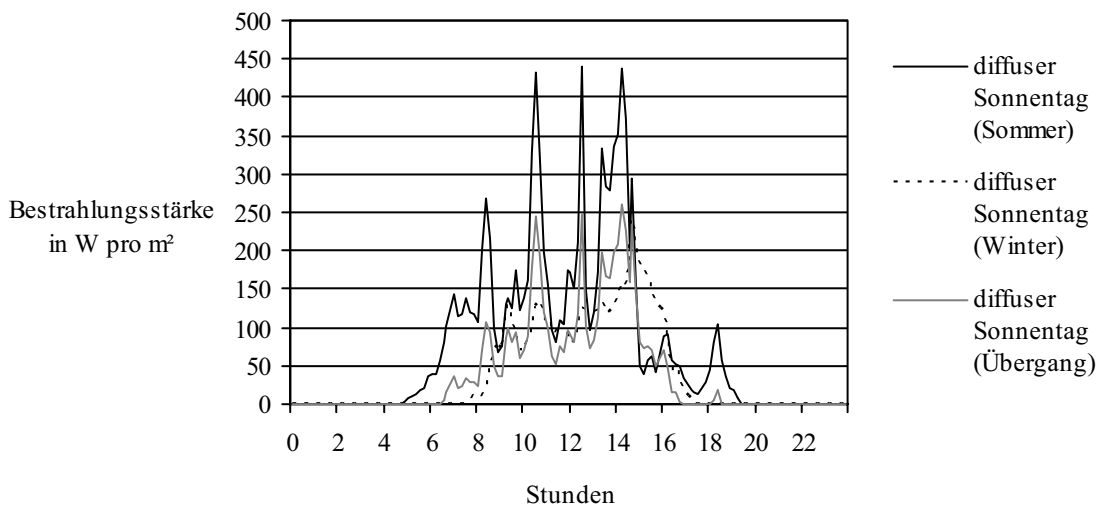


Bild 3.17: Bestrahlungsstärke abhängig von der Jahreszeit für einen diffusen Sonnentag

Diffus ist die Bezeichnung für undurchsichtig, nebelhaft, mit nicht erkennbaren Umrissen versehen. Bei diffusem Licht kann die Lichtquelle der Lichtstrahlung nicht identifiziert



werden. Zum Beispiel bei Nebel oder bewölktem Himmel ist die Position der Sonne nicht erkennbar, es tritt kein scharfer Schatten auf. Einen erheblichen Einfluss auf die Bestrahlungsstärke haben die Bewölkung (Tabelle 3.3), die Beschaffenheit der Atmosphäre (zum Beispiel Dunst- oder Staubschichten über Großstädten) sowie die Länge des von den Strahlen durchlaufenen Luftwegs [Marko, 97].

Tabelle 3.3: Globalstrahlung und Diffusanteil an Abhängigkeit des Bewölkungszustands [Marko, 97]

	klarer, blauer Himmel	verdeckte Sonne, dunstig - wolkig	wolkenbedeckter Himmel
Globalstrahlung in W pro m <sup>2</sup>	600 - 1.000	200 - 400	50 - 150
Diffusanteil in %	10 - 20	20 - 80	80 - 100

Der Markt wird heute überwiegend von monokristallinen und polykristallinen Siliziumzellen sowie amorphem Silizium beherrscht. Die Modulwirkungsgrade sind in Tabelle 3.4 aufgelistet.

Tabelle 3.4: Wirkungsgrade von Solarzellen [Kruck, 04]

Material	Wirkungsgrad in %
Monokristalines Silizium	14,0 bis 18,0
Polykristalines Silizium	13,0 bis 15,5
Amorphes Silizium	8,0

Als PV-Anlage wird die Verschaltung folgender Komponenten verstanden:

- Solargenerator (Module, Verkabelung, Sicherheitseinrichtungen)
- Wechselrichter
- ggf. zusätzliche Steuer- oder Messeinrichtungen zwischen Netzeinspeisepunkt und Wechselrichter

Eine PV-Anlage besteht aus mehreren PV-Modulen, die über mehrere Stränge zu einem oder mehreren Solargeneratoren verschaltet sind. Die Solargeneratoren werden über einen oder mehrere Wechselrichter, der eine Umwandlung der Gleichgrößen in netzkonforme Wechselgrößen vornehmen, ans elektrische Netz angeschlossen (Bild 3.18).

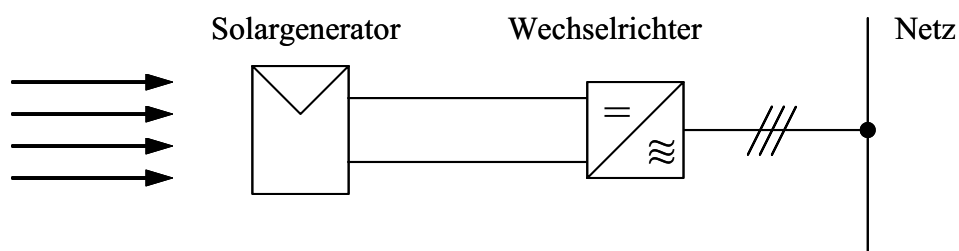


Bild 3.18: Prinzipieller Aufbau einer PV-Anlage

Die Anlagenleistung und die ins Netz eingespeiste elektrische Leistung der PV-Anlage errechnen sich aus:

$$P_{PV} = A \cdot P_{Modul} \cdot \eta_{WR} \quad (3.6)$$

$A$  ist die Anlagenfläche in  $m^2$ ,  $\eta_{WR}$  ist der Nettowirkungsgrad des Wechselrichters. Die Wirkungsgrade der einzelnen Solarzellen sind in der spezifischen Modulleistung enthalten. Für die Anlagenleistung gilt:

$$P_{N,PV} = A \cdot P_{N,Modul} \cdot \eta_{WR} \quad (3.7)$$

Grundsätzlich ist der Betrieb einer PV-Anlage dargebotsabhängig. Je nach Einstrahlungssituation, Wolkenstruktur und Wolkenzug schwankt die Momentanleistung im Bereich zwischen Null und Nennleistung. Die Leistungsbereitstellung einer PV-Anlage ist sowohl tages- als auch jahreszeitabhängig und zeigt zusätzlich eine ausgeprägte Wetterabhängigkeit. Die typischen Schwankungsintervalle liegen im Minutenbereich, auch wenn kurzfristige Schwankungen nicht ausgeschlossen sind. Bezogen auf die Nennleistung einer einzelnen PV-Anlage betragen maximale Leistungssprünge bis zu 10 % pro Sekunde, 50 % pro Minute bzw. 70 % pro 5 Minuten. Bei einer räumlichen Verteilung von Anlagenstandorten mit einer Ausdehnung von mehreren hundert Metern reduzieren sich die Schwankungen auf 3 % pro Sekunde bzw. 5,5 % bis 7,5 % pro Minute [Hübert, 95], [Kaltschmitt, 95]. Im Minutenbereich handelt es sich grundsätzlich um einen stochastischen Prozess, der keinen mathematischen Gesetzmäßigkeiten unterliegt.

Bis Ende Dezember 2005 waren in Deutschland insgesamt 1.400 MW<sub>p</sub> elektrische Leistung installiert. Der Beitrag der PV-Anlagen an der Stromerzeugung im Jahr 2005 lag bei rund 0,16 %. PV-Anlagen erreichen eine Lebensdauer von 20 Jahren. Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 5.300 Euro und 7.600 Euro pro kW<sub>p</sub> elektrische Leistung. Die durchschnittlichen Instandhaltungskosten betragen 1,5 % der Investitionskosten pro Jahr. Die Stromgestehungskosten belaufen sich mit einer Volllaststundenzahl von 800 bis 1.000 Stunden pro Jahr auf 50 Cent bis 90 Cent pro kWh elektrische Energie [Böhme, 06], [Staiß, 03], [Kruck, 04].

### 3.2.10 Solarthermische Anlagen

Bei der Solarthermie wird die thermische Energie der Sonnenstrahlung nutzbar gemacht. Es wird unterschieden zwischen der passiven und der aktiven Nutzung der Sonnenenergie. Bei der passiven Nutzung erwärmt die Sonne ohne technische Apparate direkt ein Gebäude, zum Beispiel durch entsprechend ausgerichtete Fensterflächen oder durch so genannte transparente Wärmedämmung, bei der das Sonnenlicht die äußerste Dämmschicht durchdringen kann und so die dahinter liegende Mauer erwärmt. Von aktiver Nutzung spricht man, wenn entsprechend konstruierte Absorberflächen Sonnenwärme sammeln und diese mit Hilfe eines Mediums zum Beispiel zu einem Wärmespeicher transportiert wird. Im Haushaltsbereich findet die Sonnenwärme vorwiegend zur Erwärmung von Wasser und zur Raumluft

Verwendung. In der Industrie ist darüber hinaus noch die Umwandlung in chemische Energie, elektrische Energie und mechanische Energie anzutreffen [Marko, 97].

Solarthermische Anlagen (STA) sind technische Geräte zur aktiven Nutzbarmachung der thermischen Energie der Sonnenstrahlung. Sie bestehen aus Solarkollektoren (Speicherkollektoren, Flachkollektoren, Vakuum-Flachkollektoren oder Vakuumröhrenkollektoren), Rohrleitungen, Speicher (Kurzzeit- und Langzeitspeicher), Wärmetauscher und Umwälzpumpen mit Regeleinrichtung. Es gibt verschiedene Ausführungen von solarthermischen Anlagen. Beispielphaft ist in Bild 3.19 ein Zweikreisssystem mit im Gebäude liegendem Wärmetauscher dargestellt, wie es in Ein- und Zweifamilienhäusern zur Unterstützung der Warmwasserversorgung üblich ist [Marko, 97].

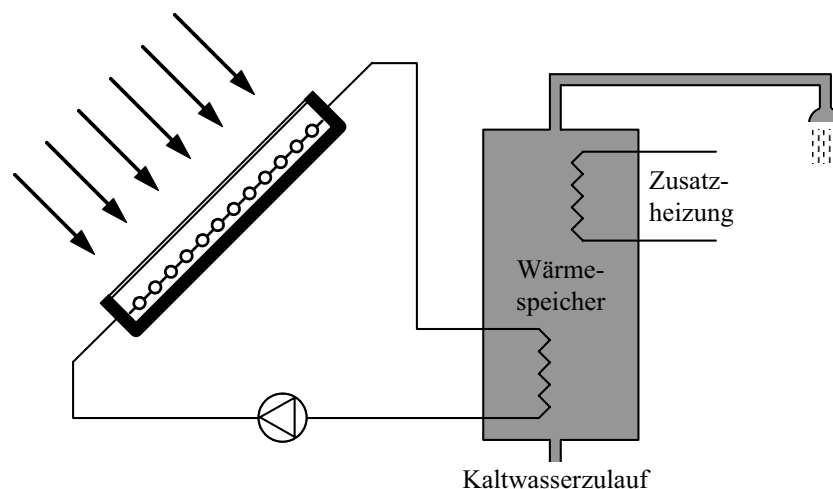


Bild 3.19: Solarthermische Anlage, üblich für Ein- und Zweifamilienhäuser, nach [Marko, 97]

Ein wichtiger Parameter ist der solare Deckungsgrad  $D_s$ , auch solarer Deckungsanteil genannt. Der solare Deckungsgrad gibt an, welcher Anteil des Energiebedarfs von der Solaranlage gedeckt wird. Er ist definiert als das Verhältnis zwischen der vom Solarsystem nach einem Speicher nutzbar abgegebenen Energie zum tatsächlichen Energiebedarf (Heizwärme-, Warmwasser- oder Prozesswärmenachfrage). Sämtliche Speicherverluste werden dabei dem Solarsystem zugeordnet [Kaltschmitt, 06]. Für  $D_s$  gilt in Prozent:

$$D_s = \frac{\text{vom Solarsystem nutzbar abgegebene Energie}}{\text{Energiebedarf}} \cdot 100 \quad (3.8)$$

Anlagen zur solaren Brauchwassererwärmung werden üblicherweise so dimensioniert, dass ihr jährlicher solarer Deckungsgrad ungefähr 50 % bis 60 % beträgt. Dies stellt einen Kompromiss aus gewünschtem hohen Energieertrag und wirtschaftlichen Gesichtspunkten dar [Quaschnig, 06]. Für das Beispiel eines privaten Haushalts mit 4 Personen beträgt bei einer Kollektorfläche von etwa 5 m<sup>2</sup> der solare Deckungsgrad für die Warmwasserbereitung im Jahresmittel 50 % bis 60 % [Kaltschmitt, 06].

Im Sommer liegt der solare Deckungsgrad bei etwa 100 %, im Winter kann er auf unter 20 % absinken (Bild 3.20). Im Sommer kann meistens der gesamte Bedarf an Warmwasser über die

Solaranlage bereitgestellt werden. Die Warmwasserbereitung einer konventionelle Heizanlage kann während dieser Zeit ganz abgeschaltet werden. Je nach individuellem Bedarf werden pro Person ein bis zwei Quadratmeter Kollektorfläche und 60 Liter bis 120 Liter Speichervolumen benötigt, um den gesamten Warmwasserbedarf während des Sommers zu decken [Solarcontact, 01].

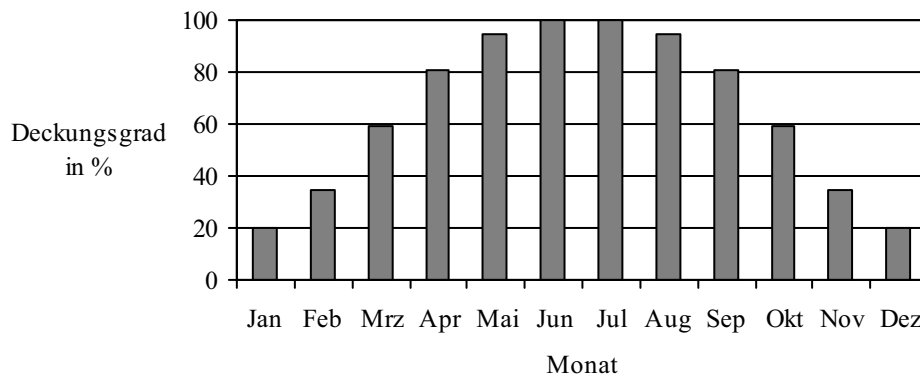


Bild 3.20: Monatlicher solarer Deckungsgrad (Jahreswert 65 %), nach [Solarserver, 06]

[Kaltschmitt, 06] gibt weitere Richtwerte für den jährlichen solaren Deckungsgrad an:

- Dezentrale Warmwasserbereitung in Haushalten: bis 70 %. Dies gilt für einen 4-Personen-Haushalt.
- Solarunterstütztes Nahwärmesystem: bis 20 % ohne Langzeitspeicherung, bis 60 % mit saisonalen Langzeitspeichern. In diesem Fall handelt es sich um die Versorgung eines Wohngebiets.

Die angegebenen Werte für den solaren Deckungsgrad gelten nur für ein durchschnittliches Strahlungsangebot von 1.000 kWh pro m<sup>2</sup> und für Vakuum- oder Flachkollektoren mit Südausrichtung und angemessener Kollektorfläche. Eine Abweichung nach Osten oder Westen vermindert den Ertrag bzw. erhöht die notwendige Kollektorfläche um 20 % bis 30 % [EAMFR, 06].

Bei solarthermischen Anlagen zur Raumwärmeunterstützung werden für einen 4-Personen-Haushalt mit 150 m<sup>2</sup> Wohnfläche bei Südausrichtung etwa 10 m<sup>2</sup> bis 15 m<sup>2</sup> Kollektorfläche benötigt. Eine Abweichung nach Osten oder Westen vermindert den Ertrag bzw. erhöht die notwendige Kollektorfläche um etwa 30 %. Der solare Deckungsgrad liegt hier bei etwa 10 % bis 30 %. Allerdings hängt der solare Deckungsgrad stark von dem spezifischen Energiebedarf des Gebäudes ab [EAMFR, 06]. In Tabelle 3.5 sind weitere typische Auslegungsrichtwerte für Kleinanlagen und solar unterstützte Nahwärmeanlagen aufgeführt.

Für den Gesamtsystemnutzungsgrad sind Anlagendimensionierung und Abstimmung der einzelnen Anlagenkomponenten aufeinander entscheidend. Gesamtsystemnutzungsgrad und solarer Deckungsgrad sind einander beiderseits beeinflussende Größen.

Die Umwälzpumpe wird von der Regeleinrichtung immer dann eingeschaltet, wenn der Kollektor deutlich wärmer als der untere Teil des Wärmespeichers ist. Pumpe und Regler benötigen dafür meistens jährlich weniger als 100 kWh elektrische Energie [Solarcontact, 01]. Das bedeutet bei 8760 Stunden im Jahr einen durchschnittlichen Leistungsbedarf von

11,42 W. Gewichtet mit den monatlichen Deckungsgraden gemäß Bild 3.20 ergibt sich daraus die zugehörige monatliche Antriebsleistung für einen Jahresdeckungsgrad von 65 % unter der Voraussetzung, dass die Antriebsleistung kontinuierlich benötigt wird (Bild 3.21).

Tabelle 3.5: Auslegungsrichtwerte solarthermischer Anlagen, nach [Staiß, 03]

Anlagentyp	Kleinstanlage zur Trinkwassererwärmung im EFH	Kombianlage im EFH	Solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicher
Anlagengröße	4-Personen-Haushalt	4-Personen-Haushalt	ab etwa 100 WE
Kollektorfläche	5 m <sup>2</sup> FK	15 m <sup>2</sup> FK	1,4 m <sup>2</sup> bis 2,4 m <sup>2</sup> FK pro MWh jährl. Energiebedarf, 0,14 m <sup>2</sup> bis 0,2 m <sup>2</sup> FK pro m <sup>2</sup> Wohnfläche
Speichervolumen	300 Liter	700 Liter bis 1.000 Liter	1,4 m <sup>3</sup> bis 2,1 m <sup>3</sup> WÄ pro m <sup>2</sup> FK
Solare Nutzenergie	375 kWh bis 600 kWh pro m <sup>2</sup> FK und Jahr	250 kWh bis 425 kWh pro m <sup>2</sup> FK und Jahr	225 kWh bis 350 kWh pro m <sup>2</sup> FK und Jahr
Solarer Deckungsgrad (im Neubau)	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 12 %	Trinkwasser: 50 % Gesamtwärme: 25 %	Gesamtwärme: 40 % bis 60 %
Energiegestehungskosten	19 Cent pro kWh	15 Cent bis 19 Cent pro kWh	8 Cent bis 24 Cent pro kWh

WE: Wohneinheit; FK: Flachkollektor; WÄ: Wasseräquivalent; EFH: Einfamilienhaus

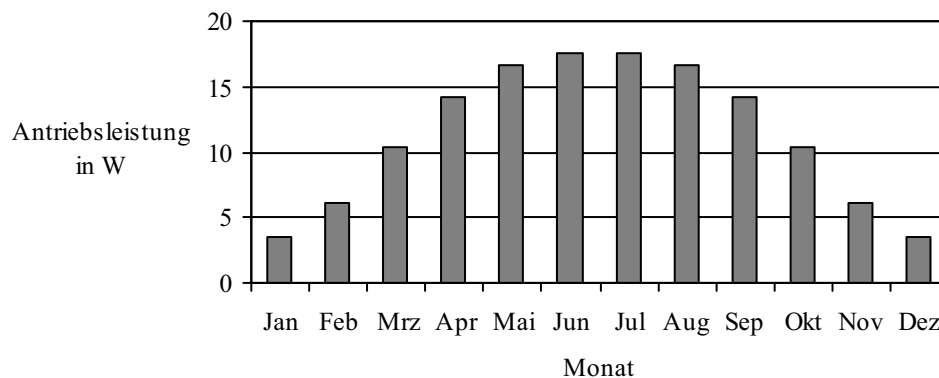


Bild 3.21: Monatliche Antriebsleistung (Jahresdeckungsgrad 65 %)

Ende 2005 waren insgesamt etwa 7,2 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche in Deutschland installiert, das sind rund 800.000 Solarkollektoranlagen. Solarthermische Anlagen erreichen eine Lebensdauer von 20 Jahren. Die spezifischen Investitionskosten liegen zwischen 409 Euro und 920 Euro pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Die durchschnittlichen Betriebskosten betragen 1,5 % der Investitionskosten pro Jahr. Die Energiegestehungskosten belaufen sich auf 8 Cent bis 24 Cent pro kWh thermischer Energie [Böhme, 06], [Staiß, 03].

### 3.2.11 Geothermische Anlagen

Geothermie ist die Nutzung der Erdwärme als Energiequelle. Dies ist nur dort sinnvoll, wo dicht unter der Erdoberfläche aufgeheizte Bodenformationen vorliegen. Geothermie stammt zu geschätzten 30 % bis 50 % aus der Restwärme aus der Zeit der Erdentstehung, zu geschätzten 50 % bis 70 % aus radioaktiven Zerfallsprozessen, die in der Erdkruste seit Jahrmillionen kontinuierlich Wärme produziert haben und heute noch erzeugen. In oberflächennahen Bereichen kommen Anteile aus der Sonneneinstrahlung und aus dem Wärmekontakt mit der Luft dazu. Die Temperatur im inneren Erdkern beträgt nach verschiedenen Schätzungen 4.500 °C bis 6.500 °C. 99 % unseres Planeten sind heißer als 1.000 °C. 99 % vom Rest sind immer noch heißer als 100 °C. Fast überall hat das Erdreich in 1 Kilometer Tiefe eine Temperatur von 35 °C bis 40 °C [GTV, 06], [Meinhold, 81].

Die geothermische Tiefenstufe ist die Tiefe, in der sich die Erdkruste mit einer Dicke von 15 Kilometer bis 50 Kilometer in Richtung Erdmittelpunkt um einen Grad Celsius erwärmt. Sie steht somit für den Temperaturgradienten derselben. Eine solche Erwärmung um 1 °C erfolgt in Mitteleuropa durchschnittlich alle 33 Meter. Man gibt daher oft einen Gradienten von 2,5 °C bis 3,5 °C pro 100 Meter an. Die geothermische Tiefenstufe ist sehr variabel und hängt stark von den geologischen Bedingungen ab. Dies hängt mit unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten von Gesteinen und dem geologischen Aufbau des Gebiets zusammen [Meinhold, 81], [Loose, 06].

Technisch nutzbar sind heiße Wasser- bzw. Wasserdampfquellen wie zum Beispiel Geysire oder Fumarolen, und die geothermischen Lagerstätten wie Lava, magmatische Kammersysteme und trockene heiße Tiefengesteine. Es wird unterschieden zwischen Tiefengeothermie und oberflächennahe Geothermie.

Geothermische Anlagen (GTA) sind technische Geräte zur Nutzbarmachung der Erdwärme. Sie bestehen aus Erdwärmesonden unterschiedlichster Bauart als Wärmetauscher und einer Wärmepumpe mit Kompressor, die durch einen thermodynamischen Kreisprozess dem Erdreich mit Hilfe eines Arbeitsmittels thermische Energie entzieht und zum Beispiel einem Gebäude zu Heizzwecken zuführt. Dabei wird im Verdampfer thermische Energie aus dem Erdreich aufgenommen und über den Verdichter auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Im Verflüssiger wird die Wärme an das Heizsystem abgegeben (Bild 3.22).

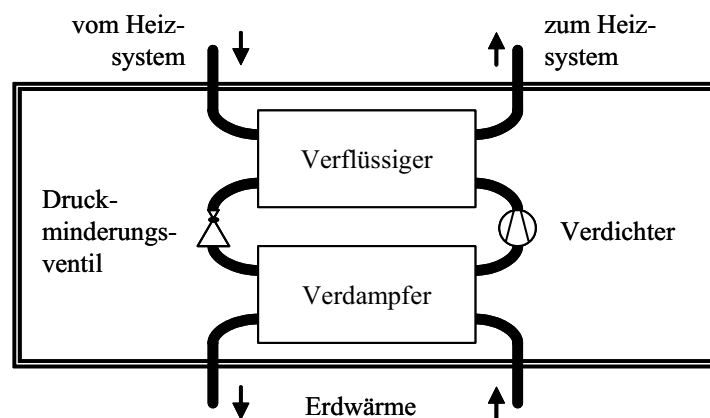


Bild 3.22: Prinzip der Wärmepumpe, nach [Beuth, 97]

Um 100 % Heizenergie zu bekommen sind üblicherweise 25 % Antriebsenergie für den Kompressor notwendig, die restlichen 75 % werden aus dem Erdreich gewonnen. Diese Werte entsprechen einer GTA mit einer Arbeitszahl  $\beta = 4$ . [Vaillant, 05], [BWP, 04].

Die Leistungszahl  $\alpha$  ist als das Verhältnis der abgegebenen thermischen Nutzleistung zur aufgenommenen Leistung für den Antrieb des Kompressors und weiterer peripherer Komponenten definiert:

$$\alpha = \frac{\text{abgegebene thermische Nutzleistung}}{\text{aufgenommene Leistung}} \quad (3.9)$$

Die Leistungszahl ist mit dem Wirkungsgrad konventioneller Heizungsanlagen zu vergleichen und abhängig von den Betriebsbedingungen der Anlage. Wesentlichen Einfluss haben die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizungsanlage, das eingesetzte Arbeitsmittel und die Bauweise der GTA. Mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Heizungsanlage sinkt die Leistungszahl der Anlage. Um hohe Leistungszahlen und damit hohe Effizienz zu erreichen, sollte die Wärmequellentemperatur möglichst hoch und die Vorlauftemperatur der Wärmenutzungsanlage möglichst niedrig sein [Beuth, 97], [Kaltschmitt, 06].

Für die Arbeitszahl gilt:

$$\beta = \frac{\text{abgegebene thermische Nutzenergie}}{\text{aufgenommene Energie}} \quad (3.10)$$

Die Arbeitszahl beschreibt die Effizienz einer GTA über einen längeren Zeitraum hinweg. Hiermit wird für einen bestimmten Zeitraum (zum Beispiel ein Jahr, dann auch Jahresarbeitszahl genannt) die Effizienz der Anlage gemessen. Zusätzlich zur Antriebsenergie des Kompressors geht dabei auch der Energieverbrauch peripherer Komponenten wie zum Beispiel weitere Pumpen ein [Kaltschmitt, 06].

Bei Grundwasserwärmepumpen liegen die Arbeitszahlen im Bereich von etwa 2,5 bis 4. Bei der Nutzung von Erdreich als Wärmequelle lassen sich Arbeitszahlen von etwa 2,5 bis 3,5 erreichen. Für verbrennungsmotorisch betriebene Wärmepumpen und Absorptionswärmepumpen, die als Antriebsenergie Erdgas, Propangas oder Diesel benutzen, wird statt der Arbeitszahl die so genannte Heizzahl angegeben. Hierbei wird über einen längeren Zeitraum (zumeist 1 Jahr) die Nutzenergie mit dem Energieinhalt der eingesetzten Energieträger ins Verhältnis gesetzt. Typische Werte liegen abhängig von der eingesetzten Wärmepumpentechnik zwischen 1,2 und 1,6. Grundsätzlich ist es möglich, die Arbeitszahl von elektrisch betriebenen GTA mit der Heizzahl zu vergleichen, wenn der Energieeinsatz für die Stromerzeugung und -verteilung bekannt ist. Es ergeben sich dann Werte zwischen 1,0 und 1,4 [Kaltschmitt, 06].

Derzeit gibt es in Deutschland über 30 geothermische Anlagen sowie etwa 100.000 Wärmepumpensysteme zur Wärmeengewinnung. Sie produzierten im Jahr 2005 etwa 1,6 TWh Wärme. Auch für die Stromerzeugung ist die Geothermie eine interessante Perspektive, denn sie steht rund um die Uhr zur Verfügung und ist zu jeder Zeit bedarfsgerecht regelbar. Im

November 2003 hat in Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern die erste Anlage ihren Betrieb aufgenommen, die Tiefenerdwärme in Strom umwandelt [Böhme, 06]. Da zurzeit die geothermische Stromerzeugung für die dezentrale Energieversorgung eine untergeordnete Rolle spielt, wird an dieser Stelle nicht weiter darauf eingegangen.

Geothermische Anlagen erreichen eine Lebensdauer von 20 Jahren. Die spezifischen Investitions- und Betriebskosten sind je nach Anlagentechnologie und Größe äußerst unterschiedlich. Die Wärmegestehungskosten belaufen sich auf 2 Cent bis 15 Cent pro kWh thermischer Energie für große Heizkraftwerke bis 20 MW installierte thermische Leistung. Bei Wärmepumpenanlagen für kleine Gebäude liegen die Wärmegestehungskosten zwischen 15 Cent und 21 Cent pro kWh thermischer Energie [Staiß, 03].

### **3.2.12 Zentralheizungen, Heizkraftwerke und Spitzenlastkessel**

Eine Heizung ist eine Anlage zur künstlichen Erwärmung von Räumen. Es gibt Zentralheizungen mit zentral gelegener Wärmequelle für mehrere Räume, oft als Etagenheizung, oder Einzelheizung mit der Wärmequelle innerhalb des zu beheizenden Raumes. Eine Heizungsanlage besteht im Wesentlichen aus der Energieumwandlungsanlage zur Produktion der Wärme und den zur Wärmeabgabe bestimmten Teilen. Die Wärme wird überwiegend durch Verbrennung fossiler Brennstoffe erzeugt. Als Wärmeträger dient meist Warmwasser und Dampf. Weitaus am häufigsten ist die Warmwasserheizung, bei der das Wasser in einem Heizkessel durch die Verbrennung von Gas oder Öl bis etwa 90 °C erwärmt und durch Rohrleitungen zu den Heizkörpern transportiert wird. Niedertemperaturheizungen verwenden Heizmittel mit Temperaturen zwischen 30 °C und 60 °C. Sie gehören aufgrund der verringerten Wärmeverluste zu den Energie sparenden Heizsystemen.

Bei Zentralheizungseinheiten (ZHE) handelt es sich um Energieumwandlungsanlagen zur Bereitstellung der für ein Versorgungsobjekt notwendigen thermischen Energie zur Raumbeheizung und / oder Warmwasserversorgung im kW-Leistungsbereich. Dieser Heizungstyp ist am weitesten verbreitet und kann auch in Verbindung mit einer solarthermischen Anlage betrieben werden. In diesem Fall ist die Zentralheizungsanlage meist nur für die Raumbeheizung zuständig. Die häufigsten Brennstoffe sind Gas oder Öl, es kommen aber auch Holzpellets oder Holzhackschnitzel zum Einsatz.

Unter einem Heizkraftwerk (HKW) wird im Folgenden eine Energieumwandlungsanlage zur reinen Wärmeversorgung (Raumheizung und / oder Warmwasser) verstanden, die im Leistungsbereich wesentlich größer als eine Zentralheizung ist (MW-Leistungsbereich). Die häufigsten Brennstoffe sind Gas oder Öl, es kommen aber auch Diesel, Holzpellets, Holzhackschnitzel, Biogas oder Rapsöl zum Einsatz.

Ein Spitzenlastkessel (SLK) wird zur Deckung von thermischen Bedarfsspitzen eingesetzt, zum Beispiel in Verbindung mit einem BHKW. Die SLK können schnell auf die nötige Leistung gebracht werden, sie haben kurze Reaktionszeiten und eine hohe Dynamik. Die häufigsten Brennstoffe sind Gas oder Öl, es kommen aber auch Diesel, Holzpellets, Holzhackschnitzel, Biogas oder Rapsöl zum Einsatz.

Die Hilfsenergien für diese Anlagen bestehen im Wesentlichen aus der elektrischen Leistungsaufnahme der Anlagen und sind im Vergleich zur thermischen Leistungsabgabe



bzw. zur aufgenommenen Brennstoffleistung gering. So kann man beispielsweise nach [DIN, 03] einen durchschnittlichen Hilfsenergiebedarf von Heizungsanlagen für Gebäude mit normalen Innentemperaturen im Sinne der Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung, EnEV) [Energierichtl, 06] von rund 500 kWh pro Jahr errechnen. Dieser Wert deckt sich runtergerechnet mit Angaben über die elektrische Leistungsaufnahme von Heizungssystemen, wie sie von Herstellern wie Vaillant oder Buderus im Markt angeboten werden. Der Anteil der Hilfsenergien an der Brennstoffleistung liegt hier bei maximal 3 %. Werden weitere Anlagen wie zum Beispiel Lüftungs- und Klimasysteme berücksichtigt, so kann der Hilfsenergiebedarf schnell auf 15 % bis 20 % anwachsen.

Zentralheizungen, Spitzenlastkessel und Heizkraftwerke sind strukturell und prozessbezogen vergleichbar. Beim Einsatz dieser Anlagen muss ein bestimmter thermischer Wärmebedarf eines Versorgungsobjekts gedeckt werden. Führungsgröße ist ein thermischer Leistungsbedarf. Insofern muss die thermische Nennleistung der Anlagen dem Bedarf angemessen dimensioniert sein. Die Anlagen erreichen thermische Wirkungsgrade bis zu 95 %. Die spezifischen Investitionskosten liegen bei Heiz- und Brennwärmtankanlagen zwischen 500 Euro und 600 Euro pro kW thermische Leistung, für Heizkraftwerke müssen 500 bis 1.500 Euro pro thermische Leistung investiert werden [Heinloth, 03].

### 3.2.13 Wärmespeicher

Oftmals stimmen Angebot und Bedarf der benötigten Energie zeitlich nicht überein. Durch die Nutzung thermischer Energiespeicher lassen sich jedoch die Deckungsraten deutlich steigern und damit Ressourcen schonen. Ein Wärmespeicher ist eine technische Anlage zur zeitweisen Aufnahme, Speicherung und Abgabe von Wärme bei Bedarf. Für solarthermische Anlagen sind Wärmespeicher unentbehrlich, um Intensitätsschwankungen der Sonneneinstrahlung auszugleichen.

Der Einsatz von KWK-Anlagen lohnt sich immer dann, wenn auch ein zeitgleicher Bedarf an elektrischer und thermischer Energie in einer der KWK-Anlage angepassten Menge vorliegt. Da dies nur selten der Fall ist und der Wärmebedarf stärker als der Strombedarf jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, können Wärmespeicher für Ausgleich sorgen. Speicher sorgen für zusätzliche Freiheitsgrade in der Betriebsführung von KWK-Anlagen und damit neue Betriebsführungsvarianten. Die Speicherung einer Energieform in Schwachlastzeiten und die Abgabe der Energie in Spitzenlastzeiten ist ein bekanntes Prinzip und gerade für den dezentralen Bereich besonders interessant.

Je nachdem welche Zeitspanne durch den Speicher überbrückt und auf welchem Temperaturniveau die Energie gespeichert werden soll, kommen unterschiedliche Speichertechniken zum Einsatz. Während für die saisonale Wärmespeicherung in der Regel große Wasserspeicher oder Erdsondenspeicher eingesetzt werden, kommen für Kurzzeitspeicher auch andere Speichertechniken in Frage, die nicht nur die Wärmekapazität eines Materials nutzen. Während im Temperaturbereich der Trinkwassererwärmung und Raumheizung klassische Wasserspeicher den größten Teil des Marktes abdecken, finden im Markt der Kältespeicherung für die Raumklimatisierung zunehmend Alternativen wie Phasenwechselmaterialien als Latentwärmespeicher Anwendung [Schossig, 06].

Zur Charakterisierung eines Wärmespeichers können die Kenngrößen Speicherkapazität und Wärmeverlustrate herangezogen werden. Die Speicherkapazität des Wärmespeichers gibt an, welche maximale Wärmemenge der Speicher beim üblichen Betrieb aufnehmen bzw. abgeben kann. Die Wärmeverlustrate gibt den vom Speicher an die Umgebung übertragenen Wärmestrom an. Insbesondere bei kleinen Speichern für Ein- und Zweifamilienhäuser werden die Wärmeverluste maßgeblich durch die am Speicher vorhandenen Wärmebrücken, zum Beispiel Anschlüsse oder Tauchhülsen, bestimmt [Schossig, 06].

Die Hilfsenergien für Wärmespeicher bestehen im Wesentlichen aus der elektrischen Leistungsaufnahme der Laderegler und sind im Vergleich zum thermischen Leistungsbedarf des Versorgungsobjekts sehr gering. So kann beispielsweise gemäß [DIN, 03] ein durchschnittlicher Hilfsenergiebedarf von Wärmespeichern für Gebäude mit normalen Innentemperaturen im Sinne der EnEV von rund 65 kWh pro Jahr für Wohngebäude mit einer thermischen Nutzfläche von 150 m<sup>2</sup> errechnet werden. Für Gebäude mit einer thermischen Nutzfläche von 10.000 m<sup>2</sup> ergibt sich ein Wert von 500 kWh pro Jahr.

Die Speicherkapazitäten handelsüblicher Wärmespeicher gehen bis 6 MWh thermische Energie. Während Wasserspeicher Wirkungsgrade von bis zu 95 % haben können, sind Latentwärmespeicher nahezu verlustfrei. Die spezifischen Investitionskosten für thermische Speicher liegen zwischen 2 Euro und 10 Euro pro kWh thermische Speicherkapazität [Sander, 04].

Elektroenergiespeicher erfüllen sinngemäß die gleichen Aufgaben wie Wärmespeicher, nur für elektrische Energie. Elektroenergiespeicher sind zum Beispiel Akkumulatoren, Wasserstoffspeicher in Kombination mit Brennstoffzellen, Schwungradspeicher, Druckluftspeicher, Pumpspeicherwerke, Kondensatoren oder die supraleitende Spule. Da einige dieser Speichertechnologien technisch noch nicht ausgereift und / oder zu teuer sind sowie andere wiederum für die dezentrale Energieversorgung keine Relevanz haben, werden Elektroenergiespeicher im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Es sei an dieser Stelle jedoch angemerkt, dass unter der Voraussetzung einer technischen Weiterentwicklung und wirtschaftlichen Verbesserung die verschiedenen Speichertechnologien eine Marktdurchdringung dezentraler Energieversorgungssysteme unterstützen können [Orlik, 03].

### **3.3 Verteilte Kraftwerke**

#### **3.3.1 Begriffsbestimmung**

Die Anbindung kleinerer dezentraler Energieumwandlungsanlagen an das Versorgungsnetz findet häufig in Anlehnung an die Gesetzgebung unter der Annahme völlig unkorrelierter / unbeeinflusster Erzeugung statt. Es wird unter Beachtung technisch und physikalisch begründeter Anschlussregeln von der Randbedingung ausgegangen, dass die elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze inklusive der Verbraucher eine unendlich große Energiesenke darstellen und jede DEA separat betrachtet werden kann. Basiert zum Beispiel eine dezentrale Energieumwandlung auf erneuerbare Energieträger, so wird nach EEG eine Vergütung für die Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Versorgungsnetz garantiert, ohne die technischen und ökonomischen Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu beachten. Ein

übergeordnetes Energiemanagement zur optimierten Ausregelung aller in einem Netzbezirk installierten dezentralen Energieumwandlungsanlagen findet nicht statt.

Der wirtschaftliche und technische Zusammenschluss von einzelnen DEA unterschiedlicher Struktur und Dynamik zu einem engen Verbund wird mit dem Begriff des „verteilten Kraftwerks“ (VK) beschrieben. Das Ziel ist dabei die elektrische und thermische Energieversorgung nahe gelegener Verbraucher [Wiesner, 01], [Santjer, 02]. Ein VK setzt sich zwar aus kleinen Einheiten zusammen, ist aber durchaus in Größe und Regelbarkeit mit einem Großkraftwerk vergleichbar. Nach außen weist ein VK das gleiche Verhalten auf wie ein großes zentrales Kraftwerk, das bedeutet Planbarkeit aufgrund von Prognosen und Regelbarkeit aufgrund von Erzeugungsmanagement. Häufig wird auch der Begriff des „virtuellen Kraftwerks“ benutzt. Da das Wort „virtuell“ für „künstlich“ oder „scheinbar“ steht und deshalb in Anbetracht der real existierenden Systeme problematisch ist, wird im Rahmen dieser Arbeit der Begriff des verteilten Kraftwerks benutzt. Die einzelnen DEA sind real, die durch Kommunikation und verteilte Intelligenz erreichte Größe ist virtuell.

Ein VK ist eine auf Energie- und Steuerungsebene zusammengefasste große Menge an räumlich verteilten Energieumwandlungsanlagen. Das verteilte Kraftwerk ist in der Lage, wie ein konventionelles Kraftwerk Energiemengen und Vorleistungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Folgende Anforderungen sollte ein verteiltes Kraftwerk erfüllen [Santjer, 02]:

- Die Kommunikation mit den Anlagen muss der räumlichen Verteilung gerecht werden. Entsprechend den jeweils kleinen Energieumsätzen muss die Kommunikation sehr kostengünstig sein.
- Die Zuordnung einzelner Energieumwandlungsanlagen zu verteilten Kraftwerken muss diskriminierungsfrei und liberal geschehen.
- Der Betreiber des VKs muss nicht zwangsläufig Eigentümer der Energieumwandlungseinheiten sein.
- Einrichtung und Betrieb eines VKs dürfen nicht vom „guten Willen“ eines anderen Netznutzers abhängen.
- Ein VK muss heute mit sehr wenigen Energieumwandlungsanlagen funktionieren, zukünftig jedoch mit sehr vielen und verschiedenartigen Anlagen.
- Durch den Betrieb eines VKs sollte sich die Versorgungssicherheit erhöhen.

### **3.3.2 Dezentrales Energiemanagement**

Für den Betrieb eines verteilten Kraftwerks ist es notwendig, die einzelnen DEA untereinander zu vernetzen und in ein übergeordnetes dezentrales Energiemanagement (DEM) zu integrieren. Durch die koordinierte Steuerung und intelligente Vernetzung sind dynamische Optimierungen möglich, die sowohl Energie- als auch Kosteneinsparungen ermöglichen. Intelligent bedeutet, dass die dem DEM zugrunde liegende Software überwiegend selbständig agieren kann [Handschin, 03].

Das DEM umfasst die Planung, Koordination, Kontrolle und Auswertung aller Aktivitäten, deren Ziel die ökonomische, ökologische und technische Optimierung des zur betrieblichen Leistungserstellung notwendigen Energieeinsatzes ist. Diesbezügliche Aktivitäten können sowohl technische Maßnahmen als auch betriebswirtschaftliche Entscheidungen sein. Dezentrales Energiemanagement umfasst das Lastmanagement und das Erzeugungsmanagement [Bitsch, 02]. In Bild 3.23 ist das Prinzip eines dezentralen Energiemanagements dargestellt.

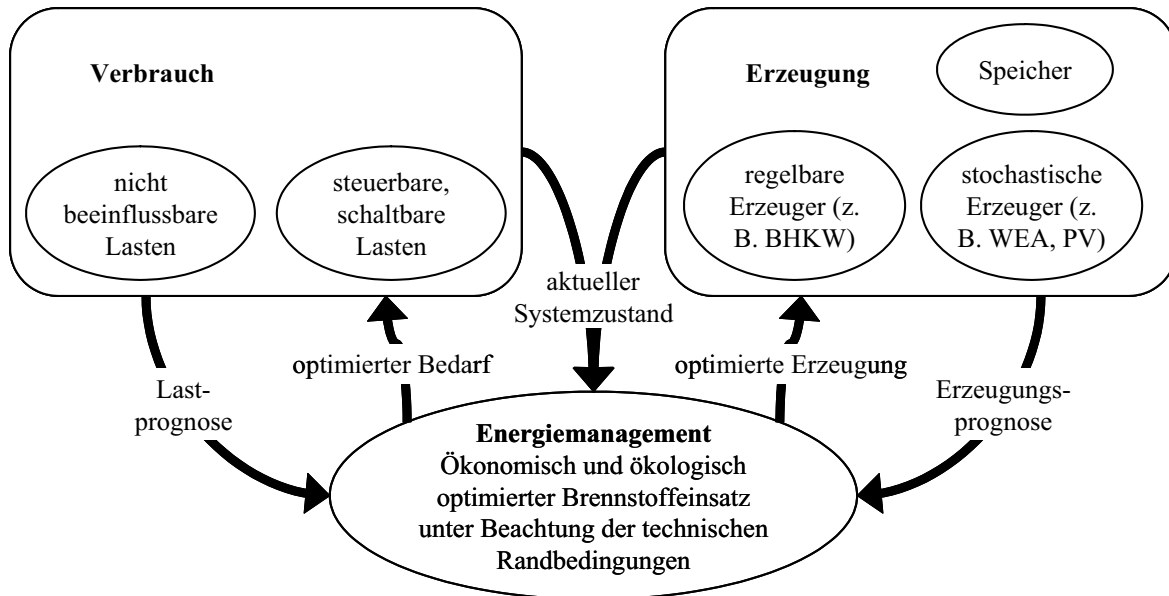


Bild 3.23: Prinzip des dezentralen Energiemanagements

Unter Lastmanagement werden Maßnahmen auf Verbraucher- bzw. Kundenseite verstanden, die zur Bereitstellung einer ausgeglichenen Energie- und / oder Leistungsbilanz erforderlich sind. Ziel des Lastmanagements ist, Spitzenlast zu verringern und den Lastgang zu verstetigen sowie den Leistungsbedarf, soweit möglich, angemeldeten Fahrplänen anzupassen [EDNA, 03]. Die Aufgaben des Lastmanagements sind Prognose, Planung, Durchführung und Überwachung von Aktivitäten, die zu einer Beeinflussung des Verbrauchsprofils führen. Die EVU sind dazu verpflichtet, jederzeit so viel Energie bereitzustellen, wie gerade benötigt wird oder wie mit den Kunden vertraglich vereinbart wurde. Das Ziel ist dabei eine möglichst gleichmäßige Auslastung der Kraftwerke zu erreichen. Um dies zu bewerkstelligen, müssen die Kunden dazu bewegt werden, ihren Energiebedarf möglichst gleichmäßig über den Tag zu gestalten. Eine dynamische Tarifstruktur kann hierfür Anreize schaffen.

Für die Potenzialabschätzung eines Lastmanagementsystems ist neben dem Potenzial für die Energieeinsparung das Verschiebepotenzial wichtig. Lastverschiebung bedeutet eine tägliche Anpassung des Lastganges an die Erzeugung. Dies kann bereits bei der Festlegung des Fahrplans für den nächsten Tag berücksichtigt werden. Obwohl die Bedürfnisse und Anforderungen bei jedem Endkunden unterschiedlich sind, wurden in der Vergangenheit Anstrengungen unternommen, das Verschiebepotenzial abzuschätzen. Im Haushaltsbereich können unter Ausschöpfung aller technischen Möglichkeiten zur Laststeuerung, durch finanzielle Anreize und intensive Aufklärung der Endkunden bis zu 40 % an elektrischer

Energie über den Zeitraum eines Tages verschoben werden, jedoch mit großen Unterschieden zwischen Winter und Sommer. Im Bereich der Industrie und Kleinverbraucher beträgt das Verschiebepotenzial durchschnittlich 10 % innerhalb eines Tages und 2 % um einen Tag oder länger [Quaschnig, 00].

Neben dem Lastmanagement spielt das Erzeugungsmanagement eine zentrale Rolle. Unter Erzeugungsmanagement werden Maßnahmen auf Versorgerseite zur gezielten Beeinflussung einer Einspeisung zur kosten- und / oder systemoptimalen Versorgung der angeschlossenen Verbraucher verstanden. Die Aufgaben des Erzeugungsmanagements sind Prognose, Planung, Durchführung und Überwachung von Aktivitäten, die zu einer Beeinflussung der bereitgestellten Leistung führen.

Das Ziel des DEMs ist, den Einsatz von Energie ökonomisch und ökologisch nach vorgegebenen Kriterien durch eine Beeinflussung des Verbrauchers, Beeinflussung der Erzeugung, Import und Export von Energie sowie Speicherung zu optimieren. Der Optimierungsanspruch geht dabei über die üblichen Optimierungsansätze von Stadtwerken und Verteilnetzbetreibern hinaus. Folgende Betriebsmittel und Randbedingungen sollten berücksichtigt werden:

- Verträge für Bezug und Lieferung (Strom, Wärme bei vorhandenem Wärmenetz, Primärenergie, Reserveleistung)
- Steuerbare, schaltbare und nicht beeinflussbare elektrische und thermische Lasten
- Energieumwandlungsanlagen: KWK-Anlagen, Windenergie- und PV-Anlagen, solarthermische und geothermische Anlagen, Heizkraftwerke, Spitzenlastkessel, thermische und elektrische Speicher, ...)

Grundlage für die Optimierung sind Informationen über Betriebszustände, mögliche Freiheitsgrade und betriebszustandsabhängige Kosten aller an das System angeschlossenen Anlagen. Schritte der Optimierung des Energieeinsatzes sind:

- Erfassung und Prognose des elektrischen und thermischen Leistungsbedarfs, der erneuerbaren Energiebereitstellung, der Wetterdaten, der Marktpreise und des tatsächlichen Lastprofils, siehe auch Bild 3.24.

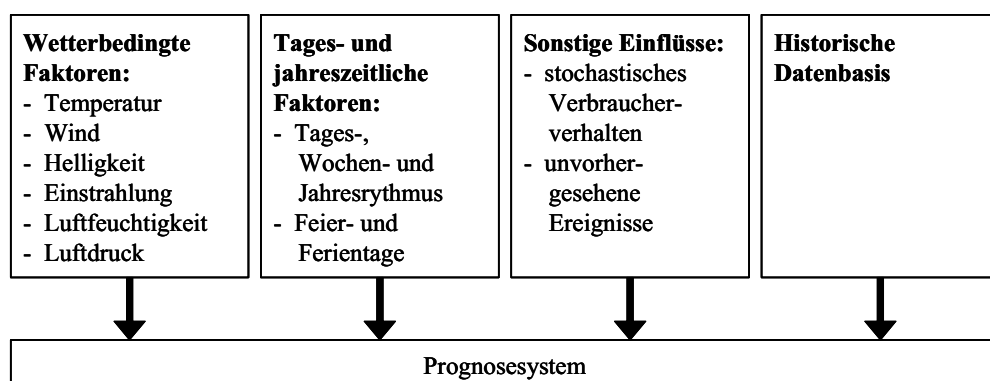


Bild 3.24: Einflussfaktoren auf die Leistungsprognose und den Lastverlauf

- Planung des Energieeinsatzes für die Folgezeiteinheit unter Einhaltung der technischen und vertraglichen Randbedingungen mit den Möglichkeiten zur Beeinflussung der Lasten, Steuerung der Erzeuger und Auswahl der Bezugsverträge.
- Überwachung der Planungsergebnisse für die aktuelle Zeiteinheit mit kostenoptimaler Umverteilung der auftretenden Planungsabweichungen auf Erzeuger, Speicher und beeinflussbare Lasten.

### 3.3.3 Betriebsführung eines verteilten Kraftwerks

Ein VK unterscheidet sich von einer wärmegeführten oder stromgeführten DEA nur durch eine von außen vorgegebene Betriebsführungsstrategie. Der Betrieb eines VKs erfolgt nicht nur nach Kriterien, die ein einzelnes Versorgungsobjekt definiert.

Im Allgemeinen wird zwischen zwei Betriebsführungsstrategien eines VKs unterschieden. Beim Lastfolgebetrieb besteht die Aufgabe darin, den thermischen und elektrischen Leistungsbedarf zu jedem Zeitpunkt optimal zu decken. Das erfordert ein hohes Maß an Flexibilität der einzelnen Anlagen, welches sich im Besonderen durch die Laständerungsgeschwindigkeiten der einzelnen Anlagen ausdrückt. Der Lastfolgebetrieb ist mit dem Betrieb von Einzelanlagen vergleichbar. Die Größe der Anlage ist für den speziellen Leistungsbedarf des angeschlossenen Objekts optimiert, die Größe des verteilten Kraftwerks ist für den speziellen Leistungsbedarf aller angeschlossenen Verbraucher im Versorgungsgebiet optimiert. Besondere Bedeutung wird dabei der Last- und Wetterprognose zuteil. Der Lastfolgebetrieb stellt an die Prognoseverfahren besondere Anforderungen. Die Spitzenlastdeckung gehört ebenso zur Lastfolgestrategie. Dabei werden die DEA zur Glättung von Lastspitzen eingesetzt, um einen gleichmäßigen Bezug elektrischer Leistung zu erreichen.

Beim Grundlastbetrieb ist die Größe der Anlage / des VKs nicht auf die einzelnen Verbraucher abgestimmt. Grundlast bezeichnet den Anteil des gesamten Lastverlaufs, der über einen bestimmten Zeitraum kontinuierlich abgenommen wird. Hier steht die Versorgung mehrerer Kunden durch mehrere Anlagen im Vordergrund [Wiesner, 01].

Erst verfügbare Freiheitsgrade, zum Beispiel durch vorhandene Speicher oder wechselnde Fahrweisen der BHKW, machen einen dezentralen Anlagenpark zu einem virtuellen Kraftwerk, das nach ökonomischen, ökologischen und technischen Gesichtspunkten optimiert geführt werden kann.

### 3.3.4 Systemdienstleistungen

Die DEA können einen großen Anteil an der Versorgungsaufgabe übernehmen sowie durch den Zusammenschluss zu einem VK und den Einsatz geeigneter Wechselrichtertechnologien stärker in die elektrische Netzbetriebsführung eingebunden werden. In Anbetracht der EU-Ziele für den Anteil an erneuerbarer Energien und KWK-Systemen an der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2010 wird dieses auch notwendig. Die erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen sollen im Jahr 2010 im Durchschnitt 40 % der täglichen Lastganglinie abdecken. Aufgrund des fluktuierenden Dargebots an Windenergie und Sonnenenergie und der wärmegeführten Fahrweise bei KWK-Anlagen wird der maximale Leistungsanteil dieser Erzeuger an der Spitzenlast auf 60 % geschätzt, um die EU-Ziele auch zu erreichen. In diesem

Fall wird aber in den Schwachlaststunden durch die erneuerbaren Energien sogar ein Leistungsüberschuss produziert [Buchholz, 05b]. Einzelne Länder können dieses Problem durch Exporte in die Nachbarländer lösen. Jedoch müssen im europäischen Verbundnetz im Ganzen Erzeugung und Last in jedem Moment bilanziert werden.

Daraus lassen sich zwei Schlussfolgerungen ziehen: Zum einen werden die erneuerbaren und verteilten Erzeuger in Zukunft nur noch begrenzt dargebotsabhängig in die elektrischen Netze einspeisen können. Zum anderen werden sich die DEA an der Netzbetriebsführung beteiligen müssen. DEA müssen in Zukunft Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen können.

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionsfähigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Kunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen [VDEW, 01b]:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufnahme
- Betriebsführung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen im Netz infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme. Sie erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung der Minutenreserve in den Kraftwerken. Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht. Die Einhaltung der Spannung in normbestimmten Bändern bei der Spannungshöhe und der zeitliche Verlauf der Spannung in einem festgelegten Muster ist in DIN EN 50160 [DIN, 00] festgelegt. Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke und der Netzführung sowie des nationalen / internationalen Verbundvertriebs durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet [VDEW, 01b].

Welche dieser Systemdienstleistungen auch von DEA zur Verfügung gestellt werden können, hängt nicht nur von den technischen Realisierungsmöglichkeiten ab. Die Zuständigkeiten, Aufgabenverteilung und Zusammenarbeit zwischen den verschiedenen Beteiligten in der Energiewirtschaft muss in einem geeigneten rechtlichen Rahmen verankert werden, der die Beteiligung von dezentralen Energiesystemen regelt.

### **3.3.5 Energie und Kommunikation**

Die Versorgungsaufgabe und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Rahmen eines VKs beinhalten einen enormen Kommunikationsaufwand. Voraussetzung ist eine leistungsfähige Kommunikation zwischen Erzeugung, Verbraucher, Speicher und Leitstelle sowie ein dezentrales Energiemanagementsystem mit Prognose, Einsatzplanung und Online-

Optimierung. Mit Hilfe intelligenter Informations- und Kommunikationstechnik lassen sich dezentrale Systeme dann wie ein einziges großes Kraftwerk betreiben [Bitsch, 02], [Schmid, 02], [Buchholz, 05b]. In Bild 3.25 ist beispielhaft der prinzipielle Aufbau eines VKs mit verfügbarem Wärmenetz dargestellt. Ist kein Wärmenetz vorhanden, so entfällt in Bild 3.25 auch die Anbindung der einzelnen dezentralen Systeme an ein Wärmenetz.

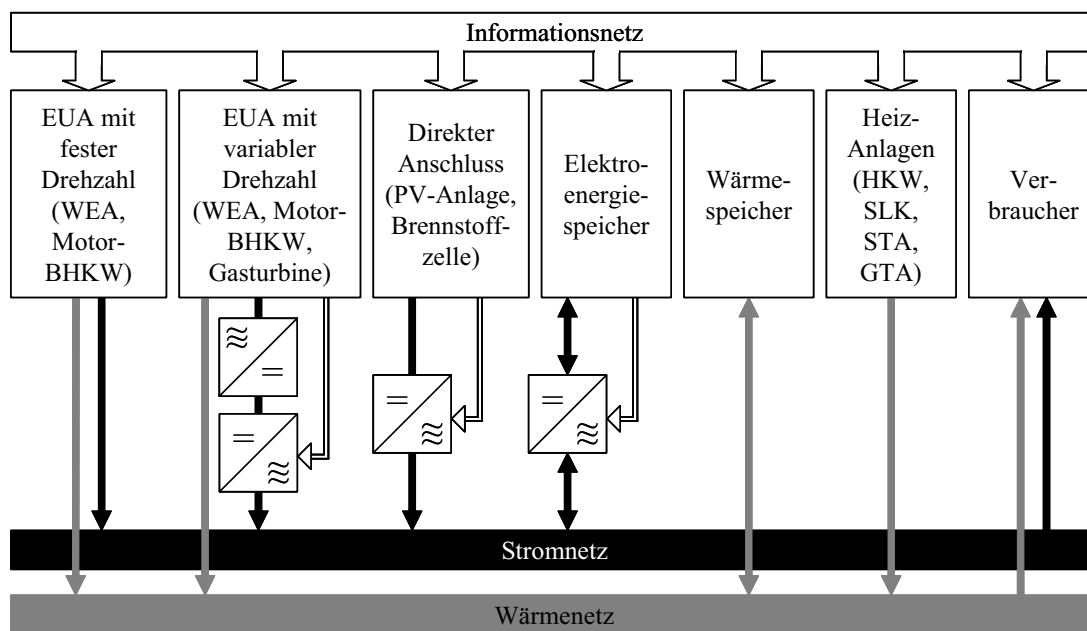


Bild 3.25: Aufbau eines verteilten Kraftwerks

Die Kommunikation zwischen den DEA und der zentralen Leitstelle mit dem Energiemanagementsystem kann auf unterschiedlichstem Weg realisiert werden. Zur Verfügung stehen Übertragungstechnologien wie zum Beispiel Funk, Telefonwählleitung, Telefonstandleitung, Satellitenverbindungen, Lichtwellenleiter oder Internet. Auf Basis von Global Positioning System (GPS) und Geographical Information System (GIS) kann eine Identifizierung der einzelnen DEA im VK gewährleistet werden. Dadurch ist es möglich, eine eindeutige Zuordnung der Anlagen im Hot-Plug Verfahren zu realisieren. Neu installierte Anlagen können sich dann eigenständig bei der Leitstelle anmelden [Wiesner, 01]. Die verschiedenen Kommunikationstechnologien, die Harmonisierung der diversen Protokolle und Datenschnittstellen in einer internationalen Norm sind Bestandteil aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten und werden an dieser Stelle nicht näher bewertet.

### 3.4 Versorgungsqualität und Systemsicherheit

DEA können einen positiven Beitrag für die Versorgungsqualität liefern, wenn die lastnahe Leistungsbereitstellung mit der Größe der lokalen Last harmonisiert und bedarfsgerecht zur Verfügung steht. Probleme entstehen dann, wenn große Leistungen in Gebieten bereitgestellt werden, in denen kein Bedarf für diese Leistung besteht, und das vorhandene Netz nicht für die Wegleitung der Leistung ausgelegt ist [Buchholz, 05c].



Die Versorgungssicherheit in dezentralen Versorgungsstrukturen ist von zentraler Bedeutung und ein wichtiger Aspekt für die Betrachtungen in dieser Arbeit. Fragen der Versorgungsqualität und der Systemsicherheit werden hingegen im Rahmen der Modellierung dezentraler Energieversorgungsstrukturen nicht tiefer behandelt. Es wird von der Randbedingung ausgegangen, dass in dezentralen Versorgungsstrukturen die Versorgungsqualität und die Systemsicherheit gegeben sind. Dabei ist diese Annahme durchaus realistisch, wie die nachfolgenden Überlegungen, die sich insbesondere auf den elektrotechnischen Bereich der dezentralen Energieversorgung beziehen, belegen.

Bild 3.26 verdeutlicht einige positive und negative Einwirkungen der dezentralen Energieversorgung auf die Versorgungsqualität bzw. dessen Komponenten Servicequalität, Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität. Dezentrale Energieversorgungssysteme können sich durch zusätzliche Netzstützungsfunktionen und durch die Lastnähe positiv auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken. Fluktuierende Einspeisungen von PV-Anlagen und WEA sowie fehlende Reserven können dagegen negative Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit haben. Die Spannungsqualität wird durch eventuell vorhandene Regelungsmöglichkeiten von DEA positiv beeinflusst, wobei es negative Rückwirkungen durch den Einsatz dezentraler Systeme auf das Versorgungsnetz geben kann.

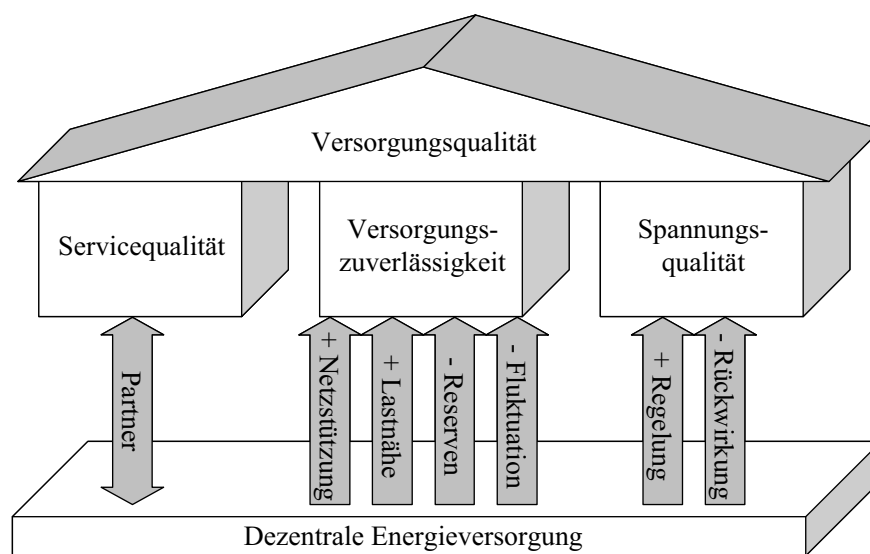


Bild 3.26: Dezentrale Energieversorgung und Versorgungsqualität, nach [Buchholz, 05a]

Es gibt eine Reihe vorhandener und interdisziplinär zusammengesetzter Forschungsprojekte sowie bereits in der Praxis erfolgreich realisierte dezentrale Energieversorgungssysteme, die die Bereiche der Versorgungsqualität und Systemsicherheit nach heutigem Stand der Technik wissenschaftlich untersuchen. Bezogen auf Deutschland und die Europäische Union sind dies zum Beispiel:

- Energiepark KonWerl 2010 [Schwägerl, 05]: Erprobung zukunftsweisender Technologien im Bereich der dezentralen Energieversorgung, Demonstration eines Dezentralen Energiemanagementsystems als durchgängig innovative Lösung von der Mess- und Prozesstechnik über die Kommunikationstechnik bis hin zu den Funktionen einer technisch/wirtschaftlichen Energieoptimierung.

- VK Unna [Hennig, 05]: 9 gasbetriebene Verbrennungsmotoren (4.935 kW elektrisch, 7.590 kW thermisch), eine Entspannungsturbine 70 kW elektrisch, eine Mikrogasturbine (105 kW elektrisch, 120 kW thermisch), 5 Spitzenlastkessel 14.100 kW thermisch, 7 Wärmespeicher, eine Windenergieanlage 150 kW elektrisch.
- Virtuelles Kraftwerk Rheinland-Pfalz [Simon, 05], [Lange, 06]: Stirlingmotoren (Erdgas, Biomasse, Klärgas oder Deponiegas), Photovoltaik- und Windenergieanlagen, Mini-Blockheizkraftwerke in Privathaushalten, Beteiligung am Regelenergiemarkt.
- DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources [DISPOWER, 04], [EU, 05], [Pickhan, 05], [Pickhan, 06]: Erfahrungsaustausch für die Integration verteilter kleiner Stromerzeuger in die elektrischen Verteilnetze, Pilotanlage in Stutensee „Am Steinweg“ (Solargeneratoren, Batteriespeicher, Blockheizkraftwerk, Energiemanagementsystem für Niederspannungsnetze inklusive Laststeuerung in einem Wohnviertel), Pilotanlage in San Agustin del Guadalix (Spanien).
- DINAR - Integration dezentraler regenerativer Energieversorgungsanlagen in den Netzbetrieb [Nestle, 05], [Nestle, 06]: Integrationskonzept für DEA in die elektrischen Verteilnetze, Entwicklung des bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI) zur Blindleistungsbereitstellung, Netzüberwachung, Spitzenlastmanagement, Regelenergie, Leistungsprofilmanagement, Energiemanagement mit variablem Tarifen, Zählerdatenübertragung, Konfiguration und Fernwartung.
- SIDENA - Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen [Bendel, 03], [Kirchhof, 06]: Entwicklung von Methoden, Normen und Lösungen zur Sicherheit sowie Leistungssicherung und Zuverlässigkeit von dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen und deren Einbindung in Verbundnetze.
- EDISon - Intelligente Energieverteilnetze durch Anwendung innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme [Lewald, 05]: Untersuchung der Umstrukturierung des Energiesektors unter Berücksichtigung der ökonomischen und technischen Randbedingungen hin zu ein integralen Verteilnetz.
- Netzwerk „Energie und Kommunikation“ - Optimierung des Einsatzes dezentraler Energieversorgungssysteme durch Einbindung moderner Kommunikationstechniken [Buchholz, 05b]: Entwicklung von Szenarien einer dezentralen Energieversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Diskussion zukünftiger nachhaltiger Energieversorgungskonzepte, Erarbeitung von Leistungs- und Energiemanagementkonzepten unter Berücksichtigung zukünftiger Randbedingungen.
- Virtuelles Kraftwerk Harz [Brinkmann, 04], [Wenzl, 05], [Lange, 06]: Virtuelles Spitzenlastkraftwerk im Aufbau (82 Mini-Blockheizkraftwerke in Privathaushalten, zahlreiche Dieselgeneratoren zur Notstromversorgung, einige kleinere Wasserkraftwerke).
- Virtuelles Kraftwerk der Gesellschaft für wirtschaftliche Energieversorgung mbH (GWE) [Osygus, 05], [BZ, 05], [Sester, 05]: Pool von 15 BHKW mit 60 MW elektrische Gesamtleistung.
- Energiepark Clausthal [Teschner, 01], [Lange, 06]: Ziel ist der Nachweis, dass ein Inselbetrieb mit einer vollständigen Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien möglich

ist. WEA (80 kW), Wasserkraftanlage (30 kW), mehrere PV-Anlagen an Gebäuden (insgesamt etwa 18 kW), Biogasanlage aus Rasenschnitt, mit Gasmotor (35 kW elektrisch), Rapsölverwertung mit Elsbettmotor (55 kW), Biodieseleinsatz im Dieselmotor (40 kW), Holzhackschnitzelfeuerung mit Stirlingmotor (10/40 kW), umrichtergeführter Batteriespeicher (100 kWh), Wärmepumpe und Solarkollektoren.

- Virtuelles Kraftwerk München [Burgtorf, 05]: Mehrere Heizkraftwerke und Heizwerke, PV-Anlagen, Windenergieanlagen.
- Virtuelles Regelkraftwerk der Saarenergie GmbH [Strese, 03], [Armbrüster, 05]: Beteiligung eines VKs am Regelenergiemarkt.

Innerhalb dieser Forschungs- und Praxisprojekte wurden viele Erkenntnisse bezüglich der Versorgungsqualität und der Systemsicherheit generiert. Zusammenfassend lässt sich aus den zahlreichen Ergebnissen dieser Projekte darstellen, dass mit dezentralen Versorgungsstrukturen eine angemessene Versorgungsqualität und Systemsicherheit auch mit einem hohen Durchdringungsgrad dezentraler Energieumwandlungsanlagen technisch realisierbar ist. Nachfolgend werden einige wichtigen Aspekte bzgl. der Versorgungssicherheit und Systemsicherheit näher erläutert.

### 3.4.1 Anschluss von DEA an das elektrische Netz

Die Netzanschlussbedingungen, wie sie zum Beispiel in den NetzCodes des Verbands der Netzbetreiber (VDN) [Bouillon, 03], [Brehler, 03], den technischen Anschlussbedingungen von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz des Verbands der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) [VDEW, 01a] bzw. darüber hinausgehend in den Netzanschlussregeln für das E.ON Versorgungsgebiet [E.ON, 03] definiert sind, müssen erfüllt werden. Die Netzanschlussregeln beschreiben die technischen und organisatorischen Mindestanforderungen, die bei der Errichtung und dem Betrieb von Netzanschlüssen am Netz zu erfüllen sind. Sie orientieren sich an den Erfordernissen eines störungsfreien Netzbetriebs und an den Belangen eines bedarfsgerechten Anlagenbetriebs. Dazu gehören die wichtigsten Kraftwerkseigenschaften wie Kurzschlussverhalten, Wirkleistungsstellfähigkeit, Blindleistungsstellfähigkeit, Netzurückwirkungen, Spannungsqualität, Verhalten bei Störungen im Netz, Versorgungswiederaufbau und Frequenzhaltung. Energieumwandlungsanlagen, die nach dem EEG gefördert werden (zum Beispiel PV-Anlagen und WEA), müssen erhöhte Anforderungen bezüglich Wirkleistungsabgabe, Frequenzhaltung und Versorgungswiederaufbau erfüllen [VDN, 04]. Schon heute gibt es WEA, die diesen Anforderungen gerecht werden [Fischer, 05].

### 3.4.2 Netzverluste

In den letzten Jahren ist durch zahlreiche Blackouts deutlich geworden, dass die maximal übertragbare Leistung eines Übertragungssystems eher von der Spannungsstabilität und der dynamischen Stabilität des Netzes als von thermischen Grenzen abhängig ist. Demgemäß befasst sich die Industrie verstärkt mit der Entwicklung neuer Technologien und Betriebsmittel, die in der Lage sind, die Übertragungsleistung vorhandener Energieversorgungsnetze zu erhöhen und gleichzeitig die Netzstabilität zu erhalten oder zu verbessern. Viele dieser neuen Technologien werden unter dem Begriff „flexible Drehstrom-Übertragungssysteme“ (Flexible

Alternating Current Transmission Systems, „FACTS“) zusammengefasst [Grünbaum, 05]. Da im Rahmen der dezentralen Energieversorgung eine Leistungsübertragung über weite Entfernungen eine untergeordnete Rolle spielt, wird eine tiefere Betrachtung der elektrischen Netzparameter an dieser Stelle nicht vorgenommen.

Die elektrischen Netzverluste lagen im Jahr 2003 in Deutschland bei durchschnittlich 3,7 % über alle Netzebenen [Schröppel, 05]. Der Ausbau dezentraler Energieversorgung führt aufgrund von veränderten Leistungsflüssen zu einer Veränderung der Netzverluste. Dies kann abhängig von der Netzkonstellation sowohl zu einer Zunahme als auch zu einer Reduktion der Netzverluste führen. Tendenziell führt der Ausbau dezentraler Energieversorgung vorwiegend zu einer geringen Reduktion der Netzverluste. Lokal können die Netzverluste durchaus nennenswert sein, jedoch sind sie bei einer überregionalen Betrachtung im Hinblick auf die Netzverlustentgelte für die Netzkunden vernachlässigbar [CONSENTEC, 04].

Laut Berechnungen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft in München sinken die Leitungsverluste im Verteilnetz einer Wohnsiedlung, deren Gebäude mit Mikro-BHKW versorgt werden, um fast ein Zehntel. Die Netzbelastung halbiert sich und der Strombezug reduziert sich um zwei Drittel [B.KWK, 04].

### 3.4.3 Netzführung und Systemdienstleistungen

Auswirkungen der dezentralen Energieversorgung auf das elektrische Verbundnetz und die Netzführung, insbesondere durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien wie Wind und PV, werden in der Literatur zahlreich behandelt. Studien, zum Beispiel [Kaltschmitt, 95], [Hübert, 95], [Pontenagel, 95] und [Tzschoppe, 98], kommen zu dem Ergebnis, dass ein installierbares Potenzial von Windenergie- und PV-Anlagen bis zu einem Anteil von 20 % der jährlichen Gesamtstrombereitstellung ohne Netzstörungen und ohne zusätzliche Investitionen in Netzkomponenten möglich ist. Das Beispiel Dänemark zeigt, dass mit regelbaren DEA deutlich höhere Anteile dezentraler Energieversorgung möglich sind (vgl. Bild 3.2)!

Das Forschungskonsortium DISPOWER kommt zu dem Ergebnis, dass mit einem intelligenten Managementsystem verteilte Erzeuger zur Einhaltung der Spannungsqualität beitragen können [EU, 05]. Durch geschicktes Lastmanagement in Verbindung mit einem Batteriespeicher, der auch als Verbraucher (Ladezyklus des Speichers) betrieben werden kann, kann die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes gewährleistet werden.

Desgleichen kommen Studien über den Einsatz dezentraler Energieversorgung in Österreich zu dem Ergebnis, dass es bei vermehrter dezentraler Einspeisung lokal zu Spannungsbandanhebungen kommen kann, welche jedoch durch geeignete technische Maßnahmen, zum Beispiel Netzausbau, Blindleistungskompensation oder Abschaltung bzw. Reduzierung der dezentralen Einspeiser, im zulässigen Bereich gehalten werden können [Sakulin, 04], [Sakulin, 05], [Haber, 05]. In den Studien wurde festgestellt, dass die mit dem vermehrten Einsatz dezentraler Energieumwandlungsanlagen zu erwartenden Probleme in den Verteilnetzen mit geeigneten technischen Maßnahmen, betreffend Spannungshaltung und Strombelastbarkeit der Netzelemente, gelöst werden können. Es ist davon auszugehen, dass das geplante Ausmaß an zusätzlicher dezentraler Energiebereitstellung im Rahmen der bereits heute bestehenden Blindleistungsmanagementmöglichkeiten beherrschbar ist. Eine weitere Studie hat für Österreich ergeben, dass ein Ausbau dezentraler Energieversorgung keine

Reduktion des Netzanlagenbedarfs über alle Netzebenen bedeutet. Bestenfalls werden durch den zu erwartenden Lastzuwachs notwendige Netzausbaumaßnahmen kurzfristig hinausgezögert [CONSENTEC, 04]. Ergebnisse des Forschungsprojekts SIDENA und Untersuchungen der MVV Energie, Mannheim, bestätigen die getroffenen Aussagen [Metten, 05].

Dezentrale Anlagen können miteinander vernetzt werden und entweder an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen oder im Inselbetrieb gefahren werden. Die Steuerung funktioniert nach dem bekannten Prinzip der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Ermöglicht wird diese Netzregeltechnik auch für kleine stromrichtergekoppelte Energiewandler durch das am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) entwickelte SELFSYNC Regelungsverfahren. Das Prinzip ist eine ausschließliche modulare parallele Kopplung der Erzeuger, Speicher und Lasten nach den üblichen Wechselstromstandards (in Europa zum Beispiel 230/400 V, 50 Hz). Mit dem SELFSYNC Regelungsverfahren verhalten sich Umrichter wie konventionelle Generatoren, da sie frequenzvariabel mit Frequenzleistungsstatiken arbeiten [Engler, 05]. Es konnte nachgewiesen werden, dass man Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetze mit dezentralen Energiewandlern ebenso steuern kann wie den konventionellen Kraftwerkspark [Strauß, 05].

Weiterhin müssen beim Betrieb von DEA eine Vielzahl sicherheitsrelevanter Aspekte berücksichtigt werden. Dazu gehören zum Beispiel Fragen zu Schutzleiterströmen, Wirkung von Überspannungssignalen auf DEA, kapazitive Ableitströme oder elektromagnetische Verträglichkeit. Im Wesentlichen betreffen diese Punkte die Entwicklung und die Installation der jeweiligen Energieumwandlungsanlagen. Insofern wird dieses an dieser Stelle nicht weiter betrachtet. Weitere wichtige sicherheitsrelevante Aspekte sind:

- Überwachung der Komponenten der DEA und des Netzes auf mögliche Fehlerzustände (Condition Monitoring).
- Einhaltung der Spannungsgrenzen an jedem Punkt im Netz.
- Abschaltung der Einspeisung bei Netztrennung und Vermeidung einer ungewollten Inselnetzbildung.

Das Condition Monitoring wird wie bei der Beherrschung des Kurzschlussfalls von der DEA selbst durchgeführt. Durch Messung von Spannung und Netzimpedanz an Anschlüssen des Verteilnetzes und eine Kommunikationsanbindung besteht die Möglichkeit, eine zeitnahe Beobachtbarkeit des Netzes zu schaffen und somit Fehlererkennung und Betriebssicherheit zu verbessern. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen wird bereits heute dadurch sichergestellt, dass die Anlagen nur innerhalb eines bestimmten Spannungsbandes einspeisen und dadurch eine unzulässige Anhebung der Netzspannung vermieden wird. Dieser Mechanismus wirkt auch bei hoher Durchdringungsrate mit DEA sicher [Gorgas, 05].

Im Zusammenhang mit der Netzanbindung von DEA ist die ungewollte Inselnetzbildung ein viel diskutiertes Thema. Ein Inselnetz ist ein lokal, stabil versorgtes vom Verbundnetz isoliertes elektrisches Teilnetz. Die räumliche Ausdehnung dieses Netzes ist durch die angeschlossenen Verbraucher und die Eigenversorgungsanlagen begrenzt. Inselnetzbildung bedeutet, dass auch nach einer Abtrennung des Teilnetzes vom Verbundnetz das Teilnetz durch in dem Teilnetz vorhandenen EUA weiterversorgt wird. Dies ist auch bei einer entsprechenden Durchdringungsrate mit DEA möglich. Wegen der schnellen Spannungs- und

Frequenzüberwachung ist eine andauernde Inselnetzbildung nur dann möglich, wenn die Wirk- und Blindleistungsbilanz ausgeglichen ist. In diesem Fall stimmen die abgegebene Wirk- und Blindleistung der DEA jeweils mit der Aufnahme von Netz und Verbrauchern überein. Es ist ein stabiler Betrieb innerhalb der Spannungs- und Frequenzgrenzen möglich. Voraussetzung ist, dass die installierte Leistung der DEA größer ist als die minimale Last in dem betrachteten Teilnetz.

In der Praxis sind bislang keine nennenswerten Fälle einer andauernden ungewollten Inselnetzbildung aufgetreten, da die bisherige Durchdringung mit DEA eine Lastdeckung nur in sehr wenigen Netzen möglich macht. Eine Inselnetzbildung muss aus verschiedenen Gründen vermieden werden [Verhoeven, 02], [Bower, 02], [Cullen, 02]:

- Innerhalb des Inselnetzes hat der Netzbetreiber keinerlei Kontrolle über den Netzbetrieb. Bei Verletzung von Qualitätsstandards bezüglich der Netzgrößen könnten Schäden an den angeschlossenen Verbrauchern und somit Schadenersatzansprüche entstehen.
- Für Wartungsarbeiten muss das Netz sicher spannungsfrei zu schalten sein, um den Personenschutz zu gewährleisten.
- Bei Netzfehlern und weiteren unzulässigen Netzzuständen muss das Netz innerhalb kürzester Zeit spannungsfrei zu schalten sein.

Aspekte, die speziell den Kurzschlussfall betreffen, müssen auf Grund der hohen Anforderungen an Geschwindigkeit und Verfügbarkeit in der Regel durch Verfahren gelöst werden, die ohne Kommunikationstechnik auskommen, was nach [Kirchhof, 06] auch bei sehr hoher Durchdringung von DEA möglich ist.

Es ist auch auf internationaler Ebene unstrittig, dass jede DEA zumindest mit einer Überwachung von Spannung und Frequenz ausgestattet sein sollte, was mit relativ geringem technischem Messaufwand zu realisieren ist und keine Rückwirkungen auf das Netz verursacht. Zusätzlich werden momentan weitere Kriterien diskutiert, um eine Inselnetzbildung bei Leistungsgleichgewicht zu verhindern. Mögliche Lösungsansätze hierbei sind:

- dreiphasige Spannungsüberwachung für einphasige Einspeisungen
- Netzimpedanz-Messung
- Frequenzdriftverfahren

Bei der Impedanzmessung und dem Frequenzdriftverfahren handelt es sich um aktive Verfahren, die Rückwirkungen auf das Netz verursachen.

Eine Lösung des Problems der ungewollten Inselnetzbildung stellt das vom ISET bidirektionale Energiemanagement Interface (BEMI) dar. Dieses Interface wurde bereits in der Praxis von der MVV Energie, Mannheim, im Rahmen des DISPOWER Projekts erfolgreich getestet [Nestle, 06].

Auch [Wiesner, 01] kommt zu dem Ergebnis, dass DEA im Bereich Systemdienstleistungen durch intelligente Anschlussmöglichkeiten gerade bei Einspeisungen über Umrichter Systemdienstleistungen erbringen können. Moderne leistungselektronisch mit dem Netz gekoppelte DEA bieten sogar die Möglichkeit der Verbesserung der Spannungsqualität im Rahmen eines Power Quality Management.

Es bleibt festzuhalten, dass selbst bei hohem Durchdringungsgrad von DEA inklusive KWK-Anlagen in einem Versorgungsgebiet die Betriebsmittelauslastung, Spannungshaltung und ungewollte Inselnetzbildung im elektrischen Netz in der Regel als unkritisch angesehen werden kann [Hauptmeier, 04]. DEA können über entsprechende intelligente Anschlussschnittstellen auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Für Prof. Joachim Luther steht fest, dass „... auch ein Netz mit verteilter Erzeugung die Ansprüche an ein modernes, stabiles Netz hoher Qualität erfüllen kann“ [Luther, 05].

### 3.5 Vorteile und Nachteile dezentraler Energieversorgung

Nachfolgend werden einige positive Eigenschaften dezentraler Energieversorgungsstrukturen stichpunktartig zusammengefasst:

- höhere Brennstoffnutzungsgrade von 80 % bis 95 %, höhere Gesamtwirkungsgrade und Energieeffizienzen möglich, zum Beispiel durch neue Energieumwandlungstechnologien und KWK
- Zubau dezentraler Energieumwandlungsanlagen führt tendenziell zu einer Reduktion der Netzverluste, Vermeidung von Übertragungsverlusten durch Verbrauchernähe
- Senkung der vom vorgelagerten Netz bezogenen Leistung möglich
- Stromtransport teurer als der Transport von Primärenergieträgern
- Erweiterung des Brennstoffbandes / des Brennstoffmixes, dadurch Erhöhung der lokalen Versorgungssicherheit durch dezentrale Einspeisung

Speziell für Versorgungsunternehmen, die im Geschäftsfeld der dezentralen Energieversorgung tätig sind und als Betreiber dezentraler Anlagen auftreten, ergeben sich folgende Vorteile:

- Stärkung des Vertriebs durch mehr Flexibilität in der Strombeschaffung und höhere Kundenbindung
- wirtschaftliche Verbesserung durch vermiedenes Netzentgelt
- Entkopplung von Vertriebslast und Erzeugungsleistung möglich
- Win-Win Situation zwischen Primärenergiehändlern (zum Beispiel Gasversorger), Netzbetreibern und BHKW-Betreibern: Gasversorger profitieren beim Wechsel eines Wärmekunden zu einem BHKW, Netzbetreiber erhalten eine Netzentlastung
- geringeres Investitionsrisiko bei DEA im Vergleich zu Großkraftwerken

Besonders unter Betrachtung der Nachhaltigkeitsziele haben dezentrale Versorgungsstrukturen folgende Vorteile:

- Reduzierung des Primärenergieverbrauchs
- zunehmender Einsatz erneuerbarer Energien
- Konsolidierung des Verbrauchs fossiler Energierohstoffe
- Reduzierung anthropogener Umweltbelastungen

- Vermeidung der nuklearen Gefährdung
- Minderung der Gefahr kriegerischer Auseinandersetzungen
- Emissionsreduzierungen, ökologische Vorteile durch höhere Brennstoffausnutzung / Brennstoffeffizienzen und Nutzung erneuerbarer Energien
- Begrenzung externer Kosten

Bei all diesen Vorteilen darf man aber auch nicht die Nachteile übersehen, die dezentrale Energieversorgungsstrukturen mit sich bringen:

- nur in ländlicheren Regionen eine Alternative, in Großstädten sind Großkraftwerke mit Fernwärmenetz sinnvoller
- Auflagen für Netzanschluss (Netzanschlussregeln, Technische Anschlussbedingungen)
- Spannungsbandanhebung möglich, jedoch durch geeignete technische Maßnahmen kompensierbar
- technologieabhängige Markteintrittsbarrieren vorhanden
- höhere Investitions- und Betriebskosten, höhere Stromgestehungskosten
- Abhängigkeit vom Lieferanten der Primärenergie
- fluktuierende Einspeiser inklusive Prognoseungenauigkeiten in den Wetterdaten führen zu erhöhtem Bedarf an Regelenergie
- Einspeisung über Wechselrichter führt zur Reduzierung der Spannungsqualität (jedoch technisch in den Griff zu bekommen)
- Substitutionspotenzial für Großkraftwerke gering (200.000 mal 5 kW Anlagen nötig, um ein Kraftwerk mit 1 GW Leistung zu ersetzen)

Die Wirtschaftlichkeit und die Einsatzmöglichkeiten der DEV sind jeweils im Einzelfall zu prüfen. Gerade die Einsatzmöglichkeiten sind stark abhängig von den lokalen Gegebenheiten wie Netzform, Dimensionierung der vorhandenen Betriebsmittel, Netzschutzkonzept oder Elektrifizierungsgrad.

### **3.6 Vorteile und Nachteile eines verteilten Kraftwerks**

Zur flächendeckenden Einführung von DEA innerhalb eines Versorgungsgebiets ist es sinnvoll, die einzelnen Anlagen mittels Contracting zu verteilten Kraftwerken zusammenzufassen. Im Vergleich zum Stand-Alone Betrieb jeder DEA bietet das verteilte Kraftwerk interessante wirtschaftliche und technische Vorteile aber auch gewisse Nachteile. Nachfolgend werden einige Vorteile eines verteilten Kraftwerks stichpunktartig vorgestellt.

- flexiblere bedarfsgesteuerte Leistungsbereitstellung
- technische Auslegung einer Anlage nicht durch die Leistungsabnahme eines Verbrauchers eingeengt



- Einbeziehung der Verbraucher in Energiemanagementsysteme zur Optimierung der Energienutzung durch intelligente Lastmanagementsysteme
- Synergieeffekte im Bereich Wartung und Instandhaltung, Schrittweise Modernisierung des Anlagenparks möglich, Revisionen einfacher planbar und durchführbar
- Modularisierung der gesamten Kraftwerksleistung, umgewandelte Energie längerfristig kalkulierbar, VK einfach erweiterbar, Standort der Anlagen flexibel, vorhandene Infrastruktur und Räumlichkeiten beim Endverbraucher vorteilhaft nutzbar, dadurch Kostensenkung für Grundstücke und Anschluss der DEA
- Betreiber verteilter Kraftwerke sind in der Lage, einen Stromüberschuss zu liefern und ihn an der Börse bzw. an Drittkunden zu verkaufen, wenn der Strompreis hoch ist. Im Gegenzug lässt sich Strom einkaufen, wenn er günstiger als die Eigenproduktion ist. Entscheidend ist stets der günstige Mix aus Eigenerzeugung und Fremdbezug.
- vorteilhafte Bezugskosten für Primärenergie durch Bündelungseffekte (Brennstoffportfoliomanagement)
- weitere Möglichkeiten der Monetarisierung durch Eröffnung neuer Märkte und Geschäftsmodelle (Regelenergiemarkt, reine Versorgungsaufgabe vor Ort, Energiehandel)
- Entkopplung von der Marktpreisentwicklung durch die Schaffung einer eigenständigen Stromversorgung
- Veredelung von unstrukturiert erzeugtem Strom. Die Veredelungsstufen sind: Besicherung der Leistung und Ausfallreserve, Überschussstrom-Vermarktung, Zusatzstrom-Vermarktung, Zusatzstrom- und Backup-Sicherung aus effizienter und kostengünstiger Erzeugung, Minimierung der Regelenergiebereitstellung durch zentrale Kraftwerke, weitere Systemdienstleistungen
- Unabhängigkeit von Konzernunternehmen der Energieindustrie
- Stromportfoliomanagement mit Handelsaktivitäten zum Verkauf von Überschussmengen sowie zur Beschaffung von Zusatzmengen möglich
- Vermeidung von Regelenergiekosten durch zielgenaue Einsatzoptimierung

Natürlich gibt es auch einige Nachteile eines verteilten Kraftwerks:

- höherer technischer Kommunikationsaufwand
- höhere Kommunikationskosten
- höherer technischer Regelaufwand
- komplizierte Besitzverhältnisse
- hoher administrativer Aufwand
- vertragliche Regelungen notwendig, teilweise Abgabe der Kontrolle über die Einzelanlagen für die Eigentümer
- weite Wege für Instandsetzungstrupps wegen der räumlichen Verteilung der Kraftwerksleistung auf einzelne Module

Die Wirtschaftlichkeit und die Einsatzmöglichkeiten eines VKs sind jeweils im Einzelfall zu prüfen. Gerade die Einsatzmöglichkeiten sind stark abhängig von den lokalen Gegebenheiten wie Netzform, Dimensionierung der vorhandenen Betriebsmittel, Netzschutzkonzept oder Elektrifizierungsgrad.

### 3.7 Herausforderungen für Energieversorgungsunternehmen

Dezentrale Energieversorgungsstrukturen kommen dem Ideal einer nachhaltigen Energieversorgung einen wesentlichen Schritt näher. Insbesondere beim Korrigieren der Nachhaltigkeitsdefizite unseres heutigen Energieversorgungssystems zeigen sich deutliche Vorteile durch die Nutzung dezentraler Systeme.

Die EVU können und müssen sich durch neue Geschäftsmodelle strategisch neu orientieren. So hat zum Beispiel eine Studie der Ernst & Young AG ergeben, dass sich erfolgreiche Stadtwerke stärker in den folgenden Bereichen engagieren sollten [Edelmann, 05]:

- Möglichkeiten der horizontalen Kooperation mit anderen EVU ausnutzen
- Verstärkung der Kundenorientierung und Kundenbindung
- Ausweitung des Angebotes an Dienstleistungen („Multi-Utility“)
- Modifikation und Ausbau des Produktangebotes

Die dezentrale Energieversorgung bietet hierfür ein nicht zu unterschätzendes Potenzial. So hat zum Beispiel auch die MVV Energie AG in Mannheim die dezentrale Energieversorgung als ein neues Standbein in ihrer zukünftigen strategischen Ausrichtung definiert [Pickhan, 06]. Zusätzlich sind in den letzten Jahren neue Unternehmen gegründet worden, um im Geschäftsfeld der dezentralen Energieversorgung als Betreiber von Kraftwerksverbänden erfolgreich zu sein. Im Bereich der strategischen Unternehmensplanung ist daher die Analyse und Definition neuer Geschäftsprozesse notwendig.

Auch sind zur Unterstützung der Transformationsprozesse hin zu einem neuen Energiesystem geeignete Analysewerkzeuge notwendig, um die einzelnen Schritte und Wandlungsprozesse wissenschaftlich sinnvoll zu begleiten. Bei der Transformation zu einem neuen Energiesystem stellen sich wirtschaftliche, politische, technische, ökologische und gesellschaftliche Aufgaben, die durch Forschung vorbereitet und begleitet werden müssen. Zu diesen Aufgaben gehören zum Beispiel die Forschung und Entwicklung neuer Technologien, die Markteinführung neuer Technologien, die vergleichende Analyse sozioökonomischer Instrumente, das Management eines Technologietransfers oder der Übergang zu nachhaltigen Lebensstilen. Der Systemanalyse kommt dabei besondere Bedeutung zu [WBGU, 03].

Hier stellt die „System Dynamics“ Modellierungskonzeption einen interessanten und umfangreichen Lösungsansatz dar.

## 4 System Dynamics

### 4.1 Systeme und Modelle

#### 4.1.1 Begriffe aus dem Bereich der Systemtheorie

Nach DIN 19226 ist ein System eine in einem betrachteten Zusammenhang gegebene Anordnung von Gebilden, die miteinander in Beziehung stehen [DIN, 94]. In Bild 4.1 sind die grundlegenden Systembegriffe dargestellt.

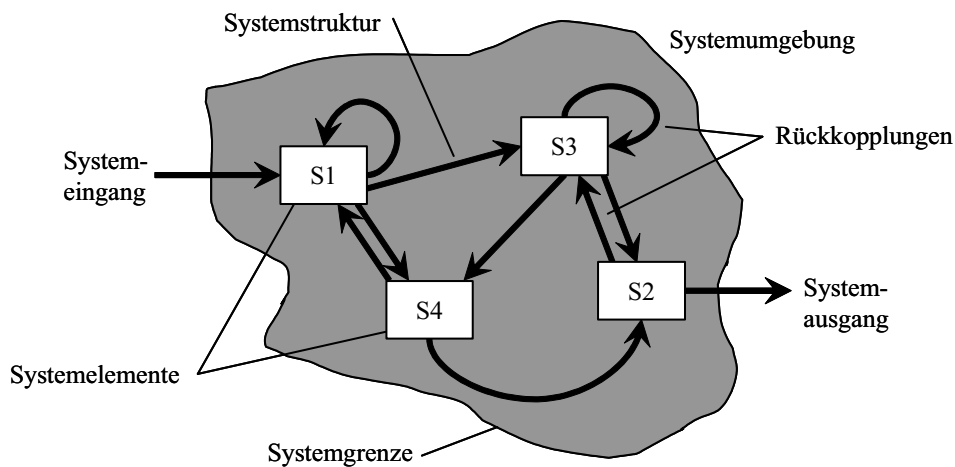


Bild 4.1: Grundlegende Systembegriffe

Ein System besteht aus Systemelementen, die in bestimmten Wechselwirkungen miteinander stehen. Unter der Systemorganisation versteht man die zwischen den Elementen bestehenden Beziehungen, die Strukturiertheit des Systems sowie damit zusammenhängende Regeln und Gesetzmäßigkeiten. Wenn man einen der Systemelemente verändert, wird alles andere auch beeinflusst. Diese Wechselwirkungen ermöglichen bestimmte Prozesse oder Operationen. Zusätzlich muss sich ein System von der Umwelt abgrenzen. Systemgrenzen haben mit der Identität eines Systems zu tun, womit die zeitliche Stabilität eines Systems, die Beständigkeit und die Konstanz innerhalb von Veränderungen verstanden werden. Es gibt keine absolut gültige Abgrenzung eines Systems. Die Wahl der Systemgrenze hängt von der Zielgerichtetheit des Systems ab. Zielgerichtetheit bedeutet, dass ein System einen bestimmten Zweck hat, wozu es existiert [Rapoport, 88], [Bossel, 04].

Durch die Modellbildung werden Systeme in Modelle abgebildet. Ein Modell ist ein materielles Objekt oder theoretisches Konstrukt, das einem Realsystem in bestimmten Eigenschaften oder Relationen entspricht (Struktur-, Funktions- oder Verhaltensanalogie) und für sonst nicht mögliche oder zu aufwendige experimentelle Untersuchungen, mathematische Berechnungen, Erklärungszwecke oder zur Optimierung des Originals verwendet wird. Ein Modell dient als Basis für die Erarbeitung einer gemeinsamen und zweckmäßigen Lern- und Handlungsstruktur der Beteiligten in einer komplexen Problemlösesituation. Die Modelle bilden eine geeignete Plattform für die Erarbeitung eines gemeinsamen Verständnisses über ein komplexes System und dessen Verhalten. Während des Modellbildungsprozesses finden

Idealisierungen und Abstraktionen statt. Das bedeutet aber auch, dass ein Modell niemals eine exakte Kopie des Realsystems sein kann [Forrester, 69], [Gnauck, 02].

#### 4.1.2 Holismus versus Reduktionismus

Bei der Untersuchung eines aus vielen Elementen zusammengefügt Systems wird oftmals übersehen, dass das System als Ganzes über durchaus neue Eigenschaften verfügt. Für die einzelnen Elemente des Systems sind diese Eigenschaften dagegen meist ohne Bedeutung. Man kann diesen Zusammenhang am Beispiel eines gerasterten Zeitungsbilds verdeutlichen [Vester, 05]. Das Zeitungsbild besteht aus Tausenden von Punkten, die in ihrer Gesamtheit ein Gesicht darstellen. Einzelne Punkte kann man noch so genau untersuchen, man wird niemals ein Gesicht entdecken. Erst wenn man das gesamte Bild aus einer gewissen Entfernung betrachtet, und die Gesamtheit der Punkte erfasst, wird das Gesicht erkennbar.

Man unterscheidet allgemein zwei komplementäre Ansätze: „Reduktionismus“ (analytischer Ansatz) und „Holismus“ (Systemansatz). Der Kern des analytischen Ansatzes ist, dass ganzheitliche Zusammenhänge in kleinere Einheiten zerlegt werden, welche besser zu handhaben sind. Das bedeutet Beschreibung der Wirklichkeit durch Sammlung, Auflistung und Untersuchung von Details. Diese sind weniger komplex als das Ganze und können getrennt voneinander mit speziellen Verfahren untersucht und erklärt werden. Da man sich hier auf einzelne Bestandteile eines Ganzen konzentriert, handelt es sich um eine reduktionistische Vorgehensweise. Diese hat sich beim Problemlösen in vielen Bereichen der Wissenschaft sehr gut bewährt. Der Reduktionismus führt zu monokausalen Erklärungsmodellen, in denen Wirkungen einer Ursache zugeordnet werden. Man erhält kausale Wirkungsketten.

Der analytische Ansatz liefert gute Ergebnisse zum Beispiel für einen kurzen Zeitraum. Er versagt aber meist für langfristige Prognosen, da hier die Wechselwirkungen mit der Umwelt eine größere Rolle spielen als die inneren Mechanismen des betrachteten Systems selbst. Solche Aufgaben sind ausschließlich durch Betrachtung des Ganzen oder durch Zusammen setzen einzelner Bestandteile lösbar. Der Begriff des „Systemdenkens“ (Systems Thinking, vernetztes Denken) wird in der Literatur in unterschiedlichster Weise verwendet, zum Beispiel in [Forrester, 89], [Richmond, 94] oder [Senge, 03]. Günther Ossimitz hat versucht die verschiedenen Beschreibungen des Begriffs des Systemdenkens zusammenzufassen und vier definierende Dimensionen herausgearbeitet [Ossimitz, 95]:

- Denken in vernetzten, systemischen Strukturen
- Denken in Modellen
- Denken in dynamischen Zeitabläufen, Erfassung von dynamischen Prozessen
- Systemgerechtes Handeln

Systemdenken bedeutet Wahrnehmung von Wechselbeziehungen statt linearer Ursache-Wirkungs-Ketten, Wahrnehmung von Veränderungsprozessen statt von Schnappschüssen. Auch die Physik hat die rein reduktionistische Sichtweise schon längst aufgegeben. Dieser Trend setzt sich auch in anderen Bereichen der Wissenschaft fort.

Das Systemdenken kann aber nicht vollständig das analytische Denken ablösen, da für das ganzheitliche Verständnis eines Systems auch das Verständnis der einzelnen Systemelemente benötigt wird. Eine Betrachtung aus einer anderen Perspektive ermöglicht jedoch neue Einblicke und Erkenntnisse. Beide Ansätze sollten sich in der Praxis ergänzen. Der analytische Ansatz sollte für geschlossene Systeme, Maschinen, kurzfristige Planungen, für taktische und operationale Überlegungen benutzt werden. Der systemische Ansatz sollte für offene, komplexe Systeme, Lebensräume, langfristige Planungen, für strategische und grundsätzliche Überlegungen gewählt werden [Vester, 05]. Tabelle 4.1 zeigt zusammenfassend eine vergleichende Gegenüberstellung der beiden Ansätze.

Tabelle 4.1: Gegenüberstellung von analytischem Ansatz und Systemansatz, nach [Vester, 99]

	Analytischer Ansatz	Systemansatz
Sichtweise	isoliert: konzentriert sich auf die einzelnen Elemente des Systems	verbindet: konzentriert sich auf die Wechselwirkungen zwischen den Elementen
Berücksichtigt	die Art der Wechselwirkungen	die Ergebnisse der Wechselwirkungen
Stützt sich auf	die Genauigkeit der Details	die Wahrnehmung der Ganzheit
Verändert	jeweils nur eine Variable	Gruppen von Variablen gleichzeitig
Zeitaspekt	ist unabhängig von der Zeitdauer: die betrachteten Phänomene sind reversibel.	bezieht die Zeitdauer und Irreversibilitäten ein.
Die Bewertung der Tatsachen erfolgt durch	experimentellen Beweis im Rahmen einer Theorie	Vergleich der Funktion eines Modells mit der Realität
Modelle	bildet genaue und detaillierte Modelle (zum Beispiel ökonomische Modelle), die jedoch kaum in Handlungen umsetzbar sind.	bietet Modelle, die nicht stichhaltig genug sind, um als Wissensbasis zu dienen (zum Beispiel Meadows), jedoch für Entscheidungen und Handlungen brauchbar sind.
Nützlicher Ansatz	solange es sich um lineare und schwache Wechselwirkungen handelt	bei nichtlinearen und starken Wechselwirkungen
Ausbildungsziel	disziplin-orientiert	interdisziplinär
Handlungsweise	im Detail programmiert	durch Ziele bestimmt
Details vs. Ziel	erreicht gutes Detailwissen, jedoch schlecht definierte Ziele	erreicht nur unscharfe Details, jedoch gutes Wissen über die Ziele

#### 4.1.3 Systemtheoretische Analyserwerkzeuge

Es gibt zahlreiche Analyserwerkzeuge, die den analytischen Ansatz und den Systemansatz mannigfach unterstützen. Es gibt keine scharfen Unterscheidungskriterien, die die einzelnen Werkzeuge eindeutig den beiden Ansätzen zuordnen können. Dennoch finden sich einige in der Praxis hauptsächlich bei dem einen oder bei dem anderen Ansatz wieder. So werden zum Beispiel Beziehungsanalysen und Wirkungsdiagramme eher holistisch eingesetzt, während

Modellierungs- und Simulationswerkzeuge wie zum Beispiel MatLab / Simulink eher mit analytischem Ansatz zu finden sind. Auch Tabellenkalkulationsprogramme wie zum Beispiel Excel, mit denen man statische Systeme einfach berechnen kann, werden eher im analytischen Bereich eingesetzt.

Werkzeuge der allgemeinen Systemtheorie, die im Bereich der Szenariotechnik [Reibnitz, 91], [Götze, 91] angewandt werden, verfolgen aufgrund ihres Einsatzgebiets üblicherweise den holistischen Ansatz. Dies sind zum Beispiel die Untersuchungsfeldanalyse, Vernetzungsanalyse und die Konsistenzanalyse. Auch Werkzeuge, die in der Technikfolgenabschätzung anzutreffen sind, werden üblicherweise holistisch eingesetzt. Hierzu zählen zum Beispiel die Nutzwertanalyse, die Trendextrapolation, die Kosten-Nutzen-Analyse oder auch die Modell-Simulation [Bullinger, 94]. Viele der genannten Werkzeuge basieren allerdings auf rein qualitativen Betrachtungen der einzelnen Systemelemente und deren Wechselwirkungen. Andere wiederum lassen zudem die Systemstruktur und damit das Fundament des Systemverhaltens völlig außer Acht. Die mit Hilfe dieser Werkzeuge getroffenen Aussagen geben häufig zu Diskussionen in der Fachwelt Anlass, wie die Veröffentlichungen zahlreicher Studien, in denen Szenarioanalysen oder Technikfolgenabschätzungen durchgeführt wurden, zeigt [Mohr, 99].

Einige Analysewerkzeuge kann man auch für beide Ansätze benutzen. Hierbei kommt es auf die richtige Anwendung der Werkzeuge im Kontext der Zielgerichtetheit an. Ein Werkzeug, das in diesem Zusammenhang seine Vielseitigkeit durch zahlreiche Praxisanwendungen in den verschiedensten wissenschaftlichen Disziplinen schon häufig unter Beweis gestellt hat, ist die System Dynamics Modellierungskonzeption.

## 4.2 Die System Dynamics Modellierungskonzeption

System Dynamics (SD) verbindet die Vorteile des analytischen Ansatzes mit denen des Systemansatzes. Obwohl das Systemdenken die Basis von SD ist, lassen sich auch rein reduktionistische Systeme problemlos abbilden und berechnen. Dies hat schon zu zahlreichen Anwendungen in den Bereichen Technik, Ökologie, Ökonomie, Soziologie, Unternehmensführung oder Medizin geführt [Vester, 05].

SD ist eine Modellierungskonzeption dynamischer Systeme, die von Jay W. Forrester am Massachusetts Institute of Technology in Cambridge entwickelt wurde. System Dynamics ist ein Werkzeug, das die Theorien, Methoden und Philosophien miteinander verknüpft, die notwendig sind, um das Verhalten komplexer Rückkopplungssysteme zu analysieren. SD ist eine eigenständige Methode zur Beschreibung und Analyse von Systemen und Prozessen, die auf keine bestimmte wissenschaftliche Disziplin festgelegt ist [Forrester, 69], [Zwicker, 81].

SD basiert auf Erkenntnissen der Kybernetik und verwendet neben den Ansätzen des Systemdenkens eine numerische Simulation zur Ermittlung des Verhaltens nichtlinearer Systeme im Zeitverlauf (Bild 4.2). SD ist im Bereich der kontinuierlichen Modellbildung und Simulation einzuordnen. Diese wird häufig durch Aktualisierung des Systemzustands in kurzen gleichmäßigen Zeitabständen realisiert, so dass letztendlich eine nahezu parallele Aktualisierung aller Parameter des Systems erfolgt. So ist SD insbesondere für die Simulation von Systemen geeignet, deren Merkmale ständige, harmonische Änderungen und wechselseitige Abhängigkeiten sind. In solchen Systemen geschehen geringe Veränderungen in kleinen

Zeiträumen. Dieses lässt eine Annäherung des Verhaltens durch kontinuierliche Aktualisierungen in kleinen Zeitschritten zu [Sage, 99].

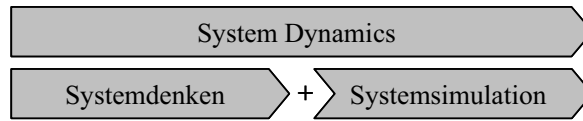


Bild 4.2: Bestandteile der System Dynamics Methode, nach [Größler, 04]

SD und die Implementierung in eine angemessene Simulationsumgebung bietet die Möglichkeit, individuelle Handlungsanweisungen und -regeln zu definieren und in das Simulationsmodell zu integrieren. Dadurch können auch qualitative Systemzusammenhänge und Entscheidungsprozesse, die durch rein numerische Rechenvorschriften nicht korrekt abgebildet werden, Berücksichtigung finden.

#### 4.2.1 Modellaufbau

Systeme und Prozesse werden in SD durch zeitveränderliche Bestandsgrößen (Zustandsgrößen, Stocks), deren Zu- und Abgänge (Veränderungsgrößen, Flows), Hilfsgrößen (Auxiliary) und die Außenwelt (Quellen, Senken) beschrieben. Die Abhängigkeiten der einzelnen Systemelemente werden durch Pfeilverbindungen (Konnektoren) grafisch dargestellt. Die Systemelemente bilden in ihrer Gesamtheit ein Stock-and-Flow Diagramm (SF-Diagramm). In SF-Diagrammen sind die Struktur und die Abhängigkeiten eines Systems direkt erkennbar, wie zum Beispiel in Bild 4.3 beispielhaft dargestellt.

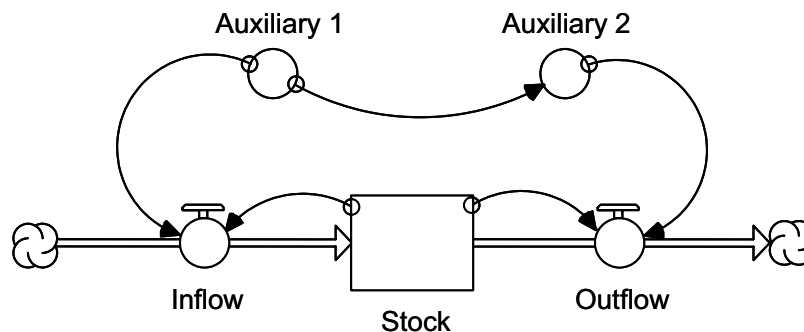


Bild 4.3: Struktur der Stock-and-Flow Diagramme

Ohne weitere Informationen ist ein SF-Diagramm mit einem Wirkungsdiagramm vergleichbar, wobei die einzelnen Systemelemente entsprechend der SD Notation kategorisiert sind. Damit reiht sich SD in die Reihe von grafisch-deskriptiven Modellansätzen ein, deren Prinzip auf einer Sammlung von Modellkomponenten nach Art einer Datenbank und deren Verknüpfung beruht (Baukastenprinzip). Aus dieser Sichtweise ist SD zum Beispiel mit Blockdiagrammen (bestehend aus mehreren Übertragungsgliedern) vergleichbar, die etwa mit MatLab / Simulink berechnet werden können. Die Verschiedenheiten der Ansätze zeigen sich erst in der Art und der Variantenvielfalt der einzelnen Modellkomponenten bzw. Übertragungsglieder. Dies liegt in der unterschiedlichen Zielgerichtetheit der Modelle bzw. in der ungleichen Anwendung der Modellierungskonzepte begründet.

### 4.2.2 Modellelemente

Das SD Modellierungskonzept ist unabhängig von der verwendeten Simulationssoftware. Die Darstellungsform der nachfolgend abgebildeten Modellelemente entspricht der Notation der System Dynamics Simulationssoftware iThink™. Andere Programmpakete verwenden ähnliche oder vergleichbare Symbole.

In System Dynamics werden alle Systemelemente kategorisiert und nach Stocks, Flows und Hilfsgrößen eingeteilt. Stocks sind Größen, die ausgehend von einem Anfangswert im Laufe der Zeit ausschließlich durch Zuflüsse erhöht und durch Abflüsse verringert werden. Dabei ist zu beachten, dass die Änderung nur stetig erfolgen kann. So ist es zum Beispiel auch in einer elektrischen Schaltung mit Energiespeichern (Induktivitäten, Kapazitäten) nicht möglich, eine sprunghafte Änderung des Energieinhaltes zu beobachten. Stocks geben somit zu jedem Zeitpunkt den Zustand des Systems wieder, sie sind zeitpunktbezogen. Neben der Belegung von Stocks mit technischen Größen wie Energie oder Stoffmenge, können auch Systemgrößen aus dem Bereich Wirtschaft, Soziologie und Ökologie definiert werden [Ossimitz, 01].

Abhängig vom konkreten Einsatz ist es möglich, Stocks mit ausschließlich positiven Werten zu definieren oder auch negative Werte zuzulassen. Zusätzlich zum normalen Stock (Reservoir) gibt es spezielle Varianten wie Warteschlangen oder Verzögerungen (Conveyor, Queue), Backöfen, in denen die Bestände nach einer bestimmten Zeit automatisch reduziert werden (Oven), oder Subsysteme (Bild 4.4).

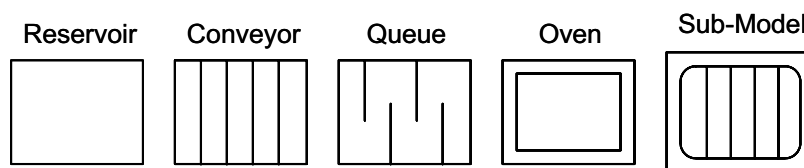


Bild 4.4: Stocks in unterschiedlichsten Varianten

Flows sind zeitintervallbezogene Größen, die durch ein Ventilsymbol repräsentiert werden. Darstellungstechnisch bestehen keine wesentlichen Unterschiede zwischen Zu- und Abflüssen. Jedoch gibt es jeweilige physikalische Besonderheiten, die es bei der Werteeintragung zu beachten gilt. So kann zum Beispiel bei der Betrachtung eines Stocks der Verlauf eines Zuflusses prinzipiell anders sein als der eines Abflusses. Dies kann durch unterschiedliche Parameterabhängigkeiten realisiert werden. Zusätzlich lässt sich zwischen Flows mit einseitiger Flussrichtung (Uniflow) und Flows mit zweiseitiger Flussrichtung (Biflow) unterscheiden. Wird ein Flow mit zweiseitiger Flussrichtung definiert, dann ist eine der beiden Richtungen als positiv und die andere als negativ zu werten. In Bild 4.5 sind die Möglichkeiten zur Realisierung von Flows dargestellt. Technische Beispiele für Flows sind Parameter wie Leistungen oder die Zerfallsrate radioaktiver Materialien [Ossimitz, 01].



Bild 4.5: Flows (Uniflow und Biflow)



Wie Ventile steuern Flows den Zu- oder Abfluss eines Stocks (Bild 4.6). Durch unterschiedliche Definition des Zu- und Abflusses entspricht die Speichergröße einem sich erhöhenden oder verringernden Lagerbestand. Zur Veranschaulichung kann man Vergleich mit einer Badewanne mit Wasserzulauf und -ablauf herangezogen werden.

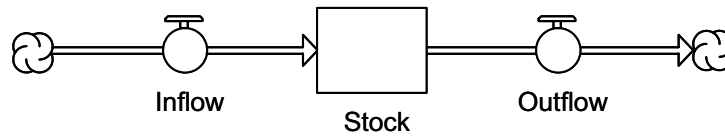


Bild 4.6: Zu- und Abfluss eines Stocks

Die Summation der augenblicklichen Zu- und Abflüsse bedeutet mathematisch die Integration dieser Veränderungsgrößen über die Zeit. Insofern repräsentiert das Modell gemäß Bild 4.6 die Integralgleichung

$$Stock(t) = \int_{t_0}^t [Inflow(s) - Outflow(s)] ds + Stock(t_0) \quad (4.1)$$

oder die Differentialgleichung

$$\frac{d(Stock)}{dt} = Inflow(t) - Outflow(t). \quad (4.2)$$

Isoliert betrachtet, d. h. ohne Verbindungen zu Speicherelementen, besitzen Flows an ihren Enden ein Wolkensymbol (vgl. Bild 4.5). Dieses repräsentiert die Außenwelt und die gesetzten Grenzen des Modells (Quellen oder Senken). In Verbindung mit einem Speicher ist es also nicht von Belang, wohin der Speicherinhalt gelangt oder von wo er stammt [Sterman, 00].

Ein systemdynamisches Modell kommt zwar mit den bisher genannten Modellelementen aus, jedoch erweist sich das Arbeiten mit Hilfsgrößen als sehr hilfreich. Eine Hilfsgröße ist dabei genauso anzusehen wie ein Flow, der nicht direkt mit einem Stock verbunden ist. Ein weiteres Modellelement, welches von der Simulationssoftware iThink™ zur Verfügung gestellt wird, ist das so genannte Ghost. Ein Ghost kopiert individuelle Stocks, Flows oder Hilfsgrößen. Ein Ghost hat keine eigene Identität, es ist lediglich ein exaktes Abbild eines anderen Modellelements. Es können beliebig viele Ghosts von einem Modellelement erstellt werden, ohne dass ein Ghost dem Modell eine neue Struktur hinzufügt. Das Ghost-Werkzeug ist somit hervorragend für kosmetische Zwecke einsetzbar. Mit Hilfe dieses Werkzeugs können sich kreuzende oder ordnungslose Pfeilverbindungen vermieden werden. Es dient der Übersichtlichkeit des SD Modells. Ein Ghost wird durch einen gestrichelten Kreis dargestellt. Die Bezeichnung ist die des Originals.

Die Entscheidungsraute (Bild 4.7) ist ein Element zur Bewältigung der Komplexität eines SF-Diagramms bezüglich der Repräsentation und Darstellung von Entscheidungsprozessen. Die Entscheidungsraute stellt eine Blackbox dar, welches ein Modell von Entscheidungsprozessen

beinhaltet. Die Eingaben und Ausgaben der Entscheidungsprozesse werden durch Pfeilverbindungen verdeutlicht. Bei Bedarf kann man sich auch die Details des Entscheidungsprozesses anschauen.

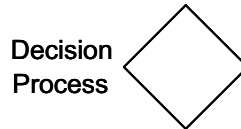


Bild 4.7: Entscheidungsraute

### 4.2.3 Das System Dynamics Modell

System Dynamics Modelle (SD Modelle) sind zeitkontinuierliche Modelle. Die grafische Verbindung der einzelnen Modellelemente mittels Pfeilen zu einem SF-Diagramm genügt allerdings noch nicht, um ein SD Modell zu erhalten. Ein SF-Diagramm lässt zwar die Struktur eines Systems erkennen, jedoch fehlen noch die Definitionen der jeweiligen Beziehungen zwischen den Modellelementen, um das Modell mit Hilfe geeigneter Simulationssoftware berechnen zu können.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, die Interaktionen zwischen Hilfsgrößen und Flows zu definieren. Zunächst kann man mathematische Gleichungen unter Ausschöpfung sämtlicher mathematischer Standardfunktionen im Modell implementieren. In den Fällen, in denen eine Beziehung nicht mit einer mathematischen Gleichung beschreibbar ist, bietet sich die Eingabe in einer grafischen bzw. tabellarischen Form an. Diese Möglichkeit schafft erhebliche Potenziale bezüglich Darstellung und Berechenbarkeit von Systemen. Sind zum Beispiel Eingangsparameter zeitabhängig, jedoch nicht durch mathematische Gleichungen hinreichend genau beschreibbar, so kann man die diesen Parametern zugrunde liegenden Zahlenfolgen in Form von grafischen oder tabellarischen Eingaben implementieren. Ein Beispiel hierfür sind Profildaten für elektrische und thermische Lasten. Besteht zwischen zwei Modellelementen eine Beziehung, dessen mathematische Beschreibung nicht bekannt ist, so lässt sich auch dieses durch eine grafische Darstellung oder durch eine Verweistabelle (Lookup-Table) definieren.

Im Gegensatz zu anderen Simulationspaketen ist bei System Dynamics die Schrittweite der Zahlenfolgen oder des numerischen Lösungsalgorithmus nicht relevant, solange die Schrittweite keinen Einfluss auf das dynamische Verhalten des Gesamtmodells oder eines Teilmodells hat. Die Modelle können trotz unterschiedlichster Schrittweiten mehrerer grafischer oder tabellarischer Beziehungsdarstellungen durch im Simulationspaket realisierte Interpolation berechnet werden. So liegen zum Beispiel elektrische Profildaten üblicherweise in 15-Minuten Schrittweiten vor, während thermische Lastprofile eine Stundenauflösung haben. Messdaten von PV-Anlagen oder Einspeiseprofile von WEA liegen oftmals auch in 10-Minuten oder 20-Minuten Werten vor. Eine Berechnung mit allen Datentypen mit vektororientierten Simulationspaketen wie zum Beispiel MatLab oder Excel würde bedeuten, dass entweder ein komplizierter Interpolationsalgorithmus händisch entwickelt werden muss, oder die Profildaten unter teilweise erheblichem Verlust von Informationen durch Mittelwertbildung modifiziert werden müssen. Meistens werden jedoch in solchen Fällen die Vektoren mit der höheren Ordnung reduziert, um Vektoren gleicher Ordnung zu erhalten. Die

Schrittweite des Lösungsalgorithmus ist in diesen Fällen ebenfalls nicht variabel und muss sich an der Ordnung der Vektoren orientieren. Bei System Dynamics gibt es dieses Problem nicht. Es können verschiedene Interpolationsmöglichkeiten gewählt werden, zum Beispiel lineare Interpolation oder Annäherung durch eine Treppenfunktion.

Diese Vorteile kommen besonders dann zum Tragen, wenn mit unterschiedlichsten Datensätzen gearbeitet werden muss, oder wenn es gilt, qualitative Zusammenhänge zu modellieren. Ersteres gilt für das in dieser Arbeit realisierte Modell. Zwar sind die beschriebenen positiven Eigenschaften bezüglich der Darstellungsformen und der Schrittweitenproblematik ursprünglich nicht auf das System Dynamics Modellierungskonzept selbst zurückzuführen, jedoch haben sich diese Features in den letzten Jahren unabhängig von der benutzten Simulationssoftware bei SD Modellen etabliert.

#### 4.2.4 Software

Als Simulationssoftware werden von unterschiedlichen Herstellern verschiedene Programme angeboten, die sich in Handhabung, Datenimport, Datenexport oder auch Anbindung zu Web-Services deutlich unterscheiden. Die gängigsten sind

- iThink™ (isee systems, Inc., Lebanon, USA)
- STELLA™ (isee systems, Inc., Lebanon, USA)
- Vensim® (Ventana Systems, Inc., Harvard, USA)
- Powersim® (Powersim Software AS, Bergen, Norwegen)
- AnyLogic™ (XJ Technologies Company, St. Petersburg, Russland)

Es gibt weitere Software wie zum Beispiel DYNAMO oder Dynasys, die jedoch in der wissenschaftlichen Praxis eine untergeordnete Rolle spielen. Die nachfolgend beschriebenen Modellierungen sind mit der System Dynamics Software iThink™ realisiert, da diese Software nach Meinung des Autors Vorteile bezüglich Handhabung, Übersichtlichkeit, Flexibilität und Excel-Anbindung zur Verfügung stellt. So kann zum Beispiel ein benutzerfreundliches und menügesteuertes Regiepult zur Durchführung und Modifikation von Szenario-Simulationen einfach erstellt werden (Bild 4.8).

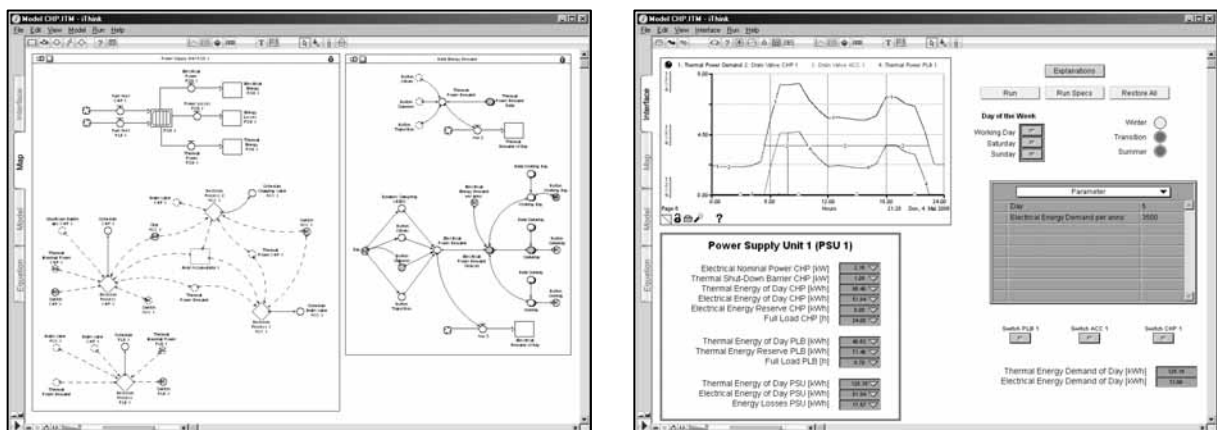


Bild 4.8: Modellierungsebene (links) und Simulationsebene (Regiepult, rechts) in iThink™

iThink™ ist eine Simulationssoftware mit grafisch orientierter Benutzeroberfläche. iThink™ unterstützt die Aufgabenbereiche Modellbildung, Simulation und Ergebnisauswertung. Die prinzipielle Vorgehensweise beim Erstellen von SD Modellen mit der Software iThink™ bzw. STELLA™ ist detailliert mit vielen Beispielen in [McGarvey, 04] beschrieben.

### 4.3 Vorteile und Nachteile von System Dynamics

Nachfolgend werden zusätzlich zu den beschriebenen Vorteilen aus Kapitel 4.2.3 weitere Eigenschaften des System Dynamics Konzeptes stichpunktartig notiert:

- SD Modelle bieten intuitive und einfach verständliche Systembausteine.
- Die Berücksichtigung von exogenen Einflussgrößen ist möglich.
- Ablaufende Prozesse sind direkt wahrnehmbar, alle Abhängigkeiten sind direkt sichtbar und nachvollziehbar.
- Jeder Prozess kann einzeln skaliert und betrachtet werden. Es können Prozessgruppen gebildet und untersucht werden. Alle Zusammenhänge können direkt miteinander verglichen und analysiert werden. Weitere Einflussprozesse können problemlos integriert werden.
- Es besteht die Möglichkeit der Untersuchung von zeitlichen Veränderlichkeiten der Abhängigkeit zwischen Systemelementen.
- Es gibt die Möglichkeit der grafischen oder tabellarischen Implementierung von Anhängigkeiten mit automatischer Interpolation der Zwischenwerte.
- Der System Dynamics Ansatz ist nicht nur auf technische oder physikalische Systeme ausgerichtet, sondern auch auf sozioökonomische Aspekte. Die Modellierungsebene ist oftmals höher, als in rein klassischen technischen oder physikalischen Systemmodellen. Das bedeutet jedoch nicht, dass auch komplexe technische oder physikalische Systeme modelliert werden können [Sage, 99].
- Modelle aus verschiedensten Wissenschaften können miteinander verbunden werden.
- System Dynamics bietet direkt eine Betrachtung in Intervallen, während einer Simulation können einzelne Parameter verändert werden. Dadurch ist System Dynamics sehr gut zur Erstellung dynamischer Szenarien geeignet.

Es gibt allerdings auch Nachteile von System Dynamics. Besonders bei der Modellbildung von sozioökonomischen Systemen ist die Modellvalidierung oftmals schwierig, da die Übertragbarkeit auf das Realsystem schwer nachgewiesen werden kann. Bei der Modellbildung von sozioökonomischen Systemen wird der Systemanalytiker zum qualitativen Quantifizieren verleitet. Die Ergebnisse von Untersuchungen mit solchen Modellen sollten mit Vorsicht behandelt werden [Sage, 99].

### 4.4 Anwendungen von System Dynamics

System Dynamics ist nicht für jedes Modellierungsziel anwendbar. So würde zum Beispiel in der Regelungstechnik eine Reglerauslegung niemals mit System Dynamics durchgeführt

werden können. Neben der allgemeinen konzeptionellen Systemforschung, die sich mit der Analyse der strukturellen Eigenschaften und Dynamiken sowie der Steuerbarkeit von komplexen, interdisziplinär orientierten Systemen beschäftigt, gibt es weitere praxisbezogene Anwendungsbereiche.

Ein Beispiel für die Anwendung von Systems Dynamics ist die Szenarioanalyse. Hier geht es um ganzheitliche Betrachtungen komplexer Systeme in ihrem Umfeld. Die strukturellen Eigenschaften und Verhaltensmechanismen dieses Systems dienen als Grundlage, um mittels der Szenariomodellierung Einblicke in mögliche Zukünfte zu gewähren. Szenarien dienen der systematischen Ermittlung der Erfolgspotentiale von morgen, sie dienen vielen Unternehmen als Basis ihrer strategischen Unternehmensplanung. Für den Entwurf einer Unternehmensstrategie ist es wichtig, das Unternehmensumfeld als System aufzufassen und zu analysieren, um aus den Ergebnissen die jeweiligen strategischen Erfolgsfaktoren und -potentiale zu ermitteln. Dies ist besonders für Unternehmen der Energiewirtschaft von entscheidender Bedeutung. Die Kenntnis des ganzheitlichen Umfeldes dezentraler Energieversorgungsstrukturen gibt den Unternehmen die Möglichkeit, sich zukunftsweisend zu positionieren, um für die Umstrukturierungen und neuen Anforderungen des Energiemarktes gerüstet zu sein.

Operations Research (Unternehmensforschung, Entscheidungsforschung) ist ein Sammelbegriff für die Methoden zur Beschaffung und mathematischen Auswertung quantitativer Angaben als Entscheidungsunterstützung. Gegenstand des modernen Operations Research sind Verfahren, die der Strukturierung und quantitativen Beschreibung komplexer Entscheidungssituationen dienen, sowie Algorithmen zur rechnergestützten Lösung und Optimierung der so gewonnenen Entscheidungsmodelle. Operations Research findet sowohl in den Ingenieurwissenschaften, als auch in den Wirtschaftswissenschaften Anwendung. System Dynamics kann gerade im Bereich des Operations Research vielseitig und flexibel eingesetzt werden [Schröter, 04].

Managementprozesse können mit System Dynamics sinnvoll ergänzt werden, Entscheidungsprozesse im Bereich von strategischer und operationeller Unternehmensführung können grundlegend unterstützt werden. Strategische Managementprozesse können besser strukturiert, optimiert und organisiert werden [Daum, 00]. Darüber hinaus kann System Dynamics entscheidungsunterstützende Informationen für wertsteigernde Strategien liefern und alternative Szenarien simulieren, um die Auswirkungen potentieller Entscheidungen in Schlüsselkennzahlen festzuhalten. Diese SD Modelle erlauben das Durchspielen verschieden möglicher Szenarien. Dies gilt für sämtliche Entscheidungs- und Handlungsprozesse in einem Unternehmen, wie zum Beispiel strategische Unternehmensplanung, Businessanalysen, Risikomanagement, Qualitätsmanagement, Assetmanagement, Produktionsmanagement, Produktmanagement, Supply Chain Management, Projektmanagement, Controlling und vieles mehr.

Eine Integration in Managementsysteme ist möglich. Die SAP AG ermöglicht die Integration von SD Modellen in das Strategic Enterprise Management (SEM) im Rahmen von SAP SEM (Business Planning and Simulation, SEM-BPS) [Fischer, 03], [Meier, 04]. So ist zum Beispiel eine Kombination zwischen System Dynamics und einer Balanced ScoreCard zur einer Dynamic Balanced ScoreCard als modernes Managementwerkzeug möglich. Die Balanced ScoreCards dienen als Führungsinstrument im Rahmen des Controllings bzw. Performance Managements zur Ausrichtung des Unternehmens oder einer Organisation an strategischen

Zielen. Im Gegensatz zu Leitbildern und anderen unscharfen Formulierungen versuchen die Balanced ScoreCards, die Erreichung von strategischen Zielen messbar zu machen [Schöneborn, 04].

Als weiteres Beispiel dienen Nachhaltigkeitsbetrachtungen. Zur Definition von Nachhaltigkeitskriterien und -indikatoren, nach denen sich das langfristige Denken und Handeln orientieren kann, ist es zwingend erforderlich, ganzheitliche holistische Systembetrachtungen durchzuführen. Schließlich werden Nachhaltigkeitskriterien vornehmlich aus den Bereichen der Ökologie, Ökonomie und Gesellschaft definiert. Hier ist die Interdisziplinarität des Modellierungskonzepts gefragt.

#### **4.5 Schlussfolgerung**

System Dynamics ist ein vielseitiges Werkzeug zur Untersuchung komplexer dynamischer Systeme. Es bietet viele Vorteile, die gerade für den Energiebereich u. a. wegen der Interdisziplinarität von Interesse sind. Obschon das Modellierungskonzept nicht neu ist, stehen durch die rasante Entwicklung der letzten Jahre im Bereich Hard- und Software erst heute moderne und zukunftsweisende Simulationstools zur Verfügung, die in der praktischen Anwendung die Vorteile von System Dynamics bestätigen. Aus diesen Gründen werden auch in dieser Arbeit die Modellbildung und die Untersuchungen mit System Dynamics durchgeführt.

## 5 Das Modell DEV

In diesem Abschnitt wird unter Bezugnahme auf die Ausführungen im Kapitel „Dezentrale Energieversorgung“ das System Dynamics Modell DEV vorgestellt. Viele Annahmen, Randbedingungen und Voraussetzungen sind dort bereits ausführlich erläutert und werden an dieser Stelle vorausgesetzt.

### 5.1 Modellierungsziel

Das Modell DEV soll die elektrische und thermische Energieversorgung durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen für einen beliebig wählbaren Tag (24 Stunden) im Jahresverlauf mit hoher zeitlicher Auflösung in Form von dynamischen Szenariosimulationen berechnen. Das Untersuchungsziel ist dabei die Energiebereitstellung durch die DEA sowie das technische und ökologische Potenzial dezentraler Energieversorgung. Das Versorgungsgebiet soll aus unterschiedlichen Verbrauchergruppen und DEA bestehen (Bild 5.1). Die Verbraucher- und Erzeugungsstruktur soll individuell für verschiedenste Anwendungen einstellbar sein, um eine vielseitige Einsetzbarkeit des Modells zu ermöglichen.

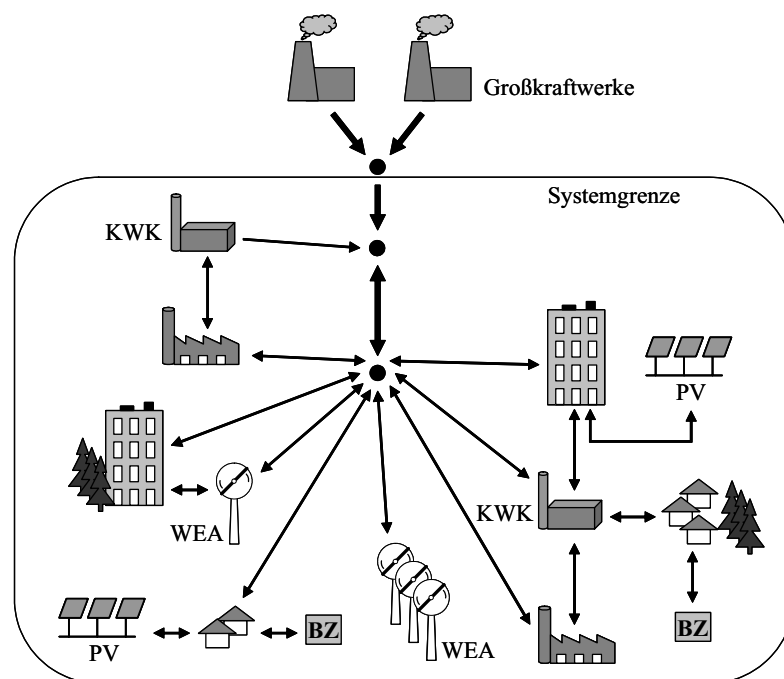


Bild 5.1: Dezentrale Energieversorgung in einem Versorgungsgebiet

### 5.2 Entwicklung und Aufbau des SD Modells

#### 5.2.1 Struktur des Modells

In der Modellvorstellung ist das Versorgungsgebiet an ein übergeordnetes elektrisches Versorgungsnetz angeschlossen. Dies gewährleistet einen Leistungsaustausch bei Über- oder Unterdeckung des elektrischen Leistungsbedarfs sowie einen sicheren Netzbetrieb. Wegen der

dezentralen Struktur und der kurzen Übertragungswege werden Netzverluste innerhalb des Versorgungsgebiets vernachlässigt. Eine weitere vereinfachende Annahme ist der Übergang zu einem Punktnetzmodell (Bild 5.2). Dies hat zum Vorteil, dass Lastflussberechnungen zur Untersuchung der Parameter und Stabilität des Versorgungsnetzes nicht in das Modell eingehen. Fragen der Versorgungsqualität und der Systemsicherheit werden im Rahmen dieser Arbeit nicht tiefer behandelt. Es wird von der Randbedingung ausgegangen, dass die Versorgungsqualität und die Systemsicherheit gegeben sind. In Bild 5.3 sind die prinzipielle Struktur und der Aufbau des SD Modells dargestellt.

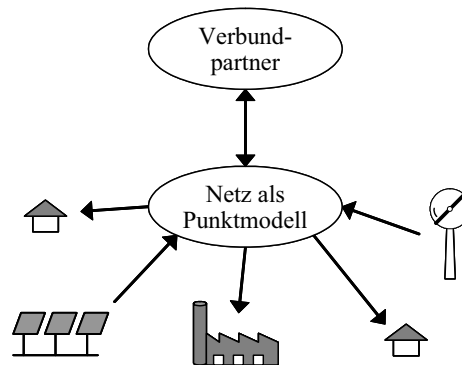


Bild 5.2: Reduktion des Netzes auf ein Punktnetzmodell

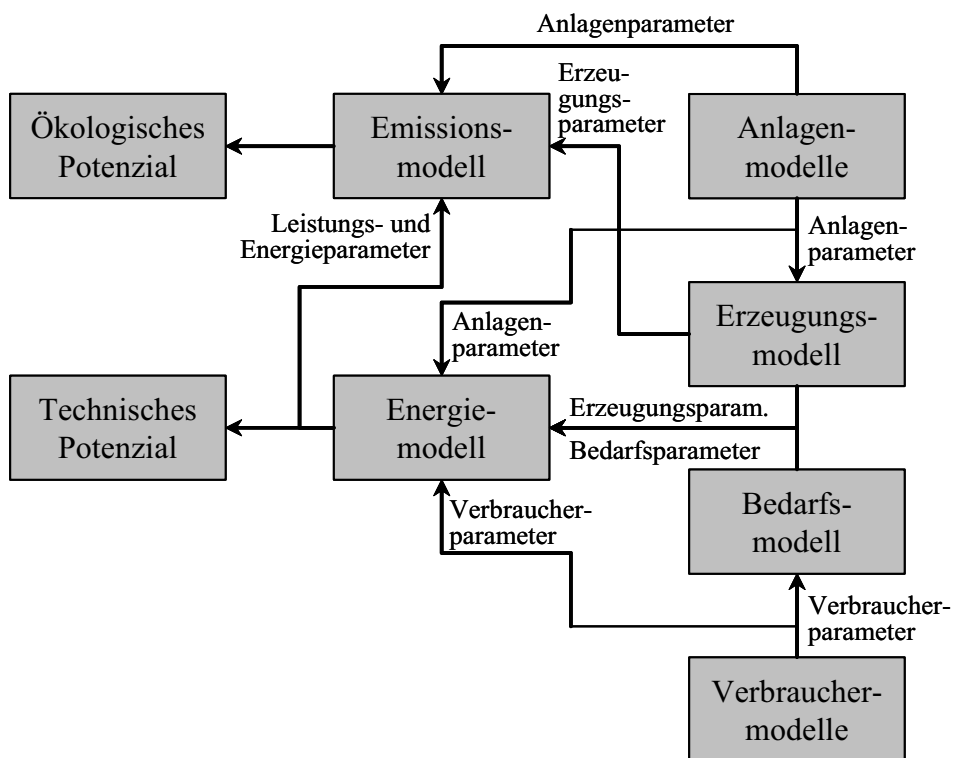


Bild 5.3: Struktur des Simulationsmodells



Die Beschreibung der Verbrauchsstruktur wird in den Verbrauchermodellen und im Bedarfsmodell, die Beschreibung der Struktur der Energiebereitstellung wird in den Anlagenmodellen und dem Erzeugungsmodell festgelegt. Das Energiemodell hat die Aufgabe der Berechnung der Leistungs- und Energiebilanzen. Im Emissionsmodell werden die mit der Energieversorgung verbundenen Emissionen berechnet. Als Ausgangsgrößen des Modells erhält man Kenngrößen, die eine Abschätzung und Bewertung des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Energieversorgung erlauben.

Das Versorgungsnetz wird in 4 elektrische Teilnetze aufgeteilt:

- Haushaltsnetz
- Gewerbenetz
- Industrienetz
- Landwirtschaftsnetz

Innerhalb dieser Teilnetze können die jeweiligen Verbraucher und die zugehörigen Energieumwandlungsanlagen individuell eingestellt werden. Die einzelnen Verbraucher und EUA sind entsprechend ihrer jeweiligen im Erzeugungsmodell bzw. im Bedarfsmodell zu definierenden Anzahl vertreten. Die Summe der Teilnetze ergibt das gesamte Versorgungsgebiet (VG). Durch eine entsprechende Wahl der Parameter können so Mischvorkommen bzw. individuelle Versorgungsstrukturen innerhalb eines VGs hergestellt werden.

### 5.2.2 Verbrauchermodelle

Im Hinblick auf das Untersuchungsfeld der dezentralen Energieversorgung wird das Versorgungsgebiet in vier homogene Verbrauchergruppen

- Private Haushalte (HH)
- Gewerbe - Handel - Dienstleistungen (GHD)
- Industrie (IND)
- Landwirtschaft (LWS)

aufgeteilt und den jeweiligen Teilnetzen zugeordnet. Die Verbrauchermodelle stellen die elektrischen und thermischen Leistungsbedarfe der Verbraucher dar.

Für die Modellierung des elektrischen Leistungsbedarfs der einzelnen Verbrauchergruppen werden elektrische Standardlastprofile (SLP) herangezogen. Standardlastprofile sind verbrauchergruppenspezifische standardisierte Zeitreihen, die in Zeitabständen von 15 Minuten einen Leistungswert festlegen. Es wird zwischen charakteristischen Zeitzonen eines Jahres unterschieden. Überdies werden für jede Zeitzone charakteristische Tage festgelegt. Ein Jahreslastprofil besteht aus drei Zeitzonen:

- Winter: 1.11. bis 20.03.
- Sommer: 15.05. bis 14.09.
- Übergang (Frühjahr / Herbst): 21.03. bis 14.05. bzw. 15.09. bis 31.10.

Für die charakteristischen Tage Werktag, Samstag und Sonntag werden für jede Zeitzone viertelstündliche Leistungsmittelwerte angegeben. Diese 96 Werte pro Tag sind normiert auf einen elektrischen Jahresenergiebedarf von 1.000 kWh. Ein SLP für eine Verbrauchergruppe besteht also aus  $3 \cdot 3 = 9$  Zeitreihen. Aufgrund der Charakteristik des Jahreslastverlaufs der privaten Haushalte können diese nicht nur durch ein SLP statisch beschrieben werden. Für die Verbrauchergruppe der privaten Haushalte muss üblicherweise eine Dynamisierungsfunktion zur Ermittlung des dynamischen Lastverlaufs berücksichtigt werden [Fünfgeld, 05]. Elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen oder ähnliche besondere Verbraucher wie zum Beispiel Straßenbeleuchtungen, Telefonzellen oder Lüftungsanlagen sind in den Standardlastprofilen für gewöhnlich nicht berücksichtigt [VDEW, 00], [Pfalzwerke, 06]. Die Anwendbarkeit von Standardlastprofilen ist im Einzelfall zu prüfen. Bei Bedarf müssen die Lastprofile angepasst werden.

Repräsentative Standardlastprofile für Versorgungsgebiete sind vielfältig erhältlich, so zum Beispiel durch den Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e. V.. Obschon im Modell DEV repräsentative elektrische Lastprofile voreingestellt sind, kann der Anwender auch dem jeweiligen Untersuchungsproblem angepasste individuelle Lastprofile vorgeben.

Für die Beschreibung des Einspeiseverhaltens von wärmegeführten DEA müssen auch die thermischen Bedarfsprofile der einzelnen Verbrauchergruppen berücksichtigt werden. Im Modell DEV wird dabei nicht zwischen Heizwärmebedarf, Warmwasserbedarf und Prozesswärmebedarf unterschieden. Es wird zwischen charakteristischen Zeitzonen Winter, Sommer und Übergang differenziert. Eine weitere Unterscheidung der Wochentage je Zeitzone wird nicht vorgenommen. Ein thermisches SLP für eine Verbrauchergruppe besteht also aus 3 Zeitreihen. Thermische Lastprofile liegen üblicherweise in Stundenmittelwerten vor, und zwar in Form von realen Messdaten. Stehen keine Messwerte zur Verfügung, können sie mit Hilfe von Softwarepaketen wie zum Beispiel BHKW-Plan der Firma Steinborn innovative Gebäude-Energieversorgung künstlich generiert werden. Im Falle der privaten Haushalte sind auch thermische Lastprofilaten in der VDI Richtlinie 2067, Blatt 7 hinterlegt [VDI, 88]. Die im Modell DEV einzustellenden thermischen Lastprofile müssen auf einen thermischen Jahresenergiebedarf von 1.000 kWh normiert werden. Obschon im Modell DEV thermische Lastprofile voreingestellt sind, kann der Anwender auch dem jeweiligen Untersuchungsfeld angepasste individuelle Lastprofile vorgeben.

Die Profildaten werden im SD Modell mit Hilfe der grafischen Eingabemaske als Zahlenreihen bzw. grafische Funktionen implementiert (Bild 5.4). Eine problemangepasste Modifikation der Daten ist von der Simulationsebene jederzeit möglich.

Für die Berechnung der Leistungsbedarfe aus den normierten Lastprofilen werden die elektrischen und thermischen Jahresenergiebedarfe benötigt. Zusätzlich kann im Falle der privaten Haushalte eine Dynamisierungsfunktion, die die elektrischen Lastschwankungen im Jahresverlauf darstellt, berücksichtigt werden. Die Anwendung der meisten Standardlastprofile für private Haushalte erfordert die Einbeziehung dieser Dynamisierungsfunktionen. In Bild 5.5 ist beispielhaft für die privaten Haushalte das SF-Diagramm des Verbrauchermodells mit den Auswahl- und Berechnungsprozessen zur Bestimmung des elektrischen und thermischen Lastprofils dargestellt.

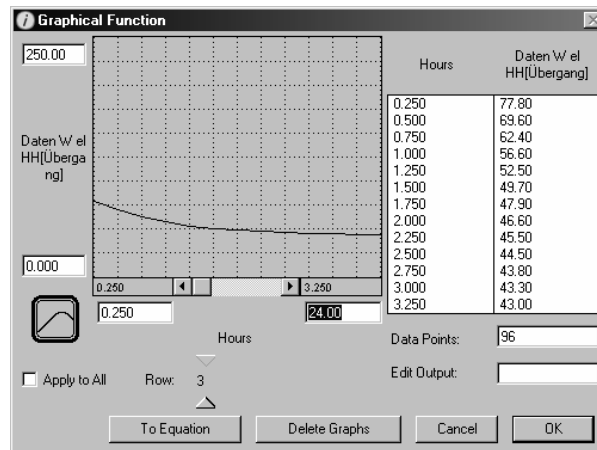


Bild 5.4: Grafische Eingabemaske

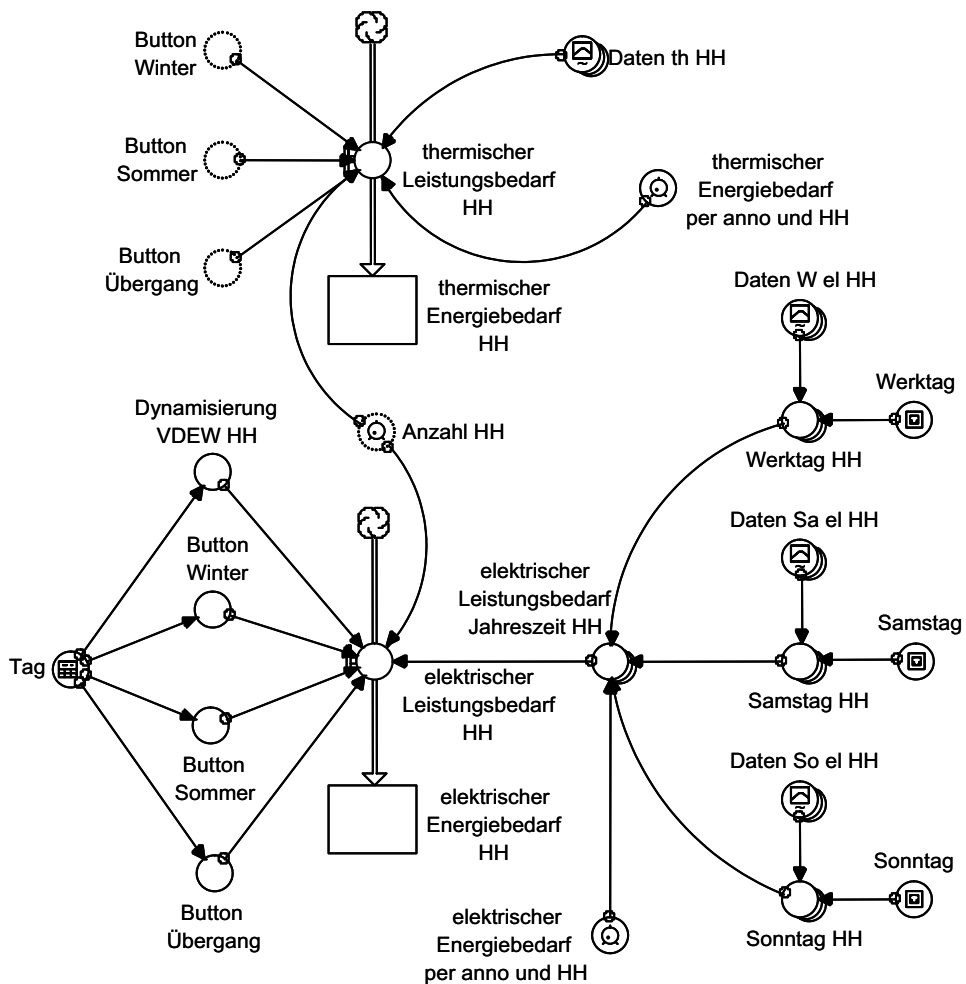


Bild 5.5: SF-Diagramm des Verbrauchermodells, Beispiel private Haushalte

### 5.2.3 Bedarfsmodell

Die Gesamtheit aller Verbraucher aus den jeweiligen Verbrauchergruppen ergibt das Versorgungsgebiet. Das Bedarfsmodell legt die endgültige Versorgungsstruktur des

Versorgungsgebiets fest. Durch die Wahl der Verbraucherparameter gemäß Kapitel 5.2.2 und der Bedarfsparameter (Anzahl der jeweiligen Verbraucher im Versorgungsgebiet) können Mischvorkommen bzw. individuelle Verbraucherstrukturen hergestellt werden. In Bild 5.6 ist beispielhaft das SF-Diagramm des Bedarfsmodells des Haushaltsnetzes dargestellt. Die Anzahl der privaten Haushalte dient der Festlegung des gesamten elektrischen und thermischen Leistungsbedarfs im Haushaltenetz. Wichtig ist an dieser Stelle die Berücksichtigung von Leistungsbedarfen zur Versorgung der Hilfsaggregate der Energieumwandlungsanlagen, sofern diese nicht in den Lastprofilen berücksichtigt sind.

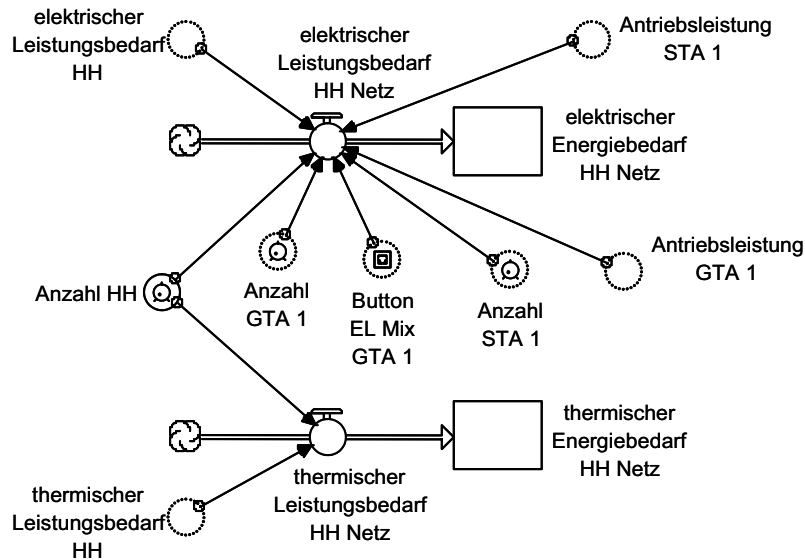


Bild 5.6: SF-Diagramm des Bedarfsmodells, Beispiel Haushaltsnetz

#### 5.2.4 Anlagenmodelle

Die Gesamtheit aller Energieumwandlungsanlagen besteht aus BHKW, Spitzenlastkesseln SLK, Wärmespeicher, PV-Anlagen, Windenergieanlagen WEA, solarthermische Anlagen STA, geothermische Anlagen GTA, Zentralheizungseinheiten ZHE für den Bereich der privaten Haushalte und Gewerbe - Handel - Dienstleistungen sowie Heizkraftwerke HKW für den Industriebereich und die Landwirtschaft. In den SF-Diagrammen des Modells DEV sind die jeweiligen Leistungs- und Energieflüsse direkt sichtbar und nachvollziehbar. Im Folgenden werden die jeweiligen Anlagenmodelle am Beispiel des Haushaltsnetzes kurz vorgestellt. Die Anlagenmodelle in den Teilnetzen sind gleichartig.

Energieversorgungseinheiten EVE:

Eine Energieversorgungseinheit (EVE) besteht aus einem BHKW, einem Wärmespeicher und einem Spitzenlastkessel SLK. Damit können verschiedene Anlagenkonfigurationen und verschiedene Anlagentechnologien im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung simuliert werden. Das SF-Diagramm des technischen Teilsystems einer EVE ist in Bild 5.7 dargestellt.



Das Modell der Energieversorgungseinheiten hat folgende Aufgaben:

- Betriebsführung: Bestimmung der Fahrplanlogik für die steuerbaren Energiewandler (BHKW, Speicher, Spitzenlastkessel)
- Berechnung des Einsatzes der Energieversorgungseinheit zur Versorgung eines Verbrauchers

Der Wärmebedarf eines Verbrauchers muss gedeckt sein, Führungsgröße ist der thermische Leistungsbedarf des Verbrauchers. Beispielsweise dient für ein BHKW in einem Wohnhaus der Wärmebedarf nur dieses Hauses als Führungsgröße für die Regelung. Als Freiheitsparameter zur Regelung dienen der Wärmespeicher und der Spitzenlastkessel. Die BHKW liefern aufgrund des Wärmebedarfs eine elektrische Einspeisekennlinie sowie durch den Einsatz von Wärmespeicher und Spitzenlastkessel die möglichen energetischen Abweichungen.

Das Modell der EVE gilt für rein wärmegeführte Systeme. Es wird eine konstante Stromkennzahl der BHKW unterstellt. Das bedeutet, es werden ausschließlich BHKW mit einem Freiheitsgrad betrachtet. Ferner werden konstante Wirkungsgrade / Nutzungsgrade angenommen.

Mit Hilfe einer Fahrplanlogik wird der Tageseinsatz von BHKW, Wärmespeicher und Spitzenlastkessel festgelegt. Dabei ist Folgendes zu beachten:

- Normalerweise sind Prognosesysteme Bestandteil des Fahrplanmanagements. Das bedeutet, dass aufgrund von Prognosewerten die Fahrpläne einzelner Komponenten berechnet werden. Grundlage der Prognoseberechnungen können Wetterdaten oder Lastprofile sein. So kann es zum Beispiel vorkommen, dass wegen einer erwarteten steigenden Wärmenachfrage durch das BHKW ein Wärmespeicher geladen wird, obwohl das BHKW aufgrund der augenblicklichen Wärmenachfrage normalerweise abgeschaltet werden würde. Dabei wird das Verschiebepotenzial ausgenutzt. Da eine Berücksichtigung von Prognosen die Beurteilung des Verschiebepotenzials verfälscht, wird auf eine entsprechende Implementierung im Modell DEV verzichtet. Prognosesysteme sind nicht Bestandteil dieser Arbeit.
- Gleiches gilt auch für Optimierungssysteme. Optimierungskriterien könnten zum Beispiel die Reduzierung der variablen Erzeugungskosten der verschiedenen Energieumwandlungsanlagen sein. Variable Kosten berücksichtigen nur Brennstoffkosten und Wartungskosten (keine Evaluierung von Investitionskosten, Personal, Versicherungskosten, Steuern etc.). Neben den ökonomischen Betriebsführungskriterien sind auch ökologische Betriebsführungskriterien denkbar. Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch keine Optimierungsalgorithmen untersucht. Im Modell DEV wird eine Optimierung nicht durchgeführt. Dies eröffnet die Möglichkeit, im Einzelfall das Optimierungspotential zu diskutieren.

Die im Modell DEV implementierte vereinfachte Fahrplanlogik gilt also unter Vernachlässigung von Prognose- und Optimierungssystemen. Sie ist für die Modellierungsaufgabe jedoch vollkommen hinreichend. Überdies eröffnet sich dadurch die Möglichkeit, das Potential für Energiemanagementsysteme zu diskutieren.

In Anlehnung an die Priorisierung nach [Görner, 05] wird folgende Fahrweise der EVE angenommen:

- In Zeiten des Teillastbetriebs des BHKWs kann der Wärmespeicher geladen werden.
- Das BHKW versucht stets, den Füllstand des Wärmespeichers auf 100 % zu halten.
- Bei Unterschreitung der unteren Abschaltswelle (untere Wirkungsgradschränke) schaltet das BHKW in jedem Fall ab, auch wenn der Wärmespeicher geladen werden könnte.
- Während der Ladezeit des Wärmespeichers fährt das BHKW im Volllastbetrieb.
- In Zeiten der thermischen Unterdeckung gibt der Wärmespeicher Energie ab.
- Bei Bedarf steht ein passend dimensionierter Spitzenlastkessel zur Verfügung, um den durch BHKW und Wärmespeicher nicht abgedeckten Wärmebedarf auszugleichen.
- Energieverluste von BHKW und Spitzenlastkessel werden berücksichtigt.
- Energieverluste, hervorgerufen durch die Umwandlungsprozesse der Wärmespeicherung, werden berücksichtigt.
- Energieverluste im Wärmespeicher selbst bleiben wegen der Tagesbetrachtung unberücksichtigt.

Weitere davon abweichende Fahrpläne sind denkbar und möglich. Dazu muss die Fahrplanlogik jeweils in der Modellierungsebene angepasst werden. Das SF-Diagramm des Modells zur Berechnung der Fahrplanlogik ist in Bild 5.8 dargestellt.

Im Modell der Energieversorgungseinheit können folgende Parameter eingestellt werden:

- thermische Nennleistung des BHKWs
- Stromkennzahl des BHKWs
- Gesamtwirkungsgrad des BHKWs
- Abschaltswelle des BHKWs in Prozent der Nennleistung
- Verlustrate des Prozesses der Wärmespeicherung
- Anfangswert Speicherinhalt
- Speichergröße
- thermische Nennleistung SLK
- Wirkungsgrad SLK

Für das BHKW können die Brennstoffe Erdgas, Heizöl, Diesel, Rapsöl oder Biomasse (zum Beispiel Holzhackschnitzel) gewählt werden. Für den Spitzenlastkessel können die Brennstoffe Erdgas, Heizöl, Diesel, Rapsöl, Biomasse oder Holzpellets gewählt werden. Die Brennstoffwahl ist hauptsächlich für die ökologischen Betrachtungen notwendig. Elektrische Hilfsenergiebedarfe von Spitzenlastkessel und Wärmespeicher können durch Anpassung der elektrischen Lastprofile berücksichtigt werden, sofern Angaben hierüber vorliegen. Allerdings sind oftmals diese Bedarfe in den Standardlastprofilen bereits inbegriffen. Um etwas mehr Variabilität und Flexibilität in der Definition der Erzeugerstruktur zu erhalten, können je Teilnetz zwei verschiedene Typen von Energieversorgungseinheiten EVE bestimmt werden.

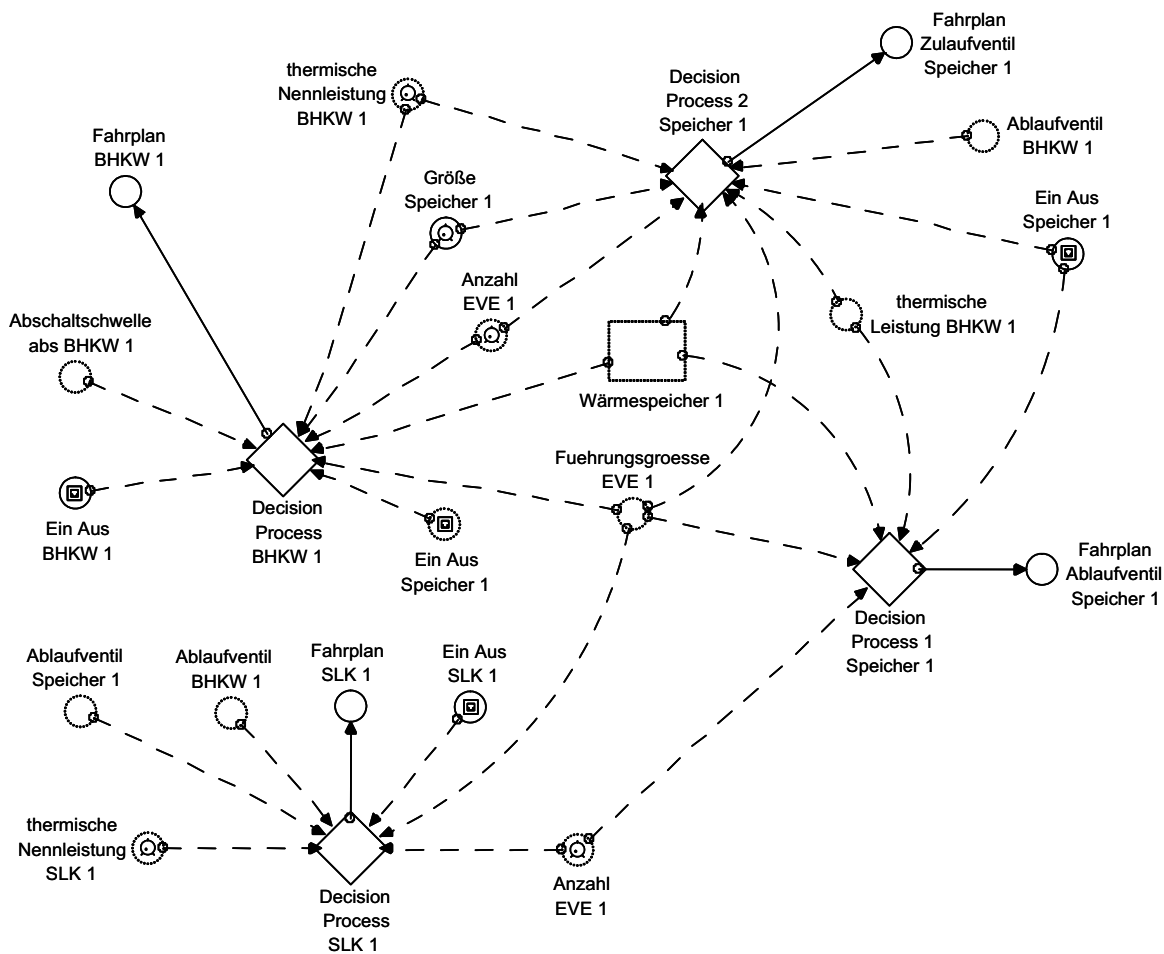


Bild 5.8: SF-Diagramm der Energieversorgungseinheit EVE, Fahrplanlogik

### Windenergieanlage WEA:

Das Modell der Windenergieanlagen WEA umfasst den gesamten Bereich der elektrischen Windenergienutzung (Einzelanlage oder Windpark). Zur Verdeutlichung des Einflusses von Windenergieanlagen auf das Gesamtsystem der dezentralen Energieversorgung im Rahmen dieser Arbeit genügt es, reale Messdaten oder künstlich generierte Daten für die elektrische Leistungseinspeisung von Windenergieanlagen zu benutzen. Das Modell besteht aus einem Datenmodell für die eingespeiste elektrische Nettoleistung (nach Abzug des elektrischen Hilfsenergiebedarfs) im 24 Stunden Profil (einschließlich eventuell vorhandener Umrichter). Zusätzlich können verschiedene Typtage gewählt werden:

- starker Wind
- schwacher Wind
- kein Wind

Im Falle eines starken Winds wird das Leistungsprofil mit dem Faktor 1 multipliziert, im Falle eines schwachen Winds mit 0,5. Wird kein Wind ausgewählt, so wird das Leistungsprofil automatisch zu Null gesetzt. Durch die Wahl eines problemangepassten Leistungsprofils



sind jedoch auch individuelle Einspeiseprofile einstellbar. Die Möglichkeit der Einstellung von Typtagen stellt lediglich eine einfache Möglichkeit der schnellen Beeinflussung eines Leistungsprofils für die Simulationen dar.

Das im Modell DEV voreingestellte Profil für die Windeinspeisung ist in Bild 5.9 dargestellt. Dieses Profil gilt für eine 1.200 kW Windenergieanlage und liegt in Viertelstundenmittelwerten vor. Andere Nennleistungen von Windenergieanlagen bei gleichem Einspeiseprofil werden im Modell DEV durch Dreisatzrechnung berücksichtigt. Das bedeutet allerdings auch, dass bei Eingabe eines neuen Profils auch stets die Nennleistung der zugehörigen Windenergieanlage eingestellt werden muss.

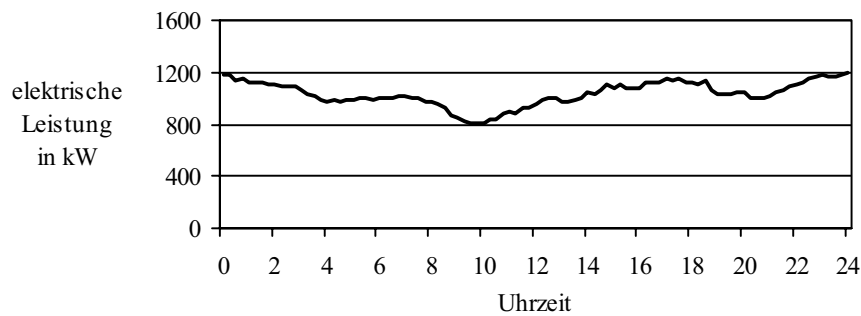


Bild 5.9: Windeinspeiseprofil für 24 Stunden

Es wird angenommen, dass die Windenergieanlagen zu 100 % netzgekoppelt betrieben werden. Das bedeutet, dass die elektrische Energie zu 100 % ins elektrische Versorgungsnetz eingespeist wird. Eine Regelung der Anlagen wird nicht vorgesehen. Dies entspricht auch der gängigen Praxis, da vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit in Verbindung mit dem EEG eine Abregelung nicht sinnvoll ist. Das SF-Diagramm einer Windenergieanlage ist in Bild 5.10 dargestellt.

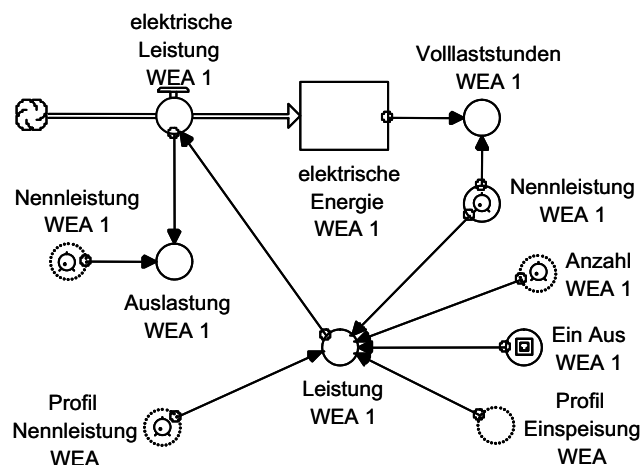


Bild 5.10: SF-Diagramm einer Windenergieanlage WEA

### Photovoltaikanlage PV:

Das Modell der Photovoltaik-Anlagen PV umfasst den gesamten Bereich der Photovoltaik. Zur Verdeutlichung des Einflusses von PV-Anlagen auf das Gesamtsystem der dezentralen Energieversorgung im Rahmen dieser Arbeit genügt es, reale Messdaten oder künstlich generierte Daten für den Tagesverlauf der Bestrahlungsstärke zu benutzen. Dabei kann zwischen Sommer-, Übergang- und Wintertag unterschieden werden, überdies zwischen Sonnentag und diffuser Sonnentag. Es stehen also insgesamt 6 Möglichkeiten des Bestrahlungsstärkeprofils zur Auswahl. Durch die Wahl von problemangepassten Profilen sind aber auch flexible Einstellungen durchführbar. Die Möglichkeit der Wahl von Typtagen stellt lediglich eine einfache Möglichkeit der schnellen Beeinflussung eines Bestrahlungsstärkeprofils für die Simulation dar. Das im Modell DEV voreingestellte Profil für die Bestrahlungsstärken ist in Bild 3.16 und Bild 3.17 dargestellt. Die Profile liegen in 10 Minuten Mittelwerten vor.

Zur Berücksichtigung der verschiedenen Anlagentechnologien besteht die Möglichkeit, diverse Anlagenparameter wie die Nennleistung pro Modulfläche, die Anlagenfläche und den Nettowirkungsgrad des Wechselrichters einzustellen. Damit kann den unterschiedlichen Anlagendimensionen je nach Verbrauchergruppe Rechnung getragen werden. Aus der Bestrahlungsstärke wird somit die eingespeiste elektrische Nettoleistung (nach Abzug des elektrischen Hilfsenergiebedarfs für Wechselrichter) einer PV-Anlage bestimmt. Temperaturabhängigkeiten und sonstige Einflüsse auf die Modul- und Anlagenleistung werden vernachlässigt. Das SF-Diagramm einer PV-Anlage ist in Bild 5.11 dargestellt.

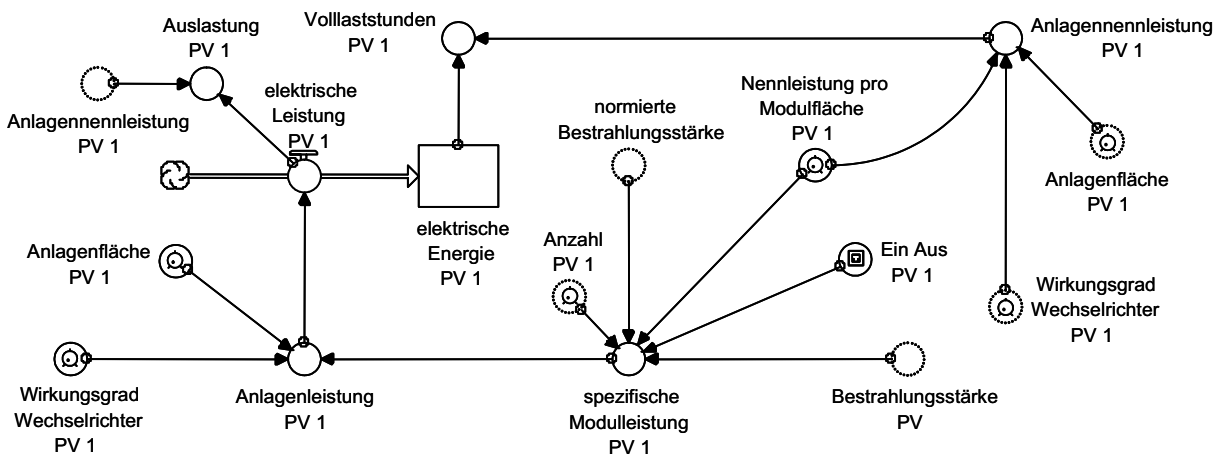


Bild 5.11: SF-Diagramm einer PV-Anlage

Es wird angenommen, dass PV-Anlagen zu 100 % netzgekoppelt betrieben werden. Das bedeutet, dass die elektrische Energie zu 100 % ins elektrische Versorgungsnetz eingespeist wird. Eine Regelung der Anlagen wird nicht vorgesehen. Dies entspricht auch der gängigen Praxis, da vor dem Hintergrund der Wirtschaftlichkeit in Verbindung mit dem EEG eine Abregelung nicht sinnvoll ist.

Solarthermische Anlage STA:

Das Modell der solarthermischen Anlage STA umfasst den gesamten Bereich der Solarthermie zur Unterstützung der Wärmebereitstellung. Solarthermische Stromerzeugung wird nicht berücksichtigt. Im Modell DEV werden solarthermische Anlagen durch die Parameter solarer Deckungsgrad  $D_s$  und die Anzahl der Anlagen je Verbrauchergruppe beschrieben. Über den solaren Deckungsgrad wird aus dem thermischen Leistungsbedarf des Verbrauchers die bereitgestellte Leistung der solarthermischen Anlage berechnet. Die thermodynamischen Prozesse dieser Anlagen werden im Modell DEV nicht berücksichtigt. Eine Zentralheizungseinheit wird von einer solarthermischen Anlage in der Wärmebereitstellung unterstützt. Das SF-Diagramm einer STA ist in Bild 5.12 dargestellt.

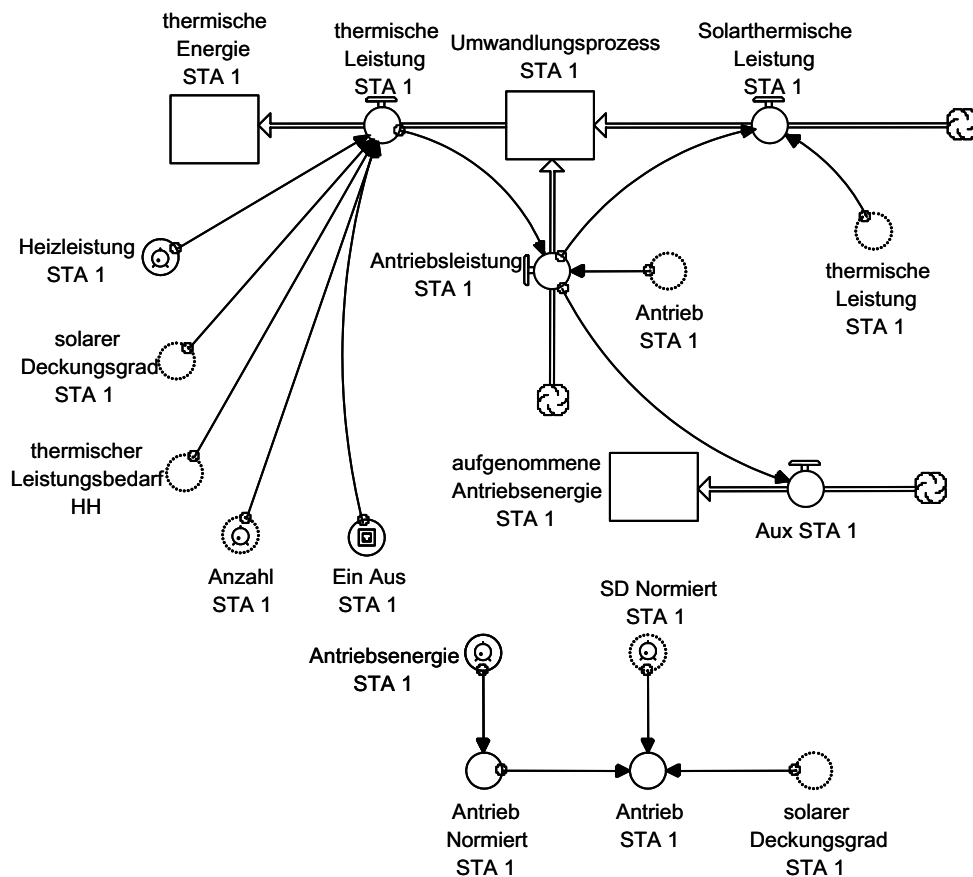


Bild 5.12: SF-Diagramm einer solarthermischen Anlage STA

Die jahreszeitlichen Schwankungen des solaren Deckungsgrads und damit auch der elektrischen Antriebsleistung werden berücksichtigt. Die Antriebsleistung wird zum elektrischen Leistungsbedarf des Teilnetzes addiert. Die mittlere Antriebsleistung wird über den Tag konstant angenommen, da die internen thermodynamischen Prozesse der STA nicht modelliert werden und eine höhere Auflösung der Antriebsleistung daher nicht möglich ist. In Verbindung mit solarthermischen Anlagen vorhandene Wärmespeicher werden nicht separat betrachtet, da sie in  $D_s$  bereits berücksichtigt sind. Es sind die Anlagenparameter solarer Jahresdeckungsgrad, Heizleistung der Anlage und die Antriebsenergie einstellbar.

### Geothermische Anlage GTA:

Das Modell der geothermischen Anlage GTA umfasst den gesamten Bereich der Erdwärmeeinnahme. Geothermische Stromerzeugung wird nicht berücksichtigt. Im Modell DEV können elektrisch angetriebene oder mit Erdgas bzw. Diesel betriebene Kompressoren gewählt werden. Zur Vereinfachung wird nur die Arbeitszahl zur Berechnung der Leistungen herangezogen. Das bedeutet, dass die betriebsbedingten Einflüsse auf die Leistungszahl vernachlässigt werden und die Arbeitszahl als Mittelwert der Leistungszahl gleichgesetzt wird. Es wird davon ausgegangen, dass eine Wärmepumpenanlage einen Verbraucher mit thermischer Leistung versorgen kann. Die Nennleistung der geothermischen Anlage wird hier Heizleistung genannt. Es muss also die Heizleistung passend zum Wärmebedarf dimensioniert werden. Mit Hilfe der Arbeitszahl wird die aufgenommene Antriebsleistung berechnet. Im Falle des elektrischen Antriebs wird diese Antriebsleistung zum elektrischen Leistungsbedarf des Teilnetzes hinzugefügt. Dadurch wird sichergestellt, dass der zusätzliche Bedarf an elektrischer Leistung für den Betrieb der geothermischen Anlage berücksichtigt wird. Es sind die Anlagenparameter Arbeitszahl und Heizleistung einstellbar. Das SF-Diagramm einer GTA ist in Bild 5.13 dargestellt.

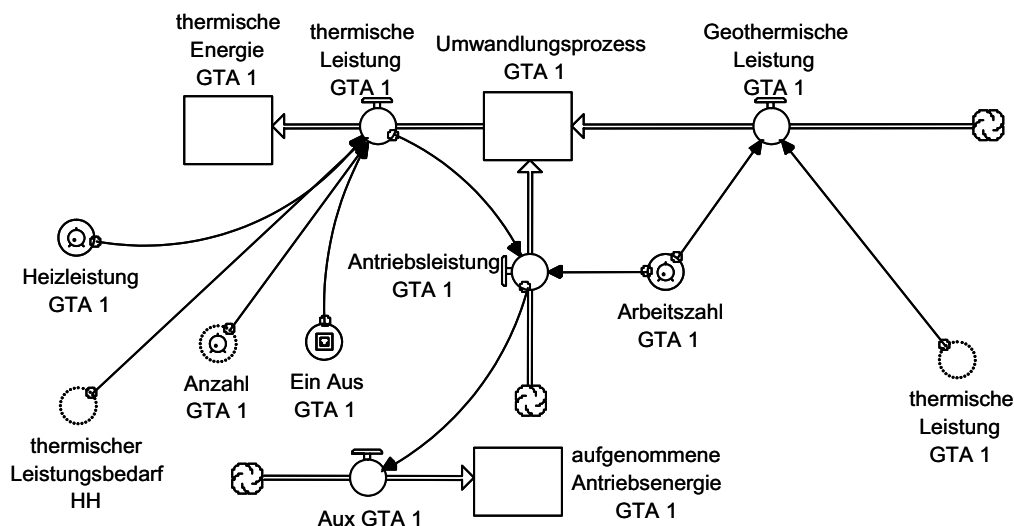


Bild 5.13: SF-Diagramm einer geothermischen Anlage GTA

Der elektrische Hilfsenergiebedarf für Kompressor und weitere periphere Komponenten wird über die Arbeitszahl berücksichtigt. Ein Wärmespeicher wird nicht separat betrachtet, da hierbei kein Freiheitsgrad für die DEV entsteht. Wenn eine geothermische Anlage mit Erdgas oder Diesel betrieben wird, dann muss der elektrische Energieeinsatz über die Arbeitszahl berücksichtigt werden. Hierfür muss der Energieeinsatz für die Stromerzeugung und -verteilung bekannt sein.

### Zentralheizungseinheit ZHE:

Eine Zentralheizungseinheit ZHE ist strukturell und prozessbezogen im Wesentlichen mit einem Spitzenlastkessel und einem Heizkraftwerk vergleichbar. Insofern entspricht das

Modell der Zentralheizungseinheit und des Heizkraftwerks dem Modell des Spitzenlastkessels. Der thermische Wärmebedarf eines Verbrauchers muss gedeckt sein, Führungsgröße ist also der thermische Leistungsbedarf des Verbrauchers. Etwaig vorhandene Wärmespeicher werden nicht berücksichtigt, da bei nicht vorhandenem Wärmenetz kein Freiheitsgrad für die DEV entsteht. Es wird ein konstanter Wirkungsgrad angenommen. Energieverluste der Zentralheizungseinheit werden berücksichtigt.

Für die Zentralheizungseinheit können die thermische Nennleistung und der Wirkungsgrad eingestellt werden. Ferner können die Brennstoffe Erdgas, Heizöl, Biomasse (voreingestellt Holzhackschnittel) oder Holzpellets gewählt werden. In Bild 5.14 ist das SF-Diagramm einer ZHE dargestellt.

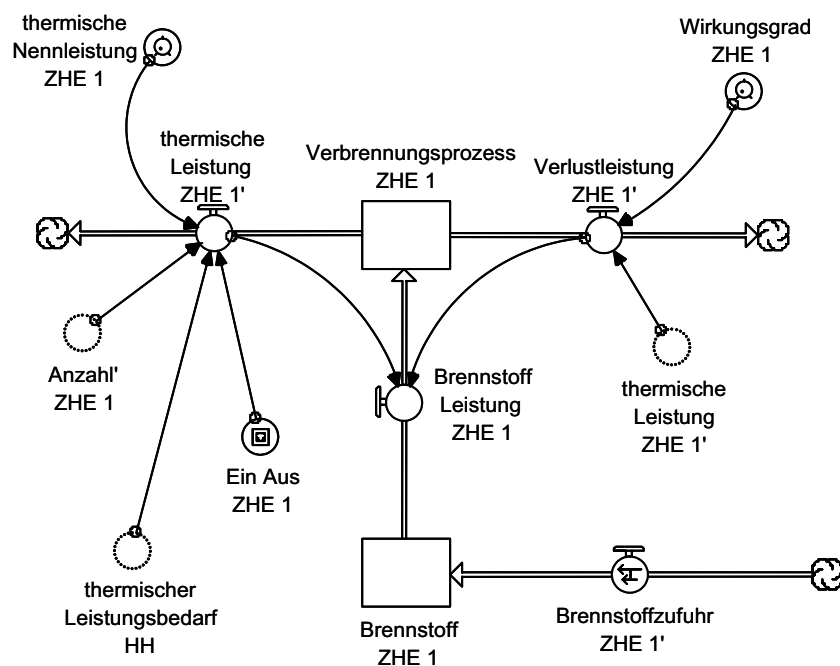


Bild 5.14: SF-Diagramm einer Zentralheizungseinheit ZHE

Die elektrischen Hilfsenergiebedarfe von Zentralheizungseinheiten, Heizkraftwerken und Spitzenlastkesseln können durch Anpassung der elektrischen Lastprofile berücksichtigt werden, sofern Angaben hierüber vorliegen. Allerdings sind oftmals diese Bedarfe in den Standardlastprofilen bereits inbegriffen.

### 5.2.5 Erzeugungsmodell

Die Gesamtheit aller Energieumwandlungsanlagen in den jeweiligen Teilnetzen bzw. im Gesamtnetz ergibt die Erzeugerstruktur. Das Erzeugungsmodell legt die endgültige Erzeugerstruktur des Versorgungsgebiets fest. Durch die Wahl der Anlagenparameter gemäß Kapitel 5.2.4 und der Erzeugungsparameter (Anzahl der jeweiligen Energieumwandlungsanlagen im Versorgungsgebiet) können Mischvorkommen bzw. individuelle Verbraucherstrukturen hergestellt werden. In Bild 5.15 ist beispielhaft das SF-Diagramm des Erzeugungsmodells des Haushaltsnetzes dargestellt.

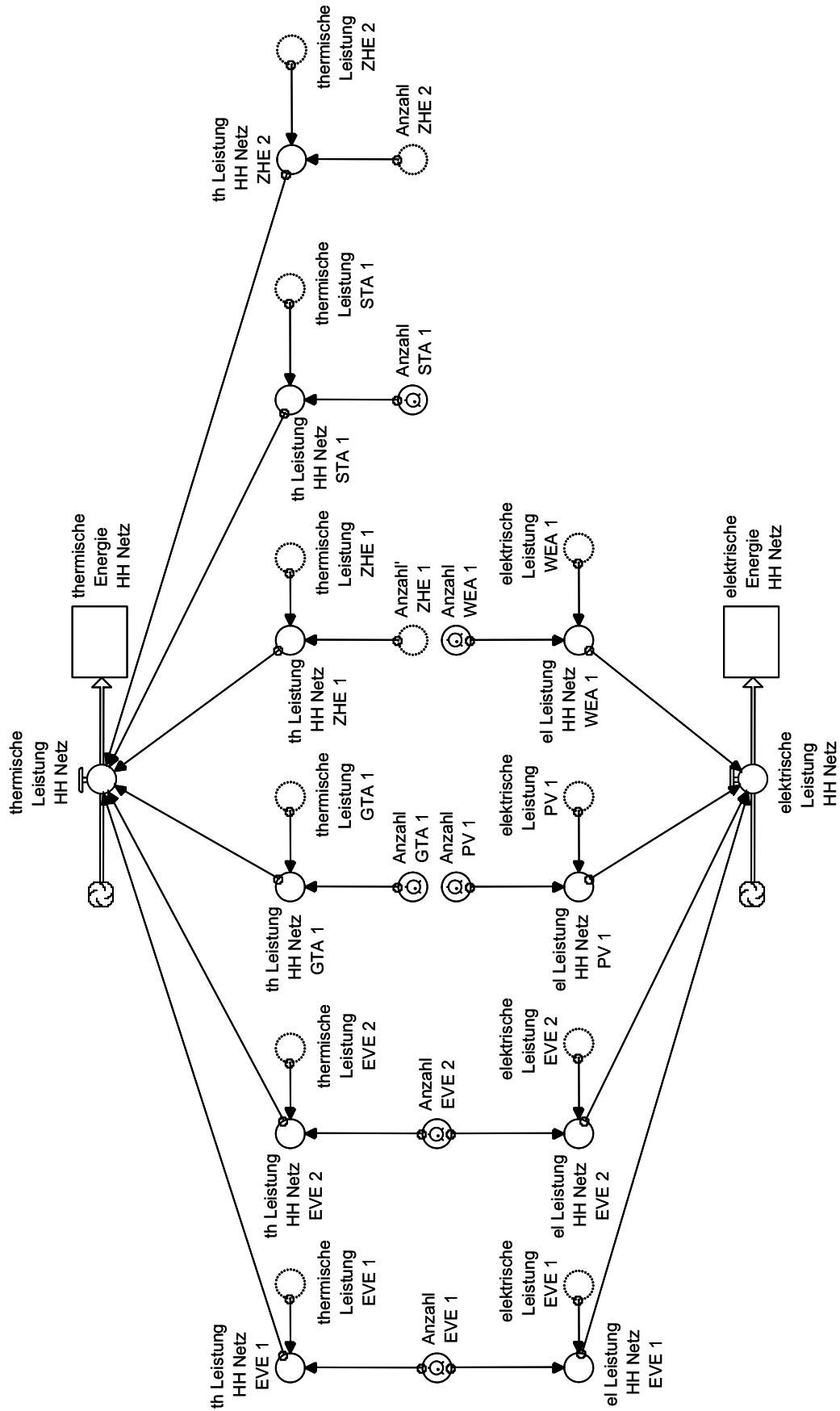


Bild 5.15: SF-Diagramm des Erzeugungsmodells, Beispiel Haushaltsnetz

Ein übergeordnetes Wärmenetz ist zunächst nicht vorgesehen. Insofern müssen die einzelnen Verbraucher ihren Wärmebedarf selber decken, das heißt dezentral. Ist keine KWK-Anlage vorhanden, so müssen die Wärmebedarfe durch Zentralheizungseinheiten, Heizkraftwerke, geothermische Anlagen oder solarthermische Anlagen gedeckt werden. Da die Energieversorgungseinheiten EVE und die Zentralheizungseinheiten bzw. die Heizkraftwerke stets wärmegeführt betrieben werden und die geothermischen Anlagen ebenfalls den thermischen Leistungsbedarf decken können, sollte somit immer gelten:

$$\Delta P_{th} = P_{Bereitstellung,th} - P_{Bedarf,th} = 0 \quad (5.1)$$

Es darf also mit Einbeziehung der Wärmespeicher keine Über- oder Unterdeckung in der Wärmeversorgung geben.

Die Berücksichtigung von thermischen Energieumwandlungsanlagen begründet sich in der ganzheitlichen Energiebilanzierung und in der Berechnung der Emissionsparameter. Insbesondere die spezifischen Emissionen können auf den gesamten elektrischen und thermischen Energieverbrauch des Versorgungsgebiets bezogen werden. Nur so können Vergleichsrechnungen durchgeführt werden. Eine Betrachtung der Möglichkeiten von rein thermischen Energieumwandlungsanlagen zur Beteiligung an einem übergeordneten Energiemanagementsystem ist allerdings erst dann sinnvoll, wenn man von der Randbedingung eines vorhandenen Wärmenetzes ausgeht.

Die Energieversorgungseinheiten EVE, die Zentralheizungseinheiten, Heizkraftwerke und geothermischen Anlagen haben auf der thermischen Seite strukturell die gleiche Ausgangsgröße, den thermischen Leistungsbedarf eines Verbrauchers. Es herrscht Gleichgewicht zwischen thermischen Leistungsbedarf und thermischer Leistungsbereitstellung. Das bedeutet zum Beispiel für das Haushaltsnetz, dass die Summe der Anzahl dieser thermischen Energieumwandlungsanlage gleich der Anzahl der Haushalte sein muss. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass pro Haushaltseinheit eine EUA vorhanden sein kann.

Da solarthermische Anlagen den thermischen Leistungsbedarf eines Verbrauchers allein oftmals nicht decken können, treten diese Anlagen nur in Verbindung mit zusätzlichen thermischen Energieumwandlungsanlagen auf. Die Anzahl der solarthermischen Anlagen kann im Modell DEV direkt eingegeben werden und darf nicht größer sein als die Anzahl der Zentralheizungseinheiten bzw. der Heizkraftwerke, da davon ausgegangen wird, dass sie nur in Verbindung mit einer der beiden anderen Anlagen eingesetzt wird. Bild 5.16 dient der Veranschaulichung. Werden zum Beispiel solarthermische Anlagen STA 1 im Haushaltsnetz eingesetzt, so verringert sich die Anzahl der Zentralheizungseinheiten ZHE 1, die den gesamten Wärmebedarf der Verbraucher decken müssen, um die Anzahl der solarthermischen Anlagen STA 1. Demgemäß müssen der Anzahl der STA 1 entsprechend Zentralheizungseinheiten ZHE 2 eingesetzt werden, die einen verringerten Leistungsbedarf decken. Die Differenz entspricht der von den solarthermischen Anlagen STA 1 bereitgestellten thermischen Leistung. Die technischen Daten der Zentralheizungseinheit ZHE 2 entsprechen denen der Zentralheizungseinheit ZHE 1, da die Zentralheizungseinheit in der Lage sein muss, die Deckung des gesamten Wärmebedarfs übernehmen zu können. Für die anderen Teilnetze gilt entsprechendes.

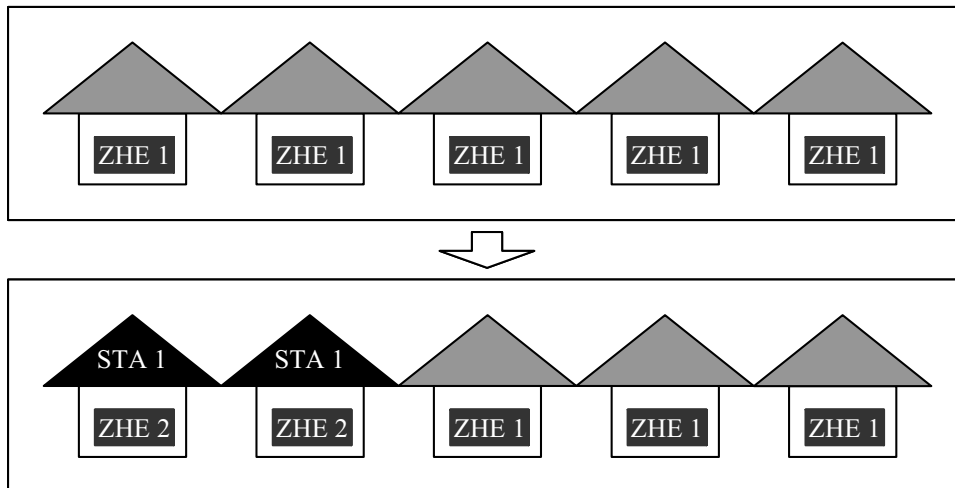


Bild 5.16: Berücksichtigung von solarthermischen Anlagen STA, Beispiel

Zum Vergleich mit einer rein dezentralen Wärmeversorgung, wie zuvor beschrieben ohne Wärmenetz, kann im Modell DEV auch die Wärmebereitstellung durch eine zentrale Energieversorgungseinheit EVE je Teilnetz berechnet werden. Hier wird der Fall simuliert, dass alle Verbraucher innerhalb des betreffenden Teilnetzes über ein Wärmenetz verbunden sind und die Wärmeenergie zentral bereitgestellt wird. Zentral bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der zentral betriebene Energiewandler innerhalb eines Teilnetzes angesiedelt ist. Im Modell DEV ist es in den jeweiligen Teilnetzen möglich, durch Anklicken einer Schaltfläche „zentrale EVE“ bezogen auf das betreffende Teilnetz diesen Fall nachzubilden. Ferner muss die Anzahl der EVE gleich 1 und die Anzahl aller anderen thermischen Energieumwandlungsanlagen (EVE, GTA, STA, ZHE, HKW) zu Null gesetzt werden.

Da die „zentralen“ Energieversorgungseinheiten wärmegeführt betrieben werden und den Wärmebedarf des Versorgungsgebiets decken müssen, sollte somit auch hier immer gelten:

$$\Delta P_{th} = P_{Bereitstellung,th} - P_{Bedarf,th} = 0 \quad (5.2)$$

Es darf keine Über- oder Unterdeckung in der Wärmeversorgung geben. Die „zentralen“ Energieversorgungseinheiten sollte also passend dimensioniert werden.

Hilfsenergiebedarfe von Wärmespeichern und Spitzenlastkesseln sind oftmals in den elektrischen Standardlastprofilen einzelner Verbraucher berücksichtigt. Insofern werden auch im Fall eines Wärmenetzes die Hilfsenergiebedarfe der „zentralen“ EVE beachtet. Dies gilt unter der Annahme, dass die Hilfsenergiebedarfe der „zentralen“ EVE anteilig auf die elektrischen Lastprofile der einzelnen Verbraucher heruntergerechnet werden können. Andernfalls sind die elektrischen Lastprofile anzupassen.

Obwohl hier nun ein Wärmenetz vorhanden ist, ist eine Betrachtung der Möglichkeiten von rein thermischen Energieumwandlungsanlagen zur Beteiligung an einem übergeordneten Energiemanagementsystem überflüssig, da nur eine Anlage je Teilnetz vorhanden ist. Der Fall eines Wärmenetzes mit vielen dezentralen Wärmeeinspeisungen kann mit dem Modell DEV nicht betrachtet werden.



### 5.2.6 Energiemodell

An dieser Stelle wird auf die Vorstellung der im Modell DEV realisierten SF-Diagramme verzichtet. Stattdessen wird für eine bessere Verständlichkeit die mathematische Modellierung dargestellt.

Das Energiemodell hat die Bestimmung der elektrischen und thermischen Leistungs- und Energiebilanzen auf der Anlagenebene, der Ebene der Teilnetze und der Ebene des gesamten Versorgungsgebiets zur Aufgabe. Die in das elektrische Netz des betrachteten Versorgungsgebiets eingespeiste elektrische Betriebsleistung ist

$$P_{\text{Bereitstellung,el}} = P_{\text{EVE,el}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{WEA}} , \quad (5.3)$$

wobei die Summanden die Summe der eingespeisten elektrischen Betriebsleistungen der einzelnen Energieumwandlungsanlagen darstellen:

$$P_{\text{EVE,el}} = \sum_k P_{\text{EVE,k,el}} \quad (5.4)$$

$$P_{\text{PV}} = \sum_k P_{\text{PV,k}} \quad (5.5)$$

$$P_{\text{WEA}} = \sum_k P_{\text{WEA,k}} \quad (5.6)$$

mit  $k$  als Index für die einzelnen Anlagen. Die durch die im Versorgungsgebiet angeschlossenen Verbraucher benötigte elektrische Leistung ist

$$P_{\text{Bedarf,el}} = P_{\text{HH,el}} + P_{\text{GHD,el}} + P_{\text{IND,el}} + P_{\text{LWS,el}} , \quad (5.7)$$

wobei die Summanden die Summe der elektrischen Leistungsbedarfe der einzelnen Verbrauchergruppen darstellen,

$$P_{\text{HH,el}} = \sum_i P_{\text{HH,i,el}} \quad (5.8)$$

$$P_{\text{GHD,el}} = \sum_i P_{\text{GHD,i,el}} \quad (5.9)$$

$$P_{\text{IND,el}} = \sum_i P_{\text{IND,i,el}} \quad (5.10)$$

$$P_{\text{LWS,el}} = \sum_i P_{\text{LWS,i,el}} \quad (5.11)$$

mit  $i$  als Index für die einzelnen Verbraucher. Für die Leistungsbilanz des betrachteten Versorgungsgebiets gilt

$$\Delta P_{el} = P_{Bereitstellung,el} - P_{Bedarf,el} \quad (5.12)$$

wobei als Optimierungsziel für ein gegebenenfalls vorhandenes, übergeordnetes Energiemanagementsystem in der dezentralen Energieversorgung stets gelten sollte

$$\Delta P_{soll,el} = 0 \quad (5.13)$$

Das bedeutet, dass der Leistungsbedarf durch den Einsatz der zur Verfügung stehenden Umwandlungstechnologien möglichst ohne Mehr- oder Minderbereitstellung gedeckt werden sollte. Demgemäß stellt  $\Delta P_{el}$  auch die Über- bzw. Unterdeckung des elektrischen Leistungsbedarfs dar. Ziel ist hier jedoch nicht, Optimierungsalgorithmen zu untersuchen. Vielmehr verdeutlicht das dargestellte Optimierungsziel die Arbeit eines Bilanzkreisverantwortlichen. Ideal wäre eine autarke Versorgung im Versorgungsgebiet. Für die Fälle der Über- oder Unterdeckung der elektrischen Leistung ist das Netz mit einem übergeordneten Versorgungsnetz verbunden, sodass die Bilanz ausgeglichen werden kann.

Die Bilanzierung der thermischen Leistungen wurde bereits in Kapitel 5.2.5 erläutert.

Als allgemeine physikalische Beziehung zwischen der Augenblicksleistung  $P$  und der Energie bzw. Arbeit  $W$  gilt:

$$W = \int_{t_0}^{t_1} P dt \quad (5.14)$$

Dabei stellen  $t_0$  und  $t_1$  Anfangs- und Endzeitpunkt des Integrationsintervalls dar. Hierüber lassen sich die pro Zeiteinheit  $t = t_1 - t_0$  umgewandelten Energiemengen berechnen.

### 5.2.7 Emissionsmodell

Analog zum Energiemodell wird hier auf die Abbildung der im Modell DEV zur Berechnung der Emissionen realisierten SF-Diagramme verzichtet. Stattdessen wird für eine bessere Verständlichkeit die mathematische Modellierung dargestellt.

Als Emission wird die Abgabe von Substanzen, Schall, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlung, Gerüchen oder ähnlichen Erscheinungen an die Umwelt bezeichnet, die im Sinne des Umweltschutzes schädlich sind. Im Gegensatz zu natürlichen Emissionen gibt es auch anthropogene Emissionen, also vom Menschen beeinflusste, verursachte oder hergestellte Emissionen. Im Rahmen dieser Arbeit ist nur die Abgabe von klimaschädlichen Substanzen an die Umwelt durch die Energieversorgung von Interesse, wobei diese zu den anthropogenen Emissionen zählen.

Folgende wichtige Emissionen bzw. Emissionsparameter können berechnet werden:

- Luftschadstoffe:
- Stickstoffoxid (NO<sub>x</sub>)
  - Kohlenstoffmonoxid (CO)
  - Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>)
  - Staub
  - Versauerungspotential (SO<sub>2</sub>-Äquivalent)
- Treibhausgase:
- Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)
  - Treibhauspotential (CO<sub>2</sub>-Äquivalent)

Detaillierte Beschreibungen zu den jeweiligen Emissionsstoffen bzw. Parametern sind im Anhang A.

Die Gesamtemissionen eines Energieumwandlungsprozesses bzw. einer Anlage umfassen die Emissionen bei der

- Brennstoffbereitstellung
- Anlagenherstellung und Aufbau
- Nutzung der Anlage (Energieumwandlungsprozesse)
- Entsorgung (der Anlage nach Lebensdauer, Reststoffe, ...).

Der Herstellungsprozess der einzelnen Anlagen selbst ist je nach Anlagentyp äußerst unterschiedlich zu bewerten und würde jeweils eine umfassende Lebenszyklusanalyse erfordern. Allgemeingültige Daten gibt es hierfür nicht. In der Literatur (zum Beispiel [Kruck, 04] oder [Kaltschmitt, 06]) gibt es qualitative Erläuterungen zu den ökologischen Auswirkungen der Nutzung von PV-Anlagen, der Windenergie und der Geothermie, sowie quantitative Abschätzungen zu einzelnen ökologischen Kenngrößen in Form von Ökobilanzen. Bei den BHKW ist dies ungleich schwieriger. Daher werden die Herstellungsprozesse im Rahmen der Emissionsberechnungen in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Das gleiche gilt auch für die Entsorgung von Reststoffen und die Entsorgung der jeweiligen Energieumwandlungsanlagen.

Die Brennstoffbereitstellung umfasst den Bereitstellungsaufwand für die Endenergieträger, inklusive des Herstellungsaufwands für alle vorgelagerten Prozessschritte, nicht jedoch die eigentliche Nutzung der Energieträger. Innerhalb der Bilanzgrenzen sind der gesamte Lebenszyklus inklusive Transporte und Materialvorleistungen der Energieträger, ohne Entsorgung. Bezugspunkt ist also die Endenergiebereitstellung, das heißt ohne Nutzung des Energieträgers. Die Daten für die Brennstoffherstellung sind dem GEMIS-Modell Version 4.2 [GEMIS, 05] entnommen. Sie stimmen gut mit Daten aus anderen Quellen überein. Überdies ist es möglich, individuelle und problemangepasste Emissionsdaten im Modell DEV einzustellen.

Die direkten Emissionen werden durch die Anwendung der Energieumwandlungsanlagen hervorgerufen. Hier werden die vorgelagerten Prozessketten nicht berücksichtigt. Die direkten Emissionen eines Verbrennungsprozesses sind stark vom Verbrennungsprozess selbst und damit von der benutzten Anlagentechnologie und vom Hersteller abhängig. Mit Hilfe des GEMIS-Modells ist es möglich, für die Nutzung der Anlagen spezifische brennstoffenergie-

bezogene Emissionsfaktoren eines Anlagen- oder Verbrennungsprozesses bezogen auf eine repräsentative Anlagentechnologie zu berechnen. Diese repräsentativen Anlagentechnologien wurden für das Modell DEV beispielhaft im GEMIS-Modell ausgewählt. Daher können diese Emissionsfaktoren im Modell DEV brennstoffabhängig eingesetzt werden. Eine Unterscheidung in verschiedene Anlagentechnologien wird nicht vorgenommen. Gleichwohl ist es möglich, individuelle und problemangepasste Emissionsdaten im Modell DEV einzustellen.

Im Modell DEV wird mit spezifischen brennstoffenergiebezogenen Emissionsfaktoren als Eingangsgrößen gerechnet. Diese Emissionsfaktoren werden grundsätzlich brennstoffenergiebezogen ausgewiesen, da sie sich auf die Bereitstellung der Energieträger frei Nutzer beziehen. Die Datenqualität ist als sehr gut einzustufen. Die Emissionsdaten sind im Anhang B aufgelistet.

Biomasse bezeichnet die Gesamtheit der Masse an organischen Materialien in einem definierten Ökosystem, das biochemisch synthetisiert wurde. Sie enthält also die Masse aller Lebewesen, der abgestorbenen Organismen und die organischen Stoffwechselprodukte. Etwa 60 % der Biomasse der Erde wird durch Mikroorganismen dargestellt. Biomasse gilt als CO<sub>2</sub>-neutral. Das bedeutet, dass diesen Brennstoffen keine Netto-Emissionen an CO<sub>2</sub> aus ihrem Kohlenstoffgehalt angerechnet werden, da der Kohlenstoff beim Aufbau des Brennstoffs aus der Atmosphäre, also aus dem natürlichen Stoffkreisläufen entnommen wurde. Diese geschlossene Kohlenstoffbilanz gilt für Biomasse aus nachhaltigem Anbau. CO<sub>2</sub>-Emissionen aus vorgelagerten Prozessen sowie andere Treibhausgase werden auch bei CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffen bilanziert [GEMIS, 05].

Die Nutzungen der Energieversorgungseinheiten EVE sowie der Zentralheizungseinheiten, der geothermischen Anlagen und der solarthermischen Anlagen werden berücksichtigt. Im Falle der erneuerbaren Energien Sonne und Wind werden die Emissionen gleich null angenommen. Hier gibt es weder einen Brennstoff, dessen Herstellung Emissionen hervorruft, noch gibt es bei der Nutzung der Anlagen einen Verbrennungsprozess, bei dem schädliche Substanzen freigesetzt werden. Die geothermischen Anlagen und die solarthermischen Anlagen zählen zwar auch zu den erneuerbaren Energien, da die Erdwärme bzw. die Sonnenenergie als unerschöpflich angesehen wird, dennoch wird für den Betrieb dieser Anlagen Hilfsenergie benötigt, die bei der Bilanzierung der Emissionen berücksichtigt wird.

Die brennstoffenergiebezogenen Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  einer Anlage  $k$  bzw. eines Energieumwandlungsprozesses umfassen die Emissionen bei der Brennstoffherstellung ( $\varepsilon_{j,H,Br,k,t}$ ) und der Anlagennutzung ( $\varepsilon_{j,N,Br,k,t}$ ). Beim Index  $j$  für den Emissionsstoff handelt es sich um

- Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>),
- Kohlenstoffmonoxid (CO),
- Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>),
- Staub,
- Versauerungspotential (SO<sub>2</sub>-Äquivalent),
- Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) oder

- Treibhauspotential (CO<sub>2</sub>-Äquivalent).

Bei der Energieumwandlungsanlage  $k$  handelt es sich um

- Energieversorgungseinheit (EVE),
- Blockheizkraftwerk (BHKW),
- Spitzenlastkessel (SLK),
- Zentralheizungseinheit (ZHE),
- Geothermische Anlage (GTA) oder
- Solarthermische Anlage (STA).

Die Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  bei der Brennstoffherstellung für eine Energieumwandlungsanlage  $k$

$$\varepsilon_{j,H,Br,k,t} = \frac{W_{k,t,th}}{\eta_{k,th}} \cdot \varepsilon_{be,j,H,k} = W_{Br,k,t} \cdot \varepsilon_{be,j,H,k} \quad (5.15)$$

enthalten die spezifischen brennstoffenergiebezogenen Emissionen bei der Brennstoffherstellung  $\varepsilon_{be,j,H,k}$ . Der thermische Wirkungsgrad der Anlage  $k$  ist dabei

$$\eta_{k,th} = \frac{P_{N,k,th}}{P_{Br,k}} \quad (5.16)$$

mit der Brennstoffleistung  $P_{Br,k}$  und der thermischen Nennleistung  $P_{N,k,th}$ . Die Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  bei der Anlagennutzung für eine Energieumwandlungsanlage  $k$

$$\varepsilon_{j,N,Br,k,t} = W_{k,t,th} \cdot \varepsilon_{z,j,N,k} = W_{Br,k,t} \cdot \varepsilon_{be,j,N,k} \quad (5.17)$$

enthalten die spezifischen zielenergiebezogenen Emissionen bei der Anlagennutzung

$$\varepsilon_{z,j,N,k} = \frac{\varepsilon_{be,j,N,k}}{\eta_{k,th}} \quad (5.18)$$

mit den spezifischen brennstoffenergiebezogenen Emissionen bei der Anlagennutzung  $\varepsilon_{be,j,N,k}$ .

Die Gesamtemissionen pro Zeiteinheit  $t$  für eine Energieumwandlungsanlage  $k$  sind somit:

$$\varepsilon_{j,k,t} = \varepsilon_{j,H,Br,k,t} + \varepsilon_{j,N,Br,k,t} \quad (5.19)$$

Die Gesamtemissionen pro Zeiteinheit  $t$  für alle Energieumwandlungsanlagen im Versorgungsgebiet sind somit:

$$\varepsilon_{j,t} = \sum_k \varepsilon_{j,k,t} \quad (5.20)$$

### 5.2.8 Charakteristische Kenngrößen

Im Folgenden werden zahlreiche charakteristische Kenngrößen zur Darstellung des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Energieversorgung vorgestellt. Dabei wird auch hier auf die Abbildung der im Modell DEV zur Berechnung dieser Kenngrößen realisierten SF-Diagramme verzichtet. Stattdessen wird für eine bessere Verständlichkeit die mathematische Modellierung dargestellt. Zunächst werden charakteristische Kenngrößen zur Darstellung des technischen Potenzials vorgestellt.

Die Volllaststundenzahl gibt die Anzahl der Stunden an, die eine Energieumwandlungsanlage  $k$  unter konstanter Abgabe der Nennleistung  $P_{N,k}$  betrieben werden muss, um die gleiche Energie  $W_{k,t}$  über den Betrachtungszeitraum  $t$  abzugeben. Die Volllaststundenzahl ist der Quotient aus der abgegebenen Energiemenge in einer Zeitspanne und der Nennleistung der betrachteten Anlage [VDI, 03], es gilt:

$$t_{\text{voll},k} = \frac{W_{k,t}}{P_{N,k}} \quad (5.21)$$

Die durchschnittliche Volllaststundenzahl ist eine Kenngröße zur Charakterisierung von mehreren gleichzeitig eingesetzten Energieumwandlungsanlagen, die innerhalb eines Teilnetzes oder Versorgungsgebiets für eine Versorgungsaufgabe eingesetzt werden. Dabei werden die Energieumwandlungsanlagen zusammengefasst und als ein Kraftwerk betrachtet. In Bezug auf die dezentrale Energieversorgung als ein Versorgungskonzept, das verschiedenartig ausgeprägt sein kann, ist eine solche Kenngröße für Vergleichszwecke dieser Konzepte dezentraler Energieversorgungsstrukturen hilfreich.

Die durchschnittliche Volllaststundenzahl  $\overline{t_{\text{voll}}}$  ist definiert als die Anzahl der Stunden, die ein Zusammenschluss von  $n$  Energieumwandlungsanlagen unter konstanter Abgabe der Nennleistung  $P_{N,g}$  betrieben werden muss, um die gleiche Energie  $W_g$  über den Betrachtungszeitraum  $t$  abzugeben:

$$\overline{t_{\text{voll}}} = \frac{\sum_{k=1}^n W_{k,t}}{\sum_{k=1}^n P_{N,k}} = \frac{W_g}{P_{N,g}} \quad (5.22)$$

Berücksichtigt werden die BHKW, Spitzenlastkessel, Zentralheizungseinheiten, geothermische und solarthermische Anlagen, PV-Anlagen und Windenergieanlagen. Speicher werden hierbei nicht einbezogen, da sie lediglich zur zeitlichen Verschiebung des Energieeinsatzes benötigt werden und Kenngrößen wie die Volllaststundenzahl nicht von Relevanz sind.

Die Auslastung  $A_k$  einer Energieumwandlungsanlage  $k$  wird in Prozent angegeben und ist abhängig von der momentan abgegebenen Leistung  $P_k$  im Verhältnis zur Nennleistung  $P_{N,k}$ . Die prozentuale Auslastung  $A_k$  ist eine zeitabhängige Größe, für die gilt:

$$A_k = \frac{P_k}{P_{N,k}} \cdot 100 \% \quad (5.23)$$

Die durchschnittliche Auslastung  $\bar{A}$  aller  $n$  im betreffenden Teilnetz oder Versorgungsgebiet vorhandenen Energieumwandlungsanlagen  $k$  berechnet sich aus der momentan im betreffenden Teilnetz oder Versorgungsgebiet insgesamt abgegebenen Leistung  $P_g$  und der gesamten im betreffenden Teilnetz oder Versorgungsgebiet installierten Nennleistung  $P_{N,g}$ . Die durchschnittliche Auslastung  $\bar{A}$  ist eine zeitabhängige Größe, für die gilt:

$$\bar{A} = \frac{\sum_{k=1}^n P_k}{\sum_{k=1}^n P_{N,k}} = \frac{P_g}{P_{N,g}} \quad (5.24)$$

Bei der Berechnung der Volllaststundenzahl und der Auslastung werden alle Energieumwandlungsanlagen bis auf die Speicher berücksichtigt. Speicher werden lediglich zur zeitlichen Verschiebung des Energieeinsatzes benötigt und sind insofern für solche Kenngrößen nicht von Relevanz.

Reserveleistungen sind diejenigen Leistungen, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen sollen oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten werden [EDNA, 03]. Die zeitabhängige elektrische Leistungsreserve  $P_{Res,k,el}$  einer EUA  $k$  beschreibt die Differenz der momentan abgegebenen elektrischen Betriebsleistung  $P_{k,el}$  zur elektrischen Nennleistung  $P_{N,k,el}$ . Es gilt:

$$P_{Res,k,el} = P_{N,k,el} - P_{k,el} \quad (5.25)$$

Die zeitabhängige thermische Leistungsreserve  $P_{Res,k,th}$  einer EUA  $k$  beschreibt die Differenz der momentan abgegebenen thermischen Betriebsleistung  $P_{k,th}$  zur thermischen Nennleistung  $P_{N,k,th}$ . Es gilt:

$$P_{Res,k,th} = P_{N,k,th} - P_{k,th} \quad (5.26)$$

Für die Reserven kann auch eine entsprechende energetische Größe als Integral der Reserveleistung über die Zeit angegeben werden. Für die elektrische Energiereserve pro Zeiteinheit  $t = t_1 - t_0$  gilt:

$$W_{Res,k,el} = \int_{t_0}^{t_1} P_{Res,k,el} dt \quad (5.27)$$

Die thermische Energiereserve pro Zeiteinheit  $t = t_1 - t_0$  errechnet sich aus

$$W_{Res,k,th} = \int_{t_0}^{t_1} P_{Res,k,th} dt . \quad (5.28)$$

Angaben der Leistungs- und Energiereserven sind nur dann sinnvoll, wenn die Energieumwandlung steuerbar ist und man im Bedarfsfall uneingeschränkt auf diese Reserven zurückgreifen kann. Da Technologien wie die PV-Anlagen, Windenergieanlagen und solarthermische Anlagen dargebotsabhängig sind und überdies im Modell DEV definitionsgemäß PV- und Windenergieanlagen nicht abgeregelt werden, sind bei diesen Anlagen die Reserven gleich Null. Die Angaben der Reserven lassen sich in Summe auch auf ein Teilnetz bzw. das gesamte Versorgungsgebiet beziehen.

Die zeitabhängige elektrische bzw. thermische Leistungsdeckung  $\Delta P$  beschreibt die Kongruenz zwischen Leistungsbedarf und Leistungsbereitstellung in einem Teilnetz oder Versorgungsgebiet und entspricht somit der elektrischen bzw. thermischen Leistungsbilanz:

$$\Delta P_{el} = P_{Bereitstellung,el} - P_{Bedarf,el} \quad (5.29)$$

$$\Delta P_{th} = P_{Bereitstellung,th} - P_{Bedarf,th} \quad (5.30)$$

Ist die Deckung positiv, so wird mehr Leistung von den Energieumwandlungsanlagen zur Verfügung gestellt, als durch die Verbraucher benötigt wird. Es liegt eine Überdeckung vor. Ist die Deckung negativ, so wird mehr Leistung von den Verbrauchern benötigt, als durch die Energieumwandlungsanlagen bereitgestellt werden kann, es liegt eine Unterdeckung vor. Ist die Deckung gleich Null, so liegt Leistungskongruenz bzw. Leistungsgleichgewicht vor.

Zur Beschreibung der Über- bzw. Unterdeckung kann auch eine entsprechende energetische Größe angegeben werden, die als Integral der Leistungsüber- bzw. Leistungsunterdeckung über die Zeit definiert ist:

$$\Delta W_{el} = \int_{t_0}^{t_1} \Delta P_{el} dt \quad (5.31)$$

$$\Delta W_{th} = \int_{t_0}^{t_1} \Delta P_{th} dt \quad (5.32)$$

Die Energiedeckung beschreibt, wie viel Energie pro Zeiteinheit  $t = t_1 - t_0$  zu viel bzw. zu wenig von den Energieumwandlungsanlagen zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher bereitgestellt wurde. Auch hier kann unterschieden werden zwischen Über- und Unterdeckung, da es innerhalb eines betrachteten Zeitraums  $t$  möglich ist, dass sowohl Leistungsüberdeckung als auch Leistungsunterdeckung vorliegt.



Die Über- bzw. Unterdeckung der elektrischen und thermischen Leistungen bzw. Energien wird im Modell DEV nur für die Teilnetze und das Gesamtnetz berechnet. Eine Berechnung für einzelne Energieumwandlungsanlagen ist nicht notwendig, da von der Randbedingung ausgegangen wird, dass der thermische Leistungsbedarf des angeschlossenen Verbrauchers gedeckt wird. Hier sollte also keine thermische Über- bzw. Unterdeckung auftreten. Die Information der elektrischen Über- bzw. Unterdeckung ist an dieser Stelle nicht relevant, da die Energieumwandlungsanlagen an das elektrische Verteilnetz angeschlossen sind.

Die gesamte in einem Teilnetz bzw. im Versorgungsgebiet installierte elektrische Nennleistung entspricht der Summe der elektrischen Nennleistungen der einzelnen beteiligten Energieumwandlungsanlagen  $k$ :

$$P_{N,el} = \sum_k P_{N,k,el} \quad (5.33)$$

Im Einzelnen werden hier die BHKW, die PV- und die Windenergieanlagen berücksichtigt. Die gesamte in einem Teilnetz bzw. im Versorgungsgebiet installierte thermische Nennleistung entspricht der Summe der thermischen Nennleistungen der einzelnen Energieumwandlungsanlagen  $k$ :

$$P_{N,th} = \sum_k P_{N,k,th} \quad (5.34)$$

Im Einzelnen werden hier die BHKW, Spitzenlastkessel, Zentralheizungsanlagen, geothermische und solarthermische Anlagen berücksichtigt.

Für Vergleichsstudien kann auch der Systemwirkungsgrad  $\eta_{sys}$  berechnet werden. Dieser ist definiert als

$$\eta_{sys} = \frac{P_{Bereitstellung}}{P_{Br}} \quad (5.35)$$

mit der gesamten von allen im betrachteten Teilnetz bzw. Versorgungsgebiet vorhandenen Energieumwandlungsanlagen  $k$  bereitgestellten elektrischen und thermischen Leistung

$$P_{Bereitstellung} = P_{Bereitstellung,el} + P_{Bereitstellung,th} \quad (5.36)$$

$$P_{Br} = \sum_k P_{Br,k} \quad (5.37)$$

ist die Brennstoffleistung aller in den Energieumwandlungsanlagen  $k$  benutzten Brennstoffe. Hier werden auch die Antriebsleistungen für den Betrieb von solar- oder geothermischen Anlagen eingerechnet. Sonstige Hilfsenergiebedarfe werden hier nicht berücksichtigt. Der zeitabhängige Systemwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der gesamten nutzbringend gewonnenen elektrischen und thermischen Leistung zur aufgewendeten Leistung in einem

Teilnetz oder Versorgungsgebiet. Durch die Nutzung von erneuerbaren Energien und den in den Energieversorgungseinheiten EVE vorhandenen Wärmespeichern kann es vorkommen, dass der Systemwirkungsgrad größer als 100 % wird. Ebenso ist zu beachten, dass die Netzverluste hierbei nicht berücksichtigt werden.

Der durchschnittliche Systemwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der gesamten nutzbringend gewonnenen Energie zur aufgewendeten Energie in einem Teilnetz oder Versorgungsgebiet über den Betrachtungszeitraum  $t = t_1 - t_0$ . Es gilt:

$$\eta_{\text{sys}} = \frac{\int_{t_0}^{t_1} P_{\text{Bereitstellung}} dt}{\int_{t_0}^{t_1} P_{\text{Br}} dt} \quad (5.38)$$

Im Folgenden werden nun charakteristische Kenngrößen zur Darstellung des ökologischen Potenzials vorgestellt.

Im Falle einer Unterdeckung ist der Bedarf elektrischer Leistung im Versorgungsgebiet größer als die von den vorhandenen Energieumwandlungsanlagen zur Verfügung gestellte elektrische Leistung. Es muss zusätzliche elektrische Leistung aus dem übergeordneten Netz bezogen werden. Die damit verbundenen Emissionen werden grundsätzlich mit einem Emissionsfaktor, der für den deutschen Strom-Mix gilt, berücksichtigt.

Die absoluten Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  können auf die Zielenergie (von den Energieumwandlungsanlagen abgegebene Nutzenergie) bezogen werden, das heißt sie geben die Umwelteffekte bezüglich des bereitgestellten Nutzens an. Hierbei kann unterschieden werden zwischen elektrischer und thermischer Energie. Werden die Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  auf die bereitgestellte elektrische Energie bezogen, so ergeben sich für die spezifischen elektroenergiebezogenen Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  für alle Energieumwandlungsanlagen  $k$ :

$$\varepsilon_{z,j,t,el} = \frac{\sum_k \varepsilon_{j,k,t,el}}{\sum_k W_{k,t,el}} = \frac{\varepsilon_{j,t,el}}{W_{t,el}} \quad (5.39)$$

Dabei enthält  $\varepsilon_{j,k,t,el}$  nur die Emissionen der Energieumwandlungsanlage  $k$ , die auf die Bereitstellung elektrischer Energie zurückzuführen sind.  $\varepsilon_{j,t,el}$  sind die Emissionen aller Energieumwandlungsanlagen, die auf die Bereitstellung elektrischer Energie zurückzuführen sind.  $W_{k,t,el}$  ist die von der Anlage  $k$  abgegebene elektrische Energie pro Zeiteinheit  $t$ . Das bedeutet im Falle von KWK-Anlagen:

$$\varepsilon_{j,KWK,t,el} = \frac{W_{KWK,t,el}}{W_{KWK,t,el} + W_{KWK,t,th}} \cdot \varepsilon_{j,KWK,t} \quad (5.40)$$

Werden die Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  auf die bereitgestellte thermische Energie bezogen, so ergeben sich für die spezifischen wärmeenergiebezogenen Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  für alle Energieumwandlungsanlagen  $k$ :

$$\varepsilon_{z,j,t,th} = \frac{\sum_k \varepsilon_{j,k,t,th}}{\sum_k W_{k,t,th}} = \frac{\varepsilon_{j,t,th}}{W_{t,th}} \quad (5.41)$$

Dabei enthält  $\varepsilon_{j,k,t,th}$  nur die Emissionen der Energieumwandlungsanlage  $k$ , die auf die Bereitstellung thermischer Energie zurückzuführen sind.  $\varepsilon_{j,t,th}$  sind die Emissionen aller Energieumwandlungsanlagen, die auf die Bereitstellung thermischer Energie zurückzuführen sind.  $W_{k,t,th}$  ist die von der Anlage  $k$  abgegebene thermische Energie pro Zeiteinheit  $t$ . Das bedeutet im Falle von KWK-Anlagen:

$$\varepsilon_{j,KWK,t,th} = \frac{W_{KWK,t,th}}{W_{KWK,t,el} + W_{KWK,t,th}} \cdot \varepsilon_{j,KWK,t} \quad (5.42)$$

Werden die Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  auf die gesamte Zielenergie (bereitgestellte elektrische und thermische Energie) bezogen, so ergeben sich für die spezifischen zielenergiebezogenen Emissionen pro Zeiteinheit  $t$ :

$$\varepsilon_{z,j,t} = \frac{\sum_k (\varepsilon_{j,k,t,el} + \varepsilon_{j,k,t,th})}{\sum_k (W_{k,t,el} + W_{k,t,th})} = \frac{\varepsilon_{j,t}}{W_t} \quad (5.43)$$

Die prozentuale Aufteilung der Emissionen bezogen auf die Bereitstellung elektrischer bzw. thermischer Energie kann über das Verhältnis von  $\varepsilon_{j,t,el}$  und  $\varepsilon_{j,t,th}$  angegeben werden:

$$\tau_{el} = \frac{\varepsilon_{j,t,el}}{\varepsilon_{j,t,el} + \varepsilon_{j,t,th}} \cdot 100 \% = \frac{\varepsilon_{j,t,el}}{\varepsilon_{j,t}} \cdot 100 \% \quad (5.44)$$

$$\tau_{th} = \frac{\varepsilon_{j,t,th}}{\varepsilon_{j,t,el} + \varepsilon_{j,t,th}} \cdot 100 \% = \frac{\varepsilon_{j,t,th}}{\varepsilon_{j,t}} \cdot 100 \% \quad (5.45)$$

wobei

$$\tau_{el} + \tau_{th} = 100 \% \quad (5.46)$$

ist. Im Falle einer Überdeckung ist der Bedarf elektrischer Leistung im Versorgungsgebiet kleiner als die von den Energieumwandlungsanlagen zur Verfügung gestellte Leistung. Diese überschüssige elektrische Leistung wird in das übergeordnete Netz eingespeist. Dadurch wird weniger Leistung im übergeordneten Netz durch die zentralen Großkraftwerke benötigt, es

werden Emissionen eingespart. Dieser Sachverhalt kann bei der Berechnung der Emissionen in Form einer Gutschrift berücksichtigt werden, es handelt sich dann um Netto-Emissionen.

Bei der Berücksichtigung von derartigen Gutschriften werden zunächst die Gesamtemissionen des Hauptprozesses bilanziert und dann die Emissionen eines vermiedenen Prozesses subtrahiert. Bei der Bewertung dieser Energieversorgungsbeiträge wird von der methodischen Überlegung ausgegangen, dass dadurch eine entsprechende Energiebereitstellung durch konventionelle Kraftwerke im Rahmen einer zentralen Energieversorgung substituiert wird. Als vereinfachende Hilfsgröße für die primärenergetische Bewertung werden der durchschnittliche spezifische Brennstoffverbrauch in konventionellen Kraftwerken bzw. für die Bewertung der Emissionsbilanz die spezifischen Emissionen einer zentralen Energiebereitstellung durch konventionelle Kraftwerke herangezogen [Staiß, 03].

Dieses Substitutionsprinzip durch Äquivalenzprozesse ist bei Ökobilanzen und Stoffstromanalysen üblich, da dort jeweils der Umwelteffekt bezogen auf eine Einheit eines bestimmten Nutzens interessiert. Allerdings haben die derart berechneten Emissionen nichts mit den tatsächlich durch den Hauptprozess entstandenen lokalen Emissionen zu tun. Aus diesem Grund wird diese Option der Netto-Betrachtung im Modell DEV nur bei der Berechnung der Gesamtemissionen  $\varepsilon_{j,t}$  bzw. der spezifischen zielenergiebezogenen Emissionen  $\varepsilon_{z,j,t}$  des gesamten Versorgungsgebiets bzw. der Teilnetze angeboten. Die anlagenspezifischen Emissionsbilanzen sind Brutto-Betrachtungen, also ohne Berücksichtigung einer Gutschrift.

Die Netto-Betrachtung kann dazu führen, dass die absoluten Emissionen bzw. die spezifischen zielenergiebezogenen Emissionen zu null bzw. negativ werden. Das bedeutet dennoch nicht, dass bei der Energieumwandlung keine Emissionen mehr entstehen oder gar klimaschädliche Gase und Luftschadstoffe durch den Energieumwandlungsprozess aus der Atmosphäre assimiliert werden. In diesem Fall ist lediglich die Emissionsminderung durch die Leistungseinspeisung in das übergeordnete Netz gleich bzw. größer als die Emissionen, die durch die Energieumwandlungsprozesse entstehen. Allgemein sind die Ergebnisse der Netto-Bilanz nur dann negativ, wenn die Gutschrift größer ist als die Gesamtemissionen des Hauptprozesses der dezentralen Energieversorgung.

Für Systemanalysen interessant ist die Angabe der absoluten bzw. relativen Emissionseinsparung für die Bereitstellung elektrischer und thermischer Zielenergie. Dazu muss zunächst ein Referenzszenario definiert werden. Im Vergleich zu der im Modell DEV simulierten dezentralen Energieversorgung ist das Referenzszenario eine zentrale Energiebereitstellung. Das bedeutet, dass im Referenzszenario der elektrische Energiebedarf des Versorgungsgebiets vollständig durch zentrale Großkraftwerke und damit über die übergeordnete Netzebene gedeckt wird. Zu beachten ist hierbei, dass sich dieser elektrische Energiebedarf nur auf den Bedarf der Verbraucher bezieht. Elektrische Antriebsleistungen für solar- oder geothermische Anlagen werden nicht berücksichtigt, da im Referenzszenario diese Anlagen nicht vorhanden sind. Analog zur bereits beschriebenen Unterdeckung des Bedarfs elektrischer Energie werden die damit verbundenen absoluten Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  und damit das Referenzszenario mit einem Emissionsfaktor  $\varepsilon_{ref,z,j,t,el}$  (spezifische elektroenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  des Referenzszenarios) berechnet, der dem Emissionsfaktor des deutschen Strom-Mix entspricht. Der thermische Energiebedarf des Versorgungsgebiets wird im Referenzszenario vollständig durch ein Fernwärmenetz gedeckt. Hier wird mit einem Emissionsfaktor  $\varepsilon_{ref,z,j,t,th}$  (spezifische wärmeenergiebezogene Emissionen pro Zeiteinheit  $t$

des Referenzszenarios) gerechnet, der dem Emissionsfaktor des deutschen Fernwärme-Mix entspricht.

Für die absoluten Emissionen pro Zeiteinheit  $t$  im Referenzszenario gilt somit:

$$\varepsilon_{ref,j,t,el} = \varepsilon_{ref,z,j,t,el} \cdot W_{Bedarf,t,el} \quad (5.47)$$

$$\varepsilon_{ref,j,t,th} = \varepsilon_{ref,z,j,t,th} \cdot W_{Bedarf,t,th} \quad (5.48)$$

$$\varepsilon_{ref,j,t} = \varepsilon_{ref,j,t,el} + \varepsilon_{ref,j,t,th} = \varepsilon_{ref,z,j,t} \cdot W_{Bedarf,t} \quad (5.49)$$

Dabei enthält  $\varepsilon_{ref,j,t,el}$  nur die Emissionen, die auf die Bereitstellung elektrischer Energie im Referenzszenario zurückzuführen sind.  $\varepsilon_{ref,j,t,th}$  enthält nur die Emissionen, die auf die Bereitstellung thermischer Energie im Referenzszenario zurückzuführen sind.  $\varepsilon_{ref,j,t}$  enthält alle Emissionen im Referenzszenario.

Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass der elektrische und thermische Energiebedarf stets gleich der von den zentralen Kraftwerken abgegebenen Energie ist. Für die absolute Emissionseinsparung gegenüber dem Referenzszenario gilt damit:

$$\Delta \varepsilon_{el} = \varepsilon_{ref,j,t,el} - \varepsilon_{j,t,el} \quad (5.50)$$

$$\Delta \varepsilon_{th} = \varepsilon_{ref,j,t,th} - \varepsilon_{j,t,th} \quad (5.51)$$

$$\Delta \varepsilon = \varepsilon_{ref,j,t} - \varepsilon_{j,t} \quad (5.52)$$

Ist  $\Delta \varepsilon$  positiv, so sind die Emissionen des Referenzszenarios größer als die Emissionen der simulierten dezentralen Energieversorgung, es handelt sich um eine reale Einsparung an Emissionen gegenüber dem Referenzszenario. Ist  $\Delta \varepsilon$  negativ, so sind die Emissionen des Referenzszenarios kleiner als die der simulierten dezentralen Energieversorgung. In diesem Fall sind die Einsparungen gegenüber dem Referenzszenario negativ.

Die prozentuale Emissionseinsparung gegenüber dem Referenzszenario lässt sich nicht mit Hilfe der jeweiligen spezifischen zielenergiebezogenen Emissionen berechnen, da im Referenzszenario der Energiebedarf stets gleich der von den zentralen Energiewandlern bereitgestellten Energie ist. Im Fall der dezentralen Energieversorgung ist dies nicht unbedingt der Fall, da es zu Über- und Unterdeckungen kommen kann. Insofern muss die prozentuale Emissionseinsparung gegenüber dem Referenzszenario mit den jeweiligen absoluten Emissionen berechnet werden:

$$\Delta \varepsilon_{rel,el} = \frac{\varepsilon_{ref,j,t,el} - \varepsilon_{j,t,el}}{\varepsilon_{ref,j,t,el}} \cdot 100 \% = \frac{\Delta \varepsilon_{el}}{\varepsilon_{ref,j,t,el}} \cdot 100 \% \quad (5.53)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{rel,th} = \frac{\mathcal{E}_{ref,j,t,th} - \mathcal{E}_{j,t,th}}{\mathcal{E}_{ref,j,t,th}} \cdot 100 \% = \frac{\Delta \mathcal{E}_{th}}{\mathcal{E}_{ref,j,t,th}} \cdot 100 \% \quad (5.54)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{rel} = \frac{\mathcal{E}_{ref,j,t} - \mathcal{E}_{j,t}}{\mathcal{E}_{ref,j,t}} \cdot 100 \% = \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_{ref,j,t}} \cdot 100 \% \quad (5.55)$$

Die Berechnung der absoluten bzw. relativen Emissionseinsparung wird im Modell DEV mit und ohne Berücksichtigung der Emissionsgutschrift durchgeführt, also Brutto und Netto.

### 5.2.9 Hilfssysteme und sonstige Besonderheiten

Im Modell DEV gibt es zahlreiche Hilfssysteme und Nebenberechnungen, deren detaillierte Darstellung den Rahmen dieser Ausarbeitung sprengen würde. Überdies sind diese Systeme für das Gesamtverständnis nicht wesentlich. Insofern wird hier auf eine ausführliche Beschreibung verzichtet.

Die Einhaltung der korrekten Anzahl der einzelnen thermischen Energieumwandlungsanlagen wird im Modell DEV stets durch Sicherheitsabfragen kontrolliert. Im Falle einer Unstimmigkeit, zum Beispiel wenn für einen Verbraucher keine Wärmequelle vorhanden ist, wird die Simulation gestoppt und der Anwender erhält die Möglichkeit der Korrektur.

Überdies wird im Modell DEV die thermische Über- und Unterdeckung ständig geprüft. Im Falle einer Unterdeckung durch Unterdimensionierung einer oder mehrerer Energieumwandlungsanlagen wird die Simulation gestoppt und der Anwender erhält die Möglichkeit einer Korrektur der Erzeugerparameter. Im Falle einer Unterdeckung durch Abschaltung einer oder mehrerer Energieumwandlungsanlagen wird die Simulation unterbrochen und der Anwender erhält die Möglichkeit, die Simulation trotzdem fortzusetzen. Im Falle einer Überdeckung bekommt der Anwender eine Meldung mit der Möglichkeit, die Simulation trotzdem fortzusetzen. Allerdings tritt dieser Fall normalerweise nicht ein, da sich die thermische Leistungsbereitstellung am thermischen Leistungsbedarf orientiert. Dennoch ist diese Option zur Sicherheit im Modell DEV implementiert.

Numerisch bedingt sind kleine Abweichungen der Ergebnisparameter im Bereich  $10^{-13}$  möglich. Dies gilt zum Beispiel auch für den Parameter der thermischen Leistungsdeckung, welcher laut Voraussetzungen stets identisch Null sein sollte. Für die Kontrollabfrage muss also ein Schwellenwert  $\delta_{th}$  definiert werden, der diese numerischen Abweichungen herausfiltert. Dieser Schwellenwert gibt an, wann eine signifikante und damit tatsächliche Abweichung der thermischen Leistungsdeckung vorliegt. Dieser Wert wird im Modell DEV auf  $\delta_{th} = 10^{-3} \text{ kW} = 1 \text{ W}$  gesetzt.

Die Berechnung der charakteristischen Kenngrößen bzw. die Darstellung der Simulationsergebnisse lassen sich im Modell DEV sowohl auf das gesamte Versorgungsgebiet beziehen, als auch auf die einzelnen Teilnetze. Demgemäß ist es im Modell DEV möglich, einzelne Teilnetze zu betrachten. Die Systemgrenze ist im Modell DEV frei wählbar. Der Anwender kann das gesamte Versorgungsgebiet betrachten, aber auch Teilnetze bis hin zur Simulation einzelner Energieumwandlungsanlagen. Dies ist möglich durch die Prozessorientierung des

Modellierungskonzepts. Es können einzelne Prozessgruppen im Rahmen der jeweiligen Modellierungen skaliert und betrachtet werden.

Die thermodynamischen oder elektrochemischen Energieumwandlungsprozesse in den verschiedenen Anlagen werden nicht betrachtet. So sind zum Beispiel beim BHKW nicht die internen thermodynamischen Prozesse abgebildet, sondern die Ursache-Wirkungs-Beziehung über den Wirkungsgrad oder die Stromkennzahl. Diese Art der Modellierung mit diesem Detaillierungsgrad und dieser Systemgrenze ist für das Modellierungsziel absolut hinreichend. Innerhalb der Systemgrenzen sind die Leistungs- und Energieflüsse prozessorientiert modelliert.

Windenergie- und Photovoltaikanlagen haben die Gemeinsamkeit, dass ihre Eingangsgrößen aus stochastischen Daten hervorgehen. Stochastische Daten sind zufälliger Natur und lassen sich üblicherweise nicht reproduzieren. Wenn man jedoch reproduzierbare Ergebnisse erreichen möchte, um zum Beispiel Simulationen mit gleichem Ergebnis wiederholen zu können, sind stochastische, durch physikalische Zufallsgeneratoren erzeugte Eingangsgrößen ungeeignet. Auch Pseudo-Zufallsgeneratoren, die deterministische, repetierbare und einigen Aspekten des Zufalls genügende Zahlenfolgen durch spezielle mathematische Algorithmen erzeugen, werden für das Modell DEV nicht benutzt. Der Nutzen würde den Aufwand zur Anpassung der Zahlenfolgen an die speziellen Charakteristika und Eigenschaften der Eingangsgrößen der Windenergie- und PV-Anlagen nicht rechtfertigen und den Rechenaufwand unnötig erhöhen. Ferner gibt es Verfahren, die auf der Wahrscheinlichkeitstheorie beruhen, um reproduzierbare Simulationsergebnisse mit stochastischen Eingangsdaten zu realisieren. Die Ergebnisse werden dann mit bestimmten Auftrittswahrscheinlichkeiten bewertet. Allerdings sind auch diese Verfahren wegen des wesentlich höheren Rechenaufwands im Modell DEV nicht verwirklicht. Zur Aufrechterhaltung der Reproduzierbarkeit und der Flexibilität in der Wahl der Eingangsgrößen können im Modell DEV real gemessene oder künstlich generierte Datensätze importiert werden, die eine einfache Reproduzierbarkeit garantieren. Diese sind allerdings nicht repräsentativ für alle anderen Eigenschaften einer stochastischen Größe.

### 5.3 Realisation mit iThink™

Das bisher vorgestellte Modell DEV ist mit der Simulationssoftware iThink™ realisiert. In der Modellierungsebene sind die SF-Diagramme mit den dazugehörigen mathematischen Gleichungen und Handlungsanweisungen als SD Modell implementiert. Es setzt sich aus den zuvor beschriebenen Systemen für jedes Teilnetz zusammen. Wegen der Größe und Komplexität des SD Modells kann es aus Gründen der Übersichtlichkeit leider nicht in einem Bild vollständig und sinnvoll dargestellt werden.

In der Simulationsebene besteht das Regiepult aus zahlreichen Menüfenstern, die benutzerfreundlich per Mausklick angesteuert werden können. Im Regiepult können die Verbraucherparameter und die Erzeugerparameter eingestellt, sowie die Simulationen durchgeführt und die Ergebnisse dargestellt werden. Viele Erläuterungen und Hilfefenster unterstützen den Anwender in seiner Arbeit. Beispielhaft zeigt Bild 5.17 das Startfenster des Regiepults.

Die zeitliche Auflösung der Simulation bzw. die Schrittweite des numerischen Lösungsalgorithmus wird auf die in der Stromwirtschaft üblichen Viertelstunden voreingestellt. Der

Speicherbedarf des Modells DEV ohne Speicherung der Simulationsergebnisse beträgt 5,3 MB. Wenn die Simulationsergebnisse mit gespeichert werden, so werden bis zu 9,4 MB Speicherplatz benötigt. Die Simulationszeit mit einem AMD Athlon XP 2500+ Prozessor Rechner (1,8 GHz) mit 512 MB Arbeitsspeicher liegt bei etwa 10 Sekunden.



Bild 5.17: Startfenster des Regiepults des Modells DEV

#### 5.4 Modellvalidierung und -verifikation

Bevor das Modell DEV für Simulationen, die Untersuchungen an realen Systemen ersetzen sollen, eingesetzt werden kann, muss seine Gültigkeit überprüft werden. Eine Gültigkeitsprüfung erhöht das Verständnis für das Modell und das Vertrauen in die Simulationsergebnisse.

Ein Modellierer hat die Aufgabe, das entsprechende Modell so zu entwickeln, dass es für die zu untersuchende Fragestellung eingesetzt werden kann. Es stellt sich nicht die Frage, ob ein Modell überhaupt benutzt werden kann. Ausschlaggebend ist vielmehr, welches Modell für ein spezifisches Problem in Frage kommt. Die Auswahl des zweckdienlichsten Modells ist immer eine Beurteilung hinsichtlich des Untersuchungsziels. Ohne ein klares Verständnis über das Modellierungsziel ist es unmöglich, eine Aussage darüber zu machen, ob das Modell als Grundlage für weitere Aktionen verwendet werden kann.

Die Bewertung des Modells DEV verlief angesichts seiner Komplexität parallel zu den Phasen Modellentwurf, Datenerhebung und Modellimplementierung. Das Modell DEV ist sukzessive aus vielen kleinen Teilmodellen entwickelt. Testen ist ein wesentlicher Bestandteil dieser sukzessiven Modellbildung. Durch fortwährendes Testen der getroffenen Annahmen und der Sensitivität der Ergebnisse in den Teilmodellen während der Modellentwicklung



können Fehler frühzeitig aufgedeckt, teure Nacharbeitung vermieden und außerdem Einblicke in das Modell während des gesamten Modellierungsprozesses gewonnen werden. Ein einziger Test ist dabei nicht angemessen. Eine weite Streuung von Tests ist hilfreich, um Aussagen über die Robustheit und die Begrenzungen des Modells treffen zu können. Zur Beurteilung der Struktur- und Verhaltensgültigkeit umfassen diese Tests zum Beispiel die direkte Prüfung von Gleichungen, die Simulation von Teilprozessen und des gesamten Modells und das Verhalten unter extremen Bedingungen. Die Tests wurden durch die Einbeziehung von Modellanwender bzw. -benutzer in den Modellbildungsprozess unterstützt.

Um Problemen bei der Gültigkeit des Modells vorzubeugen, wurde auf eine angemessene Dokumentation schon während des Modellbildungsprozesses Wert gelegt. Somit ist das Modell DEV reproduzierbar und verfügbar für kritische Betrachtungen durch externe Gutachter. Mit Hilfe einer Dokumentation kann die Angemessenheit von Modellgrenzen bewertet und die Angebrachtheit von grundlegenden Annahmen der physikalischen Struktur des Systems untersucht werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden folgende Stufen der Modellvalidierung und -verifikation durchlaufen:

- Überprüfung, ob das konzeptuelle Modell bezüglich des Untersuchungszieles hinreichend genau abgebildet worden ist (Modellvalidierung). Es wurde untersucht, ob die wesentlichen Realsystemattribute und -beziehungen korrekt abgebildet worden sind. Die einzelnen mathematischen Beziehungen sind allgemeingültig und anhand der in der Realität vorhandenen Gesetzmäßigkeiten entwickelt. Durch eine geeignete Dimensionierung der Modellparameter kann das Modell DEV an reale Systeme angenähert werden.
- Überprüfung, ob das konzeptuelle Modell korrekt auf das Computer-Modell implementiert worden ist (Modellverifikation). Hierbei handelt es sich um einen systematischen Programmtest. Die einzelnen Gleichungen, Algorithmen und Formalismen wurden sukzessive in das Computer-Modell übertragen, stets durch Testsimulationen die korrekte Arbeitsfähigkeit der numerischen Berechnungsverfahren der Simulations-Software überprüft und gegebenenfalls die Implementierung modifiziert.

Im Rahmen der operationalen Modellvalidierung wird das dynamische Computer-Modellverhalten durch Simulationen überprüft. Diese Tests lassen sich wiederum unterteilen in:

- Plausibilitätstest: Untersuchung des plausiblen Verhaltens der einzelnen Teilmodelle und des Gesamtmodells. Die Struktur der dezentralen Energieversorgung wurde in das Modell DEV übernommen. Dennoch ist ein Outputvergleich der Ergebnisse des Modells DEV mit denen eines realen Systems aufgrund teilweise fehlender Parameterwerte des Realsystems nur bedingt möglich. Es wurden Vergleichsrechnungen durchgeführt, um die Simulationsergebnisse zu bestätigen. Das Modell DEV zeigt hierbei korrektes Verhalten.
- Sensitivitätsanalyse: Untersuchung der Ausgangsgrößen des Modells bezüglich Schwankungen der Eingangsgrößen oder der Modellstruktur (Systemparameter). Auf diese Weise können zum Beispiel Strukturfehler beseitigt und kritische Größen erkannt werden. Das Modell DEV zeigt hierbei eine Übereinstimmung des Verhaltens der Modellausgangsgrößen mit den Erwartungswerten des mentalen Modells.

Es konnte gezeigt werden, dass das Modell DEV vor dem Hintergrund des Modellierungs- und Untersuchungsziels für die Anwendung geeignet ist. Die aus dem Modellbildungsprozess entwickelten Einschränkungen und Grenzen werden im Kapitel „Einschränkungen und Grenzen des Modells“ noch einmal aufgeführt und erläutert.

## 5.5 Möglichkeiten in der Anwendung

Unter Beachtung der Voraussetzungen und Gültigkeitsbedingungen gibt es zahlreiche Möglichkeiten der Anwendung des Modells. So können zum Beispiel die Energie- bzw. Leistungsflüsse in dezentralen Energieversorgungsstrukturen beobachtet und analysiert werden. Ebenso lassen sich Brutto- und Nettoemissionen in dezentralen Strukturen untersuchen und vergleichen. Es sind zahlreiche Potenzialanalysen bezüglich des Einsatzes von DEA möglich. Ferner lässt sich der Einsatz von Energiemanagementsystemen, die Beteiligung von DEA am Regelenergiemarkt oder Emissionseinsparungen diskutieren. Oder man kann das Zusammenspiel von BHKW, Spitzenlastkessel und Wärmespeicher in Form der Fahrplanlogik untersuchen.

Eine Anwendung ist bereits realisiert worden. Das Modell DEV dient hierbei als Basis für eine Dynamic Balanced ScoreCard (siehe Kapitel 4.4). Um dies zu verwirklichen musste die Zeitbetrachtung des Modells von einem Tag auf ein Jahr erweitert werden. Das bedeutet, dass die Struktur des Modells übernommen werden konnte, lediglich die Eingangsparameter in Form der Lastprofile wurden modifiziert. Dieses technisch-physikalische Modell wurde mit geeigneten Modellen einer Dynamic Balanced ScoreCard erweitert. Hier zeigten sich viele Vorzüge in der Nutzung von System Dynamics als Modellierungskonzeption.

Im Folgenden werden die Vorteile, die der Anwender des Modells DEV hat, nochmals kurz aufgelistet:

- Vergleich von DEV mit einem Referenzsystem (zentrale Energieversorgung)
- verschiedene Verbraucherstrukturen einstellbar
- Verbraucherparameter individuell einstellbar
- elektrische und thermische Lastprofile individuell einstellbar
- verschiedene Erzeugerstrukturen einstellbar
- Erzeugerparameter individuell einstellbar
- Einspeiseprofile im Bereich der erneuerbaren Energien individuell einstellbar
- Berücksichtigung von Wettereinflüssen
- Möglichkeit der Simulation der zentralen Energiebereitstellung je Verbrauchernetz
- Teilprozesse einzeln skalierbar
- verschiedene Brennstoffe wählbar
- Emissionsparameter problemangepasst einstellbar
- übersichtliches Regiepult zur Durchführung von Simulationen

- einfache Handhabung durch benutzerfreundliche Menüführung in der Simulationsebene mit vielen Hilfestellungen



## 6 Einschränkungen und Grenzen des Modells

Aus den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen und Studien lassen sich Aussagen ableiten, die jedoch bestimmten Einschränkungen und Voraussetzungen unterliegen. Der angemessene Einsatz eines Modells setzt voraus, dass die mit dem Modell einhergehenden Grenzen beachtet werden. In den folgenden Abschnitten werden die Problembereiche erläutert, die zu einer Begrenzung der Gültigkeit der Aussagen führen können.

### 6.1 Einschränkungen

#### 6.1.1 Genauigkeit der Modellierung

Die Genauigkeit der Modellierung wird im Wesentlichen durch den Grad der Detaillierung des Modells und die zeitliche Auflösung bestimmt.

Die Detailtiefe wird durch das Modellierungsziel bestimmt. Es ist nicht Ziel des Modells, thermodynamische oder elektrochemische Prozesse in Energieumwandlungsanlagen und deren Einschwingvorgänge im Kurzzeitbereich zu analysieren. Insofern wurde auf eine dafür angepasste Modellierung dieser Systeme verzichtet. Im Rahmen dieser Arbeit reicht es aus, die jeweiligen Systeme in der beschriebenen Form mit charakterisierenden Kenngrößen darzustellen. Diese Art der Modellierung bildet dezentrale Energieversorgungsstrukturen ab und liefert hinreichend genaue Ergebnisse für dynamische Szenariosimulationen.

Die zeitliche Auflösung der Simulation bzw. die Schrittweite des numerischen Lösungsalgorithmus wird analog zur Abrechnungsmethodik der EVU auf 15 Minuten voreingestellt. Bei einer Änderung ist zu beachten, dass eine kleinere Schrittweite oftmals keine Verbesserung der Qualität der Ergebnisse bedeutet, da die minimale Schrittweite der Eingangsprofildaten häufig und im Rahmen dieser Arbeit nicht kleiner als 15 Minuten ist. Sollten dennoch Profildaten mit entsprechender höherer Auflösung zum Einsatz kommen, so ist auch eine Verringerung der Schrittweite des Lösungsalgorithmus bei höherem Rechenaufwand zu prüfen. Eine Vergrößerung der zeitlichen Auflösung der Systemberechnung bedeutet in jedem Fall eine Verringerung der Genauigkeit. Tests haben dabei ergeben, dass nennenswerte Abweichungen ab einer Schrittweite von 1 Stunde auftreten. Ab Schrittweiten von 4 Stunden wird die Fahrplanlogik nicht mehr dem Modellierungsziel angepasst berechnet.

Die zeitliche Auflösung der Lastverläufe und der Systemberechnung ist als Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Simulationsgeschwindigkeit zu sehen. Teilweise ist es allerdings auch unmöglich, Daten mit einer höheren Auflösung zu bekommen bzw. zu generieren. So liegen zum Beispiel viele thermische Lastprofile in Stundenwerten vor. Der Simulationsfehler ergibt sich dabei aus der Problematik der Mittelwertbildung in den jeweiligen Zeitverläufen und der damit verbundenen Ungenauigkeit bei der Bewertung und Interpretation der Simulationsergebnisse (siehe Bild 6.1).

In [Bünger, 99] wird am Beispiel eines Brennstoffzellen-BHKW gezeigt, dass sich große Simulationsfehler bei der Mittelwertbildung nur für den Fall ergeben, dass sehr zeitvariable Lastgänge vorliegen und gleichzeitig die Nennleistung des BHKWs deutlich größer als die zu

versorgende Grundlast ist. Die Simulation mit zeitlich hoch aufgelösten Lastgängen ist folglich hauptsächlich für Untersuchungen der Dynamiken von Energiewandlern (An- und Abfahren, Leistungsgradient, Einsatzflexibilität) von Bedeutung. Dieses ist im Rahmen dieser Arbeit nicht erklärtes Ziel.

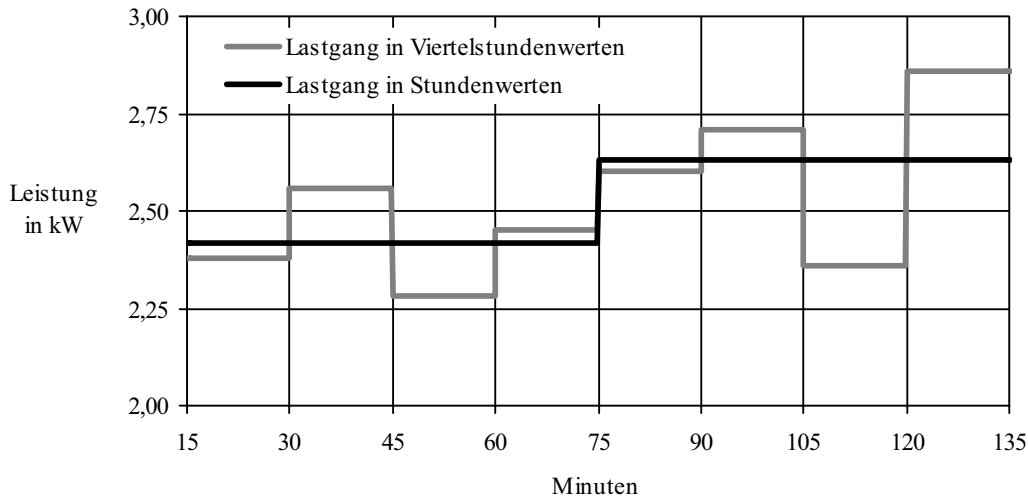


Bild 6.1: Simulationsfehler bei unterschiedlicher zeitlicher Auflösung eines Lastgangs, nach [Sander, 04]

Gleichzeitig gilt, dass in der mittelfristigen Sicht der Markteinführung dezentraler Energieumwandlungsanlagen deren Dimensionierung zur Realisierung möglichst hoher Benutzungstunden auf den Grundlastbereich der Versorgungsobjekte beschränkt sein wird und im Bereich der Hausenergieversorgung durch Einsatz thermischer Speicher ohnehin eine Glättung der thermischen Erzeugungscharakteristik erfolgt [Sander, 04]. Wird weiterhin beachtet, dass in der Industrie wegen des Prozesswärmebedarfs im Regelfall relativ wenig volatile Lastgänge vorzufinden sind, so kann für eine Bewertung der Simulationsergebnisse im Rahmen dieser Arbeit der Simulationsfehler bei stündlich aufgelösten thermischen Lastprofilen vernachlässigt werden.

### 6.1.2 Auswirkungen von Parameterstreuungen

Die Qualität der Modellergebnisse hängt auch von der Genauigkeit der Eingangsdaten ab. Ist die Datenbasis ungenau, hat dies unmittelbaren Einfluss auf die Bewertung der Ergebnisse. Dabei ist die Vorstellung von exakten Datensätzen nur Wunschdenken.

Als Beispiel sei an dieser Stelle an die Eignungsprüfung der verwendeten Lastprofile erinnert. Standardlastprofile können zwar einen repräsentativen Querschnitt von Verbrauchern abbilden, nicht jedoch einzelne Verbraucher mit ihren besonderen Eigenarten. Sonderverbraucher sind in Standardlastprofilen üblicherweise nicht berücksichtigt. Bei der Bewertung der Simulationsergebnisse ist also stets die Qualität der Eingangsdaten zu berücksichtigen. Bei Verwendung von repräsentativen Standardlastprofilen ist durch die Mittelwertbildung davon auszugehen, dass damit modellierte Verbraucherstrukturen für ein Versorgungsgebiet eine ausreichende Genauigkeit aufweisen.

Das gleiche gilt auch für die Energieumwandlungsanlagen. Solange sich die Parametereinstellungen im Modell an der technischen Machbarkeit oder an realen Anlagen orientieren bleiben die Aussagen gültig. Die Einstellung der Parameter ist in jedem Einzelfall zu prüfen. Bezüglich des Hilfsenergiebedarfs bleibt allerdings eine Unsicherheit, da der exakte Hilfsenergiebedarf im Zeitverlauf oftmals nicht korrekt bestimmt werden kann oder als Datensatz nicht vorliegt. In Verbindung mit der Frage der Berücksichtigung von Hilfsenergien in den Lastprofilen können sich dadurch erhebliche Probleme ergeben.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Abschätzung über die Größe eines möglichen Fehlers aufgrund solcher Parameterstreuungen nicht durchgeführt. Gleichartige Problematiken im Bereich der Nachbildung der Energiebedarfsstruktur privater Haushalte führen zum Beispiel zu Ungenauigkeiten im Gesamtlastgang privater Haushalte von maximal  $\pm 10\%$  bei Vertrauensintervallen der Eingangsparameter von bis zu  $\pm 33\%$  [Heck, 97]. Dieser Effekt ist dadurch erklärbar, dass sich die einzelnen Ungenauigkeiten in der Summe zu einem großen Teil gegenseitig aufheben. Dabei ist zu beachten, dass das Modell DEV zwar komplex aufgebaut ist, jedoch die Länge der einzelnen Wirkungsketten gut überschaubar ist. Die Komplexität ergibt sich aus der Anzahl der Wirkungsketten. Insofern können die Auswirkungen von derartigen Parameterstreuungen vernachlässigt werden. Die Anwendbarkeit des Modells bei Ungenauigkeiten in der Eingangsdatenbasis ist gegeben und einschätzbar.

### **6.1.3 Modellierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen**

Im Modell DEV werden einige Energieumwandlungsanlagen je Teilnetz zusammengefasst. Generell birgt eine solche Vorgehensweise der Aggregation gewisse Ungenauigkeiten. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Abschätzung über die Größe eines möglichen Fehlers nicht durchgeführt. Gleichartige Modellvereinfachungen im Bereich hydraulischer Erzeugungssysteme (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, Laufwasserkraftwerke) führen zu Modellfehlern im Bereich von  $0,5\%$  [Nießen, 98]. Bei der Bewertung von möglichen Freiheitsgraden für Energiemanagementsysteme im Rahmen von Potenzialanalysen muss berücksichtigt werden, dass durch die Abbildung von mehreren Anlagen in ein Modell mehr Freiheitsgrade entstehen können, als real vorhanden wären.

Ähnliches gilt auch für die Wärmespeicher. Werden Wärmespeicher in der Simulation berücksichtigt, so können die tatsächlich durch Speicherung bestehenden Freiheitsgrade im Rahmen von Potenzialanalysen über- oder unterschätzt werden.

### **6.1.4 Grenzen der Referenztage**

Bei den Simulationen wird auf einzelne charakteristische Referenztage zurückgegriffen. Prinzipiell ist es zwar möglich, jeden Tag eines Jahres zu simulieren, um daraus ein umfassendes Bild der dezentralen Energiebereitstellung zu erhalten. Jedoch ist in Anbetracht des Modellierungsziels der zeitliche und technische Rechenaufwand zu groß. Eine Ausweitung auf Ganzjahresbetrachtungen kann also nur unter Reduzierung der zeitlichen Auflösung erfolgen, was unmittelbar Einfluss auf die Qualität der Ergebnisse hat und somit auch nicht dem Ziel der Modellierung dienlich ist.

Bei Bedarf könnte eine Hochrechnung auf eine Jahresbetrachtung durch Aggregation der Referenztage mit entsprechender Gewichtung erfolgen. Solche jahresbezogenen Werte wären zum Beispiel für ökonomische Betrachtungen interessant.

### 6.1.5 Übertragbarkeit der Ergebnisse

Die Realisierung mit iThink™ ist nur ein Modell des Realsystems. Dieses Modell korreliert mit dem Realsystem nur indirekt über mehrere Ebenen der Abbildung. Diese Ebenen müssen konsequent auseinander gehalten werden. Bereits im Kapitel „Das Modell DEV“ wurden zahlreiche Annahmen beschrieben, die bei der Beurteilung der Simulationsergebnisse zu beachten sind und die Anwendbarkeit des Modells einschränken. So sind während der Entwicklung der verschiedenen Teilmodelle und des Gesamtkonzepts der Modellierung einige Voraussetzungen und Vereinfachungen getroffen worden, die zu einer Begrenzung der Gültigkeit führen.

Ferner besteht bei der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Systeme eine Einschränkung im Hinblick auf das betrachtete Energieversorgungssystem. Mit dem Modell DEV können dezentrale Energieversorgungsstrukturen in der beschriebenen Ausprägung simuliert werden, nicht jedoch zentrale Versorgungsstrukturen oder andere Energiesysteme. Eine Übertragung auf beliebige Energieversorgungssysteme ist nicht gegeben.

Insgesamt betrachtet sind die Einschränkungen und Gültigkeitsgrenzen des Modells DEV teilweise unvermeidbar, unter Bezugnahme auf das Modellierungsziel jedoch akzeptabel. Die Modell- und Simulationsergebnisse können als hinreichend genau angenommen werden.

## 6.2 Grenzen in der Anwendung

Aus den zuvor beschriebenen Einschränkungen ergeben sich Grenzen in der Anwendung des Modells in der vorliegenden Form. Im Folgenden werden die wichtigsten kurz zusammengefasst:

- keine Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, keine Untersuchung von Preisbildungsprozessen
- keine Testsimulationen des Einsatzes von dezentralen Energiemanagementsystemen
- keine Analyse von thermodynamischen oder elektrochemischen Prozessen bei der Energieumwandlung
- keine Untersuchung von Einschwingvorgängen
- keine Netzberechnungen
- keine gesamtenergetischen oder gesamtökologischen Bilanzierungen im Sinne einer ganzheitlichen Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040
- keine Berücksichtigung eines Wärmenetzes für das gesamte Versorgungsgebiet mit vielen dezentralen Wärmeeinspeisungen
- keine beliebigen Anlagenkonfigurationen in den Teilnetzen durch Zusammenfassung einstellbar



## 7 Fallstudien und Auswertung

In den folgenden Abschnitten werden Simulationsszenarien und Fallstudien vorgestellt. Die Simulationsergebnisse werden unter verschiedenen Fragestellungen dargestellt und ausgewertet. Dazu müssen zunächst die Simulationsszenarien definiert werden.

### 7.1 Die Verbraucherstruktur

Im Hinblick auf das Untersuchungsfeld der dezentralen Energieversorgung wird das Versorgungsgebiet auf Basis statistischer Daten an deutsche Verhältnisse angepasst. Im Folgenden wird eine für Deutschland möglichst repräsentative Verbraucherstruktur definiert.

Bezogen auf das Jahr 2004 leben in Deutschland 82,5 Mio. Menschen in 39,122 Mio. Haushalten [BMWI, 06], wobei es zum Beispiel in der Bevölkerungsdichte, Wohnfläche pro Haushalt und Anzahl der Personen pro Haushalt durchaus regionale Unterschiede gibt. Da das Versorgungsgebiet die bundesdeutschen Verhältnisse widerspiegeln soll, werden in den Fallstudien solche regionale Differenzen nicht berücksichtigt.

Weiterhin gibt es in Deutschland 3,34 Mio. Unternehmen aller Branchen und Größenklassen. Um die Unternehmen den Verbrauchergruppen GHD und IND zuzuordnen, wurden Kriterien zur Branchenzugehörigkeit definiert. Zur Industrie werden Branchen wie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, verarbeitendes Gewerbe sowie Energie- und Wasserversorgung gezählt, also Wirtschaftszweige der gewerblichen Verarbeitung von Materialien zu Produktions- oder Konsumgütern. Alle anderen Branchen wie zum Beispiel das Baugewerbe, Handel, Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen und Gebrauchsgütern, das Gastgewerbe oder das Kredit- und Versicherungsgewerbe gehören zum Bereich GHD. Damit erhält man bezogen auf Deutschland 305.460 Betriebe im Bereich IND und 2.887.851 Unternehmen im Bereich GHD. Die Zahl landwirtschaftlicher Betriebe in Deutschland liegt bei 420.697 [SABL, 06], [DESTATIS, 06]. Für das Versorgungsgebiet wurden die Verbrauchergruppen entsprechend ihrer Verhältnisse auf eine Anzahl von 500 Haushalten bezogen.

Ein Überblick des Endenergiebedarfs der Verbrauchergruppen HH, GHD und IND bezogen auf das Jahr 2004 liefert zum Beispiel [BMWI, 06]. Für die Gruppe LWS werden Daten aus [Peter, 04] herangezogen (Tabelle 7.1).

Tabelle 7.1: Endenergiebedarf der Verbrauchergruppen bezogen auf Deutschland 2004

Verbrauchergruppe	HH	GHD	IND	LWS
Endenergiebedarf in TWh pro Jahr	768,39	323,92	645,79	99,75

Informationen über den Anteil von elektrischer und thermischer Endenergie je Verbrauchergruppe wurden aus [BMWI, 06] gewonnen. Auf diese Weise kann die repräsentative Verbraucherstruktur des Versorgungsgebiets berechnet werden. Spezifische Charakteristika einzelner Verbraucher werden dabei nicht berücksichtigt. Tabelle 7.2 zeigt die Eingangsdaten der Fallstudien für die Verbraucherstruktur des Versorgungsgebiets.

Tabelle 7.2: Verbraucherstruktur für die Fallstudien

Verbrauchergruppe	HH	GHD	IND	LWS
Anzahl	500	34	4	5
Energiebedarf (elektrisch) in kWh pro Jahr	3.480	35.700	689.000	12.400
Energiebedarf (thermisch) in kWh pro Jahr	16.200	76.500	1.420.000	225.000

Die für die Fallstudien benutzen elektrischen und thermischen Lastprofile werden in Anhang C dargestellt. Die elektrischen Profildaten entsprechen den repräsentativen VDEW Standardlastprofilen H0 (HH), G1 (GHD), G0 (IND) und L0 (LWS). Die thermischen Profildaten sind für stellvertretende Referenzgebäude der Software BHKW-Plan entnommen. Ferner wird der Bedarf an Prozesswärme bei GHD (17,51 % des Gesamtwärmebedarfs [BMWI, 06]) und IND (72 % des Gesamtwärmebedarfs [BMWI, 06]) näherungsweise als unabhängig von Tages- oder Jahreszeiten bzw. Wochentagen angenommen. Insofern ist der Bedarf an Prozesswärme zeitlich konstant und wird auf den Lastgang für die Heizwärme addiert.

## 7.2 Die Erzeugerstrukturen und die Versorgungsszenarien

Für die Fallstudien soll gelten, dass verbraucherseitig im Versorgungsgebiet keine Veränderungen zwischen den Szenarien auftreten. Das bedeutet, dass in den Fallstudien stets die gleiche Verbraucherstruktur angenommen wird, die durch verschiedene Erzeugerszenarien mit elektrischer und thermischer Energie versorgt werden. Ferner werden alle Wärmespeicher der EVE gleich Null gesetzt. Sie werden nicht berücksichtigt, weil der Einsatz von Speichern die Ergebnisse bezüglich des technischen und ökologischen Potenzials verfälschen würde.

Die technischen Daten der jeweiligen Energieumwandlungsanlagen orientieren sich dabei an Realsystemen und den jeweiligen Energiebedarfen der Versorgungsobjekte. Es werden dabei möglichst realistische Verhältnisse angestrebt. Die Parametersätze der in den folgenden Abschnitten näher erläuterten Erzeugerszenarien sind im Anhang D zu finden. Die Profildaten für die Windeinspeisung und für die solare Bestrahlungsstärke werden analog zum Kapitel „Das Modell DEV“ übernommen.

### 7.2.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario orientiert sich an der aktuellen Situation der dezentralen Energieversorgung. Da die Verbraucherstruktur an statistische Durchschnittswerte angepasst wird, gilt es hier, die Erzeugerstruktur ebenso nach diesen Vorgaben aufzustellen. Die Erzeugerstruktur orientiert sich annähernd an den aktuellen Marktanteilen der jeweiligen Energieumwandlungstechnologien.

Mikro-BHKW bis 5 kW elektrische Leistung sind bislang nur bei Neuanschaffung einer thermischen Energieumwandlungsanlage eine Alternative. Die Installationszahlen der größten Unternehmen am Markt belegen diese Situation. So haben die SenerTec GmbH und Powerplus Technologies zusammen 3.000 Anlagen bis Anfang 2005 installiert [Wacker, 05]. Daher gehen die KWK-Anlagen mit nur etwa 4 % in das Szenario ein.

Die Geothermie hat ein großes Potential im Bereich der kleineren Anlagen, was allerdings oftmals erst bei einem Anlagenwechsel diskutiert wird. Derzeit gibt es in Deutschland über 30 geothermische Anlagen sowie etwa 100.000 Wärmepumpensysteme zur Wärmegewinnung. Sie produzierten im Jahr 2005 etwa 1,6 TWh Wärme. Deshalb geht die Geothermie nur mit einem Marktanteil von 0,4 % ein.

Im Bereich der Solarthermie sind Ende 2005 insgesamt etwa 7,2 Mio. m<sup>2</sup> Kollektorfläche in Deutschland installiert, das sind rund 800.000 Solarkollektoranlagen. Dennoch liegt der Marktanteil solarthermischer Anlagen bei unter 1 % und ist ebenfalls nur Kunden mit einem kleineren thermischen Leistungsbedarf attraktiv [Böhme, 06].

Da Windenergie- und PV-Anlagen in das örtliche Verteilnetz einspeisen wird ihre Dimensionierung unabhängig vom Verbrauch ihrer Betreiber vorgenommen. Die Zahl der installierten WEA in Deutschland liegt Ende 2005 bei 17.574 mit einer durchschnittlichen Leistung von 1.048,6 kW, ihr Anteil an der Strombereitstellung liegt bei 4,3 %. Da das Versorgungsgebiet sehr klein ist hat es nur eine einzige WEA. Diese Anlage ist ohne jeden Hintergrund in das Industrienetz gestellt worden. Ferner sind in Deutschland PV-Anlagen mit über 1.400 MW<sub>p</sub> am Netz, die 2005 rund 1 Mrd. kWh elektrische Energie bereitgestellt haben. Ihr Beitrag zur Stromerzeugung lag im Jahr 2005 nur bei etwa 0,16 % [Böhme, 06].

### 7.2.2 Ausbauszenario

Das Ausbauszenario stellt eine mögliche dezentrale Energieversorgung in der Zukunft dar. Dabei ist ein Zeithorizont bis 2050 denkbar. Das Ausbauszenario unterscheidet sich dabei vom Referenzszenario in zwei Dingen. Einerseits steigt die Anzahl erneuerbarer Energien entsprechend aktueller Zuwachsraten weiter. Dieses Szenario stellt in dieser Hinsicht eine Vervielfachung der Anlagenzahl zum Referenzszenario dar. Andererseits werden bestehende konventionelle Heizanlagen am Ende ihrer Lebensdauer sowie Neuanlagen nur noch auf KWK-Basis angeschafft. Somit geht das Szenario von einer Substitution aus, die den KWK-Anlagen zu einem Marktanteil von 70 % und mehr je nach Verbrauchergruppe verhelfen.

Betrachtet man die Anzahl der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien näher, so liegen die Steigerungsraten über den Zeithorizont betrachtet im dreistelligen Prozentbereich. Dabei wird zwischen den Wachstumspotentialen der verschiedenen Technologien unterschieden. Einige Umwandlungstechnologien sind in ihrer Marktdurchdringung sehr weit fortgeschritten. Das lässt sich an ihrer Position im Markt- und Produktlebenszyklus gut belegen [Wördenweber, 04]. Während die WEA, die PV und die Solarthermie sich auf der Spitze der technologischen Reife befinden, steht die Geothermie in der großtechnischen Nutzung im Umfeld dezentraler Energieversorgungsstrukturen erst am Anfang. Deshalb werden Steigerungsraten um die 300 % für die WEA, 400 % für die STA und 900 % für die PV in Bezug auf das Referenzszenario angenommen. Bei den geothermischen Anlagen wird von einem Marktanteil von 5 % im HH-Netz ausgegangen, was einer Steigerung von etwa 250 % entspricht.

### 7.2.3 Nahwärmeszenario

In diesem Szenario verfügt das Versorgungsgebiet neben Nahwärmenetzen je Versorgungsgruppe über vier dezentrale Energieversorgungseinheiten, die ihre jeweils zugeordneten

elektrischen Teilnetze und Nahwärmenetze speisen. Andere Anlagen zur thermischen Energieversorgung gibt es nicht. PV-Anlagen und Windenergieanlagen sind analog zum Referenzszenario.

#### 7.2.4 BHKW-Szenario

In diesem Szenario wird der Energiebedarf des Versorgungsgebiets nur noch durch die KWK-Technologie gedeckt. Die Energieversorgungseinheit bestehend aus BHKW und Spitzenlastkessel besitzt einen Marktanteil von 100 %. Jeder Verbraucher verfügt dabei über eine eigene kleine Energieversorgungseinheit.

In Tabelle 7.3 ist zur besseren Charakterisierung und Einordnung die prinzipielle Struktur der Energiebereitstellung in den verschiedenen Szenarien gegenübergestellt.

Tabelle 7.3: Anzahl der Energieumwandlungsanlagen in den Szenarien

	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
Anzahl EVE	24	431	4	543
Anzahl GTA	2	27	0	0
Anzahl WEA	1	4	1	0
Anzahl STA	6	28	0	0
Anzahl PV-Anlagen	15	110	15	0
Anzahl ZHE / HKW	517	85	0	0
Gesamtanzahl	565	685	20	543
installierte el. Nennleistung in kW	1.822,44	7.931,04	3.489,96	1.834,20
installierte th. Nennleistung in kW	4.935,00	5.140,00	4.875,00	4.922,00

### 7.3 Wahl der Referenztage

Wegen der Durchführbarkeit der Simulationen und der Übersichtlichkeit der Untersuchungen wird nicht ein komplettes Jahr betrachtet. Es werden exemplarisch die Jahreszeiten Winter, Übergang und Sommer betrachtet, für die Referenztage gemäß Tabelle 7.4 gewählt worden sind. Vereinfachend werden in den folgenden Abschnitten zur Zuordnung die Begriffe Winter, Übergang und Sommer benutzt, obwohl lediglich die jeweiligen Referenztage berechnet werden.

Tabelle 7.4: Zuordnung der Referenztage

Jahreszeit	Referenztage	Tagesnummer
Winter	15. Januar	15
Übergang	15. April	105
Sommer	15. Juli	196

## 7.4 Technisches Potenzial

Nachfolgend sind einige Ergebnisse der Untersuchungen für das gesamte Versorgungsnetz dargestellt. An dieser Stelle wird auf die Darstellung jedes Teilnetzes und jeder einzelnen Energieumwandlungsanlage verzichtet. Gleichwohl ist es natürlich möglich, sämtliche Parameter eines jeden Anlagentyps im Modell DEV auszuwerten. Als Standardeinstellung ist ein Werktag bei starkem Wind und Sonnenschein gewählt. Die zugehörigen Zahlenwerte sind im Anhang E aufgeführt.

### 7.4.1 Energiebedarf

In Bild 7.1 sind die elektrischen Energiebedarfe in den vier Szenarien dargestellt. Deutlich sind die Unterschiede zwischen den Jahreszeiten zu erkennen. Kleine Differenzen zwischen den Szenarien liegen in den unterschiedlichen Hilfsenergiebedarfen begründet.

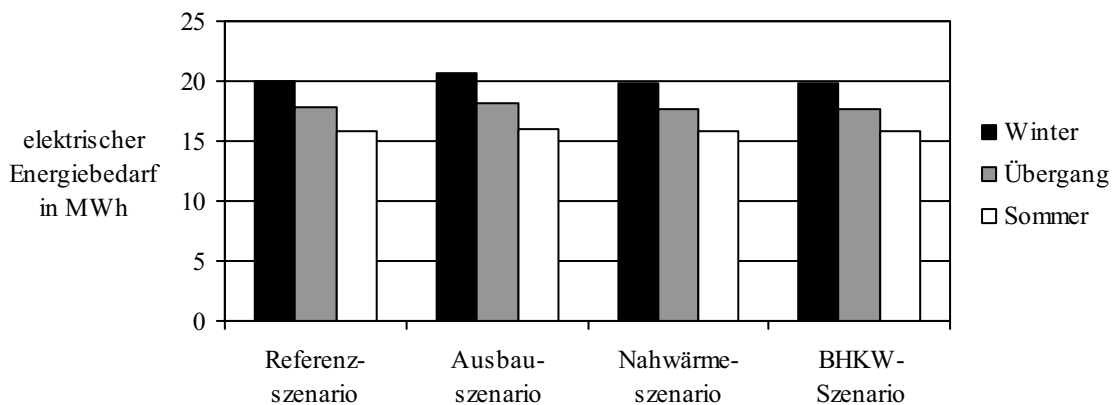


Bild 7.1: Szenariovergleich elektrischer Energiebedarf

Die thermischen Energiebedarfe und damit auch die thermischen Energiebereitstellungen betragen unabhängig vom jeweiligen Versorgungsszenario im Winter 71.548,08 kWh, während der Übergangsperiode 42.186,91 kWh und im Sommer 16.980,63 kWh.

### 7.4.2 Elektrische Energiebereitstellung

Die Bereitstellung elektrischer Energie ist in den jeweiligen Szenarien äußerst unterschiedlich (Bild 7.2). Während im Ausbau-, Nahwärme- und BHKW-Szenario deutliche Differenzen in den Jahreszeiten zu erkennen sind, schwankt im Referenzszenario die Bereitstellung elektrischer Energie nur zwischen 36.006,22 kWh im Winter und 33.479,92 kWh im Sommer. Dies liegt an dem geringen Anteil an KWK-Anlagen und der damit verbundenen fehlenden Kopplung der Bereitstellung elektrischer Energie an den Wärmebedarf. Das Ausbauszenario sticht überdies im Vergleich zum Bedarf mit der durchschnittlich 8-fachen Produktion an elektrischer Energie hervor, während im Nahwärmeszenario das durchschnittlich 3-fache an elektrischer Energie bereitgestellt wird. Eine Gegenüberstellung von Bedarf und Erzeugung im BHKW-Szenario ergibt eine 1,9-fache Überdeckung im Winter, jedoch muss im Sommer elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz bezogen werden. Zur optimalen Deckung des thermischen und elektrischen Energiebedarfs scheint also das Referenzszenario mit einer

etwa doppelten Überproduktion am besten geeignet zu sein. Hier treten klar die Vorteile eines Energieträgermix hervor.

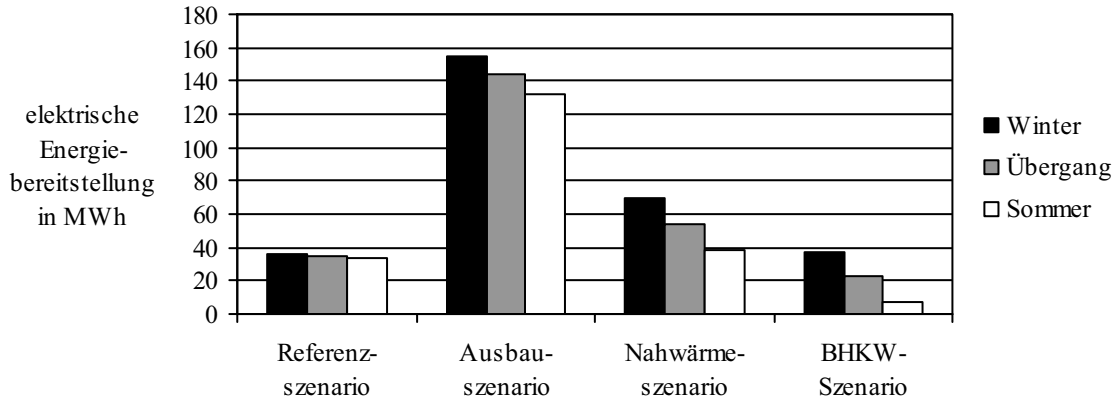


Bild 7.2: Szenariovergleich elektrische Energiebereitstellung

### 7.4.3 Deckung elektrischer Energie

Die zuvor beschriebenen Zusammenhänge lassen sich detaillierter an der kumulierten Über- und Unterdeckung elektrischer Energie festmachen. In Bild 7.3 sind die über die Referenztage kumulierten Überdeckungen dargestellt. Deutlich sind die enormen Einspeisungen von elektrischer Energie in das übergeordnete Netz im Ausbauszenario zu erkennen. Während das Referenzszenario durch annähernd jahreszeitenunabhängige Überdeckungen charakterisiert ist, sind im BHKW-Szenario während der Sommerperiode kaum Überdeckungen vorhanden.

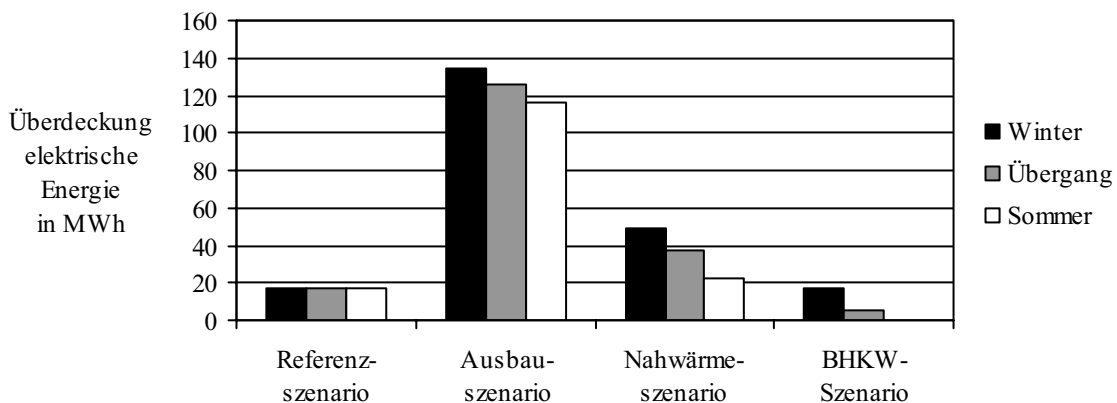


Bild 7.3: Szenariovergleich Überdeckung mit elektrischer Energie

Während im Ausbau- und Nahwärmeszenario zu keinem Zeitpunkt eine Unterdeckung entsteht, kommt es in den anderen beiden Szenarien tageszeitenabhängig zu Fehlbedarfen (Bild 7.4), die aus dem übergeordneten Netz bezogen werden müssen. Im Referenzszenario bleiben diese Energiebezüge im Vergleich zum Bedarf gering, während der Sommer im BHKW-Szenario eindeutig durch Stromeinkauf gekennzeichnet ist.

Beispielhaft ist in Bild 7.5 die Über- und Unterdeckung mit elektrischer Leistung im Referenzszenario dargestellt. In allen Jahreszeiten gibt es vormittags Probleme bei der Deckung des elektrischen Leistungsbedarfs durch die eigenen Anlagen. Dies verdeutlicht die Zusammenhänge der kumulierten Über- bzw. Unterdeckungen über den betrachteten Zeitraum. Tageszeitenbedingt kommt es zu Über- und Unterdeckungen, die bei groben Schätz Betrachtungen nicht erfasst werden können. Ebenfalls kann auch hier wieder im Vergleich der Jahreszeiten durch den hohen Deckungsgrad der Kurven die Homogenität der Energiebereitstellung im Referenzszenario festgestellt werden.

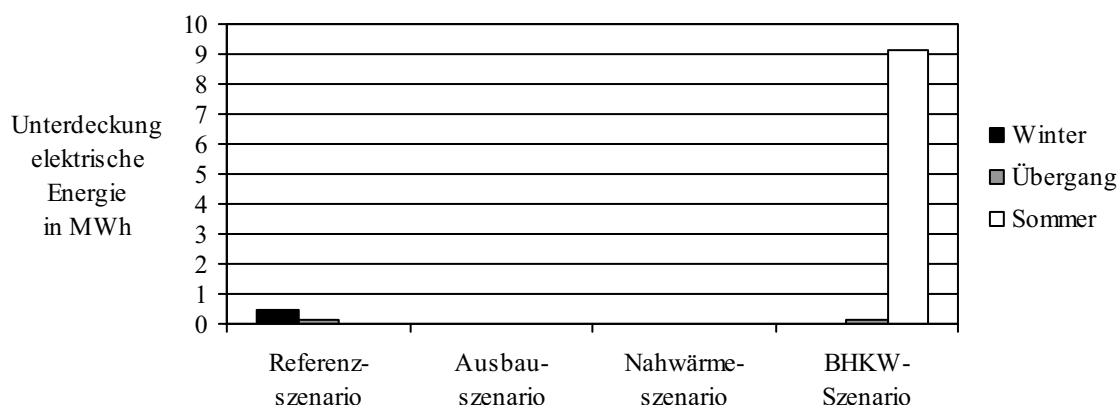


Bild 7.4: Szenariovergleich Unterdeckung mit elektrischer Energie

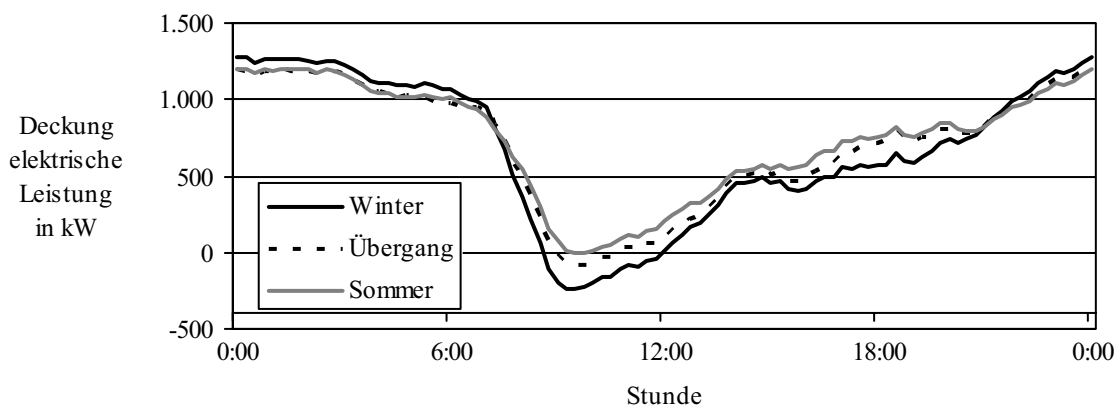


Bild 7.5: Elektrische Leistungsdeckung im Referenzszenario

#### 7.4.4 Thermische und elektrische Energiereserve

Thermische Energiereserven sind besonders für Wärmenetze interessant, um ortsbezogene Wärmedefizite ausgleichen zu können. In allen Szenarien sind ausreichend Reserven zur Bereitstellung thermischer Energie vorhanden (Bild 7.6). Auffällig ist, dass die Wärmereserven mit kleinen Abweichungen unabhängig von den Szenarien sind. Das bedeutet, dass es aus Sicht der thermischen Energiereserve unerheblich ist, ob ein zentrales Heizkraftwerk oder viele verteilte Wärmeerzeuger vorhanden sind. Obwohl Bild 7.6 eine Überdimensionierung der thermischen Energieumwandlungsanlagen vortäuscht, kommt es wiederum bei der

Betrachtung der thermischen Leistungsreserve im Zeitverlauf zu tageszeitlichen Schwankungen, die keine Minderdimensionierung zulassen. Lediglich der Einsatz von Wärmespeichern könnte dieses Optimierungsproblem lösen. Besonders in den Sommermonaten können die Wärmereserven genutzt werden, um zum Beispiel Wärme in Langzeitwärmespeichern zu lagern und sie im Winter nutzbar zu machen. Dadurch könnte eine Reduzierung der installierten Nennleistung erreicht werden. Sind viele KWK-Anlagen vorhanden, so würde sich bei geringerer installierter Nennleistung allerdings auch die elektrische Energiebereitstellung vermindern.

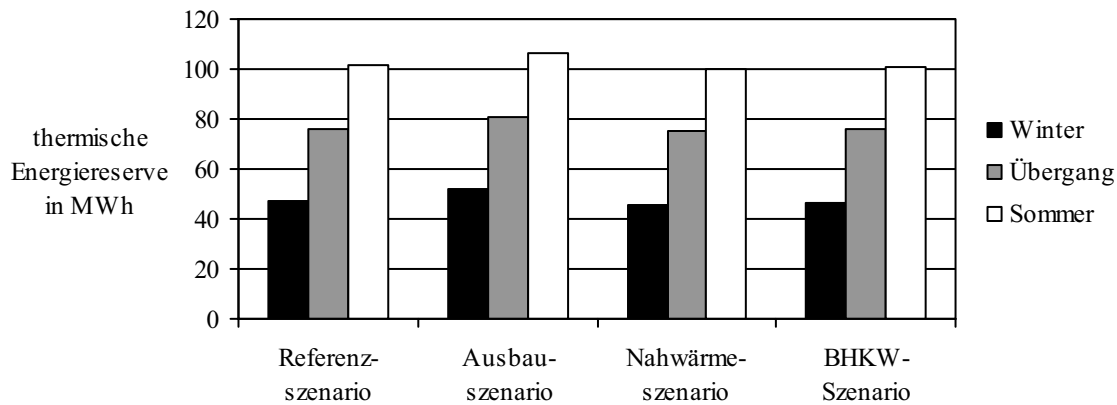


Bild 7.6: Szenariovergleich thermische Energiereserve

In Bild 7.7 sind die elektrischen Energiereserven der diversen Szenarien gegenübergestellt. Klar tritt das Referenzszenario heraus, das wegen der geringen Anzahl steuerbarer Energieumwandlungsanlagen sehr geringe elektrische Energiereserven hat. Hier würde nur sehr begrenzt eine Möglichkeit bestehen, Netzsystemdienstleistungen oder Redundanzen zur Verfügung zu stellen. Das Ausbauszenario mit seiner ohnehin schon hohen Überdeckung an elektrischer Energie (vgl. Bild 7.3) ist durch elektrische Energiereserven gekennzeichnet, die mit denen des Nahwärmeszenarios und des BHKW-Szenarios vergleichbar sind. Die größten elektrischen Energiereserven stellt dabei das Nahwärmeszenario zur Verfügung. Hier besteht das größte Potenzial, sich mit den Anlagen an Netzsystemdienstleistungen zu beteiligen.

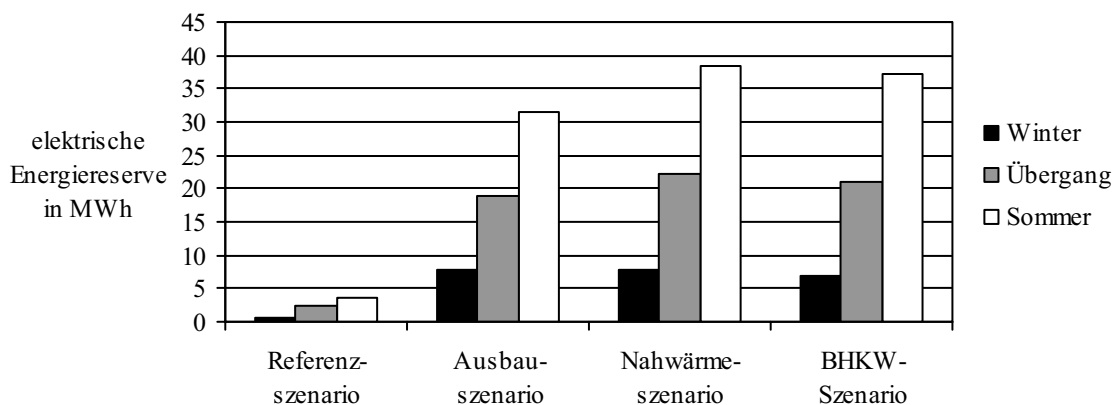


Bild 7.7: Szenariovergleich elektrische Energiereserve



Betrachtet man die elektrische Leistungsreserve über den Tag, wie beispielhaft für einen Winterwerktags in Bild 7.8 dargestellt, so lässt sich zusätzlich das jeweilige Reserveleistungspotenzial im Zeitverlauf darstellen. In diesem Beispiel bestehen die größten Potenziale zwischen 0:00 Uhr und 6:00 Uhr. Unabhängig vom zugehörigen Szenario steht vormittags keine Reserve zur Verfügung. Dies ist der Zeitraum, in dem die BHKW unter Volllast fahren, Defizite in der elektrischen Deckung durch Strombezug ausgeglichen wird und zusätzlich die Spitzenlastkessel zur Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden.

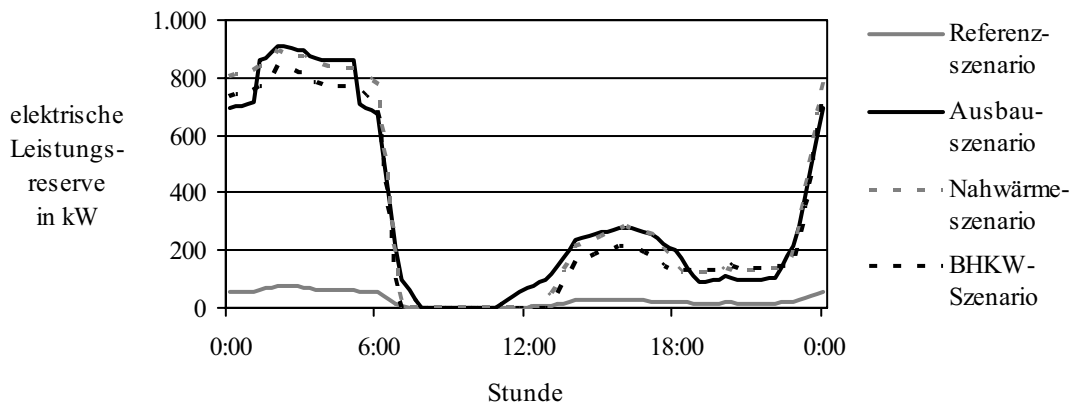


Bild 7.8: Elektrische Leistungsreserve eines Winterwerktags, Szenariovergleich

Ein gänzlich anderes Bild entsteht während der Sommermonate (Bild 7.9). Obschon im BHKW-Szenario eine erhebliche elektrische Unterdeckung besteht, die durch Stromeinkauf abgefangen werden muss, ist die elektrische Leistungsreserve auf einem hohen Niveau. Dies liegt in der wärmegeführten Betriebsweise der BHKW und dem geringen Wärmebedarf im Sommer begründet. Durch angepasste Betriebsführungsstrategien in Verbindung mit der Nutzung von Speichertechnologien könnte diese Unzulänglichkeit verringert werden.

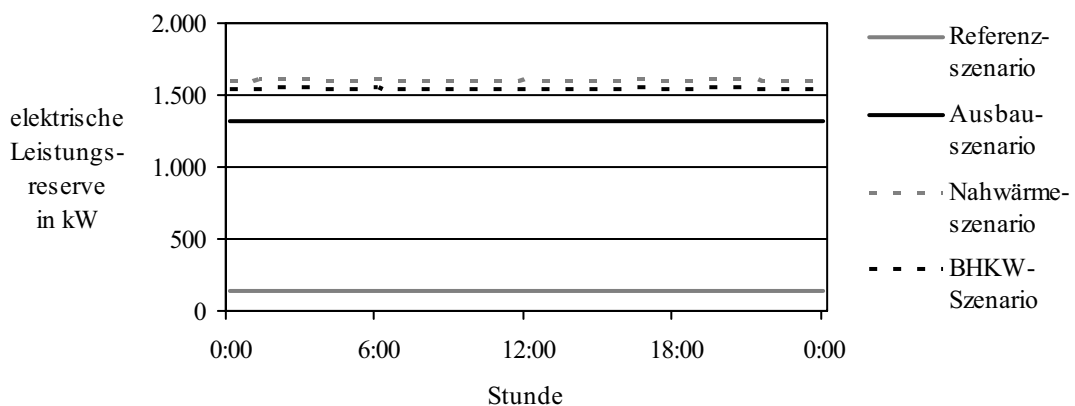


Bild 7.9: Elektrische Leistungsreserve eines Sommerwerktags, Szenariovergleich

Es bleibt festzuhalten, dass in Bezug auf die Bereitstellung elektrischer Reserven das Ausbauszenario und das Nahwärmeszenario zu bevorzugen sind. Eine Möglichkeit, die elektrischen Unterdeckungen zu verringern und die elektrischen Reserven zu erhöhen, besteht

in der Anhebung der Stromkennzahl der BHKW. Sensitivitätsanalysen im BHKW-Szenario haben einen linearen Zusammenhang zwischen Stromkennzahl und Leistungsreserve ergeben, wenn die BHKW im Teillastbetrieb sind. Eine Anhebung der Stromkennzahl ist jedoch technisch bedingt nur begrenzt möglich.

Ebenso könnte man auch Energieumwandlungsanlagen mit einer höheren Nennleistung installieren, jedoch hat das negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Leistungsreserve wächst proportional zur Nennleistung des BHKWs. Simulationen haben ergeben, dass für eine ganzjährige Bereitstellung von Leistungsreserve im BHKW-Szenario die Nennleistung der BHKW auf mindestens 140 % des Jahreshöchstbedarfs der Verbraucher dimensioniert werden muss, um jederzeit über elektrische Leistungsreserve zu verfügen.

#### 7.4.5 Volllaststunden

Obwohl die Auslastungen der einzelnen Anlagen durchaus unterschiedlich sind und für ökonomische Betrachtungen auch differenziert gewertet werden müssen, werden an dieser Stelle Mittelwerte der Volllaststunden herangezogen, um ein Maß für die durchschnittliche Auslastung der Anlagen zu bekommen. Gleichwohl ist es natürlich möglich, sich die Volllaststunden und Auslastungskurven eines jeden Anlagentyps im Modell DEV anzuschauen. Ob die einzelnen Anlagen mit den Volllaststunden wirtschaftlich betrieben werden können, wird hier nicht näher betrachtet. In diesem Abschnitt werden lediglich die Volllaststunden der BHKW betrachtet.

In Bild 7.10 sind die durchschnittlichen Volllaststunden der BHKW dargestellt. Eindeutig lassen sich die Jahreszeiten in den Werten erkennen. Die Volllaststunden der Anlagen sind annähernd unabhängig vom Versorgungsszenario, da sich die Auslegung der Anlagen im Wesentlichen an den Verbraucherparameter orientiert.

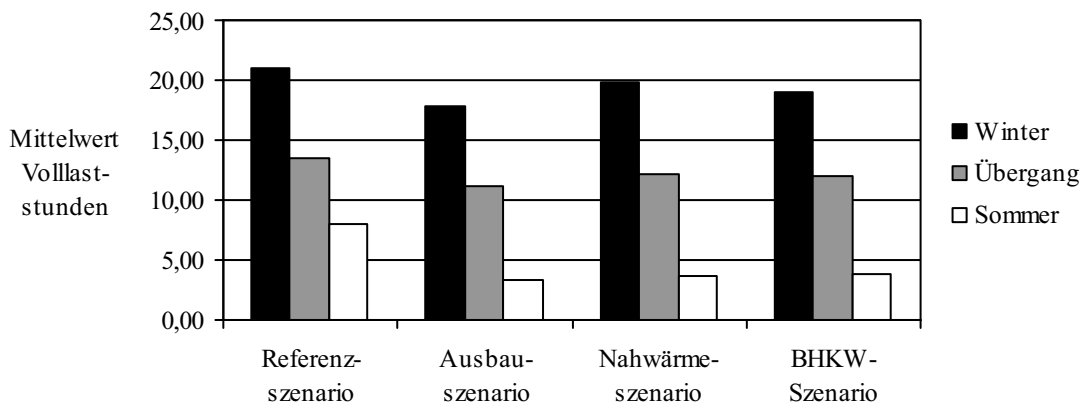


Bild 7.10: Tagesvolllaststunden der BHKW, Szenariovergleich

Während der Winter- und Übergangszeit sind alle Anlagen in den Teilnetzen in Betrieb. In den Teilnetzen HH, GHD und LWS werden abhängig vom jeweiligen Szenario Volllaststundenzahlen der BHKW von 15,74 Stunden bis 20,5 Stunden im Winter und 7,4 Stunden bis 18,19 Stunden zur Übergangsperiode erreicht. Die BHKW im Industrienetz kommen auf fast 24 Stunden Dauerbetrieb im Winter und 18,2 Stunden im Frühjahr und Herbst. Im Sommer

werden lediglich die Anlagen im Industrienetz gefahren, da hier aufgrund des Prozesswärmebedarfs ein wirtschaftlicher Betrieb mit rund 16 Stunden pro Tag sinnvoll möglich ist.

In Bild 7.11 sind die auf ein Betriebsjahr hochgerechneten durchschnittlichen Jahresvolllaststunden je Teilnetz und Szenario abgebildet. Es ergeben sich Volllaststunden zwischen 2.610 Stunden und 3.306 Stunden für die Teilnetze HH, GHD und LWS im Referenz-, Ausbau- und BHKW-Szenario. Deutlich stechen die BHKW im Industrienetz mit Volllaststunden bis zu 6.508 Stunden hervor. Ebenso ist das Ausbauszenario hervorzuheben. Hier werden aufgrund der gesteigerten Windenergiebereitstellung die höchsten durchschnittlichen Volllaststundenzahlen erreicht.

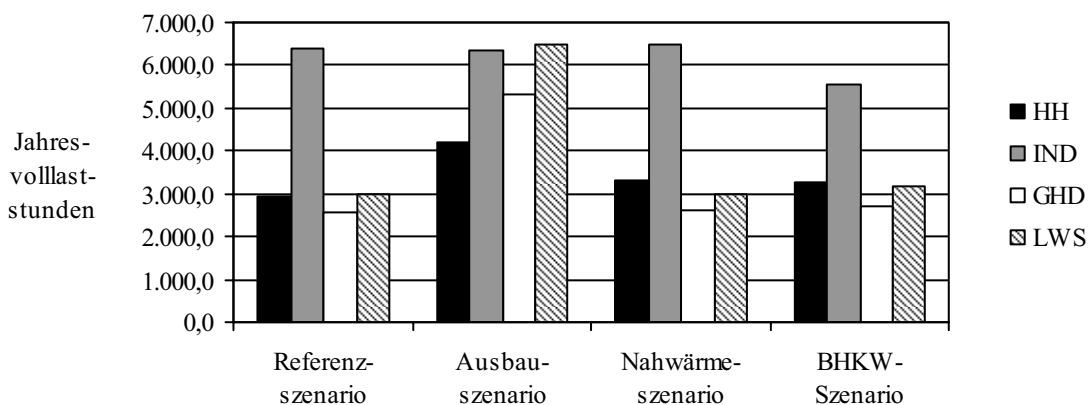


Bild 7.11: Jahresvolllaststunden je Teilnetz

## 7.5 Ökologisches Potenzial

Auch hier wird auf die Darstellung jedes Teilnetzes und jeder einzelnen Energieumwandlungsanlage verzichtet. Gleichwohl ist es natürlich möglich, sich sämtliche Parameter eines jeden Anlagentyps im Modell DEV anzuschauen. Als Standardeinstellung ist ein Werktag bei starkem Wind und Sonnenschein gewählt. Als Brennstoff ist für alle betreffenden Erzeuger (BHKW, Spitzenlastkessel, Zentralheizungsanlagen, Heizkraftwerke) Erdgas voreingestellt. Die zugehörigen Zahlenwerte sind im Anhang E aufgeführt.

### 7.5.1 Brennstoffenergiebedarf

In Bild 7.12 sind die Brennstoffenergiebedarfe aller in den dezentralen Anlagen benutzten Brennstoffe zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe in den vier Szenarien gegenübergestellt. Hier werden auch die Antriebsleistungen für den Betrieb von solar- oder geothermischen Anlagen berücksichtigt. Obwohl der Anteil der effizienteren KWK-Anlagen im Nahwärme-szenario und im BHKW-Szenario höher ist, liegen die Brennstoffenergiebedarfe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Referenzszenario bis zu 32 % und im Ausbauszenario bis zu 9,5 % niedriger.

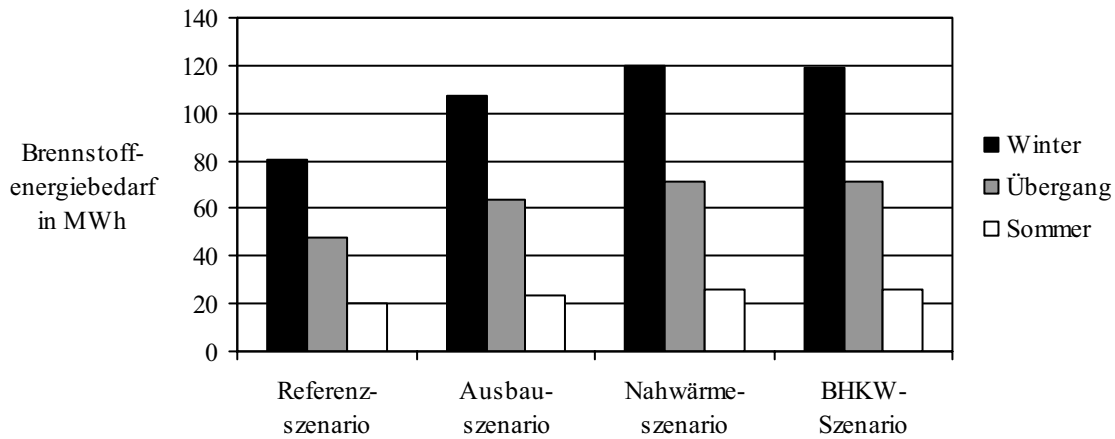


Bild 7.12: Brennstoffenergiebedarf, Szenarienvergleich

### 7.5.2 Systemwirkungsgrad

Durch die Nutzung der erneuerbaren Energien im Referenz- und Ausbauszenario sind die Systemwirkungsgrade deutlich größer als 100 % (Bild 7.13). Die Brennstoffenergien, die zum Betrieb des Versorgungssystems benötigt werden, sind wesentlich kleiner als die elektrischen und thermischen Nutzenergien. Im Nahwärmeszenario reicht der geringe Anteil erneuerbarer Energien aus, um den Systemwirkungsgrad über 100 % zu bringen. Im BHKW-Szenario sind keine erneuerbaren Energien vorhanden, daher liegen hier die Systemwirkungsgrade um die 91,5 %, was dem gewichteten Mittelwert der Gesamtwirkungsgrade von BHKW und Spitzenlastkessel entspricht. Hier wird ein Vorteil des Ausbauszenarios offensichtlich.

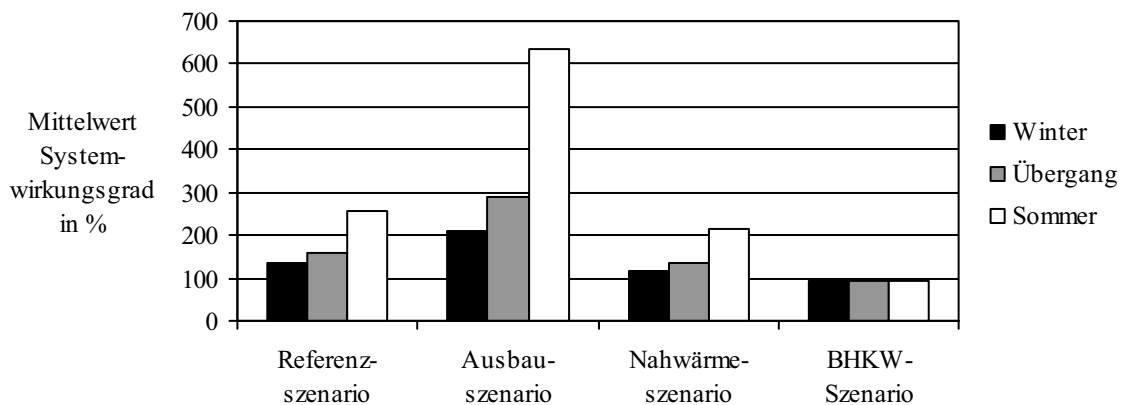


Bild 7.13: Mittelwert Systemwirkungsgrad, Szenarienvergleich

### 7.5.3 Absolute Emissionen

In den folgenden Abschnitten wird auf eine Darstellung sämtlicher im Modell DEV berechneten Emissionsparameter verzichtet. Dennoch ist es möglich, einzelne Emissionsstoffe im Modell DEV genauer zu untersuchen. Beispielhaft wird das Versauerungspotenzial *AP* und das Treibhauspotenzial *THP* herausgegriffen. Allgemeine Informationen über

Emissionen sind im Anhang A, die zu den hier dargestellten Simulationsergebnissen gehörigen Zahlenwerte im Anhang E aufgeführt.

In Bild 7.14 sind die Bruttoemissionen des SO<sub>2</sub>-Äquivalents dargestellt. Das Nahwärme- und das BHKW-Szenario verursachen die größten Emissionen im Bereich des SO<sub>2</sub>-Äquivalents. Auffallend sind beim BHKW-Szenario die im Vergleich zu den anderen Szenarien hohen Emissionen im Sommer, die auf den Strombezug und die damit verbundenen Emissionen von 7,7 kg zurückzuführen sind (vgl. Bild 7.4). Die Bruttoemissionen des CO<sub>2</sub>-Äquivalents führen qualitativ zu einem vergleichbaren Ergebnis, sind jedoch in der Dimension um den Faktor 1.000 größer (Bild 7.15).

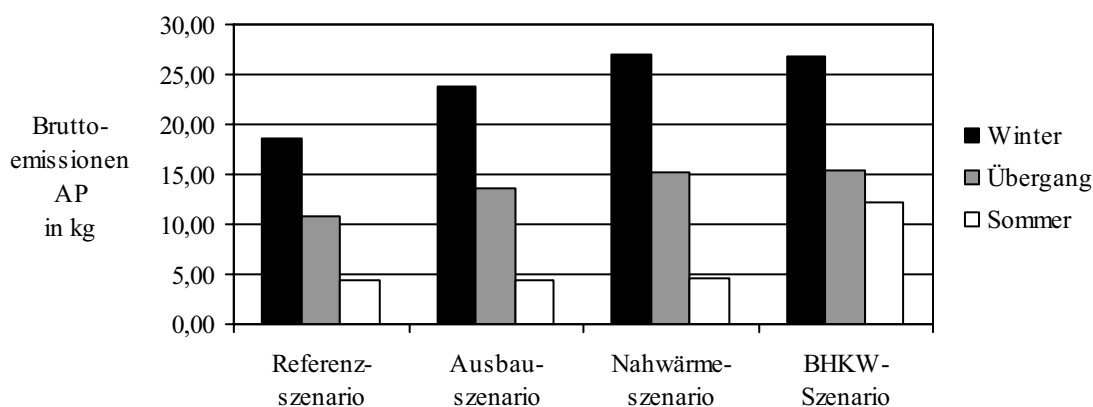


Bild 7.14: Bruttoemissionen SO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

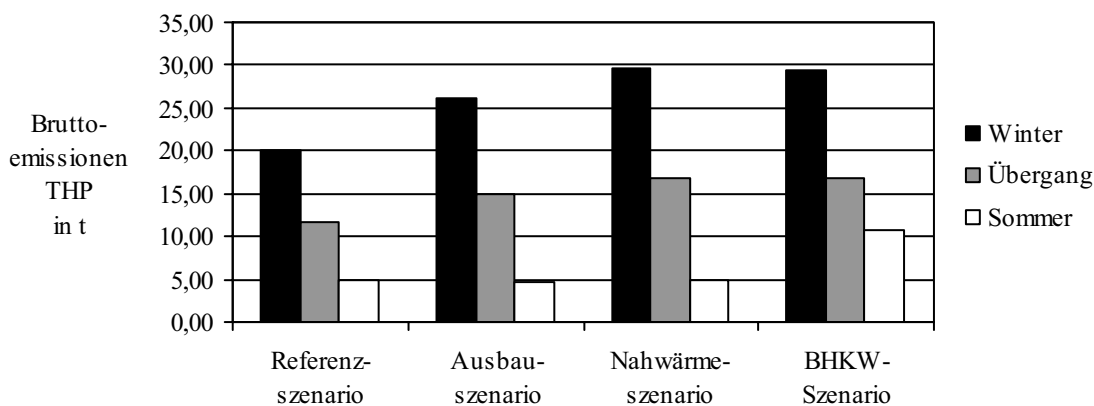


Bild 7.15: Bruttoemissionen CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

In Bild 7.16 sind die Nettoemissionen des SO<sub>2</sub>-Äquivalents abgebildet. Die große Überdeckung an elektrischer Energie beim Ausbauszenario (Bild 7.3) und die daraus resultierende Stromeinspeisung führen bei der Netto-Betrachtung zu diesen auffällig negativen Werten. In diesem Fall ist die Emissionsminderung durch die Stromeinspeisung größer als die Emissionen, die durch die Energieumwandlungsprozesse im Versorgungsgebiet entstehen. Hier wird also ein weiterer Vorteil des Ausbauszenarios deutlich. Die größten Nettoemissionen verursacht das BHKW-Szenario. Die Nettoemissionen des CO<sub>2</sub>-Äquivalents führen auch

hier wieder qualitativ zu einem vergleichbaren Ergebnis. Sie sind in der Dimension um den Faktor 1.000 größer (Bild 7.17).

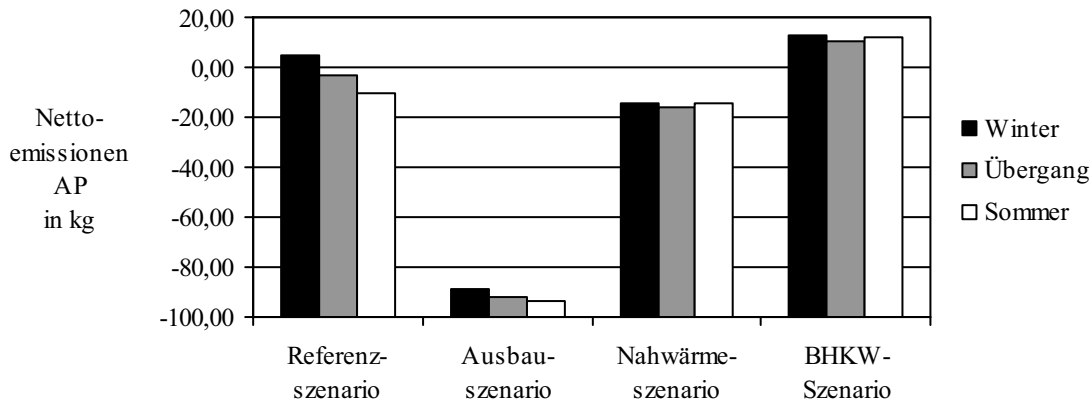


Bild 7.16: Nettoemissionen SO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

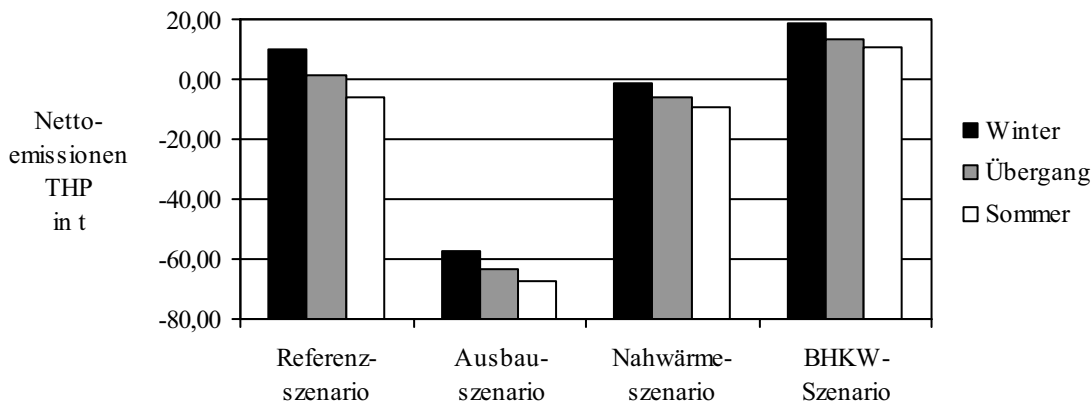


Bild 7.17: Nettoemissionen CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

In den folgenden Abschnitten wird lediglich das Treibhauspotenzial (CO<sub>2</sub>-Äquivalent) näher untersucht. Die Ergebnisse des Versauerungspotenzials sind qualitativ vergleichbar.

#### 7.5.4 Spezifische Emissionen

Bei der Betrachtung der spezifischen Emissionen werden die absoluten Emissionen auf die bereitgestellte elektrische und thermische Nutzenergie bezogen. Im Modell DEV ist es möglich, nach elektrischer und thermischer Nutzenergie zu unterscheiden, jedoch genügt an dieser Stelle die Beschreibung der Gesamtbilanz. Analog zu den absoluten Emissionen zeigt sich anschaulich der Vorteil des Ausbauszenarios im Vergleich zu den anderen Versorgungsszenarien. In Bild 7.18 sind die spezifischen Bruttoemissionen des CO<sub>2</sub>-Äquivalents gezeigt. Das Ausbauszenario hat mit Werten zwischen 31,85 g/kWh im Sommer und 115,22 g/kWh im Winter die niedrigsten Bruttoemissionswerte. Im Vergleich dazu liegt zum Beispiel der Wert im BHKW-Szenario im Sommer bei 447,13 g/kWh, also 14-mal höher als im Sommer

des Ausbauszenarios. Ein ähnliches Bild entsteht für die spezifischen Nettoemissionen (Bild 7.19).

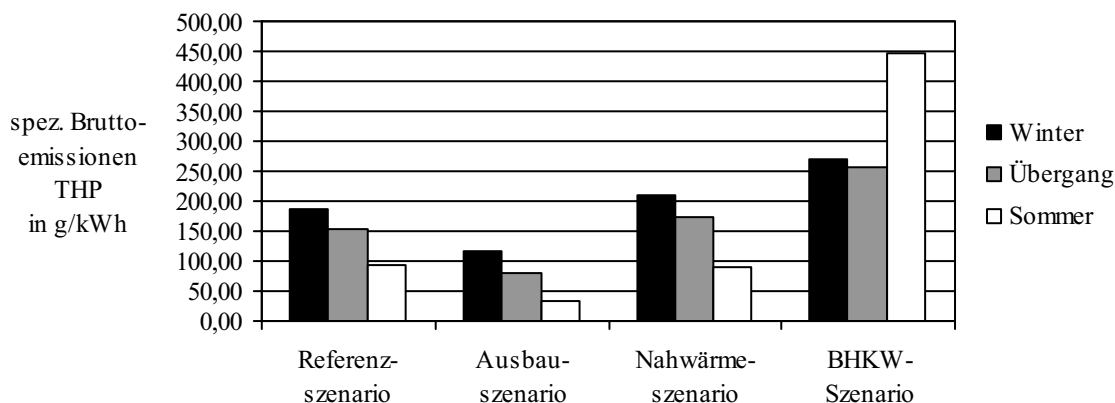


Bild 7.18: Spezifische Bruttoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

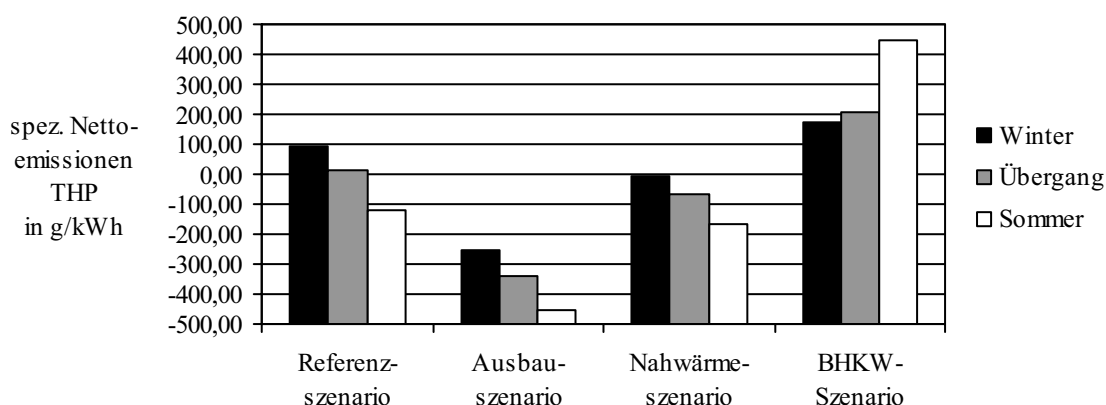


Bild 7.19: Spezifische Nettoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

### 7.5.5 Einsparung von Emissionen

In diesem Abschnitt werden Emissionseinsparungen im Vergleich zum Referenzfall der zentralen Energieversorgung beschrieben. Die Emissionswerte des Referenzfalls sind im Anhang E aufgeführt. Sie werden an dieser Stelle nicht näher erläutert, da sie unabhängig von den Versorgungsszenarien sind.

Wegen des ungleichen Einspeise- und Strombezugsverhaltens in den verschiedenen Versorgungsszenarien sind die relativen Emissionseinsparungen unterschiedlich (Bild 7.20). Die Einsparung an Bruttoemissionen ist im Referenzszenario mit Werten zwischen 9,26 Tonnen und 9,81 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Tag am größten. Angesichts der Fokussierung auf fossile Energieträger ist die Emissionseinsparung beim BHKW-Szenario am schlechtesten. Dennoch liegen auch hier die Emissionen unter denen einer zentralen Energieversorgung.

Bild 7.21 bestätigt die Sachverhalte. Im Winter werden im Referenzszenario 32,8 % der Bruttoemissionen eingespart, während im BHKW-Szenario dieser Wert bei 1,85 % liegt. Zur

Sommerzeit können im Referenzszenario sogar 65,9 % der Bruttoemissionen eingespart werden.

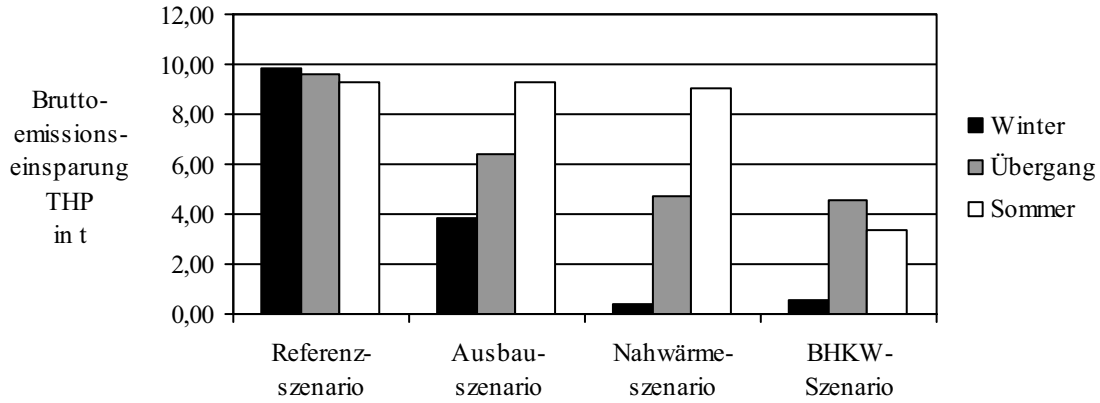


Bild 7.20: Absolute Einsparung der Bruttoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

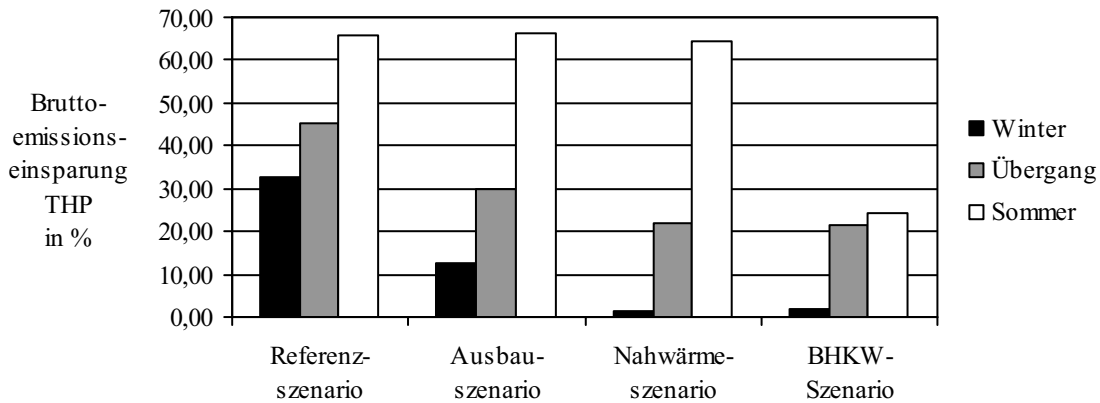
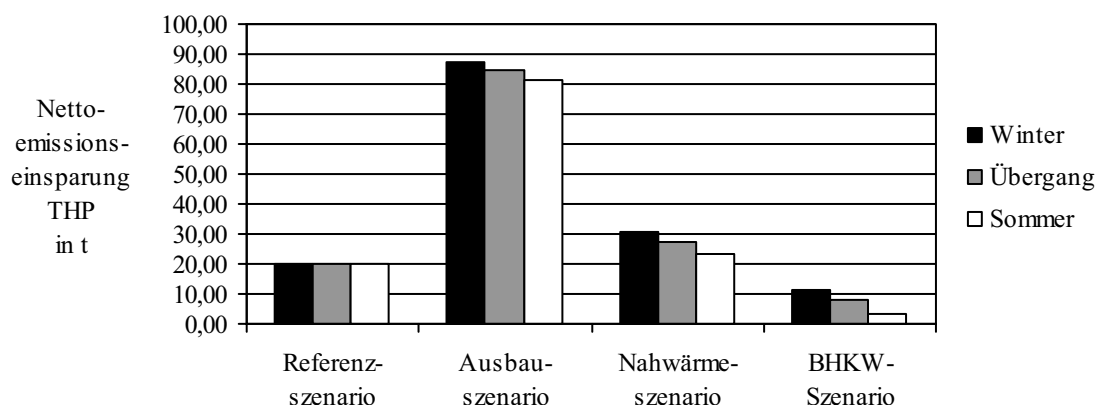
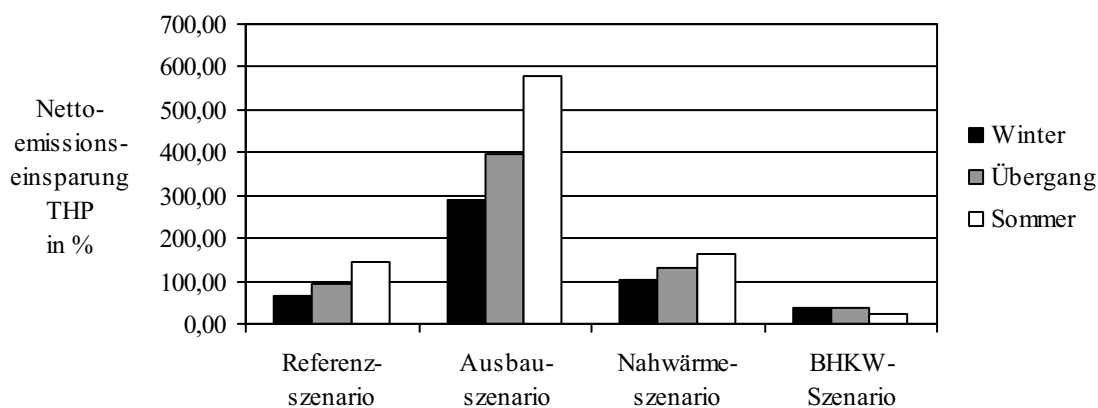


Bild 7.21: Relative Einsparung der Bruttoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

Werden die Emissionsgutschriften berücksichtigt, so verschiebt sich das Bild zu Gunsten des Ausbauszenarios (Bild 7.22 und Bild 7.23). Durch die hohe Stromeinspeisung im Ausbauszenario werden nun Nettoemissionen zwischen 81,43 Tonnen im Sommer und 87,19 Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Tag im Winter eingespart. Auch bei der Nettobetrachtung schneidet das BHKW-Szenario am schlechtesten ab.



Bild 7.22: Absolute Einsparung der Nettoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, SzenarienvergleichBild 7.23: Relative Einsparung der Nettoemissionen, CO<sub>2</sub>-Äquivalent, Szenarienvergleich

### 7.5.6 Wahl der Brennstoffe

Die Brennstoffwahl für die BHKW, Spitzenlastkessel, Zentralheizungen und Heizkraftwerke spielt eine elementare Rolle bei der Beurteilung der Emissionen. Für die nachfolgenden Betrachtungen wurde das BHKW-Szenario ausgesucht, da hier die Unterschiede in den Ergebnissen am deutlichsten sind. Um eine vergleichbare Datenbasis zu schaffen, wurde möglichst pro Simulation ein einheitlicher Brennstoff für alle betreffenden Energieumwandlungsanlagen eingestellt. Da Rapsöl und Holzpellets nicht für jede Anlage zur Verfügung stehen, bleibt bei diesen Anlagen Erdgas eingestellt. In Bild 7.24 ist das Versauerungspotenzial und in Bild 7.25 das Treibhauspotenzial in Abhängigkeit des gewählten Brennstoffs dargestellt.

Es ist klar zu erkennen, dass zur Emissionsminderung die Biomasse, in diesem Fall Holzhackschnitzel, am besten geeignet ist. Sowohl das Versauerungspotenzial als auch das Treibhauspotenzial ist bei Verwendung von Biomasse am geringsten. Rapsöl und Holzpellets haben höhere Emissionen, obwohl sie auch aus Biomasse hergestellt werden. Dies liegt an den höheren Emissionswerten für die Herstellprozesse dieser Brennstoffe. Heizöl und Diesel bewirken die größten Treibhausgasemissionen, wogegen das SO<sub>2</sub>-Äquivalent bei Heizöl im

der Größenordnung der Holzpellets liegt. Erdgas verursacht das geringste Versauerungspotenzial, bezüglich des Treibhauseffekts ist es allerdings nicht zu empfehlen.

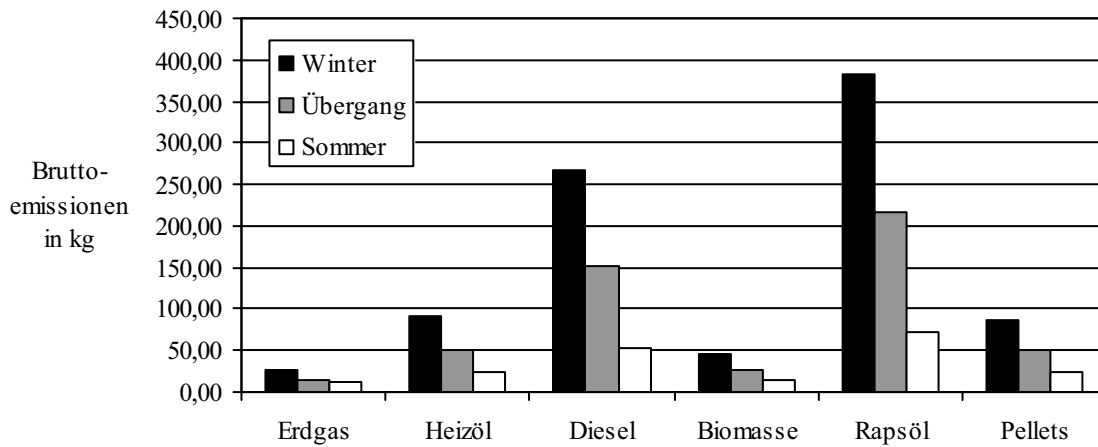


Bild 7.24: SO<sub>2</sub>-Äquivalent in Abhängigkeit vom Brennstoff im BHKW-Szenario

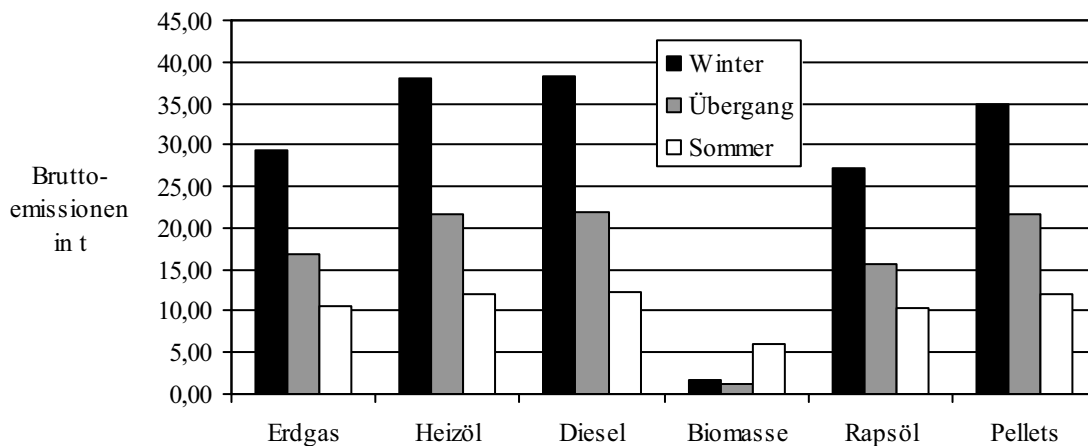


Bild 7.25: CO<sub>2</sub>-Äquivalent in Abhängigkeit vom Brennstoff im BHKW-Szenario

Eine klare Aussage darüber, ob ein bestimmter Brennstoff aus ökologischer Sicht generell besser ist als ein anderer, ist bei der Betrachtung der einzelnen Emissionsstoffe nicht immer einfach. Während Biomasse in Form von Holzhackschnitzel allgemein positiv zu bewerten ist, schneiden Diesel und Rapsöl bei der Beurteilung des ökologischen Potenzials am schlechtesten ab. Erdgas besticht nur durch sein geringes SO<sub>2</sub>-Äquivalent.

### 7.5.7 Wittereinfluss

Analysen im Ausbauszenario haben gezeigt, dass im Bereich der Wetterparameter die Windverhältnisse den größten Einfluss auf die Emissionen haben. Die Bestrahlungsverhältnisse sind kaum in den Emissionswerten zu erkennen. Dies ist mit Bedacht auf die installierten Nennleistungen von WEA und PV-Anlagen auch nicht weiter verwunderlich. Beispielhaft sind in Bild 7.26 für das Ausbauszenario die Einsparungen der Treibhausgase im Vergleich zur zentralen Energieversorgung für einen Winterwerktag gezeigt. Selbst wenn kein

Wind weht und starke Wolkenbildung vorliegt, werden durch die Nutzung der verbleibenden erneuerbaren Energien und der KWK Emissionen eingespart.

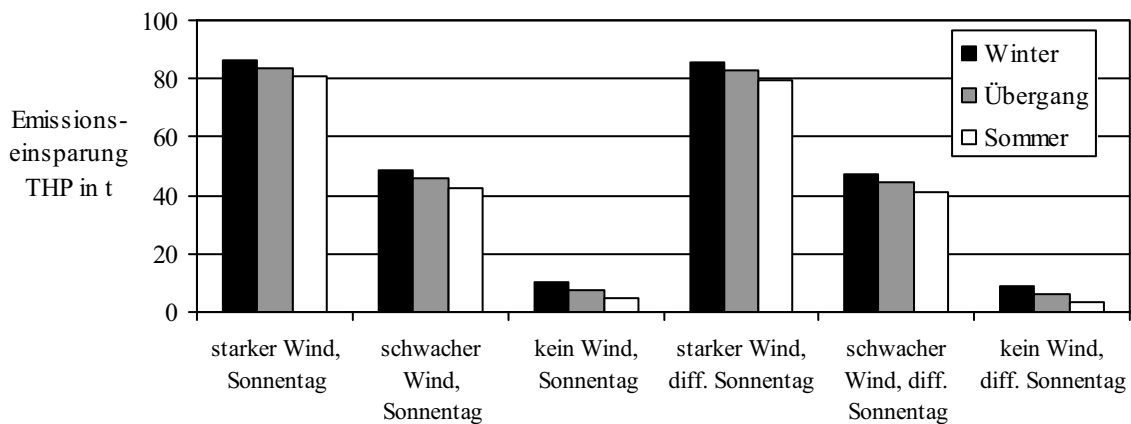


Bild 7.26: Einsparung CO<sub>2</sub>-Äquivalent in Abhängigkeit vom Wetter im Ausbauszenario

### 7.5.8 Variation von Stromkennzahlen

Bei den folgenden Betrachtungen wird die Abhängigkeit der Stromkennzahl  $S$  auf die Emissionen untersucht. In Bild 7.27 ist beispielhaft das Versauerungspotenzial in Abhängigkeit der Stromkennzahl  $S$  im BHKW-Szenario dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, dass mit steigender Stromkennzahl das Versauerungspotenzial zunächst sinkt, jedoch im Falle der Winter- und Übergangszeit nach Durchschreiten eines Minimums wieder steigt. Im Winter hat bei  $S = 0,4$  die Kurve ein Minimum und steigt wieder annähernd linear. Zur Übergangszeit liegt das Minimum wegen des geringeren Energiebedarfsstruktur bei  $S = 0,6$ . Das liegt daran, dass bei kleiner Stromkennzahl eine Unterdeckung der elektrischen Energie im Versorgungsgebiet herrscht. Somit wird Energie aus dem übergeordneten Netz bezogen, welche einen höheren Emissionsfaktor aufweist. Bei Erhöhung von der Stromkennzahl kann sich das Versorgungsgebiet besser mit den eigenen Ressourcen versorgen und muss weniger Energie fremd beziehen. Das Versorgungsgebiet befindet sich dann in der Überdeckung und speist elektrische Energie in das übergeordnete Netz.

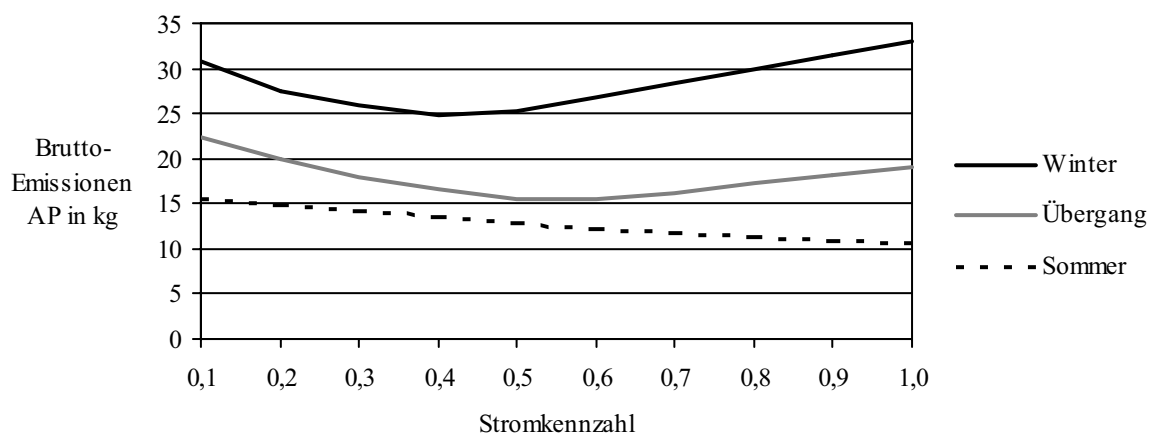


Bild 7.27: SO<sub>2</sub>-Äquivalent in Abhängigkeit von der Stromkennzahl

Das Treibhauspotenzial hat einen ähnlichen qualitativen Verlauf wie das Versauerungspotenzial. Die Optima sind von der Jahreszeit und der damit unterschiedlichen Bedarfsstruktur der Verbraucher abhängig. Zur Erreichung eines ganzjährig ökologischen Optimums wäre also der Einsatz von BHKW mit variabler Stromkennzahl sinnvoll, um im Rahmen eines Erzeugermanagements die Stromkennzahlen stets dem Emissionsminimum anzupassen.

## 7.6 Fazit

Die verschiedenen Versorgungsszenarien sind hinsichtlich ihres technischen und ökologischen Potenzials unterschiedlich zu bewerten. Charakteristische Kenngrößen wie der Energiebedarf des Gesamtsystems, die Energiebereitstellung, die Über- und Unterdeckung, die Leistungs- und Energiereserve oder die Volllaststunden der BHKW sind in den einzelnen Szenarien mannigfach ausgeprägt. So ist es zum Beispiel nicht verwunderlich, dass das Ausbauszenario unter ökologischen Gesichtspunkten wegen des vergleichsweise hohen Anteils erneuerbarer Energien am besten abschneidet. Unter technischen Gesichtspunkten scheint das Nahwärmeszenario jedoch knapp vor dem Ausbauszenario zu liegen. Unter Berücksichtigung aller Kriterien schneidet das BHKW-Szenario am schlechtesten ab.

Es ist schwierig, eine Rangfolge in der Bewertung der Szenarien zu erstellen, da die einzelnen Bewertungskriterien in Form der charakteristischen Kenngrößen je nach Zielfunktion und Strategie des Anwenders unterschiedlich gewichtet werden können. Insofern bleibt es an dieser Stelle dem Leser überlassen, die technischen und ökologischen Potenziale zu bewerten. Es ist jedoch festzuhalten, dass die dezentrale Energieversorgung unter technischen und ökologischen Gesichtspunkten ein erhebliches Potenzial birgt. Dieses Potenzial sollte auch schon unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten in Zukunft vollständig ausgeschöpft werden. Hierfür müssen noch technische und organisatorische Lösungen erarbeitet werden. Es gibt aber auch Grenzen der dezentralen Energieversorgung, denen man sich im Einzelfall bewusst werden sollte. So hängt zum Beispiel das technische Potenzial von KWK-Anlagen in erheblichem Maße vom Verhältnis des elektrischen zu thermischen Leistungsbedarfs ab. Besonders der ökonomische Aspekt ist bei der dezentralen Versorgung nicht zu unterschätzen.

In den Simulationsergebnissen ist deutlich die Flexibilität, die eine dezentrale Energieversorgung bietet, zu erkennen. Speichertechnologien schaffen einen Freiheitsgrad, der für die elektrische Leistungsreserve von Bedeutung ist. Somit können in der Praxis durch ein geschicktes Speichermanagement zum Beispiel kurze Schwankungsperioden im Leistungsbedarf ausgeglichen werden (vgl. Kapitel 3.3.3). Die Folge wäre ein geglätteter Verlauf der Leistungsreserve über die Zeit. Ferner können im Rahmen eines verteilten Kraftwerks durch intelligentes Erzeuger- und Lastmanagement gemäß Kapitel 3.3.2 Verschiebepotenziale zur Optimierung nach technischen, ökologischen oder ökonomischen Kriterien genutzt werden. In dezentralen Energieversorgungsstrukturen ist es denkbar, durch dynamische Tarifmodelle und automatisierter Steuerung einzelner Verbraucher das Lastverhalten zu beeinflussen, um so den Leistungsbedarf dem Angebot anzupassen. Unter Ausschöpfung aller Möglichkeiten ist eine Beteiligung am Regelenergiemarkt zur Eröffnung zusätzlicher Wertschöpfungspotenziale äußerst interessant.

Es gibt eine Reihe von Faktoren, die auf das ökologische Potenzial der dezentralen Energieversorgung einwirken. Natürlich steckt ein erhebliches Potenzial in der Nutzung der

erneuerbarer Energien. Die Brennstoffanalyse zeigt die Unterschiede beim Einsatz der verschiedenartigen Brennstoffe. Unter ökologischen Gesichtspunkten ist die Nutzung von unbehandelter Biomasse vorteilhaft, jedoch ist dieser Rohstoff zur Deckung des momentanen Energiebedarfs nicht in ausreichenden Mengen vorhanden. Erdgas stellt an der Stelle die beste Alternative dar, wenngleich auch Erdgas als fossiler Energieträger nicht unbegrenzt zur Verfügung steht und eine langfristige Nutzung aus politischen Gründen problematisch ist. Technische Maßnahmen an den einzelnen Energieumwandlungsanlagen mit dem Ziel der Emissionsreduzierung sollten ausgeschöpft werden. Die Nutzung erneuerbarer Energien sollte in einem nachhaltigen Energiesystem selbstverständlich sein.



## 8 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, ein geeignetes und praxisorientiertes Analysewerkzeug für die konzeptionelle Systemforschung im Energiebereich zu beschreiben und auf die dezentrale Energieversorgung zur Untersuchung des technischen und ökologischen Potenzials anzuwenden. Zur Lösung dieser Aufgabe wurden zunächst Aspekte heutiger Energieversorgung beschrieben, um die Problemstellen des bisherigen Energieversorgungssystems aufzuzeigen. Als ein möglicher Lösungsansatz zur Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung wurde die dezentrale Energieversorgung eingeführt und detailliert beschrieben. Zur Analyse dezentraler Versorgungsstrukturen wurde die Modellierungskonzeption System Dynamics vorgestellt. Das System Dynamics Modell DEV wurde für die Untersuchung des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Energiesysteme entwickelt und in die Simulationsumgebung iThink™ implementiert. Die Simulationsergebnisse auf Basis der definierten Versorgungsszenarien dienen zur Diskussion des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Energieversorgungsstrukturen.

Als Leitfaden dienen in dieser Arbeit fünf zentrale Fragestellungen, die an dieser Stelle zusammenfassend beantwortet werden.

### **1. Kann und darf die Energieversorgung als ein rein technisches System bei der Lösung zukünftiger Energieversorgungsprobleme verstanden werden?**

Wie keine andere technische Disziplin ist die Energieversorgung verknüpft mit Parametern aus Wirtschaft, Politik, Gesellschaft und Umwelt. Man kann ein Energiesystem nicht allein als eine rein technische Disziplin verstehen. Das Verhalten und die Prozesse dieses Systems können nur verstanden werden, wenn es in Verbindung mit seiner Umwelt, als Teil eines umfassenderen Systems gesehen wird. Dementsprechend ist die Energieversorgung als ein System, bestehend aus technischen, ökologischen, ökonomischen, gesellschaftlichen und politischen Einflussfaktoren, ganzheitlich zu betrachten. Gerade bei der Bewertung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen ist dies von entscheidender Bedeutung.

### **2. Was sind dezentrale Energieversorgungsstrukturen und welchen Beitrag können sie zur Lösung zukünftiger Energieversorgungsaufgaben leisten?**

Die Probleme heutiger Energieversorgung sind vielschichtig. Neben ökologischen Bedenken der heutigen Nutzung fossiler Energieträger reihen sich die Reichweitendiskussion, damit verbundene Kostensteigerungen, Importabhängigkeiten und Akzeptanzfragen in eine lange Liste von Nachhaltigkeitsdefiziten ein. Szenarien für die Energiezukunft müssen auf Nachhaltigkeit getestet werden.

Die dezentrale Energieversorgung stellt eine Möglichkeit dar, das gegenwärtige Energiesystem umzugestalten und dem Nachhaltigkeitsideal etwas näher zu kommen. Unter dezentraler Energieversorgung versteht man die Energiebereitstellung durch kleine modulare Energieumwandlungsanlagen in Verbrauchernähe. Sie basiert auf einer höheren Nutzung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Höhere Energieeffizienzen und geringere

Bedarfe fossiler Energieträger sind die Folge. Allerdings gibt es auch eine Reihe von technischen Problemen beim Betrieb der elektrischen Energieversorgungsnetze, die jedoch im Allgemeinen als grundsätzlich lösbar gelten. Ob allerdings das zentrale Energiesystem vom dezentralen vollständig substituiert werden kann, hängt nicht zuletzt von der Wirtschaftlichkeit, der technischen Integrierbarkeit in vorhandene Systeme und vom örtlichen Energieangebot ab. Die Entwicklung effizienter Speichertechnologien zur Ausregelung von Leistungsüberdeckungen und -unterdeckungen spielen ebenfalls eine bedeutende Rolle.

### **3. Wie können Untersuchungsaufgaben im Bereich der konzeptionellen Systemforschung für den Energiebereich methodisch sinnvoll bearbeitet werden?**

System Dynamics ist ein vielseitiges Modellierungswerkzeug zur Untersuchung komplexer dynamischer Systeme. Es bietet viele Vorteile, die gerade für den Energiebereich u. a. wegen des interdisziplinären Charakters der Energieversorgung ausgenutzt werden können. Obschon das Modellierungskonzept nicht neu ist, stehen durch die rasante Entwicklung der letzten Jahre im Bereich Hard- und Software erst heute moderne und zukunftsweisende Simulationstools zur Verfügung. System Dynamics eignet sich u. a. durch die zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten in den verschiedenen Wissenschaftsdisziplinen und die Integrierbarkeit in Unternehmensprozesse hervorragend für die konzeptionelle Systemforschung im Energiebereich. Im Gegensatz zu anderen bekannten Modellierungs- und Simulationswerkzeugen bietet System Dynamics direkt eine Betrachtung in Intervallen, was ausgezeichnet zur Erstellung dynamischer Szenarien geeignet ist. Gerade das in dieser Arbeit entwickelte Modell DEV bildet eine Basis zum Erarbeiten eines gemeinsamen Verständnisses über das komplexe System der dezentralen Energieversorgung und dessen dynamischen Verhalten.

### **4. Welche Parameter und Wechselwirkungen sind für eine technische und ökologische Potenzialabschätzung von dezentralen Energieversorgungsstrukturen wichtig?**

Zur Beurteilung des ökologischen Potenzials dezentraler Energieversorgung wurden die Emissionen bzw. spezifische auf die Nutzenergie bezogene Emissionen herangezogen. Dabei darf sich die Untersuchung nicht nur auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen beschränken. Am aussagekräftigsten ist die Betrachtung des Treibhauspotenzials und des Versauerungspotenzials, die jeweils eine Aggregation aus allen zugehörigen Emissionsstoffen darstellen und insofern als Bewertungskriterien herangezogen werden können. Auch der Gesamtsystemwirkungsgrad kann als Parameter zur Beurteilung des ökologischen Potenzials herangezogen werden.

Das technische Potenzial kann über den Leistungs- und Energiebedarf, die Leistungs- und Energiebereitstellung, die Volllaststundenzahlen, die Darstellung der Leistungsreserven im Zeitverlauf, die Energiereserven, die Auslastungen der Energieumwandlungsanlagen, sowie die Über- und Unterdeckungen des Leistungsbedarfs beschrieben werden. Gerade für die Beurteilung der Einsatzmöglichkeiten von Energiemanagementsystemen oder von zusätzlichen Wertschöpfungspotenzialen, zum Beispiel die Beteiligung am Regelenergiemarkt, ist die Darstellung der Parameter in einer angemessenen zeitlichen Auflösung wichtig.



## **5. Welches technische und ökologische Potenzial bietet die dezentrale Energieversorgung?**

Dezentrale Energieversorgungsstrukturen bergen unter technischen und ökologischen Gesichtspunkten ein erhebliches Potenzial. Dabei brauchen dezentrale Systeme den Vergleich mit Großkraftwerken nicht scheuen. Dieses Potenzial sollte auch schon unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten in Zukunft vollständig ausgeschöpft werden.

Die dezentrale Energieversorgung bietet in vielerlei Hinsicht eine ausgeprägte Flexibilität. Speichertechnologien schaffen einen Freiheitsgrad, der zum Beispiel für die elektrische Leistungsreserve und für weitere Systemdienstleistungen von Bedeutung ist. Im Rahmen eines verteilten Kraftwerks können durch intelligentes Erzeuger- und Lastmanagement Verschiebepotenziale zur Optimierung nach technischen, ökologischen oder ökonomischen Kriterien genutzt werden. Es ist denkbar und in Zukunft sicherlich unumgänglich, das Lastverhalten einzelner Verbraucher mittels Lastmanagement zu beeinflussen, um so den Leistungsbedarf dem Angebot anzupassen. Die Möglichkeit zur Beteiligung am Regelenergiemarkt zur Ausschöpfung zusätzlicher Wertschöpfungspotenziale ist ebenso eine interessante Option.

Ein erhebliches ökologisches Potenzial steckt in der Nutzung der erneuerbarer Energien und in der Kraft-Wärme-Kopplung. Unter ökologischen Gesichtspunkten ist die Nutzung von unbehandelter Biomasse vorteilhaft, wenngleich eine verstärkte Nutzung von Erdgas in den nächsten Jahren wahrscheinlicher ist und derzeit auch die beste Alternative darstellt. Technische Maßnahmen an den einzelnen Energieumwandlungsanlagen mit dem Ziel der Emissionsreduzierung sollten ausgeschöpft werden. Die Nutzung erneuerbarer Energien muss in einem nachhaltigen Energiesystem selbstverständlich sein.

Das technische und ökologische Potenzial der dezentralen Energieversorgung in einem Wert allgemeingültig zu vereinen ist unmöglich. Die dezentrale Energieversorgung kann in Anlehnung an die spezifischen Versorgungsbedürfnisse äußerst unterschiedlich ausgeprägt sein. Ebenso müssen in Abhängigkeit der örtlichen Gegebenheiten die einzelnen Bewertungskriterien in Form der charakteristischen Kenngrößen je nach Zielfunktion und Strategie des Betreibers oder Eigentümers unterschiedlich gewichtet werden. Die dargestellte Modellierungskonzeption und das Modell DEV bieten hier die Möglichkeit, individuell jede Versorgungssituation zu analysieren, um im Rahmen von Systemstudien oder Potenzialanalysen Entscheidungsprozesse zu unterstützen.

Die Simulationen zeigen auch, dass die BHKW ein sehr wichtiges Element bei der Betriebsführung eines verteilten Kraftwerks darstellen. Durch eine bestmögliche Auslegung der Speicher können Wärme- und Strombereitstellung entkoppelt werden. Bei ungenügender Entkoppelung müssen andere beeinflussbare Energieumwandlungsanlagen oder Verbraucher zur Verfügung stehen. Ferner wird durch einen Vergleich der Versorgungsszenarien deutlich, dass bei einer angestrebten optimalen Energieversorgung des betrachteten Versorgungsgebiets die Größe der fluktuierenden Einspeiser (installierte Nennleistung von Windenergieanlagen und PV-Anlagen) die Auslegung der regelbaren Energieumwandlungsanlagen wie BHKW beeinflusst.

Durch strengere Energieeinsparverordnungen ist in Zukunft im Gebäudebereich wegen besserer Wärmedämmmaßnahmen mit sinkenden Wärmebedarfen zu rechnen. Dies hat unmittelbaren Einfluss auf die Struktur der dezentralen Energieversorgung. KWK-Anlagen bieten Vorteile bei hohen Wärmebedarfen. Sinken diese, so sind die Einsatzmöglichkeiten von KWK-Anlagen insbesondere bei den Mini-BHKW weiter eingeschränkt. In diesen Fällen sind möglicherweise Wärmenetze mit zentral aufgestellten BHKW sinnvoller. Ebenso ist die Marktdurchdringung natürlich auch von den Kostenstrukturen der einzelnen Energieumwandlungstechnologien und den Marktpreisen konventioneller Energieträger abhängig. Die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Energieversorgung oder der verteilten Kraftwerke ist ein entscheidender Faktor bei der Etablierung dieses Energiesystems. Bereits realisierte Vorhaben belegen, dass heute unter Berücksichtigung staatlicher Subventionen die Wirtschaftlichkeit verteilter Kraftwerke erreicht werden kann. Wie allerdings in Zukunft ohne Subventionen und Förderungen für erneuerbare Energien und für die Kraft-Wärme-Kopplung in einem freien Wettbewerb die Kostenstrukturen aussehen, bleibt offen. Dabei ist nicht zu vergessen, dass in rein dezentralen Energiesystemen die Markt- und Preisbildungsprozesse neu definiert werden müssen, um Vergleiche mit dem heutigen System durchführen zu können. Untersuchungen der Einflussparameter auf die Wirtschaftlichkeit, der Preisbildungsprozesse und den damit verbundenen speziellen Marktdynamiken in dezentralen Strukturen müssen sich in den kommenden Jahren anschließen.

Die Untersuchung verschiedener Energiemanagement- bzw. Optimierungsstrategien für verteilte Kraftwerke unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien ist ein weiteres notwendiges Forschungsfeld, um die dezentrale Energieversorgung voranzutreiben. Auch hier kann das Modell DEV als Basis dienen. Wenn eine Integration von Optimierungsalgorithmen in das System Dynamics Modell DEV gelingt, so könnten dezentrale Energiemanagementsysteme und verteilte Kraftwerke simuliert und systemtechnisch untersucht werden. Die Analysemöglichkeiten des Modells DEV wären damit enorm ausgeweitet.

Von allen Akteuren in der Energieversorgung sollte stets eine Erklärung des ehemaligen Ministerpräsidenten des Landes Nordrhein-Westfalen Wolfgang Clement beachtet werden: „Energiepolitik ist keine Tagespolitik, Energiepolitik ist Zukunftsvorsorge“ [Clement, 02]. Dennoch entartet die Energiefrage immer mehr zu einem ideologischen Schlachtfeld, was die Diskussionen um eine zukünftige Energieversorgung nicht einfacher macht. [Horeis, 05]. Es steht außer Frage, dass dezentrale Systeme in Zukunft einen enormen Beitrag zur Energieversorgung leisten und viel mehr als bisher in bestehende Systeme integriert werden. Dementsprechend wird von vielen Seiten schon gefordert, dass die dezentrale Energieversorgung Bestandteil einer jeden Ausbildung im Energiebereich wird [Venkata, 04]. Politisch und gesellschaftlich sind die Weichen in die richtige Richtung gestellt. Nun muss daran gearbeitet werden, dass diese Energiezukunft technisch und wirtschaftlich auch erreicht wird.

## Literatur

- [Armbrüster, 05] Armbrüster, Holger: *Neue Chancen durch Regelenenergiemärkte*. Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze, Kassel, 2005
- [ASUE, 01] o. V.: *Mikro-KWK, Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Verlag Rationeller Energieeinsatz, Kaiserslautern, 2001
- [ASUE, 05] o. V.: *BHKW-Kenndaten 2005*. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Verlag Rationeller Energieeinsatz, Kaiserslautern, 2005
- [B.KWK, 04] o. V.: *Mikro-KWK entlastet Niederspannungsnetz*. Pressemitteilung des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung e. V. (B.KWK) vom 15.11.2004, Berlin, 2004
- [Bard, 02] Bard, Jochen; Blum, Ludger; Brinner, Andreas: *Dezentrale Kraftwärmekopplung - Konversionstechnologien und Einsatzmöglichkeiten*. In: FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2002, S. 73...81
- [Bard, 05] Bard, Jochen: *Hausenergieversorgung mit Brennstoffzellen*. OTTI-Profiforum: Stationäre und portable Brennstoffzellensysteme, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e. V. (OTTI), Regensburg, 2005
- [BEE, 05] o. V.: *Konventionelle Energie - Kosten und Folgen*. Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE), Paderborn, 2005
- [Bendel, 03] Bendel, Christian u. a.: *Sicherheitsaspekte bei dezentralen netzgekoppelten Energieerzeugungsanlagen - SIDENA*. ETG-Workshop „Neue dezentrale Versorgungsstrukturen“, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 2003
- [Berger, 04] Berger, Wolfgang: *Blackout in Italien 2003 - das Ereignis, Hintergründe und die Konsequenzen*. In: ew, Jg. 103 (2004), H. 8, S. 14...19
- [Beuth, 97] Beuth, Klaus; Baumann, Dieter: *Fachkenntnisse Elektrotechnik*, 5. Aufl., Verlag Handwerk und Technik, Hamburg, 1997

- [Bickel, 05] Bickel, Peter; Friedrich, Rainer: *ExternE - Externalities of Energy - Methodology 2005 Update*. Kommission der Europäischen Gemeinschaft, EUR 21951 EN, Luxemburg, 2005
- [Bitsch, 02] Bitsch, Rainer; Erge, Thomas; Zacharias, Peter: *Technische Anforderungen an dezentrale Versorgungsstrukturen in Europa*. In: FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2002, S. 15...21
- [BMU, 05] o. V.: *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stand Juni 2005, Berlin, 2005
- [BMWI, 05] o. V.: *Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWI), Stand 22.02.2005, Berlin, 2005
- [BMWI, 06] o. V.: *Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWI), Stand 07.02.2006, Berlin, 2006
- [Böhme, 06] Böhme, Dieter u. a.: *Entwicklung der Erneuerbaren Energien 2005*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 2006
- [Bossel, 04] Bossel, Hartmut: *Systeme, Dynamik, Simulation: Modellbildung, Analyse und Simulation komplexer Systeme*. Books on Demand GmbH, Norderstedt, 2004
- [Bouillon, 03] Bouillon, Hanns u. a.: *TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW, Berlin, 2003
- [Bower, 02] Bower, Ward; Ropp, Michael: *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-interactive Power Systems*. Report International Energy Agency (IEA), IEA-PVPS T5-09, Paris, 2002
- [BPA, 03] o. V.: *Allensbach-Studie zu Energieversorgung und Energiepolitik (Zusammenfassung des BPA)*. Bundespresseamt (BPA), Berlin, 2003
- [Brehler, 03] Brehler, Michael u. a.: *DistributionCode 2003 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*. Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW, Berlin, 2003
- [Brinkmann, 04] Brinkmann, Jochen: *Ein virtuelles Kraftwerk im Harz für die Energieversorgung von morgen*. In: Informationsdienst Wissenschaft e. V., Bayreuth, 2004

- [Buchholz, 05a] Buchholz, Bernd Michael: *Ergebnisse der ETG-Task Force „Versorgungsqualität“*. Präsentation zum 3. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Kassel, 2005
- [Buchholz, 05b] Buchholz, Bernd Michael: *Netzwerk Energie und Kommunikation - Kommunikation im Verteilnetz*. Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze, Kassel, 2005
- [Buchholz, 05c] Buchholz, Bernd Michael: *Trends der Hochspannungstechnik: Berichte von der CIGRE 2004 (Teil 3) - Netzeinbindung verteilter und regenerativer Energien*. In: *etz Elektrotechnik + Automation*, H. 7/2005, 2005, S. 88...91
- [Bullinger, 94] Bullinger, Hans-Jörg (Hrsg.): *Technikfolgenabschätzung (TA)*. 1. Aufl., B. G. Teubner, Stuttgart, 1994
- [Bünger, 99] Bünger, Ulrich; u. a.: *Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen von Brennstoffzellensystemen in Haushalten und im Kleinverbrauch in Deutschland und Berlin*. Gutachten im Auftrag BEWAG, GASAG und TAB, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST) GmbH, Ottobrunn, 1999
- [Burgtorf, 05] Burgtorf, Jens: *Kraft-Wärme-Kopplung bei den Stadtwerke München*. Jahreskongress des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung e. V., Berlin, 2005
- [BWE, 03] o. V.: *Externe Kosten - Die vergessenen Kosten der Energieversorgung*. Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE), Osnabrück, 2003
- [BWP, 04] o. V.: *Die Sonnenheizung*. Bundesverband WärmePumpe (BWP) e. V., München, 2004
- [BZ, 05] o. V.: *Virtuelles Kraftwerk*. In: *Badische Zeitung*, Ausgabe v. 24. Juni 2005, Freiburg, 2005
- [Capstone, 03] o. V.: *Capstone C30*. Produktdatenblatt, Capstone Turbine Corporation, USA, 2003
- [Clement, 02] Clement, Wolfgang: *Ministerpräsident Clement eröffnet die E-world of energy in Essen*. Pressemitteilung der Landesregierung Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 13.02.2002
- [CONSENTEC, 04] o. V.: *Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromversorgung in Österreich*. Studie im Auftrag der E-Control GmbH, Abschlussbericht, CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Aachen, 2004

- [Cullen, 02] Cullen, Neil; Thornycroft, Jim; Collinson, Alan: *Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks*. Report International Energy Agency (IEA), IEA-PVPS T5-08, Paris, 2002
- [Daum, 00] Daum, Jürgen H.: *Unternehmensmanagement als Prozess verstehen*. In: is report, Informationssysteme für erfolgreiche Unternehmen, Ausg. 6/2000, 2000, S. 10...14, 32
- [DESTATIS, 06] Statistisches Bundesamt Deutschland. Ort: Internet 12.01.2006 (<http://www.destatis.de>)
- [DIN, 94] Norm DIN 19226, Teil 1, Ausg. Februar 1994: *Leittechnik; Regelungstechnik und Steuerungstechnik; Allgemeine Grundbegriffe*.
- [DIN, 00] Norm DIN EN 50160, Ausg. März 2000: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*.
- [DIN, 03] Norm DIN V 4701, Teil 10, Ausg. August 2003: *Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen - Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*.
- [DISPOWER, 04] o. V.: *Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*. 1st International Conference on Integration of RES and DER, Brüssel, 2004
- [Donnerbauer, 06] Donnerbauer, Robert: *Bei Zellen sehen Newcomer Chancen*. In: VDI Nachrichten, Ausg. 10 v. 10. März 2006, S. 23
- [E.ON, 03] o. V.: *Netzanschlussregeln für Hoch- und Höchstspannung*. E.ON Netz GmbH, Bayreuth, 2003
- [EAMFR, 06] o. V.: *Solarthermie*. EnergieAgentur Mittelfranken e. V., Nürnberg, 2006
- [Edelmann, 05] Edelmann, Helmut: *Stadtwerkstudie 2005: Herausforderung Regulierung für Stadtwerke und regionale Energieversorgungsunternehmen - in Deutschland, Österreich und der Schweiz*. Ernst & Young AG, Düsseldorf, 2005
- [EDNA, 03] o. V.: *Glossar & Nachschlagwerk mit Abkürzungen*. EDNA-Initiative, Energy Data, Norms and Automation, Esslingen, 2003
- [Energierrecht, 06] o. V.: *Energierrecht*. 3. Aufl., Deutscher Taschenbuch Verlag (dtv), München, 2006
- [Engler, 05] Engler, Alfred: *Applicability of Droops in Low Voltage Grids*. In: International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 1, no. 1 (2005), 2005, S. 3...15

- [Enquete, 95] o. V.: *Mehr Zukunft für die Erde: Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz*. Schlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages, Economica-Verlag, Bonn, 1995
- [EU, 01] o. V.: *Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt*. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 283, 2001
- [EU, 03a] o. V.: *External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport*. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, EUR 20198, Luxemburg, 2003
- [EU, 03b] o. V.: *Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor*. Amtsblatt der Europäischen Union L 123, 2003
- [EU, 05] o. V.: *Towards Smart Power Networks - Lessons learned from European research FP5 projects*. Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, 2005
- [EU, 06] o. V.: *Grünbuch - Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*. Kommission der Europäischen Gemeinschaft, KOM(2006) 105, Brüssel, 2006
- [ew, 06] o. V.: *Strategien zur Versorgungssicherheit in Europa*. In: ew, Jg. 105 (2006), H. 8, S. 50
- [Faber, 05] Faber, Thomas; Huber, Claus; Resch, Gustav: *Optimale Förderstrategien für Strom aus Erneuerbaren - Die Toolbox Green-X*. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2005), Wien, 2005
- [Fishedick, 95] Fishedick, Manfred: *Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund*. Dissertation Universität Stuttgart, 1995
- [Fishedick, 03] Fishedick, Manfred u. a.: *Stationäre Brennstoffzellen im Energiesystem: Chancen, Grenzen, Perspektiven*. In: BWK - Das Energie-Fachmagazin, Bd. 55 (2003), H. 3, S. 44...48
- [Fischer, 03] Fischer, Roland: *Unternehmensplanung mit SAP SEM*. 1. Aufl., Galileo Press GmbH, Bonn, 2003
- [Fischer, 05] Fischer, Frank: *Integration von ENERCON WEA in dezentrale Energieversorgungssysteme*. Präsentation zum 1. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2005

- [Follath, 04] Follath, Erich; Jung, Alexander; Wiedemann, Erich: *Die Quelle des Krieges*. In: Der Spiegel, 2004, H. 22, S. 106...119
- [Forrester, 69] Forrester, Jay Wright: *Industrial Dynamics*. 6. Aufl., The M.I.T. Press, Cambridge, Massachusetts, 1969
- [Forrester, 89] Forrester, Jay Wright: *The Beginning of System Dynamics*. International Meeting of the System Dynamics Society, Stuttgart, 1989
- [Friedrich, 97] Friedrich, Rainer; Krewitt, Wolfram: *Umwelt- und Gesundheitsschäden durch die Stromerzeugung: Externe Kosten von Stromerzeugungssystemen*. 1. Aufl. Springer Verlag, Berlin, 1997
- [Fünfgeld, 05] Fünfgeld, Christian; u. a.: Haushaltslastprofile der HEW AG. In: ew, Jg. 104 (2005), H. 1-2, S. 51...53
- [GEMIS, 05] GEMIS-Modell: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Version 4.2, Institut für angewandte Ökologie e. V. (Öko-Institut), Freiburg, 2005
- [Gerling, 02] Gerling, Peter u. a.: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*. BMWA Dokumentation 519, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA), Berlin, 2002
- [Gerling, 05] Gerling, Peter u. a.: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004*. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, 2005
- [Gnauck, 02] Gnauck, Albrecht (Hrsg.): *Systemtheorie und Modellierung von Ökosystemen*. 1. Aufl., Physica-Verlag, Heidelberg, 2002
- [Goetzenberger, 94] Goetzenberger, Adolf; Voß, Bernhard; Knobloch, Joachim: *Sonnenenergie: Photovoltaik*. B. G. Teubner, Stuttgart, 1994
- [Gorgas, 05] Gorgas, Paul-Dieter: *Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz*. Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze, Kassel, 2005
- [Görner, 05] Görner, Klaus; Albus, Rolf; Dubielzig, Guido: *Möglichkeiten dezentraler Energieerzeugung im Einfamilienhausbereich*. In: Dezentrale Stromerzeugung mit Erdgas in Einfamilienhäusern, Internationale Fachtagung der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE), Essen, 2005
- [Götze, 91] Götze, Uwe: *Szenario-Technik in der strategischen Unternehmensplanung*. 1. Aufl., Deutscher Universitäts-Verlag GmbH, Wiesbaden, 1991



- [Größler, 04] Größler, Andreas: *System Dynamics - Systemdenken und Systemsimulation*. Universität Mannheim, Unterlagen zur Vorlesung im WS 2004/2005, 2004
- [Grünbaum, 05] Grünbaum, Rolf; Ulleryd, Johan: *Flexible Netze - FACTS: neue Wege zur Leistungsflussoptimierung in Energieversorgungsnetzen*. In: ABB Technik, Ausg. 4/2005, 2005, S. 21...24
- [GTV, 06] Geothermische Vereinigung e. V. (GTV): *Grundgedanken zur Möglichkeit der Ausnutzung geothermischer Wärme zur Hauswärmerversorgung*.  
Ort: Internet 21.04.2006 ([http://www.geothermie.de/indexgn/indexgtv-1024x768/gtv\\_startseite\\_gr.htm](http://www.geothermie.de/indexgn/indexgtv-1024x768/gtv_startseite_gr.htm))
- [GTZ, 03] o. V.: *Anpassung an den Klimawandel, Gründe, Folgen Handlungsoptionen*. Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, Eschborn, 2003
- [Haas, 06] Haas, L.: *Mehr CO<sub>2</sub> macht die Pflanzen weniger durstig*. In: VDI Nachrichten, Ausg. 9 v. 3. März 2006, S. 10
- [Haber, 05] Haber, Alfons u. a.: *Dezentrale Stromerzeugung in Österreich: Regulierung, Technologien, Stromnetz und ökonomische Aspekte*. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2005), Wien, 2005
- [Haberl, 02] Haberl, Helmut: *Bevölkerungsdynamik und nachhaltige Entwicklung*. Institut für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung der Universitäten Klagenfurt, Wien, Innsbruck, Graz, 2002
- [Hake, 05] Hake, Jürgen-Friedrich; Eich, Regina: *Anforderungen an eine in die Zukunft gerichtete Energieforschung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 55 (2005), H. 1/2, S. 8...12
- [Handschin, 03] Handschin, Edmund; Horenkamp, Willi: *Neue dezentrale Versorgungsstrukturen*. In: *etz Elektrotechnik + Automation*, H. 9/2003, 2003, S. 28...31
- [Hauptmeier, 04] Hauptmeier, Erik u. a.: *Systemtechnische Anforderungen an elektrische Verteilnetze im liberalisierten Markt bei flächendeckendem Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen*. Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e. V. (AiF), Dortmund, 2004
- [Heck, 97] Heck, Oliver: *Auswirkungen der Parameterstreuung auf die Nachbildung der Energiebedarfsstruktur*. Studienarbeit Universität Paderborn, 1997

- [Heier, 06] Heier, Siegfried: *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. 2nd Edition, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, 2006
- [Heinloth, 03] Heinloth, Klaus: *Die Energiefrage - Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten*. 2. Aufl., Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, Braunschweig, Wiesbaden, 2003
- [Heinzel, 06] Heinzel, Angelika; Mahlendorf, Falko; Roes, Jürgen (Hrsg.): *Brennstoffzellen: Entwicklung, Technologie, Anwendung*. 3. Aufl., C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 2006
- [Henle, 03] Henle, Markus: *Dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung im Kraftwerksverbund*. Dissertation Technische Universität München, 2003, Shaker Verlag
- [Hennig, 05] Hennig, Erik: *VK Unna - Erfahrungen aus dem Projekt „Virtuelles Kraftwerk bei den Stadtwerken Unna“*. Präsentation zum 1. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2005
- [Herdin, 02] Herdin, Günther: *Stand der BHKW Technik im Vergleich zu Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen*. In: Blockheizkraftwerke 2002: Energiepolitische Rahmenbedingungen - Technische Entwicklungen, VDI-Berichte Nr. 1670, VDI Verlag, Düsseldorf, 2002
- [Hoppe-Klipper, 02] Hoppe-Klipper, Martin u. a.: *Integration erneuerbarer Energien und dezentrale Energieversorgung - Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien*. In: FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2002, S. 4...13
- [Horeis, 05] Horeis, Heinz: *Der Bolzplatz der Nation*. In: Bild der Wissenschaft, H. 10/2005, 2005, S. 86...91
- [Hübert, 95] Hübert, Michael: *Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme - Einfluß und Auswirkungen auf den Netzbetrieb*. Dissertation Universität Paderborn, 1995
- [IEA, 05] o. V.: *World Energy Outlook 2005: Middle East and North Africa Insights*. International Energy Agency (IEA), Paris, 2005
- [Kaltschmitt, 95] Kaltschmitt, Martin; Fishedick, Manfred: *Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund*. 1. Aufl., C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 1995
- [Kaltschmitt, 06] Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (Hrsg.): *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 4. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2006

- [Karl, 06] Karl, Jürgen: *Dezentrale Energiesysteme - Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*. 2. Aufl., R. Oldenburg Verlag, München, 2006
- [Kirchhof, 06] Kirchhof, Jörg u. a.: *Sicherheitsaspekte bei Einsatz und Prüfung von transformatorlosen Wechselrichtern - Ergebnisse aus dem Projekt SIDENA*. 21. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2006
- [Krämer, 03] Krämer, Marcel: *Modellanalyse zur Optimierung der Stromerzeugung bei hoher Einspeisung von Windenergie*. VDI Verlag, Düsseldorf, 2003
- [Krewitt, 02] Krewitt, Wolfram: *Externe Kosten der Stromerzeugung*. In: *Energiehandbuch - Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*, Eckhard Rebhan (Hrsg.), Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2002
- [Krewitt, 06a] Krewitt, Wolfram u. a.: *Erneuerbare Energien: Innovationen für die Zukunft*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 2006
- [Krewitt, 06b] Krewitt, Wolfram; Schlomann, Barbara: *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Gutachten im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stuttgart, Karlsruhe, 2006
- [Kröll, 05] Kröll, Walter: *Energieforschung muss in einen Gesamtzusammenhang eingebettet sein*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 55 (2005), H. 1/2, S. 14...15
- [Kruck, 04] Kruck, Christoph; Eltrop, Ludger: *Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien - Eine ökonomische und ökologische Analyse im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2004
- [Kyoto, 97] Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, Kyoto, Japan, 1997
- [Lang, 04] Lang, Johannes: *Hausenergiesysteme mit Brennstoffzellen*. BINE Informationsdienst, Projektinfo 06/04, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Bonn, 2004
- [Lange, 06] Lange, Edgar: *Virtuelle Kraftwerke bündeln dezentrale Energiestationen*. In: *VDI Nachrichten*, Ausg. 6 v. 10. Februar 2006, S. 16

- [Lewald, 05] Lewald, Norbert; Brendel, Michael: *Das BMWA Leitprojekt EDISON - Der dezentral orientierte Ansatz aus der Sicht des Anwenders*. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2005), Wien, 2005
- [Loose, 06] Loose, Peter: *Erdwärmennutzung: Versorgungstechnische Planung und Berechnung*. 1. Aufl., C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 2006
- [Luther, 05] Luther, Joachim: *Dezentralisierung der Stromerzeugung - Erneuerbare Energien in den Stromnetzen der Zukunft*. In: ew, Jg. 104 (2005), H. 12, S. 62...65
- [Majer, 04] Majer, Helge: *Nachhaltigkeit - was bedeutet das?*. In: unw-nachrichten, Ulmer Initiativkreis nachhaltige Wirtschaftsentwicklung e. V., H. 12/2004, S. 23...29
- [Marko, 97] Marko, Armin; Braun, Peter: *Thermische Solarenergienutzung an Gebäuden*. 1. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 1997
- [Mayrhuber, 02] Mayrhuber, Josef: *Technologien für zukünftige Energiesysteme*. 7. Symposium Energieinnovation - Energieinnovation in Europa, Graz, 2002
- [McGarvey, 04] McGarvey, Bernard; Hannon, Bruce: *Dynamic Modeling for Business Management - An Introduction*. Springer Verlag, New York, 2004
- [Meier, 04] Meier, Marco; Sinzig, Werner; Mertens, Peter: *SAP Strategic Enterprise Management™ / Business Analytics*. 2. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2004
- [Meinhold, 81] Meinhold, Rudolf: *Energie aus der Tiefe der Erde*. 1. Aufl., B. G. Teubner Verlagsgesellschaft, Leipzig, 1981
- [Metten, 05] Metten, Elmar: *Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in das Verteilungsnetz*. Präsentation zum 1. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2005
- [Mittendorf, 05] Mittendorf, Marcus: *Begriffe im Zentrum der Versorgungssicherheit*. In: ew, Jg. 104 (2005), H. 14-15, S. 52...55
- [Mohr, 99] Mohr, Hans: *Wissen - Prinzip und Ressource*. 1. Aufl., Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 1999
- [Münchener, 06] o. V.: *Jahresrückblick Naturkatastrophen 2005*. Münchener Rückversicherungsgesellschaft, München, 2006
- [Navratil, 98] Navratil, Karl: *Bewertung elektrischer Energieversorgungsprozesse bei strukturellen Änderungen des Versorgungssystems*. Dissertation Universität Paderborn, 1998

- [Nestle, 05] Nestle, David; Bendel, Christian; Kleinlütke, Sandra: *DINAR - Dezentrale Energieversorgungsanlagen: Technische und Wirtschaftliche Integration in den Netzbetrieb*. Präsentation zum 1. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2005
- [Nestle, 06] Nestle, David; Bendel, Christian: *BEMI - Bidirektionales Energiemanagement-Interface*. Präsentation zum 4. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2006
- [Nießen, 98] Nießen, Stefan: *Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt*. Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Klinkenberg Verlag, Aachen, 1998
- [Oertel, 01] Oertel, Dagmar; Fleischer, Torsten: *Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz*. 1. Aufl., Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2001
- [Orlik, 03] Orlik, Gerald: *Energiespeichersysteme - Heute und in Zukunft - Ein Überblick*. Energieagentur NRW, Wuppertal, 2003
- [Ossimitz, 95] Ossimitz, Günther: *Systemisches Denken und Modellbilden*. Konzeptpapier für den Workshop „Systemisches Denken - Lehren und Lernen mit Simulations- und Modellbildungssystemen“, Universität Klagenfurt, 1995
- [Ossimitz, 01] Ossimitz, Günther: *Bestandsgrößen und Flussgrößen*. Universität Klagenfurt, 2001
- [Ossimitz, 03] Ossimitz, Günther: *Zeitliche Dynamiken verstehen und modellieren*. Initiative „Lebendige Mathematik“, Ludwigs-Maximilians-Universität München, München, 2003
- [Osygus, 05] Osygus, Kerstin: *Energiearchitekten senken Kosten für die Industrie und Kliniken - Die GWE betreibt „virtuelle Kraftwerke“ im Pool-Konzept*. In: Handelsblatt, Ausgabe v. 22. Juni 2005, Düsseldorf, 2005
- [Pehnt, 02] Pehnt, Martin: *Energierévolution Brennstoffzelle? Perspektive, Fakten, Anwendungen*. 1. Aufl., Wiley-VCH Verlag GmbH, Weinheim, 2002
- [Pehnt, 03] Pehnt, Martin; Ramesohl, Stephan: *Fuel cells for distributed power: benefits, barriers and perspectives*. Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU), Heidelberg, 2003
- [Peter, 04] Peter, Stefan; Lehmann, Harry: *Das deutsche Ausbaupotential erneuerbarer Energien im Stromsektor*. EUROSOLAR-Studie über die Möglichkeiten eines Verzichts auf neue konventionelle Großkraftwerke, Institute for Sustainable Solutions and Innovations (ISUSI), Aachen, 2004

- [Pfalzwerke, 06] o. V.: *Anlage zum Netznutzungsvertrag „Regelung zur Ermittlung und Handhabung von Lastprofilen“*. Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen, 2006
- [Pickhan, 05] Pickhan, Roland; Buchholz, Britta: *Lessons Learned Today for Distributed Generation of Tomorrow*. Zehntes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Die Zukunft der elektrischen Verteilnetze, Kassel, 2005
- [Pickhan, 06] Pickhan, Roland: *Energiemanagement im NS-Netz aus Sicht des Verteilnetzbetreibers am Beispiel Stutensee "Am Steinweg"*. Präsentation zum 4. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2006
- [Pontenagel, 95] Pontenagel, Irm (Hrsg.): *Das Potential erneuerbarer Energien in der europäischen Union*. Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 1995
- [Quaschnig, 00] Quaschnig, Volker: *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. 1. Aufl., VDI Verlag, Düsseldorf, 2000
- [Quaschnig, 06] Quaschnig, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. 4. Aufl., Carl Hanser Verlag, München, Wien, 2006
- [Ramesohl, 02] Ramesohl, Stephan u. a.: *Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten*. Wuppertal Institut für Klima Umwelt und Energie, Wuppertal, 2002
- [Rapoport, 88] Rapoport, Anatol: *Allgemeine Systemtheorie*. 1. Aufl., Verlag Darmstädter Blätter, Darmstadt, 1988
- [Reibnitz, 91] Reibnitz, Ute von: *Szenario-Technik: Instrumente für die unternehmerische und persönliche Erfolgsplanung*. 1. Aufl., Gabler Verlag, Wiesbaden, 1991
- [Richmond, 94] Richmond, Barry: *System Dynamics / System Thinking: Let's just get on with it*. International Systems Dynamics Conference, Sterling, Scotland, 1994
- [Ritter, 06] Ritter, Peter: *Software zum Betrieb von Energieerzeugungsanlagen im liberalisierten Strommarkt*. Präsentation zum 4. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Dortmund, 2006
- [Ropenus, 05] Ropenus, Stephanie; Skytte, Klaus: *Regulatory Review and Barriers for the Electricity Supply System for Distributed Generation in EU-15*. International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, 2005

- [Röthig, 97] Röthig, André: *Optimaler Primärenergie- und Kraftwerkseinsatz in elektrischen Energieversorgungssystemen - Strukturelle Analyse und mathematische Verfahren*. Dissertation Universität Paderborn, 1997, VDI Verlag, VDI Fortschritt-Berichte, VDI Reihe 6, Nr. 369
- [SABL, 06] Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Ort: Internet 12.01.2006 (<http://www.statistik-portal.de>)
- [Sage, 99] Sage, Andrew P.; Rouse, William B.: *Handbook of Systems Engineering and Management*. 1. Aufl. John Wiley & Sons, New York, 1999
- [Sakulin, 04] Sakulin, Manfred; Hipp, Walter: *Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten*. Studie im Auftrag der E-Control GmbH, Technische Universität Graz, Graz, 2004
- [Sakulin, 05] Sakulin, Manfred u. a.: *Netzaspekte der dezentralen Stromerzeugung*. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2005), Wien, 2005
- [Sander, 04] Sander, Kai: *Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen*. Dissertation Universität Stuttgart, 2004
- [Santjer, 02] Santjer, Fritz; Teichmann, Klaus; Steinert, Werner: *Grundlagen und Konzept eines Virtual-Powerplant in Deutschland*. In: DEWI Magazin Nr. 20, 2002, S. 37...42
- [Scherbeck, 05] Scherbeck, Ulrich: *Strom- und Brennstoffpreisentwicklung und die Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen*. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. (BKWK), Jahreskongress am 23./24.11.2005, Berlin, 2005
- [Schmid, 02] Schmid, Jürgen u. a.: *Energie und Kommunikation*. In: FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2002, S. 43...50
- [Schöneborn, 04] Schöneborn, Frank: *Strategisches Controlling mit System Dynamics*. Physica-Verlag, Heidelberg, 2004
- [Schossig, 06] Schossig, Peter u. a.: *Wärmespeicher für die Hausenergieversorgung*. In: FVS Themen 2005 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2006, S. 120...125
- [Schröppel, 05] Schröppel, Wolfgang: *Elektrische Energieversorgung 2020 - Perspektiven und Handlungsbedarf*. VDE-Studie, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 2005

- [Schröter, 04] Schröter, Marcus; Spengler, Thomas: *GOR Tutorial „System Dynamics“ in Braunschweig*. Gesellschaft für Operations Research (GOR) e. V., Braunschweig, 2004
- [Schulz, 05] Schulz, Walter u. a.: *Energierreport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. Oldenburg Industrieverlag GmbH, München, 2005
- [Schwägerl, 05] Schwägerl, Christine: *Einsatzerfahrungen mit verschiedenen Kommunikationsmedien für das Energiemanagement verteilter Erzeuger*. Präsentation zum 2. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Erlangen, 2005
- [Schwan, 05] Schwan, Michael: *Versorgungsqualität im liberalisierten Markt*. 9. Fachkongress Zukunftsenergien, Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, Essen, 2005
- [Senge, 03] Senge, Peter M.: *Die fünfte Disziplin: Kunst und Praxis der lernenden organisation*. 9. Aufl., Klett-Cotta, 2003
- [Sester, 05] Sester, Karl-Ekkehard: *Virtuelles Industriekraftwerk ebnet den Weg zur nachhaltigen Stromkostensenkung in der Industrie und Unabhängigkeit vom Energieoligopol*. In: VIK-Mitteilungen, Ausgabe 3-2005, VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., 2005, S. 60...63
- [Simon, 05] Simon, Ralf: *Virtuelles Kraftwerk Rheinland - Pfalz*. Präsentation zum 3. Workshop „Netzwerk Energie und Kommunikation“, Kassel, 2005
- [Solarcontact, 01] o. V.: *info: solarthermie*. Solarcontact GmbH, Hannover, 2001
- [Solarserver, 06] Heindl Server GmbH: o. V.: *Solarthermie - Solarwärme für Warmwasser und Heizung*. Ort: Internet 24.04.2006 (<http://www.solarserver.de/wissen/solarthermie.html>)
- [SOLO, 06] o. V.: *SOLO Stirling 161 microKWK Modul*. Technische Dokumentation, SOLO STIRLING GmbH, Sindelfingen, 2006
- [Stadler, 05] Stadler, Michael; Kranzl, Lukas: *Invert - Das Simulationstool zur Bewertung von Förderstrategien im Gebäude-, Strom- und Transportsektor*. 4. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2005), Wien, 2005
- [Staiß, 03] Staiß, Frithjof: *Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03*. 1. Aufl., Bieberstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2003
- [Stermann, 00] Stermann, John D.: *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a complex World*. Irwin/McGraw-Hill, Boston, 2000



- [Strauß, 05] Strauß, Philipp: *Steuern wie ein Kraftwerk - ISET präsentiert neue Regelungstechnik für dezentrale Energieerzeuger*. Pressemitteilung des ISET e. V. vom 10. November 2005, Kassel, 2005
- [Strese, 03] Strese, Jörg: *Das virtuelle Regelkraftwerk*. In: emw Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Ausgabe 6/2003, 2003
- [Sunmachine, 05] o. V.: *Vorläufiges Datenblatt mit garantierten Mindestwerten für Sunmachine - „Pellet“*. Sunmachine Vertriebsgesellschaft mbH, Kempten, 2005
- [Suttor, 06] Suttor, Wolfgang: *Blockheizkraftwerke - Ein Leitfaden für den Anwender*. 6. Aufl., Solarpraxis, Berlin, 2006
- [Teschner, 01] Teschner, Hans-Georg: *Dezentrale Energieversorgung aus regenerativen Quellen - Infrastruktur und Leittechnik im Energiepark Clausthal*. In: Der Facility Manager, Ausg. September 2001, 2001, S. 32...34
- [Theobald, 03] Theobald, Christian u. a.: *R-A-N Gutachten - Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie mit Blick auf die Kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG*. Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH (BET), Berlin, Aachen, 2003
- [Tzschoppe, 98] Tzschoppe, Jürgen: *Anschlußmöglichkeiten für Windenergieanlagen an Mittelspannungsnetze*. Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Klinkenberg Verlag, Aachen, 1998
- [Vaillant, 05] o. V.: *System geoTHERM*. Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG, Remscheid, 2005
- [VDE, 03] o. V.: *Stromversorgungsstörungen in den USA/Kanada, London, Schweden/Dänemark und Italien - Anlässe und Abläufe, Ursachen und Konsequenzen*. VDE-Analyse, Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE), Frankfurt am Main, 2003
- [VDE, 06] o. V.: *Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem*. VDE-Analyse, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main, 2006
- [VDEW, 00] o. V.: *Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel*. VDEW Materialien M-24/2000, Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V., Frankfurt am Main, 2000

- [VDEW, 01a] o. V.: *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. 4. Ausg. 2001, Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V., Frankfurt am Main, 2001
- [VDEW, 01b] o. V.: *Begriffe im liberalisierten Strommarkt*. VDEW Materialien M-14/2001, Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e. V., Frankfurt am Main, 2001
- [VDI, 88] Richtlinie VDI 2067, Blatt 7, Ausg. Dezember 1988: *Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen; Blockheizkraftwerke*.
- [VDI, 03] Richtlinie VDI 4661, Ausg. September 2003: *Energiekenngrößen: Definitionen - Begriffe - Methodik*.
- [VDI, 06] o. V.: *Die Arktis schwindet*. In: VDI Nachrichten, Ausg. 7 v. 17. Februar 2006, S. 14
- [VDN, 04] o. V.: *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz*. Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW, Berlin, 2004
- [VDN, 05a] o. V.: *Daten und Fakten 2005*. Stromnetze in Deutschland, Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW, Berlin, 2005
- [VDN, 05b] o. V.: *VDN-Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2004*. Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW, Berlin, 2003
- [Venkata, 04] Venkata, S. S.; Pahwa, Anil; Brown, Richard E.; Christie, Richard D.: *What Future Distribution Engineers Need to Learn*. In: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 1, 2004, S. 20
- [Verhoeven, 02] Verhoeven, Bas: *Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems*. Report International Energy Agency (IEA), IEA-PVPS T5-07, Paris, 2002
- [Vester, 99] Vester, Frederik: *Neuland des Denkens: Vom technokratischen zum kybernetischen Zeitalter*. 11. Aufl., Deutscher Taschenbuch Verlag (dtv), München, 1999
- [Vester, 05] Vester, Frederic: *Die Kunst vernetzt zu denken: Ideen und Werkzeuge für einen neuen Umgang mit Komplexität*. 5. Aufl., Deutscher Taschenbuch Verlag (dtv), München, 2005
- [Voigt, 04] Voigt, Lothar: *Zur Analyse ökonomischer und ökologischer Einflussfaktoren dezentraler Energiesysteme auf KWK-Basis*. Diplomarbeit Universität Paderborn, 2004

- [Voß, 01] Voß, Alfred: *Die Kraft-Wärme-Kopplung - Technik, Potenzial und Umweltwirkungen*. Physikalische Blätter 57 (2001) Nr. 11, Wiley-VCH Verlag GmbH, Weinheim, 2001
- [Wacker, 05] Wacker, Jens; Schultz, Christian; Kurrat, Michael: *Virtuelle Regelkraftwerke mit Mini-Blockheizkraftwerken - Eine wirtschaftliche Utopie?*. In: ew, Jg. 104 (2005), H. 17-18, S. 20...23
- [Walter, 01] Walter, Felix u. a.: *Nachhaltigkeit: Kriterien und Indikatoren für den Energiebereich*. Studie im Rahmen des Forschungsprogramms Energiewirtschaftliche Grundlagen (EWG) des österreichischen Bundesamtes für Energie, Schlussbericht, Bern, Zürich, 2001
- [Watson, 01] Watson, Robert T.: *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Third Assessment Report (TAR), Cambridge, 2001
- [WBGU, 03] o. V.: *Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit*. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), Jahrgutachten 2003, Springer Verlag, Berlin, 2003
- [Weller, 02] Weller, Thyge: *Die Rolle der Gesellschaft für die Durchsetzung erneuerbarer Energien*. In: FVS Themen 2001 - Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen, ForschungsVerbund Sonnenenergie, Berlin, 2002, S. 128...134
- [Wenzl, 05] Wenzl, Heinz; Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko: *Virtuelles Kraftwerk Harz - ein Zwischenbericht*. Jahreskongress des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung e. V., Berlin, 2005
- [Wiesner, 01] Wiesner, Thomas: *Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilnetze*. Dissertation Universität Dortmund, 2001, VDI Verlag, VDI Fortschritt-Berichte, VDI Reihe 21, Nr. 313
- [Wördenweber, 04] Wördenweber, Burkhard; Wickord, Wiro: *Technologie- und Innovationsmanagement im Unternehmen*. 2. Aufl., Springer Verlag, Berlin, 2004
- [Ziesing, 03] Ziesing, Hans-Joachim; Matthes, Felix Christian: *DIW-Wochenbericht 48/03 - Energiepolitik und Energiewirtschaft vor großen Herausforderungen*. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, 2003
- [Zwicker, 81] Zwicker, Eckart: *Simulation und Analyse dynamischer Systeme in den Wirtschaft- und Sozialwissenschaften*. Walter de Gruyter & Co, Berlin, 1981



## Anhang A: Emissionsstoffe

Im Folgenden werden einige wichtige umweltbelastende Emissionsstoffe und Kenngrößen kurz vorgestellt:

Stickstoffoxid ist die Sammelbezeichnung für die gasförmigen Oxide des Stickstoffs. Sie werden auch mit  $\text{NO}_x$  abgekürzt, da es auf Grund der vielen Oxidationsstufen des Stickstoffs mehrere Stickstoff-Sauerstoff-Verbindungen gibt. Die wichtigsten sind Stickstoffmonoxid (NO), Stickstoffdioxid ( $\text{NO}_2$ ), Distickstoffmonoxid ( $\text{N}_2\text{O}$ , Lachgas), Distickstofftrioxid ( $\text{N}_2\text{O}_3$ ). Stickstoffoxide können Atmungsorgane reizen bzw. schädigen. Sie sind mit verantwortlich für die Entstehung des sauren Regens, für die Smogbildung und für die Ozonbildung unter Einfluss von UV-Strahlung.

Kohlenstoffmonoxid (CO) ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff und gehört damit neben Kohlenstoffdioxid zur Gruppe der Kohlenstoffoxide. Kohlenstoffmonoxid ist ein farb- geruch- und geschmackloses Gas. Es entsteht bei der unvollständigen Oxidation von kohlenstoffhaltigen Substanzen. Dies erfolgt zum Beispiel beim Verbrennen dieser Stoffe, wenn nicht genügend Sauerstoff zur Verfügung steht oder die Verbrennung bei hohen Temperaturen stattfindet. Kohlenstoffmonoxid selbst ist brennbar und verbrennt mit Sauerstoff mit bläulicher Flamme zu Kohlenstoffdioxid. Die starken Komplexverbindungen, die Kohlenstoffmonoxid eingeht, erklären seine Giftigkeit. Es bindet 200 bis 300 mal stärker an den roten Blutfarbstoff Hämoglobin als Sauerstoff. Es blockiert die Bindungsstellen des Sauerstoffs, indem es eine starke koordinative Bindung mit den Zentralionen (Eisen) im Hämoglobin eingeht. Hierdurch wird der Sauerstofftransport im Blut unterbrochen, was zum Tod durch Erstickung führen kann. Schon bei einem Gehalt von nur 0,3 % Kohlenstoffmonoxid in der Luft ist das Blut zur Hälfte mit Kohlenstoffmonoxid gesättigt, dadurch werden Pulsoxymeter getäuscht und geben fälschlich hohe Sauerstoffsättigungsraten an (Bewusstlosigkeit und Tod nach etwa 20 Minuten). Ab 1 % Kohlenstoffmonoxidgehalt in der Luft folgt auf die Bewusstlosigkeit innerhalb von etwa 5 Minuten der Tod.

Schwefeldioxid ( $\text{SO}_2$ ) ist ein farbloses, stechend riechendes und sauer schmeckendes, giftiges Gas. Es entsteht vor allem bei der Verbrennung von schwefelhaltigen fossilen Brennstoffen wie Kohle oder Erdölprodukten. Dadurch trägt es in erheblichem Maß zur Luftverschmutzung bei. Es ist der Grund für sauren Regen, wobei sich das Schwefeldioxid mit Wasser zu schwefeliger Säure umsetzt.

Staub ist die Sammelbezeichnung für feinst verteilte Teilchen (Partikel) in Gasen, insbesondere in der Luft, die aus mechanischen Prozessen stammen oder durch Aufwirbelung in die Luft gelangt sind. Staub ist definitionsgemäß Bestandteil des Schwebstaubes, der wiederum zusätzlich zum Staub unter anderem auch noch den Rauch und Russpartikel umfasst. Je nach Notwendigkeit wird Staub (eigentlich der Schwebstaub) nach der Partikelgröße oder nach der Staubart unterteilt. Staubteilchen können aus organischen (zum Beispiel Blütenpollen, Bakterien, Pilzsporen) oder anorganischen Materialien (zum Beispiel Gesteinsstaub, Mineralfasern) bestehen. Eine allgegenwärtige Form des Staubes, der sowohl aus organischen als auch aus anorganischen Materialien besteht, ist der Hausstaub. Wichtige natürliche (Schweb)staubquellen sind Bodenerosion, Vulkanismus, Meere, Sandstürme, Pollenflug, Wald- und Buschbrände mit natürlicher Ursache (zum Beispiel Blitzschlag). Wichtige

anthropogene (Schweb)staubquellen sind industrielle Prozesse, Energieversorgung (Kraft- und Fernheizwerke), Verkehr, Landwirtschaft, Bautätigkeit, Haushalte, Wald- und Buschbrände (zum Beispiel Brandrodung). Staub kann verschiedene Einflüsse auf den Menschen und die Umwelt haben. Neben gesundheitsschädlichen Aspekten ist der Einfluss von Partikeln auf das Klima ein wichtiger Aspekt aktueller Forschung.

Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff und gehört damit neben Kohlenstoffmonooxid zur Gruppe der Kohlenstoffoxide. Kohlenstoffdioxid ist ein farb- und geruchloses Gas. Es entsteht bei der Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Substanzen, wenn Sauerstoff im Überschuss vorhanden ist. Auch im Organismus von Lebewesen entsteht Kohlenstoffdioxid als Kuppelprodukt der Zellatmung, es wird durch den Atem abgegeben. Umgekehrt verwenden Pflanzen bei der Photosynthese Kohlenstoffdioxid, um Glukose zu produzieren und ihre Biomasse auszubauen. Kohlenstoffdioxid absorbiert einen Teil der Wärmestrahlung (Infrarotstrahlung), während kurzwelligere Strahlung, beispielsweise sichtbares oder ultraviolettes Licht, passieren kann. Diese Eigenschaft macht Kohlenstoffdioxid zu einem Treibhausgas.

Treibhausgase (THG) sind gasförmige Stoffe, die zum Treibhauseffekt beitragen. Treibhausgase sind sowohl natürlichen als auch anthropogenen Ursprungs. Die natürlichen Treibhausgase (u. a. Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid und Methan) heben die durchschnittliche Temperatur auf der Erdoberfläche um etwa  $30\text{ °C}$  auf  $+15\text{ °C}$  an (natürlicher Treibhauseffekt). Das wichtigste anthropogene Treibhausgas ist das Kohlenstoffdioxid aus der Verbrennung fossiler Energieträger, das zu etwa  $60\%$  zum anthropogenen Treibhauseffekt beiträgt. Weitere anthropogene Treibhausgase sind Methan ( $\text{CH}_4$ ), Distickstoffmonooxid ( $\text{N}_2\text{O}$ , Lachgas), Flourkohlenwasserstoffe (FKW, perfluorierte Kohlenwasserstoffe), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW), Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ) und fluorierte Chlorkohlenwasserstoffe (FCKW). Sie tragen in unterschiedlichem Maße zum Treibhauseffekt bei.

Der Treibhauseffekt bewirkt, dass hinter Glasscheiben und dadurch im Innenraum eines verglasten Gewächshauses die Temperaturen ansteigen, solange die Sonne darauf scheint. Mit Hilfe dieser Wärme können Pflanzen vorzeitig austreiben, blühen und fruchten. Heute fasst man den Begriff jedoch viel weiter und bezeichnet davon abgeleitet den atmosphärischen Wärmestau der von der Sonne beschienenen Erde als atmosphärischen Treibhauseffekt, da die beiden Situationen physikalisch sehr ähnlich sind. Der Effekt im Gewächshaus wird auch spezifisch benannt durch den Begriff Glashauseffekt. Der durch menschliche Eingriffe vermutete Anteil am atmosphärischen Treibhauseffekt wird anthropogener Treibhauseffekt genannt. Zumeist ist jedoch verkürzt mit dem Begriff Treibhauseffekt der anthropogene Treibhauseffekt, die globale Erwärmung gemeint.

Um die Treibhauswirkung der einzelnen Gase vergleichen zu können, wird ihnen ein Faktor, das relative Treibhauspotenzial *THP*, zugeordnet, das ein Maß für ihre Treibhauswirkung bezogen auf die Referenzsubstanz  $\text{CO}_2$  darstellt. Treibhauspotenziale stellen einen Indikator für das Umweltproblemfeld „Klima“ dar. Die Treibhauspotenziale beruhen auf der relativen Treibhauswirkung von Treibhausgasen im Vergleich zu  $\text{CO}_2$  unter Einrechnung der jeweiligen atmosphärischen Verweildauer. Das  $\text{CO}_2$ -Äquivalent ist der quantitative Ausdruck des Treibhauspotenzials. Zur Berechnung der  $\text{CO}_2$ -Äquivalente von Treibhausgasen werden

massebezogene, relative Treibhauspotenziale verwendet. Sie geben für jedes Treibhausgas an, welcher äquivalenten Menge von CO<sub>2</sub> seine Treibhauswirkung entspricht (Tabelle A.1).

Tabelle A.1: Relatives Treibhauspotenzial bezogen auf einen Zeithorizont von etwa 100 Jahren [BMU, 05]

Gas		relatives Treibhauspotenzial
Kohlenstoffdioxid (Referenzsubstanz)	CO <sub>2</sub>	1
Methan	CH <sub>4</sub>	23
Lachgas	N <sub>2</sub> O	296
Schwefelhexafluorid	SF <sub>6</sub>	22.200
wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe	H-FKW	12 bis 12.000
perfluorierte Kohlenwasserstoffe	FKW	8.600 bis 11.900

Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente aller THG werden wie folgt berechnet:

$$THP_{\text{Äqui}} = \sum_i e_i \cdot THP_i \quad (\text{A.1})$$

mit  $e_i$  = Masse des THG  $i$  in kg und  $THP_i$  = Treibhauspotenzial der Emission  $i$  in kg/kg.

Das SO<sub>2</sub>-Äquivalent ist der quantitative Ausdruck des Versauerungspotenzials (acidification potential =  $AP$ ), bezogen auf das „Leit“-Gas SO<sub>2</sub>. In die SO<sub>2</sub>-Äquivalente gehen neben Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) auch Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>), Fluorwasserstoffe (Flusssäure, HF), Chlorwasserstoffe (Salzsäure, HCl), Schwefelwasserstoffe (H<sub>2</sub>S) und Ammoniak (NH<sub>3</sub>) ein. Die SO<sub>2</sub>-Äquivalente werden über die Molekulargewichte und das Bindungspotential für Protonen der jeweiligen Emission errechnet (per Definition ist für SO<sub>2</sub> das  $AP = 1$ ). Für die anderen Luftschadstoffe gelten Versauerungspotenziale gemäß Tabelle A.2.

Tabelle A.2: Relatives Versauerungspotenzial bezogen auf einen Zeithorizont von etwa 100 Jahren [BMU, 05], [Staiß, 03]

Schadstoff		relatives Versauerungspotenzial
Schwefeldioxid (Referenzsubstanz)	SO <sub>2</sub>	1
Stickstoffoxide	NO <sub>x</sub>	0,696
Fluorwasserstoff (Flusssäure)	HF	1,601
Chlorwasserstoff (Salzsäure)	HCl	0,878
Schwefelwasserstoff	H <sub>2</sub> S	0,983
Ammoniak	NH <sub>3</sub>	3,762

Das SO<sub>2</sub>-Äquivalent dieser Luftschadstoffe gibt an, welche Menge an SO<sub>2</sub> die gleiche versauernde Wirkung aufweist.

Für das Versauerungspotential gilt

$$AP_{\ddot{a}qui} = \sum_i e_i \cdot AP_i \quad (\text{A.2})$$

mit  $e_i$  = Masse der Emission  $i$  in der Einheit kg und  $AP_i$  = Versauerungspotenzial der Emission  $i$  in kg/kg.

## Anhang B: Emissionsdaten

Im Folgenden sind die im Modell DEV voreingestellten Daten für die spezifischen brennstoffenergiebezogenen Emissionen aufgelistet. Sämtliche Daten basieren auf [GEMIS, 05].

Tabelle B.1: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Erdgas

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	46.838,400
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	84,011
	NO <sub>x</sub>	110,851
	CO	70,433
	CO <sub>2</sub>	21.825,300
	SO <sub>2</sub>	6,508
	Staub	5,639
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	200.036,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	141,853
	NO <sub>x</sub>	201,526
	CO	75,572
	CO <sub>2</sub>	198.545,000
	SO <sub>2</sub>	1,540
	Staub	0,504



Tabelle B.2: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Heizöl leicht

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	49.715,895
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	340,669
	NO <sub>x</sub>	142,912
	CO	36,926
	CO <sub>2</sub>	42.492,111
	SO <sub>2</sub>	240,201
	Staub	19,430
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	270.152,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	422,428
	NO <sub>x</sub>	206,684
	CO	103,342
	CO <sub>2</sub>	267.762,000
	SO <sub>2</sub>	278,524
	Staub	10,334

Tabelle B.3: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Rapsöl

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	224.862,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	1.576,080
	NO <sub>x</sub>	486,193
	CO	132,480
	CO <sub>2</sub>	94.686,900
	SO <sub>2</sub>	168,926
	Staub	61,849
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	3.398,590
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	1.637,600
	NO <sub>x</sub>	2.326,800
	CO	189,053
	CO <sub>2</sub>	277.875,000
	SO <sub>2</sub>	17,557
	Staub	152,219

Tabelle B.4: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Biomasse (Holzhack-schnitzel)

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	13.919,212
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	125,185
	NO <sub>x</sub>	149,198
	CO	40,811
	CO <sub>2</sub>	13.405,522
	SO <sub>2</sub>	21,203
	Staub	12,392
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	803,698
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	263,428
	NO <sub>x</sub>	195,547
	CO	293,320
	CO <sub>2</sub>	327.770,000
	SO <sub>2</sub>	117,547
	Staub	32,077

Tabelle B.5: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Holzpellets

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	13.267,800
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	40,094
	NO <sub>x</sub>	39,600
	CO	17,552
	CO <sub>2</sub>	12.829,400
	SO <sub>2</sub>	12,221
	Staub	3,003
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	1.679,510
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	320,943
	NO <sub>x</sub>	285,066
	CO	237,555
	CO <sub>2</sub>	361.317,000
	SO <sub>2</sub>	119,436
	Staub	60,886

Tabelle B.6: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Diesel

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Brennstoffbereitstellung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	51.274,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	345,029
	NO <sub>x</sub>	146,186
	CO	54,048
	CO <sub>2</sub>	43.936,500
	SO <sub>2</sub>	242,276
	Staub	20,782
Brennstoffnutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	271.158,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	1.897,440
	NO <sub>x</sub>	2.325,190
	CO	188,922
	CO <sub>2</sub>	267.762,000
	SO <sub>2</sub>	278,524
	Staub	151,137

Tabelle B.7: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von elektrischem Kraftwerkspark in Deutschland (Kraftwerksmix), Bereitstellung und Nutzung

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Bereitstellung und Nutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	621.643,878
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	841,791
	NO <sub>x</sub>	631,413
	CO	204,389
	CO <sub>2</sub>	594.040,667
	SO <sub>2</sub>	385,471
	Staub	54,221

Tabelle B.8: Spezifische brennstoffenergiebezogene Emissionen von Fernwärme in Deutschland (Fernwärmemix), Bereitstellung und Nutzung

Emissionsart	Emissionsstoff	Emissionen in mg pro kWh
Bereitstellung und Nutzung	CO <sub>2</sub> -Äquivalent	245.209,000
	SO <sub>2</sub> -Äquivalent	451,579
	NO <sub>x</sub>	449,815
	CO	513,926
	CO <sub>2</sub>	228.608,000
	SO <sub>2</sub>	122,712
	Staub	5,136

## Anhang C: Lastprofile

In diesem Abschnitt sind die für die Fallstudien benutzten Lastprofile dargestellt. Sämtliche Profildaten sind auf einen Jahresenergiebedarf von 1.000 kWh normiert.

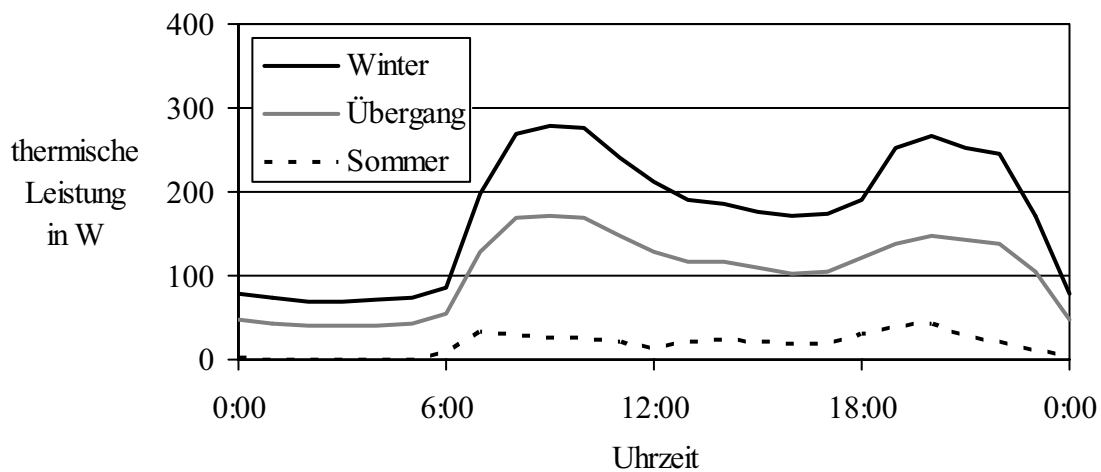


Bild C.1: Thermisches Lastprofil für private Haushalte

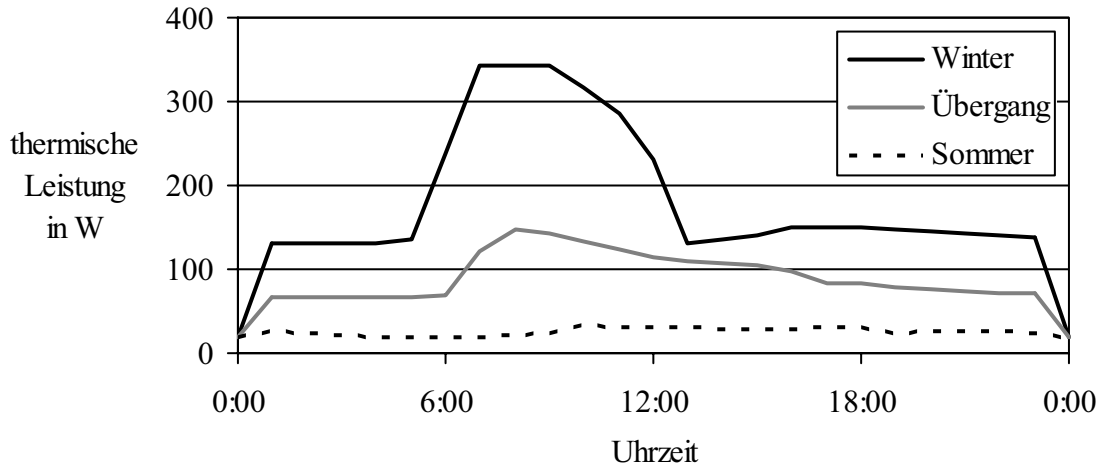


Bild C.2: Thermisches Lastprofil für Gewerbe - Handel - Dienstleistungen

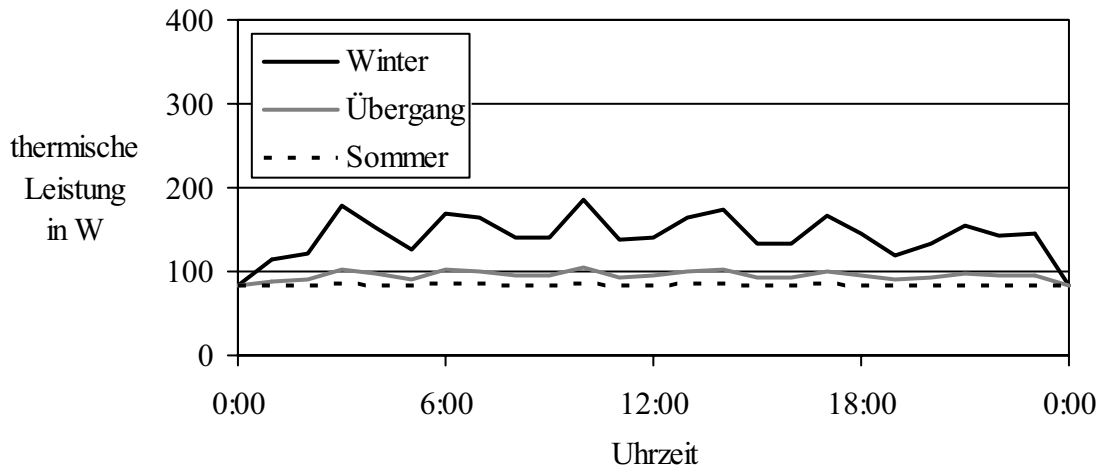


Bild C.3: Thermisches Lastprofil für Industrie

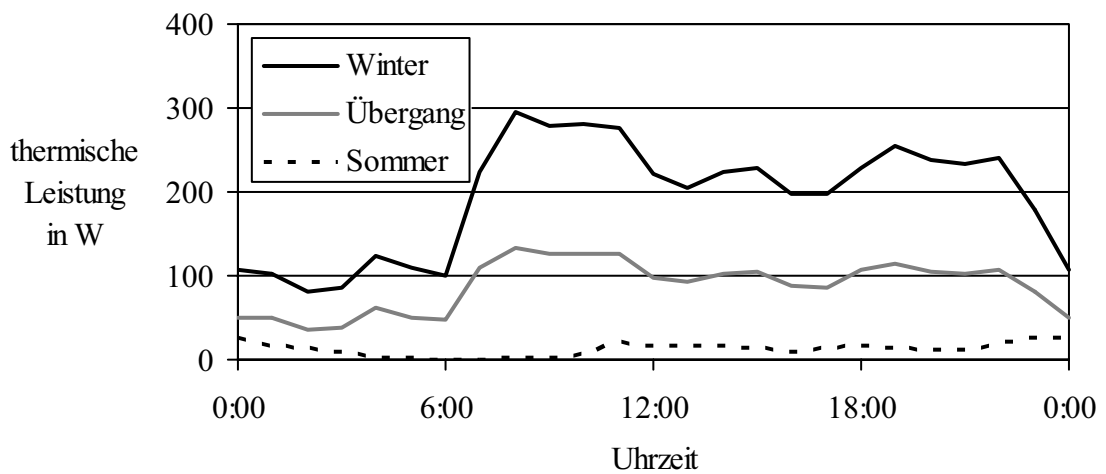


Bild C.4: Thermisches Lastprofil für Landwirtschaft

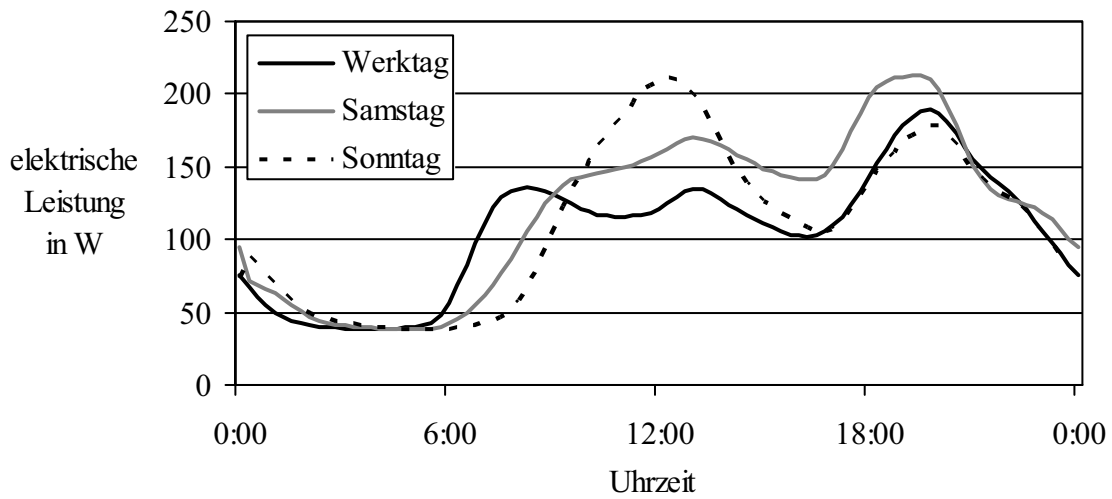


Bild C.5: Elektrisches Lastprofil für private Haushalte, Winter

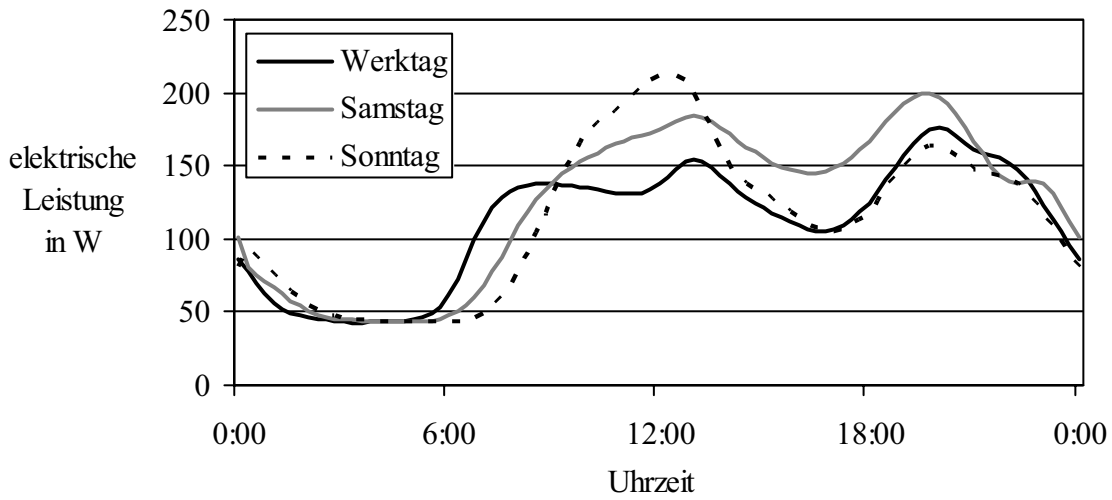


Bild C.6: Elektrisches Lastprofil für private Haushalte, Übergang

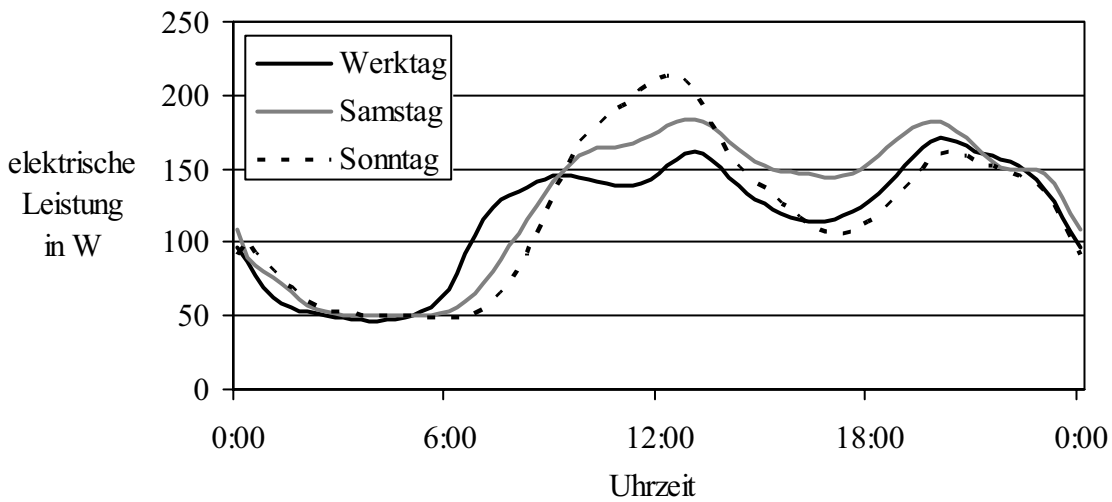


Bild C.7: Elektrisches Lastprofil für private Haushalte, Sommer

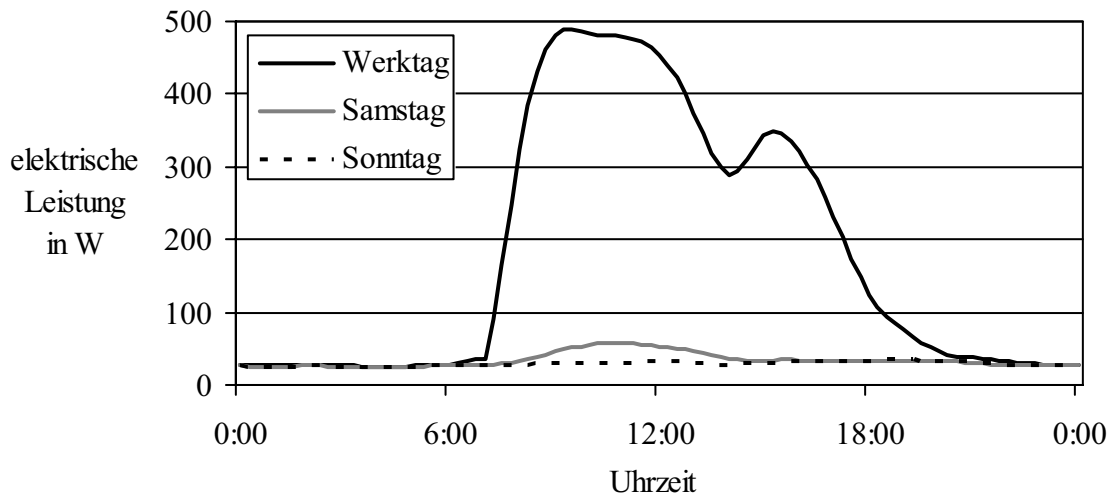


Bild C.8: Elektrisches Lastprofil für Gewerbe - Handel - Dienstleistungen, Winter

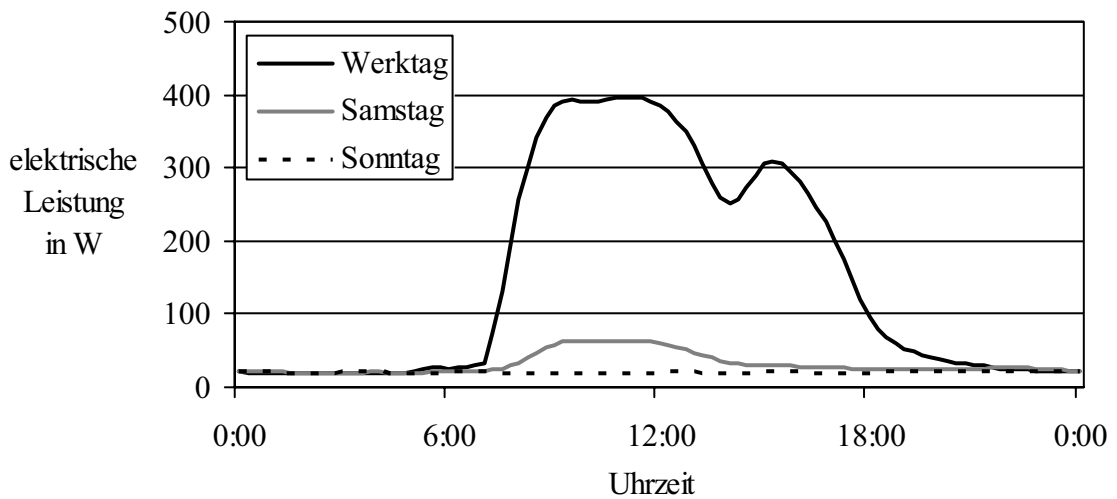


Bild C.9: Elektrisches Lastprofil für Gewerbe - Handel - Dienstleistungen, Übergang

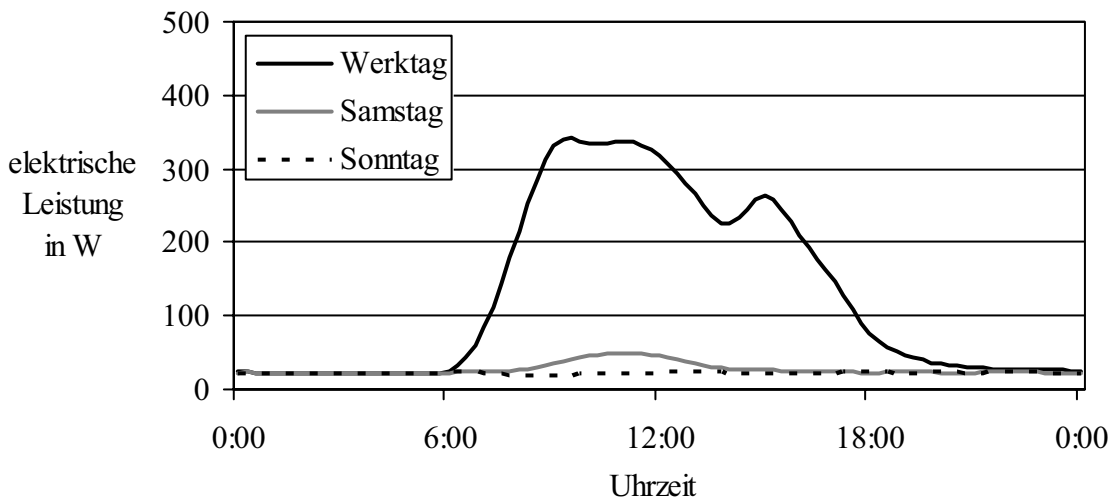


Bild C.10: Elektrisches Lastprofil für Gewerbe - Handel - Dienstleistungen, Sommer

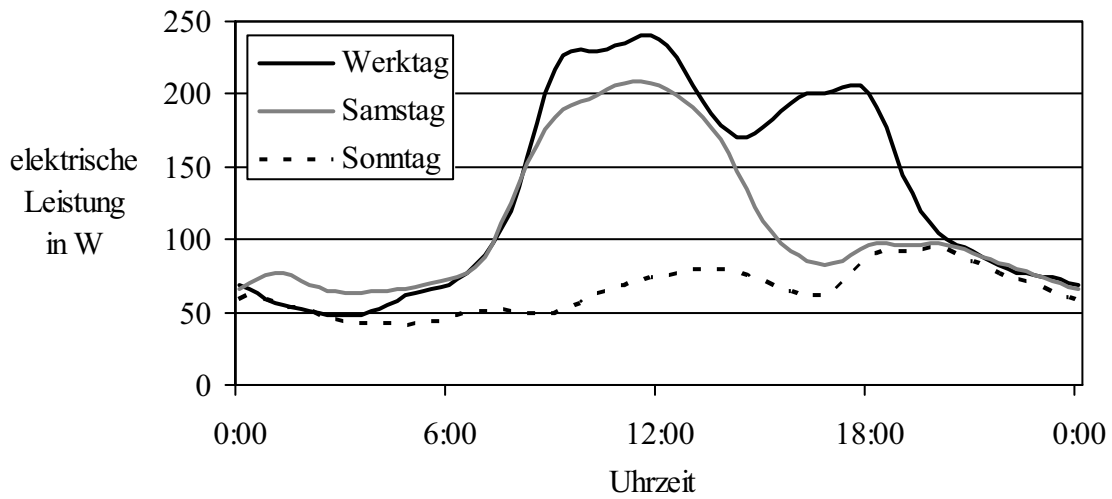


Bild C.11: Elektrisches Lastprofil für Industrie, Winter

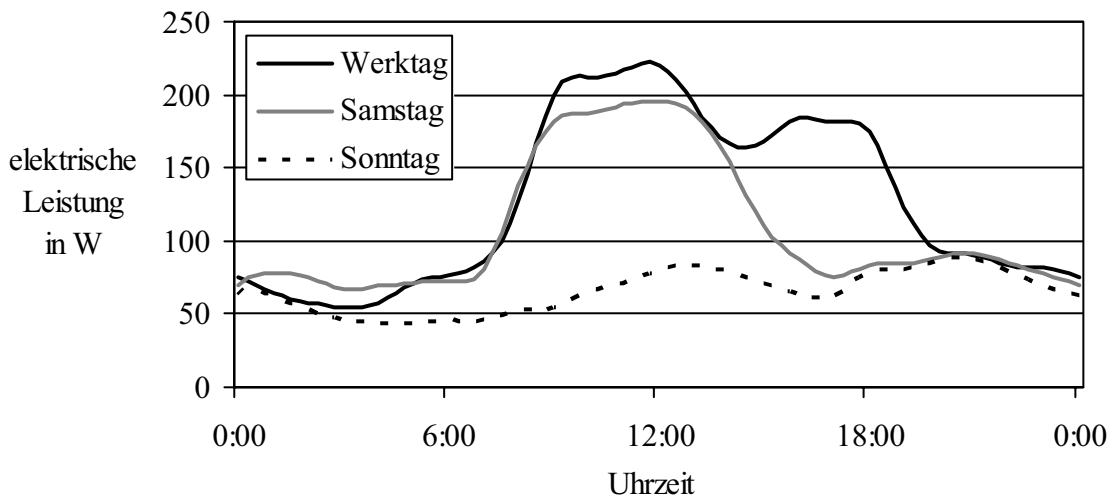


Bild C.12: Elektrisches Lastprofil für Industrie, Übergang

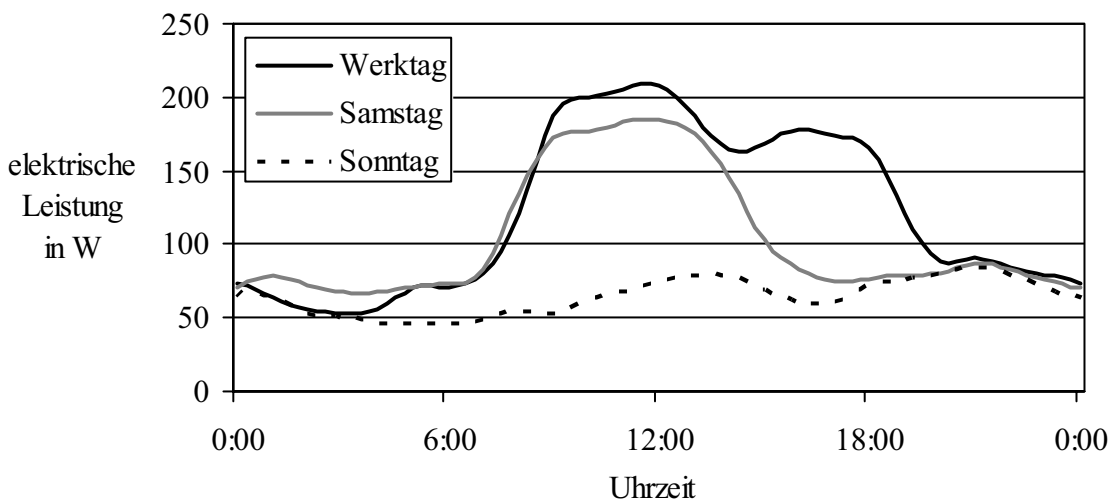


Bild C.13: Elektrisches Lastprofil für Industrie, Sommer



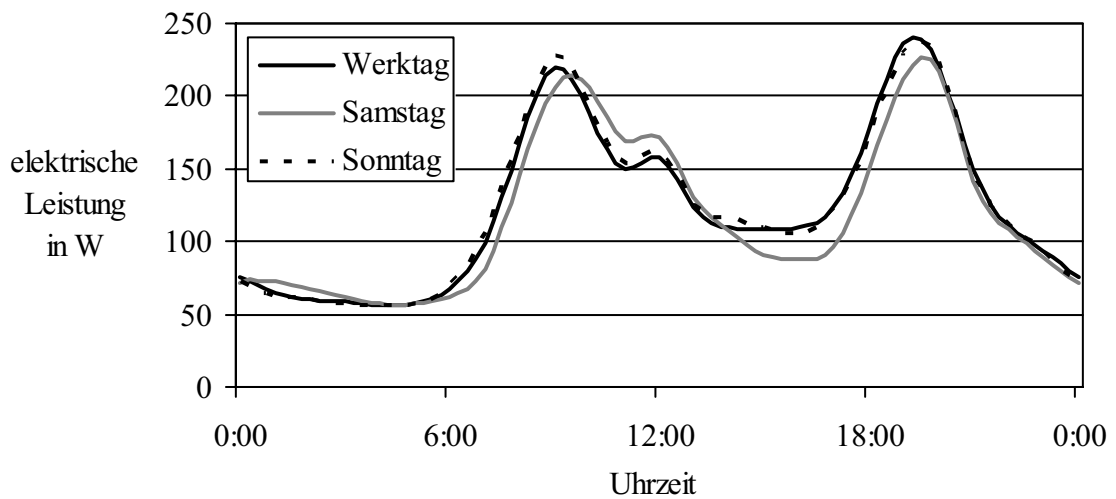


Bild C.14: Elektrisches Lastprofil für Landwirtschaft, Winter

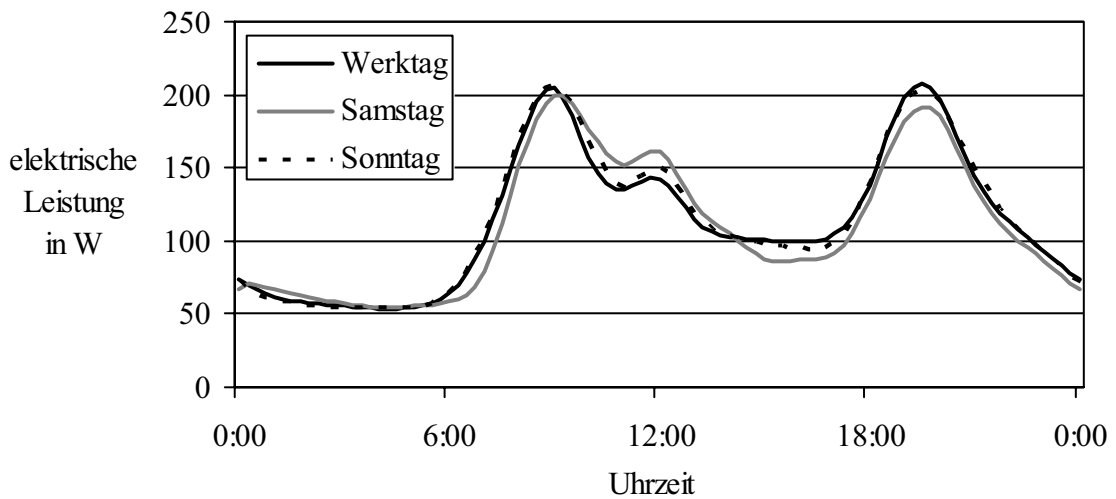


Bild C.15: Elektrisches Lastprofil für Landwirtschaft, Übergang

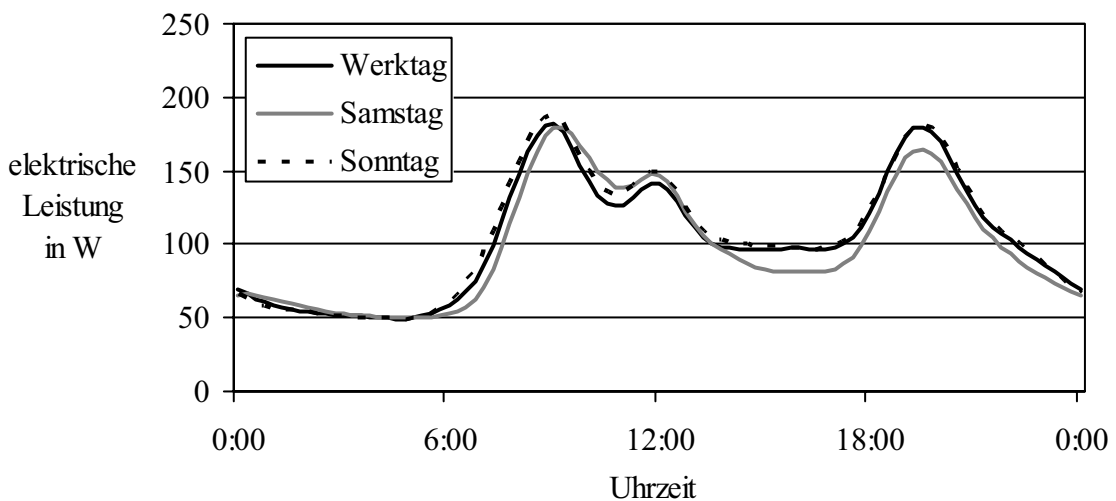


Bild C.16: Elektrisches Lastprofil für Landwirtschaft, Sommer

## Anhang D: Parametersätze der Versorgungsszenarien

Tabelle D.1: Erzeugerparameter HH-Netz

Parameter HH-Netz	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nah-wärme-szenario	BHKW-Szenario
<b>Energieversorgungseinheit EVE1</b>	10	200	1	500
thermische Nennleistung BHKW in kW	4	4	1600	3
Stromkennzahl BHKW	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	90	90	90	90
Abschaltsschwelle BHKW in % der Nennleistung	30	30	30	30
thermische Nennleistung SLK in kW	2	2	800	2
Wirkungsgrad SLK in %	95	95	95	95
<b>Energieversorgungseinheit EVE2</b>	8	200	0	0
thermische Nennleistung BHKW in kW	3	3	-	-
Stromkennzahl BHKW	0,6	0,6	-	-
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	90	90	-	-
Abschaltsschwelle BHKW in % der Nennleistung	30	30	-	-
thermische Nennleistung SLK in kW	2	2	-	-
Wirkungsgrad SLK in %	95	95	-	-
<b>Geothermische Anlagen GTA1</b>	2	25	0	0
Arbeitszahl	3	3	-	-
Heizleistung in kW	5	5	-	-
<b>Windenergieanlagen WEA1</b>	0	1	0	0
Nennleistung in kW	-	1500	-	-
<b>Solarthermische Anlagen STA1</b>	5	25	0	0
solarer Jahresdeckungsgrad in %	65	65	-	-
Heizleistung in KW	0,5	0,5	-	-
<b>Photovoltaikanlagen PV1</b>	10	100	10	0
Nennleistung pro Modulfläche in $W_p/m^2$	120	120	120	-
Anlagenfläche in $m^2$	20	20	20	-
Wirkungsgrad Wechselrichter in %	98	98	98	-
<b>Zentralheizungseinheit ZHE1</b>	480	75	0	0
thermische Nennleistung in kW	5	5	-	-
Wirkungsgrad in %	95	95	-	-

Tabelle D.2: Erzeugerparameter GHD-Netz

<b>Parameter GHD-Netz</b>	<b>Referenz- szenario</b>	<b>Ausbau- szenario</b>	<b>Nah- wärme- szenario</b>	<b>BHKW- Szenario</b>
<b>Energieversorgungseinheit EVE5</b>	4	24	1	34
thermische Nennleistung BHKW in kW	18	18	600	18
Stromkennzahl BHKW	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	90	90	90	90
Abschaltswelle BHKW in % der Nennleistung	0,3	0,3	0,3	0,3
thermische Nennleistung SLK in kW	10	10	400	10
Wirkungsgrad SLK in %	95	95	95	95
<b>Energieversorgungseinheit EVE6</b>	0	0	0	0
thermische Nennleistung BHKW in kW	-	-	-	-
Stromkennzahl BHKW	-	-	-	-
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	-	-	-	-
Abschaltswelle BHKW in % der Nennleistung	-	-	-	-
thermische Nennleistung SLK in kW	-	-	-	-
Wirkungsgrad SLK in %	-	-	-	-
<b>Geothermische Anlagen GTA3</b>	0	2	0	0
Arbeitszahl	-	3	-	-
Heizleistung in kW	-	30	-	-
<b>Windenergieanlagen WEA3</b>	0	1	0	0
Nennleistung in kW	-	1500	-	-
<b>Solarthermische Anlagen STA3</b>	1	2	0	0
solarer Jahresdeckungsgrad in %	65	65	-	-
Heizleistung in KW	0,5	0,5	-	-
<b>Photovoltaikanlagen PV3</b>	3	6	3	0
Nennleistung pro Modulfläche in $W_p/m^2$	120	120	120	-
Anlagenfläche in $m^2$	50	50	50	-
Wirkungsgrad Wechselrichter in %	98	98	98	-
<b>Zentralheizungseinheit ZHE3</b>	30	8	0	0
thermische Nennleistung in kW	28	28	-	-
Wirkungsgrad in %	95	95	-	-

Tabelle D.3: Erzeugerparameter IND-Netz

Parameter IND-Netz	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nah-wärme-szenario	BHKW-Szenario
<b>Energieversorgungseinheit EVE3</b>	1	3	1	4
thermische Nennleistung BHKW in kW	180	180	700	180
Stromkennzahl BHKW	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	90	90	90	90
Abschaltschwelle BHKW in % der Nennleistung	30	30	30	30
thermische Nennleistung SLK in kW	100	100	400	100
Wirkungsgrad SLK in %	95	95	95	95
<b>Energieversorgungseinheit EVE4</b>	0	0	0	0
thermische Nennleistung BHKW in kW	-	-	-	-
Stromkennzahl BHKW	-	-	-	-
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	-	-	-	-
Abschaltschwelle BHKW in % der Nennleistung	-	-	-	-
thermische Nennleistung SLK in kW	-	-	-	-
Wirkungsgrad SLK in %	-	-	-	-
<b>Geothermische Anlagen GTA2</b>	0	0	0	0
Arbeitszahl	-	-	-	-
Heizleistung in kW	-	-	-	-
<b>Windenergieanlagen WEA2</b>	1	1	1	0
Nennleistung in kW	1500	1500	1500	-
<b>Solarthermische Anlagen STA2</b>	0	0	0	0
solarer Jahresdeckungsgrad in %	-	-	-	-
Heizleistung in KW	-	-	-	-
<b>Photovoltaikanlagen PV2</b>	1	2	1	0
Nennleistung pro Modulfläche in $W_p/m^2$	120	120	120	-
Anlagenfläche in $m^2$	500	500	500	-
Wirkungsgrad Wechselrichter in %	98	98	98	-
<b>Zentralheizungseinheit HKW1</b>	3	1	0	0
thermische Nennleistung in kW	280	280	-	-
Wirkungsgrad in %	95	95	-	-

Tabelle D.4: Erzeugerparameter LWS-Netz

<b>Parameter LWS-Netz</b>	<b>Referenz- szenario</b>	<b>Ausbau- szenario</b>	<b>Nah- wärme- szenario</b>	<b>BHKW- Szenario</b>
<b>Energieversorgungseinheit EVE7</b>	1	4	1	5
thermische Nennleistung BHKW in kW	45	45	250	45
Stromkennzahl BHKW	0,6	0,6	0,6	0,6
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	90	90	90	90
Abschaltswelle BHKW in % der Nennleistung	0,3	0,3	0,3	0,3
thermische Nennleistung SLK in kW	25	25	125	25
Wirkungsgrad SLK in %	95	95	95	95
<b>Energieversorgungseinheit EVE8</b>	0	0	0	0
thermische Nennleistung BHKW in kW	-	-	-	-
Stromkennzahl BHKW	-	-	-	-
Gesamtwirkungsgrad BHKW in %	-	-	-	-
Abschaltswelle BHKW in % der Nennleistung	-	-	-	-
thermische Nennleistung SLK in kW	-	-	-	-
Wirkungsgrad SLK in %	-	-	-	-
<b>Geothermische Anlagen GTA4</b>	0	0	0	0
Arbeitszahl	-	-	-	-
Heizleistung in kW	-	-	-	-
<b>Windenergieanlagen WEA4</b>	0	1	0	0
Nennleistung in kW	-	1500	-	-
<b>Solarthermische Anlagen STA4</b>	0	1	0	0
solarer Jahresdeckungsgrad in %	-	65	-	-
Heizleistung in KW	-	0,5	-	-
<b>Photovoltaikanlagen PV4</b>	1	2	1	0
Nennleistung pro Modulfläche in $W_p/m^2$	120	120	120	-
Anlagenfläche in $m^2$	50	50	50	-
Wirkungsgrad Wechselrichter in %	98	98	98	-
<b>Zentralheizungseinheit HKW3</b>	4	1	0	0
thermische Nennleistung in kW	70	70	-	-
Wirkungsgrad in %	95	95	-	-

## Anhang E: Zahlentafeln für die Ergebnissauswertung

Tabelle E.1: Technische Parameter (Winterwerktag, starker Wind, Sonntag)

Parameter	Einheit	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nah-wärme-szenario	BHKW-Szenario
el. Energiebedarf	kWh	19.942,50	20.702,72	19.895,86	19.895,86
th. Energiebedarf	kWh	71.548,08	71.548,08	71.548,08	71.548,08
Brennstoffenergiebedarf	kWh	80.322,01	107.404,86	119.575,53	118.925,92
el. Energiebereitstellung	kWh	36.006,22	154.787,04	69.010,78	37.014,45
th. Energiebereitstellung	kWh	71.548,08	71.548,08	71.548,08	71.548,08
installierte el. Nennleistung	kW	1.822,44	7.931,04	3.489,96	1.834,20
installierte th. Nennleistung	kW	4.935,00	5.140,00	4.875,00	4.922,00
el. Energiereserve	kWh	667,45	7.751,21	7.796,58	7.006,35
th. Energiereserve	kWh	46.883,17	51.768,17	45.451,92	46.579,92
Mittelwert Volllaststunden	h	15,92	17,32	16,80	16,07
Überdeckung el. Energie	kWh	16.539,43	134.084,32	49.114,92	17.118,59
Unterdeckung el. Energie	kWh	475,71	0,00	0,00	0,00
Mittelwert Systemwirkungsgrad	%	133,90	210,73	117,55	91,29

Tabelle E.2: Technische Parameter (Übergangswerktag, starker Wind, Sonntag)

Parameter	Einheit	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nah-wärme-szenario	BHKW-Szenario
el. Energiebedarf	kWh	17.768,55	18.209,26	17.738,52	17.738,52
th. Energiebedarf	kWh	42.186,91	42.186,91	42.186,91	42.186,91
Brennstoffenergiebedarf	kWh	47.636,26	63.975,31	71.570,03	71.575,60
el. Energiebereitstellung	kWh	34.504,16	143.901,19	54.583,79	23.052,97
th. Energiebereitstellung	kWh	42.186,91	42.186,91	42.186,91	42.186,91
installierte el. Nennleistung	kW	1.822,44	7.931,04	3.489,96	1.834,20
installierte th. Nennleistung	kW	4.935,00	5.140,00	4.875,00	4.922,00
el. Energiereserve	kWh	2.262,86	18.989,73	22.311,74	20.967,83
th. Energiereserve	kWh	76.253,09	81.173,09	74.813,09	75.941,09
Mittelwert Volllaststunden	h	11,35	14,24	11,57	9,66
Überdeckung el. Energie	kWh	16.836,86	125.691,93	36.845,27	5.460,20
Unterdeckung el. Energie	kWh	101,25	0,00	0,00	145,75
Mittelwert Systemwirkungsgrad	%	160,99	290,87	135,21	91,15

Tabelle E.3: Technische Parameter (Sommerwerktag, starker Wind, Sonntag)

Parameter	Einheit	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nah-wärme-szenario	BHKW-Szenario
el. Energiebedarf	kWh	15.915,89	16.009,53	15.908,96	15.908,96
th. Energiebedarf	kWh	16.980,63	16.980,63	16.980,63	16.980,63
Brennstoffenergiebedarf	kWh	19.810,03	23.538,46	25.976,57	25.976,57
el. Energiebereitstellung	kWh	33.479,92	132.023,89	38.599,80	6.884,71
th. Energiebereitstellung	kWh	16.980,63	16.980,63	16.980,63	16.980,63
installierte el. Nennleistung	kW	1.822,44	7.931,04	3.489,96	1.834,20
installierte th. Nennleistung	kW	4.935,00	5.140,00	4.875,00	4.922,00
el. Energiereserve	kWh	3.477,22	31.585,27	38.475,29	37.136,09
th. Energiereserve	kWh	101.433,34	106.248,27	100.019,37	101.147,37
Mittelwert Volllaststunden	h	7,47	11,40	6,64	3,53
Überdeckung el. Energie	kWh	17.567,48	116.014,36	22.690,83	121,35
Unterdeckung el. Energie	kWh	3,45	0,00	0,00	9.145,60
Mittelwert Systemwirkungsgrad	%	254,72	633,03	213,96	91,87

Tabelle E.4: Emissionsparameter (Winterwerktag, starker Wind, Sonntag)

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenz-szenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
Nettoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	1,492E+07	-5,167E+07	6,341E+06	2,634E+07
	CO		8,430E+06	-1,198E+07	7,420E+06	1,386E+07
	CO <sub>2</sub>		8,137E+09	-5,637E+10	-2,825E+09	1,604E+10
	SO <sub>2</sub>		-5,546E+06	-5,069E+07	-1,797E+07	-5,642E+06
	Staub		-3,781E+05	-6,621E+06	-1,928E+06	-1,976E+05
	AP		4,598E+06	-8,901E+07	-1,434E+07	1,245E+07
	THP		9,820E+09	-5,728E+10	-1,012E+09	1,872E+10
spezifische Nettoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	1,387E+02	-2,283E+02	4,511E+01	2,426E+02
	CO		7,838E+01	-5,294E+01	5,279E+01	1,277E+02
	CO <sub>2</sub>		7,566E+04	-2,491E+05	-2,010E+04	1,477E+05
	SO <sub>2</sub>		-5,157E+01	-2,240E+02	-1,279E+02	-5,197E+01
	Staub		-3,520E+00	-2,925E+01	-1,372E+01	-1,820E+00
	AP		4,275E+01	-3,933E+02	-1,020E+02	1,147E+02
	THP		9,130E+04	-2,531E+05	-7,199E+03	1,724E+05
Bruttoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	2,536E+07	3,300E+07	3,735E+07	3,715E+07
	CO		1,181E+07	1,542E+07	1,746E+07	1,736E+07
	CO <sub>2</sub>		1,796E+10	2,328E+10	2,635E+10	2,621E+10
	SO <sub>2</sub>		8,290E+05	9,925E+05	9,623E+05	9,571E+05
	Staub		5,187E+05	6,489E+05	7,346E+05	7,306E+05

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
	AP		1,852E+07	2,386E+07	2,701E+07	2,686E+07
	THP		2,010E+10	2,608E+10	2,952E+10	2,936E+10
spezifische Bruttoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	2,358E+02	1,458E+02	2,657E+02	3,422E+02
	CO		1,098E+02	6,814E+01	1,242E+02	1,599E+02
	CO <sub>2</sub>		1,670E+05	1,028E+05	1,875E+05	2,414E+05
	SO <sub>2</sub>		7,710E+00	4,390E+00	6,850E+00	8,820E+00
	Staub		4,820E+00	2,870E+00	5,230E+00	6,730E+00
	AP		1,722E+02	1,054E+02	1,922E+02	2,474E+02
	THP		1,869E+05	1,152E+05	2,100E+05	2,704E+05
Emissionen Strombezug	NO <sub>x</sub>	mg	3,004E+05	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	CO		9,723E+04	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	CO <sub>2</sub>		2,826E+08	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	SO <sub>2</sub>		1,834E+05	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	Staub		2,579E+04	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	AP		4,004E+05	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
	THP		2,957E+08	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00
Emissionen Gutschrift	NO <sub>x</sub>	mg	1,044E+07	8,466E+07	3,101E+07	1,081E+07
	CO		3,380E+06	2,741E+07	1,004E+07	3,499E+06
	CO <sub>2</sub>		9,825E+09	7,965E+10	2,918E+10	1,017E+10
	SO <sub>2</sub>		6,375E+06	5,169E+07	1,893E+07	6,599E+06
	Staub		8,968E+05	7,270E+06	2,663E+06	9,282E+05
	AP		1,392E+07	1,129E+08	4,134E+07	1,441E+07
	THP		1,028E+10	8,335E+10	3,053E+10	1,064E+10
absolute Emissionen für die Bereitstellung elektrischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	1,828E+06	9,455E+06	1,291E+07	1,272E+07
	CO		8,154E+05	4,492E+06	6,033E+06	5,945E+06
	CO <sub>2</sub>		1,353E+09	6,550E+09	9,106E+09	8,973E+09
	SO <sub>2</sub>		2,055E+05	8,811E+04	3,325E+05	3,277E+05
	Staub		5,388E+04	1,522E+05	2,538E+05	2,501E+05
	AP		1,487E+06	6,525E+06	9,333E+06	9,196E+06
	THP		1,497E+09	7,373E+09	1,020E+10	1,005E+10
absolute Emissionen für die Bereitstellung thermischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	2,353E+07	2,354E+07	2,445E+07	2,443E+07
	CO		1,100E+07	1,093E+07	1,143E+07	1,142E+07
	CO <sub>2</sub>		1,661E+10	1,673E+10	1,725E+10	1,724E+10
	SO <sub>2</sub>		6,235E+05	9,044E+05	6,298E+05	6,294E+05
	Staub		4,648E+05	4,967E+05	4,807E+05	4,805E+05
	AP		1,703E+07	1,733E+07	1,768E+07	1,766E+07
	THP		1,860E+10	1,870E+10	1,932E+10	1,931E+10
spezifische Emissionen (bezogen auf elektrische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	5,010E+01	6,108E+01	1,870E+02	3,436E+02
	CO		2,235E+01	2,902E+01	8,742E+01	1,606E+02
	CO <sub>2</sub>		3,709E+04	4,232E+04	1,319E+05	2,424E+05
	SO <sub>2</sub>		5,630E+00	5,700E-01	4,820E+00	8,850E+00
	Staub		1,480E+00	9,800E-01	3,680E+00	6,760E+00



Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbauszenario	Nahwärmeszenario	BHKW-Szenario
	AP		4,076E+01	4,216E+01	1,352E+02	2,485E+02
	THP		4,104E+04	4,763E+04	1,478E+05	2,716E+05
spezifische Emissionen (bezogen auf thermische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	3,289E+02	3,290E+02	3,417E+02	3,415E+02
	CO		1,537E+02	1,528E+02	1,597E+02	1,596E+02
	CO <sub>2</sub>		2,321E+05	2,338E+05	2,410E+05	2,409E+05
	SO <sub>2</sub>		8,710E+00	1,264E+01	8,800E+00	8,800E+00
	Staub		6,500E+00	6,940E+00	6,720E+00	6,720E+00
	AP		2,381E+02	2,423E+02	2,470E+02	2,469E+02
	THP		2,600E+05	2,614E+05	2,700E+05	2,699E+05
Emissionen im Referenzszenario	NO <sub>x</sub>	mg	4,475E+07	4,475E+07	4,475E+07	4,475E+07
	CO		4,084E+07	4,084E+07	4,084E+07	4,084E+07
	CO <sub>2</sub>		2,818E+10	2,818E+10	2,818E+10	2,818E+10
	SO <sub>2</sub>		1,645E+07	1,645E+07	1,645E+07	1,645E+07
	Staub		1,446E+06	1,446E+06	1,446E+06	1,446E+06
	AP		4,906E+07	4,906E+07	4,906E+07	4,906E+07
	THP		2,991E+10	2,991E+10	2,991E+10	2,991E+10
absolute Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	2,983E+07	9,641E+07	3,841E+07	1,841E+07
	CO		3,241E+07	5,282E+07	3,342E+07	2,697E+07
	CO <sub>2</sub>		2,004E+10	8,455E+10	3,100E+10	1,214E+10
	SO <sub>2</sub>		2,200E+07	6,714E+07	3,442E+07	2,209E+07
	Staub		1,824E+06	8,067E+06	3,375E+06	1,644E+06
	AP		4,446E+07	1,381E+08	6,339E+07	3,661E+07
	THP		2,009E+10	8,719E+10	3,092E+10	1,119E+10
absolute Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	1,938E+07	1,175E+07	7,393E+06	7,596E+06
	CO		2,903E+07	2,541E+07	2,338E+07	2,347E+07
	CO <sub>2</sub>		1,021E+10	4,897E+09	1,825E+09	1,968E+09
	SO <sub>2</sub>		1,562E+07	1,546E+07	1,549E+07	1,549E+07
	Staub		9,276E+05	7,973E+05	7,117E+05	7,157E+05
	AP		3,054E+07	2,520E+07	2,205E+07	2,220E+07
	THP		9,811E+09	3,835E+09	3,922E+08	5,526E+08
relative Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	6,666E+01	2,155E+02	8,583E+01	4,113E+01
	CO		7,936E+01	1,293E+02	8,183E+01	6,605E+01
	CO <sub>2</sub>		7,112E+01	3,001E+02	1,100E+02	4,308E+01
	SO <sub>2</sub>		1,337E+02	4,082E+02	2,093E+02	1,343E+02
	Staub		1,262E+02	5,578E+02	2,333E+02	1,137E+02
	AP		9,063E+01	2,814E+02	1,292E+02	7,462E+01
	THP		6,717E+01	2,915E+02	1,034E+02	3,742E+01
relative Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	4,332E+01	2,626E+01	1,652E+01	1,698E+01
	CO		7,108E+01	6,223E+01	5,725E+01	5,748E+01
	CO <sub>2</sub>		3,625E+01	1,738E+01	6,480E+00	6,980E+00
	SO <sub>2</sub>		9,496E+01	9,397E+01	9,415E+01	9,418E+01
	Staub		6,414E+01	5,513E+01	4,921E+01	4,948E+01

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
	AP		6,225E+01	5,137E+01	4,495E+01	4,525E+01
	THP		3,280E+01	1,282E+01	1,310E+00	1,850E+00

Tabelle E.5: Emissionsparameter (Übergangswerktag, starker Wind, Sonntag)

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
Nettoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	4,209E+06	-6,046E+07	-2,145E+06	1,777E+07
	CO		3,486E+06	-1,686E+07	2,340E+06	8,787E+06
	CO <sub>2</sub>		4,827E+08	-6,132E+10	-6,989E+09	1,174E+10
	SO <sub>2</sub>		-6,070E+06	-4,788E+07	-1,366E+07	-1,504E+06
	Staub		-6,168E+05	-6,441E+06	-1,582E+06	1,273E+05
	AP		-3,404E+06	-9,211E+07	-1,575E+07	1,080E+07
	THP		1,274E+09	-6,319E+10	-6,214E+09	1,339E+10
spezifische Nettoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	5,489E+01	-3,249E+02	-2,217E+01	2,724E+02
	CO		4,546E+01	-9,060E+01	2,419E+01	1,347E+02
	CO <sub>2</sub>		6,294E+03	-3,295E+05	-7,222E+04	1,800E+05
	SO <sub>2</sub>		-7,915E+01	-2,573E+02	-1,411E+02	-2,306E+01
	Staub		-8,040E+00	-3,461E+01	-1,635E+01	1,950E+00
	AP		-4,438E+01	-4,950E+02	-1,627E+02	1,655E+02
	THP		1,662E+04	-3,395E+05	-6,421E+04	2,052E+05
Bruttoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	1,484E+07	1,891E+07	2,112E+07	2,122E+07
	CO		6,927E+06	8,831E+06	9,871E+06	9,903E+06
	CO <sub>2</sub>		1,048E+10	1,335E+10	1,490E+10	1,499E+10
	SO <sub>2</sub>		4,197E+05	5,713E+05	5,441E+05	6,004E+05
	Staub		2,961E+05	3,745E+05	4,153E+05	4,233E+05
	AP		1,077E+07	1,369E+07	1,527E+07	1,540E+07
	THP		1,174E+10	1,495E+10	1,669E+10	1,678E+10
spezifische Bruttoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	1,935E+02	1,016E+02	2,182E+02	3,252E+02
	CO		9,033E+01	4,746E+01	1,020E+02	1,518E+02
	CO <sub>2</sub>		1,367E+05	7,172E+04	1,540E+05	2,297E+05
	SO <sub>2</sub>		5,470E+00	3,070E+00	5,620E+00	9,200E+00
	Staub		3,860E+00	2,010E+00	4,290E+00	6,490E+00
	AP		1,404E+02	7,359E+01	1,578E+02	2,360E+02
	THP		1,531E+05	8,034E+04	1,725E+05	2,573E+05
Emissionen Strombezug	NO <sub>x</sub>	mg	6,393E+04	0,000E+00	0,000E+00	9,203E+04
	CO		2,069E+04	0,000E+00	0,000E+00	2,979E+04
	CO <sub>2</sub>		6,015E+07	0,000E+00	0,000E+00	8,658E+07
	SO <sub>2</sub>		3,903E+04	0,000E+00	0,000E+00	5,618E+04
	Staub		5,490E+03	0,000E+00	0,000E+00	7,903E+03
	AP		8,523E+04	0,000E+00	0,000E+00	1,227E+05

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbauszenario	Nahwärmeszenario	BHKW-Szenario
	THP		6,294E+07	0,000E+00	0,000E+00	9,060E+07
Emissionen Gutschrift	NO <sub>x</sub>	mg	1,063E+07	7,936E+07	2,326E+07	3,448E+06
	CO		3,441E+06	2,569E+07	7,531E+06	1,116E+06
	CO <sub>2</sub>		1,000E+10	7,467E+10	2,189E+10	3,244E+09
	SO <sub>2</sub>		6,490E+06	4,845E+07	1,420E+07	2,105E+06
	Staub		9,129E+05	6,815E+06	1,998E+06	2,961E+05
	AP		1,417E+07	1,058E+08	3,102E+07	4,596E+06
	THP		1,047E+10	7,814E+10	2,290E+10	3,394E+09
absolute Emissionen für die Bereitstellung elektrischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	1,054E+06	5,845E+06	7,920E+06	8,013E+06
	CO		4,860E+05	2,769E+06	3,702E+06	3,732E+06
	CO <sub>2</sub>		7,539E+08	4,063E+09	5,587E+09	5,675E+09
	SO <sub>2</sub>		5,344E+04	6,098E+04	2,040E+05	2,603E+05
	Staub		2,370E+04	9,791E+04	1,558E+05	1,637E+05
	AP		7,893E+05	4,069E+06	5,726E+06	5,850E+06
	THP		8,415E+08	4,569E+09	6,259E+09	6,351E+09
absolute Emissionen für die Bereitstellung thermischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	1,379E+07	1,306E+07	1,320E+07	1,320E+07
	CO		6,441E+06	6,062E+06	6,169E+06	6,171E+06
	CO <sub>2</sub>		9,731E+09	9,284E+09	9,312E+09	9,314E+09
	SO <sub>2</sub>		3,663E+05	5,103E+05	3,401E+05	3,401E+05
	Staub		2,724E+05	2,765E+05	2,596E+05	2,596E+05
	AP		9,980E+06	9,625E+06	9,544E+06	9,546E+06
	THP		1,090E+10	1,038E+10	1,043E+10	1,043E+10
spezifische Emissionen (bezogen auf elektrische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	3,045E+01	4,062E+01	1,451E+02	3,454E+02
	CO		1,404E+01	1,924E+01	6,782E+01	1,609E+02
	CO <sub>2</sub>		2,179E+04	2,823E+04	1,024E+05	2,446E+05
	SO <sub>2</sub>		1,540E+00	4,200E-01	3,740E+00	1,122E+01
	Staub		6,800E-01	6,800E-01	2,850E+00	7,060E+00
	AP		2,281E+01	2,828E+01	1,049E+02	2,522E+02
	THP		2,432E+04	3,175E+04	1,147E+05	2,738E+05
spezifische Emissionen (bezogen auf thermische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	3,268E+02	3,096E+02	3,129E+02	3,130E+02
	CO		1,527E+02	1,437E+02	1,462E+02	1,463E+02
	CO <sub>2</sub>		2,307E+05	2,201E+05	2,207E+05	2,208E+05
	SO <sub>2</sub>		8,680E+00	1,210E+01	8,060E+00	8,060E+00
	Staub		6,460E+00	6,560E+00	6,150E+00	6,150E+00
	AP		2,366E+02	2,282E+02	2,262E+02	2,263E+02
	THP		2,584E+05	2,461E+05	2,473E+05	2,473E+05
Emissionen im Referenzszenario	NO <sub>x</sub>	mg	3,018E+07	3,018E+07	3,018E+07	3,018E+07
	CO		2,531E+07	2,531E+07	2,531E+07	2,531E+07
	CO <sub>2</sub>		2,018E+10	2,018E+10	2,018E+10	2,018E+10
	SO <sub>2</sub>		1,201E+07	1,201E+07	1,201E+07	1,201E+07
	Staub		1,178E+06	1,178E+06	1,178E+06	1,178E+06
	AP		3,398E+07	3,398E+07	3,398E+07	3,398E+07

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
	THP		2,137E+10	2,137E+10	2,137E+10	2,137E+10
absolute Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	2,597E+07	9,063E+07	3,232E+07	1,241E+07
	CO		2,182E+07	4,217E+07	2,297E+07	1,652E+07
	CO <sub>2</sub>		1,970E+10	8,150E+10	2,717E+10	8,437E+09
	SO <sub>2</sub>		1,808E+07	5,989E+07	2,567E+07	1,352E+07
	Staub		1,795E+06	7,619E+06	2,761E+06	1,051E+06
	AP		3,739E+07	1,261E+08	4,973E+07	2,318E+07
	THP		2,010E+10	8,456E+10	2,759E+10	7,981E+09
absolute Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	1,534E+07	1,127E+07	9,057E+06	8,961E+06
	CO		1,838E+07	1,648E+07	1,544E+07	1,540E+07
	CO <sub>2</sub>		9,697E+09	6,835E+09	5,283E+09	5,193E+09
	SO <sub>2</sub>		1,159E+07	1,144E+07	1,147E+07	1,141E+07
	Staub		8,824E+05	8,040E+05	7,631E+05	7,551E+05
	AP		2,321E+07	2,029E+07	1,871E+07	1,859E+07
	THP		9,631E+09	6,422E+09	4,681E+09	4,587E+09
relative Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	8,605E+01	3,003E+02	1,071E+02	4,112E+01
	CO		8,622E+01	1,666E+02	9,075E+01	6,528E+01
	CO <sub>2</sub>		9,761E+01	4,038E+02	1,346E+02	4,180E+01
	SO <sub>2</sub>		1,505E+02	4,985E+02	2,137E+02	1,125E+02
	Staub		1,523E+02	6,465E+02	2,343E+02	8,920E+01
	AP		1,100E+02	3,711E+02	1,463E+02	6,822E+01
	THP		9,404E+01	3,957E+02	1,291E+02	3,734E+01
relative Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	5,082E+01	3,735E+01	3,001E+01	2,970E+01
	CO		7,263E+01	6,510E+01	6,099E+01	6,087E+01
	CO <sub>2</sub>		4,805E+01	3,387E+01	2,618E+01	2,573E+01
	SO <sub>2</sub>		9,651E+01	9,525E+01	9,547E+01	9,500E+01
	Staub		7,488E+01	6,823E+01	6,476E+01	6,408E+01
	AP		6,831E+01	5,970E+01	5,506E+01	5,469E+01
	THP		4,506E+01	3,005E+01	2,190E+01	2,146E+01

Tabelle E.6: Emissionsparameter (Sommerwerktag, starker Wind, Sonnentag)

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
Nettoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	-5,030E+06	-6,726E+07	-8,019E+06	1,201E+07
	CO		-7,572E+05	-2,092E+07	-1,689E+06	4,793E+06
	CO <sub>2</sub>		-6,158E+09	-6,468E+10	-9,029E+09	9,811E+09
	SO <sub>2</sub>		-6,614E+06	-4,453E+07	-8,584E+06	3,641E+06
	Staub		-8,332E+05	-6,168E+06	-1,106E+06	6,134E+05
	AP		-1,040E+07	-9,329E+07	-1,454E+07	1,216E+07
	THP		-6,129E+09	-6,737E+10	-9,120E+09	1,060E+10

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbauszenario	Nahwärmeszenario	BHKW-Szenario
spezifische Nettoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	-9,968E+01	-4,514E+02	-1,443E+02	5,031E+02
	CO		-1,501E+01	-1,404E+02	-3,039E+01	2,008E+02
	CO <sub>2</sub>		-1,220E+05	-4,341E+05	-1,624E+05	4,111E+05
	SO <sub>2</sub>		-1,311E+02	-2,988E+02	-1,545E+02	1,526E+02
	Staub		-1,651E+01	-4,140E+01	-1,990E+01	2,570E+01
	AP		-2,062E+02	-6,261E+02	-2,616E+02	5,094E+02
	THP		-1,215E+05	-4,522E+05	-1,641E+05	4,440E+05
Bruttoemissionen	NO <sub>x</sub>	mg	6,063E+06	5,990E+06	6,309E+06	1,208E+07
	CO		2,833E+06	2,790E+06	2,949E+06	4,818E+06
	CO <sub>2</sub>		4,277E+09	4,240E+09	4,450E+09	9,883E+09
	SO <sub>2</sub>		1,575E+05	1,914E+05	1,625E+05	3,688E+06
	Staub		1,194E+05	1,220E+05	1,241E+05	6,199E+05
	AP		4,385E+06	4,370E+06	4,561E+06	1,226E+07
	THP		4,792E+09	4,746E+09	4,986E+09	1,067E+10
spezifische Bruttoemissionen (bezogen auf Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	1,202E+02	4,020E+01	1,135E+02	5,063E+02
	CO		5,615E+01	1,873E+01	5,305E+01	2,019E+02
	CO <sub>2</sub>		8,477E+04	2,846E+04	8,007E+04	4,141E+05
	SO <sub>2</sub>		3,120E+00	1,280E+00	2,920E+00	1,545E+02
	Staub		2,370E+00	8,200E-01	2,230E+00	2,598E+01
	AP		8,690E+01	2,933E+01	8,207E+01	5,137E+02
	THP		9,496E+04	3,185E+04	8,970E+04	4,471E+05
Emissionen Strombezug	NO <sub>x</sub>	mg	2,176E+03	0,000E+00	0,000E+00	5,775E+06
	CO		7,044E+02	0,000E+00	0,000E+00	1,869E+06
	CO <sub>2</sub>		2,047E+06	0,000E+00	0,000E+00	5,433E+09
	SO <sub>2</sub>		1,328E+03	0,000E+00	0,000E+00	3,525E+06
	Staub		1,869E+02	0,000E+00	0,000E+00	4,959E+05
	AP		2,901E+03	0,000E+00	0,000E+00	7,699E+06
	THP		2,142E+06	0,000E+00	0,000E+00	5,685E+09
Emissionen Gutschrift	NO <sub>x</sub>	mg	1,109E+07	7,325E+07	1,433E+07	7,662E+04
	CO		3,591E+06	2,371E+07	4,638E+06	2,480E+04
	CO <sub>2</sub>		1,044E+10	6,892E+10	1,348E+10	7,209E+07
	SO <sub>2</sub>		6,772E+06	4,472E+07	8,747E+06	4,678E+04
	Staub		9,525E+05	6,290E+06	1,230E+06	6,580E+03
	AP		1,479E+07	9,766E+07	1,910E+07	1,021E+05
	THP		1,092E+10	7,212E+10	1,411E+10	7,544E+07
absolute Emissionen für die Bereitstellung elektrischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	5,892E+05	1,774E+06	2,366E+06	8,140E+06
	CO		2,757E+05	8,293E+05	1,106E+06	2,975E+06
	CO <sub>2</sub>		4,152E+08	1,252E+09	1,669E+09	7,102E+09
	SO <sub>2</sub>		1,390E+04	4,571E+04	6,095E+04	3,586E+06
	Staub		1,144E+04	3,489E+04	4,652E+04	5,424E+05
	AP		4,247E+05	1,283E+06	1,711E+06	9,409E+06
	THP		4,652E+08	1,402E+09	1,870E+09	7,555E+09

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
absolute Emissionen für die Bereitstellung thermischer Nutzenergie	NO <sub>x</sub>	mg	5,473E+06	4,215E+06	3,943E+06	3,943E+06
	CO		2,558E+06	1,961E+06	1,843E+06	1,843E+06
	CO <sub>2</sub>		3,862E+09	2,989E+09	2,782E+09	2,782E+09
	SO <sub>2</sub>		1,436E+05	1,457E+05	1,016E+05	1,016E+05
	Staub		1,079E+05	8,711E+04	7,754E+04	7,754E+04
	AP		3,960E+06	3,087E+06	2,851E+06	2,851E+06
	THP		4,327E+09	3,344E+09	3,116E+09	3,116E+09
spezifische Emissionen (bezogen auf elektrische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	1,760E+01	1,344E+01	6,129E+01	5,078E+02
	CO		8,230E+00	6,280E+00	2,865E+01	1,856E+02
	CO <sub>2</sub>		1,240E+04	9,481E+03	4,324E+04	4,430E+05
	SO <sub>2</sub>		4,200E-01	3,500E-01	1,580E+00	2,237E+02
	Staub		3,400E-01	2,600E-01	1,210E+00	3,384E+01
	AP		1,268E+01	9,720E+00	4,431E+01	5,870E+02
	THP		1,389E+04	1,062E+04	4,844E+04	4,713E+05
spezifische Emissionen (bezogen auf thermische Nutzenergie)	NO <sub>x</sub>	mg/kWh	3,223E+02	2,483E+02	2,322E+02	2,322E+02
	CO		1,506E+02	1,155E+02	1,085E+02	1,085E+02
	CO <sub>2</sub>		2,275E+05	1,760E+05	1,638E+05	1,638E+05
	SO <sub>2</sub>		8,450E+00	8,580E+00	5,980E+00	5,980E+00
	Staub		6,360E+00	5,130E+00	4,570E+00	4,570E+00
	AP		2,332E+02	1,818E+02	1,679E+02	1,679E+02
	THP		2,548E+05	1,969E+05	1,835E+05	1,835E+05
Emissionen im Referenzszenario	NO <sub>x</sub>	mg	1,768E+07	1,768E+07	1,768E+07	1,768E+07
	CO		1,198E+07	1,198E+07	1,198E+07	1,198E+07
	CO <sub>2</sub>		1,333E+10	1,333E+10	1,333E+10	1,333E+10
	SO <sub>2</sub>		8,216E+06	8,216E+06	8,216E+06	8,216E+06
	Staub		9,498E+05	9,498E+05	9,498E+05	9,498E+05
	AP		2,106E+07	2,106E+07	2,106E+07	2,106E+07
	THP		1,405E+10	1,405E+10	1,405E+10	1,405E+10
absolute Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	2,271E+07	8,495E+07	2,570E+07	5,677E+06
	CO		1,274E+07	3,290E+07	1,367E+07	7,185E+06
	CO <sub>2</sub>		1,949E+10	7,801E+10	2,236E+10	3,521E+09
	SO <sub>2</sub>		1,483E+07	5,274E+07	1,680E+07	4,575E+06
	Staub		1,783E+06	7,118E+06	2,056E+06	3,364E+05
	AP		3,146E+07	1,144E+08	3,560E+07	8,902E+06
	THP		2,018E+10	8,143E+10	2,317E+10	3,458E+09
absolute Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	mg	1,162E+07	1,169E+07	1,137E+07	5,600E+06
	CO		9,145E+06	9,188E+06	9,030E+06	7,161E+06
	CO <sub>2</sub>		9,055E+09	9,092E+09	8,882E+09	3,449E+09
	SO <sub>2</sub>		8,059E+06	8,025E+06	8,054E+06	4,528E+06
	Staub		8,304E+05	8,278E+05	8,257E+05	3,299E+05
	AP		1,668E+07	1,669E+07	1,650E+07	8,800E+06
	THP		9,262E+09	9,307E+09	9,068E+09	3,383E+09

Parameter	Emissionsstoff	Einheit	Referenzszenario	Ausbau-szenario	Nahwärme-szenario	BHKW-Szenario
relative Nettoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	1,284E+02	4,804E+02	1,454E+02	3,210E+01
	CO		1,063E+02	2,747E+02	1,141E+02	5,999E+01
	CO <sub>2</sub>		1,462E+02	5,851E+02	1,677E+02	2,641E+01
	SO <sub>2</sub>		1,805E+02	6,420E+02	2,045E+02	5,568E+01
	Staub		1,877E+02	7,494E+02	2,165E+02	3,542E+01
	AP		1,494E+02	5,430E+02	1,690E+02	4,227E+01
	THP		1,436E+02	5,794E+02	1,649E+02	2,461E+01
relative Bruttoeinsparung	NO <sub>x</sub>	%	6,572E+01	6,613E+01	6,432E+01	3,167E+01
	CO		7,635E+01	7,670E+01	7,538E+01	5,978E+01
	CO <sub>2</sub>		6,792E+01	6,819E+01	6,662E+01	2,587E+01
	SO <sub>2</sub>		9,808E+01	9,767E+01	9,802E+01	5,511E+01
	Staub		8,743E+01	8,716E+01	8,694E+01	3,473E+01
	AP		7,918E+01	7,925E+01	7,834E+01	4,179E+01
	THP		6,590E+01	6,623E+01	6,452E+01	2,407E+01







