

**Analyse von Determinanten der Großhandelspreise für Elektrizität anhand  
einer Systemstudie des deutschen Marktes**

von

Diplom-Ingenieur

Jörg Borchert

Von der Fakultät VIII Wirtschaft und Management der  
Technischen Universität Berlin  
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Wirtschaftswissenschaften  
- Dr. rer. oec. -

genehmigte Dissertation

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 24.04.2003

Promotionsausschuss:

Vorsitzender: Prof. Dr. jur. Christian Rasenack

Berichter: Prof. Dr. Georg Meran

Berichter: Prof. Dr. Dietmar Winje

Berlin, im April 2003

D 83



## Abstract

Im Zuge der Deregulierung der Elektrizitätsmärkte entstanden Marktplätze, auf denen standardisierte Lieferverträge für Elektrizität gehandelt werden. Die Beschreibung und Prognose der Preise dieser Lieferverträge ist für viele Investitionsbewertungen notwendig. Um Preise zu prognostizieren, stehen prinzipiell verschiedene Ansätze zur Auswahl. In dieser Dissertation wird die Evolution von Preisen von standardisierten Lieferverträgen im Großhandel von Elektrizität durch das dynamische Zusammenspiel der Angebots- und Nachfragefunktionen des Marktes erklärt. Beide Funktionen werden hierbei nicht als Aggregate beschrieben, sondern durch die individuellen Handelswünsche explizit erzeugt. Hierzu werden Marktakteure mit ihren Handelsmotivationen Beschaffungs- und Absatzoptimierung von Kraftwerkskapazität sowie der Spekulation unterschieden. Durch Beobachtung des Marktes und unter Berücksichtigung von Rahmenbedingungen entscheidet jeder modellierte Marktakteur über die Abgabe von Angeboten bzw. Nachfragen. Alle Handelswünsche werden dann an definierten Marktplätzen aggregiert und der Gleichgewichtspreis berechnet. In dem Modell wird zwischen einem börslich organisierten Spotmarkt sowie einem über Broker vermittelten Terminmarkt unterschieden. Aufgrund des komplexen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage wird der Marktprozess simuliert und spezielle Ergebnisse analysiert.

Um das in der Arbeit entwickelte Simulationsmodell zu fundieren, wird das betrachtete System detailliert analysiert. Hierzu werden Informationsflüsse in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen skizziert und für die Arbeit besonders relevante deutsche Marktinstitutionen dargestellt. Mittels einer statistischen Analyse realer deutscher Elektrizitäts-Großhandelspreise werden die Strukturmerkmale von Elektrizitätspreisen empirisch untersucht. Daneben werden einige in der Literatur diskutierte Ansätze zur Modellierung von Großhandelspreisen für Elektrizität vorgestellt, um die Ergebnisse als Basis der eigenen Arbeit zu verwenden. Unterschieden werden stochastische und oligopoltheoretische Ansätze sowie computergestützte Simulationsmodelle. In dem vom Autor im Anschluss an die Systemanalyse entwickelten Modell lassen sich verschiedene Marktphasen identifizieren, in denen Preise prinzipiell durch die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung bestimmt werden. In solchen Phasen reflektieren die simulierten Preise unter anderem Knappheiten bei Kraftwerksausfällen, temperaturbedingte Nachfrageschocks sowie starke Handelsaktivitäten von Spekulatoren. Daneben kann man aber auch Marktumgebungen nachweisen, in denen die Preise durch ein oligopolistisches Preistreiben dominiert werden. Neben diesen händlerspezifischen Preiserklärungen wird die Bedeutung der Marktorganisation als Preisbeeinflussung hervorgehoben.

Das vorliegende Simulationsmodell ermöglicht somit die Unterscheidung von Marktphasen, die Modellierung von Preisen in ihrem zeitlichen Verlauf anhand definierter Randbedingungen sowie die ökonomische Erklärung dieser Preise. Das Modell ist damit ein Prognoseinstrument und dient ebenfalls der Erklärung der zugrundeliegenden Marktprozesse.

**Inhaltsverzeichnis**

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>2</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>3</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>12</b>
<b>2 Empirische Analyse der Strukturen deutscher Elektrizitätsgroßhandelsmärkte und –preise</b>	<b>16</b>
2.1 Merkmale des deutschen Elektrizitätsmarktes und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen	16
2.2 Darstellung von Institutionen des deutschen Großhandelsmarktes	24
2.3 Untersuchung deutscher Großhandelspreise für Elektrizität mittels einer Regressionsanalyse	27
2.3.1 Ableitung von Hypothesen zu Kausalitäten	27
2.3.2 Interpretation deskriptiver Statistiken deutscher Spotpreisreihen	32
2.3.3 Entwicklung des Regressionsmodells und Ergebnisinterpretation	34
2.4 Zusammenfassung des Kapitels und Zwischenfazit	41
<b>3 Modellbasierte Darstellung struktureller Eigenschaften von Elektrizitätsgroßhandelsmärkten und -preisen</b>	<b>43</b>
3.1 Ergebnisse theoretischer Prozessmodelle	43
3.2 Ergebnisse oligopoltheoretischer Modelle	48
3.3 Ergebnisse von Computersimulationsmodellen	52
3.4 Zusammenfassung des Kapitels und Zwischenfazit	57
<b>4 Entwicklung eines Modells zur Beschreibung des deutschen Großhandelsmarktes für Elektrizität</b>	<b>59</b>
4.1 Diskussion der modelltheoretischen Grundlagen	59
4.2 Entwicklung und Formalisierung der Modellzusammenhänge	66
4.2.1 Entwicklung des OTC-Handelsmodells	70
4.2.2 Entwicklung des Spothandels-Modells	84
4.3 Darstellung des Dateninputs	96
4.4 Diskussion der Modellergebnisse	106
<b>5 Zusammenfassende Darstellung der Arbeitsergebnisse und Erweiterungsmöglichkeiten des Modells</b>	<b>124</b>
<b>Anhang</b>	<b>132</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>145</b>
<b>Lebenslauf</b>	<b>150</b>

**Abkürzungsverzeichnis**

ABT	Asset Based Trader
AP	Alte Positionen des Traders für ein Handelsprodukt
ARA	Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen; Marktplatz für Rohöl
bbl	Barrel
Bewag	Bewag AG
BWG	Schweizer Bundesamt für Wasser und Geologie
CEPI	Central European Power Index
EDF	Electricité de France
EEX	European Energy Exchange
EnBW	Energie Baden Württemberg AG
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GPI	German Power Index
HEW	Hamburgische Elektrizitäts-Werke AG
IPE	International Petroleum Exchange
KKW	Kernkraftwerk
LPX	Leipzig Power Exchange
MCP	Market Clearing Price
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NBP	National Balancing Point
OTC	Over the counter
RWE	RWE AG
SKE	Steinkohleeinheiten
t	Tonne
UCTE	Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie
VDEW	Verband Deutscher Elektrizitätswerke
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Modellidee	13
Abbildung 2-1: Prozessmodell eines EVU	17
Abbildung 2-2: Märkte für den Großhandel mit Elektrizität	19
Abbildung 2-3: Prinzip der Beschaffungs- und Absatzoptimierung	20
Abbildung 2-4: Controllingprozess im Handel	22
Abbildung 2-5: Vereinfachende Skizze eines variablen Handels	25
Abbildung 2-6: Hypothesen zu Marktkausalitäten	28
Abbildung 4-1: Modellüberblick	66
Abbildung 4-2: Wirkung des Positionslimits	68
Abbildung 4-3: Überblick über Prozessabläufe am Handelstag	69
Abbildung 4-4: Handelsablauf OTC-Markt	70
Abbildung 4-5: Handelsablauf Spotmarkt	85
Abbildung 4-6: Marktmachtspiel	91
Abbildung 4-7: Strukturelle Zusammenhänge des Modells	106
Abbildung 4-8: Häufigkeitsstruktur Referenzfall	107
Abbildung 4-9: Realisation Referenzfall	109
Abbildung 4-10: Wirkung von geringen Verfügbarkeiten ab Zeitschritt 25	112
Abbildung 4-11: Marktmachtspiel	115
Abbildung 4-12: Variation OTC-Handel	117
Abbildung 4-13: Preisreihe Januar-Produkt, zwei Monate vor Fälligkeit, viel Spekulation	120
Abbildung A - 1: Deskriptive Statistiken für CEPI/GPI-Basepreise	132
Abbildung A - 2: Deskriptive Statistiken für CEPI/GPI-Peakpreise	133
Abbildung A - 3: Deskriptive Statistiken für LPX-Basepreise	134
Abbildung A - 4: Deskriptive Statistiken für LPX-Peakpreise	135
Abbildung A - 5: Deskriptive Statistiken für EEX-Basepreise	136
Abbildung A - 6: Deskriptive Statistiken für EEX-Peakpreise	137
Abbildung A - 7: Regressorreihe Feiertage	138
Abbildung A - 8: Regressorreihe Ferientage	138
Abbildung A - 9: Regressorreihe KKW-Auslastung	139
Abbildung A - 10: Regressorreihe Laufwasser	139
Abbildung A - 11: Regressorreihe Speicher 01	140
Abbildung A - 12: Regressorreihe Speicher 02	140
Abbildung A - 13: Regressorreihe Natgas	141
Abbildung A - 14: Regressorreihe Gasoil	141

Abbildung A - 15: Regressorreihe Brent	142
Abbildung A - 16: Regressorreihe Kohle	142
Abbildung A - 17: Regressorreihe Temperatur	143
Abbildung A - 18: Regressorreihe Euro	143

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Regressionsanalyseergebnisse	39
Tabelle 4-1: Berechnung des mittleren Portfoliopreises	79
Tabelle 4-2: Gebotsfunktion des ABT	84
Tabelle 4-3: Brennstoffe der Kraftwerksgruppen	97
Tabelle 4-4: Kraftwerkspark der Marktteilnehmer	97
Tabelle 4-5: Wirkungsgradpolynome	98
Tabelle 4-6: Brennstoffpreise für das Jahr 2000	99
Tabelle 4-7: Brennstoffpreise Marktteilnehmer	99
Tabelle 4-8: Brennstoffpreise Marktteilnehmer Berechnung Mittellastkraftwerksgruppe	100
Tabelle 4-9: Ausfalldauer Kraftwerke	100
Tabelle 4-10: Ausfalldauer Kraftwerke Berechnung Mittellastkraftwerksgruppe	100
Tabelle 4-11: Ausfallrate und Schwellenwerte	101
Tabelle 4-12: Tolerierte Ausfalltage	101
Tabelle 4-13: Temperaturparameter nach Regionen	101
Tabelle 4-14: Regionszugehörigkeit der Marktteilnehmer und deren Lastanteile	102
Tabelle 4-15: Temperaturparameter Marktteilnehmer	102
Tabelle 4-16: Parameter zur Normlastkorrektur	103
Tabelle 4-17: Risikofaktoren	103
Tabelle 4-18: Gewichte der Einflussfaktoren zur Erwartungsbildung eines Traders	104
Tabelle 4-19: Preisaufschlag Zufallszahlen	105
Tabelle A - 1: Logiktablette Trader	144

## Symbolverzeichnis

Symbole des dritten Kapitels:

$p$	Spotpreis
$\mu$	Erwartungswertfunktion
$\sigma$	Varianzfunktion
$\vartheta$	Schwerpunkt des Mean-Reversion-Prozesses
$\delta$	Regelrate des Mean-Reversion-Prozesses
$dz$	Inkrement des Wiener Prozesses
$dq$	Inkrement des Poisson-Prozesses
$\lambda$	Mittlere Eintrittsrate eines Ereignisses
$a$	Sprunggröße des Poisson-Prozesses
$b(\cdot)$	Koeffizienten des Poisson-Prozesses

Die folgenden Symbole sind Elemente der Notation des entwickelten Modells im vierten Kapitel:

$c = 1, \dots, \bar{c}$	Laufindex der kumulierten, nach aufsteigenden Preisen geordneten Gebote
$d = 1, \dots, \bar{d}$	Laufindex der aus dem Spotmarkt zurückgemeldeten Gebote an den ABT
$i = 1, \dots, \bar{i}$	Laufindex der Kraftwerksgruppen eines ABTs $h$
$g = 1, \dots, \bar{g}$	Laufindex der abgegebenen Gebote der Kraftwerksgruppen an den ABT
$h = 1, \dots, \bar{h}$	Laufindex der ABT
$q = 1, \dots, \bar{q}$	Laufindex der Preisvariationen
$r = 1, \dots, \bar{r}$	Laufindex der Preiserwartungen von Kraftwerksgruppe $i$
$s = 1, \dots, \bar{s}$	Laufindex der Kraftwerke einer Kraftwerksgruppe
$u = 1, \dots, \bar{u}$	Laufindex der nach den Zufallszahlen $\Pi$ aufsteigend sortierten Gebote $\bar{u} = \bar{h} + \bar{z}$ ( $u$ ist jedem Gebot, d. h. jedem Marktteilnehmer fest zugeordnet)
$z = 1, \dots, \bar{z}$	Laufindex der Trader
$t$	Zeitpunkt/ Zeitschritt (Gegenwart)
$dt$	Zeitinkrement
$R_t$	Preisrendite in $t$
$Y_t$	Informationsstruktur in $t$
$\Phi_t$	Weisses Rauschen in $t$
$T$	Fälligkeits-/ Verfallszeitpunkt (erster Tag des betrachteten Monats)
$j$	Vorherige Zeitschritte ( $j=1, \dots, m$ )
$m$	Zeitpunkt der Entstehung des Handelsproduktes
$P$	Konstante Leistung über ein durch die Produktdefinition gegebenes Zeitintervall
$P_{\text{Angebot}}$	Angebot der Leistung $P$ ; positives Vorzeichen

$P_{\text{Nachfrage}}$	Nachfrage der Leistung P; negatives Vorzeichen
$P_{\text{Verk.}}$	Verkauf der Leistung P; positives Vorzeichen (short)
$P_{\text{Kauf}}$	Kauf der Leistung P; negatives Vorzeichen (long)
$p$	Preis
$p^e$	Preiserwartung
$p_{\text{Broker},t,T}$	Vom Broker für jedes Handelsprodukt vorgegebener Preis in t für T
$\vec{p}_{\text{Broker},t,T}$	Vektor, umfasst vom Broker in t für alle T vorgegebenen Produktpreise
$\bar{p}$	Regulatorischer Höchstpreis
$C$	Allgemeine Kostenfunktion
$\alpha$	Koeffizient zur Bestimmung der Kraftwerkskosten
$\beta$	Koeffizient zur Bestimmung der Kraftwerkskosten
$\gamma$	Koeffizient zur Bestimmung der Kraftwerkskosten
$p_{\text{Br}}$	Brennstoffpreis
$[P_s^{\min}; P_s^{\max}]$	Leistungsintervall eines Kraftwerks s mit minimaler und maximaler Leistung
$G$	Gewinn
$P_i^{\text{opt}/\text{max}}$	Optimale/ maximale freiverfügbare Gebotsleistung bei vorgegebenem Handelsproduktpreis für Kraftwerksgruppe i mit konkaver/konvexer Kostenfunktion
$DK$	Durchschnittskosten
$VF_{t,T,i}$	Verfügbarkeit von Kraftwerksgruppe i in t für T
$F$	Dichtefunktion
$\lambda$	Intensität der Dichtefunktion F, $\lambda$ ist für den Kraftwerkstyp spezifischer Parameter und gibt die durchschnittliche Ausfallrate pro Tag an
$k$	Ausfälle pro Tag
$\Gamma$	Zufallsvariable zur Bestimmung eines Ausfallereignisses
$\bar{\Gamma}$	Kraftwerksspezifischer Grenzwert, ab dem ein Ausfallereignis angenommen wird
$T_{\text{fo}}$	Erster Zeitpunkt eines erzwungenen (nicht-planbaren) Ausfalls
$\tau_{\text{fo}}$	Ausfalldauer eines erzwungenen (nicht planbaren) Ausfalls
$T_{\text{ufo}}$	Erster Zeitpunkt eines unerzwungenen (planbaren) Ausfalls
$\tau_{\text{ufo}}$	Ausfalldauer eines unerzwungenen (planbaren) Ausfalls
$T_{\text{En}}$	Produktendzeitpunkt, d. h. Monatsende
$VF_{t,T,s,i}^{\text{KW}}$	Verfügbarkeit von Kraftwerk s der Kraftwerksgruppe i in t für T aus Sicht der Erzeugung
$VF_{t,T,s,i}^{\text{H}}$	Verfügbarkeit von Kraftwerk s der Kraftwerksgruppe i in t für T aus Sicht des ABTs (ein gewisses Maß an Ausfalltagen wird toleriert)
$w$	Vom ABT tolerierte Anzahl der Ausfalltage im Zeitintervall eines Handelsproduktes
$P_{t,T,s}^{\text{KW}}$	Leistung des Kraftwerks s in t für T
$K_{t,T,i}^{\text{max/opt}}$	Maximal frei verfügbare/optimale Kapazität der Kraftwerksgruppe i in t für T im OTC-Markt

$\sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,T}^{H \rightarrow KW}$	Bereits vom ABT von der Erzeugung gekaufte Leistungen P für T summiert über die vorherigen Zeitschritte j
$P_{\text{Angebot},t,T,i}^{KW \rightarrow H}$	Angebot der Leistung P der Kraftwerksgruppe i an den ABT im Zeitpunkt t für T
$\sum_{i=1}^{\bar{i}} P_{\text{Angebot},t,T,i}^{KW \rightarrow H}$	Summe der von allen Kraftwerksgruppen i angebotenen Leistungen P an den ABT in t für T
$P_{\text{Last},t,T}^e$	Erwartete Last in t für T
$\sum_j^{t-m} P_{t-j,T}^{OTC \rightarrow H}$	Portfoliobestand des ABTs resultierend aus gekauften und verkauften Leistungen P in den vorherigen Zeitschritten j auf dem OTC-Markt für T
$RF_{t,T}^{KW/H}$	Risikofaktor zur Begrenzung des Ausmaßes der Handelsaktivität in t für T
$P_{t,T}^H$	Berechnete Gebotsleistung des ABTs im Zeitpunkt t für T
$P_{t,T}^{H \rightarrow OTC}$	Gebot der Leistung P vom ABT im OTC-Markt im Zeitpunkt t für T
$\varphi$	Anteil der erwarteten Last, die an eigener Erzeugungskapazität für den Spotmarkt zurückgehalten wird
A	Position des ABTs
B	Gesamte Angebotsleistung der Erzeugung an den ABT
TP	Temperatur
$\theta$	Absolutglied
$\varpi$	Fourierkoeffizient
$\omega$	Saisonaler Term
$\Omega$	Zufallszahl zur Temperaturprozessformulierung
$\Delta P_{\text{Last},t,T}^e$	Änderung der Lasterwartung der Normlast bedingt durch den Temperatureinfluss
$\iota$	Regressionskoeffizient
$TP^{\text{norm}}$	Normtemperatur
$\Lambda$	Zufallszahl zur Bestimmung des Einflusses der Temperatur auf die Last
$\varepsilon_{KW/H}$	Parameter Risikofaktor
$\eta_{KW/H}$	Parameter Risikofaktor
$\xi_{KW/H}$	Parameter Risikofaktor (Potenz)
TR	Trader, Spekulateur
$P_{t,T}^{\text{TR}}$	Gewünschte Handelsleistung des Traders, die sich aufgrund einer Reizausprägung und einem Verstärkungsfaktor ergibt
Q	Reiz des Traders zur Angabe der Handelsrichtung
$\phi$	Verstärkungsparameter der Reizausprägung
$Z_L$	Langfristiger Indikator
$Z_K$	Kurzfristiger Indikator
$\Theta$	Zufallszahl zur Erzeugung einer Noise Komponente in der Reizberechnung des Traders

$\zeta_{L/K/N}$	Gewicht langfristiger/ kurzfristiger/ Noise Einfluss
$P_{L,t,T}^e$	Langfristige Preiserwartung des Traders auf Grundlage einer linearen Einfachregression der Spotpreise
$P_{TD,t,T}$	Kurzfristiger Preistrend in t für T
GL	Glattstellungsvariable
$\overline{GV}$	Grenzwert der Gewinnmitnahme bzw. Verlustrealisation
$P_{Port,t,T}$	Mittlerer Portfoliopreis in t für T
$\Delta p_{BL,t,T}$	Differenz zwischen Broker- und langfristigem Preis in t für T
$\Delta p_{BTD,t,T}$	Differenz zwischen Brokerpreis und Preistrend in t für T
H	Kontrollzeitraum
$t_H$	Endzeitpunkt des Kontrollzeitraumes
$D_H$	Kontrollvariable, langfristige Preiserwartung
$\Delta p_{L,t,T}^e$	Korrektur der langfristigen Preiserwartung in t für T
v	Parameter zur Korrektur der langfristigen Erwartung
$P_{max\ t,T}^{TR}$	Leistungslimit, exogen vorgegebene obere Schranke für die Handelsaktivität des Traders in t für T
$\Psi$	Parameter Leistungslimit
$\sum_j^{t-m} P_{t-j,T}^{OTC \rightarrow TR}$	Alte Positionen des Traders für ein Handelsprodukt, historisch gekaufte und verkaufte Leistungen im OTC-Markt in den vorherigen Zeitschritten j in t für T
$AP_{t,T}$	Alte Position des Traders für ein Handelsprodukt in t für T
$P_{Rest,t,T}^{TR}$	Restleistung, im Rahmen derer der Trader in t für T Handelspositionen eingehen kann
$P_{t,T}^{Tr \rightarrow OTC}$	Leistung P, die vom Trader in t für T auf dem OTC-Markt angeboten oder nachgefragt wird
$\Pi$	Zufallszahl zur Bestimmung einer zufälligen Gebotsreihenfolge
U	Summe über alle Gebote der Marktteilnehmer
$\chi$	Parameter zur Umrechnung einer Leistungsdifferenz in einen Preis
$P_{Broker,t,T}^{max}$	Obere Schranke für die Änderung der Preisvariation, um die absolute Änderung von Zeitschritt zu Zeitschritt zu begrenzen
W	Getauschte Leistung auf dem OTC-Markt
$P_{t,T}^{OTC \rightarrow H/TR}$	Zurückgemeldete, gekaufte oder verkaufte Leistung P aus dem OTC-Markt an den ABT/ Trader in t für T
v	Summenanfang
$P_{Kauf,t,T}^{H \rightarrow KW}$	Der ABT kauft von der Erzeugung die Leistung P zum Zeitpunkt t für T
$K_{t,t+1,i}^{min}$	Leistungslücke, die zum Betreiben der Kraftwerksgruppe i auf Minimalleistung in t für t+1 fehlt
$p_i^{min/max}$	Minimaler /Maximaler Gebotspreis, zur Abbildung der Angebotsfunktion
$P_{r,t,t+1,i}^e$	Preiserwartung r der Kraftwerksgruppe i in t für t+1
$K_{r,t,t+1,i}^{max/opt}$	Maximale/ optimale freiverfügbare Kapazität der Kraftwerksgruppe i für die Preiserwartung r im Spotmarkt in t für t+1

$P_{Angebot,r-1,t,t+1,i}^{KW \rightarrow H}$	Dem ABT von der Kraftwerksgruppe i angebotene Leistung P zu der Preiserwartung r-1 in t für t+1
$\sum_{v=1}^g P_{Angebot,v,t,t+1}^{KW \rightarrow H}$	Kumulierte Angebotsleistung der Erzeugung für die jeweilige Preiserwartung an den ABT in t für t+1
$p_{g,t,t+1}^e$	Preiserwartung g in t für t+1 (nicht Kraftwerksgruppen spezifisch)
$P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM}$	Gebotsleistung des ABTs für die Preiserwartung g in t für t+1
$p_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM}$	Gebotspreis g des ABTs in t für t+1
M	Erreichte Auslastung der Erzeugung
$x_{t,t+1,i}$	Preisauflschlag in t für Kraftwerksgruppe i bezogen auf t+1
$\Psi_{t,t+1,i}$	Zufallszahl zur Reduzierung des Preisauflschlags $x_t$ in t für t+1
$\Xi_{t,t+1,i}$	Zufallszahl zur Variation des Preisauflschlags $x_t$ in t für t+1
$\hat{\Sigma}_{t-1,t}$	Realisation der Zufallszahl $\Psi$ oder $\Xi$ aus dem letzten Zeitschritt t-1 in t
$VF_{t,t+1,s,i}$	Verfügbarkeit des Kraftwerks s der Kraftwerksgruppe i in t für t+1
$VF_{t,t+1,i}$	Verfügbarkeit von Kraftwerksgruppe i in t für t+1
$\Delta p_{GEB}$	Preisdifferenz zwischen Angebot und Nachfrage für die gleiche kumulierte Leistung
$p_{t,t+1}^{SM}$	Gleichgewichtspreis auf dem Spotmarkt im Zeitpunkt t für t+1
$P_{t,t+1}^{SM}$	Gleichgewichtsleistung auf dem Spotmarkt im Zeitpunkt t für t+1
$P_{t,t+1}^{SM \rightarrow H, TR}$	Zurückgemeldete Leistungen aus dem Spotmarkt an die Marktteilnehmer
$\sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H}$	Zurückgemeldete Verkäufe im Spotmarkt an den ABT
$\sum_{g=1}^{\bar{g}} P_{g,t}^{H \rightarrow SM}$	Vom ABT gebotene Leistungen, die gehandelt wurden und somit Produktionskosten verursachen

## 1 Einleitung

Im Zuge der Deregulierung der Elektrizitätsmärkte entstand das Bedürfnis der Marktteilnehmer, sich aus den klassischen langfristigen Elektrizitäts-Vorlieferantenbeziehungen zu lösen. Um die resultierenden Transaktionswünsche schneller und einfacher erkennen zu können, entwickelten sich Marktplätze, auf denen standardisierte Lieferverträge für Elektrizität gehandelt werden können. Diese Marktplätze werden prinzipiell in bilaterale und börsliche unterschieden. Bei den bilateralen Marktplätzen entsteht direkt zwischen tauschwilligen Akteuren Handel, während bei einem Börsenhandel der Marktplatzbetreiber als Kontrahent zwischen die jeweiligen Marktakteure tritt. Mit Beginn der Deregulierung entstanden zunächst Handelsprodukte, die Liefer- und Leistungspflichten verbrieften. Deren Bedingungen werden zum jeweiligen Handelszeitpunkt vereinbart, wobei die Produkte selbst erst in der Zukunft erfüllt werden. Da Elektrizität nicht speicherbar ist, fallen i.d.R. jeder Vertragsabschluß und die darauf basierende physische Erfüllung zeitlich auseinander. Für Lieferungen, die zeitlich sehr kurz vor dem Vertrags-Abschlusstermin liegt, hat sich der Begriff der Spotlieferung etabliert. Der Markt für eine Spotlieferung heißt Spotmarkt. Lieferungen mit längeren Zeiträumen zwischen Abschluss und Erfüllung heißen Termingeschäfte, der Markt für Termingeschäfte heißt Terminmarkt. Liefer- und Leistungspflichten, die auf dem Terminmarkt gehandelt werden und damit zum jeweils aktuellen Zeitpunkt Konditionen für die zukünftige Erfüllung vereinbaren, werden Forwards genannt. Neben den Märkten von standardisierten Liefer- und Leistungspflichten entwickelten sich im Zuge der Deregulierung Märkte für standardisierte Liefer- und Leistungswahlrechte. Die Lieferpflichten sowie die Lieferwahlrechte können sich auf eine physisch zu liefernde Energie beziehen, können aber auch als finanzielle Differenzgeschäfte ausgestaltet sein. Derartige Differenzgeschäfte beinhalten entweder die Pflicht oder das Recht, die Differenz zwischen einem Marktpreis und einem im Handelszeitpunkt definierten Ausübungspreis zu beziehen bzw. zu zahlen.

Werden die Verträge kurzfristiger in ihrer Laufzeit bzw. permanent gehandelt, können für diese stark und zeitlich schnell variierende Preise entstehen. Für z.B. Bewertungen von Investitionen in Kraftwerke oder in die Handelsprodukte selbst ist es notwendig, das zeitliche Verhalten dieser Preise zu studieren und Annahmen darüber treffen zu können, wie die Preise sich in Zukunft verhalten bzw. wahrscheinlich verhalten können. Um Preise bzw. deren statistische Eigenschaften zu prognostizieren, stehen verschiedene Ansätze zur Auswahl. Zum einen kann basierend auf historischen Daten ein Modell geschätzt werden, welches die

genaueste Erklärung der historischen Daten schafft, um darauf basierend Prognosen zu berechnen. Eine andere Variante kann mittels einer anhand folgender Graphik skizzierten Idee umgesetzt werden:

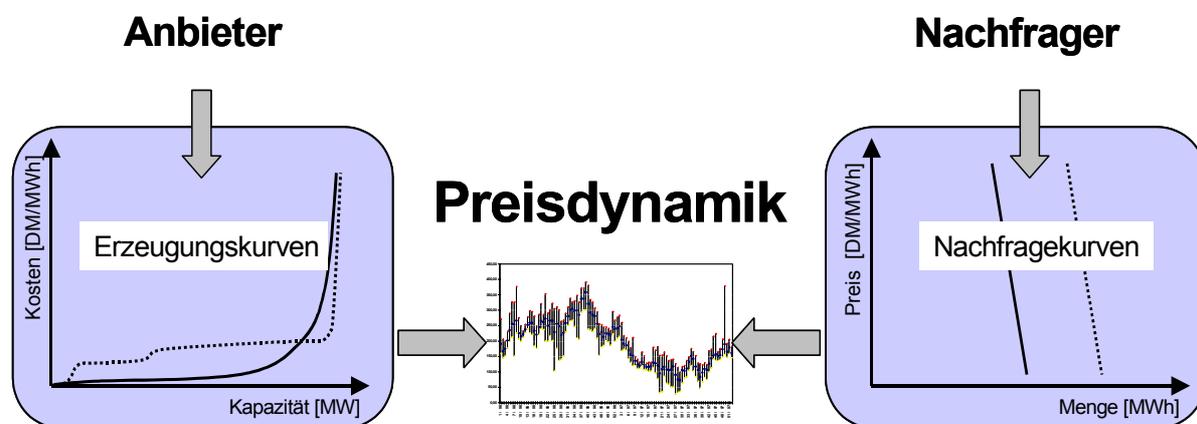


Abbildung 1-1: Modellidee

Die Kernidee hierbei ist, das Erklärungsobjekt - nämlich das zeitliche Verhalten eines Großhandelspreises – aus der zeitlichen Dynamik der Angebots – sowie der Nachfragefunktion des Marktes zu erklären. Durch das Beschreiben beider Funktionen in einem Modell kann man auch den Preis als das Resultat der Interaktion beider Funktionen erklären. Diese fundamentale Herangehensweise an die Erklärung von Marktpreisen hat einen gravierenden Vorteil: der Marktprozess, also das Zusammenspiel der Angebots- und Nachfragefunktion kann detailliert beschrieben werden. Hiermit können spezifischen Eigenarten bestimmter regionaler Märkte Rechnung getragen werden. Eine genaue Erklärung bestimmter Phänomene kann zudem ökonomisch-technisch und nicht allein statistisch erfolgen. Daraus und aus dem Experimentieren mit dem Modell kann sich das Verständnis dem Markt gegenüber vergrößern.

Um insbesondere letzteres bezüglich des Zustandekommens von deutschen Elektrizitäts-Großhandelspreisen zu unterstützen, beschäftigt sich diese Arbeit mit einer Systemstudie des deutschen Großhandelsmarktes für Elektrizität. Hierbei konzentriert sich die Arbeit auf die kurzfristige Dynamik, d.h. auf eine Dynamik bei Konstanz der physischen und soziodemographischen Randbedingungen des Marktes. Erkenntnisziel der Arbeit ist damit zum einen das Verständnis des Marktprozesses für den Elektrizitätsgroßhandel in einem bilateralen Handelssystem. Zum anderen behandelt die vorliegende Arbeit speziell den deutschen Markt und die Abschätzung der Einflüsse identifizierter Marktprozessvariablen auf die resultierenden deutschen Großhandelspreise.

Diese Arbeit soll eine Brücke zwischen Computer-Simulations-Studien bestehender Elektrizitätsversorgungssysteme und reinen Zeitreihenmodellen schlagen. Auf der einen Seite sollen kurzfristige Aspekte des Marktes ökonomisch analysiert werden. Auf der anderen Seite soll ein Preismodell aufgestellt werden, mit dessen Ergebnis Investitionen bewertet werden können. Da eine genauere Detaillierung eine größere empirische Nähe der Modellergebnisse erzeugt und damit dem Ziel stärker entsprechen kann, ein Systemverständnis aufzubauen, wird so differenziert wie möglich modelliert.

Der skizzierten Idee folgend wird die Angebots- und Nachfragefunktion dynamisch beschrieben. Auf definierten Marktplätzen treffen beide Funktionen aufeinander und ergeben den resultierenden Marktpreis. Die beiden Funktionen werden hierbei nicht als Aggregate beschrieben, sondern durch die individuellen Handelswünsche explizit erzeugt. Damit werden Marktakteure in ihren Handelswünschen unterschieden. Durch Beobachtung der Marktumgebung und unter Berücksichtigung von individuellen Handelszielen und Randbedingungen entscheidet jeder Marktakteur über eine Gebotsabgabe. Die gesamten Gebote werden dann an dem definierten Marktplatz aggregiert und der Gleichgewichtspreis berechnet. Aufgrund dieses auf den jeweiligen Modell-Akteur hin differenzierten Ansatzes wird als Lösungsmethode die Mikrosimulation verwendet.

Für eine Modellbildung muss die reale Komplexität reduziert werden. Dazu werden Vorentscheidungen über die Relevanz einzelner Aspekte für das Modell getroffen. Um die Subjektivität des Modellierens und damit auch der Modellergebnisse so transparent wie möglich zu halten, werden explizit und implizit gesetzte Annahmen diskutiert.

Die Arbeit unterteilt sich in die Phasen Systemanalyse, -modellierung und -interpretation. Zunächst wird mittels einer empirischen und theoretischen Systemanalyse das reale Untersuchungsobjekt „deutscher Elektrizitätsgroßhandel“ konzeptionell beschrieben. Hierzu werden verschiedene Analysen durchgeführt und wesentliche Annahmen begründet. Hieran schließt sich die Formalisierung des Konzeptes in ein mathematisches Modell an, das vollständig in dieser Arbeit dokumentiert wird. Nach der Formalisierung erfolgt die Algorithmierung und Programmierung. An die Umsetzung schließt sich die Simulation des Basisfalls und weiterer Szenarien an, um hieraus bestimmte Marktphasen und typische Preismuster zu identifizieren. Die dann notwendige Validierung der Ergebnisse erfolgt auf verschiedene Weise. Durch die Systemanalyse wird die Strukturgültigkeit des betrachteten Systems bezweckt. Zudem werden die Modellergebnisse auf ihre Verhaltensgültigkeit hin untersucht. Daneben werden die Modellergebnisse einem statistischen Vergleich mit den realen Werten unterzogen.

Dieses Vorgehen überträgt sich direkt in die Gliederung der Arbeit. Das zweite Kapitel dient der Entwicklung und Darstellung empirischer Zusammenhänge, die maßgeblich für die dann erfolgende Modellbildung sind. Zunächst werden Informationsflüsse in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen grob beschrieben, das organisatorisch die Geschäftsbereiche Erzeugung, Vertrieb und Handel trennt. Auf diesem Unternehmensstrukturmodell aufbauend werden die Handelsmotivationen „Beschaffungs- und Absatzoptimierung“ sowie „Spekulation“ definiert. Danach werden die für die Modellbildung besonders relevanten deutschen Marktinstitutionen dargestellt. Hieran schließt sich eine Analyse realer deutscher Elektrizitäts-Großhandelspreise an, um damit erste Hypothesen zu Preisdeterminanten aufzustellen und Strukturmerkmale der Preise und Volatilitäten zu beschreiben.

Im dritten Kapitel werden einige in der Literatur diskutierte Ansätze zur Beschreibung des Verhaltens von Großhandelspreisen für Elektrizität vorgestellt, um deren Ergebnisse als Basis der eigenen Modellierung zu verwenden. Unterschieden werden stochastische Prozessmodelle, die primär die Zeitreihenstruktur von Spotpreisen reflektieren, sowie oligopoltheoretische Überlegungen, die sich der Analyse des Einflusses strategischen Verhaltens auf Elektrizitätspreise widmen. Abschließend werden Ergebnisse wichtiger computergestützter Simulationsmodelle von Elektrizitäts- - Großhandelsmärkten vorgestellt.

Im vierten Kapitel wird basierend auf allen Ergebnissen der Systemanalyse zunächst die eigene Modellbildung theoretisch begründet. Anschließend wird das Modell sukzessive entwickelt. Die Handelsmotivationen "Beschaffungs- und Absatzoptimierung" sowie "Spekulation", zwei Marktplätze und die Interaktionsmöglichkeiten bzw. -regeln zwischen den Modellakteuren über die Marktinstitutionen werden formal beschrieben. Nach der Darstellung der Modellzusammenhänge wird das für die Simulation verwendete Datenmaterial dargestellt. In dem letzten Abschnitt des vierten Kapitels schließt sich dann die Ergebnisdarstellung und die Diskussion der Auswirkung verschiedener Marktkonstellationen auf die Preisdynamik an.

## **2 Empirische Analyse der Strukturen deutscher Elektrizitätsgroßhandelsmärkte und -preise**

Um das zu entwickelnde Modell des deutschen Großhandels von Elektrizität zu fundieren, wird zunächst eine zweigeteilte Systemanalyse durchgeführt. In diesem Kapitel werden empirische Rahmenbedingungen des deutschen Elektrizitätsmarktes betrachtet, die maßgeblich für den Modellaufbau sein werden. Wie eingangs erläutert, ist die Modellierung des individuellen Verhaltens beabsichtigt. Hierzu ist es notwendig, die Handelsmotive zu verstehen. Aus der folgenden Analyse der internen organisatorischen Strukturen von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (hiernach EVU) sowie deren Marktumfeld werden zwei Handelsmotive ersichtlich und definiert. Neben diesen werden wichtige deutsche Marktinstitutionen und Preisbildungsmechanismen dargestellt. Hieran schließt sich im dritten Abschnitt dieses Kapitels eine erste Betrachtung deutscher Großhandelspreise mittels einer Regressionsanalyse an. Damit lassen sich erste Hypothesen zu Preisdeterminanten testen.

### **2.1 Merkmale des deutschen Elektrizitätsmarktes und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen**

In diesem Abschnitt werden das Marktumfeld und die Unternehmensstrukturen betrachtet, um hieraus Handelsmotivationen abzuleiten.

Im Zuge der Deregulierung des Elektrizitätsmarktes in Deutschland entwickelten sich die Wertschöpfungsketten der EVU neu. Es entstanden entlang der wettbewerblich organisierten Teile der Wertschöpfungskette Erzeugung, Handel und Vertrieb eigene Teilmärkte mit - bedingt durch die Besonderheiten jeder einzelnen Wertschöpfungsstufe - unterschiedlichen Wettbewerbsintensitäten. Zudem entstanden in den EVU neue Aufbau- und Ablauforganisationen. In der folgenden Graphik sind sehr allgemein die für die vorliegende Arbeit wesentlichen Beziehungen zwischen den Bereichen Erzeugung, Vertrieb und Handel abgebildet. Hieraus werden die Handelsmotivationen abgeleitet.

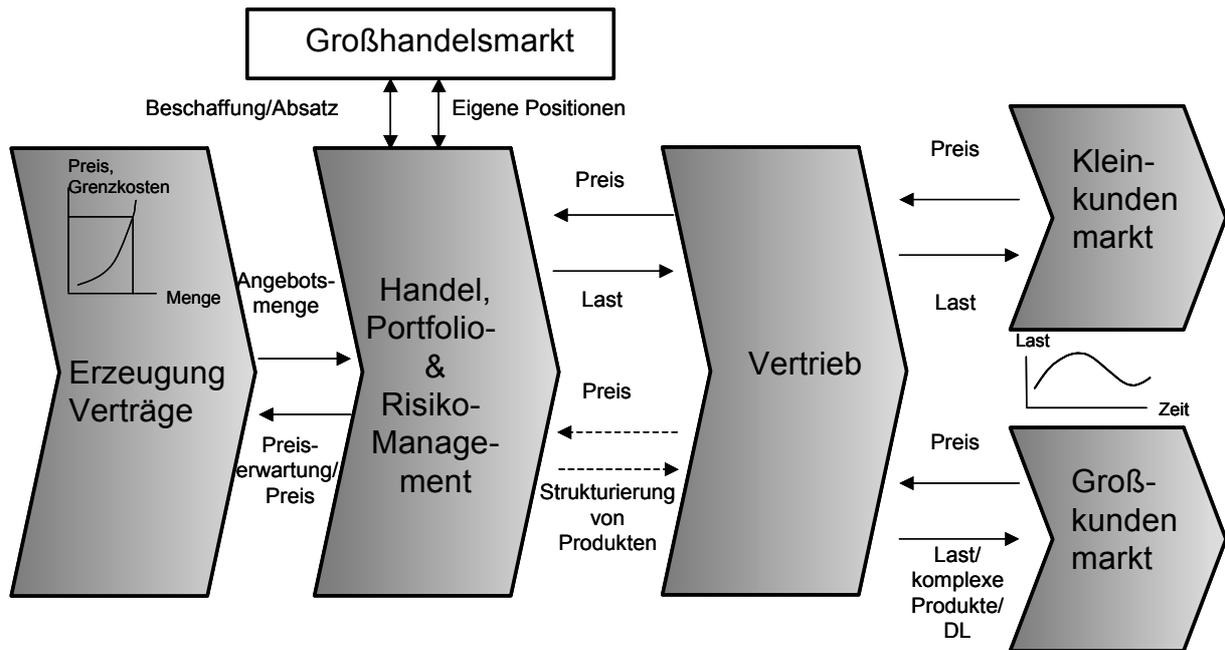


Abbildung 2-1: Prozessmodell eines EVU

Im Laufe des Deregulierungsprozesses in Deutschland entwickelten sich verschiedene Märkte für Elektrizität. Im Einzelhandelsmarkt versorgt der Vertrieb Endabnehmer mit Elektrizität bzw. sonstigen Produkten. Grob kann man den Einzelhandelsmarkt in einen Markt für Kleinkunden sowie einen für Großabnehmer unterscheiden.

Um eine Meinung zu gewinnen, wie die Wettbewerbsintensität in diesen beiden Segmenten ausgestaltet ist, kann man sehr einfache Aussagen aus den Überlegungen von Porter<sup>1</sup> entwickeln. Bei größerer Energiekostenintensität eines Kunden wird dieser umso besser über Markt- und Produktzusammenhänge informiert sein, um Beschaffungskosten reduzieren zu können. Aufgrund dieser besseren Marktkenntnis kann man geringere Wechselkosten bei diesem Kunden erwarten. Je kleiner die Wechselkosten sind und je eher das Produkt Stromlieferung als notwendiger aber homogener Inputfaktor der eigenen Produktion verstanden wird, desto geringer kann tendenziell die Markentreue angenommen werden. Daraus lässt sich direkt eine höhere Preissensitivität ableiten, was die Wechselbereitschaft und die reale Wechselrate vergrößert. Letzteres wiederum ist direkt bestimmend für den Preisdruck auf das EVU durch diesen Kunden.

Entsprechend dieses Zusammenhanges von Energiekostenintensität und Preissensitivität kam es bei den Großkunden im Zuge der Deregulierung in Deutschland zu deutlichen

<sup>1</sup> vgl. Porter, M. E. (1983)

Preissenkungen seitens der EVU.<sup>2</sup> Bei den Kleinkunden ist der Preisdruck als schwächer zu bewerten, was u. a. auf geringere Informiertheit und einer Angst vor Konsequenzen eines Lieferantenwechsels zurückzuführen ist, resultierend in einer geringeren realen Wechselrate.<sup>3</sup> Hieraus lässt sich aus Sicht der EVU ableiten, dass der Wettbewerb um Großkunden zum einen über den Preis ausgetragen wird und damit die Notwendigkeit besteht, preisgünstig Energie beschaffen zu müssen. Daneben kann aber das Produkt der Energielieferung über das Angebot von zusätzlichen Dienstleistungen differenziert werden. Diese Dienstleistungen können entweder aus dem energiewirtschaftlichen (z.B. klassische Contracting-Lösungen) aber auch aus dem finanzwirtschaftlichen Bereich (z.B. Mengen- bzw. Preisrisikoübernahmen durch den Lieferanten der Elektrizitätslieferung) kommen. Primäre Aufgabe des Vertriebs ist es damit, im Einzelhandelsmarkt Absatzpositionen aufzubauen. Dieses ist in obiger Abbildung indiziert durch die Pfeile vom Vertrieb ausgehend in Richtung der beiden Kundensegmente.

Da Elektrizität nicht speicherbar ist, muss für jeden gegenwärtigen Moment der Absatzposition des Vertriebes eine Beschaffungsposition in gleicher Höhe gegenübergestellt werden. Dieses ist in obiger Abbildung illustriert durch die Beziehung zwischen dem Handel und der Erzeugung. Hierzu hatte die traditionelle Energiebeschaffung zu Monopolzeiten die Möglichkeiten, entweder eigene Kraftwerke oder aber kraftwerksähnliche langfristige Lieferverträge von Vorlieferanten gegenüber der „Absatzposition“ kostenminimal einzusetzen. Im Laufe der Aufhebung der Gebietsmonopole entwickelten sich Möglichkeiten für die beschaffenden Unternehmen, weitere Quellen als die bisher etablierten zur Beschaffungsoptimierung zu verwenden. Gleichzeitig entstand die Chance, eigene Überkapazitäten an Dritte zu vermarkten. Aus den beschriebenen Transaktionswünschen

---

<sup>2</sup> vgl. van Dijk, M. A. (2000), S. 33

<sup>3</sup> Zwar sind die wesentlichen Aspekte des zu handelnden Produktes Zeitraum der (physischen) Lieferung, Qualität der Lieferung (z. B. unsichere versus sichere Leistung oder Art der Erzeugung), zeitliche Struktur der Leistung, Lieferort sowie der Preis.

Zudem erscheint es aber sinnvoll, das Absatzobjekt Lieferung einer zeitlichen Leistungsstruktur auch als ein immaterielles Lieferversprechen zu charakterisieren. Das bedeutet, dass bei jedem Vertrag eine Vereinbarung über eine Lieferung zu einem späteren Zeitpunkt über (un-)definierte Leistungen über (un-)definierte Zeiträume mit einer bestimmten Qualität (z. B. aus einer bestimmten Produktionstechnologie stammend) stattfindet. Dieses Versprechen aber auch das Produktergebnis manifestieren sich in einem nicht sinnlich wahrnehmbaren Objekt. Aufgrund der Intangibilität des Produktes und der Eigenschaft eines Versprechens rückt der Aspekt Vertrauen in den Vordergrund der Charakterisierung der Beziehung zwischen Kunden und Lieferanten sowie des Teilmarktes insgesamt. Hiermit wird z. T. die Diskrepanz zwischen einem aus ökonomisch rationaler Sicht erfolgenden Wechsel aufgrund von Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Anbietern und der geringen realen Wechselrate erklärbar. Vgl. hierzu detailliert Guth, S. (2001) bzw. zur Bedeutung von Kauffaktoren auch Drake, F.-D., Ohler, T. und Röthel, T. (2000)

entstanden Marktplätze, auf denen aus Gründen größerer Fungibilität standardisierte physische und finanzielle Produkte gehandelt werden konnten bzw. können.

Dieser damit entstandene Großhandelsmarkt gliedert sich in verschiedene Bereiche:

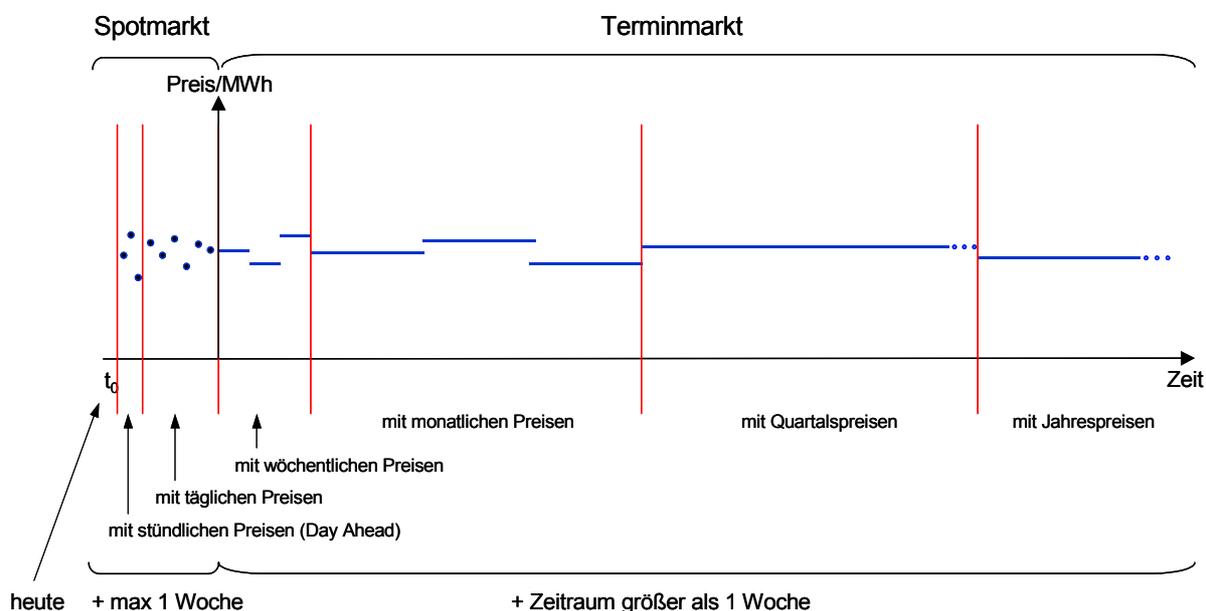


Abbildung 2-2: Märkte für den Großhandel mit Elektrizität

Zum einen werden auf einem Spotmarkt Lieferpflichten gehandelt, die vom aktuellen Zeitpunkt aus betrachtet sehr zeitnah physisch erfüllt werden – insbesondere werden der Markt für Lieferungen für den Folgetag und auch für die Folgeweche als Spotmarkt bezeichnet - und die einen kurzen Lieferzeitraum umspannen. Typisch sind Spotmärkte, auf denen Stunden- bzw. Tagesprofile, d.h. konstante Leistungen über eine Stunde oder einen Tag gehandelt werden. Um aber auch für weiter in der Zukunft liegende Zeiträume Verträge abschließen zu können, entstanden Terminmärkte. Auf diesen werden primär physische Lieferpflichten über definierte Zeiträume wie Wochen, Monate, Quartale oder Jahre zu Konditionen gehandelt, die zum jeweiligen Handelstag bestimmt werden können. Diese Termingeschäfte werden auch Forwards genannt. Während sich für den Spotmarkt eine Börse als Marktplatzbetreiber etablierte, ist der physische Terminmarkt ein primär bilateraler, über Intermediäre vermittelter Markt. Neben diesen Märkten von physischen Lieferpflichten entstanden Märkte für finanzielle Liefer- bzw. Leistungspflichten (finanzielle Futures) sowie Märkte für standardisierte Lieferwahlrechte (Optionen).

Um diese erweiterten Beschaffungsoptionen durch den Großhandelsmarkt nutzen zu können, entwickelten sich Handelsabteilungen aus den traditionellen Energiebeschaffungen der EVU. Diese nutzen die Großhandelsmärkte mit der ersten hier definierten Handelsmotivation, um

eine konsequente Beschaffungs- und Absatzoptimierung durchführen zu können. Durch die Öffnung bzw. durch die Entwicklung der Großhandelsmärkte erweiterte sich damit das Beschaffungskalkül aus einer Kostenminimierung bestehender Quellen gegen eine Last bzw. physische Nachfrage unter Berücksichtigung diverser technischer wie ökonomischer Restriktionen zu einer Gewinnmaximierung. Der Energiehandel hat mit dem Großhandelsmarkt für jeden zukünftigen Zeitpunkt im Betrachtungszeitraum die Möglichkeit, die Absatzpositionen kostenminimierend zu decken sowie verfügbare freie Kapazitäten im Markt anzubieten. Graphisch kann man dieses für jeden Zeitpunkt wie folgt darstellen:

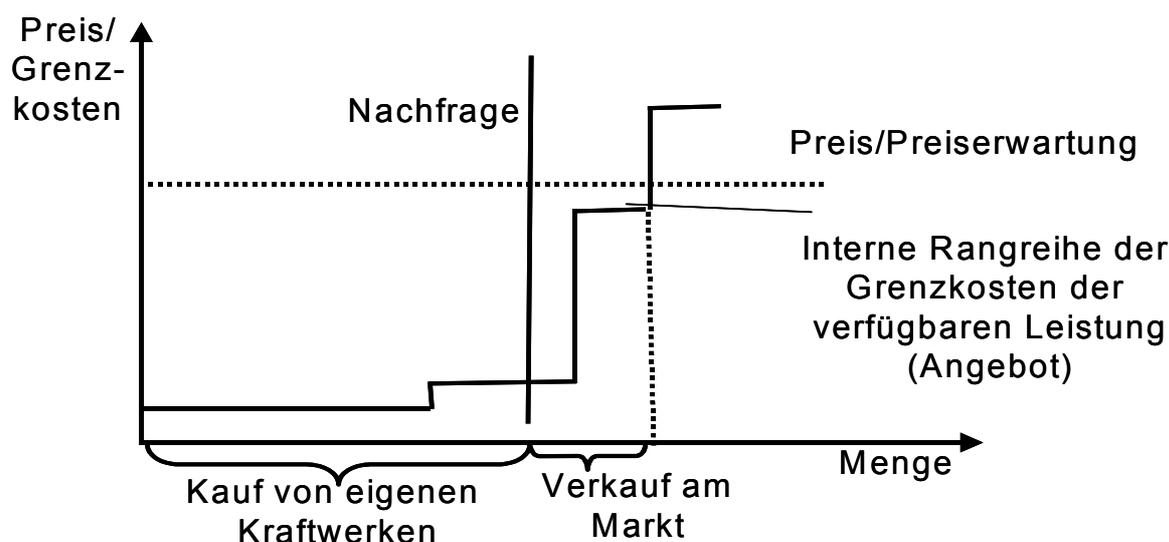


Abbildung 2-3: Prinzip der Beschaffungs- und Absatzoptimierung

Optimal ist der Einsatz der verfügbaren Quellen immer dann, wenn die Kosten des Betriebs kleiner sind als die Preise. Sollten die Preise kleiner sein als die Kosten, ist es wirtschaftlicher – sofern durch die Restriktionen der technischen Anlage wirtschaftlich und technisch machbar – die Anlage stillstehen zu lassen und aus dem Markt zu beziehen. Dargestellt ist der Fall, dass die interne physische Nachfrage wirtschaftlich durch die eigenen Quellen gedeckt werden kann. Bei erwarteten Preisen, gestrichelt dargestellt, ließen sich aber weitere eigene Quellen wirtschaftlich vermarkten. D.h. der Energiehandel bzw. die Energiebeschaffung sollte zur konsequenten Beschaffungs- und Absatzoptimierung aus den eigenen Kraftwerken kaufen, davon einen Teil für den Bedarf des Vertriebes verwenden, den Rest am Markt verkaufen.<sup>4</sup>

<sup>4</sup> vgl. detailliert Flechner, B. und Wolter, H. (2000), S. 30 und zu einer mathematischen Formulierung des Zusammenhanges zwischen kurzfristiger Einsatzplanung und Stromhandel Nießen, S. (1998).

Folgt man diesem Verhalten, wird klar, dass für die eigenen Quellen als relevanter Bewertungsmaßstab nur die Marktpreise gelten. Betrieben werden dürften bei konsequenter Optimierung die eigenen Quellen demnach nur noch in Punkten, in denen Indifferenz zwischen Betrieb und Stillstand besteht. Dieses wäre gerade bei Preisen, die den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung entsprächen, gegeben. Dieses wird in Folge der im Kapitel 4 dieser Arbeit durchgeführten Modellbildung aufgegriffen, indem erwartete oder gegebene Marktpreise mit den kurzfristigen Grenzkosten verglichen und bezogen auf diesen Preis wirtschaftliche Mengen geboten werden.

Um die Systemgrenzen nicht zu weit zu ziehen, wird in der späteren Modellbildung zudem unterstellt, dass sich die Kraftwerksparks der abgebildeten Unternehmen nicht verändern. Begründen lässt sich dieses mit dem aus der Deregulierung resultierenden Preisdruck, der in Monopolzeiten aufgebauten Überkapazitäten<sup>5</sup> und der hohen Kapitalkostenintensität des Kraftwerksneubaus<sup>6</sup>.

Neben der reinen Beschaffungs- und Absatzoptimierung ist eine weitere Handelsaktivität in dem Prozessmodell beschrieben: der Aufbau eigener spekulativer Positionen. Ist bereits die Notwendigkeit zum Aufbau einer Schnittstelle des EVU in den Großhandelsmarkt über eine konsequente Beschaffungs- und Absatzoptimierung gegeben, lässt sich weiterhin die Nutzung dieser Schnittstelle zum reinen Handel aus Gründen der Möglichkeit der Gewinnmitnahme begründen. Diese entsteht, wenn der Handel eine Fehlbewertung der Marktprodukte feststellt und diese erwartet, ausnutzen zu können. Dieser Handel wird auch spekulativer Handel genannt. Unter Spekulation wird damit der Kauf bzw. Verkauf mit der Absicht der Ausnutzung erwarteter zeitlicher Preisunterschiede vor dem Hintergrund des Gewinnstrebens bezeichnet. Hiernach wird mit dem Handel des Gutes kein produktiver Nutzengewinn angestrebt.<sup>7</sup> Aufgrund der beschriebenen Erwartung intertemporaler Preisdifferenzen kann Spekulation nicht risikofrei sein. Im Unterschied zur Spekulation wird in der Literatur das Konzept der Arbitrage verwendet. Letzteres soll kurz dargestellt und zumindest die zeitliche Arbitrage auch als Spekulation definiert werden. Arbitrage ist die auf Gewinnerzielung bzw. Kostenminimierung gerichtete Ausnutzung der im gleichen Zeitpunkt auf mindestens zwei Teilmärkten eines homogenen Gutes existierenden Preisunterschiede.<sup>8</sup>

---

<sup>5</sup> vgl. Heithoff, J. und Otto, K.-W. (2000), S. 726-729

<sup>6</sup> vgl. zu den Kostenschätzungen Grobbel, C. (1999) bzw. Schneider, L. (1998)

<sup>7</sup> vgl. Albers, W. H. (1977), S. 170

<sup>8</sup> vgl. Albers, W. H. (1977), S. 325

Zeitarbitrage existiert bei Vorliegen einer Preisdifferenz zwischen zwei Zeitpunkten, die größer als die intertemporalen Transferkosten sein muss. Da in der Literatur Risikoarmut dieser Transaktionen als maßgebliches Kriterium der Arbitrage gilt, wird eine ex ante Information über die zwei Marktzustände angenommen. Die Zeitarbitrage setzt bei unterstellter Risikofreiheit die Lagerfähigkeit voraus. Werden die Voraussetzungen perfekter Märkte (insbesondere Lagerfähigkeit des Gutes) nicht eingehalten, wird die intertemporale Preis-Relation verzerrt. Aufgrund der Nichtspeicherbarkeit bzw. -lagerfähigkeit von Elektrizität ist die können Marktteilnehmer nicht gegen einen „fairen“ Preis arbitragieren. Die entstehenden Transaktionen sind dann nicht risikolos, sondern mit Unsicherheit verbunden.<sup>9</sup>

D.h. aufgrund fehlender intertemporaler Preis-Relationen finden Transaktionen statt, die spekulativen Charakter haben. In dem später entwickelten Modell soll daher zeitliche Arbitrage auch als Spekulation verstanden werden.

Nach allem bisher beschriebenen, sind die Hauptaufgaben des Handels nach diesem Modell der Ausgleich etwaiger Mengenabweichungen von Angebot und Nachfrage. Detaillierter kann man die Tätigkeiten des Energiehandels durch folgenden Regelkreis beschreiben:

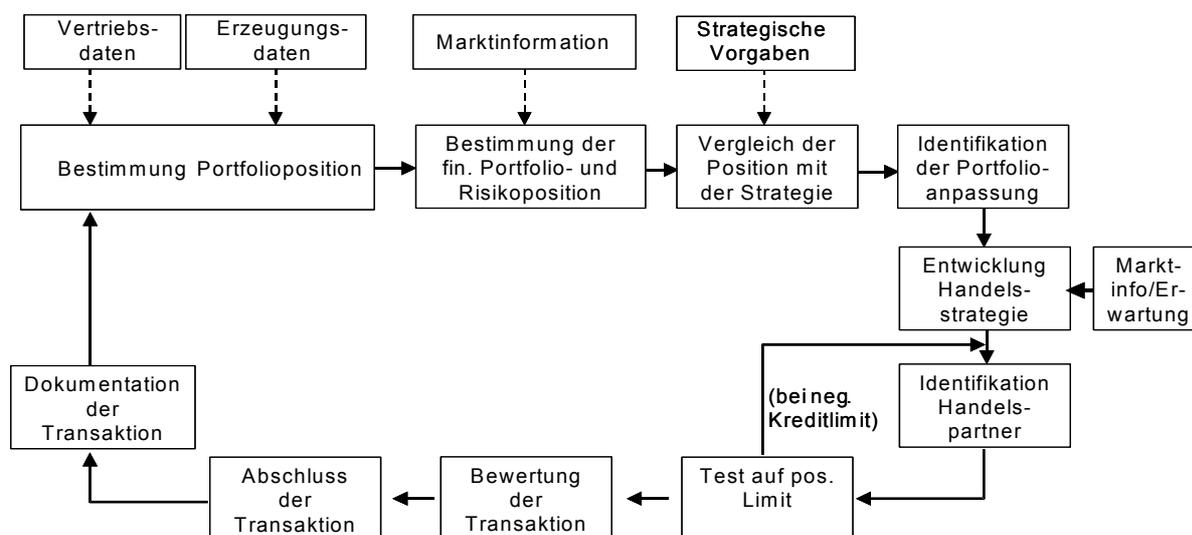


Abbildung 2-4: Controllingprozess im Handel

Der Handel erhält Absatzerwartungen vom Vertrieb. Diese werden mit den in der Vergangenheit eingegangenen Lieferpflichten im Handel und gegebenenfalls mit gehandelten Lieferoptionen aggregiert. Damit wird im Handel unter Zuhilfenahme der Informationen bereits bestellter Erzeugungsmengen sowie gegebenenfalls mit freier Kapazität aus dem Erzeugungsbereich (als reale Option) und gehandelten finanziellen Optionen die

<sup>9</sup> vgl. Leong, K. S. (1997)

Nettoposition bestimmt. Diese stellt simpel einen Vergleich der prognostizierten Nachfragen mit den verfügbaren Quellen in jedem Zeitpunkt des Betrachtungshorizontes dar. Neben der physischen Position werden finanzielle, d. h. mit Marktpreisen bewertete physische Positionen, sowie Risikopositionen, also mit verschiedenen als realistisch eingeschätzten zukünftigen Preisen bewertete physische Positionen, ermittelt. Wird die Position mit einer Risiko-Sollgröße als strategische Vorgabe verglichen und damit nicht akzeptierte offene Positionen identifiziert, müssen mindestens diese geschlossen werden. Hierzu können unternehmensintern oder -extern Handelspositionen eingegangen werden. Werden Marktinformationen ausgewertet und auf der Basis eigener Produkteinschätzungen Über- oder Unterbewertungen festgestellt, können auch Handelsaktivitäten initiiert werden. Um einen reibungsarmen und schnellen Handel zu ermöglichen, werden den Händlern Handelsschranken (Limits) zugewiesen, innerhalb derer sie sich frei bewegen dürfen. Nach der Limitart lassen sich Verlust- und Positionslimits unterscheiden. Die folgende Arbeit konzentriert sich vereinfachend auf Positionslimits. Diese beinhalten Vorgaben zum maximalen mengenmäßigen Umfang einer offenen Position. Dabei kann der Umfang der offenen Position auf einen Händler, ein Handelsinstrument, einen Markt auf dem gehandelt wird, die Laufzeit oder eine Gegenpartei bezogen werden. Bei einer Änderung der Risikolage des Unternehmens oder des Marktes sind die Limits zu überprüfen und gegebenenfalls anzupassen.

Ist eine Handelsstrategie festgelegt worden sowie ein Handelspartner identifiziert und als kreditwürdig sowie als zur Strategie des Unternehmens passend bewertet, wird die Transaktion in ihren Eigenschaften definiert. Bei Abschluss der Transaktion erfolgt ihre Dokumentation, die die Basis einer erneuten Bestimmung der Portfoliosition ist.

Aus den Graphiken sowie Ausführungen dieses Kapitels wird deutlich, dass in dieser Arbeit der Netzbereich eines EVU vollständig vernachlässigt wurde. Im obigen Modell liegt der Netzbereich quer zu den übrigen Bereichen, womit Schnittstellen zum Vertrieb im Zuge der Belieferung der Kunden und dem Handel während der Abwicklung physischer Geschäfte mit dessen Nachfragern existieren. Um die spätere Analyse noch stärker zu vereinfachen, wird in der vorliegenden Arbeit davon ausgegangen, dass Netzengpässe nicht relevant für den Handel von Elektrizität sind. Damit wird vereinfachend unterstellt, dass der Netzbereich eines EVU keine Beeinflussung auf die Handelsentscheidung verursacht.

In diesem Abschnitt wurden Markt- sowie Unternehmenscharakteristika abgeleitet. Aus obiger Darstellung ergeben sich damit nicht nur Begründungen einiger Annahmen für die

Modellierung, sondern auch die Handelsmotive. Wie dargestellt, werden Handelspositionen entsprechend der Risikoneigung und der historisch gehandelten Lieferpflichten und -rechte sowie der Lastprognosen eingegangen. Das Schließen offener Positionen erfolgt zum einen gewinnmaximierend, d.h. Beschaffungskosten minimierend sowie Absatzpositionen wirtschaftlich maximierend. Daneben können aber im Rahmen offener Limits auch spekulative Handelspositionen eingegangen werden. Basis für diese ist die Differenz aus eigener Erwartung und Marktbewertung. Daher werden zwei voneinander unabhängige Handelsmotive identifiziert. Der Handel optimiert zum einen die Beschaffung und den Absatz durch Marktinteraktion und gleicht damit Kostendifferenzen zwischen den Unternehmen aus. Zum anderen kann der Handel aber entsprechend vorgegebener Limits offene Positionen eingehen. Dieses geschieht bei Erwartung einer Fehlbewertung eines Produktes durch den Markt und eines durch einen zeitlichen Anpassungsprozess des Preises erwarteten Gewinn.

In der im Kapitel 4 entwickelten Modellumgebung sollen diese beiden Handelsmotivationen genutzt werden, um zwei Händlergruppen zu definieren. Zum einen wird eine Händlergruppe formalisiert, die sich ausschließlich der Beschaffungs- und Absatzoptimierung widmet. Zum anderen wird eine Händlergruppe beschrieben, die ausschließlich spekulative Positionen eingeht.

## **2.2 Darstellung von Institutionen des deutschen Großhandelsmarktes**

Nachdem die Handelsmotivationen definiert wurden, die in dem späteren Modell formalisiert werden, soll nun beschrieben werden, an welchen Marktplätzen die Handelswünsche zum Ausgleich gebracht werden. Da sich die spätere Modellbildung an empirisch beobachtbaren Institutionen orientieren soll, werden in diesem Kapitel die für die Modellbildung relevanten Marktplätze beschrieben. Hierbei werden aufgrund der besonderen Relevanz für diese Arbeit nur die Aspekte Produkte, Orderbuchstruktur, Gebotsprozess und Preisbildung betrachtet.

Eine empirische Analyse von Strecker<sup>10</sup> stellt fest, dass die wichtigsten Handelsplätze in Deutschland der physische bilaterale Forward- und Spotmarkt sind, gefolgt von den finanziellen Märkten. Es wird die Einschätzung geäußert, dass die Bedeutung der Börsenplätze steigen wird, wobei dem bilateralen Handel die größten Marktanteile beigemessen werden. Der bilaterale Markt ist primär über Broker (d.h. Makler) organisiert und basiert auf realen wie virtuellen Markt-Plattformen.<sup>11</sup> Grundsätzlich erscheinen drei Handelsmöglichkeiten als charakteristisch für den bilateralen Großhandel. Als erste

---

<sup>10</sup> vgl. Strecker, S. und Weinhardt, C. (2001b)

<sup>11</sup> vgl. Strecker, S. und Weinhardt, C. (2001a), S. 7

Handelsvariante besteht die Möglichkeit, den Broker mit einem Gebot zu kontaktieren, der wiederum andere Handelspartner zur Suche geeigneter Gegengebote anspricht. Wird kein kongruentes Gegengebot gefunden, werden die Vertragskonditionen bilateral ausgehandelt, oder es kommt zum Abbruch der Verhandlung. Eine zweite Möglichkeit ist der Marktzugang über Internetplattformen. Hierbei werden Angebote und Nachfragen in ein sogenanntes offenes Orderbuch eingegeben. Ein Orderbuch beinhaltet alle zu dem jeweiligen Betrachtungszeitpunkt existierenden Gebote, also Angebote sowie Nachfragen. Ein offenes Orderbuch ist für alle Marktteilnehmer einsehbar, d.h. alle Gebote sind bekannt. Demnach kann ein Bieter entweder auf ein existierendes Gebot reagieren, indem dieser ein Gebot akzeptiert und in dieses einsteigt oder ein Gegengebot einstellt. Da den Geboten immer ein Preis und eine Menge zugeordnet ist, ist bei Vertragsabschluß jedem Bieter bekannt, zu welchem Preis der Vertrag zustande kommt. Es besteht also ex-ante-Transparenz über den Vertragsabschluß, der Preis der bezahlt bzw. der gezahlt wird orientiert sich direkt an dem Gebotspreis (pay-as-bid-Preisbildung). Möglichkeiten, Einfluss auf die Vertragskonditionen zu nehmen, ergeben sich wie bei der ersten Handelsvariante. Eine weitere Variante ist der direkte bilaterale Handel, d. h. das direkte Kontaktieren eines Handelspartners. Dieses hat den Vorteil, Kosten für die Intermediärsleistung zu sparen sowie Marktsignale zu vermeiden. Das Zustandekommen der Konditionen erfolgt analog zur ersten Handelsvariante.

Typisch für den bilateralen Handel ist die Verwendung eines variablen Handels. Dieses sowie die Struktur des offenen Orderbuches kann anhand folgender Graphik vereinfachend beschrieben werden:

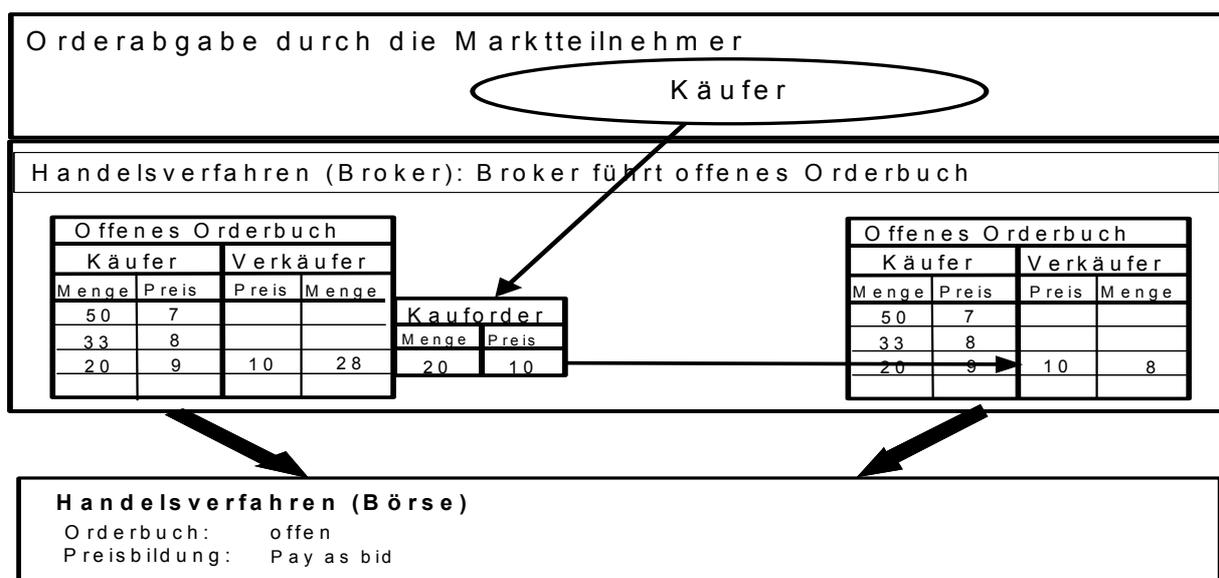


Abbildung 2-5: Vereinfachende Skizze eines variablen Handels

Hierbei stehen Kauf- und Verkaufsgebote sich gegenüber. Ein neuer Käufer steigt hier in eine bestehende Verkaufsorder ein. Resultat ist ein Orderbuch mit um die Handelsmengen reduzierten Verkaufsgeboten.

Der Handel an Strombörsen gestaltet sich komplexer. Aufgrund der in der späteren Modellierung erfolgten Konzentration auf die statische zweiseitige Auktion als typische Auktion von Strombörsen sei nur diese hier dargestellt.

Der Handel für Spotkontrakte an der deutschen Strombörse der European Energy Exchange (EEX) erfolgt computergestützt durch eine tägliche statische zweiseitige Auktion mit geschlossenem Orderbuch. In dieser Auktion geben Marktteilnehmer ihre Gebote bis zu einem festgesetzten Zeitpunkt jeden Tages in Unkenntnis der Gebote der anderen Marktteilnehmer ab. Es ist für die Marktteilnehmer nicht erkennbar, welcher Preis das Ergebnis der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage sein wird.<sup>12</sup> Der Handel wird einen Tag vor dem Tag der vertraglichen Lieferung ausgeführt.<sup>13</sup> An der Börse werden sowohl Blockkontrakte mit vertikaler Produktdifferenzierung<sup>14</sup> als auch Stundenkontrakte gehandelt. Jedes dieser Kontrakte verbietet eine Liefer- und Leistungspflicht über den definierten Zeitraum (Stunde oder Block).

Das Mindestvolumen liegt bei 1 MWh, die Stückelung kann in 100 kWh Schritten erfolgen.

Der Handel beginnt mit der Aufforderung, Gebote zum Kauf bzw. Verkauf von Strom in das System der EEX einzugeben. Für die Einzelstundenkontrakte können preisabhängige<sup>15</sup> und preisunabhängige<sup>16</sup> Orderformen gewählt werden. Hierbei wählen die Marktteilnehmer eine Preisskala ihrer Wahl innerhalb einer von der EEX vorgegebenen maximalen Weite. Den definierten Preisen werden dann Mengen zugeordnet und die Gebote in ein geschlossenes Orderbuch eingestellt. Für die Preisermittlung werden zunächst die Blockkontrakte in preisunabhängige Stundenkontrakte umgewandelt. Danach folgt die Aggregation der abgegebenen Order für jede Stunde des kommenden Tages, wobei die Folge von Preis-Mengen-Kombinationen zunächst sortiert – bei Angeboten aufsteigend entsprechend des Preises, bei Nachfragen fallend – und dann durch lineare Interpolation verbunden wird. Liegt

---

<sup>12</sup> Vgl. detailliert Kraus, M. (2000)

<sup>13</sup> vgl. LPX (2001), Seite 3; vgl. für weitere Informationen zum Handelsablauf der LPX bzw. EEX <http://www.eex.de>.

<sup>14</sup> Hierbei wird entlang der Zeitachse eine Blockdifferenzierung analog der Stundenprodukte vorgenommen.

<sup>15</sup> Limit Order werden zum angegebenen Limit oder „besser“ ausgeführt werden. Vgl. hierzu Lattemann, C. und Zuber, P. (2001)

<sup>16</sup> Market Order werden zum allgemeinen Marktpreis ausgeführt.

ein Orderbuch vor, in dem Angebots- und Nachfragefunktion keinen Schnittpunkt besitzen, kann es zu einer Änderung der Preisskala kommen. Daraufhin können die Marktteilnehmer, die an dem Handel weiterhin teilnehmen wollen, neue Gebote in das System einstellen. Wird die Preisskala nicht geändert, können die Marktteilnehmer ihre Gebote ändern oder löschen. Kann weiterhin kein Preis ermittelt werden, wird die Auktion für das jeweilige Produkt für den Tag abgebrochen. Existiert eine Angebots- sowie Nachfragefunktion, die sich schneiden, wird aus dem Schnittpunkt der Gleichgewichtspreis (Market Clearing Price / MCP) sowie die Gleichgewichtsmenge bestimmt. Dieser Preis wird an alle Anbieter gezahlt, deren Gebote gleich bzw. unterhalb des MCP lagen. In einem zweiten Schritt findet eine Aggregation der Angebots- und Nachfragefunktionen für die einzelnen Gebotsgebiete (in der Regel gleich den Regelzonen) statt. Hieraus werden die regionalen Gleichgewichtspreise ermittelt. In einem dritten Schritt werden preisunabhängige Gebote in die Regelgebiete eingebracht, bei denen eine Differenz zwischen dem Gesamtmarkt- und dem Regionalmarktgleichgewicht existieren. Begonnen wird mit den Gebieten der größten Preisdifferenzen. Ziel ist es, die regionalen Preise dem gesamtdeutschen Preis anzugleichen. Dieser Vorgang wird bei Nichtvorliegen von Netzengpässen fortgesetzt, bis die regionalen Gleichgewichtspreise dem gesamtdeutschen entsprechen. Sollten Engpässe zu verzeichnen sein, kann es auch zu unterschiedlichen Preisen in den Gebotsgebieten kommen.

Mit dieser kurzen Darstellung der Handels- und Preisbildungsmechanismen soll die später dargestellte Modellbildung der Marktinstitutionen mitbegründet werden. Insbesondere wird das Prinzip einer statischen zweiseitigen Auktion mit geschlossenem Orderbuch umgesetzt, wobei die Marktteilnehmer sowohl preisabhängig als auch -unabhängig bieten können. Da von einem Netz und entsprechend Netzengpässen abstrahiert wird, erfolgt keine Berechnung regionaler Preise. Die stückweise lineare Verstetigung der Gebote durch die EEX wird nicht umgesetzt, dafür ein anderes Verfahren entwickelt, das mit diskreten Geboten umgehen kann.

## **2.3 Untersuchung deutscher Großhandelspreise für Elektrizität mittels einer Regressionsanalyse**

Das folgende Kapitel soll, basierend auf allgemeinen Überlegungen zum Einfluss fundamentaler Determinanten auf den Spotpreis, mittels eines Regressionsmodells aufgestellte Thesen stützen sowie eine Vorbereitung für die später erfolgende Mikromodellierung darstellen.

### **2.3.1 Ableitung von Hypothesen zu Kausalitäten**

In dieser Arbeit werden ausschließlich deutsche Preise und Indizes betrachtet. Zur ökonomischen Erklärung beobachtbarer Preise wird ein Fundamentalmodell in Form eines

Kausalitätsdiagramms aufgestellt, um hierauf ein lineares Regressionsmodell zu entwickeln. Anschließend erfolgt die Analyse der Preisreihen und eine Diskussion der Ergebnisse.

Folgende Graphik fasst zunächst einfache intuitive Hypothesen über Kausalitäten zusammen, wobei die Vorzeichen an den Pfeilen die Wirkung einer Änderung der Determinanten auf den Preis anzeigt:

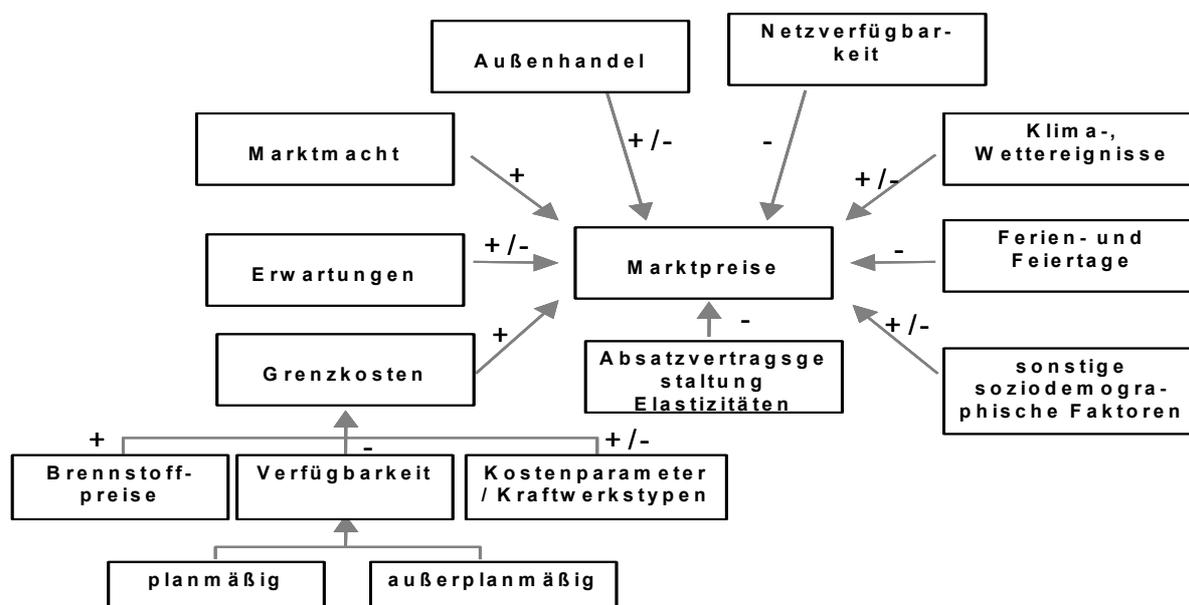


Abbildung 2-6: Hypothesen zu Marktkausalitäten

Die Graphik teilt sich in die Kategorien Angebot, Nachfrage sowie Netze. Grundsätzlich können bei der Strukturierung von Preisdeterminanten die bereits oben genannten Handelsmotive, d. h. physisch und spekulativ motivierter Handel, unterschieden werden. Ohne hier auf Spezifika dieser Handelsmotivationen einzugehen, ist offenkundig, dass für eine Beschaffungs- und Absatzoptimierung Einflussfaktoren wie Lasterwartung, Grenzkosten, Verfügbarkeiten usw. relevant sind, während zur Beschreibung von spekulativer Handelsmotivation psychologische Determinanten zur Beschreibung nötig werden. Aktivitäten aus beiden Motivationen heraus können Einfluss auf die Angebots- wie Nachfrageseite haben. Insbesondere für die erste Handelsmotivation kann zudem zwischen den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung und oligopolistisch geprägten Geboten unterschieden werden.

Im Folgenden werden die verschiedenen oben genannten Determinanten der Angebotsseite beschrieben.

- *Brennstoffpreise*

Das Brennstoffportfolio beinhaltet u. a. die Information über Brennstoffart, Intervalle der Preisanpassung und Wechselkursabhängigkeit. Je größer z. B. die Brennstoffpreise ceteris paribus sind, desto höher werden die resultierenden Strompreise ausfallen. Für die spätere Regressionsanalyse muss berücksichtigt werden, dass die Brennstoffe nicht zwingend zu Spotmarktkonditionen gekauft werden, sondern dass das Brennstoffportfolio eines Unternehmens sukzessive an Marktbedingungen angepasst wird. Demnach müssen bei der späteren Gestaltung der Regressoren Zeitverzögerungen berücksichtigt werden.

- *Kostenparameter, Kraftwerkstypen*

Da die Erzeugungsgrenzkosten von Brennstoffpreis und Wirkungsgrad abhängen, beeinflusst die Höhe des Wirkungsgrades die resultierenden Grenzkosten und, nimmt man Grenzkostenpreise an, entsprechend auch die Spotpreise.

Aufgrund der Abhängigkeit der Wirkungsgrade von der jeweiligen Kraftwerkstechnologie<sup>17</sup> und der betriebsbedingten Abnutzungserscheinungen von Wirkungsgraden, wirkt die Altersstruktur eines Kraftwerksparks auf das Preisniveau. Da sich die Grenzkosten der Erzeugung aus dem Brennstoffpreis bezogen auf den Wirkungsgrad ergeben, folgen aus einem hohen Wirkungsgrad geringere Grenzkosten.

- *Verfügbarkeit*

Die Fahrweise der Kraftwerke beeinflusst die Verfügbarkeit und auch die Betriebskosten. Aufgrund von Inflexibilitäten im Kraftwerksbetrieb (minimale Stillstands- und Fahrzeiten, maximale Lastgradienten, Fernwärmerestriktionen usw.) können nicht in jedem Zeitpunkt beliebige Punkte auf der Kostenfunktion realisiert werden. Die Verfügbarkeit wird zudem durch Ausfallereignisse bestimmt. Planmäßige Ausfälle sind Wartungs- bzw. Revisionsarbeiten. Unplanmäßige oder erzwungene Ausfälle ergeben sich z. B. durch verzögerte Genehmigungen des Wiederanfahrens oder insbesondere auch durch technische Ereignisse. Hierunter fällt auch der durch Wetter- bzw. Temperaturereignisse hervorgerufene erzwungene Stillstand.

Entsprechend des Meistausführungsprinzips werden an den Marktplätzen die Angebote nach dem Preis billigst sortiert. Reduziert sich demnach die Verfügbarkeit eines Kraftwerkes,

---

<sup>17</sup> vgl. zu Wirkungsgradschätzungen detailliert Grobbel, C. (1999) und Schneider, L. (1998)

müssen teurere in die Rangreihe des Marktes (Merit-Order) nachrücken und mithin ceteris paribus den Preis erhöhen.

- *Erwartungen bzw. spekulatives Angebot*

Neben den physischen Angeboten ist grundsätzlich auch spekulativ motivierte Handelsaktivität denkbar. Diese ist allerdings lediglich mit einem Termin- bzw. recht liquiden bilateralen Markt vorstellbar. Vorstellbar wäre ein Transfer von im Terminmarkt aufgebauten Positionen in den Spotmarkt.

Da Regelenergie in praxi teuer ist und damit das Risiko der Unmöglichkeit der Glattstellung offener Positionen bei mangelnder eigener Kraftwerksoption oder aber bei aufgebauten long-Positionen von Lieferpflichten groß ist, erwartet der Autor eine mengenmäßig eher untergeordnete spekulative Aktivität im Spotmarkt. Spekulative Aktivität kann aber theoretisch kurzfristig den Preis in jede Richtung, abhängig von den vorab eingegangenen Positionen, beeinflussen. Zudem muss weiter einschränkend bemerkt werden, dass sich diese Aussagen lediglich auf den Handel mit Leistungspflichten beschränken.

- *Marktmacht*

Stark idealisierend wäre die Behauptung, die Preise könnten durch die Grenzkosten des Elektrizitätssystems vollständig beschrieben werden. Aufgrund wahrgenommener Marktmacht einzelner Akteure ist eher ein (temporäres) Setzen von Preisauflagen zu erwarten. Da zur Feststellung dieses Verhaltens die genaue Grenzkostenfunktion und Nachfragesituation des Systems bekannt sein müssten, was nicht der Fall ist, kann ein derartiger Einfluss theoretisch genannt werden. In der folgenden Regression kann das Bietverhalten aber aufgrund mangelnder Operationalisierbarkeit nicht näher betrachtet werden.

- *Außenhandel*

Neben den bereits im ersten Abschnitt genannten beiden Handelsmotivationen der Beschaffungs- und Absatzoptimierung sowie der Spekulation kann man weiterhin zwischen in- und ausländischen Akteuren unterscheiden. Insbesondere temporäres Angebot von Überkapazitäten aus Frankreich, Österreich und der Schweiz, aber auch aus Skandinavien, ist auf dem deutschen Markt zu erwarten. Da alle genannten Elektrizitätssysteme (bis auf das französische) durch Wasserkraftwerke bestimmt sind und klimatisch bedingte Überkapazitäten aus Wasserkraft bei freier Netzkapazität zu sehr geringen Grenzkosten (nahe null) in den Markt und damit auch in einen deutschen Spotmarkt geboten werden können, ist demnach von einer Wetter- bzw. Klimaabhängigkeit der Preise auszugehen.

- *Netzverfügbarkeit*<sup>18</sup>

Neben den genannten Determinanten können Netzengpässe verbunden mit der mangelnden Speicherbarkeit von Elektrizität die Zuschaltung teurerer Kraftwerke erzwingen, so dass hierdurch eine Beeinflussung der Spotpreise denkbar wäre.

Die Nachfrage im Spotmarkt wird wiederum durch Marktgebote bestimmt, die aufgrund oben skizzierter Handelsmotive und bei Vorliegen von Zukunftsmärkten nicht zwingend der konkreten physischen Last entsprechen müssen. Wie oben dargestellt, ist also bei spekulativer Aktivität im bilateralen Markt durchaus mit einer Aktivität auch im Spotmarkt zu rechnen.

Dennoch wird vom Autor zunächst unterstellt, dass sich die Nachfragefunktion aus soziodemographischen Determinanten und insbesondere auch durch Wetter- und Klimaereignisse beschreiben lässt.

- *Klima- und Wetterereignisse*<sup>19</sup>

Die bekannten Möglichkeiten, Elektrizität direkt oder indirekt zu speichern, sind aufwendig und mit hohen Verlusten behaftet. Da Frequenzschwankungen aus technischen Gründen vermieden werden müssen, muss entsprechend Elektrizität zeitgleich mit ihrem Verbrauch erzeugt werden. Damit kann keine Lagerhaltungspolitik mit preisdämpfender Wirkung betrieben werden.<sup>20</sup> Der Einsatz von elektrischer Energie in einer bestimmten Region folgt den dort üblichen Lebens- und Produktionsrhythmen, die primär durch klimatische und kulturelle Faktoren bestimmt werden. Parallele Verbrauchsgewohnheiten können zu Bedarfsspitzen führen. Diesen müssen zeitgleich Erzeugungskapazitäten gegenübergestellt werden.<sup>21</sup> Wetter- und Klimaereignisse als teilweise den Verbrauchsgewohnheiten zugrunde liegende Einflussgrößen müssen sich damit in den Preisen niederschlagen. Klimaereignisse determinieren aufgrund ihrer Langfristigkeit eher den Mittelwert der Preise. So liegt in Mitteleuropa der Elektrizitätsverbrauch wegen der niedrigen Außentemperaturen und der kürzeren Tageslichtphase des Winters deutlich über dem des Sommers. Diese saisonale Struktur sollte sich entsprechend auf die Preise in einem physisch beeinflussten Spothandel niederschlagen. Wetterereignisse in Form von Temperaturschocks sowie starker Bewölkung sollten zudem aufgrund von elektrischen Beheizungs- und Beleuchtungssystemen relevant

---

<sup>18</sup> vgl. zur diesbezüglichen Situation in den USA Riekert, C. (2000), S. 523

<sup>19</sup> vgl. Bergschneider, C., Karasz, M. und Schumacher, R. (1999), S. 92

<sup>20</sup> vgl. Weron, R. (2000), S. 129

<sup>21</sup> vgl. Pilipovic, D. (1998), S. 7

sein. Hiernach sollte sich die Nachfrage bei geringen Temperaturen bzw. eines starken Bedeckungsgrades vergrößern und den Preis tendenziell erhöhen.

- *Ferien- und Feiertage bzw. sonstige soziodemographische Determinanten*

Diese beschreiben die Struktur der physischen Nachfrage, aber auch kulturelle Eigenarten, insbesondere Arbeits- und Verbrauchsrhythmen. Kommt es z. B. zu einem Produktionsrückgang der Industrie, ist mit geringerem Stromverbrauch und mithin bei einem physisch geprägten Markt ceteris paribus mit Preissenkungen zu rechnen. Gleiches gilt für das Verhalten der Preise über den Tagesablauf. Nach bisherigen Hypothesen sollten sich die Laststrukturen in den Preisen finden lassen. Demnach werden zu Lastspitzen auch höhere Preise erwartet.

- *Spezielle Absatzverträge und Bietverhalten*

Unterstellt man, dass große Nachfrager auch eigene verfügbare Kraftwerksoptionen besitzen, entsteht eine Nachfragefunktion mit einer durch die Grenzkosten der eigenen Kraftwerke bestimmten Elastizität. Betrachtet man aber die Nachfrager, die offene Positionen in Form von Leistungspflichten besitzen, kann für diese bei unterstellter Existenz hoher Regelpreise unelastisches Verhalten im Spotmarkt unterstellt werden. Eine elastische Nachfrage könnte aber u. a. bei einem Etablieren abschaltbarer Verträge (Lieferoptionen der Händler, ausgegeben von den Verbrauchern) entstehen.

### **2.3.2 Interpretation deskriptiver Statistiken deutscher Spotpreisreihen**

Nach dieser kurzen Darstellung erster Hypothesen zu Marktkausalitäten sollen die untersuchten Preiszeitreihen diskutiert werden, bevor die obigen Hypothesen mittels eines linearen Regressionsmodells getestet werden. Bei den Preisen handelt es sich um Zeitreihen täglicher deutscher Elektrizitätsgroßhandelspreise verschiedener Zeiträume in Euro pro MWh.

Der CEPI (Central European Price Index) war ein Elektrizitätsgroßhandelsindex für Norddeutschland, der von PreussenElektra AG und weiteren Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft entwickelt wurde. Er erfasste jeweils für Grund- und Spitzenlaststrom (Base und Peak) Preise für Tages- und Siebentageskontrakte auf dem ehemaligen Gebiet der PreussenElektra. Beim GPI (German Power Index) handelt es sich um den Nachfolgewert des CEPI, der seit Beginn 2001 publiziert wird. Die hier verwendeten Reihen umfassen den Zeitraum vom 09.03.1999 bis 06.07.2001 (CEPI und GPI gekoppelt). Sie beziehen sich nur auf Tageskontrakte, die wiederum nach Base- und Peak-Reihen unterschieden werden. Diese Bezeichnungen stehen für fest definierte Blöcke (dabei handelt es sich um festgelegte, konstante Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls). Der Base-Preis bezeichnet den Wert einer MWh

für den Zeitraum von 0 bis 24 Uhr. Peak-Blöcke sind dagegen für die Zeit zwischen 8 und 20 Uhr eines jeden Werktages definiert.<sup>22</sup>

Die analysierten Daten der LPX (Leipziger Power Exchange) umfassen den Zeitraum vom 16.06.2000 bis zum 06.07.2001. Auch hier wird zwischen Preisen für Base- und Peak-Produkte unterschieden, die ebenso wie beim CEPI definiert sind.<sup>23</sup>

Die verwendeten Daten der EEX (European Energy Exchange) sind Base- und Peak-Preise des Zeitraums 09.08.2000 bis 06.07.2001.<sup>24</sup>

Betrachtet man zunächst das Zeitreihenverhalten der Preise<sup>25</sup>, kann man so genanntes Mean-Reversion-Verhalten beobachten. D. h. die Preise kehren nach stochastischer Auslenkung aus einem Gleichgewichtsniveau zu diesem während eines relativ kurzen Zeitintervalls zurück. Hiermit korrespondierend zeigen sich bei allen Preisreihen kurzfristige aber deutliche Preisspitzen und –senken.

Deutlich erkennbar ist ein Anstieg des Preisniveaus insbesondere bei den langen CEPI/GPI-Indexreihen. Da Elektrizität kein Bestandgut ist, dessen Wert verzinst werden kann, ist mit einem mittelwertstationären Prozess zu rechnen. Eine Erklärung für den Anstieg muss demnach in den das Mittel determinierenden Größen zu suchen sein. Wie oben erwähnt, wird insbesondere im Rahmen der folgenden Regressionsanalyse die Hypothese eines physisch geprägten Marktgeschehens überprüft. Demnach sollten Veränderungen der Grenzkostenbestandteile ursächlich für die Trendbewegung sein. Betrachtet man die Graphen der Brennstoffpreisentwicklungen<sup>26</sup>, wird ein im Mittel ähnlicher Verlauf deutlich. Ab Mitte des Jahres 2000 lassen sich bei allen Brennstoffreihen ebenfalls Preisanstiege feststellen, ein Indiz für die Relevanz von Grenzkostenbestandteilen im Elektrizitätspotpreis.

Weitere Merkmale der Preisreihen lassen sich bei Betrachtung der Verteilungsparameter feststellen. Trotz der Niveauverschiebung ab Mitte 2000 wird zunächst das arithmetische Mittel der Gesamtreihe diskutiert. Bei allen Base-Preisen findet sich ein Mittel zwischen 18 Euro pro MWh bei den langen Reihen des CEPI/GPI und 23 Euro pro MWh bei den kürzeren Börsenpreisen. Die absolute Höhe des Mittels unterstreicht die These eines mittleren Erzeugungsgrenzkostenniveaus. Ein Vergleich der Mittelwerte der jeweiligen Peak- und Base-Preise zeigt, dass die Mittelwerte der Peak-Preise diejenigen der Base-Preise etwa in

<sup>22</sup> vgl. <http://archiv.preussenelektra.de/406.html>; <http://energie-chronik.bei.t-online.de/000314.htm>;

<sup>23</sup> vgl. für Dateneinsicht und weiterer Information zum Börsenhandel <http://www.lpx.de>

<sup>24</sup> vgl. für Dateneinsicht und weiterer Information zum Börsenhandel <http://www.eex.de>

<sup>25</sup> Alle Statistiken und Graphiken sind im Anhang abgebildet.

<sup>26</sup> vgl. Anhang

gleicher Relation übersteigen. Dieses Verhältnis von Peak- und Base-Werten ist auf die höheren Grenzkosten im Peak-Zeitbereich zurückzuführen.

Zieht man als zusätzliches Vergleichskriterium die Standardabweichung oder auch die Spannweite heran, ergeben sich weitere Auffälligkeiten. Die Streuungsmaße der Preisreihen sowie die prozentualen Unterschiede zwischen Base und Peak (wie in der Mittelwertbetrachtung) liegen wieder bei allen Reihen sehr dicht beieinander. Die höhere Standardabweichung der Peak-Preise kann darauf zurückgeführt werden, dass die Peak-Blöcke in geringeren Volumina gehandelt werden. Eine weitere Erklärung kann die Konvexität der Angebotsfunktion liefern. Je größer die Konvexität der Funktion ist, desto stärker variieren die Preise bei gegebener Angebotsfunktion und bei kleiner Variation der Nachfrage.

Betrachtet man neben diesen Momenten weiterhin die Neigung, ergibt sich für die Verteilung der CEPI/GPI- sowie LPX-Preise eine Linkssteilheit, während die EEX-Preise rechtssteil sind. Die Linkssteilheit der Preise weist auf ein Mean-Reversion-Verhalten und temporäre Preisspitzen hin.

Eine Wölbung nahe drei bedeutet eine Verteilungsgestalt ähnlich einer Normalverteilung. Alle Datensätze haben Wölbungen ungleich und insbesondere größer drei, was auch als „fat tails“ bezeichnet wird. Damit treten extreme Ereignisse häufiger auf als eine Normalverteilung dieses implizieren würde. Dieses Verhalten korrespondiert mit dem oben angeführten Mean-Reversion-Verhalten der Preise.

### **2.3.3 Entwicklung des Regressionsmodells und Ergebnisinterpretation**

Zur folgenden möglichst genauen Spezifizierung der Preise durch Determinanten wird davon ausgegangen, dass alle Preise von den oben skizzierten ökonomischen Größen abhängen. Um diese Hypothesen bezüglich der Wirkungsrichtung der Einflussgrößen auf den Preis anhand einer einfachen multiplen Regression testen zu können, wird aufgrund der häufig feststellbaren Autokorrelation von Zeitreihen der generalisierte Kleinste-Quadrate-Schätzer verwendet. Die Ergebnisse der t-Tests können damit zur Diskussion des Modells bzw. der Hypothesen genutzt werden. Die Verwendung eines linearen Modells konnte bei rein optischer Betrachtung der Punktwolken der einzelnen Regressoren und eines Preisindex nicht abgelehnt werden.<sup>27</sup>

---

<sup>27</sup> vgl. Mating, S. (2001b), S. 12

Basierend auf den obigen Hypothesen sollen alle quantifizierbaren angebots- wie nachfrageseitigen Einflussgrößen in Form von Regressoren berücksichtigt werden.<sup>28</sup> Die Graphiken der Zeitreihenstruktur der entwickelten Regressoren können im Anhang eingesehen werden.<sup>29</sup>

- *Saisoneinfluss [ohne Einheit]:*

Der Einfluss der Saison zumindest auf den Elektrizitätsverbrauch ist bereits oben theoretisch diskutiert worden. Aufgrund der erwarteten physisch geprägten Struktur der Preise wird hier auch von einer Saisonfigur in den Preisreihen ausgegangen. Die Modellierung der Saison kann durch eine harmonische Schwingung erfolgen. Hier wird der jeweiligen Preisreihe eine Sinusschwingung mit der Periode von einem Jahr angepasst. Da die Parameter der Saisonfunktion so geschätzt werden, dass sie optimal den Trend reflektieren, wird ein positives Koeffizientenvorzeichen erwartet.

- *Temperatureinfluss [ $^{\circ}\text{C}$ ]:*

Diese Einflussgröße wird in der Berechnung alternativ zum Saisonregressor eingesetzt. Es handelt sich dabei um eine selbsterstellte Reihe von Mitteltemperaturen Deutschlands. Die entsprechenden Werte sind auf der Website: <http://www.xelsius.com> erhältlich. In die Berechnung gehen die Temperaturen der Städte Hamburg, Berlin, Essen und München ein. Zur Aggregation der einzelnen Reihen werden sie mit den Elektrizitätsverbräuchen der jeweiligen Regionen gewichtet.

- *Abweichung von der Mitteltemperatur [ $^{\circ}\text{C}$ ]:*

Dieser Regressor stellt eine Kombination der beiden vorstehenden Einflussgrößen dar. Er ergibt sich aus der Differenz von Temperatur und Saison. Da sich dieser Regressor aus den beiden anderen ergibt, kann er nur sinnvoll als alleinige Ergänzung zur Saison oder allein stehend, d. h. ohne Saison und Temperatur, verwendet werden. Nach dem oben zu den Einflüssen von Wetterereignissen auf den Preis Gesagten wird bei einer deutlich geringeren als im Mittel auftretenden Temperatur eine Preissteigerung erwartet. Daher ist bei diesem Regressor ein negativer Koeffizient zu erwarten.

---

<sup>28</sup> Die Entwicklung dieser Reihen ist u. a. auf intensive Diskussionen mit Tobias Federico (ehemaliger wissenschaftlicher Mitarbeiter von Prof. Dr. Erdmann, Institut für Energietechnik, Technische Universität Berlin) zurückzuführen.

<sup>29</sup> Die Reihen enthalten keine Wochenendpreise. Vereinzelt aufgetretene Datenlücken (max. 4 Werte je Reihe; nie mehr als zwei aufeinander folgende Termine) wurden linear interpoliert bzw. durch die für die Reihe ermittelte übliche Abweichung vom Mittel ersetzt (bei Feiertagen).

- *Feiertageinfluss [%]:*

Oben ist der soziodemographische Einfluss auf die Preise diskutiert worden. Hierunter werden u. a. auch Ferien und Feiertage gefasst. Feiertage führen zu einem Minderverbrauch an Elektrizität und sollten mithin bei Vorliegen eines Grenzkosten dominierten Systems deutlich in den Preisen erkennbar sein. Der hierfür konstruierte Regressor basiert auf den Angaben zu den nach Bundesländern differenzierten Feiertagen. Jeder Feiertag ist mit dem Wert 1 kodiert, der über alle Bundesländer mit dem entsprechenden Anteil des Bundeslandes am gesamtdeutschen Elektrizitätsverbrauch gewichtet wird. Jeder Nicht-Feiertag erhält den Wert 0. Da von einem physisch geprägten Markt ausgegangen wird, wird ein negatives Vorzeichen des Regressionskoeffizienten erwartet.

- *Ferieneinfluss [%]:*

Der Einfluss dieser Größe entspricht dem des vorgenannten Regressors. Hier ist jedoch von einer längerfristigen Auswirkung auszugehen, die sich nicht wie bei den Feiertagen in punktuellen Preissprüngen zeigt. Für die Gewichtung gilt analog die oben genannte Methode.

- *Speicher 01 [%]:*

Wie eingangs dargestellt, kann der Außenhandel Einfluss auf das Niveau deutscher Großhandelspreise haben. Als Indikatoren des Außenhandels, aber auch als solche der deutschen Wasserkraftproduktion konnten aufgrund der Datenverfügbarkeit lediglich Wasserkraftdaten der Schweiz verwendet werden.

Dieser Regressor beschreibt das Niveau der Wasserstände der Schweizer Wasserkraftreservoirs. Es wird vermutet, dass Speicherkraft aus Arbitragegründen zur Abdeckung besonders hoher deutscher Spotpreise verwendet wird. Damit sollte ein besonders hohes Preisniveau zu einer Abnahme des Speicherstandes führen und mithin ein negatives Koeffizientenvorzeichen zu erwarten sein.

- *Speicher 02 [%]:*

Die Wasserstandsinformationen (Speicher 01) zeigen ein sich im Jahresrhythmus wiederholendes Befüllen und Entleeren der Speicherbecken. Die Befüllung der Reservoirs vollzieht sich insbesondere in den Zeiträumen der Schneeschmelze und der sich darauf anschließenden niederschlagsreichen Monate. Geht man davon aus, dass zu diesen Zeiten auch entsprechend viel Elektrizität mit Hilfe der Laufwasserkraftwerke bereitgestellt werden kann, ist nicht zu erwarten, dass die positiven Renditen eine für diese Analyse relevante Information darstellen. Kodiert wird daher in diesem Regressor der prozentuale Speicherabgang, d. h. nur die negati-

ven Speicherstandsrenditen. Hiermit wird angenommen, dass eine besonders starke Entleerung zu einem negativen Preiseffekt führen kann. Da nicht die Rendite selbst, sondern der Betrag dieser kodiert wurde, ist entsprechend mit einem negativen Vorzeichen zu rechnen.

- *Laufwasser [ $m^3/s$ ]:*

Ergänzend zu den Einflüssen der Wasserkraftpotenziale aus Speicherbecken kann auch der Einfluss aus Laufwasserkraftwerken untersucht werden. Als Datenquelle zur Bestimmung einer fortlaufenden Laufwasserkennzahl dient die im Internet frei zugängliche hydrologische Datenbank des Schweizer Bundesamtes für Wasser und Geologie (BWG). In die Berechnung gehen Abflusswerte ( $m^3/s$ ) von als relevant erachteten Flüssen ein.<sup>30</sup> Da höhere Abflusswerte tendenziell auch zu höherem Angebot führen können, wird angenommen, sie hätten einen entsprechenden Preiseffekt, d. h. es ist mit einem negativen Vorzeichen zu rechnen.

- *KKW-Verfügbarkeiten [%]:*

Da der Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung in Deutschland bei ca. 30 % liegt, Kernkraftwerke i. d. R. hohe Blockleistungen bei geringen Grenzkosten haben und damit bei einem Ausfall eine deutliche Verschiebung der Angebotsfunktion bewirken, wird nach obigen Marktkausalitäten von einem Einfluss der Kraftwerksverfügbarkeiten auf den Strompreis ausgegangen.<sup>31</sup> Wie bereits oben diskutiert, sollte eine hohe Verfügbarkeit zu geringen Preisen führen, entsprechend wird ein negatives Koeffizientenvorzeichen erwartet.

- *Brennstoffpreise:*

Berücksichtigt werden Preise für Kohle, Erdgas, Rohöl und leichtes Heizöl. Die Preisindizes des Brennstoffes Kohle sind nur in monatlichen Werten erhältlich.<sup>32</sup> Die anderen Brennstoffpreise sind als täglich strukturierte Indexreihen verfügbar. Diese sind der Natural Gas Index (GBP/therm) der Londoner International Petroleum Exchange (IPE) sowie die täglichen Börsennotierungen für leichtes Heizöl bzw. Gasoil (\$/t) und für die Rohölqualität Brent (\$/bbl) vom Handelsplatz Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (ARA). Der IPE-NBP Natural Gas In-

---

<sup>30</sup> Dieser Regressor wird in einer Studienarbeit am Fachgebiet für Energie- und Rohstoffwirtschaft von Kleen, O. entwickelt.

<sup>31</sup> Quellen für die Daten zu diesem Regressor waren die Jahresberichte zur „Kernenergie in Deutschland“, die jeweils zur Jahresmitte vom Deutschen Atomforum e.V. für das vorhergehende Jahr herausgegeben werden, sowie die Daten zu den geplanten Kraftwerksrevisionen entsprechend der Veröffentlichung in Marktberichten, die freundlicherweise von dem Unternehmen vwd (<http://www.vwd.de>) für den betrachteten Zeitraum zur Verfügung gestellt wurden.

<sup>32</sup> vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Kraftwerkssteinkohle-Index (DM/t SKE) frei deutsche Grenze).

dex basiert auf dem Handel mit Futures und errechnet sich als ungewichteter gleitender Durchschnitt aller Settlement-Preise des jeweils ablaufenden Vertragsmonats.<sup>33</sup>

Zur Ermittlung der Zeitverschiebung zwischen der Entwicklung der Elektrizitäts- und der Brennstoffpreise erfolgt die Betrachtung der Korrelationskoeffizienten für unterschiedliche Zeitabstände. Hierbei wird aufgrund seines großen zeitlichen Umfangs und der relativ großen Handelsvolumina nur mit dem CEPI/GPI Base – Index gearbeitet. Für Gas und Kohle ergeben sich Verzögerungen von ca. 30 und für Gasoil und Brent ca. 50 Zeiteinheiten.<sup>34</sup> Entsprechend der obigen Diskussion wird ein positives Koeffizientenvorzeichen erwartet.

- *Wechselkurse:*

Aus der Verwendung der Brennstoffpreisreihen folgt, dass Wechselkurse der Währungen, zu denen die Brennstoffe gehandelt werden, berücksichtigt werden müssen. Entsprechend werden die täglichen Wechselkursnotierungen für die Relationen des US-Dollars und des britischen Pfunds zum Euro berücksichtigt. Die Argumentation bezüglich der Vorzeichen läuft analog zu der des vorgenannten Regressors.

Zur Durchführung der Analyse wird zunächst das lineare Modell mit allen Regressoren aufgestellt.<sup>35</sup> Anhand der Signifikanz der Regressionskoeffizienten (t-Test) erfolgt die sukzessive Entfernung von Determinanten aus dem Modell. Hieraus ergeben sich die in nachfolgender Tabelle zusammengestellten Modelle mit den darin verwendeten Einflussgrößen. Die Zeichen innerhalb der Spalten geben die Koeffizientenvorzeichen an.<sup>36</sup> Die Anordnung der Regressoren innerhalb der Tabelle sowie in der anschließenden kurzen Diskussion erfolgt hierbei entsprechend der Häufigkeit ihrer Signifikanz in den Modellen. Trotz der nicht-normalverteilten Struktur der Residuen wird davon ausgegangen, dass die durchgeführten Rechnungen brauchbare Ergebnisse liefern. Die Residuen zeigen eine eingipfelige Form mit keiner ausgeprägten einseitigen Neigung der Verteilung auf.

---

<sup>33</sup> vgl. <http://www.ipe.uk.com>

<sup>34</sup> vgl. zur Analyse den Autokorrelationsgraphen Mating, S. (2001b).

<sup>35</sup> Für die Berechnungen wird die Statistiksoftware SAS verwendet. Die Regressionsanalyse ist zum Teil Gegenstand einer Diplomarbeit am Fachgebiet für Energie- und Rohstoffwirtschaft der TU Berlin und ist seitens des Autors der vorliegenden Arbeit mit dem Diplomanden in intensiver Diskussion entstanden, vgl. Mating, S. (2001a), und gleichzeitig Gegenstand eines Projektes des Diplomanden mit der Bewag (vgl. Mating, S. (2001b)). Aus dem Projektbericht ergeben sich alle weiteren Daten und Ergebnisse der Analyse.

<sup>36</sup> Die absoluten Beträge der Koeffizienten sind hier irrelevant, da lediglich Kausalitäten untersucht werden sollen und nicht auf weitergehende Prognosen abgezielt wird. Die Daten sind im Anhang einsehbar.

Tabelle 2-1: Regressionsanalyseergebnisse

Regressoren	CEPI Base	CEPI Peak	LPX Base	LPX Peak	EEX Base	EEX Peak
Feiertage	-	-	-	-	-	-
Ferien	-	-	-	-	-	-
Kohle Lag 30	+	+		+	+	+
Speicher 02	+	+	+	+	+	
Saison	+		-	-	-	
Speicher 01	+	+		+	+	
Abw-Mitt	-		-	-		
Laufwasser			-	-		
Pfund					+	
Dollar			+			
Natgas Lag 30			+			
Brent		+				
KKW						+
Temperatur	nicht signifikante Regressoren					
Gasoil						
Natgas						
Brent Lag 50						
Gasoil Lag 50						
Kohle						
Fit in %	89,2	92,3	62,6	55,1	69,3	71,5

In Folge werden die Ergebnisse der Regressionsanalyse kurz für die weitere Modellbildung kommentiert und interpretiert:

- In allen durchgeführten Regressionsanalysen gehören Feiertage und Ferienzeiten durchgängig zum Bestandteil der Modelle. Ein negativer Koeffizient ist aufgrund der Kodierung der Tage mit einem positiven Vorzeichen zu erwarten. Ihr häufiges Auftreten in den Modellen entspricht damit den Erwartungen eines physisch geprägten Marktgeschehens. Hieraus folgt für die spätere Modellbildung die notwendige Berücksichtigung soziodemographischer Faktoren auf die Last der einzelnen abzubildenden Unternehmen.
- Als weiterer wichtiger Regressor folgt die Reihe des Brennstoffes Kohle, verzögert um 30 Zeitschritte. Dieses und die obige rein optische Betrachtung des Verlaufes des Preistrends unterstreicht wiederum die These eines physisch geprägten Marktes. Auch bei diesem Regressor zeigt sich, dass der vermutete Zusammenhang (positiv) richtig war.
- Der Speicherregressor 02 ist häufiger signifikant als die realen Speicherstände (Speicher 01). Allerdings entspricht die vorab formulierte Hypothese nicht den Vorzeichen der Regressionskoeffizienten. Die Bedeutung dieser Regressoren innerhalb der Modelle ist daher nicht plausibel zu erklären, so dass sie als systematisch erklärende Größen abzulehnen sind. Die hier verwendeten Daten der Speicherstände weisen einen sehr systematischen Verlauf aus, was auf einen entsprechenden Einsatz dieser im Wasserwirtschaftssystem der Schweiz hinweist. Allein damit wäre ein signifikanter systematischer Einfluss auf den Preis schon als zufällig zu betrachten.

- Der Laufwasserregressor ist nur bei den LPX-Daten signifikant. Trotz des mit der Erwartung korrespondierenden Koeffizientenvorzeichens ist der Regressor aufgrund seiner positiven Signifikanz bei nur einer Preisreihe allgemein als unbedeutend einzuschätzen. Mit diesen Ergebnissen werden vereinfachend Speicher- und Laufwasserangebote aus der Schweiz aber auch Österreich in der späteren Modellbildung vernachlässigt.
- Die den Einfluss der Jahreszeiten abbildenden Regressoren sind, anders als erwartet, nicht in allen Preisen signifikant. Die Saison (harmonische Schwingung) greift insbesondere nicht bei den Peak-Reihen des CEPI/GPI und der EEX. Die negativen Regressionskoeffizienten entsprechen zudem nicht den Erwartungen. Eine optische Betrachtung insbesondere der kurzen Reihen weist nicht auf die Bedeutung einer Saisonfigur hin. Dieses kann zum einen darin begründet sein, dass die Reihen weniger als ein Kalenderjahr umfassen und demnach eine vollständige Schwingung gar nicht in den Daten zu finden ist. Zudem könnte der ab Mitte 2000 eingetretene Trendsprung die Saisonkomponente überlagert haben. Lediglich die CEPI/GPI-Basepreise weisen ein den Erwartungen entsprechendes Muster auf. Aufgrund der oben genannten Plausibilitätsbetrachtungen wird dieses nicht als zufällig interpretiert.
- Die Temperaturabweichung hat bei allen Reihen, für die dieser Regressor signifikant ist, ein den Erwartungen entsprechendes Koeffizientenvorzeichen. Neben der Temperatur wurde mit einer weiteren Reihe experimentiert, die den Bewölkungsgrad anzeigt. Hierbei konnten keine signifikanten Ergebnisse bei keiner der Reihen nachgewiesen werden. Aus allen Ergebnissen wird daher die Temperatur als die wesentliche die Last beeinflussende Größe in dem später entwickelten Modell angenommen.
- Da die Währungsrelationen Euro je Pfund bzw. Euro je Dollar insgesamt sehr selten signifikant in die Modelle eingehen, wird ihr Auftreten als zufällig interpretiert. Sie scheiden damit als systematische Erklärungsgröße aus und werden ebenfalls in dem später entwickelten Modell vernachlässigt.
- Oben ist die Bedeutung der Verfügbarkeit thematisiert worden. Gemäß der bei der Besprechung der deskriptiven Statistiken getätigten Vermutung einer konvexen Angebotsfunktion ist ein besonderer Einfluss der Verfügbarkeit insbesondere bei den Kraftwerken mit großen Leistungsblöcken und eher geringen kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten zu erwarten. Ein Ausfall dieser hätte zu einem Ersatz durch teurere Blöcke führen müssen. Demgegenüber muss hier festgestellt werden, dass der Verfügbarkeitsregressor kaum Bedeutung als Modellbestandteil hat. Ein Grund für die Irrelevanz des Regressors könnte

sein, dass Informationen zu ungeplanten Wartungsarbeiten erst zu so späten Zeitpunkten öffentlich werden, zu denen eine Reaktion der Preise nicht mehr möglich ist. Zudem könnte die Existenz von Überkapazitäten zu diesem Ergebnis beitragen. Des Weiteren ist die Kraftwerksverfügbarkeit relativ hoch korreliert mit der Saison, da die Reparaturarbeiten meist in nachfrageschwachen Zeiten ausgeführt werden. Beide Regressoren überschneiden sich also in ihrem Informationsgehalt. Für die spätere Modellbildung wird dennoch der eingangs formulierten Hypothese folgend die Verfügbarkeit als relevante Determinante angesehen.

Als Fazit bleibt nach einer ersten Analyse, dass sich die besten Modelle für die längeren Preisreihen des CEPI/GPI-Base und des CEPI/GPI-Peak ergeben. Insbesondere das CEPI/GPI-Base-Modell schließt Regressoren der wichtigsten Einflussgruppen ein.

#### **2.4 Zusammenfassung des Kapitels und Zwischenfazit**

Zum Abschluss dieses Kapitels sollen noch einmal alle für das weitere Vorgehen relevanten Aspekte zusammenfassend hervorgehoben werden.

1. Aus den skizzierten regulatorischen Randbedingungen ergeben sich spezifische Wettbewerbsintensitäten für jeden Teilmarkt der Wertschöpfungsstufe eines EVU. Für die Modellbildung gilt die Annahme hoher Wettbewerbsintensitäten auf dem Erzeugungsteilmarkt, resultierend in Preisgeboten an den eigenen Handel, die auf den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung basieren. Für den Vertriebssteilmarkt werden keine Kundenwechsel angenommen, was die Behandlung der physischen Nachfragen für jedes modellierte Unternehmen stark vereinfacht.
2. Aus den skizzierten, sich aus der Annahme eines strikt umgesetzten Unbundlings ergebenden Organisationsstrukturen eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens lässt sich ein einfacher Handelsregelkreis ableiten. Hiernach kann zum einen die Positionsbestimmung aus Vertriebs- und Erzeugungsdaten und deren Vergleich mit strategischen Vorgaben zur Beschaffungs- und Absatzoptimierung maßgeblich für eine Handelstätigkeit sein. Zum anderen wird spekulativer Handel durch eine Differenz aus Erwartung und Marktinformation möglich. Das Kreditrisiko eines potenziellen Kontrahenten kann zwar als Handelsrestriktion angesehen werden, wird allerdings in der weiteren Modellierung nicht berücksichtigt.
3. An die erfolgte Identifikation und Charakterisierung der beiden zu modellierenden Handelsaktivitäten „Beschaffungs- und Absatzoptimierung“ sowie „Spekulativer Handel“

wird im zweiten Abschnitt dieses Kapitels eine knappe Skizze der wesentlichen Marktinstitutionen in Deutschland gegeben. Hierbei werden der Spotmarkt der Strombörse der EEX und der bilaterale Handel betrachtet. Wesentlicher empirischer Befund ist die höhere Liquidität des bilateralen Handels gegenüber dem Spothandel. Daher sollen im folgenden Modell auch die größten Mengen im bilateralen Markt gehandelt werden.

4. Aus der Regressionsanalyse sowie den deskriptiven Statistiken realer deutscher Spotpreise ergibt sich das Bild eines stark physisch geprägten Spotmarktes.

### 3 Modellbasierte Darstellung struktureller Eigenschaften von Elektrizitätsgroßhandelsmärkten und -preisen

Das Kapitel 2 diente der Schaffung einer für die spätere Modellbildung notwendigen empirischen Basis. Das folgende dritte Kapitel hat insbesondere zwei Ziele. Zum einen sollen weitere, bis hierhin nicht identifizierbare Einflussgrößen – wie insbesondere das Marktmachtverhalten – auf ihren Einfluss auf den Großhandelspreis für Elektrizität hin betrachtet werden. Zum anderen sollen theoretische Modelle vorgestellt werden, die Aspekte des später entwickelten Modells besitzen bzw. in deren Anlehnung modelliert wurde. Hierzu werden zunächst theoretische Prozessmodelle auf ihre Beschreibbarkeit der Elektrizitätsmarktrealität diskutiert und hierbei weitere strukturelle Eigenschaften der Spotpreiszeitreihen genannt. Hieran schließt sich ein Überblick über Modelle zur Marktmacht bzw. zur oligopolistischen Preisbeeinflussung an. Abschließend erfolgt eine Darstellung von Simulationsstudien, die in ihren Eigenschaften dem später diskutierten eigenen Modell am nächsten kommen.

#### 3.1 Ergebnisse theoretischer Prozessmodelle

Zunächst soll eine vergleichende Darstellung der in der Literatur diskutierten Prozessgleichungen zur Beschreibung beobachteter Zeitreihen von Preisen gegeben werden.

Das einfachste Modell zur Beschreibung von Spotpreisen ist die arithmetische Brown'sche Bewegung<sup>37</sup>:

$$dp = \mu dt + \sigma dz \quad \text{GL 3-1}$$

Hierbei ist  $\mu$  die Drift und  $\sigma$  die Volatilität.  $p(t)$  ist der Preis zur Zeit  $t$  und  $dz$  das Inkrement eines Wiener-Prozesses, welches stationär und zeitlich unabhängig mit  $dz = \varepsilon \sqrt{dt}$  mit  $\varepsilon \sim N(0;1)$ ,  $E[dz] = 0$  und  $\text{Var}[dz] = dt$  ist. Unabhängig von einer Beurteilung der Eignung dieses Modells für den Elektrizitätsmarkt hat diese Beschreibung der Preisentwicklung den grundsätzlichen Nachteil, dass sie mit Absolutbeträgen arbeitet und u. a. negative Preise impliziert. Aufgrund dessen erfolgt i. d. R. eine Modellierung mit Hilfe der geometrischen Brown'schen Bewegung:

$$dp = \mu p dt + \sigma p dz . \quad \text{GL 3-2}$$

---

<sup>37</sup> vgl. Amend, F. (2000), S. 96

Bei der geometrischen Brown'schen Bewegung stehen Drift und Varianz in proportionaler Abhängigkeit zum aktuellen Spotpreis. Es besteht mit  $y=\ln(p)$  ein Zusammenhang zwischen arithmetischem und geometrischem Prozess in:

$$dy = (\mu - \sigma^2 / 2)dt + \sigma dz . \quad \text{GL 3-3}$$

Die Werte des stochastischen Prozesses  $y(t)$  sind aufgrund der Definition des Wiener-Prozesses zu jedem zukünftigen Zeitpunkt normalverteilt, die der geometrischen Brown'schen Bewegung  $p(t)$  dagegen logarithmisch-normalverteilt.

Betrachtet man die oben analysierten deutschen und auch andere Preisreihen, kann kein kontinuierlicher und mit der Rate  $\mu$  steigender Wachstumspfad festgestellt werden. Die Modelle unterstellen ein Wachstum der Varianz mit dem betrachteten Zeithorizont, d. h. in weiter Zukunft liegende Werte werden unsicherer als nahe. Bei Betrachtung der Zeitreihenstrukturen wurde eine auffallende Tendenz zur Rückkehr zu einem mittleren Preispfad (Mean-Reversion) festgestellt, was mit der Formulierung einer wachsenden Varianz nicht korrespondiert.

Um die Diskrepanz zwischen Daten und der Beschreibung durch Modelle zu verringern, werden in der Literatur alternative Modelle vorgeschlagen: Zum einen wird eine Modellbildung mit Hilfe von Mean-Reversion-Prozessen untersucht, zum anderen werden Mehrfaktoren-Modelle vorgeschlagen.

Mean-Reversion-Prozesse sind dadurch gekennzeichnet, dass die Wertentwicklung nach Auslenkung von einem Gleichgewichtswert im Laufe der Zeit gegen diesen zurückkehrt. Ebenso wie die beiden Formen der Brown'schen Bewegung wird der Mean-Reversion-Prozess als durch einen Wiener-Prozess  $dz$  getrieben angenommen<sup>38</sup>:

$$dp = \delta(\vartheta - p)dt + \sigma dz . \quad \text{GL 3-4}$$

Hierbei ist  $\vartheta$  der Schwerpunkt des Prozesses bzw. der langfristige Gleichgewichtszustand. Ist der Preis  $p$  von diesem Gleichgewichtsniveau abgewichen, wird durch das Modell eine Rückkehr zu diesem impliziert, wobei  $\delta$  die Geschwindigkeit des „Regelvorganges“ bestimmt. Eine wesentliche Eigenschaft dieses Preisverhaltens liegt in der Autokorrelation der Zuwächse. War oben serielle Unabhängigkeit der Inkremente bei der Konstruktion des Wiener-Prozesses gefordert, dann ist bei dem gegebenen Mean-Reversion-Prozess eine negative Autokorrelation offensichtlich. Aus den Momenten-Funktionen folgt, dass der Erwartungswert des Preises gegen den Schwerpunkt und die Varianz gegen einen konstanten Wert bei sehr gro-

---

<sup>38</sup> vgl. Amend, F. (2000), S. 99 ff.

dem Betrachtungszeitraum konvergiert. Außerdem ist die Varianz des Prozesses bei unendlich großer Regelgeschwindigkeit null, da der Preis dann niemals von dem Schwerpunkt abweichen kann. Je weiter sich die Regelrate der Trendkomponente dem Wert Null nähert, um so weiter reduziert sich der Prozess zu einer einfachen Brown'schen Bewegung ohne Drift.

Wird für die Trend- und Streuungskomponente eine proportionale Abhängigkeit vom aktuellen Wert des stochastischen Prozesses verlangt, so kann auch für den Mean-Reversion-Prozess ebenso wie für die Brown'sche Bewegung eine geometrische Variante angegeben werden:

$$dp = \gamma(\vartheta_p - \ln p)pdt + \sigma_p dz_p. \quad \text{GL 3-5}$$

Der Erwartungswert nähert sich wieder bei großem Betrachtungszeitraum einem konstanten Wert an. Die Probleme, die sich bei der Anwendung der vorgenannten Brown'schen Bewegung hinsichtlich eines kontinuierlichen Wachstumspfades und einer mit dem Zeithorizont wachsenden Varianz ergeben, treten somit bei einer Modellierung mit Hilfe von geometrischen Mean-Reversion-Prozessen nicht auf. Eine weitere positive Eigenschaft dieses Spotpreismodells kann bezüglich der implizierten Future- bzw. Forwardpreise festgestellt werden. Das obige Mean-Reversion - Spotpreismodell impliziert Volatilitäten der Futures bzw. Forwards, deren Größe negativ abhängt von der Zeit bis Fälligkeit. Dieses entspricht dem beobachtbaren Zeitreihenverhalten und ist u. a. auf die höher werdende Handelsfrequenz bei Auslaufen der Produkte zurückzuführen.<sup>39</sup>

Neben diesen Modellen werden auch mehrfaktorielle Ansätze in der Literatur diskutiert. Das Modell von Pilipovic<sup>40</sup> ist eine Kombination aus Brown'scher Bewegung und einem Mean-Reversion-Prozess. Die Preisentwicklung wird beschrieben durch einen Mean-Reversion-Prozess, bei dem nur die Varianz proportional mit dem Preis wächst. Die formale Darstellung lautet:

$$dp = \gamma(\vartheta - p)dt + \sigma_p p dz_p. \quad \text{GL 3-6}$$

Der zweite Faktor in diesem Modell ist der Schwerpunktwert  $\vartheta$ . Dieser wird abgebildet durch eine geometrische Brown'sche Bewegung:

$$d\vartheta = \mu\vartheta dt + \sigma_\vartheta \vartheta dz_\vartheta. \quad \text{GL 3-7}$$

Hiernach wächst die Trendkomponente auf einem mittleren exponentiellen Pfad.

<sup>39</sup> vgl. Amend, F. (2000), S. 102-103

<sup>40</sup> vgl. Pilipovic, D. (1998), S. 64-65

Bei den bisher betrachteten Prozessen handelte es sich um kontinuierliche Diffusionsprozesse. Meist ist es realistischer, bei der Modellierung wirtschaftlicher Größen diskrete Sprünge zu berücksichtigen. Der Strompreis zeichnet sich, wie einleitend dargestellt, gerade durch auftretende kurzfristige Preisspitzen aus, deren Häufigkeit nicht durch eine Normalverteilung impliziert wird. Das Auftreten von Sprüngen kann durch eine Poisson-Verteilung modelliert werden. Definiert man mit  $\lambda$  die mittlere Eintrittsrate eines Ereignisses während eines Zeitintervalls unendlich kleiner Länge  $dt$ , dann ist die Wahrscheinlichkeit eines Ereigniseintritts  $\lambda dt$ . Entsprechend ist die Wahrscheinlichkeit, dass dies nicht geschehen wird:  $(1-\lambda)dt$ . Dem Ereignis wird eine Sprunggröße  $a$  zugeordnet, die ihrerseits eine Zufallsvariable sein kann. Wenn  $q$  einen Poisson-Prozess beschreibt, gilt:

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{mit Wahrscheinlichkeit } (1-\lambda)dt \\ a & \text{mit Wahrscheinlichkeit } \lambda dt \end{cases} . \quad \text{GL 3-8}$$

Analog zu den bisherigen Prozessbeschreibungen kann dann der Preis-Prozess formuliert werden:

$$dp = \mu(p, t)dt + b(p, t)dq , \quad \text{GL 3-9}$$

wobei  $\mu(p, t)$  und  $b(p, t)$  bekannte Funktionen sind. Der Teil der „zufälligen“ Komponente ist hier durch den Poisson-Prozess abgebildet.

Eine weitere Möglichkeit der Berücksichtigung von diskreten Sprüngen liegt in einer Kombination von Brown'scher Bewegung und einem Poisson-Prozess:

$$dp = \mu(p, t)dt + \sigma(p, t)dz + b(p, t)dq . \quad \text{GL 3-10}$$

Die modellierte Größe, wie hier betrachtet der Preis, folgt im Wesentlichen einer Brown'schen Bewegung. Dem letzten Term der rechten Seite entsprechend treten zudem Sprünge auf. Entsprechend hat Barz<sup>41</sup> eine Sprung-Komponente eingeführt, deren Poisson-Prozess um eine Bernoulli-verteilte Zufallsvariable erweitert wurde. Letztere beeinflusst den Prozess nur hinsichtlich des Vorzeichens und ist damit für die Sprungrichtung verantwortlich.

Eine andere Sprünge einschließende Modellierung findet sich bei Federico und Whitmore. Bei ihnen wurde eine Brown'sche Bewegung als Grundlagenprozess verwendet. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Beispielen zeigt sich hier das Sprungpotenzial nicht nur durch einen speziellen Term, sondern es gehen auch Sprung-Parameter in den Driftterm ein. Bei dieser

---

<sup>41</sup> vgl. Barz, G. L. (1999), S. 12

Art der Modellierung wird der Schwerpunktwert durch eine Art Erwartungswert eines Kursprunges reduziert.<sup>42</sup>

Insbesondere die Arbeiten von Barz, Schwartz und Pilipovic stellen Modellvergleiche für Elektrizitätspreise dar.<sup>43</sup> Alle Autoren kommen zu dem Schluss, dass die jeweils kompliziertesten Modelle, also mehrfaktorielle Mean-Reversion-Prozesse mit Integration von Sprungkomponenten, die Daten am besten reflektieren. Dieses lässt sich auch für die deutschen Preise anhand der Zeitreihen optisch zeigen und ist aufgrund spontan auftretender Wetter- aber auch Verfügbarkeitsereignisse zu erwarten.

Neben den oben vorgestellten Grundformen der Elektrizitätspreismodelle existieren Vorschläge für weitere Formulierungen, deren Darstellungen sich hier knapp anschließen. Es handelt sich dabei um ein Modell von Ethier und Mount sowie um eine Formulierung von Lucia und Schwartz.

In dem Modell von Ethier und Mount<sup>44</sup> greifen die Autoren bei ihrer Formulierung auf einen geometrischen Ornstein-Uhlenbeck-Prozess (Mean-Reversion) zurück. Des Weiteren gehen sie davon aus, dass die Kombination eines Sprung-Prozesses mit einem Mean-Reversion-Prozess geeignet sei, die Merkmale der täglichen Elektrizitätspotpreise abzubilden. Hierbei wird der Sprung-Prozess nicht durch eine additive Poisson-Komponente, sondern durch die Möglichkeit des Regime-Wechsels einbezogen, womit das Modell diskontinuierliche Preissprünge zwischen zwei Zuständen unterstellt. Damit erlaubt das Modell insbesondere die Abbildung von zwei auch zeitlich beständigen Zuständen im Gegensatz zu vereinzelt und unabhängigen Sprüngen. Nach Argumentation der Autoren ist gerade diese Möglichkeit wichtig, da Preissprünge auf den Elektrizitätsmärkten sehr oft durch Faktoren ausgelöst werden, die sich über einen längeren Zeitraum erstrecken. Dieses Verhalten ist auch in den oben betrachteten Zeitreihen des CEPI/GPI-Indexes zu erkennen.

Das Modell von Lucia und Schwartz<sup>45</sup> kann in zwei Ausprägungen unterschieden werden. Zum einen stellt der zu modellierende stochastische Prozess die Entwicklung des Elektrizitätspotpreises dar. Hier wird der Preis als Summe eines deterministischen Terms resultierend aus einer Regressionsanalyse und eines Mean-Reversion-Prozesses dargestellt. Weicht der Preis vom determinierten Term ab, wird er entsprechend der Regelrate zurückgezogen. Die

---

<sup>42</sup> vgl. Federico, G. und Whitmore, A. (1999), S. 103

<sup>43</sup> vgl. Pilipovic, D. (1998), Schwartz, E. S. (1997), Barz, G. L. (1999)

<sup>44</sup> vgl. Ethier, R. und Mount, T. (1998)

<sup>45</sup> vgl. Lucia, J. J. und Schwartz, E. S. (2000)

einzigste Quelle der Unsicherheit ist hier auf das Verhalten des stochastischen Prozesses zurückzuführen.

Zum anderen ist der Logarithmus des Preises die Summe aus jeweils einer deterministischen und stochastischen Komponente. Mit der deterministischen Funktion sollen alle möglichen, relevanten und vorhersagbaren Komponenten des Elektrizitätspreisverhaltens über die Zeit erfasst werden. Die Autoren diskutieren zwei Versionen dieser Funktion. In der ersten Version erfassen Regressionsparameter die Veränderungen der Variablenwerte für Feiertage und Wochenenden sowie die verschiedenen Monate eines Jahres. In der zweiten Version wird die deterministische Funktion mittels Dummy-Variablen für Feiertage bzw. Wochenenden sowie durch eine saisonale Funktion beschrieben. Dieser Ansatz korrespondiert stark mit dem oben dargestellten Regressionsmodell.

Bereits in der Darstellung der deskriptiven Statistiken war auf die zeitabhängige Volatilität eingegangen worden. Duffie<sup>46</sup> führt detailliert verschiedene Möglichkeiten der Modellierung zeitabhängiger Volatilitäten für Energiepreise auf. In dem später dargestellten Simulationsmodell wird das Phänomen der zeitabhängigen Volatilität nochmals aufgegriffen und ökonomisch anhand der Modellstrukturen erklärt.

### **3.2 Ergebnisse oligopoltheoretischer Modelle**

Die bisher dargestellten Modelle geben einen Einblick in die Modellierung von Zeitreiheneigenschaften der Preise für Elektrizität. Da das Verständnis des Marktprozesses im Vordergrund der vorliegenden Arbeit steht, reicht eine Betrachtung der reinen Zeitreihen- bzw. stochastischen Eigenschaften nicht aus. Vielmehr sollen im Folgenden einige ökonomische Aspekte strategischen Verhaltens aufgegriffen werden, da diese sowohl zu den Marktstrukturen als auch zu individuellem Verhalten Aussagen treffen und damit besser zum Verständnis der den Preisreihen zugrunde liegenden ökonomischen Aktivitäten geeignet sind. Auch wenn sie generell keine Aussagen über die Markt- und Preisdynamik geben, sondern eher Gleichgewichtsniveaus beschreiben, geben sie doch wertvolle Einsichten in die marktlichen Besonderheiten des Elektrizitätsgroßhandelsmarktes.

Während die traditionellen Oligopolmodelle von Cournot und Bertrand entweder nur eine Mengen- oder eine Preisstrategie vorsehen, vereint das Konzept der Supply Function Equilibria von Klemperer und Meyer beide Strategiearten.<sup>47</sup>

---

<sup>46</sup> vgl. Duffie, D. und Gray, S. (1998), S. 39 ff.

<sup>47</sup> vgl. Klemperer, P. D. und Meyer, M. A. (1989)

Die Autoren berücksichtigen die Unsicherheit der Nachfrage über eine Zufallsvariable. Durch eine simultane Festlegung von Preisen und Mengen mit der Möglichkeit, eine gesamte Funktion zu bieten, wird das Risiko der Nachfrageunsicherheit reduziert. Green und Newbery<sup>48</sup> nehmen eine Anpassung dieses Originalmodells vor. Das von ihnen entwickelte Modell sieht einen einseitigen Pool vor, in dem in einer Auktion für den Folgetag gehandelt wird. Green und Newbery zeigen, dass als Ergebnis ihres Modells ein Kontinuum an Gleichgewichtslösungen mit beschränktem Lösungsraum abgeleitet werden kann. Die untere Schranke markiert den Fall perfekten Wettbewerbs, während die obere Schranke den Cournot-Fall darstellt. An diesem Modell wird von von der Fehr und Harbord<sup>49</sup> insbesondere die Abgabe stetiger Gebotsfunktionen als unrealistisch kritisiert.

Rudkevich et al.<sup>50</sup> haben ein Modell konstruiert, das gerade diesem Aspekt Rechnung trägt und auf der Analyse von Klemperer und Meyer bzw. Green und Newbery aufbaut. Auch diesem Ansatz liegt ein auf individuellen Geboten basierender Poolmarkt mit einem einheitlichen Systempreis zugrunde. Ihrer Meinung zufolge erleichtern insbesondere die Eigenschaften von Elektrizität (Leistungsgebundenheit, hohe Fixkostenintensität, mangelnde Substituierbarkeit in vielen Anwendungsbereichen) das Marktmachtverhalten der Akteure.

Da Rudkevich et al. reine Preisstrategien weniger risikoreich und damit realistischer erscheinen, setzen sie nur diese in ihrem Modell um. Sie entwickeln aus dem stetigen Supply-Function-Equilibrium-Ansatz den Gleichgewichtspreis, der abhängig von der Struktur des Kraftwerkparks, der momentanen Nachfrage, der maximal erwarteten Nachfrage für den Zeitraum der nächsten 24 Stunden sowie von der Anzahl identischer Unternehmen ist. Ergebnis des Modells ist, dass die Anzahl der bietenden Unternehmen den Markträumungspreis negativ beeinflusst, wobei festgestellt wird, dass in jedem Fall der Preis höher als derjenige bei vollständigem Wettbewerb bei endlicher Anzahl von Unternehmen ist. Dieses Ergebnis wird allerdings überlagert von der Höhe der erwarteten Nachfrage: je geringer die Spitzennachfrage, desto geringer der Preis. Je mehr Unternehmen im Markt sind, desto größer muss die erwartete Spitzennachfrage werden, um Marktmacht ausnutzen zu können, was in Umkehrung bedeutet, dass die Gelegenheit zur Ausnutzung von Marktmacht sich bei steigender Unternehmensanzahl auf einen kleineren Zeitraum konzentriert. Rudkevich et al. schließen mit einer qualitativen Einschätzung der Möglichkeit von Marktmachtausnutzung in einem Poolmarkt. Hiernach haben folgende Aspekte Einfluss: Marktstruktur (Pool vs.

---

<sup>48</sup> vgl. Green, R. J. und Newbery, D. M. (1992)

<sup>49</sup> vgl. Fehr, N.-H. v. d. und Harbord, D. (1998), S. 28

<sup>50</sup> vgl. Rudkevich, A., Duckworth, M. und Rosen, R. (1997)

bilateral), die Kostenstruktur der Anbieter, das Lastprofil sowie die Möglichkeit der Nachfrager zur Reaktion auf Preisänderungen, die Netzsituation, die Markteintrittsbarrieren für andere Märkte und umgekehrt die Leichtigkeit für einen Eintritt im betrachteten Markt. Gerade letzteres zusammen mit der Möglichkeit, bilaterale Verträge zu schließen, sollte aus Sicht der Autoren die größte Wirkung auf eine Reduzierung der Preisvolatilität in deren Modell haben.

Das Modell, das von von der Fehr und Harbord<sup>51</sup> vorgeschlagen wird, generiert ähnliche Ergebnisse. Die Logik dieses Multi-Auktions-Modells bezieht sich zwar wieder auf ein Poolsystem mit Duopolcharakter. Es enthält aber aus Sicht des Autors vorliegender Arbeit in der allgemeinen Logik auch für einen Oligopolfall in einem Spotmarkt mit zusätzlichen Möglichkeiten, bilaterale Verträge abzuschließen, gute Einsichten. Modelliert wird eine Auktion, in der gleichzeitig Gebote abgegeben werden. Da hierbei Gebote für jede einzelne Erzeugungseinheit ermittelt werden, die dann wiederum zu Unternehmensangebotsfunktionen aggregiert werden, entstehen Stufenangebotsfunktionen, was im Gegensatz zu dem Supply-Function-Equilibrium-Ansatz von Green und Newbery steht.

Modelliert bei von der Fehr und Harbord ist ein Duopolfall mit zwei unabhängigen Erzeugern, die unterschiedliche, jedoch konstante Grenzkosten aufweisen. Diese Grenzkosten gelten bis zu ihrer Kapazitätsgrenze, eine Erzeugung darüber hinaus ist nicht möglich. Die risikoneutralen und gewinnmaximierenden Erzeuger werden entsprechend ihrer Grenzkosten aufsteigend geordnet. Die Abgabe der Angebote in Form von Preis-Mengen-Paaren der einzelnen Erzeuger geschieht simultan vor Eröffnung des Marktes. Es wird eine obere Schranke für den Preis festgelegt, um zu berücksichtigen, dass die Unternehmen im Fall einer großen Preiserhöhung mit regulatorischen Eingriffen zu rechnen haben.

Die Nachfrage ist zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe unbekannt. Sie wird durch eine vom Preis unabhängige Zufallsvariable mit bestimmter Wahrscheinlichkeitsverteilung und oberer und unterer Schranke bestimmt.

Es existiert in dem Spiel vollständige Information über alle Grenzkostenfunktionen und Kapazitäten sowie über die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Nachfrage. Eine wesentliche Aussage des Modells lautet, dass bei ungleichen Grenzkosten nur ein Kraftwerksgebot den Systempreis mit positiver Wahrscheinlichkeit determiniert. Weiß ein Unternehmen, dass es das marginale Kraftwerk mit positiver Wahrscheinlichkeit stellt, wird es das eigene Gebot bis

---

<sup>51</sup> vgl. Fehr, N.-H. v. d. und Harbord, D. (1998), S. 28ff.

nahe an die Grenzkosten des nächstteureren Kraftwerkes heben, da hiervon die Merit-Order unberührt bleibt. Andererseits ist es nicht vorteilhaft, höher oder gleich der Grenzkosten des nächstteureren Kraftwerkes zu bieten, da sich dann die Wahrscheinlichkeit erhöht, keinen Zuschlag zu erhalten.

Zur Interpretation des Modells betrachten von der Fehr und Harbord drei Fälle, die durch verschiedene Nachfragesituationen entstehen können. Hierbei werden die Situationen hoher und niedriger Nachfrage sowie variable Nachfragesituationen unterschieden.

In Zeiten geringer Nachfrage soll sicher gegeben sein, dass die Nachfrage kleiner als die maximale Kapazität eines der beiden Anbieter sein wird. Dann muss der resultierende Preis den Grenzkosten des teureren Anbieters entsprechen, während der günstigere Anbieter ausschließlich produziert. Dieses ist aufgrund der Gewinnmaximierungsbedingung und der angenommenen Kenntnis der Grenzkosten sichergestellt, d. h. der günstigere Anbieter bietet über seinen eigenen Grenzkosten und gerade noch unterhalb der des nächst teureren.

Der Fall hoher Nachfrage führt zu einer Produktion beider Anbieter. Das bedeutet aber, dass der Systempreis durch den höher bietenden Erzeuger gesetzt wird. Dieser kann den Preis nun so hoch treiben, wie es der Regulierer bzw. Systemadministrator gerade noch zulässt (nutzt die Annahme der Unelastizität der Nachfrage), da hierbei der Gewinn gegenüber dem beidseitigen Bieten auf Grenzkostenbasis maximiert wird. Problematisch hierbei ist die Bestimmung der Rangreihe, da prinzipiell nicht die Grenzkosten, sondern ein neutraler Richtpreis das Optimierungskalkül begrenzt. Da die nachgefragte Kapazität definitionsgemäß kleiner als die Gesamtkapazität ist, wird ein Anbieter nur zum Teil nachgefragt, d. h. der teurer Bietende muss Umsatzeinbußen durch geringere abgesetzte Mengen hinnehmen. Damit kann a priori nicht gesagt werden, welcher der günstiger Bietende ist. Der geringer Bietende ist prinzipiell indifferent bezüglich seines Bietpreises, sofern sein Gebot ein Unterbieten des anderen unwahrscheinlich macht. Dieses wird möglich, wenn sein Gebot so hoch ist, dass ein Unterbieten mit resultierender Mengenausdehnung des anderen Erzeugers unprofitabel wird. Damit ist der Bietpreis des geringer bietenden Unternehmens nach oben beschränkt. Hieran erkennt man, dass der ineffiziente Fall eintreten kann, dass der teurere Anbieter mit voller Kapazität und der günstigere nur zu einem Teil produzieren kann.

In den Phasen variabler Nachfrage ist die Differenz aus höchster und geringster Nachfrage während eines Zeitraums nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit größer als die maximale Kapazität eines einzelnen Anbieters. Damit besteht die Wahrscheinlichkeit, dass jeder der beiden Anbieter das marginale Kraftwerk stellen kann. Das sich einstellende Resultat ist

aufgrund der unsicheren Nachfrage ebenfalls unsicher. Der Minimalpreis dieses Intervalls wird durch die Grenzkosten des geringst effizienten Kraftwerkes (also des Kraftwerkes, welches gerade nicht mehr in der nachgefragten Merit-Order liegt), den oberen Richtpreis des Regulierers und die Wahrscheinlichkeit, dass beide Anbieter produzieren, gegeben. Eine Gleichgewichtssituation wird begründet durch zwei sich widerstrebende Einflussgrößen: zum einen führt ein hohes Gebot zu einem hohen Systempreis und entsprechend zu hohen Gewinnen, sofern der Anbieter dann marginal ist, zum anderen führt selbiges zu einem höheren Risiko, nicht in die erfolgreiche Rangreihe (Merit-Order) zu fallen. Je größer die Wahrscheinlichkeit einer hohen Nachfrage ist, desto geringer wird demnach das Mengenrisiko. Durch eine Grenzwertbetrachtung folgt das Preisintervall: geht die Wahrscheinlichkeit für eine geringe Nachfrage (Fall 1) gegen eins, entspricht der Gebotspreis den Grenzkosten des geringst effizienten Kraftwerkes. Umgekehrt entsteht das Resultat des Falles 2. Ein weiteres Resultat des Modells ist die Aussage, dass der Anbieter mit höheren Kosten den anderen Anbieter stochastisch in den Geboten dominiert. Das bedeutet, dass ein Anbieter mit höheren Grenzkosten im Mittel auch höher bietet. Allerdings ist damit nicht ausgeschlossen, dass nicht auch umgekehrt der teurere Anbieter ein günstigeres Gebot abgibt.

In einem Artikel von von der Fehr und Harbord von 1993<sup>52</sup> wird für die oben skizzierte Modellumgebung der Einfluss einer zunehmenden Anzahl gleicher Unternehmen im Markt analysiert. Hiernach sinkt der durchschnittliche Preis tendenziell bei zunehmender Fragmentierung des Marktes aufgrund der Abnahme der Wahrscheinlichkeit, marginaler und damit preissetzender Anbieter zu sein. Reduziert sich damit die Wahrscheinlichkeit der Abgabe eines hohen Gebotes durch jeden individuellen Anbieter, sinkt analog die Wahrscheinlichkeit eines hohen Systempreises. Eine hohe Konzentrationsrate führt damit zu tendenziell höheren Preisen.

Ein für die vorliegende Arbeit wesentliches Ergebnis ist der zeitlich variierende Charakter des Aufschlags. In dem Modell von von der Fehr und Harbord wird diese Variation aufgrund der Unterscheidung verschiedener Knappheitsbereiche besonders deutlich. Da diese Knappheiten durch den Lastverlauf zeitlich variieren, ist demnach auch der Aufschlag zeitlich variabel.

### **3.3 Ergebnisse von Computersimulationsmodellen**

Während die Modelle im ersten Abschnitt dieses Kapitels auf die theoretische Modellierung der strukturellen Eigenschaften von Elektrizitäts-Spotpreisen abzielen, fokussieren die im

---

<sup>52</sup> zitiert in Fabra, N. und Harbord, D. (2000), S. 22

zweiten Abschnitt dargestellten oligopoltheoretischen Modelle eher ökonomische Gleichgewichtszustände. Einen Vorteil aus Sicht des Autors der vorliegenden Arbeit haben die folgenden Modelle aufgrund ihres verschiedene Aspekte integrierenden Charakters. Alle hier vorgestellten Computermodelle haben zwar einen besonderen Analysefokus, vereinen aber viele Modellaspekte der oben vorgestellten. Aufgrund ihres größeren Analysebereichs geben die folgenden Modelle Einsichten in Marktprozesse, die die bisher dargestellten Modelle nicht geben können. Aufgrund ihrer damit notwendigerweise höheren Komplexität werden diese Modelle nicht mehr analytisch gelöst, so dass Simulationen der modellierten Marktprozesse vorgenommen werden. Im Folgenden werden exemplarisch zwei Modelle herausgegriffen und kurz in ihrer Konfiguration sowie bezüglich der berücksichtigten Variablen dargestellt.

Das „Bid based Stochastic Model for Electricity Prices“ vom MIT<sup>53</sup> formuliert die wesentlichen Marktgleichungen als stochastische Prozesse. Es enthält in stark abstrahierter Form viele Elemente des später vorgestellten eigenen Modells und zielt darauf ab, nach einer Kalibrierung der Parameter an realen Daten die Ergebnisse zur Derivatebewertung nutzen zu können. Der Vorteil bei dieser Modellierung liegt in der Verfügbarkeit einer größeren Datenmenge zum Kalibrieren, da die Inputgrößen historisch beobachtbar sind und auch jenseits des Strukturbruchs der Deregulierung Bestand haben.

Die Modellkonstrukteure vom MIT verstehen ihr Modell als ein Fundamentalmodell in der Art, als dass physische Last und Angebotsfunktion als Prozesse abgebildet wurden.

Die Ausgestaltung der Basisprozesse bestimmt somit die Eigenschaften der Spotpreise. So wird die Saisonalität, das Mean-Reversion-Verhalten sowie langfristiges Wachstum über die physische Lastdynamik abgebildet. Die Last ist als aus zwei Teilen zusammengesetzter vektorieller stochastischer Prozess beschrieben, wobei erster Term als deterministischer Teil den typischen bzw. mittleren monatlichen Lastverlauf für jeden Tag abbildet und sich monatlich im Simulationsverlauf verändert, während der zweite Term den stochastischen Anteil beinhaltet, der Abweichungen von den mittleren Werten erzwingt. Hierbei wird den Autokorrelationen der stochastischen Anteile durch die Verwendung eines Mean-Reversion-Prozesses Rechnung getragen. Zum einen wird das Verhalten der Last bei Wetterschocks modelliert, zum anderen wird der stochastische Charakter des „normalen“ Lastprozesses abgebildet, gegen den die Last nach einem Schock konvergiert. Die Art des Wachstums der Last ist im Volatilitätsparameter des Prozesses kodiert.

---

<sup>53</sup> vgl. Skantze, P., Gubina, A. und Ilic, M. (2000)

Die Angebotsfunktion enthält implizit die meisten in der später vorgestellten Modellierung des deutschen Marktes integrierten Aspekte wie Verfügbarkeitsdynamik, Brennstoffkostenunsicherheit, Nichtlinearitäten der Einsatzoptimierung mit sprunghaften Änderungen der Angebotsfunktion sowie Im- und Exportverhalten. Diese Variablen werden aus Kalibrierungsgründen in einen einzelnen stochastischen Prozess integriert und die Innovationskomponente angenommen. Der Konvexität der Angebotsfunktion aufgrund der Rangordnungsbildung der Kraftwerke nach ihren Geboten und der zeitlichen stochastischen Dynamik wird durch eine Exponentialfunktion Rechnung getragen, die von der stündlichen Last sowie von Strukturparametern der Merit-Order des Elektrizitätssystems abhängig ist. Die zeitliche Dynamik der Angebotsfunktion ist analog zum Lastprozess beschrieben. Es wird unterstellt, dass strategische Elemente im Preis als zufälliges Ereignis auftreten und danach mit einer konstanten Rate wieder abklingen. Daneben bildet eine weitere Gleichung die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks ab. Neben diesen kontinuierlichen Funktionen existieren aber auch Sprungereignisse. Dieser Aspekt wird durch ein weiteres stochastisches Modell additiv zu dem obigen vektorialen Angebotsprozess eingefügt. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens dieses Ereignisses wird als unabhängig von allen anderen Zeitintervallen angenommen. Die Bedeutung des Ereignisses, beim Kraftwerksausfall z. B. die Blockgröße, d. h. der Grad der Verschiebung der Angebotsfunktion, hängt von kraftwerksspezifischen Größen wie z. B. maximaler Kapazität und insbesondere den Kosten ab. Die Gesamtdauer des Ausfalls besteht aus einer deterministisch gegebenen minimalen Stillstandszeit und einer stochastischen Zeitdauer. Die geplanten Stillstandszeiten haben eine ähnliche Struktur, nur dass hier alle Komponenten deterministisch angenommen werden. Nach der Parameter-Kalibrierung an US-amerikanischen Marktdaten wird der Prozess simuliert und das Preisverhalten untersucht.

Mit diesem stochastischen Simulationsmodell des MIT sind einige wesentliche Aspekte des Elektrizitätsmarktes genannt. Aus Gründen einfacherer Kalibrierung ist das Modell des MIT so klein wie möglich gehalten worden, so dass alle Fundamentalereignisse als stochastische Ereignisse abgebildet wurden. Damit bleiben viele ökonomische Beziehungen explizit unabbildbar, die in dem in Kapitel 4 dargestellten Modell aufgedeckt werden sollen.

Wie oben dargestellt, geben die meisten oligopoltheoretischen Modelle lediglich eine prinzipielle Einsicht in die Höhe der Gleichgewichtspreise. Sie werden damit der Dynamik eines Marktes selten gerecht. Durch ein agentenbasiertes Modell kann dieses geleistet werden. Hier repräsentiert jeder Agent ein Unternehmen mit einer bestimmten physischen, verhaltensorien-

tierten und finanziellen Ausstattung, der Handel mit anderen Agenten betreiben kann. Durch zeitkoppelnde Bedingungen entsteht ein evolutionäres System, womit das zeitlich veränderbare Verhalten der Akteure untersuchbar ist. Mit dem grundsätzlichen Aufbau hat dieser Modelltyp große Ähnlichkeit mit dem in Kapitel 4 in vorliegender Arbeit entwickelten und soll daher in seinen Grundstrukturen anhand eines Beispiels dargestellt werden. Das betrachtete Beispielmodell<sup>54</sup> ist allerdings nur in einigen Artikeln dokumentiert, in denen spezifische Aspekte (Auswirkungen der neuen Handelsregeln im englisch-walisischen Pool sowie Auswirkungen des Konzentrationsprozesses im deutschen Markt auf die Großhandelspreise für Strom) analysiert wurden, so dass die Wiedergabe unscharf bleibt.

Die agentenbasierte Modellierung von Bunn et al. nutzt den Ansatz der Mikromodellierung. Da dieser Ansatz in vorliegender Arbeit auch verwendet wird, wird er detaillierter in Kapitel 4.1 dargestellt. Bei der Mikromodellierung werden die Aktivitäten der Agenten über die Zeit in diskreten Schritten simuliert, wobei die gegenseitige Einflussnahme als evolutionärer Prozess direkt abgebildet wird. Dieses ist der wesentliche Unterschied zu oben beschriebenen Modellen: es wird keine a priori Festlegung aller Verhaltensregeln für jeden Zeitpunkt vorgenommen. Vielmehr wählt der Agent eine für jeden Zeitschritt den veränderten Randbedingung angepasste Strategie mit dem größten Zielerreichungsgrad aus. Der Agent kann zufällig im Rahmen von Restriktionen die Bietspreise setzen. Auf diese „Mutation“ erfolgt die Gebotsabgabe und -rückmeldung, womit eine Selektion der Strategiewahl erfolgen kann, indem der Erfolg der Aktivität ermittelt wird. Entsprechend wird die nächste Handlung koordiniert. Hiermit wird in die Modellbildung ein sich an die Systemumgebung anpassendes Verhalten der Agenten integriert. Die Adaptionfähigkeit von Agenten wird durch den wiederholten Handel im Pool bzw. an der Börse mit einer eng begrenzten Teilnehmergruppe begründet, die voneinander lernen kann und womit „tacit collusion“ aufgrund der Annäherung verschiedener Wertvorstellungen leichter möglich wird. Bower und Bunn<sup>55</sup> führen aus, dass sich Spieler durch Wiederholung langsam an die dominanten Strategien annähern, anstelle diese Strategien a priori zu kennen und auszunutzen. Im Modell führt damit die Vergrößerung der Handelsfrequenz zum schnelleren Lernen, was wiederum tendenziell höhere Preise zur Folge hat. Außerdem wurde in empirischen Analysen für den englisch-walisischen Pool gezeigt, dass Anbieter mit großen Kraftwerkparks eher dazu tendieren, sich strategisch zu verhalten. Dieses scheint eine Bestätigung für das oben skizzierte Modell von von der Fehr

---

<sup>54</sup> vgl. Bunn, D. W. und Day, C. J. (2001), Bower, J. und Bunn, D. W. (2000), Bunn, D. W., Bower, J. und Wattendrup, C. (2001)

<sup>55</sup> vgl. Bower, J. und Bunn, D. W. (2000), S. 12

und Harbord zu sein, da insbesondere große Anbieter tendenziell größere Überkapazitäten haben und mit größerer Wahrscheinlichkeit das marginale Kraftwerk stellen, so dass sie damit den Systempreis auch treiben können. Zudem haben sie genügend Kraftwerke, die mit geringeren Geboten ausreichende Margen erzielen können.

Die Agenten in dem Beispielmodell haben zwar vollständige Information über ihre eigenen Ausstattungen, aber keine Information über die der anderen Wettbewerber. Sie können den Markt damit durch ihre Suche „erfahren“, allerdings ist ihre Sensibilität bezüglich der Auswertung der Randbedingungen und die Erinnerungsfähigkeit nur beschränkt. Das Modell enthält Agenten, die mit ihren Kraftwerksdaten (Grenzkosten, Verfügbarkeiten, Wirkungsgrade, Brennstoffart) und einem Ziel- und Restriktionensatz ausgestattet sind. Das ausländische Angebot wird für die Analyse des deutschen Marktes auf das aus Frankreich reduziert, wobei die exportierte Kapazität konstant gesetzt wird. Hiermit wird unterstellt, dass die Electricité de France (EDF) immer günstiger anbieten wird als deutsche Unternehmen. Netzrestriktionen werden vernachlässigt.

Im Weiteren sollen die internen Entscheidungsregeln bzw. der evolutionäre Entscheidungsprozess der Agenten etwas detaillierter dargestellt werden, da sie in ähnlicher Form an späterer Stelle wieder zur eigenen Modellbildung aufgegriffen werden.

Für die Agenten wird angenommen, sie hätten Gewinn- und Marktanteilsziele. Erhöhen sie den Gewinn durch Bieten höherer Preise, gehen sie das Mengen- und damit Gewinnrisiko ein, allerdings mit der Chance einer Gewinnsteigerung durch gemeinsames höheres Bieten (tacit collusion). Verfolgen sie ausschließlich Marktanteilsziele, geht dieses zu Lasten des Gewinns, und Preise in der Nähe der kurzfristigen Erzeugungs-Grenzkosten werden erzielt.

Wichtigste exogen vorgegebene Steuergröße des Marktprozesses ist der Mindest-Auslastungsgrad (d.h. das Bestreben, einen bestimmten Marktanteil zu erreichen). Hierüber wird auch der Einfluss eines Forwardmarktes abgebildet, unterstellend, dass die Unternehmen Positionen im Forwardmarkt eingehen, um sich Marktanteile zu sichern. Konkret heißt das, dass bei Nichterreichen des Auslastungsziels der Gebotspreis aller Kraftwerke gesenkt wird trotz möglicherweise guter Ergebnisse der Strategie in der Vergangenheit und eines Verzichts auf weitere Gewinnmöglichkeiten. Allerdings haben die einzelnen Kraftwerke dann im Rahmen der vorgegebenen Auslastung die Möglichkeit, weitere Gewinnsteigerungen auszunutzen.

Als sekundäres Ziel wird eine Gewinnzunahme in jedem Zeitschritt gegenüber dem Vorgeinn in dem Modell angenommen. Um das Gewinnsteigerungsziel zu erreichen, können die

Agenten nun eine zufällig gewählte Preissteigerungs- bzw. -senkungsstrategie anwenden, indem sie als Reaktion auf den Vorzustand den Gebotspreis in einem definierten maximalen Intervall um jeweils einen Prozentsatz des Vorgebotes zufällig senken oder erhöhen.

Hat sich eine Bietstrategie für ein Kraftwerk als effektiv erwiesen, wird diese Strategie auf die anderen Kraftwerke übertragen. Große Portfolios bekommen damit eine größere Chance, eine geeignetere Strategie zu finden, da sie eine größere Anzahl von Mutationen pro Zeitschritt durchlaufen. Die Preisvariationen laufen unter den Restriktionen ab, dass minimale Preise nicht unter- sowie maximale Preise nicht überschritten werden und dass Kraftwerke mit höheren Grenzkosten als andere auch entsprechend höhere Gebote abgeben.

Die Nachfrage im Modell ist stark vereinfacht in der Form abgebildet, dass keine individuellen Nachfragegebote abgegeben werden, sondern eine gegebene physische Last angenommen wird. Für diese wird eine Elastizität exogen vorgegeben.

Als Handelsumgebung wird für die Analyse des deutschen Marktes eine Börse mit Handel für den Folgetag unterstellt, für die die Akteure simultan pro Kraftwerk jeweils 24-Stundengebote abgeben. Zusammengesetzt ergibt dieses dann eine Angebotsfunktion, die in den Markt geboten wird. Der Preis wird über einfache Merit-Order-Bildung ermittelt, bis die Nachfrage befriedigt ist.

Ergebnis der Anwendung dieses hier skizzierten Modells für den deutschen Elektrizitätsmarkt ist zum einen die Erkenntnis, dass die Spotpreise sich noch auf Grenzkostenniveau bewegen und daher offensichtlich von einem dominanten Marktanteilsziel ausgegangen werden muss. Zum anderen wird festgestellt, dass die Preise im Zuge der Fusionen der Unternehmen steigen müssten. Dieser Effekt wird noch weiter bei Desinvestitionen von Kraftwerken verstärkt, wobei tacit collusion hier bei verschmolzenen Unternehmen sehr viel leichter entstehen kann als bei entflochtenen. Diese Ergebnisse sollen an dieser Stelle noch unkommentiert bleiben, allerdings wird an späterer Stelle in der eigenen Modellbildung auf den Marktzustand detaillierter eingegangen.

### **3.4 Zusammenfassung des Kapitels und Zwischenfazit**

Die Rückschlüsse für die eigene Modellierung, die sich aus diesen Darstellungen ergeben, sollen nachfolgend skizziert werden. Hierzu werden die wichtigsten Ergebnisse dieses Kapitels zusammengefasst.

1. Die Spotpreise haben charakteristische Zeitreihenstrukturen, wobei physische Fundamentaldaten insbesondere den Spotpreis stark beeinflussen. Dieses ergab sich aus der einlei-

tenden Darstellung der Strukturmerkmale von Spotpreisen sowie der Diskussion der stochastischen Prozessmodelle. Die Strukturen des MIT-Modells greifen allgemeine Merkmale der Fundamentalvariablen auf. Hierbei werden die Spotpreise im Wesentlichen durch das physische Angebot, hier insbesondere die Kosten- und Verfügbarkeitsstrukturen, sowie durch die physische Nachfrage mit ihrer Wetterabhängigkeit getrieben.

2. Liegt Marktmachtverhalten vor, dann erfolgt dieses aufgrund einer variablen unprognostizierbaren Nachfrage nur temporär. Zu diesem wesentlichen Ergebnis kommen fast alle dargestellten Studien.
3. Wesentliche Ergebnisse der Oligopolmodelle sind weiterhin, dass Marktstruktur (Pool vs. bilateral), die Kostenstruktur der Anbieter, das Lastprofil sowie die Möglichkeit der Nachfrager zur Reaktion auf Preisänderungen, die Netzsituation, die Leichtigkeit, mit der Anbieter in anderen Märkten agieren können und umgekehrt die Leichtigkeit für einen Eintritt im betrachteten Markt bedeutend für die Ausnutzung von Marktmacht sind (Rudkevich et al.). Von der Fehr und Harbord kommen zu dem Schluss, dass bei zunehmender Fragmentierung des Marktes aufgrund der Abnahme der Wahrscheinlichkeit, marginaler und damit preissetzender Anbieter zu sein, die Wahrscheinlichkeit der Setzung von Aufschlägen sinkt. Die Agentenformulierung von Bower und Bunn kommt zu einem ähnlichen Schluss. Durch das evolutionäre Verhalten haben größere Agenten, also in einem konzentrierten Markt, aufgrund der vielfältigeren Mutationen pro Zeiteinheit und der Anpassung der Strategien bei erkanntem Erfolg einer Strategie tendenziell größere Chancen zu lernen. Da das Lernen der Gewinnsteigerungsbedingung genügen muss, können demnach größere Unternehmen leichter den Preis treiben. Daraus erfolgt auch in diesem Modell tendenziell bei höherer Konzentration ein höherer Durchschnittspreis.

## **4 Entwicklung eines Modells zur Beschreibung des deutschen Großhandelsmarktes für Elektrizität**

In diesem Kapitel wird basierend auf der bisherigen Systemanalyse ein eigenes Modell formuliert, das den bilateralen Handel in Deutschland und das Zustandekommen von Großhandelspreisen für Elektrizität beschreibt.<sup>56</sup> Ziel der Arbeit ist die Identifikation und Analyse preisbestimmender Einflussgrößen. Hierzu wird zunächst die Art der Modellbildung diskutiert. Daraufhin wird das Modell algorithmisch formalisiert und die Auswahl von Daten begründet. Abschließend erfolgt eine Diskussion der Modellergebnisse und die Identifikation sowie Wirkungsanalyse wesentlicher Determinanten der Großhandelspreise.

### **4.1 Diskussion der modelltheoretischen Grundlagen**

Basierend auf den in den letzten beiden Kapiteln diskutierten theoretischen wie empirischen Zusammenhängen wird ein Modell des deutschen Elektrizitäts-Großhandelsmarktes zur Untersuchung von Determinanten von Großhandelspreisen entwickelt.

Die in Kapitel 2 diskutierten und als relevant eingeschätzten Handelsmotive werden unabhängig voneinander in dem folgenden Modell formalisiert. Hierbei wird angenommen, dass es eine Händlergruppe gibt, die sich ausschließlich der Beschaffungs- und Absatzoptimierung widmet, und eine andere, die sich nur auf den spekulativen Handel konzentriert. Diese beiden Händlergruppen werden – sofern beobachtbar – anhand realer Daten des deutschen Elektrizitätsmarktes parametrisiert. Alle abgebildeten Händler betreiben basierend auf den jeweiligen Handelsmotivationen und entsprechend definierter Ziele Handel miteinander. Dieser findet auf Marktplätzen statt, die in Anlehnung an das in Kapitel 2 beschriebene formalisiert wurden.

Um so nahe an empirisch beobachtbaren Phänomenen und so flexibel wie möglich modellieren zu können, wird die Lösung des Modells in Form einer Computersimulation vorgezogen. Als Ergebnis entstehen Aussagen über spezielle Modelleigenschaften.<sup>57</sup> Damit unterscheidet sich die vorliegende Arbeit stark von den Optimierungsansätzen der Gleichgewichtsökonomik. Die Modelle der Gleichgewichtsökonomik beinhalten generelle Annahmen, denen in dieser Arbeit aufgrund ihrer mangelnden empirischen Relevanz nicht gefolgt werden soll. Insbesondere wird in gleichgewichtsökonomischen Modellen vollständige Rationalität der Modellsubjekte unterstellt, womit eine Verhaltensgrundlage

---

<sup>56</sup> Grundlegende Überlegungen zu diesem Modell sind in den Diplomarbeiten von Chollet, A. (2000) und Komander, A. (2000) dokumentiert und basieren auf einer Kooperation mit der HEW AG.

<sup>57</sup> vgl. Müller, J.-A. (1998), S. 43-44

gemeint ist, die die Kenntnis aller Konsequenzen eines Verhaltens voraussetzt. Dieses ist offenbar eine realitätsferne Unterstellung. In einem System vollständiger Erkenntnis ist zudem kein Raum für neue Phänomene und damit auch keine Notwendigkeit für Adaption von Institutionen, Regeln und Akteuren.<sup>58</sup> Gerade aber die Entwicklung des Marktprozesses steht im Vordergrund dieser Arbeit. Mit der These, dass gerade Institutionen aber auch das Verhalten der Händler sich mit der Marktumgebung verändern und dieses preisbeeinflussend sein kann, muss die Annahme eines strikt definierten Verhaltens mit rationaler Erkenntnis verworfen werden.

Mit dem Konzept rationaler Erwartung ist ein Konzept der Informationsverteilung und der individuellen Informationsnutzung gekoppelt. Insbesondere von Fama<sup>59</sup> sind die Ideen der Informationseffizienz, die mit der Vorstellung der vollständigen Rationalität korrespondieren, geprägt worden. Danach geben Preise ideal die Informationsstruktur in Märkten wieder, womit eine optimale Ressourcenallokation sichergestellt wird. Das mündet in verschiedenen Effizienzformulierungen. Im strengsten Fall wird angenommen, dass die unbedingte Dichtefunktion der zukünftigen Preisrendite  $r$  der durch die Informationsstruktur zur jeweiligen Gegenwart bedingten Dichtefunktion entspricht:

$$F(r_{t+1}) = F(r_{t+1}|Y_t), \quad \text{GL 4-1}$$

mit  $Y_t$  als Information verfügbar im jeweiligen gegenwärtigen Zeitpunkt  $t$ . Eine schwächere und damit auch weniger restriktive Form postuliert das „fair game“ Modell, nach dem der Erwartungswert aus der Differenz der zukünftigen Preisrendite und dem gegenwärtig formulierten Erwartungswert unter Bedingung der gegebenen Informationsstruktur null ist, d. h. mit obiger Notation:

$$E(r_{t+1} - E(r_{t+1}|Y_t)) = 0. \quad \text{GL 4-2}$$

D. h. es wird angenommen, dass der Markt bzw. die Marktakteure die Informationsstruktur so gut auswerten, dass die zukünftige Rendite der gegenwärtig erwarteten entspricht. Mit beiden Konzepten wird deutlich, wie wichtig die Informationsbasis und der Umgang der Marktakteure mit dieser in der ökonomischen Modellbildung ist. Famas Ansätze implizieren eine objektive Wahrscheinlichkeitsverteilung der Renditen  $F^m(r_{t+1}|Y_t^m)$ , die durch vollständige Auswertung der gegebenen Informationsstruktur mit der subjektiven

---

<sup>58</sup> vgl. Leijonhufvud, A. (1999)

<sup>59</sup> vgl. hierzu detailliert Fama, E. (1970)

Wahrscheinlichkeitsverteilung aller Marktindividuen  $F(r_{t+1}|Y_t)$  identisch wird, d. h. es gilt mit gegebener Notation:

$$F(r_{t+1}|Y_t) = F^m(r_{t+1}|Y_t^m), \quad \text{GL 4-3}$$

und da  $Y_t = Y_t^m$  gilt

$$E(r_{t+1}|Y_t) = E^m(r_{t+1}|Y_t^m). \quad \text{GL 4-4}$$

Wird also unterstellt, dass eine objektive Informationsstruktur existiert und die Fähigkeit aller Individuen besteht, diese zu erkennen, dann werden die Individuen diese aus Rationalitätsgründen vollständig ausnutzen und damit Überrenditen erzielen. Das impliziert im Gleichgewicht eine Gleichverteilung von Information. An anderer Stelle - insbesondere in Arbeiten zur modernen Kapitalmarkttheorie - wurde an diesen Konzepten detailliert Kritik aus (erkenntnis-)theoretischer sowie empirischer Sicht genommen und entsprechende Gegenvorschläge ausgearbeitet.<sup>60</sup> Daher soll hier nur die für die in dieser Arbeit vorgenommene Modellbildung relevante Erkenntnis kurz zusammengefasst werden, die auf der sehr detaillierten erkenntnistheoretischen Kritik Kasperzaks basiert.<sup>61</sup>

Gleichen sich subjektive und objektive Information, muss in dem Menschenbild der Gleichgewichtstheoretiker die objektiv wahre Erkenntnis praktisch möglich sein und vor allem auch als solche vom Menschen erkannt werden. Die Kenntnis dieses unterstellten objektiv richtigen Modells des jeweiligen Systems setzt die Erkenntnis objektiv wahrer Systemzusammenhänge bzw. Werte voraus. Die in diesen Modellen unterstellte vollständige Informationsverfügbarkeit und das dargestellte Rationalitätsverständnis perfekter Informationsverarbeitung setzt einen determinierten Zusammenhang zwischen Informationswahrnehmung, der innermenschlichen Verknüpfung sowie resultierender Handlungswahl voraus. Mit dieser Annahme wird Handeln zwischen verschiedenen Individuen unnötig, da keine Erwartungsdifferenzen auftreten können und somit ein vollständiges Gleichgewicht gegeben ist. Die gesamte Wirtschaft kann so auf eine einzelne Person verdichtet werden. Diese Annahme impliziert die Fähigkeit der Akteure, mit ihren Sinnesorganen das Urbild bzw. das innere Wesen von Dingen erkennen zu können, was eine Entsprechung der kognitiven Situation mit der realen voraussetzt.

<sup>60</sup> vgl. hierzu exemplarisch Vogt, C. (1993), Haffner, C. (1995), Loistl, O. (1994), Carey, P. (1996), Kasperzak, R. (1997), Sawazki, W. (1996)

<sup>61</sup> vgl. Kasperzak, R. (1997)

Folgt man dem erkenntnistheoretischen Programm des kritischen Rationalismus, dann wird Kognition schlicht als biologisches Phänomen beschrieben und interpretiert, d. h. aus der Perspektive des Gehirns und nicht der Sinnesorgane. Letztere fungieren danach nur als nicht-wertende Schnittstelle zwischen Gehirn und Umgebung, während die in elektrische Nervenpotenziale umgewandelten Reize der Umgebung dann im Gehirn erst eine Bedeutungszuweisung erhalten. Mit der Transformation des physikalischen Bildes in ein elektrisches Potenzial geht die Information in einen allgemeinen Code über, wobei als Information die Erregungsursache sowie die Intensität der Erregung bestehen bleiben und womit die Spezifität des Ereignisses als Information verloren geht. Durch den Bedeutungszuweisungsprozess des Gehirns muss also auch Wahrnehmung als Interpretationsvorgang verstanden werden. Der Reiz selbst hat damit nur noch mittelbare Bedeutung. Existiert nur eine mittelbare Beziehung zwischen Reiz und Wahrnehmung über den Interpretationsvorgang, müssen subjektive historische Erfahrungen eine Rolle bei der Wahrnehmung spielen. D. h. historisch erworbenes Wissen erzeugt eine neue Bedeutungszuweisung, womit Wissen und Wahrnehmung in interdependentem Verhältnis stehen. Bezogen auf die eingangs kurz dargestellte Unterstellung neoklassischer Modellbildung muss also entgegengehalten werden, dass menschliches Erleben subjektiv ist und eine subjektunabhängige Aussage über die Umwelt (und dann eben auch über Marktzusammenhänge als Teil der Umwelt) unmöglich ist.

Zur Erklärung von individuellem Verhalten der Akteure wurde von Hesse<sup>62</sup> ein Ansatz entwickelt, der mit einer sich spontan verändernden kognitiven Variablen ausgestattet ist, die als Bindeglied zwischen zumindest teilweise beobachtbarer Informationslage und tatsächlichem Verhalten fungiert. Damit zieht in die evolutionsökonomische Modellbildung das nicht-beobachtbare innerpersönliche Verhalten ein. Hesse definiert den Rationalitätsbegriff folgendermaßen: Aus der Menge der wahrgenommenen Handlungsalternativen wird diejenige ausgewählt und anschließend umgesetzt, die je nach Maßgabe der präferierten Ordnungstechnik den höchsten Zielerreichungsgrad erwarten lässt.<sup>63</sup> Hiernach stellt sich die Frage nach der Konstitution der sich ändernden Handlungsgrundlagen und deren Verknüpfung, aus denen sich für die Individuen je nach Art ihrer situationsspezifischen Wahrnehmung ständig neue Handlungsalternativen ergeben.

---

<sup>62</sup> zitiert in Kasperzak, R. (1997), S. 111

<sup>63</sup> vgl. Kasperzak, R. (1997), S. 111

Entscheidend für die Alternativenwahrnehmung für einen Menschen in einer Entscheidungssituation ist die kognitive Kreation, die zum einen eine ständig variierende Verknüpfung der bestehenden Handlungsgrundlagen darstellt und zum anderen als autonome spontane Tätigkeit des Gehirns definiert wird. Die spontane Tätigkeit verändert ständig die Handlungsgrundlagen sowie die Bewertungsgrundlagen der Handlungsmöglichkeiten, so dass aufgrund des subjektiven Erlebens von Umweltbedingungen individuell unterschiedliche kreative Antworten gefunden werden.

An der spontanen Tätigkeit kognitiver Kreation wird der Unterschied zwischen neoklassischem und evolutionsökonomischem Paradigma deutlich: während bei ersterem den Akteuren alle Handlungsgrundlagen und –alternativen gegeben sind, aus denen dann erwartungsnutzenmaximierend eine bestimmte gewählt wird, ist beim evolutionsökonomischen Ansatz eine individuelle Schaffung von Handlungsalternativen im Zeitverlauf möglich. Aufgrund der spontanen Tätigkeit kann man schlussfolgern, dass Handlungen in bestimmten Umweltsituationen für Außenstehende stochastisch beschreibbar sind, wenn auch gewisse Handlungen in bestimmten Situationen als eher wahrscheinlich als andere einzuschätzen sind.<sup>64</sup>

Für die in dieser Arbeit verwendete Erwartungsbildung bzw. des Handlungsauswahlkonzeptes ist in Verbindung mit eben Genanntem das Verständnis von Noise in Anlehnung an Black<sup>65</sup> relevant. Unter Noise versteht Black im Gegensatz zu „reiner“ Information entweder eine Unsicherheit über die zukünftigen Vorlieben und die Verwendung von Technologien, welche letztlich Geschäftszyklen bedingen, oder eine Art von Erwartungen, die sich als Inflation bemerkbar macht.<sup>66</sup> Ohne Noise, argumentiert Black, würde kaum Handel entstehen, da bei Kenntnis der richtigen Information kein Handelspartner gefunden würde, da eben keiner systematisch einen Fehler begehen wollte. Der Handel kommt zustande, sofern von der Existenz von Noise, in der Form als sei es Information, ausgegangen wird. Es entsteht somit beim Vorliegen von Noise ein Handel, obwohl dieser, von einer objektiven Perspektive aus gesehen, wenig sinnvoll wäre.

---

<sup>64</sup> Im Konzept der Kapitalmarktsynergetik basiert z. B. die Bildung von Erwartungen nicht nur auf zur Verfügung stehenden Informationen, sondern auch darauf, wie die Informationen wahrgenommen und verarbeitet werden (vgl. hierzu Haffner, C. (1995), S. 46). Hierbei muss berücksichtigt werden, dass die Art und Weise der Informationsverarbeitung nicht determiniert ist, was auf begrenzte Rationalität sowie unterschiedliche Grade der Motivation zurückzuführen ist. In der Kapitalmarktsynergetik werden die Erwartungen als stochastische Prozesse formuliert, wobei die Wahrscheinlichkeiten durch die Motivationspotenziale beeinflusst werden. Vgl. zur detaillierten Darstellung des Prinzips der Synergetik bzw. der Übertragung auf den Kapitalmarkt Loistl, O. (1994), Vogt, C. (1993), Haffner, C. (1995) und zu dem Zusammenhang zwischen Evolutionsökonomik und Synergetik Pasche, M. (1992).

<sup>65</sup> vgl. hierzu detailliert Black, F. (1986) und Gräfin von Königsmarck, I. (2000)

<sup>66</sup> Zu diesen Ausführungen vgl. Black, F. (1986), S. 529 ff.

Noise stellt damit für einen objektiven und über alle Informationen verfügenden theoretischen Beobachter ein willkürliches Element in den Erwartungen der Akteure dar. Dieses ist nach Black für die Ineffizienz der Märkte verantwortlich.

Um den genannten Phänomenen in ökonomischen Modellen zu entsprechen, wird mit dem Konzept der begrenzten Rationalität gearbeitet. Diese Begrenzung der Rationalität impliziert nicht Irrationalität, sondern Rationalität in den individuellen Grenzen, in dieser Arbeit als subjektive Rationalität bezeichnet.

Ökonomische Modelle, die Grenzen der Rationalität unterstellen, beinhalten in der Regel auch Konzepte des Lernens. Unter Lernen versteht Riechmann<sup>67</sup> eine Veränderung - und damit nicht zwingend eine Verbesserung - des Verhaltenspotenzials, also des Bestandes an Verhaltensmustern. Lernen wird u. a. durch das Imitieren bestehenden und Ausprobieren neuen Verhaltens (durch das Individuum oder durch andere) verursacht, wobei erfolgreiches Verhalten eine besondere Bedeutung erlangt. Um erfolgreich lernen zu können, müssen demnach möglichst viele verschiedene Ausprägungen des jeweils zu lernenden Aspektes – wie z.B. Meinungen – beobachtbar und damit imitierbar bzw. mittels Probieren entwickelbar sein. Übertragen auf das Modellieren ökonomischer Prozesse muss dann entgegen der Annahmen der Gleichgewichtsökonomik geschlossen werden, dass gerade die interpersonale Unterschiedlichkeit Quelle von ökonomischer Veränderung darstellt.

Wird ökonomische Veränderung mit dem Marktprozess gleichgesetzt und liegt deren Quelle in einem unterschiedlichen individuellen Verhalten begründet, dann sollte ein Modell, das empirische Nähe beansprucht, gerade diese Verschiedenartigkeit zum Gegenstand machen. Diese Unterschiedlichkeit kann sich auf Präferenzen, Kosten, Technologien, Organisations-, Eigentümerstrukturen usw. beziehen. Um die individuelle Unterschiedlichkeit in der Modellbildung zu berücksichtigen, wird mit der Methode der Mikrosimulation gearbeitet. Hierbei werden alle als relevant identifizierten Individuen eines Marktes abgebildet und führen durch Marktinteraktion zur Änderung makroskopischer Marktzustandsvariablen, wie etwa den resultierenden Handelspreisen und -mengen. Die durch subjektiv rationales Verhalten bedingten Aushandlungsprozesse, verbunden mit Marktimperfection, wie z. B. Liquiditätsknappheiten, müssen nicht in jedem Zeitschritt zwingend Marktgleichgewichte im gleichgewichtsökonomischen Sinn erzeugen, sondern auch Ungleichgewichte können normaler Zustand werden.

---

<sup>67</sup> vgl. Riechmann, T. (2001), S. 7

Im folgenden Modell soll die Entwicklung von Großhandelspreisen für Elektrizität untersucht werden. Diese wird als Resultat eines Marktprozesses aufgefasst, welcher sich aus dem Zusammenwirken eines Angebots- und Nachfrageprozesses ergibt. Um den Abstraktionsgrad gering zu halten, werden Angebots- und Nachfragefunktionen nicht als Aggregate formuliert, sondern jeweils als Ergebnisse individueller Bietentscheidungen aufgefasst. Damit müssen individuelle Entscheidungsregeln formuliert werden. Die Entscheidungen basieren auf den Handelsmotivationen, den Restriktionen sowie den Zielerreichungsgraden bestimmter gewählter Aktivitäten. Durch die Entscheidungsregeln ergeben sich die Handelsmengen bzw. Handelswünsche als Stromgrößen im Modell. Eine Steuerung der Stromgrößen erfolgt über Informationen über die makroskopischen Zustandsvariablen, wie insbesondere den Marktpreisen bzw. den Handelsmengen aus den Vorperioden. Eine Stärke der Mikrosimulation ist, dass nicht ein bestimmtes Verhalten der Modell-Akteure a priori definiert werden muss, sondern dass sich das Verhalten aufgrund historischer Zielerreichungsgrade sukzessive anpassen bzw. dass sich ganz neues Verhalten entwickeln kann. Wie bei van Tongeren<sup>68</sup> ist das Unternehmensmodell vorliegender Arbeit damit verhaltensorientiert<sup>69</sup> und evolutionär, da die Agenten in einer dynamischen Umgebung operieren und nur begrenzt bzw. subjektiv rational sind, aber z. T. durch vergangenes Verhalten lernen können. Im vorliegenden Modell wird das Entscheidungsverhalten auf den Märkten, insbesondere auf dem Spotmarkt, auf Erfolg bezüglich definierter Ziele hin untersucht und entsprechend angepasst.

Akzeptiert man mit der obigen Darstellung des Noise-Konzeptes zumindest auf der Ebene individueller Entscheidungsfindung stochastisches Verhalten, muss eine Modellbildung, die verhaltensorientiert sein will, dieses berücksichtigen. Demnach werden einige der Variablen stochastisch modelliert. Durch die Einbindung von stochastischen Komponenten über z. B. eine Monte-Carlo-Simulation<sup>70</sup> kann die Mikrosimulation auch die Untersuchung der Verteilung von Ereignissen ermöglichen<sup>71</sup>, wie es in vorliegender Arbeit der Fall ist.

---

<sup>68</sup> vgl. van Tongeren, F. W. (1995)

<sup>69</sup> Vgl. zur detaillierten Diskussion der verhaltensorientierten Entscheidungstheorie Poulton, E. C. (1994).

<sup>70</sup> In der Umsetzung im folgenden Modell wird diese Technik eingesetzt. Hierbei werden gleichverteilte Zufallszahlen im Intervall  $[0;1]$  für jede Zufallsvariable gezogen. Um diese in eine mit anderer Verteilungsfunktion zu wandeln, wird die ermittelte Zufallszahl in die Umkehrfunktion der Verteilungsfunktion eingesetzt. Vgl. hierzu detaillierter Busse von Colbe, W. und Laßmann, G. (1990), S. 189-191.

<sup>71</sup> vgl. Spielauer, M. (2001), S.6

## 4.2 Entwicklung und Formalisierung der Modellzusammenhänge

Zur Beschreibung des Marktprozesses werden die bisher gewonnenen Erkenntnisse und die darauf basierenden Annahmen verwendet. Insbesondere wird hierbei auf die im Kapitel 2 beschriebenen Handelsmotivationen und die Marktplätze zurückgegriffen. Folgende Struktur wird in dem Modell abgebildet:

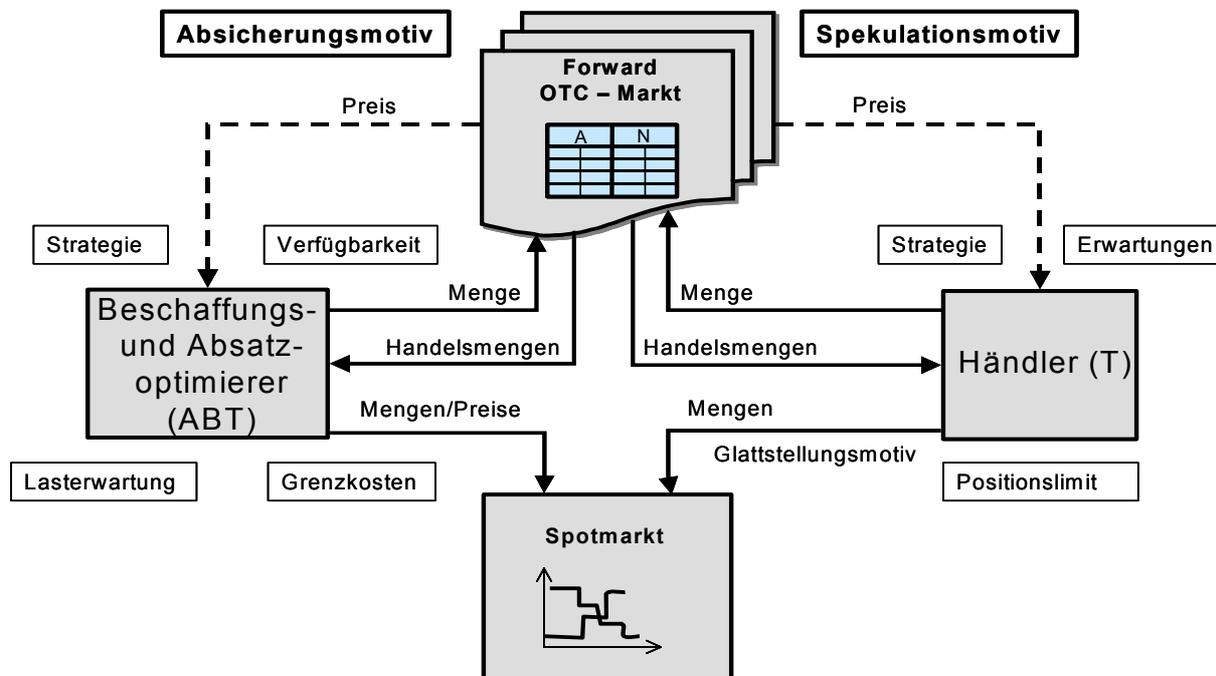


Abbildung 4-1: Modellüberblick

Wie aus der Graphik erkennbar werden zwei Händlergruppen voneinander unterschieden. Zum einen wird von einem strikt beschaffungs- und absatzoptimierenden Händler ausgegangen. Dieser Händlertyp wird in der Modellumgebung als Asset Based Trader bezeichnet bzw. kurz ABT. Um einer Beschaffungs- und Absatzoptimierung nachzukommen, können diese Agenten auf einen Erzeugungsbereich des Unternehmens zurückgreifen, der wiederum einen eigenen Kraftwerkspark betreibt. Jedes dieser Kraftwerke ist von einem bestimmten Typ mit spezifischen technisch-ökonomischen Eigenschaften. Eine der wesentlichen Eigenschaften ist die Höhe der kurzfristigen Grenzkosten der Elektrizitätserzeugung. Diese setzt sich primär aus den jeweiligen Wirkungsgraden sowie den Brennstoffpreisen zusammen. Daneben werden die Kraftwerke nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit als verfügbar angesehen. Neben den physischen Beschaffungspositionen aus dem Kraftwerkspark hat jeder modellierte ABT eine für diesen typische physische Nachfrage, die durch Temperaturen beeinflusst wird. Im Rahmen der Entscheidungsfindung bildet der ABT die Nettoposition aus seiner Beschaffungs- und Absatzposition und identifiziert unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktpreise Beschaffungs- bzw.

Absatzpotenziale, indem die Grenzkosten aller Kraftwerke mit den Marktpreisen unter Berücksichtigung der für die eigene physische Nachfrage zu bindenden Menge sowie der Verfügbarkeiten der Kraftwerke verglichen werden. Um allerdings nicht nur Gebote basierend auf Grenzkosten zu ermitteln, besitzt der ABT das Ziel, den Gewinn aus den Bietprozessen von Handelstag zu Handelstag sukzessive zu erhöhen. Hierzu kann er versuchen, sofern wirtschaftlich und erfolgreich, die Preise über das Grenzkostenniveau hinaus anzuheben. Wie eingangs zu diesem Kapitel erwähnt, wurde die Annahme vollständiger Information als Grundlage individuellen Handelns als empirisch irrelevant abgelehnt und daher subjektiv rationales Verhalten eingeführt. Um dieser Annahme gerecht zu werden, wird angenommen, der ABT suche den Markt nach Möglichkeiten ab, diese Preisaufläge zu platzieren. Aus diesem Suchprozess mit anschließender Erfolgsevaluation entwickelt sich das Verhalten des ABT. Da der ABT nur die Handelsmotivation Beschaffungs- und Absatzoptimierung verkörpern soll, darf er keine Gesamtposition verkaufen, die die verfügbare Erzeugungskapazität übersteigt. Dieses ist eine nötige Handelsrestriktion, da eine Glattstellung dieser offenen Position nur durch Rückkauf der Leistungen zu späterem Zeitpunkt möglich wäre. Dieses wäre streng genommen bereits eine spekulative Transaktion.

Neben diesem eher aus Absicherungsmotiven bzw. physisch optimierenden Motiven agierenden Händlertyps existiert eine Händlergruppe, die aus spekulativer Motivation handelt. Spekulation war in dem zweiten Kapitel bereits mit Handeln ohne physische Erfüllungsabsicht bzw. aus reinem Gewinnstreben definiert worden. Zeitliche Arbitrage war aus Gründen mangelnder Speicherbarkeit des physischen Handelsproduktes als Spekulation definiert worden. Die Spekulanten agieren damit immer dann, wenn diese die Marktprodukte als fehlbewertet auffassen. Demnach ergibt sich das spekulative Potenzial aus der Differenz aktueller Marktpreise und der individuellen Meinung hinsichtlich der adäquaten kurz- oder langfristigen Bewertung der Produkte. Es ist eine Frage der Strategie der Spekulanten - in dem Modell auch Trader genannt - ob eine langfristige bzw. kurzfristige Preiserwartung handelsbestimmend sein soll. Es wird unterstellt, dass bei Erwartung steigender Preise Produkte ge- und bei Erwartung fallender Preisen verkauft wird. Da jedes Eingehen von offenen Positionen risikobehaftet ist, bindet ein Positionslimitsystem die Spekulanten in ihrer Aktivität.

Folgende Graphik fasst die Wirkung des Positionslimits zusammen:

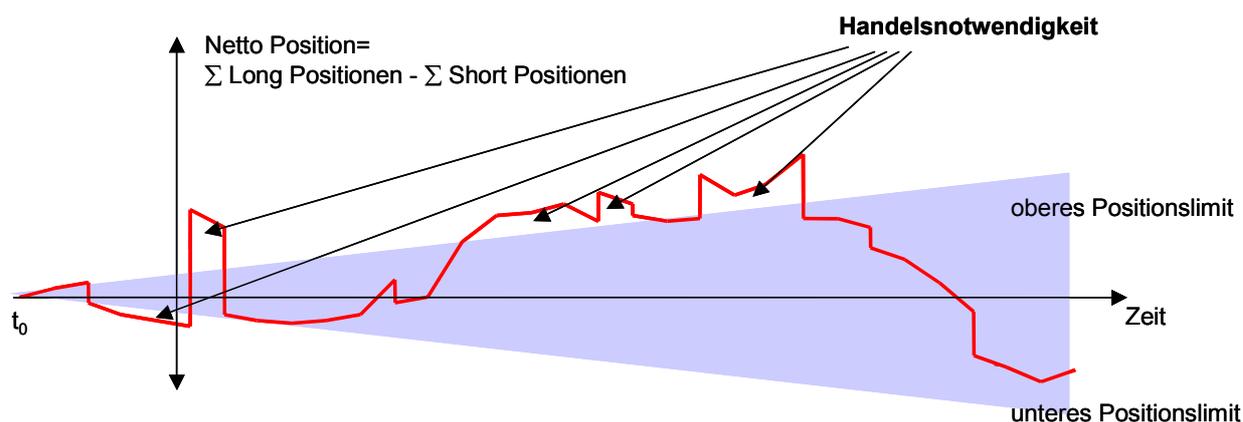


Abbildung 4-2: Wirkung des Positionslimits

Hiernach wird über alle gehandelten Produkte die Nettoposition, also der Saldo aus Kauf- (long-) und Verkaufs- (short-) Positionen gebildet. Dieses wird durch das Positionslimit, vereinfacht hier als Trichter skizziert, begrenzt. Liegt eine Position außerhalb des Trichters, entsteht eine Handelsnotwendigkeit aus der Limitüberschreitung heraus.

Die Händler beider Händlergruppen bieten an einem bilateralen Forward-Markt sowie insbesondere die ABT an einem börslichen Spotmarkt. Die gehandelten Produkte auf jedem der Marktplätze verbiefen jeweils eine Lieferpflicht einer bestimmten Kapazität über einen fest definierten Zeitraum bezogen auf einen definierten Ort.

Für den bilateralen Markt wird ein Monatskontrakt angenommen, der die Pflicht verbiefen, über einen Monat konstant ein MW zu leisten. Ein Kauf dieser Produkte verpflichtet demnach zur Abnahme der Leistungscharakteristik, ein Verkauf entsprechend zur Lieferung derselben. Für diesen Markt wird angenommen, dass die Lieferverträge (Handelsprodukte) bilateral über einen Broker vermittelt abgeschlossen werden können. Die Preise für die Handelsprodukte sind - für alle Marktteilnehmer gleich - in dem jeweils aktuellen Marktpreisvektor (Forwardcurve) gelistet. Für diesen Brokermarkt wird ein offenes Orderbuch mit variablem Handel unterstellt. Auf einen gegebenen Preisvektor hin bestimmen alle Modell-Akteure die Gebote und bieten diese in den Markt, woraufhin sich die Preise verändern. Der Eingang der Gebote wird als zufälliger Prozess modelliert. Da angenommen wird, der Broker suche nach einem Gleichgewichtspreis mit höchster Tauschquote, werden die abgegebenen Gebote in chronologischer Reihenfolge gegenübergestellt und zueinander passende Leistungen getauscht. Kommt es zu Ungleichheiten in Angebots- und Nachfragemengen, werden die Preise korrigiert und wieder an die Marktteilnehmer zurückgegeben. Dieser Prozess läuft  $\bar{q}$ -mal pro Tag, wobei  $\bar{q}$  für den Zeitraum der Simulation fest vorgegeben wird. Beim Erreichen der maximalen Anzahl der Anpassungsrunden wird der Preis, welcher mit der maximalen

Tauschleistung korrespondiert, als Schlusskurs in den Preisvektor geschrieben und am nächsten Handelstag als Startkurs verwendet.

Das im Modell gehandelte Spotmarkt-Produkt ist ein Kontrakt, der eine konstante Leistung für einen ganzen Tag garantiert. Die Marktteilnehmer bieten simultan gesamte Angebotsfunktionen in ein geschlossenes Orderbuch, kennen also die Preise nicht im Zeitpunkt der Gebotsabgabe. Die Einzelgebote der Marktteilnehmer werden zu Angebots- und Nachfragefunktionen aggregiert und ein Systempreis daraus gebildet. Die Modellierung folgt damit der statischen zweiseitigen Auktion mit einem Systempreis, der nach dem Meistausführungsprinzip ermittelt wird und der an alle an der Auktion erfolgreich teilgenommenen Marktteilnehmer gezahlt wird.

Da von Netzengpässen abstrahiert wird, entsteht keine hierdurch verursachte Verfügbarkeitsreduktion von Kraftwerken.

Zusammenfassend kann die kurz umrissene Grobstruktur des Modells graphisch dargestellt werden:

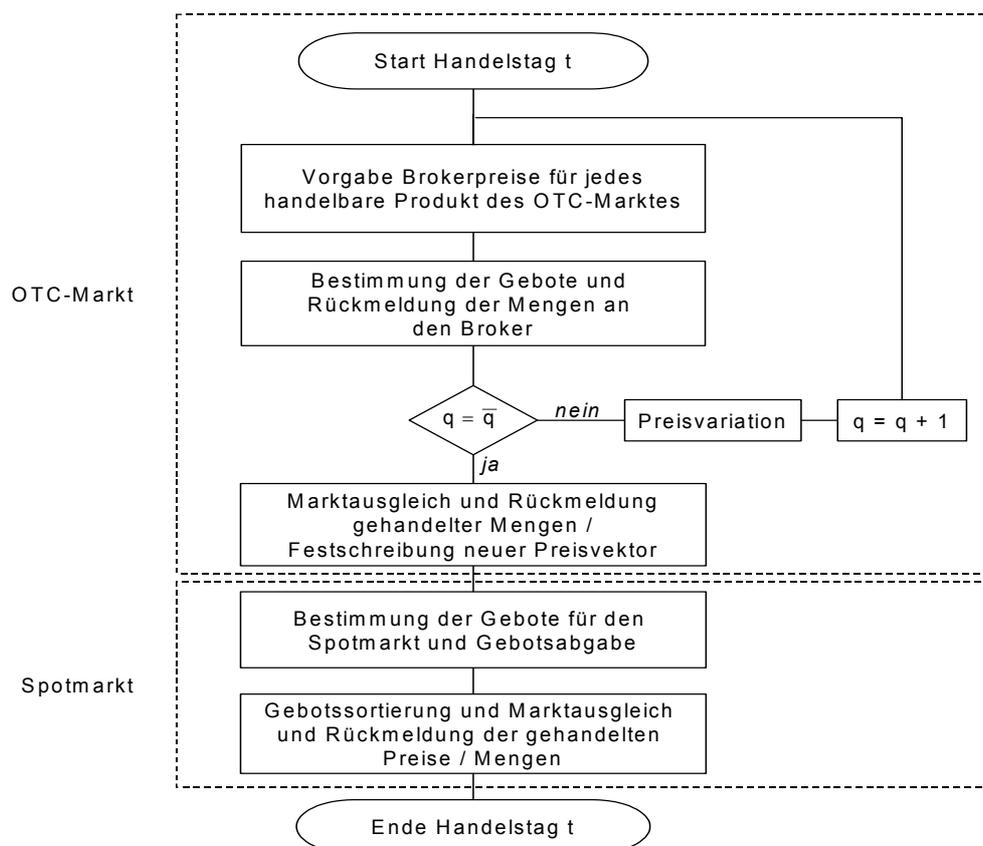


Abbildung 4-3: Überblick über Prozessabläufe am Handelstag

#### 4.2.1 Entwicklung des OTC-Handelsmodells

Im Folgenden wird zunächst der bilaterale Handel im OTC-Markt diskutiert. Die Abbildung verdeutlicht die Routinen, die im Modell durchlaufen werden.

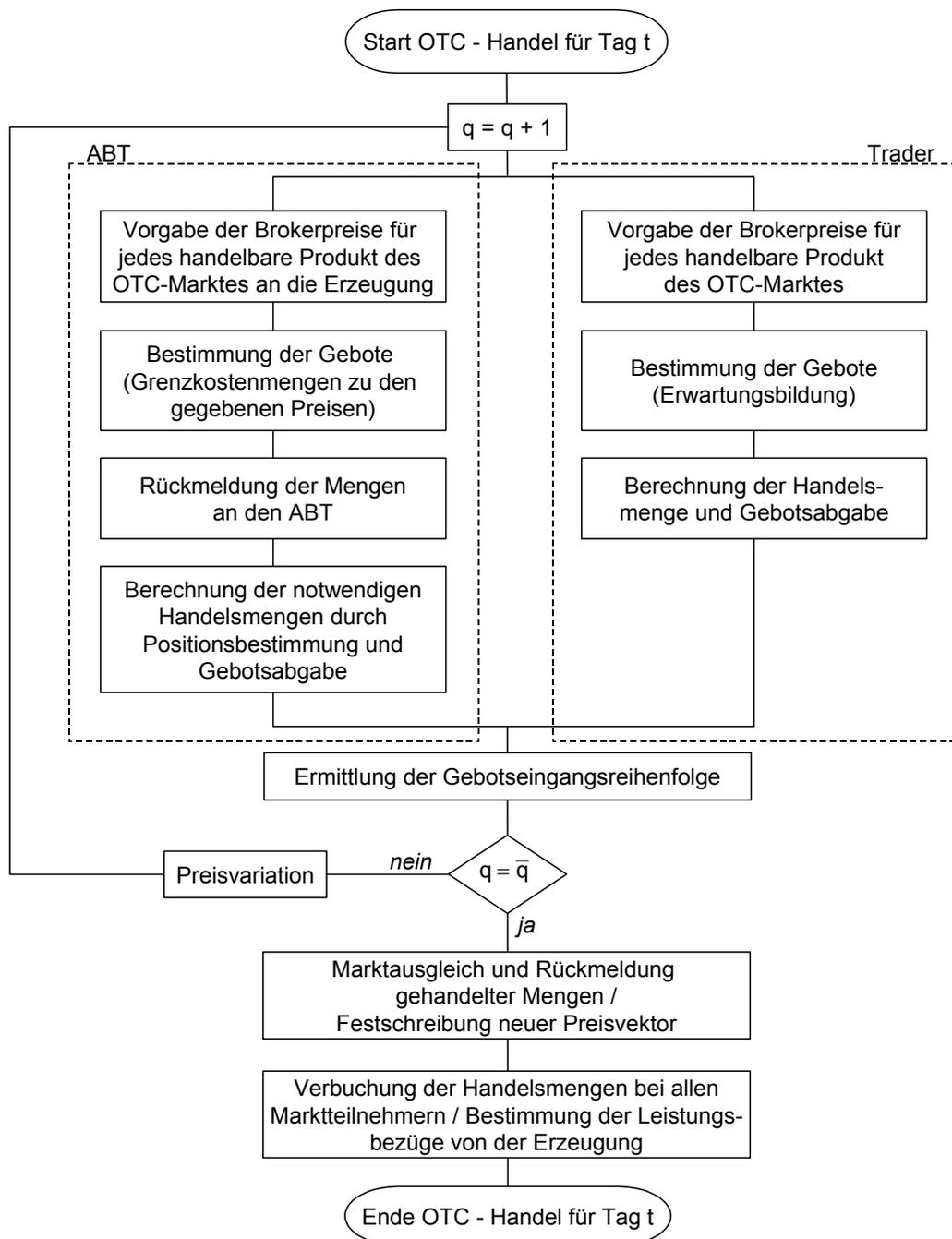


Abbildung 4-4: Handelsablauf OTC-Markt

Entsprechend dieser Graphik wird zunächst der ABT vollständig formalisiert, danach der Trader diskutiert und dann die Preisermittlung und der Marktausgleich beschrieben.

- *Vorgabe der Brokerpreise an die Erzeugung und Bestimmung der Grenzkostenmengen zu den gegebenen Preisen*

Der ABT erhält den Preisvektor vom Broker. Im Modell besteht für den ABT definitionsgemäß die Aufgabe, die offenen Positionen aus Vertriebspositionen (im Modell vereinfacht die physischen Lasten) und historisch gehandelten Leistungen entsprechend strategischer Vorgaben kostenminimal zu schließen und verfügbare Überkapazitäten der eigenen Erzeugung zu vermarkten. Hierzu leitet der ABT den Preisvektor des Brokers an die eigene Erzeugung weiter, die die Grenzkostenleistungen zu den gegebenen Preisen bestimmt und an den ABT zurückmeldet.

Im Modell werden zur Bestimmung der Grenzkostenleistungen verschiedene Vereinfachungen vorgenommen. Als variable Kosten werden lediglich die Brennstoffkosten mit dem in der Literatur üblichen Ansatz approximiert<sup>72</sup>:

$$C_{i,t}(P_{i,t}) = (\alpha_i \cdot P_{i,t}^2 + \beta_i \cdot P_{i,t} + \gamma_i) \cdot p_{Br} \quad \text{GL 4-5}$$

Die Koeffizienten  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$  und  $\gamma_i$  sind kraftwerksabhängig und zeitlich invariabel. Die Kraftwerke bzw. Kraftwerksgruppen können bauartbedingt nur in einem bestimmten Leistungsbereich betrieben werden, die kraftwerkstypspezifisch zu definieren sind; d. h.:

$$P_i = 0 \text{ oder } P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \quad \text{GL 4-6}$$

Unter der Annahme mangelnder Marktbeeinflussung lassen sich die Grenzkostenleistungen aus folgender Gewinnfunktion ableiten:

$$G_i(P_i) = p_{\text{Broker}} \cdot P_i - p_{Br} \cdot (\alpha_i \cdot P_i^2 + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i) \quad \text{GL 4-7}$$

Aus der ersten Ableitung  $G'_i(P_i) = -2\alpha_i \cdot P_i \cdot p_{Br} + p_{\text{Broker}} - \beta_i \cdot p_{Br} = 0$  folgt als optimales Gebot für konvexe Kostenfunktionen ( $\alpha_i > 0$ ):

$$P_i^{\text{opt}} = \frac{p_{\text{Broker}} - \beta_i \cdot p_{Br}}{2\alpha_i \cdot p_{Br}} \quad \text{GL 4-8}$$

Für konkave Kostenfunktionen ( $\alpha_i < 0$ ) wird auf diese Weise nur das Minimum gefunden, da die zweite Ableitung größer Null wird, so dass mit der Einschränkung des Leistungsbereiches

<sup>72</sup> vgl. exemplarisch Becker, C. (1992), S. 48

<sup>73</sup> Vereinfachend werden Kraftwerksgruppen mit dem Laufindex  $i$  unterschieden, denen einzelne Kraftwerke mit dem Laufindex  $s$  angehören, die zueinander ähnliche Eigenschaften besitzen. Vgl. hierzu auch die Darstellungen in Kapitel 4.2.

der Kraftwerksgruppe das Gewinnmaximum bei Maximalleistung auftritt. Da in den variablen Kosten ein fixer Anteil ( $\gamma$ ) enthalten ist, soll für die Abgabe eines Gebotes weiterhin gelten:

$$p_{\text{Broker},t,T} \geq DK(P_i) = \left( \alpha_i P_i + \beta_i + \frac{\gamma}{P_i} \right) p_{\text{Br}}. \quad \text{GL 4-9}$$

Für eine Gebotsabgabe muss die jeweilige Kraftwerksgruppe für den Zeitraum  $T$  verfügbar sein. Für die Verfügbarkeit der Kraftwerksgruppe sind zum einen die planbaren Ausfälle relevant. Die Zeiträume werden für jeden Marktteilnehmer a priori festgelegt und sind den anderen Marktteilnehmern nicht bekannt.  $T_{\text{uf0}}$  kennzeichnet den ersten Zeitpunkt eines solchen unerzwungenen (also planbaren) Ausfalls. Dabei wird die jeweilige fest vorgegebene Ausfalldauer mit  $\tau_{\text{uf0}}$  bezeichnet.

Neben diesen planbaren Ausfällen fallen nicht-planbare als seltene Ereignisse an und werden als Kraftwerks-spezifischer Poisson-Prozess mit der Dichtefunktion

$$F(t = 1\text{Tag}) = \exp(-\lambda_i \cdot t) \cdot \frac{(\lambda_i \cdot t)^k}{k!} \quad \text{GL 4-10}$$

modelliert. Hierbei gibt die Dichtefunktion die Wahrscheinlichkeit, dass in dem Zeitschritt  $t=1$  Tag genau  $k$  Ausfälle auftreten. Die Intensität  $\lambda_i$  ist der Kraftwerkstyp-spezifische Parameter, der die durchschnittliche Ausfallrate pro Tag angibt. Unterstellt wird in dem Modell, dass dieser historisch beobachtbare und aus Erfahrungswerten resultierende Parameter für den Simulationszeitraum konstant bleibt. Weiterhin wird vereinfachend unterstellt, dass ein Kraftwerk, wenn es einmal an einem Tag ausgefallen ist, sicher während eines bestimmten Zeitraumes (deutlich größer als ein Tag) nicht am Netz sein wird, d. h. u. a. nicht zweimal und mehr an einem Tag ausfallen kann, und somit  $k$  maximal 1 wird. Damit kann täglich für jedes Kraftwerk eine Information erzeugt werden, ob ein Ausfallereignis vorliegt, d. h. der Zeitpunkt  $T_{\text{fo}}$  gegeben ist. Um dieses zu modellieren, wird für jedes Kraftwerk eine Zufallszahl aus der Poisson - Verteilungsfunktion gezogen und mit einem Grenzwert  $\bar{\Gamma}$  verglichen. Bei  $\Gamma \geq \bar{\Gamma}$  wird ein Ausfallereignis angenommen, d.h. das Kraftwerk ist sicher für einen vorab bestimmten Zeitraum  $\tau_{\text{fo}}$  ausgefallen.

Liegt für die Erzeugung ein Ausfallereignis vor, soll keine Kapazität in der entsprechenden Höhe an den ABT geboten werden. Für die Verfügbarkeit von Kraftwerk  $s$  der Kraftwerksgruppe  $i$  in  $t$  für  $T$  gilt dann:

$$VF_{t,T,s,i}^{KW} = \begin{cases} 0; T_{fo,s,i} \in [T - \tau_{fo,s,i}; T_{En}] \vee T_{ufo,s,i} \in [T - \tau_{ufo,s,i}; T_{En}] \\ 1; \text{sonst} \end{cases}, \quad \text{GL 4-11}$$

wobei T den ersten Zeitpunkt und  $T_{En}$  den letzten Zeitpunkt eines Handelsproduktes beschreibt. Das Intervall  $[T; T_{En}]$  bezieht sich somit auf den Zeitraum, in dem die Leistungspflicht des Produktes zu erfüllen ist.

Da für den ABT angenommen wird, dass eine bestimmte Anzahl von Ausfalltagen  $w$  im Zeitintervall des Handelsproduktes tolerierbar ist, folgt für die Verfügbarkeit:

$$VF_{t,T,s,i}^H = \begin{cases} 0; T_{fo,s,i} \in [T + w - \tau_{fo,s,i}; T_{En} - w] \vee T_{ufo,s,i} \in [T + w - \tau_{ufo,s,i}; T_{En} - w] \\ 1; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-12}$$

Die Verfügbarkeit einer Kraftwerksgruppe ergibt sich aus dem arithmetischen Mittel über die Kraftwerksverfügbarkeiten:

$$VF_{t,T,i}^{KW/H} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^{\bar{s}} VF_{t,T,s,i}^{KW/H}. \quad \text{GL 4-13}$$

Führt man die Definition zur Bestimmung der maximalen bzw. optimalen und verfügbaren Kapazität der Kraftwerksgruppe  $i$  als Differenz der verfügbaren und der bereits im Terminmarkt verkauften Kapazität

$$K_{t,T,i}^{\text{opt}/\text{max}} = P_i^{\text{opt}/\text{max}} VF_{t,T,i}^{KW} - \left| \sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,T,i}^{H \rightarrow KW} \right| \quad \text{GL 4-14}$$

ein, lässt sich zusammenfassend die Gebotsfunktion der Erzeugung an den ABT für jede Kraftwerksgruppe schreiben mit:

$$P_{\text{Angebott},t,T,i}^{KW \rightarrow H} = \begin{cases} \min[K_{t,T,i}^{\text{opt}}; K_{t,T,i}^{\text{max}}]; p_{\text{Broker},t,T} > \beta_i p_{\text{Br}} \wedge \alpha_i > 0 \wedge K_{t,T,i}^{\text{opt}} > 0 \\ \wedge p_{\text{Broker},t,T} > \left[ p_{\text{Br}} \left\{ \alpha_i \min[P_i^{\text{opt}}; P_i^{\text{max}}] + \beta_i + \frac{\gamma_i}{\min[P_i^{\text{opt}}; P_i^{\text{max}}]} \right\} \right] \wedge K_{t,T,i}^{\text{max}} > 0 \\ K_{t,T,i}^{\text{max}}; p_{\text{Broker},t,T} > p_{\text{Br}} \left( \alpha_i K_{t,T,i}^{\text{max}} + \beta_i + \frac{\gamma_i}{K_{t,T,i}^{\text{max}}} \right) \wedge \alpha_i \leq 0 \wedge K_{t,T,i}^{\text{max}} > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$$

GL 4-15

<sup>74</sup> Da Nachfragen im Modell generell negative Vorzeichen besitzen, muss hier der Betrag der Summe gebildet werden.

Hieran wird deutlich, dass in diesem Modell vereinfachend von den Inflexibilitäten (endliche Laständerungsgeschwindigkeiten, minimale Stillstands- und Betriebszeiten, Anfahrkosten und –zeiten usw.) der Kraftwerke abstrahiert wird. Eine Vernachlässigung dieser Restriktionen bewirkt eine Überschätzung der Verfügbarkeit der einzelnen Kraftwerke in jedem Zeitschritt und vernachlässigt Nichtlinearitäten in der Unternehmens-Angebotsfunktion durch das Zuschalten bzw. Abschalten von Kraftwerken durch die minimalen Betriebsleistungen.<sup>75</sup>

Das vollständige Angebot der Erzeugung an den ABT in  $t$  für  $T$  ergibt sich aus der Summe

der Gebote aller Kraftwerksgruppen  $\sum_i^{\bar{i}} P_{\text{Angebot},t,T,i}^{\text{KW} \rightarrow \text{H}}$ .

- *Berechnung der notwendigen Handelsmengen durch Positionsbestimmung und Gebotsabgabe*

Die Differenz aus der Lasterwartung  $P_{\text{Last},t,T}^c$  in  $t$  für  $T$  und den gesicherten Mengen durch die bisherigen Aktivitäten des ABTs auf dem OTC-Markt (dem Handel aus den vorherigen Zeitschritten  $j$ ) stellt die physischen offenen Positionen dar. Die gesicherten Mengen setzen sich aus den bisherigen verfügbaren Leistungsbezügen von der eigenen Erzeugung

$\sum_j^{t-m} \sum_i^{\bar{i}} V_{F,t,T,i}^H P_{\text{Kauf},t-j,T,i}^{\text{H} \rightarrow \text{KW}}$  und aus Fremdleistungen auf dem OTC-Markt  $\sum_j^{t-m} P_{t-j,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H}}$  zusammen.

Um die Liquidität des Marktes zu steuern und eine bestimmte Vorhandelsposition für den Spotmarkt offen zu lassen, wird ein Risikofaktor  $0 \leq RF_{t,T}^H \leq 1$  eingeführt, der das Handelsausmaß auf dem OTC-Markt abhängig von der Zeit bis Fälligkeit des jeweiligen Produktes beschränkt. Ökonomisch kann diese Restriktion mit der Unsicherheit zukünftiger Ereignisse und der Bereitschaft des Marktteilnehmers erklärt werden, weniger Handel als theoretisch machbar durchzuführen, um z. B. eigene Reaktionsmöglichkeiten bei etwaigen Schocks wie Kraftwerksausfällen zu haben. Hieraus ergibt sich die Forderung nach einer Liquiditätssteuerung, die ein sukzessives Schließen der Positionen formuliert. Im Erfüllungszeitpunkt müssen dann spätestens die offenen Positionen geschlossen sein. Die zeitliche Struktur kann entsprechend der formulierten Bedingungen durch eine Funktion folgenden Typs beschrieben werden:

<sup>75</sup> vgl. zur detaillierten Diskussion des Optimierungsproblems Hunger, M. (2000) sowie zur Integration und Lösung mit genetischen Algorithmen des vollständigen Optimierungsproblems in dieses Modell Chollet, A. (2000). Einer simultanen Behandlung der optimalen Beschaffungs- und Absatzoptimierung und der Einsatz eines Futurehandels, wie bei Krasenbrink, B., Nießen, S. und Haubrich, H.-J. (1999) vorgeschlagen, wird aufgrund der Nichtberücksichtigung eines Futurehandels in diesem Modell nicht gefolgt.

$$RF_{t,T}^H = \varepsilon_H + \eta_H(T-t)^{\xi_H} \text{ und } \xi_H < 1. \quad \text{GL 4-16}$$

Dieser für den ABT konstruierte Risikofaktor wird durch einen der Erzeugung begleitet:

$$RF_{t,T}^{KW} = \varepsilon_{KW} + \eta_{KW}(T-t)^{\xi_{KW}} \text{ und } \xi_{KW} < 1. \quad \text{GL 4-17}$$

Dieser zweite Risikofaktor bewirkt eine Reduzierung des Erzeugungsgebots an den ABT. Dieses wird notwendig, weil das Erzeugungsgebot u. a. von der Höhe des Brokerpreises abhängt, während die erwartete Last durch den anderen Risikofaktor reduziert wird. Hierdurch könnte es zu einem zu schnellen Verkauf der Erzeugungskapazitäten auf dem Markt oder aber Verkauf bei bestehenden short-Positionen kommen. Damit lässt sich die Gebotsleistung mit allen eingeführten Größen folgendermaßen formulieren:

$$P_{t,T}^H = \underbrace{RF_{t,T}^{KW} \sum_i \bar{P}_{\text{Angebot},t,T,i}^{KW \rightarrow H}}_B - \underbrace{\left( RF_{t,T}^H P_{\text{Last},t,T}^e + \sum_j^{t-m} \left( P_{t-j,T}^{\text{OTC} \rightarrow H} + \sum_i \bar{V}F_{t,T,i}^H P_{\text{Kauf},t-j,T,i}^{H \rightarrow KW} \right) \right)}_A \quad \text{GL 4-18}$$

Zur Beschreibung der Gebotsleistung wird die Gebotsformel in die Teile A und B zweigeteilt. In Teil A wird die offene Position in t für T ermittelt, indem die Lasterwartung mit den bisherigen Aktivitäten des ABTs verglichen wird. Das Ergebnis dieser Summe gibt die in t vorliegende offene Position des ABTs. Es werden im Modell Käufe mit negativem Vorzeichen und Verkäufe mit positivem Vorzeichen definiert, so dass der Ausdruck A eine Summe darstellt. Bei  $A > 0$  existiert eine short-Position, d. h. der ABT muss weitere Leistungen zur Lastdeckung beziehen. Mit  $A < 0$  liegt eine long-Position vor und der zur Lastdeckung nicht benötigte Teil muss wieder verkauft werden. Sind die Lasterwartungen durch die bisherigen Käufe gerade gedeckt ( $A=0$ ), liegt keine offene Position des ABTs vor. Die Gebotsleistung des ABTs für den OTC-Markt bestimmt sich aus der Differenz von der Erzeugungsgebotsleistung (Teil B) und den möglicherweise vorliegenden offenen Positionen (Teil A).

Unter Berücksichtigung der für den Spotmarkt offen zu lassenden Positionen in Höhe von

$\varphi P_{\text{Last},t,T}^e$ <sup>76</sup> gilt für das Gebot in den Markt:

<sup>76</sup>  $\varphi P_{\text{Last},t,T}^e$  ist ein Anteil der Last in T, der gegenwärtig antizipiert wird und der durch eine Aktivität am Spotmarkt glattgestellt werden soll.

$$P_{t,T}^{H \rightarrow OTC} = \begin{cases} P_{t,T}^H; P_{t,T}^H < 0 \\ P_{t,T}^H - \varphi P_{Last,t,T}^e; (P_{t,T}^H - \varphi P_{Last,t,T}^e) > 0 \wedge P_{t,T}^H > 0, \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-19}$$

mit der Vorzeichendefinition bzw. Notation gilt:  $P_{t,T}^{H \rightarrow OTC} = \begin{cases} P_{Angebot,t,T}^{H \rightarrow OTC}; P_{t,T}^{H \rightarrow OTC} > 0 \\ P_{Nachfrage,t,T}^{H \rightarrow OTC}; P_{t,T}^{H \rightarrow OTC} < 0. \\ 0, \text{sonst} \end{cases}$

Ein besonderer Fall entsteht bei einem ungeplanten Kraftwerksausfall. Liegt dieses Ereignis vor, sind aufgrund der eingangs erwähnten Risikoübernahme des ABTs die Lieferpflichten auszugleichen, welche das Kraftwerk in den vorherigen  $j$  Zeitschritten eingegangen ist. Bei Verfügbarkeit ( $VF_{t,T,i}^H = 1$ ) nutzt der ABT die in den vorherigen Zeitschritten gekaufte Leistung von der Erzeugung  $\sum_j^{t-m} \sum_i^{\bar{i}} VF_{t,T,i}^H P_{Kauf,t-j,T,i}^{H \rightarrow KW}$ , um offene Positionen zu schließen. Bei einem Ausfall ( $VF_{t,T,i}^H < 1$ ) reduziert sich die gekaufte Leistung aus dem Portfolio und hat somit Auswirkungen auf das Gebot des ABTs.

Mit allem bisher Festgestellten ist die erwartete physische Last eine wesentliche Größe zur Bestimmung der Handelsleistungen und mithin des Preises. Die Last wird im OTC-Handel als Vektor monatlich konstanter Werte angenommen.

- *Vorgabe der Brokerpreise an die Trader und Erwartungsbildung für alle Trader*

Der Trader ermittelt ebenfalls die Gebotsleistung basierend auf dem vom Broker vorgegebenen Preisvektor. Kommt der Trader zu der Einschätzung kommen, dass ein Produkt durch den momentanen Preis falsch bewertet wird, geht der Trader im Rahmen seiner Limits Positionen ein. D. h. das spekulative Motiv liegt aus Sicht eines Traders in einer angenommenen Fehlbewertung des Marktes und der mittel- bis langfristigen Tendenz des Marktzustandes in Richtung dessen individueller Erwartung. Der Trader hat im Gegensatz zum ABT keine eigenen Erzeugungskapazitäten und keine zu deckende Last, d. h. er kann die aufgebauten Handelspositionen nur durch entsprechende Gegenpositionen glattstellen. Maßgeblich für das Eingehen einer Handelsposition ist demnach die Preiserwartung des Traders. Aufgrund des oben skizzierten Noise-Konzeptes und der zu modellierenden Asymmetrien zwischen den Handelnden erscheint ein stochastisches Auswahlkonzept sinnvoll. Folgt man dem in Kapitel 4.1 Genannten über die Mikromodellierung und dem

Modellverständnis der Kapitalmarktsynergetik<sup>77</sup>, dann wird die Wichtigkeit der Abbildung der Interaktion zwischen mikroskopischen Verhaltensvariablen und den makroskopischen Marktzustandsvariablen erkennbar. Hier soll lediglich der grundsätzlichen Idee der Formulierung von Verhaltensgrößen gefolgt werden. Dabei soll Information ausgewertet werden und zu einem Reiz und folgend zu einer Aktion bzw. Reaktion führen. Es wird angenommen, dass eine besonders deutliche Information zu einer starken Reizausprägung und damit zu einer größeren Wahrscheinlichkeit einer bestimmten Handelsentscheidung führt. Technisch gesehen wird also eine Reduktion des Einflusses einer Noise-Komponente im Verhalten angenommen, sofern eine besonders deutliche Information vorliegt. Gleichzeitig soll die Handelsintensität bei deutlicher Information besonders groß werden, wobei angenommen wird, dass die Unterscheidbarkeit zweier unterschiedlicher aber hoher Reizausprägungen kaum noch differenziert werden kann. Folgende Funktion erfüllt diese Anforderungen<sup>78</sup>:

$$P_{t,T}^{\text{TR}} = \text{sgn}(Q)\phi\sqrt{|Q|}. \quad \text{GL 4-20}$$

Die Variable  $Q$  gibt den Reiz an, in welche Richtung der Trader handeln will, und wird durch  $\phi$  verstärkt. Der Reiz  $Q$  besteht hier vereinfachend aus der additiven Verknüpfung eines langfristigen Indikators  $Z_L$ , eines kurzfristigen Indikators  $Z_K$  und einer Zufallsvariablen (Noise-Komponente)  $\Theta$ :

$$Q = \zeta_K Z_K + \zeta_L Z_L + \zeta_N \Theta, \quad \text{GL 4-21}$$

wobei  $\Theta$  einer symmetrischen Verteilung folgen soll mit:  $\Theta \sim [0; \sigma^2(\zeta_K Z_K + \zeta_L Z_L)]$  und mit

obigem  $\frac{\partial \sigma^2}{\partial(\zeta_K Z_K + \zeta_L Z_L)} < 0$ . Nimmt man an, dass die Indikatoren symmetrisch um Null

Werte zwischen  $-1$  und  $1$  annehmen können, folgt aus den Eigenschaften von  $\Theta$ , dass  $Q$  ebenfalls symmetrisch um Null liegt. Wird weiterhin angenommen, dass  $-1 \leq Q \leq 1$ , folgt als mögliche Konkretisierung für  $\Theta \sim \text{Triang}(TG_{\min}, 0, TG_{\max})$ <sup>79</sup>, da hiermit Symmetrieeigenschaft sowie endliche Grenzen bei stetiger Funktion gewährt sind. Mit dem bisher Geforderten gilt  $-1 \leq \Theta \leq 1$ .

<sup>77</sup> vgl. Loistl, O. (1994), S. 311 ff.

<sup>78</sup> mit  $\text{sgn}(Q) = \begin{cases} 1; Q > 0 \\ -1; Q < 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$ .

<sup>79</sup> Triang entspricht der Dreiecksverteilung, die durch den geringsten, höchsten sowie den höchstwahrscheinlichen Wert repräsentiert wird.

Um die Forderung der Varianzreduzierung zu erfüllen, kann demnach formuliert werden:  $TG_{\min} = -1 + \zeta_K Z_K + \zeta_L Z_L$  bzw.  $TG_{\max} = 1 - \zeta_K Z_K + \zeta_L Z_L$ . Abhängig von der Höhe der Gewichtsfaktoren ist der Trader eher kurzfristig oder langfristig orientiert. Die Indikatoren dienen dem Trader dazu, eine Marktüber- oder -unterbewertung festzustellen, d. h. sie liefern ihm die Entscheidung, ob in einer Situation ge- oder verkauft werden soll. Das Vorzeichen gibt dabei die gewünschte Handelsrichtung an. Der langfristige Indikator vergleicht den aktuellen Preis mit der langfristigen Erwartung. Mit der Definition  $\Delta p_{BL,t,T} = p_{\text{Broker},t,T} - p_{L,t,T}^e$  kann der Indikator formuliert werden mit:

$$Z_L = \text{sgn}(\Delta p_{BL,t,T}) \min \left[ \frac{|\Delta p_{BL,t,T}|}{p_{\text{Broker},t,T}}; 1 \right]. \quad \text{GL 4-22}$$

Durch diesen Indikator stellt der Trader fest, ob der momentane Marktpreis aus Sicht der langfristigen Überzeugung des Traders als über- oder unterbewertet anzusehen ist. Zudem soll der Trader auch aus Gründen kurzfristiger Gewinnmitnahmemöglichkeiten handeln. Hierzu wird der aktuelle Preis mit einem Prognosewert aus einem linearen Preistrend mit definiertem Stützbereich mittels der Kleinste-Quadrate-Schätzung verglichen. Mit der Definition  $\Delta p_{BTD,t,T} = p_{\text{Broker},t,T} - \max[p_{TD,t,T}; 0]$  folgt für den kurzfristigen Indikator analog zu oben:

$$Z_K = \text{sgn}(\Delta p_{BTD,t,T}) \min \left[ \frac{|\Delta p_{BTD,t,T}|}{p_{\text{Broker},t,T}}; 1 \right]. \quad \text{GL 4-23}$$

Beide Indikatoren können in dem gleichen Zeitschritt gleiche oder unterschiedliche Vorzeichen annehmen, wodurch entweder eine gegenseitige Verstärkung oder Abschwächung stattfindet und darüber die Reizausprägung  $Q$  vom Betrag verändert wird.

- *Berechnung der Handelsmenge und Gebotsabgabe*

In dem Modell wird zwischen Buch- und realisierten Gewinnen bzw. Verlusten unterschieden. Um festzustellen, ob eine Glattstellung aus Gründen der Gewinnmitnahme bzw. der Verlustrealisation (aus Gründen einer Gesamtrisikoreduzierung) erfolgen soll, wird ein mittlerer leistungsgewichteter Portfoliopreis mit dem aktuellen vom Broker vorgegebenen Preis verglichen. Übersteigt der Betrag der Differenz eine vorgegebene Größe, erfolgt eine Glattstellung, d. h. die Glattstellungsveränderung berechnet sich mit:

$$GL_{t,T} = \begin{cases} 1; & \text{AP}_{t,T} \neq 0 \wedge \frac{|p_{\text{Broker},t,T} - p_{\text{Port},t,T}|}{p_{\text{Broker},t,T}} \geq \overline{GV} \\ 0; & \text{sonst} \end{cases}, \quad \text{GL 4-24}$$

mit  $\overline{GV}$  als vorgegebener Grenzwert der Gewinnmitnahme bzw. der Verlustrealisation und mit der Definition für die alten Positionen:  $AP_{t,T} = \sum_{j=1}^{t-m} P_{t-j,T}^{OTC \rightarrow TR}$ . Die Berechnung des leistungsgewichteten mittleren Portfoliopreises ergibt sich aus folgender Logik:

Tabelle 4-1: Berechnung des mittleren Portfoliopreises

$P_{t-1,T}^{OTC \rightarrow TR}$	$AP_t$	$AP_{t-1,T}$	$P_{t-1,T}^{OTC \rightarrow TR} AP_{t,T}$	$AP_{t,T} AP_{t-1,T}$	Mittlerer Portfoliopreis
+	+	+	+	+	Die Vorzeichen von $AP_{t,T}$ und $AP_{t-1,T}$ stimmen überein und der Betrag von $AP_{t,T}$ hat sich vergrößert, woraus die Rückmeldung in Zeitschritt t resultiert: $\frac{\sum_{j=1}^{t-m} P_{t-j,T} P_{t-j,T}^{OTC \rightarrow TR}}{AP_{t,T}}$
-	-	-	+	+	
0	+	+	0	+	Die Vorzeichen von $AP_{t,T}$ und $AP_{t-1,T}$ stimmen überein und der Betrag von $AP_{t,T}$ ist kleiner geworden oder gleich geblieben. Deshalb kann zur Bewertung der Preis des vorherigen Zeitschrittes verwendet werden: $p_{Port,t-1}$ .
0	-	-	0	+	
-	+	+	-	+	
+	-	-	-	+	
-	-	+	+	-	Die Vorzeichen von $AP_{t,T}$ und $AP_{t-1,T}$ sind verschieden, d. h. $AP_{t,T}$ muss mit dem gehandelten Brokerpreis bewertet werden: $p_{Broker,t-1}$ .
+	+	-	+	-	
+	+	0	+	0	
-	-	0	+	0	
-	0	+	0	0	Die $AP_{t-1}$ sind durch die Rückmeldungen in Zeitschritt t glattgestellt werden, d. h. $AP_{t,T}$ sind null.
+	0	-	0	0	
0	0	0	0	0	

Formalisiert man diese Logik, lässt sich schreiben:

$$P_{Port,t,T} = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^{t-m} P_{t-j,T} P_{t-j,T}^{OTC \rightarrow TR}}{AP_{t,T}}; P_{t-1}^{OTC \rightarrow TR} AP_{t,T} > 0 \wedge AP_{t,T} AP_{t-1,T} > 0 \\ P_{Port,t-1,T}; P_{t-1}^{OTC \rightarrow TR} AP_{t,T} \leq 0 \wedge AP_{t,T} AP_{t-1,T} > 0 \\ P_{Broker,t-1}; P_{t-1}^{OTC \rightarrow TR} AP_{t,T} > 0 \wedge AP_{t,T} AP_{t-1,T} \leq 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-25}$$

Um zu verhindern, dass der Trader bei anhaltenden Verlustrealisierungen seine langfristigen Erwartungen wie bisher beibehält, soll bei zu häufigen Verlusten die langfristige Erwartung in Richtung des Marktpreises angepasst werden. Da die Erwartung eine langfristige ist, soll eine Anpassung der Erwartung in Richtung aktuellem Marktpreis umso gedämpfter erfolgen, je größer die Zeit bis Fälligkeit (T-t) und je größer die mittlere Preisdifferenz während des Kontrollzeitraums ist. Definiert man die absolute Preisdifferenz  $\Delta p_{BL,t,T} = |p_{Broker,t,T} - p_{L,t,T}^e|$ , dann kann man mit dem arithmetischen Mittel der Preisdifferenzen die absolute Abweichung der

Preisdifferenzen-Entwicklung in einem Kontrollzeitraum  $H$  messen:  $D_H = \frac{1}{H} \sum_{t_H-H}^{t_H} \Delta p_{BL,t,T}$ .

Diese Kontrolle der langfristigen Preiserwartung findet nicht in jedem Zeitschritt  $t$  statt, sondern wird entsprechend der Größe von  $D_H$  nur alle  $H$  Zeitschritte bestimmt. Wird wieder ein Grenzwert  $\bar{D}$  formuliert, ab dem eine Erwartungsanpassung erfolgt, folgt aus Gesagtem:

$$\Delta p_{L,H,T}^e = \frac{\sum_{t_H-H}^{t_H} (p_{\text{Broker},t,T} - p_{L,t,T}^e)}{H \cdot \nu \sqrt{(T-t)}} \quad \text{falls } D_H \geq \bar{D}. \quad \text{GL 4-26}$$

Die Korrektur kann maximal kurz vor Fälligkeit des Produktes zum Brokerpreis führen, da dann keine Über- oder Unterbewertung mehr vorliegen kann.

Die Ausprägung der Indikatoren ist somit die Basis für die Handlungen der Trader und führt zur Abgabe von Kauf- und Verkaufsgeboten. Grundsätzlich ist die Anzahl der Indikatoren in diesem Modell unbeschränkt, es werden hier aus Vereinfachungsgründen lediglich die zwei genannten und die Noise-Komponente verwendet.

Um nicht grenzenlosen Handel zuzulassen, wird eine Restriktion bzw. ein vorgegebenes Leistungslimit  $P_{\max}^{\text{TR}}$  eingeführt. Diese Leistung lässt sich mit der maximal frei verfügbaren Kapazität der Kraftwerksgruppen vergleichen. Das Handelsvolumen des Traders ist somit nach oben durch das Leistungslimit beschränkt. Eine Formalisierung dieses Limits ist zu Modellierungszwecken vorzunehmen.

Es wird angenommen, dass das spekulative Potenzial einer Handelsaktivität von der Zeit bis Fälligkeit abhängig ist. Da der Trader damit seine potenziellen Gewinnmöglichkeiten kurz vor Erfüllung des Handelsprodukts nur als sehr gering ansehen wird und insofern nicht motiviert ist, Handelspositionen einzugehen, kann das Leistungslimit mit folgender Funktionsschar definiert werden:

$$P_{\max,t,T}^{\text{TR}} = \bar{P}_{\max,T}^{\text{TR}} (T-t)^\psi \quad \text{für jedes } 0 < \psi \leq \infty. \quad \text{GL 4-27}$$

und mit  $\bar{P}_{\max,T}^{\text{TR}}$  als Konstante.

Der Trader kann für ein Handelsprodukt nur eine eindeutige Position besitzen, d. h. entweder ist er short, long oder er hat keine Position. Seine bisherige bzw. alte Position (AP) ergibt sich aus den historisch gehandelten Leistungen. Die Subtraktion des Leistungslimits von der bestehenden Position ergibt die für den Trader in Zeitschritt  $t$  für  $T$  zur Verfügung stehende Restleistung:

$$P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}} = \left| \sum_j^{t-m} P_{t-j,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{TR}} \right| - P_{\text{max},t,T}^{\text{TR}} \cdot \quad \text{GL 4-28}$$

Nach dieser Darstellung der Einflussfaktoren kann die Gebotsleistung des Traders bestimmt werden. Die genaue Bestimmung des Gebots ist abhängig von dem wechselseitigen Verhältnis der Variablen  $P_{t,T}^{\text{TR}}$ ,  $AP_{t,T}$ , der abgeleiteten Größe  $P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}}$  und von der Glattstellungsvariablen  $GL_{t,T}$ :  $P_{t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}} = f(P_{t,T}^{\text{TR}}; AP_{t,T}; P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}}; GL_{t,T})$ . Die drei ersten Variablen können jeweils die zu unterscheidenden Zustände größer, gleich und kleiner null annehmen. Daraus ergeben sich also  $3^3 = 27$  Kombinationsmöglichkeiten. Die Glattstellungsvariable kann nur zwei Zustände annehmen (1 und 0), so dass sich die Kombinationsmöglichkeiten auf  $2 \cdot 27 = 54$  erhöhen. Folgende Funktion bildet alle Kombinationsmöglichkeiten ab:<sup>80</sup>

$$P_{t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}} = \begin{cases} -\text{sgn}(AP_{t,T}) P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}}; P_{t,T}^{\text{TR}} AP_{t,T} > 0 \wedge P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}} > 0 \wedge GL_{t,T}^{\text{TR}} = 0 \\ -AP_{t,T} - \text{sgn}(AP_{t,T}) \min(P_{t,T}^{\text{TR}}; P_{\text{max},t,T}^{\text{TR}}); P_{t,T}^{\text{TR}} AP_{t,T} \leq 0 \wedge AP_{t,T} \neq 0 \\ \text{sgn}(P_{t,T}^{\text{TR}}) \min(|P_{t,T}^{\text{TR}}|; |P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}}|); P_{t,T}^{\text{TR}} AP_{t,T} \geq 0 \wedge P_{\text{Rest},t,T}^{\text{TR}} < 0 \wedge GL_{t,T}^{\text{TR}} = 0 \wedge P_{t,T}^{\text{TR}} \neq 0, \\ -AP_{t,T}; P_{t,T}^{\text{TR}} AP_{t,T} > 0 \wedge GL_{t,T}^{\text{TR}} > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-29}$$

wobei wieder folgende Vorzeichendefinitionen gelten sollen:

$$P_{t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}} = \begin{cases} P_{\text{Bid},t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}}; P_{t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}} > 0 \\ P_{\text{Ask},t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}}; P_{t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}} < 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$$

- *Ermittlung der Gebotsreihenfolge, Preisvariation, Marktausgleich sowie Rückmeldung gehandelter Preise und Mengen*

Sind alle Gebote ermittelt, erfolgt die Abgabe der Gebote an den Broker und der anschließende Marktausgleich. Technisch gesehen geben alle Marktteilnehmer gleichzeitig ihre Gebote für alle Handelsprodukte beim Broker ab. Da im Modell der variable Handel des Brokers vereinfacht dargestellt werden soll, muss eine zeitliche Reihenfolge des Gebotseinganges modelliert werden. Mittels einer den eingehenden Geboten zugeordneten Zufallszahl  $\Pi \sim \text{GV}[1;V]$  wird ein zufälliger Eingang der Gebote simuliert. Die Gebote aller ABT  $[P_{\text{Angebot/Nachfrage},t,T}^{\text{H} \rightarrow \text{OTC}}; P_{\text{Broker},t,T}; \Pi]$  und Trader  $[P_{\text{Angebot/Nachfrage},t,T}^{\text{TR} \rightarrow \text{OTC}}; P_{\text{Broker},t,T}; \Pi]$  werden

<sup>80</sup> vgl. hierzu die Tabelle im Anhang

miteinander verglichen  $\sum_{h=1}^{\bar{h}} P_{t,T,h}^{H \rightarrow OTC} + \sum_{z=1}^{\bar{z}} P_{t,T,z}^{TR \rightarrow OTC} = U$ , wobei der Broker iterativ die größte zu

tauschende Handelsleistung für die Marktteilnehmer ermittelt. Dazu ist mit

$$W = \min \left[ \left( \sum_{h=1}^{\bar{h}} P_{\text{Angebot},t,T,h}^{H \rightarrow OTC} + \sum_{z=1}^{\bar{z}} P_{\text{Angebot},t,T,z}^{TR \rightarrow OTC} \right); \left[ \sum_{h=1}^{\bar{h}} P_{\text{Nachfrage},t,T,h}^{H \rightarrow OTC} + \sum_{z=1}^{\bar{z}} P_{\text{Nachfrage},t,T,z}^{TR \rightarrow OTC} \right] \right]$$

die gehandelte Gesamtleistung zu bestimmen, woraufhin der Preis vom Broker bei  $q \neq \bar{q}$  variiert wird mit:

$$p_{\text{Broker},t,T,q} = p_{\text{Broker},t,T,q-1} - \text{sgn}(U) \min \left[ \chi \sqrt{|U|}; p_{\text{Broker},t,T}^{\max} \right]. \quad \text{GL 4-30}$$

Es wird somit auf einen Angebotsüberhang ( $U > 0$ ) mit einer negativen Preisanpassung und vice versa reagiert. Um ein Überschießen der Preise zu vermeiden, sollte bei großen Abweichungen der Leistungen nur eine moderate Anpassung mit  $p_{\text{Broker},t,T}^{\max}$  erfolgen. Bei kleinen Leistungsabweichungen soll jedoch möglichst schnell eine Konvergenz erfolgen, so dass eine degressive Funktion gewählt wurde.

In der Gebotsrunde  $\bar{q}$  wird der Brokerpreis ausgewählt, der mit dem maximalen  $W$ , d. h. mit der maximalen Handelsleistung, korrespondiert.

Die Gebote werden mit dem Laufindex  $u = 1, \dots, \bar{u}$  versehen, welcher den Rang der aufsteigend geordneten Zufallszahlen  $\Pi$  widerspiegelt, mit  $\bar{u} = \bar{h} + \bar{z} = \text{Anzahl der ABT} + \text{Trader} = \text{Anzahl der Marktteilnehmer}$ .

- *Verbuchung der Handelsmengen bei allen ABT und Bestimmung der Leistungsbezüge von der Erzeugung*

Die gehandelten individuellen Leistungen können aus einem Vergleich der Gesamthandelsleistung mit der individuellen Gebotsleistung bestimmt werden. Dabei ist zwischen zurückgemeldeten Angebots- und Nachfrageleistungen zu unterscheiden. Für Angebote

$p_{u,t,T}^{OTC \rightarrow H, TR} > 0$  gilt:

$$P_{u,t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} = \begin{cases} P_{\text{Angebot},u,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \cdot \left( W - \sum_{v=1}^u P_{\text{Angebot},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right) \geq 0 \\ W - \sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Angebot},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \cdot \left( W - \sum_{v=1}^u P_{\text{Angebot},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right) < 0 \\ \wedge \left( W - \sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Angebot},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right) > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-31}$$

mit  $\sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Bid},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} = 0$  für  $u = 1$ . Die Formel zur Bestimmung der Nachfrageleistungen

$P_{u,t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} < 0$  ergibt sich analog:

$$P_{u,t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} = \begin{cases} P_{\text{Nachfrage},u,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \cdot \left( W - \left| \sum_{v=1}^u P_{\text{Nachfrage},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right| \right) \geq 0 \\ - \left( W - \left| \sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Nachfrage},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right| \right) \cdot \left( W - \left| \sum_{v=1}^u P_{\text{Nachfrage},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right| \right) < 0 \\ \wedge \left( W - \left| \sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Nachfrage},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} \right| \right) > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-32}$$

mit  $\sum_{v=1}^{u-1} P_{\text{Nachfrage},v,t,T}^{\text{H,TR} \rightarrow \text{OTC}} = 0$  für  $u = 1$ . Nach der endgültigen Preisermittlung werden die Preise in

den Preisvektor geschrieben, der dann als Startwert für den nächsten Handelstag im OTC-Markt fungiert. Daneben müssen die Handelsleistungen an die jeweiligen Marktteilnehmer zurückgemeldet werden. Es gilt für die tatsächlich gehandelten Leistungen folgende Notation:

$$P_{t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} = \begin{cases} P_{\text{Kauf},t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} \cdot P_{t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} < 0 \\ P_{\text{Verk.},t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} \cdot P_{t,T}^{\text{OTC} \rightarrow \text{H,TR}} > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$$

Prinzipiell kann der ABT von der Erzeugung nur die ihm maximal angebotenen Leistungen

$\underbrace{RF_{t,T}^{\text{KW}} \sum_i P_{\text{Angebot},t,T,i}^{\text{KW} \rightarrow \text{H}}}_B$  kaufen. Dabei ist es für die Erzeugung unerheblich, ob der ABT durch

diesen Bezug eigene offene Positionen deckt oder diese Leistungen als Überkapazitäten im Markt verkauft.

In folgender Tabelle werden alle Fälle zur anschließenden Ableitung der Gebotsfunktion des ABTs an die Erzeugung zusammengefasst:

Tabelle 4-2: Gebotsfunktion des ABT

Position des ABT (Vorzeichen A)	A	B	Handelsgebot in den OTC-Markt	$P_{t,T}^{OTC \rightarrow H}$	Leistungskauf von der Er- zeugung $P_{Kauf,t,T}^{H \rightarrow KW}$
Short	+	=0	(Nachfrage) -A	$\leq 0$	0
	+	<A	(Nachfrage) B-A	$\leq 0$	B
	+	=A	0	=0	A=B
	+	>A	(Angebot) B-A	$\geq 0$	$A + P_{t,T}^{OTC \rightarrow H}$
Long	-	+	(Angebot) B-A	$\geq 0$	$\max \left[ \left( A + P_{t,T}^{OTC \rightarrow H} \right); 0 \right]$
	-	0	(Angebot) -A	$\geq 0$	0
Keine	0	+	(Angebot) B	$\geq 0$	$P_{t,T}^{OTC \rightarrow H}$
	0	0	0	=0	0

Eine zusammenfassende Gebotsfunktion des ABT an die eigene Erzeugung kann hiermit formuliert werden mit:

$$P_{Kauf,t,T}^{H \rightarrow KW} = -\max \left[ \min[A; B] + \max \left[ P_{t,T}^{OTC \rightarrow H}; 0 \right]; 0 \right] \quad \text{GL 4-33}$$

Dies stellt den gesamten Leistungsbezug des ABTs von der Erzeugung in t für T dar. Dieser Gesamtbezug muss auf die einzelnen Kraftwerksgruppen aufgeteilt werden. Sofern alle Gebote im OTC-Markt erfüllt wurden, ergibt sich kein Problem der Zuteilung der gehandelten Leistungen zu den Kraftwerksgruppen. Wird eine Teilleistung zurückgemeldet, so erhält zuerst die Gruppe der Grundlastkraftwerke die Chance, diese Leistung zu verbuchen. Ist keine freie Kapazität vorhanden, wird die Leistung an die Gruppe der Mittellastkraftwerke weitergereicht usw. Nach dieser Prozedur sollen jedoch zuerst die Minimalleistungen der Kraftwerksgruppen erfüllt werden, um Kraftwerksstillstände zu vermeiden. Erst nachdem für alle Kraftwerksgruppen die Minimalleistung gebucht wurde, werden die zusätzlichen Leistungen nach oben beschriebener Reihenfolge den Gruppen zugeteilt.

Für den Trader werden die zurückgemeldeten Leistungen als alte Positionen weitergeführt.

#### 4.2.2 Entwicklung des Spothandels-Modells

Wie eingangs im allgemeinen Prozessbild dargestellt, erfolgt nach der Aktivität im OTC-Markt der Übergang des Handels in den Spotmarkt. Es erfolgt eine Gebotsabgabe der Marktteilnehmer an die Börse, an der nur ein Tagesprodukt gehandelt wird und die den Systempreis aus den Geboten nach dem Meistausführungsprinzip ermittelt und danach die Transaktionen

an die Handelsteilnehmer zurückmeldet. Das Vorgehen im Modell ist anhand folgender Graphik illustriert:

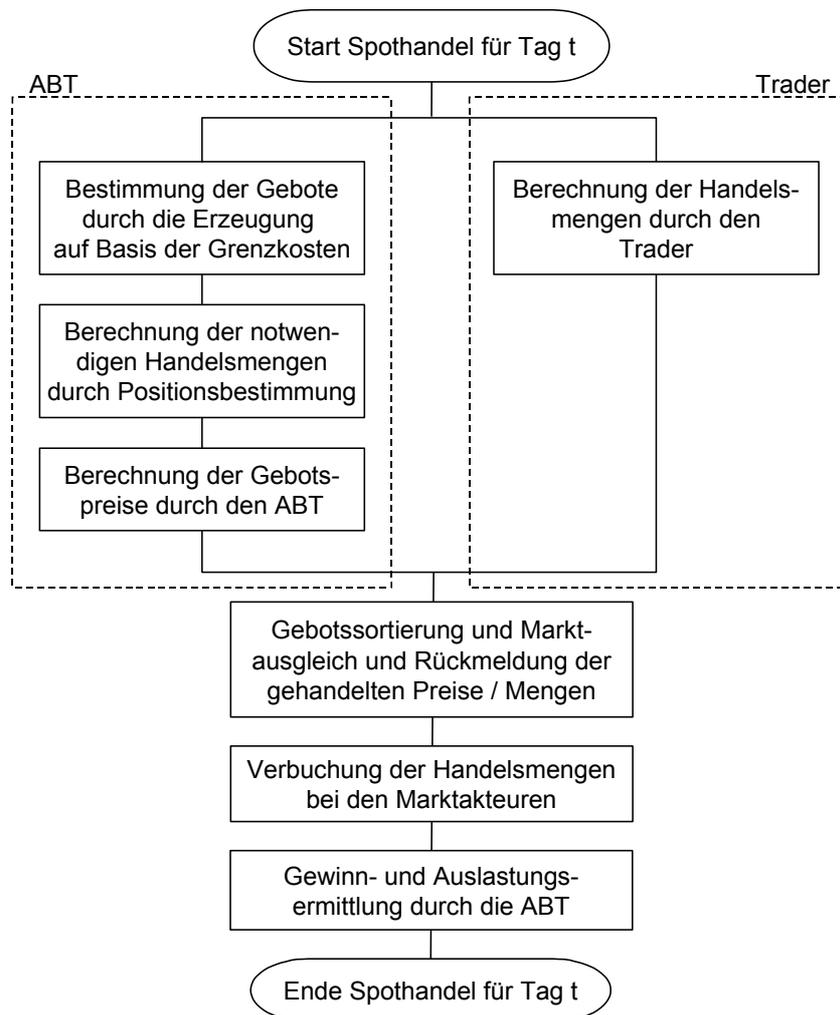


Abbildung 4-5: Handelsablauf Spotmarkt

Wie im OTC-Markt wird auch hier zunächst die Gebotsermittlung des ABT und T formuliert, bevor dann auf die Preisermittlung und Buchung der Leistungen eingegangen wird.

- *Berechnung der Gebotstupel durch die Erzeugung für den ABT auf Basis der Grenzkosten*

Für die Betrachtung der Verfügbarkeit im Spotmarkt ist es abweichend vom OTC-Markt nur entscheidend, ob das jeweilige Kraftwerk aus gegenwärtiger Sicht für den nächsten Zeitschritt verfügbar ist. Formal lässt sich dieses darstellen mit:

$$VF_{t,t+1,s,i} = \begin{cases} 0; & [t+1 \in [T_{fo,s,i}, T_{fo,s,i} + \tau_{fo,s,i}]] \vee [t+1 \in [T_{ufo,s,i}, T_{ufo,s,i} + \tau_{ufo,s,i}]] \\ 1; & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-34}$$

Die Verfügbarkeit von Kraftwerk  $s$  der Kraftwerksgruppe  $i$  nimmt in  $t$  für  $t+1$  nach obiger Definition den Wert Null an, sofern ein Ausfallereignis gerade beginnt oder schon begonnen

hat. Analog zum OTC-Markt ergibt sich die Verfügbarkeit einer Kraftwerksgruppe aus dem arithmetischen Mittel der Kraftwerksverfügbarkeiten:

$$VF_{t,t+1,i} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^{\bar{s}} VF_{t,t+1,s,i} \quad \text{mit } 0 \leq VF_{t,t+1,i} \leq 1. \quad \text{GL 4-35}$$

Um verschiedene Preis-Szenarien zu berücksichtigen, geben die Marktteilnehmer, die nicht unelastisch bieten müssen, preisabhängige Gebote an den Spotmarkt ab. Idealerweise bieten die Unternehmen stetig. Dieses ist praktisch nicht zu gewährleisten. Daher werden Kostenfunktionen an verschiedenen Stellen ausgewertet, insbesondere an den Extremwerten, wobei die Einhaltung der Minimalleistung berücksichtigt werden muss.

Definiert man die Differenzleistung zur Berechnung der Leistung, die zum Betreiben der Kraftwerksgruppe  $i$  auf Minimalleistung erforderlich ist, mit

$$K_{t,t+1,i}^{\min} = VF_{t,t+1,i} P_i^{\min} + \sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,t+1,i}^{H \rightarrow KW} \quad \text{GL 4-36}$$

dann folgen für die Extremlösungen folgende Grenzkostenpreise:

$$p_i^{\min} = \begin{cases} p_{\text{Br}} \left( 2 \left| \sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,t+1,i}^{H \rightarrow KW} \right| \alpha_i + \beta_i \right); & \left| \sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,t+1,i}^{H \rightarrow KW} \right| \geq VF_{t,t+1,i} P_i^{\min} \\ 0; & \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-37}$$

bzw.

$$p_i^{\max} = p_{\text{Br}} (2 P_i^{\max} \alpha_i + \beta_i). \quad \text{GL 4-38}$$

Zerlegt man das Preisintervall in  $r = 1, \dots, \bar{r}$  gleich lange Teile

$$p_{r,t,t+1,i}^e = p_{i,t,T}^{\min} + (r-1) \frac{p_{i,t,t+1,i}^{\max} - p_{i,t,t+1,i}^{\min}}{(\bar{r}-1)} \quad \text{GL 4-39}$$

und wertet zu diesen Preisen die Kostenfunktion aus, erhält man Grenzkostenpreis-Mengen-Tupel. Offenkundig steigt mit größerem  $\bar{r}$  die Genauigkeit des Abtastens der Kostenfunktion. Um die Gebote der Erzeugung für den ABT zu bestimmen, muss folgende Variable eingeführt werden, welche die Leistungsrestriktion überwacht:

$$K_{r,t,t+1,i}^{\max/\text{opt}} = VF_{t,t+1,i} P_i^{\max/\text{opt}} - \left( \left| \sum_j^{t-m} P_{\text{Kauf},t-j,t+1,i}^{H \rightarrow KW} \right| + P_{\text{Bid},r-1,t,t+1,i}^{KW \rightarrow H} \right), \quad \text{GL 4-40}$$

mit  $P_{\text{Bid},r-1,t,t+1,i}^{\text{KW} \rightarrow \text{H}} = 0$  für  $r = 1$  und  $P_i^{\text{opt}} = \frac{p_{r,t,t+1,i}^e - \beta_i p_{\text{Br}}}{2\alpha_i p_{\text{Br}}}$ . Hierauf erfolgt eine iterative Berechnung aller Gebote für jedes  $r$ .

Aus allem bisher Gesagten kann die Gebotsformel der Erzeugung an die ABT geschrieben werden mit:

$$P_{\text{Angebot},r,t,t+1,i}^{\text{KW} \rightarrow \text{H}} = \begin{cases} \min \left[ K_{r,t,t+1,i}^{\text{opt}}; K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}} \right] p_{r,t,t+1,i}^e > \beta_i p_{\text{Br}} \wedge \alpha_i > 0 \wedge K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}} > 0 \wedge K_{r,t,t+1,i}^{\text{opt}} > 0 \\ \wedge K_{t,t+1,i}^{\text{min}} \leq 0 \wedge p_{r,t,t+1,i}^e > \left[ p_{\text{Br}} \left( \alpha_i \min [P_i^{\text{opt}}; P_i^{\text{max}}] + \beta_i + \frac{\gamma_i}{\min [P_i^{\text{opt}}; P_i^{\text{max}}]} \right) \right] \\ K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}}; p_{r,t,t+1,i}^e > p_{\text{Br}} \left( \alpha_i K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}} + \beta_i + \frac{\gamma_i}{K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}}} \right) \wedge \alpha_i \leq 0 \\ \wedge K_{r,t,t+1,i}^{\text{max}} > 0 \wedge K_{r,t,t+1,i}^{\text{min}} \leq 0 \\ K_{t,t+1,i}^{\text{min}}; K_{t,t+1,i}^{\text{min}} > 0 \wedge r = 1 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-41}$$

Durch verschiedene Leistungsspektren der Kraftwerksgruppen und durch unterschiedliche Handelsaktivitäten in der Vergangenheit ergeben sich für jede Kraftwerksgruppe andere Gebote. Der ABT erhält damit von der Erzeugung für jedes Produkt bei  $\bar{r}$  Preiserwartungen und  $\bar{i}$  Kraftwerksgruppen  $\bar{r} * \bar{i}$  Gebote. Diese müssen für weitere Berechnungen nach Preiserwartungen aufsteigend sortiert werden. Mit dem Laufindex  $g = 1, \dots, \bar{g}$  mit  $\bar{g}$  als Gesamtanzahl aller von der Erzeugung abgegebenen Gebote  $\bar{g} = \bar{r} * \bar{i}$  ergibt sich die kumulierte Gebotsleistung der Erzeugung an den ABT für jede der  $g$  aufsteigenden Preiserwartungen mit

$$\sum_{v=1}^g P_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{\text{KW} \rightarrow \text{H}}$$

- *Berechnung der notwendigen Handelsmengen der ABT durch Positionsbestimmung*

Zur Gebotsberechnung für den Spotmarkt werden die von der Erzeugung an den ABT gebotenen Funktionen wieder mit der offenen Position verglichen. Als wesentliche Einflussvariable für die Nachfrage nach Energie und damit auch als eine wesentliche Einflussvariable für die Erwartungsbildung der Last wird in diesem Modell die Temperatur angesehen. Dies lässt sich insbesondere auf Klimatisierung und indirekt auf Beleuchtung zurückführen.

Mittels verschiedener einfacher Regressionsmodelle wurden Temperaturreihen analysiert und folgendes als ausreichend für die Beschreibung des zeitlichen Verlaufes von Temperaturen angesehen:

$$TP_t^e = \theta + \varpi \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \frac{t + \omega}{365}\right) + \Omega \cdot \quad \text{GL 4-42}$$

Während für den OTC-Handel eine monatlich konstante Last unterstellt wird, wird für den Spothandel von einem linearen Temperatur-Last-Zusammenhang ausgegangen. Zur Simulation der jeweiligen täglichen Lasten werden Temperaturen mit dem obigen Prozess erzeugt und mit Temperaturen verglichen, die der so genannten Normlast<sup>82</sup> zugrunde liegen. Da die Last als temperaturabhängig betrachtet wird, muss sie entsprechend um aktuelle Schwankungen der simulierten Temperaturen um die Normtemperaturen berichtigt werden. D. h. es gilt:

$$\Delta P_{\text{Last},t,T}^e = \iota \cdot (TP_t^e - TP_t^{\text{norm}}) + \Lambda \quad \text{bzw.} \quad P_{\text{Last},t,T}^e = \iota (TP_t^e - TP_t^{\text{norm}}) + \Lambda + P_{\text{Last}}^{\text{norm}} \quad \text{GL 4-43}$$

Da die individuelle Last durch regionale Temperaturen beeinflusst wird, können regionale Temperaturdifferenzen Handelsentscheidungen auslösen.

Da  $\Lambda$  und  $\Omega$  als normalverteilte, unabhängige Zufallszahlen angenommen sind, lassen sich die obigen Gleichungen zusammenfassen<sup>83</sup>:

$$\Delta P_{\text{Last},T}^e \sim \text{NV} \left[ \iota \cdot \left( \theta + \varpi \cdot \cos\left(2 \cdot \pi \cdot \left(\frac{t + \omega}{365}\right)\right) - TP_t^{\text{norm}} \right) + \iota \mu_{\Omega} + \mu_{\Lambda}; \sqrt{(\iota \sigma_{\Omega})^2 + \sigma_{\Lambda}^2} \right] \quad \text{GL 4-44}$$

Da kein dem Spotmarkt nachgelagerter Regelmarkt modelliert wird, werden alle offenen Positionen vollständig gehandelt und die Gebotsmengen wie folgt ermittelt:

$$P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow \text{SM}} = \underbrace{\sum_{v=1}^g P_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{KW \rightarrow H}}_B - \underbrace{\left( P_{\text{Last},t,t+1}^e + \sum_j^{t-m} \left[ P_{t-j,t+1}^{\text{OTC} \rightarrow H} + \sum_i^{\bar{i}} \text{VF}_{t,t+1,i} P_{\text{Kauf},t-j,t+1,i}^{H \rightarrow KW} \right] \right)}_A$$

GL 4-45

<sup>81</sup> Die Analyse der Temperaturreihen ergibt für die Durbin-Watson-Statistik-Werte von deutlich kleiner 2, was auf Autokorrelation hinweist und was die Schätzergebnisse verzerrt. Die zur Beseitigung dieser Effekte notwendigen autoregressiven Terme werden in der Modellbildung aus Vereinfachungsgründen weggelassen. Für dieses Vorgehen spricht erstens die nur sehr geringe absolute Größe dieser und zweitens die nur marginale Veränderung der anderen Parameter bei einer Analyse mit autoregressiven Termen.

<sup>82</sup> Die Normlasten sind mittels der synthetischen Lastprofile des VDEW und den Angaben zu Kundensegmenten der verschiedenen modellierten Unternehmen (vgl. Kapitel 4.3) konstruierte Datenvektoren. Diese Lasten beziehen sich aufgrund ihrer zeitlichen Basis auf die Temperaturen des Jahres 1996-97 (in Folge bezeichnet als Normtemperaturen).

<sup>83</sup> vgl. Bamberg, G. und Baur, F. (1987), S. 124

Der ABT ermittelt hiernach für jede Preiserwartung  $p_g^e$  die gegenwärtige Position (A) und vergleicht diese mit der zur Preiserwartung gebotenen Erzeugungskapazität. Wie oben diskutiert, ergibt sich für  $A > 0$  eine short- und für  $A < 0$  eine long-Position. Für jede Preiserwartung

$$p_g^e \text{ gilt folgende Vorzeichenbestimmung: } P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} = \begin{cases} P_{\text{Angebot},g,t,t+1}^{H \rightarrow SM}; P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} > 0 \\ P_{\text{Nachfrage},g,t,t+1}^{H \rightarrow SM}; P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} < 0 . \\ 0, \text{sonst} \end{cases}$$

- *Berechnung der Gebotspreise durch den ABT*

Mit dem eingangs geführten Modellvergleichs zur Marktmacht war bereits begründet worden, dass oligopolistische Preisbeeinflussung in Strommärkten temporär auftreten kann. Dem soll hier mittels gerichtetem Suchen nach der erfolgreichsten Bietstrategie entsprochen werden. Hiernach versucht der ABT seine Gebotsleistung zu mehr als Grenzkosten abzusetzen bzw. den Systempreis anzuheben. Dieses Marktmachtspiel soll nur für Angebote durchgeführt werden, Nachfragegebote bleiben unverändert. Ferner müssen die Angebote ausgeschlossen werden, die zur Glattstellung einer long-Position führen sollen, da diese unelastisch im Spotmarkt angeboten werden. Das Marktmachtspiel bezieht sich somit ausschließlich auf Kraftwerkskapazitäten, die nicht mehr zur eigenen Positionsglattstellung benötigt werden. Weiterhin können Situationen entstehen, bei denen der ABT unelastisch aufgrund der angenommenen prohibitiv hohen Regelmarktpreise bieten muss. Ist der Marktteilnehmer long, dann muss die überschüssige Leistung sicher abgenommen werden, dies ist gewährleistet bei einem kleinen Preisgebot. Analog umgekehrt hat der Marktteilnehmer im Fall einer short-Position und bei keiner freien eigenen Erzeugungsleistung die Leistungen im Markt nachzufragen. Der Marktteilnehmer wird diese Leistungen erhalten, wenn er die Leistungen zum regulatorischen Höchstpreis ( $\bar{p}$ ) nachfragt. Die beiden zuletzt dargestellten Fälle, das Gebot zu sehr kleinen Preisen oder zum regulatorischen Höchstpreis, stellen Modellartefakte (also Algorithmus bedingte Phänomene)<sup>84</sup> dar, da hiermit konkrete Preise für unelastische Gebote festgelegt werden. Zusammenfassend lassen sich Gebotspreise, die in den beschriebenen Situationen zu verändern sind, folgendermaßen darstellen:

---

<sup>84</sup> vgl. hierzu detailliert die Diskussion in Kapitel 4.4

$$p_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} = \begin{cases} \min[p_{g,t,t+1}^e + x_{t,t+1}; \bar{p}]; A \geq 0 \wedge A \leq B \\ 0; A < 0 \wedge g = 1 \\ \bar{p}; A > 0 \wedge A > B \wedge g = \bar{g} \\ p_{g,t,t+1}^e; [A > 0 \wedge A > B \wedge g < \bar{g}] \vee [A < 0 \wedge g > 1] \end{cases} \quad \text{GL 4-46}$$

Das Gebotstupel für jedes  $g$  lässt sich damit schreiben mit:  $\left[ P_{\text{Angebot} / \text{Nachfrage}, g, t, t+1}^{H \rightarrow SM}; p_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} \right]$ .

Der Preisaufschlag  $x_{t,t+1}$  reflektiert das Marktmachtspiel und ist für einen ABT immer gleich, womit eine durch verschiedene Preisaufschläge für die einzelnen Gebote der Kraftwerksgruppe veränderte Gebotsreihenfolge vermieden wird.

Zur Erklärung des Preisaufschlages  $x_{t,t+1}$ , dessen Algorithmus sich an dem in den Kapiteln 3.2 und 3.3 Genannten orientiert, sollen zuerst die Ziele bzw. Annahmen des Marktmachtspiels erklärt werden.

Ein vorgegebenes Auslastungsziel steuert die Höhe der Gebote. Durch die Vorgabe dieses Ziels können verschiedene Szenarien berücksichtigt werden. Bei hoher Bedeutung dieses Ziels wird es eher zur Grenzkostenpreisbildung kommen, bei untergeordneter Bedeutung haben die Spieler größere Möglichkeiten, den Markt auf mögliche Margen hin abzusuchen. Definiert man das Auslastungsziel für jeden Zeitschritt  $t$  mit  $M_{t-1} \geq \bar{M}$  und

$M_{t-1} = \frac{\text{verkaufte Kapazität}_{t-1}}{\text{theoretisch verfügbare Kapazität}_{t-1}}$ , dann kann man einen einfachen Suchprozess mit

$$x_{t,t+1} = x_{t-1,t} \cdot (1 - \Psi_{t,t+1}) \quad \text{mit } \Psi_{t,t+1} \sim \text{GV}[0; R]; \quad 0 < R < 1 \quad \text{GL 4-47}$$

formulieren, sofern das Marktanteilsziel in dem Zeitschritt  $t-1$  nicht erreicht wurde. Durch die Definition der Zufallsvariablen in einem positiven Intervall und der Subtraktion dieser von eins verringert sich der Preisaufschlag und somit das Gebot für den nächsten Zeitschritt. Mit dieser Gebotssenkung wird beabsichtigt, im nächsten Zeitschritt eine größere Leistung abzusetzen und somit das Auslastungsziel zu erfüllen. Das Gebotsminimum stellen mit dieser Formulierung demnach die Erzeugungskosten mit obiger Definition dar.

Die weitere wichtige Bedingung sei die der Gewinnsteigerung von Zeitschritt zu Zeitschritt, d. h.  $G_{t-1} > G_{t-2}$ , mit  $G_{t-1}$  als der Gewinn der verkauften Kapazität eines Unternehmens für den Zeitschritt  $t-1$  (die Gewinnfunktion wird an späterer Stelle definiert). Wird dieses Gewinnsteigerungsziel für den momentanen Zeitschritt nicht erreicht, dann soll die Bietstrategie zufällig verändert werden:

$$x_{t,t+1} = x_{t-1,t} \cdot (1 + \Xi_{t,t+1}) \text{ mit } \Xi_{t,t+1} \sim \text{GV}[-I; J]; 0 < I, J < 1. \quad \text{GL 4-48}$$

Da situationsabhängig der Gewinn durch eine Veränderung des Preisaufschlages gesteigert oder verringert wird, reichen die Intervallgrenzen vom negativen zum positiven.

Sollten beide Bedingungen zu einem Zeitschritt erreicht sein, d. h. waren die in dem letzten Zeitschritt abgegebenen Gebote erfolgreich entsprechend der definierten Maßstäbe, kann die vergangene Gebotsweise fortgeführt werden. Bezeichnet man mit  $\hat{\Sigma}_{t-1,t}$  die in Zeitschritt t-1 für den Zeitschritt t gewählte Strategie, dann gilt

$$(M_t \geq \bar{M}) \wedge (G_{t-1} > G_{t-2}) \Rightarrow x_{t,t+1} = x_{t-1,t} \cdot (1 + \hat{\Sigma}_{t-1,t}). \quad \text{GL 4-49}$$

Damit lässt sich die Funktion des Preisaufschlages wie folgt formulieren:

$$x_{t,t+1,i} = x_{t-1,t,i} \begin{cases} (1 - \Psi_{t,t+1}); M_{t-1} < \bar{M} \\ (1 + \Xi_{t,t+1}); \Delta G_{t-1} \leq 0 \wedge M_{t-1} \geq \bar{M} \\ (1 + \hat{\Sigma}_{t-1,t}); \Delta G_{t-1} > 0 \wedge M_{t-1} \geq \bar{M} \end{cases} \quad \text{GL 4-50}$$

Die obere Schranke für eine Gebotserhöhung ist durch einen Wert  $\bar{p}$  gegeben, d. h. der momentane Preis und der Preisaufschlag dürfen zusammen keinen größeren Wert als diese Schranke annehmen. Dies kann begründet werden mit der befürchteten Intervention eines Regulierers oder aber mit steigendem Risiko eines Marktzugangs neuer Anbieter.

Das Vorgehen beim sukzessiven Absuchen des Marktes nach möglichen Preisaufschlägen durch die Modell-Akteure kann damit folgendermaßen beschrieben werden:

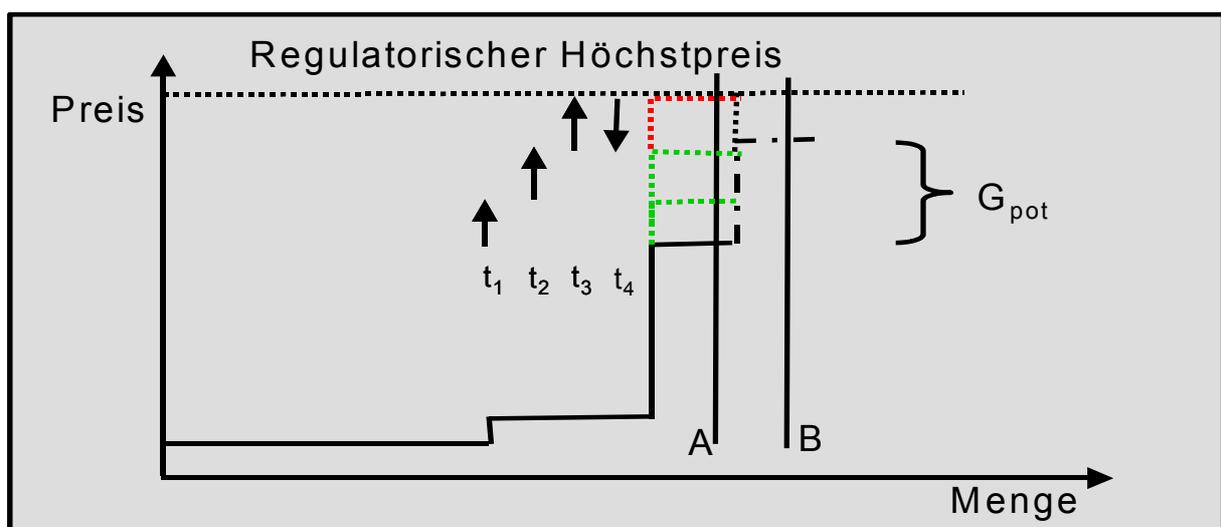


Abbildung 4-6: Marktmachtspiel

In dieser Graphik ist beschrieben, wie sich der marginale Bieter sukzessive an die Gebotspreise des nächst teureren Bieters annähert. Erfolg hat der marginale Bieter genau dann, wenn er den Preis soweit anhebt, dass die Struktur der Merit-Order nicht verändert wird.

Der Preisaufschlag ist abhängig von der Ausgestaltung der Intervallgrenzen der Zufallszahlen  $\Xi$  und  $\Psi$ . Durch die Gestaltung dieser können bestimmte Phänomene abgebildet werden. Eine rein positive Definition des Preisaufschlags hat z. B. zur Folge, dass keine Gebotspreise entstehen könnten, die unter den Grenzkosten liegen.

Es wird für das Modell angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit, dass Kraftwerksgruppen mit größeren Grenzkosten höhere Gebote abgeben, größer gleich der Wahrscheinlichkeit ist, dass Kraftwerksgruppen mit geringeren Grenzkosten höhere Gebote abgeben, und an mindestens einer Stelle größer ist (stochastische Dominanz 1. Ordnung). Dieses bedeutet erstens, dass im Mittel die Kraftwerksgruppen höherer Grenzkosten auch höhere Gebote abgeben. Allerdings existiert zweitens auch die Wahrscheinlichkeit, dass Gebote von Kraftwerksgruppen höherer Grenzkosten geringer sein können. Im dargestellten Algorithmus schlägt sich erstere Aussage in der additiven Berechnung des Gesamtgebotes nieder (der Erwartungswert der Gleichverteilung ist die Hälfte der Intervallbreite), während die zweite Möglichkeit durch die Intervallbreite  $[-I;J]$  gesteuert werden kann. Bei z. B. zwei Kraftwerksgruppen mit überschneidungsfreier Grenzkostenfunktionen hängt die Wahrscheinlichkeit eines Eintretens des zweiten Falls offensichtlich von der Differenz der Grenzkosten und der Intervallbreite ab: Je größer das Intervall, desto eher kann die Grenzkostendifferenz durch den zufällig gezogenen Aufschlag kompensiert werden.

- *Berechnung der Handelsmengen durch den Trader*

Da der Trader definitionsgemäß keine eigenen Erzeugungskapazitäten besitzt und nur sichere Lieferpflichten mit angenommener „Bestrafung“ bei Nichtleistung durch als hoch angenommene Regelmarktpreise gehandelt werden, muss der Trader im Spotmarkt unelastisch bieten. Eine Aktivität im Spotmarkt ist aufgrund des nur noch sehr geringen spekulativen Potenzials und der genannten eventuellen „Bestrafung“ definitionsgemäß ungewünscht und stellt somit einen Ausnahmefall bedingt durch Friktionen im OTC-Handel dar. Dies ist im Modell durch die Gestaltung des Leistungslimits erreicht. Die Gebotsleistung des Traders auf dem Spotmarkt bestimmt sich damit aus den bestehenden Positionen:

$$P_{t,t+1}^{TR \rightarrow SM} = AP_{t,t+1} = \sum_j^{t-m} P_{t-j,t+1}^{SM \rightarrow TR} = \begin{cases} P_{\text{Angebot},t,t+1}^{TR \rightarrow SM}; AP_{t,t+1} < 0 \\ P_{\text{Nachfrage},t,t+1}^{TR \rightarrow SM}; AP_{t,t+1} > 0. \\ 0; AP = 0 \end{cases} \quad \text{GL 4-51}$$

Aus bisherigem ergeben sich die Angebote im Spotmarkt mit:  $[P_{\text{Angebot},t,t+1}^{TR \rightarrow SM}; p_{t,t+1}^{TR \rightarrow SM} = 0]$  und die Nachfrage:  $[P_{\text{Nachfrage},t,t+1}^{TR \rightarrow SM}; \bar{p}]$ .

- *Gebotssortierung und Marktausgleich mit Rückmeldung der gehandelten Preise / Mengen*

Auf die Gebotsbestimmung folgt ihre Abgabe an die Börsenorganisation mit folgender Preisermittlung. Da hier eine uniforme Preisermittlung nach dem Meistausführungsprinzip modelliert wird, werden alle Gebote  $(\bar{r} \cdot \bar{i} \cdot \bar{h} + \bar{z})$  der Marktteilnehmer  $[P_{\text{Angebot/Nachfrage},t,t+1}^{H \rightarrow SM}; P_{r,t,t+1}^{H \rightarrow SM}]$ ,  $[P_{\text{Angebot},t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM}; P_{t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} = 0]$ ,  $[P_{\text{Nachfrage},t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM}; \bar{p}]$  nach Angeboten preislich aufsteigend und Nachfragen entsprechend preislich absteigend sortiert. Anschließend erfolgt die Festlegung der Gleichgewichtswerte, sofern ein solches vorliegt, und die Rückmeldung der Transaktionen an die beteiligten Marktteilnehmer.

Für die Ableitung des Marktgleichgewichtes müssen verschiedene Konventionen getroffen werden, da Uneindeutigkeiten aufgrund der diskreten Gebote entstehen können:

- Ein Marktgleichgewicht besteht immer aus einem voll erfüllten und einem zumindest zum Teil erfüllten Gebot (es können auch beide ganz erfüllt sein).
- Das Gleichgewicht kann nur zwischen den Geboten (Angebot und Nachfrage) liegen, für welche der Nachfragepreis größer als der bzw. gleich dem Angebotspreis für die gleiche Menge ist.
- Das Marktgleichgewicht ergibt sich dann für die minimale positive Differenz von Nachfrage- und Angebotspreis.
- Aufgrund von auftretenden Uneindeutigkeiten an den Sprungstellen der Gebote sollen die Gleichgewichtspreise genau zwischen den Preisen des entsprechenden Angebots und der entsprechenden Nachfrage liegen.

Ein Algorithmus zur Berechnung der Preisdifferenz zur Gleichgewichtsberechnung lautet für alle Gebote:

$$\Delta p_{GEB} = \begin{cases} p_{Nachfrage,c} - p_{Angebot,(P_{Nachfrage,c})} = p_{Nachfrage,c} - p_{Angebot,(\min(P_{Angebot} \geq P_{Nachfrage,c})}; P < 0 \\ - \left( p_{Angebot,c} - p_{Nachfrage,(P_{Angebot,c})} \right) = - \left( p_{Angebot,c} - p_{Nachfrage,(\min(P_{Nachfrage} \geq P_{Angebot,c})} \right); P > 0 \end{cases},$$

GL 4-52

mit  $c$  als Laufindex der kumulierten nach aufsteigenden Preisen geordneten Gebote.

Sofern das Gebot eine Nachfrage darstellt ( $P < 0$ ), wird von dem Nachfragepreis an der Stelle des kumulierten Leistungsgebotes  $c$  der Angebotspreis für eben diese Stelle subtrahiert. Um den Angebotspreis zu bestimmen, ist zuerst die für die Stelle entsprechende Angebotsleistung zu bestimmen. Dazu wird aus allen kumulierten Angebotsleistungen, die größer sind als das kumulierte Leistungsgebot  $c$ , das Minimum ausgewählt. Dadurch erhält man die Angebotsleistung und kann damit über den korrespondierenden Angebotspreis die Preisdifferenz nach obiger Vorschrift berechnen. Handelt es sich bei dem Gebot um ein Angebot ( $P > 0$ ), gilt eine analoge Logik nur mit umgekehrtem Vorzeichen.

Mit obigen Annahmen zum Marktgleichgewicht ist zur Bestimmung des Gleichgewichtspreises das Angebot und die Nachfrage zu betrachten, für welche die Preisdifferenz gerade noch positiv oder Null ist, d. h. es ist aus der Menge der für alle Gebote berechneten Preisdifferenzen gerade das Minimum auszuwählen, welches größer Null ist. Der Gleichgewichtspreis liegt dann zwischen dem Angebots- und Nachfragepreis, welche gerade in die Berechnung der ausgewählten Preisdifferenz eingegangen sind, d. h.:

$$p_{t,t+1}^{SM} = \frac{1}{2} \left( p_{Angebot, \min(\Delta p_{Geb} \geq 0)} + p_{Nachfrage, \min(\Delta p_{Geb} \geq 0)} \right). \quad \text{GL 4-53}$$

Hiermit wird eine exakte Teilung der Produzenten- und Konsumentenrente definiert. Die Gleichgewichtsleistung ist das Minimum von der Angebots- und der Nachfrageleistung, welche gerade zu den Gleichgewichtsgeboten gehören, d. h.:

$$p_{t,t+1}^{SM} = \min \left[ p_{Angebot, (p_{t,t+1}^{SM})}; p_{Nachfrage, (p_{t,t+1}^{SM})} \right]. \quad \text{GL 4-54}$$

- *Verbuchung der Handelsleistungen bei den Marktakteuren*

Da für die Wahl einer Preisstrategie die Berechnung der Rückmeldemengen an die einzelnen Marktakteure wichtig ist, werden die Einzelgebote der Angebote und Nachfragen (mit dem Laufindex  $u = 1, \dots, \bar{u}$ ) benötigt. Aus der Minimumabfrage zur Bestimmung der Gleichgewichtsleistungen wird deutlich, dass jenes Gebot, welches das Minimum bestimmt, voll erfüllt

wird und das Gegengebot nur zum Teil. Für die zurückgemeldeten Angebotsleistungen

$p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} > 0$  ergibt sich:

$$p_{u,t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} = \begin{cases} p_{\text{Angebot},u}^{H,TR \rightarrow SM} \cdot \left( p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^u p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right) \geq 0 \\ p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \cdot \left( p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^u p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right) < 0 \wedge \left( p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right) > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$$

GL 4-55

mit  $\sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} = 0$  für  $u = 1$ . Für zurückgemeldete Nachfrageleistungen  $p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} < 0$

ergibt sich analog:

$$p_{u,t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} = \begin{cases} p_{\text{Nachfrage},u}^{H,TR \rightarrow SM} \cdot \left| p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^u p_{\text{Nachfrage},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right| \geq 0 \\ - \left( p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Nachfrage},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right) \cdot \left| p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^u p_{\text{Nachfrage},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right| < 0 \\ \wedge \left| p_{t,t+1}^{SM} - \sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Nachfrage},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} \right| > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}, \quad \text{GL 4-56}$$

mit  $\sum_{v=1}^{u-1} p_{\text{Angebot},v,t,t+1}^{H,TR \rightarrow SM} = 0$  für  $u = 1$ . Für die rückgemeldeten Gebote gelten wieder folgende

Definitionen:  $[p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR}, p_{t,t+1}^{SM}]$  mit der bekannten Vorzeichenbestimmung:

$$p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} = \begin{cases} p_{\text{Kauf},t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} \cdot p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} < 0 \\ p_{\text{Verk.},t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} \cdot p_{t,t+1}^{SM \rightarrow H,TR} > 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases}$$

- Gewinn- und Auslastungsermittlung durch die ABT

Der für das Marktmachtspiel benötigte Gewinn berechnet sich aus dem erzielten Umsatz reduziert um die Produktionskosten. Der Umsatz ergibt sich aus dem Gleichgewichtspreis mul-

multipliziert mit den abgesetzten Leistungen. Die Kosten berechnen sich aus den Durchschnittskosten der Erzeugung für diese Leistungen:  $\sum_{g=1}^{\bar{g}} P_{g,t}^{H \rightarrow SM} DK(P_{g,t}^{H \rightarrow SM})$ . Das Marktmachtspiel wird für Überschussleistungen durchgeführt, d. h. es sind für die Gewinnberechnung nur die zurückgemeldeten Verkäufe zu berücksichtigen:  $\sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H}$  mit  $d = 1, \dots, \bar{d}$  Anzahl der zurückgemeldeten, verkauften Leistungen. Zur Ermittlung der Angebote, welche tatsächlich getauscht wurden und somit Kosten verursachen, ist folgende Berechnung vorzunehmen:

$$\sum_{g=1}^{\bar{g}} P_{g,t}^{H \rightarrow SM} = \begin{cases} P_{g,t,t+1}^{H \rightarrow SM} \cdot \sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H} - \sum_{v=1}^g P_{v,t,t+1}^{H \rightarrow SM} \geq 0 \\ \sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H} - \sum_{v=1}^{g-1} P_{v,t,t+1}^{H \rightarrow SM} \cdot \sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H} - \sum_{v=1}^g P_{v,t,t+1}^{H \rightarrow SM} > 0 \wedge \sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{d,t,t+1}^{SM \rightarrow H} \\ - \sum_{v=1}^{g-1} P_{v,t,t+1}^{H \rightarrow SM} < 0 \\ 0; \text{sonst} \end{cases} \quad \text{GL 4-57}$$

Das Verhältnis von tatsächlich verkauften zu den theoretisch verfügbaren Leistungen ist ein Maß für die Auslastung:

$$M_t = \frac{\sum_{d=1}^{\bar{d}} P_{b,t,t+1}^{SM \rightarrow H}}{\sum_{g=1}^{\bar{g}} P_{g,t}^{H \rightarrow SM}}. \quad \text{GL 4-58}$$

### 4.3 Darstellung des Dateninputs

In diesem Kapitel werden Konkretisierungen der verwendeten Koeffizienten und Parameter diskutiert. Da im Anschluss an dieses Kapitel verschiedene Szenarien zur Verdeutlichung der Modellzusammenhänge dargestellt werden, deren Parameter- und Koeffizienteneinstellungen sich von dem Referenzfall unterscheiden, sollen hier zunächst die Einstellungen des Referenzfalles vorgestellt werden.

- *Daten zu den ABT*

Im Programm wird von sieben verschiedenen Marktteilnehmern ausgegangen. Davon besitzen vier eigene Kraftwerkskapazitäten. Diese sind bezüglich ihrer installierten Leistung an folgende real existierende Unternehmen angelehnt: ABT 1 entspricht dem Unternehmen E.on,

ABT 2 entspricht Bewag, HEW, VEAG, ABT 3 entspricht RWE und ABT 4 entspricht EnBW. Demnach ist die Anzahl der Marktteilnehmer mit Kraftwerkskapazität  $\bar{h} = 4$ .

Es wird angenommen, die Kraftwerke eines Typs hätten die gleichen Kostenstrukturen und ließen sich daher auch zu jeweils einer großen Kraftwerksgruppe zusammenfassen. Zusammen verfügt jedes modellierte EVU über drei Kraftwerksgruppen (Grund-, Mittel- sowie Spitzenlast), d. h.  $\bar{i} = 3$ . Um den Bilanzierungsaufwand zu reduzieren, ist die maximale Anzahl der Kraftwerke pro Gruppe auf 10 begrenzt (d. h.  $\bar{s} = \max 10$ ). Die folgenden Tabellen geben die Aufteilung der Kraftwerke und Kapazitäten auf die Gruppen bzw. Unternehmen wieder:

Tabelle 4-3: Brennstoffe der Kraftwerksgruppen

Kraftwerksgruppe	Brennstoff
Grundlastkraftwerksgruppe	Kernkraftwerke
Mittellastkraftwerksgruppe	Steinkohle-, Braunkohlekraftwerke
Spitzenlastkraftwerksgruppe	Gasturbinen-, Heizölkraftwerke

Tabelle 4-4: Kraftwerkspark der Marktteilnehmer

Grundlastkraftwerksgruppe	Maximalleistung	Kraftwerksgröße	Anzahl der Kraftwerke	Minimalleistung
Marktteilnehmer	$P_i^{\max}$ [MW]	$P_s^{KW}$ [MW]	$\bar{s}$	$P_s^{\min}$ [MW]
ABT 1	8433	1205	7	580
ABT 2	2122	1061	2	480
ABT 3	6521	1304	5	580
ABT 4	4912	982	5	480

Mittellastkraftwerksgruppe	Maximalleistung	Kraftwerksgröße	Anzahl der Kraftwerke	Minimalleistung
Marktteilnehmer	$P_i^{\max}$ [MW]	$P_s^{KW}$ [MW]	$\bar{s}$	$P_s^{\min}$ [MW]
ABT 1	10937	1094	10	330
ABT 2	12312	1231	10	330
ABT 3	13452	1345	10	330
ABT 4	1803	301	6	130

Spitzenlastkraftwerksgruppe	Maximalleistung	Kraftwerksgröße	Anzahl der Kraftwerke	Minimalleistung
Marktteilnehmer	$P_i^{\max}$ [MW]	$P_s^{KW}$ [MW]	$\bar{s}$	$P_s^{\min}$ [MW]
ABT 1	7137	714	10	240
ABT 2	3935	394	10	120
ABT 3	3519	352	10	120
ABT 4	757	152	5	30

Die Höhe der jeweiligen Minimalleistungen der Kraftwerke resultieren aus der Arbeit von Becker.<sup>85</sup> Die anderen Leistungsangaben stammen aus einer VDEW- Statistik.<sup>86</sup>

Die für die Modellierung der Kostenfunktionen verwendeten Wirkungsgradpolynome sind so gewählt, dass sich Kraftwerks-Wirkungsgradeverläufe ergeben, die in ihrem Niveau in etwa den Schätzungen Grobbels<sup>87</sup> entsprechen und die zum anderen - anders als es einige Arbeiten zur Kraftwerkseinsatzoptimierung<sup>88</sup> implizieren - steigende Durchschnittskostenfunktionen in zumindest Teilen ihrer jeweiligen Leistungsintervalle produzieren:

Tabelle 4-5: Wirkungsgradpolynome

Grundlastkraftwerksgruppe	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Marktteilnehmer	[GJ/(MW) <sup>2</sup> ]	[GJ/(MW)]	[GJ/h]
ABT 1	0,00023011	10,501	140
ABT 2	0,0002502	11,002	135
ABT 3	0,00025033	10,503	150
ABT 4	0,000304	10,804	135

Mittellastkraftwerksgruppe	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Marktteilnehmer	[GJ/(MW) <sup>2</sup> ]	[GJ/(MW)]	[GJ/h]
ABT 1	0,00006011	8,801	40
ABT 2	0,0005022	8,002	45
ABT 3	0,000025033	8,403	30
ABT 4	0,0004044	8,504	15

<sup>85</sup> vgl. Becker, C. (1992), Anhang

<sup>86</sup> vgl. VDEW (1994)

<sup>87</sup> vgl. Grobbel, C. (1999)

<sup>88</sup> vgl. Röthig, A. (1997) bzw. Becker, C. (1992)

Spitzenlastkraftwerksgruppe	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
Marktteilnehmer	[GJ/(MW) <sup>2</sup> ]	[GJ/(MW)]	[GJ/h]
ABT 1	0,0004001	9,001	100
ABT 2	0,02002	6,002	150
ABT 3	0,0015033	8,503	50
ABT 4	0,019044	5,904	149

Die Brennstoffpreise sind den Preisszenarien des Öko-Instituts<sup>89</sup> für das Jahr 2000 entnommen. Die mittleren Brennstoffpreise werden durch eine einfache Mittlung aus den niedrigen und hohen Preisen berechnet.

Tabelle 4-6: Brennstoffpreise für das Jahr 2000

Grundlast			Mittellast						Spitzenlast		
Kernbrennstoffe			Steinkohle			Braunkohle			Erdgas		
[DM/GJ]			[DM/GJ]			[DM/GJ]			[DM/GJ]		
niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise
1,4	2,05	2,7	2,7	3,45	4,2	2,2	2,85	3,5	4	5,5	7

Für den Referenzfall der Simulation werden aufgrund unterstellter verschiedener Brennstoffportfolios die Preise für die einzelnen Marktteilnehmer leicht zufällig variiert. Folgende mittlere Preise sind dem Referenzfall zugrunde gelegt:

Tabelle 4-7: Brennstoffpreise Marktteilnehmer

Brennstoffpreise	Grundlast			Mittellast			Spitzenlast		
zugrunde gelegter Brennstoff	Kernbrennstoffe			Steinkohle / Braunkohle			Erdgas		
	[DM/GJ]			[DM/GJ]			[DM/GJ]		
Marktteilnehmer	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise	niedrige Preise	mittlere Preise	hohe Preise
ABT 1	1,4	1,8	2,7	2,6	3,35	4,1	4,0	5,6	7,0
ABT 2	1,3	2,1	2,6	2,53	3,26	3,96	3,9	5,3	7,1
ABT 3	1,5	2,05	2,8	2,4	3,06	3,7	4,1	5,5	6,9
ABT 4	1,2	1,9	2,9	2,7	3,45	4,2	3,8	5,4	7,2

Es sei darauf hingewiesen, dass für die Kraftwerksgruppen der Grund- und Spitzenlast jeweils nur ein und für die Mittellast zwei Brennstoffe berücksichtigt werden.

<sup>89</sup> vgl. Schneider, L. (1998)

Zur Berechnung der Brennstoffpreise für die Mittellastkraftwerksgruppe werden daher die einzelnen Preise von Stein- und Braunkohle für jeden Marktteilnehmer entsprechend der jeweiligen Leistungsverhältnisse berechnet:

Tabelle 4-8: Brennstoffpreise Marktteilnehmer Berechnung Mittellastkraftwerksgruppe

Brennstoffverteilung	Mittellastkraftwerksgruppe	
	Leistungsanteil Steinkohle	Leistungsanteil Braunkohle
Marktteilnehmer		
ABT 1	0,85	0,15
ABT 2	0,21	0,79
ABT 3	0,34	0,66
ABT 4	1	0

Basierend auf den Daten der VDEW-Statistik<sup>90</sup> ergeben sich Ausfalldauern für geplante wie ungeplante Ausfallereignisse. Daneben wurden mittels Befragung von Händlern und Kraftwerksbetreibern Ausfallraten angenommen:

Tabelle 4-9: Ausfalldauer Kraftwerke

Ausfallrate / -dauer	Brennstoff	Geplante Kraftwerksausfälle		Ungeplante Kraftwerksausfälle	
		Ausfallrate	Ausfalldauer	Ausfallrate	Ausfalldauer
		$\lambda$ (jährlich)	$\tau_{fo}$ [Tag]	$\lambda$ (jährlich)	$\tau_{ufo}$ [Tag]
Grundlast	Kernbrennstoffe	1	36	1	26
Mittellast	Steinkohle	1	44	3	5
	Braunkohle	1	33	2	16
Spitzenlast	Erdgas	1	36	2	9

Für die Mittellast erfolgte wieder eine leistungsgewichtete Berechnung entsprechend der jeweiligen Anteile aus Stein- und Braunkohlekraftwerken:

Tabelle 4-10: Ausfalldauer Kraftwerke Berechnung Mittellastkraftwerksgruppe

	geplanter Kraftwerksausfall	ungeplanter Kraftwerksausfall
Marktteilnehmer	$\tau_{fo}$ [Tag]	$\tau_{ufo}$ [Tag]
ABT 1	42	7
ABT 2	35	14
ABT 3	37	12
ABT 4	44	5

Aus der Festlegung der Ausfallraten und der Annahme einer Poisson-Verteilung für die Beschreibung der Ausfallereignisse können die Grenzwerte abgeleitet werden, ab der ein Ausfallereignis als eingetreten gilt:

<sup>90</sup> vgl. VDEW (1994)

Tabelle 4-11: Ausfallrate und Schwellenwerte

Ausfallrate / Schwellenwert	Schwellenwerte für Kraftwerksausfälle		
	1	2	3
Ausfallrate $\lambda$ (jährlich)			
Schwellenwert $\bar{\Gamma}$	0,997256517	0,99452056	0,99179211

Im Modell ist im Rahmen der Beschreibung des OTC-Handels auf die tolerierbaren Ausfalltage eingegangen worden, was hier noch einmal aufgegriffen werden soll, um die Größenordnung festzulegen. Für den ABT würde ein  $w = 0$  einen direkten und vollen Handel bei einem Ausfallereignis bedeuten, wobei die Dauer des Ausfalls unberücksichtigt bleiben und die eigene Kapazität vollständig durch Fremdleistung ersetzt werden würde. Wird  $w$  groß gewählt, fragt der ABT bei einem Ausfall die fehlende Leistung der Kraftwerke im Spotmarkt nach, was bei einer geringeren Liquidität des Marktes zu Mengenproblemen und sehr wahrscheinlich zu einer starken Preisbeeinflussung führt. Außerdem bedeutet eine hohe Zahl an tolerierten Ausfalltagen eine Art Leerverkauf am Markt, d. h. eine Form von Spekulation. Dieses ist aufgrund der Unterscheidung der Handelsmotivationen der Marktteilnehmer zu vermeiden. Deshalb werden kleine Ausfalldauern in folgender Höhe vorgeschlagen:

Tabelle 4-12: Tolerierte Ausfalltage

Tolerierte Ausfalltage	Grundlast	Mittellast	Spitzenlast
Marktteilnehmer	w [Tag]	w [Tag]	w [Tag]
ABT 1	7	7	7
ABT 2	8	8	6
ABT 3	8	8	9
ABT 4	7	8	8

Die für die Lastberechnung im Spothandel notwendigen Temperaturparameter sind aus langfristigen Temperaturreihen<sup>91</sup> mit dem in der Modelldokumentation genannten Regressionsmodell (GL 4-43) geschätzt:

Tabelle 4-13: Temperaturparameter nach Regionen

Temperaturparameter	Absolutglied	Fourierkoeffizient	Saisonaler Term	Erwartungswert	Varianz
Regionen	$\theta$ [°C]	$\varpi$ [°C]	$\omega$ [°C]	$\Omega$ [MW]	$\Omega$ [MW]
Berlin	9,319752	-9,362771	-19,47521	0	3,752040
Essen	10,04005	-8,068317	-23,22598	0	3,687698
Hamburg	8,996801	-8,475206	-23,27362	0	3,614686
München	8,337767	-9,551155	-20,23652	0	3,930888

<sup>91</sup> vgl. <http://www.xcelcius.de>

Die Zuordnung der Temperaturparameter zu den einzelnen Marktteilnehmern erfolgt zum einen lastgewichtet, sofern ein Marktteilnehmer in zwei oder mehr Regionen ansässig ist, und zum anderen entsprechend der Regionszugehörigkeit der oben genannten realen Unternehmen. Hiermit wird, wie in der einleitenden empirischen Systemanalyse begründet, ein starkes Expandieren der modellierten EVU in andere Regionen Deutschlands nicht abgebildet.

Tabelle 4-14: Regionszugehörigkeit der Marktteilnehmer und deren Lastanteile

Regionszugehörigkeit der Marktteilnehmer	Unternehmen	zugehörige Region	Lastanteil
ABT 1	Bayernwerk (ehemals)	München	0,65
	PreussenElektra (ehemals)	Hamburg	0,35
ABT 2	HEW	Hamburg	0,24
	Bewag	Berlin	0,18
	VEAG	Berlin	0,58
ABT 3	RWE (ehemals)	Essen	0,76
	VEW (ehemals)	Essen	0,24
ABT 4	EnBW	München	1

Die aus dem Regressionsansatz aus GL 4-43 resultierenden Temperaturparameter sind:

Tabelle 4-15: Temperaturparameter Marktteilnehmer

Temperaturparameter	Absolutglied	Fourierkoeffizient	Saisonaler Term	Erwartungswert	Varianz
Marktteilnehmer	$\theta$ [°C]	$\varpi$ [°C]	$\omega$ [°C]	$\Omega$ [MW]	$\Omega$ [MW]
ABT 1	8,7661391	-8,85178815	-22,210635	0	3,703966
ABT 2	9,24347074	-9,153127516	-20,3723971	0	3,719075
ABT 3	10,04005	-8,068317	-23,22598	0	3,687698
ABT 4	8,337767	-9,551155	-20,23652	0	3,930888

Die Last wird im Modell als Vektor täglicher Werte abgebildet. Für das Programm werden die realen Lasten approximiert durch die synthetischen Lastprofile des VDEW. Dieses hat den Vorteil, dass der saisonalen Verteilung der Last Rechnung getragen wird. Für die Kunden Haushalte, Gewerbekunden allgemein und Landwirtschaftsbetriebe liegen Profile für Werk-, Sams- und Sonntage vor. Die Daten werden mit den Energieverbrauchswerten pro Kundensegment multipliziert, wobei die Verbrauchswerte der VDEW-Statistik entstammen.<sup>92</sup> Die Gesamlastdaten für den Referenzzeitraum stammen aus einer UCTE-Statistik.<sup>93</sup> Um die Parameter des linear angenommenen Temperatur-Last-Zusammenhanges zu bestimmen,

<sup>92</sup> vgl. VDEW (1994)

<sup>93</sup> Für eine detaillierte Beschreibung der Aggregation der Lastdaten vgl. die unveröffentlichte Diplomarbeit von Komander, A. (2000)

werden Lastdaten eines der abgebildeten Unternehmen mit den entsprechenden Temperaturen regressiert und aus den Lastdaten die Parameterwerte der übrigen Unternehmen hochgerechnet.<sup>94</sup>

Tabelle 4-16: Parameter zur Normlastkorrektur

Parameter Normlastkorrektur	Erwartungswert	Varianz			linearer Faktor		
		werktags	Samstag	Sonntag	werktags	Samstag	Sonntag
Marktteilnehmer	$\Lambda$ [MW]	$\Lambda$ [MW]			$\iota$ [MW]		
ABT 1	0	222,5	161,7	160,1	-27,1	-22,1	-27
ABT 2	0	132,2	136,2	135,8	-16,2	-18,7	-23
ABT 3	0	672	754	754	-82,2	-104	-104
ABT 4	0	202	231	231	-24,7	-32	-32

Zur Bestimmung der im Modell verwendeten Risikofaktoren zur Steuerung der Liquidität wird der Parameter  $\xi_{KW/H}$  des jeweiligen Risikofaktors vereinfachend für das Modell gleich eins gesetzt. Mit angenommener gewünschter Liquidität für den Spotmarkt von 10 % sowie einer Startliquidität von 20 % ergeben sich die Werte für den ABT.

Tabelle 4-17: Risikofaktoren

Risikofaktoren	Risikofaktor ABT		Risikofaktor Erzeugung		Anteil an zurückgehaltener Last für den Spotmarkt
Marktteilnehmer	$RF_{t,T}^H$		$RF_{t,T}^{KW}$		
	$\varepsilon_H$	$\eta_H$	$\varepsilon_{KW}$	$\eta_{KW}$	$\varphi$
ABT 1	0,9	-0,00164384	1	-0,002	0,95
ABT 2	0,9	-0,00164384	1	-0,002	0,95
ABT 3	0,9	-0,00164384	1	-0,00164384	0,87
ABT 4	0,9	-0,00164384	1	-0,00164384	0,82

Die Werte für den Anteil der zurückgehaltenen Last werden abhängig von dem Last-Leistungs-Verhältnis angenommen.

- *Daten zum Trader*

Im Modell existieren drei Trader, d. h.  $\bar{z} = 3$ . Für den Referenzfall werden folgende Werte für die Gewichte der Reizvariablen angenommen:

<sup>94</sup> vgl. hierzu detailliert Komander, A. (2000)

Tabelle 4-18: Gewichte der Einflussfaktoren zur Erwartungsbildung eines Traders

Gewicht langfristiger Indikator	$\zeta_L = 0,2$
Gewicht kurzfristiger Indikator	$\zeta_K = 0,6$
Gewicht Noise Komponente	$\zeta_\Theta = 0,2$

Um die Erwartung in eine Handelsmenge zu übersetzen, wird ein Parameter zur Verstärkung eingeführt, der im Referenzfall einen Wert von 50 MWh hat, d. h.  $\phi = 50$  MWh. Hiermit wird die Liquiditätswirkung der Trader im Markt zwar deutlich erkennbar, sie ist aber noch so gering, dass starke Marktverzerrungen nicht eintreten.

Im Modell ist vereinfacht ein Limitsystem abgebildet, das als Mengenrestriktion wirksam wird und darüber wiederum starke Liquiditätsschocks zu vermeiden hilft.  $\bar{P}_{\max}^{\text{TR}}$  wird mit 50 MW festgelegt, was einer Liquidität von etwa 1000 MW eines Produktes zum Beginn des Lebenszyklus entspricht. Das Leistungslimit wird als degressiv wachsend angenommen und mittels einer Wurzelfunktion beschrieben, d. h.  $\psi = 0,5$ .

Zur weiteren Vermeidung starker Liquiditätseffekte existiert eine Glattstellungsvariable, die auf einen Wert von 20 % eingestellt ist und womit sowohl Gewinne als auch Verluste bei einer Überschreitung des Grenzwertes der Glattstellungsvariable realisiert werden.

In der Modelldokumentation ist auf die Modifikation der langfristigen Erwartung eingegangen worden, weshalb der Startwert bei einer langen Simulationszeit nur eine untergeordnete Rolle spielt. Grundsätzlich müssen Startwerte für alle gehandelten Produkte angenommen werden, wofür der day-ahead CEPI/GPI-Index für Base- und Peak-Produkte für die jeweiligen Zeiträume des Jahres 2000 gemittelt verwendet wird. Da in der folgenden Ergebnisdokumentation vereinfachend nur der Handel eines Kontraktes (Januar) abgebildet wird, folgt für den Startwert  $p_{L,t,T}^e = 40$  DM/MWh. Um eine zeitnahe, aber aufgrund des eigentlich langfristigen Charakters dennoch nicht permanente Änderung der Erwartung zuzulassen, wird der Kontrollzeitraum auf zehn Tage festgelegt.

Dem kurzfristigen Indikator liegt eine lineare Prognoserechnung zugrunde, die sich auf einen Zeitraum von drei Zeitschritten abstützt.

- *Marktdaten*

Jedes Handelsprodukt im Modell und Programm wird täglich gehandelt. Im OTC-Markt verbrieft dieses eine konstante Leistung über einen Zeitraum von einem Monat (vom Zeitpunkt T bis zum Zeitpunkt  $T_{\text{En}}$ ), welcher im Programm vereinfachend aus 30 Tagen besteht. Das Produkt entsteht genau ein Jahr vor T und zerfällt an dem letzten Handelstag vor T und kann da-

mit 1 Jahr lang gehandelt werden. In der späteren Ergebnisdokumentation und damit auch in der Simulation werden nur die beiden letzten Monate, in denen ein Produkt gehandelt wird, und der Produktmonat selbst betrachtet. Damit ist der betrachtete Simulationszeitraum 90 Tage, das Handelsproduktintervall  $[T; T_{En}] = 30$  Tage sowie jeder Zeitschritt  $t = 1$  Tag.

Die vom Broker vorgenommene Preisanpassung pro Handelstag geschieht dreimal (d. h.  $\bar{q} = 3$ ), wonach dann der Preis mit der korrespondierenden maximalen Tauschmenge ausgewählt wird.

Der Preisverlauf im OTC-Markt ist abhängig von den Parametern  $\chi$  und  $p_{\text{Broker},t,T}^{\max}$ . Der erste Parameter dient als Verstärkungsfaktor für die Preisvariation und ist im Referenzfall auf 0,1 DM/MWh eingestellt. Der zweite Parameter stellt eine Grenze der absoluten Preisänderung von Zeitschritt zu Zeitschritt dar und hat den Wert 15 DM/MWh. Bei großen Werten für  $\chi$  kann ein häufiges Überschießen der Preise festgestellt werden und der Preis verändert sich von Zeitschritt zu Zeitschritt um jeweils  $p_{\text{Broker},t,T}^{\max}$ , was ein unerwünschtes Ergebnis darstellt. Um eine obere Grenze des Preisprozesses in Anlehnung an in praxi beobachtbare Preise festzulegen, wurde der regulatorische Höchstpreis mit 80 DM/MWh festgelegt.

- *Festlegung der Zufallsvariablen*

Die Zufallszahlen zur Bestimmung einer zufälligen Gebotsreihenfolge stammen aus einer Gleichverteilung mit einer großen Intervallbreite  $\Pi \sim \text{GV} [1,10000]$ . Die Gestaltung der Zufallszahlen zur Variation der Preisaufläge ermöglicht von Zeitschritt zu Zeitschritt eine Korrektur der Preisaufläge um 100 %. Im Referenzfall liegt der Startwert des Preisauflags bei 10 DM/MW, d. h. es folgt daraus:

Tabelle 4-19: Preisauflag Zufallszahlen

Zufallszahl zur Reduzierung des Preisauflags $x_t$ in $t$ für $t+1$	$\Psi_{t,t+1,i} \sim \text{GV} [0;1]$
Zufallszahl zur Variation des Preisauflags $x_t$ in $t$ für $t+1$	$\Xi_{t,t+1,i} \sim \text{GV} [-1;1]$
Startwert Preisauflag	$x_{t,t+1} = 10 \text{ DM/MW}$

- *Verwendung von Laufindizes*

Im Spotmarkt können die Größen der Laufindizes aus den bisher erläuterten Daten berechnet werden. Je Kraftwerksgruppe werden drei Erwartungen formuliert ( $\bar{r} = 3$ ) und damit drei Gebote abgegeben. Jeder ABT verfügt über drei Kraftwerksgruppen, d. h. der ABT gibt jeweils neun Gebote an den Spotmarkt ab. Dazu kommen noch die drei einzelnen Gebote der Trader, d. h.  $\bar{c}$  beträgt somit 39 ( $9 * 4 \text{ ABT} + 3 \text{ T}$ ). Nach der Gleichgewichtsermittlung wird jedem

Marktteilnehmer die gehandelte Leistung zurückgemeldet, d. h.  $\bar{d}=7$  (Anzahl der Marktteilnehmer).

Im Spotmarkt können die Marktteilnehmer, die Überkapazitäten besitzen, ein Marktmachtspiel durchführen. Um ein Marktmachtspiel entstehen zu lassen, ist das Auslastungsziel im Referenzfall mit 50 % angenommen.

#### 4.4 Diskussion der Modellergebnisse

In dem vorgestellten Modell wird zwischen zwei Händlergruppen unterschieden, die jeweils entsprechend einer der beiden Handelsmotivationen handeln: Beschaffungs- und Absatzoptimierung sowie Spekulation. Alle Akteure im Modell sind durch verschiedene Eigenschaften beschrieben. Diese umfassen Technologien, Kosten, Präferenzen und Ziele mit Rückwirkung auf das entsprechende Entscheidungsverhalten. Die Marktinstitutionen unterscheiden sich in Gebotsabgabe- und Preisbildungsmechanismen. In der folgenden Darstellung sind alle wesentlichen Variablen nochmals zusammengefasst.

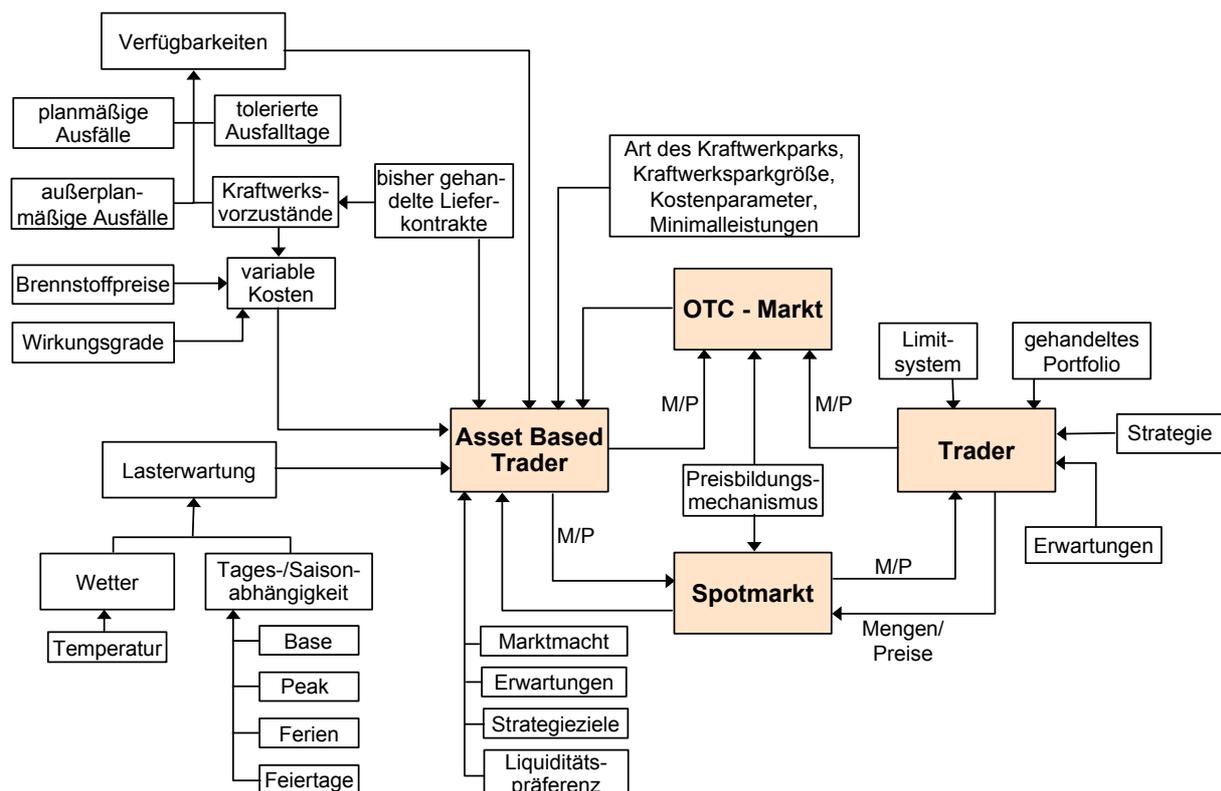


Abbildung 4-7: Strukturelle Zusammenhänge des Modells

In diesem Abschnitt der Arbeit sollen die identifizierten Variablen in ihrer Wirkung auf die Preise der beiden modellierten Märkte diskutiert werden. Dieses geschieht zum einen anhand einer theoretischen Analyse der Modellzusammenhänge sowie zum anderen anhand einer

numerischen Lösung des Modells für ausgesuchte Randbedingungen.<sup>95</sup> Um die verschiedenen numerischen Lösungen des dargestellten Marktprozesses bei besonderer Betrachtung des Einflusses bestimmter Variablen zu illustrieren, wird zunächst der Referenzfall des Spotpreisprozesses vorgestellt. Hierbei ist der Marktprozess für die ersten 90 Tage eines Jahres (d. h. Januar bis März) simuliert worden.

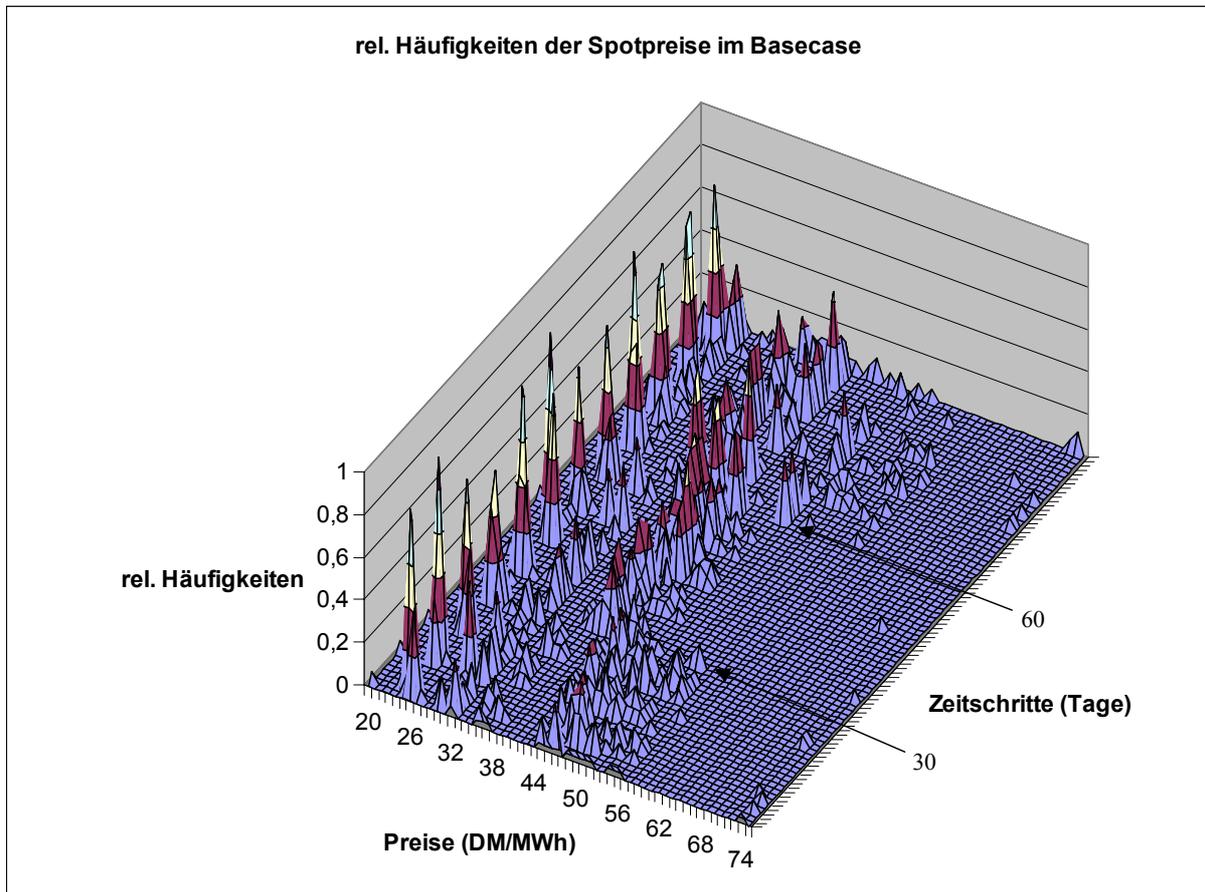


Abbildung 4-8: Häufigkeitsstruktur Referenzfall

Die Zufallsvariablen im Modell werden mit der Monte-Carlo-Methode simuliert. Als Ergebnis erfolgt eine Darstellung der relativen Häufigkeiten der Preise für jeden simulierten Zeitschritt. Erkennbar ist eine Konzentration der relativen Häufigkeiten, die u. a. lastbedingt von im Mittel etwa 45 DM/MWh am Beginn der Simulation (ersten 30 Zeitschritte) auf etwa 35 DM/MWh fällt. Eine Korrelationsanalyse der aggregierten Gesamtlast mit den einzelnen Realisationen des Marktprozesses ergibt Zusammenhänge von über 90 %. Die Streuung um den beschriebenen Pfad höchster Häufigkeit ist abhängig vom Zeitverlauf. Dieses konnte durch

<sup>95</sup> Umgesetzt ist das Modell in der Software MS Excel unter Zuhilfenahme des „add-in“ @Risk des Unternehmens Palisade für die Monte-Carlo-Simulation. Vgl. hierzu auch <http://www.palisade.com>. Diese Software ist ausschließlich aufgrund ihrer Vewrfügarkeit am Fachgebiet, an dem der Autor als wissenschaftlicher Mitarbeiter gearbeitet hat, verwendet worden.

eine Analyse der beobachtbaren Mikroprozesse im Programm auf wetterbedingte Einflüsse, die Anzahl der gehandelten Lieferkontrakte für den Zeitraum im OTC-Markt sowie eine Häufung von Kraftwerksausfällen zurückgeführt werden. In einer ersten Betrachtung der Mikroprozesse wird deutlich, wie sensibel sich das Modell in Phasen verhält, in denen der OTC-Handel eines oder mehrerer Akteure so gestaltet ist, dass sich im Spotmarkt - bedingt durch die Temperatur- und Lastdynamik - die Nettopositionen von Zeitschritt zu Zeitschritt im Vorzeichen ändern. Die hierdurch bedingte volatile Struktur der Preise verursacht im Gegenzug eine Unterbindung des Preisspiels, dessen systematische Ausnutzung Zeiten stabiler Marktsituationen voraussetzt. Das Feld größerer Häufigkeiten der höheren Preise ab etwa Zeitschritt 60 im Vergleich zu den vorangehenden Zeitschritten ist auf das erfolgreiche Bieten von Spitzenlastkraftwerken mit hohen Grenzkosten bei hoher Variabilität der Nachfrage zurückzuführen.

Neben diesem Hauptpfad, der die Preise zu Werktagen abbildet, existieren weitere Pfade größerer Häufigkeiten. Die Reihe sehr geringer Preise mit den punktuell auftretenden Häufigkeitsspitzen reflektiert die geringeren Wochenendlasten. Aufgrund der Nichtabbildung eines Produktsystems für Tagesgruppen wie z. B. Wochenenden im modellierten OTC-Markt sowie der Annahme eines Handels der ABT gegen eine konstante Last im OTC-Markt kommt es systematisch zur Überschätzung der Wochenendlasten, was zu Verkäufen und damit zu Preisreduktionen an den Wochenenden führt. Dieses Muster der Preise im Modell, das sich aufgrund der Produktstruktur ergibt und aus beschriebenen Gründen große Ähnlichkeit mit der physischen Nachfrage aufweist, korrespondiert damit mit den Ergebnissen der Regressionsanalyse im zweiten Kapitel. Daneben stellt der deutlich erkennbare Pfad in den ersten zwei Monaten bei Preisen um 30 DM/MWh einen Marktprozess unter „normalen“ Bedingungen, also ohne Marktmachtspiel und unelastische Gebote dar. Zur besseren Illustration sei eine Realisation des Marktprozesses dargestellt, in der alle beschriebenen Strukturmerkmale des Häufigkeitengebirges deutlich werden:

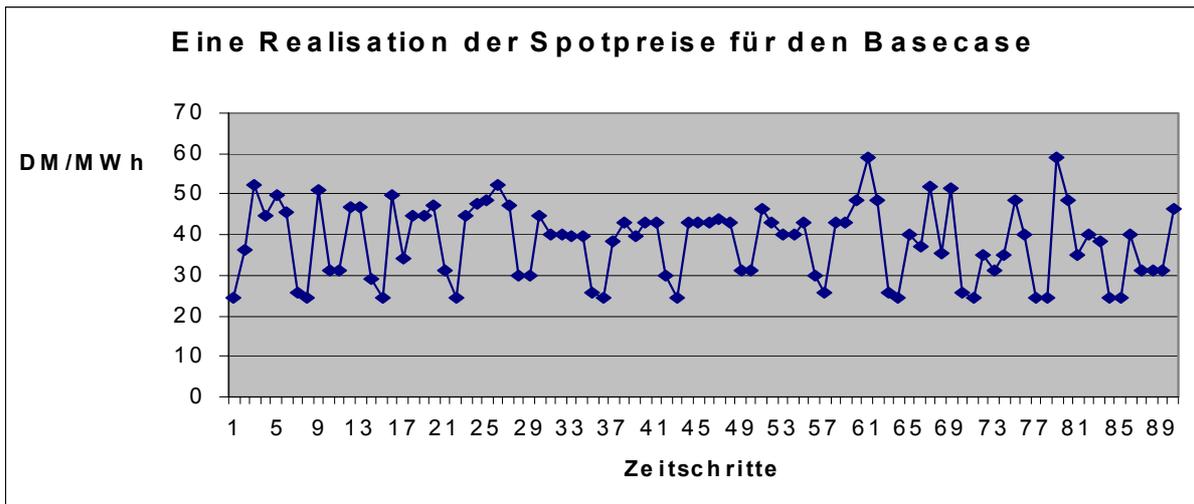


Abbildung 4-9: Realisation Referenzfall

Hieran erkennt man die oben beschriebene lastgeprägte Struktur, den Preisabfall zum Simulationseende hin sowie die deutlich höhere Volatilität ab etwa Zeitschritt 60 im Vergleich zum Rest der Reihe. Berechnet man für diese und alle anderen simulierten Reihen die Schiefe und Wölbung, erhält man wieder die bereits in Kapitel 2.3 angesprochene Linkssteilheit und flache Wölbung, die wahrscheinlichere Extremereignisse anzeigen, als es die Normalverteilung implizieren würde. Dieses war bereits bei anfänglichen theoretischen Betrachtungen neben der Lastabhängigkeit diskutiert worden und weist hier auf eine Strukturähnlichkeit der Modellergebnisse mit den real beobachtbaren Werten hin.

Für die weitere Analyse des Modells werden zunächst die Variablen der ABT aufgegriffen, um dann anschließend die Wirkung der Trader und der definierten Regeln der Marktorganisation zu diskutieren.

Der ABT handelt im Modell primär, um seine offenen Positionen kostenminimierend zu decken und frei verfügbare Kapazität am Markt abzusetzen. Hierbei bedient sich der ABT eines durch einen Broker vermittelten OTC-Marktes sowie eines börslich organisierten Spotmarktes. Es entwickelt sich Handel aus Differenzen der verschiedenen Ausstattungsmerkmale der Akteure. Einige wesentliche Differenzen werden im Folgenden aufgegriffen und deren Wirkung erläutert.

- *Erzeugungsgrenzkosten*

Grundfall im Modell ist das Bieten auf Basis der Grenzkosten, da nur hier Indifferenz besteht, das Kraftwerk zu betreiben oder aus dem Markt zu kaufen. Dieses ist immer dann sinnvoll, wenn die Grenzkosten bzw. die variablen Durchschnittskosten kleiner oder gleich sind als die erwarteten bzw. gegebenen Preise. Für den OTC-Handel wertet jeder ABT seine Grenz- und

Durchschnittskostenfunktion an der Stelle des vom Broker genannten Preises aus, vergleicht die daraus ermittelten Kapazitäten mit seinen Positionen und meldet entsprechend Gebote in den Markt zurück. Die im OTC-Handel entstehenden Preise sind damit ausschließlich durch die Grenzkosten des Systems geprägt. Bei der Börsenhandelsentscheidung wird der erwartete Preis von der Erzeugungsgesellschaft variiert und dann vom ABT eine Preis-Mengen-Funktion oder aber unelastisch geboten. Diese Funktion enthält für jedes betrachtete Preisszenario die optimale Leistung. Die Grenzkosten werden durch die Brennstoffpreise und die Wirkungsgrade (als Funktion der Lastzustände) bestimmt. Aufgrund der im Modell unterstellten allgemeinen Existenz von Lieferverträgen mit festen Preisen im nicht abgebildeten Brennstoffmarkt geht im vorliegenden Modell der Brennstoffpreis als Parameter und damit als sicher bekannte Größe ein. Daraus resultiert der Einfluss der Brennstoffpreise auf das Niveau der Preisprozesse. Da die Modellakteure unterschiedliche Lieferbedingungen und Kraftwerkstypen im Park haben können, erzeugen Differenzen in den Grenzkosten Handel. Durch diese mögliche Unterschiedlichkeit wird zudem die Konvexität der Angebotsfunktion beeinflusst, was damit auch Effekte auf die Dynamik (insbesondere Varianz) des Prozesses haben kann.

Die Höhe des Wirkungsgrades ist teillastabhängig. Bei der Berechnung der resultierenden Börsenpreise war bereits angemerkt worden, dass das Abgeben einer Angebotsfunktion entsprechend der gesamten Kostenfunktion im Programm dadurch simuliert wird, dass für jedes definierte Preisniveau alle verfügbaren Kapazitäten berechnet werden. Diese Bietweise führt dazu, dass Kraftwerke durchaus im Teillastzustand betrieben bzw. gebucht werden können, was dann wiederum abhängig von den Parametern der quadratischen Kostenfunktion preisbeeinflussend ist. Bei genauer Betrachtung der in dieser Arbeit verwendeten Parameter sowie der in den Dissertationen zur Kraftwerkseinsatzoptimierung<sup>96</sup> gegebenen kann man allerdings einen sehr flachen Verlauf des Wirkungsgrades erkennen, was auf eine geringe Bedeutung dieses Einflusses hinweist.

Damit bilden die Grenzkosten, d. h. die Brennstoffpreise sowie die Wirkungsgrade im Elektrizitätssystem den Mittelwertprozess der Spotpreise.

- *Verfügbarkeiten*

Im OTC-Markt bietet der ABT auf ein Preissignal Kapazitäten in den Markt, die dann gemäß einer Gebotseingangsreihenfolge getauscht werden. Da die Gesamt-Angebotsfunktion des

---

<sup>96</sup> vgl. Daten aus Becker, C. (1992) und Röthig, A. (1997)

Marktes von den Geboten der einzelnen Handelstreibenden abhängig ist, letztere im Grundfall auf den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung basieren, kann eine nicht gebotene Kapazität die Angebotsfunktion am Markt so stauchen, dass ceteris paribus die resultierenden Preise steigen. Damit kann die Verfügbarkeit der Kraftwerke eine wesentliche Preisdeterminante darstellen. Im OTC-Markt führt ein knappes Angebot zur Vergrößerung des Nachfrageüberhanges und entsprechend zur Preissteigerung.

Die Wirkung eines Nichteinsatzes eines Kraftwerkes auf den Spotpreis hängt aufgrund der Konvexität der Marktangebotsfunktion von der Stellung des jeweiligen Kraftwerkes in der Merit-Order ab. Die Wirkung bei zunächst angenommenen Grenzkosten-Geboten hängt von der Verfügbarkeit aller anderen Kraftwerke, dem OTC-Handel sowie der Lastsituation ab. Da diese Aspekte nicht eindeutig determiniert, sondern Ergebnis des Marktprozesses sind, kann eine pauschale Aussage zur Wirkung einer Nichtverfügbarkeit nicht gegeben werden. Die Verfügbarkeit freier Kraftwerkskapazitäten wird wiederum durch verschiedene Variablen beeinflusst. Unterschieden werden können technisch und unternehmerisch bedingte Verfügbarkeitsrestriktionen. Erster Kategorie sind im Modell die geplanten (zwecks Revision bzw. Wartung) und nicht-geplanten (technisch bedingten) Ausfälle sowie die technischen Restriktionen in der Einsatzoptimierung, wie Minimum Down Time und Lastwechselgradienten (wurden im Modell aber nicht berücksichtigt), zuzuordnen. Zu zweiter Kategorie gehören zurückgehaltene Kapazitäten aufgrund von Marktmachtausnutzung (im Modell nicht abgebildet) sowie aus Risikogesichtspunkten. Knappheiten bei der eigenen Erzeugung aufgrund geplanter Ausfälle können grundsätzlich aus Sicht des ABTs durch z. B. früh angelegten Kauf von Handels-Kontrakten ausgeglichen werden und müssen sich damit nicht zwingend als spontanes Ereignis im Spotpreis niederschlagen. Die ungeplanten Ausfallereignisse können aber aufgrund ihrer Kurzfristigkeit und mangelnden Planbarkeit nur durch eine Aktivität auf dem Spotmarkt oder aber durch vorher zurückgehaltene bzw. noch freie eigene Kraftwerkskapazität kompensiert werden. Werden keine kompensierenden Kapazitäten im OTC-Markt bei einem eigenen Ausfall gehandelt und liegen keine eigenen Kapazitäten mehr vor bzw. nur zu höheren Kosten, wird sich das Ausfallereignis im Spotmarkt preiserhöhend niederschlagen. Fallen die Kraftwerke im OTC-Handel spontan aus, wird häufig durch die Modellakteure aufgrund der modellierten Kürze der Ereignisse gar nicht reagiert. Fällt dieses Ereignis im Spotmarkt an und liegen keine eigenen Überkapazitäten vor, muss der ABT bei offener Position unelastisch nachfragen und hat damit in den meisten Fällen einen signifikanten Einfluss auf den Preis.

Die angesprochene Risikopräferenz des ABT war im Text eingeführt worden, um gerade die Auswirkungen von Kraftwerksausfällen bzw. Nachfrageschocks kompensieren zu können. Sie führt also zu einer Zurückhaltung von Kapazität im Brokermarkt als eigene Reservekapazität, die im Spotmarkt angeboten werden kann, wenn sie nicht benötigt wird. Nimmt also der ABT Liquidität im Brokermarkt aufgrund befürchteter Schocks aus dem Markt, kann es verzögert zu einem Liquiditätszufluss mit entsprechender preissenkender Wirkung im Spotmarkt kommen, sofern nicht aus anderen Gründen die zurückgehaltene Kapazität entfällt. Umgekehrt heißt das aber auch, dass es bei gering dimensionierten Kapazitätsrückhaltungen bei angebots- oder nachfrageseitigen Schocks zu starken Preisausschlägen kommen kann, wenn auch andere ABT nur wenig freie Kapazität besitzen. Dieses wird durch den Bietalgorithmus bzw. die Struktur des Modells bedingt: da ein Regelmarkt im Modell vereinfachend ignoriert wird, wird mit der Bilanzgleichheit als strikte Restriktion in der Handelsentscheidung implizit angenommen, dass der Preis für Regelenergie prohibitiv hoch ist. Kommt es nun zu einer offenen short-Position, muss unelastisch nachgefragt werden. Dieses kann zu den beschriebenen Preisspitzen führen. Anhand folgender Graphik soll die Wirkung ausgefallener Kraftwerke ab dem Zeitschritt 25 im modellierten Spotmarkt illustriert werden. Hierbei sind bei allen ABT Kapazitäten von bis 2000 MW als ausgefallen angenommen, um die Reaktion des Systems besser beobachten zu können.

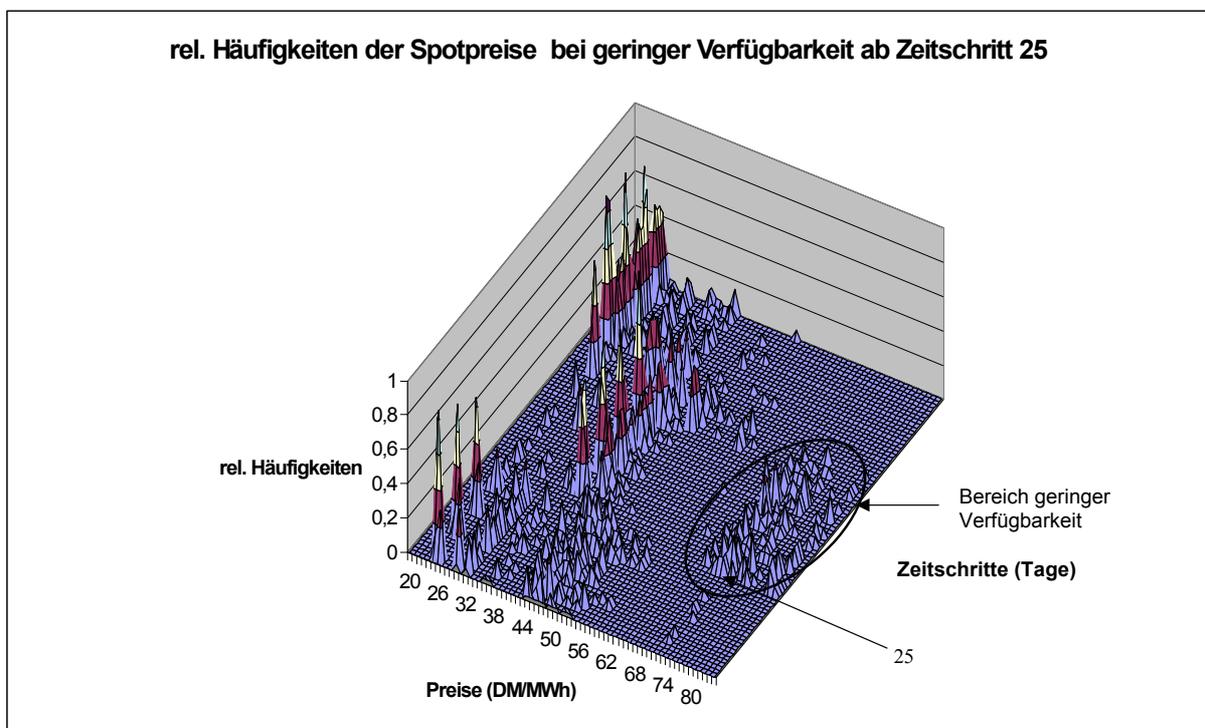


Abbildung 4-10: Wirkung von geringen Verfügbarkeiten ab Zeitschritt 25

Im Vergleich zum Referenzfall sind in Abbildung 4-10 die hohen Preise bzw. höheren Volatilitäten ab etwa dem Zeitschritt 25 erkennbar. Zurückzuführen sind diese auf unelastische Nachfragen, die aufgrund der relativ hohen Lasten und der Handelspositionen aus dem OTC-Markt entstehen müssen. Da diese Marktconstellation relativ lange Zeit besteht, entwickelt sich neben den unelastischen Nachfragen das Marktmachtspiel (vgl. detailliert den nächsten Diskussionspunkt), was die Krümmung der Angebotsfunktion vergrößert und die Preise noch weiter steigen lässt. Da das Spiel künstlich durch einen regulatorischen Höchstpreis gedeckelt wurde, entsteht die separate Höhenlinie bei dem Preisniveau von 83 DM/MWh.

- *Marktmachtverhalten der ABT*

Überlagert werden kann das Niveau der Grenzkosten-Preisprozesse durch Marktmachtverhalten in Form einer Preissteigerung über das Niveau der Grenzkosten hinaus. Da aus Sicht des individuellen ABTs mit unsicherer Information geboten werden muss, erscheint es fraglich, ob das Marktmachtverhalten dauerhaften Einfluss auf den Preisprozess haben wird. Eine anhaltende Plateauverschiebung dürfte nur bei modellierter geringer Fragmentierung des Marktes und Verknappung der verfügbaren Kapazität erfolgen. Da als Randbedingung die Überkapazitäten des momentanen deutschen Elektrizitätssystems abgebildet sind, dürfte mit temporären Marktmachtspielen zu rechnen sein, da die Preise sukzessive in jeder Spielrunde erhöht werden, solange die definierten Ziele erreicht sind. Kommt es zur Nicht-Erreichung der Ziele, senken die ABT ihre Gebote im Extremfall bis auf das Grenzkostenniveau ab. Hierdurch kann es zu starken temporären Wechseln der Preisniveaus kommen.

Ein Marktmachtspiel wird nur im Spotmarkt abgebildet. Mehrfach genannt wurde die Wirkung des Spiels auf die Konvexität der Angebotsfunktion. Mit dem im Modell umgesetzten Verhalten kann man eine für die Entwicklung eines Preisaufschlags optimale Marktconstellation identifizieren. Als Grundbedingung muss eine der Definition im Modell entsprechenden Überkapazität bei mindestens einem der Modellakteure bestehen, d. h. frei verfügbare, zur eigenen Lastdeckung nicht benötigte und vor allem kostengünstige Kapazität vorliegen. Letzteres bedeuten Grenzkosten, die unter dem im Entwicklungszeitraum existierenden Preisniveau liegen. Dieses kann durch einen eigenen großen Kraftwerkspark, durch eine besonders hohe im OTC-Markt gekaufte Kapazität bzw. auch durch einen relativ starken Temperaturanstieg mit entsprechender Lastsenkung entstehen. Besonders unterstützt wird diese notwendige Voraussetzung durch das längerfristige Vorliegen einer unelastischen Nachfrage, die wiederum durch entsprechend marktliche Knappheiten im bilateralen OTC-Handel oder aber durch die Entwicklung eigener Kraftwerke bzw. Lasten entstanden sein

könnten. Da ein Suchalgorithmus formuliert ist, entwickelt sich der Preisaufschlag auf die Grenzkosten mit der Zeit und wird durch den regulatorischen Höchstpreis begrenzt. Liegt dieses Umfeld vor, können sich hohe Preise in kurzer Zeit entwickeln.

Ein eher normales Umfeld ist allerdings durch nicht dauerhaftes Vorliegen dieser Extremsituationen einzelner Akteure gekennzeichnet, was bedingt durch den Algorithmus und gestützt durch oben diskutierte theoretische Modelle nur zu kurzfristigen Preissprüngen führt. Beispielsweise kann ein Marktmachtspiel durch einen entsprechenden Vorhandel im OTC-Markt reduziert werden, wenn dadurch die Abhängigkeit vom Spotmarkt gesenkt wird. Allerdings muss sich ein derartiges Spiel nicht nur auf den Spothandel beschränken, sondern könnte sich auch durch Zurückhalten der Kapazitäten im OTC-Markt bei Ausnutzen dieser im Spotmarkt ausdrücken, was aber nicht abgebildet wurde. Ein Preiseffekt hängt aber nicht nur von der Konstellation, sondern auch von der Lage des höher als Grenzkosten bietenden Kraftwerks bzw. ABTs ab und somit auch von dem Verhalten der anderen Akteure sowie von der gehandelten Menge. Die Wahrscheinlichkeit für einen bedeutenden Einfluss erhöht sich damit mit der Größe der freien Kapazitäten. Weiterhin deutlich ist die Wirkung eines fragmentierten Marktes: Je größer die Konzentration der Kraftwerke in einer Hand bei Vorliegen von Überkapazitäten, desto größer wird die Wahrscheinlichkeit, ein marginales Kraftwerk im eigenen Portfolio zu haben und damit den Preis zu treiben, desto eher entwickelt sich das Spiel über einen längeren Zeitraum. Umgekehrt verhält es sich für einen fragmentierten Markt.

Bereits in der Modelldokumentation in Kapitel 4.2 ist die Wirkung der Höhe des Kapazitätsauslastungsziels angesprochen worden. Je höher dieses ist, desto geringer die preistreibende Wirkung, da mit dieser immer das Risiko einer nicht gehandelten Kapazität einhergeht. Folgende Graphik veranschaulicht das Modellverhalten bei Vorliegen eines geringen Auslastungsziels (30 %) und eines hohen anfänglichen Preisaufschlages:

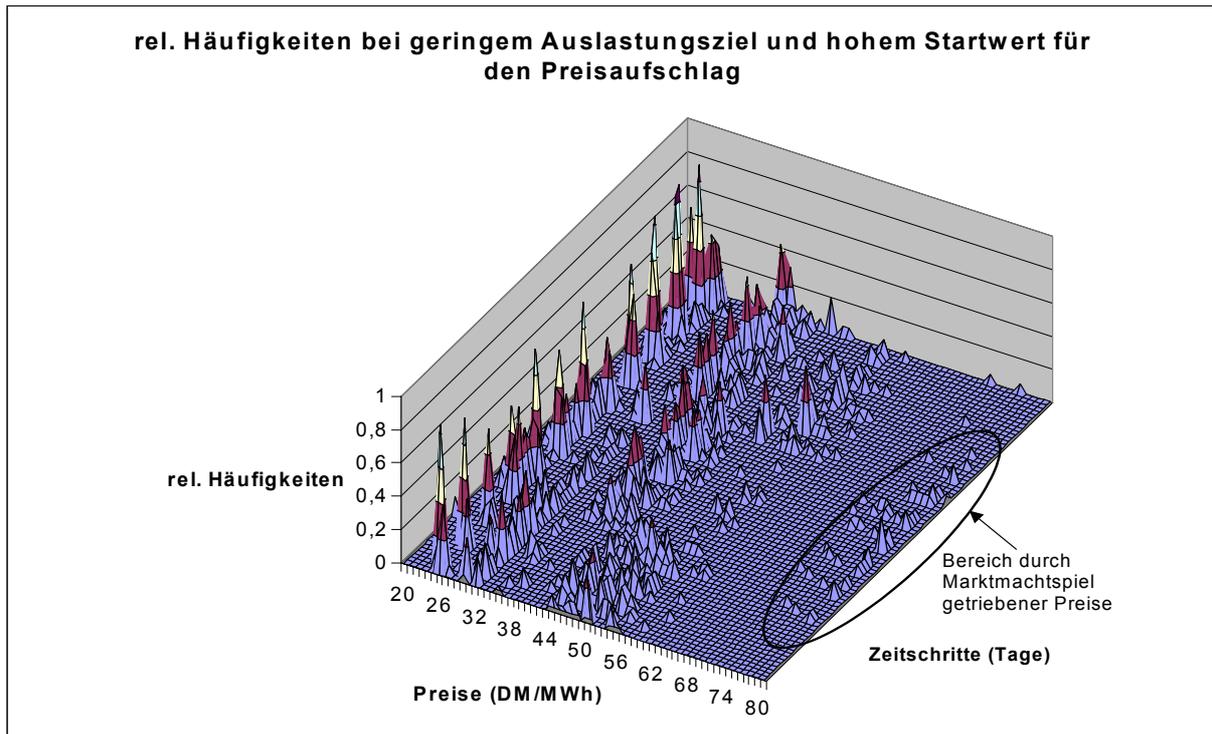


Abbildung 4-11: Marktmachtspiel

Erkennbar ist deutlich die nur geringe Zunahme der Preise sowie der Schwankungen, was im Wesentlichen auf das Vorliegen einer „normalen“ Marktumgebung, d. h. das Nicht-Vorliegen besonderer Knappheiten der einen und Überkapazitäten der anderen Akteure, zurückzuführen ist.

- *Lasterwartungen*

Die Lasterwartung ist eine für die am Markt frei verfügbare Kapazität wichtige Größe, da sie u. a. die offene Position bestimmt, die wiederum das Handelsausmaß determiniert. Da die Last in dem jeweiligen Erfüllungszeitpunkt ausgeglichen werden muss, einige ABT geringere Kraftwerksleistungen als Lasten haben, andere wiederum ein umgekehrtes Verhältnis, muss Handel zwischen den Unternehmen allein aufgrund dieses Ungleichgewichtes entstehen. Die zeitliche Struktur der Last hat im jährlichen Verlauf saisonale Eigenschaften. Existierte keine stochastische Dynamik der Angebotsfunktion und keine Marktfraktionen, dann würde die Preisstruktur exakt die Laststruktur abbilden. Aufgrund der genannten Effekte kommt es allerdings zu Überlagerungen. Dennoch ist, wie schon eingangs in der statistischen Betrachtung deutscher Spotpreise dargestellt, der saisonale Verlauf in den Preisen z. T. erkennbar. Gleiches sollte im Modell durch die Verwendung der Standardlastprofile des VDEW zu erkennen sein. Die Bedeutung von Spitzen in der Last konnte ebenfalls in der Regressionsanalyse anhand der Sprünge des Preises zu Ferien- und Feiertagen gezeigt

werden. Dieses legt die Vermutung nahe, dass der Spotmarkt ein stark physisch geprägter Markt ist. Aus diesem Grunde nutzen die Modell-Akteure den Spotmarkt im wesentlichen zum "Fine-Tuning" ihrer Positionen.

Signifikant in der Regressionsanalyse der realen Großhandelspreise des CEPI/GPI-Base-Indexes ist die Saisonabhängigkeit sowie die Bedeutung der Abweichung von einer mittleren Temperatur. Gleiches ist im Modell über die Temperatur abgebildet worden. Eine Temperatur über der Normtemperatur, auf die sich die Standardlastprofile beziehen, führt im Mittel zu einer Senkung der Last. Ein stochastischer Einfluss der Temperaturen und auch der Wirkungen auf die Lasten ist abgebildet worden. Kommt es beispielsweise zu geringen Temperaturen, kann dieses einen last- und preissteigernden Einfluss haben. Denkbar ist aufgrund der Unsystematik aber auch eine regional unterschiedliche Entwicklung der Temperaturen und der Wirkungen auf die Last, so dass es gerade dann zu einem starken regionalen Gefälle mit entsprechendem Handel kommt. Entstehen dann zudem Verfügbarkeitsprobleme, kann das einen starken Einfluss auf die Preise haben.

- *Offene Positionen aus bisher gehandelten Kontrakten und Risikofaktoren*

Im Modell werden alle gehandelten Positionen aggregiert und müssen im Erfüllungszeitpunkt entweder durch Kontrakte oder durch eigene Kapazitäten glattgestellt sein. Aus den im OTC-Markt in der Vergangenheit gehandelten Kontrakten kann die Verfügbarkeit im Spotmarkt reduziert werden. Gleichzeitig können aber auch mehr Kapazitäten als tatsächlich im Erfüllungszeitpunkt benötigt aufgebaut worden sein, sollte es z. B. zu einem starken temperaturbedingten Lastrückgang kommen. In diesen Fällen bestehen nicht glattgestellte Positionen, die bei der unterstellten „Bestrafung“ durch Aktivitäten im Regelmarkt zu unelastischem Angebot bzw. entsprechender Nachfrage führen müssen. Dieses kann Liquiditätsschocks mit entsprechender Preiswirkung auslösen.

Eine für das Modell und auch das Handeln der ABT wichtige Einstellung ist die strategische Vorgabe der gewünschten Öffnung der Position (Risikofaktoren) für jeden Zeitschritt im OTC-Handel. Durch das Festlegen der Funktion wird ein Vorurteil über das theoretisch mögliche Ausmaß der Handelsaktivität pro Zeitschritt getroffen, d. h. direkt die Liquidität gesteuert. Theoretisch gerechtfertigt werden kann dieses Konstrukt über die genannte Risikoneigung der verschiedenen ABT. Die Liquiditätssteuerung bewirkt durch inkrementelles Erhöhen der zu deckenden Last und der hierfür und für den gesamten Marktprozess zur Verfügung stehenden Kapazität ein sukzessives Schließen der offenen Position im OTC-Markt. Zudem kann hiermit ein gewünschter Zielzustand an offener Position erreicht werden, der dann im Spot-

markt endgültig geschlossen werden muss. Die Risikofaktoren sind vereinfachend als Funktionen der Zeit bis Fälligkeit des jeweiligen Produktes angenommen. Bei einer linearen Funktion entsteht damit bei Auslaufen der Produkte keine liquiditätssteigernde Wirkung, was vereinfachend so im Programm umgesetzt wurde. Für jeden Modellakteur ist eine Nivellierung der verschiedenen Liquiditätspräferenzen über eine unterschiedliche Parameterwahl offensichtlich. Haben alle Akteure gleiche oder sehr ähnliche Neigungen, d. h. halten sie gleichermaßen Liquidität zurück, kann dieses größere Auswirkungen auf den Preis haben.

Im Spotmarkt müssen die offenen Positionen vollständig geschlossen werden, was zum Teil zum unelastischen Bieten führt. Die offene Position ist nach obigem Modell durch die zu deckende Last, durch die Summenvariable des Vorhandels aus dem OTC-Markt sowie der verfügbaren gebuchten Kapazität der eigenen Kraftwerke definiert. Diese muss nun durch die Gebote eigener Kraftwerke oder durch Marktinteraktion ausgeglichen werden. An folgender Graphik kann zunächst optisch anhand der großen Häufung hoher Preise die Wirkung des Vorhandels verdeutlicht werden:

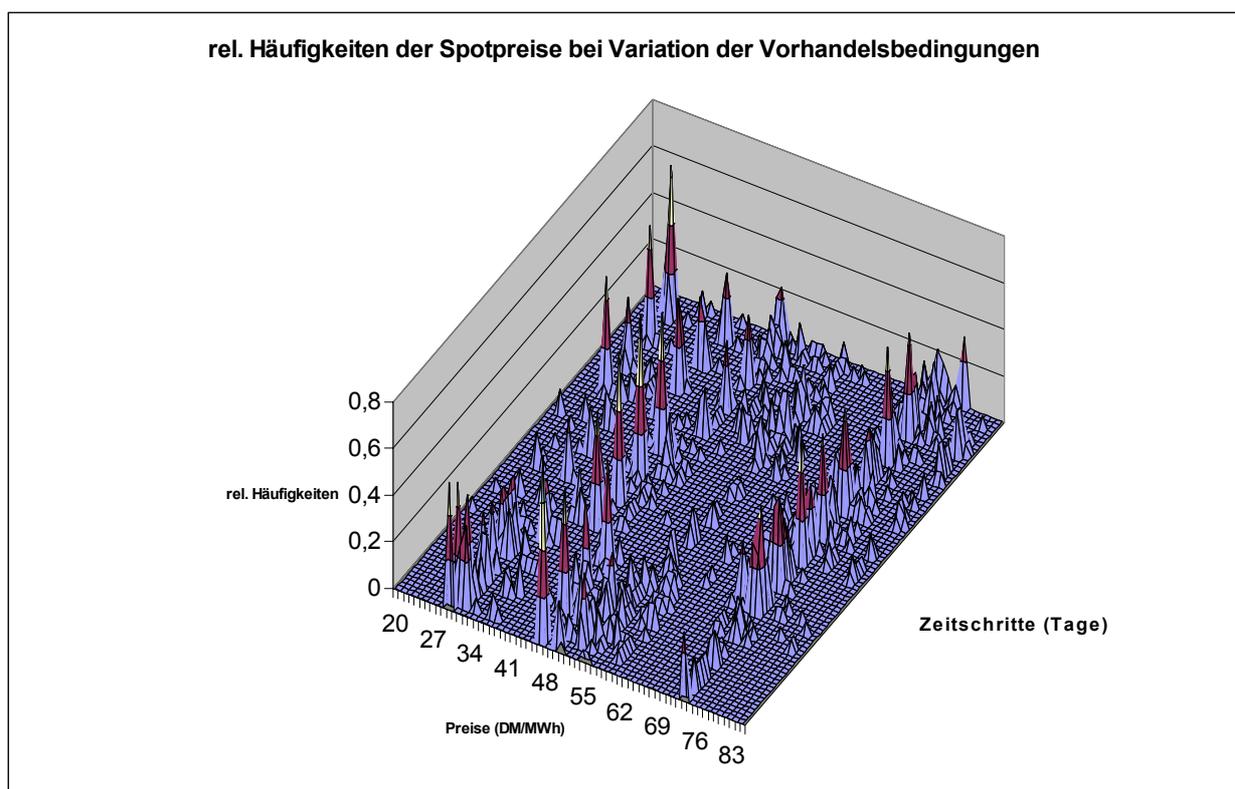


Abbildung 4-12: Variation OTC-Handel

In diesem Szenario sind die Vorhandelsbedingungen im OTC-Markt und Verfügbarkeiten der Kraftwerke verändert worden, wodurch sich die offenen Positionen und Knappheiten vergrößern. Für zwei der ABT, die tendenziell größere Kapazitäten als Lasten haben, wird ein star-

ker Verkauf im OTC-Handel und danach ein deutlicher Verfügbarkeitsrückgang dieser Kapazitäten unterstellt. Für die anderen beiden ABT wird eine absolute Steigerung der Last angenommen und damit die offene Position so groß gemacht, dass die Unternehmen häufig unelastisch nachfragen müssen. Als Ergebnis ist eine im Vergleich zum Referenzfall sehr volatile Struktur mit einer großen Dichte hoher Preise und einer Auflösung der hohen Dichten im mittleren Preisbereich ab etwa Zeitschritt 25 zu erkennen. Dieses ist zum einen auf die genannte Notwendigkeit unelastischen Nachfragens zurückzuführen, kann zudem aber auch durch den folgenden Einsatz sehr teurer Kraftwerke sowie die Entwicklung des Marktmachtspiel erklärt werden.

- *Erwartungen der ABT auf zukünftige Preise*

Auf die Bedeutung von Erwartungen ist an verschiedenen Stellen der Dokumentation bzw. Interpretation bereits eingegangen worden. Erwartungen werden streng genommen zwar gebildet. Da aber unterstellt wird, dass eine vollständige Angebotsfunktion an die Börse abgegeben werden kann und dieses der ABT auch ausnutzt, wird der Schwerpunkt der Funktion, also der Erwartungswert nicht wichtig. Das Abtasten der Kostenfunktion simuliert die Gebotsberechnung für den Börsenhandel. Im OTC-Markt wird unterstellt, dass der Broker nach Gleichgewichtspreisen sucht und seine erwarteten Preise dann an die Marktteilnehmer weiterleitet, so dass auch hier eine Erwartungsbildung aus Perspektive der ABT unnötig wird und dieser daher keinen Einfluss auf den Preisprozess hat.

Der Trader handelt aus dem spekulativen Motiv heraus, d. h. er geht offene Positionen ein, um aus der Preisänderung des Kontraktes zu profitieren. Er wird im Modell über Variablen beschrieben, die in ihrer Wirkung auf den Spotpreis folgend diskutiert werden.

- *Erwartungsbildung der Trader*

Waren beim ABT Erwartungen irrelevant, werden diese beim Handeln des Spekulateurs entscheidend, da sie für diesen die primäre Antriebskraft darstellen. In dieser Arbeit erhält der Trader durch das Auswerten von Preisen Signale, die eine bestimmte Aktivität provozieren. Aufgrund des im allgemeinen Teil zur Erwartungsbildung Festgestellten ist ein stochastischer Reiz-Reaktions-Zusammenhang angenommen. Das Vorliegen einer Informationssituation soll nicht determiniert, sondern lediglich mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zu einer bestimmten Reaktion führen. Diesem wird in obiger Modellbildung entsprochen, indem hier beispielhaft zwei Informationsquellen additiv mit einer stochastischen Komponente verbunden werden. Der Annahme, dass bei stärker werdender Reizausprägung die Wahrscheinlichkeit für eine bestimmte Situation immer größer wird, wird durch eine Varianz einer Noise-

Komponente der Reizbestimmung entsprochen, deren Größe direkt an die Informationsausprägung gekoppelt ist. Als Informationsquellen werden in dieser Arbeit vereinfachend eine langfristig sowie eine eher kurzfristig orientierte verwendet. Zur Darstellung der langfristigen Informationsquelle ist ein Index definiert, der den aktuellen Brokerpreis mit einem langfristig erwarteten vergleicht. Aufgrund dieser Differenz entsteht eine Motivation, Handel zu betreiben. Je größer diese Differenz ist, desto größer wird der Reiz und damit die resultierende Handelsmenge im Mittel. Die langfristige Erwartung resultiert aus einer qualitativen Einschätzung des Traders, indem dieser für die jeweiligen Handelsmonate aus historischen Werten mittlere Spotpreise berechnet. Diese Startwerte werden angepasst, wenn die Marktentwicklung im Modell systematisch darauf hinweist, dass die langfristige Meinung nicht erreicht werden kann.

Überlagert wird dieser Reiz von einem weiteren Indikator. Bei diesem wird der kurzfristige Preistrend linear fortgeschrieben. Bei einem positiv gerichteten Impuls - d. h. der Preistrend hat ausgehend von dem aktuellen Preis eine positive Steigung - erfolgt der Reiz, Handelspositionen einzugehen, die dem langfristigen Indikator unter Umständen entgegenwirken können. Dieser Effekt reduziert den determinierten Teil des Gesamtreizes und erhöht damit den Einfluss der Noise-Komponente. Umgekehrt kann der kurzfristig wirkende Indikator auch den langfristigen verstärken.

In der Gebotsfunktion der Trader ist neben dem aus Erwartungsgründen resultierenden Handel auch eine Glattstellung bei Buchgewinnen bzw. auch bei -verlusten einer bestimmten Höhe vorgesehen. Diese Handelsaktivität kann dem durch die Indikatoren verursachten Handelswunsch entgegenwirken.

Während die Trader sich von den ABT in der Handelsmotivation unterscheiden und demnach auf andere Signale hin bieten, können sie sich untereinander durch verschiedene Aspekte unterscheiden. Diese Verschiedenartigkeit kann durch determinierte Größen wie Gewichtung der Indikatoren, Glattstellungsrendite, Anpassung der langfristigen Erwartung und des Stützbereiches der linearen Extrapolation hervorgerufen werden. Daneben verursacht die Noise-Komponente in jedem Zeitpunkt selbst bei identischer Ausstattung der Trader unterschiedliches Verhalten. Dieses kann umso stärker ins Gewicht fallen, je geringer die determinierte Reizausprägung ist und je stärker entsprechend die Noise-Komponente wird. Hierbei können die Trader trotz ähnlicher Marktmeinung zu verschiedenem Handeln kommen. Diese Aktivitäten entstehen grundsätzlich aufgrund der Konstruktion des Traders im OTC-Markt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Trader beidseitige Wirkungen auf den Brokerpreis haben können. Zum einen kann durch die Liquiditätsschocks die kurzfristige Volatilität steigen. Das Risiko hierfür steigt insbesondere dann, wenn die Meinungen der verschiedenen Trader nahe genug beieinander liegen und alle entsprechend gleiche offene Positionen aufbauen. Zum anderen kann eine stabilisierende Wirkung entstehen, wenn generell Liquidität geboten wird, also Handel der ABT erst möglich wird. Dieses ist insbesondere dann der Fall, wenn die Meinungen um den realisierten gegenwärtigen Preis streuen und gleichzeitig genügend Liquidität für die Gebote vorhanden ist. In diesen Marktzeiten entstehen eher geringe Volatilitäten bei vorhandener Liquidität. Aufgrund der Variation der Meinungen im Zeitverlauf kann es zu zeitlichen Volatilitätsmustern kommen.

In folgender Abbildung ist der leichten Anschauung halber eine einzelne Preisreihe des Januar-Produktes kurz vor Fälligkeit dargestellt:

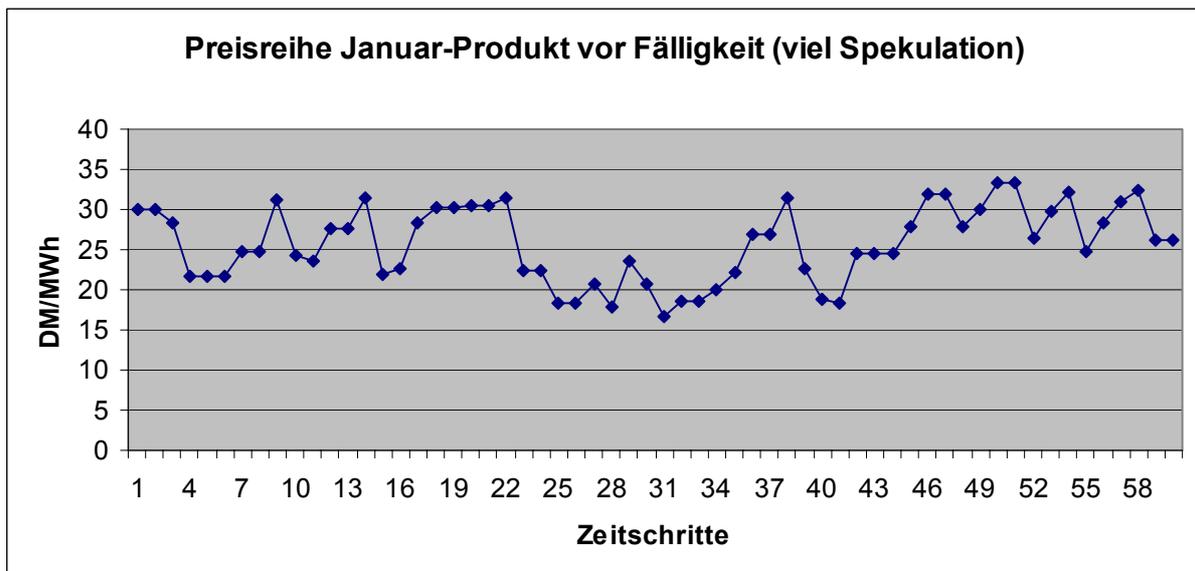


Abbildung 4-13: Preisreihe Januar-Produkt, zwei Monate vor Fälligkeit, viel Spekulation

In dieser Abbildung treten drei Trader im Markt mit einem großen Limit auf. Geringe Volatilitäten in den Preisreihen sind auf konstante „Stimmungen“ der Marktteilnehmer zurückzuführen, während die starken Preissprünge immer durch die Trader verursacht sind, die ihr Portfolio vollständig umschlagen und ihre Handelsrichtung ändern. In den letzten zehn Zeitschritten ist die Wirkung der starken Abnahme des Mengenlimits durch die nur noch kurze Zeit bis Fälligkeit der Trader durch die immer kürzer werdenden Zeiträume der Glatstellung beobachtbar. Der Preis wird in dieser Marktphase durch zwei wesentliche Determinanten beeinflusst. Zum einen müssen die Trader glattstellen und hierzu nachfragen, was zu einem ständigen Preisanstieg führen würde. Zum anderen hat ein ABT große freie Kapazitäten, die

ab einem bestimmten Grenzwert wirtschaftlich und entsprechend angeboten werden, was aufgrund der großen Menge zu einer negativen Preisveränderung führt, die dann wieder sukzessive durch das Bieten der Trader umgedreht wird bis wieder der Grenzwert erreicht wird.

Im Modell entsteht eine Spotpreiswirkung durch die Aktivitäten der Trader in verschiedener Hinsicht. Der Trader geht Positionen ein, wenn wirtschaftliches Potenzial gesehen wird. Kommt es bei versuchtem Abbau aufgebauter offener Positionen (z. B. bei heranrückender Fälligkeit) zu Problemen, d. h. werden nicht alle Mengen glattgestellt, dann müssen offene Positionen in den Spotmarkt transportiert werden. Hier muss aufgrund der unterstellten hohen Preise des fiktiven Regelmarktes unelastisch geboten werden, d.h. es kommt abhängig von der Größe der aufgebauten Position zu einem Liquiditätsschock mit entsprechender Preiswirkung auf den Spotpreis.

- *Limitsystem*

Das Limitsystem ist die wesentliche Restriktion im Aufbau offener Positionen für die Trader. Erhöht sich das einzugehende Volumen, heißt das gleichzeitig, dass sich die eben beschriebenen Wirkungen verstärken können. Damit hat das Limitsystem eine grundsätzlich steuernde Wirkung auf die Volatilität im Modell. Allerdings wird das Mengenlimit nur ausgeschöpft, sofern der Verstärkungsparameter des Reizes nicht zu klein gewählt wird.

- *Alte Positionen*

Die alten Positionen in Kombination mit dem Limitsystem bestimmen, wie viel Kapazität noch gehandelt werden kann (sofern sich an der Relation individuelle Erwartung zu aktuellem Preis nichts geändert hat) bzw. wie viel Liquidität bei Umkehr der Relation auf den Markt gebracht wird. Hieran erkennt man die Bedeutung des vergangenen Handels (seit Umkehr der individuellen Handelsrichtung) für die resultierenden Preise. Je mehr alte Positionen bereits eingegangen wurden, desto größer ist die Liquiditätswirkung beim notwendig werdenden Abbau und bei Nichtumkehr der Handelsrichtung die knapper werdende Liquidität für andere Trader, was tendenziell zur Verstärkung der Preisrichtung beiträgt (d. h. existiert eine Überschussnachfrage, dann führt knapper werdende freie Liquidität der Trader zu geringer werdender Kompensation, d. h. zu schnellerer Preissteigerung).

Abschließend muss angemerkt werden, dass auch die Marktorganisation einen Einfluss auf den Spotpreis hat. Unter Marktorganisation wird in dieser Arbeit das Bietverfahren und die Struktur des Orderbuches sowie der Preisbildungsmechanismus verstanden. Hierbei ist nicht

nur die Marktorganisation der Börse entscheidend, sondern, wie bereits deutlich geworden ist, auch die des vorgelagerten OTC-Marktes. Beide Märkte sind über die Planungshorizonte der Marktteilnehmer gekoppelt. Für beide Märkte sind Transaktionskosten als Aspekt der Marktstruktur unberücksichtigt geblieben, was Einfluss auf die zeitliche Verteilung der Liquidität insofern hat, dass selbst bei kleinen Erwartungs-Preis- bzw. Grenzkosten-Preis-Differenzen gehandelt wird.

Eine wesentliche Eigenschaft des im Modell abgebildeten OTC-Marktes ist die Vermittlung der bilateral zustande kommenden Kontrakte über einen Broker. Wie oben beschrieben, zeichnet sich dieser variable Handel mit geschlossenem Orderbuch dadurch aus, dass Unsicherheit über die Gebote bei allen beteiligten Marktakteuren besteht. Im Modell ist die Preisunsicherheit dadurch beseitigt, dass der Broker erwartete Gleichgewichtspreise vorgibt. Unsicherheit besteht vor allem dann über die zurückgebotenen Kapazitäten der Marktteilnehmer. In praxi und auch in anderen Modellen ist der Orderfluss nicht vorab determiniert. Vereinfachend wird angenommen, dass bei jeder Preismeldung des Brokers, also in jeder Versteigerungsrunde, alle angesprochenen Akteure reagieren. Allerdings sind weder die Kapazitäten noch die Zeitpunkte der Rückmeldung determiniert. Dieses führt zu der Idee, den eingehenden Orders, die im Modell bzw. Programm gleichzeitig zurückgemeldet werden, jeweils eine Zufallszahl beizugeben, die die Position im Eingang markiert. Da Zeit priorisiert die Orders abgewickelt werden, entsteht Unsicherheit, ob und in welchem Umfang gebotenen Orders Gegenpositionen gegenüber gestellt werden können. An diesem Prozedere kann man erkennen, dass vereinfachend von bewusstem Verzögern von Orders abstrahiert wurde. In praxi muss es allerdings zu einer Interaktion zwischen Marktstruktur im Sinne von beobachtbaren Ungleichgewichten (also Über- bzw. Unterangebote) und Verhalten der Akteure kommen, z. B. in Form von verzögerten Geboten.

Die abgebildete Stochastik im Tauschprozess bei gleichzeitig striktem Handeln muss zu einer deutlichen Preisbeeinflussung führen. Werden gewünschte Handelskapazitäten nicht ausgetauscht, kommt es im Zuge des Aushandlungsprozesses zu einer Preisanpassung. Diese können, müssen aber nicht, aufgrund der nur endlichen Wiederholung zum optimalen Gleichgewicht im Markt führen. Entsteht die Situation, dass zu deckende Kapazitäten nicht im OTC-Markt glattgestellt werden konnten, muss mit großen Kapazitäten im Spotmarkt agiert werden. Hieran wird deutlich, dass auch unabhängig von individuellem Marktmachtverhalten durch Verzögerung oder auch verstärkter Liquidität Preiseffekte allein

durch die Art des Orderbuches bzw. durch eine Stochastik im Tauschprozess entstehen können.

Für den OTC-Markt sind einige Variablen eingeführt worden. Die wesentlichen und Artefakte (also Algorithmus bedingte Phänomene) erzeugenden Variablen gehören zu den Preisregelungen des Brokers. Hierzu zählen die Anzahl der Runden, die maximale Preisanpassung bei großen Mengendifferenzen sowie der Faktor, der eine Mengendifferenz in eine Preisänderung übersetzt. Die Anzahl der Runden ist offenbar maßgeblich für eine Konvergenz gegen ein Marktgleichgewicht, d. h. je mehr Runden gehandelt werden, desto wahrscheinlicher wird der optimale Preis gefunden. Ist die Preisanpassung durch den Faktor aber nur gering, ist es möglich, dass kein optimaler Preis gefunden wird. Wird dieser groß, ist ein Überschießen der Marktlösung möglich und die Preisanpassung oszilliert. Hieraus folgt, dass die Wahl der Parameter einen wesentlichen Einfluss auf die Preisstruktur haben muss.

Wie in der Modelldokumentation deutlich gemacht wurde, ist der stark differenzierte deutsche Großhandelsmarkt auf eine Börse und einen Broker reduziert worden. Damit wird tendenziell die Liquidität des jeweiligen Börsenplatzes überschätzt, was aufgrund der Zentralisierung tendenziell zu einer Glättung des Preisprozesses führen sollte.

Auch für den Spotmarkt sind Annahmen getroffen, die sich auf den Preisprozess auswirken. Zum einen ist ein regulatorischer Höchstpreis angenommen worden, was nur definierte maximale Sprünge zulässt und damit ein bestimmtes Häufigkeitsmuster in einigen Marktphasen provoziert. Daneben mussten aufgrund der Uneindeutigkeiten bei der Abgabe diskreter Gebote Konventionen zur Preisbildung herangezogen werden, wie z. B. die Teilung der Konsumenten- und Produzentenrente. Werden diese variiert, hat das offensichtlich nicht nur auf das Preisniveau Auswirkung, sondern auch auf die Preisdynamik, da in diesem Fall abhängig von der gewählten Gewichtung entweder der Prozess der Angebotsfunktion oder aber der der Nachfragefunktion entscheidend wird.

## **5 Zusammenfassende Darstellung der Arbeitsergebnisse und Erweiterungsmöglichkeiten des Modells**

Ausgangspunkt dieser Arbeit war das Bestreben, das zeitliche Verhalten von Großhandelspreisen für Elektrizität zu verstehen. In dieser Arbeit ist ein Modell entwickelt worden, mit dessen Hilfe Trend und Varianz der Großhandelspreise für Elektrizität in einem bilateralen Handelssystem analysiert werden können. Der Preisprozess wird dabei als Resultat eines Marktprozesses verstanden. Letzterer wird durch das explizit formulierte dynamische Verhalten von Angebots- wie Nachfragefunktionen erklärt.

Das vom Autor in dieser Arbeit entwickelte Modell stellt eine Abbildung des Verhaltens von Modellakteuren auf abstrahierten deutschen Großhandelsmärkten dar. Es ist stochastisch durch die Berücksichtigung wesentlicher Marktvariablen als stochastische Prozesse und evolutionär sowie verhaltensorientiert aufgrund des sich an verändernde Umweltbedingungen anpassenden Verhaltens der Modellakteure. Das Modell stellt damit eine Brücke zwischen den theoretischen Prozessmodellen sowie den deterministischen Computersimulationsmodellen dar.

Für das Modell wird angenommen, dass lediglich ein über einen Broker vermittelter OTC-Handel sowie ein börslicher Spotmarkt existiert. Die Modellakteure haben aus verschiedenen Gründen Interesse, an diesen Märkten zu handeln. Zum einen optimiert eine Händlergruppe mit einem physischen Handelsmotiv (ABT) das Portfolio aus Vertriebs- und eigenen Erzeugungspositionen. Zum anderen werden durch Spekulanten (Trader) aus der Differenz der Marktbewertung eines Handelskontraktes und der individuellen Einschätzung Positionen zur Gewinnmitnahme auf- bzw. abgebaut.

Die Modellakteure sind mit verschiedenen Eigenschaften ausgestattet. Hier sind die physischen Aspekte wie Lasten, Grenzkosten und Strategien auf der Seite der ABT sowie Erwartungen, Strategien und Budgetgrenzen bei den Tradern zu nennen. Wichtig für die Gestaltung des Modells ist die Annahme, dass nicht vollständiges Wissen jedes Modellakteurs über die Situation der anderen Mitspieler besteht. Ein aus Marktsicht übergeordnetes optimierendes Verhalten im Sinne der Gleichgewichtsökonomie wird abgelehnt. Dieses macht die Modellierung individuellen Verhaltens vor dem Hintergrund begrenzter Rationalität im Sinne einer subjektiven Rationalität möglich. Die interindividuellen Differenzen in den Ausstattungsmerkmalen Technologien, Präferenzen, Meinungen sowie Vorhandelsbedingungen im OTC-Markt führen in Folge einer Nutzen- bzw. Gewinnmehrung jedes einzelnen Modellakteurs zu Handel an den beiden Marktplätzen. Aus dieser

mikroskopischen Betrachtung des individuellen Entscheidungsverhaltens muss nicht eine a-priori Wertung über die Struktur der Angebots- und Nachfragefunktionen getroffen werden. Die Funktionen ergeben sich implizit durch den zeitlichen Verlauf und die Randbedingungen der Marktsituationen.

Aufgrund der resultierenden Komplexität des Marktgeschehens sowie des Fokus des Modells auf den kurzfristigen Zeitbereich von maximal einem Jahr und der damit korrespondierenden Modellierung mikroskopischen stochastischen Verhaltens wird eine analytische Lösung des Prozesses nicht gesucht. Stattdessen werden mittels Simulation für verschiedene Marktkonstellationen singuläre Lösungen dargestellt.

Da zu modellierende Systeme, wie das des deutschen Elektrizitätsgroßhandels, nicht naturgegeben, sondern Resultat der Sichtweise auf die systemeigenen Objekte und deren Beziehungen ist, folgt immer Subjektivität der Modellbildung. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit der Transparenz des Vorgehens und der Begründung der Annahmen.

Das Modell wird daher aus einer weitgehenden Systemanalyse heraus entwickelt, in deren Kontext viele der verwendeten Annahmen begründet werden. Hierzu werden in dem Kapitel 2 zunächst aus allgemeinen Betrachtungen Markt-, Unternehmens- und institutionelle Strukturen modellhaft formuliert. In einer sich daran anschließenden Regressionsanalyse deutscher Großhandelspreise und -indizes werden weitere Systemvariablen identifiziert und die strukturellen Eigenschaften anhand deskriptiver Statistiken diskutiert. Die folgende Darstellung theoretischer Modelle im Kapitel 3 dient der Identifikation weiterer Determinanten von Großhandelspreisen für Elektrizität. Gleichzeitig sorgt diese Darstellung für die Einbettung des in dieser Arbeit entwickelten und dargestellten Modells in den Kontext anderer existierender Modelltypen. Hierbei werden zunächst rein stochastische Prozessmodelle diskutiert, die lediglich die Nachbildung der Zeitreiheneigenschaften primär zur Modellierung der Risikostruktur zur Bewertung von Derivaten verfolgen. Daneben werden einige Ergebnisse oligopol- und spieltheoretischer Modelle dargestellt, da diese Aussagen über die Gestaltung eines Modells mit Marktmachtverhalten geben. Anschließend erfolgt die Diskussion zweier Simulationsmodelle, die sehr große Ähnlichkeit bezüglich der Merkmale mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell haben.

Die wesentlichen Ergebnisse dieser ersten beiden Kapitel sind folgende:

1. Aus den skizzierten regulatorischen Randbedingungen ergeben sich spezifische Wettbewerbsintensitäten für jeden Teilmarkt der Wertschöpfungsstufe eines EVU. Für die Modellbildung ergeben sich hohe Wettbewerbsintensitäten auf dem Erzeugungsteilmarkt, die

in Preisgeboten an den eigenen Handel resultieren, die sich an den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung orientieren. Das Geschehen auf dem Vertriebssteilmarkt wird nicht explizit modelliert. Da keine Kundenwechsel angenommen werden, wird die Behandlung der physischen Nachfragen in Form von Datenvektoren für jedes modellierte Unternehmen stark vereinfacht. Aus den skizzierten Unternehmensstrukturen, die sich aus einem strikt umgesetzten Unbundling ergeben, lässt sich ein einfacher Handelsregelkreis ableiten. Hiernach kann zum einen die Positionsbestimmung aus Vertriebs- und Erzeugungsdaten und deren Vergleich mit strategischen Vorgaben maßgeblich für eine Handelstätigkeit sein, zum anderen wird Handel durch eine Differenz aus Erwartung und Marktinformation ausgelöst. Die beiden Handelsmotivationen der Beschaffungs- und Absatzoptimierung sowie der Spekulation werden definiert und beschrieben.

2. An die erfolgte Identifikation und Charakterisierung der beiden zu modellierenden Handelsaktivitäten „Beschaffungs- und Absatzoptimierung“ sowie „Spekulativer Handel“ wird eine knappe Skizze der wesentlichen Marktinstitutionen in Deutschland gegeben. Hierbei werden die Strombörse der EEX und der Brokerhandel fokussiert. Wesentlicher empirischer Befund ist die Dominanz des bilateralen Handels bezüglich der Liquidität. Daher sollen im Modell auch die größten Umsätze im bilateralen Markt gehandelt werden. Von einem differenzierten bilateralen Handelsgeschehen wird insofern abstrahiert, als dass nur ein Broker angenommen wird. Die Modellierung des Börsenhandels in dieser Arbeit lehnt sich an die Vorgehensweise der EEX an, kann allerdings nicht die gesamte Komplexität des Marktausgleiches an der EEX berücksichtigen.
3. Aus der Regressionsanalyse sowie den deskriptiven Statistiken realer deutscher Großhandelspreise ergibt sich das Bild eines physisch geprägten Spotmarktes. Dieses impliziert eine nur geringe spekulative Aktivität im Spotmarkt sowie einen nur geringen und temporären Einfluss von Marktmacht.
4. Die Spotpreise haben charakteristische Zeitreihenstrukturen, wobei physische Fundamentaldaten insbesondere beeinflussend sind. Dieses ergibt sich aus der einleitenden Darstellung der statistischen Eigenschaften der Spotpreise sowie der Diskussion der stochastischen Prozessmodelle. Im MIT-Modell werden die Spotpreise im Wesentlichen durch das physische Angebot, hier insbesondere die Kosten- und Verfügbarkeitsstrukturen, sowie durch die physische Nachfrage mit ihrer Wetterabhängigkeit getrieben.

5. Liegt Marktmachtverhalten vor, dann ist dieses zeitlich begrenzt. Zu diesem wesentlichen Ergebnis kommen aufgrund von Unsicherheiten bezüglich der Nachfragehöhe fast alle dargestellten Studien. In der agentenbasierten Simulationsstudie von Bower et al. ist dieser Fall durch die zufällige Auswahl von Preisstrategien bei Gewinnsteigerungsbemühung bzw. bei Nichterreichung der gewünschten Auslastungsrate abgebildet.
6. Wesentliche weitere Ergebnisse der Oligopolmodelle sind, dass die Marktstruktur (Pool vs. bilateral), die Kostenstruktur der Anbieter, das Lastprofil sowie die kurzfristige Preiselastizität, die Netzsituation, die Markteintrittsbarrieren in andere Märkte und umgekehrt die gleichen im betrachteten Markt für das Preisniveau relevant sind (Rudkevich et al.). Von der Fehr und Harbord kommen zu dem Schluss, dass bei zunehmender Fragmentierung des Marktes aufgrund der Abnahme der Wahrscheinlichkeit, marginaler und damit preissetzender Anbieter zu sein, die Wahrscheinlichkeit von Preisauflagen sinkt. Die agentenbasierte Modellierung kommt zu einem ähnlichen Ergebnis. Durch das evolutionäre Verhalten haben größere Agenten aufgrund der vielfältigeren Mutationen pro Zeiteinheit und der Anpassung der Strategien bei erkanntem Erfolg einer Strategie tendenziell größere Chancen zu lernen. Daraus erfolgt auch in diesem Modell tendenziell bei höherer Konzentration ein höherer Durchschnittspreis.

Aus der sich an diese Systemanalyseergebnisse anschließenden Modellbildung im vierten Kapitel ergeben sich weitere Einsichten in den Marktprozess und dem sich ergebenden Preis, die in Folge nochmals kurz zusammengefasst werden.

1. Der Marktprozess wird unterteilt in einen Angebots- und einen Nachfrageprozess und wird bestimmt durch spezifische Marktregeln und Friktionen. Der Angebotsprozess ist auf beiden Märkten von kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung, den physischen Nachfragen jedes einzelnen Unternehmens sowie der Marktaktivitäten der einzelnen Teilnehmer im OTC-Markt sowie von individuellen Erwartungen abhängig. Der Nachfrageprozess ist im Wesentlichen von den den physischen Nachfragen zugrunde liegenden Temperaturprozessen, der Relation von Preisniveau und Grenzkosten der freien Kraftwerke sowie den historischen Marktaktivitäten abhängig. Deutlich erkennbar in den Preisreihen des Referenzfalles ist der lastbedingte Preisverlauf im Trend. Besonders sensibel verhält sich das Modell in Phasen, in denen sich bei einem oder bei mehreren Marktteilnehmern im Spotmarkt von Handelstag zu Handelstag die Richtung der offenen Position abwechselt. Die hierdurch bedingte volatilere Struktur der Preise verursacht allerdings im Gegenzug eine Unterbindung des Preisspiels, dessen systematische

Ausnutzung zeitlich stabile Marktsituationen voraussetzt. Aufgrund der Nichtabbildung eines unterwöchigen OTC-Marktes sowie der Annahme einer konstanten Last im OTC-Markt kommt es systematisch zur Überschätzung der Wochenendlasten, was zu Verkäufen und damit zu Preisreduktionen führt. Dieses stark lastgeprägte Muster der Spotpreise im Modell korrespondiert mit den Ergebnissen der Regressionsanalyse. Berechnet man für Preisreihen des Referenzfalles die Schiefe und Wölbung als Strukturmerkmale der Elektrizitätspreise, erhält man Linkssteilheit und flache Wölbung, die auf wahrscheinlichere Extremereignisse hinweisen, als es die Normalverteilung implizieren würde. Damit weisen die Ergebnisse des Modells Strukturähnlichkeit mit den real beobachtbaren Werten auf.

2. Die Wirkung eines Nichteinsatzes eines Kraftwerkes auf den Spotpreis hängt aufgrund der Konvexität der Marktangebotsfunktion von der Stellung des jeweiligen Kraftwerkes in der Merit-Order ab. Da diese bei zunächst angenommenen Geboten entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung von der Verfügbarkeit aller anderen Kraftwerke, dem historischen Handel jedes Marktteilnehmers im OTC-Markt sowie der Lastsituation abhängt und all diese Aspekte nicht eindeutig determiniert, sondern Ergebnisse des Marktprozesses sind, kann eine pauschale Aussage zur Wirkung einer Nicht-Verfügbarkeit nicht gegeben werden. Geplante Ausfallereignisse können zu einer längeren Niveauerhöhung des Preisprozesses führen. Dieses entsteht insbesondere, wenn die beschaffungs- und absatzoptimierenden Händler keine Forward-Kontrakte kaufen und das Ausfallereignis hiermit kompensieren konnten, womit sich das Ereignis im Spotpreis niederschlagen muss. Nicht-geplante Ereignisse können allerdings nur durch eine Aktivität auf dem Spotmarkt oder durch vorher zurückgehaltene bzw. noch freie eigene Kraftwerkskapazitäten kompensiert werden. Fallen die Kraftwerke im OTC-Handel spontan aus, wird durch die Modellakteure aufgrund der modellierten Kürze der Ereignisse gar nicht reagiert. Fällt dieses Ereignis im Spotmarkt an und liegen keine eigenen Überkapazitäten vor, muss der ABT bei offener Position unelastisch nachfragen und hat damit in den meisten Fällen einen signifikanten Einfluss auf den Preis.
3. Überlagert werden kann das Niveau der Grenzkosten-Preisprozesse durch Marktmarktverhalten aufgrund erwarteter Gewinnsteigerungsmöglichkeiten in Form einer Preissteigerung über das Niveau der Grenzkosten hinaus. Da aus Sicht des individuellen ABTs mit unsicherer Information geboten werden muss, hat das Marktmarktverhalten keinen dauerhaften Einfluss auf den Preisprozess – ein Ergebnis der theoretischen Oligopolmodelle

sowie auch bereits indiziert durch die Ergebnisse der Regressionsanalyse. Eine anhaltende Preisniveauverschiebung dürfte nur bei modellierter geringer Fragmentierung des Marktes und Verknappung der verfügbaren Kapazität erfolgen. Würden als Randbedingung die Überkapazitäten des momentanen deutschen Elektrizitätssystems abgebildet, entstünde aufgrund des abgebildeten Suchprozesses nur temporäres Marktmachtverhalten. Ein Marktmachtspiel wird nur im Spotmarkt abgebildet. Als Grundbedingung eines optimalen Marktumfeldes zur Herausbildung von Preisen über Grenzkosten (d. h. von Preisauflagen) muss frei verfügbare, zur eigenen Lastdeckung nicht benötigte und vor allem eine Kapazität vorliegen, deren kurzfristige Grenzkosten unter dem Preisniveau liegen. Dieses kann durch einen eigenen großen Kraftwerkspark, durch eine besonders hohe im OTC-Markt gekaufte Kapazität bzw. auch durch eine temperaturbedingte starke Lastsenkung entstehen. Besonders unterstützt wird diese notwendige Voraussetzung durch das längerfristige Vorliegen einer unelastischen Nachfrage, die wiederum durch marktliche Knappheiten im bilateralen Vorhandel oder aber durch die Entwicklung der Verfügbarkeiten eigener Kraftwerke bzw. Lasten entstanden sein könnten. Da ein Suchalgorithmus formuliert ist, entwickelt sich der Preisauflage mit der Zeit und wird durch den regulatorischen Höchstpreis begrenzt. Ein eher normales Umfeld ist durch nicht dauerhaftes Vorliegen dieser Extremsituationen einzelner Akteure gekennzeichnet, was bedingt durch den Algorithmus und gestützt durch oben diskutierte theoretische Modelle nur zu kurzfristigen Preissprüngen führt. Ein Preiseffekt hängt aber nicht nur von der Marktkonstellation, sondern auch von der Lage in der Merit-Order des höher als Grenzkosten bietenden Kraftwerks bzw. ABTs ab und somit auch von dem Verhalten der anderen Akteure sowie von der gehandelten Menge. Weiterhin deutlich ist die Wirkung eines fragmentierten Marktes: Je größer die Konzentration der Kraftwerke in einer Hand bei Vorliegen von Überkapazitäten, desto größer wird die Wahrscheinlichkeit, ein marginales Kraftwerk im eigenen Portfolio zu haben und damit den Preis zu treiben, und desto eher entwickelt sich das Spiel über einen längeren Zeitraum. Umgekehrt verhält es sich für einen fragmentierten Markt.

4. Die Bedeutung von Lastspitzen kann in der Regressionsanalyse anhand der Sprünge des Preises zu Ferien- und Feiertagen gezeigt werden. Dies legt wiederum die Vermutung nahe, dass der Spotmarkt insbesondere ein stark physisch geprägter Markt ist. Aufgrund der differenzierten Modellierung zwischen einzelnen Modellakteuren kann es beispielsweise aufgrund regional unterschiedlicher Entwicklungen der Temperaturen und der Wir-

kungen auf die Last zu einem starken regionalen Gefälle mit entsprechendem Handel kommen.

5. Das Auftreten von Spekulatoren (Trader) kann im Modell beidseitige Wirkungen auf den OTC-Handel haben. Zum einen kann durch Liquiditätsschocks die kurzfristige Volatilität stark steigen. Das Risiko hierfür ist insbesondere dann groß, wenn die Meinungen der verschiedenen Trader nahe genug beieinander liegen und alle entsprechend gleiche offene Positionen aufbauen. Zum anderen kann eine stabilisierende Wirkung entstehen, wenn generell Liquidität geboten wird, Handel also auch der ABT erst möglich wird. Dieses gilt insbesondere dann, wenn die Meinungen um den realisierten gegenwärtigen Preis streuen. In diesen Marktzeiten entstehen eher geringe Volatilitäten. Mit Gesagtem und insbesondere auch mit dem oben geführten Hinweis, dass die Meinungen im Zeitverlauf variieren können, kann es also zu Volatilitätsclustern kommen. Im Modell entsteht eine Spotpreiswirkung durch die Aktivitäten der Trader in verschiedener Hinsicht. Der Trader geht Positionen ein, wenn wirtschaftliches Potenzial gesehen wird. Kommt es bei versuchtem Abbau aufgebauter offener Positionen (z. B. bei heranrückender Fälligkeit) zu Problemen, d. h. werden nicht alle Mengen glattgestellt, dann müssen offene Positionen in den Spotmarkt gebracht werden. Hier muss aufgrund der unterstellten hohen Preise des fiktiven Regelmarktes unelastisch geboten werden, es kommt also abhängig von der Größe der aufgebauten Position zu einem Liquiditätsschock mit entsprechender Preiswirkung.

Aus der bisherigen Modellbildung mit den notwendigerweise getroffenen und in den ersten beiden Kapiteln eingeführten Annahmen ergeben sich direkt weitere Forschungsmöglichkeiten. Einige besonders offensichtliche seien abschließend diskutiert.

1. Das in dieser Arbeit entwickelte und dargestellte Modell bezieht sich ausschließlich auf den deutschen Markt, beinhaltet demnach keine Beeinflussung durch andere europäische Anbieter bzw. Nachfrager. Da es die Aufgabe des Modells ist zu erklären, wann warum welche Knappheiten in der Angebotsfunktion bzw. in der Nachfragefunktion auftreten, ist über eine Integration des europäischen Handels in das Modell nachzudenken. Hier sind insbesondere die bereits in der Regressionsanalyse diskutierten Angebote aus Wasserkraftwerken zu Zeiten der Schneeschmelze oder aber auch Angebotsreduktionen aus französischen Kraftwerken in Sommermonaten bei starker Trockenheit zu nennen. Daneben ist aber auch von einer Intensivierung des europäischen Arbitragehandels auszugehen. Die adäquate Berücksichtigung dieser Einflüsse würde eine Abbildung aller verschiedener

Elektrizitätssysteme inklusive ihrer Netzkuppelstellen voraussetzen. Vor dem Hintergrund der stark steigenden Komplexität durch Betrachtung neuer Marktsysteme wäre fraglich, ob die Methode der Mikrosimulation dann noch sinnvoll ist und ob der europäische Handel nicht durch Zeitreihenmodelle besser darstellbar wäre.

2. Wie im Rahmen der Diskussion des Unternehmensstrukturmodelles in Kapitel 2 diskutiert, wird der Vertriebssteilmarkt in dieser Arbeit ignoriert. Betrachtet man aber den entwickelten Regelkreis im Handel im gleichen Kapitel wird der Einfluss der Vertriebsposition deutlich. Durch Kundenwechsel verändert sich die Höhe der short-Position, was eine Handelsreduktion des ABTs bedingt, aus dessen Portfolio die short-Position entfallen ist, und eine Handelszunahme bei dem ABT, dessen Portfolio vergrößert wurde. Entstehen starke Kundenwechselbewegungen, kann dieses bei bestehenden Bietalgorithmen zu bedeutenden Preisbeeinflussungen führen. Eine Modellierung des Vertriebssteilmarktes muss aufgrund beidseitiger Beeinflussungen auch eine Modellierung des Großhandelsmarktes vorsehen und vice versa. Sie könnte als vollständiges Teilmodell, wie auch bereits das Erzeugungsteilmodell, in diese Arbeit integriert werden oder wieder durch ein stochastisches Prozessmodell abgebildet werden.
3. An verschiedenen Stellen der Modellentwicklung war auf die Bedeutung der Regelenergiepreise eingegangen worden. Es erscheint offensichtlich, dass die Regelenergiepreise mit den Spotpreisen korrespondieren müssen. Abhängig von der Wahl des Marktdesigns kann es zu bewusstem Zurückhalten von Kapazität aus dem Spot- für den Regelmarkt bzw. auch zu einem bewussten Spekulieren auf geringe Regelmarktpreise seitens der Nachfrage kommen. Damit wären die Unelastizitätsbedingungen für den Spotmarkt, wie sie in vorliegender Arbeit angenommen wurden, nicht erfüllt und die Preisbeeinflussung signifikant. Demnach wäre es im Zuge der Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes in Deutschland sowie dieses Modells sinnvoll, einen dem Spotmarkt zeitlich nachgelagerten Markt abzubilden.

Die sich aus der Integration dieser Erweiterungen des Modells ergebende neue Struktur gibt die Möglichkeit, das Marktgeschehen noch detaillierter zu modellieren und strukturelle Änderungen des Marktes in ihren Auswirkungen noch besser verstehen zu können.

## Anhang

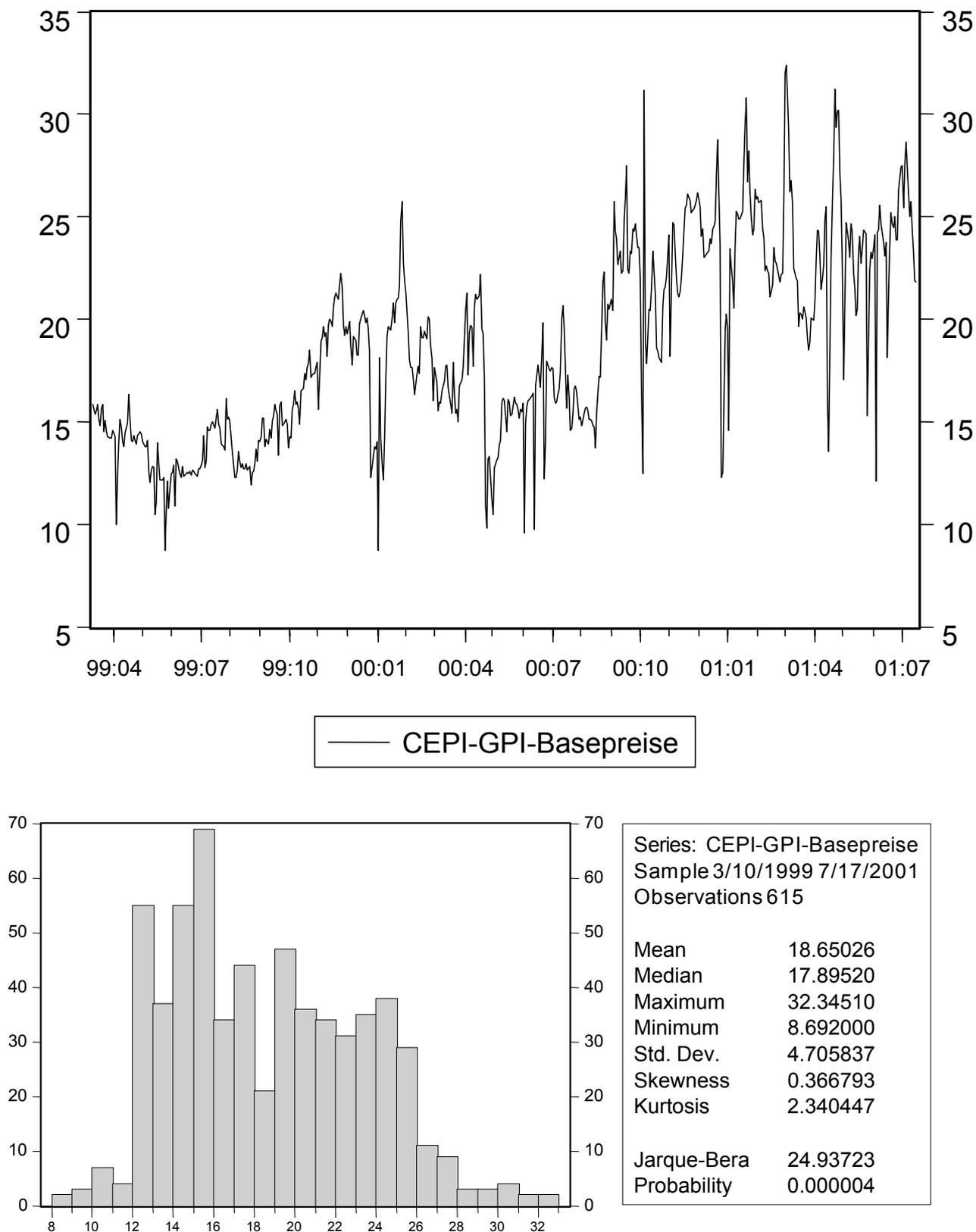


Abbildung A - 1: Deskriptive Statistiken für CEPI/GPI-Basepreise

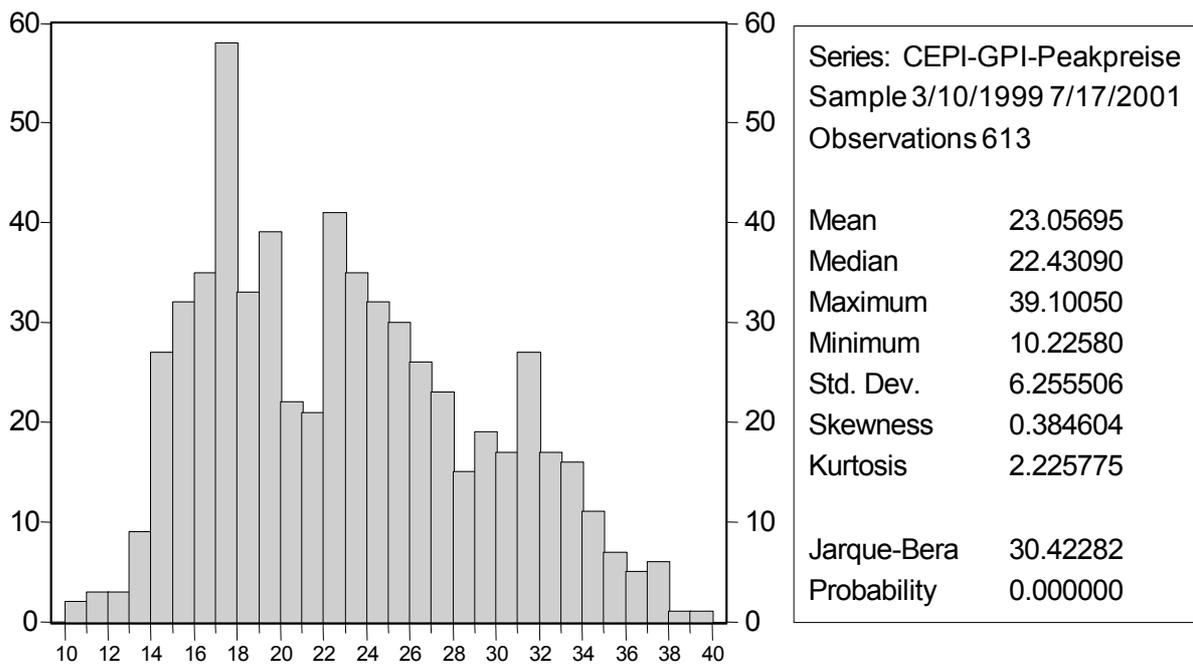
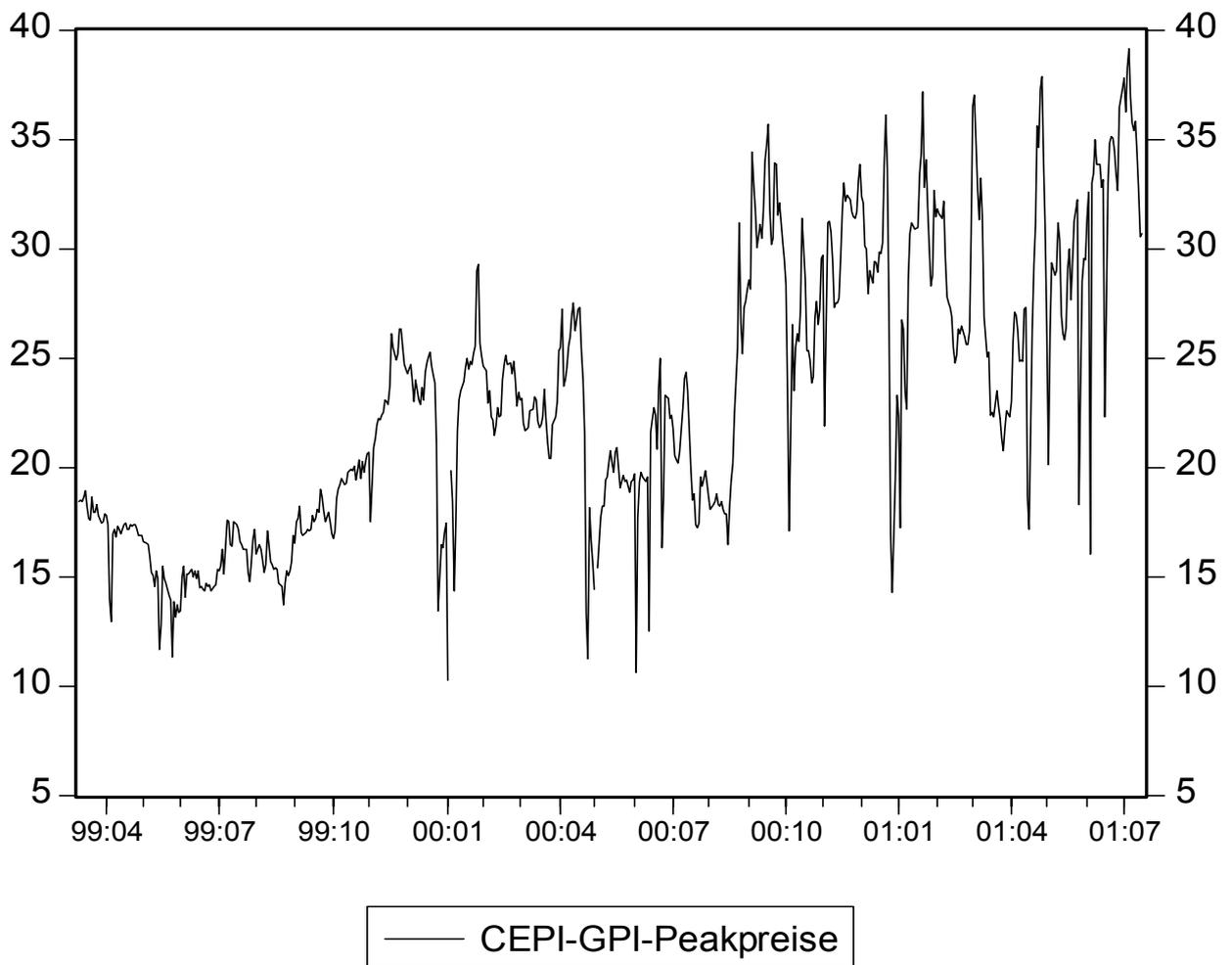
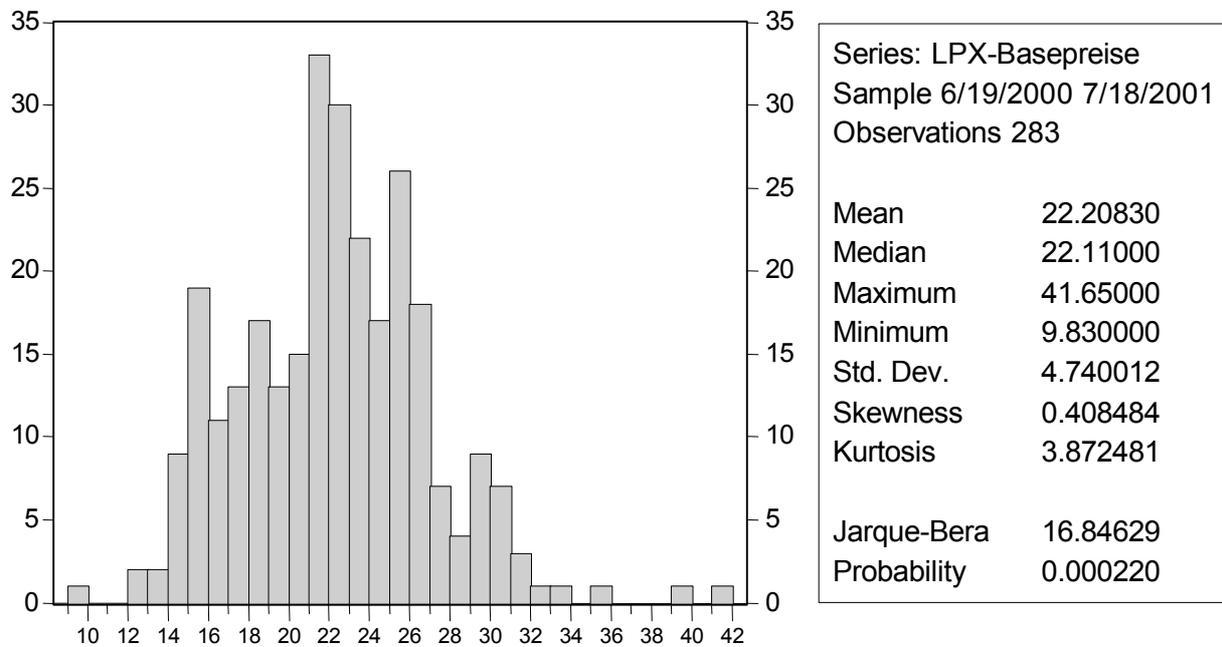
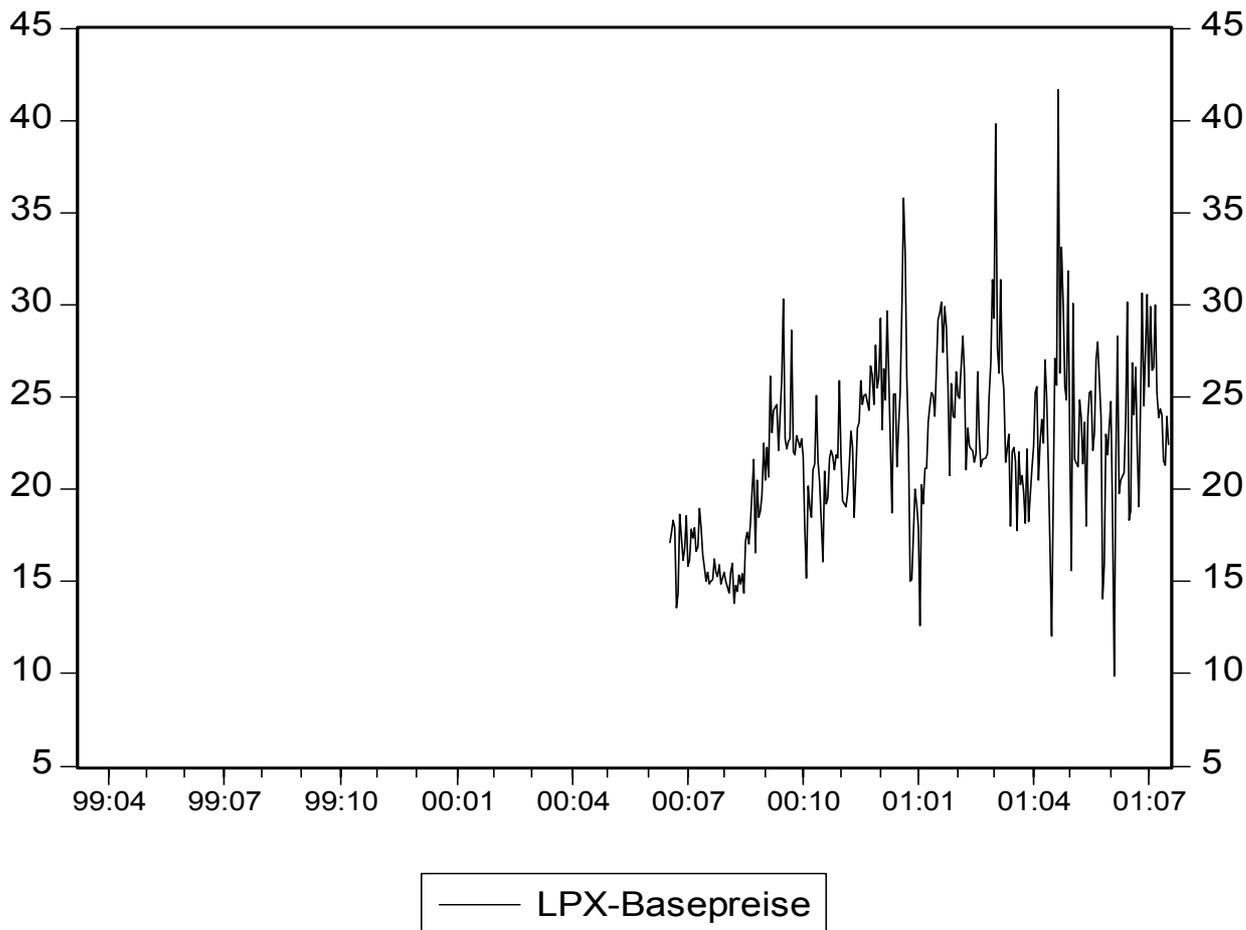
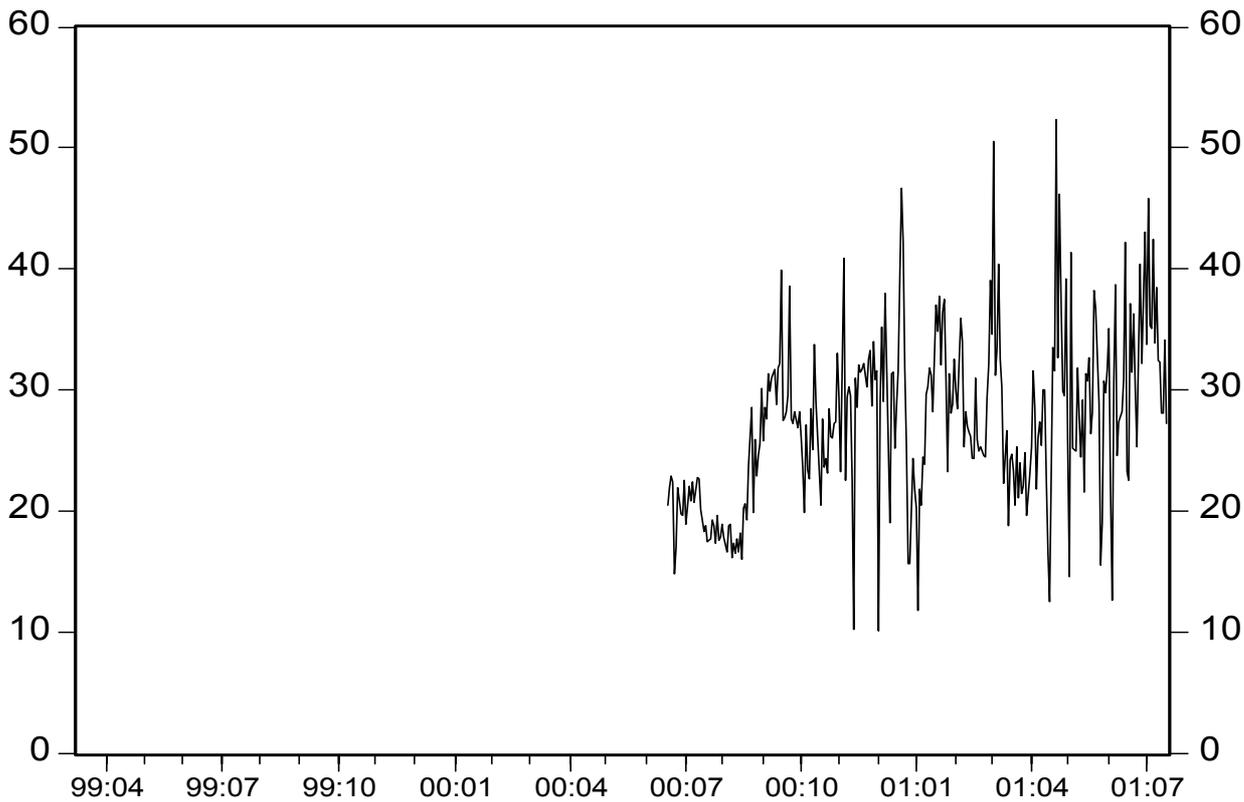


Abbildung A - 2: Deskriptive Statistiken für CEPI/GPI-Peakpreise



**Abbildung A - 3: Deskriptive Statistiken für LPX-Basepreise**



— LPX-Peakpreise

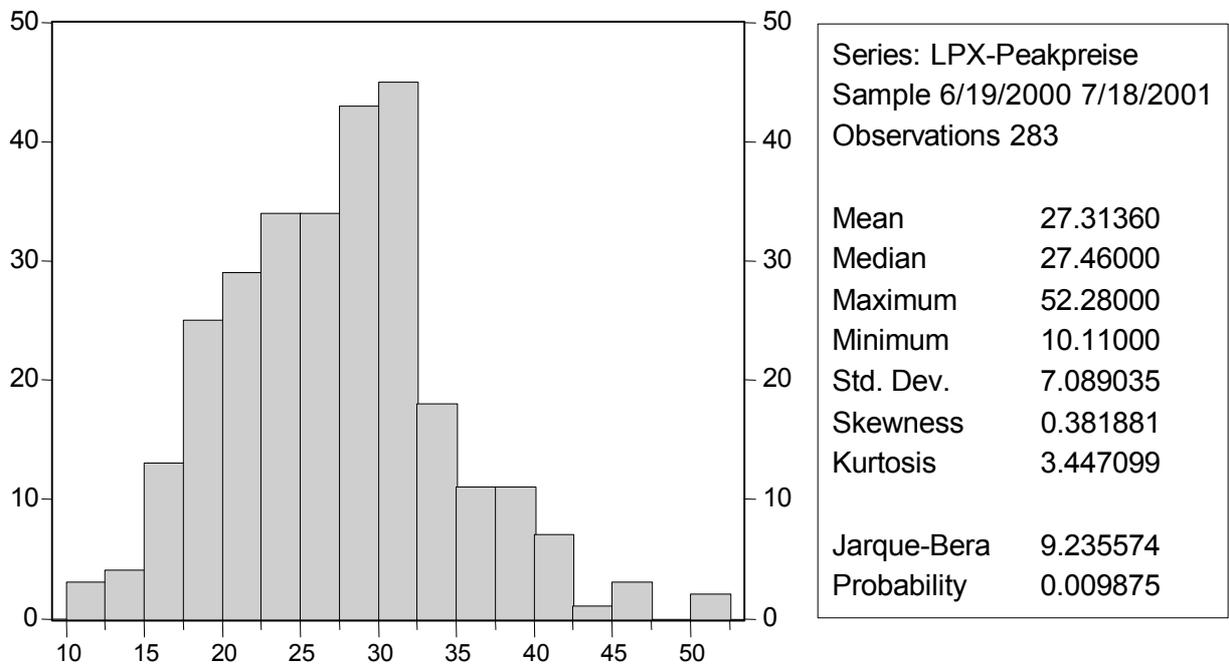
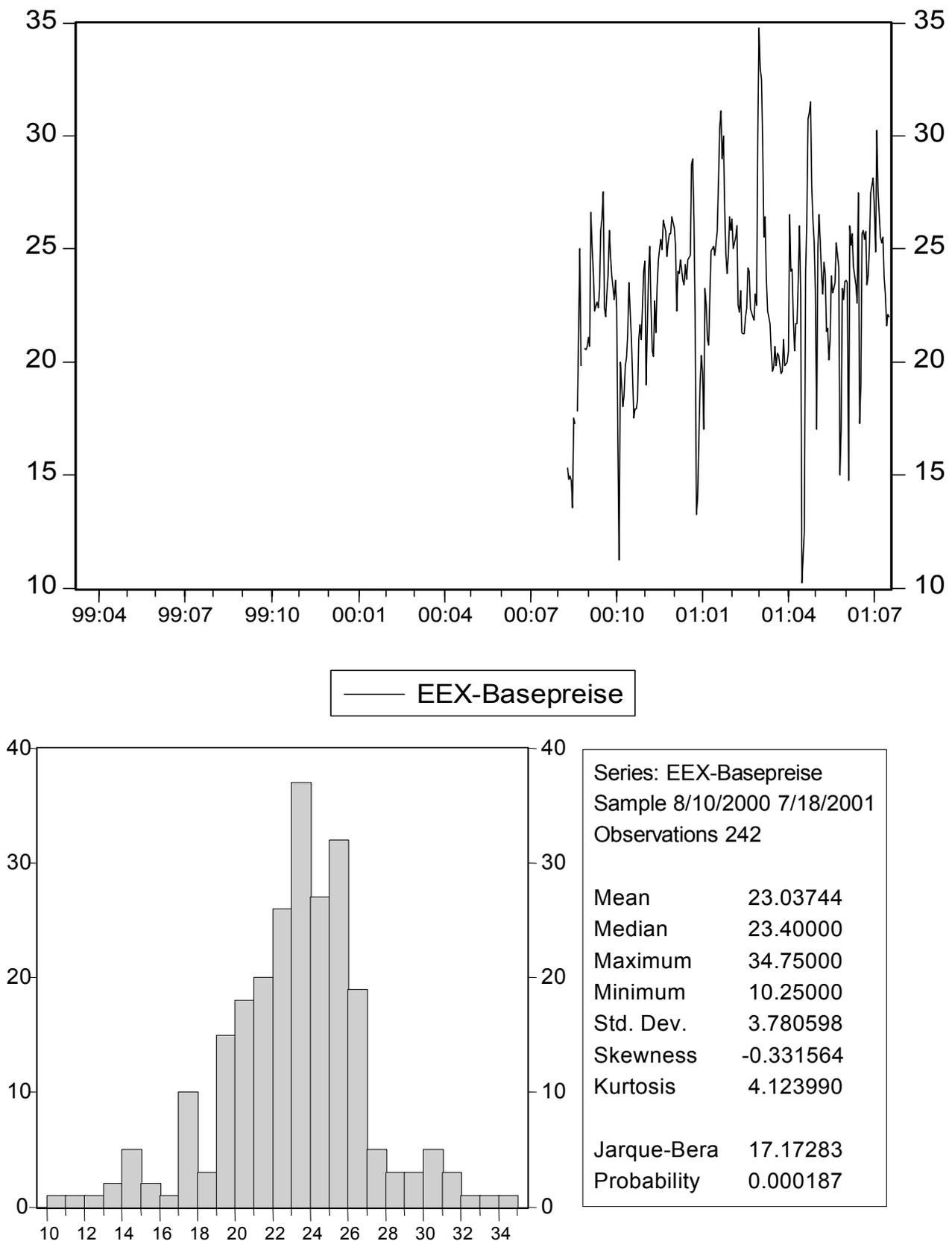
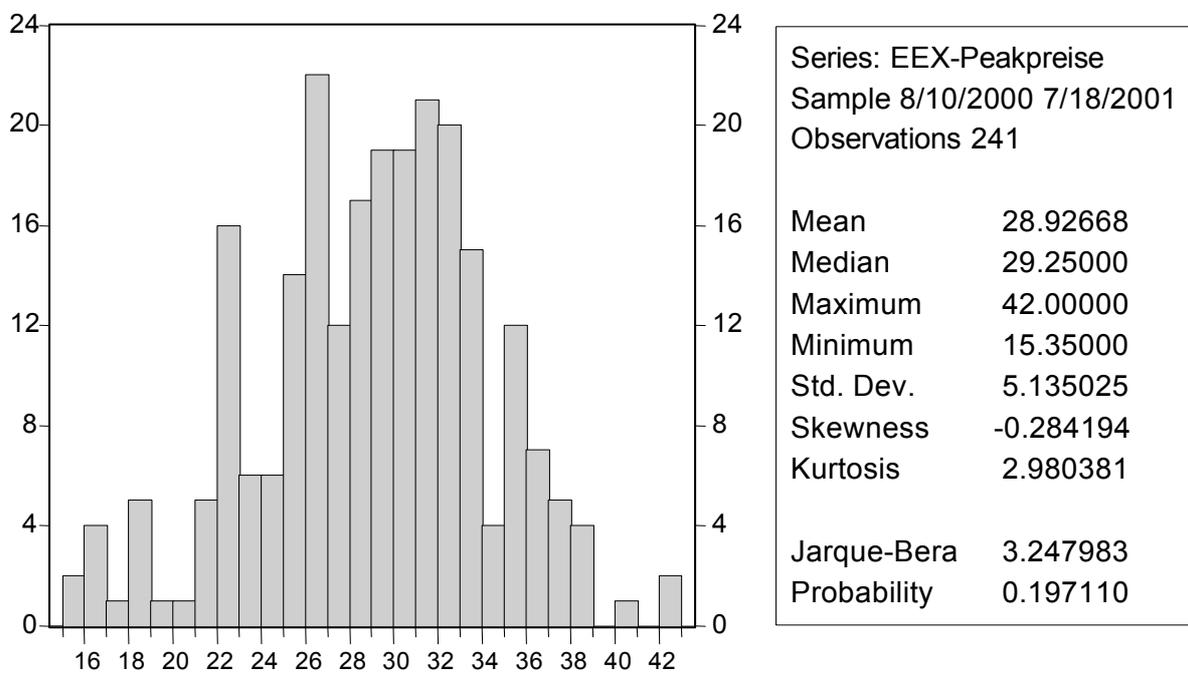
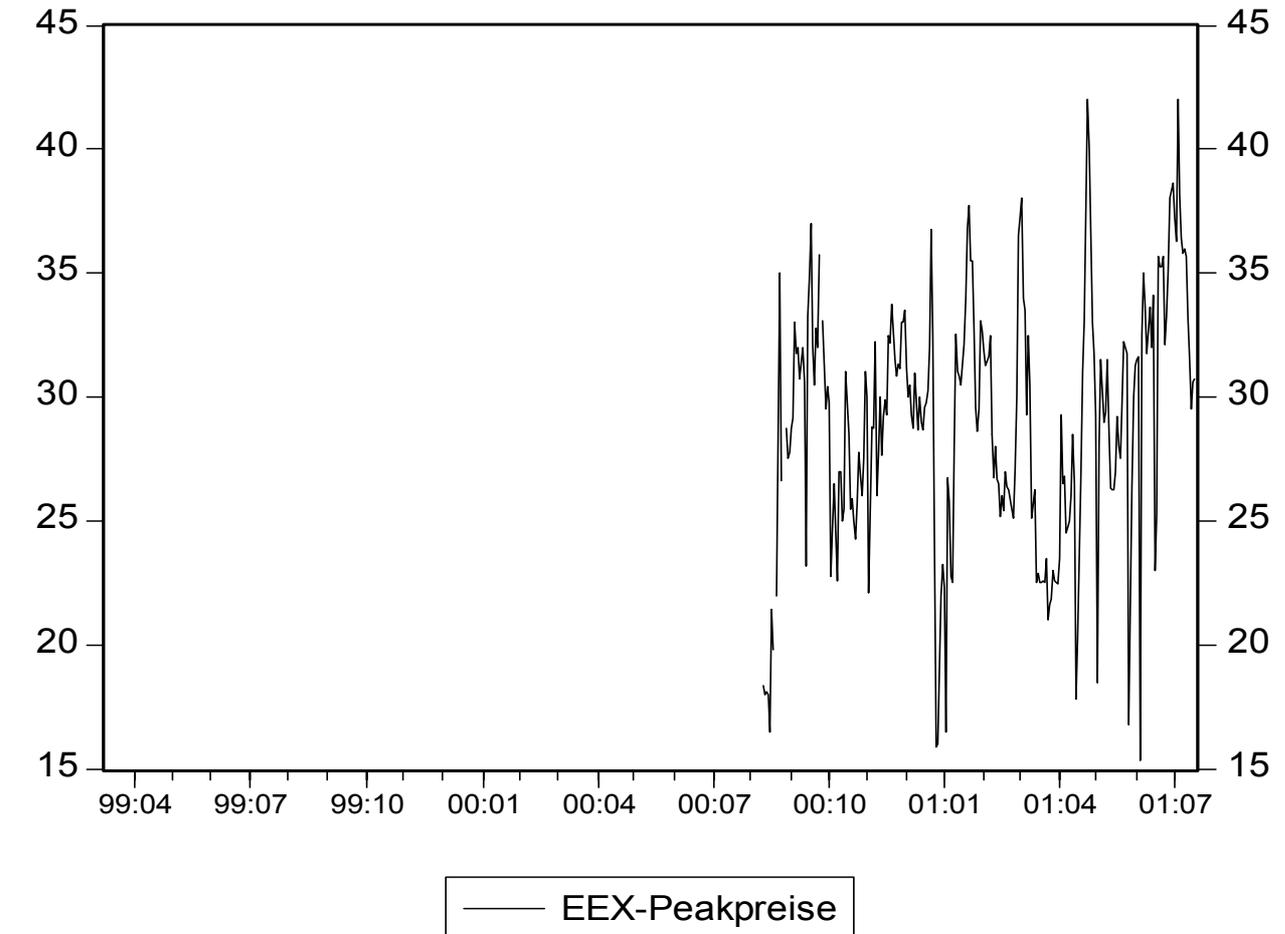


Abbildung A - 4: Deskriptive Statistiken für LPX-Peakpreise

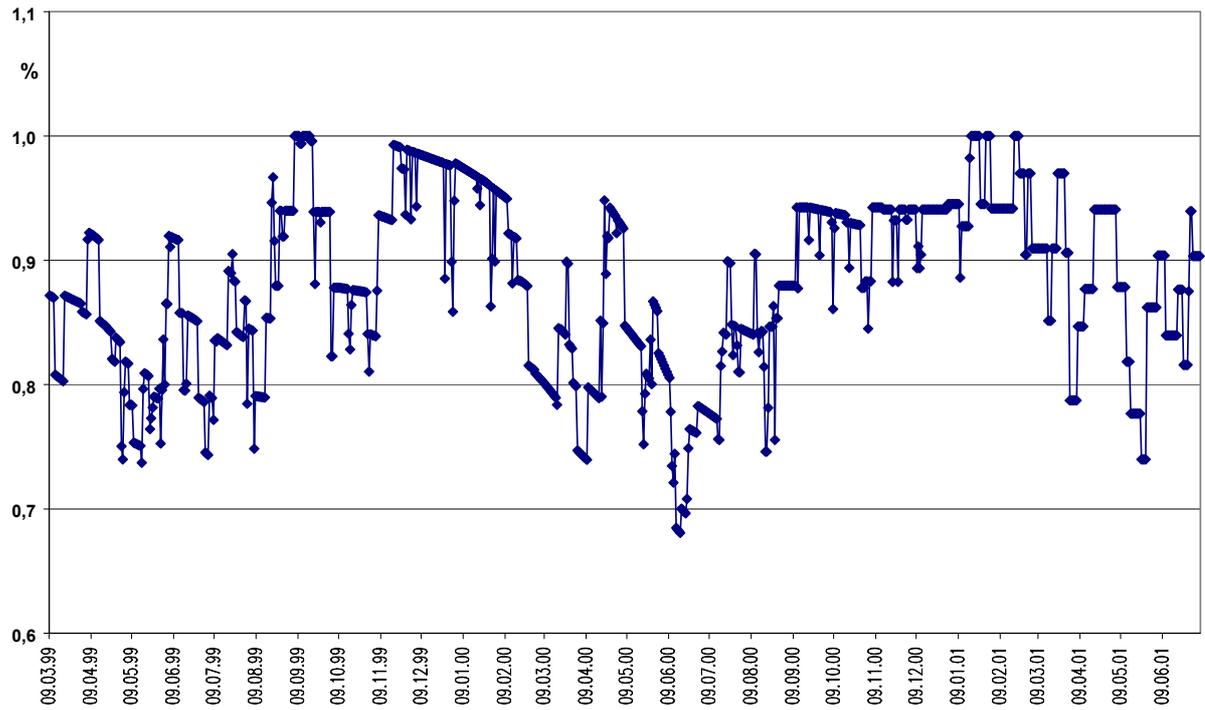


**Abbildung A - 5: Deskriptive Statistiken für EEX-Basepreise**

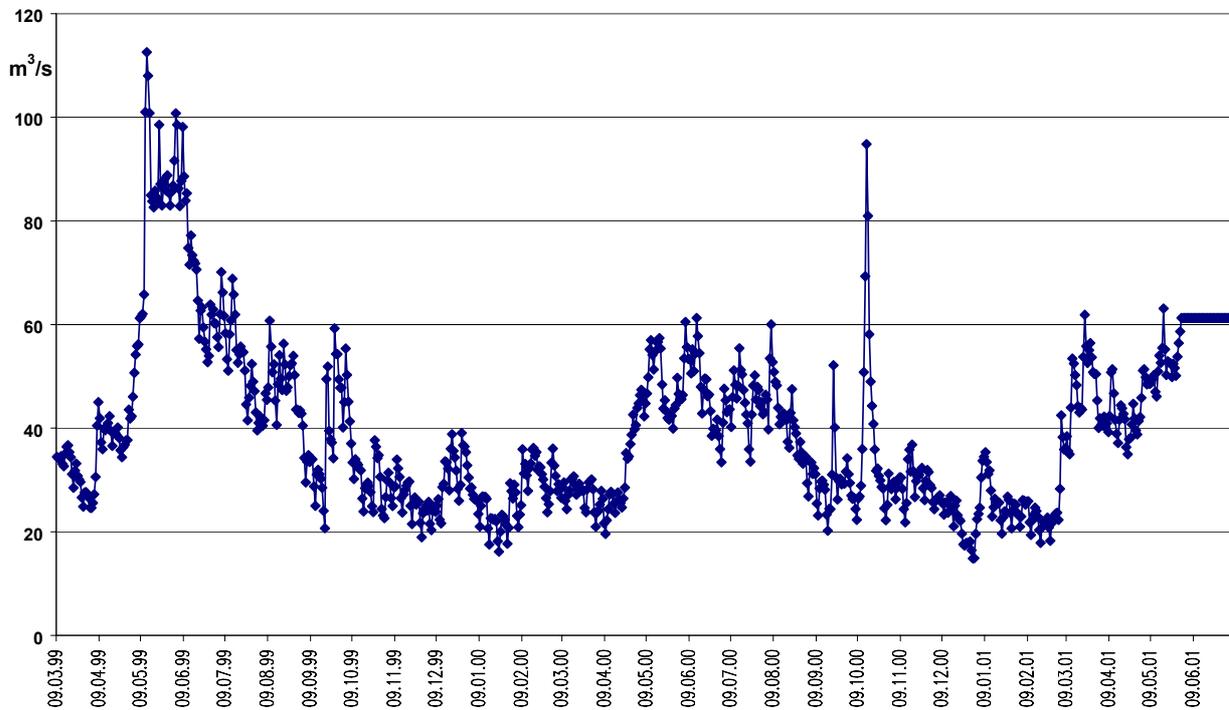


**Abbildung A - 6: Deskriptive Statistiken für EEX-Peakpreise**





**Abbildung A - 9: Regressorreihe KKW-Auslastung**



**Abbildung A - 10: Regressorreihe Laufwasser**

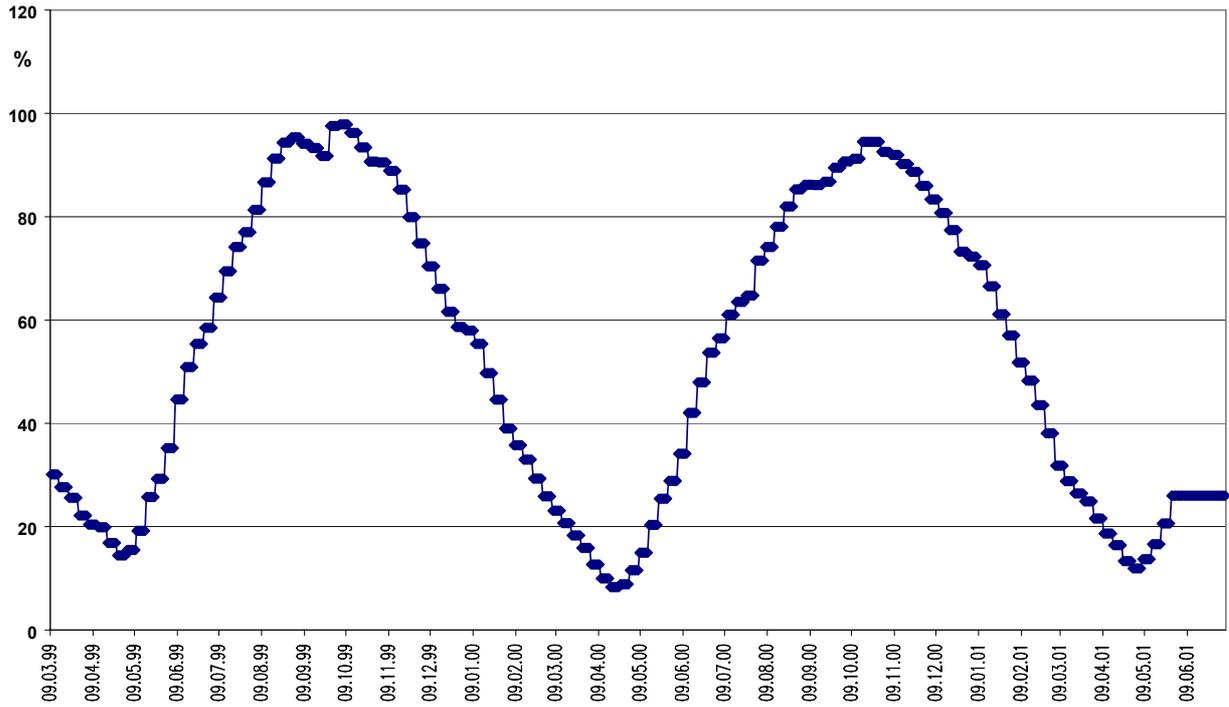


Abbildung A - 11: Regressorreihe Speicher 01

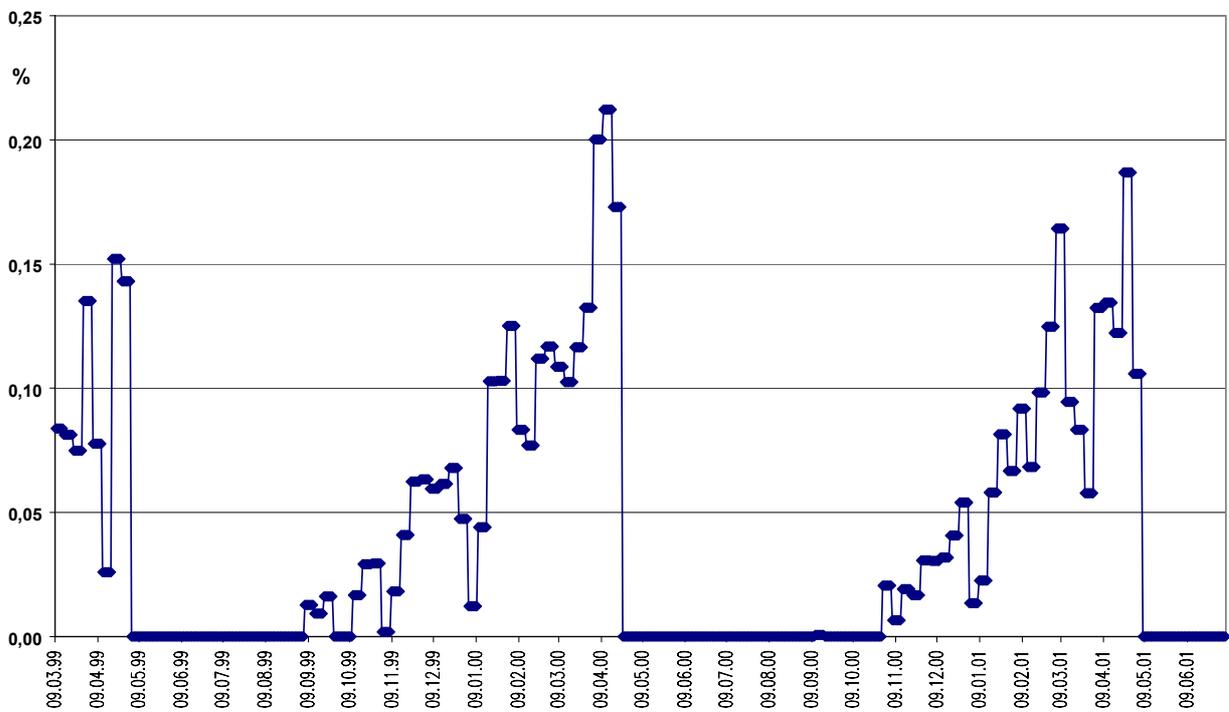


Abbildung A - 12: Regressorreihe Speicher 02

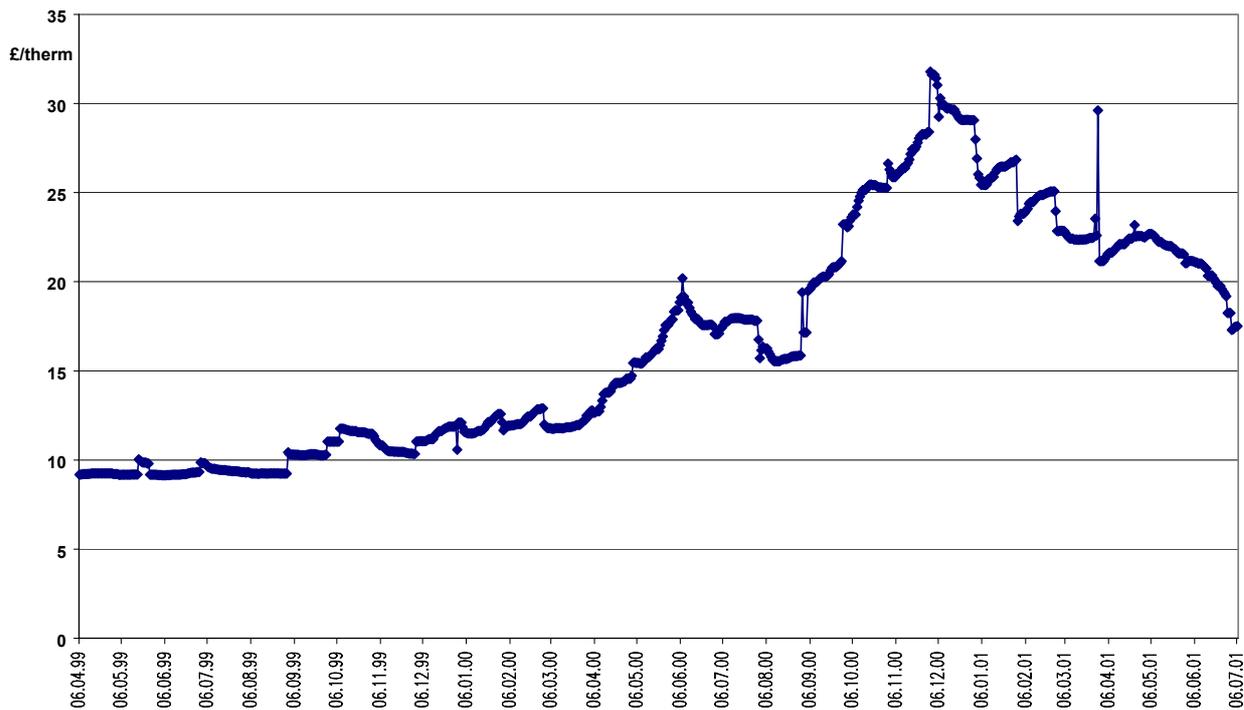


Abbildung A - 13: Regressorreihe Natgas

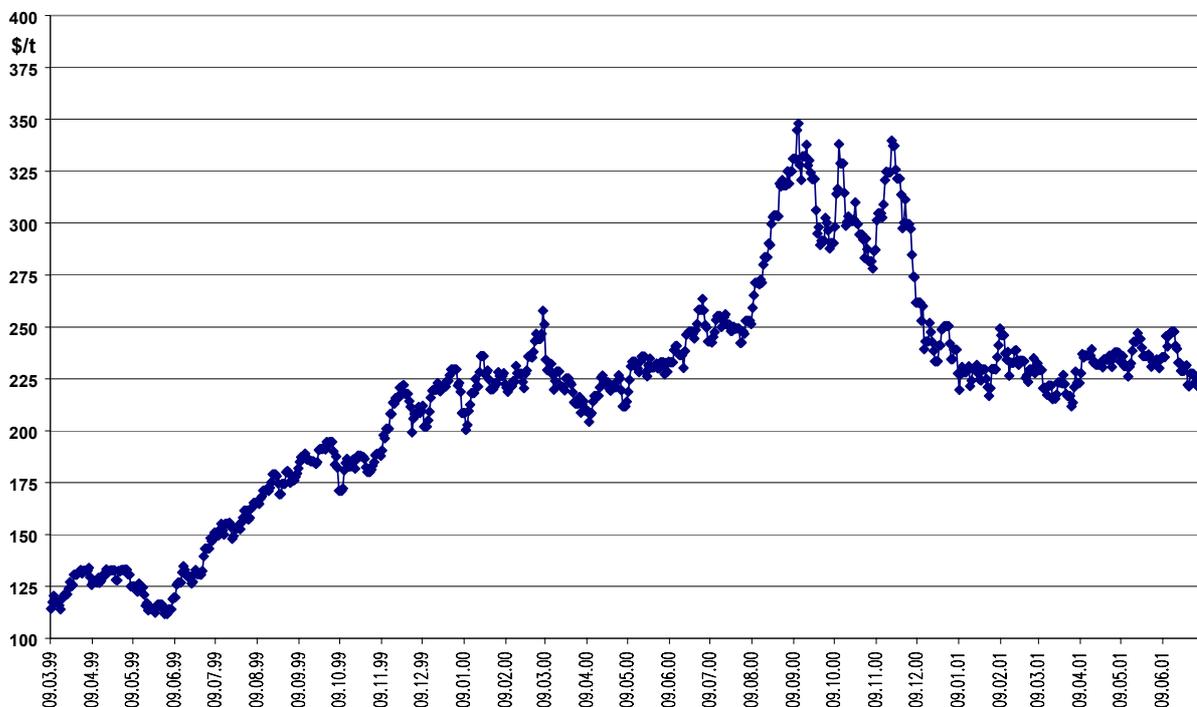


Abbildung A - 14: Regressorreihe Gasoil

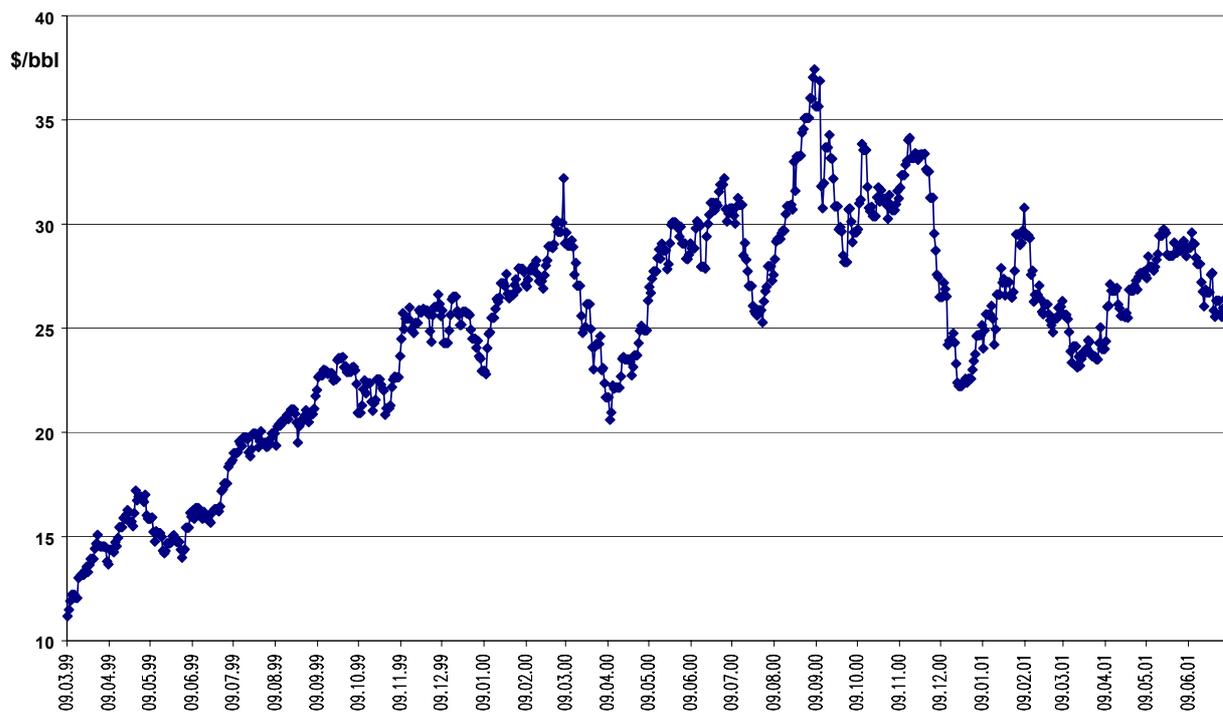


Abbildung A - 15: Regressorreihe Brent

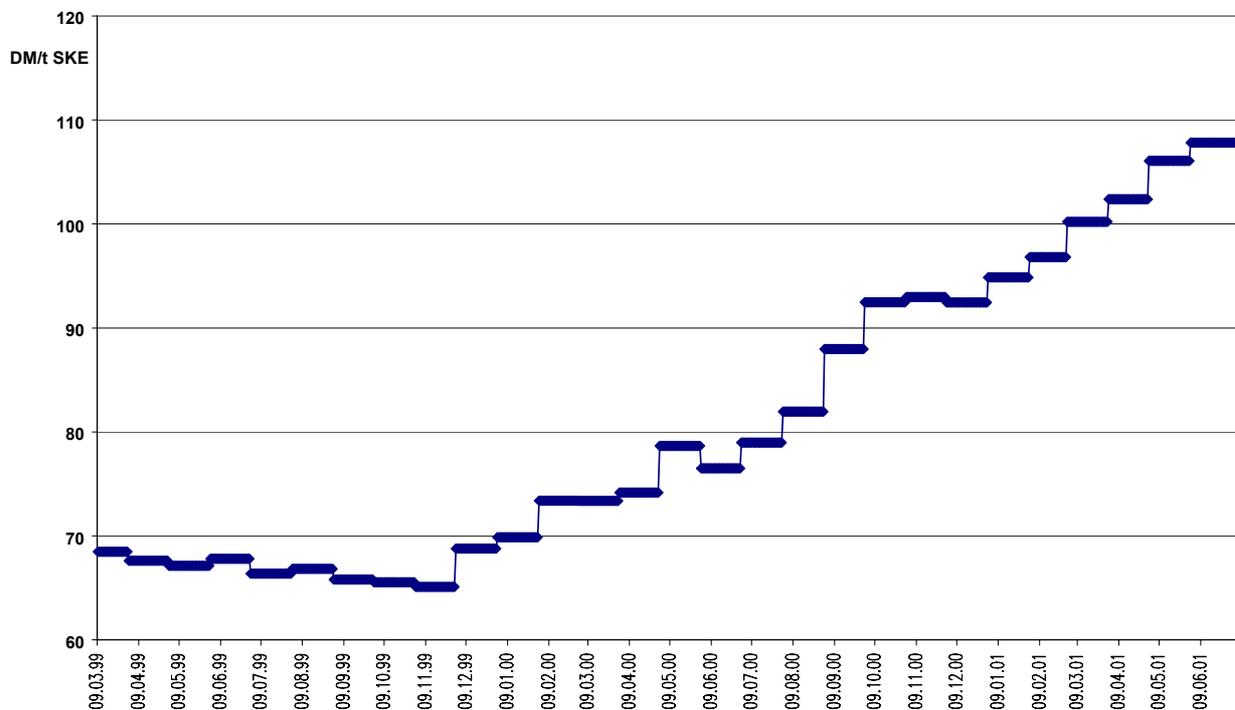


Abbildung A - 16: Regressorreihe Kohle

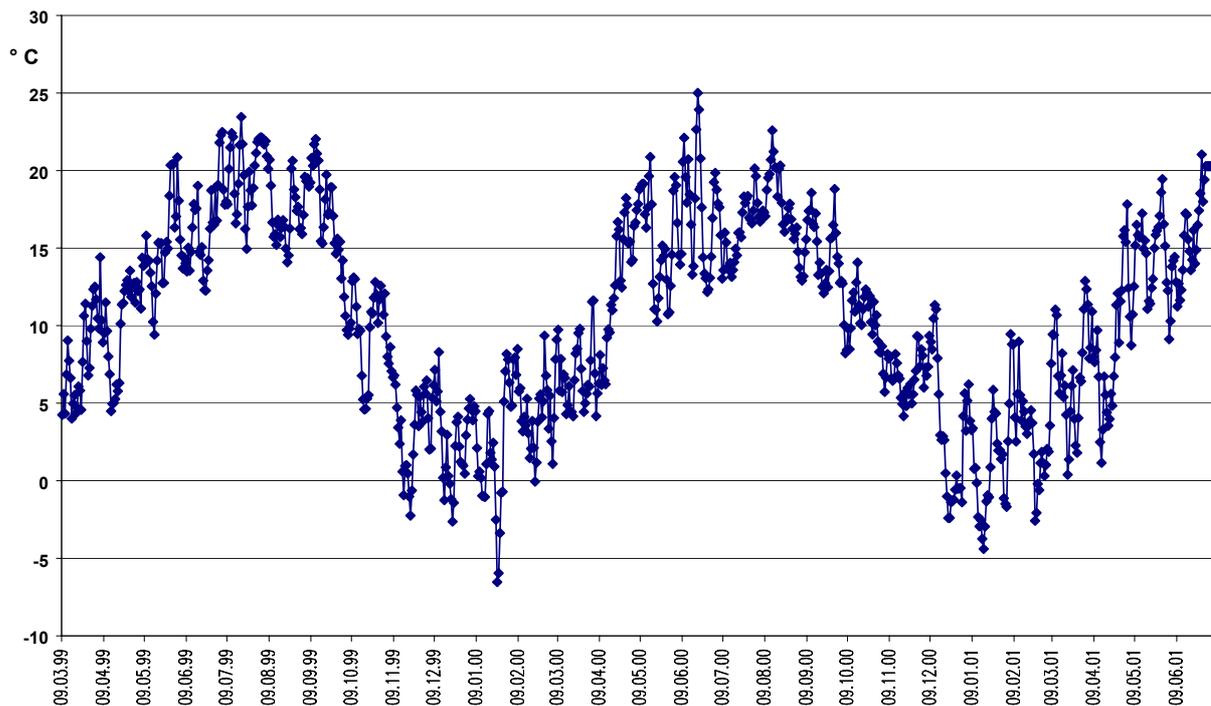


Abbildung A - 17: Regressorreihe Temperatur

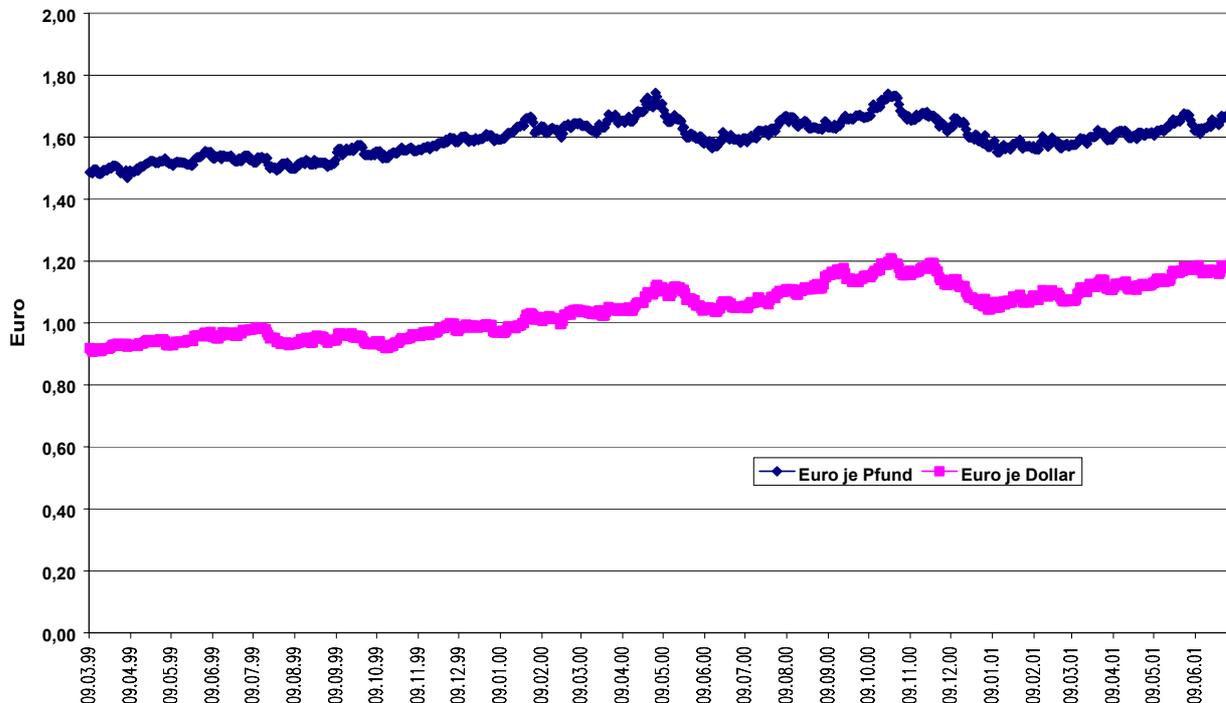


Abbildung A - 18: Regressorreihe Euro

Tabelle A - 1: Logiktablette Trader

Nr.	$P_{t,T}^{TR}$	$AP_{t,T}$	$P_{Re\ st,t,T}^{TR}$	$P_{t,T}^{TR} \cdot AP_{t,T}$	GL	Konsequenz
1	+	+	+	+	0	Restleistung $P_{Re\ st,t,T}^{TR}$ ist überschritten: $P_{t,T}^{TR \rightarrow OTC} = -\text{sgn}(AP_{t,T})P_{Re\ st,t,T}^{TR}$
2	-	-	+	+	0	
3	0	+	+	0	0	Die Erwartungshaltung des Traders $P_{t,T}^{TR}$ hat sich gegenüber der bisherigen Position geändert. Deshalb $AP_{t,T}$ glattstellen und neue Position im Rahmen von $P_{t,T}^{TR}$ oder $P_{max,t,T}^{TR}$ aufbauen: $P_{t,T}^{TR \rightarrow OTC} = -AP_{t,T} - \text{sgn}(AP_{t,T}) \min( P_{t,T}^{TR} ; P_{max,t,T}^{TR})$
4	0	+	0	0	0	
5	0	+	-	0	0	
6	0	-	+	0	0	
7	0	-	0	0	0	
8	0	-	-	0	0	
9	-	+	+	-	0	
10	-	+	0	-	0	
11	-	+	-	-	0	
12	+	-	+	-	0	
13	+	-	0	-	0	
14	+	-	-	-	0	
15	0	+	+	0	+	
16	0	+	0	0	+	
17	0	+	-	0	+	
18	0	-	+	0	+	
19	0	-	0	0	+	
20	0	-	-	0	+	
21	-	+	+	-	+	
22	-	+	0	-	+	
23	-	+	-	-	+	
24	+	-	+	-	+	
25	+	-	0	-	+	
26	+	-	-	-	+	
27	+	+	-	+	0	Im Rahmen von $P_{Re\ st,t,T}^{TR}$ oder $P_{t,T}^{TR}$ Position aufbauen: $P_{t,T}^{TR \rightarrow OTC} = \text{sgn}(P_{t,T}^{TR}) \min( P_{t,T}^{TR} ;  P_{Re\ st,t,T}^{TR} )$
28	-	-	-	+	0	
29	-	0	-	0	0	
30	+	0	-	0	0	
31	+	+	+	+	+	Die gehaltene Position wegen einer Gewinnmitnahme oder Verlustrealisierung auflösen. $P_{t,T}^{TR \rightarrow OTC} = -AP_{t,T}$
32	+	+	0	+	+	
33	+	+	-	+	+	
34	-	-	+	+	+	
35	-	-	0	+	+	
36	-	-	-	+	+	
37	+	+	0	+	0	Kein Handel: $P_{t,T}^{TR \rightarrow OTC} = 0$
38	-	-	0	+	0	
39	-	0	+	0	0	
40	+	0	0	0	0	
41	-	0	0	0	0	
42	+	0	+	0	0	
43	0	0	+	0	0	
44	0	0	0	0	0	
45	0	0	-	0	0	
46	+	0	+	0	+	Diese Fälle treten nur durch die vollständige Enumeration auf, sie sind im Modell durch die Definition der Glattstellungsvariable ausgeschlossen. In diesen Fällen sollte eine Glattstellung erfolgen, obwohl gar keine alten Positionen vorhanden sind.
47	+	0	0	0	+	
48	+	0	-	0	+	
49	0	0	+	0	+	
50	0	0	0	0	+	
51	0	0	-	0	+	
52	-	0	+	0	+	
53	-	0	0	0	+	
54	-	0	-	0	+	

## Literaturverzeichnis

- Albers, Willi (Hrsg.) (1977): Handwörterbuch der Wirtschaftswissenschaften (HdWW); zugl. Neuaufl. d. "Handwörterbuch der Sozialwissenschaften" Bd. 7, Sozialismus bis Technischer Fortschritt, Gustav Fischer, Stuttgart
- Amend, Frank (2000): Flexibilität und Hedging - Realloptionen in der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation, Universität St. Gallen, Difo-Druck OHG, Bamberg
- Auer, Josef (1998): Energiewirtschaft im Umbruch. Deutsche Bank AG, Artikel-Nr. 73-092/00, Deutsche Bank Research, Frankfurt am Main
- Bamberg, Günter und Baur, Franz (1987): Statistik, 5. Aufl., R. Oldenbourg Verlag GmbH, München
- Barz, Graydon Lee (1999): Stochastic Financial Models for Electricity Derivatives, Dissertation, Stanford University, UMI, A Bell & Howell Company, Michigan, USA
- Becker, Christian (1992): Bestimmung grenzkostenorientierter, lastabhängiger Energiepreise in der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation, Universität Paderborn, Paderborn
- Bergschneider, Claus; Karasz, Michael und Schumacher, Ralf (1999): Risikomanagement im Energiehandel; Grundlagen und Absicherungsstrategien für den Einsatz von Derivaten, 1. Aufl., Schäffer-Poeschel Verlag, Stuttgart
- Black, Fischer (1986): Noise. In: Journal of Finance, Vol. 41, No. 3, S. 529-543
- Bower, John und Bunn, Derek W. (2000): Model-Based Comparisons of Pool and Bilateral Markets for Electricity. In: The Energy Journal, Vol. 21, No. 3, S. 1-29
- Bunn, Derek W.; Bower, John und Wattendrup, Claus (2001): Model based comparison of strategic consolidation in the German electricity industry. In: Energy Policy, Vol. 29, No. 12, S. 987-1005
- Bunn, Derek W. und Day, Christopher J. (2001): Divestiture of generation assets in the electricity pool of England and Wales: A computational approach to analysing market power. In: Journal of Regulatory Economics, Vol. 19, No. 2, S. 123-141
- Busse von Colbe, Walther und Laßmann, G. (1990): Investitionstheorie. 3. Aufl. In: Lehrbuchreihe Betriebswirtschaftstheorie, Band 3, Springer Verlag, Berlin
- Carey, Philippe (1996): Übermäßige Volatilität am Aktienmarkt: Erklärungsansätze auf der Grundlage verhaltenswissenschaftlich fundierter Erwartungsbildung, Dissertation, Universität Köln, Köln
- Chollet, Andreas (2000): Simulation des physischen Stromhandels im deregulierten Elektrizitätsmarkt Deutschland auf der Basis einer Kraftwerkseinsatzoptimierung mit genetischen Algorithmen, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin

- Drake, Frank-Detlef; Ohler, Tobias und Röthel, Thomas (2000): Vom Preiskrieg zum Servicewettbewerb. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg., Heft 5, S. 286-291
- Duffie, Darrell und Gray, Stephen (1998): *Volatility in Energy Prices*. In: Jameson, Robert (ed.), *Managing energy price risk*, Risk Publications, London
- Ethier, Robert und Mount, Timothy (1998): Estimating the volatility of spot prices in restructured electricity markets and the implications for option values, PSerc 98-31, <http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/1998public>, 2002-01
- Fabra, Natalie und Harbord, David (2000): *Market Power in Electricity Markets: Do Electricity Markets Require Special Regulatory Rules*, <http://www.iue.it/Personal/Researchers/Fabra/Welcome.html>
- Fama, Eugene (1970): Efficient Capital Markets: A review of theory and empirical work. In: *Journal of Finance*, Vol. 25, S. 383-417
- Federico, Giulio und Whitmore, Adam (1999): The Importance of Market Structure and Incentives in Determining Energy Price Risk. In: Risk Publications (ed.), *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, Risk Books, London
- Fehr, Nils-Hendrik von der und Harbord, David (1998): *Competition in Electricity Spot Markets: Economic Theory and International Experience*. Universitetet i Oslo, Memoranda 1998, No.5, <http://www.oekonomi.uio.no/memo/memo98.html>, Oslo
- Flechner, Bernd und Wolter, Horst (2000): Kraftwerkseinsatzoptimierung im liberalisierten Strommarkt. In: *Elektrizitätswirtschaft*, Jg. 99, Heft 9, S. 29-37
- Gräfin von Königsmarck, Imke (2000): *Volatilität von Wechselkursen im Licht der Mikrostrukturforschung*. Dissertation, Universität Frankfurt (Main). In: *Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft*, Vol. 2693, Peter Lang GmbH, Frankfurt am Main
- Green, Richard J. und Newbery, David M. (1992): Competition in the British Electricity Spot Market. In: *Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, S. 929-953
- Grobbel, Christoph (1999): *Competition in Electricity Generation in Germany and Neighboring Countries from a System Dynamics Perspective*. Dissertation, Universität Oldenburg. In: *European University Studies, Series 5, Economics and Management*, Vol. 2460, Peter Lang GmbH, Frankfurt am Main
- Guth, Sebastian (2001): *Kundennähe in der Elektrizitätswirtschaft: Eine Untersuchung im Haushaltskundensegment*, Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin
- Haffner, Christian (1995): *Möglichkeiten der Modellierung des realen Börsengeschehens mit Hilfe der Kapitalmarktsynergetik*. Dissertation, Universität Paderborn. In: *Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft*, Bd. 1653, Peter Lang Verlag, Frankfurt am Main
- Heithoff, Johannes und Otto, Karl-Wilhelm (2000): Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und Europa. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50. Jg., Heft 10, S. 726-729

- Hunger, Michael (2000): Entwicklung eines Systems für Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Optimierung des kurzfristigen Handels im deregulierten Strommarkt, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin
- Kasperzak, Rainer (1997): Aktienkursbildung - Eine handlungstheoretisch fundierte "Erklärung des Prinzips". Dissertation, Philipps-Universität Marburg. In: Studien zu Finanzen, Geld und Kapital, Bd. 6, Duncker & Humblot GmbH, Berlin
- Kiene, Oliver (2000): Umsetzung einer Integrated Strategy im Erzeugungsbereich eines deutschen Verbundunternehmens, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin
- Klemperer, Paul D. und Meyer, Margaret A. (1989): Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty. In: *Econometrica*, Vol. 57, No. 6, S. 1243-1277
- Komander, André (2000): Analyse der Spotpreisdynamik im deregulierten Elektrizitätsmarkt Deutschlands durch ein Marktmodell mit stochastischen Komponenten, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin
- Krasenbrink, B.; Nießen, S. und Haubrich, H.-J. (1999): Risikomanagement in Stromerzeugung und -handel. In: VDI Berichte Nr. 1508, VDI Verlag, Düsseldorf
- Kraus, Michael (2000): Morphologie von (Strom-) Börsen, GEE-Symposium "Gestaltungsmöglichkeiten von Strombörsen", Mannheim
- Lattemann, Christoph und Zuber, Pascal (2001): Eine Analyse der deutschen Strombörsenlandschaft anhand der Marktmikrostruktur-Theorie. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 2, S. 75-87
- Leijonhufvud, Axel (1999): Adaptive Behavior, Market Processes and the Computable Approach. In: *BEJE - Brazilian Electronic Journal of Economics*, Vol. 2, No. 2
- Leong, Kenneth S. (1997): The Forward Curve in the Electricity Market. In: James, William E. ed., *The US Power Market Restructuring and Risk Management*, Risk Publications, USA
- Loistl, Otto (1994): *Kapitalmarkttheorie*, 3. Aufl., R. Oldenbourg Verlag GmbH, München
- LPX (2001): Spotmarktkonzept, [http://www.lpx.de/info\\_center/downloads/dl\\_spot/booklet.pdf](http://www.lpx.de/info_center/downloads/dl_spot/booklet.pdf), 2001-10-15
- Lucia, Julio J. und Schwartz, Eduardo S. (2000): Electricity Prices And Power Derivatives. Evidence From the Nordic Power Exchange, Anderson School, University of California (UCLA) 00-18, <http://www.anderson.ucla.edu/research/ciber/research/wkngpaper.html>, 2002-01
- Mating, Steffen (2001a): Statistische Untersuchung von Elektrizitätsspotpreisreihen hinsichtlich ihrer Beschreibungsmöglichkeit durch identifizierte Einflußgrößen und theoretische Preismodelle, Diplomarbeit, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin

- Mating, Steffen (2001b): Regressionsanalyse von Elektrizitätspotpreisreihen - Dokumentation, unveröffentl. Manuskript, Technische Universität Berlin, FG Energie- und Rohstoffwirtschaft, Berlin
- Müller, Johann-Adolf (1998): Simulation ökonomischer Prozesse, Manz Verlag Schulbuch, Wien
- Nießen, Stefan (1998): Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung im liberalisierten Strommarkt. Dissertation, RWTH Aachen. In: Univ.-Prof. Dr.-Ing. H.-J. Haubrich (Hrsg.), Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 54, Klinkenberg Verlag, Aachen
- Pasche, Markus (1992): Synergetik und Evolutorische Ökonomik, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, Universität Hannover, Diskussionspapier, Nr. 179, <http://www.wiwi.uni-hannover.de/publikationen.html>
- Pilipovic, Dragana (1998): Energy Risk - Valuing and Managing Energy Derivatives, The McGraw-Hill Companies, New York
- Porter, Michael E. (1983): Wettbewerbsstrategie (Competitive Strategy) - Methoden zur Analyse von Branchen und Konkurrenten, Campus Verlag GmbH, Frankfurt/Main
- Poulton, E. C. (1994): Behavioral Decision Theory: A New Approach, Cambridge University Press, New York
- Riechmann, Thomas (2001): Learning in Economics: Analysis and Application of Genetic Algorithms. Dissertation, University Hannover. In: Contributions to Economics, Physica-Verlag, Heidelberg
- Riekert, Christoph (2000): Stromwettbewerb in den USA. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg., Heft 7, S. 521-523
- Röthig, André (1997): Optimaler Primärenergie- und Kraftwerkseinsatz in elektrischen Energieversorgungssystemen - Strukturelle Analyse und mathematische Verfahren. Dissertation, Universität Paderborn. In: Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6; Energietechnik, Nr. 369, VDI Verlag, Düsseldorf
- Rudkevich, Alexander; Duckworth, Max und Rosen, Richard (1997): Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry: The Potential for Oligopoly Pricing in a Poolco. In: The Energy Journal, Vol. 19, No. 3, S. 19-48
- Sawazki, Wolfgang (1996): Erwartungsbildung und Aktienkurse, Dissertation, Heinrich Heine Universität Düsseldorf, Düsseldorf
- Schlesinger, Michael und Schulz, Walter (2000): Deutscher Energiemarkt 2020 Prognose im Zeichen der Umwelt und Wettbewerb. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 50. Jg., Heft 3, S. 106-113
- Schneider, Lambert (1998): Stromgestehungskosten von Großkraftwerken - Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern, Öko-Institut Institut für angewandte Ökologie e.V., Berlin
- Schwartz, Eduardo S. (1997): The Stochastic Behavior of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging. In: The Journal of Finance, Vol. 52, No. 3, S. 923-973

- Skantze, Petter; Gubina, Andrej und Ilic, Marija (2000): Bid-based Stochastic Model for Electricity Prices: The Impact of Fundamental Drivers on Market Dynamics, Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, MIT EL 00-004, Cambridge, MA
- Spielauer, Martin (2001): Microsimulation Modeling of Population, Economic Growth, and Social Security Systems, International Institute for Applied Systems Analysis, Interim Report, IR-01-026/July, Laxenburg
- Strecker, Stefan und Weinhardt, Christof (2001a): E-Business in the Deregulated German Wholesale Electricity Market: An Expert Survey, Discussion Paper No. 4/2001, Information Management and Systems University of Karlsruhe Germany, <http://www.iw.uni-karlsruhe.de>
- Strecker, Stefan und Weinhardt, Christof (2001b): Wholesale Electricity Trading in the Deregulated German Electricity Market - Results and Insights from an Empirical Study, CD-ROM Proceedings, 24th Annual IAEE International Conference, Houston, Texas, USA, April 25-27, 2001, International Association for Energy Economics, 2001: An Energy Odyssey?, Karlsruhe
- van Dijk, M. A. (2000): Die Liberalisierung des westeuropäischen Elektrizitätsmarktes. In: VGB KraftwerksTechnik, Heft 1/2000, S. 32-39
- van Tongeren, Frank W. (1995): Microsimulation Modelling of the Corporate Firm - Exploring Micro-Macro Economic Relations, Springer-Verlag, Berlin
- VDEW (1994): Statistik Betriebsmittel, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H., Frankfurt
- Vogt, Claudia (1993): Zur Mikrostrukturanalyse realer Kapitalmärkte: Gleichgewichtstheorie versus Ungleichgewichtsrealität, Dissertation, Universität - Gesamthochschule Paderborn, FB Wirtschaftswissenschaften, Paderborn
- Weron, Rafal (2000): Energy price risk management. In: Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, Vol. 285, No. 1-2, S. 127-134
- Wolter, H. und Thiele, S. (1999): Planungs- und Abwicklungsaufgaben vom Kundenkontakt bis zur Abrechnung. In: VDI Berichte Nr. 1508, VDI, Düsseldorf

## Lebenslauf

### Persönliche Daten:

Name: Jörg Borchert  
 Geburtstag und -ort: 01.12.68 in Unna  
 Staatsangehörigkeit: deutsch  
 Familienstand: ledig  
 Adresse: Körnerstraße 9, 04107 Leipzig

### Schulausbildung:

08/75 - 06/88                      Grundschule, Orientierungsstufe, Fredenbeck; Gymnasium, Stade, Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

### Tätigkeit vor dem Studium:

07/88 - 06/90                      Ausbildung zum Reserveoffizier bei der Bundeswehr

### Studium:

10/90 - 03/97                      Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Technischen Universität Berlin, Berlin

10/94 - 07/95                      Studium an der London School of Economics and Political Science, London; Studienschwerpunkte: Monetary and International Economics, Econometrics and Market Research

### Berufliche Tätigkeiten:

03/97 – 09/98                      Berliner Bank AG; Traineeprogramm für die Internationale Projektfinanzierung und Exportfinanzierung mit dem Schwerpunkt der Strukturierten Finanzierung von Energieprojekten

09/98 – 02/99                      Berliner Bank AG; Mitarbeit bei der Strukturierung von Exportkrediten und Forfaitierungen; parallel dazu Arbeit an der Dissertation

02/99 – 03/02                      Technische Universität Berlin, Institut für Technologie und Management  
 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Energie- und Rohstoffwesen (Prof. Winje)

04/02 – heute                      Stadtwerke Leipzig; Aufbau eines operativen Risikomanagementsystems und einer Markt- und Kreditanalyse für den Energiehandel

**Fremdsprachenkenntnisse:** Englisch: gute Kenntnisse in Wort und Schrift

**Weitere Kenntnisse:** Gute EDV-Kenntnisse in MS-Office Professional-Programmen, und entscheidungstheoretischer Software

