
Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt

Von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Bergakademie Freiberg
genehmigte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades
doctor rerum politicarum
Dr. rer. pol.
vorgelegt

von: Dipl.-Vw. Nikolaus Kramer

geboren am: 25.11.1972 in Kiel

Gutachter: Prof. Dr. Karl Lohmann, Freiberg / Sachsen
Prof. Dr. Horst Brezinski, Freiberg / Sachsen
Prof. Dr. Günther Schulze, Freiburg im Brsg.

Tag der Verleihung: 2. Dezember 2002

Tabellenverzeichnis.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Verzeichnis der Abkürzungen.....	XI
Alphabetisches Verzeichnis der Parameter, Indizes und Variablen.....	XIII
1 Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung.....	2
1.2 Zielsetzung.....	5
1.3 Quantitative und methodische Ergebnisse.....	5
1.4 Vorgehensweise.....	7
2 Grundlagenteil.....	9
2.1 Historische Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik.....	9
2.2 Die EU-Binnenmarkt-Richtlinie-Strom.....	10
2.3 Die Verbändevereinbarung Strom.....	12
2.4 Der Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland.....	13
2.4.1 Verteilung und Transport.....	13
2.4.2 Stromverbrauch.....	14
2.4.3 Erzeugungsstruktur.....	16
2.4.4 Die Kosten der Stromerzeugung.....	19
2.4.5 Marktteilnehmer.....	20
2.5 Stromhandel.....	21
2.6 Am Strommarkt gehandelte Produkte.....	23
2.6.1 Day-Ahead Base und Day-Ahead Peak.....	23
2.6.2 Jahresbase und Jahrespeak.....	24
2.6.3 Quartalsbase und Quartalspeak.....	24
2.6.4 Monatsbase und Monatspeak.....	24
2.7 Die Elektrizitätsmärkte in Europa.....	24
2.7.1 Österreich / Schweiz.....	25
2.7.2 Belgien / Niederlande / Luxemburg.....	25
2.7.3 Spanien / Portugal.....	26
2.7.4 Frankreich.....	26
2.7.5 Italien.....	27
2.8 Die deutsche Elektrizitätswirtschaft im europäischen Verbund.....	27
2.9 Die Rolle der alternativen Energieträger in der Energiewirtschaft.....	28
3 Strompreisprozesse.....	31
3.1 Theoretische Überlegungen zum Strompreis.....	31
3.2 Modellierung von Preisprozessen.....	32
3.3 Quantitative Untersuchung unterschiedlicher Strompreisprozesse.....	35
3.3.1 Spotpreise.....	35

3.3.2 Terminpreise.....	36
3.3.3 Zusammenhang Spotpreis und Terminpreis.....	37
3.4 Zusammenfassung	41
4 Modellbildung und Optimierung in der Energiewirtschaft	43
4.1 Grundlegendes zur Systemanalyse	43
4.2 Der Modellierungsprozeß	44
4.3 Klassifizierung der Modellbildung in der Energiewirtschaft.....	46
4.4 Kraftwerkseinsatzplanung	48
5 German Electricity Market Model.....	51
5.1 Verwendete Daten.....	51
5.2 Die zeitliche und regionale Auflösung im GEMM-Modell	51
5.2.1 Zeitliche Auflösung des Modells	52
5.2.2 Regionale Auflösung	52
5.3 Die Transmissionskapazitäten	53
5.4 Die thermischen Kraftwerksparks	55
5.4.1 Die Kosten der Stromerzeugung	57
5.4.2 Brennstoffkosten der Kernkraftwerke und der Braunkohlekraftwerke.....	59
5.4.3 Der Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke	60
5.5 Der exogene Vektor	62
5.5.1 Die Einspeisung aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen.....	62
5.5.2 Die hydraulischen Kraftwerksparks	64
5.5.3 Die Einspeisung aus Industriekraftwerken.....	70
5.5.4 Der Stromaustausch mit modellexogenen Regionen	70
5.6 Die Endnachfrage	71
5.7 Zusammenfassung	73
6 Mikroökonomische Modellannahmen.....	75
6.1 Preiselastizität der Nachfrage	75
6.2 Preisbildung	77
6.3 Zusammenfassung	81
7 Darstellung der formalen Struktur des GEMM-Modells.....	83
7.1 Die Zielfunktion.....	84
7.2 Die Identitätsgleichungen	85
7.2.1 Die variablen Kosten der Stromerzeugung	85
7.2.2 Die Kosten des Stromtransports	86
7.2.3 Die Gleichgewichtsbedingung	87
7.2.4 Der exogene Vektor	87
7.3 Die Restriktionen	88
7.3.1 Die Kapazitätsrestriktionen der thermischen Kraftwerkstypen.....	88

7.3.2 Die Import-Export Restriktionen	89
7.4 Die Nichtnegativitätsbedingungen	90
8 Validierung.....	91
8.1 Vergleich der Preise für Jahresbase und Jahrespeak	91
8.2 Der Spotmarkt	93
8.3 Der Terminmarkt.....	95
8.4 Konstruktion eines Vergleichsindexes	97
8.5 Vergleich der Benchmarkpreise mit den Modellergebnissen.....	98
8.6 Außenhandel.....	99
8.7 Zusammenfassung	105
9 Die Märkte für Steinkohle und Erdgas.....	107
9.1 Der Markt für Steinkohle	107
9.2 Der Markt für Erdgas	110
10 Sensitivitätsuntersuchungen der Preise	113
10.1 Preise für den Jahresbase.....	113
10.1.1 Jahresbase Region Österreich / Schweiz	114
10.1.2 Jahresbase Region Belgien / Niederlande / Luxemburg	116
10.1.3 Jahresbase Region Deutschland.....	117
10.1.4 Jahresbase Region Spanien / Portugal	118
10.1.5 Jahresbase Region Frankreich	119
10.1.6 Jahresbase Region Italien.....	121
10.2 Preise für den Jahrespeak	122
10.2.1 Jahrespeak Region Österreich / Schweiz.....	122
10.2.2 Jahrespeak Region Belgien / Niederlande / Luxemburg	123
10.2.3 Jahrespeak Region Deutschland	124
10.2.4 Jahrespeak Region Spanien / Portugal.....	125
10.2.5 Jahrespeak Region Frankreich	126
10.2.6 Jahrespeak Region Italien	127
11 Sensitivitätsuntersuchungen der Außenhandelssalden.....	129
11.1 Grundlegendes zu den Außenhandelssalden	129
11.1.1 Außenhandel Region Österreich / Schweiz	130
11.1.2 Außenhandel Region Belgien / Niederlande / Luxemburg.....	131
11.1.3 Außenhandel Region Deutschland.....	132
11.1.4 Außenhandel Region Spanien / Portugal	133
11.1.5 Außenhandel Region Frankreich	134
11.1.6 Außenhandel Region Italien	135
11.2 Zusammenfassung	136
12 Zusammenfassung.....	137

12.1 Andere mögliche Modellanwendungen	138
12.2 Verbesserungsmöglichkeiten des Modells.....	140
12.3 Abschließende Bemerkungen	141
Literaturverzeichnis	143
Anhang: Modellierung.....	157

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Mean-Reversion-Parameter unterschiedlicher Terminprodukte	37
Tabelle 3-2:	Korrelationskoeffizienten zwischen Terminprodukten und Spotprodukten.....	39
Tabelle 5-1:	Transmissionskapazitäten zwischen den GEMM-Regionen in MW.....	54
Tabelle 5-2:	Zusammenfassung der den einzelnen Regionen in GEMM zugeteilten thermischen Kraftwerkskapazitäten	57
Tabelle 5-3:	In GEMM verwendete Wirkungsgrade der Steinkohlekraftwerke.....	61
Tabelle 5-4:	Wirkungsgrade der Erdgas- und Heizölkraftwerke in GEMM	61
Tabelle 5-5:	Hydraulische Kraftwerkskapazitäten in den GEMM- Regionen.....	67
Tabelle 6-1:	Herfindahl-Hirschmann Index der Stromerzeuger in einzelnen Staaten der Europäischen Union:	80
Tabelle 8-1:	Jahrespreise für Peak und Base in GEMM und am Markt	92
Tabelle 8-2:	Jahressalden der ausgetauschten Strommengen in Realität und GEMM	103

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Netzbelastung in der Bundesrepublik am 3. Mittwoch im Januar, April, Juli und Oktober 1998.....	15
Abb. 2-2: Inländischer Elektrizitätsverbrauch im Jahr 1997.....	16
Abb. 2-3: Durchschnittliche Ausnutzungsdauer unterschiedlicher Kraftwerkstypen in der Bundesrepublik.....	18
Abb. 3-1: Basepreis an der LPX Juni 2000 - Mai 2001	35
Abb. 3-2: Terminpreis „IV Quartal 2001 Peak“ vom Juni 2000 - Juli 2001.....	36
Abb. 3-3: Entwicklung des an der EEX erzielten Spotpreises für eine Day-Ahead-Lieferung Base und des Terminpreises für das Produkt November 01 Base.....	38
Abb. 5-1: Endogene und exogene Regionen in GEMM.....	53
Abb. 5-2: Auslastung der KWK-Anlagen im Jahresverlauf.....	64
Abb. 5-3: Durchschnittlicher Zufluß zu einem Speicherkraftwerk im Alpenraum in den Jahren 1980 bis 1990 in % des Gesamtjahreszuflusses	68
Abb. 5-4: Erzeugung aus Wasserkraftwerken in den GEMM-Regionen.....	69
Abb. 5-5: Außenhandelsvektor der Region Deutschland mit den modellexogenen Regionen Dänemark / Schweden (DK,S), Polen (PL) und Tschechien (CZ).....	71
Abb. 5-6: Erstellung des GEMM-Werktages und des GEMM-Nichtwerktages für Januar und die Region Frankreich	72
Abb. 7-1: Graphische Darstellung von GEMM.....	84
Abb. 8-1: Terminpreise an der EEX am 22.06.2001	96
Abb. 8-2: Benchmarkpreise.....	97
Abb. 8-3: Vergleich Benchmarkpreise und Modellergebnisse.....	98
Abb. 8-4: Im GEMM Standardszenario ermittelte Außenhandelssalden	101
Abb. 8-5: Außenhandelssalden im GEMM Standardszenario.....	102
Abb. 8-6: Außenhandelssalden in der Realität	102
Abb. 9-1: Historische Wechselkurse DM / USD.....	109
Abb. 9-2: Historische Entwicklung Steinkohlepreis Nordamerika	110
Abb. 9-3: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Importerdgas in Euro/MWh	112

Abb. 10-1: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Österreich / Schweiz	114
Abb. 10-2: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg	116
Abb. 10-3: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Deutschland	117
Abb. 10-4: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Spanien / Portugal.....	118
Abb. 10-5: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Frankreich	119
Abb. 10-6: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Italien	121
Abb. 10-7: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Österreich /Schweiz	122
Abb. 10-8: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg	123
Abb. 10-9: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Deutschland	124
Abb. 10-10: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Spanien / Portugal.....	125
Abb. 10-11: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Frankreich	126
Abb. 10-12: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Italien	127
Abb. 11-1: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Österreich / Schweiz auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle	130
Abb. 11-2: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle	131
Abb. 11-3: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Deutschland auf veränderte Preise	

für Erdgas, Heizöl und Steinkohle	132
Abb. 11-4: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Spanien / Portugal auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle.....	133
Abb. 11-5: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Frankreich auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle	134
Abb. 11-6: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Italien auf veränderte Preise für Erd- gas, Heizöl und Steinkohle	135

Verzeichnis der Abkürzungen

A	Österreich
APX	Amsterdam Power Exchange
B	Belgien
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BRS	Binnenmarktrichtlinie Strom
CEPI	Central European Power Index
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
cif	cost, insurance, freight
D	Deutschland
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen-Industrieverband e.V.
DK	Dänemark
DM	Deutsche Mark
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
E	Spanien
EC	Europäische Kommission
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETSO	European Transmission System Operators
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
F	Frankreich
fob	free on board
GEMM	German Electricity Market Model
GuD	Gas- und Dampfturbine
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
I	Italien
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IFIEC	International Federation of Industrial Energy Consumers
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung

L	Luxemburg
LPX	Leipzig Power Exchange GmbH
MW	Megawatt
MWh _{el}	Megawattstunde (elektrisch)
MWh _{therm}	Megawattstunde (thermisch)
NL	Niederlande
OTC	Over-The-Counter
P	Portugal
PL	Polen
S	Schweden
SWEP	Swiss Electricity Price Index
to	Tonne
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
UCPTE	Union pour la Cordination de la Production et du Transport de l' Electricite
UNIPED	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d' Energie Electrique
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.
USD	US Dollar
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft

Alphabetisches Verzeichnis der Parameter, Indizes und Variablen

$CHP_{t,r}$	Stromproduktion der rein wärmegeführten KWK-Anlagen in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]
$CON_{r,t}$	Endnachfrage nach Strom in der Region r zum Zeitpunkt t [MWh]
CP_{RB}	Weltmarktpreis Steinkohle Richards Bay [USD/to]
CP_{PP}	Preis Steinkohle an Kraftwerk [Euro/to]
$CT_{r,rr}$	Variable Kosten des Stromtransports von Region r in Region rr
$CTP_{r,i}$	Kapazität des Kraftwerkstyps i in der Region r [MW]
$\varepsilon(N)$	Standardnormalverteilte Zufallsvariable
$ER_{t,r}$	Physikalischer Außenhandelssaldo der Region r zum Zeitpunkt t mit modellexogenen Regionen [MWh]
$ER_{USD,Euro}$	Kurs USD/Euro
η_i	Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps i
$EX_{t,r,rr}$	Stromexport von Region r nach Region rr zum Zeitschritt t
FC_i	Kosten für den in Kraftwerkstyp i eingesetzten Energieträger [Euro/MWh _{therm}]
FR	Seefrachtrate Steinkohle [USD/to]
i	Kraftwerkstypen
$IP_{t,r}$	Einspeisung aus Industriekraftwerken ins öffentliche Netz in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]
ITC	Transportkosten Steinkohle vom Seehafen zum Kraftwerksstandort [Euro/to]
$MTC_{r,rr}$	Maximale Transmissionskapazität zwischen Region r und Region rr [MW]
OVC_i	Sonstige variable Kosten des Kraftwerkstyps i [Euro/MWh]
$P_{t,r}$	Spotpreis für Strom in der Region r zum Zeitpunkt t [Euro/MWh]
r	Regionen
rr	Regionen
$HP_{t,r}$	Erzeugung mit Wasserkraftwerken in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$\sigma_{CP, RB}$	Volatilität Weltmarktpreis Steinkohle auf dem atlantischen Markt
σ_{ER}	Volatilität Wechselkurs
t	Zeitschritte
TCP	Gesamte über den betrachteten Zeitraum anfallende variable Kosten der Erzeugung [Euro]
TCT	Gesamte über den betrachteten Zeitraum anfallende Transportkosten [Euro]
TVC	Gesamte über den betrachteten Zeitraum anfallende variable Kosten [Euro]
VCP_i	Variable Kosten des Kraftwerkstyps i [Euro/MWh]
$VTC_{t,r,rr}$	Wert einer Einheit Transmissionskapazität von der Region r in die Region rr zum Zeitpunkt t [Euro/MW]
$X_{t,r,i}$	Zum Zeitschritt t mit Kraftwerk i in Region r produzierte Menge [MWh]

1 Einleitung

Mit der europaweiten Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energieträger hat sich die Wettbewerbssituation in der Stromwirtschaft, die einen der zentralen Sektoren sowohl der bundesdeutschen als auch der übrigen europäischen Volkswirtschaften darstellt, grundlegend gewandelt. Ein über lange Zeit durch seine ordnungspolitische Sonderrolle geprägter Markt mit gewachsenen Monopolstrukturen ist innerhalb von kürzester Zeit zu einem Wettbewerbsmarkt geworden, auf dem sich jedem Marktteilnehmer neue Chancen bieten, er aber auch mit bisher unbekanntem Risiken konfrontiert wird.

Auf dem bis in das Jahr 1998 regulierten Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland standen die Versorgungssicherheit und vor allem umweltpolitisch motivierte staatliche Vorgaben im Vordergrund der Energieplanung. Der Zwang zu wirtschaftlichem Handeln innerhalb der Stromwirtschaft war relativ gering ausgeprägt, da die Endverbraucherpreise auf einer Vollkosten-Plus Basis gebildet wurden und erhöhte Kosten nach Genehmigung durch den Regulierer problemlos auf die Kunden überwältzt werden konnten. Mit der im April 1998 erfolgten Liberalisierung und dem damit für jeden Endverbraucher verbundenen Recht, sich seinen Stromlieferanten selbst zu wählen, ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt eingezogen. Der dadurch entstehende Kostendruck auf die am Strommarkt agierenden Unternehmen sämtlicher Wertschöpfungsstufen führt dazu, daß wirtschaftliche Kriterien innerhalb der Energieplanung einen neuen Stellenwert bekommen.

Die Erstellung von Szenarien verschiedener möglicher Marktpreisentwicklungen für Strom ist in diesem Rahmen ein wichtiger Bestandteil jeglicher Planungsentscheidungen und Basis für langfristigen unternehmerischen Erfolg auf dem liberalisierten Strommarkt geworden. Aufgrund der zunehmenden Liquidität anderer und mit dem Elektrizitätsmarkt eng verknüpfter Energiemärkte wie zum Beispiel des Steinkohle- oder Erdgasmarktes entstehen neue Chancen und Risiken für Marktteilnehmer, die auf mehreren Energiemärkten aktiv sind. Die Interaktion der Märkte für verschiedene Energieträger spielt daher bei der Formulierung sowohl kurzfristiger als auch langfristiger Unternehmensstrategien auf dem Energiemarkt eine entscheidende Rolle. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, einen Beitrag zum besseren Verständnis der Preisbildung auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt unter besonderer Berücksichtigung verwandter Energieträgermärkte zu leisten.

Die Komplexität des technisch-ökonomischen Systems Strommarkt, die durch die Interaktion

des deutschen Strommarktes mit den Strommärkten anderer europäischer Staaten sowie den Märkten für Primärenergieträger noch erhöht wird, erfordert eine differenzierte Betrachtung des Preisbildungsprozesses. Die Abbildung des Systems Strommarkt in einem Modell kann dabei helfen, die einzelnen Komponenten des Preisbildungsprozesses zu erkennen und in ihren Interaktionen zu verstehen. Das in dieser Arbeit vorgestellte German Electricity Market Model (GEMM) bildet den deutschen Strommarkt mit seinen wesentlichen technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen sowie in seinen Wechselwirkungen mit den Strommärkten anderer europäischer Staaten ab.

1.1 Problemstellung

Die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland basiert im wesentlichen auf der Kernenergie sowie auf der Verstromung der fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Eine weitere wichtige Rolle spielt die Stromerzeugung aus Wasserkraft, sowie in zunehmendem Maße auch die Stromerzeugung aus anderen regenerativen Energiequellen wie zum Beispiel aus Windenergie oder Biomasse.

Die Zusammensetzung des Energieträgermixes läßt sich sowohl auf ökonomische als auch politische Ursachen zurückführen. Während zu den politischen Ursachen vor allem ökologische und strukturpolitische Gründe sowie ehemals der Wunsch nach einer möglichst großen Autarkie der Energieversorgung vom Ausland gehören, zählen zu den ökonomischen Ursachen die Verfügbarkeit von Rohstoffen und Technologien, sowie besonders das bei der Verstromung verschiedener Energieträger unterschiedliche Verhältnis von fixen zu variablen Kosten. Die variablen Kosten der Stromerzeugung in fossil geprägten Kraftwerksparks werden zu einem großen Teil durch die Kosten der jeweils eingesetzten Primärenergieträger¹ bestimmt, die für die Preisbildung auf einem wettbewerblich geprägten Markt besonders wichtigen Grenzkosten lassen sich in einem Stromerzeugungssystem daher wesentlich auf die Kosten des verstromten Primärenergieträgers in der Erzeugungseinheit mit den höchsten variablen Kosten zurückführen.

Im Fall der Kernenergie sowie der Verstromung von Braunkohle gestaltet sich eine Angabe der variablen Kosten äußerst schwierig. Für beide Primärenergieträger fehlen liquide Märkte und

¹ Von Primärenergie spricht man bei Energieträgern, die direkt von der Natur zur Verfügung gestellt werden (wie Holz, Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Uran oder Wasser) und die noch keiner Umwandlung unterworfen wurden (BMWI [1] (2000), S. 55).

damit repräsentative Marktpreise, die zu einer Bewertung herangezogen werden könnten. Während damit für die Energieträger Uran und Braunkohle die Definition eines Marktpreises, der die Kosten des zur Stromproduktion eingesetzten Energieträgers beschreibt, nur äußerst eingeschränkt möglich ist, gibt es für Heizöl seit langer Zeit einen am Markt ermittelten Preis. Im Fall der Energieträger Steinkohle und Erdgas war lange Zeit aufgrund staatlicher Regulierungen sowie des Nichtvorhandenseins kurzfristiger und liquider Märkte eine Bewertung zu Marktpreisen nicht möglich und auch nicht nötig, da die Kosten langfristiger Bezugsverträge pauschal auf den Endverbraucher überwältzt werden konnten, diese Energieträger wurden damit zu Beschaffungskosten bewertet.

Auf einem liberalisierten Markt ist eine Bewertung der zur Produktion eingesetzten Energieträger nach den ursprünglichen Beschaffungskosten nicht mehr adäquat, der Produzent muß vielmehr die für ihn durch den Einsatz entstehenden Opportunitätskosten als Maßstab zur Bewertung und für die Produktionsentscheidung heranziehen. Vernachlässigt man die Komplikationen, die durch technische Restriktionen, Take-or-Pay Verträge², eventuelle Transportkosten zum nächstgelegenen Marktplatz sowie durch andere Transaktionskosten entstehen, lassen sich die aktuellen Marktpreise der Energieträger im Rahmen einer Marked-to-Market Bewertung³ verwenden. Hinzu kommt, daß sich in zunehmendem Maße auch für Steinkohle und Erdgas liquide und kurzfristige Märkte entwickeln, die die Beobachtung eines Marktpreises und damit eine konsequente Marked-to-Market Bewertung eingesetzter Energieträger ermöglichen.⁴

Beim Übergang zu einem liberalisierten Markt, auf dem ein enger Zusammenhang zwischen Strompreisen und den Grenzkosten der Erzeugung zu vermuten ist, besitzen besonders die Preise der Energieträger Steinkohle und Erdgas eine große Bedeutung. Geht man davon aus, daß Kraftwerke in der Regel nach dem Prinzip der sogenannten merit order, d.h. kostenoptimal nach der Reihenfolge ihrer variablen Produktionskosten eingesetzt werden, so stellen diese beiden Energieträger in der Bundesrepublik Deutschland besonders häufig den sogenannten

² In vielen Verträgen, die sich auf Lieferung oder Bezug von leitungsgebundenen Energieträgern wie z.B. Erdgas oder Elektrizität beziehen, gibt es sogenannte Take-or-Pay Klauseln, nach denen eine festgelegte Menge bzw. Leistung in jedem Fall zu zahlen ist, auch wenn sie vom Kunden nicht abgenommen wird (Zander et al. (2000), S. 152).

³ Bei der Marked-to-Market Vorgehensweise werden Vermögensbestandteile mit ihrem aktuell am Markt erzielbaren Preis bewertet.

⁴ Lanigan (1997), S. 37ff.

Grenzprimärenergieträger. Damit bestimmen sie wesentlich die Produktionskosten des zum Betrachtungszeitpunktes mit den teuersten variablen Kosten produzierenden Kraftwerks und üben über die Grenzkosten des gesamten Systems einen entscheidenden Einfluß auf den Marktpreis aus. Die Analyse des Zusammenhanges zwischen den Marktpreisen für die Energieträger Steinkohle und Erdgas und dem Marktpreis für elektrische Energie wird damit zu einem wichtigen Bestandteil bei der Entscheidung sowohl strategischer als auch operativer Fragestellungen.

Grundsätzlich stehen zur Analyse derartiger Zusammenhänge zwei verschiedene Ansätze zur Verfügung, diese können als top-down⁵ beziehungsweise bottom-up Vorgehensweise definiert werden. Bei einem top-down Ansatz wird versucht, mit Hilfe historisch beobachteter Zeitreihen und ökonometrischer Methoden Zusammenhänge unterschiedlicher marktbeeinflussender Größen zu erkennen und auf dieser Basis Prognosen oder Szenarien für zukünftige Entwicklungen zu generieren. Ein derartiges ökonometrisches Modell versucht, die in der Vergangenheit beobachteten Beziehungen verschiedener ökonomischer Variablen in Funktionen zu formulieren um anschließend mit Hilfe von n-1 Variablen einen Wert für die zu analysierende n-te Variable zu erhalten.⁶

Ein bottom-up Ansatz hingegen versucht, die fundamentalen Zusammenhänge auf einem Markt zu erkennen und in einem Modell zu verdichten.⁷ Die fundamentale bottom-up Analyse konzentriert sich dabei auf die ökonomischen Kräfte von Angebot und Nachfrage und versucht, die Ursachen der Preisbildung zu erkennen. Da sich ein am Markt gebildeter Strompreis in der Bundesrepublik erst seit Beginn der Liberalisierung im April 1998 beobachten läßt, stößt eine top-down Vorgehensweise aufgrund mangelnder historischer Daten schnell an ihre Grenzen. Zur Analyse der Zusammenhänge zwischen den Preisen der betrachteten Primärenergieträger sowie dem Strompreis bleibt demnach nur die Möglichkeit einer fundamentalen Vorgehens-

⁵ Nicht zu verwechseln ist die hier als top-down klassifizierte Vorgehensweise mit der technischen Analyse, bei der keine Zusammenhänge unterschiedlicher ökonomischer Variablen untersucht werden, sondern nur die Entwicklung des zu analysierenden Marktpreises betrachtet wird. Auch die hier als top-down Methode bezeichnete Vorgehensweise stellt im Grunde genommen einen Ansatz dar, der versucht, fundamentale preisbeeinflussende Faktoren am Markt zu erkennen, dies ist bei der als technische Analyse oder Chartanalyse bezeichneten Vorgehensweise nicht der Fall.

⁶ Zum Aufbau ökonometrischer Modelle vgl. z.B. Roche (1995), S. 85.

⁷ Zu den unterschiedlichen Techniken, die zur Analyse und Prognose von Preisen auf Commoditymärkten eingesetzt werden können, vgl. z.B. Roche (1995), S. 75 ff, S. 173 ff; Murphy (1991), S. 4 ff; Labys (1999), S. 114 ff.

weise mit einer Modellierung der auf dem Markt auftretenden Angebots- und Nachfragefunktionen.

1.2 Zielsetzung

Ziel des in dieser Arbeit vorgestellten German Electricity Market Model (GEMM) ist die fundamentale Modellierung des deutschen Strommarktes. Da der deutsche Strommarkt in enger Interaktion mit den Strommärkten anderer europäischer Staaten steht, muß eine problemadäquate Modellierung diesen Wechselwirkungen Rechnung tragen und die für den deutschen Strommarkt bedeutsamsten europäischen Regionen in den Modellansatz integrieren.

In GEMM werden Stromangebot und -nachfrage verschiedener europäischer Regionen genauso wie die Übertragungskapazitäten zwischen diesen Regionen in unterschiedlichem Detaillierungsgrad über mehrere Zeitschritte abgebildet und in ein lineares Optimierungsproblem übersetzt. Mit Hilfe einer computerunterstützten Optimierungsrechnung können anschließend für jede Region und zu jedem Zeitpunkt die durch die jeweils auftretende Nachfrage verursachten kurzfristigen Systemgrenzkosten bestimmt werden, die sich nach Zugrundelegen bestimmter Standardannahmen der Mikroökonomie als Marktpreis interpretieren lassen. Des weiteren läßt sich der Außenhandel zwischen den abgebildeten Regionen aus dem Modell ableiten.

Das Modell GEMM wird in dieser Arbeit dazu genutzt, um die Einflüsse von Änderungen der Marktpreise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl auf den Strompreis und den Stromaustausch zwischen unterschiedlichen europäischen Regionen im Rahmen einer Fundamentalanalyse zu simulieren.

1.3 Quantitative und methodische Ergebnisse

In dem in dieser Arbeit vorgestellten Modell GEMM wird, wie im vorigen Abschnitt dargestellt, der europäische Strommarkt als System begriffen und modelliert. Eine genaue Definition, welche Elemente in der Realität zu dem System europäischer Strommarkt zählen und wie sich dieses System gliedern ließe, ist schwer möglich, da es sich um ein offenes System handelt, das sich aus überschneidenden Subsystemen mit politischen, technischen und sozio-ökonomischen Komponenten zusammensetzt. So ließe sich der europäische Elektrizitätsmarkt zum Beispiel als hierarchisches System auffassen, das aus zahlreichen nationalen Subsystemen besteht, die ihrerseits wiederum aus den Subsystemen einzelner Marktakteure zusammengesetzt sind. Problematisch wäre, daß viele dieser Marktteilnehmer inzwischen grenzüberschreitend tätig

sind und sich damit dem nationalen Subsystem nicht mehr zuordnen lassen. Dieses Beispiel zeigt, daß Vereinfachungen beim Übergang von der Realität zum Modell notwendig sind.

Da bei der Modellierung derart komplexer realer Systeme also notwendigerweise Vereinfachungen gemacht werden müssen und immer nur ein Ausschnitt der Realität betrachtet werden kann, außerdem die verwendeten Daten mit gewissen Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit behaftet sind, sollten die quantitativen Modellergebnisse mit Vorsicht behandelt werden. Dies darf aber nicht als Argument gegen den Versuch einer Modellierung verwendet werden, da der Sinn und Zweck einer Modellierung nicht einzig und allein im Erzielen quantitativ verwertbarer Ergebnisse besteht. Der durch den Modellierungsprozeß erzielte Zugewinn an Systemverständnis kann vielmehr als ein mindestens ebenso wertvolles Ergebnis der Modellierung betrachtet werden. Ein Modell kann kein komplettes Abbild der Realität darstellen, sondern immer nur Teilaspekte erfassen und wird daher naturgemäß in seiner Aussagekraft bezüglich der Prognose quantitativer Ergebnisse beschränkt bleiben. Bei der Modellierung komplexer Systeme und deren Fortschreibung in die Zukunft ist es daher vielleicht angebrachter, nicht von Prognosen, sondern von Szenarien zu sprechen.

Bei der computergestützten Modellierung eines Systems müssen immer wieder von Neuem Kompromisse getroffen werden zwischen dem, was methodisch wünschenswert wäre und dem, was aus datentechnischen und vor allem aus Gründen der verfügbaren Ressourcen, namentlich der Rechenzeiten, implementierbar ist.⁸ Die Entscheidungen darüber, welche Annahmen sinnvoll sind und eine Verbesserung der Modellergebnisse bewirken, und welche Annahmen dem Modell zwar methodische Eleganz verleihen, letztendlich aber nur die Rechenzeiten erhöhen und die Handhabung des Modells erschweren, stellen einen der wichtigen und häufig unterschätzten Aspekte der Modellierung dar. In dieser Arbeit wurde versucht, den Schwerpunkt sowohl auf der Beschreibung der methodischen Vorgehensweise bei der Entwicklung des Modells GEMM als auch auf der Analyse quantitativer Ergebnisse zu setzen.

⁸ So verfügte das in dieser Arbeit vorgestellte Modell GEMM in seiner Ausgangsversion über zahlreiche zusätzliche Annahmen, die im Laufe des Einsatzes des Modells zur Szenarienerstellung entfernt wurden, da sie die Rechenzeiten erheblich verlängerten. So wurden zum Beispiel alle Annahmen, die dazu geführt hätten, daß Ganzzahligkeiten oder Nichtlinearitäten in den Modellgleichungen aufgetaucht wären, aus dem Modell entfernt, da dies die Rechenzeiten des verwendeten Solvers in einem nicht mehr zu tolerierenden Ausmaß erhöht hätte.

1.4 Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in einen deskriptiven, einen methodischen und einen empirischen Teil.

Im deskriptiv orientierten ersten Teil, der die Kapitel 2, 3 und 4 umfaßt, werden die zum Verständnis des Modells GEMM nötigen energiewirtschaftlichen Grundlagen vermittelt. In Kapitel 2 werden zunächst die ökonomischen, technischen, rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen der europäischen Elektrizitätsmärkte beschrieben. Kapitel 3 beschäftigt sich mit den Eigenschaften von Großhandelsstrompreisen in liberalisierten Märkten, diese werden zunächst theoretisch untersucht, anschließend werden einige Beispiele aus der Realität analysiert. Kapitel 4 ist der Darstellung der Grundlagen der Modellbildung mit einer Klassifizierung unterschiedlicher Energiemodelle sowie einem Überblick über verschiedene energiewirtschaftliche Modellansätze gewidmet.

Der zweite, methodisch orientierte Teil der Arbeit ist der Beschreibung des Modells GEMM gewidmet und beinhaltet die Kapitel 5, 6, 7 und 8. In Kapitel 5 werden zunächst die quantitativen Modellannahmen bezüglich der Kraftwerksparks, Erzeugungskosten, Transmissionskapazitäten und -kosten sowie der Elektrizitätsnachfrage beschrieben, bevor in Kapitel 6 die mikroökonomischen Annahmen, die der Modellierung zugrunde liegen, dargestellt werden. Des weiteren werden im Kapitel 6 die mikroökonomischen Modellannahmen hinsichtlich ihrer Realitätsnähe auf dem europäischen Elektrizitätsmarkt kritisch hinterfragt, um Anhaltspunkte für die Aussagekraft der Modellergebnisse zu gewinnen. In Kapitel 7 wird die formale Struktur des Modells dargelegt. Der zweite Teil schließt in Kapitel 8 mit einem Benchmarking des Modells, hierzu werden verschiedene in der Realität beobachtete Werte mit den Modellergebnissen verglichen, um anschließend Aussagen über die Qualität der mit dem Modell GEMM erzielten Ergebnisse treffen zu können.

Im dritten und empirisch orientierten Teil der Arbeit wird das Modell GEMM genutzt, um verschiedene Szenarien zu simulieren und Sensitivitätsanalysen durchzuführen. Ziel des dritten Abschnittes ist es, beispielhaft darzustellen, wie GEMM bei der Analyse unterschiedlicher Fragestellungen eingesetzt werden kann. Hierzu werden in Kapitel 9 zunächst die Märkte für Steinkohle und Erdgas beschrieben. In den beiden darauffolgenden Kapiteln werden die Preise der Energieträger Steinkohle, Erdgas und Erdöl im Modell schrittweise verändert, um Sensitivitätsanalysen der Preise und der Außenhandelsalden durchzuführen. In Kapitel 10 werden die

Preise für unterschiedliche Stromprodukte hinsichtlich ihrer Reaktion auf Veränderungen der Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl analysiert, in Kapitel 11 steht die Reaktion des Stromaustausches verschiedener europäischer Regionen im Vordergrund. Die vorliegende Arbeit schließt in Kapitel 12 mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick auf Möglichkeiten, das Modell GEMM insbesondere im Hinblick auf die mikroökonomischen Annahmen zu erweitern.

2 Grundlagenteil

In diesem Teil der Arbeit werden die rechtlichen, politischen und technisch-ökonomischen Grundlagen der Energiewirtschaft in Deutschland beschrieben und bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Struktur des europäischen Binnenmarktes für Strom analysiert. Zunächst wird die historische Entwicklung der Energiewirtschaft in groben Zügen aufgezeichnet, bevor auf die aktuelle Marktstruktur, die Kostenstruktur des deutschen Kraftwerksparks und die Marktteilnehmer eingegangen wird. Danach werden die auf dem kontinentaleuropäischen Strommarkt wichtigsten und in GEMM abgebildeten Regionen mit den Charakteristika ihrer Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen beschrieben, um im Anschluß daran die Integration der deutschen Elektrizitätswirtschaft im europäischen Verbundsystem zu diskutieren. Den Abschluß des Grundlagenteils bildet eine kurze Beschreibung der momentanen Rolle der erneuerbaren Energieträger in der Elektrizitätswirtschaft.

2.1 Historische Entwicklung der Energiewirtschaft in der Bundesrepublik

Die in der Bundesrepublik bis 1998 geltenden gesetzlichen Grundlagen der Energiewirtschaft lassen sich auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935 sowie auf das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) von 1957 zurückführen. Die ordnungspolitische Sonderrolle der leitungsgebundenen Energiewirtschaft wird in der Präambel des EnWG deutlich, die eine Verhinderung möglicher "volkswirtschaftlich schädlicher Auswirkungen des Wettbewerbs" auf die Energiewirtschaft zum Leitmotiv staatlicher Einflußnahme auf den Energiesektor macht, um "die Energieversorgung so sicher und so billig wie möglich zu gestalten"⁹. Im GWB von 1957 findet die besondere Stellung der Energiewirtschaft ihren Ausdruck darin, daß die Unternehmen der öffentlichen Versorgung vom Preisbindungsverbot, vom Kartellverbot sowie von der Mißbrauchsaufsicht über Ausschließlichkeitsvereinbarungen freigestellt werden.

Diese ordnungspolitische Sonderrolle der Energiewirtschaft gegenüber anderen Sektoren der Volkswirtschaft wurde mit dem Vorliegen natürlicher Monopole, der zentralen Rolle der Elektrizitätsversorgung in der Volkswirtschaft, der umweltpolitischen Relevanz des Energiesektors sowie der Anschluß- und Versorgungspflicht gerechtfertigt. Von einem natürlichen Monopol spricht man dann, wenn ein Produkt oder eine Dienstleistung in einer Volkswirtschaft durch ein einzelnes Unternehmen kostengünstiger produziert werden kann als durch die Gesamtheit aller

⁹ Nach Deutsche Bank Research (1998), S. 4.

Unternehmen.¹⁰ Bei dem Vorliegen eines natürlichen Monopols sinken bei steigenden Skalenerträgen Grenz- und Durchschnittskosten mit der Ausbringungsmenge, die sich im Strommarkt sowohl in der eigentlich produzierten Menge als auch in der transportierten Menge manifestieren kann. Ein weiteres Argument, mit dem besondere staatliche Einflußnahme im Energiesektor gerechtfertigt wurde, basiert auf der zentralen Rolle der Energieversorgung innerhalb der Volkswirtschaft. Da Elektrizität einen in allen Bereichen der Volkswirtschaft benötigten Inputfaktor darstellt, wirkt sich eine Störung der Energieversorgung in erheblichem Maße auf das gesamte Wirtschaftssystem aus. Die umweltpolitische Relevanz des Elektrizitätssektors begründet sich auf die bei der Stromerzeugung entstehenden externen Effekte. Die bei der Verbrennung fossiler Energieträger anfallenden Emissionen rechtfertigen staatliche Einflußnahme ebenso wie der umstrittene Einsatz von Kernenergie. Die primär sozialpolitisch motivierte Anschluß- und Versorgungspflicht verpflichtete die Stromversorger, alle Haushalte in ihrem Versorgungsgebiet an das öffentliche Stromnetz anzuschließen. Geht man davon aus, daß eine gesicherte Versorgung mit Elektrizität, Wärme und Wasser ähnlich wie die Versorgung mit Lebensmitteln zur Befriedigung der Grundbedürfnisse der Bevölkerung nötig ist, so läßt sich auch mit diesem Argument eine staatliche Einflußnahme auf den Sektor Elektrizitätswirtschaft rechtfertigen.¹¹

Lange Zeit war allgemein unumstritten, daß in leitungsgebundenen Sektoren wie Telekommunikation und Versorgung mit Strom, Gas oder Wasser aufgrund der hohen Fixkostenanteile und der Irreversibilität der Investitionen natürliche Monopole vorliegen. Erst seit etwa 1980 setzte sich mehr und mehr die theoretisch und empirisch fundierte Erkenntnis durch, daß Wettbewerb als Ordnungsprinzip am besten geeignet sei, eine kosten- und ressourceneffiziente Versorgung in den Bereichen der öffentlichen Versorgung zu gewährleisten.¹² Diese Einsicht schlägt sich in der EU-Binnenmarkt-Richtlinie-Strom wider, die im folgenden Abschnitt kurz skizziert wird.

2.2 Die EU-Binnenmarkt-Richtlinie-Strom

Am 19. Februar 1997 trat in der Europäischen Union die Binnenmarkt-Richtlinie-Strom (BRS) in Kraft. Sie verpflichtet die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, die Richtlinie innerhalb

¹⁰ Bräuer (1997), S.13.

¹¹ Deutsche Bank Research (1998), S. 5 ff.

¹² IEA (1999), S. 23.

von zwei Jahren in nationales Recht umzusetzen.¹³ Die BRS sieht dabei eine stufenweise Mindestöffnung der zuvor regulierten nationalen Strommärkte vor, die nach einer Quote bzw. dem Kreis der zugelassenen Kunden definiert ist.¹⁴ Zugelassene Kunden sind Endverbraucher, denen die freie Wahl des Stromlieferanten zusteht. Bis zum 19. Februar 1999 mußte jedem Kunden mit einem Verbrauch von über 40 GWh/Jahr die freie Wahl des Lieferanten möglich sein, dies entspricht einer Marktöffnung der nationalen Märkte von ca. 26%. Ab dem 19. Februar 2000 wird dieser Wert auf 20 GWh/Jahr gesenkt, was einer Marktöffnung von 28% entspricht. Mit dem 19. Februar 2003 sinkt der Schwellenwert auf 9 GWh/Jahr (33 % der nationalen Strommärkte) und ab 2006 sollen die Märkte weiter geöffnet werden, genaue Mindestöffnungsquoten stehen noch nicht fest.

Bezüglich des Zugangs zu den Leitungsnetzen, der einen zentralen Punkt bei der Umsetzung der Liberalisierung darstellt und der zur Schaffung echten Wettbewerbs nicht-diskriminierend, transparent und einfach gestaltet sein muß, wird den Unterzeichnerstaaten die Wahl zwischen den Alternativen Negotiated Third Party Access, Regulated Third Party Access und Single Buyer gelassen.¹⁵ Negotiated Third Party Access (NTPA) wird dadurch charakterisiert, daß Erzeuger und Verbraucher zwar direkt miteinander Verträge abschließen, Durchleitungstarife und andere Konditionen aber mit dem Netzbetreiber aushandeln müssen. Der Netzbetreiber darf Durchleitungsbegehren ablehnen, wenn diese zum Beispiel aufgrund mangelnder Kapazitäten die Sicherheit des Netzbetriebs gefährden. Mögliche Nachteile des NTPA bestehen in mangelnder Transparenz sowie hohen administrativen Kosten. Regulated Third Party Access (RTPA) zeichnet sich dadurch aus, daß eine unabhängige Regulierungsbehörde die Durchleitungstarife und -konditionen vorgibt. Der Single Buyer ist als Körperschaft definiert, die für das Management der Durchleitungen verantwortlich ist und Angebot und Nachfrage nach Elektrizität zusammenführt. Im Single Buyer System wird ein Durchleitungstarif veröffentlicht. Kunden innerhalb des Single Buyer Systems haben das Recht, Stromlieferungen mit beliebigen Anbietern zu kontrahieren, treten diese Verträge aber anschließend an den Single Buyer ab. Der Verbraucher bleibt damit weiterhin Kunde des Single Buyers, wird aber zu den neuen Konditionen beliefert.

In der Bundesrepublik ist mit der am 29. April 1998 in Kraft getretenen Energierechtsnovelle

¹³ Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften (1996).

¹⁴ EC Directorate General XVII (1997).

¹⁵ Bräuer (1997), S. 15 ff.

auf eine stufenweise Deregulierung verzichtet und der Strommarkt in einem sogenannten "Big Bang" liberalisiert worden.¹⁶ Bezüglich der Netzzugangsalternativen hat sich der Gesetzgeber zunächst für einen Negotiated Third Party Access entschieden, dessen Durchleitungstarife und -konditionen von den Spitzenverbänden der Industrie und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einer sogenannten Verbändevereinbarung auszuhandeln und die für alle Teilnehmer verbindlich sind. Der Gesetzgeber hat sich allerdings die Schaffung einer Regulierungsbehörde vorbehalten, und kann so einen gewissen Druck auf die an der Verbändevereinbarung beteiligten Partner ausüben.

2.3 Die Verbändevereinbarung Strom

Die am 13. Dezember 1999 zwischen dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) sowie dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) abgeschlossene Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie (kurz: Verbändevereinbarung) legt verbindliche Regeln für Netzbetreiber und Netznutzer in der Bundesrepublik Deutschland fest und ersetzt die Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten vom 22. Mai 1998.¹⁷ Die Verbändevereinbarung gilt zunächst bis zum 31. Dezember 2001.

Erklärtes Ziel der Verbändevereinbarung ist es, den Netzzugang und die damit verbundenen Entgelte diskriminierungsfrei und transparent zu gestalten, um damit den Wettbewerb zwischen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft zu fördern. Grundlage des Systems der Entgeltfindung ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Alle Netznutzer - mit Ausnahme der Kraftwerke - werden über ein jährliches Netznutzungsentgelt an den Netzkosten beteiligt, mit dem die Nutzung der Spannungsebene, an die der Netznutzer angeschlossen ist, sowie aller übergeordneten Spannungsebenen, abgegolten wird. An den Kuppelstellen des deutschen Netzes zum Ausland werden je 0,25 Pf/kWh für importierte und exportierte Mengen verrechnet.

Eine Neuordnung der Vereinbarungen über die Regeln und Nutzungsentgelte für die Durchleitung zwischen verschiedenen europäischen Staaten wird im Rahmen der Florentiner

¹⁶ Bundesgesetzblatt [2] (1998).

¹⁷ BDI, VDEW, VIK (1999).

Regulatorenforen verfolgt, Ergebnisse stehen noch aus.¹⁸ Ein vom Exporteur aufzubringendes einheitliches Entgelt von 2 Euro/MWh scheint ein mögliches Ergebnis zu sein.¹⁹

2.4 Der Elektrizitätsmarkt in der Bundesrepublik Deutschland

Mit im Jahr 1997 224.000 Beschäftigten und einem Umsatz von 162 Mrd. DM stellt die Elektrizitätsversorgung einen Schlüsselbereich der deutschen Volkswirtschaft dar.²⁰ In der Elektrizitätsversorgung lassen sich entsprechend des physikalischen Flusses der Ware Strom die Bereiche Verteilung und Transport, Verbrauch sowie Erzeugung unterscheiden. Hinzu kommt seit Beginn der Liberalisierung der Bereich des Stromhandels, der nicht unbedingt physisch abgewickelt wird und sich deswegen nicht eindeutig einem der obigen Bereiche zuordnen läßt.

2.4.1 Verteilung und Transport

Hinsichtlich des Verteilungs- und Transportnetzes hat sich in Deutschland ein System durchgesetzt, das in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene gegliedert ist. Das 380 kV Netz und das 220 kV Netz - üblicherweise als Höchstspannungsebene bezeichnet - nimmt zentrale Verbund- und Übertragungsaufgaben wahr. So stellt diese Spannungsebene aufgrund der hohen Übertragungskapazität einen integralen Bestandteil des westeuropäischen Verbundnetzes und die Anschlußebene für große Kraftwerksblöcke dar. Die der Höchstspannungsebene unterlagerte Hochspannungsebene mit einem Spannungsniveau von 110 kV ist zur Begrenzung der Kurzschlußleistung in eine Vielzahl von Netzen unterteilt. Die 110-kV-Netze übernehmen im wesentlichen die Übertragung von den Netzknotenpunkten der Höchstspannungsebene und den Einspeisepunkten von Kraftwerken kleinerer Blockgröße (bis üblicherweise 150 MW_{e1}) zu den lokalen Lastschwerpunkten. Mittelspannungsnetze (10 kV und 20 kV) sind ausschließlich Verteilernetze. Dabei wird die Nennspannung von 20 kV bevorzugt in weniger dicht besiedelten Gebieten eingesetzt, die 10 kV-Netze kommen hauptsächlich in städtischen

¹⁸ In der ursprünglichen Fassung der Verbändevereinbarung war außerdem eine Teilung Deutschlands in zwei Handelszonen vorgesehen, zur Handelszone Nord gehörten die Übertragungsnetze der VEAG, PreussenElektra Netz GmbH & Co. KG, VEW Energie AG, HEW AG und BEWAG AG, zur Handelszone Süd die EnBW Transportnetze AG, RWE Energie AG und Bayernwerk Netz GmbH. Bei einem Energieaustausch zwischen den beiden Handelszonen wurde ebenfalls 2,5 DM / MWh fällig. Ab dem 1. Juli 2000 ist diese innerdeutsche Transportkomponente entfallen (Meldung der DVG vom 05.07.2000).

¹⁹ Meldung der DVG vom 29.11.2000.

²⁰ BMWI [1] (2000), S. 7.

Gebieten mit hoher Lastdichte zur Anwendung. Die Mittelspannungsnetze versorgen die Ortsnetzstationen, in denen die Abspannung auf die Endverbraucherspannung (0,4 kV, Niederspannungsebene) erfolgt. Insgesamt wird dabei etwa 80 % der durch die öffentliche Stromversorgung gedeckten Nachfrage aus der Mittel- und Niederspannungsebene beliefert, die übrigen 20 % werden direkt aus der Hoch- und Höchstspannungsebene versorgt.²¹

2.4.2 Stromverbrauch

Im Jahr 1998 betrug der Endverbrauch von Strom in der Bundesrepublik Deutschland 487 TWh, davon entfielen 130 TWh auf private Haushalte, 229 TWh auf industrielle Verbraucher, 66 TWh auf Handel und Gewerbe, 16 TWh auf Verkehr sowie 37 TWh auf öffentliche Einrichtungen und 8 TWh auf landwirtschaftliche Betriebe. Zusätzlich zu der Endnachfrage wurden 65 TWh Strom durch Eigenverwendung der Kraftwerke, Pumpstromverbrauch sowie Leitungsverluste verbraucht.²²

Aufgrund der kostenintensiven Lagerbarkeit der Ware Strom hat die Produktion „just in time“ zu erfolgen, Produktion und Verbrauch müssen zu jedem Zeitpunkt identisch sein. Die wichtigsten Faktoren, die die Zeitvariabilität des Elektrizitätsverbrauchs ausmachen, basieren auf wetterbedingten Einflüssen wie der Temperatur und der Helligkeitssituation sowie auf durch die Arbeits- und Lebensgewohnheiten der Nachfrager bedingten Einflüssen, wie zum Beispiel den typischen Arbeitszeiten. Auf der Nachfrageseite treten damit ausgeprägte tages-, wochen- und jahreszeitliche Schwankungen auf, deren regelmäßiges Muster durch unregelmäßige Schwankungen überlagert wird. Diese Schwankungen werden vor allem durch wetterbedingte Einflußfaktoren wie zum Beispiel die Temperatur oder den Bedeckungsgrad des Himmels verursacht.

²¹ Haubrich et al. (1995).

²² BMWI [1] (2000), S. 25 ff.

Abbildung 2-1 zeigt die Netzbelastung in der Bundesrepublik Deutschland am 3. Mittwoch im Januar, April, Juli und Oktober 1998:

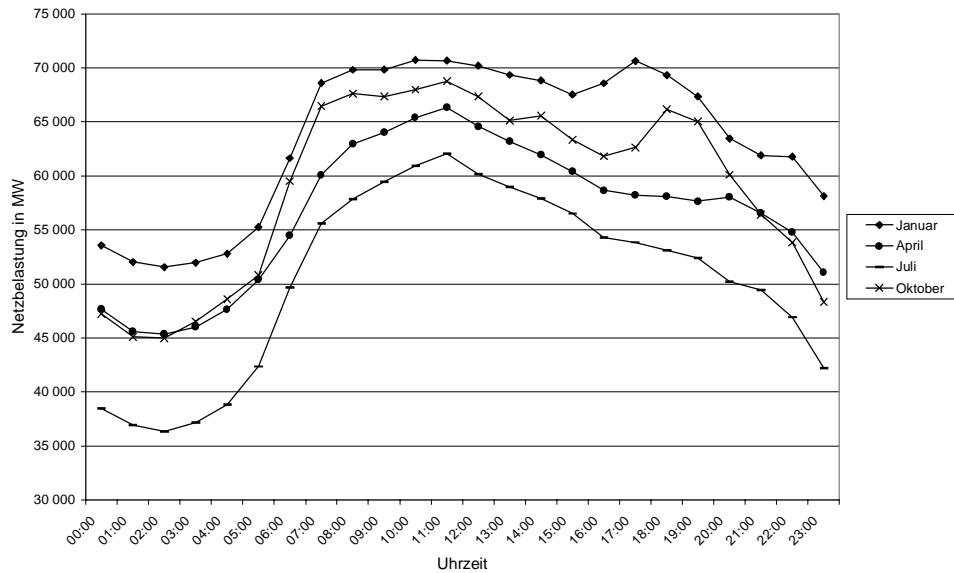


Abb. 2-1: Netzbelastung in der Bundesrepublik am 3. Mittwoch im Januar, April, Juli und Oktober 1998²³

Anhand der Graphik lässt sich deutlich der tägliche Nachfragerhythmus erkennen, der auf das Verbraucherverhalten zurückzuführen ist. Typisch für einen Werktag ist der relativ starke Nachfrageanstieg zwischen 06.00 Uhr und 09.00 Uhr und der Nachfragerückgang zwischen 13.00 Uhr und 17.00 Uhr.

²³ Quelle: UCPTE [2] (2000).

Nicht nur tageszeitlich, sondern auch wochen- und jahreszeitlich bedingt, lassen sich regelmäßige Schwankungen der Nachfrage nach elektrischer Energie feststellen. In der folgenden Graphik ist beispielhaft der gesamte Elektrizitätsverbrauch in der Bundesrepublik für jeden Monat im Jahr 1997 dargestellt:

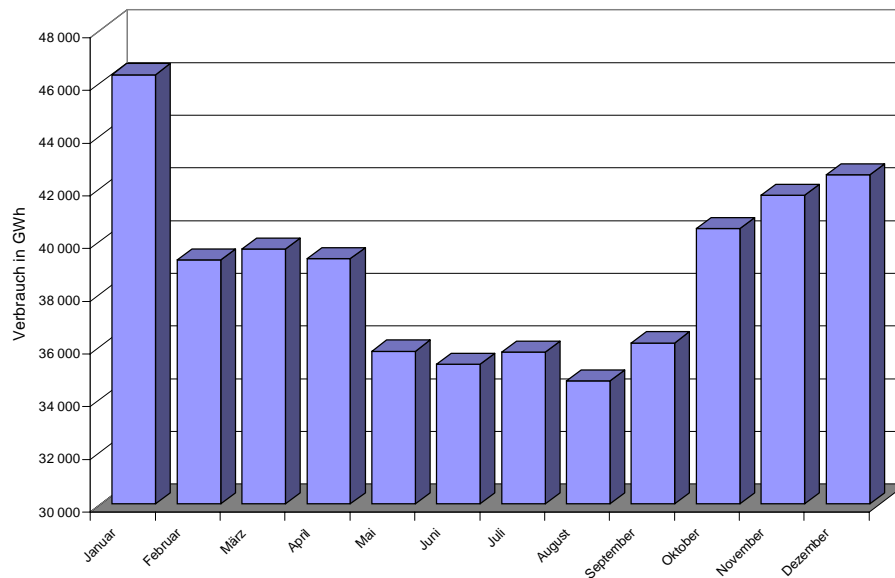


Abb. 2-2: Inländischer Elektrizitätsverbrauch im Jahr 1997²⁴

Gut zu erkennen ist der Zusammenhang zwischen Jahreszeit und Stromnachfrage mit einer in den Sommermonaten geringeren Nachfrage als in den Wintermonaten. Die erhöhte Nachfrage nach Strom in den Wintermonaten wird durch verschiedene Faktoren wie zum Beispiel den Einsatz von Umwälzpumpen in Heizungssystemen oder einen erhöhten Verbrauch für Beleuchtung aufgrund kürzerer Zeiten mit Tageslicht verursacht.

2.4.3 Erzeugungsstruktur

Wie im vorhergehenden Abschnitt dargestellt, ist der Elektrizitätsbedarf starken zeitlichen Schwankungen ausgesetzt. Da elektrische Energie in großtechnischem Maße nicht unmittelbar speicherfähig ist, muß die Erzeugung in den Kraftwerken in jedem Augenblick dem gerade herrschenden Bedarf angepaßt werden.

²⁴ Quelle: UCPTTE [1] (1997).

Um eine sichere Versorgung bei möglichst geringen Gesamtkosten zu gewährleisten, hat sich in der Bundesrepublik Deutschland ein Kraftwerkspark entwickelt, der sich aus Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Kostenstrukturen zusammensetzt.²⁵

Zur Deckung der permanent nachgefragten Last werden sogenannte Grundlastkraftwerke eingesetzt, die bei einem hohen Fixkostenanteil relativ geringe variable Kosten aufweisen. Diese Kraftwerke sind in ihrer überwiegenden Mehrzahl Laufwasser-, Kernkraft- oder Braunkohlekraftwerke und haben eine Auslastung von 6000 und mehr Stunden im Jahr. Der hohe Fixkostenanteil dieser Kraftwerke wird im wesentlichen durch Kapitalkosten verursacht. Die Grundlastkraftwerke werden weiterhin dadurch charakterisiert, daß aufgrund ihrer technischen Eigenheiten ein möglichst gleichmäßiger Einsatz gefordert ist.

Um den nicht ständig auftretenden Teil der Nachfrage zu decken, werden sogenannte Mittellastkraftwerke eingesetzt, die in der Bundesrepublik Deutschland überwiegend mit Steinkohle oder Erdgas betrieben werden. Diese Mittellastkraftwerke zeichnen sich meist durch geringere spezifische Fixkosten, dafür aber höhere variable Kosten gegenüber den Grundlastkraftwerken aus. Sie weisen außerdem eine wesentlich flexiblere Fahrweise als Grundlastkraftwerke aus.

Um auch absolute Nachfragespitzen zu bedienen, gibt es die Spitzenlastkraftwerke, die wenige Stunden im Jahr laufen, meist mit Erdgas oder Heizöl betrieben werden oder als Pumpspeicherkraftwerke ausgeführt sind und sich durch flexiblen und schnellen Einsatz bei geringen fixen und hohen variablen Kosten auszeichnen. Die Spitzenlastkraftwerke können innerhalb kürzester Zeit gestartet und gestoppt werden.

²⁵ Laufen (1984), S. 23 ff; Schiffer [1] (1997), S. 138 ff.

Abbildung 2-3 gibt einen Überblick über die Ausnutzungsdauer unterschiedlicher Kraftwerkstypen:

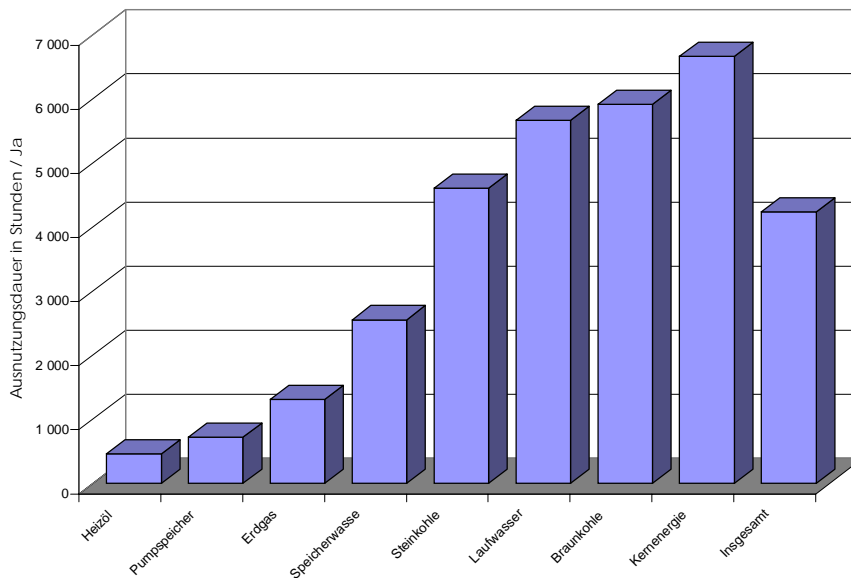


Abb. 2-3: Durchschnittliche Ausnutzungsdauer unterschiedlicher Kraftwerkstypen in der Bundesrepublik²⁶

Aus Abbildung 2-3 läßt sich unschwer ableiten, daß die in der Grundlast laufenden Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke nur zur Durchführung von Revisionen heruntergefahren werden, während das andere Extrem, die mit Heizöl betriebenen Spitzenlastkraftwerke, auf Grund ihrer hohen variablen Kosten nur wenige Stunden im Jahr zur Produktion eingesetzt werden.

Da die Produktion aufgrund der Nichtlagerbarkeit „just in time“ zu erfolgen hat und die zur Stromerzeugung eingesetzten Produktionstechniken sich im Zeitablauf unterscheiden, handelt es sich bei der Ware Strom damit nicht um ein homogenes Produkt, das zu unterschiedlichen Zeitpunkten gehandelt wird, es handelt sich bei zu verschiedenen Zeitpunkten bereitgestellten Strommengen um unterschiedliche Produkte, die nur begrenzt untereinander substituierbar sind. So müssen zum Beispiel zur Deckung der Nachfrage zur Spitzenzeit an einem kalten Werktag im Winter Techniken mit wesentlich höheren variablen Kosten wie zum Beispiel Gaskraftwerke mit einem geringen Wirkungsgrad eingesetzt werden als zur Deckung der Nachfrage zur Schwachlastzeit im Sommer, wenn die Nachfrage zum größten Teil mit Laufwasser- und Kernkraftwerken gedeckt werden kann.

²⁶ Quelle: VDEW [1] (1997); eigene Berechnungen.

2.4.4 Die Kosten der Stromerzeugung

Die Kosten der Stromerzeugung lassen sich grob in drei Kategorien einteilen, in Fixkosten, betriebsbedingte Kosten und variable Kosten. Die Fixkosten entstehen mit Errichtung eines Kraftwerks und sind anschließend als sunk costs unabhängig von der weiteren Verwendung des errichteten Kraftwerks. Während die variablen Kosten unmittelbar durch die produzierte Menge verursacht werden, entstehen die betriebsbedingten Kosten dadurch, daß ein Kraftwerk in Betriebsbereitschaft gehalten wird. Auch wenn eine genaue Zuordnung einzelner Kosten zu diesen übergeordneten Kostenkategorien im Einzelfall problematisch erscheinen mag, werden die bei der Stromerzeugung anfallenden Kosten im folgenden unter den obengenannten Kostenkategorien subsumiert.

Die Fixkosten werden vor allem durch Kapitalkosten bedingt. Ein Vergleich der fixen Kosten unterschiedlicher Kraftwerkstypen läßt sich am besten anhand der fixen Kosten pro MW errichteter Nettoleistung bewerkstelligen. Die fixen Kosten eines neu zu errichtenden Kraftwerks mit Inbetriebnahmejahr 2005 liegen in der Größenordnung von 900.000 DM/MW für erdgasbetriebene Anlagen, 2.000.000 DM/MW für Steinkohleblöcke und 2.600.000 DM/MW für Braunkohleblöcke.²⁷

Die betriebsbedingten Kosten entstehen im wesentlichen durch regelmäßig durchzuführende Instandhaltungskosten, Personalkosten, Steuern sowie Versicherungsprämien. Die betriebsbedingten Kosten nehmen eine Mittelstellung zwischen den reinen Fixkosten und den rein variablen Kosten ein. Sie werden dadurch verursacht, daß ein Kraftwerk in Betriebsbereitschaft gehalten wird. Daher ist ein Vergleich der betriebsbedingten Kosten pro MW Nettoleistung unterschiedlicher Kraftwerkstypen am ehesten über einen bestimmten Zeitraum möglich, innerhalb dessen die Betriebsbereitschaft gehalten wird. So werden die betriebsbedingten Kosten einer 2005 in Betrieb gehenden erdgasbetriebenen Anlage auf 21,31 DM pro MW im Jahr geschätzt, die eines Steinkohlekraftwerks auf 45,95 DM pro MW im Jahr und die eines Braunkohlekraftwerks auf 41,68 DM pro MW im Jahr.²⁸

Die variablen Kosten lassen sich direkt der erzeugten Strommenge zuordnen und werden vor allem durch die Aufwendungen für den Einsatz von Primärenergieträgern verursacht. Damit sind die variablen Kosten vor allem durch die Preise der eingesetzten Energieträger sowie

²⁷ Forum (2000), in DM 98.

²⁸ Forum (2000), in DM 98.

durch den Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks, der das Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie zu eingesetzter Energie beschreibt, determiniert. Eine besondere Rolle spielen die Anfahrkosten, die bei jedem Anfahrvorgang eines thermischen Kraftwerksblocks entstehen und die am ehesten als sprungfixe Kosten charakterisiert werden können.²⁹

Die in diesem Abschnitt genannten Zahlen können natürlich nur grobe Richtwerte darstellen, im Einzelfall können viele Faktoren zu Abweichungen führen.

2.4.5 Marktteilnehmer

Die Teilnehmer am Strommarkt ließen sich vor Beginn der Liberalisierung und dem Auftreten neuer Akteure in vier übergeordnete Kategorien einordnen. Dies waren die öffentliche Elektrizitätswirtschaft, die industrielle Kraftwirtschaft, die Stromerzeugung der Deutschen Bahn AG sowie die Stromerzeugung von Privatpersonen.³⁰ Zu der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft gehören alle Unternehmen, die Dritte mit Elektrizität beliefern. Die Kraftwerke der öffentlichen Versorgung lieferten im Jahr 1998 mit 493 TWh ca. 89% der gesamten inländischen Stromproduktion. Zur industriellen Kraftwirtschaft zählen alle Unternehmen, die über eigene Erzeugungskapazitäten verfügen und diese hauptsächlich zur eigenen Bedarfsdeckung verwenden. Auf die industrielle Kraftwirtschaft entfielen 1998 mit 54 TWh ca. 10% der bundesdeutschen Stromproduktion. Die Deutsche Bahn AG besitzt eigene Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen, in denen sie 1998 7 TWh Strom erzeugte. Zu der letztgenannten Gruppe, der Stromerzeugung von Privatpersonen, gehören vor allem die Betreiber von Windkraftanlagen.

Die bei der Stromerzeugung dominierenden Unternehmen der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft lassen sich wiederum in 3 Gruppen von Anbietern aufteilen, in überregionale Verbundunternehmen, regionale Versorgungsunternehmen und kommunale Versorgungsunternehmen.³¹ Die 8 großen überregionalen Verbundunternehmen VEAG, PreussenElektra, VEW, HEW, BEWAG, EnBW, RWE und Bayernwerk waren in Erzeugung, Übertragung und, in unterschiedlichem Ausmaß direkt oder durch Beteiligungen, in Verteilung und Vertrieb von Elektrizität aktiv. Mittlerweile ist die Zahl der Verbundunternehmen durch die Fusion von PreussenElektra und Bayernwerk zur E.ON sowie von RWE und VEW zur RWE auf 6

²⁹ Zur Kostentheorie vgl. z.B. Freidank (1994); Scherrer (1999).

³⁰ Voß / Kramer (2000), S. 571 ff.

³¹ EJC Energy (1999), S. 195.

gesunken. Von den Verbundunternehmen wird etwa 80% der gesamten verbrauchsbedingten Stromnachfrage erzeugt, ihr Anteil an der Belieferung der Endverbraucher liegt bei etwa 40%. Die Gruppe der regionalen Versorgungsunternehmen bestand aus ca. 80 Unternehmen, die jeweils für die Versorgung einer größeren Region zuständig waren und sich teilweise im Besitz der Verbundunternehmen befanden. Diese Unternehmen beziehen einen großen Teil ihres Stroms von den Verbundunternehmen, besitzen aber einen beträchtlichen Anteil an den Verteilernetzen. Die Gruppe der kommunalen Versorgungsunternehmen setzte sich aus ca. 900 Unternehmen zusammen, die im Besitz von Kommunen waren und meist über keine oder nur sehr geringe Eigenerzeugungskapazitäten verfügten.

Seit Beginn der Liberalisierung hat sich die Marktstruktur durch Übernahmen, Fusionen sowie den Eintritt neuer Marktteilnehmer grundlegend gewandelt, weitere Veränderungen stehen in nächster Zeit bevor. Neben dem Auftreten neuer Akteure auf dem Markt wird erwartet, daß die Anzahl selbständiger Energieversorgungsunternehmen aufgrund des zunehmenden Verdrängungswettbewerbs stark zurückgehen wird.³² Als neue Akteure auf dem Markt sind Händler, Broker und Aggregatoren aufgetreten. Auf dem Markt etabliert haben sich bereits verschiedene Handelsunternehmen mit oder ohne eigene Erzeugungskapazitäten, die auf eigene Rechnung und eigenes Risiko Strom an- und verkaufen. Viele Energieversorger haben inzwischen im Rahmen einer Reorganisation Stromhandel und Kraftwerksbetrieb in getrennte Gesellschaften eingebracht. Broker werden als Vermittler tätig und bauen häufig als Aggregatoren über Nachfragebündelung Verhandlungsmacht und damit Preissenkungsspielräume für ihre Kunden auf. Eine weitere Gruppe von Teilnehmern am Strommarkt, deren Auftritt auf einem liberalisierten Markt zu erwarten ist, sind die Independent Power Producers. Diese Gruppe umfaßt Kraftwerksbetreiber, die keine eigenen Übertragungs- oder Verteilernetze besitzen.

2.5 Stromhandel

Durch die Liberalisierung ist der Stromhandel als ein neues und zentrales Element in der Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft entstanden. Während ein Handel mit elektrischer Energie zu Zeiten regulierter Märkte vor allem der gemeinsamen Kraftwerkseinsatzoptimierung diente, ist nun die Maximierung der eigenen Gewinne zum primären Ziel des Stromhandels geworden.

³² Deutsche Bank Research (1998), S. 27 ff.

Als wichtige Entwicklungsschritte auf dem Weg liberalisierter europäischer Strommärkte sind folgende Ecksteine zu nennen.³³

- 1990: UK-Pool eröffnet mit dem Handel von Kontrakten, die sich auf physische Lieferungen in England und Wales beziehen.³⁴
- 1993: NordPool eröffnet eine Strombörse für physische Kontrakte.³⁵
- 1998: Einführung des Swiss Electricity Price Index (SWEP), der für eine erhöhte Markttransparenz des Handels an der europäischen Stromdrehscheibe Schweiz sorgen soll.³⁶
- 1999: Einführung des Central European Power Index (CEPI), mit dem zum ersten Mal ein Marktpreis für elektrische Energie auf der Großhandelsebene in Deutschland veröffentlicht wird.³⁷
- 1999: Start der Amsterdam Power Exchange (APX).³⁸
- 2000: Aufnahme des Börsenhandels an der Leipzig Power Exchange (LPX) sowie der European Energy Exchange (EEX).³⁹
- 2000: Eröffnung einer Strombörse in Warschau.
- 2001: Eröffnung der Strombörse Powernext in Frankreich.
- 2002: Eröffnung der Strombörse EXAA in Österreich.⁴⁰

Zum jetzigen Zeitpunkt beinhaltet der Stromhandel in der Bundesrepublik Deutschland zu seinem größten Teil Over-the-Counter Geschäfte, die auf tatsächlichen physikalischen Lieferungen beruhen. Mit Schaffung der Strombörsen Leipzig Power Exchange (LPX) sowie der European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt am Main ist jedoch der erste Schritt hin zum Börsenhandel getan. Mit Aufnahme des Handels mit finanziell gesetzten Futures an der EEX wird der Stromhandel nun zunehmend auch für branchenfremde Marktteilnehmer wie Banken und Handelshäuser interessant, was aller Voraussicht nach zu einer Zunahme der Liquidität des Future- und Forwardhandels führen wird. Langfristig wird von der Mehrzahl der Marktbeobachter erwartet, daß das Volumen der derivativen Geschäfte die tatsächlich gelieferte physikalisch Menge um ein weites übersteigen wird, wie Erfahrungen aus anderen Commoditymärkten nahelegen. So wird zum Beispiel am Derivatemarkt für Brent-Rohöl das 70fache

³³ Waffel (2001).

³⁴ Electricity Association (2001).

³⁵ Nordpool (2001).

³⁶ Atel (2001).

³⁷ PreussenElektra (2000).

³⁸ APX (2001).

³⁹ LPX (2001); EEX (2001).

⁴⁰ AAPEX (2001).

der zugrundeliegenden physikalischen Mengen umgeschlagen.⁴¹

2.6 Am Strommarkt gehandelte Produkte

In diesem Abschnitt soll ein kurzer Überblick über die am Strommarkt gehandelten Produkte gegeben werden. Generell läßt sich zwischen dem Spothandel, der die physische Lieferung am nächsten Tag umfaßt, sowie dem Terminhandel, der die physische oder finanzielle Erfüllung über längere Zeiträume als einen Tag beinhaltet, unterscheiden.

Im Terminhandel können weiterhin unbedingte Terminverträge von solchen, die Optionalitäten in Bezug auf Liefermenge, Lieferzeitraum und Preis enthalten, getrennt werden.⁴² So erfreuen sich am Strommarkt neben Plain-Vanilla Optionen⁴³ auch Vertragstypen mit komplexeren Optionalitäten wie z.B. Take-or-Pay Verträge⁴⁴ oder virtuelle (Pump-)Speicherkraftwerke⁴⁵ zunehmender Beliebtheit.

Am Strommarkt existiert eine große Anzahl von Produkten, die über unterschiedliche Lieferzeiten definiert sind. Da eine vollständige Aufzählung der gehandelten Produkte den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde, sollen an dieser Stelle nur die liquidesten Produkte erläutert werden. Dazu zählen neben den Produkten Day-Ahead Peak und Day-Ahead Base die Jahres-, Quartals- sowie die Monatsprodukte. Natürlich sind auch jegliche anderen Zeitscheiben handelbar, aufgrund der geringen Liquidität in Nicht-Standardprodukten läßt sich für diese jedoch schwerlich ein Marktpreis angeben.

2.6.1 Day-Ahead Base und Day-Ahead Peak

Der Day-Ahead Base ist als Stromlieferung für den nächsten Kalendertag von 00:00 bis 24:00 Uhr definiert, der Day-Ahead Peak existiert nur für die Wochentage Montag bis Freitag und beinhaltet auf dem deutschen Markt eine Stromlieferung von 08:00 bis 20:00 Uhr. Der Day-

⁴¹ Beeman (2001), S. 3 .

⁴² Lux / Kramer (2001), S. 73.

⁴³ Als Plain-Vanilla Optionen werden Verträge bezeichnet, bei denen eine Vertragspartei zu einem vorher definierten Zeitpunkt oder innerhalb eines bestimmten Zeitraums entscheiden darf, ob sie eine Lieferung bzw. einen Bezug zu einem vorher definierten Preis ausführen möchte.

⁴⁴ Zu Take-or-Pay Verträgen vgl. Fußnote 2.

⁴⁵ Mit sogenannten virtuellen (Pump-)Speicherkraftwerken wird versucht, die Eigenschaften realer Erzeugungseinheiten nachzubilden. Zu einer genaueren Erläuterung vgl. Lux / Kramer (2001), S. 73 ff. oder Lux et al. (2001), S. 47 ff.

Ahead Base hat somit 24 Stunden, der Day-Ahead Peak dagegen nur 12 Stunden.

2.6.2 Jahresbase und Jahrespeak

Während der Jahresbase eine Stromlieferung für ein ganzes Jahr rund um die Uhr umfaßt und somit in einem Nicht-Schaltjahr eine Lieferung von 8760 Stunden zum Inhalt hat, beinhaltet der Jahrespeak nur Lieferungen von montags bis freitags jeweils von 08:00 bis 20:00 Uhr und damit etwa 3100 Stunden im Jahr.

2.6.3 Quartalsbase und Quartalspeak

Die Jahresprodukte lassen sich in jeweils vier Quartale unterteilen, die Lieferungen im Januar / Februar / März, April / Mai / Juni, Juli / August / September oder Oktober / November / Dezember umfassen. Diese Quartalsprodukte gehören neben den Day-Ahead Produkten sowie den Jahres- und Monatsprodukten zu den Standardprodukten und werden relativ liquide am Markt gehandelt. Analog zu den Jahresprodukten werden die Quartalsprodukte nach Base und Peak unterschieden.

2.6.4 Monatsbase und Monatspeak

Während der Monatsbase eine Stromlieferung für einen ganzen Monat rund um die Uhr umfaßt, beinhaltet der Monatspeak nur Lieferungen von montags bis freitags jeweils von 08:00 bis 20:00 Uhr. Der Monatsbase hat damit zwischen 672 und 744 Stunden Lieferumfang, der Monatspeak dagegen nur 240 bis 276 Stunden.

2.7 Die Elektrizitätsmärkte in Europa

Um zu einem verbesserten Verständnis der im nächsten Abschnitt beschriebenen Einbindung der deutschen Elektrizitätswirtschaft in den europäischen Strommarkt zu gelangen, werden im folgenden die Elektrizitätsmärkte der in dem Modell GEMM abgebildeten Länder und Regionen beschrieben.⁴⁶

⁴⁶ Die Daten sind, wenn nicht explizit andere Quellen genannt werden, den Veröffentlichungen der VDEW entnommen (Vgl. VDEW [2]).

2.7.1 Österreich / Schweiz

Der Elektrizitätsmarkt in Österreich war traditionell durch die national operierende Verbund sowie 8 auf Landesebene agierende Regionalversorger geprägt, die gemeinsam über 80% der österreichischen Stromnachfrage deckten, die im Jahr 2000 59 TWh betrug.⁴⁷ Der physische Außenhandelsaldo Österreichs wies 2000 einen leichten Exportüberschuß von 1 TWh auf, auf Grund der Struktur des Stromaustausches mit Importen zu Zeiten geringer Nachfrage und Exporten zu Spitzenlastzeiten ist jedoch davon auszugehen, daß der monetär bewertete Außenhandelsaldo durch erhebliche Exportüberschüsse gekennzeichnet ist.

Wesentliches Merkmal des österreichischen Strommarktes ist ein hoher Anteil an Wasserkrafterzeugung sowie eine damit einher gehende enge Verknüpfung mit dem deutschen Strommarkt. Wasserkraft dominierte mit 75% der erzeugten Menge die Stromproduktion, gefolgt von Erdgas mit 13% und Steinkohle (7%), Braunkohle (3%) und Heizöl (2%) in 1997. Die Erzeugung aus Kernkraft ist nach einer Volksabstimmung im Jahre 1978 gesetzlich verboten worden.⁴⁸ Charakteristisch ist weiterhin der Stromaustausch mit Deutschland. Österreich importiert vor allem zu Grundlastzeiten und in Zeiten geringer Hydraulizität aus Deutschland und exportiert in Spitzenlastzeiten in Wasserkraftwerken erzeugten Strom nach Deutschland.

In der Schweiz, die aufgrund ihrer zentralen Lage traditionell eine wichtige Drehscheibe des europäischen Stromhandels darstellt, wurden im Jahr 2000 58 TWh Strom verbraucht, die inländische Produktion betrug im gleichen Zeitraum 65 TWh, so daß die Schweiz einen physikalischen Exportüberschuß von 7 TWh aufweist. Die Struktur der Stromerzeugung in der an fossilen Energieträgern armen Schweiz ist durch Kernkraftwerke und Wasserkraftwerke geprägt, die in 1997 40% bzw. 55% zur Stromproduktion beisteuerten.

2.7.2 Belgien / Niederlande / Luxemburg

Der Stromverbrauch in Belgien betrug im Jahr 2000 84 TWh, davon wurden 80 TWh in inländischen Kraftwerken erzeugt und 4 TWh importiert. Wichtigste Energieträger sind Kernenergie mit 60%, Steinkohle mit 17% und Erdgas mit 15% Anteil an der inländischen Erzeugung in 1997.

⁴⁷ UNIPEDE [2] (1999), S. 5; VDEW [2].

⁴⁸ UNIPEDE [2] (1999), S. 102.

In den Niederlanden wurden im Jahr 2000 103 TWh Strom verbraucht, davon wurden 19 TWh importiert. In der Erzeugungsstruktur der Niederlande dominieren mit Erdgas betriebene Kraftwerke, die 1997 mit 58% an der inländischen Produktion beteiligt waren, gefolgt von Steinkohlekraftwerken mit 27%. Die Kernenergie spielt in den Niederlanden mit 3% der Produktionsmenge in 1997 nur eine untergeordnete Rolle.

Luxemburg ist mit einem Stromverbrauch von 6,8 TWh in 2000 und einem Importüberschuß von 5,7 TWh fast ausschließlich von Stromimporten abhängig.

2.7.3 Spanien / Portugal

In Spanien wurden im Jahr 2000 207 TWh Strom verbraucht, mit einem physischen Importüberschuß von nur 5 TWh erreicht Spanien einen nahezu ausgeglichenen physischen Außenhandelssaldo. Die Stromproduktion in Spanien stützt sich vor allem auf den Einsatz von Kernenergie und Steinkohle, die 1997 mit 33% bzw. 32% an der nationalen Stromproduktion beteiligt waren, Wasserkraftwerke trugen mit 20% zur Produktion bei.

Portugal wies im Jahr 2000 einen Stromverbrauch von 36 GWh auf, der physikalische Außenhandelssaldo war nahezu ausgeglichen. Im Jahr 1997 hatten Wasserkraftwerke einen Anteil von 40% an der nationalen Stromproduktion, Braunkohlekraftwerke 38% und Heizölkraftwerke 22%.

2.7.4 Frankreich

Da Frankreich über wenig einheimische fossile Energiequellen wie Steinkohle, Erdöl oder Erdgas verfügt, wurde nach der ersten Ölkrise 1973 der Ausbau der Kernkraft erzeugungskapazitäten massiv vorangetrieben, um eine möglichst autarke Energieversorgung zu garantieren. Als Folge dieser fast ausschließlich auf Kernenergie konzentrierten Strategie stellen die französischen Kernkraftwerke ca. 55% der französischen Nettokraftwerksleistung, gefolgt von Wasserkraftwerken mit 23%. Im Jahr 1997 wurden 78% des in Frankreich erzeugten Stroms in Kernkraftwerken produziert, 13% in Wasserkraftwerken. Der Strommarkt in Frankreich ist mit einem Absatzvolumen von 442 TWh und einer Produktion von 512 TWh nach Deutschland der zweitgrößte in der Europäischen Union. Begünstigt durch seine relativ kostengünstigen Kernkraftwerke ist Frankreich mit einem Exportüberschuß von 70 TWh größter Nettostromexporteur in der Europäischen Union, wichtigste Handelspartner sind Großbritannien, Italien und Deutschland. Der Elektrizitätsmarkt in Frankreich wird derzeit von der Electricité de

France (EDF) dominiert, die sich in öffentlicher Hand befindet und Stromproduktion, Transport und Verteilung in einer Hand vereinigt.

2.7.5 Italien

Der Stromverbrauch in Italien lag im Jahr 2000 bei 311 TWh, davon wurden 269 TWh in inländischen Kraftwerken erzeugt, 42 TWh wurden importiert. Ein Grund dafür ist ein Referendum im Jahre 1987, in dem sich Italien endgültig gegen die Nutzung der Kernenergie entschied. Damit ist die italienische Stromwirtschaft durch eine besonders hohe Importabhängigkeit, besonders von in französischen Kernkraftwerken erzeugten Strom, gekennzeichnet. Vom im Inland erzeugten Strom stammten 45% aus mit Heizöl und 24% aus mit Erdgas betriebenen Kraftwerken, 17% wurden in Wasserkraftwerken produziert.

2.8 Die deutsche Elektrizitätswirtschaft im europäischen Verbund

Seit Gründung der Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l' Electricité (kurz: UCPTE, seit 01.07.1999: UCTE) im Jahr 1951 hat der Stromaustausch innerhalb der Mitgliedsstaaten der UCTE beständig zugenommen. Im Jahr 2000 lagen die deutschen Stromexporte bei 42 TWh, die Stromimporte bei 40 TWh, Deutschland wies damit einen physikalisch nahezu ausgeglichenen Außenhandelssaldo auf. Wichtigste Handelspartner waren Frankreich mit einem physikalischen Austauschvolumen von 17 TWh, gefolgt von den Niederlanden mit 15 TWh und der Schweiz (13 TWh) sowie Österreich (9 TWh). Die Struktur des Austauschs mit diesen Regionen ist dabei sehr unterschiedlich und durch die Kraftwerksparks der Handelspartner gekennzeichnet. Während sich der Außenhandel mit Frankreich im wesentlichen auf den Bezug kostengünstigen, in französischen Kernkraftwerken erzeugten Stroms beschränkt, sind die Niederlande aufgrund ihrer relativ zum deutschen Kraftwerkspark teureren Erzeugungsstruktur mit einem hohen Anteil an gasbefeuerten Anlagen Nettoimporteur deutschen Stroms. Der Stromaustausch mit den Alpenländern Österreich und der Schweiz hingegen basiert auf der Tatsache, daß in diesen Regionen aufgrund hoher Speicherwasserkapazitäten relativ kostengünstiger Spitzenlaststrom bereitgestellt werden kann, während Deutschland mit seinen Kernkraft- und Kohlekraftwerken in der Grundlast günstig produzieren kann.

2.9 Die Rolle der alternativen Energieträger in der Energiewirtschaft

Durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft haben sich auch die Rahmenbedingungen für den Einsatz alternativer Energiequellen grundlegend geändert. Eine genaue Abgrenzung des Begriffes „alternative Energiequelle“ ist immer bis zu einem gewissen Grade willkürlich. Als alternative oder „grüne“ Energiequellen können alle Erzeugungsmöglichkeiten bezeichnet werden, die gegenüber dem Standardstrom einen zusätzlichen Umweltnutzen für sich reklamieren.⁴⁹ Hierzu kann neben den regenerativen Energiequellen auch die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen (KWK) gezählt werden. Zu den eigentlichen regenerativen und damit erneuerbaren Energiequellen gehören Wasserkraft, Müllverbrennung, Biomasse, Windenergie und Photovoltaik.

Durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes sind bisher zwei gegenläufige Effekte zu beobachten: Zum einen führt der Kostendruck auf die Energieunternehmen dazu, daß die Mehrkosten für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen schwerer auf den Endverbraucher überwälzbar sind und sich somit negativ auf das Unternehmensergebnis auswirken. Die nun nach privatwirtschaftlichen Kriterien agierenden Marktteilnehmer sind daher in abnehmendem Maße dazu bereit, alternative Energiequellen zu subventionieren. Zum anderen haben die Erzeuger alternativer Energiequellen nun die Möglichkeit, ihren „grünen“ Strom als solchen zu vermarkten und direkt an Endkunden zu verkaufen. Voraussetzung dafür, daß sich alternative Energiequellen erfolgreich im liberalisierten Markt behaupten können, ist eine genügend große Anzahl an Endverbrauchern, die bereit sind, Geld für einen tatsächlichen oder vermeintlichen zusätzlichen Umweltnutzen auszugeben. Das Potential dieser umweltbewußten Kunden liegt laut GROSCURTH sehr viel geringer als ursprünglich in Umfragen und Marktstudien prognostiziert und erreicht nur in Ausnahmefällen 1%, liegt meist aber deutlich unter der 0,5% Marke.⁵⁰

Ein weiteres Problem für die Vermarktung grünen Stroms besteht in der Glaubwürdigkeit der Anbieter. Da eine genaue Zuordnung des gelieferten Stroms zur Erzeugungsquelle nicht möglich ist, und das Produkt grüner Strom damit auf einer relativ abstrakten und für den Laien schwer nachzuvollziehenden Verrechnung der Stromerzeuger und -verteiler untereinander beruht, ist dem Endverbraucher schwer zu vermitteln, daß er mit seinem Konsumverhalten zu

⁴⁹ Groscurth et al. (2000), S. 26.

⁵⁰ Groscurth et al. (2000), S. 26.

einer Reduzierung der unerwünschten Nebenwirkungen der konventionellen Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken oder der Kernenergie beiträgt.

Die Stromeinspeisung aus regenerativen Energiequellen in das öffentliche Netz hat im Verlauf der letzten Jahre beständig zugenommen und ist von 17.900 GWh im Jahre 1986 auf 29.000 GWh im Jahr 1999 gewachsen. Insgesamt betrug die Einspeisung aus allen Regenerativ-Kraftwerken im Jahr 1999 29.027 GWh, davon entfielen 19.700 GWh auf hydraulische Kraftwerke, 2.646 GWh auf mit Müll befeuerte Anlagen, 1.170 GWh auf mit Biomasse betriebene Anlagen und 5.528 GWh auf Windenergie. Des Weiteren wurden 19 GWh aus photovoltaischen Anlagen in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.⁵¹

Am 1. April 2000 ist das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) in Kraft getreten, das die Konditionen, zu denen die Betreiber entsprechender Energieerzeugungsanlagen ihre Strommengen in das öffentliche Netz einspeisen, wesentlich verbessert hat. Das EEG hat zum erklärten Ziel, den Anteil erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung in Deutschland bis 2010 zu verdoppeln. Das EEG garantiert den Betreibern regenerativer Elektrizitätserzeugungsanlagen Vergütungen für ihre Stromeinspeisung ins öffentliche Netz, die in Abhängigkeit von der eingesetzten Energieart, der Leistungsklasse, der Betriebsdauer oder dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme variieren.⁵² Für Strom aus Biomasse sind dies zum Beispiel bis zu 20 Pf/kWh, für Strom aus Windkraft bis zu 17,8 Pf/kWh und für Strom aus solarer Energie bis zu 99 Pf/kWh.

Von einer weiteren Zunahme der Kapazitäten an alternativen Energiequellen in der Bundesrepublik kann aufgrund politischer Vorgaben ausgegangen werden, eine genaue Quantifizierung dieser Kapazitätswachse ist nicht möglich. HEITHOFF et al. nennen Neukapazitäten in Höhe von 6.000 MW bis 2010, die sich vor allem aus Wind (4.300 MW) und Biomasse (1.200 MW) zusammensetzen.⁵³

⁵¹ Wagner (2000), S. 10.

⁵² Bundesgesetzblatt [3] (2000).

⁵³ Heithoff et al. (2000), S. 729.

3 Strompreisprozesse

In diesem Teil der Arbeit soll der Prozeß, dem Strompreise im Zeitablauf folgen, näher beleuchtet werden. Zu diesem Zweck werden die Eigenschaften von Strompreisen zunächst auf theoretischer Ebene diskutiert. Auf Basis der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen werden Annahmen über die fundamentalen Verhaltensweisen von Strompreisen getroffen. Diese betreffen das Verhalten von Spot- und Terminpreisen im Zeitverlauf, die Preisvolatilität sowie den Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen. Danach wird ein kurzer Überblick über die Modellierung von Preisprozessen gegeben, um anschließend einige ausgewählte Strompreise empirisch auf ihre Eigenschaften zu untersuchen.

3.1 Theoretische Überlegungen zum Strompreis

Die Prozesse, denen Strompreise im Zeitverlauf folgen, weisen besondere Charakteristika auf, die im wesentlichen durch die physikalischen Eigenschaften der Commodity Strom sowie die im Zeitverlauf auftretenden Nachfragemuster bedingt sind.⁵⁴ Die Nichtlagerbarkeit von Strom führt dazu, daß eine nennenswerte intertemporale Substituierbarkeit nur in Kraftwerksparks mit hohen hydraulischen Speicherkapazitäten vorhanden ist, in einem thermisch geprägten Erzeugungssystem dagegen nahezu ausgeschlossen ist. Als Folge davon können im Gegensatz zu anderen Commodities keine Lagerbestände aufgebaut werden, die den Preisverlauf im Zeitablauf glätten. Schwankungen in Angebot und Nachfrage wirken sich daher direkt auf den Strompreis aus. Zusammen mit den auf Grund unterschiedlicher eingesetzter Techniken im Zeitverlauf variierenden Grenzkosten der Erzeugung führt dies zu kurzfristig extrem volatilen Märkten.⁵⁵

Generell kann bei den Ursachen der Entwicklung von Strompreisen zwischen marktbedingten, das heißt durch das Verhalten der Akteure am Markt verursachten, und fundamentalen Faktoren unterschieden werden. Unter marktbedingten Ursachen sind Faktoren zu verstehen, die von Angebot und Nachfrage der zugrundeliegenden Commodity Strom unabhängig sind, es handelt sich damit um Preisveränderungen, die durch das Verhalten der Akteure am Großhandelsmarkt ausgelöst werden. Diese Verhaltensweisen können durch langfristig wirksame Strukturveränderungen am Markt ausgelöst werden oder durch kurz- und mittelfristig wirksames verändertes Verhalten der Akteure. Zu den eher langfristig wirksamen Strukturveränderungen zählen vor allem Veränderungen der Marktform und der damit verbundenen Marktmacht einzelner

⁵⁴ Kramer / Hufendiek (1999), S. 220 ff.

⁵⁵ Zu den verschiedenen eingesetzten Techniken der Elektrizitätserzeugung vgl. Abschnitt 2.4.3.

Akteure. Zu den letztgenannten lassen sich vor allem psychologische Reaktionen der Akteure oder die bewußte kurzfristige Manipulation des Marktpreises durch einzelne Akteure zählen.

Bei den fundamentalen Ursachen, die zu Preisschwankungen führen, handelt es sich dagegen um Faktoren, die Nachfrage oder Angebot der zugrundeliegenden Commodity Strom direkt beeinflussen. Hier kann grundsätzlich differenziert werden zwischen vorübergehend auftretenden Ereignissen, die zu kurzfristigen Preisschwankungen führen, und solchen, die das zu Grunde liegende Marktgleichgewicht nachhaltig beeinflussen. Zu den vorübergehend auftretenden Faktoren zählt zum Beispiel das durch Temperaturschwankungen beeinflusste Nachfrageverhalten oder durch Ausfall einzelner Kraftwerke bedingte Angebotsengpässe. Zu der zweiten Gruppe fundamentaler Faktoren, die den Marktpreis langfristig beeinflussen und zu einem neuen Gleichgewichtspreis führen, gehört zum Beispiel die Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten oder der Einfluß von Steigerungen der Primärenergiepreise. Betrachtet man nur die fundamentalen Faktoren, so läßt sich als Folge des Zusammenwirkens dieser kurz- und langfristig wirksamen Einflüsse die Entwicklung der Strompreise im Zeitverlauf als Kombination eines langfristigen Random-Walk-Prozesses mit einem kurzfristigen Mean-Reversion-Prozeß beschreiben, der von regelmäßigen saisonalen, wochen- und tageszeitlichen Schwankungen überlagert wird. Der Mean-Reversion-Prozeß erfaßt dabei die vorübergehend auftretenden Faktoren, die zu temporären Verschiebungen der Angebots- oder Nachfragefunktion führen, der Random-Walk-Prozeß beschreibt grundlegende und langfristig wirksame Veränderungen der Fundamentalfaktoren.

3.2 Modellierung von Preisprozessen

Bevor mit Hilfe einer ex-post durchgeführten Zeitreihenanalyse die Preisschwankungen auf dem Strommarkt analysiert werden, soll das theoretische Konzept des Random-Walk- sowie des Mean-Reversion-Prozesses im Rahmen von Preismodellen kurz erläutert werden.

Den Ausgangspunkt eines jeden Preismodells bildet eine Abbildung des kurzfristigen Verhaltens des beobachteten Preises.⁵⁶

⁵⁶ Pilipovic (1998), S. 21.

Das bekannteste und zur Preismodellierung am Aktienmarkt eingesetzte Preismodell ist der sogenannte ITO-Prozeß, der sich folgendermaßen darstellen läßt:

$$dx = a(x, t) + b(x, t)dz$$

mit:

x Betrachteter Preis

a, b Bekannte Funktionen des zugrundeliegenden Preises x und der Zeit t

und

$$dz = \varepsilon \sqrt{dt}$$

ε Normalverteilte Zufallszahl mit Mittelwert 0 und Varianz 1.

Das Standard-Preismodell für Aktienmärkte basiert auf dem hier vorgestellten ITO-Prozeß in der folgenden Form:⁵⁷

$$dx = \mu x dt + \sigma x dz$$

mit:

σ Volatilität des Aktienkurses

μ Konstante Drift Rate

Der Aktienkurs folgt einer kontinuierlichen Driftrate, die durch den risikolosen Zinssatz sowie eine marktabhängige Risikoprämie determiniert wird. Diese Driftrate wird von durch die Volatilität verursachten Schwankungen überlagert. Im in obiger Gleichung dargestellten ITO-Prozeß besitzt der betrachtete Preis kein „Gedächtnis“, das heißt, daß jede Preisveränderung unabhängig von den zuvor erfolgten Preisveränderungen ist⁵⁸. Der beobachtete Preispfad in der Vergangenheit ist damit von keinerlei Relevanz für die zu erwartenden Preisveränderungen in der Zukunft.

Auf Grund der im vorherigen Abschnitt angestellten Überlegungen zur Preisbildung am Strommarkt läßt sich erkennen, daß der hier beschriebene ITO-Prozeß für das Verhalten der Strompreise am Terminmarkt zutreffen mag, für das Verhalten der Preise am Spotmarkt jedoch als unzureichend angesehen werden muß. Führen kurzfristige Änderungen der Nachfrage, die zum

⁵⁷ Hull (1998), S. 210 ff; Blanco / Soronow [1] (2001), S. 74 ff.

⁵⁸ Blanco / Soronow [2] (2001), S. 68.

Beispiel durch wetterbedingtes Verbraucherverhalten verursacht werden, zu Schwankungen der Endnachfrage, so ist davon auszugehen, daß sich diese nicht langfristig auf den Spotpreis auswirken, sondern daß bei einer Normalisierung der Nachfrageverhältnisse auch der Spotpreis wieder zu seinem langfristigen Mittelwert zurückfindet. Gleiches gilt für kurzfristig auftretende Angebotsverknappungen oder -erweiterungen. So wird zum Beispiel der Ausfall eines oder auch mehrerer Kraftwerke in der Regel nach einer mehr oder weniger langen Zeitspanne behoben sein, genauso wie ein durch zusätzliche Niederschläge vorhandenes Angebot an Wasserkraft irgendwann zu seinem langfristigen Mittelwert zurückkehrt, so daß auch in diesem Fall der Spotpreis wieder zu seinem langfristigen Mittelwert tendiert.

Da eine Beschreibung des Spotpreisverhaltens mit Hilfe eines ITO-Prozesses also ganz offensichtlich zu kurz greift, soll als Alternative der sogenannte Mean-Reversion-Prozeß verwendet werden. Mean-Reversion bezeichnet ein zum Random-Walk konträres Verhalten. Während sich die Variable beim Random-Walk immer weiter vom Ausgangswert entfernt, so kehrt sie beim Mean-Reversion immer wieder zu einem Mittelwert, dem Mean, zurück. Mathematisch betrachtet läßt sich ein Prozeß mit Mean-Reversion folgendermaßen darstellen:

$$dx = a(\bar{x} - x)dt + \sigma dz$$

mit:

a	Mean-Reversion Parameter
\bar{x}	Langfristiger Mittelwert von x

Der Mean-Reversion Parameter a beschreibt die Schnelligkeit, mit der der Preis nach einer Abweichung vom Mean zu diesem zurückkehrt. Die Mean-Reversion-Komponente des Preises ist hier von zwei Parametern abhängig, von der Größe des Mean-Reversion Parameters a und der absoluten Abweichung des aktuellen Preises vom langfristigen Mittelwert. Liegt der aktuelle Spotpreis x unter dem langfristigen Mittelwert \bar{x} , so wird der erste Term der Gleichung positiv und zieht den Spotpreis zu seinem Mittelwert zurück, liegt der aktuelle Spotpreis über dem langfristigen Mittelwert, so wird der erste Term negativ und übt einen preissenkenden Einfluß auf den Spotpreis aus. Im Zeitablauf wird dies dazu führen, daß sich der Spotpreis in Schwankungen um seinen langfristigen Mittelwert bewegt, was den im vorhergehenden Abschnitt angestellten theoretischen Überlegungen zur Spotpreisbildung im Zeitablauf entspricht.

Ändern sich allerdings die Rahmenbedingungen des Spotmarktes langfristig, so wird sich ein

neuer Mittelwert bilden, so daß langfristig davon ausgegangen werden kann, daß der dem Spotpreisprozeß zu Grunde liegende Mittelwert einem ITO-Prozeß folgt.

3.3 Quantitative Untersuchung unterschiedlicher Strompreisprozesse

Die im vorhergehenden Abschnitt theoretisch hergeleiteten Eigenschaften von Strompreisen sollen nun anhand einiger Beispiele empirisch überprüft werden. Zunächst soll der Spotpreisprozeß untersucht werden, um anschließend den Terminpreisprozeß zu untersuchen. Als Spotmarkt wird dabei der Markt für Lieferungen am nächsten Tag beziehungsweise innerhalb der nächsten drei Tage an Wochenenden verstanden, zum Terminmarkt gehören alle Produkte, bei denen der Zeitpunkt des Lieferbeginns darüber hinausgeht.

3.3.1 Spotpreise

In Abbildung 3-1 ist die Entwicklung des Preises für eine Lieferung Day-Ahead Base⁵⁹ an der LPX abgebildet:

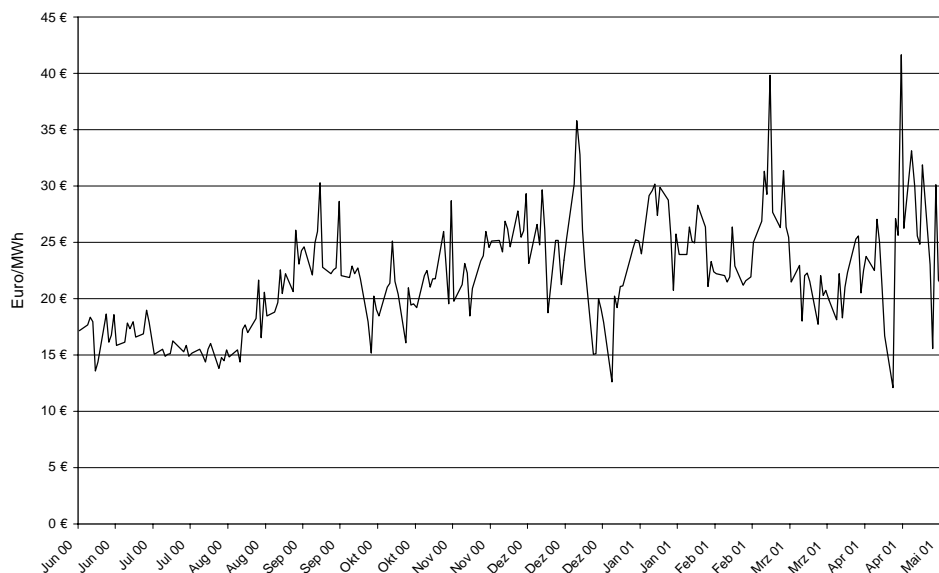


Abb. 3-1: Basepreis an der LPX Juni 2000 - Mai 2001⁶⁰

Ohne genauere quantitative Untersuchung läßt sich anhand der Abbildung intuitiv erkennen, daß der in der Graphik abgebildete Spotpreis einem stark ausgeprägten Mean-Reversion-Prozeß folgt. Die Preise brechen in einigen Zeitschritten nach oben oder unten aus, kehren dann

⁵⁹ Zur Definition des Produktes Day-Ahead Base vgl. Abschnitt 2.6.1.

⁶⁰ Quelle: LPX (2001).

aber zu einem langfristigen Mittelpfad zurück. Nach einer genaueren Auswertung ergaben sich für den oben dargestellten Day-Ahead Preis Base im Beobachtungszeitraum Juni 2000 bis Mai 2001 ein Mean von 22,09 Euro/MWh bei einer Tagesvolatilität von 16% und einem Mean-Reversion-Faktor von 0,31.⁶¹ Dieser Mean-Reversion-Faktor besagt, daß der Day-Ahead Preis Base nach einem Abweichen vom Mittelpfad im Durchschnitt innerhalb von ca. 3 Tagen zu diesem Mittelpfad zurückkehrt. Damit zeigt der Day-Ahead Preis Base an der LPX eindeutig die Charakteristika eines Mean-Reversion-Prozesses.

3.3.2 Terminpreise

Nachdem die Frage, ob die Spotpreise einem Mean-Reversion-Prozess folgen, anhand theoretischer Überlegungen und des obigen Beispiels eindeutig positiv beantwortet werden konnte, gilt es nun, die Terminpreise hinsichtlich der theoretischen Überlegungen zu untersuchen. Abbildung 3-2 zeigt die Entwicklung des Terminproduktes „Quartalspeak IV Quartal 2001“⁶²:

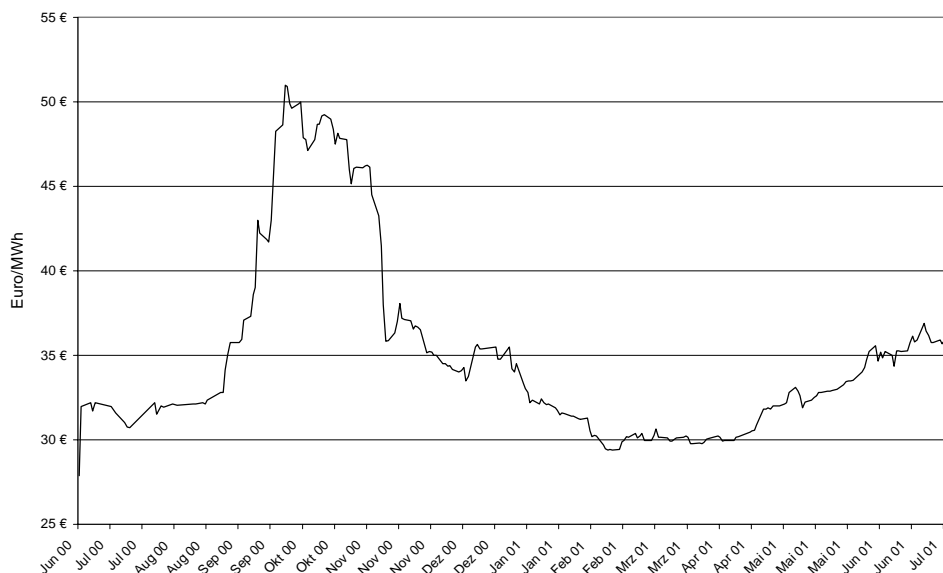


Abb. 3-2: Terminpreis „IV Quartal 2001 Peak“ vom Juni 2000 - Juli 2001⁶³

Anhand von Abbildung 3-2 läßt sich auf den ersten Blick erkennen, daß der dargestellte Terminpreis keinem eindeutigen Mean-Reversion-Prozeß folgt. Eine Untersuchung der Parameter bestätigt den visuellen Eindruck, die tägliche Volatilität des dargestellten Terminpreis-

⁶¹ Bei der Auswertung erfolgte keine Bereinigung um saisonale Effekte.

⁶² Zu Definition des Produktes Quartalspeak vgl. Abschnitt 2.6.3.

⁶³ Quelle: Quotierungen diverser Broker im OTC-Markt (2001).

prozesses liegt bei 2%, der Mean-Reversion-Parameter liegt bei 0,01 und ist damit nicht signifikant. In Tabelle 3-1 sind die Mean-Reversion-Parameter weiterer Terminprodukte beispielhaft aufgeführt, es wurden jeweils ein Jahres-, ein Quartals- und ein Monatsprodukt Baselieferung sowie Peaklieferung ausgewählt.⁶⁴

Tabelle 3-1: Mean-Reversion-Parameter unterschiedlicher Terminprodukte

Produkt	Zeitraum der Untersuchung	Mean-Reversion-Parameter	Tagesvolatilität
Jahr 2001 Peaklieferung	11.09.2000-29.12.2000	0,02	2%
Jahr 2001 Baselieferung	11.09.2000-29.12.2000	0,05	2%
IV Quartal 2001 Peaklieferung	28.06.2000-31.07.2001	0,01	2%
IV Quartal 2001 Baselieferung	28.06.2000-31.07.2001	0,02	1%
Dezember 2001 Peaklieferung	31.10.2000-13.07.2001	0,03	2%
Dezember 2001 Baselieferung	18.01.2001-13.07.2001	0,02	1%

Quelle: Preisquotierungen diverser Broker; eigene Berechnungen

Die in Tabelle 3-1 aufgeführten Werte bestätigen die theoretische Überlegung, daß die Terminpreise für Strom im Gegensatz zu den Spotpreisen keinem oder einem nur äußerst schwach ausgeprägten Mean-Reversion-Prozeß folgen.

3.3.3 Zusammenhang Spotpreis und Terminpreis

Während bei den meisten Commodities ein enger Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen zu beobachten ist, läßt sich aufgrund der am Anfang dieses Kapitels angestellten Überlegungen vermuten, daß auf dem Strommarkt kein oder ein nur schwach ausgeprägter Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen vorhanden ist.⁶⁵ Obwohl intertemporale Formen der Arbitrage auf dem Elektrizitätsmarkt nicht oder nur äußerst eingeschränkt möglich sind, können andere Faktoren zu einem Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen

⁶⁴ Zur Definition der Produkte vgl. Abschnitt 2.6.

⁶⁵ Zu dem Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen in anderen Märkten vgl. z.B. Hensing (1994), S. 86 ff; Pindyck (2001), S. 3 ff.

führen, eigentlich irrationales Verhalten der Marktteilnehmer spielt in diesem Zusammenhang eine Rolle.⁶⁶ So kann eine relativ starke Veränderung der Spotpreise vor allem über die allgemeine Stimmungslage der Marktteilnehmer den Terminpreis beeinflussen. In folgender Abbildung ist die Entwicklung des EEX-Spotpreises für Base sowie des Terminpreises, der sich auf eine Lieferung Base im November 2001 bezieht, vom Januar 2001 bis zum Juli 2001 aufgezeigt:

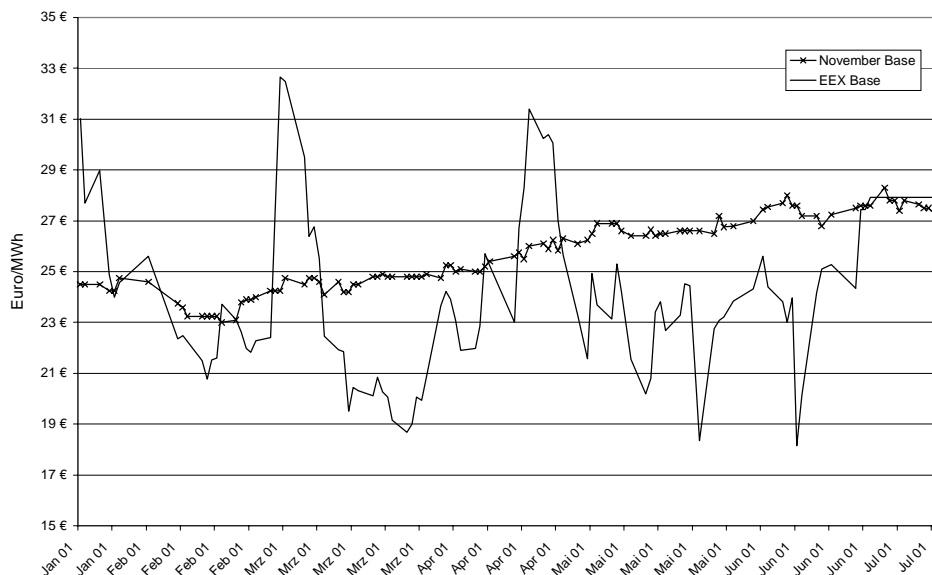


Abb. 3-3: Entwicklung des an der EEX erzielten Spotpreises für eine Day-Ahead-Lieferung Base und des Terminpreises für das Produkt November 01 Base⁶⁷

Schon auf den ersten Blick läßt sich in der Abbildung 3-3 erkennen, daß kein Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmarkt zu bestehen scheint.

⁶⁶ Kollberg et al. untersuchen die Korrelation zwischen Spot- und Terminpreisen am Nordpool für die Zeiträume Januar 1996 bis Juni 1997 sowie Juli 1997 bis Februar 1999. Ihre Untersuchung zeigt, daß die Korrelationen zwischen Spotprodukten und Terminprodukten mit kürzerer Laufzeit deutlich kleiner geworden sind, zwischen Spotprodukten und Terminprodukten mit längerer Laufzeit läßt sich im zweiten Zeitraum keine Korrelation mehr nachweisen. Eine mögliche Ursache dieser schwindenden Korrelation ist ein Lerneffekt der Marktteilnehmer, besonders bei Händlern, die von anderen Commoditymärkten zum Stromhandel gewechselt haben (Kollberg et al. (1999), S. 141).

⁶⁷ Quelle: LPX (2001); EEX (2001).

Eine Untersuchung des Korrelationskoeffizienten beider Preispfade bestätigt den visuellen Eindruck, dieser liegt bei nur 0,26.⁶⁸ Tabelle 3-2 zeigt die Korrelationskoeffizienten unterschiedlicher Stromterminprodukte mit dem Day-Ahead Spotpreis für Baseenergie:

Tabelle 3-2: Korrelationskoeffizienten zwischen Terminprodukten und Spotprodukten

Terminprodukt	Korrelationskoeffizient mit LPX-Spotpreis Baselieferung	Untersuchter Zeitraum
Dezember 2001 Base	0,11	18.01.2001 - 13.07.2001
Dezember 2001 Peak	0,07	18.01.2001 - 13.07.2001
IV Quartal 2001 Base	-0,02	28.06.2000 - 13.07.2001
IV Quartal 2001 Peak	-0,12	28.06.2000 - 13.07.2001
Jahr 2001 Base	-0,45	11.09.2000 - 29.12.2000
Jahr 2001 Peak	-0,38	11.09.2000 - 29.12.2000

Quelle: LPX (2000); Preisquotierungen diverser Broker; eigene Berechnungen

Die in Tabelle 3-2 aufgeführten Korrelationskoeffizienten bestätigen die theoretische Überlegung, daß der Zusammenhang zwischen Spot- und Terminmarkt als sehr schwach oder gar nicht vorhanden bezeichnet werden kann. Die Nichtlagerbarkeit der Ware Strom führt dazu, daß intertemporale Formen der Arbitrage zwischen Spot- und Terminmarkt nicht möglich sind. Faktoren, die Angebot oder Nachfrage auf dem Spotmarkt beeinflussen, sind meist kurzfristiger Natur und wirken sich nicht auf den Terminmarkt aus. Betrachtet man einige Bestimmungsgründe des Spotpreises genauer, so wird diese Tatsache noch deutlicher. So wird zum Beispiel in den Wintermonaten eine unter den langfristigen Durchschnittswert sinkende Temperatur den Bedarf an elektrischer Energie erhöhen und sich somit über gesteigerte Nachfrage auf den je-

⁶⁸ Der Korrelationskoeffizient r mißt die Stärke des Zusammenhangs zwischen den n Beobachtungen zweier Variablen X und Y . Der Korrelationskoeffizient r wird folgendermaßen berechnet (Vgl. Bohley (1992), S. 234 ff.):

$$r = \frac{\sum_i^n (X_i - \bar{X}) \times (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\langle X_i - \bar{X} \rangle^2 \times \langle Y_i - \bar{Y} \rangle^2}}$$

weils aktuellen Spotpreis auswirken. Gleichzeitig dürfte es den Marktteilnehmern klar sein, daß eine unter dem Durchschnitt liegende Temperatur zum aktuellen Zeitpunkt überhaupt keine Aussagen über die Temperaturentwicklung im nächsten Winter zuläßt, die Temperatur im nächsten Winter ist für den Betrachter von der aktuellen Temperatur völlig unabhängig. Daher wird eine gesunkene Temperatur den Spotpreis beeinflussen, den Terminpreis für den nächsten Winter dagegen überhaupt nicht. Ähnlich stellt es sich bei einer Verknappung des Angebots durch den temporären ungeplanten Ausfall eines oder mehrerer Kraftwerke dar. Die Marktteilnehmer wissen, daß Kraftwerke mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit ungeplant ausfallen können, diese Tatsache wird damit in den Terminpreis eingepreist. Fällt nun ein Kraftwerk ungeplant aus, so wird dies über den Zeitraum des Ausfalls den Preis am Spotmarkt beeinflussen. Da die Marktteilnehmer aber wissen, daß Kraftwerksausfälle fast ausschließlich temporärer Natur und in der Regel spätestens nach einigen Wochen wieder behoben sind, sollte der erwähnte Ausfall keinen Einfluß auf den Terminpreis haben. Gleiches gilt für wetterbedingte Einflußfaktoren auf das Angebot am Spotmarkt. So führen erhöhte Windgeschwindigkeiten zu einer größeren Einspeisung von Windkraft, dies erhöht das Angebot auf dem Spotmarkt. Da die aktuelle oder für die nächsten Tage prognostizierte Windgeschwindigkeit jedoch keine Rückschlüsse auf die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten in den nächsten Monaten oder Jahren zuläßt, sollten die Preise am Terminmarkt von aktuellen Windgeschwindigkeiten unberührt bleiben. Ähnlich zu dem Einfluß der Windgeschwindigkeiten verhält sich der Einfluß von Niederschlags- und Zuflußmengen auf Spot- und Terminpreise. Hohe Niederschlagsmengen oder Zuflüsse sorgen für ein gestiegenes Angebot an Wasserkraft, sagen aber nichts über die Niederschläge oder Zuflüsse in der Zukunft aus, sollten sich daher auch nur auf den Spot-, nicht aber die Terminpreise auswirken. Alle in diesem Abschnitt angeführten Beispiele zeigen, warum zwischen den Preisen an Spot- und Terminmarkt kaum eine wechselseitige Beeinflußung besteht. Es soll jedoch nicht unerwähnt bleiben, daß neben den oben erwähnten fundamentalen Faktoren, die einen tatsächlichen Einfluß auf Angebot und Nachfrage ausüben, die eher psychologisch bedingten Reaktionen der Marktteilnehmer sich besonders in den Terminpreisen niederschlagen können. So können ungewöhnlich hohe Spotpreise zu einer Unsicherheit und Nervosität im Markt führen, die sich auf die Preise am Terminmarkt überträgt. Da für Preisausschläge nach oben zumindest theoretisch keine Obergrenze existiert, verlangt die Mehrzahl der Marktteilnehmer in einem besonders volatilen und nervösen Marktumfeld eine erhöhte Risikoprämie für das Eingehen und Halten von Shortpositionen, dies kann die Terminpreise in die Höhe treiben und damit in einigen Situationen einen Zusammenhang zwischen Spot- und

Terminmarkt begründen.

3.4 Zusammenfassung

In Kapitel 3 wurden zunächst theoretische Überlegungen zu der Bildung von Spot- und Terminpreisen am Großhandelsmarkt für Strom dargestellt. Nach einem kurzen Exkurs über die Modellierung von Preisprozessen wurden anschließend einige ausgewählte Preise aus der Realität auf die theoretisch ermittelten Eigenschaften untersucht. Einige wichtige Charakteristika haben sich dabei herauskristallisiert.

Die Spotpreise folgen einem stark ausgeprägten Mean-Reversion-Prozeß. So kehren die an der LPX ermittelten Day-Ahead-Base-Preise nach Preisausschlägen im Mittel innerhalb von ca. 3 Tagen zu ihrem langfristigen Mittelwert zurück. Die Volatilitäten der Spotpreise liegen extrem hoch, die untersuchten LPX Day-Ahead-Base-Preise wiesen eine Tagesvolatilität von 16% auf. Im Gegensatz zu den Spotpreisen scheinen die Terminpreise einem Random-Walk-Prozeß mit sehr viel geringerer Volatilität zu folgen, die Tagesvolatilität der untersuchten Terminpreise lag bei maximal 2%. Des Weiteren existiert nur ein äußerst schwacher Zusammenhang zwischen Spot- und Terminpreisen, die Korrelationen der untersuchten Terminpreise mit dem LPX Day-Ahead-Base-Preis lagen zwischen -0,45 und 0,11.

4 Modellbildung und Optimierung in der Energiewirtschaft

Um eine Einordnung des im nächsten Kapitel vorgestellten Modells GEMM in die zahlreichen energiewirtschaftlichen Modellansätze zu erleichtern, soll in diesem Abschnitt auf die Grundlagen der Modellierung als Teil der Systemanalyse im allgemeinen und in der Energiewirtschaft im besonderen eingegangen werden. Zunächst werden hierzu die Grundlagen der Systemanalyse diskutiert und der Prozeß bei der Erstellung eines Modells schrittweise beschrieben. Anschließend wird versucht, die zahlreichen in der Energiewirtschaft vorhandenen Modellansätze und Modellierungstechniken zu klassifizieren. Eine besondere Bedeutung für das in dieser Arbeit vorgestellte Modell GEMM besitzen die unterschiedlichen Stufen der Kraftwerkseinsatzplanung, denen der Abschnitt 4.4 gewidmet ist.

4.1 Grundlegendes zur Systemanalyse

Das Systemdenken hat seinen Ursprung in verschiedenen Wissenschaftsdisziplinen, gemeinsam ist ihnen dabei die Grundvorstellung, daß viele Erscheinungen und Abläufe in der Realität mit dem klassischen Kausalschema, das nur eine einzige Ursache - Wirkungsbeziehung kennt, nur unzureichend erklärt werden können.⁶⁹ Systeme sind damit gedankliche Konstruktionen, um die Wirklichkeit besser verstehen und zukünftige Ereignisse antizipierbar zu machen. HANSMANN definiert ein System als „eine Menge von Elementen, zwischen denen Wechselwirkungen bestehen“.⁷⁰ Systeme lassen sich damit durch ihre Elemente, die Beziehungen zwischen den Elementen sowie den Beziehungen des betreffenden Systems zur Umwelt charakterisieren. Hier wird deutlich, daß ein System nur einen Ausschnitt der Realität darstellen kann: Sobald Beziehungen des Systems zur Umwelt bestehen und es sich damit um ein offenes System handelt, muß entweder das System erweitert oder akzeptiert werden, daß nicht alle relevanten Elemente im System abgebildet werden können.

Das Systemdenken ist mit der Modellgestaltung eng verbunden, durch Abstraktion wird das in der Realität beobachtete Verhalten verschiedener Größen eines Systems zu einem Modell verdichtet, in dem zielgerichtet verschiedene Systemgrößen verändert werden können. Bei der Analyse komplexer wirtschaftlicher oder technischer Systeme mit großen Datenmengen kann die mathematische Modellierung des betreffenden Systems sowohl mit quantitativen Ergebnissen als auch durch ein qualitativ verbessertes Systemverständnis zur Entscheidungs-

⁶⁹ Pavlovic (1997), S. 77.

⁷⁰ Hansmann (1987), S. 1.

unterstützung beitragen. Dieser letztgenannte qualitative Aspekt, der den Lernprozeß des Modellierers während der Entwicklung des Modells beschreibt, ist in vielen Fällen mindestens genauso hoch zu bewerten wie die quantitativen Modellergebnisse. WENE und RYDEN bemerken in diesem Zusammenhang, daß Systemanalyse auch als Hilfsmittel zum Verständnis unterschiedlicher Situationen und nicht unbedingt als Problemlösungstechnik zu betrachten sei.⁷¹ VOSS spricht in diesem Zusammenhang vom „Modelling for insight, not for numbers“.⁷² Da die Komplexität des betrachteten Systems Strommarkt eine echte Prognose zukünftiger Entwicklungen fast unmöglich macht, wird das Modell GEMM nicht zur Prognose zukünftiger Entwicklungen, sondern zur Erstellung möglicher Szenarien verwendet. Dieser Unterschied ist wichtig bei der Interpretation der Modellergebnisse, es geht in erster Linie nicht um Aussagen über die zu erwartende Entwicklung, sondern um die Konstruktion in sich plausibler möglicher Entwicklungen.⁷³ Es geht in der Modellbildung nicht darum, die Realität in allen Einzelheiten nachzubilden, primäres Ziel ist es vielmehr, die für das System Strommarkt maßgebenden Elemente zu identifizieren und deren Beziehungsgefüge nachvollziehbar zu machen.

4.2 Der Modellierungsprozeß

Bevor mit der Erstellung eines Modells begonnen werden kann, muß zunächst die zu beantwortende Fragestellung genau abgegrenzt werden.⁷⁴ Diese bestimmt die notwendigen Grenzen des Realitätsausschnittes und die Auswahl der Systemelemente.⁷⁵ Dann kann darüber entschieden werden, mit welcher Art von Modell das Ziel am besten zu erreichen ist. Am Anfang der nun beginnenden Modellierung eines komplexen Systems steht die Ist-Analyse der Ausgangssituation. Der Modellierer muß versuchen, sich ein gewisses Tatsachenwissen über das fragli-

⁷¹ Nach Henning (1999), S. 26.

⁷² Voß (1996), S. 8.

⁷³ Sowohl Fishedick als auch Voß beschäftigen sich mit dem Gegensatz zwischen Prognose und Szenario und beschreiben, wie sich aufgrund der ernüchternden Erfahrungen mit Prognosen in Energiemodellen die Erkenntnis durchgesetzt hat, Szenarien anstelle von Prognosen zu generieren. Derartige Szenarien geben nicht wieder, wie die Realität sich wahrscheinlich entwickeln wird (wie die Prognose), sondern wie die Realität sich unter bestimmten Bedingungen entwickeln könnte und stellen damit in sich geschlossene und widerspruchsfreie Zukunftsentwürfe dar, die auf der Basis von konsistenten Annahmen und mehr oder weniger umfangreichen Datensätzen sowie nach gewissen Grundphilosophien ihrer Konstrukteure errechnet werden (vgl. Fishedick (2001), S. 235; Voß (1995), S. 5 ff).

⁷⁴ Eine genaue Beschreibung der Schritte zur Erstellung eines ökonomischen Modells findet sich z.B. bei Labys (1999), S. 9 ff.

⁷⁵ Pavlovic (1997), S. 79.

che System anzueignen. Auf das System Strommarkt bezogen beinhaltet dieses Tatsachenwissen ein Grundverständnis sowohl der technischen als auch der ökonomischen und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen. Der Modellierer muß in einem zweiten Schritt das zu analysierende System eingrenzen. Da sich jedes System als Subsystem eines umfassenderen Systems begreifen läßt, muß der Modellierer versuchen, die für die Entwicklung des betrachteten Subsystems relevanten Größen aus der Vielzahl möglicher Einflußfaktoren herauszufiltern. Sodann wird der Modellierer die Beziehungen der betrachteten Größen untereinander analysieren, um sie in einem nächsten Schritt zu formalisieren und in einer mathematischen Beschreibung des Systems zu verdichten. Das Zusammentragen der als Input benötigten Datenmengen sowie eine kritische Beurteilung der Datenqualität stellen einen weiteren wichtigen Aspekt der Modellierung dar. Ist das zu analysierende System mathematisch beschrieben und sind die benötigten Inputdaten vorhanden, kann als abschließender Modellierungsschritt die Umsetzung in ein Computermodell erfolgen.

In einem typischen Modell, welches sich mit energiewirtschaftlichen Fragestellungen auseinandersetzt, wird der Wert einer Zielfunktion optimiert. Diese kann sich auf Kosten, Gewinne, Emissionen oder andere zu minimierende oder maximierende Werte beziehen. Des Weiteren existieren Identitätsgleichungen, die die Zusammenhänge innerhalb des Systems beschreiben sowie Restriktionen, die den Lösungsraum der Variablen eingrenzen. Die Optimierungsrechnung kann je nach zugrundeliegendem Problem mit unterschiedlichen Verfahren geschehen. Die einfachste und aufgrund der im Vergleich zu anderen Optimierungsverfahren relativ kurzen Rechenzeiten bevorzugte Technik ist die Lineare Programmierung. Natürlich werden aber auch komplexere Verfahren wie die Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung oder die Nichtlineare Programmierung eingesetzt.

Die Lösung von komplexen Optimierungsproblemen mit großen Datenmengen ist heutzutage auf Basis verschiedener kommerziell angebotener Solver möglich. Um das Optimierungsproblem auf ein dem verwendeten Solver verständliches Format zu bringen, benutzt der Modellierer häufig einen sogenannten Matrixgenerator, der es ermöglicht, ein Optimierungsproblem in relativ einfacher Form an den Solver zu übergeben.⁷⁶

Die mit Hilfe des Computermodells generierten Ergebnisse sollten auf ihre Plausibilität überprüft werden, wenn möglich ist ein Benchmarking der Modellergebnisse mit in der Realität be-

⁷⁶ Zu der Funktionsweise eines Matrixgenerators vgl. z.B. Brooke et al. (1998).

obachteten Werten vorzunehmen. Diese kritische Überprüfung der Modellergebnisse kann helfen, Schwachstellen im Modell zu finden und auszubessern. Der Modellierer kann außerdem versuchen, als überflüssig erkannte Modellbestandteile zu entfernen und so die Rechenzeiten und die Handhabbarkeit des Modells zu verbessern. Bei Modellen, die sich mit langfristigen und zukünftigen Fragestellungen beschäftigen, ist eine kritische Überprüfung der Ergebnisse naturgemäß wenn nicht unmöglich, so doch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Hat das Modell die oben beschriebenen Phasen durchlaufen, so kann der Modellierer nun mit der Interpretation der Ergebnisse und der Bearbeitung der eigentlichen Fragestellung beginnen.

4.3 Klassifizierung der Modellbildung in der Energiewirtschaft

Unterschiedliche Fragestellungen und Sichtweisen in der Energiewirtschaft haben zu der Entwicklung einer großen Anzahl von Modellen geführt, die die Einbettung von Energiesystemen in makroökonomische Modelle, Energiesysteme oder deren Subsysteme in unterschiedlicher Genauigkeit abbilden.⁷⁷ Eine detailliertere Darstellung der existierenden Modelle würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. Daher soll statt dessen versucht werden, eine Klassifizierung unterschiedlicher Kategorien von Modellen vorzunehmen. Eine eindeutige Kategorisierung dieser Modelle ist schwer möglich, dennoch soll hier der Versuch gemacht werden, einige wichtige Merkmale herauszuarbeiten.

Energiemodelle können zunächst nach der Größe des Realitätsausschnittes, den sie abbilden, differenziert werden. Die Spanne vorhandener Modelle reicht von makroökonomischen Modellen, die den gesamten Energiesektor in relativ ungenauer Auflösung als Subsystem einer gesamten Volkswirtschaft darstellen bis hin zu Modellen, die den Kraftwerkspark eines einzelnen Unternehmens mit einer Vielzahl technischer Einzelheiten abbilden, dabei aber Wechselwirkungen mit anderen Systemen vernachlässigen. Naturgemäß besteht ein Trade-off zwischen dem in einem Modell erreichbaren Detaillierungsgrad und der Größe des Realitätsausschnittes, der in einem Modell abgebildet werden kann.

Energiemodelle können optimierend oder simulierend ausgelegt sein. In einem Simulationsmodell entspricht die Anzahl der Variablen der Anzahl der Gleichungen, der Freiheitsgrad ist null. In einem Optimierungsmodell hingegen können verschiedene Freiheitsgrade und damit mehre-

⁷⁷ Vgl. z.B. Hoster (1996); Kreuzberg [1](1999); Kreuzberg [2](1998); Grobbel (1999); Vögele (2000); Weinhardt / Zuber (2000).

re unterschiedliche Lösungen existieren. Grundsätzlich versteht man unter Optimierung die Planung einer Entscheidungsfragestellung in der Weise, daß eine bezüglich der gewählten Zielsetzung optimale Alternative aus einer Reihe von möglichen Alternativen bestimmt wird.⁷⁸ Nicht zu verwechseln ist die angewandte Modellierungstechnik mit der Zielsetzung. So kann ein Optimierungsmodell durchaus zur Simulation genutzt werden, wie zum Beispiel in Marktmodellen wie dem in dieser Arbeit vorgestellten Modell GEMM, die das Entscheidungsverhalten einzelner Wirtschaftssubjekte über eine übergeordnete Zielfunktion modellieren.

HENNING unterscheidet zwischen statisch, quasi-dynamisch oder dynamisch aufgebauten Modellen.⁷⁹ Während in statischen Modellen das abzubildende System in einem Zeitpunkt betrachtet wird und damit jegliche intertemporalen Zusammenhänge vernachlässigt werden, analysieren quasi-dynamische und dynamische Modelle ein System über einen Zeitraum. In quasi-dynamischen Modellen wird das System für jeden Zeitschritt abgebildet, der in einem Zeitschritt optimale Systemzustand bildet die Basis für die Optimierung des nächsten Zeitschritts. In einem dynamischen Modell hingegen existiert eine Zielfunktion, die sämtliche abgebildeten Zeitperioden umfaßt. Ein wichtiger Unterschied zwischen quasi-dynamischen und dynamischen Modellen ist damit die vollkommene Voraussicht, die in dynamischen Modellen unterstellt wird.

HOSTER unterscheidet die in der Energiewirtschaft eingesetzten Modelle hinsichtlich ihres Optimierungszeitraums in kurzfristige und langfristige Optimierungsmodelle.⁸⁰ Während kurzfristige Optimierungsmodelle mit einem Zeithorizont von wenigen Stunden bis hin zu einem Jahr der Kraftwerkseinsatzoptimierung dienen und mit einem exogen vorgegebenen Kraftwerksbestand arbeiten, zeichnen sich langfristige Modelle durch einen endogenen Kraftwerksbestand aus und werden vornehmlich zur Kraftwerkszubauoptimierung genutzt.

Eine weitere Begrenzung ließe sich ziehen zwischen Modellen, die sich auf die technisch-ökonomischen Fundamentalfaktoren konzentrieren und das Verhalten der Akteure relativ vereinfacht über eine übergeordnete Zielfunktion bestimmen, und Ansätzen, in denen das Verhalten der einzelnen Akteure explizit modelliert wird und der Schwerpunkt auf dem Verhalten der Akteure unter bestimmten Bedingungen liegt, dafür aber vereinfachende Annahmen hinsichtlich

⁷⁸ Littgert (1992), S. 1 ff.

⁷⁹ Henning (1999), S. 34.

⁸⁰ Hoster (1996), S. 16 ff.

der technisch-ökonomischen Randbedingungen, unter denen die Teilnehmer agieren, getroffen werden.

Anhand obiger Ausführungen wird deutlich, daß eine eindeutige Klassifizierung der verschiedenen Modellansätze schwer möglich ist; unterschiedliche Kriterien hinsichtlich der eingesetzten Modellierungstechnik, des abgebildeten Zeitraums sowie der Zielsetzung können zu einer Orientierung innerhalb der Vielzahl von Modellen genutzt werden.

4.4 Kraftwerkseinsatzplanung

In dem im nächsten Kapitel vorgestellten Modell GEMM entscheidet eine zentrale Optimierungsrechnung über den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerke, dabei wird unterstellt, daß das Ergebnis der zentralen Optimierung dem Ergebnis einer dezentralen Optimierung aller Marktteilnehmer entspricht. In der Realität wird die Entscheidung zum Einsatz einzelner Kraftwerke in der Planungsstufe Kraftwerkseinsatzplanung getroffen. Um die Modellierung der Entscheidung zum Einsatz einzelner Kraftwerke in GEMM mit der Realität vergleichen und beurteilen zu können, wird im folgenden Abschnitt ein kurzer Überblick über die Kraftwerkseinsatzplanung gegeben.

In Zeiten regulierter Märkte war es die klassische Aufgabe der Kraftwerkseinsatzplanung, eine prognostizierte Gesamlast für ein geschlossenes Versorgungsgebiet mit möglichst geringen Kosten zu decken und dabei die Reserveanforderungen zu erfüllen.⁸¹ Der Handel mit anderen Erzeugergesellschaften war dabei von untergeordneter Bedeutung und diente eher der gemeinsamen Optimierung der Kraftwerksfahrweise als der Gewinnerzielung. Diese Aufgabe hat sich durch die Liberalisierung der Märkte gewandelt, die Gewinnmaximierung ist nun zum primären Ziel jeder Erzeugungsgesellschaft und damit auch der Kraftwerkseinsatzplanung geworden. In der Kraftwerkseinsatzplanung wird daher versucht, mit Hilfe der beeinflussbaren Parameter die positive Differenz zwischen Ertrag und Aufwand zu maximieren. Als exogene Größen gehen vor allem die tatsächlichen und geschätzten Marktpreise für die Output- und Inputfaktoren, eine eventuell im Versorgungsgebiet zu deckende Last sowie die technischen Restriktionen der Erzeugungsanlagen in die Kraftwerkseinsatzplanung ein.

Der VDEW-Arbeitskreis „EDV-Optimierung Kraftwerkseinsatz“ von 1990 unterscheidet die Einsatzplanung nach ihrem Planungshorizont in drei verschiedene Hierarchiestufen, in die

⁸¹ Nießen [1] (1998), S. 3, S. 18 ff.

lang-, mittel- und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung.⁸² Während sich die langfristige Einsatzplanung über einen Zeitraum von 1-5 Jahren erstreckt und als Ergebnisse unter anderem die Revisionsplanung, die Gestaltung längerfristiger Bezugs- oder Lieferverträge für Strom oder Primärenergieträger sowie die Fahrweise von Wasserkraftwerken mit Saisonalspeichern liefert, hat die mittelfristige Kraftwerkseinsatzplanung mit einem Planungshorizont von einer Woche bis zu einem Jahr die Aufgabe, auf den Vorgaben der langfristigen Einsatzplanung die Brennstoffdisposition, eine detailliertere Revisionsplanung vor allem kleinerer Blöcke sowie die Fahrweise von Wasserkraftwerken mit Wochenspeichern zu ermitteln. Die kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung mit einem Planungshorizont von einem oder mehreren Tagen gibt dann aufbauend auf der mittelfristigen Kraftwerkseinsatzplanung konkrete Fahrpläne für alle Anlagen vor.

Das den Marktteilnehmern in GEMM unterstellte Optimierungsverhalten umfaßt die Kraftwerkseinsatzoptimierung über alle Zeithorizonte in einem Schritt. Da die Marktteilnehmer in GEMM über vollkommene Voraussicht verfügen und ihre Kosten sowie die auftretende Nachfrage über den gesamten Optimierungszeitraum abschätzen können, verschmelzen hier kurz-, mittel- und langfristige Kraftwerkseinsatzplanung.

In GEMM wird der über eine Strombörse abgewickelte Spothandel modelliert. Der Begriff Spothandel bezeichnet dabei den Day-Ahead Markt, an dem Blöcke von jeweils einer Stunde gehandelt werden.⁸³ Anbieter und Nachfrager geben ihre Gebote also mit einer Vorlaufzeit von ca. 24 Stunden ab, die Höhe der Gebote kann sich dabei jeweils zur Stundenkante ändern. Da sich die Kraftwerkseinsatzplanung und die Angebotserstellung für den Spotmarkt auf diesen kurzfristigen Zeithorizont beschränken, sind hier nur die durch das Angebot verursachten Zusatzkosten sowie -erlöse entscheidungsrelevant. Dies sind die variablen Kosten des Kraftwerkseinsatzes bzw. des Stromtransports sowie der erzielbare (Börsen-)Preis. Sämtliche Fixkosten sind innerhalb des hier betrachteten Planungshorizontes nicht mehr einflußbar und damit irrelevant.

⁸² Hanselmann (1995), S. 11.

⁸³ EEX (2001); LPX (2001).

5 German Electricity Market Model

In diesem Abschnitt werden die qualitativen und quantitativen Annahmen des Marktmodells German Electricity Market Model (GEMM) vorgestellt, welches zum Ziel hat, den deutschen Spotmarkt für Elektrizität unter Einbeziehung seiner Interaktionen mit anderen europäischen Strommärkten abzubilden. Zunächst wird die zeitliche und regionale Auflösung des Modells dargestellt, im Anschluß daran werden die Modellannahmen bezüglich der thermischen Kraftwerksparks sowie der Transmissionskapazitäten und des Vektors, der die exogen vorgegebenen Größen Einspeisung aus Industriekraftwerken, Außenhandel mit modellexogenen Regionen, Erzeugung mit Wasserkraftwerken sowie Einspeisung aus rein wärmegeführten Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen beinhaltet, erläutert. Danach wird die im Modell abgebildete Nachfrage vorgestellt.

5.1 Verwendete Daten

Als besonders problematisch bei der Erstellung des German Electricity Market Model hat sich die Zusammenstellung der benötigten Inputdaten erwiesen. Aufgrund der Liberalisierung sind viele Daten bezüglich der Kraftwerksparks wettbewerbsrelevant geworden und werden nicht mehr veröffentlicht. Teilweise wurde bei der Herausgabe von Daten von EVU um Anonymisierung gebeten, so daß eine Quellenangabe in der vorliegenden Arbeit nicht möglich ist. Des weiteren widersprechen sich die veröffentlichten Daten zum Teil oder sind nach unterschiedlichen Kriterien aggregiert, was eine Interpretation erschwert. Die in diesem Kapitel vorgestellten und in GEMM verwendeten numerischen Angaben können daher nur Richtwerte angeben und sind im Einzelfall mit groben Unsicherheiten behaftet. Da das Ziel der Modellierung in GEMM aber nicht ausschließlich im Erzielen quantitativ genauer Ergebnisse, sondern genauso im Aufzeigen einer geeigneten Methodik und in der Beschreibung des Systems Europäischer Strommarkt liegt, sind diese unvermeidlichen Ungenauigkeiten tolerierbar.

5.2 Die zeitliche und regionale Auflösung im GEMM-Modell

Bei der Bestimmung des Detaillierungsgrades der zeitlichen und regionalen Auflösung in einem computerunterstützten Optimierungsmodell ist immer ein Kompromiß zwischen verschiedenen Anforderungen zu treffen. Einerseits ist im Sinne einer möglichst genauen und realitätsgetreuen Modellierung eine hohe Auflösung mit einer entsprechend großen Anzahl an Regionen und Zeitschritten zu befürworten, andererseits erhöht eine feinere Auflösung die Rechenzeiten und erschwert den Umgang mit einem Modell, ohne methodischen Zugewinn zu er-

bringen.

5.2.1 Zeitliche Auflösung des Modells

Da an den deutschen Strombörsen der Kassahandel im 1-Stunden-Raster erfolgt und auch im kurzfristigen bilateralen Stromhandel die Änderung von Austauschmengen jeweils zur Stundenkante üblich ist, würden bei einer vollständigen Modellierung über den Zeitraum eines Jahres mit 365 Tagen 8760 Zeitperioden erfaßt werden müssen. Dies würde zu extrem hohen Rechenzeiten führen. Aufgrund der Datenlage und zur Verkürzung der Rechenzeiten werden im GEMM-Modell daher nur 288 Zeitschritte abgebildet. Diese 288 Zeitschritte setzen sich aus 12 typischen Werktagen und 12 typischen Nicht-Werktagen zusammen, die ihrerseits aus 12 Zeitschritten bestehen. Damit existiert in GEMM für jeden Monat ein typischer Werktag (Montag bis Freitag) sowie ein typischer Nicht-Werktag (Samstag, Sonntag), der im 2-Stunden-Raster erfaßt ist. Da die Anzahl der Werktage größer ist als die Anzahl der Nicht-Werktage, werden diese bei der Aggregation von in GEMM erzielten Werten wie zum Beispiel bei der Ermittlung von Monats- oder Jahrespreisen sowie den Außenhandelssalden unterschiedlich gewichtet. Da Feiertage, die nicht auf ein Wochenende fallen, in GEMM nicht berücksichtigt werden, gehen die Werktagswerte und die Nicht-Werktagswerte mit der Häufigkeit ihres Auftretens in die Gewichtung ein.

5.2.2 Regionale Auflösung

Um zu einer realitätsnahen Modellierung des deutschen Stromspotmarktes zu gelangen, ist eine Abbildung der Interaktionen mit anderen europäischen Strommärkten unerlässlich. Daher müssen die im kontinentaleuropäischen Binnenmarkt für Strom wichtigsten nationalen Teilmärkte erfaßt und in ihrer Interaktion miteinander modelliert werden. Aufgrund der Datenlage und der Rechenzeiten ist es allerdings notwendig, einige Vereinfachungen zu treffen. So werden einige nationale Strommärkte zusammengefaßt und andere ohne explizite Modellierung von Angebot, Nachfrage und Transmissionskapazitäten als exogener Vektor in das Modell integriert.

Die Regionen, die in GEMM mit Angebot, Nachfrage und Transmissionskapazitäten erfaßt und deren Kraftwerkseinsatz sowie Stromaustausch mit anderen Regionen modellendogen optimiert werden, sind die Regionen Österreich / Schweiz (A,CH), Belgien / Niederlande / Luxemburg (B,N,L), Deutschland (D), Spanien / Portugal (E,P), Frankreich (F) sowie Italien (I). Als exogener Vektor wird der Stromaustausch der Region Frankreich mit Großbritannien (GB) so-

wie der Region Deutschland mit den Regionen Dänemark / Schweden (DK,S), Polen (PL) und Tschechien (CZ) in das Modell integriert. Abbildung 5-1 gibt einen Überblick über die verschiedenen in GEMM abgebildeten Regionen:



Abb. 5-1: Endogene und exogene Regionen in GEMM⁸⁴

Mit den im Modell endogen abgebildeten Regionen sind die wichtigsten Teilmärkte innerhalb des kontinentaleuropäischen Teils der Europäischen Union erfaßt.⁸⁵

5.3 Die Transmissionskapazitäten

Die in GEMM als Punktmarkt modellierten Regionen sind durch Transmissionskapazitäten miteinander verbunden, die durch die Parameter „Maximale Übertragungskapazität [MW]“ sowie „Transportkostenentgelt pro transportierter Einheit [Euro/MWh]“ beschrieben werden können.

Eine genaue länderweise Zuordnung von grenzüberschreitenden Transmissionskapazitäten ist in der Realität nicht möglich, da der Engpaß zwischen verschiedenen Staaten nicht nur durch die Kuppelleitungskapazitäten, sondern auch durch die rückwärtigen Netze bestimmt sein

⁸⁴ Quelle: Eigene Darstellung.

⁸⁵ Die Schweiz ist zwar kein Mitglied der Europäischen Union, spielt jedoch im europäischen Stromhandel aufgrund ihrer zentralen Lage eine wichtige Rolle als Drehscheibe zwischen Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien.

kann. Zudem verteilt sich der Lastfluß so, daß oftmals weitere benachbarte Netze mitbetroffen sein können.⁸⁶ Daher können die veröffentlichten Werte zwar Anhaltspunkte bieten, aber keine genauen Werte für tatsächlich und unabhängig voneinander verfügbare Transmissionskapazitäten. Die Transmissionskapazitäten in GEMM beruhen auf Angaben der ETSO, wobei einige vereinfachende Annahmen getroffen werden mußten. So wurden die Transmissionskapazitäten in zusammengesetzten Regionen einfach aufaddiert, ohne entsprechende Interdependenzen zu berücksichtigen. Des weiteren wurde davon ausgegangen, daß sich die Kapazitäten vollständig symmetrisch verhalten, d.h. daß zum Beispiel die Kapazitäten von Deutschland in Richtung Frankreich identisch sind mit den Kapazitäten von Frankreich in Richtung Deutschland. Tabelle 5-1 zeigt die in GEMM verwendeten Transmissionskapazitäten zwischen den einzelnen Regionen:

Tabelle 5-1: Transmissionskapazitäten zwischen den GEMM-Regionen in MW

	ACH	BNL	D	EP	F	I
ACH	-	0	3300 MW	0	2000 MW	2700 MW
BNL	0	-	3800 MW	0	1500 MW	0
D	3300 MW	3800 MW	-	0	2350 MW	0
EP	0	0	0	-	900 MW	0
F	2000 MW	1500 MW	2350 MW	900 MW	-	1800 MW
I	2700 MW	0	0	0	1800 MW	-

Quelle: ETSO [1] (2000); eigene Berechnungen

Bezüglich der Vergabe der zwischen verschiedenen Staaten existierenden Transmissionkapazitäten werden zur Zeit verschiedene Verfahren eingesetzt. So werden zum Beispiel die Kapazitäten von Deutschland in die Niederlande, von Deutschland nach Dänemark sowie von Deutschland nach Polen im Rahmen einer Auktion vergeben, die Kapazitäten von Österreich nach Deutschland durch ein Anmeldeverfahren.⁸⁷ Aufgrund der Vielfältigkeit der Vergabeverfahren und der teils erhobenen Leistungs- (MW) oder Arbeitspreise (MWh) für Transmissionskapazitäten lassen sich in der Realität keine einheitlichen variablen Kosten angeben. Im GEMM Modell wird daher vereinfachend angenommen, daß Exporte variable Kosten von je 2,5 Euro/MWh verursachen.⁸⁸ Ob dieses Transportentgelt von der importierenden oder von der

⁸⁶ ETSO [2] (2001).

⁸⁷ Waffel (2001).

exportierenden Region aufzubringen ist, spielt in GEMM keine Rolle, da in der Zielfunktion die Gesamtkosten über alle Regionen minimiert werden.⁸⁹

Eine weitere vereinfachende Annahme, die bei der Modellierung in GEMM getroffen wurde, betrifft die beim Transport elektrischer Energie auftretenden und je nach Spannungsebene und Transportentfernung unterschiedlich hohen Energieverluste. In GEMM werden diese Energieverluste vernachlässigt, da sie durch ihre relativ geringe Größenordnung bei der ohnehin nicht zu vermeidenden Modellunschärfe nicht ins Gewicht fallen.⁹⁰

5.4 Die thermischen Kraftwerksparks

Als Datenbasis für die Abbildung des deutschen Kraftwerksparks dient eine Datenbank, die am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) erstellt wurde. Diese Datenbank enthält ca. 1700 Kraftwerksblöcke öffentlicher Versorgungsunternehmen. Zur Modellierung der Kraftwerksparks der modellendogenen Regionen Frankreich, Spanien / Portugal, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Österreich / Schweiz sowie Italien wurde auf die allgemein zugänglichen Veröffentlichungen der UCPTTE sowie der UNIPEDE zurückgegriffen.⁹¹ Als weitere Quelle diente das Jahrbuch 2000 der Glückauf GmbH.⁹² Da die Angaben der einzelnen Quellen zum Teil unvollständig oder sogar widersprüchlich sind, sind die im folgenden angegebenen Daten mit einer gewissen Unsicherheit behaftet.

Eine Abbildung einzelner Kraftwerksblöcke ist in GEMM nicht möglich, da dies die Rechenzeit erheblich verlangsamen würde. Die einzelnen Kraftwerksblöcke müssen also in übergeordneten Kraftwerksklassen zusammengefaßt werden. Da in die Zielfunktion des Optimierungsmodells nur die variablen Kosten der Stromerzeugung eingehen, Fixkosten hingegen keine Berücksichtigung finden, werden Kraftwerksklassen gebildet, die sich durch möglichst einheitliche variable Kosten charakterisieren lassen. Die in der IER-Kraftwerksdatenbank aufgeführten Kraftwerksblöcke sind daher nach den Kriterien Technolo-

⁸⁸ Die ETSO fordert ein vom Exporteur aufzubringendes Entgelt von 2 Euro/MWh. 0,5 Euro/MWh werden in GEMM als pauschale Kosten für erhöhte Transaktionskosten angenommen (Vgl. Meldung der DVG vom 29.11.2000).

⁸⁹ Vgl. Abschnitt 7.1.

⁹⁰ Kreuzberg z.B. nimmt in dem Modell EUDIS einen Energieverlust von 10% auf 1000 km an (Kreuzberg [2] (1998), S. 22).

⁹¹ UCPTTE [1] (2000); UNIPEDE [1] (1999); UNIPEDE [2] (1999).

⁹² Glückauf (1999).

gie, verwendeter Brennstoff sowie Zeitraum der Inbetriebnahme geclustert. Da die Kraftwerksparks der übrigen Modellregionen nicht blockweise, sondern nur in aggregierter Form nach verwendetem Brennstoff vorliegen, ist die Abbildung dieser Kraftwerksparks sehr viel ungenauer.

Da das Ziel der Modellierung eine Ermittlung der Grenzkosten ist, können alle Kraftwerke, die nicht nach dem Kriterium ihrer variablen Kosten eingesetzt werden, vereinfacht als exogener Vektor in das Modell integriert werden. Dazu gehört vor allem die Erzeugung mit Hilfe regenerativer Energiequellen wie zum Beispiel Windkraft oder Biomasse sowie die Erzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen. Besondere Beachtung hingegen verdienen die Kraftwerke, die sich im oberen Bereich der durch die Grenzkosten bestimmten merit order befinden und wegen ihrer flexiblen Einsetzbarkeit genutzt werden, um die Schwankungen der Nachfrage auszugleichen. Dies sind die Kraftwerke, bei denen die kurz- und mittelfristige Entscheidung zum Einsatz auf Grund ihrer variablen Kosten getroffen werden und die damit die Grenzkosten des gesamten Stromerzeugungssystems bestimmen. Aus diesem Grund wurden die steinkohle- und die erdgasbefeuerten Anlagen detaillierter in GEMM erfaßt als die Kernkraftwerke oder braunkohlebefeuerte Anlagen. Auf Basis dieser Überlegungen wurden die in der Realität vorhandenen Kraftwerksparks in GEMM in folgende Kraftwerksklassen eingeteilt:

- Kernkraftwerke
- Braunkohlekraftwerke
- Steinkohlekraftwerke (6 unterschiedliche Altersklassen)
- Erdgas (6 unterschiedliche Altersklassen)
- Heizöl (6 unterschiedliche Altersklassen)

Tabelle 5-2 zeigt eine Zusammenfassung der den einzelnen Regionen in GEMM zugeteilten thermischen Kraftwerkskapazitäten:

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der den einzelnen Regionen in GEMM zugeteilten thermischen Kraftwerkskapazitäten

	ACH	BNL	D	EP	F	I
Kernkraft	5120	5780	24107	7637	63608	0
Braunkohle	737	0	27250	3400	580	260
Steinkohle	1494	8507	23068	11586	16122	15166
Erdgas	3150	15062	13613	2289	124	8034
Heizöl	3456	1862	8390	11733	9710	26056

Quelle: UCPTTE [1] (2000); UNIPEDE [1] (1999); Glückauf (2000); IER- Datenbank; eigene Berechnungen

Die in Tabelle 5-2 angegebenen Kapazitäten bezeichnen die Nettoengpaßleistung, dies ist die maximal zu erzielende Nettoleistung der Kraftwerke. Da in der Realität jedoch durch geplante und ungeplante Revisionen sowie durch vor allem temperaturbedingte Wirkungsgradveränderungen nicht die volle Nettoengpaßleistung zur Verfügung stehen, werden die Kapazitäten der Kraftwerke durch einen Verfügbarkeitsfaktor nach unten korrigiert. Dieser beträgt für Kernkraftwerke 86%, für Braunkohlekraftwerke 85%, für Steinkohlekraftwerke 82%, für Erdgaskraftwerke 85% und für mit Heizöl befeuerte Kraftwerke 84%.⁹³

Die Kraftwerke, die Strom und Wärme als Kuppelprodukte produzieren, sind aus obiger Clusterung herausgenommen und werden gesondert in das Modell integriert. Die in GEMM gebildeten thermischen Kraftwerksklassen lassen sich neben den in den einzelnen Regionen vorhandenen Kapazitäten durch die Parameter verwendeter Brennstoff, Wirkungsgrad sowie sonstige variable Kosten charakterisieren, die in den folgenden Abschnitten beschrieben werden.

5.4.1 Die Kosten der Stromerzeugung

Die Kosten der Stromerzeugung lassen sich vereinfacht in fixe und variable Kostenbestandteile unterscheiden. Zu den fixen Kosten gehören vor allem Aufwendungen für Abschreibungen, Steuern, Personalkosten, Verwaltung sowie für Versicherung und regelmäßige Wartungsarbei-

⁹³ Hoster (1996), S. 52; eigene Berechnungen.

ten.⁹⁴ Die fixen Kosten sind als sunk costs für die kurz- und mittelfristige Kraftwerkseinsatzplanung nicht relevant und spielen daher in GEMM keine Rolle.

Die in GEMM relevanten variablen Kosten der Stromerzeugung setzen sich aus den Brennstoffkosten sowie den Kosten für die Bereitstellung und Entsorgung von Hilfsstoffen, betriebsbedingten Wartungsmaßnahmen und dem Materialverschleiß zusammen. Den größten Teil der variablen Kosten bilden die Brennstoffkosten, die ihrerseits vom Preis der verwendeten Brennstoffe sowie dem Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks abhängen. Aufgrund des technischen Fortschritts in der Kraftwerkstechnik ist davon auszugehen, daß ein positiver Zusammenhang zwischen Inbetriebnahmejahr und Wirkungsgrad eines Kraftwerksblocks besteht, eine detailliertere Beschreibung der Wirkungsgrade befindet sich im nächsten Abschnitt.

Einige Vereinfachungen bei der Modellierung der Realität waren nötig, um GEMM als lineares Optimierungsproblem ohne Ganzzahligkeiten lösen zu können und tragen damit zu einer erheblichen Verkürzung der Rechenzeit bei. Um den durch An- und Abfahrvorgänge beeinflussten Materialverschleiß zu begrenzen, werden in der Praxis Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten für einzelne Kraftwerksblöcke vorgegeben, diese existieren in der GEMM-Modellwelt nicht. Des weiteren fallen in der Realität beim Anfahren oder Abfahren einzelner thermischer Kraftwerksblöcke Kosten an, die durch das Aufheizen des betreffenden Blockes auf Betriebstemperatur sowie einen durch die Temperaturschwankung verursachten erhöhten Materialverschleiß zurückzuführen sind. Diese Anfahrkosten werden in GEMM vernachlässigt. Der Wirkungsgrad einzelner Kraftwerksblöcke ist in der Realität abhängig von dem jeweiligen Auslastungsgrad, es existiert ein sogenannter Bestpunkt, an dem der Wirkungsgrad eines Kraftwerks am höchsten ist. In GEMM haben Kraftwerksblöcke von 0% bis 100% Auslastung einen einheitlichen Wirkungsgrad. In der Realität existiert eine Minimalleistung, d.h. daß ein einzelner Kraftwerksblock nicht beliebig nah an 0% Auslastung heruntergefahren werden kann. In GEMM kann jeder Kraftwerkstyp von 0% bis 100% seiner Leistung produzieren. Relativiert wird diese Abweichung von der Realität durch die Zusammenfassung diverser Kraftwerksblöcke zu einem Kraftwerkstyp in GEMM.

⁹⁴ Nießen [1] (1998), S. 18.

5.4.2 Brennstoffkosten der Kernkraftwerke und der Braunkohlekraftwerke

Die Angabe von variablen Kosten der Kernenergie gestaltet sich schwierig, da kein am Markt zu beobachtender Preis für Brennelemente besteht, hinzu kommen die Entsorgungskosten, die nur zum Teil von den Kraftwerksbetreibern getragen werden müssen. In GEMM werden als variable Kosten der Kernenergie 12 Euro/MWh angenommen.⁹⁵

Ein Transport von Braunkohle über längere Entfernungen vom Abbaugbiet zu Kraftwerken ist wegen des geringen Energiegehalts von Braunkohle aus wirtschaftlichen Gründen nicht lohnend, außerdem existieren zahlreiche gesellschaftsrechtliche Verflechtungen zwischen den braunkohlefördernden Unternehmen und den Betreibern von Braunkohlekraftwerken⁹⁶. Dies verhindert das Entstehen eines liquiden Braunkohlemarktes, an dem sich ein beobachtbarer Marktpreis für diesen Energieträger bilden könnte. Die Schätzungen für die Energieträgerkosten, die den Kraftwerksbetreibern durch den Einsatz von Braunkohle entstehen, gehen daher weit auseinander. So schätzt HOSTER den Braunkohlepreis auf 29 DM/to im Rheingebiet, HENSING erwähnt 22,4 DM/to und GROBBEL verwendet einen Wert von 27,7 DM/to.⁹⁷ In GEMIS werden wiederum andere Werte genannt, hier ist von 35 DM/to in der Niederlausitz und 29 DM/to im Rheingebiet die Rede.⁹⁸ Außerdem hat sich die deutsche Elektrizitätswirtschaft zur Abnahme bestimmter Mindestmengen verpflichtet.⁹⁹ Aus diesem Grund werden die Braunkohlekraftwerke in GEMM im Gegensatz zu den Steinkohle-, Erdgas- und Heizölkraftwerken nicht mit einem Wirkungsgrad und den Energieträgerkosten abgebildet, sondern mit einer absichtlich niedrig festgesetzten Pauschale, die den variablen Kosten der Kernenergie entspricht. Damit ist sichergestellt, daß die Braunkohlekraftwerke in GEMM in der Grundlast eingesetzt werden, wie dies in der Realität der Fall ist. Diese Abweichung von der Realität ist notwendig, da in GEMM keine Mindestmengen für die eingesetzten Energieträger festgesetzt werden können.¹⁰⁰

⁹⁵ Grobbel (1999), S. 56.

⁹⁶ So befindet sich die RWE Rheinbraun AG in 100% Besitz der RWE AG, die Laubag zu 95% der HWE und die Braunschweigische Kohlenbergwerke AG zu 100% der EON (DEBRIV, 2000).

⁹⁷ Nach Grobbel (1999), S. 57.

⁹⁸ GEMIS (2000).

⁹⁹ Im EnWG ist die sogenannte Braunkohleschutzklausel festgelegt, die eine „ausreichend hohe Braunkohleverstromung“ in den neuen Bundesländern zum Ziel hat, was darunter genau zu verstehen ist, bleibt im EnWG unklar. Die HEW hat sich beim Kauf von Anteilen der VEAG und der LAUBAG verpflichtet, die Arbeitsplätze im Braunkohleabbau in Ostdeutschland zu sichern, die nötig sind, um jährlich 50 TWh Elektrizität zu erzeugen (Bundesgesetzblatt [2] (1998); BMWI [4] (2001)).

5.4.3 Der Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke

Der Nettowirkungsgrad eines Kraftwerks, der das Verhältnis von nutzbarer elektrischer Energie zu chemischer Bindungsenergie des eingesetzten Energieträgers beschreibt, setzt sich aus dem Bruttowirkungsgrad abzüglich des Eigenbedarfs des Kraftwerks zusammen, der Bruttowirkungsgrad wiederum wird durch verschiedene Teilwirkungsgrade determiniert.¹⁰¹ In der vorliegenden Arbeit wird nur der Nettowirkungsgrad betrachtet und im Folgenden als „Wirkungsgrad“ bezeichnet.

Da durch eine Erhöhung des Wirkungsgrades der Brennstoff bei der Stromerzeugung effektiver genutzt werden kann und dies sowohl ökonomisch als auch ökologisch positiv zu bewerten ist, wurden in den vergangenen Jahrzehnten große Anstrengungen unternommen, den Wirkungsgrad thermischer Kraftwerke zu steigern, so daß ein positiver Zusammenhang zwischen Jahr der Inbetriebnahme eines Kraftwerks und Wirkungsgrad festzustellen ist.¹⁰² So weist zum Beispiel ein im Jahre 1935 in Betrieb genommenes Steinkohlekraftwerk einen Wirkungsgrad von ca. 16% auf, heutzutage lassen sich mit modernster Prozeßtechnik Wirkungsgrade von über 45% bei Steinkohle und von bis zu 43% bei Braunkohlekraftwerken realisieren.¹⁰³ Relativiert wird der positive Zusammenhang zwischen Jahr der Inbetriebnahme eines Kraftwerks und Wirkungsgrad durch die Ertüchtigung bestehender Anlagen mittels Optimierung von Anlagenkomponenten oder des thermodynamischen Prozesses.¹⁰⁴ Dieser Zusammenhang zwischen Jahr der Inbetriebnahme eines Kraftwerkes und Wirkungsgrad wird in GEMM genutzt, um die vorhandenen Kraftwerke zu Klassen mit einheitlichen variablen Kosten zu clustern.

Da der Wirkungsgrad eines Kraftwerks im liberalisierten Markt einen wettbewerbsrelevanten Parameter darstellt, sind nur wenige aktuelle Daten frei verfügbar. Daher wurde vereinfachend angenommen, daß der Wirkungsgrad der Steinkohlekraftwerke in jedem Jahrzehnt um 3% gesteigert werden konnte. Dies deckt sich in ungefähr mit verschiedenen und zum Teil anonymen ausgewerteten Quellen.

¹⁰⁰ In einer Vorgängerversion von GEMM konnten Mindestmengen für die einzusetzenden Energieträger festgelegt werden, aus Gründen der Rechenzeit wurden diese Bedingungen aus der hier vorgestellten Version entfernt.

¹⁰¹ Laufen (1984), S. 21 ff.

¹⁰² BMWI [3] (1999), S. 9 ff.

¹⁰³ Kugeler et al. (1999), S. 49.

¹⁰⁴ BMWI [3] (1999), S. 15.

Tabelle 5-3 gibt einen Überblick über die im Modell verwendeten Wirkungsgrade der Steinkohlekraftwerke:

Tabelle 5-3: In GEMM verwendete Wirkungsgrade der Steinkohlekraftwerke

Jahr der Inbetriebnahme	Wirkungsgrad
nach 1990	43%
1980 - 1989	40%
1970 - 1979	37%
1960 - 1969	34%
1950 - 1959	31%
vor 1950	28%

Quelle: GEMIS (2000); Experteneinschätzung

Bei den mit Erdgas betriebenen Kraftwerken bestehen ebenfalls große Unterschiede im Wirkungsgrad, so erreichen moderne Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke Wirkungsgrade von bis zu 58%, ältere Gasturbinenkraftwerke hingegen nur 33%.¹⁰⁵ Da die Datenlage bezüglich der Wirkungsgrade von erdgasbetriebenen Kraftwerken äußerst unzufriedenstellend ist, mußte auf persönliche Einschätzungen verschiedener Experten zurückgegriffen werden. Als Wirkungsgrade für die erdgas- und heizölbetriebenen Kraftwerke werden in GEMM folgende Werte angenommen:

Tabelle 5-4: Wirkungsgrade der Erdgas- und Heizölkraftwerke in GEMM

Altersklasse	Erdgas	Heizöl
>1990	55%	50%
1981 - 1990	50%	45%
1971 - 1980	45%	40%
1960 - 1970	40%	35%
1951 - 1960	35%	30%
<1951	30%	30%

Quelle: GEMIS (2000); Experteneinschätzung

Die in den Tabellen 5-3 und 5-4 angegebenen Werte können natürlich nur ungefähre Richtgrö-

¹⁰⁵ GEMIS (2000).

ßen darstellen, im Einzelfall kann es zu großen Abweichungen von diesen Werten kommen.

Die sonstigen variablen Kosten entstehen im wesentlichen durch den Verschleiß von Bauteilen oder werden durch den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen verursacht. Da diese Kosten im Verhältnis zu den Kosten der Primärenergieträger nur eine untergeordnete Rolle spielen, werden sie in GEMM nicht nach Altersklassen differenziert, sondern betragen pauschal 5 Euro/MWh bei Steinkohlekraftwerken und 4 Euro/MWh bei Erdgas- und Heizölkraftwerken.¹⁰⁶

5.5 Der exogene Vektor

Aufgrund mangelnder Daten werden die Einspeisung aus Industriekraftwerken, der Außenhandel mit modellexogenen Regionen, die Erzeugung mit Wasserkraftwerken sowie die Einspeisung aus rein wärmegeführten Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen als exogener Vektor in das GEMM-Modell integriert.

5.5.1 Die Einspeisung aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen

Die Stromerzeugung aus der sogenannten Kraft-Wärme-Koppelung¹⁰⁷ (KWK) erfordert eine gesonderte Betrachtung. Diese Anlagen erzeugen Strom und Wärme in Kuppelproduktion, wodurch ein insgesamt sehr hoher energetischer Wirkungsgrad erreicht werden kann. Die bei der reinen Stromerzeugung auf niedrigem Temperaturniveau abgeführte Wärme wird bei der KWK auf höherem Temperaturniveau abgeführt, wodurch allerdings der Wirkungsgrad für die Stromerzeugung geringer wird.

Aufgrund des insgesamt energetisch hohen Wirkungsgrades und der damit verbundenen guten Brennstoffausnutzung ist die Strom- und Wärmeproduktion in KWK-Anlagen umweltschonender als die Bereitstellung von Strom und Wärme in getrennten Anlagen, die ausschließlich der Strom- bzw. Wärmeproduktion dienen. Die KWK-Anlagen werden daher durch besondere gesetzliche Regelungen geschützt. KWK-Anlagen werden heute sowohl in der öffentlichen Stromversorgung zur Fern- und Nahwärmeversorgung eingesetzt als auch in Industriebetrieben, die häufig sowohl thermische als auch elektrische Energie benötigen. Die KWK-Anlagen, die sich der öffentlichen Versorgung zurechnen lassen, sind in der dem GEMM-Modell zugrundeliegenden Kraftwerksdatenbank enthalten, die KWK-Anlagen der industriellen Kraftwirt-

¹⁰⁶FORUM (2000), S. 8.

¹⁰⁷Zu einer genaueren Beschreibung der Eigenschaften von KWK-Anlagen vgl. z.B. Hanselmann (1995).

schaft sind hingegen nicht erfaßt. Das Problem bei der Modellierung des Einsatzes von KWK-Anlagen liegt darin begründet, daß die Entscheidung zum Einsatz einer KWK-Anlage aufgrund der Kuppelproduktion nicht mehr allein von dem in GEMM relevanten Parameter Strompreis abhängig gemacht werden kann, sondern außerdem von der jeweiligen Wärmenachfrage abhängig ist, die ihrerseits temperaturabhängig ist und jahres- sowie tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Zum Schutz der Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen trat im Mai 2000 das „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelung“ in Kraft. Es verpflichtet den jeweiligen Netzbetreiber dazu, aus Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen eingespeisten Strom mit mindestens 9 Pf/kWh zu vergüten.¹⁰⁸ Diese gesetzlichen Regelungen zum Schutz der KWK erschweren die Modellierung des KWK-Einsatzes noch zusätzlich und werden daher im Modell vernachlässigt. Um die Besonderheit der Kuppelproduktion von Strom und Wärme in KWK-Anlagen methodisch zu erfassen, wird die Stromproduktion aus deutschen KWK-Anlagen als exogener Strominputvektor in GEMM integriert, wobei die Annahme getroffen wird, daß die KWK-Anlagen rein wärmegeführt laufen, der Strompreis bei der Produktionsentscheidung also keine Rolle spielt. Dieser Inputvektor wurde aus einem realen Wärmelastgang konstruiert und ist nach Monaten differenziert, um den jahreszeitlichen Schwankungen der Wärmenachfrage Rechnung zu tragen. Für die übrigen in GEMM abgebildeten Regionen ist aufgrund fehlender Daten eine Modellierung nicht möglich.

¹⁰⁸ Bundesgesetzblatt [1] (2000).

Abbildung 5-2 zeigt die in GEMM angenommenen Schwankungen der jahreszeitlichen Wärmenachfrage und damit der Stromproduktion aus KWK-Anlagen:

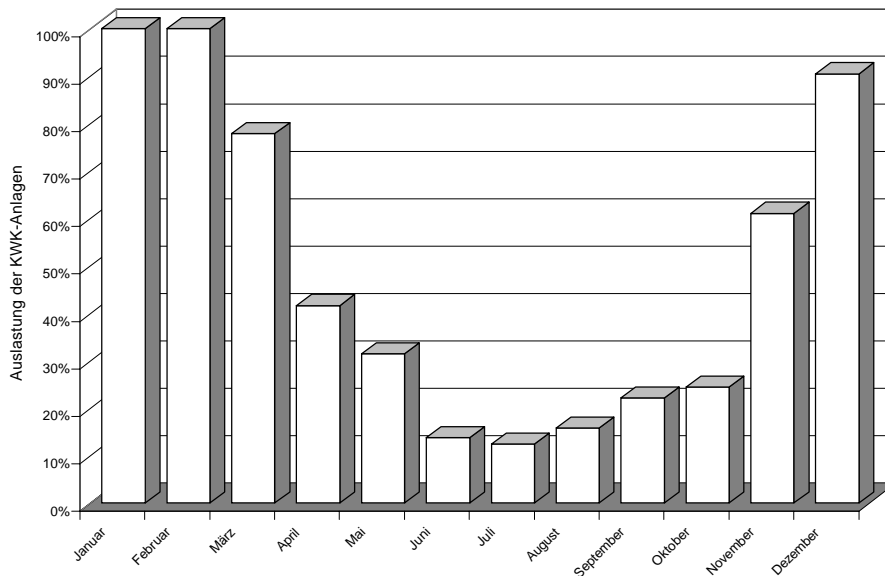


Abb. 5-2: Auslastung der KWK-Anlagen im Jahresverlauf¹⁰⁹

Im Januar und Februar werden die KWK-Anlagen zu 100% eingesetzt, ihre Auslastung sinkt dann im Jahresverlauf, bis sie im Juli 12% erreicht. Bis zum Dezember steigt der Auslastungsgrad der KWK-Anlagen in GEMM dann wieder auf 90% der verfügbaren Kapazitäten an.

5.5.2 Die hydraulischen Kraftwerksparks

Die technischen Eigenschaften eines Wasserkraftwerks lassen sich in die Parameter Zuflußmenge, maximal speicherbare Wassermenge, maximal nutzbare Turbinenleistung und bei Pumpspeicherkraftwerken maximale Pumpleistung sowie den durch den Pumpvorgang auftretenden Energieverlust übersetzen. In der Realität ist eine Vielzahl von Kombinationen dieser Parameter möglich, eine Klassifizierung der hydraulischen Kraftwerke ist daher immer bis zu einem gewissen Grade willkürlich. Die UCPTE beispielsweise differenziert zunächst nach dem Kriterium Füllungsdauer bei mittlerem Abfluß.¹¹⁰ Nach der Füllungsdauer bei mittlerem Abfluß (D) unterscheidet die UCPTE 3 Klassen von hydraulischen Kraftwerken: Laufwasserkraftwerke mit einer Füllungsdauer von kleiner oder gleich 2 Stunden, Wasserkraftwerke mit

¹⁰⁹Quelle: Deutsches EVU (2000).

¹¹⁰UCPTE [1] (1997).

Kurzzeitspeicher, bei denen die Füllungsdauer zwischen 2 und 400 Stunden liegt sowie Wasserkraftwerke mit Langzeitspeicher, bei denen die Füllungsdauer über 400 Stunden beträgt. Die Speicherkraftwerke, deren Speicher ganz oder teilweise durch hinaufgepumptes Wasser gefüllt werden können, differenziert die UCPTe weiterhin nach der Betriebsdauer, die durch natürlichen Zufluß in einem Durchschnittsjahr bei elektrischer Engpaßleistung im Turbinenbetrieb möglich ist und teilt die Pumpspeicherkraftwerke in folgende Kategorien ein: Reine Pumpspeicherkraftwerke mit einer Betriebsdauer von weniger oder gleich 250 Stunden sowie Gemischte Pumpspeicherkraftwerke, bei denen die Betriebsdauer über 250 Stunden liegt.

Generell lassen sich Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke unterscheiden. Laufwasserkraftwerke sind meist an Flußläufen gelegen und sind daher in ihrer Fahrweise inflexibel, die zu jedem Zeitpunkt erzeugbare Energiemenge wird durch den Wasserstand des Flusses determiniert und kann nur in sehr engen Grenzen variiert werden. Laufwasserkraftwerke zeichnen sich durch eine geringe Fallhöhe des Wassers aus und werden wegen der geringen Aufstaumöglichkeit und des damit verbundenen nahezu gleichbleibenden Wasserdurchsatzes vor allem in der Grundlast eingesetzt. Speicherkraftwerke verfügen meist über eine größere Fallhöhe des Wassers. Bei Speicherkraftwerken besteht die Möglichkeit, potentielle Energie in Form von angestautem Wasser zu lagern, diese sind daher zur Deckung der Spitzenlast prädestiniert. Durch die Pulsation des Belastungsverlaufes im öffentlichen Netz und das Anfahrverhalten thermischer Kraftwerke steht dort in den Schwachlastzeiten relativ günstige Energie zur Verfügung. Verfügen Speicherkraftwerke über Pumpen, so kann diese günstige Schwachlastenergie genutzt werden, um Wasser in den Speicher zu pumpen, das zur Spitzenlastzeit turbinieren werden kann.¹¹¹ In Speicherkraftwerken besteht die Möglichkeit, Wassermengen in Zeiten niedriger Lastnachfrage bzw. niedriger Preise aufzustauen, um sie zu Zeiten hoher Lastnachfrage bzw. hoher Preise zur Erzeugung zu nutzen. In Pumpspeicherkraftwerken hat der Betreiber zusätzlich die Möglichkeit, Energiemengen in Zeiten niedriger Lastnachfrage bzw. niedriger Preise einzusetzen, um den Speicherstand wieder aufzufüllen und die entsprechenden Energiemengen, verringert um einen durch den Vorgang Pumpen-Turbinieren verursachten Energieverlust, in Zeiten hoher Lastnachfrage bzw. hoher Preise zur Erzeugung zu nutzen.

Damit verfügen die Laufwasserkraftwerke über keine variablen Kosten, ihr Einsatz kann daher weder in der Realität noch im Modell optimiert werden. Im Fall von Speicherkraftwerken ent-

¹¹¹Littger (1984), S. 145 ff.

stehen dem Betreiber zwar keine echten variablen Kosten, doch lassen sich die Opportunitätskosten, die dem Betreiber dadurch entstehen, daß er die ihm zur Verfügung stehenden Energiemengen zum jetzigen und nicht zu einem späteren Zeitpunkt einsetzt, als variable Kosten interpretieren.¹¹² Ob sich die beim Einsatz eines Pumpspeicherkraftwerkes für den Pumpvorgang anfallenden Kosten als echte variable Kosten definieren lassen, läßt sich nicht eindeutig feststellen. Würde der Betreiber des Pumpspeicherkraftwerkes die zukünftige Preisentwicklung genau antizipieren, so könnten die durch den Pumpvorgang entstehenden Kosten als variable Kosten betrachtet werden. Hat er allerdings diese Voraussicht nicht, so stellen diese Kosten für ihn zu dem Zeitpunkt, in dem er sein Kraftwerke einsetzt, Sunk Costs dar, er wird dann seine Einsatzentscheidung nicht nach dem Kriterium der ihm entstandenen Kosten, sondern nach den durch den Einsatz verursachten Opportunitätskosten entscheiden.

Da der Einsatz der Laufwasserkraftwerke in der Realität nicht oder nur innerhalb von sehr engen Grenzen optimiert werden kann, stellt die Abbildung dieser Erzeugungsart mittels eines exogenen Vektors in das Modell keine Vereinfachung dar, sondern entspricht im wesentlichen der Realität. Ein Problem stellt sich bei der Integration von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in das Modell. In einer Vorgängerversion des hier vorgestellten German Electricity Market Model wurde der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken modellendogen optimiert. Es hat sich jedoch herausgestellt, daß diese zeitschrittübergreifenden Bedingungen bei Berechnung von Sensitivitätsszenarien zu einer nicht tolerierbaren Erhöhung der Rechenzeiten führen, so daß auch diese Erzeugungsarten vereinfachend über einen exogenen Vektor in das Modell integriert werden mußten.

Zur Konstruktion des exogenen Vektors wurde zum einen auf von der UCPTTE veröffentlichte Werte zur Erzeugungsmenge und zum anderen auf im Jahrbuch Bergbau aufgeführte Nettokapazitäten zurückgegriffen.

¹¹²Zur Optimierung von hydraulischen Kraftwerken vgl. z.B. Scott (2000); MO (2000).

Die einzelnen Regionen verfügen dieser Quelle zufolge über die in Tabelle 5-5 angegebenen hydraulischen Kraftwerkskapazitäten, wobei nicht zwischen den unterschiedlichen Kraftwerkstypen Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerk unterschieden wird:

Tabelle 5-5: Hydraulische Kraftwerkskapazitäten in den GEMM- Regionen

Region	Hydraulische Kraftwerkskapazitäten
Österreich / Schweiz	15228 MW
Belgien / Niederlande / Luxemburg	2408 MW
Deutschland	9761 MW
Spanien / Portugal	11646 MW
Frankreich	15491 MW
Italien	8356 MW

Quelle: Glückauf Jahrbuch (1999); eigene Berechnungen

Da die in Tabelle 5-5 aufgeführten Werte jedoch Nettokapazitäten und nicht die tatsächlich zu jedem Zeitschritt erzeugbare Menge darstellen, müssen zur Konstruktion des exogenen Vektors Erzeugungswerte der Vergangenheit hinzugezogen werden. Die Erzeugung folgt einem Muster, daß zum einem der saisonal unterschiedlichen Verfügbarkeit von Wasser Rechnung trägt und zum anderen die Tatsache berücksichtigt, daß Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke vor allem zu Zeiten hoher Lastnachfrage eingesetzt werden.

Abbildung 5-3 zeigt beispielhaft die Zuflüsse zu einem Speicherkraftwerk im Alpenraum:

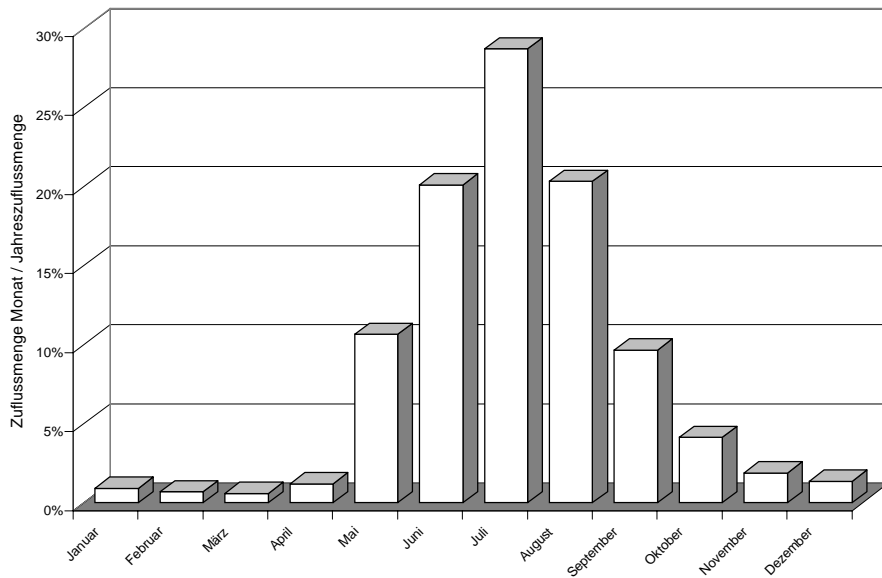


Abb. 5-3: Durchschnittlicher Zufluß zu einem Speicherkraftwerk im Alpenraum in den Jahren 1980 bis 1990 in % des Gesamtjahreszuflusses¹¹³

In der Abbildung ist deutlich zu erkennen, daß der weitaus größte Teil des Zuflusses in den Monaten Mai bis September stattfindet. Ursache dieses saisonalen Verlaufsmusters ist die Schneeschmelze im Alpenraum. Niederschläge in den Monaten November bis April werden in höheren Lagen als Schnee gelagert und somit erst in den Sommermonaten als Zufluß wirksam. Bei der Konstruktion des exogenen Vektors müssen damit zwei verschiedenen Komponenten berücksichtigt werden: Die saisonale, die aus der Verfügbarkeit von Wassermengen sowie aus der Möglichkeit besteht, einen Teil der in den Sommermonaten erfolgten Zuflüsse aufzustauen sowie die tageszeitliche Komponente, die aus der Optimierung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke entspringt. Auf Basis der von der UCPTTE veröffentlichten Daten, die die saisonale Komponente widerspiegeln sowie persönlicher Einschätzung der tageszeitabhängigen Komponente wurde für die einzelnen Regionen folgende exogene Erzeugung aus Wasserkraftwerken festgelegt:

¹¹³Quelle: Deutsches EVU (2000); eigene Berechnungen.

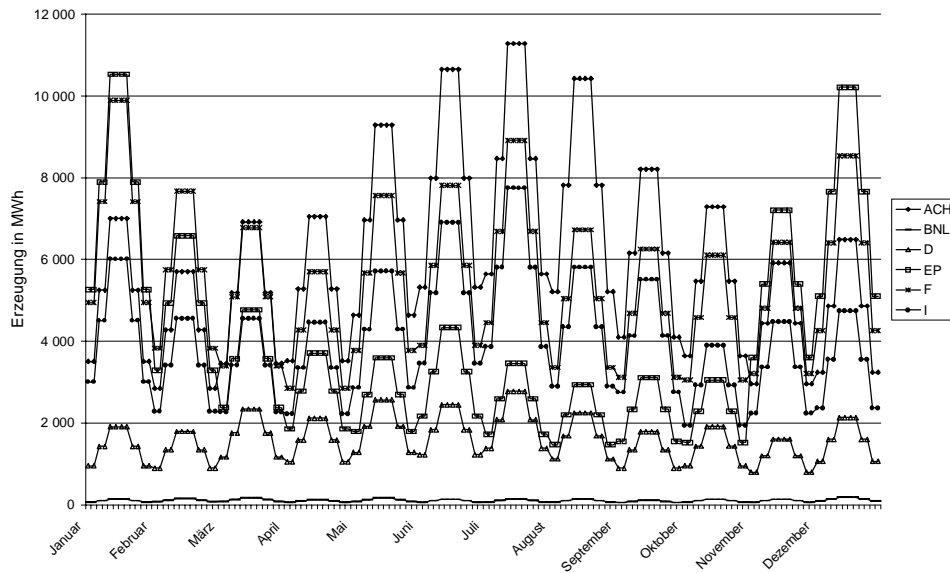


Abb. 5-4: Erzeugung aus Wasserkraftwerken in den GEMM-Regionen¹¹⁴

In der Abbildung 5-4 lassen sich die Charakteristika der hydraulischen Kraftwerksparks unterschiedlicher Regionen erkennen.¹¹⁵ Die Erzeugung in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg folgt einem sehr gleichmäßigen und rein tageszeitlich bedingten Muster, da diese Region fast ausschließlich über Pumpspeicherkraftwerke mit einem niedrigen Fassungsvermögen verfügt, bei denen eine Optimierung nur über den Verlauf eines Tages möglich ist. Das Erzeugungsmuster der Regionen Österreich / Schweiz, Frankreich sowie Italien verläuft ähnlich mit einer in den Sommermonaten höheren Erzeugung als in den Wintermonaten. Dies läßt sich darauf zurückführen, daß die hydraulischen Kraftwerke dieser Regionen zum größten Teil im Alpenraum angesiedelt sind und damit ein ähnliches Zuflußmuster aufweisen. Die Region Spanien / Portugal dagegen weist ein konträres Erzeugungsmuster mit hoher Erzeugung in den Wintermonaten und relativ niedriger Erzeugung in den Sommermonaten auf, zweifelsohne durch unterschiedliche klimatische Bedingungen auf der iberischen Halbinsel mit höheren und in Form von Regen auftretenden Niederschlägen in den Wintermonaten als in den Sommermonaten verursacht. Die Region Deutschland zeigt ein vergleichsweise gleichmäßiges Erzeugungsmuster, was auf saisonal gleichmäßig verteilte Niederschläge ohne oder mit nur geringem Einfluß einer Schneeschmelze schließen läßt.

¹¹⁴Quelle: UCPTTE [1] (2000); Expertenschätzung.

¹¹⁵Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden nur die GEMM-Werkstage in die Abbildung aufgenommen.

5.5.3 Die Einspeisung aus Industriekraftwerken

Neben den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung existieren Kraftwerke, die sich im Besitz von Unternehmen anderer produzierender Branchen oder der Bahngesellschaften befinden. Diese Unternehmen, die zumeist relativ energieintensiven Sektoren der Volkswirtschaft zuzuordnen sind, decken mit ihren Kraftwerken primär den eigenen Elektrizitätsverbrauch, speisen aber Überschußmengen in das öffentliche Netz ein. Der Anteil dieser Industriekraftwerke an der gesamten Erzeugungsleistung ist in den verschiedenen in GEMM abgebildeten Regionen unterschiedlich hoch, so betrug er z.B. in den Niederlanden in 1997 21% und in Österreich 16%, in Frankreich dagegen lag er bei 5% und in Belgien bei nur 3%. In Deutschland hatten die Industriekraftwerke in 1997 einen Anteil von 16% an der gesamten Erzeugungsleistung¹¹⁶. Da die vorhandene Datenbasis zu den diesem Sektor zuzuordnenden Kraftwerken als äußerst unbefriedigend einzustufen ist, können diese Kraftwerke nicht modellendogen optimiert werden, sondern werden als exogener Vektor in das Modell integriert. Größenordnungsmäßig liegt die Einspeisung aus Anlagen der industriellen Kraftwirtschaft in das öffentliche Netz zwischen ca. 1000 MW und 3000 MW, der entsprechende exogene Vektor in GEMM wurde deswegen auf pauschal 2000 MW festgesetzt.¹¹⁷

5.5.4 Der Stromaustausch mit modellexogenen Regionen

Um die Rechenzeiten in Grenzen zu halten, beschränkt sich die modellendogene Abbildung in GEMM auf die 6 Kernregionen Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich und Italien. Da sich der europäische Stromaustausch aber nicht auf die oben genannten Staaten beschränkt, sind weitere angrenzende Regionen als exogener Vektor in das Modell integriert. Es handelt sich hierbei um Großbritannien, Polen, Dänemark / Schweden und Tschechien. Abgebildet wird der Stromaustausch Großbritanniens mit Frankreich sowie der Regionen Polen, Dänemark / Schweden und Tschechien mit Deutschland. Alle übrigen außenwirtschaftlichen Verknüpfungen zwischen modellendogenen und modellexogenen Regionen, wie zum Beispiel die Verbindung Spanien - Marokko oder Österreich - Tschechien werden nicht berücksichtigt.

Die Abbildung Großbritanniens als exogener Vektor stellt keine Schwierigkeiten dar, da Großbritannien in der Realität relativ konstant ein Leistungsband von ca. 1600 MW aus Frankreich

¹¹⁶Quelle: UCPTTE [1] (2000); eigene Berechnungen.

¹¹⁷Statistisches Bundesamt (2000).

bezieht.¹¹⁸ Für die Regionen Polen (PL), Dänemark / Schweden (DK, S) sowie Tschechien wurden auf Basis von Daten der UCPTTE folgende Vektoren konstruiert, bei denen der Außenhandelsaldo innerhalb eines Monats als konstant angenommen wird:

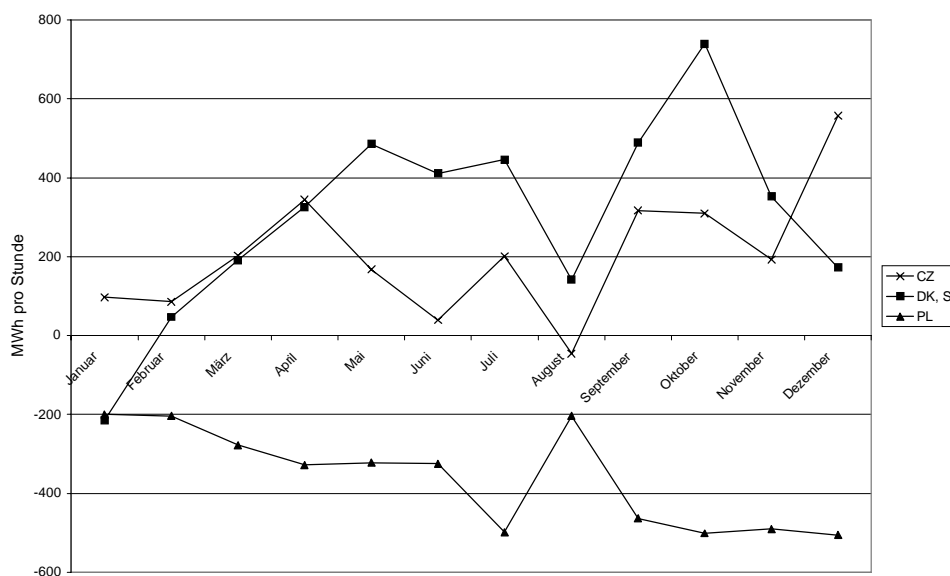


Abb. 5-5: Außenhandelsvektor der Region Deutschland mit den modellexogenen Regionen Dänemark / Schweden (DK,S), Polen (PL) und Tschechien (CZ)¹¹⁹

5.6 Die Endnachfrage

Für jeden Zeitschritt und jede Region wird in GEMM die Endnachfrage exogen vorgegeben. Da die jeweils nachgefragte Energiemenge in der Realität regelmäßig in Abhängigkeit von Jahreszeit, Wochentag und Uhrzeit variiert, wäre zur Modellierung des Strommarktes eine Erfassung aller 8760 Stunden eines Jahres wünschenswert. Aufgrund beschränkter Rechenkapazitäten sowie der Handhabbarkeit ist eine Modellauflösung in derartigem Detaillierungsgrad jedoch schwer zu verwirklichen. In energiewirtschaftlichen Modellen üblich ist daher die Modellierung einzelner, repräsentativer Tage, die als Typtage bezeichnet werden. Wie in Abschnitt 5.1 erwähnt, sind in GEMM für jeden Monat ein typischer Werktag sowie ein typischer Nicht-Werktag abgebildet. Jeder dieser Tage ist im 2-Stunden Raster erfaßt, so daß sich insgesamt 288 Zeitschritte ergeben.

¹¹⁸Quelle: UCPTTE [1] (2000); eigene Berechnungen.

¹¹⁹Quelle: UCPTTE [1] (2000); eigene Berechnungen.

Die Modellierung der Nachfrage in GEMM basiert auf Lastganglinien für den jeweils 3. Mittwoch im Monat der UCPTTE Mitglieder, die verwendeten Daten stammen aus dem Jahr 1998. Zur Bildung der in GEMM verwendeten Zeitschritte wurde über jeweils 2 Stunden der Mittelwert gebildet, zur Konstruktion der Nicht-Werktage wurden die so ermittelten Werte um 17,5% nach unten korrigiert.¹²⁰ Abbildung 5-6 zeigt beispielhaft anhand der Region Frankreich, wie aus dem gegebenen Werktag für Januar der in GEMM modellierte Werktag (GEMM-WD) so wie der Nicht-Werktag (GEMM-NWD) für Januar gebildet wird:

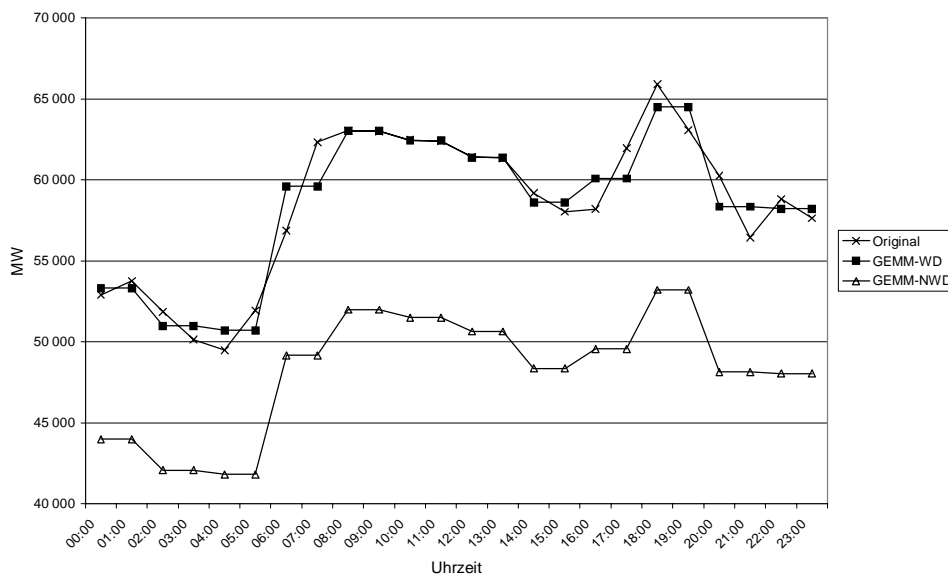


Abb. 5-6: Erstellung des GEMM-Werktages und des GEMM-Nichtwerktes für Januar und die Region Frankreich¹²¹

Durch die Bildung von nur 2 typischen Tagen pro Monat gehen sicherlich viele Charakteristika der Nachfrage verloren, genauso wie durch die Mittelwertbildung über jeweils 2 Stunden absolute Minima und Maxima der Nachfrage geglättet werden, eine Vorgehensweise, die sich durch die damit verbundene Ersparnis an Rechenzeit und die vereinfachte Handhabbarkeit des Modells rechtfertigen läßt.

¹²⁰ Hoster nimmt an, daß die Last an Samstagen um 15% und an Sonntagen um 20% unter der durchschnittlichen Werktagslast liegt (Vgl. Hoster (1996), S. 44).

¹²¹ Quelle: UCPTTE [2] (2000); eigene Berechnungen.

5.7 Zusammenfassung

In Kapitel 5 wurden die quantitativen Annahmen des German Electricity Market Model vorgestellt. Das Modell bildet 6 Regionen endogen sowie 4 Regionen exogen ab, für jeden Monat und jede modellendogene Region existiert ein typischer Werktag sowie ein typischer Nicht-Werktag, diese Tage sind jeweils im 2-Stunden Raster erfaßt, somit existieren in jeder Region 288 Zeitschritte. Die Kraftwerke der unterschiedlichen Regionen sind nach dem Kriterium ihrer variablen Erzeugungskosten zu jeweils 20 Kraftwerksklassen aggregiert. Neben den modellendogen optimierten Kraftwerken existieren Vektoren, die die Einspeisung aus Wasserkraftwerken, Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen, Industriekraftwerken sowie den Stromaus-tausch mit modellexogenen Regionen in das Modell integrieren.

6 Mikroökonomische Modellannahmen

Im folgenden Abschnitt sollen die der Modellierung zugrundeliegenden zentralen mikroökonomischen Annahmen dargestellt und einer kritischen Prüfung hinsichtlich ihrer Relevanz für den Elektrizitätsmarkt unterzogen werden. Zunächst wird die im Modell unterstellte Preisunelastizität der Nachfrage diskutiert, um anschließend auf den Preisbildungsmechanismus und die damit verbundenen Annahmen über die Marktform einzugehen.

6.1 Preiselastizität der Nachfrage

Die Preiselastizität der Nachfrage bezeichnet die Reaktion der Nachfrage auf Änderungen der Preise.¹²² Die Endnachfrage nach Elektrizität ist in GEMM vollkommen preisunelastisch, dies bedeutet, daß Änderungen der Spotpreise keinen Einfluß auf die Endnachfrage haben, so daß gilt:

(6-1)

$$\frac{dCON_{t,r}}{dP_{t,r}} = 0$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich/Schweiz, Belgien/Niederlande/Luxemburg, Deutschland, Spanien/Portugal, Frankreich, Italien

mit:

$CON_{t,r}$ Endnachfrage nach Strom in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$P_{t,r}$ Spotpreis Elektrizität in der Region r zum Zeitpunkt t [Euro/MWh]

Diese für viele andere Märkte sicherlich unrealistische Annahme läßt sich für den Spothandel mit Elektrizität auf der Großhandelsebene durch die Marktstruktur, fehlende Substitutionsmöglichkeiten sowie die Nichtlagerbarkeit der Ware Strom begründen und durch in ausländischen Märkten gesammelte Erfahrungen plausibel machen. Die Annahme äußerst geringer Preiselastizitäten auf den Elektrizitätsmärkten ist weit verbreitet und Werte zwischen 0 bei kurzfristiger und 0,1-0,3 bei mittel- und langfristiger Betrachtung werden genannt.¹²³

Die am Großhandelsmarkt für Strom auftretenden Nachfrager sind als Zwischenhändler

¹²²Zu einer genauen Definition der Preiselastizität vgl. z.B. Varian (1990), S. 262 ff.

¹²³Earle (2000), S. 59.

ihrerseits dazu verpflichtet, zu jedem Zeitpunkt eine bestimmte Nachfrage, die Last ihrer Endkunden, zu decken. Da die Versorgungsverträge zwischen Stromgroßhändlern und Endkunden bis auf wenige vernachlässigbare Ausnahmen auf kurz- und mittelfristig fixen Preisen beruhen, kann der am Spotmarkt als Nachfrager auftretende Zwischenhändler Preiserhöhungen nicht unmittelbar auf den Endverbraucher überwälzen. Diese kurz- und mittelfristige Entkoppelung von Spotpreisen auf den Großhandelsmärkten und Preisen für den Endverbrauch sorgt dafür, daß die Nachfrage auf den Spotmärkten für Elektrizität fast vollkommen preisunelastisch wird.¹²⁴

Ein weiteres Argument, mit dem sich diese Preisunelastizität der Stromnachfrage begründen läßt, ist die äußerst eingeschränkte Substituierbarkeit elektrischer Energie.¹²⁵ Elektrizität wird sowohl zur Wärmeerzeugung als auch zur Licht- und Krafterzeugung eingesetzt, damit stellt die Nachfrage nach Elektrizität eine abgeleitete Nachfrage dar, d.h., es sind Energieumwandlungsgeräte notwendig, die die elektrische Energie in die eigentlich benötigte Energieform umwandeln.¹²⁶ Der Nachfrager von Strom kann die von ihm benötigte elektrische Energie aufgrund technischer Restriktionen dieser Energieumwandlungsgeräte nicht oder nur äußerst langfristig durch andere Energieformen ersetzen.

Der dritte Faktor, der zu der Preisunelastizität der Stromnachfrage führt, ist die Nichtlagerbarkeit, die eine intertemporale Substitution unmöglich werden läßt. Die in einigen bereits liberalisierten Strommärkten gesammelten Erfahrungen scheinen diese theoretischen Überlegungen zu untermauern.¹²⁷ So stiegen die Großhandelspreise auf dem US-amerikanischen Großhandelsmarkt im Sommer 1998 von ihrem langfristigen Durchschnittspreis von ca. 25 USD/MWh für einige Stunden auf bis zu 7.500 USD/MWh. Ein derartiger Preisanstieg läßt sich nur durch eine kurzfristig nahezu vollkommen preisunelastische Nachfragefunktion erklären.¹²⁸

¹²⁴Kramer / Hufendiek (1999), S. 219 ff.

¹²⁵Cervigon / Villalba (2000), S. 13.

¹²⁶Schulz (1996), S. 276 ff.

¹²⁷Earle untersucht die Preiselastizität im kalifornischen Day-Ahead Markt und kann erstaunlicherweise teils erhebliche Preiselastizitäten feststellen. Earle räumt jedoch ein, daß dies wohl zum großen Teil auf die Interaktion mit anderen Spotmärkten für Elektrizität zurückzuführen ist und damit keine echte Preiselastizität darstellt (vgl. Earle (2000), S. 59 ff).

¹²⁸EJC (1999), S. 35.

6.2 Preisbildung

In GEMM werden die über das gesamte System anfallenden Grenzkosten der Nachfragedeckung als Spotpreise interpretiert:

$$P_{t,r} = \frac{TVC}{CON_{t,r}} \quad (6-2)$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich/Schweiz, Belgien/Niederlande/Luxemburg, Deutschland, Spanien/Portugal, Frankreich, Italien

mit:

$CON_{t,r}$ Endnachfrage nach Strom in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$P_{t,r}$ Spotpreis Elektrizität in der Region r zum Zeitpunkt t [Euro/MWh]

TVC Gesamte über den betrachteten Zeitraum anfallende variable Kosten [Euro]

Dies läßt sich mit der Annahme eines vollkommenen und vollständigen Wettbewerbsmarktes rechtfertigen, der nach der ökonomischen Theorie folgende Merkmale aufweisen muß: Eine Anzahl von Anbietern und Nachfragern, die so groß ist, daß der einzelne keinen Einfluß auf den Marktpreis ausüben kann, Homogenität des betrachteten Produktes, das Fehlen persönlicher Präferenzen zwischen Anbietern und Nachfragern, die Unerheblichkeit räumlicher Unterschiede zwischen Anbietern und Nachfragern sowie vollständige Marktübersicht der Teilnehmer.¹²⁹ Im folgenden Abschnitt soll der europäische Strommarkt in Hinblick auf die oben genannten Kriterien einer kurzen Überprüfung unterzogen werden. Hierbei können nicht alle Merkmale detailliert diskutiert werden, anhand einiger Beispiele kann jedoch ein ungefähres Bild davon gewonnen werden, inwieweit der europäische Strommarkt die Kriterien eines vollkommenen und vollständigen Wettbewerbsmarktes erfüllt.

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Existenz eines Polypsons bzw. eines Polypols, d.h. einer Vielzahl von Anbietern und Nachfragern, die als einzelne keinen Einfluß auf den Preis ausüben können, am Strommarkt gegeben ist. Auf der Nachfrageseite tritt auf dem Großhandelsmarkt zwar nur eine begrenzte Anzahl von Teilnehmern auf, diese sind jedoch, wie im vorhergehenden Abschnitt bereits erwähnt, zu jedem Zeitpunkt verpflichtet, eine bestimmte Endnachfrage

¹²⁹Wagner (1997), S. 145 ff.

ihrer Kunden zu decken. Die Nachfrage wird damit nicht von den Teilnehmern am Großhandelsmarkt bestimmt, sondern von der zahlenmäßig sehr großen Gruppe der Endkunden. Dies läßt darauf schließen, daß der einzelne Nachfrager keinen Einfluß auf den Marktpreis nehmen kann.

Auf der Angebotsseite stellt sich die Situation grundlegend anders dar, die Anbieter lassen sich auf eine begrenzte Anzahl reduzieren. Große Stromerzeuger haben prinzipiell die Möglichkeit, eine Mark-Up-Strategie zu verfolgen und zu Preisen oberhalb ihrer variablen Erzeugungskosten anzubieten. Alternativ können sie gezielt Erzeugungskapazitäten aus dem Markt heraushalten, um künstlich eine Angebotsverknappung herbeizuführen.¹³⁰ Auf der Anbieterseite muß grundsätzlich unterschieden werden zwischen Anbietern ohne und Anbietern mit eigenen Erzeugungskapazitäten.¹³¹ Während die Anbieter ohne eigene Erzeugung zwar zur Marktliquidität beitragen, indem sie versuchen, zwischen Spot- und Terminmarkt zu spekulieren, so wird das für den Spotmarkt maßgebliche physische Angebot allein durch die Anbieter mit eigenen Erzeugungskapazitäten beeinflusst. Eine genaue quantitative Angabe der Marktkonzentration auf Erzeugerseite gestaltet sich schwierig, da zum einen zahlreiche kapital- und gesellschaftsrechtliche Verflechtungen innerhalb dieser Gruppe von Marktteilnehmern existieren, zum anderen müßte eine Unterscheidung der Erzeugungskapazitäten zumindest nach den Kategorien Grund-, Mittel- und Spitzenlast vorgenommen werden.¹³² Erschwerend kommt hinzu, daß der Handel mit Elektrizität nicht auf die nationalen Binnenmärkte beschränkt ist und damit auch ausländische Erzeuger als Anbieter auftreten können, solange Transmissionskapazitäten zur Verfügung stehen. Dennoch soll versucht werden, zumindest Anhaltspunkte für die Marktkonzentration auf Erzeugerseite zu gewinnen. Als Maß für die Konzentration, die auf einem Markt herrscht, bietet sich der Herfindahl-Hirschmann-Index an, da dieser sowohl die Anzahl von Unternehmen im Markt als auch deren relative Größe berücksichtigt.

¹³⁰ Federico et al. (2000), S. 4.

¹³¹ Abschnitt 2.4.5.

¹³² Davies et al. kommen in ihrer Untersuchung der Wettbewerbsintensität der deutschen Stromerzeugung zu dem Ergebnis, daß in der Grund- und Spitzenlast eine höhere Wettbewerbsintensität als in der Mittellast vorliegt, da vor allem Grundlastimporte aus Frankreich und Spitzenlastimporte aus der Alpenregion auf den deutschen Markt drängen (Davies / Riechmann (2000), S. 2).

Einen sehr guten Überblick über die gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen innerhalb der deutschen Energiewirtschaft bietet Drasdo (Drasdo (1997)).

Der Herfindahl-Hirschmann-Index wird wie folgt berechnet:

$$HHI = \sum_i^n MS_i^2$$

mit:

<i>HHI</i>	Herfindahl-Hirschmann Index
<i>MS_i</i>	Relativer Marktanteil des Unternehmens
<i>n</i>	Anzahl der im Markt vertretenen Unternehmen

Der Herfindahl-Hirschmann-Index erreicht damit auf einem vollständig monopolisierten Markt mit nur einem Unternehmen 10.000 Punkte, in einem vollständigen Polypol mit einer sehr großen Anzahl von Anbietern geht er gegen 0. Naturgemäß ist eine genaue Definition von Schwellenwerten des Herfindahl-Hirschmann-Indexes, anhand derer verschiedene Konzentrationsgrade unterschieden werden können, schwer. Zur groben Orientierung können die Horizontal Merger Guidelines des U.S. Department of Justice und der Federal Trade Commission¹³³ herangezogen werden. Nach diesen Richtlinien gilt ein Markt als „mäßig konzentriert“, wenn der Herfindahl-Hirschmann-Index in dem betreffenden Markt zwischen 1000 und 1800 Punkten liegt. Märkte, in denen der Herfindahl-Hirschmann-Index 1800 Punkte überschreitet, werden als „konzentriert“ bezeichnet.

¹³³U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission (1992).

Betrachtet man den Herfindahl-Hirschmann- Index der Stromerzeuger in einzelnen Staaten der Europäischen Union, so bietet sich folgendes Bild:

Tabelle 6-1: Herfindahl-Hirschmann Index der Stromerzeuger in einzelnen Staaten der Europäischen Union:

Markt	Herfindahl-Hirschmann Index
England & Wales	1209
Italien	4021
Belgien	8017
Deutschland	1740
Frankreich	9038
Griechenland	9800
Niederlande	3300
Österreich	3774
Schweiz	3030

Quellen: IFIEC (2000); Brunekreeft / Keller (2000), S. 3.

Anhand der in Tabelle 6-1 präsentierten Zahlen läßt sich deutlich erkennen, daß die Annahme vollständigen Wettbewerbs auf den europäischen Elektrizitätsmärkten nicht erfüllt ist. Unter den in Tabelle 6-1 aufgeführten Märkten lassen sich nach den eingangs erwähnten Horizontal Merger Guidelines nur Deutschland sowie England und Wales als mäßig konzentrierte Märkte bezeichnen, alle übrigen gelten als konzentrierte Märkte. Relativiert wird diese Erkenntnis jedoch durch die Tatsache, daß im Großhandel mit Strom grenzüberschreitender Handel möglich ist, was den Konzentrationsgrad senkt.

Ein weiteres Kriterium für einen vollkommenen und vollständigen Markt, das Kriterium der Homogenität, der sachlichen Gleichartigkeit des Produktes, ist auf dem Großhandelsmarkt für Strom als erfüllt anzusehen, wenn es sich um Lieferungen zum selben Zeitpunkt handelt. Abgesehen von dem Nischenprodukt zertifizierter grüner Energie bestehen aus Sicht der Nachfrager am Großhandelsmarkt keine qualitativen Unterschiede. Da die Herkunft des physikalisch gelieferten Stroms nicht nachvollziehbar ist, ist eine derartige Produktdifferenzierung auch gar nicht möglich.

Persönliche Präferenzen zwischen Anbietern und Nachfragern auf dem Strommarkt dürften

ebenfalls in der Realität keine Rolle spielen. Eventuell bestehende Präferenzen könnten zudem relativ problemlos durch den Einsatz von Intermediären, die als Käufer bzw. Verkäufer zwischen die beiden eigentlichen Vertragsparteien treten, aufgelöst werden. Das gleiche gilt für räumliche Unterschiede zumindest bezüglich des auf der Hochspannungsebene in der Bundesrepublik Deutschland gehandelten Stroms.

Das Kriterium der vollständigen Marktübersicht der einzelnen Marktteilnehmer, welches eine vollkommene Markttransparenz verlangt und dafür sorgt, daß temporär auftretende regionale Preisunterschiede bei noch verfügbaren Transmissionskapazitäten sofort durch Arbitrage verschwinden, ist sicherlich nicht gegeben. Mit der zu erwartenden Verlagerung des Stromhandels vom langfristig orientierten und wenig liquiden physikalischen OTC-Handel hin zu liquiden börsengehandelten und standardisierten Spot- und Terminprodukten ist jedoch auch mit einer Erhöhung der Markttransparenz zu rechnen.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß es sich bei dem europäischen Strommarkt sicherlich nicht um einen Markt handelt, der sich nach den Kriterien der Mikroökonomie als vollkommen und vollständig bezeichnen ließe. Die im GEMM Modell unterstellte Preisbildung auf Basis der Grenzkosten kann daher auch nur ungefähre Anhaltspunkte für die Preisentwicklung liefern.

6.3 Zusammenfassung

In Kapitel 6 wurden die mikroökonomischen Annahmen bezüglich der Eigenschaften der Angebots- und Nachfragefunktion, die in GEMM zugrunde gelegt werden, dargestellt und kritisch hinterfragt. Die getroffene Annahme einer kurzfristig vollkommen preisunelastischen Nachfragefunktion kommt der Realität sehr nahe. In GEMM wird außerdem unterstellt, daß sich die Preise auf Basis der Systemgrenzkosten der jeweiligen Nachfrage bilden, dies setzt einen vollkommenen und vollständigen Markt voraus. Die für einen vollkommenen und vollständigen Markt notwendigen Kriterien Produkthomogenität, die Existenz einer großen Anzahl von Nachfragern sowie das Fehlen persönlicher Präferenzen zwischen Anbietern und Nachfragern sind auf dem Strommarkt als erfüllt anzusehen. Die ebenfalls verlangte vollständige Marktübersicht ist eher als theoretisches Konstrukt zu betrachten und in der Realität sicherlich nicht möglich, doch wird sich bei zunehmendem Handelsvolumen die Marktübersicht der Teilnehmer diesem theoretischen Ideal immer weiter annähern. Wesentlich kritischer sind die Annahmen bezüglich der Anbieterstruktur auf dem Elektrizitätsmarkt zu beurteilen. Die bei der

Modellierung notwendige Annahme eines vollkommenen und vollständigen Marktes, in dem der Marktanteil jedes einzelnen Anbieters so klein ist, daß einzelne Anbieter mit ihrem Verhalten keinen Einfluß auf den Marktpreis ausüben können, läßt sich in der Realität nicht beobachten. Eine genaue Analyse der Marktkonzentration gestaltet sich aufgrund der zahlreichen gesellschaftsrechtlichen Verflechtungen innerhalb der Elektrizitätswirtschaft sowie der Tatsache, daß der betrachtete Markt sich nicht auf das Gebiet eines Landes reduzieren läßt, sondern vielmehr unscharfe Grenzen aufweist, als nicht möglich. Bei der Interpretation der mit GEMM erzielten Ergebnisse muß daher beachtet werden, daß diese unter idealisierten Bedingungen ermittelt wurden und die als Preise interpretierten Grenzkosten zwar in enger Beziehung zu diesen stehen, aber diesen nicht entsprechen müssen. Das Verhalten der Anbieter kann dazu führen, daß die Spotpreise erheblich von den Grenzkosten abweichen.

7 Darstellung der formalen Struktur des GEMM-Modells

In seiner hier vorgestellten Version mit 6 abgebildeten Regionen, 20 verschiedenen thermischen Kraftwerkstypen und einer Auflösung von 12 Monaten mit jeweils zwei typischen Tagen, die sich aus je 12 Zeitschritten zusammensetzen, ist das Modell GEMM als lineares Optimierungsproblem formuliert. Das Modell GEMM ist mit Hilfe eines kommerziellen Matrixgenerators sowie eines ebenfalls kommerziellen Solvers umgesetzt.

Im nun folgenden Kapitel wird die formale Struktur des Modells vorgestellt. Die in GEMM verwendeten Gleichungen lassen sich dabei den Kategorien Zielfunktion, Identitätsgleichungen sowie Restriktionen zuordnen. Mit Hilfe der Zielfunktion wird versucht, das Verhalten der Marktteilnehmer im Modell nachzubilden. Die Zielfunktion besteht in der Minimierung der gesamten über den betrachteten Zeitraum anfallenden variablen Kosten, die sich aus Produktionskosten und Transportkosten zusammensetzen und die zur Deckung der Nachfrage anfallen. Die Identitätsgleichungen beschreiben die Beziehungen der verschiedenen Modellgrößen untereinander und stellen damit den äußeren Rahmen des Modells dar. Die Restriktionen beschränken den Lösungsraum der in der Optimierungsrechnung ermittelten Variablen. Die Restriktionen setzen als Kapazitätsrestriktionen Obergrenzen für die Produktion einzelner Kraftwerkstypen oder beschränken Transportkapazitäten zwischen einzelnen Regionen. Als Nichtnegativitätsbedingungen sorgen sie dafür, daß keine negativen Mengen produziert oder transportiert werden können.

Zur Verdeutlichung der in diesem Kapitel formal beschriebenen Beziehungen der in GEMM vorhandenen Modellgrößen dient Abbildung 7-1:

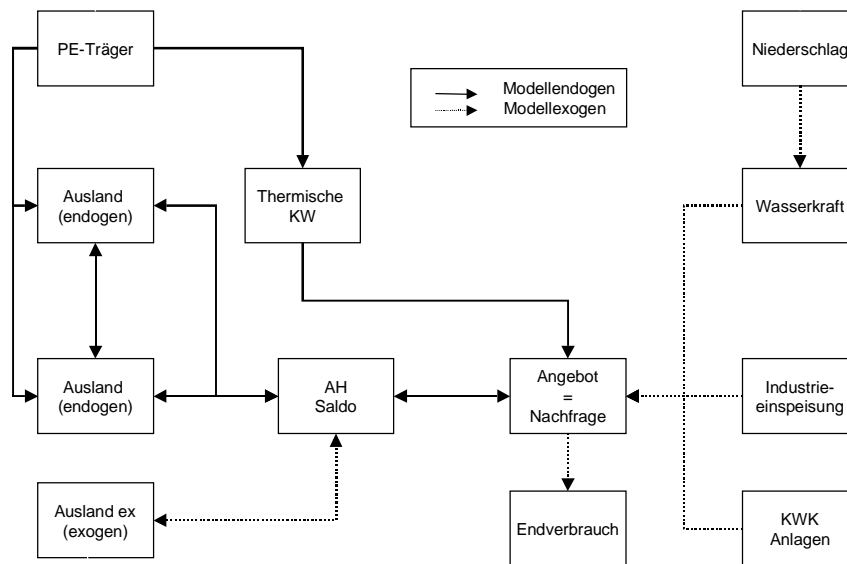


Abb. 7-1: Graphische Darstellung von GEMM¹³⁴

7.1 Die Zielfunktion

Die Zielfunktion beschreibt die mit Hilfe des Lösungsalgorithmus zu minimierenden über den gesamten Zeitraum der Optimierungsrechnung und über alle betrachteten Regionen anfallenden variablen Kosten der Nachfragedeckung. Zielfunktion von GEMM ist die Minimierung sämtlicher über den betrachteten Zeitraum anfallenden variablen Kosten, die sich aus den gesamten anfallenden variablen Kosten der Stromerzeugung sowie des Stromtransports zwischen unterschiedlichen Regionen zusammensetzen:

(7-1)

$$\text{Min!TVC} = \text{TCP} + \text{TCT}$$

mit:

TVC Gesamte über den betrachteten Zeitraum anfallende variable Kosten [Euro]

TCP Summe aller anfallenden variablen Kosten der Stromerzeugung [Euro]

TCT Summe aller für Stromtransporte zwischen unterschiedlichen Regionen über den betrachten Zeitraum anfallenden variablen Kosten [Euro]

¹³⁴Quelle: Eigene Graphik.

7.2 Die Identitätsgleichungen

Die Identitätsgleichungen beschreiben die Zusammenhänge der Parameter und Variablen innerhalb des Modells.

7.2.1 Die variablen Kosten der Stromerzeugung

Die für GEMM relevanten gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung setzen sich aus den zu jedem Zeitschritt für jede Region und jeden Kraftwerkstyp anfallenden variablen Kosten zusammen:

$$TCP = \sum_t \sum_r \sum_i (VCP_i \times X_{t,r,i}) \quad (7-2)$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

i = Kraftwerkstyp I, ..., Kraftwerkstyp XX

mit:

TCP = Summe aller anfallenden variablen Kosten der Stromerzeugung [Euro]

VCP_i = variable Kosten des Kraftwerkstyp i [Euro/MWh]

$X_{t,r,i}$ = zu Zeitschritt t mit Kraftwerkstyp i in Region r produzierte Menge [MWh]

Die variablen Kosten der einzelnen Kraftwerkstypen setzen sich aus den Brennstoffkosten der jeweiligen verwendeten Primärenergieträger, dem Wirkungsgrad des Kraftwerks und sonstigen variablen Kosten zusammen:

(7-3)

$$VCP_i = \frac{FC_i}{\eta_i} + OVC_i$$

i = Kraftwerkstyp I,..., Kraftwerkstyp XX

mit:

VCP_i variable Kosten des Kraftwerkstyp i [Euro/MWh]

FC_i Kosten für den in Kraftwerkstyp i eingesetzten Primärenergieträger [Euro/MWh_{therm}]

η_i Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps i

OVC_i Sonstige variable Kosten des Kraftwerkstyps i [Euro/MWh]

7.2.2 Die Kosten des Stromtransports

Innerhalb der in GEMM als Punktmärkte definierten Regionen fallen keine Kosten für den Stromtransport an. Bei jedem überregionalen Stromtransport entstehen in GEMM jedoch Kosten, deren Summe die gesamten Transportkosten ergibt:

(7-4)

$$TCT = \sum_t \sum_r \sum_{rr} (CT_{r,rr} \times EX_{t,r,rr})$$

t = 1,...,288

r,rr = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

mit:

TCT Summe aller für Stromtransporte zwischen unterschiedlichen Regionen über den betrachteten Zeitraum anfallenden variablen Kosten [Euro]

$CT_{r,rr}$ Variable Kosten des Stromtransports von Region r nach Region rr [Euro/MWh]

$EX_{t,r,rr}$ Stromexport von Region r nach Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

7.2.3 Die Gleichgewichtsbedingung

Die nachgefragte und die angebotene Menge an Strom müssen zu jedem Zeitpunkt und in jeder Region identisch sein. Zu der Nachfrage gehören die exogen vorgegebene Endnachfrage sowie die Exporte, zum Angebot gehören die Produktion der thermischen Kraftwerke sowie die Importe. Hinzu kommt ein exogener Vektor, der sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann und damit entweder zur Angebotsseite oder zur Nachfrageseite zählt:

(7-5)

$$CON_{t,r} + \sum_{rr} EX_{t,r,rr} = \sum_i X_{t,r,i} + \sum_{rr} IM_{t,r,rr} + EV_{t,r}$$

t = 1, ..., 288

r, rr = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

i = Kraftwerkstyp I, ..., Kraftwerkstyp XX

mit:

$CON_{t,r}$ Endnachfrage nach Strom in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$EX_{t,r,rr}$ Stromexport von Region r nach Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

$X_{t,r,i}$ zu Zeitschritt t mit Kraftwerkstyp i in Region r produzierte Menge [MWh]

$IM_{t,r,rr}$ Stromimport von Region r aus Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

$EV_{t,r}$ Exogene Einspeisung bzw. Entnahme zum Zeitpunkt t in Region r [MWh]

7.2.4 Der exogene Vektor

Die in das öffentliche Netz eingespeiste Produktion aus Industriekraftwerken, der Außenhandel mit modellexogenen Regionen, die Erzeugung mit Wasserkraftwerken sowie die Stromeinspeisung aus rein wärmegeführten KWK-Anlagen werden nicht modellendogen optimiert und sind daher in GEMM als exogener Vektor, der sowohl positive als auch negative Werte annehmen kann, modelliert:

(7-6)

$$EV_{t,r} = HP_{t,r} + ER_{t,r} + IP_{t,r} + CHP_{t,r}$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien mit:

$EV_{t,r}$ Exogene Einspeisung bzw. Entnahme zum Zeitpunkt t in Region r [MWh]

$HP_{t,r}$ Erzeugung mit Wasserkraftwerken in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$ER_{t,r}$ Außenhandelssaldo der Region r zum Zeitpunkt t mit modellexogenen Regionen [MWh]¹³⁵

$IP_{t,r}$ Einspeisung aus Industriekraftwerken ins öffentliche Netz in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

$CHP_{t,r}$ Stromproduktion der rein wärmegeführten KWK-Anlagen in Region r zum Zeitpunkt t [MWh]

7.3 Die Restriktionen

Die Restriktionen ordnen den Variablen in GEMM maximale Werte zu und schränken damit den Lösungsraum ein.

7.3.1 Die Kapazitätsrestriktionen der thermischen Kraftwerkstypen

Die Erzeugung der thermischen Kraftwerkstypen darf zu keinem Zeitpunkt die festgelegten Kapazitäten überschreiten:

¹³⁵ Der Außenhandelssaldo wird hier als physikalischer Außenhandelssaldo betrachtet und entspricht der Differenz zwischen der Summe der Importe und der Summe der Exporte.

(7-7)

$$X_{t,r,i} \leq CTP_{r,i}$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

i = Kraftwerkstyp I, ..., Kraftwerkstyp XX

mit:

$X_{t,r,i}$ zu Zeitschritt t mit Kraftwerkstyp i in Region r produzierte Menge [MWh]

$CTP_{r,i}$ Kapazität des Kraftwerks i in der Region r [MW] bzw. [MWh]. Da sich diese Kapazität auf die in einem Zeitschritt produzierbare Menge bezieht, kann sie auch in MWh definiert werden.

7.3.2 Die Import-Export Restriktionen

Der Stromaustausch zweier Regionen darf zu keinem Zeitpunkt die maximal vorhandene Transmissionskapazität überschreiten. Da im Modell keine Leitungsverluste auftreten, entspricht die von einer Region r in die Region rr exportierte Menge der von Region rr aus Region r importierten Menge:

(7-8)

$$EX_{t,r,rr} = IM_{t,rr,r} \leq MTC_{r,rr}$$

t = 1, ..., 288

r,rr = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

mit:

$EX_{t,r,rr}$ Stromexport von Region r nach Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

$IM_{t,r,rr}$ Stromimport von Region r aus Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

$MTC_{r,rr}$ Maximale Transmissionskapazität zwischen Region r und Region rr [MW] bzw. [MWh]. Da sich diese Kapazität auf die in einem Zeitschritt transpor-

tierbare Menge bezieht, kann sie auch in MWh definiert werden.

7.4 Die Nichtnegativitätsbedingungen

Die modellendogenen Variablen Produktion der thermischen Kraftwerke, der Export und Import dürfen zu keinem Zeitpunkt negativ werden:

$$X_{t,r,i} \geq 0 \quad (7-9)$$

$$EX_{t,r,rr} = IM_{t,rr,r} \geq 0 \quad (7-10)$$

t = 1, ..., 288

r = Österreich / Schweiz, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Deutschland, Spanien / Portugal, Frankreich, Italien

i = Kraftwerkstyp I, ..., Kraftwerkstyp XX

mit:

$X_{t,r,i}$ zu Zeitschritt t mit Kraftwerkstyp i in Region r produzierte Menge [MWh]

$EX_{t,r,rr}$ Stromexport von Region r nach Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

$IM_{t,r,rr}$ Stromimport von Region r aus Region rr zum Zeitpunkt t [MWh]

8 Validierung

Bevor mit Hilfe von GEMM untersucht wird, wie sich Änderungen von Preisen der Primärenergieträger auf die grenzkostenbasierten Strompreise auswirken, sollen die Plausibilität des Modells und die Qualität der Ergebnisse anhand von Vergleichen mit der Realität getestet werden. Die in diesem Abschnitt erfolgende Validierung soll sicherstellen, daß GEMM mit hinreichender Genauigkeit die Realität wiedergibt. Diese Qualitätskontrolle soll anhand der Preise und des Energieaustausches unterschiedlicher Regionen geschehen. Das Standardszenario, dessen Ergebnisse zum Vergleich herangezogen werden, beschreibt dabei den status quo.

Zunächst werden die in GEMM erzielten Preise für Jahreslieferungen Base und Peak mit am Markt quotierten Preisen verglichen.¹³⁶ Da sich anhand der Jahrespreise aber keine Aussage über das zugrunde liegende Preisprofil treffen läßt, reicht dieser Vergleich nicht aus. In einem zweiten Schritt soll deswegen das in GEMM zustande gekommene Preisprofil für die Region Deutschland auf seine Plausibilität hin überprüft werden. Hierzu werden zunächst Preise ermittelt, die mit den mit Hilfe von GEMM erzielten Ergebnissen verglichen werden können. Da eine Vielzahl von Preisnotierungen für unterschiedliche Produkte am Markt existieren, werden zunächst die üblicherweise gehandelten Produkte kurz beschrieben, um anschließend geeignete Produkte und Preisnotierungen zu identifizieren, die zur Kontrolle der Modellergebnisse geeignet sind.

8.1 Vergleich der Preise für Jahresbase und Jahrespeak

Der Preis für eine Jahreslieferung Peak pro Stunde liegt höher als der Preis für eine Jahreslieferung Base, da im Peak vor allem Zeiten mit hoher Lastnachfrage enthalten sind. In Tabelle 8-1 sind die mit GEMM ermittelten Preise für Jahreslieferung Base und Peak in der Realität beobachteten Werten gegenübergestellt. Obwohl sich die am Markt quotierten Preise laufend ändern und die in Tabelle 8-1 dargestellten Werte nur eine Momentaufnahme bieten, kann dieser Vergleich helfen, die ungefähre Größenordnung der Marktpreise aufzuzeigen.

¹³⁶Zur Definition der Jahreslieferungen Base und Peak vgl. Abschnitt 2.6.2.

Tabelle 8-1: Jahrespreise für Peak und Base in GEMM und am Markt

	Jahresbase - Markt (2002)	Jahresbase - GEMM	Jahrespeak - Markt (2002)	Jahrespeak - GEMM
Österreich	22,75 Euro	26,71 Euro	31,00 Euro	32,64 Euro
Niederlande	31,60 Euro	32,51 Euro	45,00 Euro	37,18 Euro
Deutsch- land	22,90 Euro	25,82 Euro	31,50 Euro	32,40 Euro
Spanien	30,00 Euro	36,49 Euro	N.A.	39,62 Euro
Frankreich	22,85 Euro	14,92 Euro	N.A.	16,70 Euro
Italien	N.A.	41,88 Euro	N.A.	44,85 Euro

Quelle: Preisquotierungen diverser Broker, (2001); eigene Berechnungen.

Anhand des Vergleiches der Werte in Tabelle 8-1 zeigt sich, daß die GEMM-Ergebnisse für die Region Deutschland im Peak größenordnungsmäßig in etwa den quotierten Marktpreisen entsprechen, im Base hingegen deutlich über den am Markt quotierten Preisen liegen. In der Region Österreich / Schweiz liegen die in GEMM ermittelten Werte über den am Markt quotierten Preisen. In der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg entsprechen sich die Preise für eine Jahreslieferung Base im Modell und am Markt in etwa, die Preise für eine Jahreslieferung Peak liegen im Modell jedoch unter den Marktpreisen. Für die Region Spanien / Portugal liegt der Preis für eine Jahreslieferung Base am Markt deutlich unter dem in GEMM ermittelten Wert. Für die Region Italien liegen keine am Markt quotierten Preise vor, die zum Vergleich herangezogen werden könnten. Auffällig ist jedoch die geringe Differenz der Preise für Jahreslieferungen Base und Peak bei den Modellergebnissen für Italien. Es ist davon auszugehen, daß diese Differenz in der Realität beträchtlich größer sein muß.

Besonders starke Abweichungen zwischen Modellergebnissen und Marktpreisen finden sich in der Region Frankreich. Das Modell ermittelt hier Preise, die im Base um ca. 8 Euro unter den am Markt quotierten Preisen liegen. Eine mögliche Ursache könnte darin liegen, daß in GEMM angenommen wird, daß sich die Preise auf Basis der über das gesamte System anfallenden Grenzkosten bilden, was einen vollkommenen und vollständigen Markt voraussetzt.

In der Realität jedoch ist besonders der französische Großhandelsmarkt durch geringe Liquidität sowie die dominante Rolle der EDF geprägt, so daß hier Preise weit oberhalb der Grenzkos-

ten der Erzeugung realisiert werden können.¹³⁷

8.2 Der Spotmarkt

Am Spotmarkt werden physikalische Stromlieferungen für den nächsten Kalendertag gehandelt. Die Spotgeschäfte in Deutschland werden sowohl OTC direkt zwischen den Marktteilnehmern oder über Broker, als auch an den beiden deutschen Strombörsen abgeschlossen. An der Leipzig Power Exchange (LPX) werden Stundenmengen sowie Blockprodukte für den nächsten Tag im Rahmen eines einmal täglich stattfindenden Auktionsverfahrens gehandelt, an der European Energy Exchange (EEX) findet der Handel mit Hilfe des Xetra-Systems fortlaufend statt.¹³⁸

Da die Daten der LPX im Internet frei verfügbar sind, sollen sie als Basis zur Konstruktion eines Strompreisindexes verwendet werden, der zum Benchmarking des GEMM-Modells herangezogen wird. Die Daten der LPX sollen dazu dienen, ein nach Monaten differenziertes tägliches Preisprofil zu ermitteln, das in einem nächsten Schritt auf die Terminpreise der EEX angelegt werden kann. In einem ersten Schritt werden die vorhandenen Daten auf offensichtliche Ausreißer geprüft. Dies ist nötig, da auf Grund der teils geringen Liquidität sowie des einmaligen Auktionsverfahrens an der LPX teilweise Preise ermittelt werden, die ganz offensichtlich nicht marktkonform sind. Diese Ausreißer werden aus dem Datenbestand entfernt.

¹³⁷ Vgl. Abschnitt 2.6.4.

¹³⁸ EEX (2001); LPX (2001).

Anschließend wird hierzu für alle von der LPX vorhandenen Stundenwerte für jeden Monat der Mittelwert der an den Wochentagen Montag-Freitag gebildeten Stundenpreise folgendermaßen ermittelt:

(8-1)

$$\bar{S}_t^m = \frac{\sum_{k=1}^n S_t^{mk}}{n}$$

t = 1,...,24

m = Januar, ..., Dezember

n = Anzahl vorhandene Werkzeuge im jeweiligen Monat

mit:

\bar{S}_t^m Durchschnittlicher Preis zur Stunde t im Monat m [Euro/MWh]

$S_t^{m,k}$ An der LPX ermittelter Preis zur Stunde t im Monat m am Werktag k [Euro/MWh]

Da in dem Modell GEMM jeder Tag in einer Auflösung von 12 Zeitschritten gerechnet wird, wird anschließend über jeweils 2 aufeinanderfolgende LPX-Preise der Mittelwert gebildet:

(8-2)

$$SP_i^m = \frac{\bar{S}_{2 \times i - 1}^m + \bar{S}_{2 \times i}^m}{2}$$

i = 1,...,12

m = Januar, ..., Dezember

mit:

SP_i^m Preis zum Zeitschritt i im Monat m [Euro/MWh]

Mit Hilfe der so ermittelten Preise wird nun ein Profil ermittelt, welches später auf die EEX-Peak Preise für Terminprodukte angelegt werden kann. Da die so ermittelten Profile in einem späteren Schritt auf die Peakpreise angewandt werden, werden alle Preise auf den durchschnittlichen Peak, der die Zeit von 08:00 bis 20:00 in der Realität und die GEMM-Zeitschritte 5 - 10 beinhaltet, angelegt.

Diese monatlichen Profile werden damit folgendermaßen gebildet:

(8-3)

$$P^m_i = \frac{SP^m_i}{\langle \frac{1}{6} \times \sum_{i=5}^{10} SP^m_i \rangle}$$

i = 1,...,12

m = Januar, ..., Dezember

mit:

P^m_i Profil des Zeitschritts i im Monat m [% des PeakPreises]

8.3 Der Terminmarkt

Üblich ist eine Differenzierung der gehandelten Produkte nach den Kriterien Übergabestelle, Zeitraum der Lieferung sowie Profil der Lieferung. Als Übergabestelle der physischen Lieferung können Produkte z.B. im deutschen, österreichischen, schweizerischen oder im französischen Höchstspannungsnetz gehandelt werden. Innerhalb des deutschen Höchstspannungsnetzes findet üblicherweise keine weitere Preisdifferenzierung nach der Regelzone statt.

Der größte Teil des Stromhandels mit Terminprodukten findet derzeit noch OTC im direkten Kontakt der Vertragsparteien, über Broker oder Internet-Handelsplattformen statt. Seit einiger Zeit existiert jedoch an der European Energy Exchange die Möglichkeit, Terminprodukte an einer Börse zu handeln. Die angebotenen Kontrakte beziehen sich dabei auf Base- oder Peaklieferungen, werden finanziell ausgeglichen und umfassen jeweils einen Lieferzeitraum von einem Kalendermonat. Diese Monatsprodukte werden über einen Zeitraum von 18 Monaten angeboten. Da die Daten der EEX im Internet frei verfügbar sind, sollen sie in dieser Arbeit zur Konstruktion eines Strompreisindexes verwendet werden, der zum Benchmarking des GEMM Modells dienen soll. Abbildung 8-1 zeigt die am 22.06.2001 an der EEX für die Monatsprodukte Peak und Base gehandelten Preise.¹³⁹

¹³⁹Zur Definition der Monatsprodukte Base und Peak vgl. Abschnitt 2.6.4.

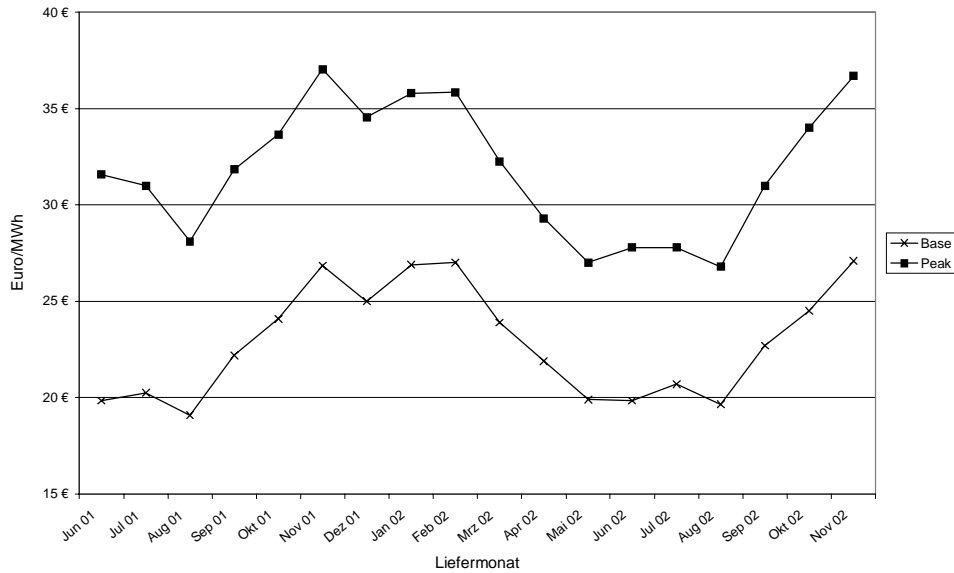


Abb. 8-1: Terminpreise an der EEX am 22.06.2001¹⁴⁰

In Abbildung 8-1 läßt sich die saisonale Struktur der Strompreise gut beobachten. Die Preise liegen in den Wintermonaten deutlich über den Preisen in den Sommermonaten. Vom August bis zum Monat November steigen die Preise relativ gleichmäßig an, der Preis für das Dezemberprodukt liegt unter dem Preis für die Produkte November, Januar und Februar. Dies läßt sich mit der hohen Zahl von Feiertagen im Dezember erklären, an denen der Stromverbrauch und damit der Preis deutlich unter dem eines gewöhnlichen Werktages im Winter liegen. Über die Monate März, April und Mai sinkt der Terminpreis dann, was zum einen aus der auf Grund höherer Temperaturen und mehr Tageslicht gesunkenen Nachfrage, zum anderen auf der höheren Verfügbarkeit an Wasserkraft durch die einsetzende Schneeschmelze im Alpenraum beruht.

¹⁴⁰Quelle: EEX (2001).

8.4 Konstruktion eines Vergleichsindexes

In diesem Abschnitt soll auf Basis der in den vorhergehenden beiden Abschnitten erläuterten an der LPX und der EEX ermittelten Spot- bzw. Terminpreise ein Strompreisindex konstruiert werden, mit dem die Ergebnisse des Modells GEMM auf ihre Plausibilität hin überprüft werden können. Dazu werden die in Abschnitt 8.3 auf Basis der LPX-Daten ermittelten Preisprofile auf die EEX-Peakpreise folgendermaßen angelegt:

(8-4)

$$BP_i^m = P_i^m \times F^{m, Peak}$$

i = 1, ..., 12

m = Januar, ..., Dezember

mit:

BP_i^m Benchmarkpreis für den Zeitschritt i im Monat m [Euro/MWh]

$F^{m, Peak}$ Futurespreis für den Peak im Monat m [Euro/MWh]

Damit ergeben sich die in Abbildung 8-2 dargestellten Benchmarkpreise:

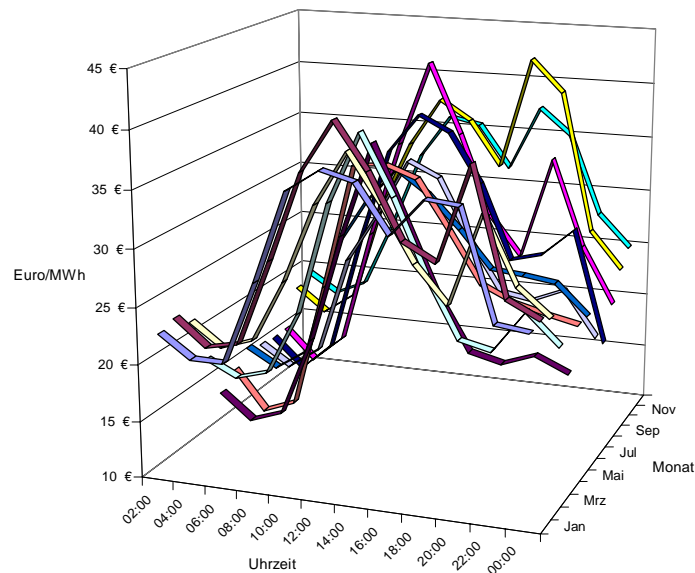


Abb. 8-2: Benchmarkpreise¹⁴¹

¹⁴¹ Quelle: EEX (2001); LPX (2001); eigene Berechnungen.

8.5 Vergleich der Benchmarkpreise mit den Modellergebnissen

In diesem Abschnitt sollen die im GEMM Standardszenario ermittelten Preise mit in der Realität beobachteten Marktpreisen verglichen werden. In Abbildung 8-3 sind die in vorhergehenden Abschnitt ermittelten Benchmarkpreise sowie die im GEMM-Standardszenario für die Region Deutschland ermittelten Strompreise an Werktagen gegenübergestellt:

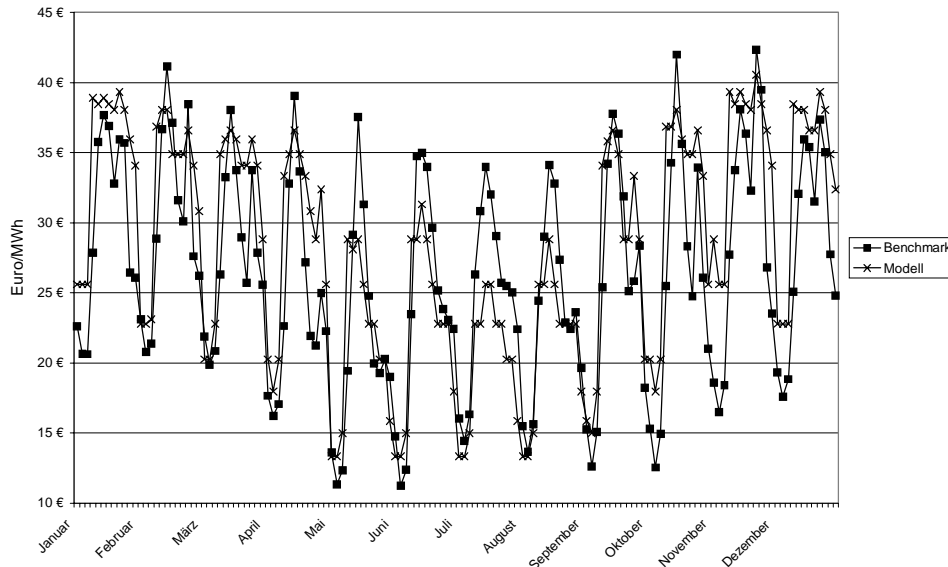


Abb. 8-3: Vergleich Benchmarkpreise und Modellergebnisse¹⁴²

In Abbildung 8-3 läßt sich erkennen, daß Modellergebnisse und Benchmarkpreise einen ungefähr identischen Verlauf aufweisen, die Korrelation zwischen Benchmarkpreisen und Modellergebnissen liegt bei 0,82. Das Modell bildet sowohl den saisonalen Verlauf der Strompreise mit im Winter höheren Preisen als im Sommer als auch den tageszeitlichen Verlauf mit zwei täglichen Verbrauchs- und Preisspitzen in den Wintermonaten und einer täglichen Verbrauchs- und Preisspitze in den Sommermonaten gut ab.

Auffällig ist, daß die Modellergebnisse besonders in den Spitzenlastzeiten im Sommer deutlich unter den Benchmarkpreisen liegen. Diese Abweichungen können verschiedene mögliche Ursachen haben. Eine mögliche Erklärung für diese Tatsache sind die im Modell nur pauschal abgebildeten und nicht nach Monaten differenzierten Revisionen. In der Realität findet ein Großteil der Revisionen in der Sommerzeit statt, was über ein gesunkenes Angebot an Kraftwerkskapazitäten eine Preiserhöhung bewirken kann. Eine andere mögliche Erklärung könnten

¹⁴²Quelle: EEX (2001); LPX (2001); eigene Berechnungen.

sinkende Wirkungsgrade aufgrund erhöhter Außen- und Kühlwassertemperatur oder das Zurückfahren von Kraftwerkskapazitäten wegen gesunkener Wasserpegel in zur Kühlwasserentnahme benötigten Flüssen sein. Steigt die Wassertemperatur in den zur Kühlwasserentnahme verwendeten Flüssen, so sinkt der Wirkungsgrad des betrachteten Kraftwerks, wodurch der Primärenergieeinsatz und damit die variablen Kosten ansteigen. Eine weitere mögliche Erklärung für das besonders starke Abweichen der Modellergebnisse in den Sommermonaten könnte in der Verfügbarkeit der Transmissionskapazitäten in die Nachbarregionen liegen. Da Instandhaltungsmaßnahmen an den grenzüberschreitenden Transmissionskapazitäten vor allem in den Sommermonaten vorgenommen werden, sinkt die Verfügbarkeit in den Sommermonaten deutlich. Da in Folge gesunkener Transmissionskapazitäten im Sommer vor allem weniger günstiger Strom aus der Region Frankreich importiert werden kann, kann sich dies in gestiegenen Preisen am deutschen Markt widerspiegeln. Im Modell hingegen sind die Transmissionskapazitäten von der Jahreszeit unabhängig immer in gleicher Höhe verfügbar, der in der Realität vorhandene Effekt gesunkener Transmissionskapazitäten in den Sommermonaten wird im Modell nicht abgebildet.

Weiterhin ist in der Abbildung zu beobachten, daß in der Realität das Preisniveau im Dezember deutlich unter dem Preisniveau im November liegt, während dies im Modell nicht der Fall ist. Dies läßt sich darauf zurückführen, daß im Dezember eine Reihe von offiziellen Feiertagen existieren und außerdem Ende Dezember eine beliebte Urlaubszeit ist, so daß der Stromverbrauch in dieser Zeit trotz ähnlicher klimatischer Bedingungen deutlich unter dem Verbrauch im November liegt.¹⁴³ Im Modell wird diese Tatsache nicht berücksichtigt, hier existiert nur ein typischer Werktag, so daß im Modell die Preise im Dezember und November ungefähr auf dem gleichen Niveau liegen.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß die mit GEMM erzielten Modellergebnisse zwar in einigen Zeitschritten erhebliche Abweichungen zu den Benchmarkpreisen aufweisen, den generellen Trend aber zufriedenstellend nachzeichnen.

8.6 Außenhandel

In diesem Abschnitt werden die in der Realität beobachteten physikalischen Außenhandelssalden einzelner Regionen mit den in GEMM modellendogen ermittelten Außenhandelssalden

¹⁴³Zur monatlich aggregierten Nachfrage vgl. Abbildung 2-2.

verglichen¹⁴⁴. Zur Ermittlung des physikalischen Außenhandelssaldos einer Region in einem Zeitschritt wird die Summe der Exporte von der Summe der Importe abgezogen. Ein negativer physikalischer Außenhandelssaldo bedeutet somit, daß die betreffende Region Nettoexporteur ist, ein positiver, daß die betreffende Region Nettoimporteur ist.

¹⁴⁴ Auf eine Darstellung der genauen Stromflüsse mit einer Zuordnung von jeweils exportierender und importierender Region wird wegen der Unübersichtlichkeit der Darstellung verzichtet, statt dessen wird nur der gesamte Außenhandelssaldo der einzelnen Regionen betrachtet.

Abbildung 8-4 zeigt die im GEMM Standardszenario ermittelten Außenhandelssalden der Modellregionen in den einzelnen Zeitschritten an den GEMM-Werktagen:

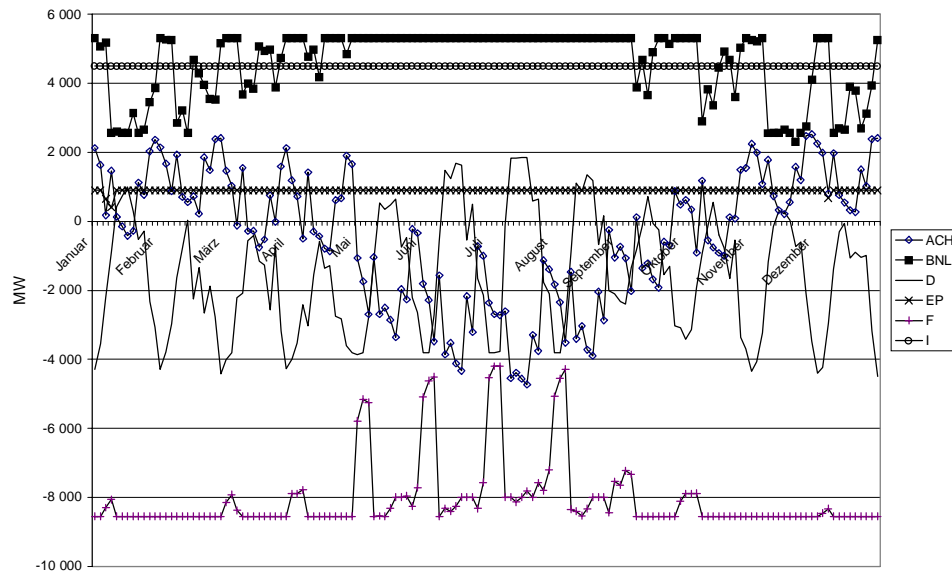


Abb. 8-4: Im GEMM Standardszenario ermittelte Außenhandelssalden¹⁴⁵

Als Datengrundlage zum Benchmarking der in Abbildung 8-4 gezeigten Ergebnisse werden von der UCPTTE veröffentlichte Werte, die den physikalischen Stromaustausch einzelner Regionen beschreiben, herangezogen¹⁴⁶. Dabei werden die Außenhandelssalden der Regionen Deutschland, Frankreich, Spanien / Portugal, Belgien / Niederlande / Luxemburg, Österreich / Schweiz sowie Italien auf aggregierter monatlicher Basis betrachtet, es wird also nur die Differenz zwischen insgesamt exportierter und importierter Strommenge einer Region innerhalb eines Monats betrachtet.

¹⁴⁵ Quelle: Eigene Berechnungen.

¹⁴⁶ UCPTTE [1] (2000).

In den folgenden beiden Abbildungen sind die Außenhandelssalden in der Realität und in GEMM abgebildet, die Außenhandelssalden in GEMM sind hierbei aus den in Abbildung 8-4 gezeigten Werten aggregiert.

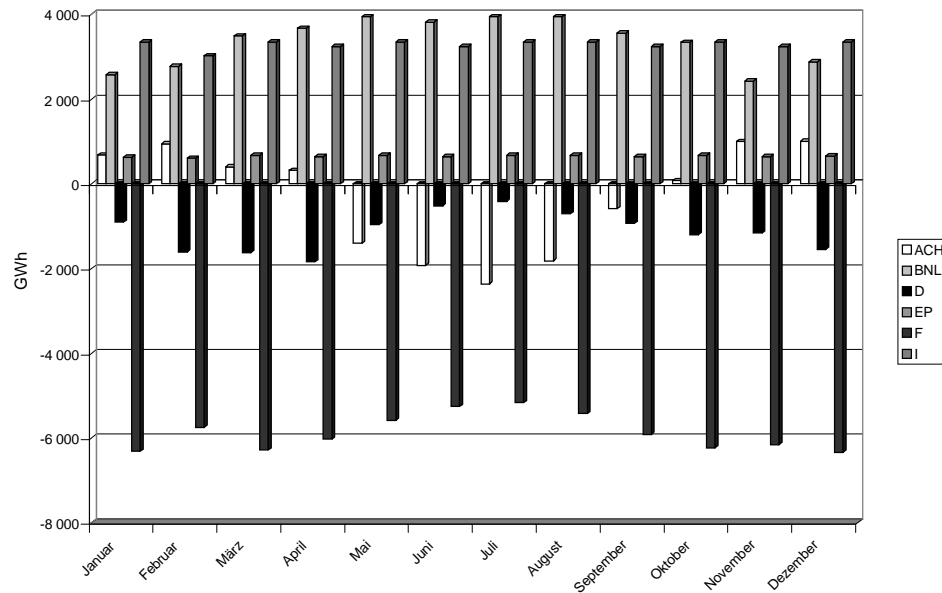


Abb. 8-5: Außenhandelssalden im GEMM Standardszenario¹⁴⁷

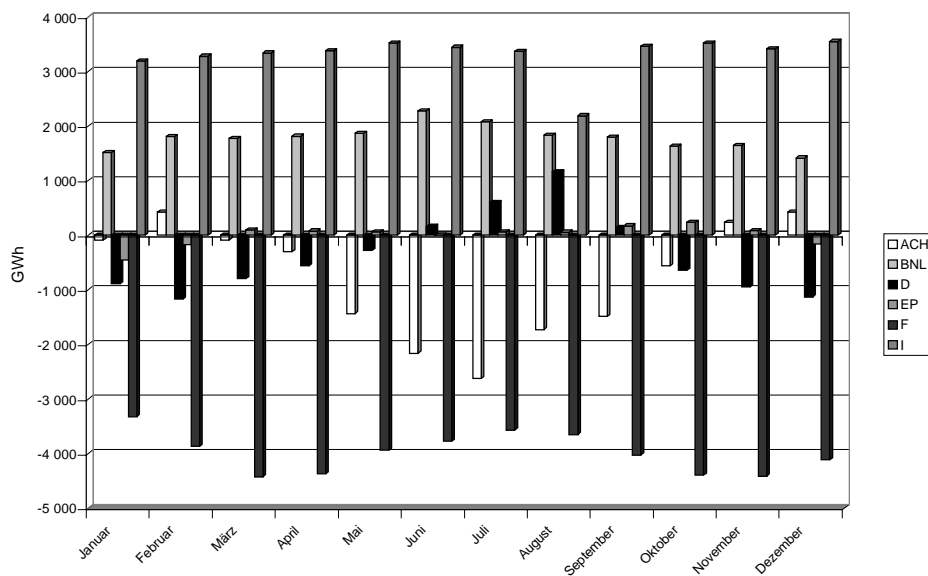


Abb. 8-6: Außenhandelssalden in der Realität¹⁴⁸

¹⁴⁷Quelle: Eigene Berechnungen.

¹⁴⁸Quelle: UCPTTE [1] (2000); eigene Berechnungen.

Beim Vergleich der von GEMM modellendogen generierten Außenhandelssalden und den in der Realität beobachteten Werten fällt auf, daß die insgesamt ausgetauschten Strommengen in der Realität niedriger als in GEMM liegen. In GEMM liegen die innerhalb der abgebildeten Regionen über das gesamte Jahr insgesamt ausgetauschten Mengen bei ca. 88 TWh, in der Realität hingegen bei ca. 53 TWh. Die Divergenz zwischen Modellergebnissen und Realität ist dabei von Region zu Region verschieden. Tabelle 8-2 zeigt die Jahressalden der im Modell und in der Realität insgesamt ausgetauschten Energiemengen für die einzelnen Regionen:

Tabelle 8-2: Jahressalden der ausgetauschten Strommengen in Realität und GEMM

	Realität	GEMM
Österreich / Schweiz	-9.407 GWh	-3.684 GWh
Belgien / Niederlande / Luxemburg	21.435 GWh	40.368 GWh
Deutschland	-4.366 GWh	-13.454 GWh
Spanien / Portugal	40 GWh	7.824 GWh
Frankreich	-47.349 GWh	-70.474 GWh
Italien	39.647 GWh	39.419 GWh

Quelle: UCPTTE [1] (2000); eigene Berechnungen.

Während der Außenhandel in der Regionen Italien in Modell und Realität ungefähr gleich hoch ist, gibt es in den übrigen Regionen erhebliche Abweichungen. Hier wird deutlich, daß die im Modell vergebenen Transmissionskapazitäten nicht den in der Realität verfügbaren Werten entsprechen müssen.

Die Region Frankreich ist sowohl im Modell als auch in der Realität zu jedem Zeitpunkt Nettoexporteur, was sich mit den hohen Kapazitäten der französischen Kernkraftwerke begründen läßt. Die Benelux-Länder sind aufgrund ihrer relativ teureren Produktionskapazitäten mit einem hohen Gasanteil im Modell und in der Realität zu jedem Zeitpunkt Nettoimporteur.

Der Außenhandelssaldo der Region Österreich / Schweiz wird durch eine saisonale sowie eine tageszeitabhängige Komponente bestimmt. In den Wintermonaten ist diese Region Nettoimporteur, in den Sommermonaten wird sie zum Nettoexporteur. Zu erklären ist dies mit dem außergewöhnlich hohen Anteil an Wasserkraft, einher gehend mit relativ geringen thermischen Grundlastkapazitäten. Die Region Österreich/Schweiz verfügt über nominale hydraulische Kraftwerksleistung von ca. 15 GW, dagegen nur über thermische Kapazitäten in Höhe von 14

GW. Die Saisonalität der Zuflüsse zu den Speicherbecken, die im wesentlichen durch den Beginn der Schneeschmelze markiert werden, sorgt dafür, daß die Region Österreich/Schweiz in den Sommermonaten einen Überschuß an Strom zur Verfügung hat, während in den Wintermonaten ein Defizit entsteht. Des weiteren läßt sich in der Region Österreich/Schweiz ein tageszeitabhängiges Muster beobachten. Der Außenhandelssaldo liegt in den Zeiten relativ hoher Netzbelastung deutlich höher als zu Schwachlastzeiten. Als Erklärung bietet sich wiederum der hohe Anteil an Wasserkraft in dieser Modellregion an. So kann zu Schwachlastzeiten relativ günstiger Strom in den Nachbarländern (insbesondere in Deutschland) eingekauft und als Pumpstrom eingesetzt werden. Diese mit Hilfe der Wasserkraft gespeicherte Energiemenge kann dann zu Spitzenlastzeiten exportiert werden, der günstige Schwachlaststrom wird damit veredelt.

Der Außenhandelssaldo der Region Deutschland weist einen Verlauf auf, der dem der Region Österreich / Schweiz ungefähr entgegengesetzt ist. Die Übertragungskapazitäten zwischen den Regionen Deutschland und Österreich / Schweiz werden genutzt, um den in Schwachlastzeiten günstigen Strom in die Region Österreich / Schweiz zu exportieren, wogegen in Spitzenlastzeiten Strom aus Wasserkraft aus der Region Österreich / Schweiz importiert wird. Während und nach der Schneeschmelze im Alpenraum in den Monaten Mai bis September kommt es zu erhöhten Exporten der Region Österreich / Schweiz, was sich ebenfalls mit den hohen Kapazitäten an Wasserkraft dieser Region erklären läßt.

Die Region Spanien / Portugal ist in der Realität in den Monaten Januar, Februar und Dezember Nettoexporteur. Da Spanien / Portugal physikalisch nur nach Frankreich liefern kann, dieses jedoch auch zur Spitzenlastzeit im Januar Nettoexporteur bleibt, kommt es zu diesem Zeitpunkt also zu einer Durchleitung im ökonomischen (jedoch nicht im physikalischen) Sinne. In GEMM ist die Region Spanien / Portugal hingegen über das ganze Jahr Nettoimporteur.

Anhand der obigen Betrachtungen wird deutlich, daß eine genaue Abbildung der Realität in GEMM nicht möglich ist, dennoch werden die wichtigsten Komponenten des Stromaustausches der UCPT-Regionen im Modell nachgezeichnet.

8.7 Zusammenfassung

In Kapitel 8 wurden einige Ergebnisse der mit GEMM generierten Modellrechnungen vorgestellt und mit in der Realität beobachteten Werten verglichen. Zunächst wurden die GEMM-Ergebnisse für Preise der Jahresbase- und Jahrespeaklieferungen für unterschiedliche Regionen mit am Markt quotierten Preisen verglichen. Anschließend wurde aus Terminpreisen der EEX und Spotpreisen der LPX zunächst ein Index konstruiert, mit dem die in GEMM erzielten Preise an den Werktagen für die Region Deutschland auf ihre Realitätsnähe überprüft werden konnten. Abschließend wurden die monatlich aggregierten Stromaustauschsalden in der Realität und in GEMM verglichen.

Bei dem Vergleich der Preise für Jahreslieferungen Base und Peak hat sich gezeigt, daß die GEMM-Ergebnisse für die Region Deutschland in etwa den quotierten Marktpreisen entsprechen. Für die Region Frankreich liegen die in GEMM ermittelten Werte deutlich unter den am Markt quotierten Preisen, in der Region Österreich / Schweiz dagegen höher. In der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg entsprechen sich die Preise für eine Jahreslieferung Base im Modell und am Markt in etwa, die Preise für eine Jahreslieferung Peak liegen im Modell jedoch unter den Marktpreisen. Für die Region Spanien / Portugal liegt der Preis für eine Jahreslieferung Base am Markt unter dem in GEMM ermittelten Wert. Für die Region Italien liegen keine am Markt quotierten Preise vor, die zum Vergleich herangezogen werden könnten. Der Vergleich des saisonalen und tageszeitlichen Verlaufes für die Region Deutschland ist zufriedenstellend ausgefallen, nur in den Sommermonaten treten erhebliche Abweichungen zwischen Realität und Modell auf, das Modell unterschätzt den Marktpreis deutlich. Die physikalischen Außenhandelsalden liegen im Modell mit insgesamt 88 TWh über den Vergleichswerten von insgesamt 53 TWh, weisen aber im saisonalen Verlauf ein ähnliches Muster auf.

Es hat sich gezeigt, daß die mit GEMM ermittelten Werte zwar in einigen Punkten von der Realität abweichen, jedoch im Großen und Ganzen ein gutes Abbild der Realität bieten.

9 Die Märkte für Steinkohle und Erdgas

Die in GEMM unterstellte Preisbildung für Strom basiert auf den Schattenpreisen, die den kurzfristigen Grenzkosten der Strombereitstellung entsprechen. Diese setzen sich aus den kurzfristigen Grenzkosten der Produktion sowie den Transportentgelten zusammen. Die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion bestehen wiederum in den variablen Produktionskosten der teuersten zur Nachfragedeckung eingesetzten Kraftwerkseinheit. Diese variablen Produktionskosten sind vor allem auf die Kosten des Brennstoffeinsatzes zurückzuführen, die durch den Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks sowie den Preis des eingesetzten Energieträgers bedingt sind. Da das jeweils teuerste zur Nachfragedeckung betriebene Kraftwerk damit den Preis setzt, und dies sowohl in GEMM als auch in der Realität in der Bundesrepublik von wenigen Ausnahmen abgesehen ein mit Steinkohle oder Erdgas betriebener Block ist, stellen diese beiden Energiequellen in den allermeisten Fällen den bei einer Betrachtung der Preisbildung auf Grenzkostenbasis entscheidenden Grenzprimärenergieträger dar.

In diesem Kapitel werden zunächst die Märkte für Steinkohle und Erdgas dargestellt, um im folgenden Kapitel zu untersuchen, wie sich schrittweise Änderungen von Preisen der Energieträger Erdgas, Heizöl und Steinkohle *ceteris paribus* auf den Strompreis der unterschiedlichen im Modell abgebildeten Regionen auswirken. Auf die Darstellung des Heizölmarktes in der Bundesrepublik wurde verzichtet, da Heizöl nur einen geringen Anteil an der Stromerzeugung hat.

9.1 Der Markt für Steinkohle

In der Bundesrepublik wurden im Jahre 1999 66 Mio. t Steinkohle verbraucht, damit stellte Steinkohle mit 14% am gesamten Primärenergieverbrauch nach Mineralöl (39%) und Erdgas (21%) den drittwichtigsten Energieträger in der Bundesrepublik dar.¹⁴⁹ Vom gesamten Steinkohlenverbrauch entfielen 75% auf den Einsatz in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung und 20% auf den Einsatz in der Eisen schaffenden Industrie. Während 55% der verbrauchten Steinkohle in inländischen Gruben gefördert wurde, wurden 45% importiert. Die wichtigsten Lieferländer sind Polen (27% der deutschen Importe), Südafrika (23%), Kolumbien (12%) sowie Australien (9%).¹⁵⁰

¹⁴⁹Schiffer [2] (2001), S. 106 ff.

¹⁵⁰BMWI [1] (2000), S. 22 ff.

Der bundesdeutsche Markt für Steinkohle war bis 1996 durch den sogenannten Jahrhundertvertrag zwischen dem deutschen Steinkohlebergbau auf der einen und der öffentlichen und industriellen Kraftwirtschaft auf der anderen Seite geprägt, in denen die Steinkohlenbezüge der Elektrizitätswirtschaft festgelegt waren.¹⁵¹ Der primär beschäftigungs- und regionalpolitisch motivierte Jahrhundertvertrag garantierte dem deutschen Steinkohlebergbau Mindestabnahmemengen zu Preisen, die weit über dem Weltmarktpreisniveau lagen. Die Elektrizitätswirtschaft konnte ihrerseits die durch den Bezug heimischer Steinkohle verursachten Mehrkosten über den „Ausgleichsfonds zur Sicherung des Steinkohleneinsatzes“ und den sogenannten Kohlepfennig auf die Endverbraucher überwälzen. Mit dem Auslaufen des Jahrhundertvertrages hat sich die Situation auf dem Steinkohlemarkt grundlegend gewandelt, die Elektrizitätswirtschaft kann nun ihren Steinkohlebedarf zum Weltmarktpreis decken.

Auch wenn zur Zeit noch ein großer Teil der Steinkohlelieferungen über langfristige Verträge abgewickelt wird, so entwickelt sich doch ein zunehmend liquider Spotmarkt für Steinkohle.¹⁵² Einen für Kontinentaleuropa repräsentativen Preisindex für Steinkohle bieten die ARA-Preise, die sich auf Lieferungen cif Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen beziehen. Da der größte Teil der hier gehandelten Mengen aus Übersee stammt, werden die ARA-Preise durch den Weltmarktpreis am atlantischen Markt fob sowie die korrespondierenden Frachtraten bestimmt. Ein Kraftwerksbetreiber kann somit die eingesetzten Steinkohlemengen zum ARA-Preis zuzüglich der Transportkosten vom Seehafen zum Kraftwerksstandort bewerten. Auch wenn eine konsequente Marked-to-Market Bewertung der eingesetzten Steinkohle zur Zeit auf Grund verschiedener technischer Restriktionen sowie mangelnder Fungibilität noch schwierig erscheint, so wird sie in Zukunft eine wichtigere Rolle bei der Entscheidung zum Kraftwerkseinsatz spielen.

¹⁵¹ Schulz (1996), S. 180.

¹⁵² Gottlieb (1997), S. 119 ff.

Der für einen Kraftwerksbetreiber innerhalb der Euro-Zone bei einer konsequenten Marked-to-Market Bewertung relevante Steinkohlepreis setzt sich damit wie folgt zusammen:

(9-1)

$$CP_{PP,Euro} = (CP_{AM,USD} + FR) \times ER + ITC$$

mit:

$CP_{PP,Euro}$ Steinkohlepreis an Kraftwerk [Euro/Tonne]

$CP_{AM,USD}$ Weltmarktpreis für Steinkohle fob auf dem atlantischen Markt [USD/Tonne]

FR Frachtrate für den Seetransport an Amsterdam/Rotterdam [USD/Tonne]

ER Wechselkurs [Euro/USD]

ITC Transportkosten vom Seehafen zum Kraftwerksstandort [Euro/Tonne]

Um eine ungefähre Vorstellung von den Schwankungen der für den Steinkohlepreis an Kraftwerke relevanten Größen zu bekommen, werden diese in den folgenden Abbildungen in ihrer historischen Entwicklung aufgezeigt. Abbildung 9-1 zeigt die Entwicklung der Monatsdurchschnittswerte für den Wechselkurs DM / USD von Januar 1990 bis Dezember 2001:

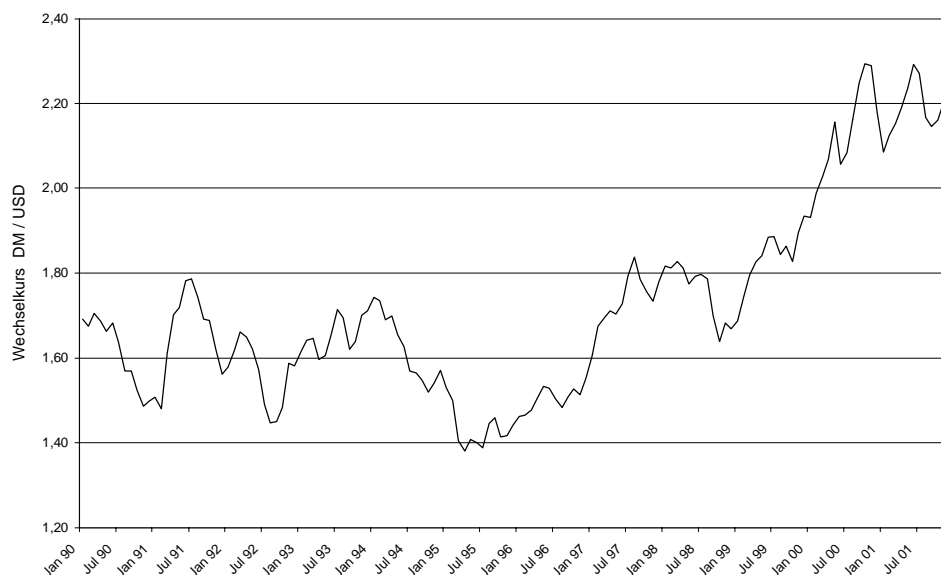


Abb. 9-1: Historische Wechselkurse DM / USD¹⁵³

¹⁵³Quelle: Pacific Exchange Rate Service (2001).

Die Entwicklung der Steinkohlepreise am Weltmarkt ist anhand der nordamerikanischen Steinkohlepreise in Abbildung 9-2 dargestellt:



Abb. 9-2: Historische Entwicklung Steinkohlepreis Nordamerika¹⁵⁴

9.2 Der Markt für Erdgas

Erdgas stellte 1999 mit einer Fördermenge und einem Verbrauch von rund 2200 Mrd. m³ (2 Mrd. tOe) etwa 20% des gesamten Weltenergieverbrauchs.¹⁵⁵ Die Reichweite der sicher gewinnbaren Erdgasreserven betrug 1999 etwa 60 Jahre. Aufgrund dieser Reserven sowie des im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern relativ emissionsarmen Einsatzes von Erdgas wird allgemein ein hohes Wachstum des Erdgasverbrauchs über die kommenden Jahrzehnte prognostiziert. Der Erdgasverbrauch in Westeuropa erreichte mit 175 Mrd. m³ ein neues Rekordniveau, Erdgas deckte damit etwa 22% des gesamten Energieverbrauchs in Westeuropa. Für die Zukunft ist auch in Europa ein weiterer Anstieg der Erdgasnutzung insbesondere in der Stromerzeugung zu erwarten. Ursächlich hierfür sind neben der bereits erwähnten relativen Umweltfreundlichkeit des Erdgaseinsatzes vor allem die im Vergleich zu anderen Kraftwerken geringen spezifischen Kapitalkosten von erdgasbefeuerten Anlagen.¹⁵⁶ Die Liberalisierung der Strommärkte in Europa hat dazu geführt, daß Kraftwerksinvestitionen risikoreicher geworden

¹⁵⁴Quelle: Energy Information Administration (2000).

¹⁵⁵gastarife-online.de.

¹⁵⁶Vgl. Abschnitt 2.4.4.

und die Kapitalkosten für derartige Projekte damit gestiegen sind. Erdgasbetriebene Kraftwerke mit zwar relativ hohen variablen Kosten, dafür aber vergleichsweise geringen spezifischen Kapitalkosten haben damit bei der Betrachtung neu zu errichtender Anlagen gegenüber anderen Anlagentypen an Wirtschaftlichkeit gewonnen.

Im Jahr 1999 wurden in der Bundesrepublik Deutschland 116 TWh Erdgas verbraucht. Hiervon entfielen 30 TWh (26%) auf Verbrauch in Haushalten, 7 TWh (8%) auf die öffentliche Elektrizitätsversorgung, 5 TWh (4%) auf die öffentliche Fernwärmeversorgung und 74 TWh (62%) auf industrielle und gewerbliche Abnehmer.¹⁵⁷ Der Erdgasverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland wurde 1999 zu 21% aus inländischen Quellen und zu 79% durch Importe gedeckt. Die wichtigsten Lieferländer waren hierbei Rußland mit 35%, Norwegen mit 20% sowie die Niederlande mit 19%, die deutschen Erdgasimporte erreichten dabei ein Umsatzvolumen von 4,3 Mrd. Euro.¹⁵⁸ Insgesamt waren im Jahre 1999 etwa 750 Unternehmen mit etwa 40.000 Mitarbeitern auf dem deutschen Gasmarkt aktiv.

In den beiden Bereichen, in denen Erdgas fast ausschließlich eingesetzt wird, im Wärme- und Kraftwerksbereich, konkurriert es mit anderen Energieträgern. Im Wärmemarkt konkurriert es mit leichtem Heizöl, im Kraftwerksbereich mit schwerem Heizöl und Kohle.¹⁵⁹ Von besonderer Bedeutung für die Preisbildung in der Gasversorgung ist daher neben der Leitungsgebundenheit die Substitutionskonkurrenz, der das Erdgas in nahezu allen Anwendungen ausgesetzt ist.¹⁶⁰ Hohe spezifische Investitionen bedingen langfristige Verträge zwischen Produzenten und Gasunternehmen, darüber hinaus konnten die langfristig kontrahierten Gasmengen nur bei Wettbewerbsfähigkeit mit den Konkurrenzenergieträgern auf den Absatzmärkten untergebracht werden. Dies führte zu der im Erdgasmarkt auf allen Endverbrauchermärkten und Stufen der Gasversorgung üblichen Preisbildung nach der Anlegbarkeit, bei der der Gaspreis über Preisgleitklauseln an den Heizölpreis gebunden wird.¹⁶¹ Mehr als 90% des voraussichtlichen deutschen Erdgasbedarfs bis 2010 sind durch längerfristige Verträge gesichert.¹⁶²

¹⁵⁷ BMWI [1] (2000), S. 21.

¹⁵⁸ gastarife-online.de.

¹⁵⁹ Hensing (1994), S. 196.

¹⁶⁰ Schulz (1996), S. 214.

¹⁶¹ Schulz (1996), S. 237 ff.

¹⁶² Deutsche Bank Research (1998), S. 16.

Abbildung 9-3 zeigt die Entwicklung des Grenzübergangspreises für Importerdgas:

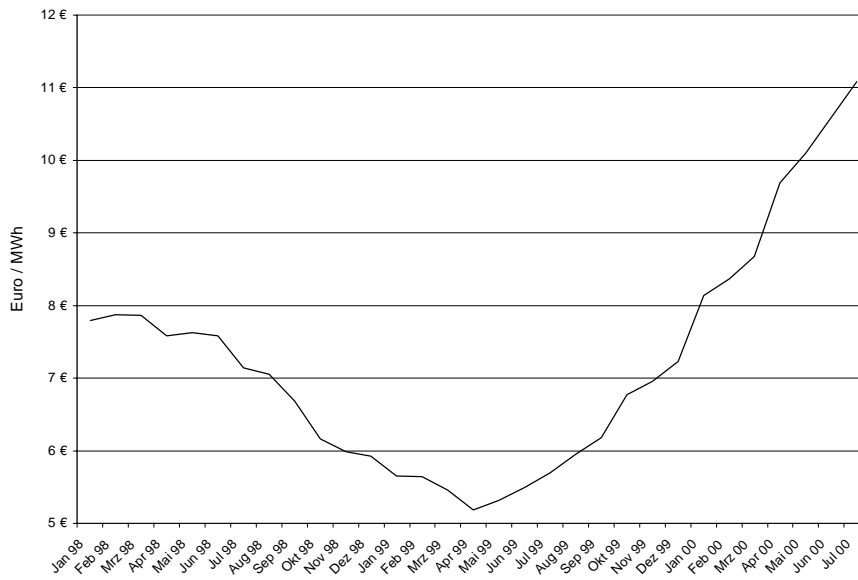


Abb. 9-3: Entwicklung des Grenzübergangspreises für Importerdgas in Euro/MWh¹⁶³

¹⁶³Quelle: BMWI [5] (2000); eigene Berechnungen.

10 Sensitivitätsuntersuchungen der Preise

Nachdem in Kapitel 8 mit Hilfe verschiedener Validierungen sichergestellt wurde, daß die in GEMM erzeugten Ergebnisse die Realität in hinreichender Genauigkeit widerspiegeln, soll GEMM nun angewandt werden, um zu untersuchen, wie die grenzkostenbasierten Strompreise in einzelnen Regionen auf Änderungen der Primärenergiepreise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl reagieren.

Zu diesem Zweck werden mit GEMM verschiedene Szenarien durchgerechnet, in denen die Preise der Primärenergieträger schrittweise verändert werden. Für alle anderen Modellparameter, die die Kraftwerkskapazitäten, Wirkungsgrade, Transmissionskapazitäten zwischen einzelnen Regionen und deren Kosten, den exogenen Vektor sowie die Nachfrage betreffen, gilt die *ceteris paribus* Annahme.

Wünschenswert wäre es sicherlich, die Preise der Primärenergieträger in Schritten von jeweils einem Prozent zu verändern, um die Rechenzeiten nicht ausufern zu lassen, müssen die erstellten Szenarien aber auf eine sinnvolle Anzahl begrenzt werden. Daher werden die Preise der obengenannten Energieträger schrittweise um jeweils 10% ihres Ausgangswertes erhöht beziehungsweise um 10% ihres Ausgangswertes herabgesetzt. Aus Gründen der Rechenzeit beschränken sich die in diesem Kapitel beschriebenen Berechnungen außerdem auf fünf Preisschritte nach oben sowie auf fünf Preisschritte nach unten. Für die Energieträger Erdgas und Heizöl wird dabei von vollständiger Korrelation ausgegangen. Diese Annahme ist sicherlich in der Praxis nicht gerechtfertigt, eine einzelne Berechnung würde jedoch weitere Rechenschritte erfordern ohne methodischen Zugewinn zu erbringen.

Damit ergeben sich insgesamt 121 Modelldurchläufe. Berechnet wurde für jedes der 121 Szenarien und für jede Region der Preis für eine Jahreslieferung Base, eine Jahreslieferung Peak sowie die Veränderung des physikalischen Außenhandelssaldos, der in Kapitel 11 dargestellt wird.

10.1 Preise für den Jahresbase

In diesem Abschnitt werden die mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse erzielten Ergebnisse für den Preis einer Lieferung Jahresbase vorgestellt.¹⁶⁴ In den folgenden Abbildungen sind die Sensi-

¹⁶⁴Zur Definition des Produktes Jahresbase vgl. Abschnitt 2.6.2.

tivitätsdiagramme für den Jahresbase der in GEMM abgebildeten Regionen dargestellt. Auf der X-Achse ist die Variation des Steinkohlepreises abgetragen, auf der Y-Achse die Variation der Erdgas- bzw. Heizölpreise. Auf der Z-Achse ist das neue Niveau der Preise für eine Jahreslieferung Base, gemessen in Prozent ihres ursprünglichen Wertes, abgetragen.

10.1.1 Jahresbase Region Österreich / Schweiz

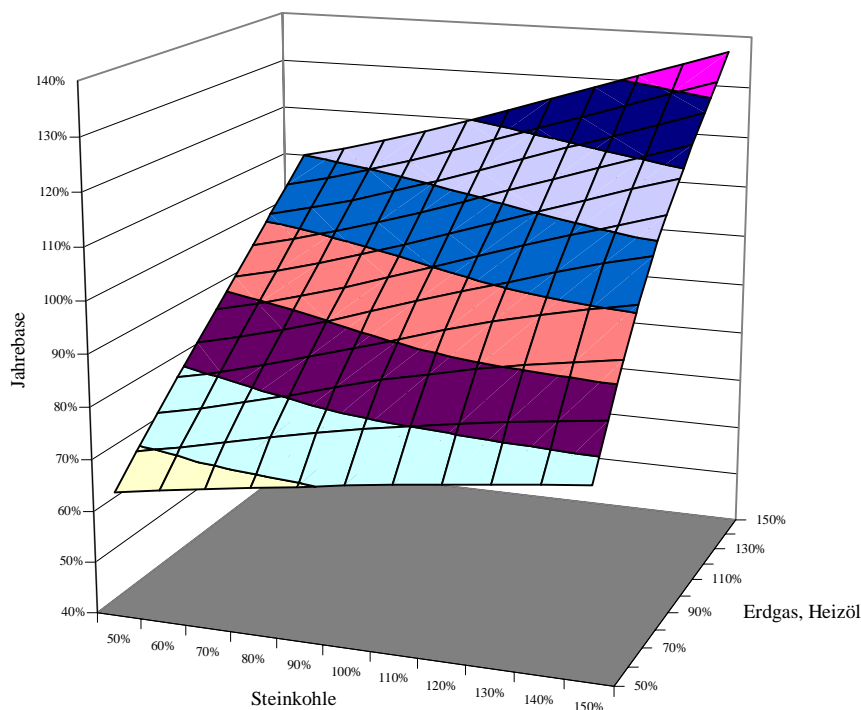


Abb. 10-1: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Österreich / Schweiz¹⁶⁵

In Abbildung 10-1 ist zu erkennen, daß der Jahresbase in der Region Österreich / Schweiz stärker auf Änderungen der Erdgas- bzw. Heizölpreise reagiert als auf Änderungen der Steinkohlepreise. Während zum Beispiel der Preis für einen Jahresbase ceteris paribus bei einem Anstieg der Steinkohlepreise um 50% von ursprünglich 26,71 Euro/MWh auf 30,33 Euro/MWh und damit 114% seines Ausgangswertes klettert, führt ein Anstieg der Erdgas- bzw. Heizölpreise um 50% zu einem auf 32,71 Euro/MWh bzw. auf 122% seines Ausgangswertes gestiegenen Preis.

Da die Region Österreich / Schweiz nur über relativ geringe thermische Erzeugungskapazitäten

¹⁶⁵Quelle: Eigene Berechnungen.

verfügt und in Zeiten hoher Lastnachfrage vorwiegend Wasserkraftwerke einsetzt, muß der Grund für diese Reaktion auf Änderungen der Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl in engem Zusammenhang mit den Außenhandelsaktivitäten der Region Österreich / Schweiz stehen. Betrachtet man in Abbildung 10-3 die Sensitivität des Jahresbase in der Region Deutschland, so erkennt man, daß diese nahezu identisch mit der Sensitivität der Region Österreich / Schweiz ausfällt. Aufgrund der hohen Durchleitungskapazitäten zwischen der Region Österreich / Schweiz und der Region Deutschland, die im Modell 3,3 GW betragen, reagieren beide Regionen nahezu identisch auf Veränderungen der Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl. Hier wird deutlich, daß das eigentlich primär auf Wasserkraft basierende Erzeugungssystem der Region Österreich / Schweiz sowie das primär thermisch geprägte Erzeugungssystem der Region Deutschland durch die hohen Transmissionskapazitäten und die Liberalisierung des Marktes zu einem hydrothermischen Mischsystem geworden sind, regionale Differenzen ergeben sich vor allem aus den Kosten für die Durchleitung.

10.1.2 Jahresbase Region Belgien / Niederlande / Luxemburg

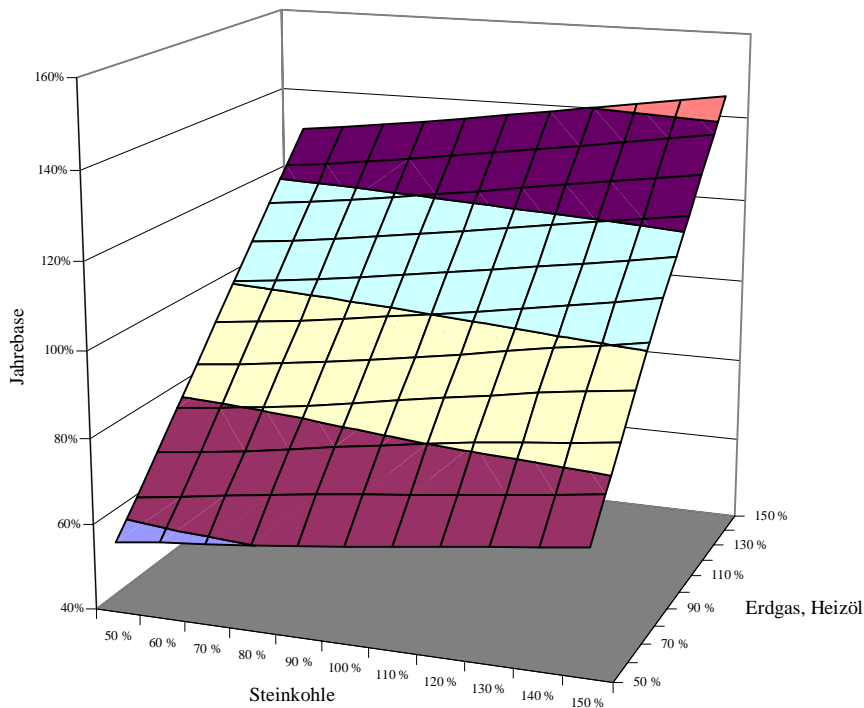


Abb. 10-2: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg¹⁶⁶

Die Reaktion der Jahresbandpreise in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg auf gestiegene Erdgas- bzw. Heizölpreise fällt stärker aus als die Reaktion auf gestiegene Steinkohlepreise. Während der Jahresbase bei um 50% gestiegenen Steinkohlepreisen ceteris paribus von 32,51 Euro auf 35,35 Euro und damit 109% seines Ausgangswertes steigt, führt eine 50%ige Erhöhung der Preise für Erdgas und Heizöl zu einer Preissteigerung des Jahresbase auf 44,52 Euro/MWh, dies entspricht einem Preisanstieg auf 137% seines Ausgangswertes.

Dies Ergebnis überrascht nicht, da die betrachtete Region über einen hohen Anteil erdgasbefeuertter Kraftwerke verfügt und sowohl in der Grund als auch in der Spitzenlast erdgasbefeuerte Kraftwerke einsetzt. Ursächlich für den bei steigenden Steinkohlepreisen beobachteten Preisanstieg des Jahresbase sind verteuerte Stromimporte.

¹⁶⁶Quelle: Eigene Berechnungen.

10.1.3 Jahresbase Region Deutschland

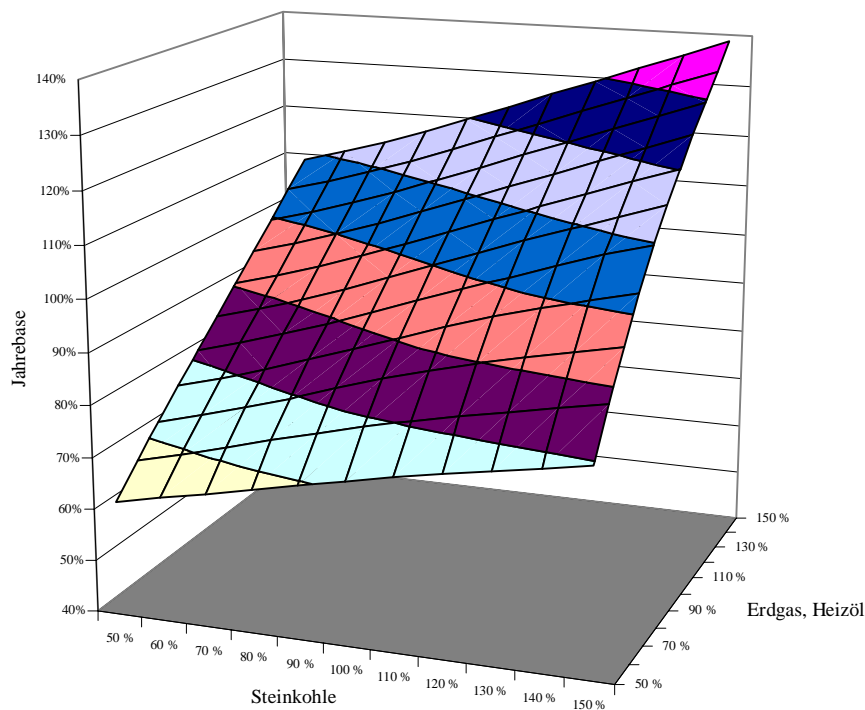


Abb. 10-3: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Deutschland¹⁶⁷

In Abbildung 10-3 ist zu erkennen, daß der Jahresbase in der Region Deutschland stärker auf Änderungen der Erdgas- bzw. Heizölpreise reagiert als auf Änderungen der Steinkohlepreise. Während zum Beispiel der Preis für einen Jahresbase sich ceteris paribus bei einem Anstieg der Steinkohlepreise um 50% von 25,82 Euro/MWh auf 29,75 Euro/MWh und damit 115% seines Ausgangswertes erhöht, führt ein Anstieg der Erdgas- bzw. Heizölpreise um 50% zu einem auf 31,73 Euro/MWh und damit 123% seines Ausgangswertes gestiegenen Preis für einen Jahresbase.

Diese Zahlen wirken auf den ersten Blick erstaunlich, da mit Steinkohle befeuerte Kraftwerke in der Region Deutschland über einen relativ hohen Zeitanteil das eingesetzte Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten stellen, so daß intuitiv zu erwarten wäre, daß sich ein Preisanstieg bei Steinkohle stärker auf den Preis für eine Jahreslieferung Base auswirkt. Bei einem Anstieg der Steinkohlepreise werden allerdings Exporte von Deutschland in die Nachbarregionen

¹⁶⁷ Quelle: Eigene Berechnungen.

nicht mehr rentabel, so daß das Angebot auf dem deutschen Markt steigt und damit tendenziell auf den Preis drückt.¹⁶⁸ Umgekehrt werden bei steigenden Erdgaspreisen die Exporte der Region Deutschland vor allem in die Region Belgien / Niederlande / Luxemburg zunehmen, was auf dem deutschen Markt zu einer Angebotsverknappung und damit steigenden Preisen führt. Anhand dieses Beispiels läßt sich die hohe Interdependenz der Region Deutschland mit den Nachbarregionen erkennen.

10.1.4 Jahresbase Region Spanien / Portugal

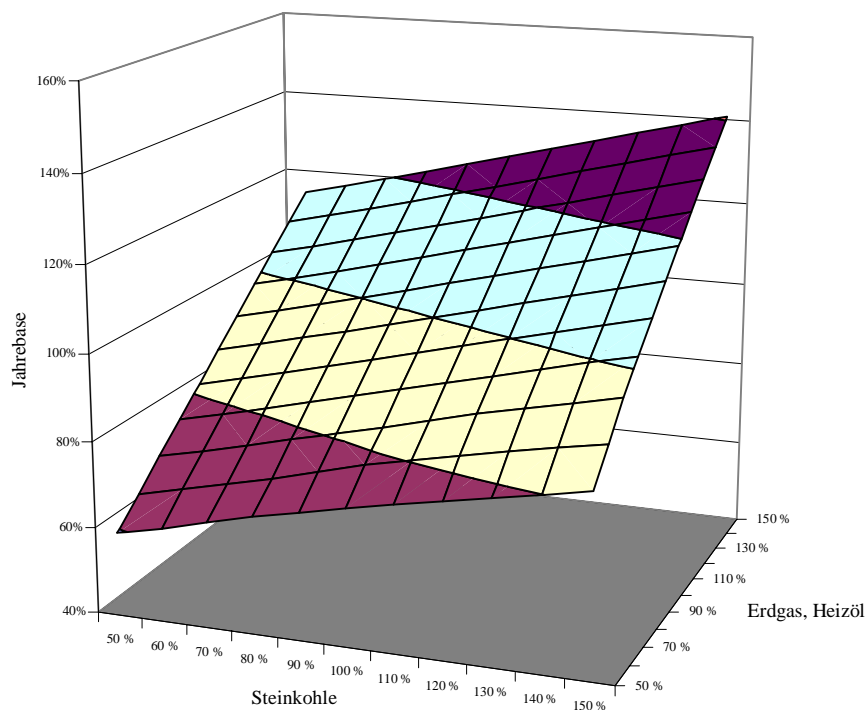


Abb. 10-4: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Spanien / Portugal¹⁶⁹

Die Preise für einen Jahresbase in der Region Spanien / Portugal reagieren auf Veränderungen der Preise für Steinkohle weniger stark als auf Veränderungen der Preise für Erdgas bzw. Heizöl. So führt ceteris paribus ein Anstieg der Steinkohlepreise um 50% zu einem von 36,49 Euro/MWh auf 41,35 Euro/MWh und damit auf 113% seines Ausgangswertes erhöhten Preis für einen Jahresbase, ein Anstieg der Erdgas- bzw. Heizölpreise um 50% läßt den Jahresbase ceteris

¹⁶⁸Vgl. Abschnitt 11.3.

¹⁶⁹Quelle: Eigene Berechnungen.

paribus auf 127% seines Ausgangswertes klettern. Diese Reaktion wird dadurch verursacht, daß die Region Spanien / Portugal über hohe mit Erdgas- und Heizöl befeuerte Erzeugungskapazitäten verfügt, die über einen hohen Anteil des Jahres den Grenzprimärenergieträger stellen.

10.1.5 Jahresbase Region Frankreich

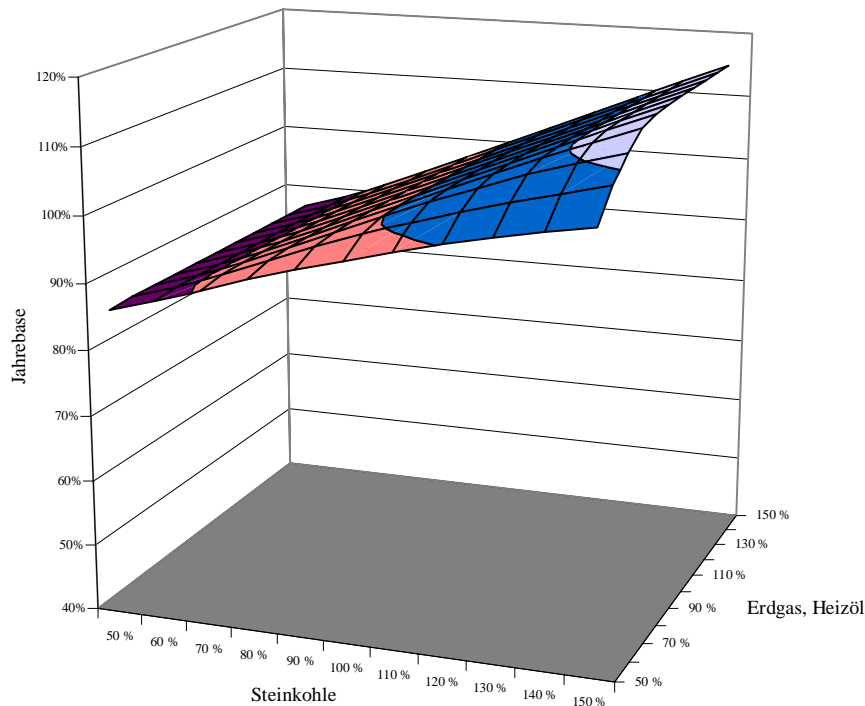


Abb. 10-5: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Frankreich¹⁷⁰

In Abbildung 10-5 ist zu erkennen, daß der Jahresbase in der Region Frankreich wesentlich stärker auf Änderungen der Steinkohlepreise reagiert als auf Änderungen der Erdgas- bzw. Heizölpreise. Während z.B. der Preis für einen Jahresbase sich ceteris paribus bei einem Anstieg der Steinkohlepreise um 50% auf 115% seines Ausgangswertes erhöht, führt ein Anstieg der Erdgas- bzw. Heizölpreise um 50% zu keinem Anstieg des Preises für einen Jahresbase, umgekehrt führt ein Absinken der Erdgas- bzw. Heizölpreise zu einer leichten Abnahme des Preises für einen Jahresbase.

Da Frankreich im Modell über Kernkraftwerkskapazitäten in Höhe von knapp 64 GW verfügt und demgegenüber eine Jahreshöchstlast von ca. 63 GW aufweist, ist das Erzeugungssystem

¹⁷⁰Quelle: Eigene Berechnungen.

der Region Frankreich eindeutig nicht durch Kraftwerkskapazitäten, die mit fossilen Energieträgern befeuert werden, geprägt. Die Reaktion der Preise für einen Jahresbase auf Änderungen der Preise der Energieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl läßt sich also nur auf enge Vermaischung mit den fossil geprägten Erzeugungssystemen der Nachbarländer erklären. Da die Transmissionskapazitäten mit der Region Italien schon im Ausgangsszenario voll ausgelastet sind, sind die Exporte in die Nachbarregionen Deutschland bzw. Belgien / Niederlande / Luxemburg ursächlich für die Reaktion des Jahresbandpreises in der Region Frankreich. Hier läßt sich der enge Zusammenhang der Regionen Frankreich und Deutschland erkennen: Erhöht sich der Steinkohlepreis, so führt dies zu vermehrten Exporten von Frankreich nach Deutschland, dies führt zu einem Preisanstieg in Frankreich. Da die Exportkapazitäten von Frankreich in die Regionen Belgien / Niederlande / Luxemburg, Spanien / Portugal sowie Italien schon im Standardszenario voll ausgelastet sind, führt ein Anstieg der Preise für Erdgas- bzw. Heizöl nicht zu vermehrten Exporten, so daß der Preis in Frankreich stabil bleibt.

10.1.6 Jahresbase Region Italien

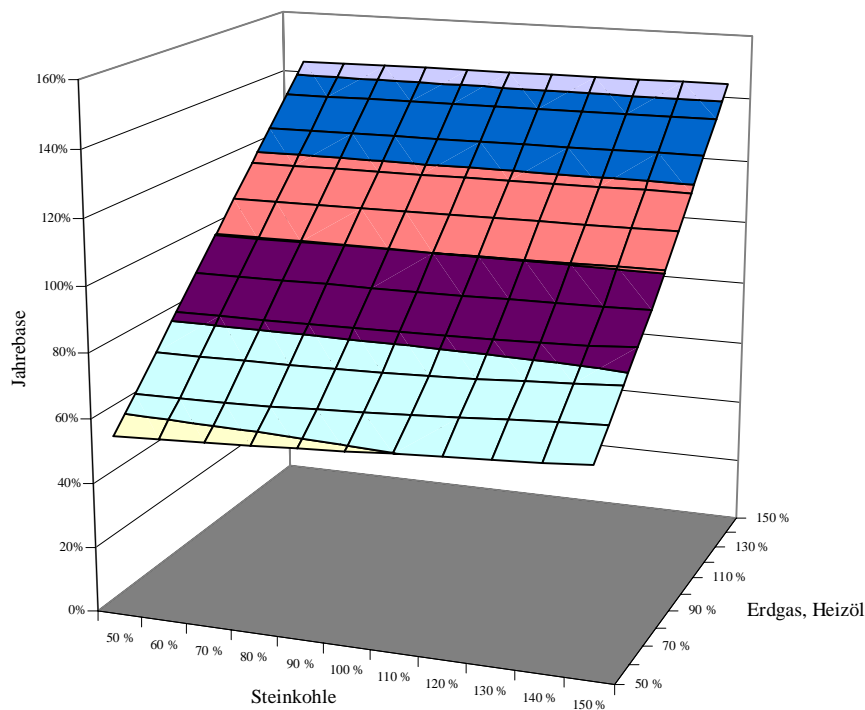


Abb. 10-6: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Base auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Italien¹⁷¹

Der Preis für eine Lieferung Jahresbase in der Region Italien zeigt im Gegensatz zu den Nachbarregionen Österreich / Schweiz, Deutschland sowie Frankreich nur eine äußerst geringe Reaktion aus Veränderungen des Steinkohlepreise, dafür aber eine um so höhere Reaktion auf Veränderungen der Preise für Erdgas bzw. Heizöl. Während ein Ansteigen der Steinkohlepreise um 50% den Preis für einen Jahresbase nur auf 101% Prozent seines Ausgangswertes klettern läßt, führt eine entsprechende Verteuerung der Energieträger Erdgas und Heizöl zu einem auf 144% seines Ausgangswertes angestiegenen Preis für eine Jahreslieferung Base.

Die starke Reaktion auf gestiegene Heizöl- bzw. Erdgaspreise läßt sich darauf zurückführen, daß im Erzeugungssystem der Region Italien trotz hoher Importe aus den Nachbarregionen mit Erdgas- bzw. Heizöl betriebene Kraftwerke eine dominante Rolle spielen und über das gesamte Jahr fast ausschließlich den Grenzprimärenergieträger stellen.

¹⁷¹ Quelle: Eigene Berechnungen.

10.2 Preise für den Jahrespeak

In diesem Abschnitt werden die mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse erzielten Ergebnisse für den Preis einer Lieferung Jahrespeak vorgestellt.¹⁷² In den folgenden Abbildungen sind die Sensitivitätsdiagramme für den Jahrespeak der in GEMM abgebildeten Regionen dargestellt. Auf der X-Achse ist die Variation des Steinkohlepreises abgetragen, auf der Y-Achse die Variation der Erdgas- bzw. Heizölpreise. Auf der Z-Achse ist das neue Niveau des Preises für eine Jahreslieferung Peak abgetragen.

10.2.1 Jahrespeak Region Österreich / Schweiz

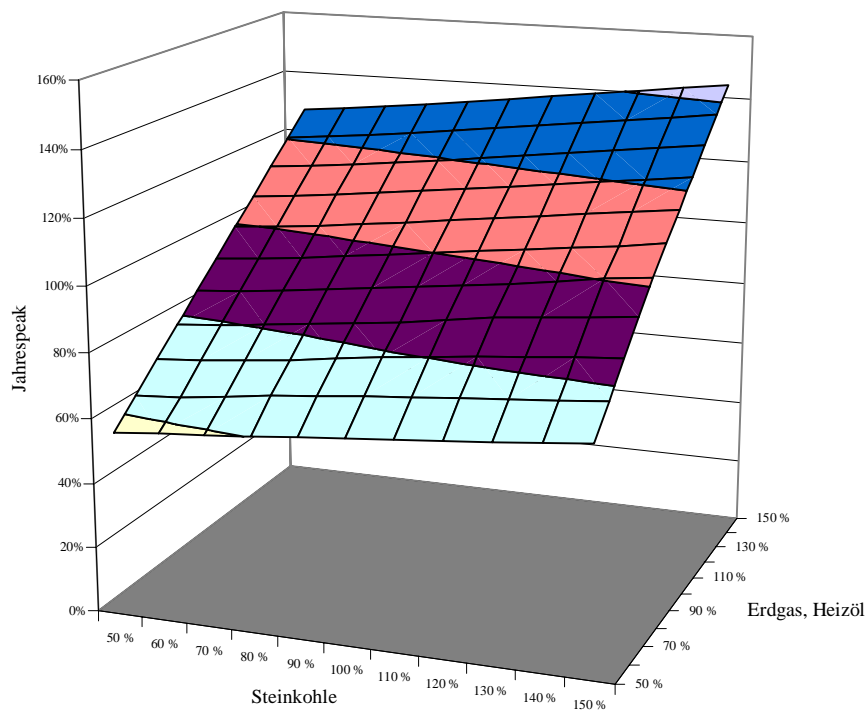


Abb. 10-7: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Österreich /Schweiz¹⁷³

Der Preis für eine Jahreslieferung Peak in der Region Österreich / Schweiz zeigt eine stärkere Reaktion auf Veränderungen der Preise für Erdgas und Heizöl als auf veränderte Steinkohlepreise. Ähnlich wie beim Preis für eine Jahreslieferung Base läßt sich hier die enge Verknüpfung des Erzeugungssystems der Region Österreich / Schweiz mit dem der Region Deutschland

¹⁷²Zur Definition des Produktes Jahrespeak vgl. Abschnitt 2.6.2.

¹⁷³Quelle: Eigene Berechnungen.

erkennen. Die Ursachen für diese Preisreaktion liegen somit im Erzeugungssystem der Region Deutschland begründet und werden im übernächsten Abschnitt abgehandelt.

10.2.2 Jahrespeak Region Belgien / Niederlande / Luxemburg

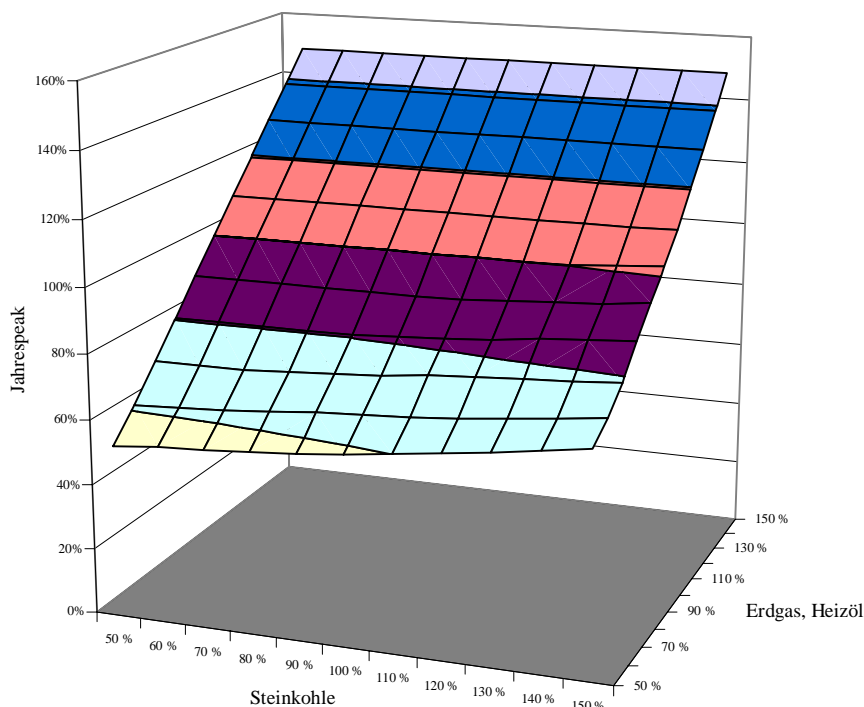


Abb. 10-8: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg¹⁷⁴

Die Reaktion des Preises einer Jahreslieferung Peak in der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg auf veränderte Erdgas- bzw. Heizölpreise fällt sehr viel stärker aus als die Reaktion auf veränderte Steinkohlepreise. Dies spiegelt die Erzeugungsstruktur der betrachteten Region wider, in der zu Spitzenlastzeiten ausschließlich Erdgas als Grenzprimärenergieträger eingesetzt wird. Da der Preis für eine Jahreslieferung Peak überhaupt eine Reaktion auf den Steinkohlepreis aufweist, liegt an den Importen aus der Nachbarregion Deutschland. Bei gestiegenen Steinkohlepreisen steigen die Erzeugungskosten für Peakenergie in der Region Deutschland, was zu sinkenden Exporten in die Region Belgien / Niederlande / Luxemburg führt. Dies führt dazu, daß vorher importierte Energiemengen nun in einheimischen Kraftwerken mit niedrigerem Wirkungsgrad und damit höheren Erzeugungskosten produziert wird, was die Grenzkosten

¹⁷⁴ Quelle: Eigene Berechnungen.

und damit den Preis für eine Jahreslieferung Peak nach oben treibt.

10.2.3 Jahrespeak Region Deutschland

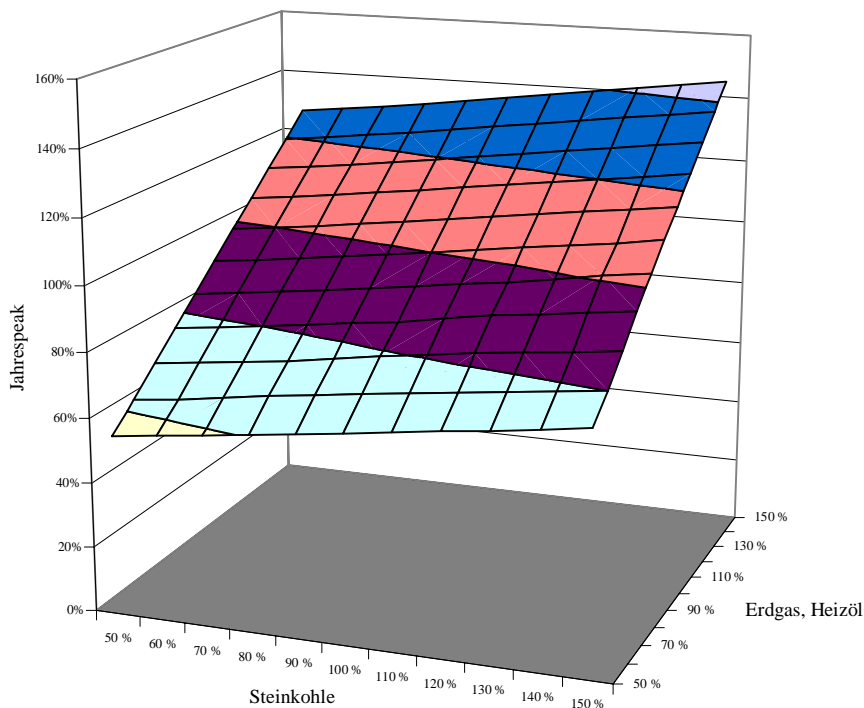


Abb. 10-9: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Deutschland¹⁷⁵

In der Abbildung 10-9 ist zu erkennen, daß der Preis für eine Jahreslieferung Peak stärker auf Änderungen der Preise für Heizöl und Erdgas als auf Veränderungen der Preise für Steinkohle reagiert. Während sich der Preis für eine Jahreslieferung Peak bei gleichbleibendem Steinkohlepreis und herab- bzw. heraufgesetzten Preisen für Erdgas und Heizöl zwischen 29,54 Euro/MWh und 35,53 Euro/MWh bewegt, liegt er bei gleichbleibenden Preisen für Erdgas und Heizöl und veränderten Preisen für Steinkohle zwischen 20,73 Euro/MWh und 43,88 Euro/MWh. Diese Tatsache läßt sich darauf zurückführen, daß in den Peak Zeiten die in der Ausgangssituation teureren mit Erdgas bzw. Heizöl betriebenen Kraftwerke am häufigsten den Grenzünergieträger stellen. Damit ist bei einem Ansteigen der Preise für Erdgas und Heizöl keine Substitution durch günstigere Energieträger möglich. Auf ein Sinken der Steinkohlepreise reagiert der Jahrespeak äußerst gering, was sich damit erklären läßt, daß nur in wenigen Peak-Zei-

¹⁷⁵Quelle: Eigene Berechnungen.

ten Steinkohlekraftwerke eingesetzt werden.

10.2.4 Jahrespeak Region Spanien / Portugal

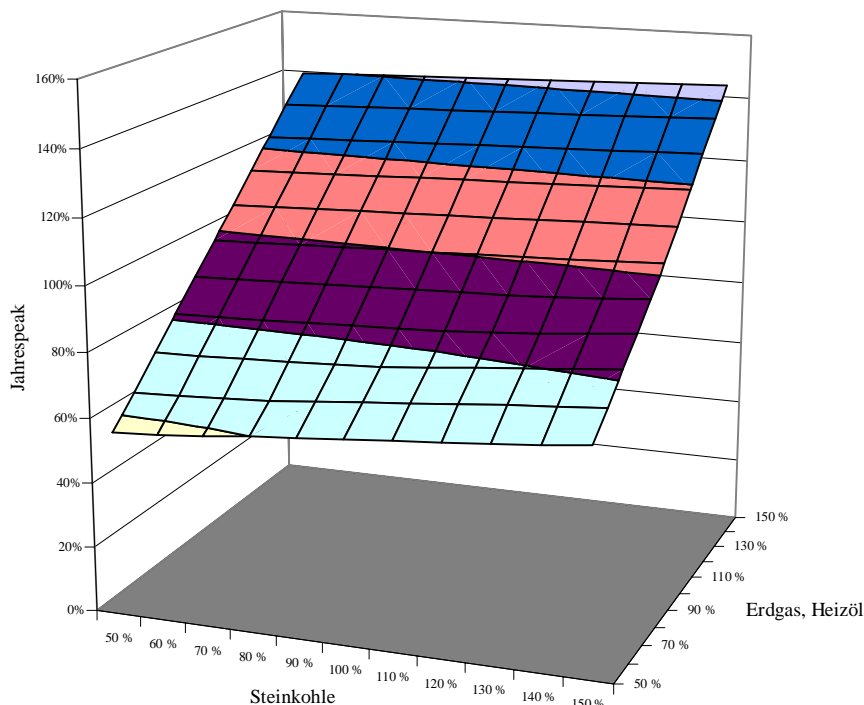


Abb. 10-10: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Spanien / Portugal¹⁷⁶

Die Preise für eine Jahreslieferung Peak der Region Spanien / Portugal weisen eine besonders starke Reaktion auf gestiegene bzw. gesunkene Preise für Erdgas und Heizöl auf, während Änderungen des Steinkohlepreises kaum Auswirkungen auf den Preis für eine Jahreslieferung Peak haben. Bei um 50% gestiegenen Preisen für Erdgas und Heizöl steigt der Preis für eine Jahreslieferung Peak in der betrachteten Region auf 142% seines Ausgangswertes, bei um 50% gesunkenen Erdgas- bzw. Heizölpreisen sinkt der Preis für eine Jahreslieferung Peak auf 62% seines Ausgangswertes, während Änderungen der Steinkohlpreise in derselben Größenordnung den Peakpreis ceteris paribus nur zwischen 103% und 98% schwanken lassen. Ursächlich für dies Verhalten sind zum einen die relativ isolierte Lage Spaniens sowie die Tatsache, daß zu Spitzenlastzeiten der Grenzprimärenergieträger fast ausschließlich durch einheimische heizölgefeuerte Kraftwerke gestellt wird.

¹⁷⁶Quelle: Eigene Berechnungen.

10.2.5 Jahrespeak Region Frankreich

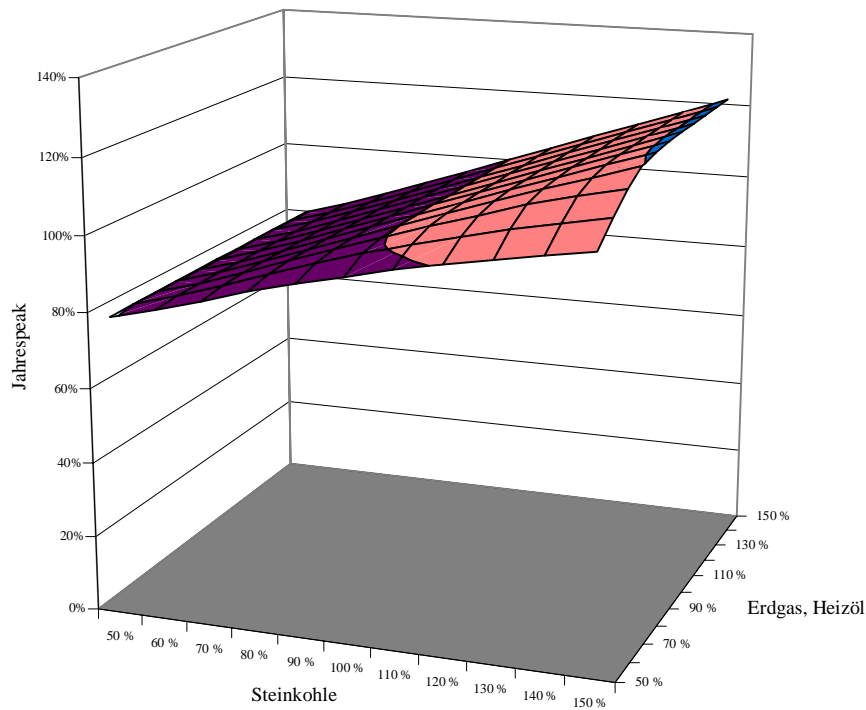


Abb. 10-11: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Frankreich¹⁷⁷

Ähnlich wie an der Reaktion des Preises für eine Jahreslieferung Base lässt sich an der Reaktion des Preises für eine Jahreslieferung Peak die zentrale Rolle der Region Frankreich als wichtigster Exporteur im europäischen Erzeugungssystem ablesen. Der Preis für einen Jahrespeak weist hier eine stärkere Reaktion auf die Steinkohlepreis auf als auf die Erdgas- bzw. Heizölpreise.

¹⁷⁷ Quelle: Eigene Berechnungen.

10.2.6 Jahrespeak Region Italien

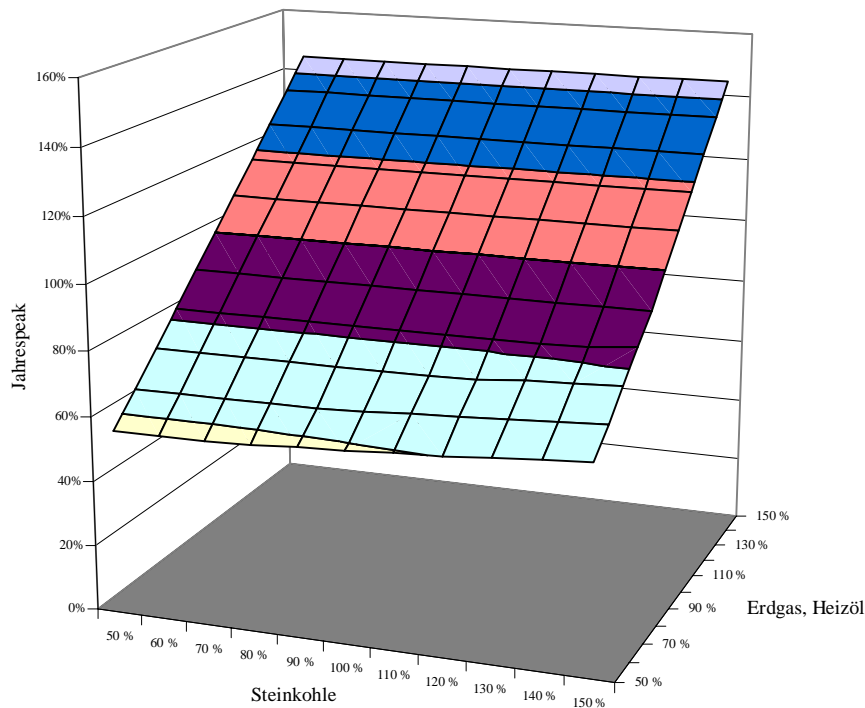


Abb. 10-12: Sensitivität des Preises einer Jahreslieferung Peak auf veränderte Preise für Heizöl, Erdgas und Steinkohle in der Region Italien¹⁷⁸

In Abbildung 10-12 ist zu erkennen, daß der Preis für eine Jahreslieferung Peak in der Region Italien bei gleichbleibenden oder gestiegenen Erdgas- und Heizölpreisen keine Reaktion auf den Steinkohlepreis aufweist, lediglich bei gesunkenen Preisen für Erdgas und Heizöl läßt sich eine schwache Reaktion des Preises für eine Jahreslieferung Peak auf den Steinkohlepreis nachweisen. Die Ursache für diese Reaktion liegt darin, daß die Region Italien bei gesunkenem Erdgas- bzw. Heizölpreis weniger importiert, da seine eigenen Erdgas- bzw. Heizölkraftwerke im Vergleich zu importiertem Strom günstiger werden. Steigt oder sinkt nun der Steinkohlepreis, so führt dies über im Ausland gestiegene bzw. gesunkene Erzeugungskosten zu einem weiteren Rückgang oder zu einer Zunahme der Importe. Da die Importkapazitäten im Fall gesunkener Erdgas- bzw. Heizölpreise nicht ausgelastet sind und Importe damit quasi den Grenzprimärenergieträger stellen, können sich somit bei den Handelspartnern erfolgte Änderungen der Erzeugungskosten auf die Region Italien auswirken.

¹⁷⁸Quelle: Eigene Berechnungen.

Im Fall gestiegener Erdgas- bzw. Heizölpreise werden die Importkapazitäten voll ausgelastet, den Grenzprimärenergieträger stellt ein mit Erdgas- oder Heizöl betriebenes Kraftwerk der Region Italien. Die Importe aus Regionen, in denen Steinkohle den Grenzprimärenergieträger stellt, stehen bei gestiegenen Preisen für Erdgas- bzw. Heizöl so weit unten in der Grenzkostenkurve der Region Italien, daß eine Veränderung der Steinkohlepreise zwar die Importe verteuert, jedoch keinen Einfluß auf die Grenzkosten der Region Italien und damit den Preis für eine Jahreslieferung Peak hat.

11 Sensitivitätsuntersuchungen der Außenhandelssalden

Nachdem im vorhergehenden Kapitel die Auswirkungen von Änderungen der Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl auf die Jahrespreise für Base- bzw. Peaklieferungen untersucht wurden, soll nun die Reaktion des physischen Außenhandels untersucht werden. Im folgenden Kapitel wird der Außenhandelssaldo einer Region als physische Größe betrachtet, monetär bewertet kann der Stromaustausch selbstverständlich andere Größen annehmen.

11.1 Grundlegendes zu den Außenhandelssalden

In den folgenden Abbildungen sind die Sensitivitätsdiagramme für die Außenhandelssalden der in GEMM abgebildeten Regionen dargestellt. Auf der X-Achse ist die Variation des Steinkohlepreises abgetragen, auf der Y-Achse die Variation der Erdgas- bzw. Heizölpreise. Auf der Z-Achse ist die Änderung des Außenhandelssaldos abgetragen. Die Veränderung der Außenhandelssalden sind in physischen Größen dermaßen dargestellt, daß eine positive Veränderung sinkende Exporte beziehungsweise steigende Importe bedeutet, eine negative Veränderung dagegen steigende Exporte beziehungsweise sinkende Importe.

11.1.1 Außenhandel Region Österreich / Schweiz

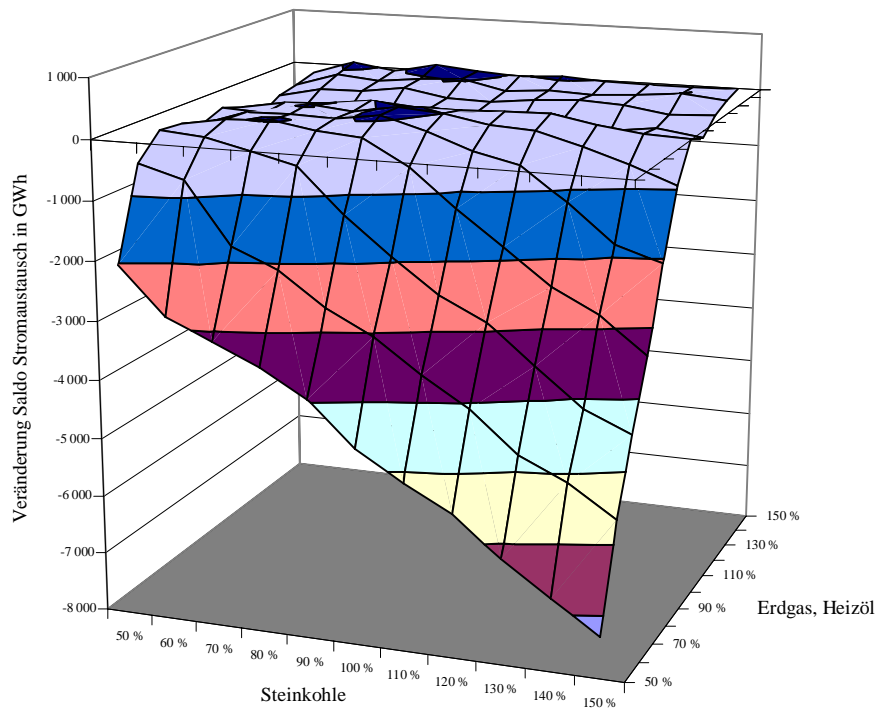


Abb. 11-1: Reaktion des Außenhandelsaldos der Region Österreich / Schweiz auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁷⁹

Eine besonders signifikante Reaktion des Außenhandelsaldos der Region Österreich / Schweiz läßt sich bei gestiegenen Steinkohle- und gesunkenen Erdgas- und Heizölpreisen feststellen, da in dieser sehr speziellen Situation der Import von in der Region Deutschland mit Steinkohle erzeugtem Strom teurer wird, wohingegen die noch nicht ausgelasteten erdgas- und heizölbeheizten Kraftwerkskapazitäten in der Region Österreich / Schweiz günstiger werden.

¹⁷⁹Quelle: Eigene Berechnungen.

11.1.2 Außenhandel Region Belgien / Niederlande / Luxemburg

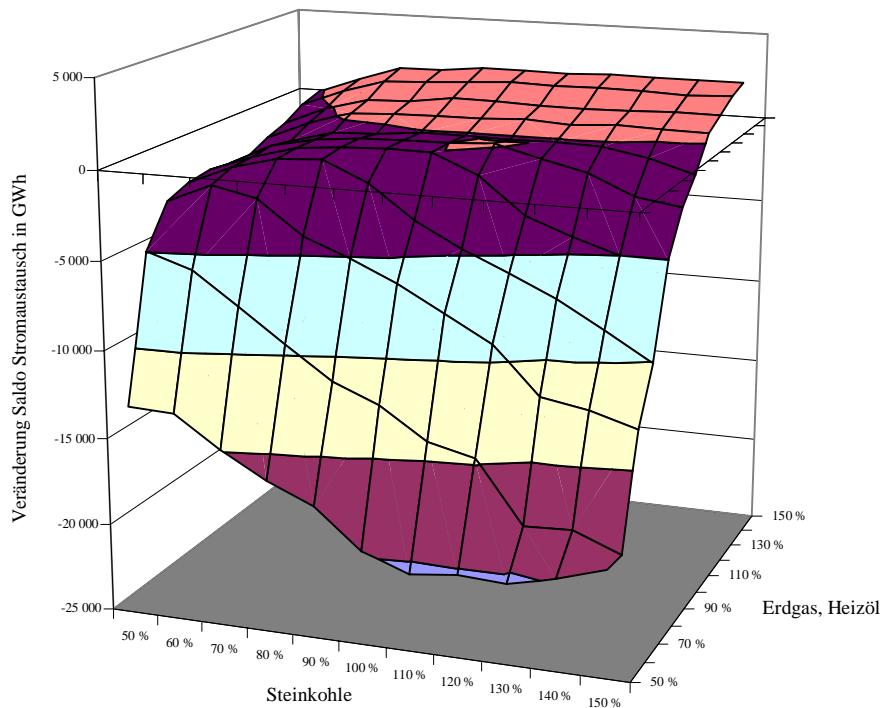


Abb. 11-2: Reaktion des Außenhandelsaldos der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁸⁰

In Abbildung 11-2 ist deutlich zu erkennen, daß der physische Außenhandelsaldo der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg bei sinkenden Preisen für Erdgas und Heizöl sinkt, d.h. daß die betrachtete Region weniger importiert bzw. mehr exportiert. Dies läßt sich darauf zurückführen, daß die Region Belgien / Niederlande / Luxemburg über einen relativ hohen Anteil erdgasbefuerter Kraftwerke verfügt. Daher werden im Ausgangsszenario große Mengen aus den Regionen Deutschland und Frankreich importiert, da diese Regionen mit ihrem hohen Anteil an Kernenergie bzw. Steinkohle eine relativ günstigere Erzeugungsstruktur aufweisen. Bei sinkenden Erdgas- und Heizölpreisen verflacht diese Kostendifferenz zunehmend, so daß geringere Mengen importiert werden. Steigende Steinkohlepreise hingegen führen zu einer Verteuerung der Erzeugung in der Region Deutschland, so daß diese weniger in die Region Belgien / Niederlande / Luxemburg exportiert.

¹⁸⁰Quelle: Eigene Berechnungen.

11.1.3 Außenhandel Region Deutschland

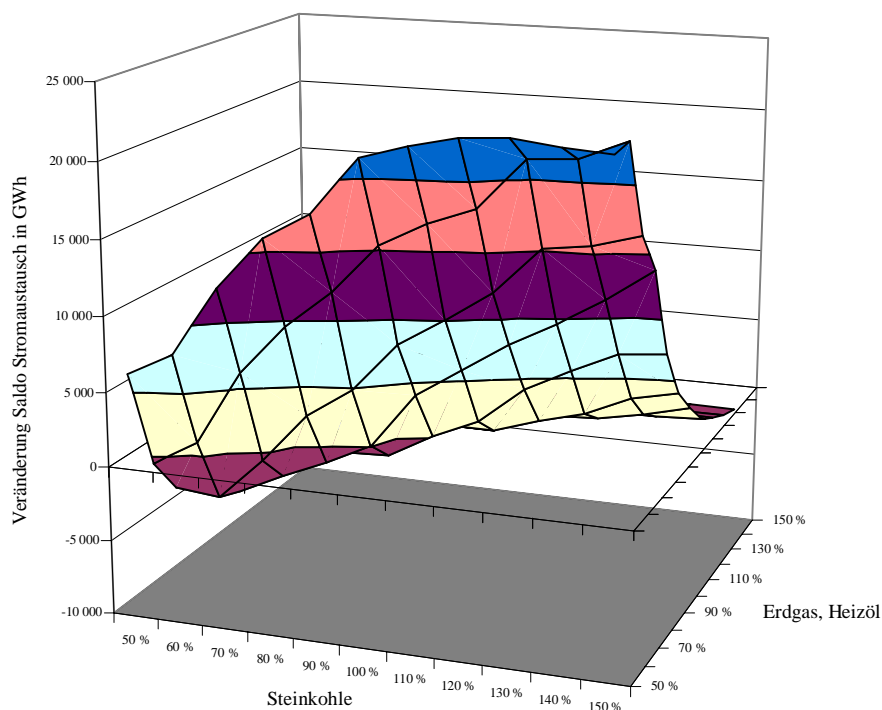


Abb. 11-3: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Deutschland auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁸¹

Der Außenhandelssaldo der Region Deutschland reagiert besonders auf gestiegene Steinkohle- und gesunkene Erdgas- bzw. Heizölpreise mit gestiegenen Importen bzw. gesunkenen Exporten. Die Veränderung des Außenhandelssaldos verhält sich damit spiegelbildlich zu dem Außenhandel der Region Belgien / Niederlande / Luxemburg. Steigende Steinkohlepreise führen genauso wie sinkende Erdgas- bzw. Heizölpreise dazu, daß das Erzeugungssystem der Region Deutschland mit seinem relativ hohen Anteil an steinkohlebefeueten Kraftwerken im Vergleich zu der Nachbarregion Belgien / Niederlande / Luxemburg an Kostenvorteilen verliert. Des weiteren führen sinkende Erdgas- bzw. Heizölpreise zu gesunkenen Importen der Region Italien aus der Region Österreich / Schweiz, was wiederum zu sinkenden Exporten der Region Deutschland in die Region Österreich / Schweiz führt. Hier wird deutlich, daß die Region Österreich / Schweiz in dem Standardszenario teilweise als Transitland genutzt wird.

¹⁸¹ Quelle: Eigene Berechnungen.

11.1.4 Außenhandel Region Spanien / Portugal

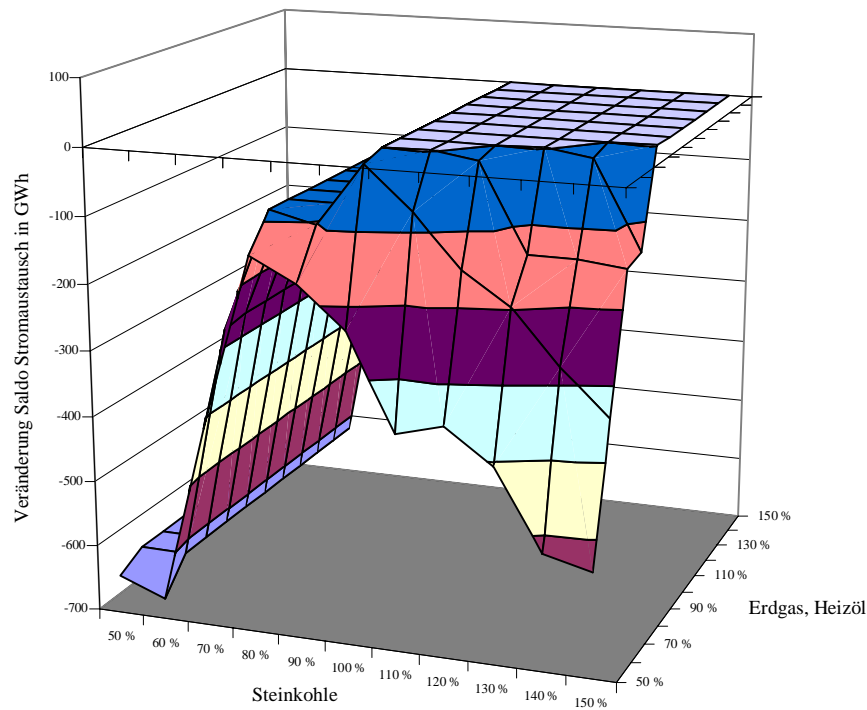


Abb. 11-4: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Spanien / Portugal auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁸²

Die in Abbildung 11-4 dargestellte Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Spanien / Portugal auf veränderte Preise für Steinkohle, Erdgas und Heizöl zeigt ein uneinheitliches Bild. Während sich der Außenhandelssaldo im Fall gestiegener Steinkohle und Erdgas- bzw. Heizölpreise überhaupt nicht verändert, importiert die Region Spanien / Portugal in allen anderen Fällen weniger als in der Ausgangssituation.

¹⁸²Quelle: Eigene Berechnungen.

11.1.5 Außenhandel Region Frankreich

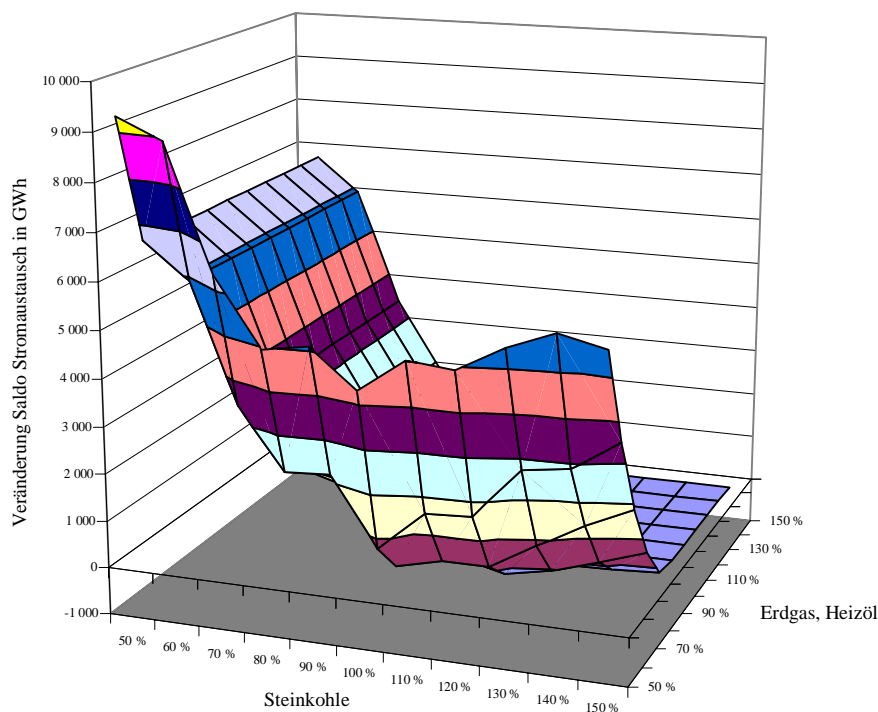


Abb. 11-5: Reaktion des Außenhandelsaldos der Region Frankreich auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁸³

In Abbildung 11-5 ist deutlich zu erkennen, daß der physische Außenhandelsaldo der Region Frankreich bei sinkenden Preisen für Erdgas und Heizöl steigt, d.h. daß die betrachtete Region weniger exportiert. Dies läßt sich darauf zurückführen, daß die Region Frankreich mit einem sehr hohen Anteil an kostengünstiger Kernenergie der europaweit größte Exporteur ist. Im Falle sinkender Steinkohle-, Erdgas- oder Heizölpreise verschwindet der relative Kostenvorteil der französischen Kernkraftwerke, wodurch die exportierten Mengen vor allem in die Regionen Belgien / Niederlande / Luxemburg sowie Deutschland sinken. Nur im Fall gestiegener Steinkohlepreise und gestiegener Erdgas- bzw. Heizölpreise exportiert die Region Frankreich mehr, vor allem in die Region Belgien / Niederlande / Luxemburg.

¹⁸³Quelle: Eigene Berechnungen.

11.1.6 Außenhandel Region Italien

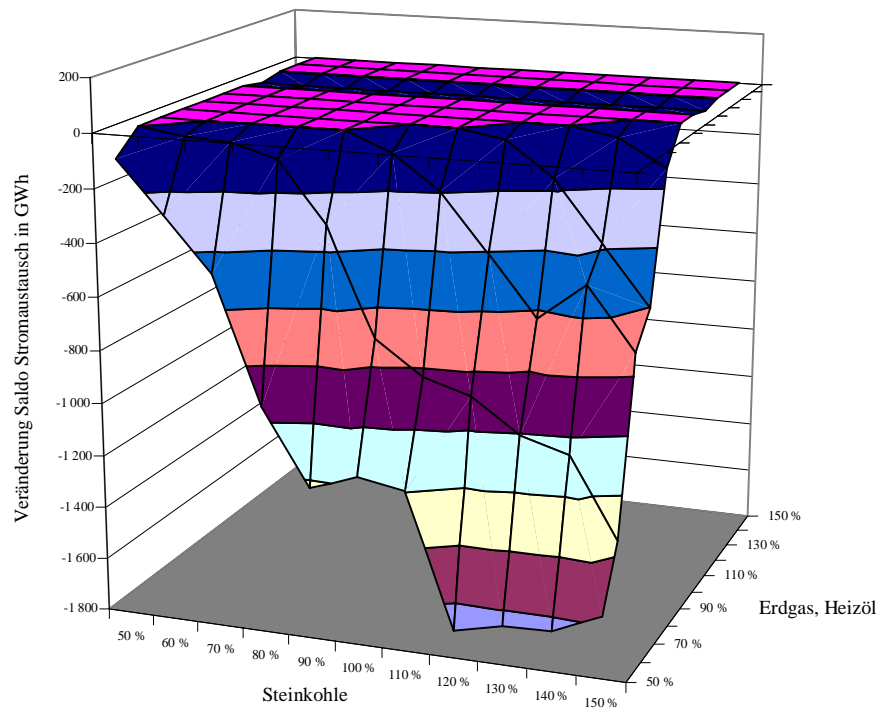


Abb. 11-6: Reaktion des Außenhandelssaldos der Region Italien auf veränderte Preise für Erdgas, Heizöl und Steinkohle¹⁸⁴

Anhand von Abbildung 11-6 läßt sich erkennen, daß die Transmissionskapazitäten nach Italien im Standardszenario schon voll ausgelastet sind, nur so läßt es sich erklären, daß diese Region keinerlei Reaktion auf gestiegene Preise für Erdgas- bzw. Heizöl zeigt, obwohl in den Nachbarregionen zumindest zu Zeiten geringerer Nachfrage noch Kraftwerkskapazitäten mit geringeren variablen Kosten frei wären. Nur auf die Kombination gesteigerter Steinkohlepreise und gesunkener Erdgas- bzw. Heizölpreise zeigt der Außenhandelssaldo der Region Italien eine nennenswerte Reaktion. In diesem Fall wird der in einheimischen, mit Erdgas und Heizöl befeuerten Kraftwerke im Vergleich zu dem über die Region Österreich / Schweiz aus Deutschland importierten und mit Steinkohle erzeugten Strom günstiger, dies führt zu einer Verringerung der Importe.

¹⁸⁴Quelle: Eigene Berechnungen.

11.2 Zusammenfassung

Bei der Betrachtung der Reaktion der Außenhandelssalden auf Veränderungen der Preise der Energieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl hat sich gezeigt, wie eng die Erzeugungssysteme unterschiedlicher europäischer Regionen miteinander verwoben sind und welche zentrale Rolle die beiden größten Erzeugungssysteme, die der Regionen Deutschland und Frankreich, spielen. Obwohl das Erzeugungssystem der Region Frankreich über Kernkraftwerkskapazitäten in Höhe von knapp 64 GW verfügt, reagiert es auf Preisänderungen der Energieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl in fast demselben Ausmaß wie seine Nachbarregionen.

12 Zusammenfassung

Mit der am 19. Februar 1997 in Kraft getretenen Binnenmarkt-Richtlinie-Strom haben sich die Rahmenbedingungen für die Elektrizitätswirtschaft in den Staaten der Europäischen Union grundlegend gewandelt. Aus einem zuvor in den meisten Ländern durch staatliche Regulierungen geprägten Markt, in dem die Produzenten und Verteiler von Elektrizität innerhalb gegeneinander abgegrenzter Gebiete eine monopolartige Stellung besaßen, ist ein Wettbewerbsmarkt geworden. Auf den in Folge der Liberalisierung entstandenen und nicht zuletzt durch das Eintreten neuer Marktteilnehmer zunehmend an Liquidität gewinnenden europäischen Großhandelsmärkten für Strom, die enge Interdependenzen miteinander aufweisen, bilden sich nun Marktpreise für verschiedene Stromprodukte.

Einer der Faktoren, die einen erheblichen Einfluß auf die Großhandelspreise für Elektrizität ausüben, sind die Grenzkosten der Erzeugung, diese werden durch die variablen Kosten der teuersten zum betrachteten Zeitpunkt eingesetzten Produktionstechnik bestimmt. Die variablen Kosten der Stromerzeugung werden vor allem durch die Kosten der zur Produktion eingesetzten Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdöl und Erdgas bestimmt, so daß davon auszugehen ist, daß ein enger Zusammenhang zwischen den Marktpreisen für Elektrizität und den Marktpreisen der zu Produktion eingesetzten Energieträger besteht. Eine Quantifizierung dieser Zusammenhänge ist auf Basis der Analyse historischer Daten nicht möglich, liquide Märkte für Strom mit einem repräsentativen Marktpreis existieren noch nicht lange genug, um für eine Zeitreihenanalyse ausreichende Daten bereitzustellen.

Das in dieser Arbeit vorgestellte German Electricity Market Modell (GEMM) wurde entwickelt, um eine Analyse der Interdependenzen zwischen Primärenergiemärkten und Elektrizitätsmärkten auf fundamentaler Basis zu ermöglichen. Um die Einsatzmöglichkeiten von GEMM zu demonstrieren, wurde eine Sensitivitätsuntersuchung durchgeführt, in dem die Parameter Steinkohle-, Erdgas- und Heizölpreis schrittweise variiert wurden.

Die Ergebnisse der in den Kapiteln 9, 10 und 11 durchgeführten Modellrechnungen zeigen den erheblichen Einfluß, den Schwankungen der Weltmarktpreise für die Energieträger Steinkohle, Erdgas und Heizöl auf die Grenzkosten der Stromerzeugung in den europäischen Kraftwerksparks und damit den Großhandelspreis haben können. Auch die Außenhandelsströme zwischen den einzelnen abgebildeten Regionen weisen teils erhebliche Reaktionen auf veränderte Preise der obengenannten Energieträger aus.

12.1 Andere mögliche Modellanwendungen

In diesem Abschnitt soll darauf eingegangen werden, wie das Modell GEMM in einem übergeordneten Kontext verwendet werden könnte, um einen Beitrag zur Analyse längerfristiger Entwicklungen in der Energiewirtschaft zu leisten.

Andere mögliche Anwendungsbeispiele des Modells GEMM bestünden in der Evaluierung von Auswirkungen verschiedener Kernenergieausstiegsszenarien, einer Veränderung der Transmissionskapazitäten zwischen verschiedenen Regionen oder der Integration anderer Regionen zum Beispiel in Osteuropa in den europäischen Elektrizitätsmarkt.

An dieser Stelle soll jedoch nochmals darauf hingewiesen werden, daß die Kraftwerksparks und die Endnachfrage der unterschiedlichen Regionen sowie die Transmissionskapazitäten zwischen den einzelnen im Modell abgebildeten Regionen genauso exogen vorgegeben werden wie der Energieaustausch mit modellexogenen Regionen. Während in anderen energiewirtschaftlichen Modellen zum Beispiel die Entwicklung der Kraftwerksparks oder der Nachfrage über einen längeren Zeitraum hinweg simuliert werden kann, ist das in dieser Arbeit vorgestellte Modell GEMM auf die Analyse kürzerer Zeiträume, innerhalb derer sich der Kraftwerksbestand nicht ändert, ausgelegt. Der größere Detaillierungsgrad des Modells GEMM wird damit durch eine Beschränkung des Zeithorizontes erkauft.

Sollen also zum Beispiel die Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs auf die Preise oder den Außenhandel der Region Deutschland untersucht werden, so kann dies nur in Kombination mit einem anderen Modell geschehen, welches die für GEMM notwendigen Inputdaten bezüglich der Veränderung der Kraftwerksparks liefert. Der Vergleich mit einer Landkarte und einem Stadtplan hilft, die besonderen Charakteristika unterschiedlicher Modelle anschaulich darzustellen: Ein Modell, welches die Entwicklung der Kraftwerksparks über einen längeren Zeitverlauf simuliert, entspricht einer Landkarte, mit deren Hilfe eine bestimmte Stadt gefunden werden kann, ist diese Stadt erreicht, benötigt man einen Stadtplan, um sich in ihr zurechtzufinden. Dieser Stadtplan läßt sich mit dem Modell GEMM vergleichen.

Die in einem Modell mit endogenem Kraftwerkspark, endogenen Transmissionskapazitäten oder endogener Nachfrage betrachteten Größen sind auf Grund der unterschiedlichen Zielsetzung andere als in einem Modell wie GEMM, in dem die erwähnten Größen exogen vorgegeben werden. So spielen zum Beispiel in einem Modell, welches zum Ziel hat, die

Entwicklung des Kraftwerksparks über einen Zeitraum von 20 oder 30 Jahren zu simulieren, die Fixkosten neu zu errichtender Kraftwerke eine entscheidende Rolle, genauso wie gegenwärtige und zukünftige mögliche Förderungen und Subventionierungen bestimmter Formen der Energieerzeugung wie zum Beispiel regenerativer Energien oder der Kraft-Wärme-Kopplung. Politische Vorgaben wie zum Beispiel eine Begrenzung der Betriebsjahre von Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland spielen eine ebenso wichtige Rolle wie der technische Fortschritt, der sich in Effizienzsteigerungen bereits bekannter Formen der Stromerzeugung¹⁸⁵ oder in der Einführung neuer Techniken manifestieren kann.

Da in GEMM nur über den begrenzten Zeitraum eines Jahres gerechnet wird, kann die Nachfrage exogen vorgegeben und als preisunelastisch betrachtet werden. Die Nachfrage nach elektrischer Energie stellt eine abgeleitete Nachfrage dar, zur Umwandlung von elektrischer Energie in die eigentlich zu Grunde liegende Nachfrage nach Kraft, Wärme oder Licht sind Energieumwandlungsgeräte notwendig.¹⁸⁶ Da diese Energieumwandlungsgeräte häufig Investitionen darstellen, deren Fixkosten in Relation zu den laufenden Kosten für den Energieinput recht hoch sind, ist davon auszugehen, daß eine Reaktion des Endverbrauchs auf die Strompreise kurzfristig zwar äußerst gering ist, langfristig jedoch von einem deutlich negativen Zusammenhang zwischen Strompreis und Endnachfrage ausgegangen werden kann. Über einen längeren Zeitraum werden Energieumwandlungsgeräte ersetzt, so daß eine sukzessive Reaktion des Stromverbrauchs auf die Preise für elektrische Energie wahrscheinlich erscheint. In einem Modell, daß einen längeren Zeitraum abdeckt, kann also auch die in GEMM getroffene Annahme einer vollkommen preisunelastischen Nachfrage nicht aufrechterhalten werden.

Die Stärke des Modells GEMM liegt in seinem hohen Detaillierungsgrad mit 288 Zeitschritten, mit Hilfe derer die zeitliche Struktur der Energienachfrage im Verlauf eines Jahres gut beschrieben werden kann. Bei einer Anzahl von 6 abgebildeten Regionen im Modell ergeben sich 6 mal 288 unterschiedliche Nachfragepunkte, dies sind 1728 Punkte, in denen der Kraftwerkseinsatz optimiert werden muß. Existieren in jeder Region 20 Kraftwerkstypen, so müssen allein zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes 34560 Variablen bestimmt werden. Anhand dieser Zahlen wird deutlich, daß ein Modell, welches in derart detaillierter Auflösung über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr rechnen soll, auf Probleme bei der praktischen Umset-

¹⁸⁵ An dieser Stelle sei auf Abschnitt 5.4.3 verwiesen, in dem die Verbesserung der Wirkungsgrade thermischer Kraftwerke beschrieben wird.

¹⁸⁶ Vgl. Abschnitt 6.1

zung stoßen wird, wenn der Modellierer nicht über außergewöhnlich hohe Rechnerkapazitäten verfügt.

Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß zum Erstellen von Szenarien, die sich auf einen längeren Zeitraum beziehen, der Einsatz eines anderen Modells nötig ist, um die für GEMM nötigen Rahmendaten bezüglich der Kraftwerksparks, der Nachfrage und der Transmissionskapazitäten zur Verfügung zu stellen. GEMM kann anschließend einen Beitrag dazu leisten, die Ergebnisse eines derartigen Modells zu verfeinern und auf einen kleineren Zeitraum herunterzuberechnen.

12.2 Verbesserungsmöglichkeiten des Modells

Mögliche Verbesserungen des Modells GEMM wären im methodischen Bereich sowie bei dem Detaillierungsgrad der Abbildung möglich. Die in GEMM verwendete mikroökonomische Annahme, daß sich die Marktpreise für elektrische Energie auf Basis der Grenzkosten bilden, ist sicherlich kritisch zu betrachten. Die Grenzkosten können zwar Anhaltspunkte für das ungefähre Preisniveau in Märkten mit einer hohen Wettbewerbsintensität bieten, doch andere Mechanismen können dazu führen, daß sich die Marktpreise weit von den Grenzkosten entfernen. Um die idealisierende Annahme grenzkostenbasierter Marktpreise zu relativieren und GEMM realitätsnäher zu gestalten, könnte zum Beispiel das strategische Verhalten einzelner Marktteilnehmer in das Modell integriert werden.¹⁸⁷

Die Modellergebnisse könnten ebenfalls durch eine detailliertere Modellierung verbessert werden. So könnte zum Beispiel die Anzahl der Regionen oder der abgebildeten Kraftwerke erhöht werden. Auch eine detailliertere Abbildung der Nachfrage im Stundenraster mit eventueller Berücksichtigung der Wochentage würde zu einer Verbesserung der Modellergebnisse führen. Voraussetzung für eine Erhöhung des Detaillierungsgrades ist jedoch der Einsatz entsprechender Hardware- und Softwareressourcen. Die Annahme exogen vorgegebener Kraftwerksparks und Transmissionskapazitäten beschränkt den zeitlichen Horizont, über den das Modell GEMM eingesetzt werden kann, eine Endogenisierung dieser Größen würde allerdings auf Grund der begrenzten Rechenressourcen zwangsläufig dazu führen, den Detaillierungsgrad der Abbildung mit 288 Zeitschritten pro Jahr verlassen zu müssen.

¹⁸⁷ So untersuchen Kemfert / Tol das Verhalten der Akteure auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt in ihrem LEMI (Liberalised Energy Market Investigations) Model unter Annahme einer oligopolistischen Marktstruktur, verzichten dabei aber auf die in GEMM erfolgte detailgetreue Modellierung der Nachfrage (Kemfert / Tol (2000)).

12.3 Abschließende Bemerkungen

Die europaweite Liberalisierung der Strommärkte hat dazu geführt, daß im Rahmen der Energieplanung Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einen neuen Stellenwert bekommen. Eine der zu berücksichtigenden Unsicherheiten betrifft die Entwicklung der Strompreise auf der Großhandelsebene, eine fundamentale Modellierung der Preisbildungsmechanismen kann dabei helfen, ein Verständnis der preisbeeinflussenden Faktoren zu gewinnen. In einem funktionierenden wettbewerblichen System sind die Grenzkosten der Produktion eine wichtige Determinante des Marktpreises, unter bestimmten theoretischen mikroökonomischen Annahmen bildet sich der markträumende Preis auf Basis der Grenzkosten.

Mit Hilfe des Modells GEMM wurde der Versuch unternommen, die Charakteristika des Stromhandels im liberalisierten europäischen Markt aufzuzeigen und die Grenzkosten der Stromerzeugung auf dem deutschen Strommarkt unter verschiedenen Voraussetzungen zu modellieren. Die Mechanismen auf dem Strommarkt in Deutschland und den für den Stromhandel wichtigen europäischen Handelspartnern wurden zu diesem Zweck unter Zuhilfenahme verschiedener Vereinfachungen technischer und ökonomischer Art in ein lineares Optimierungsproblem übersetzt. Auch wenn die quantitativ erzielbaren Ergebnisse aufgrund unerläßlicher Vereinfachungen sowie der unsicheren Datenlage mit Vorsicht zu betrachten sind, so rechtfertigt der qualitative Zugewinn an Systemverständnis die Modellierung eines Systems.

Literaturverzeichnis

Alpen Adria Power Exchange (AAPEX)

<http://www.aapex.at>, 2001

Amsterdam Power Exchange (APX)

<http://www.apx.nl>, 2001

Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften

Richtlinie 96/92/EC des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Nr. L27, 1996

ATEL

Swiss Electricity Price Index (SWEP)

<http://www.atel.ch>, 2001

BDI, VDEW, VIK

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie

Essen, 1999

Beeman, E.

From Cathedrals to Bazaars: Europe's New Trading Platforms

CERA Private Report, Cambridge, USA, 2001

Bergschneider, C. et al.

Risikomanagement im Energiehandel

Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 1999

Blanco, C.; Soronow, D. [1]

Energy Price Processes - Energy Price Processes Used for Derivatives Pricing and Risk Management

in: *Commodities Now*, März 2001, S. 74 - 79

Blanco, C.; Soronow, D. [2]

Mean Reverting Processes - Energy Price Processes Used for Derivatives Pricing and Risk Management

in: *Commodities Now*, Juni 2001, S. 68 - 72

BMWI (Hrsg.) [1]

Energiedaten 2000

BMWI, Berlin, 2000

BMWI (Hrsg.) [2]

Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt

BMWI, Berlin, 1999

BMWI (Hrsg.) [3]

Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich

BMWI, Berlin, 1999

BMWI (Hrsg.) [4]

Meldung vom 04.05.2001

http://bundesregierung.de/top/dokumente/artikel/ix_38850.htm, 2001

BMWI (Hrsg.) [5]

Erdgasdaten

BMWI, Berlin, 2000

Bohley, P.

Statistik - Einführendes Lehrbuch für Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler

5. Auflage, Oldenbourg, München, 1992

Bräuer, W.

Wettbewerb in der Versorgungswirtschaft und seine Auswirkungen auf kommunale Querverbundunternehmen

Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 1997

Brooke, A. et al.

GAMS Language Guide

GAMS Development Corporation, Washington, 1998

Brunekreeft, G.; Keller, K.

The Electricity Supply Industry in Germany: Market Power or Power of the Market ?

Proceedings of the Annual European Energy Conference 2000, Bergen, 2000

Burger, K.

Risk Management in der Energiewirtschaft

Gabler Verlag, Wiesbaden, 1998

Bundesgesetzblatt [1]

Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Koppelung

Bonn, 2000

Bundesgesetzblatt [2]

Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts

Bonn, 1998

Bundesgesetzblatt [3]

Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)

Bonn, 2000

Cervigon, J.; Villalba, D.

Market Power in a Centralized Electric Generation Market

Proceedings of the Annual European Energy Conference 2000, Bergen, 2000

Davies, J.; Riechmann, C.

Market Power in the German Electricity Market ?

Proceedings of the Annual European Energy Conference 2000, Bergen, 2000

Deutsche Bank Research (Hrsg.)

Energiewirtschaft im Umbruch

Deutsche Bank Research, Frankfurt am Main, 1998

Deutscher Braunkohlen-Industrieverein e.V. (DEBRIV)

Unternehmen

<http://www.braunkohle.de/deutsch/medien/grafiken/grafik03.pdf>, 2000

Deutsche Verbundgesellschaft (DVG)

Diverse Meldungen

<http://www.dvg-heidelberg.de>, 1999-2001

Drasdo, P.

Konzentration und Wettbewerb in der deutschen Energiewirtschaft

Oldenbourg Verlag, München, 1997

Earle, Robert L.

Demand Elasticity in the California Power Exchange Day-Ahead Market

in: the Electricity Journal 13 - 8, Elsevier Science Inc., New York, 2000, S. 59-65

Electricity Association

http://www.electricity.org.uk/inds_fr.html, 2001

Energy Information Administration (EIA)

Coal Prices 1949-1999

<http://www.eia.doe.gov>

EC Directorate General XVII

Guide to the Electricity Directive

<http://europa.eu.int/en/comm/dg17/elec/memor.html>, 1999

Ellwanger, N.; Dudenhausen, R.

Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen

in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 8/1998, S. 501-505

EJC Energy (Hrsg.)

Electricity Trading in Europe

EJC Energy, London, 1999

European Energy Exchange (EEX)

Marktdaten

http://www.eex.de/content/de_index.html, 2001

European Transmission System Operators [1] (ETSO)

Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe

<http://www.etso-net.org/media/download/ntc%20winter1999-2000.pdf>, 2000

European Transmission System Operators [2] (ETSO)

Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets

<http://www.etso-net.org/media/download/transfer%20capacity%20definitions.org>, 2001

Federico, G. et al.

Modellgestützte Analyse des Stromgroßhandels

in: *Wirtschaftswelt Energie* Juli/August 2000

Fischedick, M.

Vom Würfel zum Energiemodell

in: Langniß, O.; Pehnt, M. (Hrsg.): *Energie im Wandel*, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2001

Forum

Wesentliche Rahmendaten, Modellexperiment II

http://www.ier.uni-stuttgart.de/extern/forum/experiment/mex2/rahmen_2.html, 2000

Freidank, C.

Kostenrechnung: Einführung in die begrifflichen, theoretischen, verrechnungstechnischen sowie planungs- und kontrollorientierten Grundlagen des innerbetrieblichen Rechnungswesens

5. Auflage, Oldenbourg, München 1994

Glückauf GmbH (Hrsg.)

Jahrbuch 2000 Bergbau, Erdöl und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz

Verlag Glückauf GmbH, Essen, 1999

gastarife-online.de

Branchenreport: Erdgas im Energiemarkt

<http://www.gastarife-online.de>

Gottlieb, J.

The Development of Coal Futures

in: Fusaro, P. (Hrsg.): *Energy Risk Management*; McGraw-Hill, New York, 1997,

S. 119-132

Grobbe, C.

Competition in Electricity Generation in Germany and Neighboring Countries from a System Dynamics Perspective

Peter Lang, Frankfurt am Main, 1999

Groscurth, H. et al.

Erneuerbare Energien im liberalisierten Markt

in: *Elektrizitätswirtschaft*, 99-24, Köln, 2000, S. 26-32

Gruß, H.

Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1999)

in *ZfE* 1/2000, Köln, 2000, S. 1-38

Hanselmann, M.

Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen

IER, Stuttgart, 1996

Hansmann, F.

Einführung in die Systemforschung: Methodik der modellgestützten Entscheidungsvorbereitung

3. Auflage, Oldenbourg, München, 1987

Haubrich, H. et al.

Verteilung und Speicherung elektrischer Energie

IKARUS-Bericht Nr. 4-13, Jülich, 1995

Heithoff, J.; Otto, K.

Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa

in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 10/2000, S. 726-729

Henning, D.

Optimisation of Local and National Energy Systems

Linköping, 1999

Hensing, I.

Terminmärkte als Form internationalen Rohstoffhandels - dargestellt am Beispiel von Mineralöl und Erdgas

LIT-Verlag, Münster, 1994

Hoster, F.

Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft

R. Oldenbourg Verlag, München, 1996

Hull, J.

Options, Futures and Other Derivatives

Prentice Hall, New York, 1998

International Energy Agency (IEA)

Competition in Electricity Markets

OECD/IEA, Paris, 2001

International Federation of Industrial Energy Consumers (IFIIEC)

Concentration and Competition of Power Generators - The Herfindahl-Hirschmann Index

<http://www.ifiec-europe.be/Elec6.htm>, 2000

Kaluza, P.

Stromhandel und Verbändevereinbarung II - Internationale Aspekt

Vortrag auf der E-World of Energy, Essen, 14.02.2001

Kempfert, C.; Tol, R.

The Liberalisation of the German Electricity Market -Modelling an Oligopolistic Structure by a Computational Game Theoretic Modelling Tool

Volkswirtschaftliche Reihe des Instituts für Volkswirtschaftslehre I an der Universität Oldenburg, Oldenburg, 2000

Kollberg, J. et al.

Relating Risk Management Strategy to Modelling Uncertainties in the Nordic Power Markets

in: Jameson, R. (Hrsg): Energy Modelling and the Management of Uncertainty
Risk Books, London, 1999, S. 135-152

Kramer, N.; Hufendiek, K.

Preisprognose im liberalisierten Strommarkt

in: VDI-Berichte 1508, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1999, S. 219-227

Kreuzberg, M. [1]

Spotpreise und Handelsflüsse auf dem europäischen Strommarkt - Analyse und Simulation

in: ZfE 1/99, Köln, 1999, S. 43-63

Kreuzberg, M. [2]

Eudis - Forecasting Spot Prices for the European Power Market

EWI Working Paper 98/2, Köln, 1998

Kugeler, K. et al.

Entwicklungen der Wirkungsgrade und Perspektiven fossiler und nuklearer Kraftwerke

in: VDI-Berichte 1495, Tagungsband: Entwicklungslinien in der Energie- und Kraftwerkstechnik, VDI-Verlag, Essen, 1999, S. 45-66

Kugeler, K.; Phlippen, P.

Energietechnik

Springer-Verlag, Berlin, 1990

Labys, W.

Modelling Mineral and Energy Markets

Kluwer Academic Publishers, Norwell, 1999

Laker, M.; Herr, S.

Strom-Pricing im Wettbewerb - Von der Kosten-Plus zur marktfähigen Preispolitik

in: Elektrizitätswirtschaft, 98 - 14, Köln, 1998

Lanigan, S.

European Energy Market Developments

in: Fusaro, P. (Hrsg.): Energy Risk Management, McGraw-Hill, New York, 1997,

S. 37-52

Laufen, R.

Kraftwerke

Springer-Verlag, Berlin, 1984

Littgert, K.

Optimierung

Springer-Verlag, Berlin, 1992

Leipzig Power Exchange (LPX)

Marktdaten

http://www.lpx.de/info_center/downloads/index.asp, 2001

Lux, R.; Kramer, N.

Bewertung komplexer Assets in der Stromwirtschaft

in: VDI-Berichte 1627, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2001, S. 73-83

Lux, R. et al

Komplexe Verträge - Wert und Risiko

in: Marktplatz Energie, Februar 2001, Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching, 2001, S. 47-56

Mo, B.; Gjelsvik, A.

Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management

SINTEF Energy Research, Trondheim, 2000

Murphy, J.

Technische Analyse der Terminmärkte

Verlag Hoppenstedt & Co, Darmstadt, 1991

Nießen, S. [1]

Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt

Klinkenberg Verlag, Aachen, 1998

Nießen, S. [2]

Marktmodelle für die Kraftwerkseinsatzplanung im Wettbewerb

Jahresbericht des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH

Aachen, Verlag der Augustiner-Buchhandlung, Aachen, 1997, S. 125-134

Nordpool

<http://www.nordpool.no>

Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie (GEMIS)

Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme 4.0

www.oeko-institut.org/indexb.html, 2000

Ortjohann, E.

Mathematisches Modell und Verfahren zur langfristigen Einsatzplanung thermischer

Kraftwerkssysteme unter Berücksichtigung des Energiefremdbezuges aus dem Verbund-
netz

VDI-Verlag, Düsseldorf, 1989

Pacific Exchange Rate Service (PERS)

Exchange Rate DEM/USD

<http://blacktusk.commerce.ubc.ca/cgi-bin.fxdata>, 2001

Pavlovic, M.

Systemanalyse internationaler Hopfenwirtschaft

Verlag Dr. Kovac, Hamburg, 1997

Pilipovic, D.

Energy Risk

McGraw-Hill, New York, 1998

Pindyck, R.

The Dynamics of Commodity Spot and Futures Markets: A Primer

in: The Energy Journal 22 - 3, International Association for Energy Economics, Cleveland, 2001, S. 1-29

PreussenElektra

Central European Power Index (CEPI)

<http://www.preussenelektra.de>

Roche, J.

Forecasting Commodity Markets

Probus Publishing Company, London, 1995

Scherrer, G.

Kostenrechnung

3. Auflage, Lucius & Lucius, Stuttgart, 1999

Schiffer, H. [1]

Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland

6. Auflage, Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1997

Schiffer, H. [2]

Deutscher Energiemarkt 2000

in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2001 - 3, Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft mbH, Essen, 2000, S. 106 - 120

Schroeder, M.

MonteCarlo-Simulation für den Energiemarkt

in: Marktplatz Energie, Juli 2000, Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching, 2000, S. 34-39

Schulz, G.

Preisbildung in der Energiewirtschaft

etv, Essen, 1996

Scott, T.; Read, E.

Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market

University of Canterbury, Canterbury, 2000

Statistisches Bundesamt

Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung: Kraftwerksleistung und Netzbelastung

Auf Anfrage vom Statistischen Bundesamt, 2000

Trauth, R.

Strompreisprognosemodelle - Ein Hilfsmittel im strategischen Risikomanagement ?

in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 - 26, 2000, S. 28-34

UCPTE [1]

Statistisches Jahrbuch UCPTE 1997

http://www.ucpte.org/publikationen/deutsch/default_pub_d.htm, 2000

UCPTE [2]

Load Curves of UCPTE Member Countries 1998

Auf Anfrage erhalten, 2000

UNIPEDA [1]

Electricity Statistics 1997

<http://www.unipede.org>, 2001

UNIPEDA [2]

Programmes and prospects for the European Electricity Sector (1999)

<http://www.unipede.org>, 2001

U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission

Horizontal Merger Guidelines

http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/hmg1.html, 2001

Varian, H.

Intermediate Microeconomics

2nd Edition, W.W. Norton & Company, New York, London, 1990

VDEW [1]

VDEW-Statistik Betriebsmittel

VDEW, Frankfurt am Main, 1997

VDEW [2]

Länderberichte

<http://www.strom.de>, 1999-2001

VIK

Energiepreise und Notierungen

<http://www.vik-online.de/infocenter/energiepreise/energiepreise-inhalt.html>, 2001

Vögele, S.

Diogenes - Ein gesamtwirtschaftliches Modell zur Analyse von Energie- und Umweltpolitiken

Berichte des Forschungszentrums Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH, 2000

Voß, A.; Kramer, N.

Risikomanagement im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

in: Dörner, Horvath, Kagermann (Hrsg.): Handbuch Risiko-, Früherkennungs- und Überwachungsmanagement, Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart, 2000, S. 569-588

Voß, A.

Erfahrungen, Grenzen und Nutzen von Energiemodellen

in: Molt, S; Fahl, U. (Hrsg.): Energiemodelle in der Bundesrepublik Deutschland - Stand der Entwicklung (Proceedings eines Workshops), Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, 1996, S. 1-11

Waffel, H.

Szenarien für den Europäischen Stromhandelsmarkt

Vortrag auf der E-World of Energy, Essen, 2001

Wagner, A.

Mikroökonomie

4. Auflage, Lucius & Lucius, Stuttgart, 1997

Wagner, E.

Nutzung erneuerbarer Energien durch die Elektrizitätswirtschaft, Stand 1999

in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 - 24, 2000, S. 10-24

Weinhardt, C.; Zuber, P.

A competition-model for the electricity sector: from an or approach to multi-agent system

in: Proceedings Workshop Agent-Based Simulation am 2./3. Mai 2000 in Passau, 2000

Zander, W. et al.

Strombeschaffung im liberalisierten Energiemarkt

Fachverlag Deutscher Wirtschaftsdienst, Köln, 2000

Zwigart, T.

Erhalt großer Laufwasserkraftwerke

in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 - 24, 2000, S. 79-81

Anhang: Modellierung

Um dem Leser ein besseres Verständnis des Modells GEMM zu ermöglichen, wird im folgenden der GAMS-Code des Vorgängermodells (kurz: GAMS-Modell) detailliert beschrieben, da die in der Arbeit verwendete Endversion von GEMM auf Basis eines Xpress-Solvers erstellt wurde (kurz: Xpress-Modell), bei dem ein direkter Zugriff auf den Sourcecode nicht möglich ist. Beide Modelle sind nahezu identisch aufgebaut, Unterschiede gibt es bei der Erfassung der Zeitschritte und der Modellierung der hydraulischen Tagesspeicher. Während im GAMS-Modell die typischen Werktage und Wochenenden als durchgehende Zeitreihe dargestellt werden können, wird im Xpress-Modell jeweils ein typischer Werktag und ein typischer Wochenendtag für jeden Monat gerechnet und anschließend mit seiner Häufigkeit gewichtet. Die im GAMS-Modell integrierten Tagesspeicher existieren auf Grund von Problemen mit der Rechenzeit im Xpress-Modell nicht, sie werden in folgender Darstellung trotzdem behandelt, um dem Leser ein möglichst vollständiges Bild der potentiellen Möglichkeiten der Modellierung zu ermöglichen und eine Hilfestellung für eventuelle Nachfolgemodelle zu bieten.

Um zu einer leichteren Verständlichkeit des Modells beizutragen, werden in der folgenden Modellbeschreibung nur 3 Kraftwerkstypen, 3 Regionen und 3 Zeitschritte abgebildet, in Abhängigkeit von dem zur Verfügung stehenden Solver sowie den verfügbaren Rechenzeiten können diese natürlich beliebig erweitert werden. Die Inputdaten sowie die Ergebnisse des hier vorgestellten Beispielmodells sind aufgeführt, um einen Einblick in das Modell zu gewähren und die Plausibilität der Ergebnisse zu demonstrieren. Der im folgenden kursiv gedruckte Text entspricht dem originären GAMS-Code. Der GAMS-Code wird hier 1:1 abgebildet, daher die auf den ersten Blick für den nicht mit GAMS vertrauten Leser vielleicht etwas unübersichtlichen Satzzeichen und Querstriche in einzelnen Zeilen sowie die häufigen Zeilenwechsel.

GAMS-Code

In diesem Abschnitt wird der GAMS-Code erläutert.

sets

Sets entsprechen den später im Modell verwendeten Indizes und werden eingangs definiert.

*kwtyp / kw_01 * kw_03 /*

Das Set kwtyp bezeichnet die verschiedenen Kraftwerkstypen. Kernkraftwerke sowie die unterschiedlichen Wirkungsgradklassen der Steinkohlekraftwerke, Braunkohle, Erdgas- und Heizölkraftwerke werden mit Hilfe dieses Indizes definiert.

regio / deu, fra, spp /

Das Set regio wird verwendet, um die in diesem Beispiel verwendeten Regionen Deutschland, Frankreich und Spanien/Portugal zu definieren.

*stunde / t_01 * t_03 /*

Das Set stunde bezeichnet die zeitliche Auflösung des Modells.

alias (regio, rregio) ;

Das set rregio wird als Hilfsset verwendet und entspricht dem set regio. Das Set rregio wird benötigt, um Parameter und Variablen wie zum Beispiel die Transmissionkapazitäten, die Transmissionskosten oder die tatsächlich erfolgten Importe und Exporte darzustellen.

parameters pkosten(kwtyp)

Die im Modell verwendeten Parameter müssen definiert werden. Der Parameter pkosten bezeichnet die variablen Produktionskosten der thermischen Kraftwerke und ist als solcher vom Index kwtyp abhängig.

/

\$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\pkosten.txt

/

;

Den bereits deklarierten Parametern pkosten müssen numerische Werte zugewiesen werden. Dies erfolgt durch das Einlesen einer Textdatei pkosten.txt, die ihrerseits durch eine Excel-Datei, in der Brennstoffkosten, Wirkungsgrade sowie sonstige variable Kosten eingegeben werden, erzeugt wird¹.

table nachfrage(stunde,regio)

;

¹ Die genaue Struktur der einzelnen Inputdateien wird im Anschluß an den GAMS-Code aufgezeigt.

Die Parameter nachfrage sind von den Sets stunde und regio abhängig und werden deshalb als table, das heißt als Matrix definiert.

```

/
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\nachfrage.txt
/
;

```

Der Nachfrage werden analog zu den Produktionskosten über eine Textdatei nachfrage.txt Zahlenwerte zugewiesen.

table dkosten(regio,rregio)

Die Parameter dkosten bezeichnen die Transmissionskosten zwischen unterschiedlichen Regionen. Sie sind zweidimensional von den Regionen abhängig und werden daher als table mit den Indizes regio und rregio definiert.

```

/
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\dkosten.txt
/
;

```

Die Transmissionskosten werden über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

table dkap(regio,rregio)

Die Parameter dkap bezeichnen die Transmissionskapazitäten zwischen unterschiedlichen Regionen. Sie sind zweidimensional von den Regionen abhängig und werden daher als table mit den Indizes regio und rregio definiert.

```

/
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\dkap.txt
/
;

```

Die Transmissionskosten werden über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

table pkap(kwtyp,regio)

Die Produktionskapazitäten einzelner Kraftwerkstypen in den jeweiligen Regionen werden als pkap definiert.

/

```
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\pkap.txt
```

/

;

Die Produktionskapazitäten werden über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

parameters tsplei (regio)

Im ursprünglichen GAMS-Modell verfügte jede Region über ein hydraulisches Speicherkraftwerk, dessen Energiemenge über den Zeitraum eines Tages genutzt werden konnte. Die maximale Nettoleistung dieses Speicherkraftwerks wird als tsplei definiert.

/

```
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\tsplei.txt
```

/

;

Die maximale Leistung der Tagesspeicher wird über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

parameters tspfue (regio)

Die Tagesspeicher verfügen über eine maximale Speicherkapazität tspfue.

/

```
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\tspfue.txt
```

/

;

Die maximale Speicherkapazität der Tagesspeicher wird über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

parameters pumpmax (regio)

Die Tagesspeicher verfügen über eine maximale Pumpleistung pumpmax.


```
/
#include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\pump.txt
/
;
```

Die maximale Pumpleistung der Tagesspeicher wird über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

```
table exvek(stunde,regio)
```

Mit Hilfe des exogenen Vektors exvek wird jeder Region regio zu jedem Zeitschritt eine exogene Energiemenge zugewiesen, die sich aus industrieller Einspeisung, der Erzeugung von Laufwasserkraftwerken sowie Importen und Exporten mit modellexogenen Regionen zusammensetzt. exvek kann positive oder negative Werte annehmen.

```
$include C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Input\exvek.txt
;
```

Der exogene Vektor wird über eine Textdatei in das Modell eingelesen.

```
parameters pverfueg(stunde,regio,kwtyp)
```

```
;
```

Die Verfügbarkeit der thermischen Kraftwerke kann zeitabhängig variieren. Um die Verfügbarkeit in Abhängigkeit von Zeitschritt, Region und Kraftwerkstyp zu verändern, kann der Parameter pverfueg Werte zwischen 0 (nicht verfügbar) und 1 (zu 100% verfügbar) annehmen. Der Parameter kann über eine Textdatei eingelesen werden oder im Code selber definiert werden. In der hier beschriebenen Version wird der Parameter später auf 1 gesetzt.

```
parameters dverfueg(stunde,regio,rregio)
```

```
;
```

Analog zur Verfügbarkeit der Kraftwerke können die Transmissionskapazitäten mit Hilfe des Parameters dverfueg verändert werden.

```
parameters pkosteni(stunde,kwtyp)
```

```
;
```

Die Produktionskosten können mit Hilfe des Parameters pkostenini in Abhängigkeit vom Zeit-

schritt verändert werden.

variables

Nach Zuweisung der Parameter werden die Variablen definiert, die der Solver auf der Suche nach einer optimalen Lösung verändern kann.

erzeuther(stunde, regio, kwtyp)

Die Erzeugung der einzelnen Kraftwerkstypen in jeder Region zu jedem Zeitschritt ist als erzeuther definiert.

impo(stunde, regio, rregio)

Die Importe der Region regio aus der Region rregio im Zeitschritt stunde sind als impo definiert.

expo(stunde, regio, rregio)

Die Exporte der Region regio in die Region rregio im Zeitschritt stunde sind als expo definiert.

ahsaldo(stunde, regio)

Der Differenz zwischen Importen und Exporten der Region regio im Zeitschritt stunde ist als ahsaldo definiert.

erzeugsp(stunde, regio)

Die Erzeugung der hydraulischen Kraftwerke der Region regio im Zeitschritt stunde ist als erzeugsp definiert.

tspfstand(stunde, regio)

Die Füllstand der hydraulischen Kraftwerke der Region regio im Zeitschritt stunde ist als tspfstand definiert.

pump(stunde, regio)

Die in Region regio im Zeitschritt stunde eingesetzte Pumpenergie wird mit pump bezeichnet.

tsp(stunde, regio)

Der Nettoeinsatz der Tagesspeicher, der aus Differenz zwischen Erzeugungsmenge und Pumpmenge gebildet wird, wird als tsp bezeichnet. Diese Variable dient dazu, die Ergebnisse einfacher auswerten zu können.

gkosten;

Die über den gesamten Zeitraum anfallenden Kosten, die sich aus den variablen Kosten der thermischen Kraftwerke sowie den Kosten für Transmissionen zusammensetzen, werden als gkosten bezeichnet.

Im folgenden Programmabschnitt werden verschiedene Variablen auf eine positive Lösung beschränkt, dies sind die Erzeugung der thermischen Kraftwerke, die Importe, die Exporte, die Erzeugung der Tagesspeicher, der Füllstand der Tagesspeicher sowie die zum Pumpvorgang eingesetzte Energiemenge.

positive variable erzeuther ;

positive variable impo;

positive variable expo;

positive variable erzeutsp ;

positive variable tspfstand;

positive variable pump;

equations

Im nun folgenden Programmabschnitt werden die Gleichungen definiert, aus denen sich das Modell zusammensetzt. In der Deklaration der Gleichungen wird definiert, über welche Indizes die Gleichung läuft. Da die Gleichungen im weiteren Verlauf detailliert behandelt werden, wird hier auf eine genauere Beschreibung verzichtet.

e_cost

$e_supply(stunde, kwtyp, regio)$

$e_ahandel(stunde, regio, rregio)$

$e_ahandel1(stunde, regio)$

$e_demand(stunde, regio)$

$e_trans(stunde, regio, rregio)$

$e_tfand(stunde, regio)$

$e_tfandmax(stunde, regio)$

$e_termax(stunde, regio)$

$e_teippmax(stunde, regio)$

$e_teini1(regio)$

$e_teini2(regio)$

$e_t(stunde, regio)$

;

$pverfueg(stunde, regio, kwtyp) = 1.0;$

Die Verfügbarkeit der verschiedenen Kraftwerke in allen Zeitschritten in allen Regionen wird auf 1 gesetzt.

$dverfueg(stunde, regio, rregio) = 1.0;$

Die Verfügbarkeit der sämtlicher Transmissionskapazitäten in allen Zeitschritten wird auf 1 gesetzt. Sollen zum Beispiel die Transmissionskapazitäten von der Region Frankreich in die

Region Deutschland in Zeitschritt 2 auf die Hälfte herabgesetzt werden, müßte anschließend die Formulierung $dverfueg(2, fra, deu) = 0.5$; gewählt werden.

$$pkosteni(stunde, kwtyp) = 1.0;$$

Die Produktionskosten aller Kraftwerkstypen in allen Regionen zu allen Zeitschritten werden auf 1 gesetzt.

Der folgende Abschnitt enthält die Gleichungen, die als Kern des Modells bezeichnet werden können.

$$e_cost..gkosten=e=sum((stunde, regio, kwtyp), erzeuther(stunde, regio, kwtyp)*pkosten(kwtyp)*pkosteni(stunde, kwtyp))+sum((stunde, regio, rregio), impo(stunde, regio, rregio)*dkosten(regio, rregio));$$

In der Gleichung e_cost werden die Gesamtkosten gkosten bestimmt. In die gkosten gehen die Produktionskosten aller Kraftwerke über alle Zeitschritte stunde, Regionen regio und Kraftwerkstypen kwtyp, die sich aus der jeweils erzeugten Menge erzeuther, den variablen Kosten des jeweiligen Kraftwerkstyps pkosten, korrigiert mit dem Erzeugungskostenfaktor pkosteni, sowie die Kosten der Transmission ein. Diese setzen sich aus den jeweils importierten Mengen impo sowie den Transmissionskosten dkosten zusammen.

$$e_supply(stunde, kwtyp, regio)..erzeuther(stunde, regio, kwtyp)=l=pkap(kwtyp, regio)*pverfueg(stunde, regio, kwtyp);$$

Die Gleichung e_supply besagt, daß in jedem Zeitschritt stunde die Produktion der Kraftwerkstypen kwtyp in der Region regio kleiner sein muß als die zugewiesene Nettokapazität pkap, korrigiert um den Verfügbarkeitsfaktor pverfueg.

$$e_demand(stunde, regio)..nachfrage(stunde, regio)+sum(rregio, expo(stunde, regio, rregio))+pump(stunde, regio)=e=sum(kwtyp, erzeuther(stunde, regio, kwtyp))+sum(rregio, impo(stunde, regio, rregio))+erzeugtsp(stunde, regio)+exvek(stunde, regio);$$

Die Gleichung e_demand bestimmt das Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage, welches in jedem Zeitschritt stunde und in jeder Region regio gültig ist. Auf der linken Seite der Gleichung sind die Endnachfrage nachfrage, die Exporte der Region regio in die Regionen rregio sowie die in der Region regio zum Zeitpunkt stunde verbrauchte Pumpenergie pump zu finden, auf

der rechten Seite die Erzeugung der thermischen Kraftwerke erzeuther, die Summe der Importe impo der Region regio aus den Regionen rregio, die Erzeugung der Tagesspeicher erzeutsp sowie der exogene Vektor exvek.

$$e_termax(stunde, regio).. erzeutsp(stunde, regio) = l= tsplei(regio);$$

Die Gleichung e_termax beschränkt die Erzeugung der Tagesspeicher erzeutsp auf die maximale Leistung tsplei. Dies gilt für alle Zeitschritte stunde und alle Regionen regio.

$$e_teini1(regio).. tspfstand("t_01", regio) = e = tspfstand("t_03", regio) + (pump("t_03", regio) * 0.9) - erzeutsp("t_01", regio);$$

Die Gleichung e_teini1 initialisiert den Füllstand der Tagesspeicher im ersten Zeitschritt. Dieser soll dem Füllstand im letzten Zeitschritt entsprechen, korrigiert um die im letzten Zeitschritt gepumpte Menge und einem Wirkungsgrad von 0.9. Dieser Wirkungsgrad beschreibt die Tatsache, daß durch den Vorgang des Pumpens und anschließenden Turbinierens ein Teil der Energie verlorengeht. Mit dieser Initialisierung der Füllstände im ersten Zeitschritt wird die Tatsache in das Modell integriert, daß in der Realität über den Zeitraum eines Jahres hinaus optimiert wird.

$$e_teini2(regio).. sum(stunde, erzeutsp(stunde, regio)) = e = sum(stunde, pump(stunde, regio)) * 0.9;$$

Die Gleichung e_teini2 sorgt dafür, daß insgesamt nicht mehr aus den Tagesspeichern erzeugt werden kann, als an Pumparbeit pump, korrigiert mit einem Wirkungsgrad von 0.9, aufgewandt wurde.

$$e_tfandmax(stunde, regio).. tspfstand(stunde, regio) = l= tspfue(regio);$$

Die Gleichung e_tfindmax beschränkt den Füllstand der Tagesspeicher auf den maximal vorgegeben Wert tspfue und gilt für alle Regionen regio und Zeitschritte stunde.

$$e_tfand(stunde, regio) \$(ord(stunde) > 1).. tspfstand(stunde, regio) = e = tspfstand(stunde-1, regio) + (pump(stunde-1, regio) * 0.9) - erzeutsp(stunde, regio) ;$$

Die Gleichung e_tfind gilt für alle Zeitschritte > 1 und alle Regionen und besagt, daß der Füllstand eines Speichers am Anfang der Periode stunde dem Füllstand der Vorperiode stunde-1, korrigiert um die in der Vorperiode gepumpte Menge pump und dem Wirkungsgrad von 0.9 sowie der aktuellen Entnahme erzeutsp entspricht.

$$e_teippmax(stunde, regio).. pump(stunde, regio) = l = pumpmax(regio);$$

Mit der Gleichung e_teippmax, die für alle Zeitschritte und Regionen gilt, wird die tatsächlich gepumpte Menge pro Zeitschritt pump auf die maximal zugewiesene Leistung pumpmax beschränkt.

$$e_trans(stunde, regio, rregio).. impo(stunde, regio, rregio) = l = dkap(regio, rregio) * dverfueg(stunde, regio, rregio);$$

Die Gleichung e_trans limitiert die Transmissionen in jeder Periode stunde von der Region rregio in die Region regio auf die maximal zugewiesene Transmissionskapazität dkap, korrigiert um den Verfügbarkeitsfaktor dverfueg.

$$e_ahandel(stunde, regio, rregio).. expo(stunde, regio, rregio) = e = impo(stunde, rregio, regio);$$

Die Gleichung e_ahandel setzt die Exporte aus der Region regio in die Region rregio mit den Importen der Region rregio aus der Region regio gleich. Dies muß für alle Stunden stunde sowie alle Regionen regio und rregio erfüllt sein.

$$e_ahandel1(stunde, regio).. ahsaldo(stunde, regio) = e = sum(rregio, expo(stunde, regio, rregio)) - sum(rregio, impo(stunde, regio, rregio));$$

Die Gleichung e_ahandel1 dient der Zusammenfassung der Ergebnisse bezüglich des Außenhandels. Der Außenhandelssaldo ahsaldo der Region regio in jedem Zeitschritt stunde entspricht der Differenz aus der Summe der Exporte expo und der Summe der Importe impo über alle Regionen rregio.

$$e_t(stunde, regio).. tsp(stunde, regio) = e = erzeugtsp(stunde, regio) - pump(stunde, regio);$$

Die Gleichung e_t dient der besseren Ergebnisdarstellung und bestimmt den Nettoeinsatz der Tagesspeicher am Ende der Periode stunde. Dieser entspricht der Differenz aus Erzeugung erzeugtsp und Pumparbeit pump.

model gkm /all/ ;

Alle oben aufgeführten Gleichungen werden dem Modell gkm zugewiesen.

solve gkm using lp minimizing gkosten;

Der Solver wird angewiesen, das Modell gkm als LP-Problem zu lösen unter Minimierung der Gesamtkosten gkosten.

Die nun folgenden Gleichungen dienen dem Ausschreiben der Ergebnisse in Textdateien. Da sie nicht zu dem eigentlichen Modell gehören, werden sie bis auf den ersten Befehl nicht detaillierter betrachtet. Aus den erzeugten Textdateien können die Ergebnisse mit Hilfe eines Makros in Excel-Dateien exportiert werden, in denen sie ausgewertet werden.

```
FILE QCOM2 / C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Output\preise.txt/ ;
put QCOM2 ;
loop((stunde),
loop((regio),
put (e_demand.m(stunde,regio)*(-1));
)
put / ;
);
```

Das Programm wird hier angewiesen, e_demand.m, multipliziert mit -1, für jede Region und jeden Zeitschritt herauszuschreiben. e_demand.m gibt an, um wieviel sich der Wert der Zielfunktion ändert, wenn die Nachfrage um eine Einheit verringert wird. Mit umgekehrtem Vorzeichen entspricht dies den Grenzkosten der Nachfrage und damit den gesuchten Preisen.

Die folgenden Befehle dienen dem Ausschreiben verschiedener Ergebnisse in Textdateien und werden nur kurz erläutert.

```
FILE QCOM4 / C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Output\ah_deu.txt/ ;
put QCOM4 ;
loop((stunde),
loop((rregio),
put (impo.l(stunde,"deu",rregio));
)
put / ;
);
```

Der Außenhandel impo.l der Region Deutschland wird für jede Region rregio und jeden

Zeitschritt stunde in die Datei ah_deu.txt ausgeschrieben².

```
FILE QCOM5 / C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Output\ahsaldo.txt/ ;
put QCOM5 ;
loop((stunde),
loop((regio),
put (ahsaldo.l(stunde,regio));
)
put / ;
);
```

Der Außenhandelsaldo ahsaldo.l wird für jede Region regio und jeden Zeitschritt stunde in die Datei ahsaldo.txt ausgeschrieben

```
FILE QCOM6 / C:\WINDOWS\Desktop\KOPIE VON NMTVERSION\Output\tspei.txt/ ;
put QCOM6 ;
loop((stunde),
loop((regio),
put (tsp.l(stunde,regio));
)
put / ;
);
```

Der Einsatz der Tagesspeicher tsp.l wird für jede Region regio und jeden Zeitschritt stunde in die Datei tspei.txt ausgeschrieben.

Die in diesem Beispiel ausgeschriebenene Ergebnisse können je nach Zielsetzung erweitert oder verändert werden, so könnte mit e_trans.m zum Beispiel der Wert neuer Transmissionskapazitäten ermittelt werden oder mit erzeuther.l der Einsatz einzelner Kraftwerkstypen.

Die Inputdateien

Im nun folgenden Abschnitt werden die Inputdateien des hier vorgestellten Beispielmotells dargestellt, um dem Leser einen besseren Einblick in die Struktur der Modellierung zu bieten.

² Alle in diesem Beispiel erzeugten Ergebnisdateien sind im übernächsten Abschnitt dargestellt.

Die Inputdateien werden mit Hilfe eines Makros aus Daten generiert, die in Excel-Dateien gehalten werden. Die kursiv gedruckten Textbausteine stellen den in der Inputdatei enthaltenen Text dar.

pkosten.txt

<i>kw_01</i>	<i>20.00</i>
<i>kw_02</i>	<i>30.00</i>
<i>kw_03</i>	<i>40.00</i>

nachfrage.txt

	<i>DEU</i>	<i>FRA</i>	<i>SPP</i>
<i>t_01</i>	<i>500</i>	<i>500</i>	<i>300</i>
<i>t_02</i>	<i>300</i>	<i>100</i>	<i>300</i>
<i>t_03</i>	<i>100</i>	<i>400</i>	<i>500</i>

dkosten.txt

	<i>DEU</i>	<i>FRA</i>	<i>SPP</i>
<i>DEU</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>
<i>FRA</i>	<i>4</i>	<i>0</i>	<i>4</i>
<i>SPP</i>	<i>0</i>	<i>4</i>	<i>0</i>

dkap.txt

	<i>DEU</i>	<i>FRA</i>	<i>SPP</i>
<i>DEU</i>	<i>0</i>	<i>200</i>	<i>0</i>
<i>FRA</i>	<i>200</i>	<i>0</i>	<i>100</i>
<i>SPP</i>	<i>0</i>	<i>100</i>	<i>0</i>

pkap.txt

	<i>DEU</i>	<i>FRA</i>	<i>SPP</i>
<i>kw_01</i>	<i>100</i>	<i>500</i>	<i>100</i>
<i>kw_02</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>0</i>
<i>kw_03</i>	<i>2000</i>	<i>2000</i>	<i>2000</i>

tsplei.txt

DEU 150

FRA 200

SPP 200

tspfue.txt

DEU 150

FRA 200

SPP 100

pump.txt

DEU 50

FRA 100

SPP 30

exvek.txt

	<i>DEU</i>	<i>FRA</i>	<i>SPP</i>
<i>t_01</i>	60	30	30
<i>t_02</i>	60	30	30
<i>t_03</i>	60	30	30

Die Outputdateien

In diesem Abschnitt werden die mit GAMS erzeugten Outputdateien des Beispiels vorgestellt. Die Outputdateien werden mit Hilfe eines Makros in Excel-Dateien exportiert, in welchen sie ausgewertet werden können. Die kursiv gedruckten Textbausteine stellen den in der jeweiligen Outputdatei enthaltenen Text dar.

preise.txt

34.00 *30.00* *40.00*

24.00 *20.00* *40.00*

23.00 *27.00* *40.00*

ah_deu.txt

0.00 150.00 0.00

0.00 190.00 0.00

0.00 0.00 0.00

ahsaldo.txt

-150.00 250.00 -100.00

-190.00 290.00 -100.00

10.00 90.00 -100.00

tspei.txt

90.00 126.00 0.00

-50.00 -100.00 0.00

-50.00 -40.00 0.00